

# Trabajo Fin de Máster

## Máster en Ingeniería Industrial

### Optimización de la gestión del autoconsumo colectivo en España bajo el marco regulatorio establecido en el RD 244/2019

Autor: Joan Tomàs Villalonga Palou

Tutores: Javier Serrano González

Jesús Manuel Riquelme Santos

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

Sevilla, 2022





Trabajo Fin de Máster  
Ingeniería Industrial

**Optimización de la gestión del autoconsumo  
colectivo en España bajo el marco regulatorio  
establecido en el RD 244/2019**

Autor:

Joan Tomàs Villalonga Palou

Tutores:

Javier Serrano González

Jesús Manuel Riquelme Santos

Dpto. de Ingeniería Eléctrica

Escuela Técnica Superior de Ingeniería

Universidad de Sevilla

Sevilla, 2022



Trabajo Fin de Máster: Optimización de la gestión del autoconsumo colectivo en España bajo el marco regulatorio establecido en el RD 244/2019.

Autor: Joan Tomàs Villalonga Palou

Tutores: Javier Serrano González  
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, 2022

El Secretario del Tribunal

# Agradecimientos

---

A mi tutor Javier Serrano González, por acompañarme durante de esta última etapa académica. Por su entereza como profesor, por ilustrarme con sus consejos, por su trato agradable y el interés constante depositado en mi a lo largo de este tiempo. Me siento verdaderamente afortunado de haber podido trabajar contigo.

A Juan Manuel Roldán, por introducirme en este interesante campo de conocimiento y darme la oportunidad de conocer a Javier.

A Jesús Riquelme, por sus indicaciones.

A todos los profesores que me han impartido su docencia y han hecho posible mi formación.

A sa meva família i sobretot als meus pares, en Bernat i n'Àgueda i als meus germans, en Bernat i na Maria Magdalena per haver-me fet costat durant tota la vida, i haver-me ensenyat coses que un no aprendren dins ses aules i en conjunt, haver-me fet així com som avui.

Als meus amics de Mallorca, amb qui vaig créixer des de sa infància, i malgrat sa distància, els dies no han passat al retrobar-nos.

A mis amigos de Sevilla, por dejarme ser un pasajero más de este tren de vida.

Gracias, gràcies.

*Joan Tomàs Villalonga Palou*

*Sevilla, 2022*





# Resumen

---

El objetivo de este proyecto, se ha centrado en el análisis del marco regulatorio español del autoconsumo colectivo doméstico, que se basa en unos coeficientes fijos (previamente establecidos) de reparto para la asignación de energía autoconsumida y excedentes para cada uno de los consumidores. Para este estudio, se ha asumido un amplio conjunto de perfiles de consumo verosímiles generado por el software LoadProfile como punto de partida. Numerosas simulaciones han sido llevadas a cabo para un considerable rango de potencia de generación instalada, tomando en consideración las restricciones técnicas establecidas por el vigente RD 244/2019. Varios enfoques han sido analizados.

En primer lugar, se presenta la alternativa brindada por defecto por la regulación actual. Por consiguiente, se plantea un enfoque ideal en el que se entiende el conjunto grupal de consumidores como un único consumidor y se compara con el enfoque preestablecido por el vigente RD 244/2019, ya comentado, además de una serie adicional de propuestas, centradas en la mejora de los actuales coeficientes de reparto tanto de la energía autoconsumida, así como la venta de excedentes, dada la suma importancia de los mismos en este tópico y la potencial mejora que presentan. Por otro lado, una optimización tecno-económica basada en coeficientes fijos y permitida por la vigente normativa será llevada a cabo, que supondrá el máximo desempeño de la instalación en las vigentes condiciones, más otras dos fuera del alcance del presente marco regulatorio, y, cuyo enfoque adaptado al consumo de los prosumidores permitirá impulsar notoriamente el rendimiento económico de la instalación hasta prácticamente igualar el máximo teórico alcanzable.

Así mismo, una comparación entre una de las antiguas tarifas del PVPC para consumidores domésticos (2.0.A) y la actual (2.0.D) ha sido llevada a cabo, apareciendo la necesidad de determinar el nuevo escenario de precios de la energía en base a las nuevas disposiciones del RD 216/2014 presentadas en las modificaciones del 18/03/2021 de la Comisión Nacional de Mercados y Competencia (CNMC).

# Abstract

---

The aim of this project has focused on the analysis of the Spanish regulatory framework for domestic collective self-consumption, which is based on fixed (previously established) distribution coefficients for the allocation of self-consumed energy and energy surplus for each of the consumers. For this study, a large set of plausible consumption profiles generated by the LoadProfile software has been assumed as a starting point. Numerous simulations have been carried out for a considerable range of installed generation power, taking into consideration the technical restrictions established by the current RD 244/2019. Several approaches have been analysed.

Firstly, the alternative provided by default by the current regulation is presented. Therefore, an ideal approach is proposed in which the group of consumers is understood as a single consumer and compared with the approach pre-established by the current RD 244/2019, already mentioned, as well as an additional series of proposals, which are focused on improving the current distribution coefficients for both self-consumed energy and the sale of surpluses, due to the extreme importance of these in this topic and the potential improvement that they present. On the other hand, a techno-economic optimisation based on fixed coefficients and permitted by current regulations will be carried out, which will mean the maximum performance of the installation under current conditions, plus two other proposals outside the scope of the present regulatory framework, and whose approach adapted to the consumption of prosumers will significantly boost the economic performance of the installation to practically equal the maximum theoretically achievable.

A comparison between one of the old PVPC tariffs for domestic consumers (2.0.A) and the current one (2.0.D) has been carried out, which shows the need to determine the new energy price scenario based on the new provisions of RD 216/2014 presented in the amendments of 18/03/2021 of the National Commission for Markets and Competition (CNMC).

<b>Agradecimientos</b>	<b>vii</b>
<b>Resumen</b>	<b>ix</b>
<b>Abstract</b>	<b>x</b>
<b>Índice</b>	<b>xi</b>
<b>Índice de Tablas</b>	<b>xiii</b>
<b>Índice de Figuras</b>	<b>xiv</b>
<b>Glosario</b>	<b>xv</b>
<b>1 Introducción</b>	<b>1</b>
<b>2 Origen de datos</b>	<b>11</b>
2.1. <i>Perfiles de consumo</i>	11
2.2. <i>Irradiancia y temperatura</i>	13
2.2.1 Emplazamiento	13
2.3. <i>Precio energía y desgloses</i>	14
2.3.1 Precio de compra de la energía para consumidores domésticos	14
<b>3 Marco regulatorio</b>	<b>21</b>
3.1 <i>Antecedentes</i>	21
3.1.1 Real Decreto 900/2015	21
3.1.2 Real Decreto-ley 15/2018	23
3.2 <i>Real Decreto 244/2019</i>	24
<b>4 Modelo de ensayo</b>	<b>28</b>
4.1 <i>Equivalente matemático</i>	28
4.1.1 Generación	28
4.1.2 Energía autoconsumida	29
4.1.3 Energía excedentaria	29
4.1.4 Coste final de la energía de red	29
4.1.5 Función objetivo	30
<b>5 Algoritmos y rutinas de optimización</b>	<b>32</b>
5.1.1 Algoritmos genéticos (GA)	32
5.1.2 Algoritmos genéticos con números enteros (GAint)	33
5.1.3 Múltiples mínimos locales (MultiStart)	33
5.1.4 Búsqueda Directa (PatternSearch)	34
<b>6 Resultados</b>	<b>35</b>
6.1 <i>Enfoques analizados</i>	35
6.1.1 Ideal energy distribution (IED)	35
6.1.2 Static energy distribution – Regulatory established (SED-RE)	35
6.1.3 Static energy distribution – Neighbours' Agreement (SED-NA)	36
6.1.4 Adaptative energy distribution (AED)	37
6.1.5 Proportional energy distribution (PED)	37

6.2	<i>Caso base</i>	38
6.3	<i>Escenarios</i>	40
6.3.1	Escenario 1	40
6.3.2	Escenario 2	51
6.3.3	Escenario 3	51
<b>7</b>	<b>Conclusión</b>	<b>54</b>
	<b>Referencias</b>	<b>55</b>

# ÍNDICE DE TABLAS

---

2.1 Características de los consumidores	12
2.2 Potencia contratada e instalada asignada por consumidor	12
2.3 Diferencias T 2.0.A frente a T 2.0.D	15
2.4 Coeficiente pérdidas según periodo	18
2.5 Peajes y cargos de acceso red según T.2.0.D	19
5.1 Configuración GA	32
5.2 Configuración GAint	33
5.3 Configuración MultiStart	33
6.1 Datos específicos de interés	39
6.2 Compación entre métodos	44

# ÍNDICE DE FIGURAS

---

Figura 1-1 Representación simbólica de comunidad energéticamente positiva	2
Figura 2-1 Representación perfiles de consumo	12
Figura 2-2 Emplazamiento geográfico	14
Figura 2-3 Periodos horarios tarifa 2.0.D	17
Figura 2-4 Precio energía T 2.0.A frente a T 2.0.D	20
Figura 3-1 Viñeta impuesto al Sol	22
Figura 3-2 Esquema de red interior: autoconsumo colectivo con y sin excedentes respectivamente.	26
Figura 3-3 Reparto de energía autoconsumida: Red próxima.	26
Figura 3-4 Instalación real autoconsumo colectivo	27
Figura 6-1 Estrategia SED-AED	36
Figura 6-2 Estrategia AED	37
Figura 6-3 Estrategia PED	37
Figura 6-4 Escenario 1: T 2.0.A	40
Figura 6-5 Margen de mejora propuesto T 2.0.A	40
Figura 6-6 Escenario 1: T 2.0.D	41
Figura 6-7 Margen de mejora propuesto: T 2.0.D	41
Figura 6-8 IED: Distribución de energía	42
Figura 6-9 SED-RE: Distribución de energía	43
Figura 6-10 Comparación entre rutinas de optimización	44
Figura 6-11 SED-NA: Distribución de energía	45
Figura 6-12 AED: Distribución de energía	46
Figura 6-13 PED: Distribución de energía	47
Figura 6-14 Consumo red mensual individual	48
Figura 6-15 Energía autoconsumida mensual individual	49
Figura 6-16 Energía excedentaria mensual individual	50
Figura 6-17 Escenarios: VAN para T.2.0.A	52
Figura 6-18 Escenarios: VAN para T.2.0.D	52
Figura 6-19 Escenarios: TIR	53

# Glosario

Autoconsumo colectivo	“Se dice que un sujeto consumidor participa en un autoconsumo colectivo cuando pertenece a un grupo de varios consumidores que se alimentan, de forma acordada, de energía eléctrica que proveniente de instalaciones de producción próximas a las de consumo y asociadas a los mismos”.
Prosumidor	Consumidor de energía eléctrica que al mismo tiempo participa en la producción del misma.
$ENG_{h,i}$ - Energía horaria neta generada individualizada	“Será la energía bruta generada menos la consumida por los servicios auxiliares de producción en un periodo horario correspondiente a un consumidor acogido a la modalidad de autoconsumo colectivo o a un consumidor asociado a una instalación próxima a través de la red.”
Energía horaria consumida individualizada	“Energía neta horaria total consumida por cada uno de los consumidores que realizan autoconsumo colectivo o consumidor asociado a una instalación próxima a través de la red. En todo caso se considerará cero cuando el valor sea negativo”.
$E_{aut,h,i}$ - Energía horaria autoconsumida individualizada	“Autoconsumo neto horario realizado por un consumidor que realiza autoconsumo colectivo o consumidor asociado a una instalación próxima a través de la red”.
$E_{red,h,i}$ - Energía horaria consumida de la red individualizada	“Saldo neto horario de energía eléctrica recibida de la red de transporte o distribución de un consumidor no procedente de instalaciones de generación próximas y asociadas al punto de suministro, y que participa de una instalación de autoconsumo colectivo”.
$V_{h,i}$ - Energía horaria excedentaria individualizada	“Saldo neto horario de la energía horaria excedentaria correspondiente a un consumidor que participa de una instalación de autoconsumo colectivo o consumidor asociado a una instalación próxima a través de la red.”
$CP_{h,i}$	Perfil de consumo horario individualizado.
$\beta_i$	Coefficiente de reparto de la energía generada entre los consumidores que participan del autoconsumo colectivo.
$\alpha_i$	Coefficiente de reparto de la energía excedentaria entre los consumidores que participan del autoconsumo colectivo.
GC - Consumo red	Consumo red representativo del conjunto de prosumidores asociado al periodo de facturación mensual pertinente.
SCE - Energía autoconsumida	Energía autoconsumida representativa del conjunto de prosumidores asociado al periodo de facturación mensual pertinente.
ES - Excedentes	Energía excedentaria representativa del conjunto de prosumidores asociado al periodo de facturación mensual pertinente.
PVPC	Precio voluntario para el pequeño consumidor.
$ES_{price}$	Precio de la energía excedentaria del autoconsumo para el mecanismo de compensación simplificada.
$T_h$	Temperatura horaria.

<b><math>I_{g,h}</math></b>	Irradiacia global horaria sobre plano fijo.
<b>FC</b>	Flujo de caja asociado al ahorro monetario presente entre el conjunto de consumidores convencionales y su equivalente de prosumidores.
<b>CAPEX</b>	Gasto en capital para acometer la inversión asociada a la instalación en cuestión.
<b>OPEX</b>	Gasto en operación y mantenimiento para el correcto desempeño de la instalación a lo largo de su vida útil.
<b>VAN</b>	Valor actual neto.
<b><math>\Delta</math> VAN</b>	Diferencia VAN resultante de aplicar la actual normativa frente a enfoques propuestos.
<b>TIR</b>	Tasa interna de retorno.



# 1 INTRODUCCIÓN

---

Situados en mitad de un período de transición energética centrado en la reconversión de las fuentes de energía, la producción de energía de origen renovable se ha consolidado como una de las principales soluciones para hacer frente al declive de las reservas de petróleo y la saturación de los sumideros de carbono de la biosfera. Las razones principales de esta elección podrían ser atribuidas fundamentalmente a dos causas. En primer lugar, su creciente expansión ha demostrado una evidente reducción de la tasa de dependencia energética externa, permitiendo a países con limitadas reservas de combustibles fósiles autoabastecerse mediante recursos locales. Por otro lado, la asentada preocupación medioambiental y las consecuentes actuaciones políticas internacionales han propiciado a establecer un conjunto de objetivos centrados en alcanzar determinados índices de sostenibilidad que permitan el desarrollo de un mundo más ecológico y autosuficiente. Entre la serie de medidas de actuación, podríamos nombrar la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, residuos toxicológicos y radioactivos, la reducción del consumo energético o la mejora de la eficiencia del sistema, siendo la instauración de la generación distribuida el mecanismo que permita potenciar en mayor medida el impacto de las energías renovables en todos los niveles. Siguiendo los acontecimientos del escenario planteado, la creación de comunidades energéticamente positivas se sitúa como una de las principales alternativas para lograr el desarrollo de las fuentes de energía renovables a escala local, donde la modalidad del prosumismo o autoconsumo resulta cada vez más habitual. En la última década, los costes de producción de las tecnologías de generación fotovoltaica han experimentado ratios de asequibilidad muy competitivos que, junto a las recientes políticas de autoconsumo favorables, se ha alcanzado una notable rentabilidad del autoconsumo fotovoltaico doméstico. No obstante, la distribución de energía generada para la modalidad de autoconsumo colectivo en muchos casos no resulta ser la más adecuada, implicando una significativa pérdida del rendimiento económico de la instalación.

Si miramos a las actuaciones de los países miembro, el desarrollo de significativos avances tecnológicos y el fenómeno creciente sobre el ecologismo y la conciencia mediambiental han conducido a Europa a encabezar el desarrollo de las fuentes de energía renovable, la reducción de emisiones y el ahorro del consumo energético comunitario mediante el denominado Clean Energy for all Europeans package [1], con el objetivo de cumplir los compromisos adquiridos en el marco del Acuerdo de París. Siguiendo esta hoja de ruta, resulta evidente la considerable evolución que nuestro sistema energético deberá experimentar una descarbonización si queremos alcanzar los índices de sostenibilidad propuestos. En efecto, el desarrollo del almacenamiento a gran escala, la creciente electrificación del transporte y la implementación de redes inteligentes junto a la generación distribuida serán respuestas que permitirán superar los presentes e inminentes retos energéticos que se nos están planteando. Mediante la aprobación de la nueva Directiva europea de energías renovables (habitualmente conocida por el acrónimo REDII, Renewable Energy Directive II)[2], se pretende dar el impulso normativo necesario que permita a los estados miembro de la Unión Europea sentar las bases para alcanzar nuevas formas de sostenibilidad que hasta el momento hasta el momento quedaban supeditadas a la elección de cada normativa nacional. Una de ellas corresponde a la implantación del autoconsumo colectivo, pues establece los fundamentos para el desarrollo de comunidades energéticamente positivas mientras ayuda a disminuir la dependencia energética de países con recursos convencionales escasos frente a la importación de terceros. Pese a que la REDII proporcione las definiciones y requisitos básicos para las actividades de autoconsumo colectivo y las comunidades energéticas y cada estado miembro las tome como pilar de su normativa nacional, estas terminan difiriendo significativamente en las normativas nacionales en varios aspectos, que abarcan desde los participantes y las partes interesadas, los componentes administrativos, los requisitos técnicos como la expansión física, la restricción del tamaño de las fuentes de energía renovable, la distribución de la energía entre los consumidores o incluso en materia económica sobre los incentivos ofrecidos [3].

Indagando en la materia, varias son las diferencias presentadas por los diferentes países miembros. Desde el punto de vista técnico podríamos destacar diversos elementos como puedan ser los requisitos de proximidad necesarios para poder estar conectado a la instalación de generación compartida en cuestión. En Alemania, por ejemplo, la instalación debe situarse en el propio edificio o a una distancia muy cercana, sin embargo, en el caso de Francia, es permitida una extensión radial de 2 km ampliable hasta 20 km en zonas rurales [3],[4]. Por otro lado, la potencia permitida instalada también difiere considerablemente, resultando para el caso de Eslovenia el máximo equivalente al 80% de la suma de las capacidades de los puntos de medición del consumo frente a los 100kW máximos permitidos en Alemania o hasta 1 MW para el caso de Grecia [3]. Así mismo, la distribución de energía procedente de las instalaciones de generación es otro de los aspectos destacables a tener en cuenta, en Francia es permitido el uso de coeficientes de reparto variables o estáticos según indique la comunidad energéticamente renovable [3], [4], ocurriendo una situación muy similar en Portugal, cuyos coeficientes no pueden ser modificados en un período no inferior a los 12 meses, mientras que ciertos países como pueda ser Luxemburgo, salvo que estos no sean establecidos por la propia comunidad energética, la asignación se realizará estáticamente por el operador del sistema [3]. Igualmente, cada país cuenta con su propio procedimiento de conexión de la instalación, con mayores o menores trámites burocráticos [3]. Además, otro de los factores a destacar serían los presentes regímenes de retribución de los excedentes de energía generados, resultando una única alternativa instaurada para países como Bélgica (net-metering) o Portugal (remuneración de los excedentes al 90% de precio de mercado) o bien, múltiples alternativas disponibles (Feed-in-Tariff, Premium tariff, Tax reduction) en países tales como Francia e Italia [5].

Esta disparidad, es indicativa de la falta de madurez de los criterios de actuación que deben seguirse para lograr el despliegue completo de las comunidades energéticamente renovables, pues si bien es cierto que muchas pautas deben ser según la perspectiva de cada país, ciertos aspectos deberían presentar un denominador común. En concreto, este proyecto se centrará en el análisis de la distribución de la energía autoconsumida bajo el marco regulatorio del autoconsumo colectivo en España y como una política de actuación adecuada puede propiciar a una notable mejoría de la tasa de rentabilidad económica asociada al despliegue del autoconsumo colectivo.

En este estudio se pretenderá analizar el comportamiento del autoconsumo colectivo mediante el uso de técnicas de diversa índole que permitan alcanzar una maximización económica centrada en el rendimiento de la instalación compartida tomando como pivotes de optimización los coeficientes de energía autoconsumida y excedentaria individualizada. Varios algoritmos basados en técnicas analíticas o heurísticas serán analizados, además de otras metodologías válidas que permitan demostrar el aprovechamiento monetario máximo que puede lograrse de acuerdo a las restricciones establecidas por el RD 244/2019 e incluso ir con proposiciones que discurren más allá del mismo.



Fuente: geoinnova.org

Figura 1-1 Representación simbólica de comunidad energéticamente positiva

## 2 ORIGEN DE DATOS

---

**E**n este capítulo se abordarán las fuentes de origen de datos de diversa índole que se han tomado en cuenta para recabar información suficientemente precisa para dar lugar finalmente a los resultados obtenidos en este proyecto.

### 2.1. Perfiles de consumo

Para poder determinar los perfiles de consumo asociados a los prosumidores inscritos a la modalidad tarifaria para el precio voluntario para el pequeño consumidor (PVPC), según indica la actual normativa impuesta por el RD 244/2019 embebida dentro del marco regulatorio español sobre el autoconsumo colectivo, se deberá atender a instalaciones inferiores a los 10 kW. En su conjunto, se tomará una totalidad de 20 viviendas verosímiles de carácter dispar en cuanto a perfil energético se refiere obtenido a través del programa de simulación Load Profile [6].

Este software, se trata de una herramienta de simulación cuyo propósito reside en crear tanto perfiles de consumo energéticos como perfiles de consumo domésticos de agua tomando como fundamento principal la psicología de la ciudadanía, esto es, adopta como punto de referencia el comportamiento cotidiano de los diferentes individuos que componen el módulo de la vivienda que tienen asociada. Para determinar los aspectos fundamentales que permiten definir la conducta de los individuos muestra en su día a día y por tanto su relación con los electrodomésticos y uso de cargas asociadas a la vivienda, Load Profile toma en cuentas aspectos relevantes a simple vista como pueda resultar el género del sujeto, la edad y otras actuaciones que permiten definir el día a día de los mismos sujetos como pueda resultar, el nivel de actividad física, la ocupación actual que puedan presentar como pueda resultar si acuden a trabajar y qué tipo de trabajo realizan (nivel de actividad física en el mismo), si los individuos son desempleados y permanecen en su residencia, o bien sean teletrabajadores, estudiantes o jubilados. Además, también influyen los horarios que puedan presentar los individuos en su cotidianidad y el conjunto que conforme el bloque modular en cuestión, esto es, el número de residentes por vivienda y su relación entre ellos, de manera que las actividades que involucren el consumo eléctrico se verán claramente afectadas por cada una de las condiciones expuestas. Así mismo, la situación geográfica del emplazamiento influirá notoriamente pues las festividades y periodos vacacionales serán también tomados en cuenta. Igualmente, cabe destacar que la situación geográfica será fundamental, pues el perfil de temperatura anual que se determine será de suma importancia para la relación entre las cargas y el consumo eléctrico (climatización de vivienda y temperatura óptima de agua sanitaria). Este compendio de casuísticas es tratado matemáticamente mediante una ponderación de pesos en la que cada acción realizada cuenta un medidor de llenado, así como un peso asociado a la misma, así como restricciones horarias predefinidas, con la finalidad de lograr perfiles de comportamiento humanos estereotipados afines a la era de actualidad.

Por otra parte, esta aplicación cuenta con una amplia base de datos de más de 100 dispositivos basados en especificaciones técnicas reales de equipos que hoy en día pueden encontrarse en el mercado. Para determinar los perfiles de consumo horarios, el programa genera perfiles aleatorios tomando como base las características anteriormente mencionadas y suma las cargas demandantes procedentes de estos dispositivos a consecuencia de las acciones resultantes de los diversos integrantes que conforman a vivienda a lo largo de las 8760 horas que conforman un año estándar. De esta forma, el programa proporciona la evolución de la energía horaria demanda por cada uno de las viviendas a lo largo del año.

A continuación, se detallan las características de los consumidores consideradas para llevar a cabo este estudio en las siguientes tablas [2.1], [2.2]:

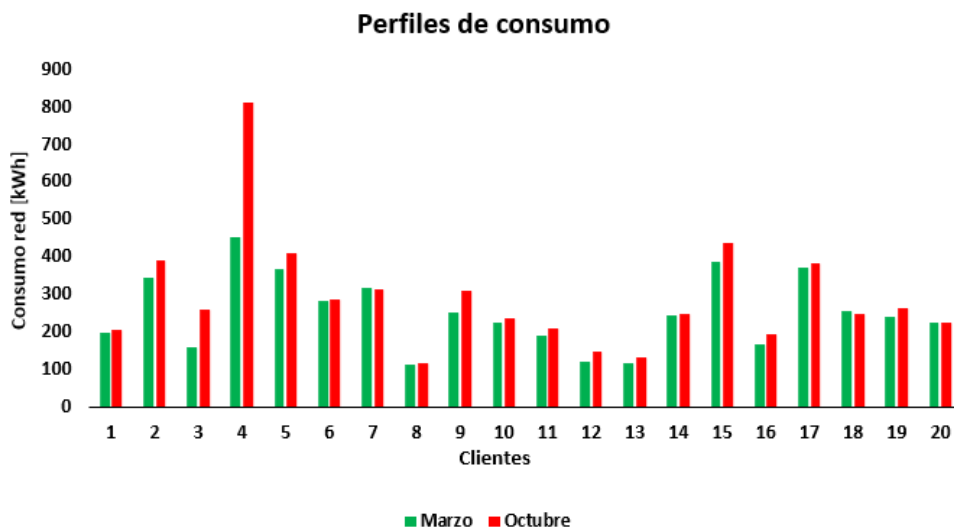
2.1 Características de los consumidores

1	Family, 3 children, both with work	2	Couple, 30-64 years, both at work + Senior at home
3	Single woman, 2 children with work	4	Multigenerational Home: working couple, 2 children, 2 seniors
5	Family, 2 children, parents without work	6	Couple, 30 - 64 years, both at work, with homehelp
7	Family both at work, 2 children	8	Single woman, 1 child, with work
9	Single woman, 1 child, with work	10	Couple under 30 years with work
11	Couple under 30 years, one at work, one at home	12	Single man, 30 - 64 years, with work
13	Single man with 2 children, with work	14	Family with 3 children, both at work
15	Couple, 30 - 64 years, with work	16	Single man with 1 child, with work
17	Family with 1 child, 1 at work, 1 at home	18	Couple with work around 40
19	Student Flatsharing	20	Couple, 30 - 64 years, both at home
	2 Parents, 1 Working, 2 Children		

2.2 Potencia contratada e instalada asignada por consumidor

Cliente	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Potencia contratada	5	6	3,8	7	6,2	3,3	5,6	2,5	6	4,6	3,7	3	2,6	6	7	3,2	4,9	3,7	4,6	3,6
Potencia instalada	5,75	9,2	5,75	9,2	9,2	5,75	5,75	5,75	9,2	5,75	5,75	5,75	5,75	9,2	9,2	5,75	5,75	5,75	5,75	5,75

En la siguiente figura [Figura 2-1] aparecen los perfiles de consumo asociados a los clientes tomados para este estudio. Se presenta el consumo de energía red pertenecientes a los meses de marzo y octubre para cada uno de los consumidores domésticos. La elección, a título ilustrativo, de los meses indicados se debe principalmente a que se tratan de periodos no vacacionales con niveles de consumo significativos.



Fuente: Elaboración propia

Figura 2-1 Representación perfiles de consumo

## 2.2. Irradiancia y temperatura

Con la finalidad de determinar el perfil de generación de la instalación fotovoltaica, se hará uso de la base de datos europea PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System), un servidor que cuenta con una extensa recopilación de datos meteorológicos pertenecientes entre 2005 y 2016, pero que resultan fácilmente aplicables a día de hoy al tener en cuenta que la localización geográfica utilizada se encuentra en la misma longitud y latitud y los cambios y puntualidades que puedan haber ocurrido entre años son hechos aislados. La obtención de los siguientes datos que se presentan a continuación será horaria.

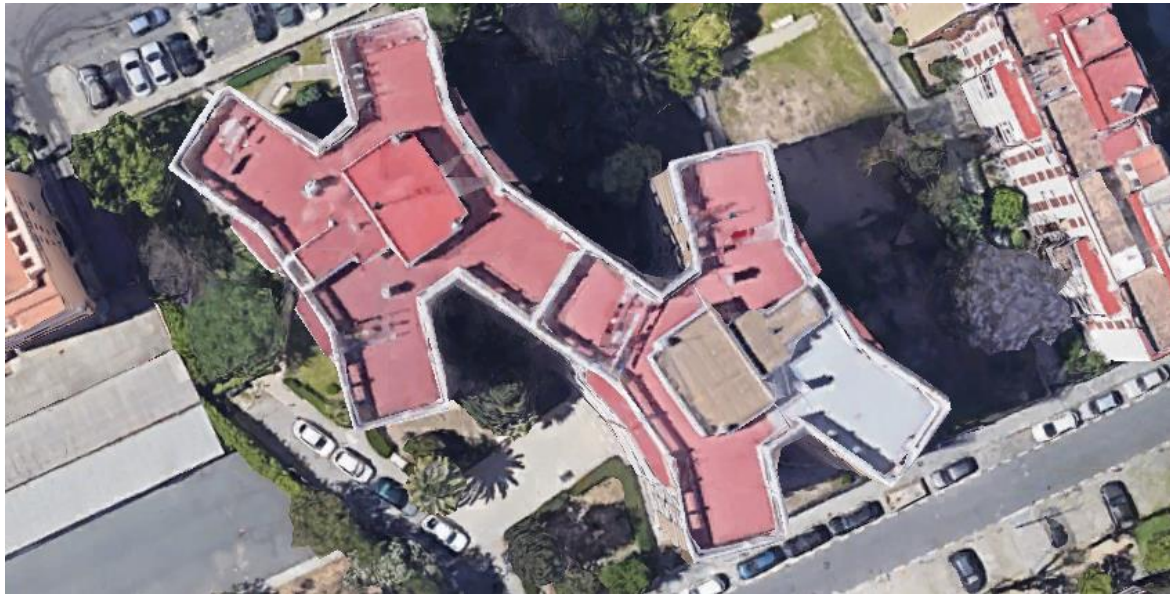
- Irradiación global sobre plano fijo: para plantear este estudio, se hará uso de la irradiación global que incide sobre la instalación de paneles fotovoltaicos sobre plano fijo, pues llevado a la práctica la instalación de los mismos se realizaría sobre una azotea o un tejado cuya orientación se encuentra predefinida previamente por la propia estructura del edificio a tratar. Además, esta hipótesis sale reforzada al entender el despliegue de las comunidades energéticas en las grandes urbes y con ello la generación distribuida contará con estrictas limitaciones de espacio, siendo la propuesta ofrecida una solución factible y de fácil implementación. En concreto, la irradiación global se integra a partir de dos términos, que resultan ser:
  - Irradiación directa: se refiere a la radiación que incide durante un período de tiempo sobre la superficie del colector solar procedente del propio disco solar.
  - Irradiación difusa: hace referencia a la radiación procedente de la bóveda celeste a excepción de la procedente del mismo disco solar.
  
- Temperatura: los valores de esta magnitud desempeñarán un rol decisivo en la producción y en definitiva sobre el rendimiento fotovoltaico de la instalación. Además, como se comentaba en la sección [2.1], esta tendrá una influencia directa sobre las necesidades energéticas requeridas por el conjunto de prosumidores.

### 2.2.1 Emplazamiento

Para determinar la localización geográfica de este proyecto, se fijarán las coordenadas del mismo en la comunidad autónoma de Andalucía, en particular, sobre la provincia de Sevilla. Cabe destacar, que pese a concretar un emplazamiento específico, los resultados de este trabajo son fácilmente extrapolables a cualquier ubicación situada en territorio español dadas las condiciones planteadas por el vigente marco regulatorio en cuestión.

Entrando en detalle, el clima de Sevilla presenta características mediterráneas con una presente influencia oceánica causada por la cercanía al Atlántico, implicando temperaturas moderadas durante el invierno como puedan resultar medias mínimas de aproximadamente 5°C y 6°C. Sin embargo, los veranos resultan ser largos prolongados y secos, pudiendo alcanzar medias máximas de hasta 35°C.

Para este estudio, las coordenadas seleccionadas atienden a 37°21'57"N 5°58'59"W. En concreto queda definida la situación según los detalles ofrecidos en la siguiente figura [Figura 2-2]:



Fuente: Elaboración propia

Figura 2-2 Emplazamiento geográfico

## 2.3. Precio energía y desgloses

Numerosos desgloses e importes relacionados con los precios horarios de la electricidad para los consumidores con una potencia contratada inferior a los 10 kW han sido facilitados por el operador de la red de transporte española, Red Eléctrica de España (REE) a través de su plataforma accesible (ESIOS) [7], donde entre otros se proporciona directamente el precio horario del mercado eléctrico al consumidor. La información necesaria para poder definir el precio voluntario para el pequeño consumidor (PVPC) será detallada a continuación, donde se aborde la obtención del mismo en función de la tarifa eléctrica asociada.

### 2.3.1 Precio de compra de la energía para consumidores domésticos

Otro de los puntales a tratar en este proyecto, ha sido la simulación del precio final de la energía incluyendo los peajes y cargos correspondientes a la tarifa a la que se encuentren suscritos los clientes. En concreto, este proyecto se ha desarrollado para la antigua tarifa regulada 2.0.A y la presente tarifa regulada 2.0.D, que resultan ser tarifas de baja tensión (nivel de tensión hasta 1 kV) y cuya potencia contratada no puede superar los 10 kW. Su diferencia principal reside en los distintos precios del kilovatio hora.

- **Tarifa 2.0.A:** 1 abril 2014 – 31 mayo 2021. Se trataba de una tarifa sin discriminación horaria, en la que el precio del kilovatio hora se determinaba considerando el precio del mercado mayorista más la imputación constante para cada hora de peajes y cargos, lo que conllevaba precios horarios con atenuados picos o valles en las horas de mayor o menor consumo, haciendo que fuese una tarifa indicada para consumidores equitativos, con perfiles de consumo similares en todas las horas del día, de manera que era la más extendida en los hogares.
- **Tarifa 2.0.D:** 1 junio 2021 – presente. Representa la única tarifa regulada existente para consumidores domésticos, puesta en vigor el 1 de junio de 2021. Se caracteriza por presentar tres franjas horarias en las que el precio del kilovatio es distinto: valle (precio inferior), llano (precio medio), punta (precio superior). Estas diferencias son consecuencia de considerar en la formación del precio los resultados del mercado mayorista y una aplicación de cargos y peajes, en la que existen diferencias considerables entre los mismos según el momento horario.

En la siguiente tabla [2.3] se exponen las principales características diferenciales marcadas por la Comisión Nacional de los Mercados y Competencia (CNMC) brindadas en la circular 3/2020 del 15 de enero [[8]] para ambas tarifas.

2.3 Diferencias T 2.0.A frente a T 2.0.D

	2.0.A	2.0.D		
		Punta	Llano	Valle
<b>Término de potencia peajes y cargos (€/kW y año)</b>	38,043426	30,67266		1,424359
<b>Término de energía peajes y cargos (€/kWh)</b>	0,044027	0,133118	0,041772	0,006001
<b>Coefficiente de pérdidas (%)</b>	17,1%	16,7%	16,3%	18,0%

A continuación, se detalla el cálculo del precio voluntario para el pequeño consumidor (PVPC) en función de la tarifa eléctrica asociada.

### 2.3.1.1 PVPC: Tarifa 2.0.A. 1 abril 2014- 31 mayo 2021

Para determinar el precio de la energía asociada a la antigua tarifa 2.0.A, perteneciente a una de las tres modalidades efectivas del precio voluntario para el pequeño consumidor (PVPC) vigente desde el 1 de abril de 2014 hasta el 31 de mayo de 2021, se ha seguido el guión marcado por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) en el Informe de Precios Energéticos Regulados [9] cuyos valores últimos de aplicación entraron en vigor el día 27 de marzo de 2020.

Para calcular el PVPC referido a la antigua tarifa fija 2.0A, su expresión puede determinarse como sigue a continuación:

$$PVPC_{h_{2.0A}} = TCU_{h_{2.0A}} + PA_{h_{2.0A}} + CCV_{h_{2.0A}} \quad (1.1)$$

Donde:

**TCU<sub>h</sub>**: supone el coste horario de energía en el mercado de producción durante el periodo facturado. En particular, se ha hecho uso del desglose del término de energía de la tarifa 2.0A proporcionado por el Sistema de Información del Operador del Sistema (ESIOS). Además, para salvar las puntualidades presentes, una media de 5 años fijada entre 2015 y 2019, ambos inclusive, ha sido tomada.

**PA<sub>h</sub>**: representa el peaje de acceso destinado a mantener el buen estado de la red y cuyo valor variable es función de la energía consumida por cliente. Concretamente, asciende a 0,044027€/kWh.

**CCV<sub>h</sub>**: supone un compendio de retribuciones variables dependientes del consumo de energía asociadas a los costes de comercialización. El término variable del coste de comercialización se compone de Retribución unitaria de los comercializadores de referencia por el ejercicio de su actividad (**Runit**), y la retribución horaria por costes de explotación variables (**RCEVh**).

- **Runit**: adoptará la cuantía de 0,000557€/kWh, y cuyo valor se mantendrá constante.
- **RCEVh**: se determinará como la suma de “**RFE** (Retribución del coste de contribución al Fondo Nacional de Eficiencia Energética regulado por la Ley 18/2014, de 15 de octubre), **RCVtovph** (Retribución horaria por componente variable de la tasa de ocupación de la vía pública) y **RMRv** (Retribución por otros costes de naturaleza variable)”.

- **RFE**: cuyo valor será  $0,000245\text{€} / kWh$  para todas las horas.
- **RMRv**: “retribución por otros costes de naturaleza variable debidos a medidas regulatorias”. Su valor será constante para todo el período considerado. En particular, tomará el valor nulo al no existir costes de dicha naturaleza en el periodo indicado.
- **RCVtop<sub>v</sub><sub>h</sub>**: su expresión vendrá determinada como se indica a continuación:

$$RCV_{toph} = \frac{TOVP}{1 - TOVP} \times (P_{mh} + SA_h + CCOM_h + CCOSH + CAP_h + INT_h + RFE + R_{unit} + RMR_v) \quad (1.2)$$

**TOVP**: “Tipo correspondiente, en tanto por uno, a la tasa de ocupación de la vía pública, establecido en el artículo 24.1.c) del texto refundido de la Ley Reguladora de las Haciendas Locales aprobado por el Real Decreto Legislativo 2/2004, de 5 de marzo”. Tomará el valor de 1,5% al tratarse de un aprovechamiento especial de las vías públicas municipales a favor de empresas explotadoras de servicios de suministros que resultan de interés general.

**P<sub>mh</sub>**: “Precio medio horario obtenido a partir de los resultados del mercado diario e intradiario en la hora  $h$  el periodo tarifario  $p$ ”.

**SA<sub>h</sub>** “Servicios de ajuste del sistema asociados al suministro en la hora  $h$  del periodo tarifario  $p$ ”. Se corresponde a la suma de **PMAS<sub>h</sub>** (“precio horario de todos los servicios de ajuste del sistema cuyo coste se asigna a la demanda”) y de **CDSV<sub>h</sub>** (“Coste de los desvíos horarios por MWh consumido de los comercializadores de referencia”).

Otros costes a incluir, cuyas definiciones, citadas, siguen las abreviaturas detalladas en los siguientes puntos:

- **CCOM<sub>h</sub>**: “cuantía relativa al pago de los comercializadores para la financiación de la retribución del Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo Español”.
- **CCOSH**: “cuantía relativa al pago de los comercializadores para la financiación de la retribución del Operador del Sistema”.
- **CAP<sub>h</sub>**: “Pago de los mecanismos de capacidad de generación correspondiente al consumo en la hora  $h$ ”.
- **INT<sub>h</sub>**: “cuantía horaria relativa al pago de los comercializadores de referencia para la financiación del servicio de interrumpibilidad”.

De nuevo, para suprimir especificidades anuales, se han realizado una media ponderada comprendida entre los años 2015 y 2019 para determinar los anteriores datos señalados a través de la base de datos proporcionada por ESIOS.



### 2.3.1.2 PVPC: Tarifa 2.0.D. 1 junio 2021-presente

Hasta el momento, los datos ofrecidos por la base de datos de ESIOS no resultan suficientes para avanzar un análisis sobre el autoconsumo colectivo asociado a la nueva tarifa cuya entrada en vigor aplicó el 1 de junio de 2021, con la finalidad de determinar su impacto futuro.

No obstante, sí puede realizarse una predicción de un año “estándar” con los datos actuales y las recientes disposiciones implantadas en [10],[8], cuyo fin sea exponer y discutir los cambios sustanciales que implican las recientes circunstancias. Es importante notar la diferencia con respecto a la antigua tarifa planteada de carácter fijo 2.0.A, pues las nuevas modificaciones introducen un comportamiento discriminatorio del precio final de la energía según el período horario diario establecido, resultando franjas claramente dispares entre sí, en las que el precio de la energía y por ende los términos que forman parte del mismo se reajustan según el ciclo horario diario. Con más detalle, la discriminación horaria se estructura como muestra la figura presentada a continuación [2.3]:



Fuente: Circular 3/2020 CNMC

Figura 2-3 Periodos horarios tarifa 2.0.D

Con el objetivo de establecer las modificaciones que afectan al comportamiento de los nuevos precios de la presente tarifa 2.0.D para PVPC, varias consideraciones serán tomadas en cuenta, para así lograr un grado de precisión confiable. Su expresión puede formularse como sigue a continuación:

$$PVPCh_{2.0D} = TCUh_{2.0D} + PAh_{2.0D} \quad (1.3)$$

**TCUh<sub>2.0D</sub>**: supone el término asociado al coste horario de energía del PVPC referenciado a la nueva tarifa discriminatoria 2.0.D. Su expresión viene dada como sigue [11]

$$TCUh_{2.0D} = (1 + PERDh) \times CPh \quad (1.4)$$

En particular, puede observarse la dependencia de la misma sobre dos términos. Estos son:

- **PERD<sub>h</sub>**: Representa el “coeficiente de pérdidas del peaje de acceso de aplicación al suministro en la hora  $h$  para traspasar la energía suministrada en contador a energía suministrada en barras de central”. Determinadas a partir del RD 2019/1997 de 26 de diciembre, reflejadas en la siguiente tabla [2.4]:

2.4 Coeficiente pérdidas según periodo

Nivel de tensión	Periodo 1 (Punta)	Periodo 2 (Llano)	Periodo 3 (Valle)
2.0 TD	16,7%	16,3%	18%

- **CPh**: “Coste de producción de la energía suministrada en cada hora expresado en euros/kWh”. Se identifica como la suma respectiva del “precio medio horario obtenido a partir de los resultados del mercado diario e intradiario en la hora  $h$  del periodo tarifario  $p$ ” ( $P_{mh}$ ), “ el valor del coste correspondiente a los servicios de ajuste del sistema asociados al suministro en la hora  $h$  del periodo tarifario  $p$ ” ( $SA_h$ ), así como los pertinentes pagos de los comercializadores para la financiación de la retribución del operador del mercado y del operador del sistema, los asociados a los mecanismo de capacidad y la financiación del servicio de interrumpibilidad, englobados en otros costes relacionados con el suministro ( $OCh$ ). En particular, su expresión se integra con los siguientes componentes:

$$CPh = Pmh + SAh + OCh \quad (1.5)$$

- **SA<sub>h</sub>**: así como se indicó en la anterior tarifa 2.0.A, los servicios de ajuste se formulan como la suma el precio horario de todos los servicios de ajuste del sistema y el coste de los desvíos horarios por MWh consumido de los comercializadores de referencia. Su expresión, de nuevo resulta:

$$SAh = PMASh + CDSVh \quad (1.6)$$

- **OCh**: los otros costes asociados al suministro cuentan con varios términos descritos con anterioridad ( $CCOM_h$ ,  $CCOS_h$ ,  $CAP_h$ ,  $INT_h$ ,  $CCV_h$ ) así como nuevos factores ( $EDSR_h$ ). Su expresión propuesta en [12] se muestra como:

$$OCh_{2021} = CCOM_h + CCOS_h + CCV_h + CAP_h + INT_h + EDSR_h \quad (1.7)$$

- $EDSR_h$ : representa la “cuantía relativa al pago o cobro de los comercializadores por el excedente o déficit de la liquidación de energía de subastas de renovables”.

Resulta destacable comentar la diferencia presente entre la nueva expresión de  $OCh$  y su análogo planteado en la actualización de 2020 en [12] en la que se omite los costes de comercialización variables horarios para incorporarlos como un sumando más de la ecuación principal que determina el precio del PVPC (1.1). En concreto, su expresión puede obtenerse según se indica en la siguiente línea:

$$OCh_{2020} = CCOM_h + CCOS_h + CAP_h + INT_h + EDSR_h \quad (1.8)$$

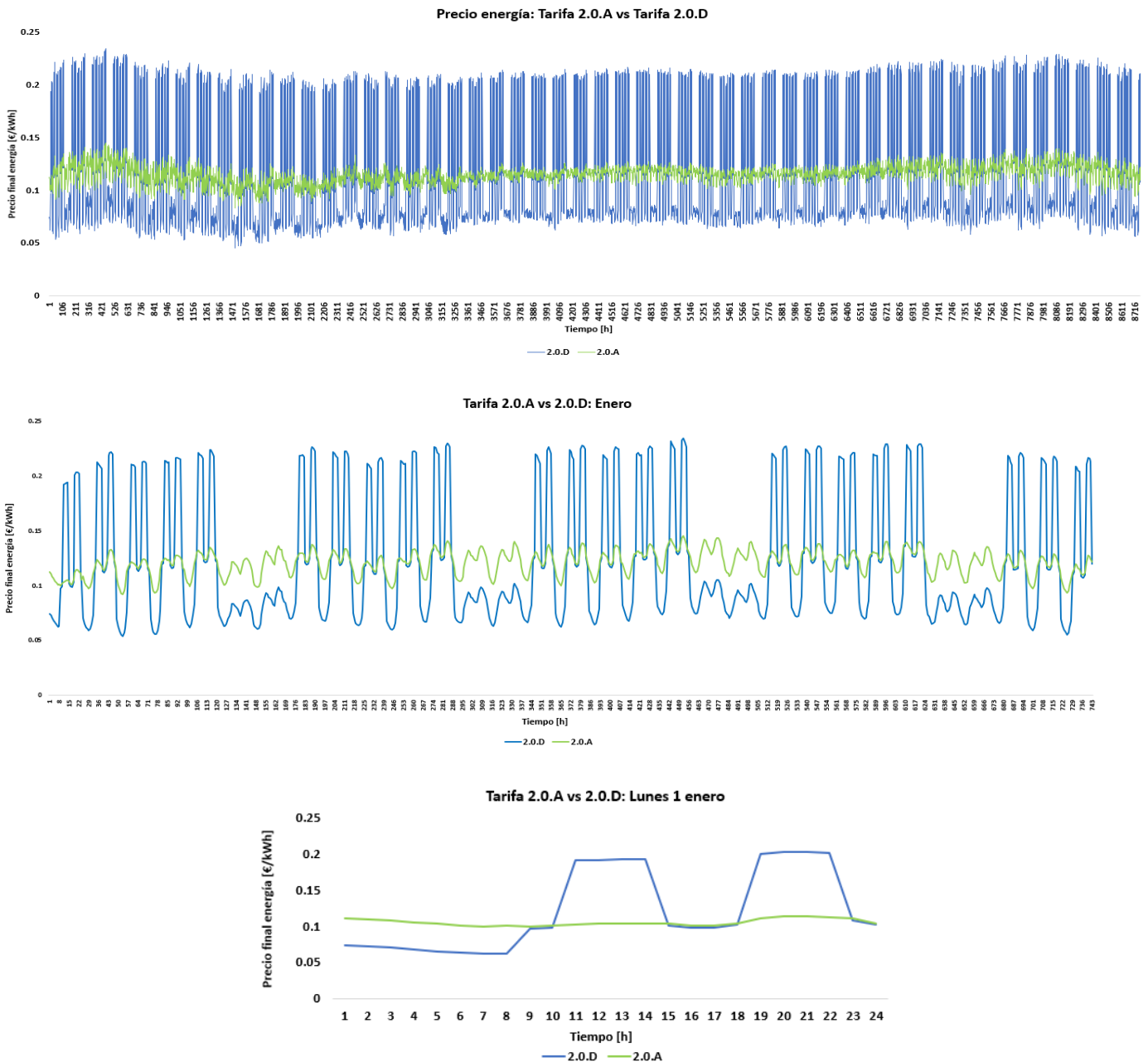
**PAh:** representa los cargos y el peaje de acceso a la red. Al incorporar la discriminación horaria, su valor oscilará entre los tres tramos correspondientes como se indica a continuación [2.5]:

2.5 Peajes y cargos de acceso red según T.2.0.D

---

<b>Periodo 1 (Punta)</b>	<b>Periodo 2 (Llano)</b>	<b>Periodo 3 (Valle)</b>
0,133118 €/kWh	0,041772 €/kWh	0,006001 €/kWh

Las siguientes figuras [Figura 2-4] detallan los resultantes precios de energía finales resultantes de aplicar las metodologías anteriormente descritas para cada una de las tarifas programadas con diferentes horizontes temporales: anual (correspondiente a la media de los 5 años comprendidos entre 2015-2019), mensual (media de los meses de enero de los años 2015-2019), diario (media del primer día del año comprendido entre 2015-2019). En particular, el precio asociado a la antigua tarifa 2.0.A ha tomado un valor medio anual correspondiente a 115.41 €/MWh mientras que su homólogo concerniente a la actual tarifa 2.0.D ha presentado un valor muy similar de 116.20 €/MWh.



Fuente: Elaboración propia

Figura 2-4 Precio energía T 2.0.A frente a T 2.0.D

## 3 MARCO REGULATORIO

La situación de las instalaciones de autoconsumo ha sido un tópico que a lo largo de estos últimos años ha tomado gran relevancia dentro de la sociedad. La creciente expansión de esta tecnología y el trabajo de las administraciones por incorporar su uso en el sistema ha ido remodelándose continuamente, introduciendo medidas con buen grado de aceptación, así como otras más controvertidas. En esta sección se hará una breve recapitulación de los antecedentes normativos que ha experimentado el marco regulatorio del autoconsumo en España hasta llegar al día de hoy, haciendo especial incapié en el sustento del vigente Real Decreto 244/2019 al ser uno de los pilares fundamentales de este trabajo.

### 3.1 Antecedentes

#### 3.1.1 Real Decreto 900/2015

El autoconsumo colectivo puede entenderse como el consumo compartido de la producción de energía eléctrica procedente de instalaciones de generación, generalmente fotovoltaica, conectadas directamente con los prosumidores a través de una red interna o una red de baja tensión a través del mismo centro de transformación. Esta práctica fue desincentivada con la entrada en vigor del RD 900/2015 [13], cuyo enfoque se centro exclusivamente en las instalaciones conectadas a la red interior de un consumidor, por lo que no estaba dirigida a instalaciones aisladas de red y los grupos de generación auxiliares.

En concreto dos modalidades fueron establecidas. En primer lugar, el autoconsumo sin excedentes, donde se precisaba de un dispositivo de antivertido, y por otro lado el suministro con autoconsumo con excedentes, permitiendo el flujo de energía excedentaria a la red de distribución y transporte. Varios requisitos de obligado cumplimiento eran exigidos para poder acogerse a dichas modalidades.

Para el caso sin excedentes se cita:

- La potencia contratada por el consumidor no será superior a 100kW.
- La suma de la potencia de generación instalada deberá ser igual o inferior a la potencia contratada por el consumidor.
- El titular del punto de suministro debe ser el mismo que el de todos los equipos de consumo y de todas las instalaciones de generación conectadas a su red.
- Las instalaciones de producción deberán cumplir los requisitos técnicos contenidos en la normativa del sector eléctrico y en la reglamentación de calidad y seguridad industrial que les resulte de aplicación.

Por otro lado, para el caso con excedentes se cita:

- La suma de la potencia de generación instalada deberá ser igual o inferior a la potencia contrada por el consumidor.
- En el caso de que existan varias instalaciones de producción, el titular de todas y cada una de ellas deberá ser la misma persona física o jurídica.
- Las instalaciones de producción deberán cumplir los requisitos técnicos contenidos en la normativa del sector eléctrico y en la reglamentación de calidad y seguridad industrial que les resulte de aplicación.

- Cuando las instalaciones de producción compartan infraestructuras de conexión a la red de transporte o distribución o se conecten en la red interior de un consumidor, se aceptarán las consecuencias de desconexión del citado punto, en aplicación de la normativa vigente que pudiera conllevar para cualquiera de las partes, entre ellas, la imposibilidad del productor de venta de energía y la percepción de la retribución que le hubiera correspondido o la imposibilidad del consumidor de adquirir energía y la percepción de la retribución que, en su caso, le corresponda. La empresa distribuidora o transportista no tendrá ninguna obligación legal sobre las instalaciones de conexión a la red que no son de su titularidad.

Otros aspectos de relevante importancia fueron incluidos, entre ellos la posibilidad de instalar elementos de acumulación siempre y cuando compartiera equipo de medida con el resto de la instalación y se estableció un peaje de respaldo, el denominado “Impuesto al Sol” que era de aplicación a la energía autoconsumida. En resumidas palabras, se trataba de una sentencia que además de obligar a los autoconsumidores a contribuir sobre los costes del sistema, el término de potencia contratada y energía consumida de la red como cualquier consumidor, establecía un peaje adicional asociado a la potencia de generación instalada y otro cargo variable referido a la energía autoconsumida. Citando textualmente, la sentencia dictaminaba lo siguiente:

“Todos los consumidores sujetos a cualquier modalidad de autoconsumo tendrán la obligación de contribuir a los costes y servicios del sistema por la energía autoconsumida cuando la instalación de generación o de consumo esté conectada total o parcialmente al sistema eléctrico. Para ello, estarán obligados a pagar los mismos peajes de acceso a las redes, cargos asociados a los costes del sistema y costes para la provisión de los servicios de respaldo del sistema que correspondan a un consumidor no sujeto a ninguna de las modalidades de autoconsumo”.

Además, el procedimiento de legalización de las instalaciones aumentó su complejidad, debido al endurecimiento burocrático para los trámites pertinentes que se implantaron con la aplicación del RD 900/2015. Por último, destacar que la entrada en vigor del RDL 15/2018 y el desarrollo del mismo en el RD 244/2019 supuso la derogación del RD 900/2015.



Fuente: la-politica.com

Figura 3-1 Viñeta impuesto al sol

### 3.1.2 Real Decreto-ley 15/2018

La publicación del RDL 15/2018[14] sirve de antesala para el desarrollo del RD 244/2019. En el Real Decreto-ley 15/2018 se reconoció el derecho a autoconsumo y se suprimieron derogaron numerosos obstáculos que relentizaban o impedían el desarrollo del autoconsumo en España. Podemos destacar diversos apartados:

- Se suprime el “impuesto al sol”, pues la energía autoconsumida con origen renovable se encuentra exenta del pago de peajes y cargos, siendo únicamente de aplicación los peajes por el uso de la red de distribución, es decir, el término fijo asociado a la potencia contratada por el usuario.
- Se reconocen dos tipos de modalidades: autoconsumo sin y con excedentes. Se eliminan los límites de la potencia de generación, en los que la potencia instalada deba ser igual o inferior a la contratada y esta última puede rebasar el máximo anteriormente establecido de 100 kW.
- Se reconoce el autoconsumo colectivo para aquellos autoconsumidores cuyos consumidores se encuentren conectados a una misma red interior, estén conectados a través de líneas directas o estén conectados a una misma red de baja tensión procedente de un centro de transformación. Con esto, se suprimía la orden que obligaba a mantener el punto de consumo y generación en un mismo edificio.
- Se simplifica la tramitación y se agiliza la legalización burocrática del autoconsumo. Las instalaciones sin excedentes inferiores a los 100 kW conectadas a baja tensión únicamente deberán seguir el reglamento electrotécnico de baja tensión. Además de este tipo de instalaciones y las de autoconsumo de hasta 15 kW con excedentes no requieren de la solicitud de permisos de acceso y conexión con la distribuidora.
- Al existir varias instalaciones de producción, el titular de todas y cada una de ellas pueden ser personas físicas o jurídicas diferentes.

A raíz de la aprobación del RDL 15/2018, se impulsó notablemente el impulso del autoconsumo en España. Se derogaba el “impuesto al sol”, se agilizaban los trámites burocráticos, se suprimían ciertos aspectos técnicos, y se reconoció el autoconsumo compartido que en su conjunto potenció la expansión del autoconsumo. Sin embargo, varios aspectos quedaron pendientes de regulación, como pueda resultar la definición de un mecanismo de compensación simplificada para los excedentes vertidos a la red, la distribución del sistema de reparto del autoconsumo colectivo o la clarificación de los equipos de medida necesarios entre otros aspectos según modalidad, que finalmente serían tratados en el presente RD 244/2019.

## 3.2 Real Decreto 244/2019

En este Real Decreto [15], diversas novedades y cambios son introducidos. A continuación, se presentarán los aspectos más destacables:

En primer lugar, múltiples variantes de autoconsumo quedan definidas, desde el punto de vista de utilización de la instalación:

- **Individual:** se trata de un único prosumidor. Podrá adherirse a cualquiera de las modalidades existentes.
- **Colectivo:** más de un único prosumidor inscrito a instalaciones próximas de generación. Todos los partícipes deberán contar con la misma modalidad de autoconsumo y proporcionar un acuerdo de igualdad firmado por todos los integrantes a la distribuidora (a través de ellos mismos o su comercializadora). Este acuerdo se podrá regir por los criterios que estimen oportunos las partes beneficiarias, pues en su defecto los coeficientes de distribución serán asignados en función de las potencias contratadas.

En las siguientes líneas se desarrolla reglamentariamente las actuales modalidades permitidas por el RDL 15/2018, diferenciadas por la presencia o ausencia de excedentes.

- **Sin excedentes:** un mecanismo de antivertido deberá ser instalado para evitar la inyección de energía excedentaria a la red de transporte y distribución.
- **Con excedentes:** además de ser instalaciones capaces de suministrar energía para el autoconsumo, pueden inyectar a la red la energía excedentaria remanente.

A su vez, la modalidad con excedentes cuenta con una subdivisión:

- **Excedentes acogidos a compensación:** Se introduce el mecanismo de compensación simplificada, que, a diferencia del balance neto, que contabiliza los vatios vertidos a la red para recuperarlos posteriormente, los vatios vertidos a la red se verán reflejados en forma de descuento sobre el término variable del coste último al final cada periodo de facturación. La comercializadora se encargará de llevar a cabo la compensación mediante la venta de energía excedentaria. Subsiguientemente, serán aplicados los peajes e impuestos correspondientes, no pudiéndose alcanzar periodos de facturación negativos asociados al término de energía. El precio venta de la energía excedentaria podrá ser establecido mediante dos formas:
  - Mediante una tarifa regulada (para consumidores PVPC): la retribución económica será la correspondiente al precio medio diario de la energía adquirida en el momento del vertido menos el coste de los desvíos de la energía extraída en el momento del vertido, cuyos precios son establecidos diariamente por OMIE.
  - Mediante tarifa convenida con una comercializadora libre: la energía horaria consumida de la red será valorada al precio horario acordado entre las partes, así como la energía horaria excedentaria.



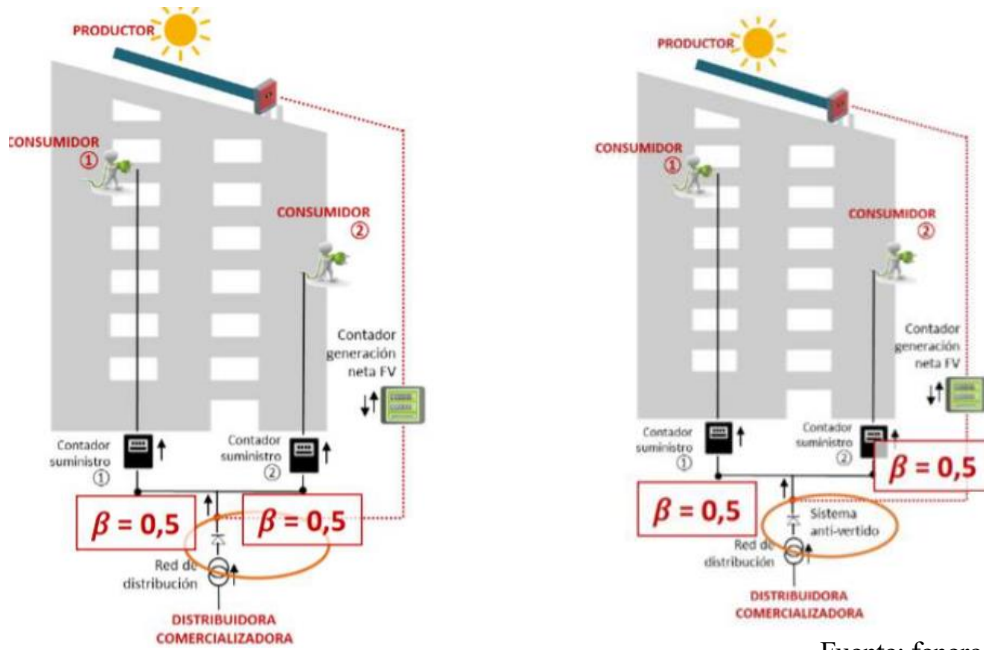
Sin embargo, existen una serie de condicionantes para poder acogerse a esta modalidad, cuyos requisitos se detallan a continuación:

- La fuente de energía primaria debe ser de origen renovable.
  - El cómputo total de la potencia de generación instalada no podrá superar los 100 kW en los inversores dispuestos en cuanto a potencia nominal se refiere.
  - El consumidor debe haber formalizado con una comercializadora un único contrato para el consumo asociado y los consumos auxiliares. Cada consumidor es libre de elegir a su comercializadora, que se encargará de realizar la facturación neta conforme a la venta de excedentes y proveer de energía cuando la demanda no sea cubierta por la instalación.
  - El conjunto de consumidores y productores deber haber formalizado un contrato de compensación de excedentes de autoconsumo.
  - La instalación de producción no puede tener otorgado un régimen retributivo adicional o específico.
- **Excedentes no acogidos a compensación:** pertenecerán a esta modalidad aquellos casos que incumplan los requisitos citados anteriormente o bien quieran adherirse a la misma voluntariamente. En este caso, la unidad de autoconsumo deberá constituirse en una unidad de producción, por lo que los excedentes resultantes serán vendidos al mercado eléctrico a precio de pool o régimen retributivo específico si le fuese concedido, siéndole de aplicación las mismas normas que a cualquier planta de producción de energía eléctrica.

Junto a todo esto, una de las principales características reseñables de esta normativa es la libertad que ofrece a los prosumidores. Cada consumidor es libre de elegir su comercializadora, que se encarga de realizar la facturación neta (es decir, en cada periodo de facturación los ingresos procedentes de la energía excedentaria son descontados de los costes de adquisición de la energía) conforme la venta de excedentes y proveer de energía red cuando la demanda no sea cubierta por la instalación. El esquema asociado a los equipos de medida resulta francamente sencillo (un solo contador bidireccional en el punto frontera con la red de distribución y otro contador adicional para medir la energía generada y hacer el reparto de energía entre los consumidores participantes). La distribuidora se encarga del proceso de conexión a la red, y garantiza el cumplimiento del reparto de energía según los coeficientes establecidos para cada periodo de facturación, proporcionando los datos de medición a la comercializadora de cada consumidor. Esto facilita que cada cliente pueda tener una comercializadora diferente sin que tenga que existir intercambio de información entre ellas. En cuanto a la titularidad “cualquier modalidad de autoconsumo, con independencia de la titularidad de las instalaciones de consumo y de generación, el consumidor y el propietario de la instalación de generación podrán ser personas físicas o jurídicas diferentes”. En la modalidad sin excedentes los titulares del punto de suministro deberán ser los propios consumidores.

En relación a la extensión del sistema, se detallan una serie de condicionantes espaciales que delimitan el consumo y generación a instalaciones próximas. Estos son:

- Los partícipes se encuentren conectados directamente a través de una red interna. El esquema de instalación podría expresarse simplificadamente como se indica en la siguiente figura a continuación [**Error! No se encuentra el origen de la referencia.**]:

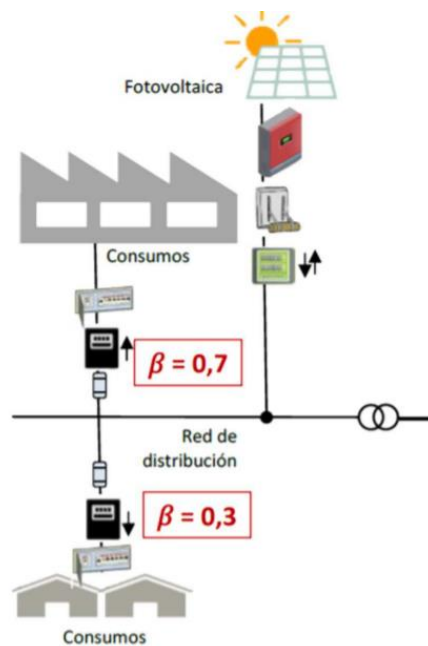


Fuente: fenercom.com

Figura 3-2 Esquema de red interior: autoconsumo colectivo con y sin excedentes respectivamente.

- Los participantes se hallen conectados a una red de baja tensión a través del mismo centro de transformación.
- Presenten una distancia inferior a 500 metros de sus respectivos puntos de consumo o se tengan la misma referencia catastral.

La siguiente figura simplifica el esquema de conexión para una red próxima [Figura 3-3]:



Fuente: fenercom.com

Figura 3-3 Reparto de energía autoconsumida: Red próxima.

Además, referente a la instalación de equipos auxiliares, no se tendrá en cuenta y por tanto no será necesario la redacción de un contrato de suministro particular para el consumo de los servicios auxiliares de producción si:

- Se tratan de instalaciones próximas de red interior.
- Sean instalaciones de generación renovable destinadas al suministro de uno o más consumidores acogidos a cualquiera de las modalidades presentes de autoconsumo y la potencia nominal del inversor o conjunto de inversores no supere los 100 kW.
- La suma anual de la energía consumida por los equipos de servicios auxiliares sea inferior al 1% de la energía neta producida por la instalación.

Por último y no por ello menos importante cabe destacar la agilización administrativa que se introduce, en la que se exime de permisos de acceso y conexión a instalaciones de consumo inferiores a 15 kW. Igualmente, los contratos de acceso y los contratos con la comercializadora para instalaciones no superiores a 100 kW de baja tensión será la distribuidora quien se encargue de realizar dicho contrato de acceso de oficio, además de informar a la comercializadora. Los registros de autoconsumo serán telemáticos y de acceso gratuito, siendo la inscripción de instalaciones de baja tensión con una potencia instalada inferior a 100 kW realizada de oficio por parte de las comunidades autónomas. Finalmente, se suprimen las limitaciones establecidas sobre la potencia de generación, suprimiendo los 100 kW como límite máximo, así como la obligación de instalar una potencia inferior a la contratada.



Fuente: [generaciónconsciente.es](http://generaciónconsciente.es)

Figura 3-4 Instalación real autoconsumo colectivo

## 4 MODELO DE ENSAYO

Este capítulo se centrará en el desarrollo de las ecuaciones fundamentales para establecer un modelo matemático que permita acercarse a la realidad. El equivalente tomará en cuenta las vigentes restricciones impuestas por normativa y hará uso de varias tarifas eléctricas comunes en este tipo de prosumidores, así como los precios energía que hagan referencia a cada una de ellas.

### 4.1 Equivalente matemático

Se plantea un modelo representativo de la modalidad de autoconsumo con excedentes adheridos al mecanismo de compensación simplificada. En los siguientes apartados se detallarán las expresiones y enunciados que han sido necesarios para abordar las simulaciones resultantes.

#### 4.1.1 Generación

Para la obtención de la energía generada mediante conversión fotovoltaica nos apoyaremos en la expresión presentada en [16], donde la generación resultante discretizada para cada hora de un año completo puede obtenerse como:

$$T_j = T_{amb} + (G_{amb} / 800) \cdot (NOCT - 20) \quad (1.9)$$

Siendo  $T_j$  la temperatura las celdas,  $T_{amb}$ ,  $G_{amb}$  la temperatura ambiente del aire y la irradiancia horaria sobre plano fijo respectivamente, mientras que la temperatura de operación nominal de las celdas se definirá como “NOCT” cuyo valor corresponderá a 45°C. Así mismo,  $G_{amb,NOCT}$  responderá a 800 W/m<sup>2</sup> y  $T_{amb,NOCT}$  a 20°C.

$$ENG_h = (1 - PV_{losses}) \cdot (P_{G_{inst}} \cdot (G_{amb} / 1000) \cdot (1 - \gamma \cdot (T_j - 25))) \quad (1.10)$$

Finalmente, energía horaria neta generada podremos interpretarla como un producto de diversos factores, resultando las pérdidas asociadas a la instalación  $PV_{losses} = 0.14$ , mientras que  $P_{G_{inst}}$  supondrá la potencia de generación instalada. Por otro lado, destacar las standard test condition (STC)  $G_{T,STC} = 1000$  W/m<sup>2</sup> y  $T_{j,STC} = 25$ °C así como el coeficiente de temperatura de los módulos  $\gamma = 0.043$ .

Por consiguiente, se procederá a un reparto de la misma en función de los coeficientes de reparto de la energía generada entre los consumidores que participan del autoconsumo colectivo “ $\beta_i$ ”. Dichos coeficientes será una de las variables a optimizar para cada cliente juntamente con los coeficientes de reparto de la energía excedentaria correspondiente a cada prosumidor. En concreto, la energía autogenerada que le pertenece a cada partícipe puede expresarse como sigue la siguiente ecuación.

$$ENG_{h,i}(x) = \beta_i \cdot ENG_h = x_i \cdot ENG_h \quad (1.11)$$

Los coeficientes de reparto “ $\beta_i$ ” serán capital para el rendimiento económico de la instalación y por tanto en los resultados de optimización de este estudio. Al realizar un análisis de las modalidades presentes y propuestas se detallará cómo obtenerlos.

#### 4.1.2 Energía autoconsumida

Con el objetivo de establecer la energía autoconsumida individualizada horaria para cada uno de los partícipes de esta modalidad “ $E_{aut_{h,i}}$ ”, [15] se establece la siguiente disyuntiva:

$$E_{aut_{h,i}}(x_i) = ENG_{h,i}(x_i) \text{ if } |E_{aut_{h,i}}| > |ENG_{h,i}| \quad (1.12)$$

$$E_{aut_{h,i}}(x_i) = E_{aut_{h,i}}(x_i) \text{ if } |E_{aut_{h,i}}| < |ENG_{h,i}| \quad (1.13)$$

De este modo, podremos determinar además la energía horaria necesaria proveniente de la red que deberá recibir cada cliente:

$$E_{red_{h,i}}(x_i) = E_{aut_{h,i}}(x_i) - ENG_{h,i}(x_i) \quad (1.14)$$

#### 4.1.3 Energía excedentaria

Así mismo, para instalaciones de autoconsumo con excedentes, el reparto de la energía horaria excedentaria de generación vertida de la instalación de producción “ $V_{h,i}$ ” se tratará como:

$$V_{h,i}(x_i, y_i) = \alpha_i \cdot (ENG_h(x_i) - \sum E_{aut_{h,i}}(x_i)) = y_i \cdot (ENG_h(x_i) - \sum E_{aut_{h,i}}(x_i)) \quad (1.15)$$

Siendo  $\alpha_i$  el coeficiente de reparto asociado a la energía horaria excedentaria perteneciente a la instalación de producción que percibirá cada uno de los partícipes y por tanto otro de los principales propósitos de optimización de este estudio al representar la segunda variable a determinar para cada cliente tal que minimice la diferencia entre las diferentes modalidades puestas sobre papel y el caso ideal.

#### 4.1.4 Coste final de la energía de red

Para determinar el coste energía de red para consumidores acogidos al mecanismo de compensación simplificada se hará uso del Informe de Precios Energéticos Regulados publicado por IDAE [9] en el que se detalla que el coste final de la energía se podrá expresar como la suma de un conjunto de términos. Su expresión resulta:

$$CT_{i,mensual}(x_i, y_i) = CV_{i,mensual}(x_i, y_i) + CF_{i,mensual} \quad (1.16)$$

Donde:

$$CV_{i,mensual}(x_i, y_i) = \sum_{h=1}^m E_{red_{i,h}}(x_i) \cdot PVPCh - \sum_{h=1}^m V_{i,h}(x_i, y_i) \cdot (Pmh - CDSVh) \geq 0 \forall_i \quad (1.17)$$

$$CF_{i,mensual} = PotCon_i \cdot (TermPot_{mensual, PeajeAcceso} + TermPot_{mensual, CosteComercializacion}) > 0 \forall_i \quad (1.18)$$

La expresión del coste total se divide en dos términos diferenciados para cada período de facturación, por un lado, el término variable que incorpora la energía horaria consumida de la red, valorada al precio voluntario para el pequeño consumidor para cada hora (PVPC), además del descuento mensual (referido al periodo de facturación) que hace referencia a la compensación de energía excedentaria individualizada de cada uno de los clientes, valorada al precio medio horario (Pmh) menos el coste de los desvíos CDSVh, aplicado sobre las cantidades referidas al término de energía a facturar antes de impuestos. Por otro lado, aparece un término fijo asociado a la potencia contratada por cada cliente, donde se tienen en cuenta aspectos referidos a los peajes de acceso y costes de comercialización que resultan ser objetos constantes de abono, no pudiendo ser compensados independientemente de los excedentes generados. Según la tarifa analizada, el valor de estos últimos permanecerá constante a lo largo de todo el periodo tarifario (anterior tarifa 2.0.A) o bien irá oscilando entre los valores llano-punta y valle según la franja horaria del ciclo horario comprendido en el periodo de facturación correspondiente, así como se indicó en la tabla [2.3]. Además, cabe destacar la nueva posibilidad implantada por la tarifa en curso 2.0.D, en la que se permite la contratación de dos potencias contratadas por los clientes para lograr una facturación más flexible y económica en función de las necesidades de consumo del cliente. No obstante, este último aspecto no ha sido tomado en cuenta para la elaboración de este estudio, cuya incorporación hubiera supuesto un descuento discreto mensual sobre el importe fijo a facturar de cada prosumidor.

#### 4.1.5 Función objetivo

Una vez calculados los datos necesarios complementarios a los que nos han brindado las diversas bases de datos anteriormente mencionadas, queda abordar el problema.

Los costes de facturación de cada autoconsumidor serán comparados con los costes de facturación que presentaría un consumidor convencional bajo las mismas hipótesis de consumo red, cuyos costes, se obtendrían mediante la expresión (1.16) comentada anteriormente, tras la aplicación de impuestos (impuesto sobre electricidad e incorporación de IVA). La suma del conjunto de las diferencias resultantes entre ambas modalidades para cada uno de los integrantes nos permitirá determinar el ahorro mensual que se obtendría mediante el autoconsumo colectivo y este a su vez, el ahorro anual que supondrán los flujos de caja para el VAN, resultando este último el componente principal de la función objetivo de nuestra optimización económica. Para cada flujo de caja cabe destacar la incorporación del coste de operación (OPEX), pues dota de mayor realismo el modelo plantado al tener como propósito el correcto desempeño de las funciones de la instalación a lo largo de la vida útil de la misma. La ecuación (1.19) hace referencia a los flujos de caja (FC) pertinentes, siendo la expresión (1.20) la asociada al VAN de la instalación dependiente de los flujos de caja en cuestión. El desembolso inicial para hacer frente al coste de inversión del sistema será representado mediante el CAPEX, y “k” supondrá el tipo de interés exigido a la instalación.

$$FC_{conjunto}(x, y) = \sum_{i=1}^n (CT_{i,ConsumidorConvencional})_{anual} - \sum_{i=1}^n (CT_{i,Autoconsumidor}(x_i, y_i))_{anual} - OPEX \quad (1.19)$$

$$VAN(x, y) = -CAPEX + \sum_{t=1}^r \frac{FC(x, y)_{conjunto}}{(1+k)^t} \quad (1.20)$$

Como se venía comentando anteriormente, cada vivienda contará con dos coeficientes de reparto, uno destinado al propio autoconsumo y otro que hará referencia a la energía excedentaria que debe percibir cada uno de los autoconsumidores. Si estos coeficientes los tratamos desde el punto de vista de nuestra función a optimizar, cada uno de ellos supondrá una variable en nuestro problema, es decir, cada autoconsumidor inscrito implicará un total de dos variables y cuya suma total sería la unidad en ambos casos.

Si se pudiera entender el conjunto de autoconsumidores asociados como una única vivienda o punto de consumo, toda la energía procedente de las instalaciones de generación iría destinada preferentemente a cubrir la demanda existente que pudiera manifestarse en un instante determinado.

En caso de que la energía de generación superara la energía necesaria para la demanda, el vertido energético sobrante sería asignado como excedente y se aplicaría la compensación mensual que pudiera darse sobre el término variable a facturar. Dicho de otra manera, el aprovechamiento de la instalación de autoconsumo sería máximo, pues el interés principal es consumir la menor energía posible procedente de la red ya que el ahorro referente al flujo de caja anteriormente señalado sería récord. Numéricamente, esto significa que ambos coeficientes tomarían el valor unidad ( $\beta = 1$ ,  $\alpha = 1$ ). El conjunto de coeficientes de cada uno de los partícipes, es decir, los valores a optimizar, tratarían de alcanzar los resultados obtenidos en este último caso ideal, resultando por tanto la expresión de nuestra función objetivo:

$$\begin{aligned} \min f(x, y) &= VAN_{\beta=1, \alpha=1} - VAN(x, y) \\ \text{sa : } \sum_{i=1}^n x_i &= 1 \\ \sum_{i=1}^n y_i &= 1 \\ lb &\leq v \leq ub \end{aligned} \tag{1.21}$$

Por otro lado, suma total para ambas variables o coeficientes deberá ser equivalente a la unidad, Además, cada coeficiente se encontrará acotado por unos límite inferior y superior, para evitar conflictos de intereses (1.21).

Recapitulando toda esta sección, podemos definir la función objetivo como la minimización económica entre el VAN ideal y el VAN referido al conjunto de autoconsumidores. Los flujos de caja se obtendrán a partir de la suma del ahorro equivalente al descuento del término de energía para cada partícipe frente a el coste que presentaría un cliente con consumo convencional. Cada autoconsumidor tendrá dos variables asociadas, una para determinar la fracción de energía autoconsumida que le corresponde y otra que determine la fracción de energía excedentaria que le pertenece sobre la generación total compartida. La suma total de cada una de estas variables será igual a la unidad y se establecerán unos límites sobre todas las variables para salvaguardar los intereses de los clientes en cuestión.

## 5 ALGORÍTMOS Y RUTINAS DE OPTIMIZACIÓN

Varias rutinas de optimización han sido implementadas para la resolución del problema planteado. En concreto se ha hecho uso del denominado *Optimization Toolbox* de Matlab [17] que incluye en particular herramientas de minimización no lineal con restricciones a través de funciones de búsqueda local y *Genetic Algorithm and Direct Search Toolbox*, centrados en la resolución de problemas de optimización global complejos como el presentado en cuestión mediante algoritmos genético o métodos de búsqueda directa. Para cada herramienta presentada a continuación se han seleccionado y adecuado los parámetros significativos para la resolución, fijando el resto por defecto.

### 5.1.1 Algoritmos genéticos (GA)

Se trata de un método de resolución de problemas de optimización basado en un proceso de imitación sobre la selección natural presente en la evolución biológica sobre una población (potenciales soluciones). El algoritmo modifica reiteradamente los individuos de la población a través del paso generacional, incorporando las características propias del proceso (tamaño de población, número de generaciones, selección de emparejamiento, cruces, mutaciones, recuento de élite), escalando a cada iteración hacia el valor optimizado de la función objetivo. Se trata de un método heurístico que permite la incorporación de restricciones (desigualdades e igualdades), adecuado para problemas de optimización no lineal.

Aunque no resulte necesario el uso de un punto de partida inicial para la convergencia del algoritmo, se tomarán los valores indicados tras realizar un proceso de optimización con la orden `fmincon` de Matlab (basada en un proceso de optimización de gradiente), agilizando el tiempo de cálculo requerido y limitando el espacio de búsqueda, pues los individuos que inicialmente se encuentren muy alejados del óptimo serán penalizados. Además, los individuos de la población inicial se situarán más cerca del óptimo y por tanto de la convergencia (se reduce el tiempo computacional).

Para este caso, se ha decidido hacer uso de una población suficientemente grande, con el objetivo de que la diversidad de individuos permita converger al óptimo global en detrimento del tiempo computacional ya que una población muy pequeña pese a reducir tiempo de cálculo, resultaría poco diversa y la solución probablemente sería mejorable. Por el contrario, una población excesivamente grande determinaría con muy alta probabilidad el óptimo global del problema, aunque, sin embargo, el tiempo de espera de los resultados aumentaría cuantiosamente. La siguiente tabla refleja la configuración adoptada [5.1]:

5.1 Configuración GA

<b>Población</b>	2400 individuos
<b>Población inicial</b>	x0 "fmincon"
<b>Rango población inicial</b>	[0,02;0,2]
<b>Criterios de parada</b>	Generaciones=100 TolFun=10e-7 TolCon=10e-7 Generaciones con misma estela=15
<b>Uso paralelo</b>	Verdadero



### 5.1.2 Algoritmos genéticos con números enteros (GAint)

Se trata de una vertiente del algoritmo GA, por lo que fundamentalmente, la idea de operación resulta muy similar. Sin embargo, se trata de un método que únicamente acepta números enteros y desigualdades.

Para poder lograr una comparación apropiada con el resto de métodos, que permiten ofrecer resultados racionales, se optó por resolver el problema multiplicando todas las restricciones que repercuten sobre las variables a optimizar, esto es los coeficientes, por una constante suficientemente grande. Esto permitió obtener unos coeficientes que fácilmente pudieron ser escalados a la unidad y ser comparados con el resto de metodologías planteadas en este estudio. En concreto, el valor de la constante fue  $1e5$  (lo que conlleva que la optimización se ha realizado considerando 5 cifras significativas en cada coeficiente). Además, se pudo escoger un tamaño de población muy superior a GA dada la rapidez computacional presentada. Por otro lado, se realizó la correspondiente optimización para 50 simulaciones alternativas sobre un mismo rango de potencia de generación instalada, seleccionando finalmente la mejor actuación entre las presentes. La siguiente tabla refleja la configuración adoptada [5.2]:

#### 5.2 Configuración GAint

<b>Población</b>	30000 individuos
<b>Población inicial</b>	x0 “fmincon” adaptado
<b>Rango población inicial</b>	[2000;20000]
<b>Criterios de parada</b>	Generaciones=800 TolFun=10e-1 TolCon=10e-1 Generaciones con misma estela=50
<b>Uso paralelo</b>	Verdadero

### 5.1.3 Múltiples mínimos locales (MultiStart)

Consiste en una herramienta que permite encontrar múltiples soluciones locales indicadas por el usuario sobre un problema de optimización a través de un algoritmo definido a elegir. Al ejecutarse permite inicializar la secuencia a través de los puntos de partida configurados previamente. Este hecho, resulta ciertamente práctico al combinarlo con un método de búsqueda local como pueda resultar la orden **fmincon**. Esta herramienta, puede catalogarse como un método de búsqueda local con restricciones para funciones multivariable no lineales basada en el método de Newton y las regiones de confianza, de ahí la gran importancia de proporcionar un punto de inicio adecuado. En concreto para este estudio se han realizado 1000 rutinas de optimización seguidas, cuyos respectivos puntos de partida (coeficientes de distribución de energía autoconsumida y excedentaria) han adoptado valores aleatorios dentro del rango permitido por las restricciones establecidas del problema. Así mismo, una de las rutinas ha sido inicializada con los coeficientes brindados por la actual normativa.

#### 5.3 Configuración MultiStart

<b>Criterios de parada</b>	TolFun=10e-12 TolCon=10e-112
<b>Uso paralelo</b>	Verdadero

#### 5.1.4 Búsqueda Directa (PatternSearch)

Su principio reside en el método de búsqueda directa, sin ser necesario el gradiente de la función objetivo como es habitual en los métodos de optimización tradicionales, pues un conjunto de puntos alrededor de un punto inicial es explorado a través de un patrón secuencialmente computado, buscando el punto que implique una mayor aproximación a la función objetivo sobre el mallado establecido y resultando por tanto el punto de inicio para el siguiente paso del algoritmo. Al igual que `fmincon`, se trata de una herramienta de búsqueda local con capacidad para incorporar restricciones sobre funciones multivariable no lineales.

## 6 RESULTADOS

Un estudio para diversas modalidades ha sido efectuado. El objetivo principal de este análisis es dar a conocer el desempeño actual del esquema de asignación de energía autoconsumida y excedentaria, condicionada por los coeficientes de reparto establecidos por el vigente marco regulatorio [15] y compararlo con varias propuestas de mejora, tomando como referencia la asignación perfecta de la energía producida conforme se indica en el enfoque presentado a continuación.

### 6.1 Enfoques analizados

#### 6.1.1 Ideal energy distribution (IED)

Se expone la idónea casuística en la que el aprovechamiento de la energía procedente de generación es absoluto, es decir, toda la energía disponible en horas de producción será destinada prioritariamente al abastecimiento de las necesidades del conjunto global de todas las viviendas, sin distinción alguna de intereses. Por consiguiente, la energía remanente en los momentos que la generación supere la demanda será destinada a la venta de excedentes. Aplicando esta definición sobre el modelo planteado, esto significa que tanto el coeficiente asociado al autoconsumo de energía producida como el perteneciente a la venta de excedentes tomarán el valor unidad.

#### 6.1.2 Static energy distribution – Regulatory established (SED-RE)

En este caso, ha sido llevado a cabo la aplicación directa de la vigente configuración establecida por el actual marco regulatorio del autoconsumo colectivo de España sobre el modelo de prosumismo implementado. En esta alternativa, destacan fundamentalmente dos aspectos. En primer lugar, la asignación de los coeficientes de reparto deberá mantenerse invariante para cada período de facturación. En segundo lugar, la adjudicación de la energía autoproducida se determinará según un criterio de proporcionalidad vinculado con la potencia contratada e instalada que cuente cada prosumidor. Por un lado, la energía autoconsumida será asignada acorde a la potencia contratada de cada cliente (1.22), mientras que el reparto de energía excedentaria será realizado en base a la potencia instalada de cada uno de los partícipes sobre el total de energía excedentaria remanente (1.23).

A continuación, se detalla el criterio de obtención de los mismos según la presente normativa [15]. Los coeficientes resultarán constantes para todas las horas de un periodo de facturación y su expresión podrá obtenerse mediante:

$$\beta_i = \frac{P_{Ci}}{\sum_{i=1}^n P_{Ci}} \quad (1.22)$$

Siendo el término del numerador la potencia máxima contratada al consumidor asociado  $i$ , mientras que el término del denominador corresponde a la suma de las mismas asociadas a cada uno de los participantes del autoconsumo colectivo.

$$\alpha_i = \frac{P_{inst_i} / P_{Ginst}}{\sum_{i=1}^n \alpha_i} \quad (1.23)$$

### 6.1.3 Static energy distribution – Neighbours' Agreement (SED-NA)

Como alternativa al enfoque anterior, en el presente marco regulatorio para el autoconsumo colectivo en España, una asignación de coeficientes de reparto entre mutuo acuerdo por todos los prosumidores usuarios de una misma instalación de generación es permitido. En este trabajo, se propone que la asignación de coeficientes tanto de la energía autoconsumida, así como excedentaria quede supeditada a la realización de una optimización técnico-económica enfocada a la máxima adquisición del beneficio global de la instalación. De esta forma, este enfoque se basa en obtener el máximo rendimiento económico que resultaría posible mediante la regulación actual. La siguiente figura [Figura 6-1] muestra en detalle el proceso seguido para establecer la optimización técnico-económica planteada.

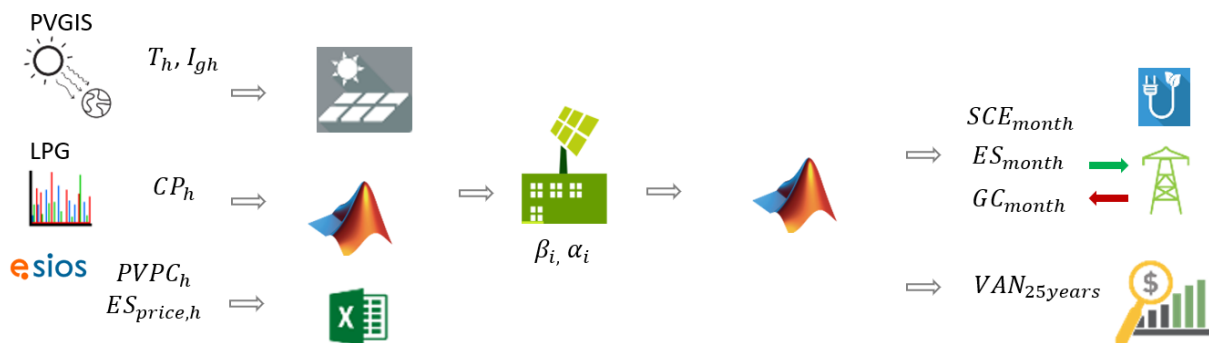


Figura 6-1 Estrategia SED-AED

### 6.1.4 Adaptive energy distribution (AED)

La asignación de los coeficientes de reparto se dividirá en dos partes. En primer lugar, para la determinación de los coeficientes asociados a la energía autoconsumida se efectuará una optimización discretizada en horas que pretenderá maximizar el uso de la energía producida destinada al autoconsumo a razón del perfil de consumo que presente cada partícipe para cada franja horaria sujeta a restricciones de intereses de los clientes asociados, esto es un valor mínimo y máximo para cada coeficiente a optimizar. En segundo lugar, se procederá a una estimación de los coeficientes de reparto asociados a la energía excedentaria conforme a una optimización tecnocómica que permita lograr el mejor desempeño económico de la instalación. Se trata, por tanto, de un planteamiento no permitido en la normativa actual pero que resulta factible desde un punto de vista técnico, razón por la cual se propone en este trabajo como alternativa. La figura mostrada a continuación muestra de forma gráfica la estrategia planteada:

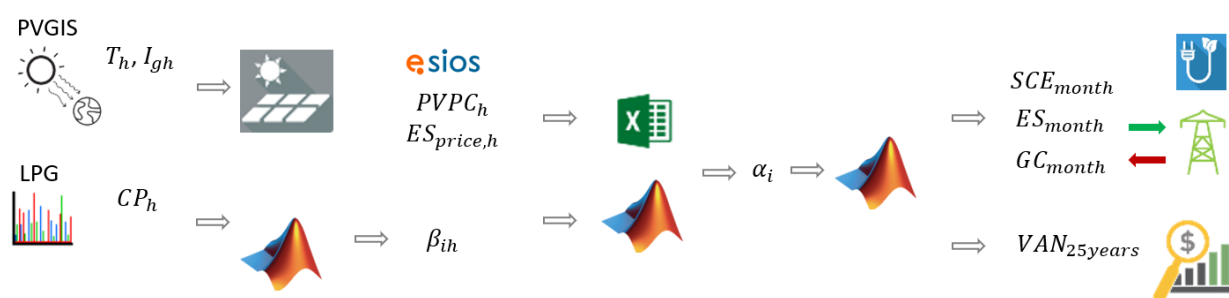


Figura 6-2 Estrategia AED

### 6.1.5 Proportional energy distribution (PED)

Se propone otro mecanismo alternativo a los considerados en la normativa, distante de los métodos de optimización anteriormente descritos, sencillo de implementar, pero no por ello menos efectivo. Una distribución horaria de los coeficientes de reparto será asignada de acuerdo al consumo horario que presenten los prosumidores, resultando los coeficientes de reparto el consumo horario individualizado acotado a la unidad. En la siguiente figura [Figura 6-3] se muestra la estrategia seguida para llevar a cabo el desarrollo del programa establecido por PED:

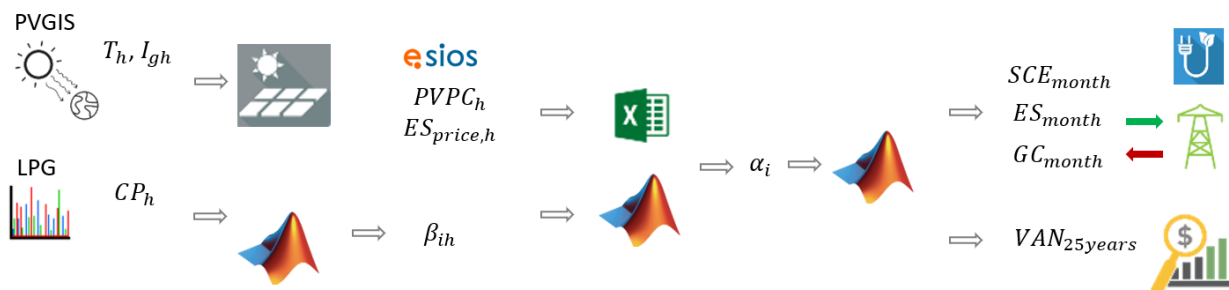


Figura 6-3 Estrategia PED

## 6.2 Caso base

Para abordar el análisis del marco regulatorio en España sobre la gestión de energía asociada a la distribución del autoconsumo colectivo, un conjunto de 20 viviendas con perfiles de consumo dispares entre sí se ha tomado en cuenta. La tabla [2.2] de la sección 2 muestran la potencia contratada de cada uno, así como su potencia instalada.

Por otro lado, se plantearán una serie de situaciones en las que la potencia de generación instalada aumentará gradualmente en escalones de 5kW hasta alcanzar un máximo de 50kW. Este límite superior vendría reforzado por dos ideas principalmente.

La primera y más inmediata reside en el aspecto económico, las ganancias de la inversión empiezan a decrecer a partir de esta cifra dada. Pese a seguir siendo una opción viable el aumento de la potencia de generación instalada, los flujos de caja residen en la diferencia entre el descuento obtenido a través del autoconsumo frente a la facturación de un consumidor convencional y a partir de una potencia de generación instalada dada saturan, mientras que el gasto en capital (CAPEX) aumenta gradualmente conforme aumenta el tamaño de la instalación, así como también lo hace el coste de operación y mantenimiento (OPEX). De acuerdo a [18] los valores que puedan presentar el CAPEX y el OPEX de una planta de generación fotovoltaica dependerán fundamentalmente de dos magnitudes: el kW instalado y el año en el cual se instale la planta. Para este estudio, el CAPEX ascenderá a un coste de 908,92E EUR/kW mientras que el OPEX responderá a un coste de 15 EUR/kW por año de funcionamiento [18].

El segundo motivo y no por ello menos importante, la superficie útil disponible que pueda albergar un edificio de plantas de pisos en su azotea destinada al emplazamiento de la pequeña instalación de energía renovable.

En cuanto a otros datos de relevancia el tipo de interés exigido a la inversión corresponderá al 4%. Adicionalmente, la vida útil de los paneles fotovoltaicos se situará en torno a los 25 años al resultar un tiempo de operación más que razonable indicado por la mayoría de fabricantes de actualidad. Por añadidura, se considerará una degradación anual + 0,5% de los paneles para dotar de mayor realismo la producción de energía estimada a lo largo de este espacio de tiempo. Así mismo, el precio de la electricidad será conforme al PVPC atendiendo a la tarifa de facturación pertinente. La siguiente tabla resume los anteriores datos indicados:

6.1 Datos específicos de interés

<b>Average hourly irradiance</b>	263.85 W/m <sup>2</sup>
<b>Average hourly temperature</b>	17.14°C
<b>Average hourly energy demand per consumer</b>	0.3646 kWh
<b>Average electricity purchase price – PVPC 2.0.A</b>	115.41 €/MWh
<b>Average electricity purchase price – PVPC 2.0.D</b>	116.20 €/MWh
<b>Average energy surplus price – PVPC 2.0.A</b>	51.50 €/MWh
<b>Average energy surplus price – PVPC 2.0.D</b>	51.50 €/MWh
<b>Annual increase of electricity price</b>	3%
<b>Annual decrease of electricity price</b>	3%
<b>PV system lifetime (r)</b>	25 years
<b>Discount rate (k)</b>	4%
<b>PV system intial investment (CAPEX)</b>	908,92 €/kW
<b>Annual operating and maintenance cost (OPEX)</b>	15 €/kW/year
<b>Annual degradation factor of the PV system</b>	0,5%

## 6.3 Escenarios

Aplicando estos enfoques sobre la función objetivo formulada en la sección anterior [4.1.5] tres escenarios referentes a la evolución de los precios son planteados, teniendo en cuenta el desempeño de la instalación sobre la antigua tarifa 2.0.A y la vigente tarifa 2.0.D.

### 6.3.1 Escenario 1

Caracterizado por la degradación anual del 0.5% de la eficiencia de los paneles y una depreciación nula del precio de la energía procedente de la red. Para un mismo edificio de consumidores domésticos se procede al aumento gradual de la potencia de generación instalada que abarca desde los 10 kW hasta los 50 kW. El rango de potencias será creciente hasta alcanzar los 50 kW de potencia de generación instalada, límite superior correspondiente al primer valor a partir del cual el descuento económico satura y el VAN empieza a decrecer.

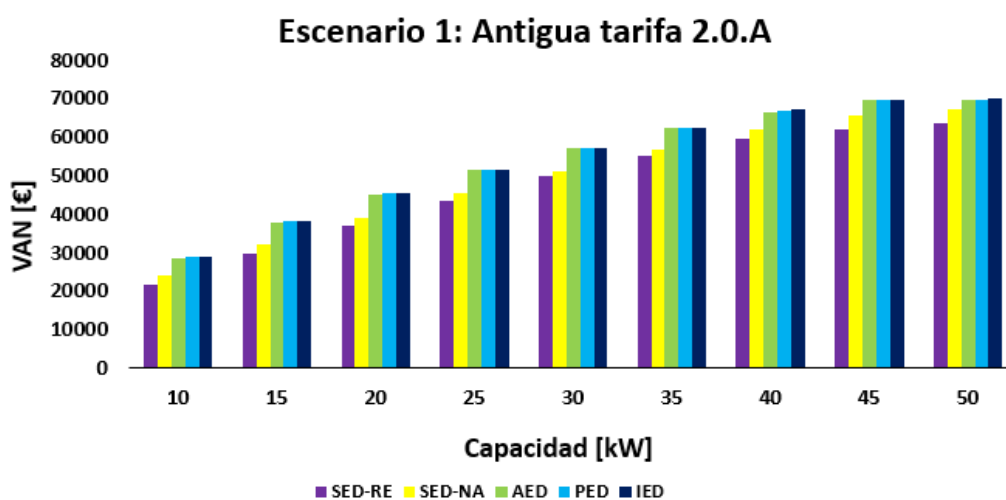


Figura 6-4 Escenario 1: T 2.0.A

Como muestra la figura [Figura 6-4 Escenario 1: T 2.0.A] las diferencias son notoriamente reseñables entre las presentes modalidades establecidas, mejorando su grado de actuación conforme aumenta la flexibilidad sobre la repartición de la energía de autoproducida. La figura [Figura 6-5] muestra en mayor detalle las diferencias económicas presentes entre las diversas alternativas planteadas con respecto a IED.

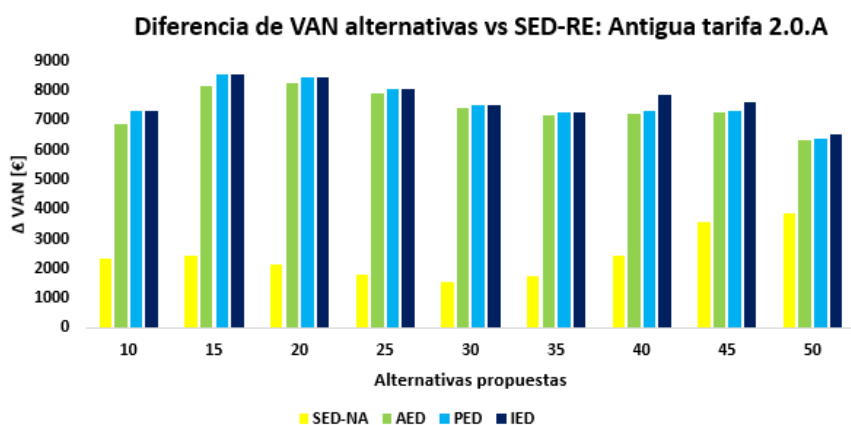


Figura 6-5 Margen de mejora propuesto T 2.0.A



Si por otro lado comparamos la misma instalación sometida a las mismas condiciones de ensayo cambiando la anterior tarifa regulada 2.0.A y su respectivo precio final de la energía con otra sometida a la presente tarifa 2.0.D y el precio final de energía que tenga asociado al mercado correspondiente [Figura 6-6], una notable diferencia entre ambas aparece pese a que la media total de ambos precios resulte ser muy similar. El motivo reside en dos factores. El primero y de menor impacto es la reducción del importe fijo asociado a la potencia contratada [ref tabla q compara esto] y en segundo lugar y de mayor importancia el rol complementario que desarrolla la nueva tarifa eléctrica junto a la generación autoproducida. El autoconsumo predomina en las horas centrales del día, momento en que la tarifa 2.0.D, en curso, se encuentra en el estado de valle o punta de su ciclo diario, significando una reducción importante del consumo red en los momentos que el precio de la energía es más elevado. Por otro lado, la franja horaria en la que la producción es inexistente el precio de la energía red se encuentra en el estado valle, resultando el coste asociado a la facturación del consumo red significativamente módico con respecto al estado valle o punta. La presencia de estos últimos estados resulta responsable de considerables descuentos en el término variable asociado al consumo de energía red a facturar.

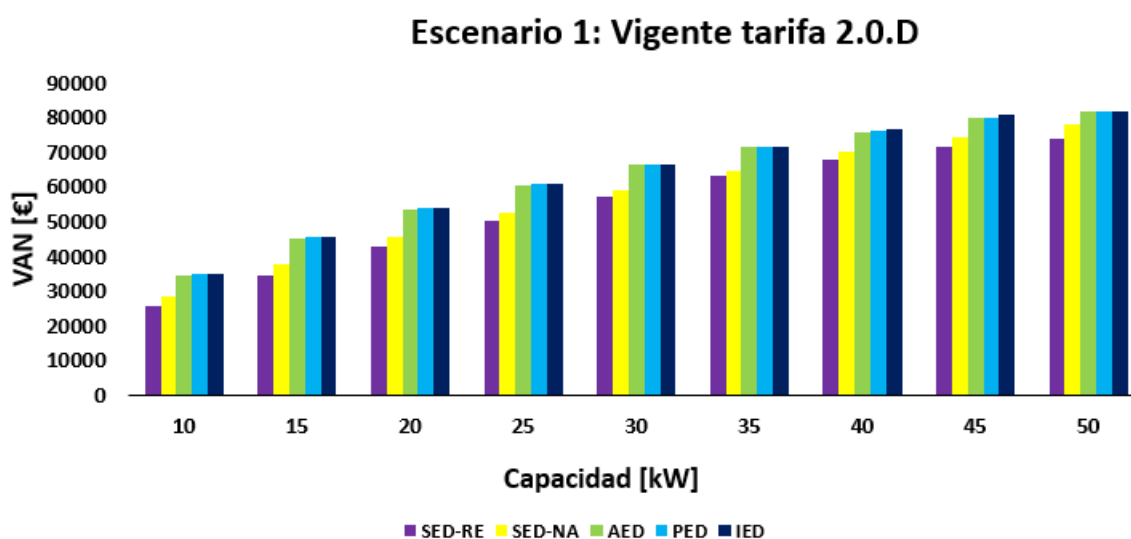


Figura 6-6 Escenario 1: T 2.0.D

A continuación, se presenta el detalle que hace referencia a las cantidades en las que la tarifa 2.0.D mejora sutilmente el VAN con respecto la tarifa 2.0.A [Figura 6-7]:

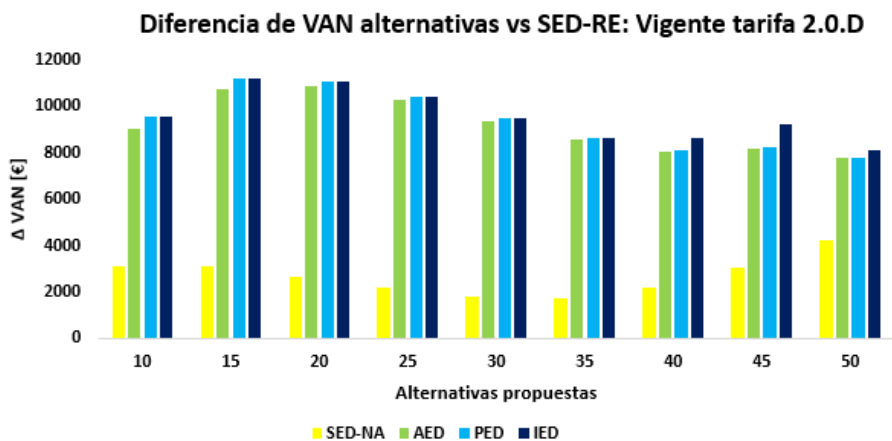


Figura 6-7 Margen de mejora propuesto: T 2.0.D

Para ahondar sobre los aspectos que implican las indicadas desigualdades económicas para cada uno de los distintos rangos de potencia de generación instalada, se tomará sin otro particular el análisis de actuación de la instalación para 20kW desplegados.

### 6.3.1.1 Enfoque IED

El valor VAN alcanzado en esta modalidad es el máximo que se podría alcanzar en una situación perfecta, sirviendo como referencia para el resto de modalidades analizadas. En [Figura 6-8] es mostrado el consumo red que presenta el conjunto de viviendas agrupado (GC) atendiendo a la actuación IED. Así mismo, es proporcionado el valor de la energía vinculada al autoconsumo (SCE), así como la energía reservada para la venta de excedentes (ES) para cada mes de año, desde enero hasta diciembre ambos inclusive. El reparto de energía autoconsumida es máximo y, por tanto, los descuentos anuales obtenidos. Pese a que la venta de excedentes también supone un incentivo a tener en cuenta, es destacable la notoria diferencia existente entre el precio de mercado de la energía excedentaria respecto a la energía de consumo procedente de la red. Además, las restricciones normativas impuestas únicamente permiten compensar la parte variable en un período de facturación no acumulable, haciendo que ésta sea más bien un factor complementario y no determinante para la eventual amortización de la instalación.

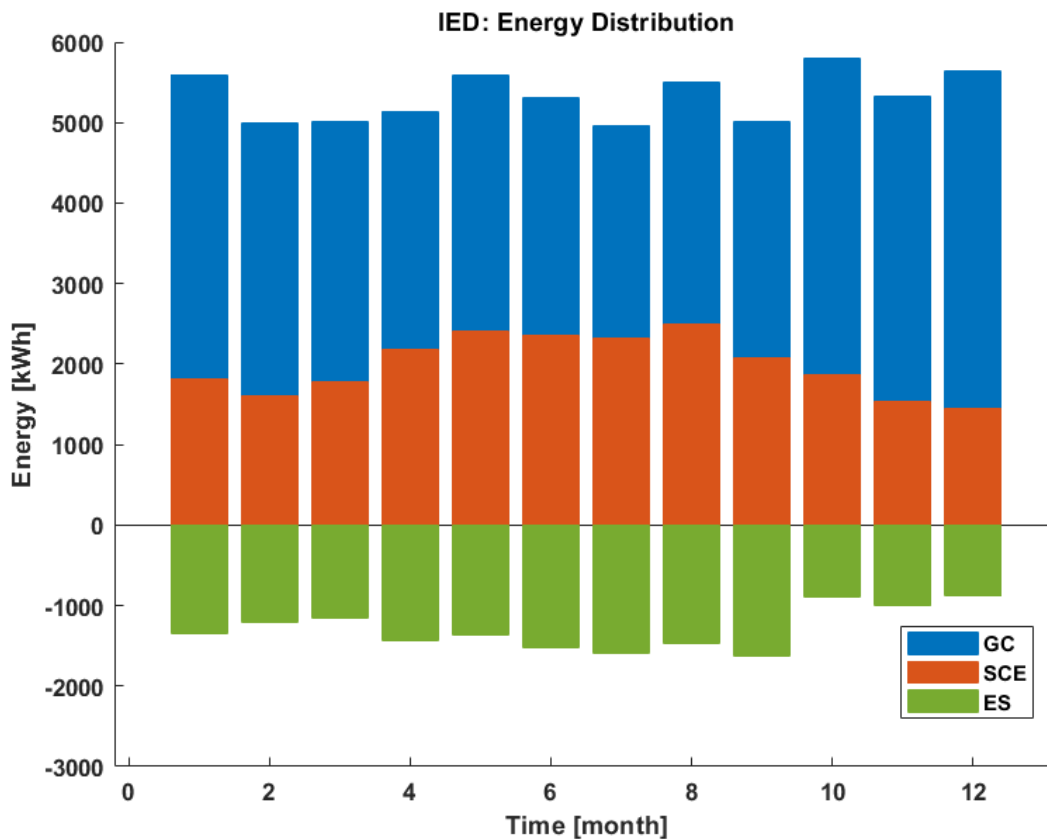


Figura 6-8 IED: Distribución de energía

### 6.3.1.2 Enfoque SED-RE

En la figura [Figura 6-9] se puede apreciar una notable caída del aprovechamiento de la energía asignada al autoconsumo (SCE), disparando el abastecimiento de energía proveniente de la red (GC) para cubrir las exigencias de los clientes y consecuentemente, aumentando la cuantía de energía excedentaria de manera considerable (ES). Esta situación conllevará el empobrecimiento de los posibles ahorros anuales obtenidos y por tanto supondrá el peor desempeño de las modalidades estudiadas.

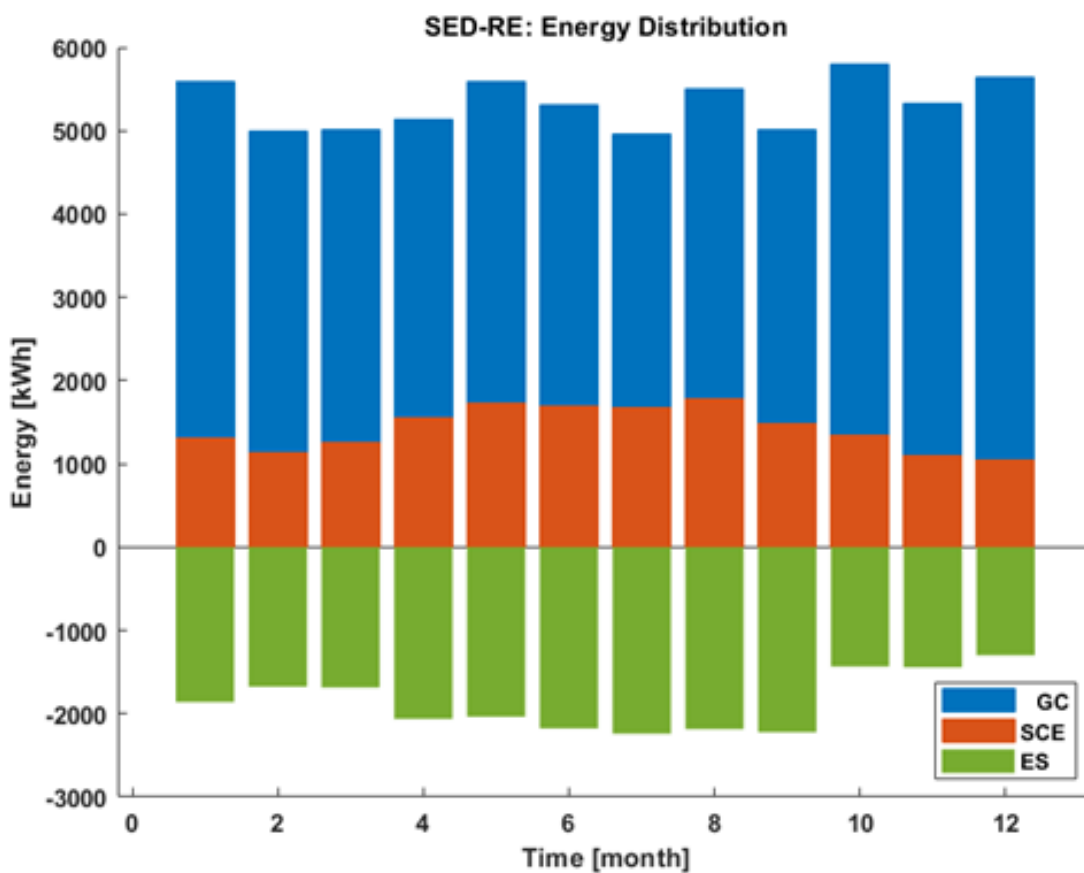


Figura 6-9 SED-RE: Distribución de energía

### 6.3.1.3 Enfoque SED-NA

Una serie de algoritmos brindados por las *Toolbox* de Matlab han sido implementados para la resolución del problema. En particular, se han explorado las opciones presentadas en la sección [5], con el objetivo de determinar la rutina más eficiente para el problema planteado, teniendo en cuenta el valor de la función objetivo así como el tiempo de ejecución. En concreto, los resultados obtenidos por el conjunto de alternativas se pueden resumir en la siguiente table [6.2]:

6.2 Compación entre métodos

Algoritmo	VAN	TiempoEjecuciónPromedio
PotCon	50340.9168	0h0'03"
GA	52499.3485	126h37'21"
MultiStart	52499.3495	0h12'56"
GAint	50811.9716	0h14'01"
PatterSearch	52438.8217	0h20'15"
Ideal	60776.0239	-

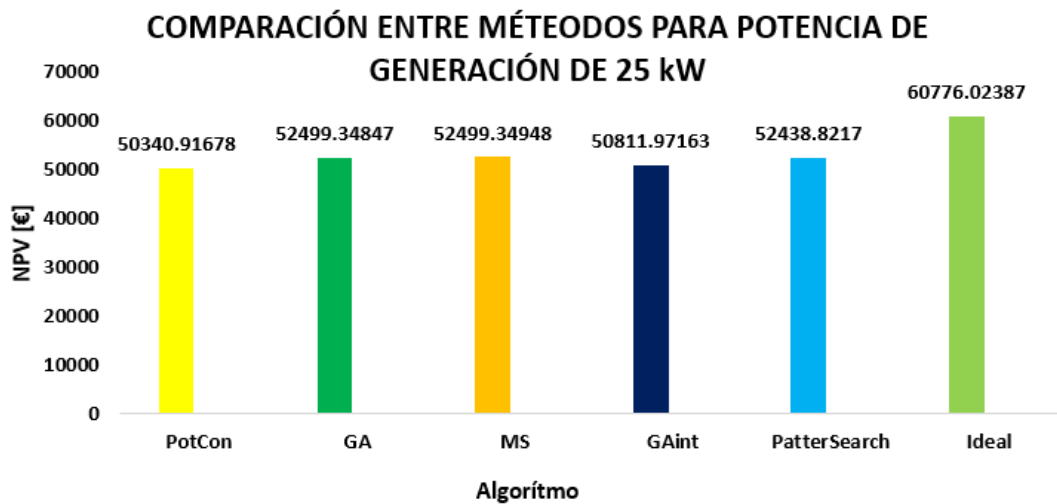


Figura 6-10 Comparación entre rutinas de optimización

Se observa como la metodología concerniente a la herramienta MultiStart resulta ser de las más eficientes desde el punto de vista computacional así como la que logra alcanzar un mayor desempeño junto a GA y PatternSearch. Una vez establecida la metodología, se determina el estudio del enfoque SED-NA. Los resultados obtenidos por tres de los cuatro métodos analizados resultan ciertamente similares, de manera que, pese a no tener garantías de haber encontrado una solución óptima global, sí se puede afirmar que esta pueda estar cerca de las alternativas propuestas.

La alternativa SED-NA [Figura 6-11] ha acarreado un incremento de utilización de energía destinada al autoconsumo (SCE) y, por tanto, un valor económico de la función objetivo más favorable con respecto a SED-RE. No obstante, el valor de la misma dista sensiblemente frente al máximo teórico alcanzable. El motivo, reside en la complejidad matemática del problema al incorporar dos variables (un coeficiente de reparto para el autoconsumo y otro para la asignación de excedentes) que deben ser capaces de englobar las características que envuelven cada prosumidor, es decir, su perfil de consumo doméstico (muy dispares entre ellos y diferenciados entre ellos mismos según la época del año en cuestión) así como la producción de energía en una única asignación anual.

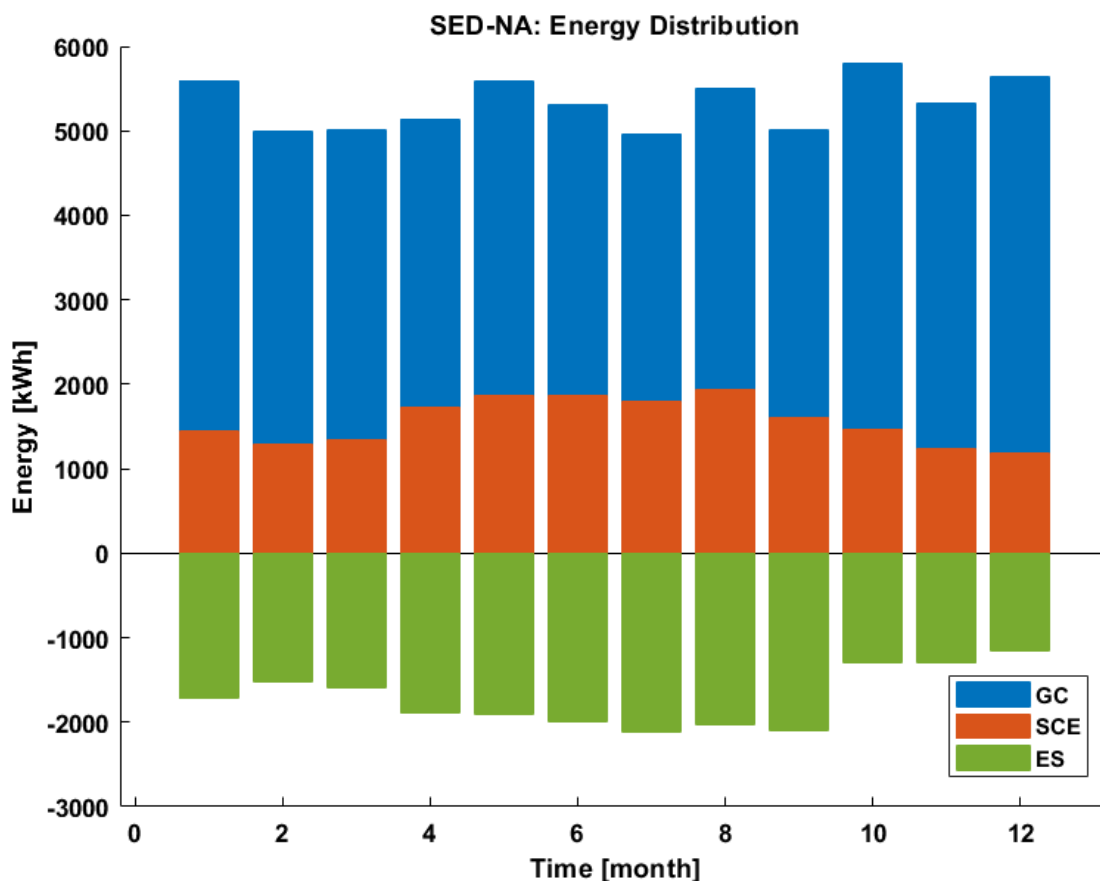


Figura 6-11 SED-NA: Distribución de energía

### 6.3.1.4 Enfoque AED

Mediante AED, la anterior problemática planteada en SED-NA es sorteada, pues la optimización centrada en primer lugar en potenciar el uso máximo del consumo de energía autoproducida se encuentra acotada para cada franja horaria para todo el año y, por tanto, la precisión lograda se ve ampliamente mejorada, dando como resultado unos niveles de utilización de energía autoconsumida (SCE) muy similares a los presentados en IED. Este bueno reparto, implica que los clientes obtengan significativos ahorros correspondientes al término de energía para cada período de facturación con respecto a SED-RE o SED-NA. Además, la posterior optimización tecno-económica encargada de la estimación de los coeficientes excedentarios consigue dar significativos descuentos sobre el término de energía, consiguiendo alcanzar en conjunto un valor VAN muy similar al expuesto en IED. Cabe destacar que ambos coeficientes se encuentran acotados inferior y superiormente por límites que preservan los posibles desacuerdos de reparto que pudieran existir en la comunidad de los partícipes asociados. Gráficamente, la distribución de energía queda como se muestra a continuación [Figura 6-12]:

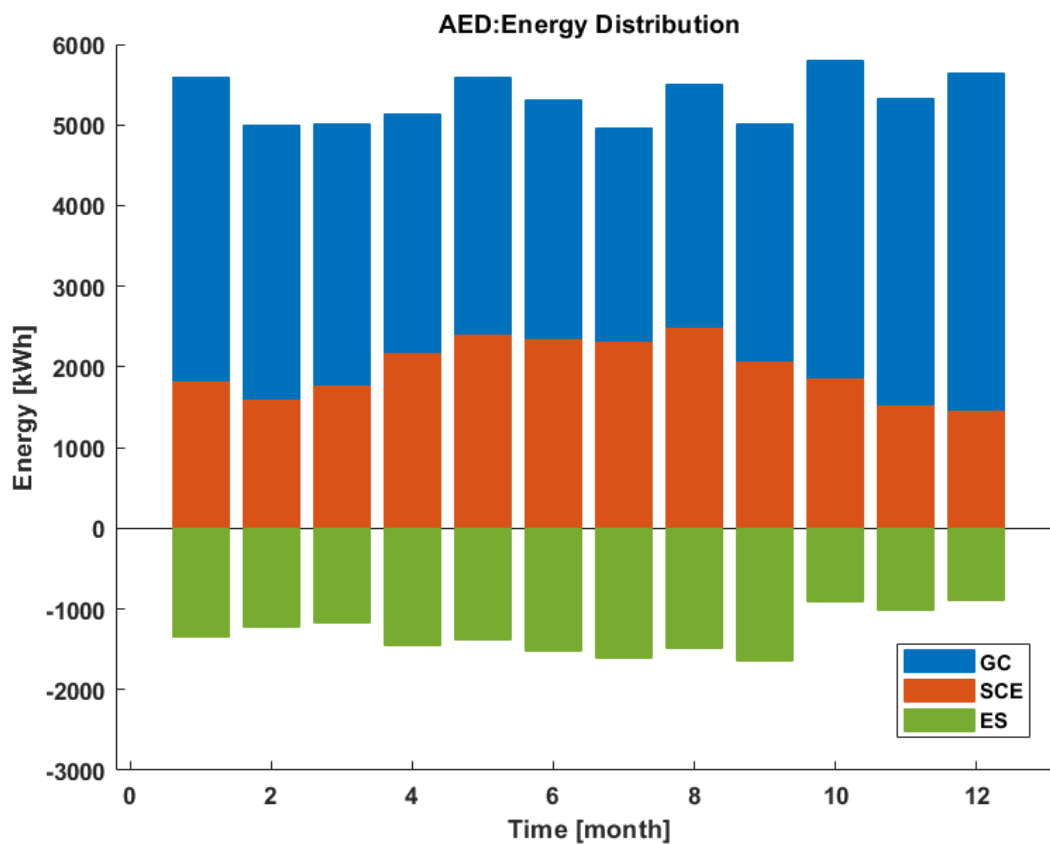


Figura 6-12 AED: Distribución de energía

### 6.3.1.5 Enfoque PED

La actuación PED supone un aligeramiento computacional notable con respecto a AED, pues se plantea una distribución horaria de la energía generada proporcional al consumo de cada prosumidor. Aplicando este principio el aprovechamiento de energía autoconsumida (SCE) es máximo, pues las restricciones establecidas mediante AED para salvaguardar los conflictos de intereses entre clientes son sorteadas. No obstante, se consigue un ligero aumento de energía autoconsumida en el cómputo total que conlleva a que sea la alternativa más cercana a la actuación IED, superando la anteriormente comentada AED. La simplicidad numérica de esta actuación y el igualado VAN respecto a IED hacen que la instalación alcance el máximo rendimiento económico práctico posible, alcanzando juntamente con AED resultados excelentes frente a las actuaciones permitidas hasta la fecha por normativa, es decir, SED-RE y SED-NA. La figura [Figura 6-13] mostrada a continuación representa la distribución gráfica lograda por esta actuación:

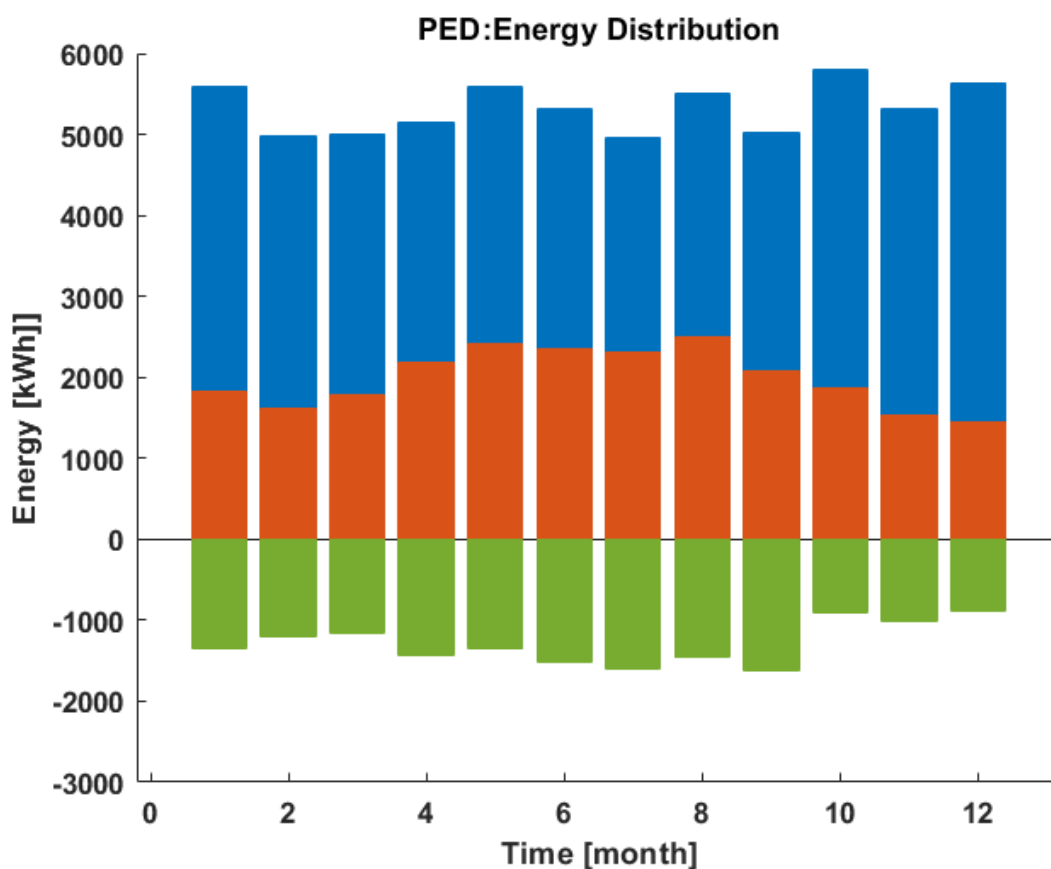


Figura 6-13 PED: Distribución de energía

A continuación, en las figuras se detallan los resultados pertenecientes a la distribución de energía producida asociados al mes de febrero y octubre para cada uno de los consumidores domésticos y los correspondientes enfoques propuestos. En concreto en la [Figura 6-14] pueden apreciarse los cambios relacionados con el consumo red individualizado, donde ciertos clientes mantienen una tendencia de consumo constante (como pueda resultar el caso de los clientes 9 o 18) mientras otros presentan una demanda con mayor carácter fluctuante (como pueda resultar el caso del consumidor 1 o 4). Pese a únicamente aparecer dos de los correspondientes doce meses que conforman un año, este comportamiento es extrapolable a cada uno de los meses restantes, pues los perfiles de consumo se irán adaptando según el estado de vida que pudiera llevar cada uno de los inquilinos que conforman una vivienda y, por tanto, la demanda de los mismos variará individualmente según sus propias rutinas y costumbres diarias o mensuales. Por este motivo, ciertos perfiles de consumo se mantienen similares en ciertos meses mientras otros experimentan una mayor variación, acorde con la época del año en cuestión. La [Figura 6-15], representa el autoconsumo individualizado mensual para los meses de febrero y octubre mientras que la [Figura 6-16] muestra la energía excedentaria individualizada para cada uno de los partícipes respectivamente. La elección de los meses indicados se debe principalmente a que se tratan de periodos no vacacionales con niveles de consumo significativos además una considerable incidencia de la autoproducción.

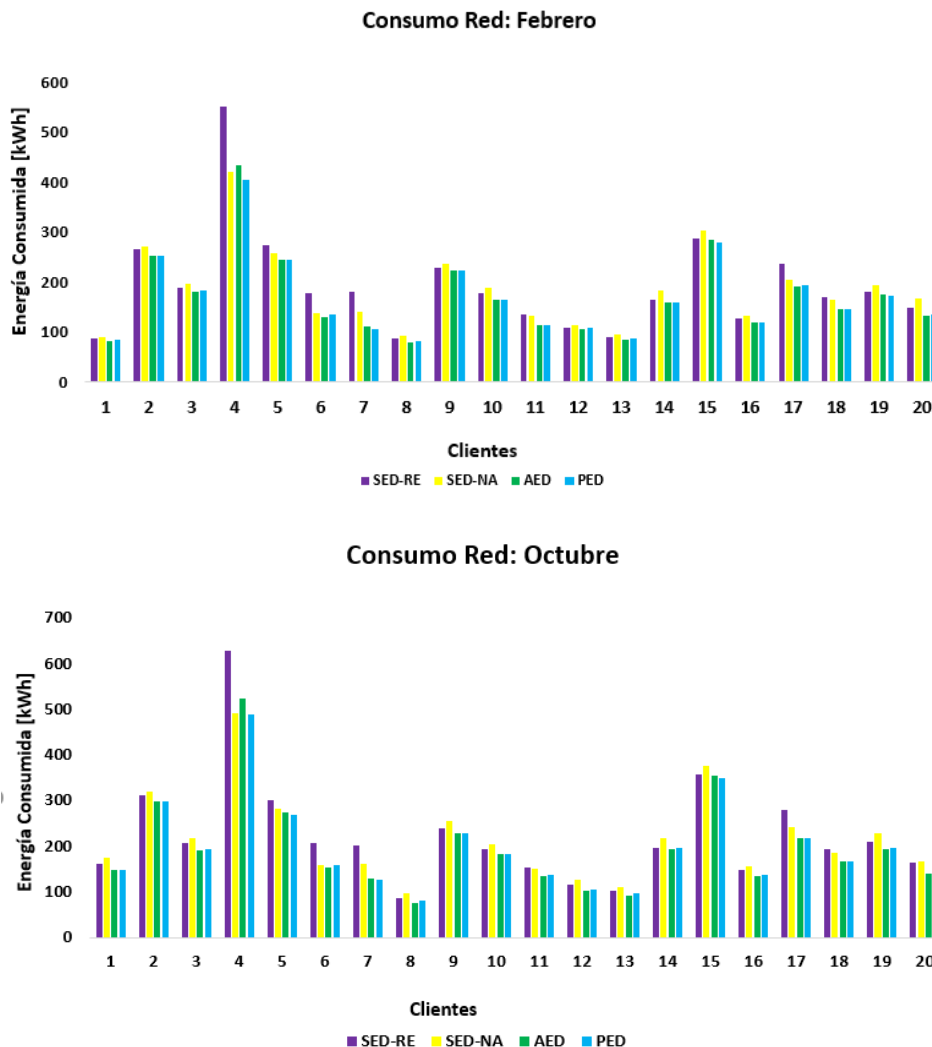


Figura 6-14 Consumo red mensual individual



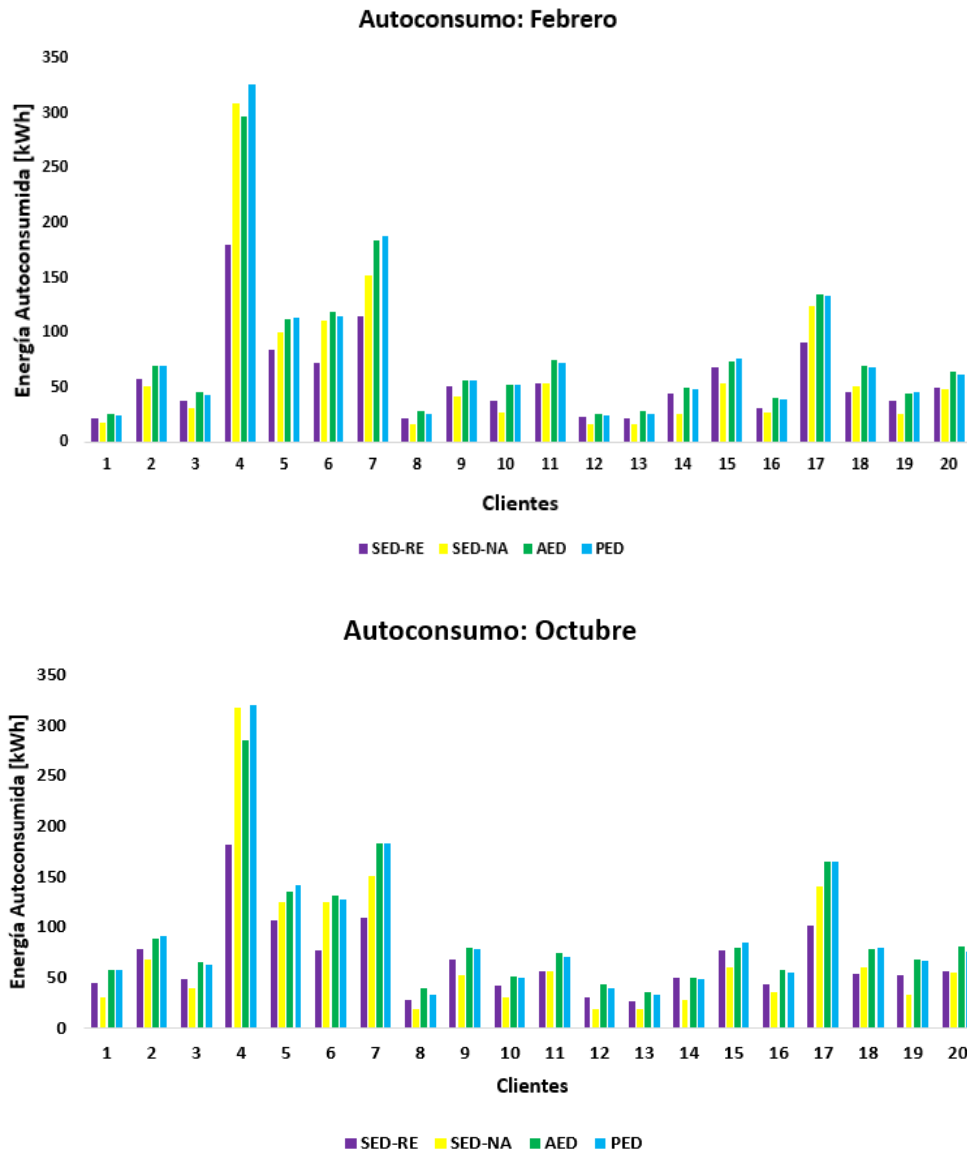


Figura 6-15 Energía autoconsumida mensual individual

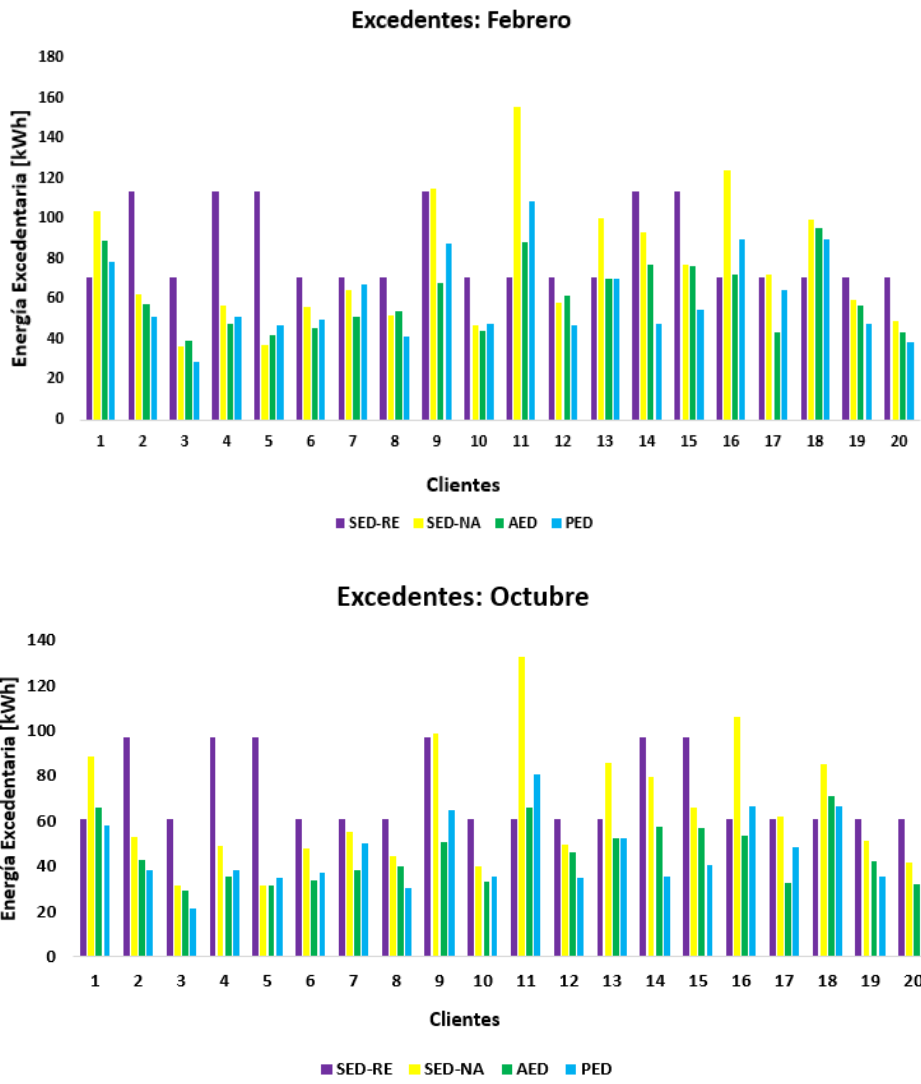


Figura 6-16 Energía excedentaria mensual individual

### 6.3.2 Escenario 2

Quedará definido por la degradación anual del 0.5% de la eficiencia de los paneles y una depreciación anual del 3% del precio de la energía procedente de la red. Esta situación representaría un futuro en el que gradualmente el volumen de generación renovable iría en aumento España. Contar con una mayor capacidad instalada de fuentes renovables supondría un mecanismo de cobertura para los consumidores ante la inestabilidad de los mercados internacionales de materias primas fósiles, evitando el consumo asociado a fuentes de energía convencionales cuando la situación permita desestimar su uso, reflejándose en un descenso del precio de la energía.

El resto de características del ensayo se mantendrán invariantes a las presentadas en Escenario 1. En la [Figura 6-17], [Figura 6-18] puede apreciarse la sensible influencia negativa que ha supuesto el desplome del precio de la energía procedente de la red (trazado punteado), tanto para antigua la tarifa 2.0.A como la presente 2.0.D, pues este significa la única fuente de descuento para cualquiera de las alternativas expuestas.

### 6.3.3 Escenario 3

De nuevo, se contará con una degradación anual del 0.5% de la eficiencia de los paneles y una inflación anual del 3% del precio de la energía procedente de la red. Este escenario reflejaría un porvenir en el que la constante falta de suministros y materias primas ocasionaría una ralentización notable del crecimiento de la capacidad instalada de generación renovable. Así mismo, se sumaría la incidencia ocasionada por la dependencia energética ante la falta de recursos, en la que el desabastecimiento de materias primas fósiles conllevaría un alza considerable del precio de la energía.

De nuevo, el conjunto restante de las características del ensayo seguirá según lo establecido en Escenario 1. El incremento continuado del precio de energía red (trazado con guión) disparará la rentabilidad de la instalación al resultar cada vez más acusados los descuentos sobre el término variable de energía pendiente de facturación.

En las siguientes figuras, se presenta el valor TIR [Figura 6-19] y el VAN [Figura 6-17], [Figura 6-18] para todos los rangos de potencia predefinidos sobre una misma gráfica y para ambas tarifas desarrolladas (2.0.A y 2.0.D), con el objetivo de facilitar la comparación entre las mismas y determinar la tendencia creciente que presentan cada una de ellas sobre el VAN junto a valores TIR superiores al tipo de interés “k” establecido y, por tanto, demostrando la rentabilidad económica asociada al desempeño producido para cada una de las amplias situaciones presentadas.

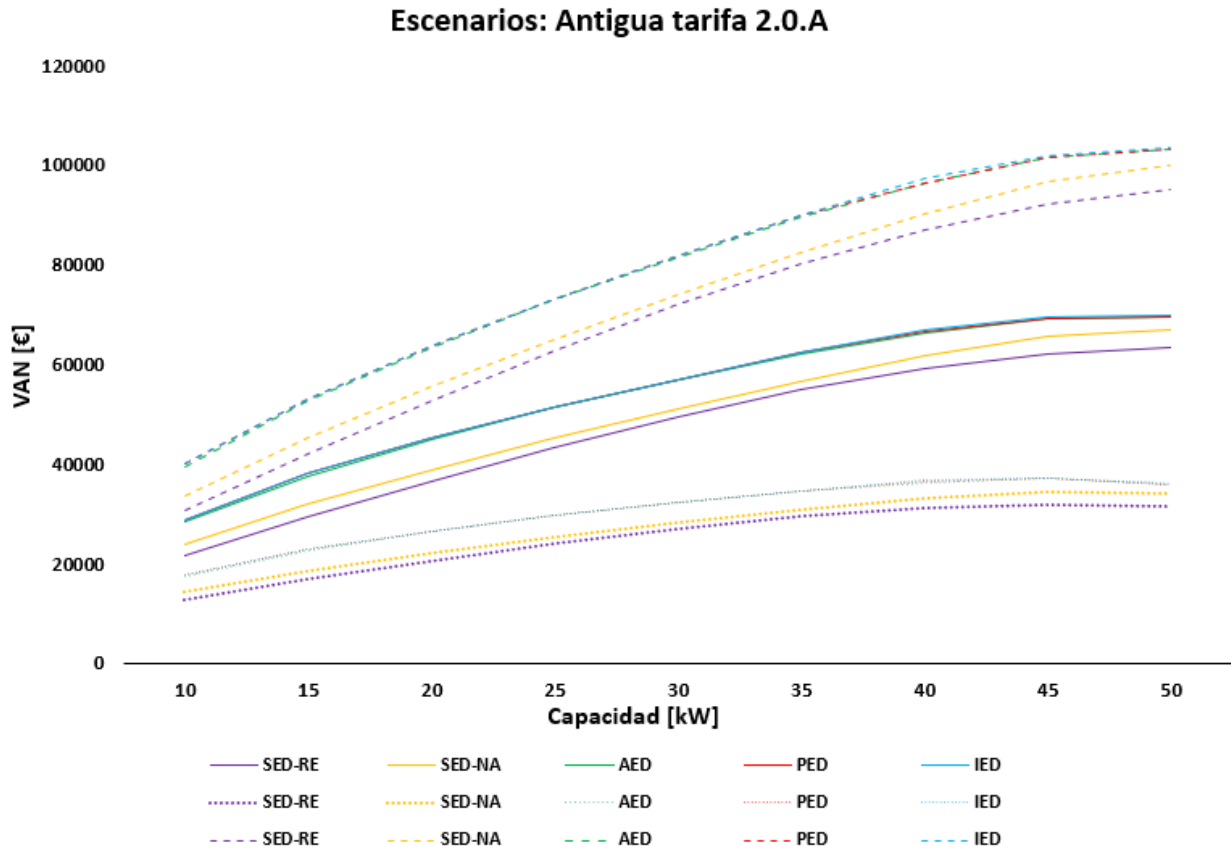


Figura 6-17 Escenarios: VAN para T.2.0.A

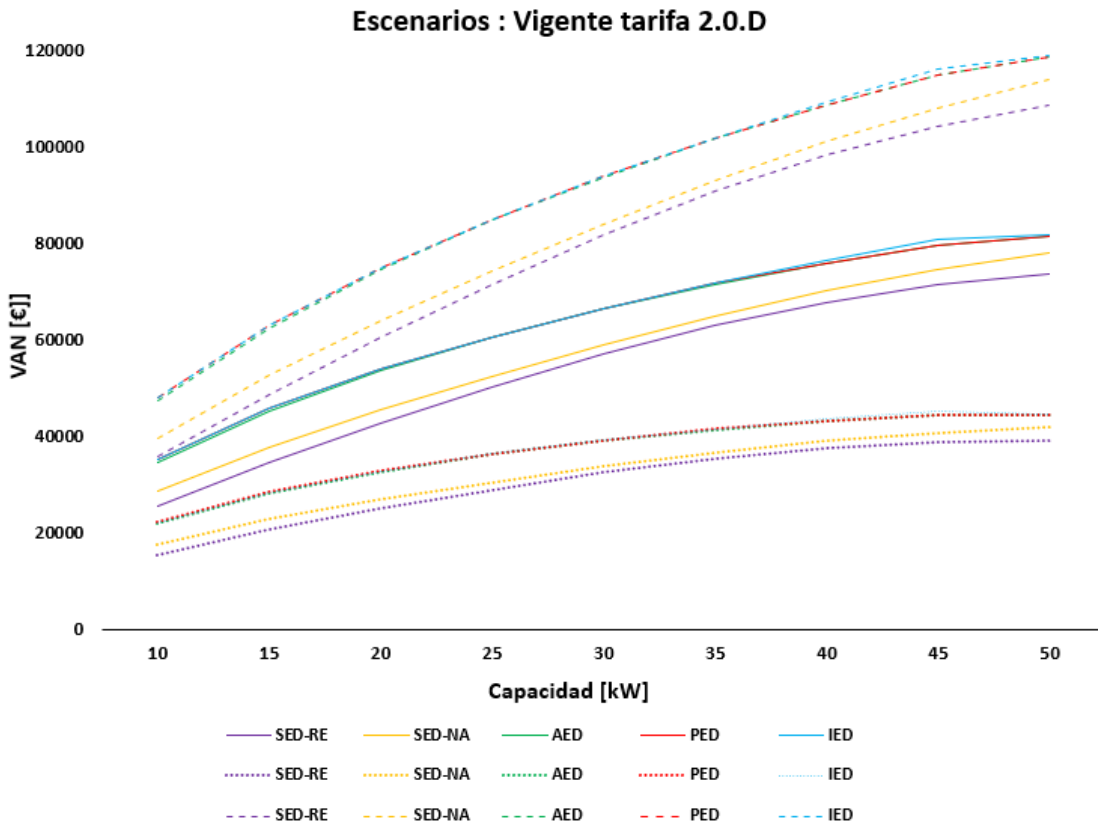


Figura 6-18 Escenarios: VAN para T.2.0.D

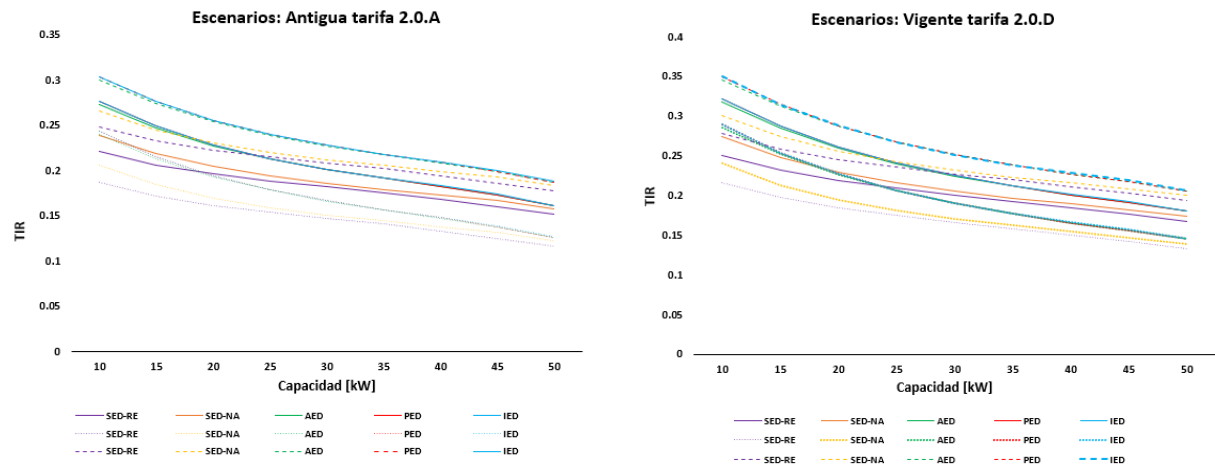


Figura 6-19 Escenarios: TIR

## 7 CONCLUSIÓN

El objetivo de este trabajo ha sido el desarrollo de una herramienta que permita analizar la distribución de energía generada en instalaciones de autoconsumo colectivo sujeto al vigente marco regulatorio, Real Decreto 244/2019. En particular, la modalidad con excedentes acogidos a compensación ha sido adoptada para todo el estudio. Según la presente normativa, el reparto de energía autoconsumida y excedentaria individualizada se realizará a través de unos coeficientes fijos durante un mismo periodo de facturación que salvo indicaciones del conjunto de prosumidores, estos se organizarán conforme a dos opciones: (i) en función de la potencia contratada e instalada que disponga cada uno de los clientes en cuestión y (ii) mediante unos coeficientes previamente acordados por los clientes participantes en el sistema de autoconsumo compartido. Tras realizar los primeros análisis para un conjunto de 20 perfiles de consumo dispares inscritos a la antigua tarifa del PVPC (2.0.A) y la actual tarifa del PVPC (2.0.D) de carácter discriminatorio (con tres periodos tarifarios diferenciados: punta, valle y llano), se determinó que, en el caso de los coeficientes establecidos por defecto en la normativa, existe un desaprovechamiento considerable del rendimiento económico de la instalación frente al máximo teórico alcanzable.

Por otro lado, también se ha planteado el estudio de la alternativa referente al acuerdo entre vecinos. Para ello, se propone una optimización tecno-económica basada en varias rutinas algorítmicas que han procurado encontrar unos coeficientes de distribución fijos que permitieran optimizar el rendimiento de económico de la instalación. Sin embargo, la complejidad matemática que reside en el problema al incorporar dos variables por cliente, con un perfil de consumo cambiante a lo largo del año, impide alcanzar un desempeño prometedor de la instalación pese a mejorar los resultados brindados por el enfoque normativo por defecto.

Asimismo, se han propuesto varias alternativas a la establecida en la normativa actual con respecto a la asignación de la energía individual autoconsumida y excentaria. Para ello, una optimización dinámica horaria ha sido llevada a cabo, con el objetivo de reducir los inconvenientes presentados por la fluctuación de los perfiles de consumo y así poder acotar de manera considerable el problema en cuestión, logrando coeficientes de reparto horarios acotados por limitaciones de interés individual. En consecuencia, el rendimiento económico de la instalación se ha disparado hasta lograr un desempeño excelente.

Analizando ambas modalidades propuestas, se concluyó que conforme aumentaba la flexibilidad sobre el tratamiento de la energía autoconsumida, el rendimiento económico de la instalación aumentaba notoriamente, por lo que se decidió introducir una última modalidad centrada en la distribución proporcional de la energía en función del consumo horario de los prosumidores. Los resultados desembocaron en actuaciones destacables, rozando en muchos casos el rendimiento ideal de la instalación, pese a la simplicidad del método establecido.

Tres escenarios han sido expuestos, tanto para la antigua tarifa 2.0.A y la presente 2.0.D, en las que, en primer lugar, se suponía una depreciación anual del 3% de precio de la energía, en segundo lugar, este se mantenía constante, y, por último, sufría una inflación anual del mismo valor. En todos los escenarios analizados la rentabilidad económica de la instalación fue positiva, para cada una de las actuaciones presentadas, mejorando con la implantación de la tarifa 2.0.D, pues el autoconsumo desplaza el consumo de la red en las horas centrales del día y en gran parte de su ausencia el precio de la energía se encuentra en estado valle.

Mediante los sucesivos cambios introducidos en los antecesores del actual RD 244/2019 la situación del autoconsumo y en particular del autoconsumo colectivo ha ido evolucionando hasta llegar al día de hoy, donde el alivio de los requisitos técnicos y la agilización burocrática ha facilitado la expansión del autoconsumo en todas sus formas. No obstante, ciertos criterios de actuación todavía quedan por definir adecuadamente, como pueda resultar el reparto óptimo de la energía autoproducida en instalaciones de autoconsumo colectivo. En definitiva, las correctas pautas políticas unidas al progreso y la investigación, permitirán en un futuro no muy lejano materializar las coudinades energéticamente positivas, hoy en día en vías de expansión, y así, lograr un mundo más sostenible y autosuficiente.

## REFERENCIAS

- [1] Directorate-General for Energy (European Commission), «Clean energy for all Europeans». 2019. doi: 10.2833/9937.
- [2] EC, «DIRECTIVA (UE) 2018/ 2001 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO - de 11 de diciembre de 2018 - relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables», p. 128, 2018.
- [3] D. Frieden, A. Tuerk, C. Neumann, S. D’Herbemont, y J. Roberts, «Collective self-consumption and energy communities: Trends and challenges in the transposition of the EU framework», 2020, doi: 10.13140/RG.2.2.25685.04321.
- [4] ENEDIS, «Collective self consumption overview in France.» 2021. [En línea]. Disponible en: <https://flux50.com/media/5757/05%20Enedis.pdf>
- [5] C. Inês, P. L. Guilherme, M.-G. Esther, G. Swantje, H. Stephen, y H. Lars, «Regulatory challenges and opportunities for collective renewable energy prosumers in the EU», *Energy Policy*, vol. 138, n.º 111212, mar. 2020, doi: 10.1016/j.enpol.2019.111212.
- [6] LPG, «LoadProfileGenerator», 2021. <https://www.loadprofilegenerator.de/> (accedido oct. 11, 2021).
- [7] REE, «Markets and prices | ESIOs electricity · data · transparency», 2021. <https://www.esios.ree.es/en/market-and-prices> (accedido oct. 11, 2021).
- [8] CNMC, «BOE, 2021. Resolución de 18 de marzo de 2021, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia por la que se establecen los valores de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad de aplicación a partir del 1 de junio de 2021.» 2021. [En línea]. Disponible en: [https://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-4565](https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-4565)
- [9] IDAE, «IDAE, 2021. Informe de precios energéticos regulados.» 2021. [En línea]. Disponible en: [https://www.idae.es/sites/default/files/estudios\\_informes\\_y\\_estadisticas/Tarifas\\_Reguladas\\_octubre\\_2021.pdf](https://www.idae.es/sites/default/files/estudios_informes_y_estadisticas/Tarifas_Reguladas_octubre_2021.pdf)
- [10] MTERD, «BOE, 2021. Orden TED/371/2021, de 19 de abril, por el que se establecen los precios de los cargos del sistema eléctrico y de los pagos por capacidad que resultan de aplicación a partir del 1 de junio de 2021.» 2021. [En línea]. Disponible en: [https://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-6390](https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-6390)
- [11] CNMC, «BOE, 2020. Circular 3/2020, de 15 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad.» 2021. [En línea]. Disponible en: <https://www.cnmc.es/expedientes/cirde00219>
- [12] MIET, «BOE, 2021. Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo ,por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación.», p. 44, 2021.
- [13] MIET, «BOE, 2015. Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.» 2015. [En línea]. Disponible en: [https://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2015-10927](https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2015-10927)
- [14] JE, «BOE, 2018. Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre,de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.» 2018. [En línea]. Disponible en: <https://www.boe.es/eli/es/rdl/2018/10/05/15>
- [15] MTE, «BOE, 2019. Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.» 2019. [En línea]. Disponible en: <https://www.boe.es/eli/es/rd/2019/04/05/244>
- [16] Y. Riffonneau, S. Bacha, F. Barruel, y S. Ploix, «Optimal Power Flow Management for Grid Connected PV Systems With Batteries», *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 2, n.º 3, pp. 309-320, jul. 2011, doi:

- 10.1109/TSTE.2011.2114901.
- [17] MATLAB, «Optimization Toolbox - MATLAB», 2021. <https://es.mathworks.com/products/optimization.html> (accedido oct. 11, 2021).
- [18] IRENA, «IRENA, 2019. Renewable power generation costs in 2019.», p. 144, 2020.
- [19] REE, «Analysis | ESIOS electricity · data · Self-consumption surplus energy price for the simplified compensation mechanism.», 2021. [https://www.esios.ree.es/en/analysis/1739?vis=1&start\\_date=11-10-2021T00%3A00&end\\_date=11-10-2021T23%3A00&compare\\_start\\_date=10-10-2021T00%3A00&groupby=hour](https://www.esios.ree.es/en/analysis/1739?vis=1&start_date=11-10-2021T00%3A00&end_date=11-10-2021T23%3A00&compare_start_date=10-10-2021T00%3A00&groupby=hour) (accedido oct. 11, 2021).
- [20] RE, «Markets and prices | ESIOS electricity · data · Active energy invoicing price.», 2021. <https://www.esios.ree.es/en/market-and-prices> (accedido oct. 11, 2021).
- [21] J. M. Roldán Fernández, M. Burgos Payán, y J. M. Riquelme Santos, «Profitability of household photovoltaic self-consumption in Spain», *J. Clean. Prod.*, vol. 279, n.º 123439, Art. n.º 123439, ene. 2021, doi: 10.1016/j.jclepro.2020.123439.
- [22] O. Pisacane, M. Severini, M. Fagiani, y S. Squartini, «Collaborative energy management in a micro-grid by multi-objective mathematical programming», *Energy Build.*, vol. 203, p. 109432, nov. 2019, doi: 10.1016/j.enbuild.2019.109432.
- [23] Mackenzie Banker, Andreas Sumper, «Collective selfconsumption in the EU». Escola Tècnica Superior d'Enginyeria Industrial de Barcelona, 2020.
- [24] G. P. Luz, M. C. Brito, J. M. C. Sousa, y S. M. Vieira, «Coordinating shiftable loads for collective photovoltaic self-consumption: A multi-agent approach», *Energy*, vol. 229, p. 120573, ago. 2021, doi: 10.1016/j.energy.2021.120573.
- [25] Jordi de la Hoz, Helena Martín, Alex Alonso, Adriana Carolina Luna, José Matas, Juan C. Vasquez, Josep M. Guerrero, «Regulatory-framework-embedded energy management system for microgrids\_ The case study of the Spanish self-consumption scheme», *Appl. Energy*, vol. 251, n.º 113374, Art. n.º 113374, 2019, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.113374.
- [26] L. Horstink, J. M. Wittmayer, y K. Ng, «Pluralising the European energy landscape: Collective renewable energy prosumers and the EU's clean energy vision», *Energy Policy*, vol. 153, n.º 112262, jun. 2021, doi: 10.1016/j.enpol.2021.112262.
- [27] C. Gallego-Castillo, M. Heleno, y M. Victoria, «Self-consumption for energy communities in Spain: A regional analysis under the new legal framework», *Energy Policy*, vol. 150, p. 112144, mar. 2021, doi: 10.1016/j.enpol.2021.112144.
- [28] Fundación energías renovables, FER, «FER, 2017. Autoconsumo. Lecciones aprendidas en la Unión Europea.», p. 30, 2017.
- [29] D. Frieden, A. Tuerk, J. Roberts, S. D'Herbement, A. F. Gubina, y B. Komel, «Overview of emerging regulatory frameworks on collective self-consumption and energy communities in Europe», en *2019 16th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, Ljubljana, Slovenia, sep. 2019, pp. 1-6. doi: 10.1109/EEM.2019.8916222.
- [30] S. Consonni, «Analysis and techno-economic evaluation of collective self-consumption of electricity considering a condominium case study.», p. 136, 2019.
- [31] R. Alvaro-Hermana, J. Merino, J. Fraile-Ardanuy, S. Castano-Solis, y D. Jimenez, «Shared Self-Consumption Economic Analysis for a Residential Energy Community», en *2019 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST)*, Porto, Portugal, sep. 2019, pp. 1-6. doi: 10.1109/SEST.2019.8849101.
- [32] L. M. Tomažič, N. Lukač, y G. Štumberger, «A New Regulatory Approach for PV-Based Self-Supply, Validated by a Techno-Economic Assessment: A Case Study for Slovenia», *Sustainability*, vol. 13, n.º 3, p. 1290, ene. 2021, doi: 10.3390/su13031290.