



COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER
AUTOCONSUMO ELÉCTRICO COMO
PRODUCTO DE INVERSIÓN

Autor: Pedro Rojas García-Cubillana

Director: Antonio Aparicio Sáez-Bravo

Madrid

Julio de 2020

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
Autoconsumo Eléctrico como Producto de Inversión
en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico **2019/2020** es de mi autoría, original e inédito y
no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es
plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada
de otros documentos está debidamente referenciada.

Fdo.: Pedro Rojas García-Cubillana

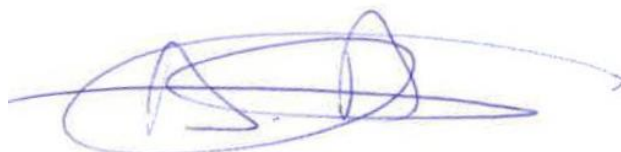
Fecha: 20/07/2020



Autorizada la entrega del proyecto
EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Antonio Aparicio Sáez-Bravo

Fecha: 20/07/2020





COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER
AUTOCONSUMO ELÉCTRICO COMO
PRODUCTO DE INVERSIÓN

Autor: Pedro Rojas García-Cubillana

Director: Antonio Aparicio Sáez-Bravo

Madrid

Julio de 2020

Resumen

El presente proyecto tiene como motivación principal el nuevo cambio regulatorio que se ha dado en 2019 para el autoconsumo con la entrada del Real Decreto 244/2019.

La Unión Europea con la directiva de invierno en 2001 ya exponía que los Estados miembros estaban obligados a garantizar a los autoconsumidores el derecho de generar electricidad procedente de recursos renovables, a almacenar y a vender los excedentes de la generación. Tras esto cada país fue tomando sus medidas y regulaciones pertinentes y se inició por tanto la era del autoconsumo.

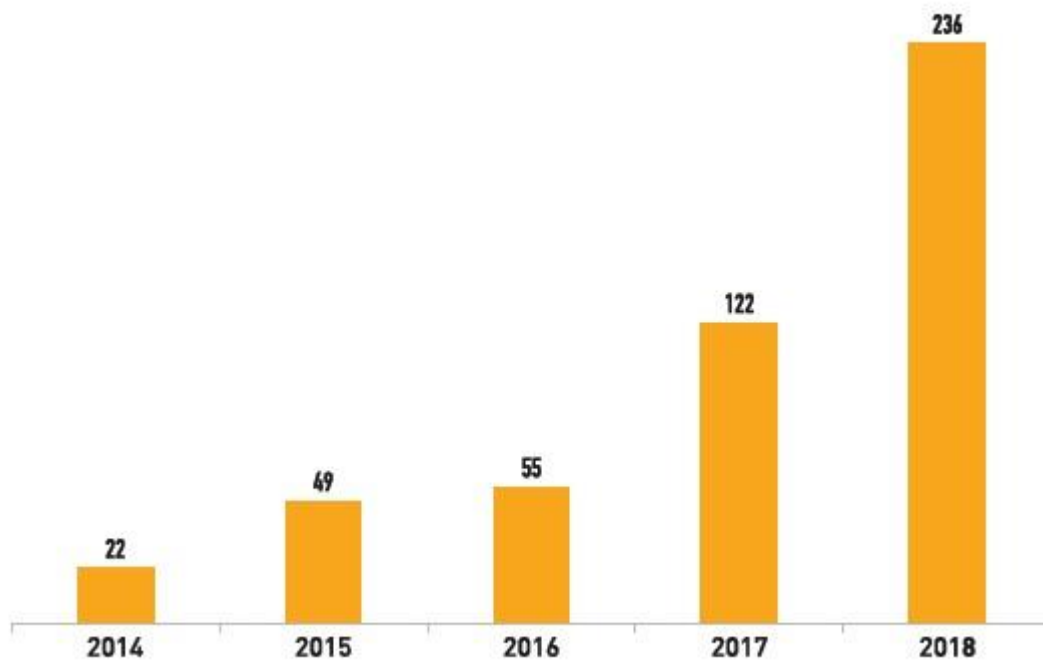
En un comienzo guiado por los objetivos de descarbonización del sistema (horizonte 20-20-20 en Europa), las tecnologías renovables no habían llegado a consolidar una madurez ni económica ni técnica. En este sentido, se iniciaron una serie de medidas de apoyo para hacer más atractivas las inversiones por parte de entidades privadas. Ayudas en forma de tarifas reguladas (*feed-in tariff*), primas (*feed-in premium*), desgravaciones fiscales o certificados ecológicos (*green certificates*) fueron los mecanismos más comunes. Algunos países como Alemania, Reino Unido o Estados Unidos son buenos ejemplos de cómo la penetración en tecnología fotovoltaica se vio muy incrementada debido a este tipo de soportes, especialmente a nivel doméstico. En el caso de España, estos incentivos se empezaron a dar desde principios de siglo, sin embargo, debido a la crisis financiera de 2008, España fue el primer país de la Unión Europea en suspender las *feed-in tariffs* y las “primas a las renovables”.

En España, la historia del autoconsumo se remonta a principios de siglo cuando sólo se permitía autoconsumo para instalaciones aisladas e inyección a red de manera particular. Gracias a la publicación del Real Decreto 1699/2011, 11 años después, empezó a ser posible la opción de conectar la generación fotovoltaica a la red de consumo interior, originando así los principios del autoconsumo en España. Sin embargo, este Real Decreto disponía condiciones técnicas y administrativas, no así las económicas que, según decía “serían publicadas posteriormente”.

En 2012, se publicó un primer borrador de autoconsumo que incluía un “peaje de respaldo”. Simplemente, los costes de las redes (junto con los cargos) eran y son repercutidos a todos los consumidores según sus características, independientemente de que se adquiriera la energía a precio libre o precio regulado a través de los peajes de acceso y cargos. Estos peajes son fijados por el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital, y deben ser revisados anualmente, aunque en circunstancias que afecten de un modo relevante a los costes regulados, el Ministerio podrá hacer revisiones con una periodicidad máxima trimestral.

En la ley 24/2013 del Sector Eléctrico ya se incluyó la posibilidad de autoconsumo con Peajes de Acceso por Respaldo y Sanciones. Posteriormente tras el Real Decreto 413/2014 (cuya función principal fue la de recortar una serie de retribuciones para todo tipo de instalación con fines recaudatorios) se consolida con el Real Decreto 900/2015 el primer pliego de condiciones administrativas, técnicas y económicas del Autoconsumo y producción con Autoconsumo.

Este último, se ha mantenido durante los pasados 5 años y recientemente se publicó el Real Decreto 244/2019 que es en el que se motiva el presente proyecto.

Estimación de la potencia instalada de autoconsumo fotovoltaico

Fuente: UNEF con datos de sus asociados.

El análisis de la nueva normativa resulta una de las partes claves del presente proyecto. En concreto, las nuevas oportunidades de autoconsumo vienen fundamentadas por los siguientes cambios regulatorios:

- Se anulan los peajes de respaldo, ya que la energía autoconsumida de origen renovable no tiene que pagar peajes ni tasas. La energía autoconsumida vertida a la red sólo debe pagar los peajes por el uso de la red de distribución (plazo fijo de potencia en la factura del usuario).
- La clasificación de este tipo de instalaciones se simplifica con respecto a la establecida en la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico. Así, existen dos tipos de instalaciones: autoconsumo sin excedente y autoconsumo con excedente. Las que no tienen capacidad legal para suministrar energía a la red necesitarán la instalación de un equipo antidumping. En el caso de las instalaciones con excedentes, habrá un sujeto consumidor y un sujeto productor. Las mayores exigencias legales supondrán la desventaja de este tipo de instalación, cuya ventaja será la posibilidad de monetizar los excedentes energéticos.
- Aunque no se denomina así, se reconoce el derecho al autoconsumo de uno o varios consumidores (compartido) para aprovechar las economías de escala.
- También simplifica la tramitación y legalización del autoconsumo. Concretamente, se establece que, en el caso de instalaciones sin excedentes de menos de 100 kW conectadas en baja tensión, sólo se deben cumplir las disposiciones del reglamento electrotécnico de baja tensión. En estas instalaciones y en las de autoconsumo de hasta 15 kW con excedentes, no será necesario solicitar permisos de acceso y conexión al distribuidor, lo que facilitará enormemente su legalización.

- Ya no es necesario instalar equipos de medición normalizados para registrar la generación solar neta, con la correspondiente reducción de costes.
- Se permite la instalación de más potencia que la contratada.
- Se permite la explotación por parte de terceros lo que da a lugar a nuevas oportunidades de negocio.

Tras el análisis y el estudio de las diferencias que aporta el nuevo marco regulatorio, se presentan una serie de casos de estudio en los que se simula la instalación de paneles solares para autoconsumo y se analiza su comportamiento operativo y financiero para los autoconsumidores.

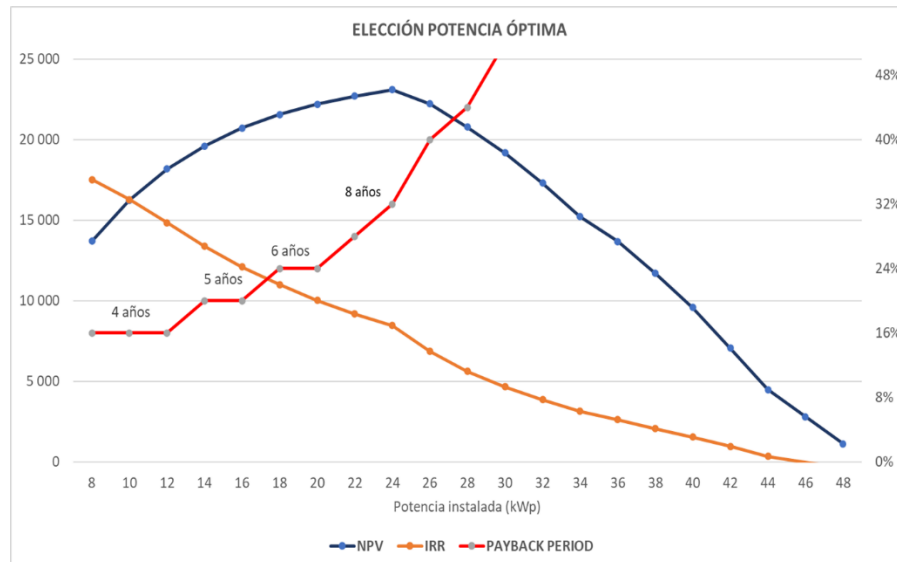
En cuanto a la forma de modelar el negocio se tendrán en cuenta los siguientes tres flujos de ingresos diferentes:

- Ingresos derivados del ahorro de impuestos: Estos se calculan teniendo en cuenta que el impuesto especial a la electricidad tiene como base imponible la suma del término de potencia y de energía. Al tener un consumo de red más bajo por el consumo procedente de la generación fotovoltaica, la base imponible es menor por tanto se percibe de esta manera el ahorro. Además, en el caso de compensación simplificada la base imponible se reduce incluso más debido a que la compensación reduce el término de energía.
- Ingresos derivados del ahorro en consumo: El ahorro en consumo de electricidad de red previamente mencionado, se hace notar en el término de energía. Cabría la posibilidad de estudiar la opción de reducir la potencia contratada para así tener un ahorro extra en términos de potencia.
- Ingresos derivados de la venta/compensación: Resultado de la opción que se elija de autoconsumo se tiene un ingreso por la remuneración de los excedentes. En el caso de la venta, los ingresos por excedentes no están limitados, sin embargo, para compensación simplificada el máximo a descontar en la factura es lo netamente consumido de la red. Este factor se verá destacado en el próximo capítulo en el análisis de resultados.

Los casos prácticos estarán basados en tres consumidores diferentes (no particulares) cada uno de un sector, con distintos perfiles de consumo y órdenes de magnitud diferentes en sus demandas eléctricas. Cada uno de los casos se analizará por separado. El presente proyecto no trata de estudiar diferencias entre cada uno de los casos (se deja como posible recomendación para otros trabajos) sino ahondar en la personalización de cada una de las soluciones y resultados.

Para el modelado de cada uno de los años, en primer lugar, se ha realizado un estudio horario para la generación, el consumo y el cálculo de excedentes horario para el primer año con los precios y tarifas actualizados. Tras tener un cálculo hora-hora se ha extrapolado la media de cada una de las magnitudes para un estudio de 25 años de horizonte. En los resultados se pretende observar las diferencias entre las distintas modalidades de autoconsumo actualmente reguladas.

Como núcleo del ejercicio de modelado, se analizarán diferentes variables en función de la potencia pico instalada en paneles de manera que se optimice la inversión en términos de rentabilidad y retorno. Con este análisis se tomará la decisión de la potencia a instalar en operación óptima.



A lo largo del proyecto se expondrán las herramientas utilizadas para la modelización y simulación, así como todos los resultados obtenidos para finalmente concluir con las ventajas de incurrir en proyectos para autoconsumidores.

Resume

The main reason for the present project is the new regulatory change for self-consumption in 2019 with the entry of Royal Decree 244/2019.

The European Union with the winter directive in 2001 already stated that Member States were obliged to guarantee auto-consumers the right to generate electricity from renewable resources, to store and to sell the surpluses from generation. Following this, each country took its own measures and regulations and the era of self-consumption began.

Initially guided by the objectives of decarbonization of the system (horizon 20-20-20 in Europe), renewable technologies had not yet reached economic or technical maturity. In this sense, a series of support measures were initiated to make investment by private entities more attractive. Aid in the form of regulated tariffs (feed-in tariff), premiums (feed-in premium), tax breaks or green certificates were the most common mechanisms. Some countries, such as Germany, the United Kingdom and the United States, are good examples of how the penetration of photovoltaic technology was greatly increased by this type of support, especially at the domestic level. In the case of Spain, these incentives began to be given at the beginning of the century. However, due to the financial crisis in 2008, Spain was the first country in the European Union to suspend feed-in tariffs and "premiums for renewables".

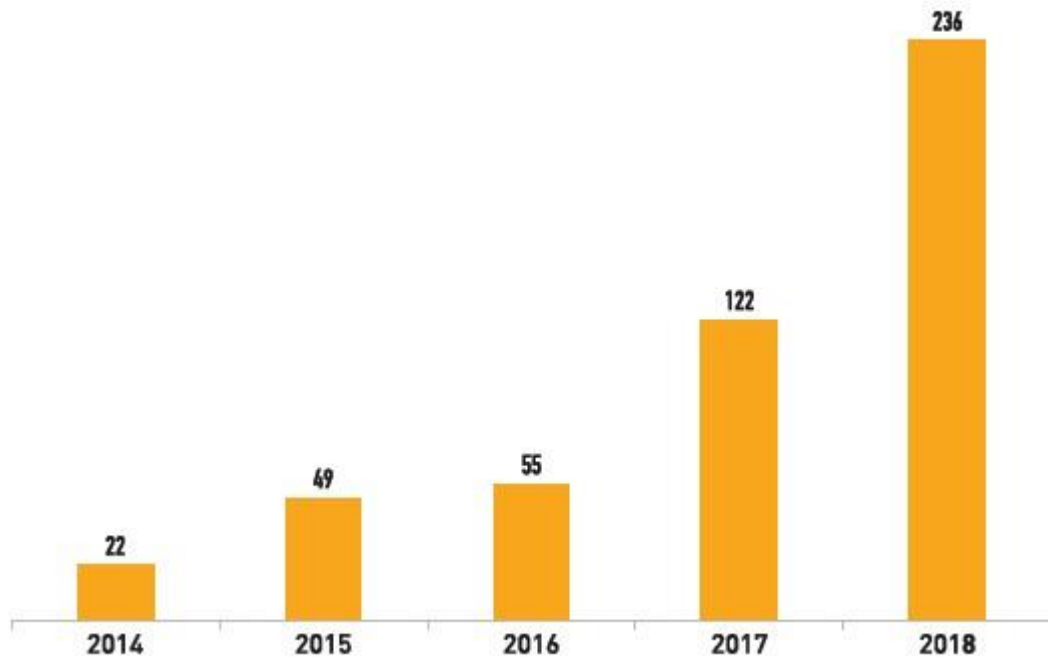
In Spain, the history of self-consumption goes back to the beginning of the century when self-consumption was only allowed for isolated installations and injection into the grid in a particular way. Thanks to the publication of Royal Decree 1699/2011, 11 years later, the option of connecting photovoltaic generation to the grid for domestic consumption began to be possible, thus giving rise to the principles of self-consumption in Spain. However, this Royal Decree provided for technical and administrative conditions, but not for economic conditions, which it said "would be published later".

In 2012, a first draft of self-consumption was published, which included a "backup toll". Simply put, network costs (along with charges) were and are passed on to all consumers according to their characteristics, regardless of whether the energy is purchased at a free price or a regulated price through access tolls and charges. These tolls are set by the Ministry of Energy, Tourism and the Digital Agenda, and must be reviewed annually, although in circumstances that significantly affect regulated costs, the Ministry may make reviews on a maximum quarterly basis.

In the law 24/2013 of the Electricity Sector, the possibility of self-consumption with Access Tolls by Support and Sanctions was already included. Later, after Royal Decree 413/2014 (whose main function was to cut a series of payments for all types of installations for collection purposes), Royal Decree 900/2015 consolidated the first administrative, technical and economic specifications for self-consumption and production with self-consumption.

The latter has been maintained for the past 5 years and recently Royal Decree 244/2019 was published, which is the reason for the present project.

Estimación de la potencia instalada de autoconsumo fotovoltaico



Fuente: UNEF con datos de sus asociados.

The analysis of the new regulations is one of the key parts of the present project. Specifically, the new opportunities for self-consumption are based on the following regulatory changes:

- Backup tolls are abolished, as self-consumed energy from renewable sources does not have to pay tolls or fees. Self-consumed energy fed into the grid only has to pay tolls for the use of the distribution network (fixed power period in the user's bill).
- The classification of this type of installation is simplified with respect to that established in Law 24/2013 on the Electricity Sector. Thus, there are two types of installations: self-consumption without surplus and self-consumption with surplus. Those that do not have the legal capacity to supply energy to the grid will need the installation of an antidumping equipment. In the case of installations with surplus, there will be a consumer and a producer subject. The higher legal requirements will be the disadvantage of this type of installation, whose advantage will be the possibility of monetizing the energy surpluses.
- Although it is not called that, the right to self-consumption of one or more consumers (shared) is recognized in order to take advantage of economies of scale.
- It also simplifies the processing and legalization of self-consumption. It is stipulated that, in the case of installations with a surplus of less than 100 kW connected to low voltage, only the provisions of the Low Voltage Electrotechnical Regulation must be complied with. In these installations and in those of self-

consumption of up to 15 kW with surpluses, it will not be necessary to request access and connection permits from the distributor, which will greatly facilitate their legalization.

- It is no longer necessary to install standardized measuring equipment to record net solar generation, with the corresponding reduction in costs.
- The installation of more power than contracted is allowed.
- Exploitation by third parties is allowed, giving rise to new business opportunities.

Following analysis and study of the differences brought about by the new regulatory framework, a series of case studies are presented in which the installation of solar panels for self-consumption is simulated and their operational and financial performance for self-consumers is analyzed.

The following three different income streams will be taken into account in the business modeling process:

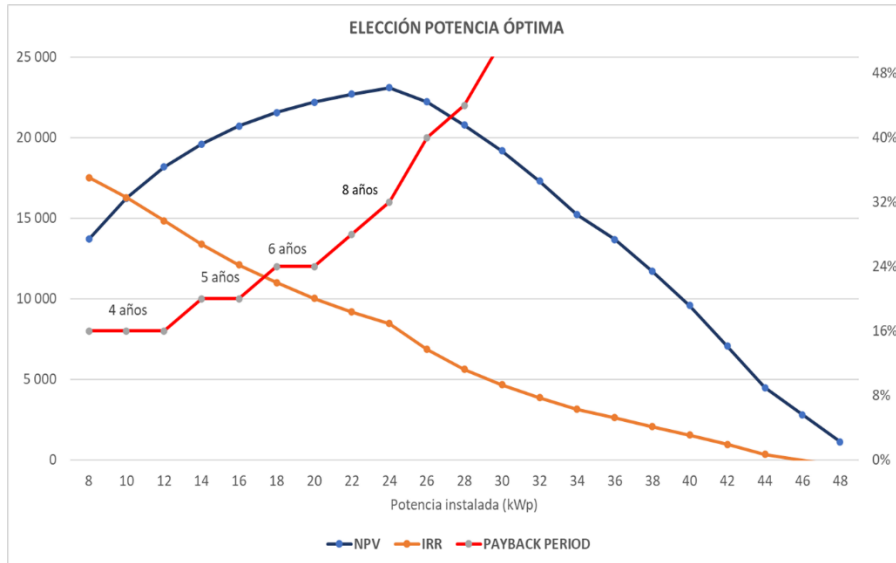
- **Income derived from tax savings:** These are calculated taking into account that the special tax on electricity is based on the sum of the power and energy terms. The lower consumption of the network due to the consumption from photovoltaic generation, the taxable base is lower and therefore the savings are perceived in this way. In addition, in the case of simplified compensation the tax base is reduced even further because the compensation reduces the power term.
- **Income from consumption savings:** The previously mentioned savings in electricity consumption from the grid are noted in the energy term. It would be possible to study the option of reducing the contracted power in order to have extra savings in terms of power.
- **Income from sale/compensation:** The result of the option chosen for self-consumption is an income from the remuneration of the surpluses. In the case of sale, the surplus income is not limited, however, for simplified compensation the maximum to be discounted in the invoice is the net consumption of the network. This factor will be highlighted in the next chapter in the analysis of results

The case studies will be based on three different consumers (not individuals) each in a sector, with different consumption profiles and orders of magnitude in their electricity demands. Each of the cases will be analyzed separately. The present project does not seek to study differences between each of the cases (it is left as a possible recommendation for other work) but to go deeper into the personalization of each of the solutions and results.

For the modelling of each of the years, firstly, an hourly study has been carried out for the generation, consumption, and calculation of hourly surpluses for the first year with the updated prices and tariffs. After having an hourly calculation, the average of each of the magnitudes has been extrapolated for a 25-year horizon study. The results are intended to show the differences between the various forms of self-consumption currently regulated.

As the core of the modelling exercise, different variables will be analyzed as a function of the peak power installed in panels in order to optimize the investment in terms

of profitability and return. With this analysis the decision of the power to be installed in optimal operation will be taken.



Throughout the project, the tools used for modelling and simulation will be presented, as well as all the results obtained, to finally conclude with the advantages of incurring in projects for self-consumers.

Índice de Contenidos

Índice de Figuras	10
Índice de Tablas	12
1. Introducción	14
1.1. Motivación	15
1.2. Objetivos	17
2. Estado del Arte.....	18
2.1. Generación Distribuida	18
2.1.1. Generación Distribuida en España.....	20
2.2. Autoconsumo	22
2.2.1. Autoconsumo en España.....	24
2.3. Análisis de la Normativa.....	26
2.3.1. Real Decreto 900/2015	26
2.3.2. Real Decreto 244/2019	30
2.4. Conclusiones	35
3. Modelización y casos de estudio.....	36
3.1. Modelo Financiero	36
3.1.1. Inputs.....	36
3.1.2. Modelo	41
3.1.3. Outputs.....	45
3.2. Casos de Estudio	46
3.2.1. Caso 1 – Explotación Agrícola	46
3.2.2. Caso 2 – Empresa de Fabricación Intensiva	47
3.2.3. Caso 3 – Empresa Cárnica	48
4. Resultados y Conclusiones	49
4.1. Resultados Caso 1 – Explotación Agrícola.....	50
4.2. Resultados Caso 2 – Industria de Fabricación Intensiva	56
4.3. Resultados Caso 3 – Empresa Cárnica.....	62
4.4. Conclusiones	67
4.4.1. Diferencia entre modalidades de autoconsumo	67
4.4.2. Importancia del perfil de consumo	67
4.4.3. Buenos resultados de inversión.....	68
4.4.4. Producto de comercializadoras	68
5. Referencias.....	70
Anexo I. Contraste del proyecto con los ODS	71

Índice de Figuras

Figura 1. Evolución de los precios medios de una instalación fotovoltaica	14
Figura 2. Presupuesto de HORIZONTE 2020 (Fuente: UE 2014 2020 Horizon) ..	15
Figura 3. Sistema eléctrico tradicional (fuente: REE)	18
Figura 4. Nuevo sistema de generación distribuida (fuente: socialengineer)	19
Figura 5. Niveles de Tensión en Líneas de Distribución en Europa (fuente: Eurelectric)	20
Figura 6. Evolución anual acumulada de la potencia instalada en España en MW (fuente AEE).....	21
Figura 7. Capacidad instalada por recurso energético y nivel de tensión	21
Figura 8. Consumo, Generación y Excedentes anuales de un caso de estudio	22
Figura 9. Facturación Autoconsumo (Fuente: Secretaría de Estado de Energía de México).....	24
Figura 10. Modalidad 1 Autoconsumo RD 900/2015 (Fuente: Krannich)	27
Figura 11. Modalidad 2 Autoconsumo RD 900/2015 (Fuente: Krannich)	28
Figura 12. Inputs generales del modelo	39
Figura 13. Gráfica precio medio pool futuro vs precio medio capturado	41
Figura 14. Consumo de un día tipo Explotación Agrícola.....	46
Figura 15. Tarifa de acceso Caso 1	46
Figura 16. Consumo día medio Industria de Fabricación Intensiva	47
Figura 17. Tarifa de acceso Caso 2. Discriminación horaria y Tabla de Precios ...	47
Figura 18. Consumo día medio en Empresa Cárnica.....	48
Figura 19. Tarifa de acceso Caso 3	48
Figura 20. Formato de resultados.....	49
Figura 21. Factura previa al autoconsumo - Caso 1.....	50
Figura 22. Factura con Autoconsumo - Caso 1.....	50
Figura 23. Consumo, Generación y Excedentes anuales - Caso 1	51
Figura 24. Consumo de red vs. Consumo de Instalación - Caso 1	52
Figura 25. Operación del negocio - Caso 1.....	53
Figura 26. Elección de la potencia óptima - Caso 1	55
Figura 27. Factura previa al autoconsumo - Caso 2.....	56
Figura 28. Factura con autoconsumo - Caso 2.....	56
Figura 29. Venta de Excedentes – Caso 2.....	57

Figura 30. Consumo, Generación y Excedentes anuales - Caso 2.....	58
Figura 31. Consumo de red vs. Consumo de Instalación - Caso 2	58
Figura 32. Operación del negocio - Caso 2.....	59
Figura 33. Elección de la potencia óptima - Caso 2	60
Figura 34. Factura previa al autoconsumo - Caso 3.....	62
Figura 35. Factura con autoconsumo - Caso 3.....	62
Figura 36. Consumo, Generación y Excedentes anuales - Caso 3.....	63
Figura 37. Consumo de red vs. Consumo de Instalación - Caso 3	63
Figura 38. Operación del Negocio - Caso 3.....	64
Figura 39. Elección de la potencia óptima - Caso 3	65

Índice de Tablas

Tabla 1. Aspectos Generales RD 900/2015 (Fuente: Elaboración propia)	29
Tabla 2. Cuadro resumen de las modalidades y las diferentes posibilidades de autoconsumo (Fuente: IDAE).....	34
Tabla 3. Input de Generación.....	40
Tabla 4. P&L y Balance Sheet para los primeros 3 años	43
Tabla 5. Cash Flow Statement para los primeros 3 años	44
Tabla 6. Resultados de la inversión	45

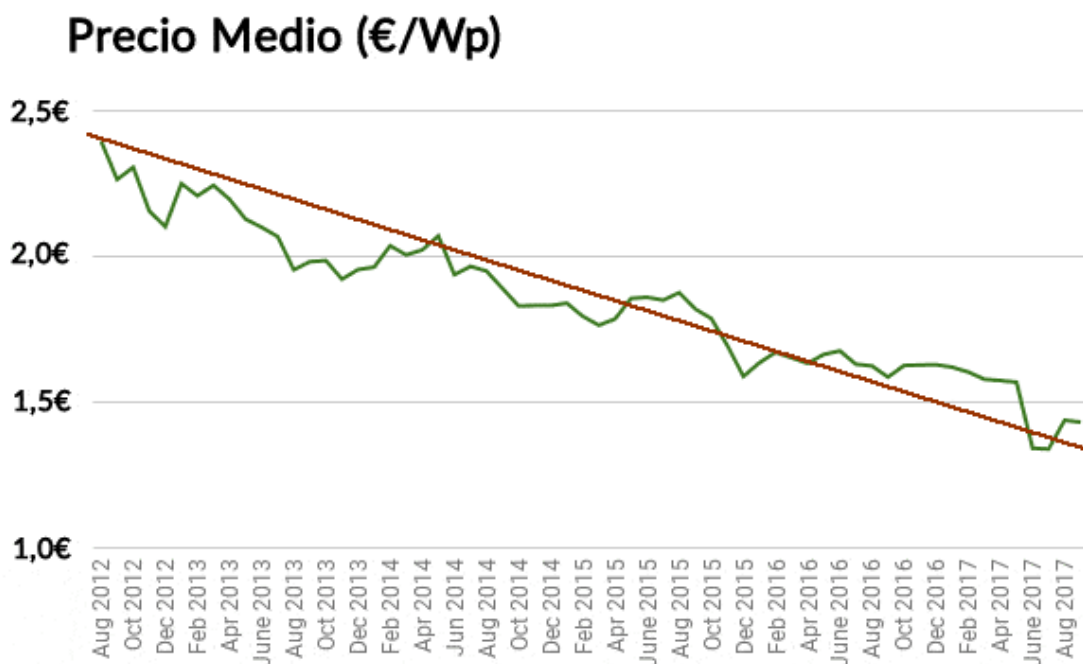
1. Introducción

Recientemente, desde la entrada en la primera década de los 2000, los sistemas eléctricos mundiales han visto una alta penetración de las fuentes de energía renovables en el mix de generación. Poco a poco las tecnologías renovables están llegando a volúmenes de producción muy considerables en la mayoría de países.

En un comienzo guiado por los objetivos de descarbonización del sistema (horizonte 20-20-20 en Europa), las tecnologías renovables no habían llegado a consolidar una madurez ni económica ni técnica. En este sentido, se iniciaron una serie de medidas de apoyo para hacer más atractivas las inversiones por parte de entidades privadas. Ayudas en forma de tarifas reguladas (*feed-in tariff*), primas (*feed-in premium*), desgravaciones fiscales o certificados ecológicos (*green certificates*) fueron los mecanismos más comunes. Algunos países como Alemania, Reino Unido o Estados Unidos son buenos ejemplos de cómo la penetración en tecnología fotovoltaica se vio muy incrementada debido a este tipo de soportes, especialmente a nivel doméstico. En el caso de España, estos incentivos se empezaron a dar desde principios de siglo, sin embargo, debido a la crisis financiera de 2008, España fue el primer país de la Unión Europea en suspender las *feed-in tariffs* y las “primas a las renovables”.

Más allá de la crisis financiera, España por sus características geo-climáticas, es un país con uno de los índices de radiación más altos de Europa, es decir, un recurso solar abundante. Es por esta razón y por la maduración de la tecnología, que se espera que siga aumentando la penetración de energía solar en la producción eléctrica, principalmente con tecnología fotovoltaica. En la siguiente gráfica se puede observar la evolución de los costes de las instalaciones en los últimos años.

Figura 1. Evolución de los precios medios de una instalación fotovoltaica



Como se puede observar en la Figura 1, la tendencia de las inversiones necesarias para instalaciones fotovoltaicas es a la baja. Esto significa que la tecnología ha continuado

en fase de maduración llegándose a alcanzar precios en enero de 2020 de 1 €/Wp en media.

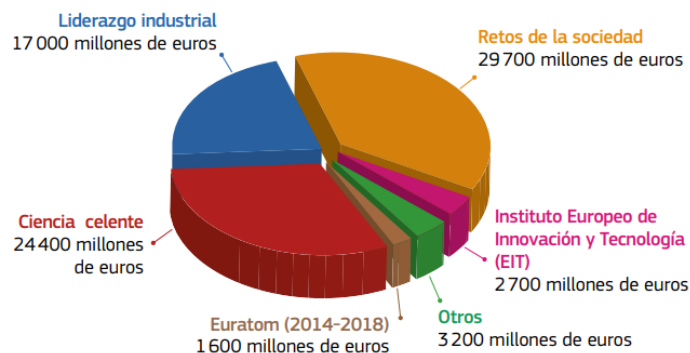
La situación para la industria fotovoltaica en España es bastante atractiva, la energía producida a pequeña escala lleva ya cerca de una década siendo rentable sin mecanismos estatales o interestatales de apoyo. Además, el nuevo paradigma que se abre en España debido a las nuevas normativas aplicables a generación distribuida y autoconsumo hacen que la tecnología tenga un futuro prometedor. En el presente proyecto se tratará de analizar esta nueva normativa de forma cualitativa y cuantitativa.

1.1. Motivación

Durante los últimos 30 años, especialmente ya entrada la década de los 2000, España ha sufrido un cambio total en su forma de producción de energía eléctrica gracias a la penetración de las renovables. Este amento principalmente se ha visto motivado por:

- **Motivos estratégicos:** Importancia y necesidad de disminución en el consumo de petróleo y recursos fósiles. A partir de las crisis del petróleo vivida en la década de los 70, España y otros muchos países tuvieron como principal objetivo reducir la dependencia de los hidrocarburos para estar preparados ante un posible escenario de subidas de precios.
- **Motivos económicos:** Siendo las fuentes de hidrocarburos las principales motoras del sistema eléctrico en España y sin contar con yacimientos en su territorio, el fomento del aprovechamiento del recurso energético natural en la geografía supone una menor dependencia de las importaciones de carbón, petróleo o gas. No sólo España como conjunto ahorra en importaciones sino también incorporando nuevos puestos de empleos. En resumen, nuevas líneas de negocio que hacen que el país crezca económicamente.
- **Motivos ambientales:** La firma del protocolo de Kyoto supuso un antes y un después en el compromiso por mejorar las actuaciones internacionales contra el cambio climático, en particular, reduciendo las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) principalmente CO₂. En adición a esto, España en su Plan de Fomento de las Energías Renovables 1999-2010 imponía como objetivo para 2010 que el 20% de la generación fuese renovable. Más tarde, con el Horizonte 2020 por el cual se destinan fuertes ayudas a la investigación y desarrollo de “energías limpias”.

Figura 2. Presupuesto de HORIZONTE 2020 (Fuente: UE 2014 2020 Horizon)



Los inicios del autoconsumo en España se remontan a los inicios del siglo XXI en el

que tuvo lugar la emisión dentro del paquete de invierno de la UE la directiva 2018/2001 cuyo artículo 21 sobre los autoconsumidores de energía renovable incluía el siguiente mensaje:

"Los Estados miembros garantizarán que los autoconsumidores de energía renovable, individualmente o a través de agregadores, tengan derecho a: a) generar energía renovable, incluso para su propio consumo, almacenar y vender su excedente de producción de electricidad renovable,"

Este proyecto de análisis reglamentario y financiero para el autoconsumo tiene como motivación el reciente cambio normativo que se ha producido en España. Las oportunidades que se abren con el nuevo Real Decreto vienen motivadas por lo siguiente:

1. Nuevas modalidades: Se diferencia entre suministro con autoconsumo sin excedentes y con excedentes. En el primero simplemente se deberá instalar un dispositivo que impida el paso de corriente desde la instalación a la red de distribución. Dentro del segundo se distinguen dos formas distintas de rentabilizar los excedentes:
 - Balance neto. El consumidor y el productor acuerden acogerse a un mecanismo de compensación de excedentes. Para acogerse a esta modalidad se han de cumplir una serie de límites.
 - Modalidad no acogida a compensación. Consistiría en la simple venta de los excedentes a red, muy similar a la venta de electricidad en el pool.
2. Se redefine el autoconsumo y el concepto de instalación de producción. La instalación de producción deberá ser próxima a la de consumo (en términos de potencia y energía). Esto aplica tanto a consumidores individuales como a colectivos.

La potencia instalada será la potencia máxima del inversor o, en su caso, la suma de las potencias máximas de los inversores.
3. Simplificación de la tramitación: La instalación en menos de 15 kW o sin suelo urbanizado restante no requiere permiso de acceso y conexión. Un certificado eléctrico con una potencia de menos de 15 kW es suficiente para legalizar la instalación.

Para equipos conectados a un bajo voltaje de hasta 100kW, la compañía de distribución firmará un contrato de acceso con el distribuidor de acuerdo con su autoridad.

Se crea el registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica, <100 kW automático con el boletín o proyecto BT.
4. Tipos de autoconsumidores: Se podrá realizar el autoconsumo de forma individual, creando agrupaciones de autoconsumidores (e.g. comunidad de vecinos, polígono industrial, agrupación de edificios públicos...) o incluso de forma desintegrada. Este último quiere decir que el consumidor y el propietario de la instalación pueden ser diferentes, dando lugar a combinaciones muy interesantes para la explotación de instalaciones de autoconsumo.
5. Equipos de medida: Por lo general, las instalaciones única y exclusivamente tendrán que utilizar un contador bidireccional a la entrada de la instalación del consumidor. De forma adicional se añaden una serie de equipos para los casos de autoconsumo colectivo u otros.

1.2. Objetivos

El presente proyecto pretende realizar el análisis financiero del autoconsumo como producto de inversión tras el nuevo escenario regulatorio definido por el Real Decreto 244/2019. Para conseguir esto, será necesario pasar por una serie de hitos / objetivos:

- Análisis técnico y situacional del Real Decreto 244/2019 y comparativa del nuevo escenario regulatorio con el anterior definido por el Real Decreto 900/2015.
- Realización de simulaciones de demanda y generación horaria para los diferentes casos de estudio a través de herramientas informáticas como PVSYST.
- Realización de modelos financieros caracterizados para cada autoconsumidor (cada caso de estudio) y las inversiones pertinentes.
- Análisis de los resultados obtenidos en los modelos financieros y valoración de las nuevas oportunidades de negocio o las inversiones más atractivas tras el nuevo cambio regulatorio.

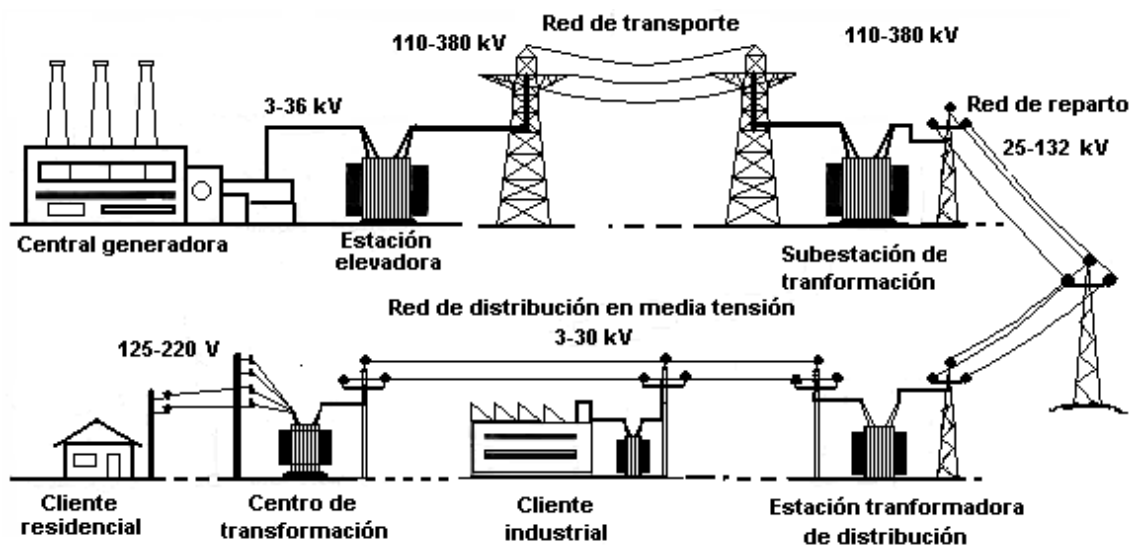
2. Estado del Arte

En este capítulo se revisará el pasado y presente de la generación distribuida (autoconsumo con excedentes) y del autoconsumo fotovoltaico.

2.1. Generación Distribuida

Un nuevo enfoque en el que la generación renovable (entendiendo por esta eólica y fotovoltaica) y la cogeneración se están instalando cerca de los puntos de consumo o en la misma instalación en la que se encuentra el consumidor, está adquiriendo gran relevancia.

Figura 3. Sistema eléctrico tradicional (fuente: REE)

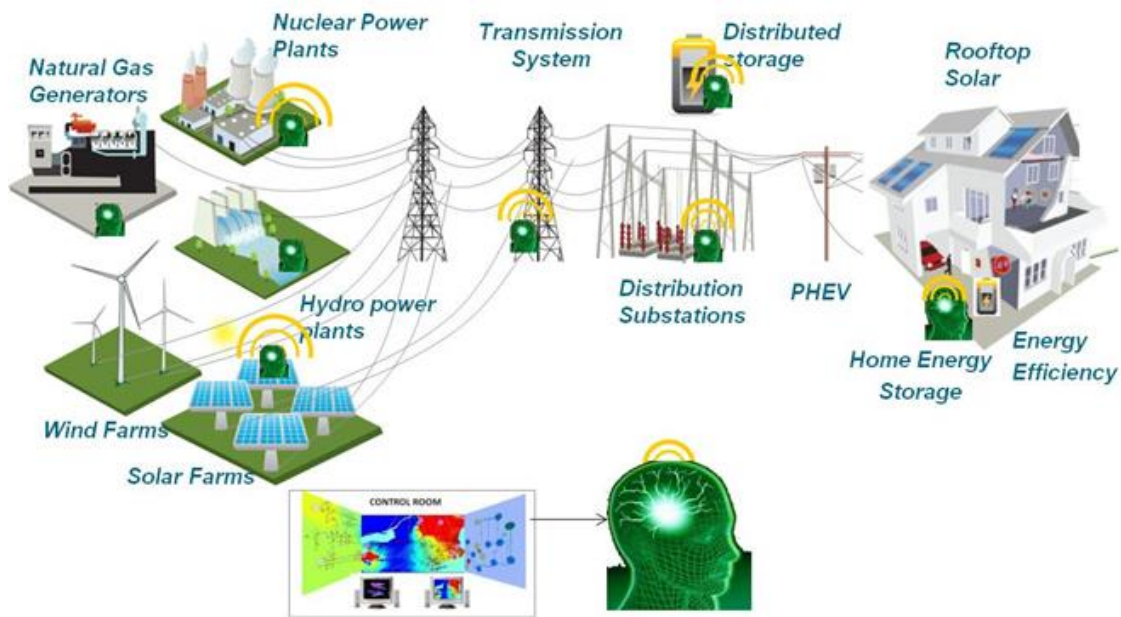


A partir de este nuevo enfoque aparece el concepto de "generación distribuida". Aunque hay pocas definiciones de generación distribuida, la más utilizada es la de la electricidad producida por generadores que se encuentran cerca del punto de consumo y están conectados directamente a la red de distribución.

La directiva de la Unión Europea define la generación distribuida como "las plantas de generación conectadas a la red de distribución" (Unión Europea, 2009).

La siguiente figura representa el aspecto de las redes de distribución en la actualidad. Las diferentes fuentes de energía de generación están directamente conectadas a la red de distribución, especialmente las renovables

Figura 4. Nuevo sistema de generación distribuida (fuente: socialengineer)



El problema al utilizar la definición que proporciona la Comisión Europea es que el sistema de distribución no está definido por igual en cada país. La definición de sistema de distribución puede depender de cada país europeo. Esto se debe a que casi todos los países de Europa tienen diferentes niveles de tensión para diferenciar entre la línea de transmisión y la línea de distribución, como se muestra en la Figura 5.

Por lo tanto, si se recogen algunos países europeos, por ejemplo, Chipre, Francia y España, se puede ver que en los primeros, los operadores de las líneas de distribución (comercializadoras) sólo operan el bajo voltaje y el medio voltaje, mientras que en España operan hasta la red de subtransmisión, alto voltaje.

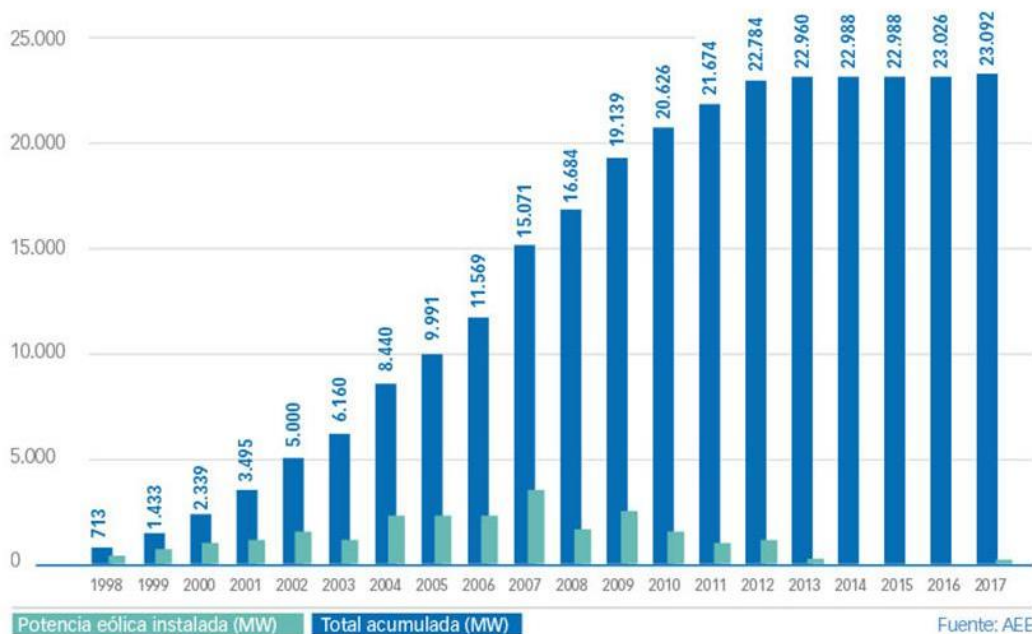
Es importante tener esto en cuenta porque cuando hablamos de generación distribuida, puede crear cierta confusión entre los diferentes países ya que los operadores de las líneas de distribución de ciertos países pueden afirmar que no están bajo su responsabilidad.

Otra cuestión que surge cuando se habla de que la generación distribuida es distribuida si las renovables están conectadas a la red de distribución.

Si se observa la red de distribución y transmisión de algunos países, se puede ver que, si bien es cierto que las renovables principalmente están conectadas a la red de distribución, algunas de ellas también están conectadas a la red de transmisión. Esto es lo que ocurre en España principalmente con la eólica.

Los generadores bajo este régimen eran las renovables y de cogeneración y los aspectos generales que regulaban este régimen se iban actualizando constantemente mediante Reales Decretos.

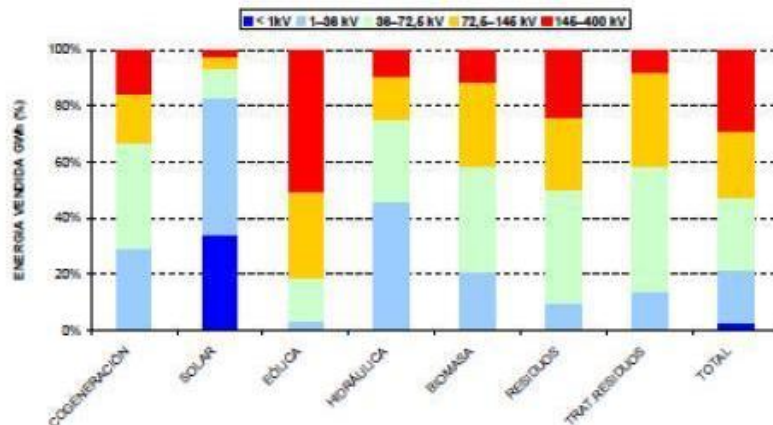
Figura 6. Evolución anual acumulada de la potencia instalada en España en MW (fuente AEE)



En la figura anterior se puede ver la capacidad instalada durante la época del régimen especial (entendiendo por ella desde principio de los 2000 a 2012). Hoy en día, la capacidad instalada de fuentes renovables, de cogeneración y residuos (antes llamado régimen especial) representa el 50% aproximadamente de los 110 GW instalados en España.

Como ya se mencionó anteriormente, la generación en España se puede hacer en distintos puntos de conexión diferentes por su nivel de voltaje. Para poder hacerse una idea de la penetración de la generación distribuida, sería interesante poder ver qué porcentaje de la generación se da en niveles de tensión media o baja. La CNE en 2011 publicaba la siguiente imagen (baja calidad) en la que se puede observar que la mayoría de energía distribuida proviene del recurso solar, en concreto con fotovoltaica ya que es la tecnología más viable para pequeñas instalaciones.

Figura 7. Capacidad instalada por recurso energético y nivel de tensión



2.2. Autoconsumo

El "autoconsumo" es un concepto que se ha vuelto muy relevante en los últimos años. En términos generales, el autoconsumo se define como la energía consumida por la misma persona o entidad que la genera. Algunos países definen el autoconsumo como la electricidad consumida procedente de generadores que están conectados directamente a la red del consumidor o a través de una línea directa.

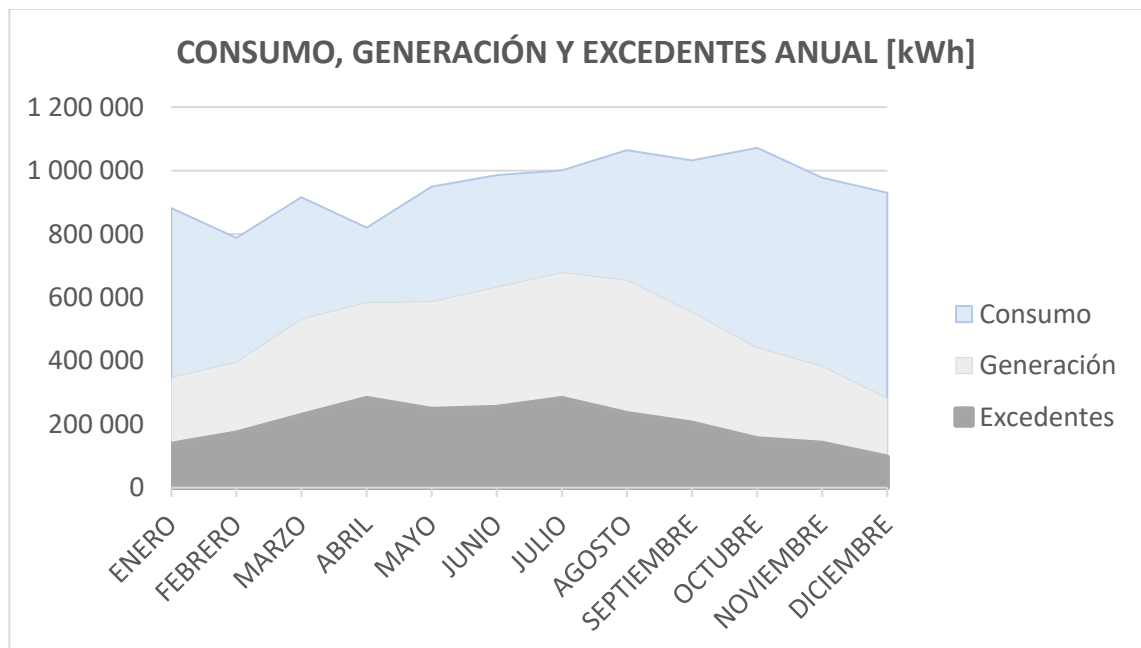
Es importante distinguir entre generación distribuida y autoconsumo, son conceptos diferentes y por eso todos los países tienen una regulación específica para cada uno de ellos. La generación distribuida está sujeta y controlada por el operador, mientras que en el autoconsumo la limitación para controlar la generación surge de la limitada capacidad conectada a la red.

En los últimos años la tecnología y el conocimiento del sistema de distribución han evolucionado dramáticamente. Esto ha hecho que la conexión a la red de distribución sea factible y no incurra en un alto costo ni en un largo tiempo de instalación.

Por lo tanto, muchos consumidores han decidido instalar sus propios generadores fotovoltaicos para producir parte de la energía que consumen. Los consumidores que también generan su propia electricidad se llaman autoconsumidores.

El hecho de que la tecnología fotovoltaica presente precios muy competitivos ha determinado que esta tecnología tenga el mayor potencial para ser utilizada para el autoconsumo. De hecho, el autoconsumo es a veces llamado autoconsumo fotovoltaico.

Figura 8. Consumo, Generación y Excedentes anuales de un caso de estudio



Es importante distinguir entre el autoconsumo y el autoconsumo a través del balance neto. El autoconsumo con balance neto puede cubrir parte de su consumo a través de la autoproducción y la inyección en la red del exceso de energía producida para ser consumida en otros momentos.

Básicamente la diferencia entre el autoconsumo y la medición neta reside en la forma en que se trata el exceso de energía, es decir, la diferencia entre la energía neta producida y la energía consumida.

Cuando hablamos de balance neto, el exceso de energía producida puede inyectarse en la red y consumirse en otros momentos en los que la instalación no es capaz de generar energía. Sin embargo, el autoconsumidor consume instantáneamente la energía producida por la instalación. De hecho, el reglamento trata el exceso de energía de manera diferente según el país.

En cuanto a los pros del autoconsumo, hay muchas ventajas derivadas de ello. Desde el punto de vista del sistema, el pago por emisión de carbono y pérdidas de energía se reducirá. Reduce el costo de la red de transmisión por menor infraestructura necesaria e incluso podría hacer reducir los costes relativos de la red de distribución por un mejor aprovechamiento de esta. Desde el punto de vista del consumidor, le proporcionará independencia energética y evitará que compre parte de la energía consumida a la comercializadora.

Sin embargo, no todo son ventajas. En primer lugar, esta generación estará en muchos casos fuera del control del operador del sistema, lo que dificulta aún más el funcionamiento del sistema, será necesario la implantación de un sistema de redes inteligentes (Smartgrid). El costo unitario de la instalación es todavía algo alto ya que no aprovecha la economía de escala. Además, las instalaciones fotovoltaicas tienen una falta de despachabilidad. Las instalaciones fotovoltaicas no permiten al consumidor producir y consumir cuando sea necesario porque está sujeto a la radiación solar. Por lo tanto, el consumidor dependerá del clima, así como de la intermitencia del recurso solar (día-noche)

Probablemente el inconveniente más importante que presenta el autoconsumo de energía fotovoltaica es la transferencia de la tarifa de acceso de los que son autoconsumidores a los que no lo son. Esto puede suceder cuando el costo fijo que el autoconsumidor evita es mayor que el costo que el sistema ahorra. Este factor es clave a la hora de regular y establecer normas técnicas, económicas y administrativas para estas instalaciones.

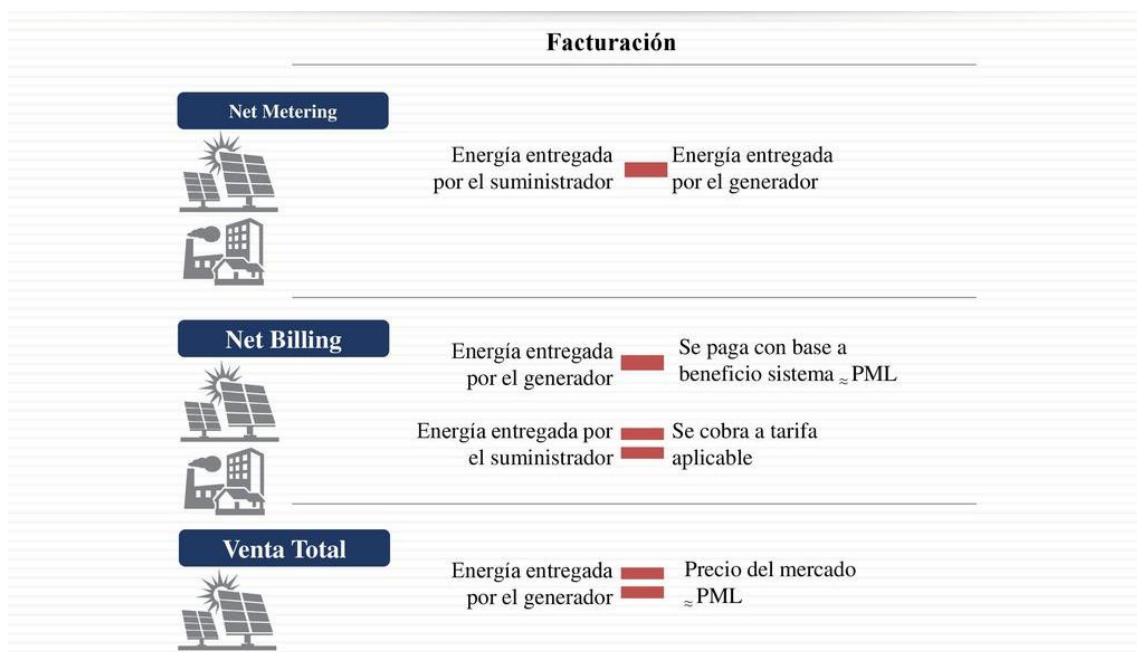
2.2.1. Autoconsumo en España

En principio, existen tres opciones básicas para regular a los productores de energía fotovoltaica que permiten el autoconsumo de la electricidad generada. En un esquema de balance neto (Net Metering), se concede al productor de electricidad el derecho a utilizar la cantidad equivalente de energía generada, pero también en cualquier momento diferente del momento de la generación. Se pueden aplicar restricciones sobre si el uso tiene que ser en el mismo día, mes o año, por ejemplo. Cuando se aplican diferentes tarifas para la electricidad generada y exportada a la red (normalmente más bajas) y la electricidad autoconsumida (normalmente más alta) en momentos fuera del período de generación, el sistema se denomina "facturación neta" (Net Billing). Por último, se puede caracterizar la modalidad de sólo autoconsumo (Soleil Self-Consumption), cuando el excedente de electricidad no es remunerado en absoluto

- Balance Neto (NM)
- Facturación Neta (BN)
- Sólo Autoconsumo (SC)

El plan NM supone una subvención pasiva a los generadores fotovoltaicos, ya que los consumidores de energía fotovoltaica reciben un precio más alto por la electricidad que venden a la red que los demás generadores. En cambio, en el marco de un plan SC los autoconsumidores financian el sistema de electricidad, ya que dan electricidad al sistema de forma gratuita, que luego se vende a precio de venta al público a otros consumidores. Por último, un plan de BN a precio de mayorista supondría aproximadamente una igualdad competitiva con otros productores, ya que los prosumidores venden el excedente de electricidad a precio de conjunto.

Figura 9. Facturación Autoconsumo (Fuente: Secretaría de Estado de Energía de México)



En un principio, en el año 2000, las instalaciones fotovoltaicas en España sólo estaban pensadas y normalizadas para inyección eléctrica en la red o para autoconsumo de forma aislada, muy común para geografías no cubiertas por el mallado eléctrico o para sistemas de regadío en el campo.

Gracias a la publicación del Real Decreto 1699/2011, 11 años después, empezó a ser posible la opción de conectar la generación fotovoltaica a la red de consumo interior, originando así los principios del autoconsumo en España. Sin embargo, este Real Decreto disponía condiciones técnicas y administrativas, no así las económicas que, según decía “serían publicadas posteriormente”.

En 2012, se publicó un primer borrador de autoconsumo que incluía un “peaje de respaldo”. Simplemente, los costes de las redes (junto con los cargos) eran y son repercutidos a todos los consumidores según sus características, independientemente de que se adquiriera la energía a precio libre o precio regulado a través de los peajes de acceso y cargos. Estos peajes son fijados por el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital, y deben ser revisados anualmente, aunque en circunstancias que afecten de un modo relevante a los costes regulados, el Ministerio podrá hacer revisiones con una periodicidad máxima trimestral.

En la ley 24/2013 del Sector Eléctrico ya se incluyó la posibilidad de autoconsumo con Peajes de Acceso por Respaldo y Sanciones. Posteriormente tras el Real Decreto 413/2014 (cuya función principal fue la de recortar una serie de retribuciones para todo tipo de instalación con fines recaudatorios) se consolida con el Real Decreto 900/2015 el primer pliego de condiciones administrativas, técnicas y económicas del Autoconsumo y producción con Autoconsumo.

Este último, se ha mantenido durante los pasados 5 años y recientemente se publicó el Real Decreto 244/2019 que es en el que se motiva el presente proyecto.

2.3. Análisis de la Normativa

En este capítulo se va a analizar la normativa que ha delimitado el marco regulatorio para el autoconsumo en España en el último lustro.

Con la incorporación del Ministerio de Transición Ecológica en el Gobierno de España, a lo largo del 2019 se lanzó el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima. Este tiene como pretexto definir los objetivos de reducción de gases de efecto invernadero, penetración de las energías renovables y eficiencia energética en el horizonte temporal 2021-2030. Además de ello, el PNIEC presenta las ventajas climáticas, de salud y de empleo que vendrán asociadas a la consecución de este plan.

Actualmente tal y como indica IDAE: “El texto del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima enviado el 31 de marzo de 2020 a la Comisión Europea coincide con el que actualmente se encuentra incluido en la fase de consulta pública del Estudio Ambiental Estratégico (EAE) del plan y que ya fue remitido a Bruselas el pasado mes de enero, como borrador actualizado”.

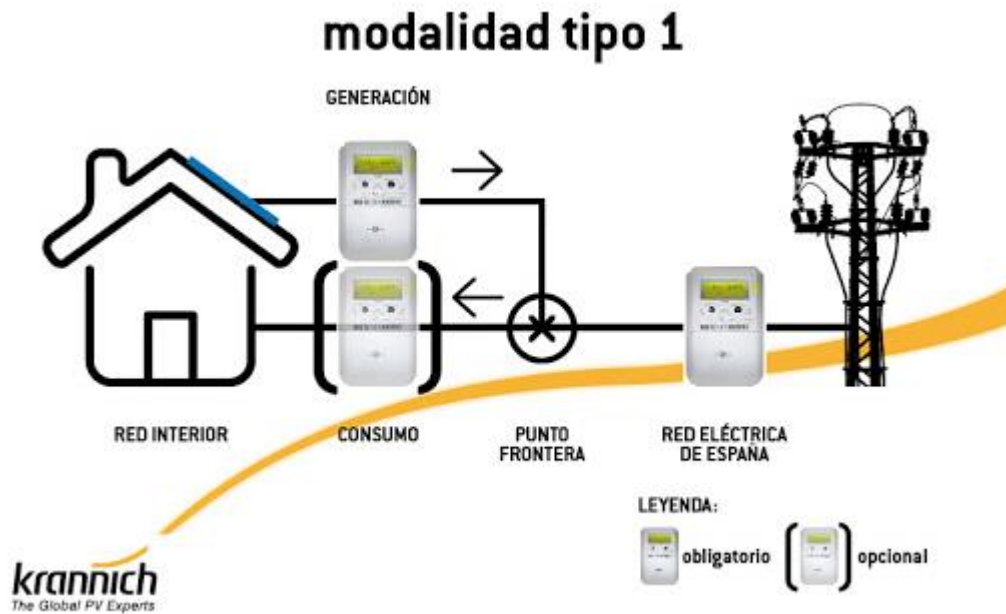
2.3.1. Real Decreto 900/2015

El 9 de octubre de 2015 se publicó en el BOE el Real Decreto 900/2015 en el que se establecían las condiciones técnicas, económicas y administrativas que debían cumplir las instalaciones de autoconsumo.

El Real Decreto regula el consumo horario de energía procedente de instalaciones de generación conectadas a la red de consumo o a través de una línea directa. Se pueden distinguir dos formas de consumo definidas en la norma:

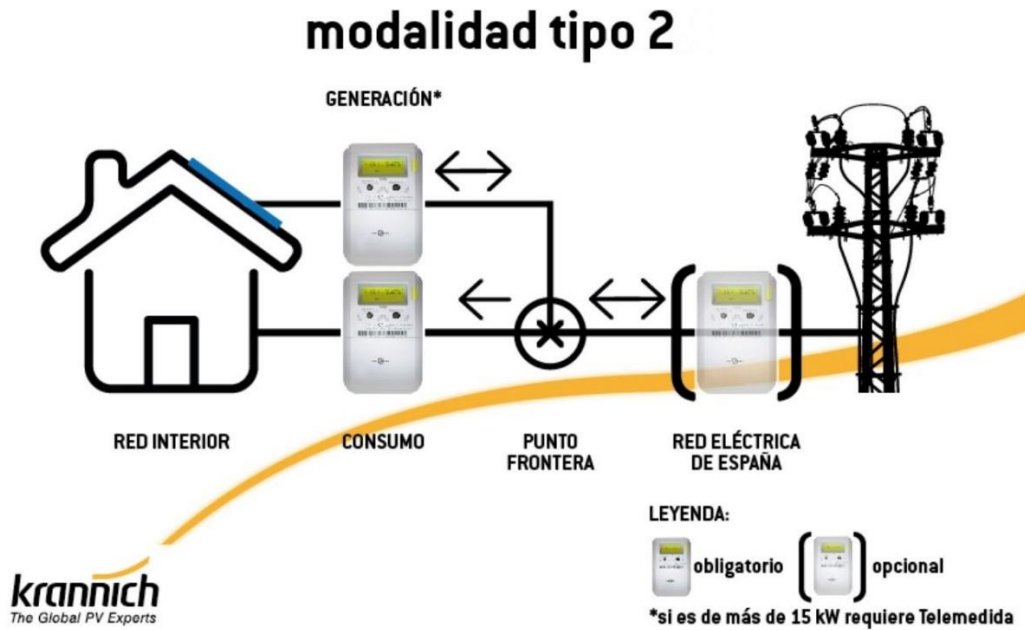
1. Consumidores con una instalación inferior a 100 KW que no están registrados como generadores. El consumidor bajo esta forma necesitará dos dispositivos para medir la energía producida y consumir. Además, están sujetos a las siguientes condiciones:
 - a. Para la energía autoconsumida, el consumidor pagará una tasa llamada "tasa transitoria para la energía autoconsumida". El cargo se pagará en euros/KWh y se dividirá en tres componentes: cargos asociados al costo del sistema, pago de capacidad y servicios de balance.
 - b. En el componente relacionado con el costo del sistema, se descontará el costo asociado a la red, ya que el autoconsumidor no está utilizando la red cuando se autoconsume.
 - c. Si hay un exceso de producción de energía y se inyecta en la red, esta energía no será compensada económicamente.

Figura 10. Modalidad 1 Autoconsumo RD 900/2015 (Fuente: Krannich)



2. Consumidores con instalaciones de generación registradas y conectadas directamente a su red o a través de una línea directa. Será un consumidor y un productor. En esta forma, no hay limitación de capacidad, pero necesitan tener dispositivos para medir la energía producida en exceso. Además, están sujetos a las siguientes condiciones:
 - a. El productor en régimen de autoconsumo podría inyectar el exceso de energía en la red. La energía inyectada puede ser compensada económicamente.
 - b. La energía adquirida del comercializadora se calcula a partir de la diferencia horaria entre la producción y el consumo y el precio será el acordado con el comercializadora.
 - c. El autoconsumidor pagará la tarifa transitoria de energía autoconsumida y la tarifa de acceso a la energía inyectada en la red.
 - d. En la situación actual, no hay ningún incentivo económico para la energía inyectada por las nuevas instalaciones, sólo para las ya existentes.

Figura 11. Modalidad 2 Autoconsumo RD 900/2015 (Fuente: Krannich)



El aspecto más controvertido del Decreto Real es la mencionada tasa transitoria para la energía autoconsumida. Se calcula teniendo en cuenta:

- Plazo variable de la tarifa de acceso
- Precio del pago de la capacidad
- El precio de los servicios de balance

De acuerdo con la Unión Española Fotovoltaica (UNEF) este peaje suponía una disminución de entre un 15% y un 40% del ahorro de las instalaciones de autoconsumo. Por tanto, estas instalaciones se enfrentan a nuevos costes por la aplicación del RD 900/2015, poniendo en riesgo su viabilidad y desincentivando el autoconsumo.

Además, por primera vez, RD permite el uso de baterías para acumular energía. Sin embargo, el uso de baterías puede generar mayores peajes de respaldo, ya que, si la instalación consume más energía que la contratada debido al uso de batería, es necesario pagar peajes adicionales de respaldo. Teniendo en cuenta que la batería es compatible y puede potenciar el uso del autoconsumo, este factor es bastante llamativo.

A continuación, se muestra una imagen que trata de resumir los aspectos generales de este RD para los dos tipos de autoconsumo propuestos:

Tabla 1. Aspectos Generales RD 900/2015 (Fuente: Elaboración propia)

Modalidad 1	Modalidad 2
Menos de 100 kW de potencia.	Pueden superar los 100 kW de potencia.
La potencia será inferior o igual a la contratada.	La potencia será inferior o igual a la contratada.
Los titulares de la instalación de consumo y de producción coinciden en el mismo titular.	Los titulares del consumo y de la producción pueden ser distintos, pero si existen varias instalaciones de producción, el titular será único para todas ellas.
<p>Cumplirá requisitos técnicos generales y los del RD 1699/2011 que regula la instalación < 100 kW</p> <p>Se consideran instalaciones solo de producción</p>	<p>Cumplirá requisitos técnicos generales y los del RD RD 1699/2011 que regula la instalación < 100 kW y RD 1955/2000 Y RD 413/2014</p>
La distribuidora puede cortar suministro por incumplimiento normativo o peligro.	La distribuidora puede cortar suministro por incumplimiento normativo o peligro.
<p>INSTALACIÓN DE BATERIAS: Están permitidas si comparten el equipo de medida de la generación neta o de la energía horaria consumida.</p>	<p>INSTALACIÓN DE BATERIAS: Están permitidas si comparten el equipo de medida de la generación neta o de la energía horaria consumida.</p>
<p>Disposición adicional 5ª , Quedan excluidas de autorización administrativa previa las de menos de 100 kW de potencia.</p>	

2.3.2. Real Decreto 244/2019

El presente Real Decreto tiene por objeto establecer las condiciones técnicas, administrativas y económicas que aplican al autoconsumo.

Este Real Decreto introduce el concepto de "compensación simplificada de excedentes". La diferencia con respecto al balance neto es que el exceso de energía de las placas no se cuenta y se compensa por cada vatio vertido (en el caso del balance neto por cada vatio descargado a la red, un vatio puede ser recuperado cuando se requiere). En este caso la compensación económica por vatio vertido se refleja en la factura eléctrica en forma de descuento. Este descuento dependerá de la comercializadora. El RD implica una nueva definición de autoconsumo: el consumo de electricidad por uno o varios consumidores, que provienen de instalaciones de generación cercanas al consumo y asociadas a él.

Este documento elimina la limitación de la generación máxima de energía instalada hasta el de la potencia contratada del consumidor asociado y facilita las configuraciones de medición. Las instalaciones de autoconsumo se adhieren a las modalidades reflejadas en el anterior Real Decreto de autoconsumo se adaptan. La conexión a la red de instalaciones de generación monofásica hasta 15 kW también está permitida.

Tipos de autoconsumo según excedentes

Los tipos de autoconsumo que se permiten desde el 5 de abril de 2019 son:

1. Autoconsumo sin excedentes: Las instalaciones de este tipo de autoconsumo necesitan un equipo anti-vertido, de manera que no se vierta energía en la red, con un procedimiento administrativo mínimo.
2. Autoconsumo con excedente: Pueden enviar energía a la red, siendo un hogar o una industria en horas de inactividad, por ejemplo. Aquí hay dos modalidades:
 - a. Con excedentes y compensación simplificada: El distribuidor eléctrico compensará la energía descargada a la red en la factura de electricidad. Todos los hogares e industrias con menos de 100 kW de potencia instalada pueden acogerse a esta modalidad. La generación debe ser renovable, sin régimen de remuneración adicional o específica y la potencia total de las instalaciones de producción asociadas debe ser inferior o igual a 100 kW. En caso de que sea necesario realizar un contrato de suministro para los servicios auxiliares de producción, se firma un único contrato de suministro para el consumo asociado y para los servicios auxiliares con una empresa comercializadora.
 - b. Con excedentes no sujetos a compensación simplificada: En principio para instalaciones superiores a 100 kW aunque también para inferiores, con excedentes que se entregan a la red en régimen de venta. El precio estará marcado por la legislación de los generadores eléctricos. Puede ser con un solo contrato de suministro o con más de uno.

Así, el autoconsumo con compensación del excedente puede darse de las siguientes maneras: vendiendo la energía en el mercado de pool o compensando los excedentes mensualmente, mediante la valoración de la energía horaria excedente, denominándose

esta opción compensación simplificada. La cantidad a compensar nunca podrá superar el valor mensual de la energía horaria consumida.

Si el consumidor está cubierto por la modalidad de autoconsumo sin excedentes, será él mismo el propietario del punto de suministro y de las instalaciones de producción conectadas a su propia red. Si el autoconsumo es colectivo, todos los propietarios comparten solidariamente la propiedad del mecanismo antivertido y de la instalación de generación.

Tipos de autoconsumo según agrupaciones

La permanencia en la modalidad elegida para el autoconsumo será de al menos un año, aunque este tiempo es prorrogable. Asimismo, se podrán instalar sistemas de almacenamiento en todos los casos. Además, el autoconsumo se clasifica en:

- Individual: Un solo consumidor. Puede ser utilizado en cualquier modalidad. Si el autoconsumo se realiza a través de una red, se considerará necesariamente autoconsumo con excedentes.
- Colectivo: Más de un consumidor asociado a las instalaciones de generación, todos los cuales deben pertenecer a la misma modalidad de autoconsumo y haber comunicado al distribuidor (directamente o a través de su comercializadora) un acuerdo igualitario firmado por todos los participantes que desarrollen esta forma de autoconsumo, en función de la potencia de los consumidores, su aportación económica a la instalación de generación asociada o cualquier otro criterio (a falta de notificación del acuerdo de coeficientes de distribución, el distribuidor los calculará en función de las potencias contratadas). Puede ser utilizado en cualquier modalidad. Si el autoconsumo es a través de una red, se considerará necesariamente como autoconsumo con excedentes.

Autoconsumo con terceros

En el RD, se define: "instalación de producción cercana al consumo y asociada a éste" que abarca a los consumidores individuales y colectivos, definiendo los tipos de instalaciones que pueden ponerse en funcionamiento. Se considera que las instalaciones de producción asociadas al consumo están cercanas si cumplen alguna de las siguientes condiciones.

- Instalación de red interna cercana: Si están conectadas por líneas directas o conectadas en la red interna de los consumidores asociados.
- Instalación cercana a través de la red (que debe satisfacer una cantidad para el uso de dicha red, pendiente de ser establecida por la CNMC): Si están conectados a alguna de las redes de baja tensión derivadas del mismo centro de transformación, la distancia entre generación y consumos conectados en baja tensión es inferior a 500 metros o si generación y consumo se encuentran en la misma referencia catastral teniendo en cuenta sus primeros 14 dígitos (o circunstancia similar en las comunidades autónomas de Navarra y País Vasco).

Como se ha indicado, el autoconsumo colectivo puede pertenecer a cualquiera de las modalidades de autoconsumo cuando se realiza entre instalaciones de redes interiores próximas. Sin embargo, en el caso de instalaciones cercanas a través de la red, sólo podrá

pertenecer a las modalidades de autoconsumo con excedentes.

Se permite alquilar una superficie (tejado) a una empresa externa que invierta, instale y mantenga los módulos fotovoltaicos. El propietario consume la energía que se genera y el ahorro se comparte entre el propietario y la empresa que posee la instalación.

Estas instalaciones también pueden ser compartidas entre industrias y hogares, comunidades de vecinos, etc. El sistema por el cual se distribuyen los ahorros obtenidos o la producción fotovoltaica se decidirá entre los copropietarios.

Aspectos técnicos, administrativos y de conexión

Todos los hogares con autoconsumo tienen la posibilidad de utilizar el modelo con compensación de excedentes, siendo éste el más recomendado para todas las instalaciones de menos de 15 kW, ya que no se requiere el punto de acceso del distribuidor. La compensación que se reciba dependerá de dos factores:

- Si el contrato tiene un precio regulado, la compensación económica será el precio diario medio de la energía comprada en el momento del vertido, cuyo precio es fijado por OMIE.
- Si el contrato es de libre mercado, el precio se compensará según lo negociado con la comercializadora.

Las industrias con instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo de menos de 100 kW pueden ser elegibles para el autoconsumo con compensación de excedentes. Siendo en su mayoría instalaciones de más de 15 kW, éstas tendrán que realizar los trámites de acceso y conexión a la red para poder verter. El precio de la energía compensada en las instalaciones solares de más de 10 kW es siempre el resultado de la negociación entre el cliente y la comercializadora.

De acuerdo con la contratación regulada, la comercializadora de referencia realizará la facturación descontando, sobre las cantidades a facturar antes de impuestos, el plazo económico de la energía horaria sobrante a un precio aproximadamente igual al del precio de mercado de la electricidad del día anterior, sin exceder nunca el valor económico de la energía horaria consumida de la red en el período de facturación mensual. En caso de aplicarse la bonificación social, se aplicará el descuento correspondiente a la diferencia entre las dos cantidades anteriores. Una vez obtenida la cantidad final, se aplicarán los impuestos correspondientes.

En las instalaciones solares en el mercado eléctrico y por debajo de 100 kW, la compensación del excedente se realizará mediante una compensación económica. La compensación se reflejará en la factura del vendedor cada mes, dependiendo esta compensación del precio del pool en el momento de la inyección de la energía a la red. En la forma de autoconsumo con excedentes y compensación, la energía vertida al sistema no será considerada como energía incorporada al sistema eléctrico (exenta de peajes de generación), la comercializadora es responsable del saldo de esa energía.

Por tanto, parece imprescindible un desarrollo operativo y una adaptación de la regulación correspondiente a los procedimientos gestionados por Red Eléctrica y la CNMC, para la nominación de la energía excedente, la liquidación económica entre los sujetos del mercado mayorista implicados y la asignación de medidas de producción y consumo.

Independientemente del tipo de instalación, se requiere informar a la comercializadora de que existe una instalación de autoconsumo en su propiedad. Si la instalación no tiene vertidos no es necesario obtener los permisos de acceso y conexión a la red, sino que basta con entregar un certificado de instalación o memoria/proyecto técnico al organismo regional que corresponda (ayuntamiento)

Si la modalidad es con excedente en instalaciones de más de 15 kW, será necesario realizar los trámites antes mencionados. La iniciación de estos trámites se realiza a petición de la Comunidad Autónoma (en el plazo de 10 días desde la presentación de la documentación), y la compañía eléctrica está obligada a responder en un plazo de 5 días al usuario de la instalación. Para los procedimientos de conexión y acceso, se debe cumplir lo dispuesto en la Ley del Sector Eléctrico -LSE (Ley 24/2013, de 26 [25] de diciembre).

Las instalaciones de más de 100 kW tienen dos opciones de las que se pueden beneficiar:

- La modalidad de autoconsumo sin excedentes.
- Autoconsumo con excedentes sin compensación (el excedente se vende en el mercado eléctrico con las condiciones para los productores de electricidad). Esto implica declarar los beneficios, inscribirse en la IAE como productor y pagar los impuestos de generación y el peaje de acceso a la red por la energía vendida al distribuidor.

El autoconsumidor no necesita instalar otro medidor ya que en la modalidad de autoconsumo con compensación de excedentes sólo se necesita un medidor para medir la demanda de energía e inyectada a la red, es decir, bidireccional. Actualmente, la mayoría de los medidores inteligentes tienen esta capacidad.

En resumen, el RD 244/2019 detalla una nueva normativa principalmente caracterizada por:

1. Simplificación administrativa
2. Regulación de autoconsumo colectivo y posible explotación de terceros
3. Balance neto hasta 100 kW de manera mensual.

Tabla 2. Cuadro resumen de las modalidades y las diferentes posibilidades de autoconsumo (Fuente: IDAE)

<p>Autoconsumo INDIVIDUAL</p> <p>Un consumidor asociado</p> <p>O</p> <p>Autoconsumo COLECTIVO</p> <p>Varios consumidores asociados</p>	<p>Instalación PRÓXIMA en RED INTERIOR</p> <p>Conexión Red interior.</p>	<p>SIN excedentes (individual) Mecanismo anti-vertido.</p> <p>SIN excedentes ACOGIDA a compensación (colectivo) Mecanismo anti-vertido.</p>	<p>CONSUMIDOR Titular del suministro</p> <p>PRODUCTOR No existe</p> <p>TITULAR INSTALACIÓN Consumidor</p> <p>PROPIETARIO Puede ser diferente</p>
		<p>CON excedentes ACOGIDA a compensación Fuente renovable. Potencia de producción ≤ 100kW. Si aplica, contrato único consumo-auxiliares. Contrato de compensación No hay otro régimen retributivo.</p>	<p>CONSUMIDOR Titular del suministro</p> <p>PRODUCTOR Titular de la instalación</p> <p>TITULAR INSTALACIÓN El inscrito en el registro de autoconsumo</p> <p>PROPIETARIO Puede ser diferente</p>
		<p>CON excedentes NO ACOGIDA a compensación Resto de instalaciones con excedentes.</p>	<p>CONSUMIDOR Titular del suministro</p> <p>PRODUCTOR Titular de la instalación</p> <p>TITULAR INSTALACIÓN El inscrito en el registro de autoconsumo y RAIPRE</p> <p>PROPIETARIO Puede ser diferente</p>
	<p>Instalación PRÓXIMA a TRAVÉS DE RED</p> <p>Conexión a red BT del mismo centro de transformación. Distancia entre contadores generación y consumo < 500 m, ambos conectados en BT. Misma referencia catastral (14dígitos).</p>	<p>CON excedentes NO ACOGIDA a compensación Instalaciones con excedentes.</p>	<p>CONSUMIDOR Titular del suministro</p> <p>PRODUCTOR Titular de la instalación</p> <p>TITULAR INSTALACIÓN El inscrito en el registro de autoconsumo y RAIPRE</p> <p>PROPIETARIO Puede ser diferente</p>
		<p>CON excedentes NO ACOGIDA a compensación Instalaciones con excedentes.</p>	<p>CONSUMIDOR Titular del suministro</p> <p>PRODUCTOR Titular de la instalación</p> <p>TITULAR INSTALACIÓN El inscrito en el registro de autoconsumo y RAIPRE</p> <p>PROPIETARIO Puede ser diferente</p>
		<p>CON excedentes NO ACOGIDA a compensación Instalaciones con excedentes.</p>	<p>CONSUMIDOR Titular del suministro</p> <p>PRODUCTOR Titular de la instalación</p> <p>TITULAR INSTALACIÓN El inscrito en el registro de autoconsumo y RAIPRE</p> <p>PROPIETARIO Puede ser diferente</p>

2.4. Conclusiones

Las conclusiones principales que se extraen de la comparación entre ambos Reales de Decretos son las siguientes:

- Se anulan los peajes de respaldo, ya que la energía autoconsumida de origen renovable no tiene que pagar peajes ni tasas. La energía autoconsumida vertida a la red sólo debe pagar los peajes por el uso de la red de distribución (plazo fijo de potencia en la factura del usuario).
- La clasificación de este tipo de instalaciones se simplifica con respecto a la establecida en la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico. Así, existen dos tipos de instalaciones: autoconsumo sin excedente y autoconsumo con excedente. Las que no tienen capacidad legal para suministrar energía a la red necesitarán la instalación de un equipo antidumping. En el caso de las instalaciones con excedentes, habrá un sujeto consumidor y un sujeto productor. Las mayores exigencias legales supondrán la desventaja de este tipo de instalación, cuya ventaja será la posibilidad de monetizar los excedentes energéticos.
- Aunque no se denomina así, se reconoce el derecho al autoconsumo de uno o varios consumidores (compartido) para aprovechar las economías de escala.
- También simplifica la tramitación y legalización del autoconsumo. Concretamente, se establece que, en el caso de instalaciones sin excedentes de menos de 100 kW conectadas en baja tensión, sólo se deben cumplir las disposiciones del reglamento electrotécnico de baja tensión. En estas instalaciones y en las de autoconsumo de hasta 15 kW con excedentes, no será necesario solicitar permisos de acceso y conexión al distribuidor, lo que facilitará enormemente su legalización.
- Ya no es necesario instalar equipos de medición normalizados para registrar la generación solar neta, con la correspondiente reducción de costes.
- Se permite la instalación de más potencia que la contratada.
- Se permite la explotación por parte de terceros lo que da a lugar a nuevas oportunidades de negocio.

3. Modelización y casos de estudio

En este apartado se realizará un modelo financiero y de generación-consumo para 3 casos reales de potenciales autoconsumidores. En primer lugar, se procederá a explicar la dinámica y funcionamiento del modelo. Posteriormente se expondrán las características de los casos prácticos y finalmente se analizarán los resultados obtenidos.

3.1. Modelo Financiero

El modelo está basado en el formato input-model-output y realizado en Excel. De manera general, en una primera hoja se encuentran todos los parámetros y datos de entrada que necesita el modelo para correr, luego se encuentra una pestaña donde se correría el modelo de una manera más o menos visual y finalmente se encuentra la hoja de outputs con todos los resultados a destacar del modelo. Existen también una serie de hojas dedicadas a cálculos auxiliares o necesarias para ordenar el modelo.

Los objetivos principales del modelo son dos:

1. Calcular el potencial ahorro y los indicadores principales de la inversión en autoconsumo. (Problema directo)
2. Elegir la potencia pico a instalar resolviendo un problema de optimización.

3.1.1. Inputs

En primer lugar, será necesario introducir en el modelo todos los inputs asociados al autoconsumo en sí y al tipo de autoconsumidor, se tiene, por tanto:

- **Modalidad de autoconsumo:** Este concepto se refiere al tratamiento de los excedentes de la generación en caso de tenerlos. En el modelo se contemplan dos tipos: compensación simplificada y venta de excedentes a red. No se contempla la opción de autoconsumo sin excedentes porque carece de sentido para los casos prácticos en cuestión. Además, tratar los excedentes (venderlos o compensarse) no tiene por qué incurrir en más costes o procesos administrativos más tediosos.
- **Tarifa eléctrica:** La tarifa de acceso varía en función de la tensión de la red de acceso, la potencia contratada y los períodos de discriminación horaria. En este proyecto sólo se aplicarán tarifas para empresas e industrias y no para consumidores particulares.
- **Potencia contratada:** Se debe introducir la potencia contratada por el consumidor en kW. En caso de tener contratadas varias potencias según los períodos de discriminación horaria siempre se deberá utilizar la potencia máxima contratada.
- **% Sobre el Término de potencia del Margen de comercialización y % del coste de la energía sobre el Término de Energía:** Estos dos conceptos se introducen con base en facturas eléctricas reales de particulares con el fin de ser lo más real posible.
- **Potencia pico base (cálculos):** Se introduce en kWp y este dato normalmente será

el mismo que la potencia contratada, aunque no tiene por qué. Realmente este input es el que se utiliza para hacer la simulación base en PVSYST para conocer la generación horaria de la instalación fotovoltaica. Ocurre que, en el problema de optimización que se plantea en el proyecto, es necesario que la potencia a instalar sea la variable independiente que elegir optimizando el ahorro obtenido. Al tener que correr el modelo para cada una de las potencias instaladas posibles, habría que simular en PVSYST las instalaciones correspondientes. Para poder resolver el problema de optimización sin pasar por las simulaciones, se realiza una primera y única simulación con la potencia pico instalada base y el resto de las simulaciones necesarias se obtienen extrapolando la simulación base con la relación:

Ecuación 1. Relación de extrapolación para simulaciones de generación

$$r_i = \frac{\text{Potencia}_i}{\text{Potencia}_{base}}$$

- **Potencia pico instalada:** Potencia que se está utilizando en el momento presente para resolver el problema directo (cálculo del ahorro).
- **Degradación de los módulos:** Este input trata de representar la reducción de la generación de la instalación con el paso del tiempo, principalmente por la física de la generación fotovoltaica. Degradación anual.
- **Crecimiento personalizado:** Este flag activa una curva de crecimiento personalizado que se puede “tocar” como input en la pestaña “Modelo”. En el modelo se encuentra activado ya que se supone que los tres próximos años el consumo de las industrias no va a crecer por la crisis económica actual, posteriormente se prevé un crecimiento anual del 0.5% durante 7 años y el resto se supondrá un crecimiento del 0.1% anual.
- **Crecimiento en consumo:** En las dos filas siguientes te puede introducir curvas de crecimiento en consumo en forma de escalón o de rampa con: tipo de crecimiento, año de inicio y tasa de crecimiento.
- **Tarifa:** En la tabla se deben insertar el precio del kW/hora (que normalmente viene expresado por las comercializadoras en €/kW/año) para el término de potencia y el precio del kWh para el término de energía, para cada uno de los períodos de discriminación horaria.
- **IVPEE:** Impuesto sobre el Valor de la Producción de Energía Eléctrica más conocido como Impuesto a la Generación. Este impuesto fue creado por la Ley 15/2012 de 27 de diciembre de 2012, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, siendo una de las reformas del sistema financiero eléctrico español.
- **Impuesto Especial sobre la Electricidad:** El IEE surgió a finales de 1997 a través de la Ley de Acompañamiento de aquel año (la Ley 66/1997). Actualmente representa el 7% de lo recaudado por impuestos especiales y el 1% del total recaudado por el Estado. El impuesto eléctrico es del 5.1127%, y se aplica tanto en el término de potencia como en el de consumo de la factura de la luz

- **IVA:** Impuesto sobre el Valor Añadido, se tendrá en cuenta para la compra y para la venta de electricidad. Actualmente del 21%.
- **Impuesto de Sociedades:** El impuesto de sociedades se calcula de manera más compleja que en el modelo, ya que hay que tener en cuenta los resultados por trimestre, créditos fiscales y tipos variables. En el modelo se asume un 25% constante excepto para BAIs negativos (Beneficios Antes de Impuestos).
- **Market Representation:** Coste asociado a la venta de energía eléctrica en el mercado, ya que normalmente se realiza a través de intermediarios.
- **Peaje de Acceso a la Generación Eléctrica:** el BOE del pasado 24 de enero de 2020 recoge la Circular 3/2020 por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad. A pesar de que en esta circular se elimina por completo el peaje de acceso a la generación, todos los asesores de mercado piensan que se volverá a restituir.
- **OpEx:** Gastos de operación y mantenimiento de la instalación. Estándares del mercado.
- **CapEx:** Inversión inicial. Se ha tomado un valor de 0.81 €/Wp para instalaciones de menos de 500 kW y 0.7€/Wp para instalaciones mayores de 500 kW por economías de escala. Principalmente se consideran los gastos de los módulos e inversores, pero también soportes, material eléctrico, instalación, equipos, gastos EPC, permisos y cuota de interconexión.
- **Amortización:** Se ha optado por amortizar el inmovilizado por el método acelerado de los números dígitos en 10 años. Se ha supuesto que toda la inversión está sujeta a depreciación.

$$Depreciación_{año i} = \frac{(N - i) * Total}{\sum_0^n j}$$

- **Apalancamiento financiero:** Se ha supuesto un apalancamiento del 70%, que en la actualidad es el máximo que se financia (por estudio de mercado) con deuda senior.
- **Interés:** En el modelo se ha utilizado un tipo anual del 2% aunque la media de tipos de préstamos actualmente es del 1.7%.
- **Maturity:** Período de repago 12 años
- **Inflación:** Valor estándar anual del 1%

Figura 12. Inputs generales del modelo

INPUTS GENERALES

	Uds.		
Modalidad Autoconsumo		Venta de excedentes	
Tarifa eléctrica		6.1A	
Potencia contratada	kW	3400	
% Termino de potencia MC		7.6%	
% Termino de energía Coste		61.1%	
Potencia pico base (calculos)	kWp	3 400	
Potencia pico instalada	kWp	3400	
Degradación módulos		0.5%	
Crecimiento personalizado		SI	
Crecimiento en consumo		0.5%	
Año crecimiento		20	Escalon
TARIFA		TP [€/kW/hora]	TE [€/kWh]
PERIODO 1		0.004467971	0.071223
PERIODO 2		0.002235919	0.067851
PERIODO 3		0.001636322	0.058459
PERIODO 4		0.001636322	0.056293
PERIODO 5		0.001636322	0.056056
PERIODO 6		0.000746596	0.051066
IVPEE		7.0%	
Impuesto eléctrico		5.11%	
IVA		21.0%	
Impuesto de sociedades		25.0%	
Market representation	€/kWh	0.0006	
Peaje de Acceso Generación	€/kWh	0.0005	
Coste terreno	€/ha/año	1 200	
Ratio de superficie	ha/MWp	1.9	
OpEx	€/Wp/año	0.02	
CapEx	€/Wp	0.70	
Amortización (acelerada)	años	10	
Financiación			
Leverage		70.0%	
Interés		2.0%	
Maturity	años	12	
Tasa de descuento		3.0%	
Inflación		1.0%	

La siguiente pestaña es una hoja de cálculo auxiliar a la pestaña “Input”. En “Input Gen” se realiza el estudio hora-hora de consumo, generación, excedentes, precio del término de potencia y de la energía en la tarifa seleccionado para un año completo. Se necesita entonces la demanda eléctrica del potencial cliente o del particular interesado en el autoconsumo para todo un año que, normalmente, es de fácil acceso a través de la comercializadora.

Luego es necesario insertar los períodos de discriminación horaria. Normalmente son diferentes para verano e invierno. En un principio, se pensó en realizar una base de datos con la discriminación horaria y los precios de potencia y energía para cada una de las tarifas y de esta manera, sólo con tener el input de la tarifa elegida, tener en la hoja auxiliar definidos los parámetros anteriores. El ejercicio resulta interesante y simplifica mucho la usabilidad del modelo, pero se ha optado por insertar éstas de manera manual ya que no entra dentro de los objetivos del proyecto. El precio del kW y del kWh si se actualizan de manera automática.

Como se ha mencionado anteriormente, la generación de la instalación depende de la potencia instalada y se necesita de una previa simulación en PVSyst para obtenerla. Al ser la potencia instalada una variable a determinar en el modelo, la generación que aparece en color verde, es la proveniente de la extrapolación entre la potencia pico base y la potencia pico que en el momento presente se está utilizando para calcular el modelo.

El excedente se calcula como la diferencia entre lo generado y lo consumido siempre que lo generado sea mayor que lo positivo.

En un cuadro a la derecha de la hoja se encuentra el archivo de salida de PVSyst del que se extrae la generación horaria de la instalación en kWh. La simulación se realiza con la potencia pico base (que para este proyecto se han utilizado las potencias contratadas), la localización de la instalación, inclinación, orientación, tecnología de seguimiento, distribución ramas serie y paralelo y otros parámetros técnicos como la selección del inversor. Para los casos de estudio se ha tomado:

- Localización: Alcalá de Henares (Madrid)
- Orientación: Sur
- Seguimiento: SÍ, tracker de un solo eje.

Tabla 3. Input de Generación

Periodo	Precio Potencia [€/kW/h]	Precio Energía [€/kWh]	Consumo [kWh]	Generación [kWh]	Excedente [kWh]	Ahorro [€/h]
P6	0.000746596	0.051066	52.58	0.00	0.00	0
P6	0.000746596	0.051066	240.38	0.00	0.00	0
P6	0.000746596	0.051066	14.75	0.00	0.00	0
P6	0.000746596	0.051066	291.94	0.00	0.00	0
P6	0.000746596	0.051066	284.05	0.00	0.00	0
P6	0.000746596	0.051066	412.02	0.00	0.00	0
P6	0.000746596	0.051066	187.33	0.00	0.00	0
P6	0.000746596	0.051066	404.37	0.00	0.00	0
P2	0.002235919	0.067851	260.24	0.00	0.00	0
P2	0.002235919	0.067851	81.73	108.43	26.70	5.545711043
P1	0.004467971	0.071223	208.09	213.01	4.92	14.82077519
P1	0.004467971	0.071223	246.14	408.31	162.17	17.53088349
P1	0.004467971	0.071223	52.49	403.10	350.61	3.738473365
P2	0.002235919	0.067851	287.14	378.17	91.03	19.48289737
P2	0.002235919	0.067851	230.78	202.35	0.00	13.72964985
P2	0.002235919	0.067851	83.24	152.38	69.14	5.64802576

3.1.2. Modelo

Previamente a la pestaña de modelo se tiene una hoja de cálculo auxiliar “Mercado” para recoger las previsiones de mercado a futuro y progresiones anuales que facilitan el orden de los cálculos.

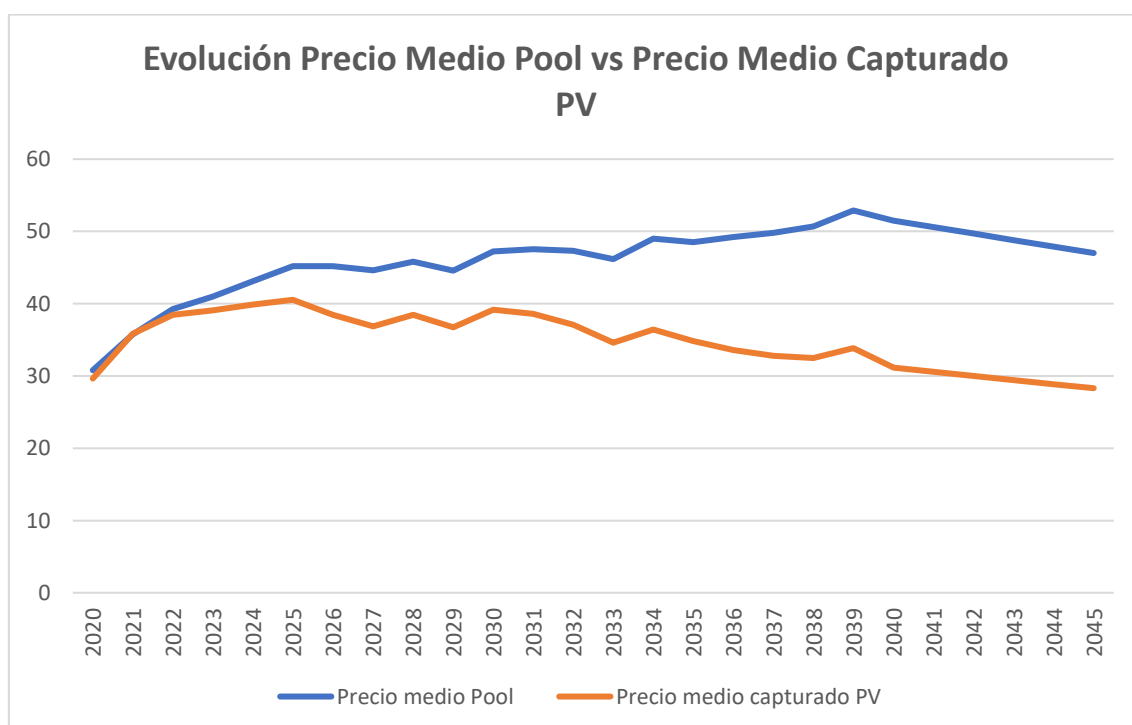
La inflación se calcula de manera acumulada y anual, para cambiarla se puede hacer en la pestaña de inputs.

El precio medio del pool es provisto por un asesor de mercado ‘X’ cogiendo un escenario de precios central. Esta curva de precios está calculada a través de modelos muy complejos que tienen en cuenta todo tipo de variables internas y externas al mercado.

El precio medio capturado por la tecnología fotovoltaica es un concepto asociado al apuntamiento y éste, a su vez, a las horas de trabajo de la instalación. El apuntamiento (%) es el porcentaje del precio medio del pool en un período (por ejemplo, un año) que una instalación de generación recibe por la electricidad que genera. Por ejemplo, díjase que el precio promedio del pool en España fue de 100 €/MWh en el año pasado - uno podría entonces tomar una instalación de generación en particular y calcular el precio promedio que recibió en ese mismo año por la venta de electricidad que generó y entregó a la red. Supóngase que fue de 90 €/MWh. Se diría entonces que el apuntamiento de la instalación de generación para ese año natural fue del 90%. En el caso de la fotovoltaica el precio medio capturado será normalmente el precio medio en las horas de sol, que es cuando los paneles están generando.

En la siguiente gráfica se pueden observar las tendencias del precio medio y el precio medio capturado por la tecnología fotovoltaica en España en los próximos 25 años. La tendencia bajista del precio medio capturado viene dada principalmente por un fenómeno conocido como la canibalización de la fotovoltaica.

Figura 13. Gráfica precio medio pool futuro vs precio medio capturado



La canibalización de la fotovoltaica se refiere al fenómeno de que el aumento de instalaciones va a provocar que la oferta en las horas diurnas suba, por lo tanto, que el precio medio capturado baje.

El modelo financiero es muy sencillo y consta de una Cuenta de Pérdidas y Ganancias, un Balance Financiero y el Estado de Flujos de Caja. Con los estados financieros se puede reflejar cómo opera el “negocio”, los flujos de caja futuros y la salud financiera del proyecto durante los años de vida útil.

Empezando por el P&L, los ingresos proceden de tres vías bien definidas:

- Ingresos derivados del ahorro de impuestos: Estos se calculan teniendo en cuenta que el impuesto especial a la electricidad tiene como base imponible la suma del término de potencia y de energía. Al tener un consumo de red más bajo por el consumo procedente de la generación fotovoltaica, la base imponible es menor por tanto se percibe de esta manera el ahorro. Además, en el caso de compensación simplificada la base imponible se reduce incluso más debido a que la compensación reduce el término de energía.
- Ingresos derivados del ahorro en consumo: El ahorro en consumo de electricidad de red previamente mencionado, se hace notar en el término de energía. Cabría la posibilidad de estudiar la opción de reducir la potencia contratada para así tener un ahorro extra en términos de potencia.
- Ingresos derivados de la venta/compensación: Resultado de la opción que se elija de autoconsumo se tiene un ingreso por la remuneración de los excedentes. En el caso de la venta, los ingresos por excedentes no están limitados, sin embargo, para compensación simplificada el máximo a descontar en la factura es lo netamente consumido de la red. Este factor se verá destacado en el próximo capítulo en el análisis de resultados.

Posteriormente tienen lugar todos los costes fijos y variables de la operación. El coste del terreno no se ha asumido para potencias menores a la contratada (se supone que hay espacio suficiente para la instalación en la propiedad de la industria) pero sí en el caso de potencias superiores. Se ha tomado un alquiler del terreno de 1200 €/ha/año.

Depreciaciones y amortizaciones se han calculado por el método de los números dígitos suponiendo que toda la inversión está sujeta a depreciación. Los intereses serán en cada año el porcentaje correspondiente del principal que queda por pagar.

El impuesto de sociedades se ha calculado de manera simplificada, asumiendo un 25% sobre el EBT y sin tener en cuenta créditos fiscales.

El balance está de nuevo supersimplificado ya que no es el objetivo del proyecto obtener una imagen detallada de las cuentas financieras de las empresas por la inclusión del autoconsumo, sino más bien saber qué potencial tiene el autoconsumo como producto de inversión y análisis más operativos. Se cuenta con un inmovilizado que equivale a la inversión inicial en el momento 0 y el activo corriente es 100% líquido.

Tabla 4. P&L y Balance Sheet para los primeros 3 años

	AÑOS	Uds	0	1	2
P&L					
<i>Crecimiento</i>		%	0.0%	0.0%	0.0%
<i>Crecimiento personalizado</i>		%	0.0%	0.0%	0.0%
Consumo		MWh	11416.36	11416.36	11416.36
<i>Degradación PV</i>		%	100.0%	99.5%	99.0%
Generación		MWh	6072.42	6042.06	6011.70
Excedente		MWh	2421.85	2409.74	2397.63
Ingresos derivados del ahorro de impuestos		€	17 561.0	20 286.4	22 177.5
Ingresos derivados del ahorro en consumo		€	209 844.7	242 412.2	265 009.8
Ingresos derivados de la venta/compensación		€	71 798.6	86 365.0	92 188.8
Total INGRESOS		€	299 204.2	349 063.5	379 376.1
Coste terreno		€	0.0	0.0	0.0
Coste de representación + IVA		€	-1 758.3	-1 749.5	-1 740.7
IVPEE		€	-5 025.9	-6 045.5	-6 453.2
Peaje de Generación		€	-1 210.9	-1 204.9	-1 198.8
OpEx PV		€	-59 840.0	-60 438.4	-61 042.8
Total COSTES		€	-67 835.1	-69 438.3	-70 435.5
EBITDA		€	231 369.1	279 625.2	308 940.6
D&A		€	-432 727.3	-389 454.5	-346 181.8
EBIT		€	-201 358.1	-109 829.3	-37 241.2
Intereses		€	-30 543.3	-27 766.7	-24 990.0
EBT		€	-231 901.5	-137 596.0	-62 231.2
Impuesto de sociedades		€	0.0	0.0	0.0
Net Income		€	-231 901.5	-137 596.0	-62 231.2
Balance					
Activo fijo					
Inmovilizado		€	1 947 272.7	1 557 818.2	1 211 636.4
Activo Corriente					
Cash		€	61 992.5	175 017.7	320 134.9
ACTIVO TOTAL		€	2 009 265.2	1 732 835.9	1 531 771.3
Equity					
Shareholders		€	714 000.0	714 000.0	714 000.0
Reserve		€	-231 901.5	-369 497.5	-431 728.7
Pasivo largo					
Deuda		€	1 388 333.3	1 249 500.0	1 110 666.7
Pasivo corto		€			
Deuda corto		€	138 833.3	138 833.3	138 833.3
PASIVO TOTAL		€	2 009 265.2	1 732 835.9	1 531 771.3

En la parte del patrimonio neto se tiene el capital social y una cuenta de reserva en la que aparecerá la acumulación de los resultados anuales después de impuestos. En pasivos no corrientes aparece la deuda a 12 años y se bajan al pasivo corriente las cuotas de principal a pagar en el siguiente año.

Al término del balance se ha colocado un “Check” para asegurar la ecuación de la contabilidad: Activo = Patrimonio Neto + Pasivo.

Por último, se encuentra el Cash Flow Statement. Para modelarlo se ha optado por calcular por separado el Cash Flow From Operations, el Cash Flow From Financing y el Cash Flow From Investments (CFO, CFF y CFI). En el CFO se destaca el hecho de no tener working capital ya que se han supuesto clientes y proveedores perfectos (0 días de cobro y 0 días de pago). Con la suma de cada uno de los flujos se obtiene el FCF con el que se podrá valorar el proyecto de autoconsumo como producto de inversión.

Tabla 5. Cash Flow Statement para los primeros 3 años

Cash Flow Statement				
EBT	€	-231 901.5	-137 596.0	-62 231.2
Impuestos	€	0.0	0.0	0.0
Intereses added back	€	30 543.3	27 766.7	24 990.0
D&A	€	432 727.3	389 454.5	346 181.8
From Working capital	€	0.0	0.0	0.0
Cash Flow From Operations	€	231 369.1	279 625.2	308 940.6
Debt increase/decrease	€	1 527 166.7	-138 833.3	-138 833.3
Intereses	€	-30 543.3	-27 766.7	-24 990.0
Equity increase/decrease	€	714 000.0	0.0	0.0
Cash Flow from financing	€	2 210 623.3	-166 600.0	-163 823.3
Cash flow from Investments	€	-2 380 000.0	0.0	0.0
FCF	€	61 992.5	113 025.2	145 117.2
Cumulated cash	€	61 992.5	175 017.7	320 134.9
FCF Proyecto	€	-2 148 630.9	279 625.2	308 940.6
FCF Accionista	€	-652 007.5	113 025.2	145 117.2

3.1.3. Outputs

El layout de la pestaña output está conformado por tres bloques: Facturas, Operación e Inversión / Optimización.

En el bloque de facturas se tienen unas simulaciones de lo que serían las antiguas y las nuevas facturas emitidas por la comercializadora de un mes medio. De esta manera, se puede observar de una manera más tangible el ahorro que supondría tener autoconsumo fotovoltaico.

El bloque de operación muestra una gráfica con la generación, excedentes y consumo eléctrico del cliente. También se adjunta un gráfico de sectores que parte del consumo es de origen fotovoltaico y qué parte de red.

En el tercer bloque se tiene una gráfica con los Ingresos, Costes, EBITDA y Margen EBITDA para todos los años del proyecto. Además, también se adjunta una tabla con los indicadores más interesantes de la inversión:

Tabla 6. Resultados de la inversión

NPV Free Cash Flow	3 220 596.52 €	
IRR Proyecto	13%	
IRR Accionista	23%	
LCOE	36.30 €	€/MWh
Payback Period Acc.	5	Años

También en el tercer bloque se encuentra el estudio paramétrico (optimización) de los parámetros principales en función de la potencia pico a instalar. En la exposición y análisis de los resultados se mostrarán todas las tablas y gráficas.

3.2. Casos de Estudio

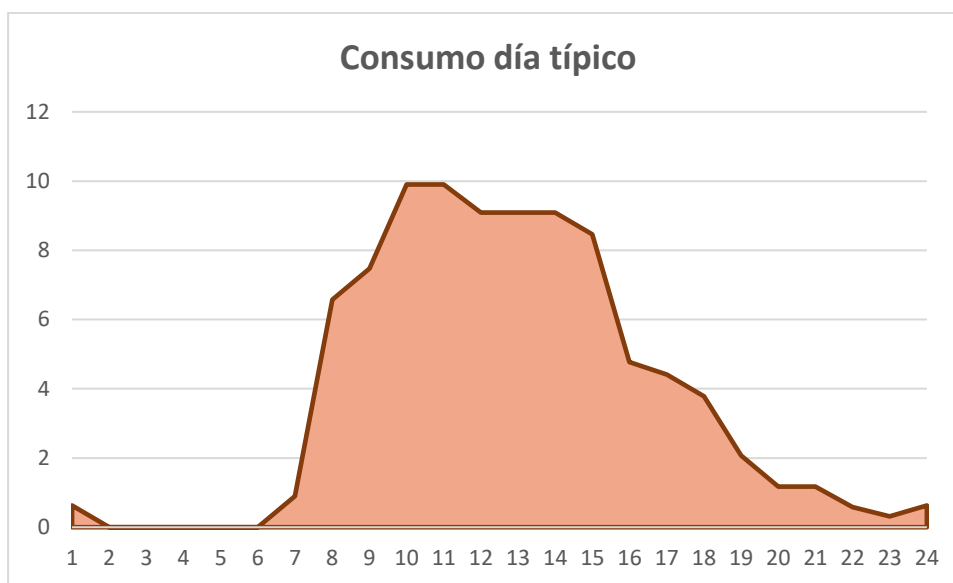
En este apartado se presentan los casos de estudio. Los casos de estudio consisten en, a partir de una serie de datos de consumidores de electricidad (desde un particular a una gran industria), simular el efecto que tendría instalar módulos fotovoltaicos para su autoconsumo en un plazo de 25 años y analizar los resultados de la simulación.

3.2.1. Caso 1 – Explotación Agrícola

El mundo del sector primario, en concreto el sector agrícola presenta unas sinergias excepcionales para el autoconsumo fotovoltaico. En primer lugar, suelen ser zonas geográficas alejadas de la red por lo que hace interesante plantearse un autoconsumo total en isla. En segundo lugar, el medio rural suele tener facilidad en cuanto a la disponibilidad de terreno útil y de bajo precio para la instalación de módulos fotovoltaicos. Por último, las explotaciones agrícolas tienden a tener las puntas de demandas en horas diurnas, cosa que cuadra con el perfil de generación de la fotovoltaica.

La potencia contratada del Caso 1 es de 19.8 kW. En la siguiente figura se puede observar el perfil de consumo en un día medio:

Figura 14. Consumo de un día tipo Explotación Agrícola



La tarifa de acceso contratada es la 3.0 A con los siguientes términos:

Figura 15. Tarifa de acceso Caso 1

Península Ibérica		
	Invierno	Verano
P1-Punta	18-22h	11-15h
P2-Llano	8-18h	8-11h
	22-24h	15-24h
P3-Valle	0-8h	0-8h

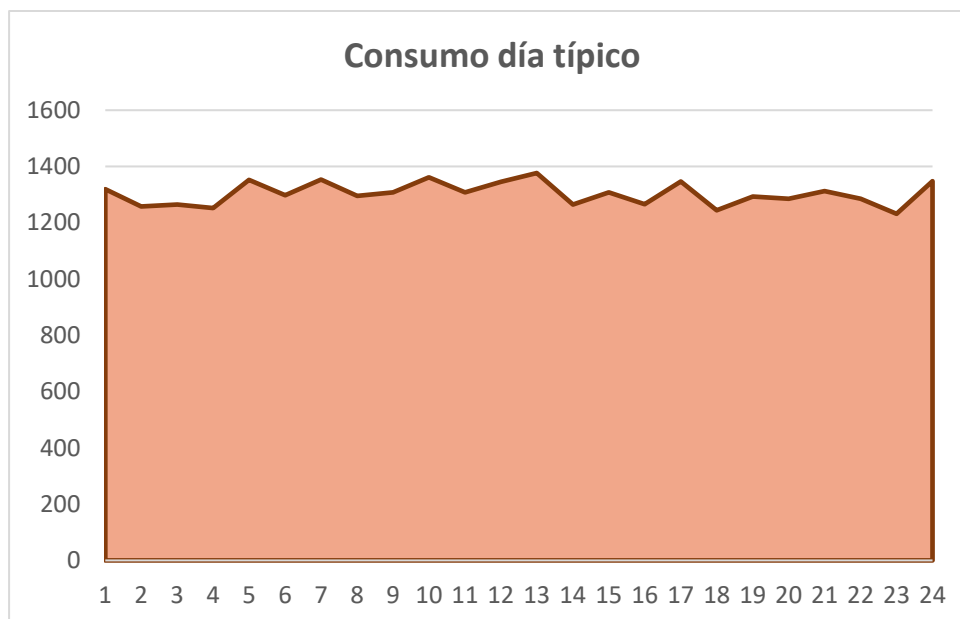
Términos		
Periodo	Potencia(€/kW)	Energía(€/kWh)
PP(P. Punta)	0.111585986	0.018762
PLL(P.Llano)	0.066951589	0.012575
PV(P.Valle)	0.044634397	0.068685

3.2.2. Caso 2 – Empresa de Fabricación Intensiva

La empresa de fabricación sujeta a estudio es la de mayor envergadura dentro de los casos que se presentan en el proyecto. Se ha supuesto, como en el resto de los casos, que la industria se encuentra en Alcalá de Henares (Madrid) y está en funcionamiento 7 días a la semana todos los meses del año.

La potencia contratada del Caso 2 es de 3.4 MW. En la siguiente figura se puede observar el perfil de consumo de un día medio:

Figura 16. Consumo día medio Industria de Fabricación Intensiva



La tarifa de acceso contratada es la 6.1 A con los siguientes términos:

Figura 17. Tarifa de acceso Caso 2. Discriminación horaria y Tabla de Precios

	Ene	Fen	Mar	Abr	May	1-15 Jun	15-30 Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic
0-8	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
9	P2	P2	P4	P5	P5	P4	P2	P2	P6	P4	P5	P4	P2
10	P2	P2	P4	P5	P5	P3	P2	P2	P6	P3	P5	P4	P2
11	P1	P1	P4	P5	P5	P3	P2	P2	P6	P3	P5	P4	P1
12	P1	P1	P4	P5	P5	P3	P1	P1	P6	P3	P5	P4	P1
13	P1	P1	P4	P5	P5	P3	P1	P1	P6	P3	P5	P4	P1
14	P2	P2	P4	P5	P5	P3	P1	P1	P6	P3	P5	P4	P2
15	P2	P2	P4	P5	P5	P3	P1	P1	P6	P3	P5	P4	P2
16	P2	P2	P4	P5	P5	P4	P1	P1	P6	P4	P5	P4	P2
17	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P1	P1	P6	P4	P5	P3	P2
18	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P1	P1	P6	P4	P5	P3	P2
19	P1	P1	P3	P5	P5	P4	P1	P1	P6	P4	P5	P3	P1
20	P1	P1	P3	P5	P5	P4	P2	P2	P6	P4	P5	P3	P1
21	P1	P1	P3	P5	P5	P4	P2	P2	P6	P4	P5	P3	P1
22	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P2	P6	P4	P5	P3	P2
23	P2	P2	P4	P5	P5	P4	P2	P2	P6	P4	P5	P4	P2
24	P2	P2	P4	P5	P5	P4	P2	P2	P6	P4	P5	P4	P2

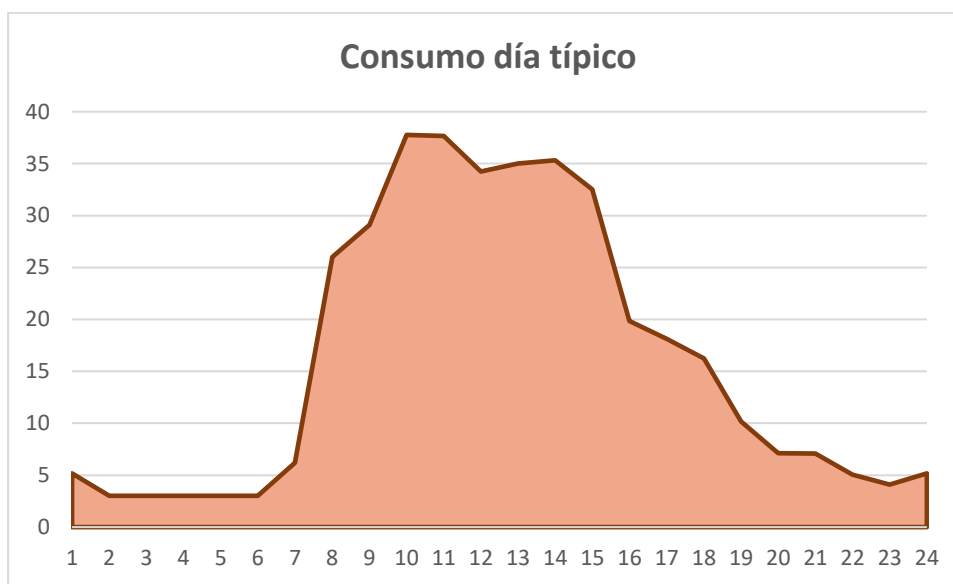
TARIFA	TP [€/kW/hora]	TE [€/kWh]
PERIODO 1	0.004467971	0.071223
PERIODO 2	0.002235919	0.067851
PERIODO 3	0.001636322	0.058459
PERIODO 4	0.001636322	0.056293
PERIODO 5	0.001636322	0.056056
PERIODO 6	0.000746596	0.051066

3.2.3. Caso 3 – Empresa Cárnica

En el caso de la Empresa Cárnica, se un consumo medio y se podría considerar tanto la opción de venta de excedente a red como la compensación simplificada ya que está por debajo de los 100 kW de potencia instalada. La empresa trabaja principalmente en horas diurnas y presenta consumos residuales en horas de cierre. Trabaja en 2 turnos de 8 horas diarios y se localiza en Alcalá de Henares (Madrid).

La potencia contratada del Caso 3 es de 75 kW. En la siguiente figura se puede observar el perfil de consumo de un día medio:

Figura 18. Consumo día medio en Empresa Cárnica



La tarifa de acceso contratada es la 3.0 A con los siguientes términos:

Figura 19. Tarifa de acceso Caso 3

Península Ibérica		
	Invierno	Verano
P1-Punta	18-22h	11-15h
P2-Llano	8-18h	8-11h
	22-24h	15-24h
P3-Valle	0-8h	0-8h

Términos		
Periodo	Potencia(€/kW)	Energía(€/kWh)
PP(P. Punta)	0.111585986	0.018762
PLL(P.Llano)	0.066951589	0.012575
PV(P.Valle)	0.044634397	0.068685

4. Resultados y Conclusiones

A continuación, se expondrán gráficas, tablas y datos resultantes de la modelación y simulación de los procedimientos previamente explicados. Para cada uno de los casos de estudio se expondrán y comentarán los resultados obtenidos y posteriormente se extraerán las conclusiones pertinentes.

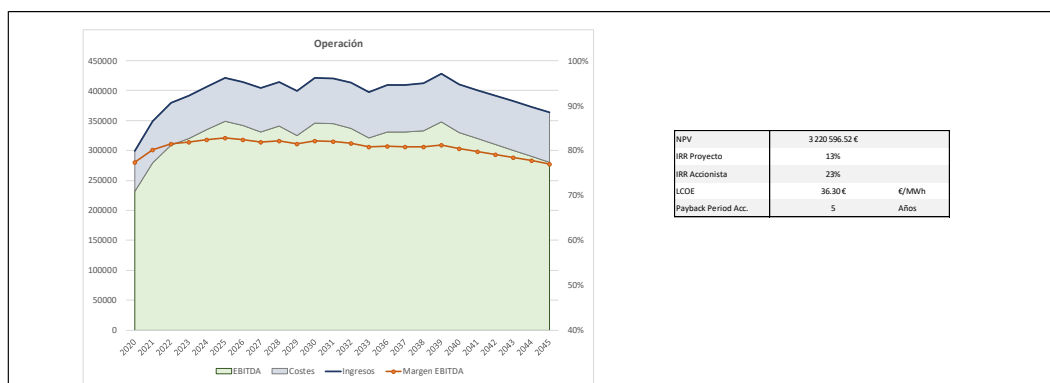
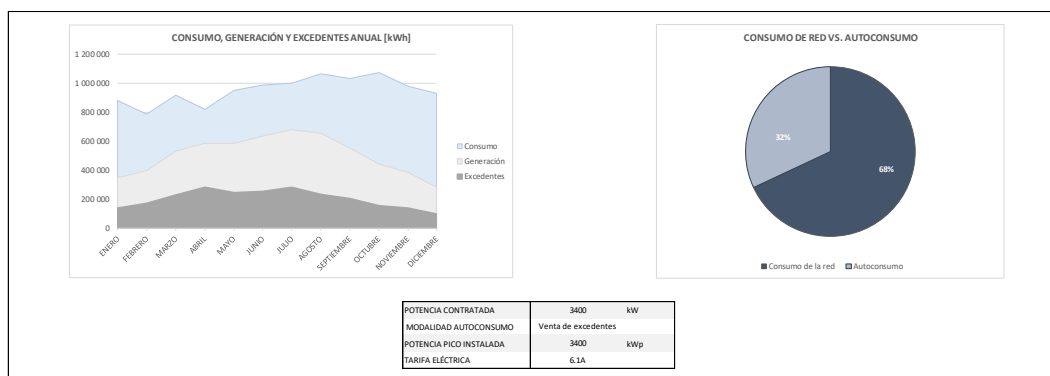
Los resultados que se dan corresponden a la simulación de la potencia instalada = potencia contratada y se estructurarán de la siguiente manera:

1. Facturas y ahorro mensual
2. Consumo, generación y excedentes anuales
3. Operación e Inversión
4. Optimización de la potencia instalada

Figura 20. Formato de resultados

1. Factura anterior media				2. Factura posterior media				3. Venta de Energía			
Potencia contratada	kW	€/kW/año	€/mes	Potencia contratada	kW	€/kW/año	€/mes	Energía	kWh	€/kWh	€/mes
Peaje de acceso	3400	13.124	3718,35 €	Peaje de acceso	3400	13.124	3718,35 €	Energía a mercado	201.820,5	0,030	5.983,21 €
Margen de comercialización	3400	1.074	304,27 €	Margen de comercialización	3400	1.074	304,27 €	IVA (21%) (no se repercute)			1.256,47 €
TOTAL TÉRMINO FIJO			4.022,62 €	TOTAL TÉRMINO FIJO			4.022,62 €	INGRESOS			5.983,21 €
Energía consumida	kWh	€/kWh	€/mes	Energía consumida	kWh	€/kWh	€/mes	Representación en el Mercado	kWh	€/kWh	€/mes
Coste de la energía	951.363,0	0,057	54.686,85 €	Coste de la energía	647.148,4	0,057	37.199,80 €	Coste de representación	201.820,5	0,0006	121,09 €
Peaje de acceso	951.363,0	0,037	34.872,78 €	Peaje de acceso	647.148,4	0,037	23.721,61 €	IVA (21%)			25,43 €
TOTAL TÉRMINO VARIABLE			89.559,63 €	TOTAL TÉRMINO VARIABLE			60.921,40 €	Coste de representación			146,52 €
Subtotal			93.582,25 €	Subtotal			64.944,02 €	Otros: IVPEE, Peaje Gen		€/kWh	€/mes
Impuesto eléctrico			4.782,05 €	Impuesto eléctrico			3.318,64 €	IVPEE	5.983,21 €	7%	418,82 €
Alquiler contador			- €	Alquiler contador			- €	Peaje Generación	201.820,5	0,0005	100,91 €
Subtotal			98.364,30 €	Subtotal			68.262,66 €	Otros Costes			539,74 €
IVA (21%)			20.656,30 €	IVA (21%)			14.335,16 €	INGRESO NETO			5.318,96 €
TOTAL FACTURA			119.020,61 €	TOTAL FACTURA			82.597,82 €				

AHORRO MENSUAL	41.739,9 €
	35%



4.1. Resultados Caso 1 – Explotación Agrícola

1. Facturas y ahorro mensual

Figura 21. Factura previa al autoconsumo - Caso 1

1. Factura anterior media

Potencia contratada	kW	€/kW/año	€/mes
Peaje de acceso	19.8	23.243	38.35 €
Margen de comercialización	19.8	1.902	3.14 €
TOTAL Término FIJO			41.49 €
Energía consumida	kWh	€/kWh	€/mes
Coste de la energía	2 737.8	0.068	185.60 €
Peaje de acceso	2 737.8	0.043	118.35 €
TOTAL Término VARIABLE			303.96 €
Subtotal			345.45 €
Impuesto eléctrico			17.65 €
Alquiler contador			- €
Subtotal			363.10 €
IVA (21%)			76.25 €
TOTAL FACTURA			439.35 €

Figura 22. Factura con Autoconsumo - Caso 1

2. Factura posterior media

Potencia contratada	kW	€/kW/año	€/mes
Peaje de acceso	19.8	23.243	38.35 €
Margen de comercialización	19.8	1.902	3.14 €
TOTAL Término FIJO			41.49 €
Energía consumida	kWh	€/kWh	€/mes
Coste de la energía	872.2	0.068	59.12 €
Peaje de acceso	872.2	0.043	37.70 €
Excedentes FV (comp.)	1104.6	0.030	-32.75 €
Cuántía uso de red próxima			- €
TOTAL Término VARIABLE			64.08 €
Subtotal			105.57 €
Impuesto eléctrico			5.39 €
Alquiler contador			- €
Subtotal			110.96 €
IVA (21%)			23.30 €
TOTAL FACTURA			134.27 €

AHORRO MENSUAL	305.1 €
	69%

Se puede observar en este caso cómo, en términos medios, el consumidor es capaz de compensar cerca del 100% del coste energético de su factura con los excedentes. Este es uno de los casos límites que contempla el vigente Real Decreto 244/2019: el máximo valor de los excedentes a compensar será aquel que iguale el coste de los kWh consumidos. Que en términos medios se compense el 100% de la energía consumida por la red quiere decir que hay excedentes que se están inyectando a la red a precio 0 €/kWh para el autoconsumidor (dejaría de ingresar)

2. Consumo, generación y excedentes anuales

POTENCIA CONTRATADA	19.8	kW
MODALIDAD AUTOCONSUMO	Compensación simplificada	
POTENCIA PICO INSTALADA	19.8	kWp
TARIFA ELÉCTRICA	3.0A	

Figura 23. Consumo, Generación y Excedentes anuales - Caso 1

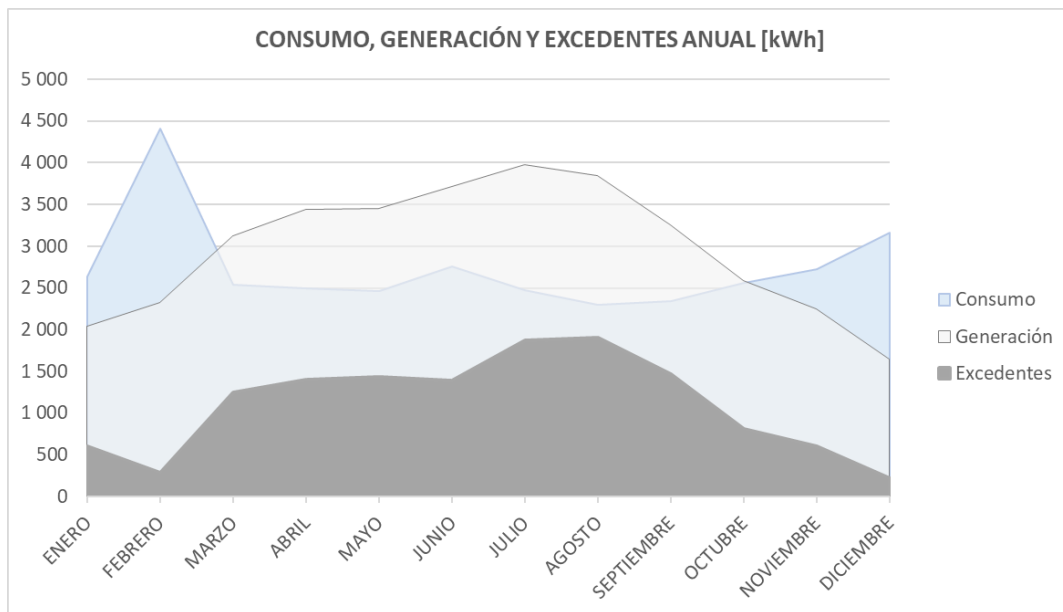
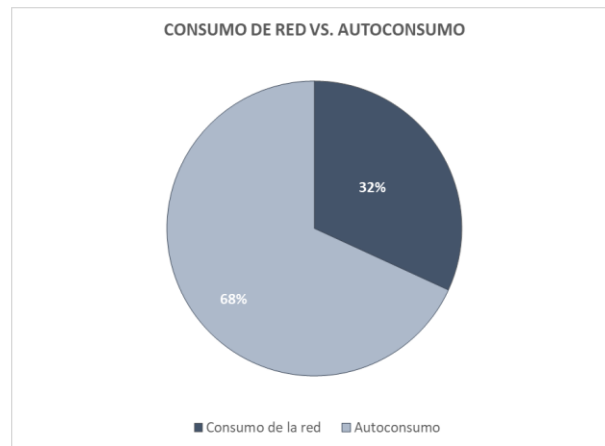


Figura 24. Consumo de red vs. Consumo de Instalación - Caso 1

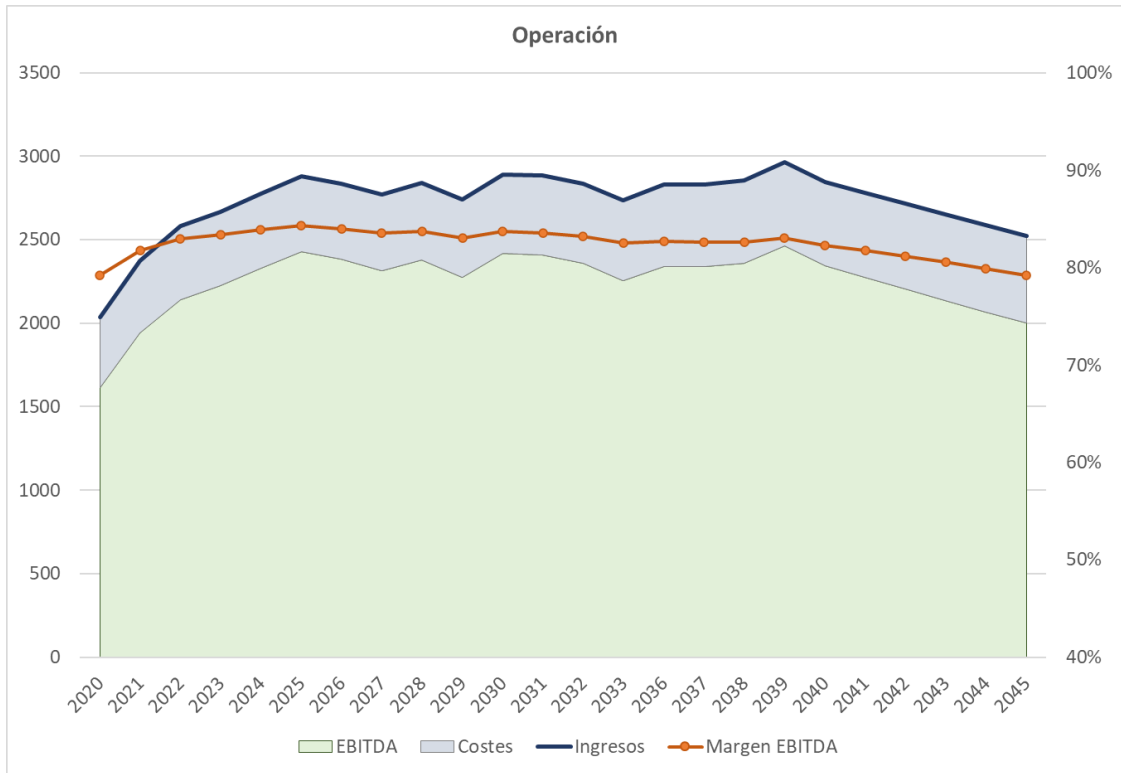


Como se podía suponer después de ver el ahorro mensual de la empresa gracias a la instalación, se consume más electricidad generada por el campo solar que suministrada por la red. Esto se debe principalmente a la sinergia entre la generación fotovoltaica y el perfil de consumo de la empresa. Sin duda, el ahorro y el porcentaje de energía consumido proveniente de autoconsumo dependerá muchísimo del perfil de consumo eléctrico del demandante.

Se puede observar en la Figura 23 cómo el área de generación es mayor que la de consumo. Esto puede ser uno de los drivers principales para elegir la modalidad de autoconsumo.

3. Operación e Inversión

Figura 25. Operación del negocio - Caso 1



NPV Free Cash Flow	22 203.03 €	
IRR Proyecto	13%	
IRR Accionista	20%	
LCOE	40.59 €	€/MWh
Payback Period Acc.	6	Años

Se puede observar como la inversión es bastante rentable en comparación con la TIR de muchos proyectos renovables (~15%). Esto es debido a que en los ingresos del proyecto de autoconsumo no sólo se encuentran los ingresos por compensación o venta de excedentes sino también, por el ahorro que se da al dejar de consumir energía de la red y de la reducción en el pago de impuesto.

4. Optimización de la potencia instalada

Como se puede observar en la Figura 26, hay un claro punto de inflexión en la curva de NPV entre 20 y 24 kWp de potencia instalada, esto quiere decir que, para este caso, la potencia óptima sería ligeramente superior a la contratada. Los valores de Payback period dejan de ser admisibles a partir de los 22-24 kWp. (7 años como valor máximo)

Las rentabilidades altas se dan a potencias bajas porque siempre hay flujos de caja (por bajos que sean) pero la inversión baja de manera proporcional, lo que claramente marca que a potencias bajas la curva se comporte como una recta.

Un detalle interesante es que la IRR para el accionista empieza a caer a un ritmo mayor que a potencias bajas en el entorno de los 24 kWp (ligeramente menor que la potencia contratada). Esto se debe a que, por el perfil de consumo de la explotación, a partir de los 24 kWp hay parte de los excedentes que se dejan de valorar al coste de la energía.

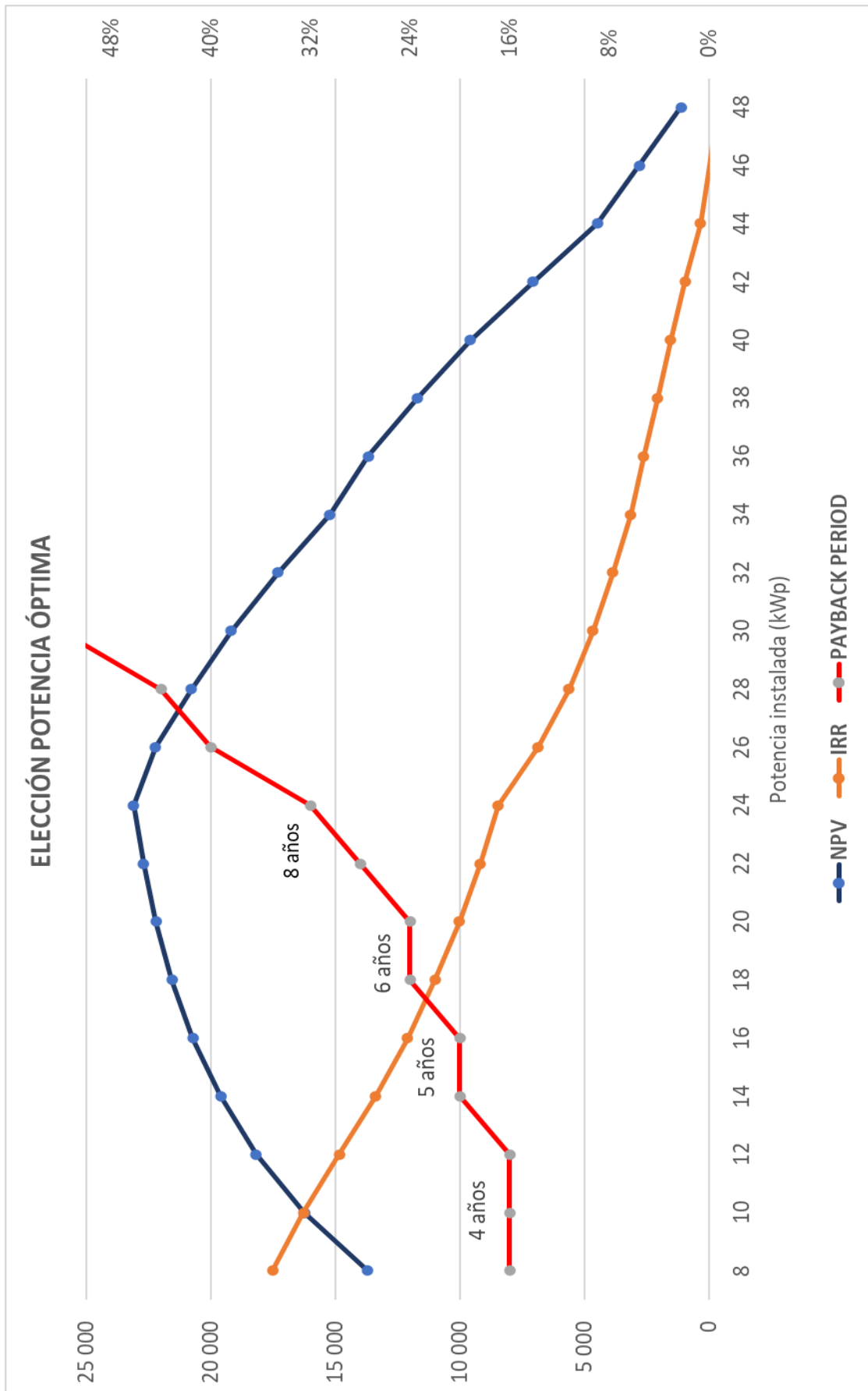
A mayores potencias se pierden todos los valores de análisis ya que cada kWh que se vierte a la red no tiene ingresos, sólo costes (CapEx y OpEx).

En conclusión, la potencia a elegir se encontraría entre los 16 y los 20 kWp, donde se encuentra el equilibrio entre Payback, IRR y NPV:

- NPV: 20 – 22 k €
- Payback Period: 5 - 6 años
- IRR: 24 – 20 %

Ver siguiente página.

Figura 26. Elección de la potencia óptima - Caso 1



4.2. Resultados Caso 2 – Industria de Fabricación Intensiva

1. Facturas y ahorro mensual

Figura 27. Factura previa al autoconsumo - Caso 2

1. Factura anterior media

Potencia contratada	kW	€/kW/año	€/mes
Peaje de acceso	3400	13.124	3 718.35 €
Margen de comercialización	3400	1.074	304.27 €
TOTAL Término FIJO			4 022.62 €
Energía consumida	kWh	€/kWh	€/mes
Coste de la energía	951 363.0	0.057	54 686.85 €
Peaje de acceso	951 363.0	0.037	34 872.78 €
TOTAL Término VARIABLE			89 559.63 €
Subtotal			93 582.25 €
Impuesto eléctrico			4 782.05 €
Alquiler contador			- €
Subtotal			98 364.30 €
IVA (21%)			20 656.50 €
TOTAL FACTURA			119 020.81 €

Figura 28. Factura con autoconsumo - Caso 2

2. Factura posterior media

Potencia contratada	kW	€/kW/año	€/mes
Peaje de acceso	3400	13.124	3 718.35 €
Margen de comercialización	3400	1.074	304.27 €
TOTAL Término FIJO			4 022.62 €
Energía consumida	kWh	€/kWh	€/mes
Coste de la energía	647 148.4	0.057	37 199.80 €
Peaje de acceso	647 148.4	0.037	23 721.61 €
Excedentes FV (comp.)			- €
Cuántía uso de red próxima			- €
TOTAL Término VARIABLE			60 921.40 €
Subtotal			64 944.02 €
Impuesto eléctrico			3 318.64 €
Alquiler contador			- €
Subtotal			68 262.66 €
IVA (21%)			14 335.16 €
TOTAL FACTURA			82 597.82 €

Figura 29. Venta de Excedentes – Caso 2

3. Venta de Energía

Energía	kWh	€/kWh	€/mes
Energía a mercado	201 820.5	0.030	5 983.21 €
IVA (21%) (no se repercute)			1 256.47 €
INGRESOS			5 983.21 €
Representación en el Mercado	kWh	€/kWh	€/mes
Coste de representación	201 820.5	0.0006	121.09 €
IVA (21%)			25.43 €
Coste de representación			146.52 €
Otros: IVPEE, Peaje Gen		€/kWh	€/mes
IVPEE	5 983.21 €	7%	418.82 €
Peaje Generación	201 820.5	0.0005	100.91 €
Otros Costes			519.74 €
INGRESO NETO			5 316.96 €

AHORRO MENSUAL	41 739.9 €
	35%

En el caso dos se toma la modalidad de venta de excedentes por la magnitud de la instalación. Esta vez se calcula el ahorro como:

$$Ahorro = Factura_{previa} - (Factura_{actual} - Venta_{Exc})$$

A diferencia del caso 1 la factura no tiene compensación por excedentes sino que estos se venden a mercado teniendo en cuenta todos los costes que esto supone incluido el peaje de acceso a la generación que, aunque actualmente se encuentra suprimido, los principales asesores de mercado justifican que se incluya en los modelos porque supone un déficit tarifario difícil de cubrir con otras formas impositivas.

2. Consumo, Generación y Excedentes anuales

POTENCIA CONTRATADA	3400	kW
MODALIDAD AUTOCONSUMO	Venta de excedentes	
POTENCIA PICO INSTALADA	3400	kWp
TARIFA ELÉCTRICA	6.1A	

El perfil de consumo del caso 2 es bastante regular y no presenta picos o valles. Esto hace que, en primer lugar, haya mucha generación no cubierta (principalmente en horas nocturnas) y en segundo lugar que el ahorro, en comparación con el caso anterior, sea considerablemente menor.

Figura 30. Consumo, Generación y Excedentes anuales - Caso 2

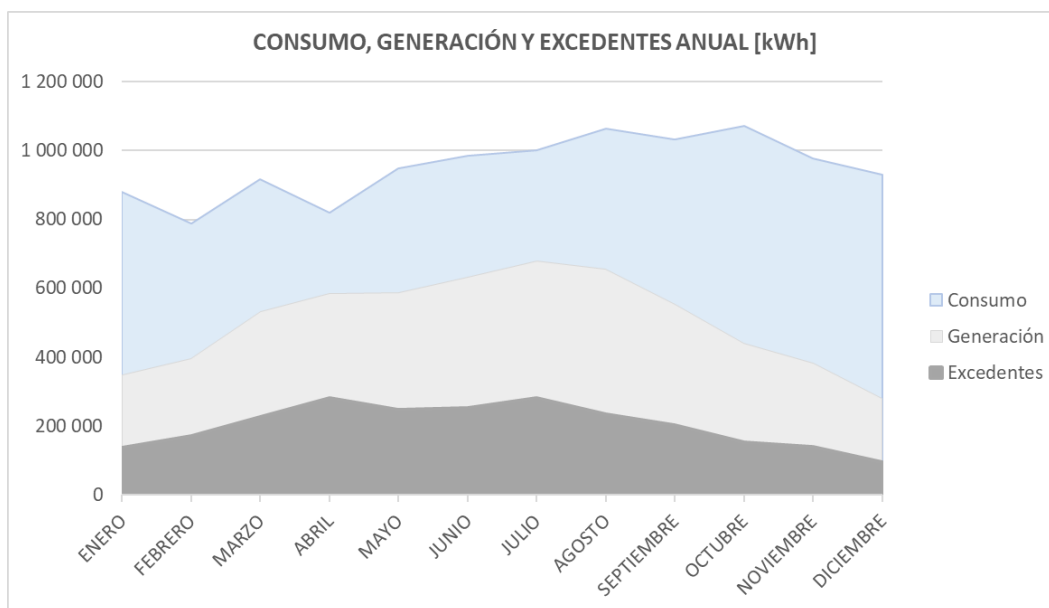
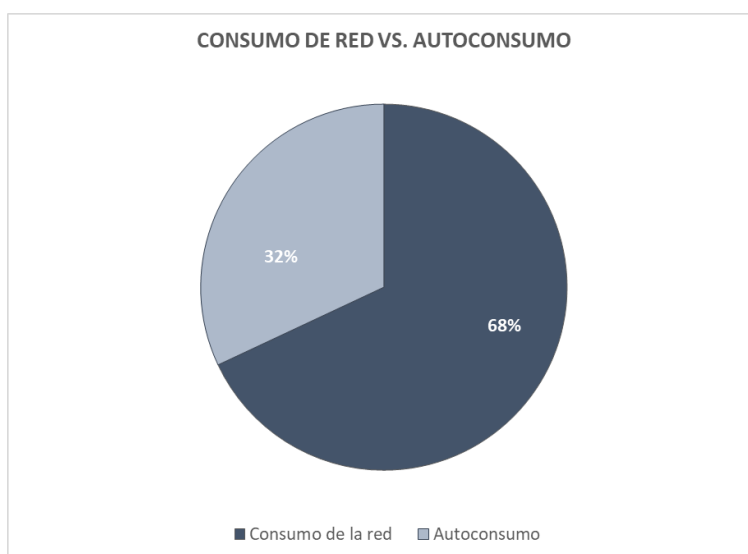


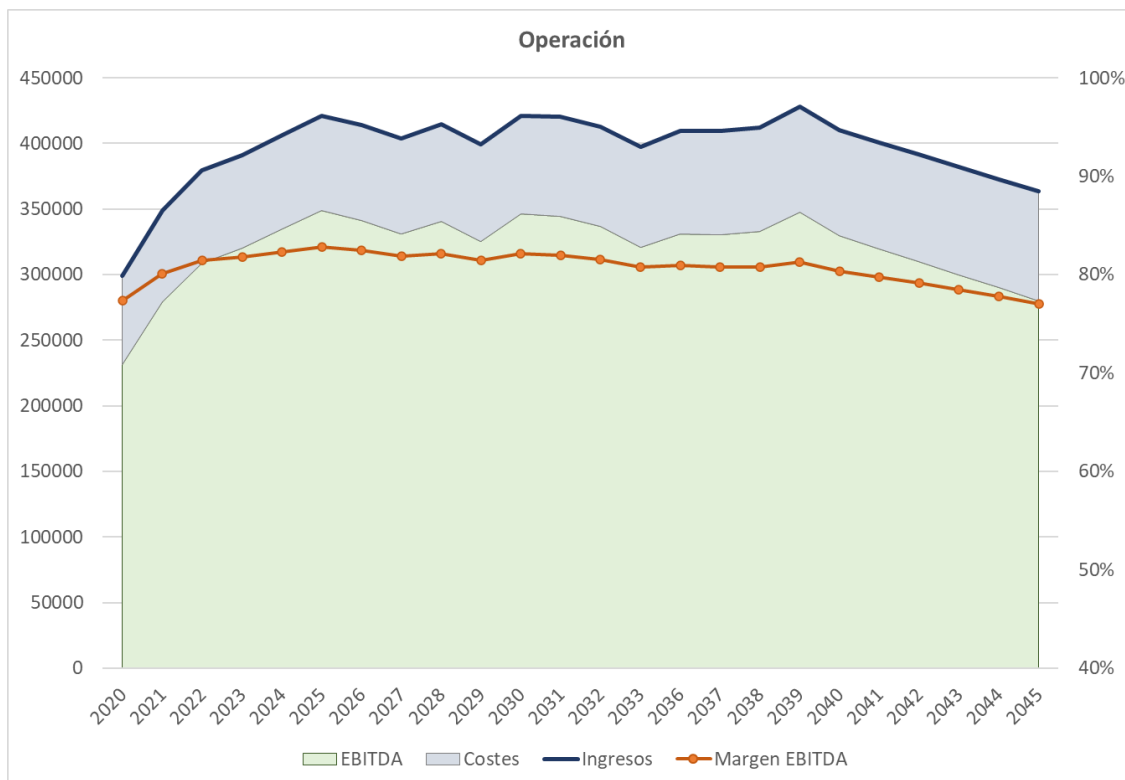
Figura 31. Consumo de red vs. Consumo de Instalación - Caso 2



Como se observa en la Figura 29, el consumo es bastante superior a la generación. El hecho de que haya una cantidad importante de excedentes nos indica que en las horas en las que hay generación fotovoltaica se está produciendo más que lo que se consume y todos estos excedentes irán a venta en el mercado. Este factor también nos indica que la parte de los ingresos que proviene del menor consumo de red está en su máximo o cerca de su máximo, por lo que una conclusión importante va a ser que, una vez se llega a una cierta potencia instalada en una instalación, la figura 30 no va a cambiar su forma, ya que se habrá llegado al máximo consumo de fotovoltaica.

3. Operación e Inversión

Figura 32. Operación del negocio - Caso 2



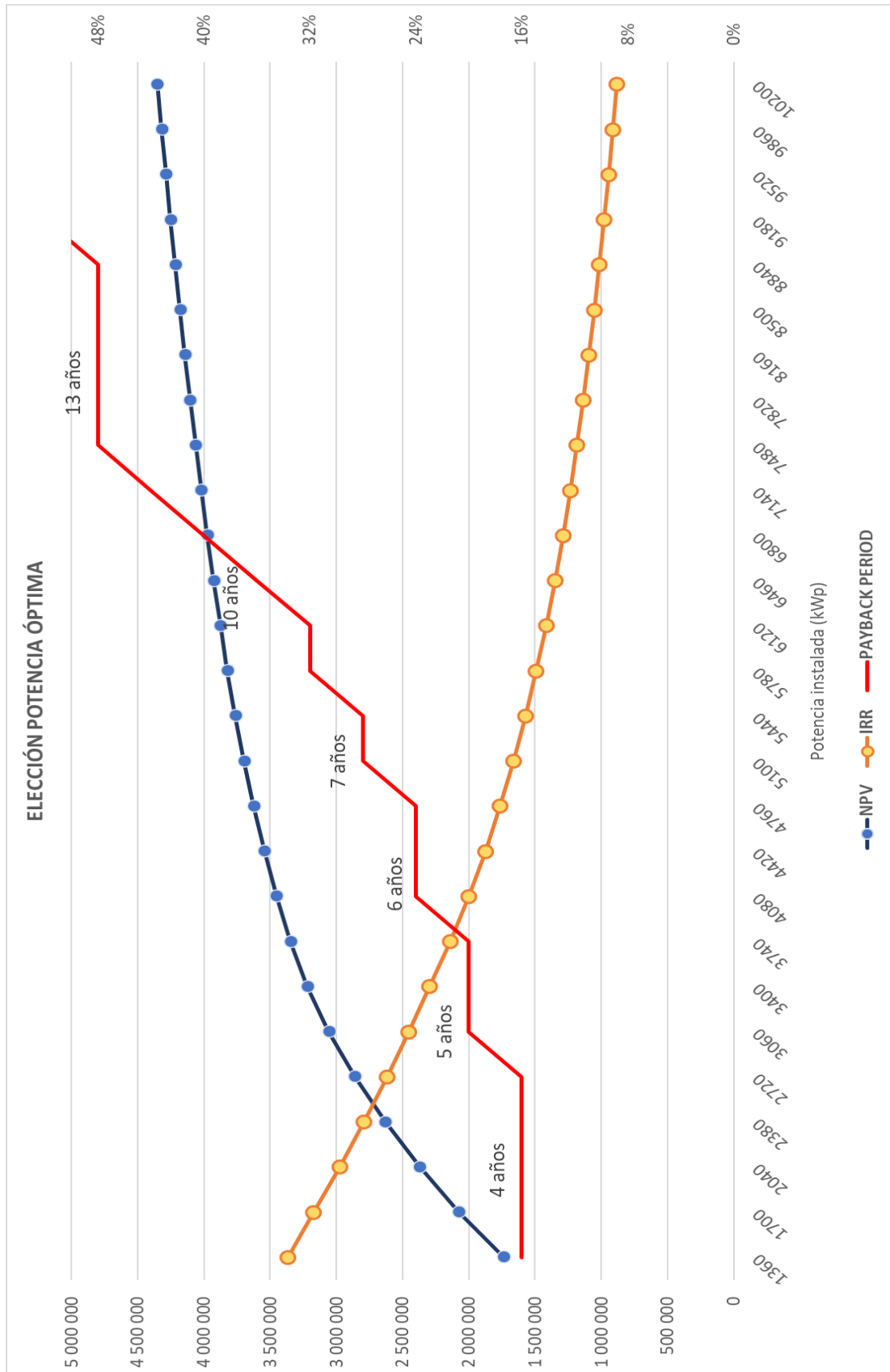
NPV	3 220 596.52 €	
IRR Proyecto	13%	
IRR Accionista	23%	
LCOE	36.30 €	€/MWh
Payback Period Acc.	5	Años

La operación sigue un patrón muy similar a la del Caso 1. Los márgenes son bastante amplios y permiten financiaciones agresivas o gastos de contingencias. Los ingresos dependen fuertemente del precio del pool por lo que la curva tiene una forma semejante a la variación de precios esperada para los siguientes años.

En cuanto a los parámetros de la inversión, se obtienen resultados bastante interesantes. A destacar el bajo LCOE en comparación con el anterior caso. Esto es debido principalmente a las economías de escala.

4. Optimización de la potencia instalada

Figura 33. Elección de la potencia óptima - Caso 2



En el ejercicio de optimización para este caso se encuentra un problema y es que la instalación no presenta un óptimo calculable, ya que las curvas de IRR y NPV varían de manera inversa y sin cambios bruscos. Esto es debido a que la venta por excedentes no tiene límite (que ciertamente si tiene, no sólo por limitaciones de terreno sino por limitaciones de red) y siempre va a resultar en mayores ingresos. El NPV tiende a crecer cada vez menos por el efecto de la tasa de descuento, pero también porque para potencias mayores a la instalada el modelo activa un coste extra de terreno.

Para elegir en este caso la potencia óptima dependerá bastante de las preferencias del inversor, pero se tendrían los siguientes límites:

- Payback: 4- 6 años
- IRR: 20-30%
- NPV: 2 – 4.4 M€

Atendiendo a la optimización de la derivada de la curva de NPV, es decir, buscando los puntos de inflexión, se obtiene uno ligeramente inferior a la potencia contratada que ciertamente, se encuentra dentro del rango descrito anteriormente, por lo que la potencia óptima a instalar se debería encontrar entre 3.2 - 3.4 MW

4.3. Resultados Caso 3 – Empresa Cárnica

1. Facturas y ahorro mensual

Figura 34. Factura previa al autoconsumo - Caso 3

1. Factura anterior media

Potencia contratada	kW	€/kW/año	€/mes
Peaje de acceso	75	23.243	145.27 €
Margen de comercialización	75	1.902	11.89 €
TOTAL Término FIJO			157.16 €
Energía consumida	kWh	€/kWh	€/mes
Coste de la energía	11 769.4	0.067	788.65 €
Peaje de acceso	11 769.4	0.043	502.91 €
TOTAL Término VARIABLE			1 291.56 €
Subtotal			1 448.71 €
Impuesto eléctrico			74.03 €
Alquiler contador			- €
Subtotal			1 522.74 €
IVA (21%)			319.78 €
TOTAL FACTURA			1 842.52 €

Figura 35. Factura con autoconsumo - Caso 3

2. Factura posterior media

Potencia contratada	kW	€/kW/año	€/mes
Peaje de acceso	75	23.243	145.27 €
Margen de comercialización	75	1.902	11.89 €
TOTAL Término FIJO			157.16 €
Energía consumida	kWh	€/kWh	€/mes
Coste de la energía	4 489.5	0.067	300.84 €
Peaje de acceso	4 489.5	0.043	191.84 €
Excedentes FV (comp.)	3807.4	0.030	-112.88 €
Cuantía uso de red próxima			- €
TOTAL Término VARIABLE			379.80 €
Subtotal			536.96 €
Impuesto eléctrico			27.44 €
Alquiler contador			- €
Subtotal			564.39 €
IVA (21%)			118.52 €
TOTAL FACTURA			682.92 €

AHORRO MENSUAL	1 159.6 €
	63%

Se observa en este caso cómo de manera media, la compensación no es total y por lo tanto la instalación no se encuentra en una operación límite, es decir, tiene margen de mejora en cuanto a ingresos por compensación de excedentes.

Por la modalidad no existe factura o desglose de la venta de energía.

2. Consumo, Generación y Excedentes anuales

POTENCIA CONTRATADA	75	kW
MODALIDAD AUTOCONSUMO	Compensación simplificada	
POTENCIA PICO INSTALADA	75	kWp
TARIFA ELÉCTRICA	3.0A	

Figura 36. Consumo, Generación y Excedentes anuales - Caso 3

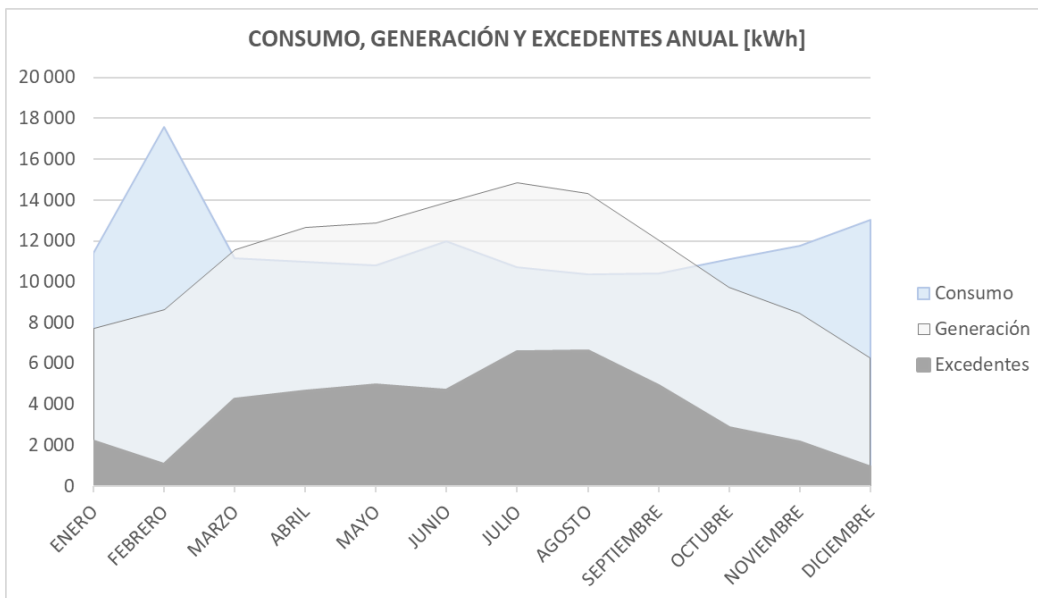
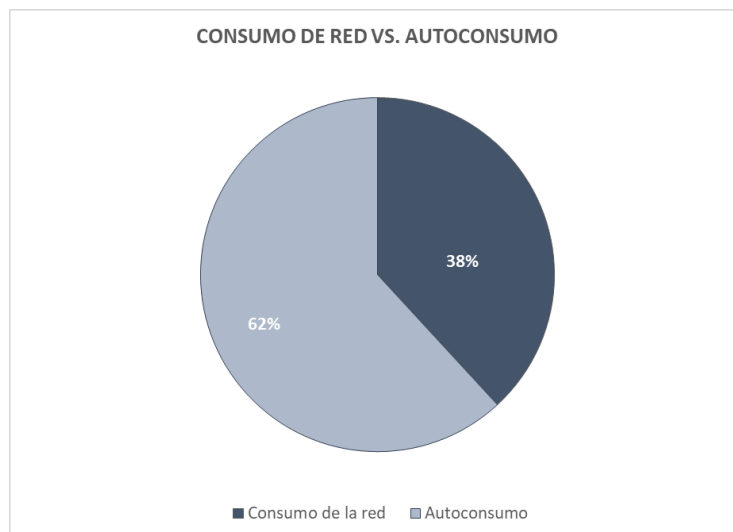


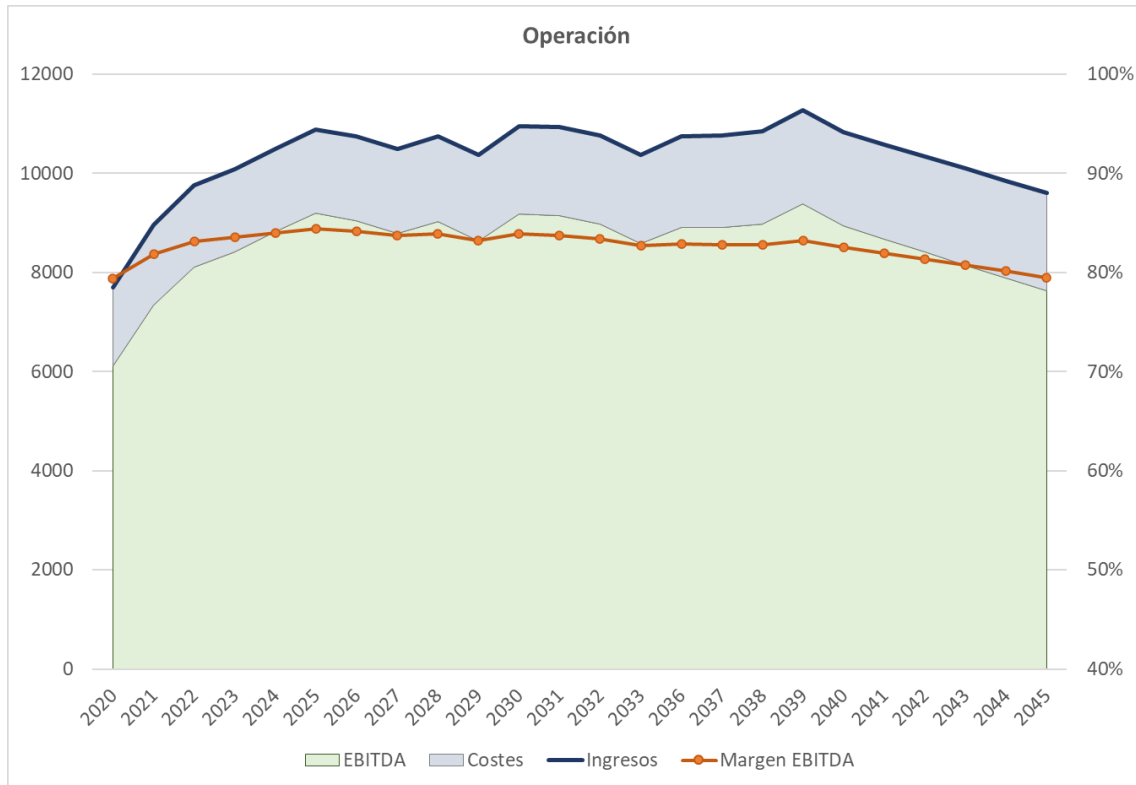
Figura 37. Consumo de red vs. Consumo de Instalación - Caso 3



Las observaciones para esta instalación son similares a las del Caso 1. Comparten ambas un perfil muy similar de consumo a excepción de que esta última tiene algo más de demanda en horas no solares. Esto hace que la potencia contratada sea un poco menor a la óptima como se verá posteriormente.

3. Operación e Inversión

Figura 38. Operación del Negocio - Caso 3

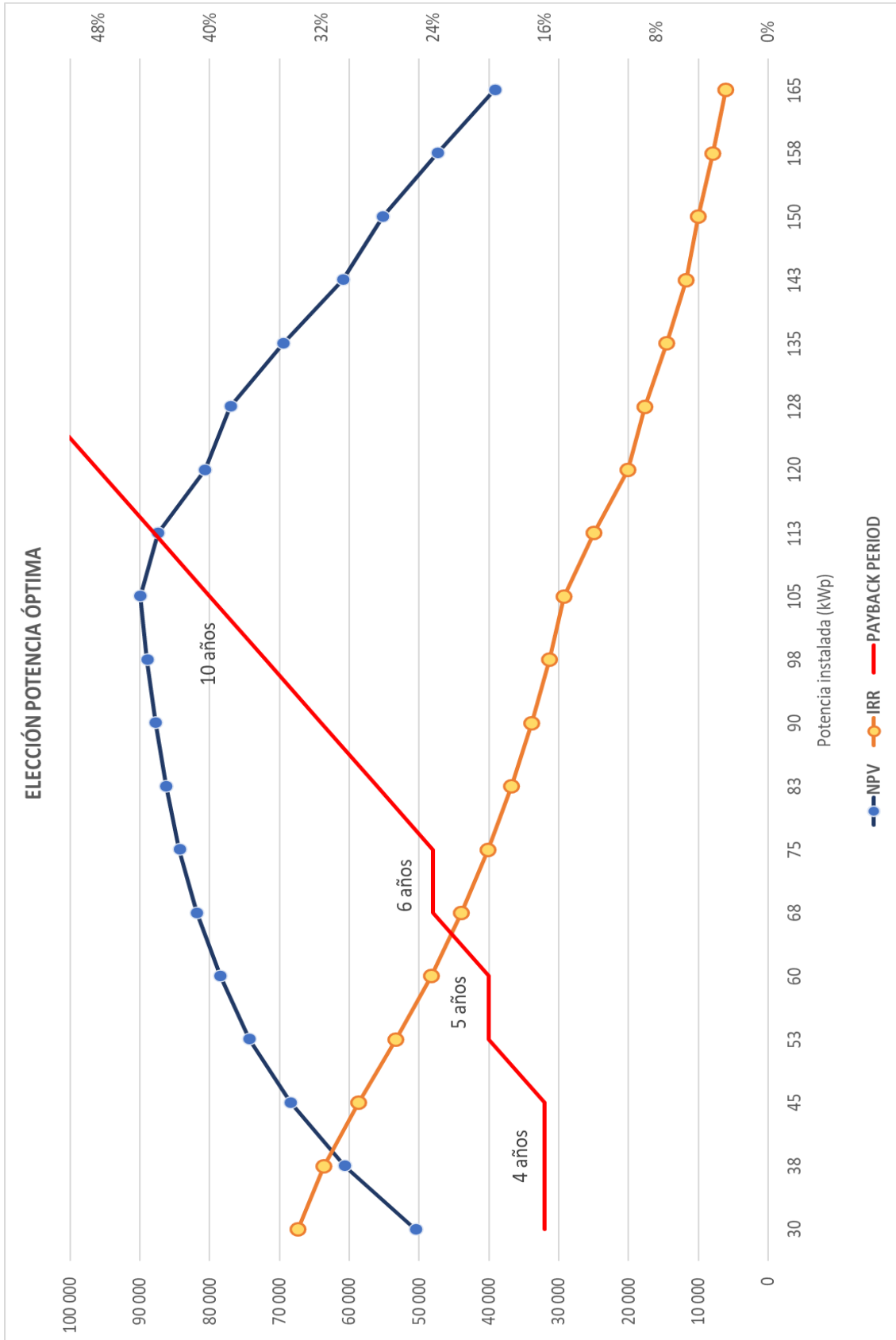


NPV Free Cash Flow	84 379.11 €	
IRR Proyecto	13%	
IRR Accionista	20%	
LCOE	41.07 €	€/MWh
Payback Period Acc.	6	Años

Operación muy similar al caso 1. La IRR aumenta por economía de escala y a priori, parece una inversión más atractiva con margen de mejora. El retorno de la inversión se efectúa en 4 años. Conviene destacar, que este dato no es del todo cierto, ya que algunos ingresos que asume el modelo no es que sean flujos positivos que entran en la persona jurídica / física, sino que son flujos negativos que dejan de estar presentes. Por lo que ni el Payback period, ni ninguno de los parámetros resultantes hacen referencia sólo a ingresos reales.

4. Optimización de la potencia instalada

Figura 39. Elección de la potencia óptima - Caso 3



Similar a las conclusiones resultantes del caso 1.

La potencia óptima se situaría entre 60 y 83 kWp, ligeramente superior a la contratada. Para ella tendríamos los siguientes parámetros:

- NPV: 78 – 86 k €
- Payback period: 5 - 6 años
- IRR: 24 - 20 %

4.4. Conclusiones

En los siguientes apartados se presentan las conclusiones obtenidas tras el análisis de los resultados del modelo. Además de soluciones para los potenciales autoconsumidores, se pueden extraer interesante información que a continuación se expone.

4.4.1. Diferencia entre modalidades de autoconsumo

Como se explicó al comienzo del presente proyecto, con el nuevo Real Decreto 244/2019 se tienen varias modalidades de autoconsumo en función del tratamiento de la energía sobrante de la instalación-consumidor.

El autoconsumo sin excedentes pierde el valor que tenía con la normativa vigente anteriormente. Si bien es cierto que el autoconsumo sin excedentes no requiere procedimientos administrativos, se puede realizar sin necesidad de contactar con la comercializadora y no requiere contador bidireccional, el “esfuerzo” económico-administrativo que diferencia a esta modalidad del conocido como “balance neto”, es realmente insignificante.

En los modelos se han realizado las simulaciones para los casos de compensación simplificada (balance neto económico) y venta de energía a mercado. Hay una gran diferencia entre estas dos modalidades que no se tiene en cuenta en los modelos y esta es la complejidad de los procesos técnicos administrativos. Además, cuando las instalaciones empiezan a tener una envergadura considerable se deben tener en cuenta además factores como las restricciones o permisos de red eléctrica. Aparte de esto, en las simulaciones se ha observado claramente cómo la modalidad de compensación simplificada tiene un límite superior de potencia instalada ya que la inversión empieza a reducir su atractivo una vez se ha llegado a compensar el 100% del consumo (en media) con los excedentes. En contraposición, la venta de energía a mercado no presenta este límite y el NPV es creciente con la potencia y la elección de la potencia a instalar dependerá de los criterios de inversión del demandante o el tercero explotador de la instalación.

Es por los motivos expuestos que el reglamento actual sólo permite la compensación simplificada para instalaciones menores de 100 kW.

En general, se esperan rentabilidades algo mayores para venta de energía principalmente por economías de escala, esto llevado de la mano mayores barreras de entrada como la inversión inicial.

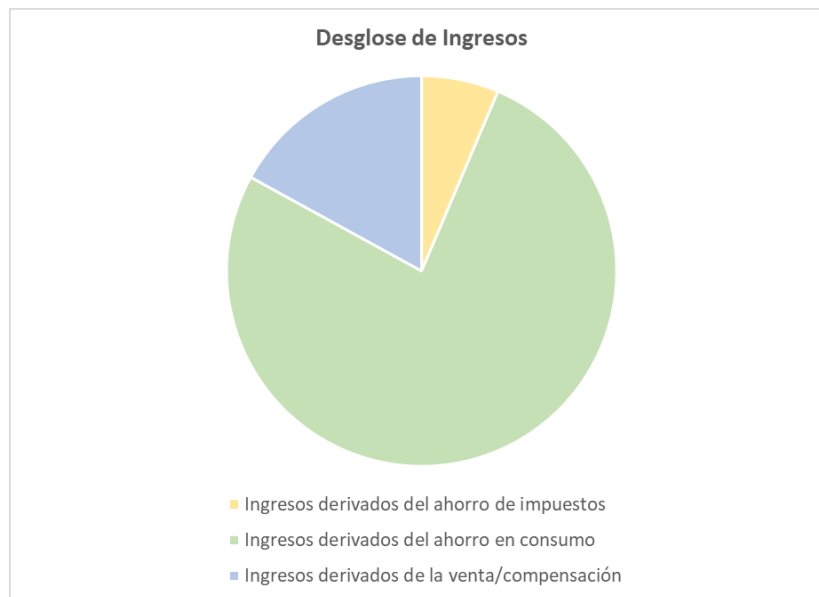
4.4.2. Importancia del perfil de consumo

Como se comentaba en la explicación del modelo financiero las fuentes de ingreso por autoconsumo son las siguientes:

1. Ahorro de impuestos
2. Compensación o venta de excedentes
3. Ahorro en consumo eléctrico

Pues bien, es esta última fuente de ingresos la que se ve más afectada por el perfil de consumo y la que más ingresos supone en los casos de estudio simulados:

Figura 40. Desglose de Ingresos del Autoconsumo



Dentro de los factores que influyen en la mejora de los ingresos, por lo tanto, de la operación del negocio, el que más afecta es el perfil de consumo del demandante. Cuanto más parecido sea el perfil de consumo al perfil de generación de la fotovoltaica, más atractivo será el proyecto. Además, desde la autoría del proyecto se recomienda (en caso de instalaciones particulares) adaptar la tarifa eléctrica al perfil de generación fotovoltaica que se tenga, de manera que se elija una tarifa con discriminación horaria con precio punta en horas diurnas y valles en nocturnas.

4.4.3. Buenos resultados de inversión

Como se ha observado en los casos de estudio, todos los proyectos son rentables incluso cuando el consumo era aproximadamente constante cada día. No sólo se aprecia una rentabilidad aceptable sino muy notable y periodos de recuperación de la inversión cercanos a 5 años.

Además, si la inversión se hace de manera moderada (potencias instaladas cercanas a la potencia contratada) no suponen grandes esfuerzos financieros. Por tener una idea relativa de la inversión total, esta supone **unas 3 veces el gasto anual en electricidad**.

4.4.4. Producto de comercializadoras

Gracias a los buenos resultados obtenidos con los modelos y simulaciones se podría plantear la opción de crear un nuevo producto por parte de las comercializadoras para sus clientes de manera que ambos se beneficiaran del autoconsumo.

En primer lugar, la comercializadora puede ampliar sus líneas de negocio incluyendo un subcontrato con pequeñas ingenierías que puedan realizar los estudios técnicos, de esta manera se tiene un nuevo P&L para la comercializadora, la compañía subcontratada

incrementa el número de clientes en cartera y los consumidores tienen la posibilidad de contratar autoconsumo provisto por su comercializadora.

Las oportunidades de negocio se pueden dar de diferentes maneras:

1. El autoconsumidor puede ser el “accionista” de la inversión y apropiarse de la instalación para obtener las ventajas de la compensación o la venta de los excedentes.
2. El autoconsumidor puede beneficiarse de la instalación de forma pasiva siendo el mero arrendador de su terreno y teniendo la comercializadora una forma de generación distribuida.
3. También se pueden llegar a acuerdos de descuentos en la factura o realizar “micro-ppas” en los que el developer/investor sería la comercializadora y el autoconsumidor tendría el papel de off-taker/investor.

5. Referencias

Los datos, imágenes o figuras se encuentran referenciadas en el documento. De manera general los documentos principales para la extracción de datos han sido:

BOE:

- RD 900/2015
- RD 244/2019

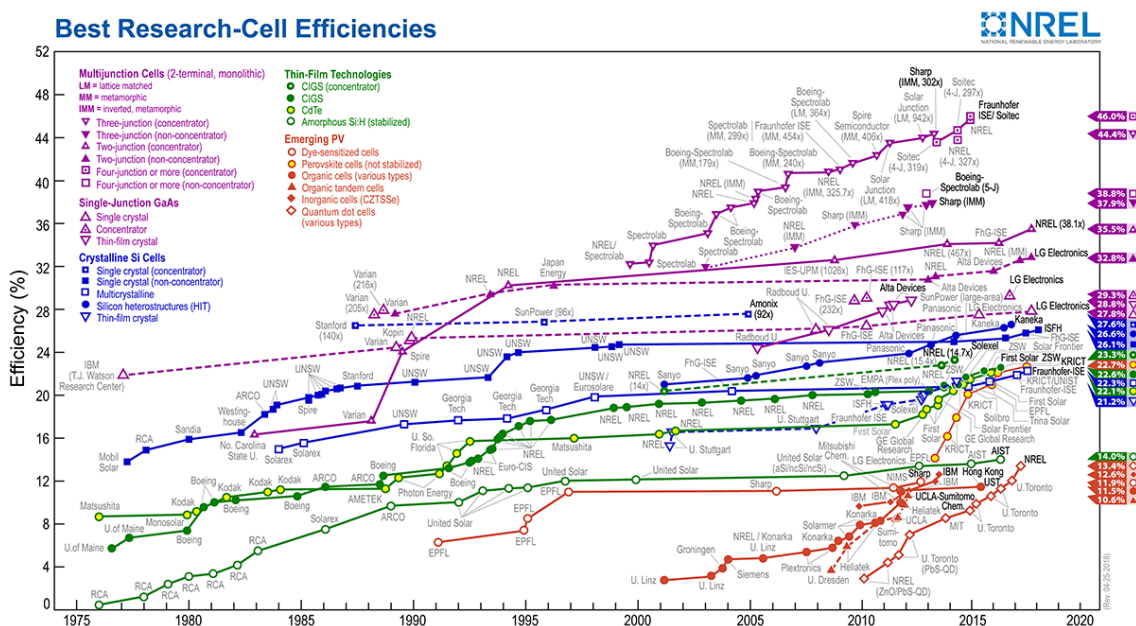
Anexo I. Contraste del proyecto con los ODS

Al ser el presente proyecto un análisis acerca del autoconsumo como producto de inversión, la cercanía con los Objetivos de Desarrollo Sostenible es fácilmente palpable. El autoconsumo no implica la utilización de energías renovables y es que, simplemente con la definición de autoconsumo: “generación cerca de los puntos de consumo” ya se están fomentando varios de los objetivos como:

1. Industria, innovación e infraestructura
2. Ciudades y comunidades sostenibles
3. Producción y consumos responsables
4. Energía asequible y no contaminante
5. Acción por el clima

El primer objetivo mencionado es crucial para la mejora en instalaciones fotovoltaicas. La investigación y la innovación en el sector han permitido que actualmente se lleguen a rendimientos del 20% en los módulos fotovoltaicos y que cada vez la tecnología sea más eficiente y rentable. Se espera además que el sector de las energías renovables (según la Agencia Internacional de Energía Renovable IRENA) se creen más de 40 millones de empleos para 2050 en todo el mundo (actualmente 58 millones de personas) lo que repercutiría en una disminución de las tasas de paro y aumento de mano de obra cualificada e industrial.

Figura 41. Rendimiento de los módulos fotovoltaicos desde 1975 (Fuente: NREL)



Las ciudades ocupan sólo el 3% de la superficie terrestre, pero representan del 60 al 80% del consumo de energía y al menos un 70% de las emisiones de carbono. Con la nueva normativa enmarcada en el RD 144/2019 se facilita la opción del autoconsumo colectivo que será clave para incluir autoconsumo fotovoltaico en comunidades o aglomeraciones de consumidores. Por supuesto, esto incluirá un decremento en los costes de infraestructura de red (energía netamente más asequible) y además una disminución de las emisiones totales del sistema eléctrico.

Como se ha podido observar en el presente proyecto, la inclusión de autoconsumo en la demanda energética hace que los consumidores ahorren un porcentaje importante de su factura mensual y además las inversiones no suponen barreras de entrada fuertes ya que se tienen retornos de la inversión muy laxos (5-7 años) y por el hecho de ser instalaciones verdes, se tienen posibilidades de financiación muy atractiva, con tipos de intereses bajos y con comisiones despreciables.