
OPTIMIZACIÓN DE POTENCIA FOTOVOLTAICA INSTALADA PARA UN SISTEMA DE AUTOCONSUMO BAJO LA REGULACIÓN DEL RD 900/2015

Máster en Energías y Combustibles para el Futuro

9 DE SEPTIEMBRE DE 2016

ENRIQUE IBORRA PERNICHI

Cada vez son más los consumidores que se plantean instalar un sistema fotovoltaico en sus hogares o empresas con el fin de autoconsumir la energía que generan y, de este modo, reducir su dependencia con la red de consumo.

Para llevar a cabo esta idea es necesario conocer que potencias pueden instalarse para autoconsumir energía sin sobredimensionar la planta fotovoltaica y rentabilizando la inversión que supone su instalación. Para ello, se realiza un estudio de viabilidad económica que permite evaluar que potencia es la óptima a instalar para que, en el periodo de vida útil de la planta fotovoltaica, se consiga un mayor ahorro en la factura periódica de la luz al producir parte de la energía consumida, teniendo en cuenta la inversión que supone instalar cada kW de potencia y los cargos y peajes que impone el Gobierno mediante el Real Decreto 900/2015 al autocosumo fotovoltaico.

INTRODUCCIÓN

A día de hoy el impacto producido por el uso de recursos energéticos convencionales de origen fósil se aprecia significativamente en los efectos del cambio climático. Además, el agotamiento de estos recursos está provocando que el precio de estos sea cada vez más caro. En España la escasez de estos recursos ha condenado al sistema energético nacional a una situación de déficit y de dependencia energética del exterior del 80%, que es un dato muy por encima de la media europea [1].

Esto hace que surja la necesidad de transformar el modelo energético actual en uno más sostenible y respetuoso con el medio ambiente en el que se potencie el ahorro y la eficiencia energética, sobre todo en el sector doméstico, y se impulse el uso de energías renovables, las cuales presentan enormes ventajas ambientales, estratégicas y socioeconómicas frente a las energías fósiles convencionales [2]. Es bien sabido que el uso de energías renovables reduce la emisión de gases y otras sustancias nocivas para el medio ambiente y que el recurso es infinito, pero esta no es la única ventaja que presentan. Como ya se ha comentado la dependencia energética de España con el exterior es del 80%, dependencia que podría reducirse enormemente con las energías renovables, ya que estas son autóctonas, lo que permite que se desarrollen tecnologías propias. Además una de las principales ventajas socioeconómicas es que crean cinco veces más puestos de trabajo, tanto en la instalación como en el mantenimiento.

El hecho de que los recursos energéticos renovables sean fuentes descentralizadas hace que un sistema de generación centralizado pueda convertirse paulatinamente en un sistema de generación distribuida, en el que la generación de energía eléctrica se dé por medio de pequeñas fuentes de energía renovable como paneles fotovoltaicos o mini-aerogeneradores en lugares lo más próximos posible a las cargas o puntos de consumo [2]. Este sistema reduciría enormemente las pérdidas en la red, al reducir los flujos de energía por la misma y relajaría la red de transporte, principalmente en horas pico de consumo.

Este cambio de modelo parece lógico y razonable pero a día de hoy existen algunos escollos que dificultan su evolución como son:

- El coste inicial de las instalaciones fotovoltaicas o eólicas es muy elevado y, a pesar de que la amortización es segura, es difícil que particulares inviertan una gran cantidad de dinero inicialmente para instalar sus plantas energéticas. La solución a esto es que gobiernos incentiven el uso de este tipo de energías y que se invierta en i+d con el fin de abaratar el coste del kW instalado.
- El Lobby energético español posee un enorme poder en España y está consiguiendo que las políticas públicas se diseñen de acuerdo a sus intereses privados, lo que hace que mantenga unos márgenes de beneficios muy elevados. Esto se ve en los continuos incrementos en la factura de la luz para pagar el llamado “déficit de tarifa”, que no solo se debe a las malas políticas energéticas de los gobiernos, sino que también se debe a la mala gestión de los recursos de las empresas y al sobredimensionamiento del sistema eléctrico español.

Actualmente el Gobierno ha establecido una serie de peajes y cargos al autoconsumo fotovoltaico, los cuales se ven reflejados en el Real Decreto 900/2015 [3], que está logrando frenar el cambio de modelo energético y desincentivar el desarrollo de las energías renovables, ya que, a parte de estos cargos, dificulta enormemente las labores burocráticas que requiere la instalación de este tipo de sistemas. Estas trabas que dificultan la evolución a un modelo más

eficiente y sostenible lleva a preguntarnos si realmente es rentable instalar paneles fotovoltaicos con el fin de autoconsumir energía eléctrica, dada la inexistencia de ayudas e incentivos por parte del gobierno y considerando los nuevos cargos y peajes establecidos en el RD 900/2015.

A la hora de llevar a cabo un proyecto de instalación de una planta fotovoltaica es necesario, y más aun teniendo en cuenta los nuevos cargos impuestos por el RD 900/2015, realizar un estudio de viabilidad económica con el que evaluar los hábitos de consumo de un particular que tenga intención de contribuir a este cambio de modelo energético, con el fin de proporcionarle información acerca de cuál es la potencia óptima a instalar en su situación, de tal forma que, en la vida útil de su sistema fotovoltaico, consiga el máximo ahorro posible.

En esto reside la motivación para realizar este escrito ya que, en este trabajo, se ha elaborado un programa en Microsoft Excel cuyo objetivo es proporcionar a un consumidor información acerca de cuál es la potencia fotovoltaica óptima a instalar en términos de ahorro económico teniendo en cuenta sus hábitos de consumo, la irradiancia del terreno donde realizar la instalación, los precios de mercado de la electricidad y los cargos y peajes impuestos por el RD 900/2015 para cada tarifa de acceso.

A continuación, se presentan los aspectos más importantes a tener en cuenta del RD 900/2015, donde se desglosan las tarifas, peajes y cargos soportados por una instalación fotovoltaica en régimen de autoconsumo. En segundo lugar, se ofrece un resumen del procedimiento e indicadores más utilizados en los análisis de viabilidad económica de proyectos. La información obtenida de ambos apartados se utiliza para desarrollar un método de análisis de viabilidad basado en el Valor Actual Neto (VAN) para determinar la potencia óptima fotovoltaica (FV) a instalar, que se modela en un programa de Excel teniendo en cuenta la variabilidad de los valores de consumo, generación y precios de compra-venta de la energía. Finalmente, se aplica la metodología al caso de las instalaciones que Yingli Green Energy Spain tiene en San Agustín del Guadalix. Los anexos ofrecen detalles sobre los cálculos estadísticos utilizados e información gráfica más detallada para los casos de aplicación.

PRINCIPALES ASPECTOS DEL RD 900/2015 SOBRE EL AUTOCONSUMO

Para realizar un estudio de viabilidad económico de un sistema fotovoltaico es necesario conocer la legislación vigente y los cargos asociados al autoconsumo de energía fotovoltaica. Para ello, en España, se hace uso del Real Decreto 900/2015, de 9 de Octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo [3].

Este Real Decreto establece la obligación de las instalaciones de autoconsumo de contribuir a la financiación de los costes y servicios del sistema en la misma cuantía que el resto de consumidores. Estas condiciones se aplican a todas las instalaciones de generación conectadas a la red, aun cuando no viertan energía al sistema, es decir, los sistemas conocidos como sistemas de inyección cero. De esta forma quedan excluidas las instalaciones aisladas, las cuales no están conectadas a la red eléctrica. Además contempla la posibilidad de establecer reducciones de peajes, cargos y costes para determinados consumidores de baja tensión con una potencia instalada inferior a 10 kW.

En el artículo 4.1 del RD 900/2015 se establecen las diferentes modalidades de autoconsumo [4]:

Modalidad de autoconsumo tipo 1:

- Existe un consumidor único en un punto de suministro con una o varias instalaciones de generación destinadas al consumo propio conectadas a la red eléctrica. Este aspecto bloquea la posibilidad de tener una instalación de autoconsumo en una comunidad de vecinos, que alimente a las viviendas. Solo permitiría alimentar los servicios comunes.
- Al existir únicamente el sujeto consumidor, la instalación generadora no requiere estar dada de alta como instalación de producción eléctrica en el RAIPRE (Registro Autonómico de Instalaciones de Producción en Régimen Especial).
- Esta modalidad de autoconsumo se restringe a consumidores con una potencia contratada de un máximo de 100 kW.
- La potencia máxima que se podrá instalar siempre será menor o igual a la potencia contratada de consumo desde la red.
- Es necesario solicitar un punto de conexión a la compañía eléctrica, incluso en el caso de que no se vierta ningún excedente a la red.
- Obligación de instalar un contador homologado que mida la energía generada y otro equipo de medida independiente que mida la energía que se importa a la red eléctrica. Opcionalmente se puede instalar otro contador que mida la energía total consumida (energía generada + energía comprada – energía vertida a la red), pero no es recomendable hacerlo.
- El excedente de generación que no se consume instantáneamente y que se vierte a la red eléctrica no percibirá ninguna contraprestación económica, es decir, no se contempla la venta de excedente a la red eléctrica.

Esta modalidad de autoconsumo está dirigida hacia pequeños consumidores de uso doméstico por su mayor facilidad de legalización y otras ventajas.

Modalidad de autoconsumo tipo 2:

- Existen tanto el sujeto consumidor como el sujeto productor, por lo que la instalación generadora estará dada de alta como instalación de producción eléctrica en el RAIPRE.

- No existe límite de potencia contratada.
- La potencia máxima que se podrá instalar siempre será menor o igual a la potencia contratada de consumo desde la red.
- Si existe más de una instalación de producción conectada a un consumidor, el titular de todas las instalaciones debe ser el mismo, pero no es necesario que el consumidor y el productor sean el mismo como ocurre en la modalidad de autoconsumo de tipo 1. Esto permite que empresas energéticas puedan ofrecer instalaciones de autoconsumo a diferentes organismos.
- Es necesario solicitar un punto de conexión a la compañía eléctrica, incluso en el caso de que no se vierta ningún excedente a la red.
- Para instalaciones de hasta 100 kW en las que el titular consumidor y productor es el mismo, será obligatorio instalar un contador bidireccional homologado que mida la energía neta generada y un contador bidireccional que mida la energía importada y exportada a la red eléctrica. Al igual que en el caso del autoconsumo de tipo 1 se permite instalar un contador que mida la energía total consumida, pero no es recomendable hacerlo.
- Para instalaciones de más de 100 kW se deberán instalar el equipo de medida bidireccional para la generación, y un equipo de medida que mida el consumo total del consumidor asociado.
- El excedente de generación que no se consume instantáneamente y que se vierte a la red eléctrica podrá venderse en el mercado de generación de electricidad al precio que cotice el mercado en cada hora restando el impuesto de generación para productores eléctricos y que es del 7%.

En cuanto a la posibilidad de instalar un sistema de acumulación con baterías, el RD 900/2015 permite su uso siempre que se instalen las protecciones reglamentarias en el circuito de generación, compartiendo contador de generación neta y siempre que en el circuito de producción no exista ninguna carga de consumo además de los acumuladores [3].

En cuanto al régimen económico a aplicar se establecen una serie de cargos asociados que difieren según el territorio sea peninsular o no y que se clasifican en: cargos variables por energía autoconsumida, cargos fijos por potencia instalada e impuesto de generación [3].

Tarifas de acceso

Antes de explicar cada uno de estos cargos es necesario conocer cómo se clasifican los distintos consumidores. Esto se hace mediante la tarifa de acceso, que es la tarifa de suministro contratada, que depende de la potencia contratada y su forma de consumo [5]. La tarifa de acceso es la parte del precio de la electricidad que cubre los costes regulados establecidos por la administración. Dichos costes han de pagar el coste de las redes de transporte y distribución, los subsidios a los generadores con remuneración específica, las anualidades del déficit eléctrico, la compensación extrapeninsular y otros costes de menor entidad.

Esta tarifa puede ser fija o con discriminación horaria. Esta última es una tarifa en la que el precio de la electricidad y los cargos fijos y variables por potencia y energía autoconsumida varía en función de la hora en la que se realice el consumo. El objetivo de este tipo de tarifa es evitar picos de demanda eléctrica favoreciendo el consumo en las horas en las que la demanda de electricidad es menor, cuando la producción y distribución de electricidad es más barata. Esta discriminación horaria se lleva a cabo mediante periodos tarifarios que dependen de la tarifa de acceso contratada. De esta forma existen tarifas con 1, 2, 3 o 6 periodos distintos.

A día de hoy existen 13 tarifas de acceso con sus límites de potencia y sus periodos tarifarios correspondientes.


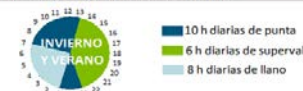

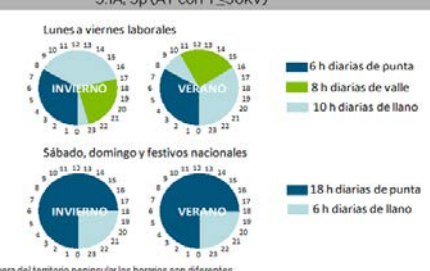
Tarifas de acceso: límite de potencia		Nº P	Periodos Tarifarios
Baja Tensión	2.0 A ($P_c < 10$ kW)	1	2.0DHA y 2.1DHA, 2p (BT con $P_c \leq 15$ kW) 
	2.0 DHA ($P_c < 10$ kW)	2	
	2.0 DHS ($P_c < 10$ kW)	3	
	2.1 A ($10\text{kW} < P_c < 15$ kW)	1	2.0DHS y 2.1DHS, 3p supervalle (BT con $P_c \leq 15$ kW) 
	2.1 DHA ($10\text{kW} < P_c < 15$ kW)	2	
	2.1 DHS ($10\text{kW} < P_c < 15$ kW)	3	
	3.0 A ($15\text{kW} < P_c < 100$ kW)	3	3.0A, 3p (BT con $P_c > 15$ kW) (**) 
Alta Tensión	3.1 A ($100\text{kW} < P_c < 450$ kW)	3	3.1A, 3p (AT con $T \leq 36\text{kV}$) 
	6.1 A ($P_c > 450$ kW)	6	
	6.1 B ($P_c > 450$ kW)	6	
	6.2 ($P_c > 450$ kW)	6	
	6.3 ($P_c > 450$ kW)	6	
	6.4 ($P_c > 450$ kW)	6	

Tabla 1: Tarifas de acceso, límites de potencia [5] (elaboración propia) y periodos tarifarios para tarifas 2 y 3 [6].

En el caso de las tarifas de alta tensión con 6 periodos tarifarios (6.1A, 6.1B, 6.2, 6.3, 6.4) la distribución es más compleja:

Horas	0-8	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Enero	P6	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2
Febrero	P6	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2
Marzo	P6	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P4	P4
Abril	P6	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5
Mayo	P6	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5
1-15 Junio	P6	P4	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4
16-30 Junio	P6	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P2
Julio	P6	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P2
Agosto	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
Septiembre	P6	P4	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4
Octubre	P6	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5
Noviembre	P6	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P4	P4
Diciembre	P6	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2

Tabla 2: Periodos tarifarios para las tarifas 6 [5] (elaboración propia).

Cargos, peajes e impuestos en la factura de la luz para autoconsumidores

Una vez entendido como funcionan las tarifas de acceso, ya podemos explicar los distintos cargos que aparecen en nuestra factura eléctrica una vez tenemos instalado nuestro sistema fotovoltaico.

- **Cargos fijos por potencia contratada [7]:** coste fijo por disponer del servicio de suministro eléctrico independientemente del consumo de energía eléctrica.

Peaje por Potencia Contratada (€/kW y año)						
Tarifa de acceso	P1	P2	P3	P4	P5	P6
2.0 A	38,043426 €					
2.0 DHA	38,043426 €					
2.0 DHS	38,043426 €					
2.1 A	44,444710 €					
2.1 DHA	44,444710 €					
2.1 DHS	44,444710 €					
3.0 A	40,728885 €	24,437330 €	16,291555 €			
3.1 A	59,173468 €	36,490689 €	8,367731 €			
6.1 A	39,139427 €	19,586654 €	14,334178 €	14,334178 €	14,334178 €	6,540177 €
6.1 B	31,020989 €	15,523919 €	11,360932 €	11,360932 €	11,360932 €	5,183592 €
6.2	22,158348 €	11,087630 €	8,115134 €	8,115134 €	8,115134 €	3,702649 €
6.3	18,916198 €	9,466286 €	6,927750 €	6,927750 €	6,927750 €	3,160887 €
6.4	13,706285 €	6,859077 €	5,019707 €	5,019707 €	5,019707 €	2,290315 €

Tabla 3: Peaje por potencia contratada según la tarifa de acceso [7] (elaboración propia)

- **Término de energía [7]:** compuesto por el término de energía de peaje de acceso, que es un término fijo, y por el coste de producción de la energía eléctrica en cada periodo, que es un término variable compuesto por el precio horario del mercado de electricidad, de los servicios de ajuste del sistema así como de otros costes asociados al suministro. El coste de producción se publica en la página web del operador del sistema Red Eléctrica de España S.A.

Término de Energía de Peaje de Acceso (Cargo Fijo)						
Tarifa de acceso	P1	P2	P3	P4	P5	P6
2.0 A	0,044027 €					
2.0 DHA	0,062012 €	0,002215 €				
2.0 DHS	0,062012 €	0,002879 €	0,000886 €			
2.1 A	0,057360 €					
2.1 DHA	0,074568 €	0,013192 €				
2.1 DHS	0,074568 €	0,017809 €	0,006596 €			
3.0 A	0,018762 €	0,012575 €	0,004670 €			
3.1 A	0,014335 €	0,012754 €	0,007805 €			
6.1 A	0,026674 €	0,019921 €	0,010615 €	0,005283 €	0,003411 €	0,002137 €
6.1 B	0,021822 €	0,016297 €	0,008685 €	0,004322 €	0,002791 €	0,001746 €
6.2	0,015587 €	0,011641 €	0,006204 €	0,003087 €	0,001993 €	0,001247 €
6.3	0,015048 €	0,011237 €	0,005987 €	0,002979 €	0,001924 €	0,001206 €
6.4	0,008465 €	0,007022 €	0,004025 €	0,002285 €	0,001475 €	0,001018 €

Tabla 4: Peaje de acceso para cada tarifa [7] (elaboración propia)

- **Alquiler de contadores [7]:** el nuevo modelo de tarifas de acceso con discriminación horaria requiere el uso de contadores y medidores inteligentes, los cuales son suministrados por el comercial eléctrico y pagados por los consumidores mediante un alquiler mensual establecido por el Ministerio de Industria, energía y Turismo.

ALQUILER DE CONTADORES	
Tipo de contador	€/mes
Monofásico sin discriminación horaria y sin posibilidad de telegestión para consumidores domésticos	0,54 €
Trifásico o doble monofásicos sin discriminación horaria y sin posibilidad de telegestión	1,53 €
Monofásico con discriminación horaria y sin posibilidad de telegestión para consumidores domésticos	1,11 €
Trifásico o doble monofásicos con discriminación horaria y sin posibilidad de telegestión (doble tarifa)	2,22 €
Trifásico o doble monofásicos con discriminación horaria y sin posibilidad de telegestión (triple tarifa)	2,79 €
Monofásico con discriminación horaria y con posibilidad de telegestión para consumidores domésticos	0,81 €
Trifásico o doble monofásicos con discriminación horaria y con posibilidad de telegestión	1,36 €

Tabla 5: Alquiler de contadores [7] (elaboración propia)

- **Impuesto sobre la Electricidad** [8]: impuesto especial cuyo tipo impositivo viene determinado por ley. Actualmente este impuesto es del 5,1127 % y se aplica sobre el término de potencia y el de energía.
- **Peaje de generación** [9]: peaje de 0,0005 €/kWh generado por nuestro sistema fotovoltaico ya sea autoconsumido o vertido a la red.
- **Cargo variable por Energía Autoconsumida** [3][4]: se define, en función de la tarifa de suministro contratada, un cargo variable por periodo tarifario, que afecta a los kWh de energía autoconsumida. Es importante remarcar que las instalaciones de tipo 1 de hasta 10 kW contratados están exentos transitoriamente de este cargo variable.

Cargo transitorio por energía autoconsumida (€/kWh)						
Tarifa de acceso	P1	P2	P3	P4	P5	P6
2.0 A	0,049033 €					
2.0 DHA	0,063141 €	0,008907 €				
2.0 DHS	0,063913 €	0,009405 €	0,008767 €			
2.1 A	0,060728 €					
2.1 DHA	0,074079 €	0,018282 €				
2.1 DHS	0,074851 €	0,021301 €	0,014025 €			
3.0 A	0,029399 €	0,019334 €	0,011155 €			
3.1 A	0,022656 €	0,015100 €	0,014197 €			
6.1 A	0,018849 €	0,016196 €	0,011534 €	0,012518 €	0,013267 €	0,008879 €
6.1 B	0,018849 €	0,013890 €	0,010981 €	0,011905 €	0,012871 €	0,008627 €
6.2	0,020138 €	0,016194 €	0,011691 €	0,011696 €	0,011996 €	0,008395 €
6.3	0,022498 €	0,017414 €	0,012319 €	0,011824 €	0,011953 €	0,008426 €
6.4	0,018849 €	0,013138 €	0,010981 €	0,011104 €	0,011537 €	0,008252 €

Tabla 6: Cargo transitorio por energía autoconsumida [3] (elaboración propia)

- **Cargo fijo por potencia instalada** [3][4]: para todas las modalidades de autoconsumo, la aplicación de dichos cargos fijos se realizará sobre la diferencia entre la potencia de aplicación de cargos fijos (potencia requerida por la instalación del consumidor en un periodo tarifario) y la potencia a facturar a efectos de aplicación de los peajes de acceso, que no es más que la potencia contratada. De esta forma:

$$\text{Cargos Fijos} = \text{Pot. Aplicación de Cargos} - \text{Pot. Contratada}$$

Este es uno de los puntos que más controversia ha causado, debido a la mala redacción del Real Decreto. Esto implica que las instalaciones de tipo 2 con potencia contratada >100 kW tendrán un cargo fijo de cero, al igual que para sistemas de tipo 1 o tipo 2 con potencia de generación <100 kW y sin sistema de acumulación. Las únicas instalaciones que tendrán un cargo fijo distinto de cero serán aquellas de cualquier tipo de modalidad de autoconsumo con sistema de acumulación; en ese caso el cargo fijo aplicado corresponderá a la potencia máxima de generación.

Peaje por Potencia Instalada (€/kW y año)						
Tarifa de acceso	P1	P2	P3	P4	P5	P6
2.0 A	8,989169 €					
2.0 DHA	8,989169 €					
2.0 DHS	8,989169 €					
2.1 A	15,390453 €					
2.1 DHA	15,390453 €					
2.1 DHS	15,390453 €					
3.0 A	32,174358 €	6,403250 €	14,266872 €			
3.1 A	36,608828 €	7,559262 €	5,081433 €			
6.1 A	22,648982 €	8,176720 €	9,919358 €	11,994595 €	14,279706 €	4,929022 €
6.1 B	16,747077 €	5,223211 €	7,757881 €	9,833118 €	12,118229 €	3,942819 €
6.2	9,451587 €	1,683097 €	4,477931 €	6,402663 €	8,074908 €	2,477812 €
6.3	9,551883 €	2,731715 €	3,994851 €	5,520499 €	6,894902 €	1,946805 €
6.4	3,123313 €		1,811664 €	3,511473 €	4,991205 €	1,007911 €

Tabla 7: Peaje por potencia instalada [3] (elaboración propia)

- **Impuesto sobre el excedente vertido a la red [9]:** este impuesto es del 7% y se aplica a los autoconsumidores de tipo 2 que vierten su excedente a la red recibiendo una contraprestación económica por ello.
- **IVA [8]:** este impuesto es, actualmente, del 21 % y se aplica a la factura final.

ANÁLISIS DE VIABILIDAD ECONÓMICA DE UN PROYECTO DE AUTOCONSUMO

Una vez conocidos todos los cargos, peajes, impuestos y demás conceptos económicos que afectan a la factura de la luz, ya podemos realizar un estudio de viabilidad económica sobre nuestro sistema fotovoltaico. El objetivo es optimizar la potencia a instalar teniendo en cuenta el coste de la instalación fotovoltaica y el ahorro que supone en la factura de la luz autoconsumir la energía generada. De esta forma para realizar el análisis de viabilidad económica de la instalación de un sistema fotovoltaico, es necesario comparar las siguientes dos situaciones:

- Consumo normal de la red (sin sistema fotovoltaico): la inversión inicial (I_c) en este caso será cero, mientras que la factura periódica será F_{cn} ,

$$F_{cn} = \left[\sum_{P_i=P_1}^{P_l} \epsilon_{Pin} \cdot P_i + \sum_{i=1}^{H_n} C_{ni} \cdot \epsilon_{rni} \cdot (1 + t_{rni}) \right] \cdot (1 + IVA)$$

donde el primer término hace referencia a la potencia contratada en cada periodo tarifario, que se calcula multiplicando la potencia contratada en cada periodo (P_i) por el coste de esta por kW contratado ϵ_{Pin} (€/kW) y el segundo término hace referencia al coste de los kWh consumidos en el periodo n. El precio de la luz se da cada hora por lo que para calcular este término tendremos que realizar un sumatorio desde la hora 1 del periodo hasta la hora final H_n sobre el producto del consumo realizado en esa hora (C_{ni}) por el precio del kWh en esa hora (ϵ_{rni}) teniendo en cuenta el impuesto de electricidad (t_{rni}).

- Consumo con generación del sistema fotovoltaico para autoconsumo y con una posible venta del excedente no autoconsumido y vertido a la red: la inversión inicial (I_{ac}) será el coste de la instalación del sistema fotovoltaico, el cual depende de la potencia a instalar, de esta forma

$$I_{ac} = \epsilon_{FV} \cdot P$$

donde ϵ_{FV} es el coste del kWp instalado (€/kWp) y P es la potencia a instalar en kW, mientras que la factura periódica será F_{acn} ,

$$F_{acn} = \left[\epsilon_{O\&Mn} \cdot P + \epsilon_{Cn} + \sum_{P_i=P_1}^{P_l} \epsilon_{Pin} \cdot P_i + \text{Cargos fijos de Pot. Inst.} + \sum_{\substack{i=1 \\ C_{ni} \leq E_{ni} \cdot P}}^{H_n} (C_{ni} - E_{ni} \cdot P) \cdot \epsilon_{rni} \cdot (1 + t_{rni}) + \left(\sum_{\substack{i=1 \\ C_{ni} \geq E_{ni} \cdot P}}^{H_n} E_{ni} \cdot P \cdot \epsilon_{acni} + \sum_{\substack{i=1 \\ C_{ni} < E_{ni} \cdot P}}^{H_n} C_{ni} \cdot P \cdot \epsilon_{acni} \right) - \sum_{\substack{i=1 \\ C_{ni} < E_{ni} \cdot P}}^{H_n} (E_{ni} \cdot P - C_{ni}) \cdot \epsilon_{vni} \cdot (1 - t_{vni}) \cdot \delta(\text{Venta}) + \sum_{i=1}^{H_n} E_{ni} \cdot P \cdot \epsilon_{gni} \right] \cdot (1 + IVA)$$

Como se puede observar la factura consta de ocho términos todos ellos multiplicados por el IVA:

- El primero corresponde a los gastos periódicos de operación y mantenimiento de la planta fotovoltaica.
- El segundo corresponde al alquiler de contadores y equipos de medida.
- El tercero corresponde al término de potencia contratada.
- El cuarto corresponde al término de potencia instalada. A este término no se le ha dado una expresión matemática debido a su complejidad y a que, como

hemos visto, solo se aplica a instalaciones fotovoltaicas con sistemas de acumulación, los cuales no se han considerado en este trabajo.

- El quinto corresponde a la energía consumida de la red, teniendo en cuenta los cargos fijos, variables y los impuestos (t_{rni}).
- El sexto corresponde al cargo por energía autoconsumida. Consta de dos sumatorios ya que hay que diferenciar cuando el consumo es superior a la generación, de tal forma que se autoconsume lo que se genera, y cuando el consumo es inferior a la generación, caso en el que solamente se autoconsume lo consumido, y no el exceso de producción.
- El séptimo corresponde a la venta de excedente cuando el consumo es inferior a la generación. Se ha añadido una delta de venta para hacer ver que la venta de excedente no es posible en todos los casos de autoconsumo.
- El octavo corresponde al peaje por energía generada, ya sea autoconsumida, vertida a la red o vendida a esta.

Con el fin de comparar ambas situaciones y ver que potencia debemos instalar en nuestro sistema para que el ahorro periódico en nuestra factura de la luz, que no es más que la diferencia entre las facturas periódicas entre ambas situaciones ($\Delta F_n = F_{acn} - F_{cn}$), sea máximo se hace uso del **Valor Actual Neto (VAN)**, que es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión [10]. En nuestro caso los flujos de caja futuros corresponderán al ahorro periódico en la factura de la luz y la inversión será el coste de la instalación fotovoltaica, por lo que el VAN será:

$$\begin{aligned} VAN(P) &= -I_{ac} + I_c + \sum_{n=1}^N \frac{(F_{cn} - F_{acn}) \cdot (1+i)^{[(n-1)/12]}}{(1+r)^n} \\ &= -\epsilon_{FV} \cdot P + \sum_{n=1}^N \frac{\Delta F_n \cdot (1+i)^{[(n-1)/12]}}{(1+r)^n} \end{aligned}$$

donde N es el número de periodos de vida del proyecto, que en este caso se dará en meses, r es la tasa de descuento, que es una medida financiera que se aplica para determinar el valor actual de un pago futuro [11] e i es la inflación, que es el aumento generalizado y sostenido de los precios de los bienes y servicios existentes en el mercado durante un periodo de tiempo, en este caso de un mes [12]. $[(n-1)/12]$ significa la parte entera, para aplicar la inflación anual.

Si el $VAN > 0$, la instalación fotovoltaica producirá un ahorro en la factura periódica de la luz que compensará la inversión realizada sobre dicha instalación en un tiempo inferior al del periodo de vida de la instalación (N). En cambio si el $VAN < 0$, la inversión realizada en el sistema fotovoltaico no será rentable y si es igual a cero entonces la inversión no producirá ni ganancias ni pérdidas.

Cuando el $VAN = 0$, la tasa de descuento, r, pasa a llamarse **TIR (Tasa Interna de Retorno)** [13]. La TIR puede utilizarse como indicador de la rentabilidad de un proyecto; a mayor TIR, mayor rentabilidad, la cual se compara con una tasa mínima o tasa de corte a partir de la cual el proyecto es rentable económicamente.

$$VAN(TIR) = 0 = -\epsilon_{FV} \cdot P + \sum_{n=1}^N \frac{\Delta F_n \cdot (1+i)^{[(n-1)/12]}}{(1+TIR)^n}$$

Otro indicador económico que nos proporciona información sobre la rentabilidad de un proyecto es el **índice de rentabilidad (I_R)** [14], que es un método de valoración de inversiones que mide el valor actualizado de los cobros generados, por cada unidad monetaria invertida en el proyecto de inversión y que se calcula dividiendo el valor actualizado de los flujos de caja de la inversión, es decir, el ahorro periódico, por el desembolso inicial.

$$I_R(P) = \frac{VAN(P) + I_{ac}}{I_{ac}} = \frac{\sum_{n=1}^N \frac{\Delta F_n \cdot (1+i)^{[(n-1)/12]}}{(1+r)^n}}{\epsilon_{FV} \cdot P}$$

De esta forma los proyectos que se deberán llevar a cabo serán aquellos en los que el índice de rentabilidad tenga un valor superior a la unidad y la rentabilidad será mayor cuanto mayor sea I_R .

Otro factor económico que se debe estudiar es el **plazo de recuperación de la inversión (N_R)** [15], que es el tiempo que se tarda en recuperar lo invertido en la instalación fotovoltaica, por lo que, una vez superado el plazo de recuperación, los flujos de caja derivados del ahorro periódico en la factura de la luz causaran beneficio siempre y cuando N_R sea menor que el periodo de vida útil de la instalación fotovoltaica (N). Para calcularlo hacemos uso de la fórmula del VAN, teniendo en cuenta que este es cero para un número de periodos $N=N_R$:

$$VAN(N_R) = 0 = -\epsilon_{FV} \cdot P + \sum_{n=1}^{N_R} \frac{\Delta F_n \cdot (1+i)^{[(n-1)/12]}}{(1+r)^n}$$

Si lo comparamos con el VAN de nuestro proyecto y realizamos promedios temporales sobre el sumatorio:

$$\begin{aligned} \overline{\Delta F(N)} &= \frac{1}{N} \cdot \sum_{n=1}^N \frac{\Delta F_n \cdot (1+i)^{[(n-1)/12]}}{(1+r)^n} = \frac{1}{N} \cdot (VAN(N) + \epsilon_{FV} \cdot P) \\ \overline{\Delta F(N_R)} &= \frac{1}{N_R} \cdot \sum_{n=1}^{N_R} \frac{\Delta F_n \cdot (1+i)^n}{(1+r)^n} = \frac{1}{N_R} \cdot (VAN(N_R) + \epsilon_{FV} \cdot P) = \frac{1}{N_R} \cdot \epsilon_{FV} \cdot P \\ N_R &= \frac{\overline{\Delta F(N)}}{\overline{\Delta F(N_R)}} \cdot \frac{N \cdot \epsilon_{FV} \cdot P}{VAN(N) + \epsilon_{FV} \cdot P} = \frac{\overline{\Delta F(N)}}{\overline{\Delta F(N_R)}} \cdot \frac{N}{I_R} \end{aligned}$$

Si consideramos una tasa de descuento de cero ($r=0$) y suponemos que las facturas anuales son periódicas (sin inflación $i = 0$) se obtiene una expresión aproximada para el plazo de recuperación:

$$N_{R(r=0)} = \frac{N}{I_R}$$

ANÁLISIS DE UN PROYECTO DE AUTOCONSUMO CON VARIACIONES ALEATORIAS DE GENERACIÓN, CONSUMO Y PRECIOS DE COMPRA-VENTA DE ENERGÍA

Una vez conocidas las herramientas económicas que nos permiten realizar un estudio de viabilidad económica sobre una instalación fotovoltaica y los distintos cargos y peajes impuestos por el Real Decreto 900/2015 ya podemos pasar a explicar el programa realizado para este proyecto que nos proporcionará información de cuál es la potencia óptima a instalar para un sistema de autoconsumo bajo la regulación del RD 900/2015.

Este programa tiene como objetivo analizar datos de consumo, de irradiancia y precios de mercado de la electricidad con el fin de proporcionar al consumidor información acerca de cuál sería el sistema fotovoltaico a instalar en su propiedad para autoconsumir y, en ocasiones, vender energía, que le saldría más rentable económicamente en el periodo de vida de la instalación. Como veremos más adelante el objetivo no es autoconsumir la máxima cantidad de energía, sino evaluar el mercado eléctrico y conseguir un ahorro periódico en nuestra factura de la luz que supere a la inversión realizada al instalar un sistema fotovoltaico.

Para comenzar nuestro estudio, lo primero que haremos será escribir la expresión del VAN(P), en función de la inversión inicial y del ahorro en la factura:

El ahorro en la factura no es más que la diferencia entre las facturas de las dos situaciones a considerar, la del sistema fotovoltaico instalado y la de la situación sin él.

$$\Delta F_n = F_{cn} - F_{acn}$$

Si reescribimos la expresión de la factura con autoconsumo convenientemente, llegamos a la siguiente expresión:

$$F_{acn} = \left[\epsilon_{O\&Mn} \cdot P + \epsilon_{cn} + \sum_{P_i=P_1}^{P_I} \epsilon_{Pin} \cdot P_i + \text{Carga fijo de Pot. Inst.} + \sum_{i=1}^{H_n} C_{ni} \cdot \epsilon_{rni} \cdot (1 + t_{rni}) + \sum_{i=1}^{H_n} E_{ni} \cdot P \cdot [\epsilon_{rni} \cdot (1 + t_{rni}) - \epsilon_{acni} - \epsilon_{gni}] + \sum_{\substack{i=1 \\ C_{ni} < E_{ni} \cdot P}}^{H_n} (E_{ni} \cdot P - C_{ni}) \cdot [\epsilon_{rni} \cdot (1 + t_{rni}) - \epsilon_{acni} - \epsilon_{gni} - (\epsilon_{vni} \cdot (1 - t_{vni}) - \epsilon_{gni}) \cdot \delta(\text{Venta})] \right] \cdot (1 + IVA)$$

De tal forma que el ahorro periódico resulta

$$\Delta F_n = F_{cn} - F_{acn} = -(\epsilon_{O\&Mn} \cdot P + \epsilon_{cn}) + \sum_{i=1}^{H_n} E_{ni} \cdot P \cdot [\epsilon_{rni} \cdot (1 + t_{rni}) - \epsilon_{acni} - \epsilon_{gni}] - \sum_{\substack{i=1 \\ C_{ni} < E_{ni} \cdot P}}^{H_n} (E_{ni} \cdot P - C_{ni}) \cdot [(\epsilon_{rni} \cdot (1 + t_{rni}) - \epsilon_{acni} - \epsilon_{gni}) - (\epsilon_{vni} \cdot (1 - t_{vni}) - \epsilon_{gni}) \cdot \delta(\text{Venta})]$$

Nótese que, como se mencionó anteriormente, el cargo por potencia instalada tiene valor cero. Una vez conocida la expresión para el ahorro en la factura periódica, podemos reescribir la fórmula del VAN

$$VAN(P) = -\epsilon_{FV} \cdot P + \sum_{n=1}^N \frac{\Delta F_n \cdot (1+i)^{[(n-1)/12]}}{(1+r)^n} = -\epsilon_{FV} \cdot P - \sum_{n=1}^N (\tilde{\epsilon}_{O\&Mn} \cdot P + \tilde{\epsilon}_{cn}) + \sum_{n=1}^N \left[\sum_{i=1}^{H_n} E_{ni} \cdot P \cdot \tilde{\epsilon}_{Rni} - \sum_{\substack{i=1 \\ C_{ni} < E_{ni} \cdot P}}^{H_n} (E_{ni} \cdot P - C_{ni}) \cdot (\tilde{\epsilon}_{Rni} - \tilde{\epsilon}_{Vni}) \right]$$

Donde se han reagrupado los valores de los peajes y cargos y se ha considerado su valor actualizado de la forma:

$$\begin{aligned}\tilde{\epsilon}_{O\&Mn} &= \frac{\epsilon_{O\&Mn} \cdot (1+i)^{[(n-1)/12]}}{(1+r)^n} \\ \tilde{\epsilon}_{Cn} &= \frac{\epsilon_{Cn} \cdot (1+i)^{[(n-1)/12]}}{(1+r)^n} \\ \tilde{\epsilon}_{Rni} &= \frac{(\epsilon_{rni} \cdot (1+t_{rni}) - \epsilon_{acni} - \epsilon_{gni}) \cdot (1+i)^{[(n-1)/12]}}{(1+r)^n} \\ \tilde{\epsilon}_{Vni} &= \frac{(\epsilon_{vni} \cdot (1-t_{vni}) - \epsilon_{gni}) \cdot \delta(Venta) \cdot (1+i)^{[(n-1)/12]}}{(1+r)^n}\end{aligned}$$

En el análisis del sistema de autoconsumo, los valores de consumo y generación, así como los precios de compra y venta de electricidad varían de forma aleatoria según una distribución gaussiana en torno a valores medios horarios para cada mes, considerando que un mes es lo suficientemente homogéneo para estimar los valores promedio y dispersiones de las variables aleatorias ($\bar{x}_{ni}, \sigma_{xni}$).

$$\text{Consumo: } C_{ni} \rightarrow \bar{C}_{ni}, \sigma_{Cni}$$

$$\text{Generación: } E_{ni} \rightarrow \bar{E}_{ni}, \sigma_{E_{ni}}$$

$$\text{Precio de compra: } \epsilon_{rni} \rightarrow \bar{\epsilon}_{rni}, \sigma_{\epsilon_{rni}}$$

$$\text{Precio de venta: } \epsilon_{vni} \rightarrow \bar{\epsilon}_{vni}, \sigma_{\epsilon_{vni}}$$

De esta forma en lugar de trabajar con datos horarios para cada día, se hace con valores promedio y desviación de datos horarios para cada mes, lo que reduce enormemente la cantidad de datos a emplear en el programa. Además se han tomado datos de un solo año, al considerar que estos no varían en exceso a lo largo del periodo de vida del sistema fotovoltaico.

Las variaciones en los precios son aleatorias alrededor de valores promedio para cada hora según las fluctuaciones del mercado, la generación sigue las variaciones meteorológicas y el consumo depende de la variación de los hábitos por lo que consideramos que todas estas variables siguen una distribución normal, por lo que los resultados calculados a partir de estas, también seguirán este tipo de distribución, la cual se caracteriza por el valor medio y por la varianza, que nos da información sobre la dispersión de los resultados en torno al valor medio.

De esta forma trabajaremos con datos probabilísticos con los que podremos calcular el valor medio y la desviación estándar del Valor Actual Neto, que nos permitirá realizar el estudio de viabilidad económico de sistemas fotovoltaicos.

$$VAN(P) \rightarrow \langle VAN(P) \rangle, \sigma(VAN)$$

Mediante técnicas de análisis probabilístico [16][17] las expresiones para $\langle VAN(P) \rangle$ y $\sigma^2(VAN)$ resultan (ver Anexo 1 para su cálculo detallado):

$$\begin{aligned} \langle VAN(P) \rangle &= -\epsilon_{FV} \cdot P - \sum_{n=1}^N (\tilde{\epsilon}_{O\&Mn} \cdot P + \tilde{\epsilon}_{Cn}) + \sum_{n=1}^N \left[\sum_{i=1}^{H_n} \bar{E}_{ni} \cdot P \cdot \tilde{\epsilon}_{Rni} - \right. \\ &\quad \left. \sum_{i=1}^{H_n} \left[\frac{\bar{D}_{ni}}{2} \cdot \operatorname{erfc} \left(\frac{-\bar{D}_{ni}}{\sqrt{2} \cdot \sigma_{Dni}} \right) + (\sqrt{2} \cdot \sigma_{Dni}) \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{\exp \left(-\bar{D}_{ni}^2 / 2 \cdot \sigma_{Dni}^2 \right)}{\sqrt{\pi}} \right] \cdot (\tilde{\epsilon}_{Rni} - \tilde{\epsilon}_{Vni}) \right] \\ \sigma^2(VAN) &= \sum_{n=1}^N \sum_{i=1}^{H_n} \left\{ \sigma_{Eni}^2 \cdot P^2 \cdot (\sigma_{\epsilon Rni}^2 + \tilde{\epsilon}_{Rni}^2) + \bar{E}_{ni}^2 \cdot P^2 \cdot \sigma_{\epsilon Rni}^2 - 2 \cdot \left[\frac{\bar{D}_{ni}}{2} \cdot \operatorname{erfc} \left(\frac{-\bar{D}_{ni}}{\sqrt{2} \cdot \sigma_{Dni}} \right) + \right. \right. \\ &\quad \left. \left. (\sqrt{2} \cdot \sigma_{Dni}) \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{\exp \left(-\bar{D}_{ni}^2 / 2 \cdot \sigma_{Dni}^2 \right)}{\sqrt{\pi}} \right] \cdot \left[\frac{\sigma_{Eni}^2 \cdot P^2 \cdot \bar{C}_{ni} + \sigma_{Cni}^2 \cdot \bar{E}_{ni} \cdot P}{\sigma_{Dni}^2} \cdot \sigma_{\epsilon Rni}^2 - \frac{\sigma_{Eni}^2 \cdot P^2 \cdot \bar{D}_{ni}}{\sigma_{Dni}^2} \cdot \tilde{\epsilon}_{Rni} \cdot (\tilde{\epsilon}_{Rni} - \right. \right. \\ &\quad \left. \left. \tilde{\epsilon}_{Vni}) \right] - \left[\frac{\bar{D}_{ni}}{2} \cdot \operatorname{erfc} \left(\frac{-\bar{D}_{ni}}{\sqrt{2} \cdot \sigma_{Dni}} \right) + (\sqrt{2} \cdot \sigma_{Dni}) \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{\exp \left(-\bar{D}_{ni}^2 / 2 \cdot \sigma_{Dni}^2 \right)}{\sqrt{\pi}} \right]^2 \cdot (\tilde{\epsilon}_{Rni} - \tilde{\epsilon}_{Vni})^2 + \right. \\ &\quad \left. \left[\frac{\bar{D}_{ni}^2 + \sigma_{Dni}^2}{2} \cdot \operatorname{erfc} \left(\frac{-\bar{D}_{ni}}{\sqrt{2} \cdot \sigma_{Dni}} \right) + \bar{D}_{ni} \cdot (\sqrt{2} \cdot \sigma_{Dni}) \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{\exp \left(-\bar{D}_{ni}^2 / 2 \cdot \sigma_{Dni}^2 \right)}{\sqrt{\pi}} \right] \cdot \left[\frac{\sigma_{Cni}^2 - \sigma_{Eni}^2 \cdot P^2}{\sigma_{Dni}^2} \cdot \sigma_{\epsilon Rni}^2 + \right. \right. \\ &\quad \left. \left. \sigma_{\epsilon Vni}^2 + \left(\frac{\sigma_{Cni}^2 - \sigma_{Eni}^2 \cdot P^2}{\sigma_{Dni}^2} \cdot \tilde{\epsilon}_{Rni} - \tilde{\epsilon}_{Vni} \right) \cdot (\tilde{\epsilon}_{Rni} - \tilde{\epsilon}_{Vni}) \right] \right\} \end{aligned}$$

siendo $D_{ni} = E_{ni} \cdot P - C_{ni}$ y $\sigma_{Dni}^2 = \sigma_{Eni}^2 \cdot P^2 + \sigma_{Cni}^2$

Con el valor de $\langle VAN(P) \rangle$ podemos escribir el resto de las funciones económicas

$$\text{Índice de rentabilidad} \rightarrow \langle I_R(P) \rangle = \frac{\langle VAN(P) \rangle + I_{ac}}{I_{ac}}$$

$$\text{Plazo de recuperación} \rightarrow \langle N_R \rangle = \frac{N}{\langle I_R \rangle}$$

Con todas estas expresiones ya podemos comenzar el análisis de viabilidad económico de optimización de potencia fotovoltaica instalada para un sistema de autoconsumo. Antes de mostrar los resultados obtenidos pasaremos a explicar cómo funciona el programa de análisis, que se ha ejecutado en Excel, y que datos ha de suministrar todo aquel que quiera emplearlo.

El programa de Excel cuenta con dos hojas de cálculo:

- La primera, “Análisis de AC”, es la hoja de cálculo principal en la que se introducen los INPUTS, se muestran los resultados con sus gráficas, se da información de los cargos y peajes del RD 900/2015 para la tarifa seleccionada y se realizan los cálculos de las funciones económicas.
- La segunda, “Datos Tarifarios y Horarios”, es la hoja de cálculo donde se muestra la información referente a los periodos tarifarios y a los cargos y peajes impuestos por el RD 900/2015. Además es donde se introducen los datos horarios de consumo, irradiancia y precios de mercado de la electricidad para calcular sus valores medios y sus

desviaciones. Esta hoja de cálculo sirve como fuente de información a la que recurre la primera hoja, una vez seleccionado el tipo de tarifa, para obtener los datos necesarios para el análisis de viabilidad económica del sistema fotovoltaico.

Para comenzar el análisis primero debemos introducir los INPUTS referentes al tipo de tarifa, la potencia contratada, la tasa de descuento, la inflación y la existencia o no de venta de excedente. Seguidamente se deben introducir los datos de la planta fotovoltaica como son: datos de los paneles, la vida útil de la instalación, costes de operación y mantenimiento y superficie disponible para la planta fotovoltaica. Además de esto también existe la posibilidad de pedirle al programa que analice una potencia concreta en el caso de que el consumidor no quiera instalarse el óptimo de potencia que se le ofrece.

Una vez introducidos todos estos INPUTS, el programa realiza el análisis barriendo un amplio abanico de potencias y mostrando los resultados obtenidos para la potencia óptima y para la potencia a instalar, en caso de que se solicite, así como la comparativa entre ambas. Nótese que se dan resultados de potencia óptima para cinco situaciones $\langle VAN(P) \rangle$, $\langle VAN(P) \rangle \pm \sigma(VAN)$ y $\langle VAN(P) \rangle \pm 2\sigma(VAN)$, de tal forma que conseguimos un rango de potencias a instalar con las que conseguimos una situación óptima, es decir un mayor ahorro periódico en nuestra factura de la luz.

CASO PARTICULAR: CENTRO DE INVESTIGACIÓN, DESARROLLO Y POSVENTA DE YINGLI SOLAR EN SAN AGUSTÍN DEL GUADALIX, MADRID, ESPAÑA.

Para comprobar el buen funcionamiento del programa realizado se ha evaluado el caso del Centro de Investigación, Desarrollo y Posventa de Yingli Solar. Este complejo se encuentra en la localidad madrileña de San Agustín del Guadalix y ocupa un área de 14000 m² entre laboratorio, hangar y oficinas. Además cuenta con un sistema fotovoltaico de 182 kW de potencia nominal instalada con paneles distribuidos en la fachada oeste, la fachada sur y la cubierta. Este sistema genera alrededor de 250 MWh/año, los cuales son vendidos a la red, es decir, que no existe ninguna proporción de energía destinada al autoconsumo [18].

La tarifa contratada para el centro madrileño de Yingli Solar es la 3.0 A, la cual consta de tres periodos tarifarios y limita la potencia contratada entre 15 kW y 100 kW. Esto nos hace ver que el sistema fotovoltaico del que dispone excede en potencia instalada para poder autoconsumir parte de la energía generada ya que, según el RD 900/2015, la potencia instalada para autoconsumo nunca podrá ser superior a la potencia contratada. De esta forma si el centro de Yingli quisiese autoconsumir la energía que produce debería escoger entre dos opciones: o cambiar de tarifa y contratar una potencia igual o superior a 182 kW o reducir la dimensión de su sistema fotovoltaico a una potencia de 100 kW, que es la potencia que tiene contratada. Este hecho puramente anecdótico nos hace ver algunas de las trabas impuestas por el RD 900/2015, ya que imposibilita al centro de Yingli Solar a autoconsumir parte de la energía que produce a no ser que contrate una potencia mayor que no requiere y que le supondría un aumento en su factura considerable.

Continuando con el análisis del centro de Yingli Solar, se usaron los datos de consumo y de generación del 2015-2016, los cuales se encontraban disponibles en la base de datos de la empresa, y los datos de los precios horarios de mercado de la electricidad, que se obtuvieron de la base de datos de la página de e-sios (Sistema de Información del Operador del Sistema), sistema de información de la Red Eléctrica Española (REE) [19] y de OMIE, empresa que gestiona el mercado mayorista de la electricidad [20].

Dado que el programa nos permite incluir o no la venta de excedente se estudiarán ambos casos y se realizará una comparativa entre la potencia óptima a instalar y la máxima permitida por el RD 900/2015, que en este caso es de 100 kW.

Autoconsumo sin venta de excedente: en este caso analizaremos el óptimo de potencia a instalar y lo compararemos con la instalación del máximo de potencia instalada que nos permite el RD 900/2015, en este caso 100 kW (se utilizan 100 kWp por conveniencia del cálculo).

Cabe destacar que los resultados obtenidos para $\langle VAN(P) \rangle \pm \sigma(VAN)$ y $\langle VAN(P) \rangle \pm 2\sigma(VAN)$ se asemejan mucho a los resultados para $\langle VAN(P) \rangle$ por lo que en este caso no se considerarán. A pesar de esto es importante calcularlos ya que, en otras ocasiones con distintos hábitos de consumo o con irradiancias más irregulares, puede resultar que nos encontremos con un rango de potencias óptimas que difieran en mayor medida, por lo que existiría una mayor desviación en los resultados predichos.

RESULTADOS SIN VENTA DE EXCEDENTE	Potencia instalada	Potencia óptima	Comparativa
Potencia a instalar (kWp)	100	33,6	66,4
Generación anual (kWh)	102.325	34.381	197,6%
Consumo Anual (kWh)	188.772	188.772	
Índice de autonomía	31,8%	15,9%	15,9%
Inversión inicial	167.000 €	56.112 €	197,6%
VAN (Valor Actual Neto)	-44.207 €	12.249 €	-460,9%
Desviación estándar porcentual	0,67%	1,17%	-0,50%
Índice de Rentabilidad (IR)	0,74	1,22	-0,48
NR (Plazo de Recuperación) (años)	34,0	20,5	13,5
TIR (Tasa Interna de Retorno)		0,31%	
Riesgo	100,00%	0,00%	100,00%

Tabla 8: Resultados para autoconsumo sin venta de excedente (elaboración propia)

Una vez analizados los resultados se observa que la potencia óptima a instalar en el centro madrileño de Yingli Solar para conseguir un mayor ahorro en la factura de la luz es de 33,6 kWp, 66,4 kW menos de lo máximo permitido por la potencia contratada, consiguiendo una generación anual de unos 34 MWh y que suponen una inversión inicial de 56.112€.

El índice de autonomía con el sistema fotovoltaico instalado es del 15,86% mientras que si se tuviesen los 100 kWp este sería del 31,75 %. Estas cifras tan bajas se deben al consumo nocturno y a que existen grandes diferencias en el consumo mensual del centro de Yingli Solar ya que el laboratorio emplea en ciertas ocasiones algunas máquinas con un consumo muy elevado que operan día y noche. Si se instalase más potencia sin la posibilidad de venta de excedente habría meses en los que el consumo sería muy inferior a la generación, por lo que se estaría vertiendo a la red gran cantidad de energía sin ningún tipo de retribución de tal forma que el aumento en la inversión inicial no saldría rentable. Esto se puede ver en la siguiente gráfica.

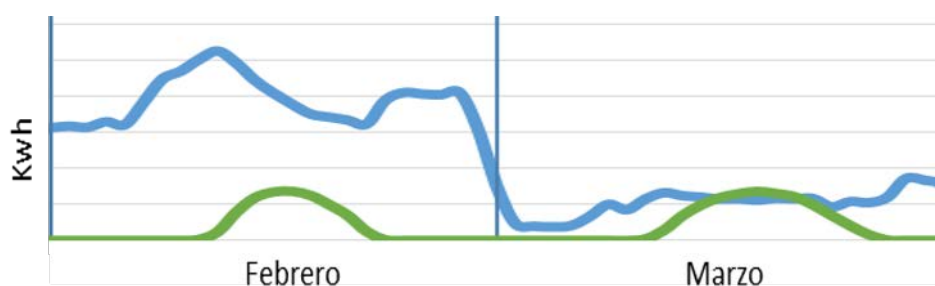


Figura 1: Extracto de la gráfica del promedio del consumo (línea azul) y de la generación (línea verde) para los meses de febrero y marzo [elaboración propia].

El Valor Actual Neto para la potencia óptima es de 12.249 €, por lo que el proyecto es rentable como también se ve en el índice de rentabilidad que sale mayor que 1 (1,17). Con esta potencia se recupera la inversión inicial en 20,5 años y se obtiene un beneficio del 21 % de lo invertido en el resto de vida útil del sistema fotovoltaico (25 años)

Sin embargo, los datos para una instalación de 100 kW reflejan que el VAN sería negativo, con un valor de -44.207 €, lo que indica que el proyecto no es rentable, como también se ve en el

índice de rentabilidad que es inferior a 1 (0,74) y en el plazo de recuperación de la inversión, cuyo valor es de 34 años, que es superior a la vida útil de la planta fotovoltaica (25 años).

Los irregulares hábitos de consumo del centro madrileño de Yingli Solar, así como su alto consumo nocturno provocan que los resultados obtenidos estén por debajo de las expectativas creadas. A pesar de esto el proyecto es rentable para un rango de potencias considerable (15 kWp-60 kWp), lo que se ve reflejado en la gráfica del VAN frente a la potencia instalada. (Ver Anexo 2 para resultados gráficos del resto de índices calculados: TIR, I_R , N_R ...).

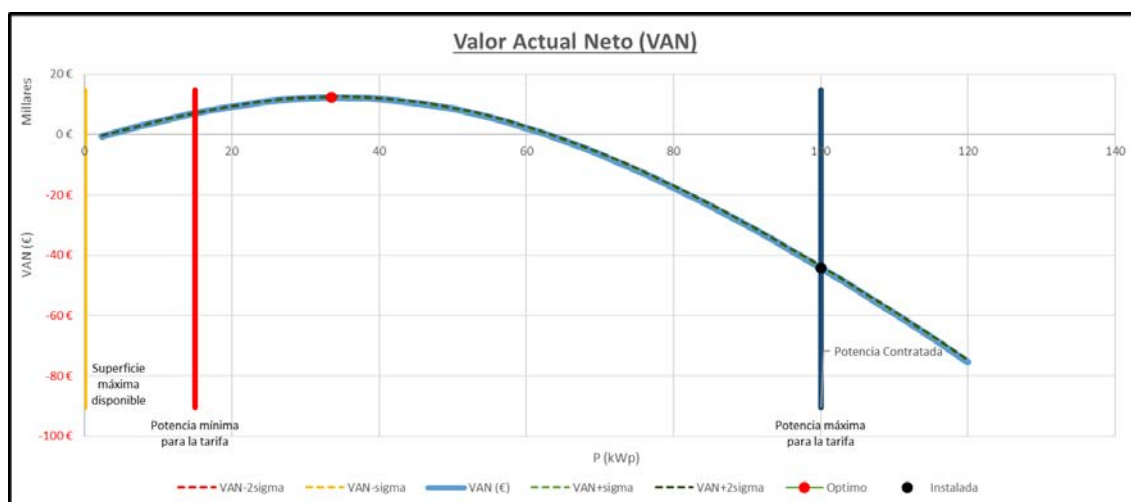


Figura 2: VAN frente a P para autoconsumo sin venta de excedente (elaboración propia).

Autoconsumo con venta de excedente: en este caso analizaremos el caso óptimo de potencia a instalar y lo compararemos con la instalación del máximo de potencia instalada que nos permite el RD 900/2015, en este caso 100 kW, ya que en un principio cabría pensar que, existiendo posibilidad de venta de excedente, el óptimo de potencia fuese el máximo permitido, pero como veremos a continuación no es así.

RESULTADOS SIN VENTA DE EXCEDENTE	Potencia instalada	Potencia óptima	Comparativa
Potencia a instalar (kWp)	100,0	52,8	47,2
Generación anual (kWh)	102.325	54.028	89,4%
Consumo Anual (kWh)	188.772	188.772	
Índice de autonomía	31,8%	22,7%	9,0%
Inversión inicial	167.000 €	88.176 €	89,4%
VAN (Valor Actual Neto)	6.539 €	20.318 €	-67,8%
Desviación estándar porcentual	4,38%	0,90%	3,48%
Índice de Rentabilidad (IR)	1,04	1,23	-0,19
NR (Plazo de Recuperación) (años)	24,1	20,3	3,7
TIR (Tasa Interna de Retorno)	0,19%	0,32%	-0,12%
Riesgo	0,00%	0,00%	0,00%

Tabla 9: Resultados para autoconsumo con venta de excedente (elaboración propia)

En este caso la potencia óptima a instalar es de 52,8 kWp, 47,2 kWp menos de lo máximo permitido, consiguiendo una generación de más de 54 MWh y que suponen una inversión inicial de 88.176 €.

El índice de autonomía del sistema fotovoltaico en este caso es del 22,72% un 9% menos que el conseguido con una potencia de 100 kWp.

El Valor Actual Neto para la potencia óptima es de 20.318 €, por lo que el proyecto es rentable como también se ve en el índice de rentabilidad que sale mayor que 1 (1,23). Con esta potencia se recupera la inversión inicial en 20,3 años y se obtiene un beneficio del 23 % de lo invertido en el resto de vida útil del sistema fotovoltaico (25 años).

En el caso de instalar una potencia de 100kWp, el VAN es tan solo de 6.539 €, realizando una inversión inicial de 167.000 €, cerca del doble de la realizada con el óptimo de potencia, y recuperando la inversión en un plazo de 24,1 años, muy cercano a la vida útil del sistema fotovoltaico, por lo que se ve que la rentabilidad de este proyecto es bastante inferior.

El hecho de incluir la venta de excedente amplía el rango de potencias en las que el proyecto es rentable, lo que se ve en la gráfica del VAN frente a la potencia instalada. Como se puede observar todas las potencias a instalar permitidas por el límite de potencia contratada hacen que el proyecto sea rentable. Ver Anexo 2 para resultados gráficos del resto de índices calculados: TIR, I_R , N_R ...).

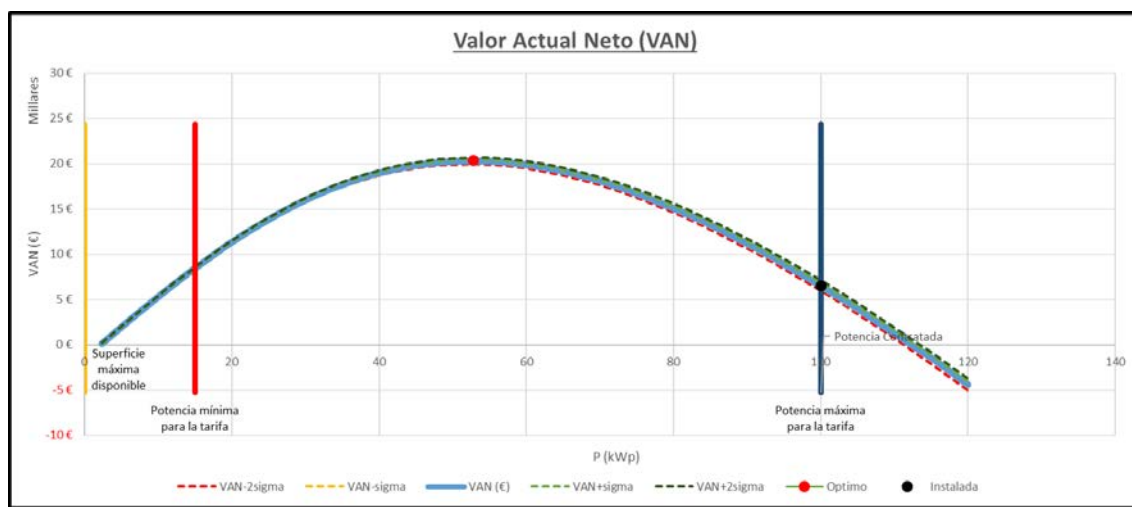


Figura 3: VAN frente a P para autoconsumo con venta de excedente (elaboración propia).

CONCLUSIONES

En este trabajo se ha explicado cómo realizar un análisis de viabilidad económica para conseguir maximizar el ahorro en la factura de la luz mediante la instalación de un sistema fotovoltaico destinado al autoconsumo bajo la regulación del Real Decreto 900/2015. Para ello, se ha usado el Valor Actual Neto y otras herramientas económicas para llegar a un óptimo de potencia a instalar según los hábitos de consumo del cliente, la irradiancia del lugar y los precios de mercado de la luz así como los peajes y cargos impuestos por el RD 900/2015.

Cabe destacar que los resultados obtenidos muestran que la solución más rentable no reside en autoconsumir un máximo de energía, sino en el equilibrio entre el coste que supone instalar cada kWp de potencia con el ahorro que nos proporciona al autoconsumir la energía que se genera. Es importante resaltar que los hábitos de consumo juegan un papel fundamental a la hora de conseguir una mayor contribución al autoconsumo. Al suponer la inexistencia de sistemas de acumulación que nos permitan autoconsumir en horas en las que no existe generación, es importante seguir unos hábitos de consumo homogéneos a lo largo del año en las que el consumo nocturno sea mínimo de tal forma que la curva de consumo se asemeje lo más posible a la curva de generación. En el caso concreto analizado en este trabajo esto no ha ocurrido debido a los consumos heterogéneos causados por el intermitente funcionamiento de algunas de las máquinas del laboratorio del centro madrileño de Yingli Solar.

A pesar de esto, los resultados obtenidos siguen siendo satisfactorios ya que, el Valor Actual Neto nos proporciona cifras en las que no solo recuperamos la inversión inicial realizada al instalar nuestro sistema fotovoltaico, sino que además conseguimos un beneficio considerable a lo largo de la vida útil de la planta.

En cuanto a posibles mejoras en el programa realizado sería interesante incluir algunas consideraciones como pueden ser:

- Realizar comparativas al cambiar la potencia contratada, sobre todo en los casos en los que se pretende realizar venta de excedente.
- Realizar promedios temporales no solo mensuales sino también según los hábitos de consumo teniendo en cuenta fines de semana, festivos, etc.
- Incluir la posibilidad de instalar sistemas de acumulación, lo que nos permitiría autoconsumir la mayor cantidad de energía acercándonos a la solución de un sistema de inyección cero.

Por último es necesario mencionar la importancia que tiene instalar estos sistemas fotovoltaicos, en especial en el sector doméstico, ya que, autoconsumir la energía que uno genera mediante energías renovables como la solar fotovoltaica es la llave que abre la puerta a un modelo energético más eficiente y sostenible con el medio ambiente. El principal problema es que el coste de las energías renovables como la solar fotovoltaica es elevado, lo que hace que se amortice en un periodo de tiempo largo provocando que muchos consumidores, en especial los del sector doméstico, no se sientan atraídos hacia esta solución. Por ello es de vital importancia que los gobiernos se involucren en el cambio de modelo energético incentivando el uso de energías renovables mediante ayudas y primas. A día de hoy, esto no es así, y se ve en la legislación vigente actual en el Real Decreto 900/2015 que en lugar de incentivar el uso de energías renovables como la solar fotovoltaica o la mini-eólica se imponen cargos, peajes y trámites burocráticos de enorme complejidad que frenan su desarrollo, por lo que es de vital

importancia derogarlo lo antes posible para que la evolución a un modelo energético más eficiente y sostenible no se vea frenado.

Sin embargo, a pesar de esto, la instalación de un sistema fotovoltaico para el autoconsumo es rentable, ya que no solo se recupera la inversión inicial realizada, sino que además se consiguen beneficios a lo largo de la vida útil de la planta.

BIBLIOGRAFIA

- [1] <http://autoconsum.cat/el-autoconsumo-energetico>
- [2] <http://www.nuevomodeloenergetico.org/>
- [3] Boletín Oficial del Estado, Real Decreto 900/2015 del Ministerio de Industria, Energía y Turismo.
- [4] <http://solartradex.com/blog/10-claves-para-entender-el-real-decreto-de-autoconsumo/>
- [5] <http://hectevi.blogspot.com.es/2014/02/ahorros-en-base-la-optimizacion-de-la.html>
- [6] <http://www.energiaysociedad.es/ficha/7-1-los-peajes-de-acceso-y-cargos-estructura-costes-y-liquidacion-de-los-ingresos>
- [7] http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_Tarifas_Reguladas_ene_2016_a197c904.pdf
- [8] <http://www.controlastuenergia.gob.es/factura-electrica/factura/Paginas/conceptos-factura.aspx#energia>
- [9] Jornadas Autoconsumo UNEF
- [10] <http://economipedia.com/definiciones/valor-actual-neto.html>
- [11] <http://yirepa.es/la-tasa-de-descuento.html>
- [12] <http://adfinanciera.tripod.com/id41.htm>
- [13] <http://economipedia.com/definiciones/tasa-interna-de-retorno.html>
- [14] <http://www.expansion.com/diccionario-economico/indice-de-rentabilidad-ir.html>
- [15] <http://www.expansion.com/diccionario-economico/plazo-de-recuperacion.html>
- [16] José Manuel Molina López, Jesús García Herrero “Técnicas de Análisis de Datos. Aplicaciones prácticas utilizando Microsoft Excel y Weka” (2006) Universidad Carlos III de Madrid.
- [17] <https://es.scribd.com/doc/298484546/Funcion-Error-Gaussiana-y-complementaria>
- [18] <http://www.yinglisolar.com/es/>
- [19] www.esios.ree.es
- [20] www.omie.es

AGRADECIMIENTOS

Agradecer la ayuda prestada al tutor de las Practicas Externas del Máster, José María Román, figura fundamental en la elaboración de este proyecto y al resto del equipo de Yingli Solar Spain, tanto a los comerciales como al equipo del laboratorio que hicieron que mi estancia en el centro madrileño de Yingli Solar fuese muy enriquecedora tanto a nivel profesional como personal.

ANEXOSAnexo 1: Cálculo del valor medio del Valor Actual Neto ($\langle VAN(P) \rangle$) y de su varianza ($\sigma^2(VAN)$) [16]

En este anexo nos centraremos en el cálculo del valor medio del $VAN(P)$, ($\langle VAN(P) \rangle$) y de su desviación, es decir de la raíz de su varianza ($desv. \text{stand} = \sqrt{\sigma^2(VAN)}$)

$$\begin{aligned} \langle VAN(P) \rangle = & -\epsilon_{FV} \cdot P - \sum_{n=1}^N (\tilde{\epsilon}_{O\&Mn} \cdot P + \tilde{\epsilon}_{Cn}) + \\ & + \sum_{n=1}^N \left[\sum_{i=1}^{H_n} \bar{E}_{ni} \cdot P \cdot \tilde{\epsilon}_{Rni} - \left\langle \sum_{\substack{i=1 \\ C_{ni} < E_{ni} \cdot P}}^{H_n} (E_{ni} \cdot P - C_{ni}) \right\rangle \cdot (\tilde{\epsilon}_{Rni} - \tilde{\epsilon}_{Vni}) \right] \end{aligned}$$

Los valores medios de las variables de los precios solo se deben a las variaciones en los precios de compra y venta de electricidad

$$\begin{aligned} \tilde{\epsilon}_{Rni} &= \frac{(\bar{\epsilon}_{rni} \cdot (1 + t_{rni}) - \epsilon_{acni} - \epsilon_{gni}) \cdot (1 + i)^{[(n-1)/12]}}{(1 + r)^n} \\ \tilde{\epsilon}_{Vni} &= \frac{(\bar{\epsilon}_{vni} \cdot (1 - t_{vni}) - \epsilon_{gni}) \cdot \delta(Venta) \cdot (1 + i)^{[(n-1)/12]}}{(1 + r)^n} \end{aligned}$$

El sumatorio condicionado a cuando el consumo es mayor que la generación ($C_{ni} < E_{ni} \cdot P$) equivale a multiplicar el sumatorio por una función escalón $\theta(E_{ni} \cdot P - C_{ni})$, de forma que definiendo por comodidad para el desarrollo del cálculo del valor medio del $VAN(P)$ y su varianza, $\sigma^2(VAN)$,

$$D_{ni} = E_{ni} \cdot P - C_{ni}$$

la expresión para el $\langle VAN(P) \rangle$ resulta:

$$\begin{aligned} \langle VAN(P) \rangle = & -\epsilon_{FV} \cdot P - \sum_{n=1}^N (\tilde{\epsilon}_{O\&Mn} \cdot P + \tilde{\epsilon}_{Cn}) + \\ & + \sum_{n=1}^N \left[\sum_{i=1}^{H_n} \bar{E}_{ni} \cdot P \cdot \tilde{\epsilon}_{Rni} - \sum_{i=1}^{H_n} \langle D_{ni} \cdot \theta(D_{ni}) \rangle \cdot (\tilde{\epsilon}_{Rni} - \tilde{\epsilon}_{Vni}) \right] \end{aligned}$$

Por otro lado, la forma de la varianza del VAN(P)

$$\begin{aligned}\sigma^2(VAN) &= \langle VAN(P) - \langle VAN(P) \rangle^2 \rangle \\ &= \left\langle \left[-\epsilon_{FV} \cdot P - \sum_{n=1}^N (\tilde{\epsilon}_{O\&Mn} \cdot P + \tilde{\epsilon}_{Cn}) + \sum_{n=1}^N \sum_{i=1}^{H_n} E_{ni} \cdot P \cdot \tilde{\epsilon}_{Rni} \right. \right. \\ &\quad \left. \left. - \sum_{n=1}^N \sum_{i=1}^{H_n} (E_{ni} \cdot P - C_n) \cdot \theta(E_{ni} \cdot P - C_n) \cdot (\tilde{\epsilon}_{Rni} - \tilde{\epsilon}_{Vni}) \right] \right. \\ &\quad \left. - \left[-\epsilon_{FV} \cdot P - \sum_{n=1}^N (\tilde{\epsilon}_{O\&Mn} \cdot P + \tilde{\epsilon}_{Cn}) + \sum_{n=1}^N \sum_{i=1}^{H_n} \bar{E}_{ni} \cdot P \cdot \tilde{\epsilon}_{Rni} \right. \right. \\ &\quad \left. \left. - \sum_{n=1}^N \sum_{i=1}^{H_n} \langle (E_{ni} \cdot P - C_n) \cdot \theta(E_{ni} \cdot P - C_n) \rangle \cdot (\tilde{\epsilon}_{Rni} - \tilde{\epsilon}_{Vni}) \right] \right\}^2 \end{aligned}$$

que también se puede reescribir usando $D_{ni} = E_{ni} \cdot P - C_{ni}$

$$\begin{aligned}\sigma^2(VAN) &= \sum_{n=1}^N \sum_{i=1}^{H_n} \left\langle \left[E_{ni} \cdot P \cdot \tilde{\epsilon}_{Rni} - D_{ni} \cdot \theta(D_{ni}) \cdot (\tilde{\epsilon}_{Rni} - \tilde{\epsilon}_{Vni}) \right] \right. \\ &\quad \left. - \left[\bar{E}_{ni} \cdot P \cdot \tilde{\epsilon}_{Rni} - \langle D_{ni} \cdot \theta(D_{ni}) \rangle \cdot (\tilde{\epsilon}_{Rni} - \tilde{\epsilon}_{Vni}) \right] \right\}^2 \end{aligned}$$

Por ser las variables independientes los términos cruzados del sumatorio cancelan. Además teniendo en cuenta esta nueva variable podemos reescribir la expresión de la desviación estándar.

$$\begin{aligned}\sigma^2(VAN) &= \sum_{n=1}^N \sum_{i=1}^{H_n} \left\langle \left[E_{ni} \cdot P \cdot \tilde{\epsilon}_{Rni} - D_{ni} \cdot \theta(D_{ni}) \cdot (\tilde{\epsilon}_{Rni} - \tilde{\epsilon}_{Vni}) \right]^2 \right. \\ &\quad \left. - \left[\bar{E}_{ni} \cdot P \cdot \tilde{\epsilon}_{Rni} - \langle D_{ni} \cdot \theta(D_{ni}) \rangle \cdot (\tilde{\epsilon}_{Rni} - \tilde{\epsilon}_{Vni}) \right]^2 \right\rangle \end{aligned}$$

Por comodidad analizaremos cada uno de los dos términos por separado. De esta forma el primer término queda:

$$\begin{aligned}\langle [E_{ni} \cdot P \cdot \tilde{\epsilon}_{Rni} - D_{ni} \cdot \theta(D_{ni}) \cdot (\tilde{\epsilon}_{Rni} - \tilde{\epsilon}_{Vni})]^2 \rangle &= P^2 \cdot \langle E_{ni}^2 \rangle \cdot \langle \tilde{\epsilon}_{Rni}^2 \rangle - \\ &2 \cdot P \cdot \langle E_{ni} \cdot D_{ni} \cdot \theta(D_{ni}) \rangle \cdot \langle \tilde{\epsilon}_{Rni} (\tilde{\epsilon}_{Rni} - \tilde{\epsilon}_{Vni}) \rangle + \langle D_{ni}^2 \cdot \theta^2(D_{ni}) \rangle \cdot \langle (\tilde{\epsilon}_{Rni} - \tilde{\epsilon}_{Vni})^2 \rangle = \\ &P^2 \cdot (\sigma_{E_{ni}}^2 + \bar{E}_{ni}^2) \cdot (\sigma_{\tilde{\epsilon}_{Rni}}^2 + \tilde{\epsilon}_{Rni}^2) - 2 \cdot P \cdot \langle E_{ni} \cdot D_{ni} \cdot \theta(D_{ni}) \rangle \cdot \langle \tilde{\epsilon}_{Rni}^2 - \tilde{\epsilon}_{Rni} \cdot \tilde{\epsilon}_{Vni} \rangle + \\ &\langle D_{ni}^2 \cdot \theta^2(D_{ni}) \rangle \cdot \langle \tilde{\epsilon}_{Rni}^2 - 2 \cdot \tilde{\epsilon}_{Rni} \cdot \tilde{\epsilon}_{Vni} + \tilde{\epsilon}_{Vni}^2 \rangle = P^2 \cdot (\sigma_{E_{ni}}^2 + \bar{E}_{ni}^2) \cdot (\sigma_{\tilde{\epsilon}_{Rni}}^2 + \tilde{\epsilon}_{Rni}^2) - \\ &2 \cdot P \cdot \langle E_{ni} \cdot D_{ni} \cdot \theta(D_{ni}) \rangle \cdot (\sigma_{\tilde{\epsilon}_{Rni}}^2 + \tilde{\epsilon}_{Rni}^2 - \tilde{\epsilon}_{Rni} \cdot \tilde{\epsilon}_{Vni}) + \langle D_{ni}^2 \cdot \theta^2(D_{ni}) \rangle \cdot (\sigma_{\tilde{\epsilon}_{Rni}}^2 + \tilde{\epsilon}_{Rni}^2 + \\ &\sigma_{\tilde{\epsilon}_{Vni}}^2 + \tilde{\epsilon}_{Vni}^2 - 2 \cdot \tilde{\epsilon}_{Rni} \cdot \tilde{\epsilon}_{Vni}) \end{aligned}$$

mientras que el segundo término resulta

$$\begin{aligned} & \left[\bar{E}_{ni} \cdot P \cdot \tilde{\epsilon}_{Rni} - \langle D_{ni} \cdot \theta(D_{ni}) \rangle \cdot (\tilde{\epsilon}_{Rni} - \tilde{\epsilon}_{Vni}) \right]^2 = \bar{E}_{ni}^2 \cdot P^2 \cdot \tilde{\epsilon}_{Rni}^2 - \\ & 2 \cdot \bar{E}_{ni} \cdot P \cdot \langle D_{ni} \cdot \theta(D_{ni}) \rangle \cdot \tilde{\epsilon}_{Rni} \cdot (\tilde{\epsilon}_{Rni} - \tilde{\epsilon}_{Vni}) + \langle D_{ni} \cdot \theta(D_{ni}) \rangle^2 \cdot (\tilde{\epsilon}_{Rni} - \tilde{\epsilon}_{Vni})^2 = \\ & \bar{E}_{ni}^2 \cdot P^2 \cdot \tilde{\epsilon}_{Rni}^2 - 2 \cdot \bar{E}_{ni} \cdot P \cdot \langle D_{ni} \cdot \theta(D_{ni}) \rangle \cdot (\tilde{\epsilon}_{Rni}^2 - \tilde{\epsilon}_{Rni} \cdot \tilde{\epsilon}_{Vni}) + \langle D_{ni} \cdot \theta(D_{ni}) \rangle^2 \cdot (\tilde{\epsilon}_{Rni}^2 + \\ & \tilde{\epsilon}_{Vni}^2 - 2 \cdot \tilde{\epsilon}_{Rni} \cdot \tilde{\epsilon}_{Vni}) \end{aligned}$$

Reagrupando los dos términos, la expresión completa para $\sigma^2(VAN)$ resulta

$$\begin{aligned} \sigma^2(VAN) = & \sum_{n=1}^N \sum_{i=1}^{H_n} \left\{ P^2 \cdot \left[\sigma_{E_{ni}}^2 \cdot (\sigma_{\epsilon_{Rni}}^2 + \tilde{\epsilon}_{Rni}^2) + \bar{E}_{ni}^2 \cdot \sigma_{\epsilon_{Rni}}^2 \right] - \right. \\ & 2 \cdot P \cdot \left[\langle E_{ni} \cdot D_{ni} \cdot \theta(D_{ni}) \rangle \cdot \sigma_{\epsilon_{Rni}}^2 + (\langle E_{ni} \cdot D_{ni} \cdot \theta(D_{ni}) \rangle - \bar{E}_{ni} \cdot \langle D_{ni} \cdot \theta(D_{ni}) \rangle) \cdot (\tilde{\epsilon}_{Rni}^2 - \right. \\ & \tilde{\epsilon}_{Rni} \cdot \tilde{\epsilon}_{Vni}) \left. \right] + \left[\langle D_{ni}^2 \cdot \theta^2(D_{ni}) \rangle \cdot (\sigma_{\epsilon_{Rni}}^2 + \sigma_{\epsilon_{Vni}}^2) + (\langle D_{ni}^2 \cdot \theta^2(D_{ni}) \rangle - \right. \\ & \left. \left. \langle D_{ni} \cdot \theta(D_{ni}) \rangle^2) \cdot (\tilde{\epsilon}_{Rni} - \tilde{\epsilon}_{Vni})^2 \right] \right\} \end{aligned}$$

Es importante resaltar que las desviaciones de las variables de los precios ($\sigma_{\epsilon_{Rni}}^2$ y $\sigma_{\epsilon_{Vni}}^2$) se deben única y exclusivamente a las variaciones de los precios de mercado de red (ϵ_{rni}) y de venta de excedente (ϵ_{vni}) respecto de los valores promedio considerados, ya que el resto de variables de las que dependen $\tilde{\epsilon}_{Rni}$ y $\tilde{\epsilon}_{Vni}$ son constantes.

El término $\langle E_{ni} \cdot D_{ni} \cdot \theta(D_{ni}) \rangle$ puede reescribirse en función de $\langle D_{ni} \cdot \theta(D_{ni}) \rangle$ y de $\langle D_{ni}^2 \cdot \theta^2(D_{ni}) \rangle$

$$\langle E_{ni} \cdot D_{ni} \cdot \theta(D_{ni}) \rangle = \frac{\sigma_{E_{ni}}^2 \cdot P \cdot \bar{C}_{ni} + \sigma_{C_{ni}}^2 \cdot \bar{E}_{ni}}{\sigma_{D_{ni}}^2} \cdot \langle D_{ni} \cdot \theta(D_{ni}) \rangle + \frac{\sigma_{E_{ni}}^2 \cdot P}{\sigma_{D_{ni}}^2} \cdot \langle D_{ni}^2 \cdot \theta^2(D_{ni}) \rangle$$

donde

$$\sigma_{D_{ni}}^2 = \sigma_{E_{ni}}^2 \cdot P^2 + \sigma_{C_{ni}}^2$$

De esta forma la expresión para $\sigma^2(VAN)$ resulta

$$\begin{aligned} \sigma^2(VAN) = & \sum_{n=1}^N \sum_{i=1}^{H_n} \left\{ \sigma_{E_{ni}}^2 \cdot P^2 \cdot (\sigma_{\epsilon_{Rni}}^2 + \tilde{\epsilon}_{Rni}^2) + \bar{E}_{ni}^2 \cdot P^2 \cdot \sigma_{\epsilon_{Rni}}^2 - \right. \\ & 2 \langle D_{ni} \cdot \theta(D_{ni}) \rangle \cdot \left[\frac{\sigma_{E_{ni}}^2 \cdot P^2 \cdot \bar{C}_{ni} + \sigma_{C_{ni}}^2 \cdot \bar{E}_{ni} \cdot P}{\sigma_{D_{ni}}^2} \cdot \sigma_{\epsilon_{Rni}}^2 - \frac{\sigma_{E_{ni}}^2 \cdot P^2 \cdot \bar{D}_{ni}}{\sigma_{D_{ni}}^2} \cdot \tilde{\epsilon}_{Rni} \cdot (\tilde{\epsilon}_{Rni} - \tilde{\epsilon}_{Vni}) \right] - \\ & \langle D_{ni} \cdot \theta(D_{ni}) \rangle^2 \cdot (\tilde{\epsilon}_{Rni} - \tilde{\epsilon}_{Vni})^2 + \langle D_{ni}^2 \cdot \theta^2(D_{ni}) \rangle \cdot \left[\frac{\sigma_{C_{ni}}^2 - \sigma_{E_{ni}}^2 \cdot P^2}{\sigma_{D_{ni}}^2} \cdot \sigma_{\epsilon_{Rni}}^2 + \sigma_{\epsilon_{Vni}}^2 + \right. \\ & \left. \left(\frac{\sigma_{C_{ni}}^2 - \sigma_{E_{ni}}^2 \cdot P^2}{\sigma_{D_{ni}}^2} \cdot \tilde{\epsilon}_{Rni} - \tilde{\epsilon}_{Vni} \right) \cdot (\tilde{\epsilon}_{Rni} - \tilde{\epsilon}_{Vni}) \right] \left. \right\} \end{aligned}$$

Como se puede observar, tanto las expresiones del $\langle VAN(P) \rangle$ y de $\sigma^2(VAN)$ se expresan en términos de $\langle D_{ni} \cdot \theta(D_{ni}) \rangle$ y de $\langle D_{ni}^2 \cdot \theta^2(D_{ni}) \rangle$, por lo que a continuación estudiaremos el comportamiento de dichos factores.

Al realizar promedios sobre estas expresiones, la función escalón se suaviza y da como resultado la función error complementaria. La función error, $\text{erf}(z)$, y la función error complementaria,

$\text{erfc}(z)$, son funciones trascendentales que aparecen en probabilidad y estadística [17]. En problemas estadísticos con resultados que siguen una distribución normal (a) con una desviación estándar (σ), la función error ($\text{erf}(\frac{a}{\sqrt{2}\sigma})$) representa la probabilidad de que el error de una medición individual se encuentre comprendido en el intervalo $\pm a$, mientras que la función error complementaria representa la probabilidad de que no se encuentre en ese intervalo ($\text{erfc}(\frac{a}{\sqrt{2}\sigma}) = 1 - \text{erf}(\frac{a}{\sqrt{2}\sigma})$).

Además, sabiendo que $\theta^2(D_{ni}) = \theta(D_{ni})$, se llega a la siguiente expresión general para la potencia m de D.

$$\langle D_{ni}^m \cdot \theta(D_{ni}) \rangle = (\sqrt{2} \cdot \sigma_{Dni})^m \cdot \frac{m!}{2} \cdot \text{erfc}_m \left(\frac{-\bar{D}_{ni}}{\sqrt{2} \cdot \sigma_{Dni}} \right)$$

donde $\text{erfc}_m \left(\frac{-\bar{D}_{ni}}{\sqrt{2} \cdot \sigma_{Dni}} \right)$ representa la integral iterada m veces de la función error complementaria

$$\begin{aligned} \text{erfc}_m(z) &= \int_z^\infty dt \cdot \text{erfc}_{m-1}(z) = \frac{2}{\pi} \cdot \int_z^\infty dt \cdot (t-z)^m \cdot e^{-t^2} \\ &= \frac{1}{2 \cdot m} \cdot \text{erfc}_{m-2}(z) - \frac{z}{m} \cdot \text{erfc}_{m-1}(z) \end{aligned}$$

Por lo que, para m=1 y para m=2 resulta

$$\text{erfc}_1(z) = \frac{e^{-z^2}}{\sqrt{\pi}} - z \cdot \text{erfc}(z)$$

$$\text{erfc}_2(z) = \frac{1}{4} \cdot \text{erfc}(z) - \frac{z}{2} \cdot \text{erfc}_1(z) = \frac{1}{4} \cdot \left[(1 + 2 \cdot z^2) \text{erfc}(z) - 2 \cdot z \cdot \frac{e^{-z^2}}{\sqrt{\pi}} \right]$$

Con estas expresiones podemos calcular $\langle D_{ni} \cdot \theta(D_{ni}) \rangle$ y de $\langle D_{ni}^2 \cdot \theta^2(D_{ni}) \rangle$

$$\begin{aligned} \langle D_{ni} \cdot \theta(D_{ni}) \rangle &= (\sqrt{2} \cdot \sigma_{Dni}) \cdot \frac{1}{2} \cdot \text{erfc}_1 \left(\frac{-\bar{D}_{ni}}{\sqrt{2} \cdot \sigma_{Dni}} \right) = \frac{\bar{D}_{ni}}{2} \cdot \text{erfc} \left(\frac{-\bar{D}_{ni}}{\sqrt{2} \cdot \sigma_{Dni}} \right) + \\ &(\sqrt{2} \cdot \sigma_{Dni}) \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{\exp \left(-\bar{D}_{ni}^2 / 2 \cdot \sigma_{Dni}^2 \right)}{\sqrt{\pi}} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \langle D_{ni}^2 \cdot \theta^2(D_{ni}) \rangle &= (\sqrt{2} \cdot \sigma_{Dni})^2 \cdot \text{erfc}_2 \left(\frac{-\bar{D}_{ni}}{\sqrt{2} \cdot \sigma_{Dni}} \right) = \frac{\bar{D}_{ni}^2 + \sigma_{Dni}^2}{2} \cdot \text{erfc} \left(\frac{-\bar{D}_{ni}}{\sqrt{2} \cdot \sigma_{Dni}} \right) + \\ &\bar{D}_{ni} \cdot (\sqrt{2} \cdot \sigma_{Dni}) \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{\exp \left(-\bar{D}_{ni}^2 / 2 \cdot \sigma_{Dni}^2 \right)}{\sqrt{\pi}} \end{aligned}$$

Recopilando toda la información las expresiones finales para el $\langle VAN(P) \rangle$ y $\sigma^2(VAN)$ que usaremos en el programa de optimización de potencia fotovoltaica instalada para un sistema de autoconsumo bajo la regulación del RD 900/2015, resultan

$$\begin{aligned}
 \langle VAN(P) \rangle &= -\epsilon_{FV} \cdot P - \sum_{n=1}^N (\tilde{\epsilon}_{O\&Mn} \cdot P + \tilde{\epsilon}_{Cn}) + \sum_{n=1}^N \left[\sum_{i=1}^{H_n} \bar{E}_{ni} \cdot P \cdot \tilde{\epsilon}_{Rni} - \right. \\
 &\quad \left. \sum_{i=1}^{H_n} \left[\frac{\bar{D}_{ni}}{2} \cdot \operatorname{erfc} \left(\frac{-\bar{D}_{ni}}{\sqrt{2} \cdot \sigma_{Dni}} \right) + (\sqrt{2} \cdot \sigma_{Dni}) \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{\exp \left(-\bar{D}_{ni}^2 / 2 \cdot \sigma_{Dni}^2 \right)}{\sqrt{\pi}} \right] \cdot (\tilde{\epsilon}_{Rni} - \tilde{\epsilon}_{Vni}) \right] \\
 \sigma^2(VAN) &= \sum_{n=1}^N \sum_{i=1}^{H_n} \left\{ \sigma_{\bar{E}_{ni}}^2 \cdot P^2 \cdot (\sigma_{\tilde{\epsilon}_{Rni}}^2 + \tilde{\epsilon}_{Rni}^2) + \bar{E}_{ni}^2 \cdot P^2 \cdot \sigma_{\tilde{\epsilon}_{Rni}}^2 - 2 \cdot \left[\frac{\bar{D}_{ni}}{2} \cdot \operatorname{erfc} \left(\frac{-\bar{D}_{ni}}{\sqrt{2} \cdot \sigma_{Dni}} \right) + \right. \right. \\
 &\quad \left. \left. (\sqrt{2} \cdot \sigma_{Dni}) \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{\exp \left(-\bar{D}_{ni}^2 / 2 \cdot \sigma_{Dni}^2 \right)}{\sqrt{\pi}} \right] \cdot \left[\frac{\sigma_{\bar{E}_{ni}}^2 \cdot P^2 \cdot \bar{C}_{ni} + \sigma_{\bar{C}_{ni}}^2 \cdot \bar{E}_{ni} \cdot P}{\sigma_{Dni}^2} \cdot \sigma_{\tilde{\epsilon}_{Rni}}^2 - \frac{\sigma_{\bar{E}_{ni}}^2 \cdot P^2 \cdot \bar{D}_{ni}}{\sigma_{Dni}^2} \cdot \tilde{\epsilon}_{Rni} \cdot (\tilde{\epsilon}_{Rni} - \right. \right. \\
 &\quad \left. \left. \tilde{\epsilon}_{Vni}) \right] - \left[\frac{\bar{D}_{ni}}{2} \cdot \operatorname{erfc} \left(\frac{-\bar{D}_{ni}}{\sqrt{2} \cdot \sigma_{Dni}} \right) + (\sqrt{2} \cdot \sigma_{Dni}) \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{\exp \left(-\bar{D}_{ni}^2 / 2 \cdot \sigma_{Dni}^2 \right)}{\sqrt{\pi}} \right]^2 \cdot (\tilde{\epsilon}_{Rni} - \tilde{\epsilon}_{Vni})^2 + \right. \\
 &\quad \left. \left[\frac{\bar{D}_{ni}^2 + \sigma_{Dni}^2}{2} \cdot \operatorname{erfc} \left(\frac{-\bar{D}_{ni}}{\sqrt{2} \cdot \sigma_{Dni}} \right) + \bar{D}_{ni} \cdot (\sqrt{2} \cdot \sigma_{Dni}) \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{\exp \left(-\bar{D}_{ni}^2 / 2 \cdot \sigma_{Dni}^2 \right)}{\sqrt{\pi}} \right] \cdot \left[\frac{\sigma_{\bar{C}_{ni}}^2 - \sigma_{\bar{E}_{ni}}^2 \cdot P^2}{\sigma_{Dni}^2} \cdot \sigma_{\tilde{\epsilon}_{Rni}}^2 + \right. \right. \\
 &\quad \left. \left. \sigma_{\tilde{\epsilon}_{Vni}}^2 + \left(\frac{\sigma_{\bar{C}_{ni}}^2 - \sigma_{\bar{E}_{ni}}^2 \cdot P^2}{\sigma_{Dni}^2} \cdot \tilde{\epsilon}_{Rni} - \tilde{\epsilon}_{Vni} \right) \cdot (\tilde{\epsilon}_{Rni} - \tilde{\epsilon}_{Vni}) \right] \right\}
 \end{aligned}$$

Anexo 2: Programa y gráficas

Programa en Microsoft Excel con la información de las tarifas de acceso y de los cargos y peajes impuestos por el RD 900/2015 así como los cálculos y las gráficas para el valor medio del Valor Actual Neto y su desviación, el Índice de Rentabilidad, el Plazo de recuperación y la Tasa Interna de Retorno para un rango de potencias a instalar destacando el óptimo de potencia y la potencia a instalar solicitada por el cliente.

A continuación, se muestran las gráficas del caso concreto analizado en este trabajo para los diferentes indicadores:

Autoconsumo sin venta de excedente

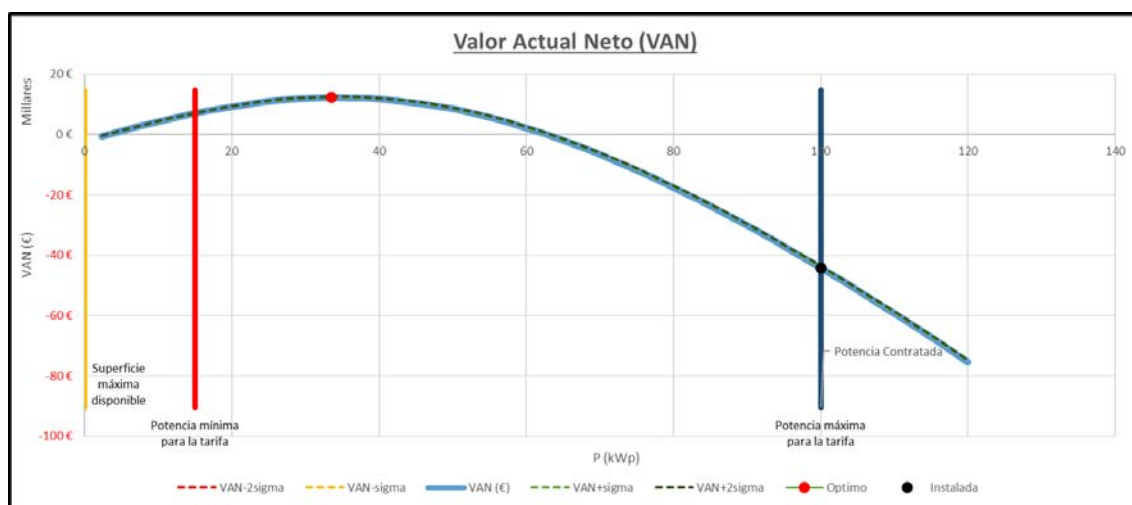


Figura 4: VAN frente a P para autoconsumo sin venta de excedente (elaboración propia). Repetición de Figura 2.

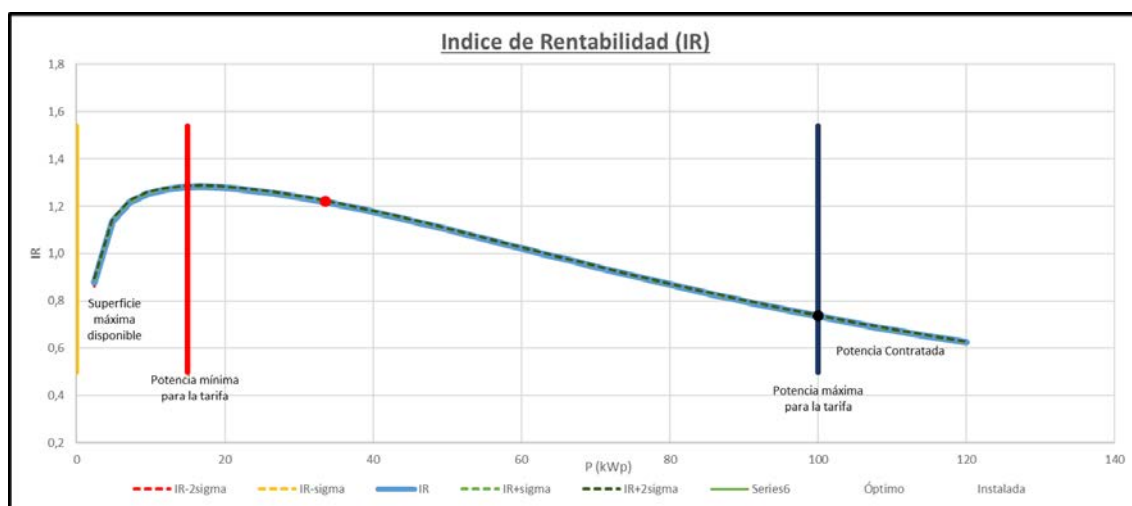


Figura 5: Índice de Rentabilidad (I_R) frente a P para autoconsumo sin venta de excedente (elaboración propia)

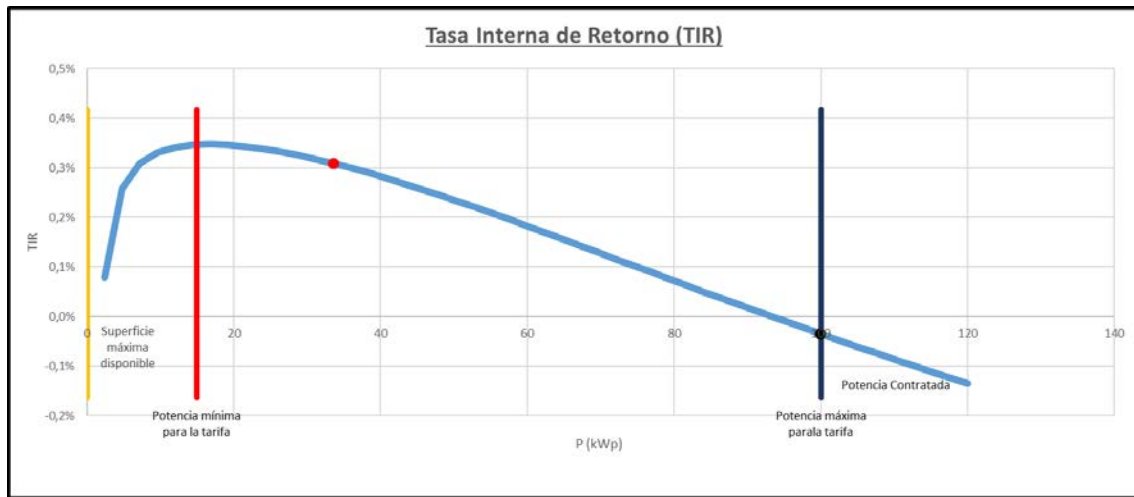


Figura 6: Tasa Interna de Retorno (TIR) frente a P para autoconsumo sin venta de excedente (elaboración propia).

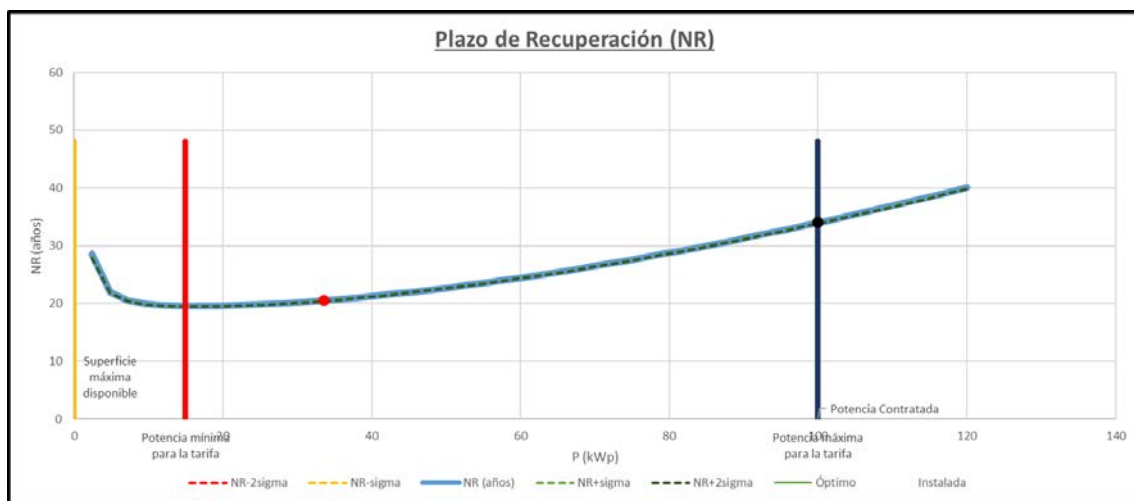


Figura 7: Plazo de Recuperación (N_R) frente a P para autoconsumo sin venta de excedente (elaboración propia).

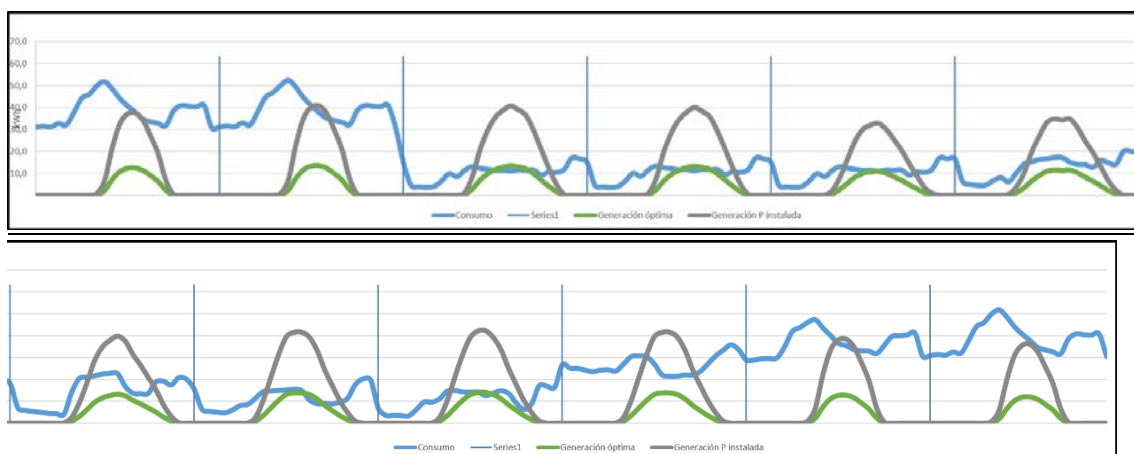


Figura 8: Promedio mensual de Consumo y Generación para autoconsumo sin venta de excedente (el. propia).

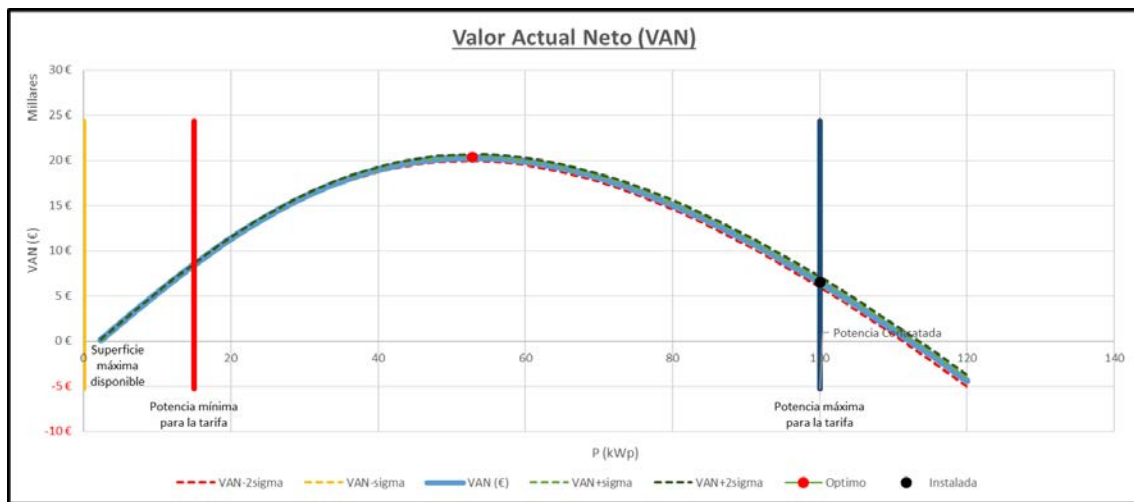
Autoconsumo con venta de excedente

Figura 9: VAN frente a P para autoconsumo con venta de excedente (elaboración propia). Repetición de Figura 3.

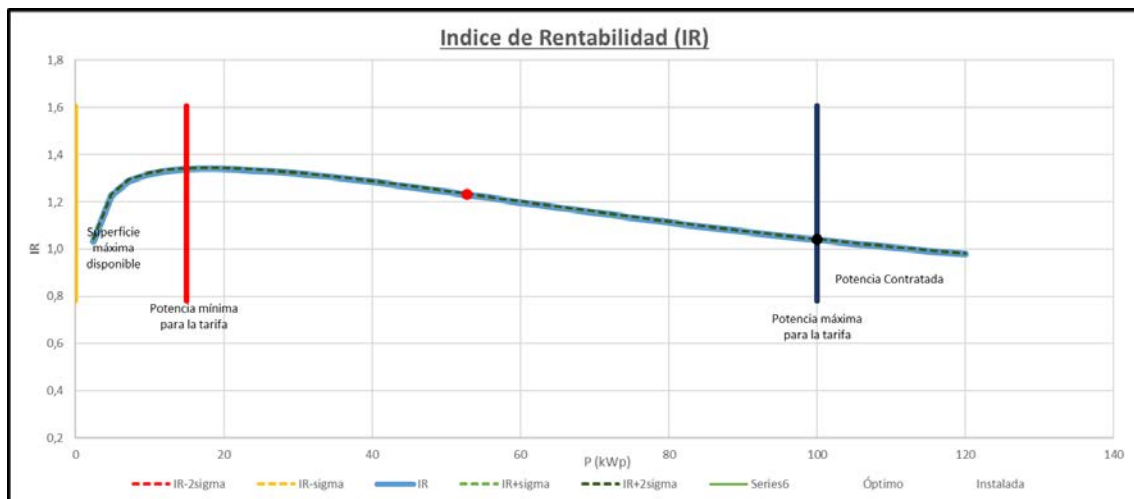


Figura 10: Índice de Rentabilidad (I_R) frente a P para autoconsumo con venta de excedente (elaboración propia).

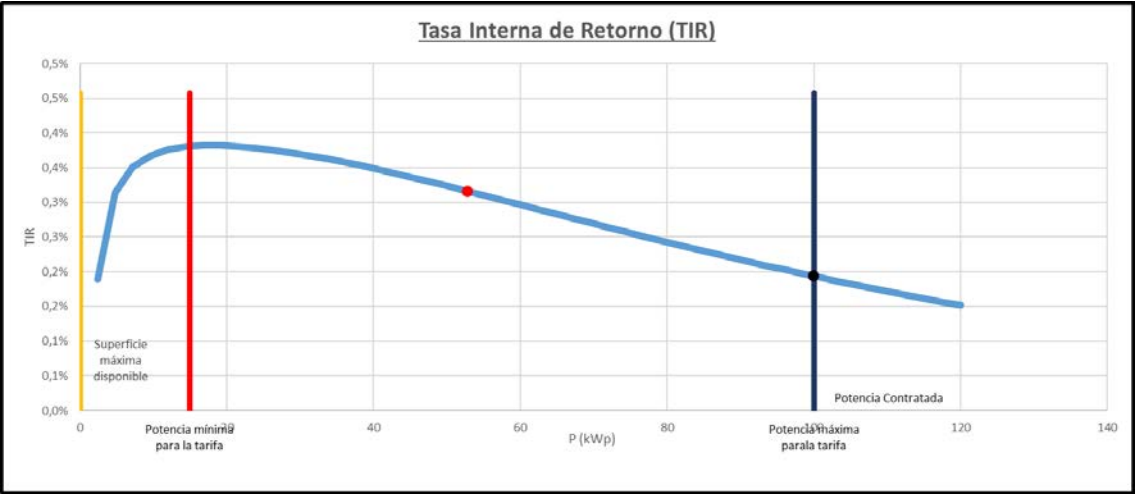


Figura 11: Tasa Interna de Retorno (TIR) frente a P para autoconsumo con venta de excedente (elaboración propia).

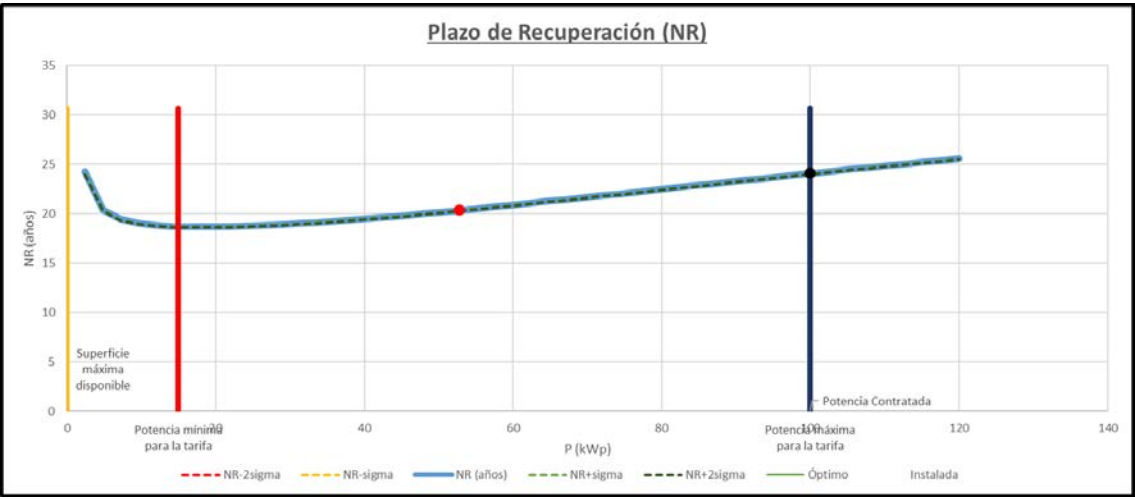


Figura 12: Plazo de Recuperación (N_R) frente a P para autoconsumo con venta de excedente (elaboración propia).

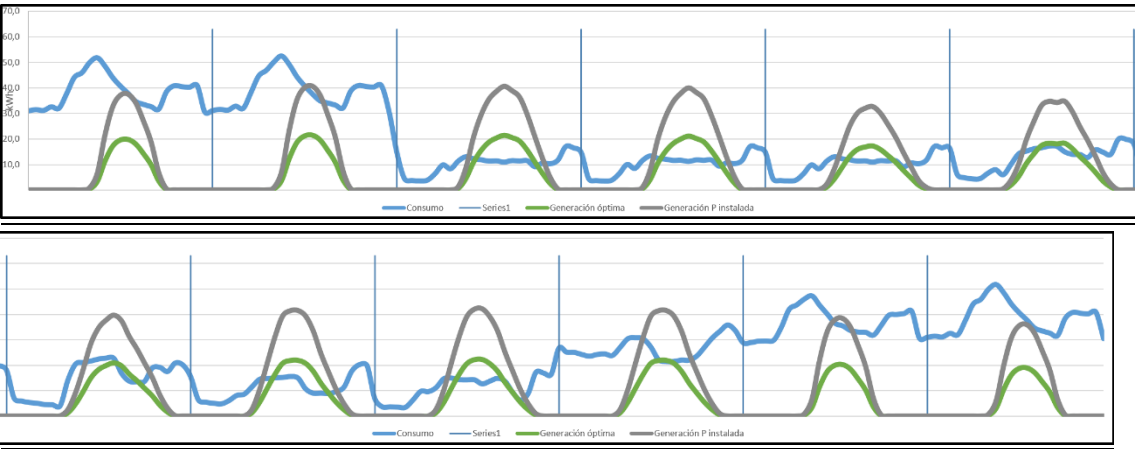


Figura 13: Promedio mensual de Consumo y Generación para autoconsumo con venta de excedente (el. propia).