



# VNiVERSIDAD D SALAMANCA

CAMPUS DE EXCELENCIA INTERNACIONAL

TESIS DOCTORAL

ESTUDIO SOBRE EL DISEÑO EFICAZ DE SISTEMAS DE  
AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO EN ESPAÑA Y ECUADOR

Ángel José Ordóñez Mendieta

Esta tesis se presenta en cumplimiento de los requisitos para optar al  
grado de Doctor por la Universidad de Salamanca

Dirigida por el Prof. Dr. Esteban Sánchez Hernández

Salamanca

Diciembre de 2022



D. ESTEBÁN SÁNCHEZ HERNÁNDEZ, PROFESOR TITULAR DEL DEPARTAMENTO DE FÍSICA APLICADA DE LA UNIVERSIDAD DE SALAMANCA,

CERTIFICA:

Que la memoria de trabajo de investigación titulado “Diseño del estudio eficaz de sistemas de autoconsumo fotovoltaico en España y Ecuador” ha sido realizada bajo su dirección en el Área de Tecnología Electrónica del Departamento de Física Aplicada de la Universidad de Salamanca por el Ingeniero D. Ángel José Ordóñez Mendieta y constituye su Tesis Doctoral, para optar al Título de Doctor por la Universidad de Salamanca, bajo el marco del programa de doctorado Física Aplicada y Tecnología.

En Salamanca, 05 de diciembre de 2022

Fdo.: Esteban Sánchez Hernández



## *DEDICADA A*

Dios quien ha sido mi guía y fortaleza.

Mis padres quienes, con su amor, y  
esfuerzo me han permitido llegar a  
cumplir hoy un sueño más, gracias  
por inculcar en mí el ejemplo de  
esfuerzo y valentía.

Mi esposa Michellé por su cariño y  
apoyo incondicional, por estar  
conmigo en todo momento y ser mi  
corazón y vida.

Finalmente, a mi hijo que está  
en camino, pequeño Nicolás te  
esperamos con mucho amor.



## *AGRADECIMIENTO*

Un agradecimiento muy especial a mi director de tesis D. Esteban Sánchez, quien con su experiencia, conocimiento y motivación me orientó en la investigación. Agradezco por sus consejos, enseñanzas, apoyo y sobre todo amistad brindada a lo largo de estos años.

Y por supuesto a mi querida Universidad de Salamanca y a todas las autoridades, por permitirme concluir con una etapa de mi vida, gracias por su apoyo, orientación y guiarme en el desarrollo de esta investigación.



## *RESUMEN*

Gobiernos, empresas y ciudadanos son conscientes de la necesidad de generar energía de forma sostenible y económica. En los últimos años se ha producido un incremento significativo en la cantidad de países que han establecido incentivos y ayudas que fomenten la instalación de sistemas de autoconsumo fotovoltaico (SAFV). El éxito de estos sistemas, además de la mejora tecnológica y reducción de costes, se deriva de la aplicación de una legislación que se adapte a la realidad socioeconómica de cada país. Sobre este particular la presente investigación se orienta en realizar un análisis del funcionamiento de los SAFV en dos países representativos de su entorno geográfico: España y Ecuador. España es un país que tiene un mercado eléctrico liberalizado y que aplica un sistema de tarificación TOU (Time of Use), que cada vez se extiende a más países. Por otro lado, Ecuador presenta un sector eléctrico administrado por el estado, donde se utiliza un sistema de tarificación escalonado y subsidiado, con un funcionamiento muy similar al de otros países latinoamericanos.

Se estudiarán aspectos relevantes en el autoconsumo con el objetivo de proponer recomendaciones para España y Ecuador, tomando en consideración los tres sectores en los cuales se clasifican las instalaciones de autoconsumo: residencial, comercial/administrativo e industrial. Se precisará la comparativa en el sector residencial que es el que tiene mayor grado de desarrollo en el Ecuador, y que además, representa el sector con mayor consumo eléctrico anual del país.

La metodología ha sido estructurada con base en el aprovechamiento de datos técnicos, económicos y funcionales de los SAFV de Ecuador y España. En Ecuador se dispone de datos de tres residencias durante más de un año de funcionamiento, y, en España se dispone de datos de instalaciones residenciales, administrativas e industriales de varios años. A partir de estos datos se desarrollarán estudios tecno-económicos para valorar el rendimiento energético y económico de las instalaciones, investigando aspectos poco tratados en la literatura científica.

La investigación realiza la evaluación de los SAFV residenciales comparando su funcionamiento en los dos países, cada uno con un sistema de compensación diferente, balance neto para Ecuador, y facturación neta para España. Para el sector residencial, administrativo/comercial se estudia la viabilidad de los SAFV con orientaciones diferentes a la técnicamente recomendada. En el sector industrial se desarrolla una exploración en los ahorros generados por la reducción de la penalización por excesos de potencia.

El análisis general del funcionamiento de los SAFV realizado, permite establecer varias aportaciones a este campo:

- Se ha comparado la regulación de ambos países con especial incidencia en los distintos modelos de retribución de excedentes fotovoltaicos en vigor en cada país, realizando una serie de observaciones y recomendaciones.
- Se ha valorado la rentabilidad de las instalaciones comercial/administrativo en España aplicando su regulación para un rango de potencias fotovoltaicas instaladas.
- Se ha analizado la viabilidad de usar orientaciones no óptimas en instalaciones residenciales, siendo de aplicación a instalaciones comerciales e industriales.
- En instalaciones industriales se ha investigado la incidencia de la fotovoltaica en la reducción de los cargos por demanda (penalizaciones por excesos de potencia), desarrollándose una metodología que se ha aplicado a un caso de estudio real. Temática que ha sido escasamente tratada en la literatura científica.

Los SAFV día a día van incrementando su impacto en la transición energética, por ello, es muy importante profundizar el análisis de su factibilidad técnica y económica. En este sentido, la presente investigación permitió identificar parámetros clave para obtener una implementación favorable sobre todo en los países en vías de desarrollo, como es el caso de Ecuador, que aún están dando sus primeros pasos en la promoción de estos sistemas. Y, para el caso de países como España, que tienen una madurez energética, se trazaron estrategias que permiten a los usuarios mejorar los beneficios económicos que se obtienen con la instalación de un SAFV.

Palabras clave: *Prosumidor, energía solar, fotovoltaica, autoconsumo fotovoltaico, orientaciones no óptimas, cargos por demanda.*

## *ABSTRACT*

Governments, companies, and citizens are aware of the need to generate energy in a sustainable and economical way. In recent years there has been a significant increase in the number of countries that have established incentives and subsidies to encourage the installation of photovoltaic self-consumption systems (SAFV for its acronym in Spanish). The success of these systems, in addition to technological improvement and cost reduction, derives from the application of legislation that is adapted to the socioeconomic reality of each country. In this regard, the present research is oriented towards an analysis of the operation of SAFVs in two countries representative of their geographical environment: Spain and Ecuador. Spain is a country that has a liberalized electricity market and applies a TOU (Time of Use) tariff system, which is being extended to more and more countries. On the other hand, Ecuador has an electricity sector administered by the state, where a tiered and subsidized tariff system is used, with an operation very similar to that of other Latin American countries.

Relevant aspects of self-consumption will be studied in order to propose recommendations for Spain and Ecuador, taking into consideration the three sectors in which self-consumption installations are classified: residential, commercial/administrative and industrial. The comparison will be made in the residential sector, which is the most developed sector in Ecuador, and represents the sector with the highest annual electricity consumption in the country.

The methodology has been structured based on the use of technical, economic, and functional data from the SAFVs of Ecuador and Spain. In Ecuador, data from three residences are available for more than one year of operation, and in Spain, data from residential, administrative, and industrial facilities are available for several years. Based on these data, techno-economic studies will be developed to evaluate the energy and economic performance of the facilities, investigating aspects that have not been dealt with much in the scientific literature.

The research evaluates the residential SAFVs comparing their operation in the two countries, each with a different compensation system, net balance for Ecuador, and net billing for Spain. For the residential, administrative/commercial sector, the feasibility of the SAFV with different orientations to the technically recommended one is studied. In the industrial sector, an exploration of the savings generated by the reduction of the penalty for excess power is developed.

The general analysis of the operation of the SAFVs carried out allows several contributions to be made in this field:

- The regulation of both countries has been compared, with special incidence in the different models of remuneration of photovoltaic surpluses in force in each country, making a series of observations and recommendations.
- The profitability of commercial/administrative installations in Spain has been assessed, applying their regulation for a range of installed photovoltaic power.
- The feasibility of using non-optimal orientations in residential installations has been analyzed, being applicable to commercial and industrial installations.
- In industrial installations, the incidence of photovoltaics in the reduction of demand charges (penalties for excess power) has been investigated, developing a methodology that has been applied to a real case study. This subject has been scarcely treated in the scientific literature.

The SAFV are increasing their impact on the energy transition, therefore, it is very important to deepen the analysis of their technical and economic feasibility. In this sense, this research allowed identifying key parameters to obtain a favorable implementation, especially in developing countries, such as Ecuador, which are still taking their first steps in the promotion of these systems. And, in the case of countries such as Spain, which have energy maturity, strategies were outlined that allow users to improve the economic benefits obtained with the installation of a SAFV.

Keywords: *Prosumer, solar energy, photovoltaic, photovoltaic self-consumption, non-optimal orientations, demand charges.*



## PUBLICACIONES

Los principales resultados incluidos en esta memoria se han publicado en los siguientes artículos de investigación:

Ordóñez, Á., Sánchez, E., Rozas, L., García, R., & Parra-Domínguez, J. (2022). Net-metering and net-billing in photovoltaic self-consumption: The cases of Ecuador and Spain. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 53, 102434.

Doi: <https://doi.org/10.1016/j.seta.2022.102434>

Sánchez, E., Ordóñez, Á., Sánchez, A., García Ovejero, R., & Parra-Domínguez, J. (2021). Exploring the benefits of photovoltaic non-optimal orientations in buildings. *Applied Sciences*, 11(21), 9954.

Doi: <https://doi.org/10.3390/app11219954>

Ordóñez Mendieta, Á. J., & Hernández, E. S. (2021). Analysis of PV Self-consumption in educational and office buildings in Spain. *Sustainability*, 13(4), 1662.

Doi: <https://doi.org/10.3390/su13041662>

Ordóñez, A. J., Sánchez, E., Solano, J. C., Parra-Domínguez, J. (2022). Demand charges reduction with photovoltaics in industrial prosumers. *Applied Energy*. Enviado.

## COMUNICACIONES A CONGRESOS

Ordóñez, A. J., & Sánchez, E. (2020). Análisis de una instalación fotovoltaica de autoconsumo en un edificio universitario. In *CIES2020-XVII Congreso Ibérico e XIII Congreso iberoamericano de Energía Solar* (pp. 1149-1156). LNEG-Laboratório Nacional de Energia e Geologia.

Doi: <https://doi.org/10.34637/cies2020.2.2136>

Ordóñez, A. J., & Sánchez, E. (2020). Análisis comparativo del autoconsumo eléctrico en Ecuador y España. In *CIES2020-XVII Congreso Ibérico e XIII Congreso iberoamericano de Energía Solar* (pp. 1359-1368). LNEG-Laboratório Nacional de Energia e Geologia.

Doi: <https://doi.org/10.34637/cies2020.3.5160>

Ordóñez, Á., Solano, J. C., & Sánchez, E. (2022). Análisis técnico-económico de sistemas fotovoltaicos conectados a la red en modalidad de autoconsumo en el Ecuador: casos experimentales en las regiones de la Costa y Sierra. In Memorias del Congreso Internacional I+ D+ i-Sostenibilidad Energética (Vol. 2, No. 1, pp. 11-20).

#### PARTICIPACIÓN EN CONGRESOS/EVENTOS

Ponencia en XVII Congreso Ibérico y XIII Congreso Iberoamericano de Energía Solar, Lisboa (Portugal), Noviembre de 2020. Tema: *“Análisis comparativo del autoconsumo eléctrico en Ecuador y España”*.

Ponencia en XVII Congreso Ibérico y XIII Congreso Iberoamericano de Energía Solar, Lisboa (Portugal), Noviembre de 2020. Tema: *“Análisis de una instalación fotovoltaica de autoconsumo en un edificio universitario”*.

Ponencia en V Congreso Internacional I+D+i Sostenibilidad Energética, Quito (Ecuador), Noviembre 2021. Tema: *“Análisis técnico-económico de sistemas fotovoltaicos conectados a la red en modalidad de autoconsumo en el Ecuador: casos experimentales en las regiones de la Costa y Sierra”*.

Ponencia en Casa Abierta: Carrera de Ingeniería en Telecomunicaciones, Universidad Nacional de Loja, Loja (Ecuador), Agosto 2022. Tema: *“Desarrollo de un sistema de soporte de decisiones para el autoconsumo fotovoltaico”*.

# Índice General

Índice de Figuras.....	xviii
Índice de Tablas .....	xxii
INTRODUCCIÓN.....	1
1.1. Justificación.....	1
1.2. Objetivos.....	3
1.3. Organización de la tesis .....	3
EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA .....	7
2.1. Estado de los Sistemas Fotovoltaicos.....	7
2.2. Políticas energéticas y su impacto en los SFV .....	11
2.4. Sistemas Fotovoltaicos de Autoconsumo.....	14
2.5. Métodos de Compensación .....	17
2.5.1 Feed-in Tariff .....	18
2.5.2. Balance Neto .....	19
2.5.3. Facturación Neta .....	20
SECTOR ELÉCTRICO Y FOTOVOLTAICO DE ESPAÑA Y ECUADOR.....	23
3.1. Estructura y funcionamiento del sistema eléctrico .....	23
3.1.1. Sector Eléctrico Ecuatoriano .....	24
3.1.2. Sector Eléctrico Español .....	29
3.2. Recurso solar para generación de energía.....	37
3.2.1. Recurso Solar .....	37
3.2.2. Potencial Fotovoltaico .....	41
3.3. Marco Regulatorio del Autoconsumo.....	42
3.3.1. Evolución Histórica .....	43
3.3.2. Políticas y normativas de apoyo adicionales .....	50
ANÁLISIS DE LOS SAFV RESIDENCIALES .....	55
4.1. Introducción.....	56
4.2. Metodología.....	57
4.2.1. Balance de energía .....	60
4.2.2. Balance Económico .....	61

4.2.3. Coste de los SAFV	63
4.3. Resultados.....	64
4.4. Discusión de los resultados.....	72
4.5. Conclusiones.....	74
<b>SAFV RESIDENCIALES: CASOS DE ESTUDIO EN ECUADOR.....</b>	<b>79</b>
5.1. Introducción.....	80
5.2. Metodología.....	81
5.2.1. Descripción de las instalaciones y monitoreo	81
5.2.2. Análisis técnico y económico	85
5.3. Resultados.....	86
5.3.1. Funcionamiento de los SAFV	86
5.3.2. Análisis económico	91
5.4. Discusión de los resultados.....	92
5.5. Conclusiones.....	95
<b>ANÁLISIS DE LOS SAFV EN EDIFICIOS ADMINISTRATIVOS Y COMERCIALES.....</b>	<b>97</b>
6.1. Introducción.....	98
6.2. Metodología.....	99
6.2.1. Descripción del Edificio e Instalación Fotovoltaica	99
6.2.2. Tarifa Minorista de Electricidad	101
6.2.3. Recopilación de datos	102
6.2.4. Procesamiento de datos	105
6.3. Resultados.....	108
6.3.1. Balance de energía	108
6.3.2. Equilibrio Económico	109
6.4. Discusión de los resultados.....	113
6.5. Conclusiones.....	116
<b>ANÁLISIS DE LOS SAFV EN ORIENTACIONES NO ÓPTIMAS.....</b>	<b>119</b>
7.1. Introducción.....	120
7.2. Metodología.....	122
7.2.1. Simulación con el software PVSYST	122

7.2.2. Análisis del SAFV residencial	125
7.3. Resultados.....	134
7.4. Discusión de resultados.....	143
7.5. Conclusiones.....	145
<b>APLICACIÓN DE LOS SAFV PARA LA REDUCCIÓN DE LOS EXCESOS DE POTENCIA EN EL SECTOR INDUSTRIAL .....</b>	<b>149</b>
8.1. Introducción.....	151
8.2. Metodología.....	154
8.2.1. Modelo coincidente y no coincidente	154
8.2.2. Cargos por demanda en España	156
8.2.3. Análisis de datos	159
8.2.4. Optimización de la potencia contratada	161
8.2.5. Caso de estudio	162
8.3. Resultados.....	164
8.3.1. Balance de energía	164
8.3.2. Análisis de excesos de potencia	166
8.3.3. Optimización de la potencia contratada en Tarifas 6.x	169
8.3.4. Optimización de la potencia contratada en Tarifas 3.0TD	173
8.3.5. Resumen económico	175
8.4. Discusión de resultados.....	176
8.5. Conclusiones.....	179
<b>CONCLUSIONES .....</b>	<b>183</b>
9.1. Conclusiones.....	183
9.2. Recomendaciones.....	185
9.3. Futuras líneas de investigación.....	186
<b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>187</b>
Anexo I: Tarifas Eléctricas .....	199
Anexo II: Indicadores económicos .....	205

## Índice de Figuras

Figura 1. Generación de energías renovables a nivel mundial. ....	8
Figura 2. Capacidad global de energía renovable. ....	9
Figura 3. Porcentaje de países que han adoptado al menos una política de apoyo a las ER. ....	13
Figura 4. Configuraciones de los SAFV: a) con conexión a la red eléctrica; b) aislado de la red. ....	15
Figura 5. Estructura del autoconsumo, carga neta diaria (A + C), generación neta (B + C) y autoconsumo absoluto (C) en el monitoreo real de una residencia en Ecuador. ....	16
Figura 6. Esquema de balance neto. ....	19
Figura 7. Esquema de facturación neta. ....	20
Figura 8. Energía entregada para servicio público (GWh) en el año 2021. ....	25
Figura 9. Consumo promedio mensual de consumidores residenciales (kWh/mes), 2021. ....	27
Figura 10. Precio medio de la energía facturada, 2021. ....	28
Figura 11. Evolución de la electricidad en España y Ecuador. ....	30
Figura 12. Evolución del consumo eléctrico por tipo de cliente. ....	31
Figura 13. Evolución de la producción renovable y no renovable de España. ....	32
Figura 14. Estructura de la potencia instalada peninsular. ....	33
Figura 15. Periodos de potencia establecidos en 2.0TD. ....	34
Figura 16. Periodos de energía establecidos en 2.0TD. ....	35
Figura 17. Periodos de energía establecidos en las tarifas 3.0TD y 6.1TD. ....	36
Figura 18. Perfil de carga del sistema eléctrico español en días representativos (21/01/2021, 21/04/2021). ....	36
Figura 19. Potencial Eléctrico Fotovoltaico en Ecuador. ....	38
Figura 20. Horarios de la salida del sol y de la puesta de sol en 2020-2023, Quito – Ecuador. ....	38
Figura 21. Potencial Eléctrico Fotovoltaico en España. ....	39
Figura 22. Horarios de la salida del sol y de la puesta de sol en 2020, Salamanca – España. ....	40
Figura 23. Cantidad de horas de Sol durante el año en Ecuador y España (2020). ....	41
Figura 24. Irradiación mensual (kWh/m <sup>2</sup> ) para Ecuador (a) y España (b) sobre horizontal (amarillo) y de ángulo óptimo (granate). ....	42
Figura 25. Capacidad fotovoltaica instalada en España y Ecuador (incluido los SAFV). ....	42
Figura 26. Estructura general del proceso de aplicación de la facturación neta usado en España. ....	47
Figura 27. Estructura general del proceso de aplicación del balance neto usado en Ecuador. ....	48
Figura 28. Cronología de la duración del proceso de permisos de un sistema SAFV en España. ....	51

Figura 29. Cronología de la duración del proceso de diseño y legalización de un sistema SAFV en Ecuador.....	51
Figura 30. Legislación española que regula el sistema de autoconsumo fotovoltaico en función de su gestión de potencia y excedentes.....	52
Figura 31. Registro oficial de SAFV conectados a red.....	53
Figura 32. Esquema metodológico para el estudio económico sobre un amplio rango de consumos anuales y tamaños fotovoltaicos en ambos países. ....	57
Figura 33. Esquema metodológico de la generación de perfiles de referencia.....	58
Figura 34. Esquema metodológico usado para establecer el balance económico.....	58
Figura 35. Esquema usado para establecer el balance económico.....	60
Figura 36. Costo de SAFV residencial en (a) Ecuador y (b) España.....	63
Figura 37. TROI de SAFV para diferentes consumos anuales y potencias fotovoltaicas instaladas (a) Ecuador, (b) España.....	66
Figura 38. VAN: (a) Ecuador $r=7\%$ y (b) España $r=3\%$ . ....	67
Figura 39. TIR de los sistemas SAFV para diferentes potencias fotovoltaicas instaladas y consumos anuales. (a) Ecuador (b) España.....	68
Figura 40. LCOE de los sistemas SAFV en €/kWh para diferentes potencias fotovoltaicas instaladas. (a) Ecuador, (b) España.....	69
Figura 41. Cambio en el Valor Actual Neto para Ecuador si se reemplaza la estructura en bandas de consumo por una tarifa fija de 0,0956 €/kWh. ....	71
Figura 42. Precio y porcentajes de crecimiento del kWh en Ecuador para el año 2021. ....	81
Figura 43. Imágenes de los SAFV monitoreados: a) Residencia 1, b) Residencia 2, c) Residencia 3. ....	83
Figura 44. Ubicación de los SAFV en el mapa del potencial eléctrico fotovoltaico del Ecuador. ....	83
Figura 45. Monitoreo de las tres residencias mediante Solar Web.....	84
Figura 46. Configuración de los SAFV con equipos Fronius.....	85
Figura 47. Funcionamiento del SAFV de la Residencia 1, a) Consumo; b) Producción FV; c) Excedentes FV entregados a la red eléctrica. ....	87
Figura 48. Funcionamiento del SAFV de la Residencia 2, a) Producción FV; b) Excedentes entregados a la red eléctrica. ....	89
Figura 49. Funcionamiento del SAFV de la Residencia 3, a) Producción FV; b) Excedentes entregados a la red eléctrica. ....	90
Figura 50. Facturación de la electricidad con y sin el SAFV, a) Residencia 1; b) Residencia 2; c) Residencia 3. ....	91

Figura 51. Retorno de diferentes tamaños de SAFV en clientes residenciales del Ecuador. ....	94
Figura 52. Cantidad de kWh que serán facturados al final de cada mes. ....	95
Figura 53. Vista de la Escuela Universitaria de Educación y Turismo junto con la instalación fotovoltaica visible a la derecha. ....	100
Figura 54. Datos para todo el año 2019. (a) Perfil de carga; (b) Generación de energía solar fotovoltaica (FV). ....	104
Figura 55. Balance energético con la red para una semana representativa. ....	105
Figura 56. Resultados mensuales del año 2019, (a) Balance energético (b) Balance económico. ....	107
Figura 57. Resultados del balance energético para diferentes potencias fotovoltaicas instaladas (a) Energía comprada a la red, producción fotovoltaica y excedentes inyectados a la red; (b) Autoconsumo y autoabastecimiento. ....	109
Figura 58. Balance económico para el año 2019 calculado para tres opciones de facturación neta (incluye término de energía en la factura eléctrica, pero no incluye ahorros). ....	110
Figura 59. Balance económico mensual con la red. En el régimen de compensación simplificado español, los valores negativos deben ser puestos a cero. ....	111
Figura 60. Tiempo de retorno de la inversión para diferentes potencias instaladas en España para 1.371 kWh/kWp año. (a) Relativas a la potencia instalada. (b) Relativas al grado de autosuficiencia. ....	112
Figura 61. Coste normalizado de la electricidad para instalaciones fotovoltaicas comerciales de diferentes tamaños en España (2019). ....	113
Figura 62. Variables ambientales en PVSYST: irradiancias (horizontal global y en el plano del arreglo) y temperaturas (ambiente y arreglo). ....	124
Figura 63. Edificio residencial en estudio antes de la instalación fotovoltaica. (a) Imagen satelital (Google Earth) (b) Plano de planta con dimensiones básicas y orientación. ....	125
Figura 64. Modelos residenciales de SAFV PVSYST: (a) Disposición original, (b) Diseño mediante marquesinas, (c) Diseño mediante módulos adosados a la fachada, (d) Diseño con marquesina y módulos adosados. ....	128
Figura 65. Mapas de calor de: (a) consumo de energía del edificio; (b) producción del SAFV. ....	135
Figura 66. Metodología aplicada para establecer los balances energéticos. ....	138
Figura 67. Porcentaje de autoconsumo (a) y autosuficiencia (b) vs. producción fotovoltaica en relación con el consumo para las configuraciones simuladas. ....	138
Figura 68. Beneficio económico de las antiguas y nuevas tarifas eléctricas en España: (a) Beneficio anual de la antigua tarifa 2.0A; (b) Utilidad anual por la nueva tarifa 2.0TD. Los impuestos del 5,11 % de la electricidad y el 21 % de IVA están incluidos en los cálculos. ....	139

Figura 69. Balance económico: (a) Valor actual neto frente a la producción fotovoltaica anual; (b) tasa interna de retorno frente a la producción fotovoltaica anual; (c) tiempo de retorno de la inversión frente a la producción fotovoltaica anual del SFV; (d) valor presente neto vs. potencia fotovoltaica instalada; (e) tasa interna de retorno frente a la potencia fotovoltaica instalada; (f) tiempo de retorno de la inversión frente a la potencia fotovoltaica instalada.....	141
Figura 70. Costo nivelado de electricidad para todas las configuraciones: (a) LCOE frente a la producción fotovoltaica anual; (b) LCOE frente a potencia fotovoltaica instalada. ....	142
Figura 71. Reducción de excesos de carga con un sistema de autoconsumo fotovoltaico.....	154
Figura 72. Periodos para las tarifas 3.0TD y 6.xTD en el sistema eléctrico español. ....	156
Figura 73. Estudio de caso (a) Serie temporal del consumo anual de electricidad. (b) Serie temporal del consumo eléctrico de una semana y de la electricidad demandada a la red. ....	160
Figura 74. Análisis de cargos por demanda: a) Análisis global de los datos; b) Método de cálculo de las monótonas de carga.....	161
Figura 75. Algoritmo de optimización de la potencia contratada. ....	162
Figura 76. Vistas del SAFV en el edificio del cliente industrial.....	163
Figura 77. Consumo energético del caso de estudio en el 2021.....	164
Figura 78. Diagramas de caja y bigotes del consumo de electricidad, producida por la FV y tomada de la red en: a) días laborables, b) fines de semana y días festivos. ....	166
Figura 79. Mapa de calor de los excesos de potencia: (a) Sin FV; (b) Con FV. ....	167
Figura 80. Monótonas de carga para el consumo de electricidad, importada de la red y autoconsumida para todo el año.....	168
Figura 81. Monótonas de carga anual para todos los períodos. Azul: electricidad consumida, rojo: importada de la red, amarillo: autoconsumo.....	169
Figura 82. Optimización de la potencia contratada para todos los periodos: (a) Con FV; (b) Sin FV.....	171
Figura 83. Optimización de potencia por periodos para la tarifa 6.1 (a) con FV y (b) sin FV.....	171
Figura 84. Optimización de potencia de cargos por demanda básicos para la tarifa 3.0 TD (a) con fotovoltaica y (b) sin fotovoltaica. ....	174
Figura 85. Optimización de potencia de cargos por demanda para cada periodo en la tarifa 3.0TD (a) con fotovoltaica y (b) sin fotovoltaica. ....	175
Figura 86. Estructura de la factura eléctrica en España. ....	202

## Índice de Tablas

<i>Tabla 1. Principales compromisos de la Unión Europea.....</i>	<i>11</i>
<i>Tabla 2. Estructuras del sector eléctrico ecuatoriano.....</i>	<i>24</i>
<i>Tabla 3. Balance nacional de energía eléctrica por tipo de cliente en el 2021 en Ecuador. ....</i>	<i>25</i>
<i>Tabla 4. Consumo promedio mensual, periodo 2011-2021 (kWh/cliente). ....</i>	<i>26</i>
<i>Tabla 5. Estructuras que componen el sector eléctrico español (CNMC, 2019).....</i>	<i>30</i>
<i>Tabla 6. Tarifas del servicio eléctrico en España.....</i>	<i>34</i>
<i>Tabla 7. Normativa legislativa española relacionada con el autoconsumo. ....</i>	<i>45</i>
<i>Tabla 8. Comparación entre la actual regulación del autoconsumo en España y Ecuador.....</i>	<i>49</i>
<i>Tabla 9. Consumo promedio y precio medio de electricidad en Ecuador del año 2021 . ....</i>	<i>71</i>
<i>Tabla 10. Resumen de configuraciones para el SAFV industrial Los incrementos son relativos a la orientación óptima. ....</i>	<i>82</i>
<i>Tabla 11. Datos representativos del funcionamiento y retorno de los casos de estudio.....</i>	<i>92</i>
<i>Tabla 12. Datos representativos del funcionamiento y retorno de los casos de estudio. ....</i>	<i>93</i>
<i>Tabla 13. Distribución horaria y comparación con la irradiación solar para tarifa ATR 3.0.....</i>	<i>101</i>
<i>Tabla 14. Componentes de la tarifa ATR 3.0 y precios en 2019. ....</i>	<i>102</i>
<i>Tabla 15. Coste de referencia de las instalaciones fotovoltaicas sobre tejado en España para diferentes potencias (2019).....</i>	<i>111</i>
<i>Tabla 16. Costo nivelado de electricidad para instalaciones comerciales de energía solar fotovoltaica en Francia, Italia y España.....</i>	<i>115</i>
<i>Tabla 17. Distribución horaria y comparación con la radiación solar horizontal para la tarifa 2.0. .</i>	<i>131</i>
<i>Tabla 18. Desempeño económico del SAFV para un año completo (agosto 2020 a julio 2021) comparando la antigua tarifa 2.0A y la nueva tarifa 2.0TD. Los impuestos están incluidos.....</i>	<i>133</i>
<i>Tabla 19. Rendimiento energético de las diferentes configuraciones simuladas para el SAFV en comparación con los datos medidos originales.....</i>	<i>136</i>
<i>Tabla 20. Comportamiento energético con el edificio y la red de las diferentes configuraciones para el SAFV. ....</i>	<i>137</i>
<i>Tabla 21. Indicadores de evaluación del ciclo de vida de los diseños de SAFV en estudio.....</i>	<i>143</i>
<i>Tabla 22. Valores de los coeficientes de carga por demanda tep. ....</i>	<i>158</i>
<i>Tabla 23. Valores del coeficiente <math>K_p</math> para el 2022.....</i>	<i>159</i>
<i>Tabla 24. Cargos por demanda aplicados por la compañía eléctrica y calculados.....</i>	<i>169</i>
<i>Tabla 25. Resumen de los térmicos anuales de potencia y excesos de potencia en la tarifa 6.1 TD... </i>	<i>171</i>

<i>Tabla 26. Optimización de la potencia en la tarifa 6.1TD con fotovoltaica. ....</i>	<i>172</i>
<i>Tabla 27. Optimización de la potencia en la tarifa 6.1TD sin fotovoltaica. ....</i>	<i>173</i>
<i>Tabla 28. Cargos por demanda para la tarifa 3.0TD. ....</i>	<i>174</i>
<i>Tabla 29. Optimización de la potencia contratada en la tarifa 3.0TD con fotovoltaica. ....</i>	<i>175</i>
<i>Tabla 30. Optimización de la potencia contratada en la tarifa 3.0TD sin fotovoltaica. ....</i>	<i>175</i>
<i>Tabla 31. Configuración de la nueva tarifa eléctrica en España. ....</i>	<i>199</i>
<i>Tabla 32. Tipos de clientes del sistema eléctrico de Ecuador para el año 2021. ....</i>	<i>202</i>
<i>Tabla 33. Tarifas de clientes de bajo y medio voltaje de la ciudad de Quito para el año 2021. ....</i>	<i>204</i>



## Acrónimos

### Símbolos

$A$	Costes ahorrados, €
$B$	Beneficio económico
$C$	Costes compensados, €
$E_{cons}$	Energía consumida, kWh
$E_{ent}$	Energía comprada, kWh
$E_{FV}$	Energía producida por el sistema fotovoltaico, kWh
$E_{AC}$	Energía autoconsumida, kWh
$E_{exc}$	Energía excedente, kWh
$R^{1..24}$	Crédito rotativo, kWh
$Pr$	Precio de la electricidad, €

### Abreviaciones

ARC	Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables
CNMC	Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia
DSM	Demand Shift Management (Gestión de cargos de demanda)
ER	Energías Renovables
FiT	Feed-in Tariffs (Tarifas de alimentación)
GEI	Gases de Efecto Invernadero
I+D	Investigación y Desarrollo
IEA	Agencia Internacional de Energía
IRENA	Agencia Internacional de las Energías Renovables
FER	Fuentes de Energía Renovable
LCOE	Costo Normalizado de Energía
PVGIS	Sistema de Información Geográfica Fotovoltaica
RD	Real Decreto
REE	Red Eléctrica de España
SAFV	Sistemas de Autoconsumo Fotovoltaico
SFV	Sistemas Fotovoltaicos
TIR	Tasa Interna de Retorno
TOU	Time Of Use
TROI	Tiempo de Retorno de la Inversión
UE	Unión Europea
VAN	Valor Actual Neto



# Capítulo 1

## **Introducción**

### **1.1. Justificación**

En la carrera por reducir las emisiones netas de dióxido de carbono la gran mayoría de países buscan desarrollar e implementar tecnologías que aprovechen las energías renovables para sustituir el uso de combustibles fósiles. Entre las fuentes de producción renovable, la energía solar es la fuente de energía más abundante y barata de la Tierra, y que, además, genera emisiones mínimas de gases de efecto invernadero. A pesar de ello, el crecimiento constante de estas tecnologías en los últimos años no se da en la misma magnitud en todas las regiones, dado que, existen diversos factores que lo obstaculizan. En consecuencia, muchos países han vuelto la vista a revisar sus normativas y políticas para incentivar el desarrollo e implementación de la energía solar.

Una de las políticas que generan mayor interés es la del *autoconsumo fotovoltaico*, esta política tiene entre sus objetivos involucrar al usuario en el proceso de generación eléctrica, lo que ha permitido a muchos países generar una hoja de ruta para alcanzar una generación distribuida. Pero la puesta en marcha de estos sistemas se ha

## INTRODUCCIÓN

encontrado con varias dificultades, tanto en el ámbito económico, como en los ámbitos: técnico, político y social. Todos estos factores han influido de forma directa e indirecta en el nivel de penetración que tiene esta política en cada país o estado.

Por lo indicado, la presente investigación realiza un análisis de la puesta en marcha de los Sistemas de Autoconsumo Fotovoltaico (SAFV desde ahora) empleando la información de dos países representativos en sus regiones, como lo son España y Ecuador. En el caso de España, se lo selecciona por ser un país con una madurez en el despliegue de los sistemas fotovoltaicos en diferentes escalas, que con el pasar de los años ha obtenido resultados muy satisfactorios con la implementación de sus políticas, las mismas que han sufrido una evolución favorable en la promoción de estos sistemas. Por otro lado, se encuentra Ecuador, un país en vías de desarrollo, que está dando sus primeros pasos en la inclusión de la energía solar en su matriz energética, estableciendo una política temprana, que de acuerdo con los datos socializados no ha obtenido los resultados esperados.

Se desarrolla una evaluación del funcionamiento de diferentes tipos de SAFV considerando la política vigente y la evolución que ha presentado en los últimos años. Además, estos dos escenarios permiten efectuar un análisis comparativo de dos de los métodos de compensación de excedentes fotovoltaicos con mayor aceptación a nivel mundial, como lo son el balance neto o “net-metering”, y, la facturación neta o “net-billing”, identificando si su aplicación es apropiada o se debe realizar cambios para un mejor funcionamiento y rentabilidad.

Con este proceso investigativo se pretende dar respuesta a dos premisas importantes con relación a la implementación de los SAFV:

1. ¿Son viables los SAFV en los dos países con las políticas actuales?
2. ¿Qué recomendaciones se puede emitir para mejorar la implementación de los SAFV en Ecuador y España?

Con la respuesta a estas incógnitas, se busca identificar los escenarios que presenten una adecuada rentabilidad para la instalación de SAFV, y, además, generar

recomendaciones que establezcan lineamientos para promover su implementación. Los resultados se presentan como una contribución que se puede visualizar como una guía para los países que tienen aspectos socioeconómicos similares a los analizados en el presente estudio, principalmente a países en vías de desarrollo que no pueden permitirse cometer errores en el planteamiento de sus políticas.

## 1.2. Objetivos

Para el desarrollo del presente proyecto de investigación, se han establecido los siguientes objetivos:

1. Analizar la rentabilidad de los SAFV en el sector residencial en España y Ecuador.
2. Evaluar el impacto que genera la normativa vigente en Ecuador en la utilidad de los SAFV.
3. Examinar los beneficios de los SAFV en usuarios comerciales e industriales en el mercado eléctrico español.
4. Proponer recomendaciones en base a los resultados obtenidos que permitan mejorar el despliegue de los SAFV.

## 1.3. Organización de la tesis

La tesis se encuentra organizada en los siguientes capítulos:

El *Capítulo 1* se compone de una justificación de la importancia de la investigación, seguido del planteamiento de los objetivos y la organización del documento de tesis.

En el *Capítulo 2* se realiza un estado del arte de los sistemas fotovoltaicos a nivel mundial, se complementa con información de la situación actual de los SAFV en Ecuador y España, y se explica el funcionamiento de los principales métodos de compensación por los excedentes fotovoltaicos vertidos a la red, como son “feed-in tariffs”, balance neto y facturación neta.

## INTRODUCCIÓN

En el *Capítulo 3* se realiza un análisis de la estructura del sector eléctrico en España y Ecuador. Se establecen características importantes que influyen en la rentabilidad y popularidad de los SAFV, como, por ejemplo, el mercado liberalizado que maneja España, que permite al usuario escoger el sistema de tarifación (libre o fija), lo que posibilita que el coste de la energía sea acorde a la oferta y demanda que exista. Por otro lado, Ecuador presenta un sector eléctrico centralizado y manejado por el estado, esto provoca que se aplique un sistema de tarifación fijo que incluye subsidios, ocasionando que el coste de energía sea de los más bajos de la región. A continuación, se analiza el recurso solar disponible en los dos países. Se procede a una evaluación general de la irradiancia global horizontal y de la cantidad de horas de Sol. Se complementa con la descripción de la evolución de las políticas de apoyo a los SAFV en los dos países y una comparativa entre las legislaciones vigentes.

En el *Capítulo 4* se lleva a cabo un análisis de los SAFV en el sector residencial en los dos países. Se destaca la comparativa de dos métodos de compensación por excedentes fotovoltaicos: el balance neto (Ecuador) y la facturación neta (España). Esta comparativa es de aplicación a otros países. Se realiza un estudio sistemático para un rango de potencia fotovoltaica instalada y un rango amplio de consumo anual, de manera que, se identifican las condiciones que permiten una rentabilidad de los SAFV. El análisis de la regulación junto con el estudio tecno-económico permite establecer recomendaciones y observaciones en las regulaciones actuales, especialmente para el caso de Ecuador. Este análisis se complementa en el *Capítulo 5*, evaluando el funcionamiento de tres SAFV residenciales que se encuentran en funcionamiento en Ecuador, donde se validan los resultados de la llamativa rentabilidad que tienen los clientes con un elevado consumo eléctrico, muy superior al promedio.

En el *Capítulo 6* se realiza un análisis técnico y funcional de los SAFV en edificios administrativos y comerciales bajo la regulación vigente en España, utilizando los datos reales de un SAFV instalado en el campus de la Universidad de Salamanca

(Ávila). Se establecen parámetros que permiten mejorar la rentabilidad de las instalaciones y reducir el intercambio de energía.

En el *Capítulo 7* se desarrolla una evaluación de la rentabilidad de los SAFV que incorporan módulos con orientaciones diferentes a la que proporciona la máxima producción energética anual. Este estudio viene motivado por la conveniencia de aumentar el grado de autoconsumo y por los precios variables de la electricidad. Este análisis se realiza en base a los datos reales de un SAFV residencial ubicado en Madrid, que cuenta con climatización eléctrica. Con la evaluación de las propuestas se presentan las diferencias de su funcionamiento en contraste con la orientación “óptima”. Los resultados permiten validar que el rendimiento económico de estas orientaciones es aceptable bajo la regulación actual, y además, se valida la viabilidad de aprovechar las superficies arquitectónicas distintas a la cubierta para la instalación de módulos fotovoltaicos, ampliando la capacidad del SAFV.

En el *Capítulo 8* se explora un tema muy poco valorado en la investigación científica, que corresponde a la incidencia de los SAFV en la reducción de la penalización por excesos de potencia en clientes industriales bajo el modelo español. Se aplican datos reales del funcionamiento de un SAFV industrial ubicado en Guijuelo (España), que cubren un año de operación. La evaluación se realiza con la caracterización y monetización de los excesos en cada periodo empleando los modelos de cargos por demanda coincidente y no coincidente, aplicables para potencias mayores o menores de 50 kW, respectivamente. Adicionalmente, se plantea un algoritmo de optimización que permite identificar la potencia óptima que se debe contratar para maximizar los ahorros.



## Capítulo 2

# **Evolución de la energía solar fotovoltaica**

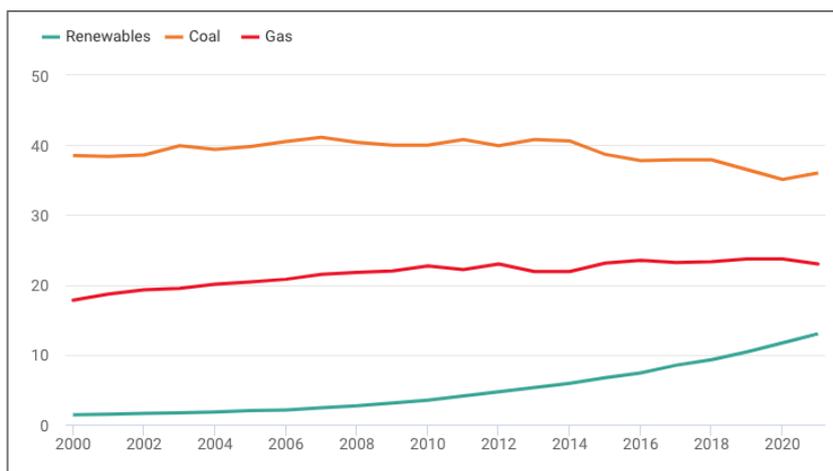
### **2.1. Estado de los Sistemas Fotovoltaicos**

El gran desarrollo de los últimos años ha provocado un crecimiento importante en el consumo energético a nivel mundial, principalmente del sector eléctrico. En un contexto global, se puede establecer que la demanda energética tiene dos caminos distintos, el primero corresponde a los países con economías desarrolladas, donde su crecimiento se produce en gran medida por el aumento de la digitalización, sin embargo, su regulación se realiza de forma parcial con políticas de eficiencia energética e implementación de sistemas distribuidos. Por otro lado, se encuentran los países con economías en desarrollo, donde se produce un crecimiento sólido de la demanda a partir de la expansión industrial, del crecimiento de su sector de servicios, entre otros.

Las regulaciones energéticas vigentes en gran parte de los países han evolucionado para fomentar la inclusión de energías renovables y mejorar su eficiencia energética.

El cumplimiento de estas regulaciones y acuerdos genera un desafío para todos los países, en una mayor proporción para los que se encuentran en vías de desarrollo, dado que, en ocasiones tienen problemas para solventar las demandas energéticas en sus territorios, lo que provoca que se deje en un segundo plano la forma de generación de energía. A pesar de esto, a nivel mundial en los últimos años las energías renovables han presentado datos muy favorables, en la **Figura 1** se visualiza el aumento de la participación de las energías renovables en la generación de energía, alcanzando el 13 % en 2021.

En la última década ha existido un crecimiento acelerado de la generación de energía eléctrica mediante recursos renovables. La Agencia Internacional de Energía (IEA por sus siglas en inglés) indica que, a finales del 2021 las energías renovables representaron el 38 % de la capacidad mundial instalada. Ese año se sumaron casi 257 gigavatios (GW) de renovables, aumentando el stock de energía renovable en un 9,1 %. Este importante incremento destaca aún más si lo comparamos con la nueva capacidad de energía global considerando todas las fuentes, donde en el último año aportó con el 81 % del crecimiento total (IRENA, 2022a).

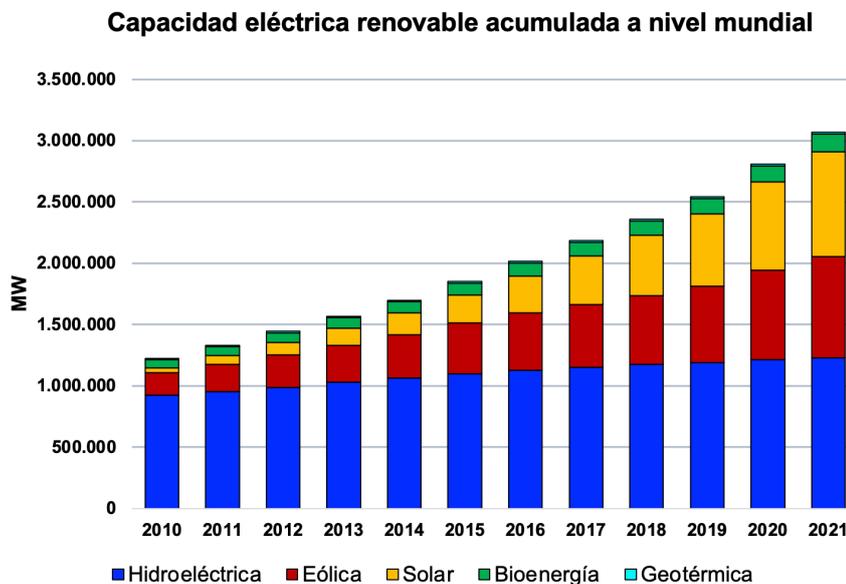


**Figura 1.** Generación de energías renovables a nivel mundial.

*Fuente: Ilustración tomada de (BP p.l.c., 2022).*

De acuerdo con las proyecciones establecidas por la IEA, tanto la energía solar, como la eólica continuarán siendo las de mayor crecimiento. Con un importante contraste a futuro, donde la energía eólica empezará a reducir paulatinamente su crecimiento,

mientras la energía solar continuará su ascenso acelerado. Esta información se corrobora con las estadísticas anuales presentadas por IRENA, que indican que el crecimiento registrado por la energía eólica del 2020 al 2021 fue del 12,56 % pasando de tener una capacidad de 731.623 MW a 823.484 MW, porcentaje de crecimiento menor al que fue registrado entre el 2019 y el 2020 que se aproximó a 18 %. Por otro lado, el crecimiento de la capacidad de energía solar de 2019 a 2020 fue de 21,36 %, y para el periodo comprendido entre 2020 y 2021 se alcanzó un porcentaje de 19,18 % obteniendo una capacidad de producción de 854.795 MW, superando así a la energía eólica, y ubicándose en el segundo lugar después de la hidroeléctrica (IRENA, 2022b), como se puede apreciar en la Figura 2.



**Figura 2.** Capacidad global de energía renovable.

*Fuente: Datos tomados de (IRENA, 2022a).*

Esta abrumadora tendencia se debe en gran medida al desarrollo tecnológico y al crecimiento del mercado, que ha permitido alcanzar una generación fotovoltaica viable y rentable para la mayoría de las ubicaciones geográficas.

Otro factor importante, es la incorporación de nuevas regulaciones en los países que fomentan el uso de energías renovables, estas legislaciones permiten al consumidor participar de la producción de su energía y en algunos casos obtener beneficios de sus excedentes. La inclusión de estos “micro-productores” en los últimos años ha

generado una repercusión considerable dentro el mercado eléctrico, dando lugar a que se genere una flexibilización en la estructura y funcionamiento del sistema eléctrico (Bertsch et al., 2017). Estos nuevos actores pasaron a denominarse *prosumidores*, este término surge del acrónimo formado de productor y consumidor, dado que tienen la capacidad de: producir, consumir, almacenar y vender su propia energía (Lamas, 2020). El prosumidor está en la capacidad de gestionar su sistema fotovoltaico (SFV desde ahora) de tres formas (Camilo et al., 2017): a) Exporta a la red toda la producción fotovoltaica e importar de la red todo el consumo de electricidad, sin realizar autoconsumo; b) Utiliza la producción fotovoltaica para consumo propio, vierte el excedente a la red, e importa de la red cuando lo necesita; c) Utiliza la producción fotovoltaica para consumo propio, almacena el exceso de electricidad en baterías, e importa de la red cuando se agota la energía.

La dinamización y crecimiento de este mercado ha producido una caída considerable de los costes de la energía solar, a pesar de los problemas generados por la pandemia COVID-19 en 2020 y 2021. De acuerdo con un análisis generado por la Agencia Internacional de Energía (IRENA, 2022c), en el caso de la energía solar fotovoltaica a escala de servicios públicos, en 2021 el LCOE medio ponderado global de los proyectos nuevos se redujo en un 13 %, en términos interanuales, de 0,055 USD/kWh a 0,048 USD/kWh. Esto ha sido impulsado por la disminución en un 6 % del costo total promedio ponderado global de la instalación de esta tecnología, pasando de 916 USD/kW en 2020 a 857 USD/kW para los proyectos puestos en marcha en 2021. Este descenso fue menor que el del 12 % experimentado en 2020, debido al aumento de precios de los módulos fotovoltaicos a finales de 2020 que ha provocado un impacto moderado en los costes totales de un número significativo de proyectos. Este impacto en los costes se hizo más notorio en mercados muy competitivos como el español, donde los márgenes de los promotores son más estrechos y los costes de los proyectos están proporcionalmente más expuestos a los aumentos de precios de los materiales y los equipos. El informe complementa su análisis, indicando que el 2021 se ha registrado un descenso en los costes de puesta en marcha de los proyectos energía

solar fotovoltaica y eólica en comparación a la parte final del 2020, pero que para 2022 es posible que este porcentaje de descenso no pueda repetirse, ya que las limitaciones de la cadena de suministro siguen vigentes desde finales de 2020, y en el 2021 además se ha registrado una aceleración en las subidas de los precios de las materias primas.

## 2.2. Políticas energéticas y su impacto en los SFV

El confinamiento generado por el COVID-19 y los problemas derivados por la guerra entre Ucrania y Rusia, han presentado para muchos países un escenario direccionado a reformular su visión de “reconstruir un mundo mejor”, más saludable y amigable con el medio ambiente. Previo a estas situaciones ya muchos países han trabajado y elaborado políticas y directivas que contribuyan al incremento de las energías renovables, entre ellos, por ejemplo, los países miembros de la Unión Europea. En el caso de la Unión Europea, se han generado directivas enfocadas a tres objetivos principales: a) alcanzar una reducción del 20 % de emisiones de GEI (Gases de Efecto Invernadero) en comparación a 1990; b) un incremento en la participación de las energías renovables y; c) un progreso del 20 % de la eficiencia energética (Martinopoulos, 2020).

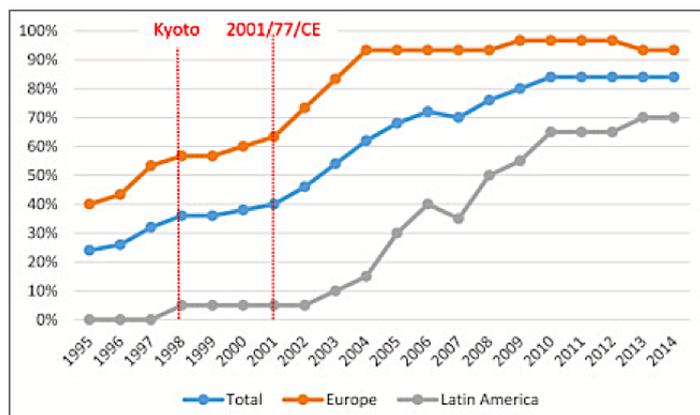
Realizando una revisión histórica, ya para 1995 un 40 % de los países contaba al menos con una política de apoyo a las energías renovables, este porcentaje aumentó de manera considerable a partir de la firma del Protocolo de Kioto en 1997 y de la publicación de la Directiva 2001/77/CE (Parlamento Europeo, 2001) elaborada por la Unión Europea. A pesar de este desarrollo en políticas de apoyo a las energías renovables se podría establecer que los principales compromisos han sido generados en la última década, dónde entre los más destacados tenemos los descritos en la **Tabla 1**.

**Tabla 1.** Principales compromisos de la Unión Europea.

Directiva	Fecha	Descripción
Directiva 2009/28/CE (Parlamento Europeo, 2009)	23 de abril de 2009	Se establece que los estados miembros deben aumentar el uso de fuentes de energía

		renovables (FER) junto con la eficiencia y el ahorro de energía.
Directiva 2010/31 / CE 2010 (Parlamento Europeo, 2010)	19 de mayo de 2010	Definió las reglas mínimas sobre el rendimiento de los edificios. Introdujo los certificados energéticos y dio la definición del edificio de energía neta cero (NZEB) (Martinopoulos, 2018).
Directiva 2012/27/UE (Parlamento Europeo, 2012)	25 de octubre de 2012	Determina medidas para impulsar la eficiencia energética dentro de la Unión Europea que permitan cumplir el objetivo de un 20 % de ahorro para 2020.
Reglamento UE 2017/1369 (Parlamento Europeo, 2017)	04 de julio de 2017	Permitió a los consumidores obtener más información relacionada al consumo energético que tienen los productos que utilizan energía.
Directiva (UE) 2018/2002 (Parlamento Europeo, 2018)	11 de diciembre de 2018	Establece un objetivo obligatorio para los países miembros de mínimo el 32 % de aporte de energías renovables para 2030, con una revisión de la meta en el año 2023.

Por otro lado, América Latina ha presentado un desarrollo muy diferente en sus políticas de incentivo a las energías renovables. El crecimiento en la aplicación de este tipo de políticas entre Europa y América Latina es muy marcado. Como se puede observar en la **Figura 3**, los países europeos llevan varios años trabajando en ellas, alcanzando altos porcentajes de implementación legislativa en inclusión de la energía renovable. Sin embargo, se puede observar que a principios del 2000, América Latina ha presentado un crecimiento considerable en la puesta en marcha de políticas de apoyo a las energías renovables, estas se orientan a diversificar la producción de electricidad mediante la colaboración de inversión privada. Desafortunadamente, las instituciones regionales como el Mercosur o la Comunidad Andina no han contribuido a fomentar el aumento y consolidación de este tipo de políticas (Bersalli et al., 2020).



**Figura 3.** Porcentaje de países que han adoptado al menos una política de apoyo a las ER.

Fuente: Ilustración obtenida de (Bersalli et al., 2020).

Las políticas generadas en América Latina no han seguido una línea común al momento de ser analizadas e implementadas, provocando una gran diversidad en los tipos de regulaciones e incentivos que han sido establecidos. Uno de los pocos parámetros comunes entre varios países es la utilización de instrumentos cualitativos que se basan en subastas. Entre estos países, para el 2014 se encontraban: Argentina, Brasil, Uruguay, Perú y Nicaragua. Otro grupo de países optó por elegir el uso de Feed-in-Tariff (FiT), que se basa en la entrega de la electricidad renovable al sistema de red eléctrica a cambio de una tarifa fija, entre estos países se encontraban: Bolivia, Ecuador, República Dominicana y Honduras. En el caso de: México, Guatemala, El Salvador y Panamá solo se han implementado algunos incentivos en los impuestos. Finalmente, Chile desde el 2008 ha manejado un sistema de cuotas (Bersalli et al., 2020).

Si nos extendemos a una exploración global, un estudio realizado a 138 países por el Banco Mundial estableció que las políticas nacionales para la energía sostenible de países con ingresos altos, medianos y bajos han empezado a converger en la última década. En el año 2010, sólo el 37 % de los países consideraba a la energía renovable entre sus objetivos nacionales, para el 2019, se estima que el 99 % de los países ya había establecido un marco legal que integra a las energías renovables o había empezado su incorporación en su política nacional. Entre estos países de acuerdo con el informe, el 70 % ya ha formulado planes de eficiencia energética, donde no solo

destacan los países que pertenecen a la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE), que son países que cuentan con políticas avanzadas, sino también, regiones como África al sur del Sahara, América Latina y el Caribe, que presentaron mejoras más dinámicas, sobresaliendo países como Chad y Ecuador (The World Bank, 2020a).

Este desarrollo favorable de políticas en el sector de energía renovable ha permitido un crecimiento acelerado en el mix energético de los países. En el caso de la Unión Europea (UE a partir de ahora) se viene trabajando por más de una década en la reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub>. En el 2009, se planteó que los países pertenecientes a la UE deben tener un 20 % de energía renovable para el año 2020. Para el año 2018, se estableció una nueva meta de alcanzar una generación de energía renovable del 32 % para el año 2030 (Hannesson, 2019). Sin embargo, existen barreras que limitan el despliegue de la energía solar, de acuerdo al informe (Cox et al., 2015) entre las más significativas están:

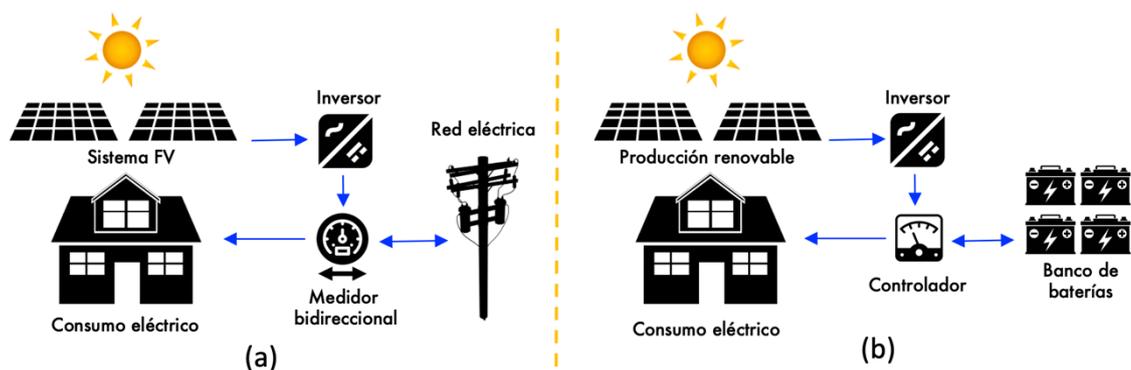
- a) Incoherencia en las políticas establecidas, lo que genera una incertidumbre en los mercados energéticos.
- b) Procesos de regulación y obtención de permisos que se extienden por mucho tiempo.
- c) Dificultades técnicas para la integración a la infraestructura de la red.
- d) Un mayor coste de las tecnologías solares, en relación con los subsidios a otras fuentes de energía.
- e) Falta de programas de financiamiento que sean accesibles y permitan una adecuada rentabilidad.
- f) Acceso a mano de obra cualificada para el diseño, instalación, operación y el mantenimiento del sistema.

### **2.4. Sistemas Fotovoltaicos de Autoconsumo**

La integración de la producción fotovoltaica en los sistemas de distribución eléctrica es cada vez más común para los edificios nuevos y existentes. La implementación de

los SAFV surge como una opción para solventar la creciente demanda de energía eléctrica. Actualmente, los costes de los SAFV han alcanzado valores más asequibles para algunas pequeñas industrias, comunidades de propietarios y algunos particulares. Existen dos configuraciones destacadas en la implementación de los SAFV (Figura 4):

- SAFV aislado de la red: este sistema no presenta una conexión a la red eléctrica, la energía producida por los paneles fotovoltaicos se autoconsume de acuerdo con el consumo eléctrico del usuario. Si existe una mayor producción a la requerida se tiene dos opciones, por un lado, la producción se auto regula para no exceder el consumo, y, por otro lado, si se dispone de un sistema de baterías se almacenan estos excedentes.
- SAFV con conexión a la red eléctrica: en esta configuración la energía generada se autoconsume de acuerdo con el requerimiento de energía eléctrica del usuario y los excedentes son vertidos a la red eléctrica. Los excedentes entregados a la red suelen acogerse a una compensación que depende de la legislación de cada país.



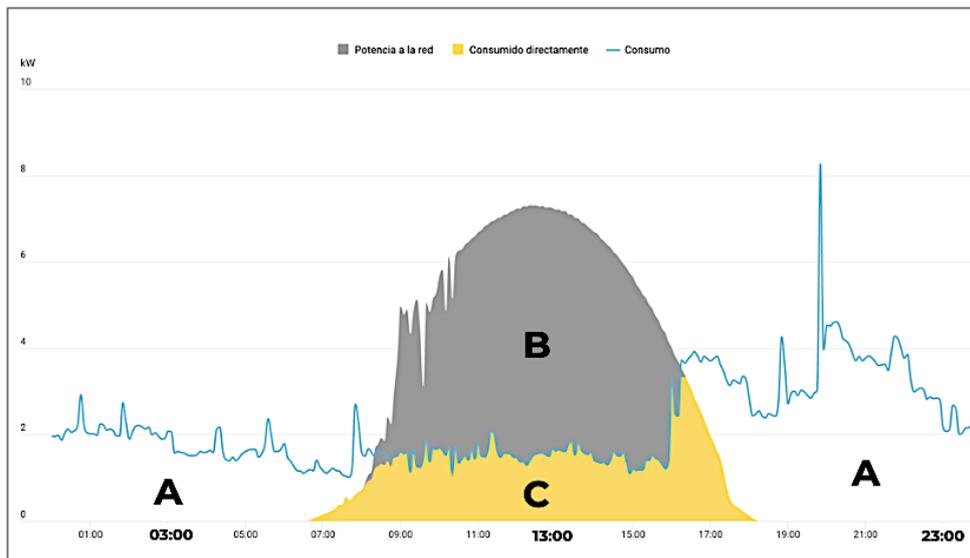
**Figura 4.** Configuraciones de los SAFV: a) con conexión a la red eléctrica; b) aislado de la red.

Actualmente existe un creciente apoyo a los SAFV de pequeños tamaños conectados a la red para satisfacer las demandas energéticas de los hogares o las pequeñas empresas. Sin embargo, la integración de un gran número de pequeños SAFV puede generar problemas técnicos en la red de distribución de energía eléctrica, como transferencias excesivas e incontrolables y problemas de calidad energética. Por esta razón, alcanzar una reducción del tráfico excesivo de la red es un factor importante

en el futuro de las redes de distribución eléctrica, esto se puede conseguir aumentando el autoconsumo de la energía producida localmente, reduciendo así la cantidad de los excedentes (Marañda, 2019).

En la **Figura 5** se puede apreciar el funcionamiento de un SAFV. Los segmentos A y C corresponden a la demanda de energía requerida por el usuario. Los segmentos B y C corresponden a la energía generada por el sistema fotovoltaico. Se visualiza que el segmento C es la parte sobrepuesta, esta sección representa el “autoconsumo absoluto” definido en (Widén, 2014), o de forma común, se conoce como la cantidad consumida del total de la producción fotovoltaica, representado por la Ecuación (1) (Luthander et al., 2015):

$$Autoconsumo = \frac{C}{B + C} \quad (1)$$



**Figura 5.** Estructura del autoconsumo, carga neta diaria (A + C), generación neta (B + C) y autoconsumo absoluto (C) en el monitoreo real de una residencia en Ecuador.

Otro parámetro importante es la “autosuficiencia”, que se define como la relación entre la carga total y la parte autoconsumida, este se puede representar como se expresa en la Ecuación (2):

$$Autosuficiencia = \frac{C}{A + C} \quad (2)$$

Como se indicó previamente, para incentivar la instalación de los SAFV conectados a red muchos países han generado políticas de apoyo para compensar la brecha existente en la rentabilidad de su implementación. Estos países han experimentado con diferentes tipos de incentivos, entre estos: Feed-in Tariff (FiT), sistemas de cuotas y comercio, normas de cartera, créditos fiscales, regulación de precios, entre otros. La selección del incentivo adecuado va a depender de diversos aspectos sociales, políticos y geográficos.

## **2.5. Métodos de Compensación**

Además de las ayudas que se pueden obtener para realizar la instalación de un SAFV, la compensación de excedentes es un parámetro esencial en el análisis de su rentabilidad. Las políticas diseñadas para incentivar la implementación de estos sistemas en conjunto con la reducción de los costes de instalación han permitido que el mercado fotovoltaico tenga un crecimiento considerable en las últimas décadas. En este contexto, es primordial descifrar cómo se realiza un correcto ajuste entre los incentivos y la capacidad del SAFV para establecer políticas y regulaciones acorde a cada escenario (Movilla et al., 2013).

Los mecanismos de compensación cambian su metodología de aplicación en la forma en que contabilizan y fijan el precio de la electricidad producida y consumida por el cliente. En la siguiente sección, se describen tres métodos de compensación que son los que han tenido mayor aceptación en los países a nivel mundial: feed-in tariff (FiT), balance neto y facturación neta.

En la última década, a nivel mundial un gran número de instalaciones fotovoltaicas se han beneficiado de las políticas de balance neto y facturación neta. En 2019, se estima que al menos 70 países habían incorporado o se encontraban en el proceso de incorporar políticas para compensar la energía que era entregada a la red eléctrica por parte de los propietarios de viviendas (REN21, 2019). Avanzando al 2021, se registra que uno de los métodos de compensación más popular es el fundamentado en el balance neto, siendo considerado como un instrumento de política popular para el

fomento de la energía renovable. Se estima que en el 2021 al menos 10 países o jurisdicciones subnacionales implementaron nuevas políticas de balance neto, o realizaron actualizaciones que permitan mejorar las regulaciones existentes (REN21, 2022).

### **2.5.1 Feed-in Tariff**

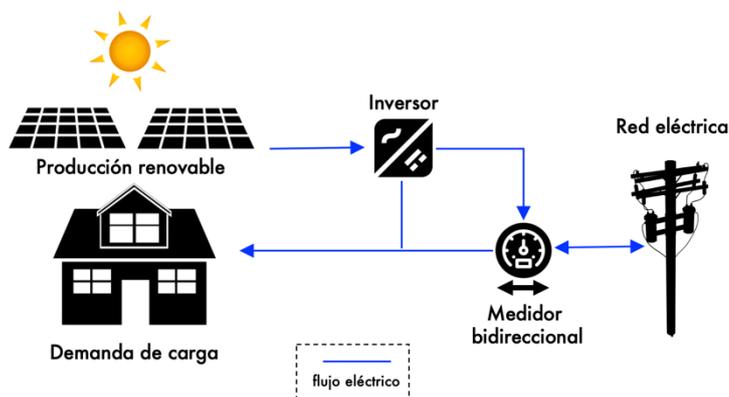
Feed-in Tariff (FiT) históricamente es el método de compensación más antiguo. En este método se establece precios de electricidad fijos que se pagan a los productores de energía renovable por cada unidad de energía producida e inyectada a la red eléctrica. Estos pagos están garantizados por un cierto período de tiempo que a menudo está relacionado con la vida económica del proyecto, en general 20 o 25 años. Los productores de energía renovable reciben una tarifa fija por cada kWh de electricidad generada y/o alimentada a la red, y generalmente obligan a las compañías eléctricas a comprar toda la electricidad de los productores elegibles en su área de servicio. Es importante considerar que a pesar del gran impulso que da esta metodología a la instalación de los SFV, también requiere una carga enorme a los presupuestos de cada país, dado que, generalmente los gobiernos establecen un esquema FiT extremadamente favorable, lo que puede provocar una inestabilidad económica y un colapso de esta política de incentivos (Kërçi et al., 2022).

De acuerdo con (Pyrgou et al., 2016), uno de los beneficios de los esquemas FiT es que generan un apoyo a la madurez de las tecnologías de energía renovables, permitiendo alcanzar la paridad en un periodo corto de tiempo. También, la investigación detalla que para establecer un marco regulatorio y políticas adecuado se deben considerar los siguientes parámetros:

- a) Riesgos y beneficios asociados con las inversiones en energías renovables.
- b) Barreras financieras.
- c) Infraestructura y normativa del sistema eléctrico.
- d) Análisis histórico de situaciones y predicciones sobre fallos del mercado relacionados con la inversión en innovación.

### 2.5.2. Balance Neto

Un mecanismo de compensación muy popular en los últimos años es el balance neto, esta política permite a los clientes de servicios públicos poseer, operar y beneficiarse de la implementación de un SAFV compensando parte o la totalidad de su consumo de electricidad y recibiendo un pago por el exceso de energía fotovoltaica inyectada en la red. Para ello, se utiliza un contador que es capaz de girar en ambos sentidos, mostrando el consumo neto o el excedente neto durante el periodo de facturación. Si se produce más energía de la que se consume, este sobrante de la energía puede ser vertido a la red eléctrica y los productores pueden recibir beneficios como saldos o créditos que se acreditan en la cuenta del cliente en el próximo ciclo de facturación (Poullikkas, 2013). En resumen, las exportaciones e importaciones se cuantifican en términos físicos (kWh). Este tipo de legislación suele venir acompañada de subsidios por adelantado, préstamos blandos, rebajas de impuestos, etc. (Mir-Artigues, 2013).



**Figura 6.** Esquema de balance neto.

El funcionamiento del esquema de balance neto es presentado en la **Figura 6**, el flujo de energía dependerá de la producción del sistema fotovoltaico y de la demanda de carga del cliente. Cuando la demanda sea inferior a los excedentes el medidor registrará la energía que es entregada a la red eléctrica. Por otro lado, cuando la demanda del cliente es superior a la producción, toda la producción se entregará al cliente y además se tomará la energía faltante de la red eléctrica.

### 2.5.3. Facturación Neta

Otro mecanismo de compensación por los excedentes FV que con el pasar de los años va ganando popularidad en países con una madurez en energías renovables es la facturación neta. La facturación neta es una variante del balance neto, en este esquema toda la energía exportada a la red se vende a la empresa de servicios públicos a un precio generalmente mayorista y toda la energía importada de la red se compra a precio minorista (Dufo-López & Bernal-Agustín, 2015). La electricidad exportada a la red se valora a un precio inferior a la tarifa mayorista porque solo se paga el componente de energía, mientras que en el coste de la tarifa minorista se incluye un cargo por distribución. Esta metodología incorpora dos medidores unidireccionales o un medidor con doble registro de datos, valorándolos por separado y a diferente precio. Al final del periodo de facturación se analiza la diferencia entre el coste de la energía comprada a la red y el coste de los excesos entregados a la red eléctrica (Watts et al., 2015).

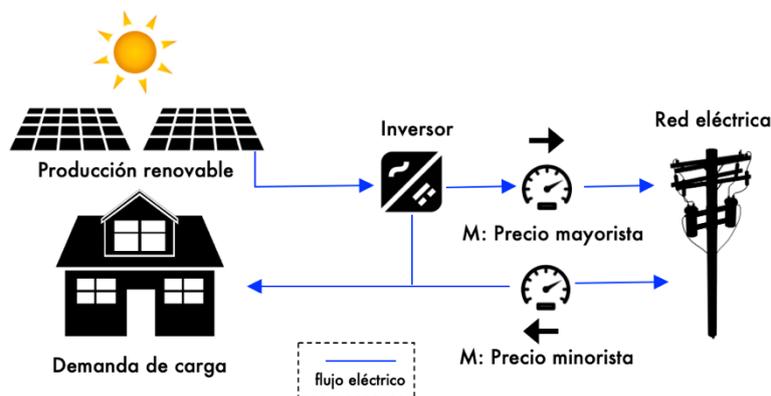


Figura 7. Esquema de facturación neta.

La Figura 7 presenta el funcionamiento del esquema de facturación neta. Cuando la producción de energía supera la demanda de carga del cliente, los excedentes son entregados a la red eléctrica a precio de mayorista. Cuando la producción de energía es inferior a la demanda de carga del cliente, toda la producción de energía es entregada al cliente y la energía faltante es tomada de la red eléctrica a precio de minorista.

Debido a la extensa aplicación de esta metodología, se han establecido varios tipos de formatos de aplicación, en la investigación de (Dufo-López & Bernal-Agustín, 2015) se enumeran los más comunes:

- a) *Facturación neta simple*: para cada periodo de facturación se analiza si el costo de toda la energía importada de la red es mayor que el costo de toda la energía exportada, el prosumidor debe pagar a la empresa de servicios públicos la diferencia.
- b) *Facturación neta con recompra*: para cada periodo de facturación el prosumidor paga a la empresa de servicios públicos por toda la energía importada con un precio de tarifa minorista y la empresa de servicios públicos compra la energía exportada a una cierta tarifa establecida según la regulación vigente, usualmente inferior a la de compra.
- c) *Facturación neta con crédito móvil*: para cada periodo de facturación, el prosumidor obtiene un crédito móvil monetario cuando los excedentes entregados a la red eléctrica superan la energía comprada de la red, este crédito puede utilizarse para compensar cargos en los próximos periodos de facturación.
- d) *Facturación neta con crédito continuo y recompra*: es la combinación de los métodos (b) y (c).



## Capítulo 3

# **Sector Eléctrico y Fotovoltaico de España y Ecuador**

### **3.1. Estructura y funcionamiento del sistema eléctrico**

Ecuador y España presentan diferencias importantes en la estructura y administración de su sistema eléctrico, los procesos aplicados en generación, distribución y comercialización eléctrica usualmente se replican en varios de sus países vecinos. En el caso de España, el sistema eléctrico se caracteriza por la existencia de un mercado mayorista de generación de electricidad, donde cada consumidor es libre para elegir a su empresa comercializadora desde enero de 2003, y donde es posible firmar contratos bilaterales entre productores y comercializadoras desde 2006 para fijar el precio de venta de la energía. En Ecuador por otro lado, todo el sector eléctrico se encuentra bajo la gestión del gobierno, esto le permite establecer tarifas fijas de electricidad con subvenciones incluidas, lo que ha provocado que se

manejen precios muy bajos por cada kWh consumido. Además, en la generación eléctrica existe un dominio de la energía hidroeléctrica que provee aproximadamente el 90 % de la energía requerida por el sector eléctrico del todo el país (ARC, 2022).

### 3.1.1. Sector Eléctrico Ecuatoriano

En Ecuador, el sector eléctrico se configura por dos estructuras: la institucional, y la comercial (Asamblea Nacional, 2015), los organismos que la conforman se detallan en la **Tabla 2**. Esta estructura permite que sea el Gobierno Nacional el único ente encargado de establecer el costo por kWh, tanto a nivel residencial, comercial e industrial. Se puede tener una visión más profunda de la organización del sistema eléctrico ecuatoriano en la investigación realizada por (Ponce-Jara et al., 2018).

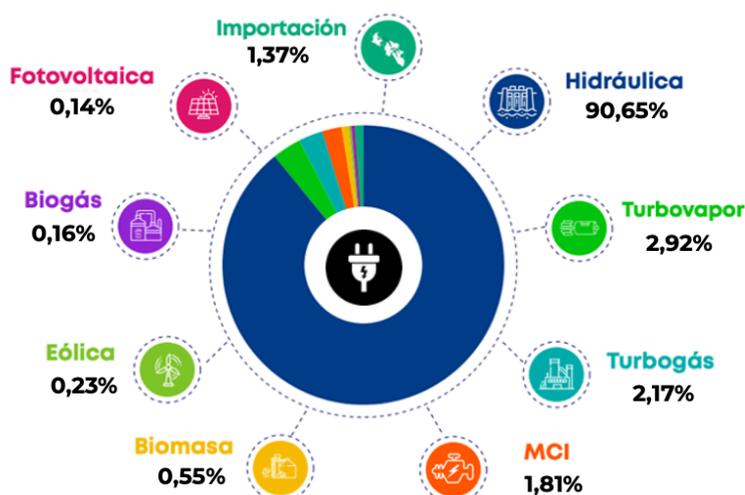
**Tabla 2.** Estructuras del sector eléctrico ecuatoriano.

Institucional		
Institución	Descripción / Características	
Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables	Ministerio encargado de formular, gestionar y evaluar la política pública energética y minera del país (MERNNR, n.d.).	
Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables (ARC en adelante)	Regula y controla los sectores estratégicos de electricidad, hidrocarburos y minas. Anteriormente tenía el nombre de ARCONEL (ARCERNNR, 2020).	
Operador Nacional de Electricidad (CENACE)	Es el operador técnico del Sistema Interconectado Nacional (S.N.I.) y administrador comercial de transacciones de bloques de energía, responsable del suministro continuo de energía eléctrica.	
Institutos Especializados	Están enfocados a la investigación científica y tecnológica, la innovación y el desarrollo en energías renovables y eficiencia energética.	
Comercial		
Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP	Responsable de la generación y transmisión de energía eléctrica. Agrupa una empresa de transmisión (Translectric) y doce empresas de generación.	
Corporación Nacional de Electricidad CNEL EP	Comercializa y distribuye la energía eléctrica en la Región Costera. Cubre el 44 % del territorio y el 45 % de la población.	
Empresas Eléctricas (Empresas Estatales)	Genera, distribuye y comercializa la energía eléctrica, principalmente en las regiones Sierra y Oriente.	

### 3.1.1.1. Generación eléctrica

Los escenarios de producción y consumo eléctrico en Ecuador y España son muy contrastados, esto se debe a las diferencias existentes en sus hábitos energéticos, desarrollo industrial y comercial, entre otros. Mientras, en Ecuador el mayor consumo eléctrico se da en el sector residencial (ARC, 2022) cómo se puede observar en la **Tabla 3**, para España se presenta un mayor porcentaje de consumo en el sector industrial y comercial. En cuanto al coste de la electricidad, en Ecuador ha aumentado ligeramente en los últimos años y se encuentra en el entorno de los 10 c\$/kWh.

En cuanto a la producción eléctrica, Ecuador debido a sus condiciones naturales (pluviometría y orografía) presenta excelentes condiciones para la generación hidroeléctrica, alcanzando en el 2021 un 90,65 % de energía entregada al servicio público, mientras que la energía solar fotovoltaica tan solo aportó el 0,14 % (ARC, 2022), se puede visualizar el aporte global de todas las tecnologías de generación en la **Figura 8**.



**Figura 8.** Energía entregada para servicio público (GWh) en el año 2021.

Fuente: Datos obtenidos de (ARC, 2022).

**Tabla 3.** Balance nacional de energía eléctrica por tipo de cliente en el 2021 en Ecuador.

Energía Factura por Servicio Eléctrico	GWh	
	GWh	%
	22.889,38	100,00 %
Demanda Regulada	21.248,40	92,83 %
Residencial	7.959,12	34,77 %

Industrial	5.660,47	24,73 %
Comercial	3.740,77	16,34 %
Otros	2.431,44	10,62 %
SAPG	1.456,60	6,36 %
Demanda No Regulada	1.640,98	7,17 %

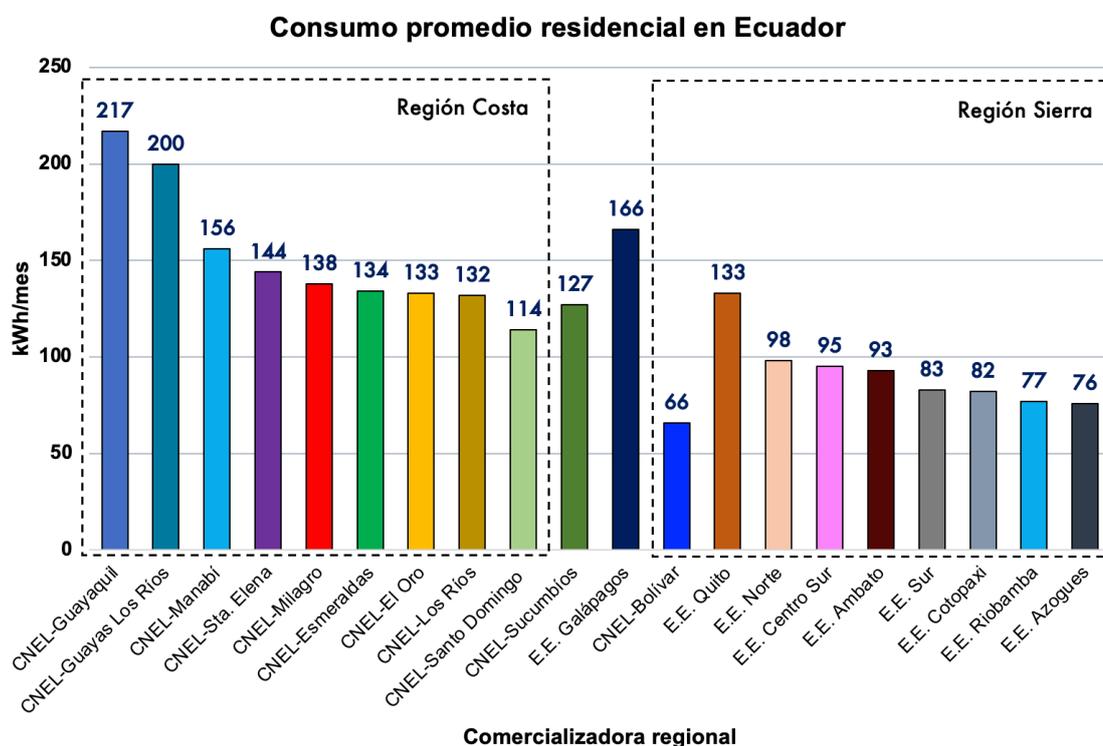
El informe anual del sistema eléctrico nacional correspondiente al año 2021 desarrollado por la ARC, presenta que el consumo promedio mensual fue 300,42 kWh/cliente, incrementándose en un 5,02 % en comparación con el promedio registrado para el 2011, este crecimiento se puede observar más detalladamente en la **Tabla 4** (ARC, 2022).

**Tabla 4.** Consumo promedio mensual, periodo 2011-2021 (kWh/cliente).

AÑO	SPEE					Promedio Total
	Industrial	Otros	Comercial	Residencial	SAPG	
2011	7.921,07	2.018,03	595,04	121,30	17,56	297,02
2012	8.123,78	2.034,50	608,82	121,73	17,3	300,27
2013	7.933,41	2.109,50	651,34	122,20	17,56	305,03
2014	8.566,79	2.095,40	691,75	128,79	18,17	318,81
2015	8.876,86	2.229,12	712,15	136,67	18,73	328,14
2016	8.934,26	2.252,05	680,48	136,61	19,07	319,80
2017	9.492,74	2.296,04	665,01	136,10	19,93	319,24
2018	9.904,69	2.490,97	656,36	135,26	21,13	322,53
2019	10.014,22	2.544,73	659,49	137,07	21,84	323,63
2020	9.739,14	2.416,88	575,68	141,42	22,39	311,94
2021	11.737,78	2.452,55	622,87	136,28	s/n	300,42

La existencia de diversos entornos geográficos en el país también incide en sus registros de consumo energético, es importante conocer que Ecuador se encuentra conformado por cuatro regiones: Costa, Sierra, Oriente e Insular. Esto provoca que existan cambios importantes en: temperaturas, alturas sobre el nivel del mar, entornos, entre otros. Por ejemplo, la Sierra está se conforma en su gran mayoría por la Cordillera de los Andes, en este sector se encuentra la capital del país, Quito con una altura promedio de 2.850 metros s.n.m. Si avanzamos al Oeste a unos 400 km de distancia, se encuentra la ciudad de Guayaquil en la región Costa, motor económico del país y la segunda más poblada, esta ciudad presenta una altura promedio de 4

metros s.n.m., esta geografía se réplica por toda la región costera, con unos altos índices de temperatura y humedad, lo que provoca un consumo bastante elevado de aire acondicionado, generando un mayor consumo eléctrico en comparación a las otras regiones, como se visualiza en la **Figura 9**.



**Figura 9.** Consumo promedio mensual de consumidores residenciales (kWh/mes), 2021.

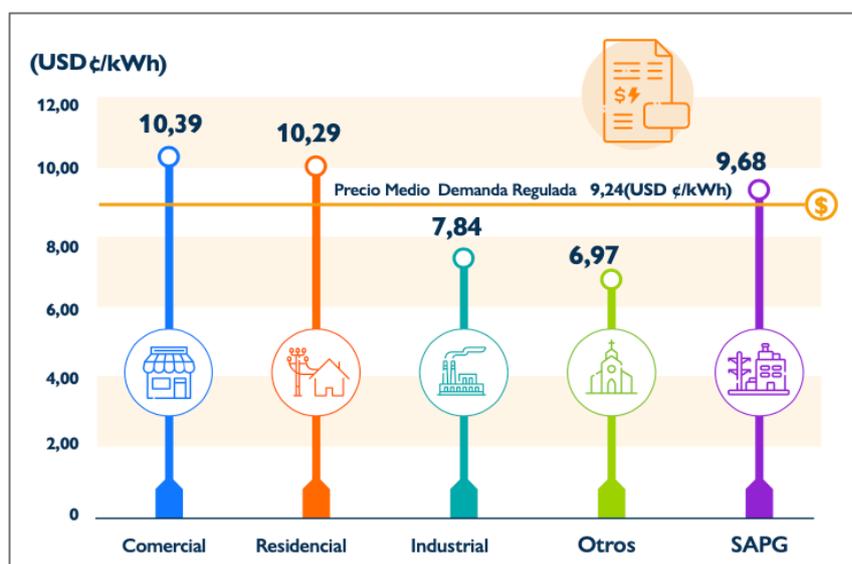
Fuente: Datos obtenidos de (ARC, 2022).

### 3.1.2.2. Tarifa eléctrica ecuatoriana

En Ecuador, el precio de la electricidad lo fija la junta de la ARC (antes ARCONEL) con una vigencia de un año calendario. El valor final de la facturación eléctrica se establece mediante la suma de varios elementos, a saber, la cantidad de energía, la producción eléctrica, las pérdidas en los transformadores, la comercialización y las penalizaciones por bajo factor de potencia. Estos valores, a su vez, dependen de: el sector al que pertenecen (residencial, comercial o industrial), nivel de tensión, consumo mensual y ubicación geográfica (ARCONEL, 2019). Para 2021, el consumo promedio residencial se estableció en 1.635,36 kWh/año con un coste aproximado de 0,083 € por kWh. Estos valores han colocado a Ecuador entre los países con las tarifas

eléctricas más bajas de América Latina y el Caribe, como lo indica la CEPAL en su informe (Contreras, 2020). El esquema tarifario por consumo eléctrico está configurado para que los clientes residenciales con menor consumo eléctrico paguen el menor precio por kWh/mes; este costo se incrementa progresivamente a medida que aumenta el consumo.

En el último informe anual de la ARC (ARC, 2022), se establece que el precio medio de la demanda regulada registrado en 2021, no varía significativamente entre los tipos de consumidores (**Figura 10**). A este coste, se agrega un monto único mensual de \$1,414 por cliente para gastos de comercialización y valores complementarios como el aporte al Alumbrado Público y un impuesto al Cuerpo de Bomberos. Es importante señalar que la electricidad en Ecuador está exenta de IVA (Impuesto al Valor Agregado).



**Figura 10.** Precio medio de la energía facturada, 2021.

Fuente: Ilustración obtenida de (ARC, 2022).

En Ecuador actualmente existe un subsidio de consumo eléctrico denominado “tarifa de la dignidad” que permite facturar el consumo de energía eléctrica a USD 0,04 por kWh. Se aplica a los consumidores del sector residencial cuyos consumos mensuales de energía sean inferiores a 110 kWh/mes en las empresas comercializadoras de la región Sierra y 130 kWh/mes en las regiones Costa, Oriente e Insular. Los usuarios

residenciales con consumos bajos beneficiarios de este subsidio, en el 2020 alcanzaron los 1,5 millones de usuarios que equivalente al 32 % del total de consumidores (Ministerio de Electricidad y Minas, 2021). Una descripción más detallada de la estructura de la tarifa eléctrica que se factura en el sistema eléctrico ecuatoriano se describe con mayor detalle en el **Anexo I**.

### **3.1.2. Sector Eléctrico Español**

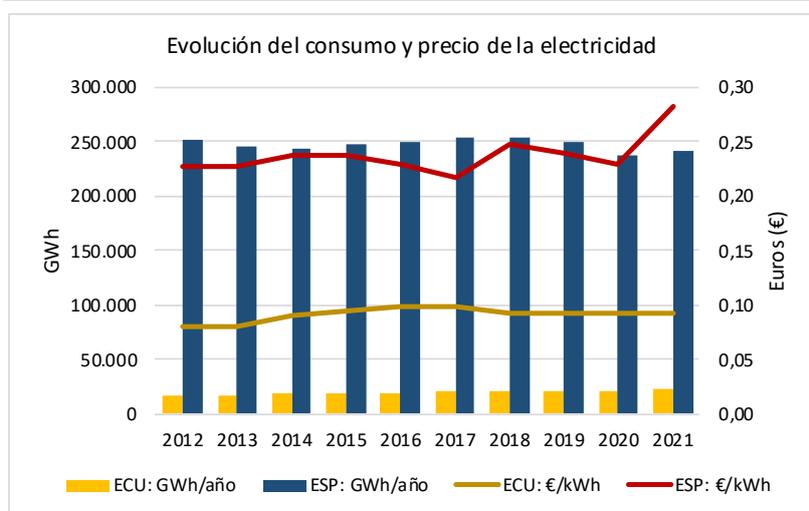
España cuenta con un mercado liberalizado desde 1997 (Ministerio de Industria y Energía, 1997), fraccionando las actividades eléctricas y el libre acceso a la red por transposición de la Directiva de la UE 96/92 / CE (The European Union, 1997). En 2007 los sistemas eléctricos español y portugués se fusionaron para formar el Mercado Eléctrico Ibérico (MIBEL), lo que permitió a España participar en el Mercado Interior de la Energía de la UE.

Actualmente, la operación del sistema eléctrico se consolida en cuatro componentes, como se muestra en la **Tabla 5**. El sistema vigente liberaliza las actividades de generación y comercialización de energía eléctrica, quedando así sometidas a competencia. Las actividades que no están liberalizadas son: el transporte, distribución y explotación de electricidad. Esta situación ha permitido una mayor competencia en el mercado en términos de comercialización, lo que significa que el consumidor puede elegir libremente entre más de 600 empresas.

En términos de generación eléctrica, hay más de 5.000 empresas, pero tres de ellas, Endesa, Iberdrola y Naturgy, producen el 66 % de la electricidad total. La distribución de electricidad está organizada geográficamente, con más de 300 empresas involucradas en el proceso. Sin embargo, la mayor parte de la energía la distribuyen cinco empresas: E-Redes (EDP), Viesgo, I-DE (Iberdrola), UFD (Naturgy), E-Distribución (Endesa) (CNMC, 2020b, 2019).

**Tabla 5.** Estructuras que componen el sector eléctrico español (CNMC, 2019).

Generación	
Institución	Descripción / Características
Empresas de generación eléctrica	Empresas de diversos tamaños que generan electricidad a partir de fuentes convencionales y renovables. 41.133 empresas registradas (CNMC, 2020a)
Transporte	
Red Eléctrica de España (REE)	De acuerdo con la Ley 17/2007, opera la red eléctrica española de alta tensión. Transporta electricidad de los generadores a los distribuidores y al intercambio internacional de electricidad.
Distribución	
Empresas distribuidoras de electricidad	Realizan distribución de electricidad con tensiones inferiores a 220 kV desde redes de transmisión de alta tensión a los consumidores u otras redes de distribución.
Mercado	
MIBEL OMIE-OMIP	Mercado mayorista, mercado spot, mercados de futuros y derivados. Intercambios internacionales. Agentes: productores de electricidad, minoristas, minoristas de referencia, consumidores directos, gestores de carga, agregadores de mercado.
Mercados OTC	Acuerdos bilaterales, PPA (Acuerdos de compra de energía).
Minoristas de electricidad.	Mercado minorista. Existe un mercado regulado (minoristas de referencia) con el “precio voluntario de pequeños consumidores” (PVPC) y un mercado libre (minoristas libres) con tarifas diferenciadas y descuentos para los consumidores.

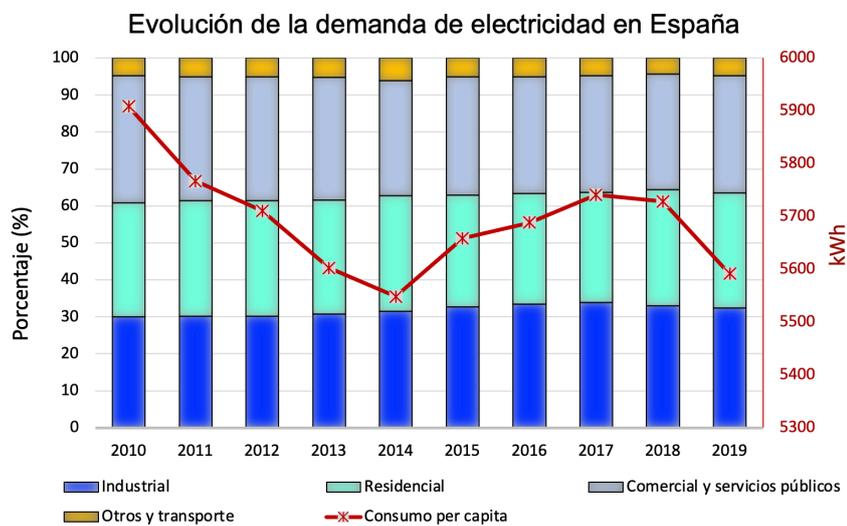


**Figura 11.** Evolución de la electricidad en España y Ecuador.

Fuente: Datos obtenidos de (ARC, 2022; Expansión, 2022; REE, 2022a)

El consumo energético general en España viene disminuyendo desde 2008, mientras el coste de la electricidad en los hogares tiene una tendencia al alza, como lo podemos ver en la **Figura 11**.

El mayor consumo eléctrico se genera en los sectores industrial y comercial (**Figura 12**). El sector residencial se encuentra en tercer lugar, pero es el que más clientes registra, debido a esto, los cambios en su modo de facturación presentan un alto impacto social. El precio para los consumidores residenciales ha subido hasta los 28,16 c€/kWh en el segundo semestre del 2021, mientras que el de los consumidores comerciales e industriales ha bajado hasta los 14,59 c€/kWh (Eurostat, 2022). Esta importante diferencia puede explicarse por razones técnicas (compras en gran volumen, consumo en horas valle) y una mayor competencia entre minoristas de los sectores comercial e industrial.



**Figura 12.** Evolución del consumo eléctrico por tipo de cliente.

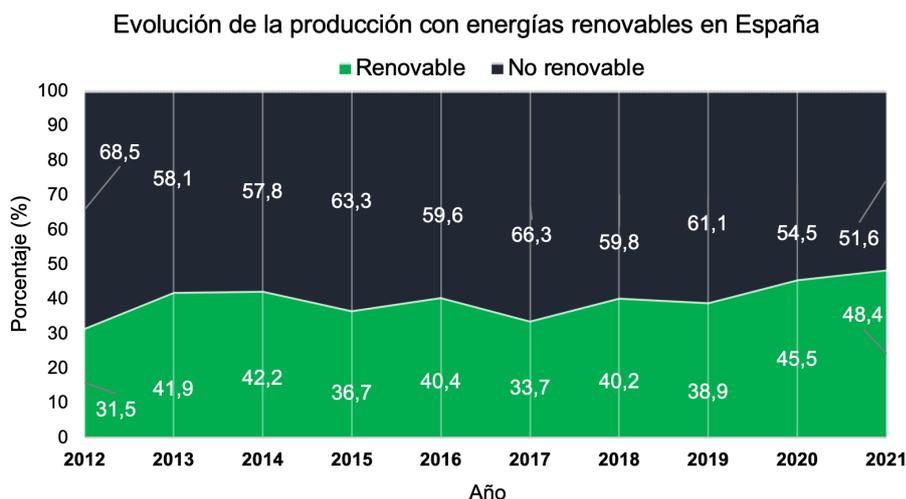
Fuente: Datos obtenidos de (Datosmacro, 2022; IEA, 2022a)

Para una mejor comprensión de los factores que inciden en el crecimiento del coste de la tarifa residencial, es importante conocer su estructura, de forma general se puede establecer que su facturación se conforma de tres partes: una parte basada en la potencia nominal contratada (cargo de acceso denominado), una parte variable por la energía consumida (cargo por energía) e impuestos (un 5,11 % de impuesto a la electricidad y un 21 % de IVA, resultando en un total de 27,50 %). El precio final de la

electricidad para el consumidor depende de la empresa comercializadora de electricidad y el consumidor puede elegir libremente entre una variedad de ofertas comerciales en el mercado libre y en el mercado regulado. Diferentes minoristas ofrecen planes de precio fijo o de dos períodos y la tarifa regulada PVPC, indexada al precio mayorista horario de la electricidad. La estructura de la tarifa eléctrica se describe con mayor detalle en el **Anexo I**.

### 3.1.2.1. Generación eléctrica

La generación eléctrica en España presenta un mix eléctrico donde aproximadamente el 48 % de la electricidad es renovable (**Figura 13**), destacando la eólica (49,5 %), la hidráulica (24,8 %) y la solar fotovoltaica (17,2 %), como se completa en la **Figura 14**. España ha reducido paulatinamente sus emisiones de carbono (Fundación Naturgy, n.d.) con la optimización de procesos y mejoramiento de la eficiencia energética direccionado en cumplir los compromisos generados en la Unión Europea.



**Figura 13.** Evolución de la producción renovable y no renovable de España.

Fuente: Datos obtenidos de (REE, 2022a).

Adicionalmente, en los últimos años ha presentado un crecimiento significativo de su producción fotovoltaica, en el 2021 esta tecnología ha sido la que más se ha incrementado, incorporando casi 3.500 MW al parque de generación peninsular y representando el 13,8 % del total peninsular. Esto ha permitido un aumento del 37,4 %,

de producción fotovoltaica en comparación al año 2020, alcanzando los 20.504 GWh estableciendo un nuevo récord de generación (REE, 2022a).

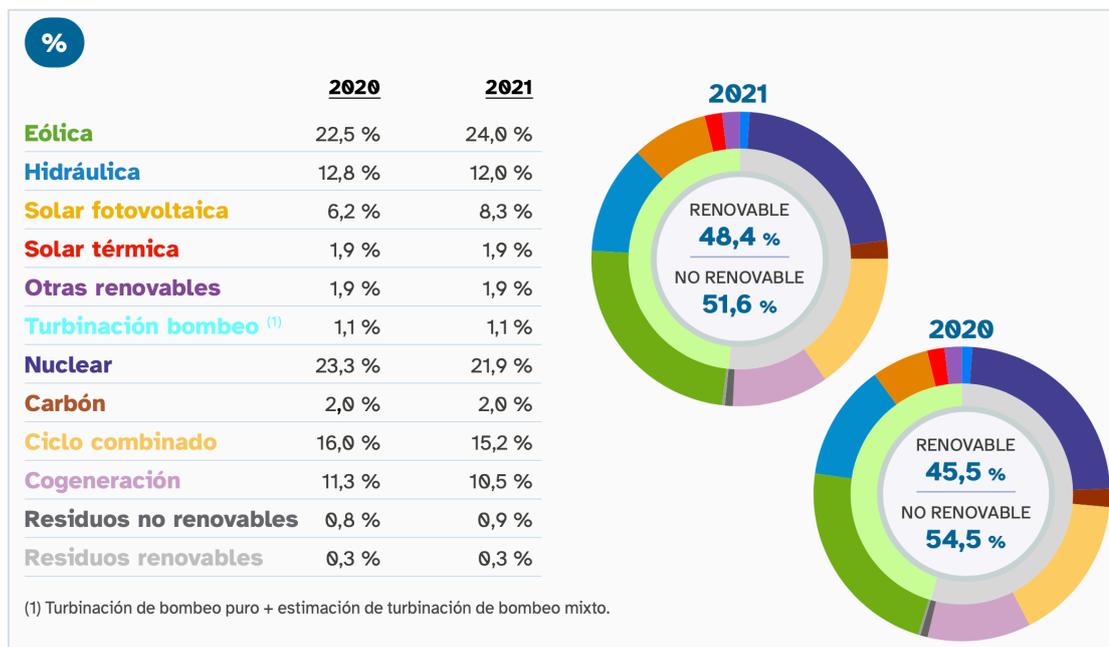


Figura 14. Estructura de la potencia instalada peninsular.

Fuente: Ilustración obtenida de (REE, 2022a)

### 3.1.2.2. Tarifa eléctrica española

Las tarifas eléctricas soportan no solo los costos de producción, sino también costes por el transporte y distribución de la electricidad. Los costes de producción de electricidad se exhiben en los precios del mercado mayorista de electricidad. En España, los costes globales del sistema eléctrico se denominan peajes y cargos. Los peajes incluyen los costes de transporte y distribución de electricidad y son establecidos por la CNMC (Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia). Los cargos son un concepto que incluye otros costes como la retribución de las energías renovables (principalmente el FiT por generación eólica y solar, sobrecargos de los sistemas eléctricos de Baleares y Canarias, déficit tarifario y otros costes). Los cargos los establece el Gobierno Nacional. Parte de estos costos están incluidos en el cargo de acceso y parte en el cargo por energía. Para las tarifas residenciales no existen otros cargos como potencia reactiva y máxima demanda. La potencia máxima demandada por estos consumidores es controlada por el ICP, que es un interruptor

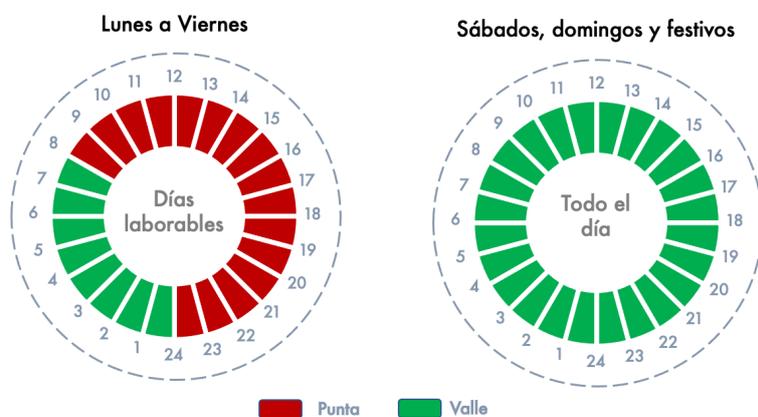
que corta el suministro eléctrico si se supera la potencia máxima contratada en un período de 15 minutos. En (Gobierno de España, 2019a) se encuentra una descripción más completa de las tarifas españolas.

Actualmente en España se manejan 6 tarifas eléctricas que dependen del nivel de tensión y potencia que contrate el cliente, estas tarifas se describen en la **Tabla 6**.

**Tabla 6.** Tarifas del servicio eléctrico en España

Tarifa	Tensión	Potencia	Periodos potencia	Periodos energía	Facturación de energía reactiva
2.0TD	≤ 1 kV	≤ 15 kW	2 periodos	3 periodos	N/A
3.0TD		> 15 kW	6 periodos	6 periodos	Si, excepto en P6
6.1TD	> 1 kV, > 30 kV	NA	6 periodos	6 periodos	Si, excepto en P6
6.2TD	≥ 30 kV, < 72,5 kV				
6.3TD	≥ 72,5 kV				
6.4TD	≥ 145 kV				

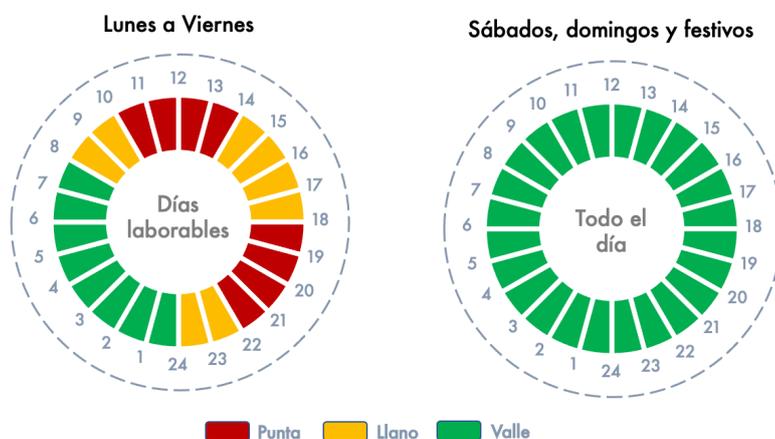
Las nuevas tarifas en España entraron en vigor en junio de 2021. La nueva tarifa residencial 2.0TD es una estructura de tres períodos de precios que reemplaza todas las tarifas 2.x (Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, 2020). Este cambio regulatorio establece precios más altos en períodos de mayor consumo para promover hábitos de gestión de demanda en los clientes.



**Figura 15.** Periodos de potencia establecidos en 2.0TD.

La nueva regulación establece dos periodos de potencia. La potencia “punta” se establece para los días laborables de lunes a viernes desde las 8 de la mañana hasta las 24 de la noche. La potencia “valle” se establece de lunes a viernes desde la 24 de la noche hasta las 8 de la mañana, y todas las horas de los sábados, domingos y días festivos ámbito nacional. Esta información se puede ver de forma más interactiva en la **Figura 15**.

En relación con el consumo de energía, la nueva tarifa establece tres periodos, estos se aplican de igual forma en invierno y verano. Estos 3 periodos horarios aplican un precio diferente para los peajes y cargos de la energía consumida. El periodo con mayor coste es el denominado “punta”, el de menor valor se denomina “valle”, y la tarifa intermedia se denomina “llano”, la duración de estas tarifas se las puede apreciar en la **Figura 16**.



**Figura 16.** Periodos de energía establecidos en 2.0TD.

La nueva regulación también incluye nuevas tarifas para el sector comercial e industrial. Estas tarifas corresponden a la tarifa 3.0 TD para tensión media. El horario tarifa 3.0 TD consta de seis términos de potencia contratada y seis términos de energía, para contratar esta tarifa se debe tener una instalación con una tensión inferior a 1 kV y potencia superior a 15 kW en alguno de los seis periodos horarios. Para tensiones entre 1 kV a 30 kV se aplicará la tarifa 6.1TD que maneja los mismo seis periodos horarios, estos periodos se puede apreciar de mejor manera en la **Figura 17**.

Mes / Hora	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	Temporada
Enero	P6							P2	P1			P2			P1			P2	Alta						
Febrero	P6							P2	P1			P2			P1			P2	Alta						
Marzo	P6							P3	P2			P3			P2			P3	Media Alta						
Abril	P6							P5	P4			P5			P4			P5	Baja						
Mayo	P6							P5	P4			P5			P4			P5	Baja						
Junio	P6							P4	P3			P4			P3			P4	Media						
Julio	P6							P2	P1			P2			P1			P2	Alta						
Agosto	P6							P4	P3			P4			P3			P4	Media						
Septiembre	P6							P4	P3			P4			P3			P4	Media						
Octubre	P6							P5	P4			P5			P4			P5	Baja						
Noviembre	P6							P3	P2			P3			P2			P3	Media Alta						
Diciembre	P6							P2	P1			P2			P1			P2	Alta						
Sábado, domingo y festivos	P6																								

Figura 17. Periodos de energía establecidos en las tarifas 3.0TD y 6.1TD.

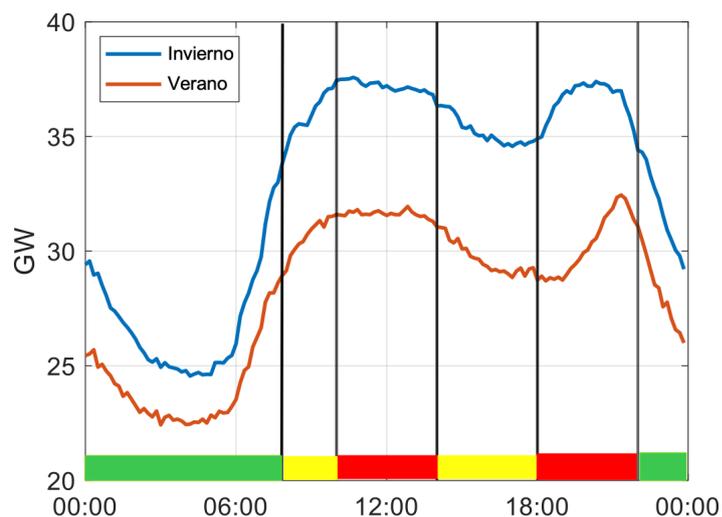


Figura 18. Perfil de carga del sistema eléctrico español en días representativos (21/01/2021, 21/04/2021).

Fuente: Datos obtenidos de (CNMC, 2021)

En la **Figura 18** se grafican los perfiles de demanda de todo el sistema eléctrico español en días representativos de invierno y primavera y se muestra claramente la selección de los períodos pico de acuerdo con los dos períodos de máxima demanda eléctrica en el sistema eléctrico español. Se destacan los diferentes períodos de tarificación en la tarifa 3.0TD, con los períodos pico correlacionados con los períodos de máxima demanda eléctrica diaria. Se realiza una explicación de la estructura de la tarifa eléctrica España en el **Anexo I**.

## 3.2. Recurso solar para generación de energía

Ecuador y España cuentan con óptimas condiciones geográficas para el aprovechamiento de la energía solar. En el caso de Ecuador, su ubicación en la línea ecuatorial facilita el diseño de los SFV, con una regularidad en la cantidad de horas de luz durante todo el año, y una irradiancia perpendicular durante la mayor parte del año. Por otro lado, España presenta altos índices de irradiación solar horizontal que con un análisis adecuado de la orientación de las células fotovoltaicas posibilitan un excelente aprovechamiento de la irradiación para la producción de energía solar.

### 3.2.1. Recurso Solar

Ecuador tiene un interesante potencial para el desarrollo de las energías renovables. En el caso de la energía solar, su potencial se encuentra condicionado por las regiones que conforman su geografía, en la **Figura 19** se puede visualizar que las regiones Sierra e Insular son las que presentan los mejores promedios del potencial solar. Un parámetro favorable para el funcionamiento de los sistemas fotovoltaicos es la estabilidad de la presencia de la luz solar a lo largo de todo el año como se ilustra en la **Figura 20**.

España también presenta un potencial eléctrico fotovoltaico muy favorable, que, al estar acompañado de una política madura en el apoyo a las energías renovables, ha permitido un incremento acelerado en la instalación de diversos tipos de sistemas fotovoltaicos en todo el territorio nacional. De acuerdo a (Izquierdo et al., 2010), en su investigación mediante un análisis de probabilidad establece que el 71 % del territorio factible en España recibe entre 1.730 y 2.310 kWh/m<sup>2</sup> de una Irradiación Global Horizontal anual. Estos valores se corroboran con el mapa de recurso solar que se observa en la **Figura 21**. Las horas de disponibilidad de luz solar varía de acuerdo con las estaciones, teniendo días más cortos al final e inicio del año, esto se puede apreciar con mayor facilidad en la **Figura 22**.

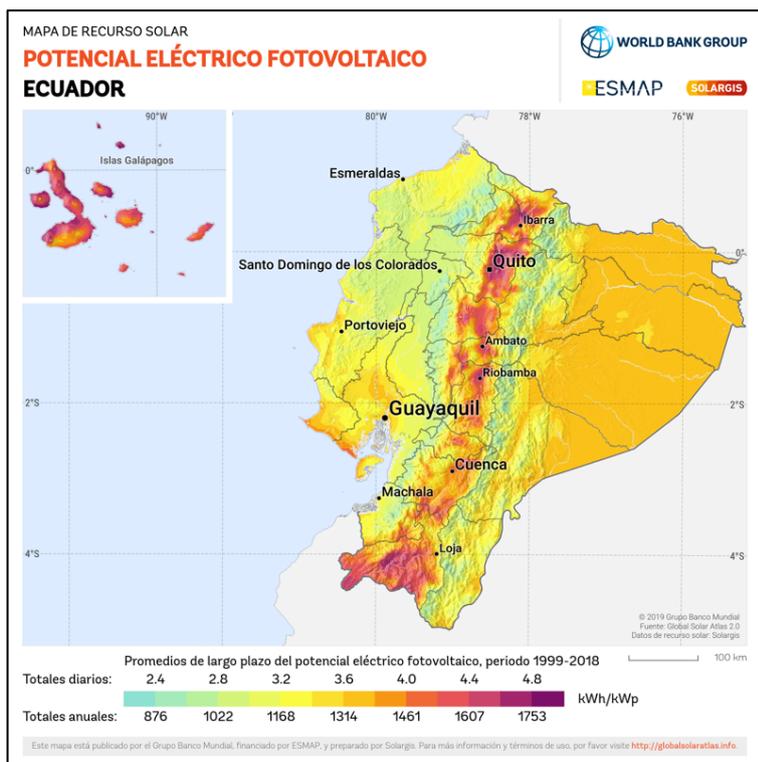


Figura 19. Potencial Eléctrico Fotovoltaico en Ecuador.

Fuente: Ilustración tomada de (The World Bank, 2020b).

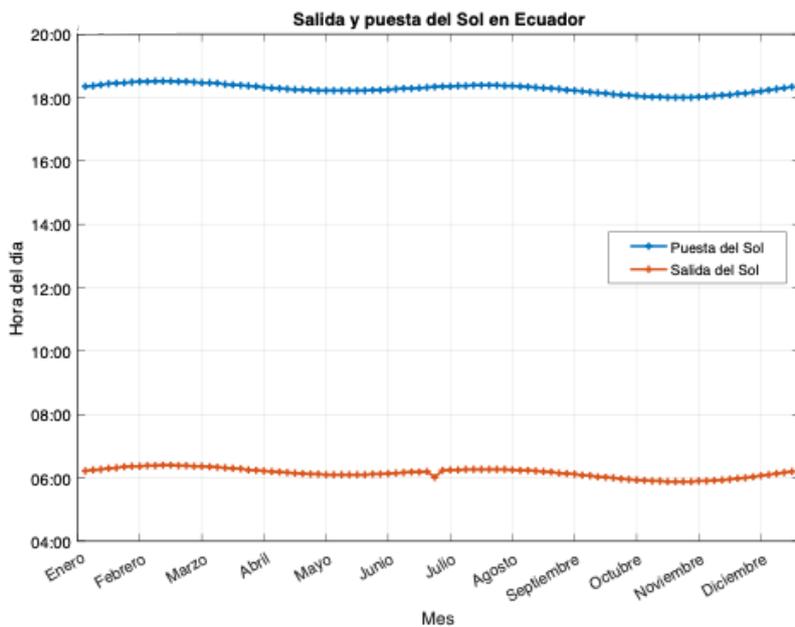
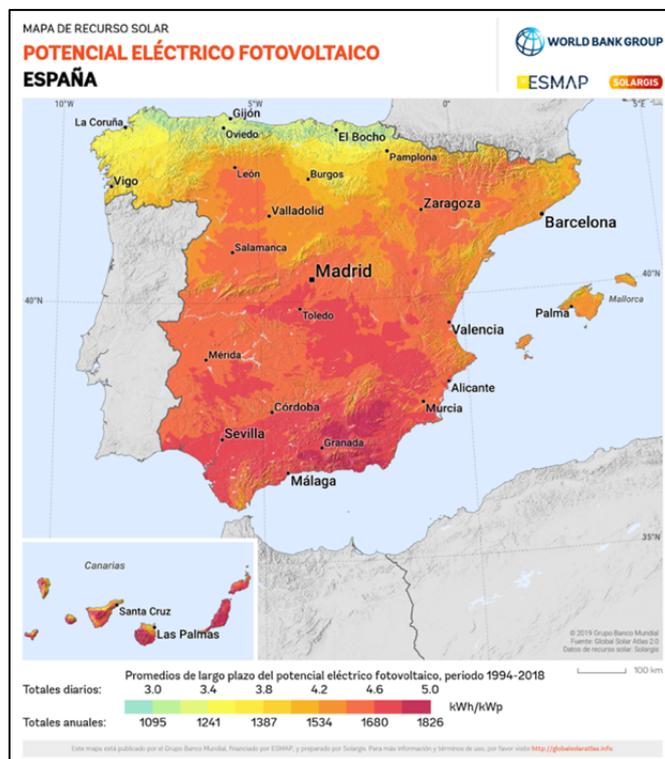


Figura 20. Horarios de la salida del sol y de la puesta de sol en 2020-2023, Quito – Ecuador.

Fuente: Datos obtenidos de (Gestión de Meteorología Aeronáutica del Ecuador, n.d.).

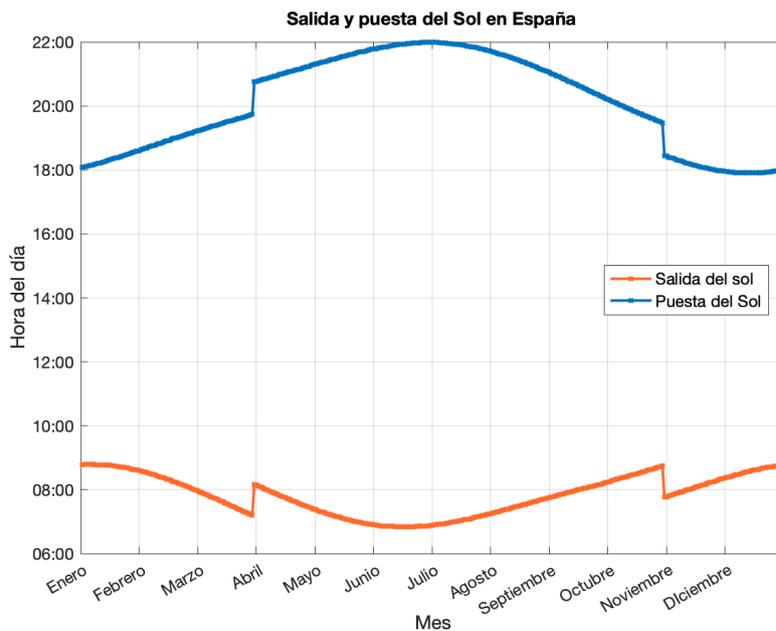
En el estudio realizado por (Girard et al., 2016), se detalla que España además de tener un gran potencial eléctrico fotovoltaico, se encuentra entre los principales mercados solares debido a:

- Tener buenos objetivos de planificación, como los establecidos en el Plan de Promoción de Energías Renovables, PFER, 1999-2010.
- Elaboración continua de marcos económicos y regulatorios para implementar las medidas propuestas en el plan.
- Promoción del desarrollo industrial: madurez tecnológica, centros de investigación y desarrollo.
- Mayor interés social en los sistemas conectados a la red con importantes entradas de capital económico.



**Figura 21.** Potencial Eléctrico Fotovoltaico en España.

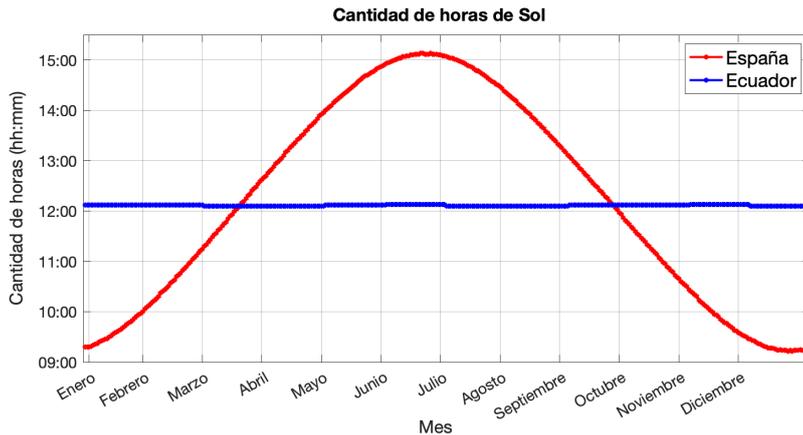
Fuente: Ilustración obtenida de (The World Bank, 2020b).



**Figura 22.** Horarios de la salida del sol y de la puesta de sol en 2020, Salamanca – España.

*Fuente: Datos obtenidos de (Instituto Geográfico Nacional de España, n.d.).*

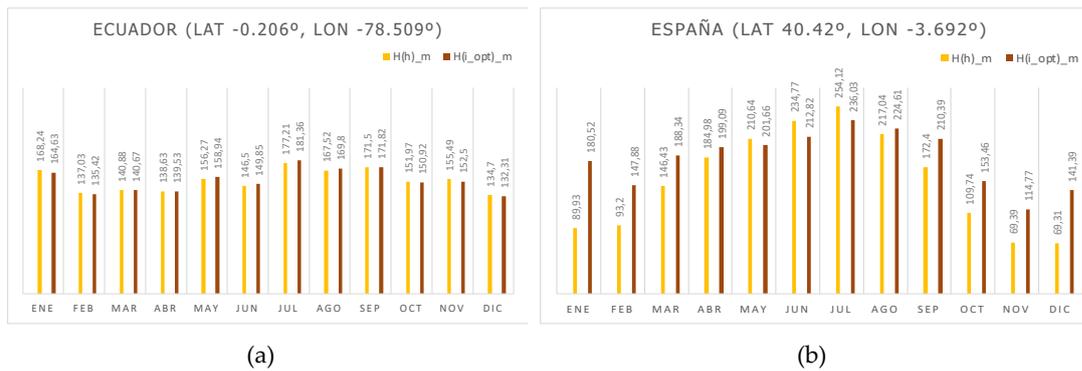
Finalmente, es interesante analizar la cantidad de horas de sol que tiene los dos países (**Figura 23**). En el caso de Ecuador se tiene un promedio anual de 12 horas con 7 minutos, se visualiza una estabilidad durante todo el año en la cantidad de horas de sol que se tiene cada día. Esta característica facilita el diseño de los sistemas fotovoltaicos, donde, además no es primordial evaluar la inclinación de los paneles fotovoltaicos dada su ubicación (sobre la línea ecuatorial). En España por otro lado, existe variación de la cantidad de horas de sol durante el año, teniendo días con menor tiempo de sol (aproximadamente 9 horas), y días largos que superan las 14 horas de sol. Este comportamiento establece una necesidad de realizar diseños con análisis más detallados que permitan aprovechar la mayor cantidad de irradiación a lo largo del año.



**Figura 23.** Cantidad de horas de Sol durante el año en Ecuador y España (2020).

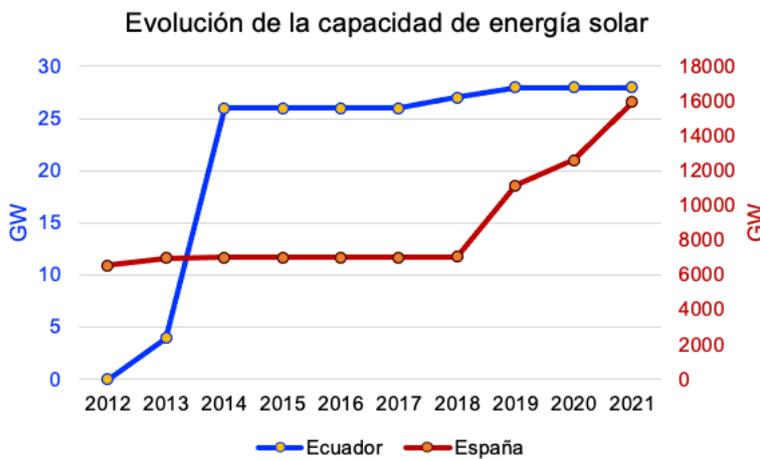
### 3.2.2. Potencial Fotovoltaico

El análisis del potencial fotovoltaico en cada país es un factor primordial al momento de evaluar el funcionamiento de los SAFV. Aunque los datos son aproximaciones permiten tener una visión general del funcionamiento de los sistemas. Ecuador y España disfrutan de buen recurso solar, con una irradiación horizontal anual de 1.846 kWh/m<sup>2</sup> en Quito, Ecuador, y 1.852 kWh/m<sup>2</sup> en Madrid, España, según la base de datos PVGIS-NSRDB (EU Science Hub, 2020). Ecuador tiene excelentes condiciones para la energía solar, con una irradiación entrante casi perpendicular al mediodía durante todo el año. Esto permite una irradiación solar estable como se muestra en la **Figura 24 (a)**. Por el contrario, España se enfrenta a una estacionalidad significativa, pero con una orientación adecuada es posible alcanzar una producción fotovoltaica anual más alta y estable, como se ve en la **Figura 24 (b)**, estos datos se corroboran en el reporte generado por el Banco Mundial como parte del estudio “Global Photovoltaic Power Potential” (World Bank Group, 2020), donde se establece la variación mensual de la potencia fotovoltaica de cada país. Si bien Ecuador presenta un comportamiento muy estable durante todo el año, la latitud de España conduce a una estacionalidad significativa que permite una mayor producción anual con una adecuada inclinación de los módulos.



**Figura 24.** Irradiación mensual (kWh/m<sup>2</sup>) para Ecuador (a) y España (b) sobre horizontal (amarillo) y de ángulo óptimo (granate).

En la **Figura 25**, se puede ver la gran brecha que existe en la capacidad instalada entre los dos países, esto permite evidenciar el estancamiento que tienen los sistemas fotovoltaicos en el Ecuador y el gran potencial que aún espera ser aprovechado.



**Figura 25.** Capacidad fotovoltaica instalada en España y Ecuador (incluido los SAFV).

Fuente: Datos obtenidos de (IRENA, 2022a).

### 3.3. Marco Regulatorio del Autoconsumo

En este apartado se describe a detalle las regulaciones de autoconsumo fotovoltaico vigentes en España y Ecuador, iniciando con un análisis histórico que permite identificar cómo han evolucionado las regulaciones desde su primera publicación. Así también, se analiza los aspectos más sobresalientes de las regulaciones y se realiza una comparativa entre los dos países.

### 3.3.1. Evolución Histórica

Las políticas de apoyo a la generación de SFV en España se iniciaron a finales de los 80, y estuvieron estancadas durante aproximadamente una década, hasta 1997, donde se realizó la aprobación de la “Ley del Sector Eléctrico” (Del Río & Mir-Artigues, 2012; España, 1997) que concedió la posibilidad de la autoproducción de electricidad por primera vez. Con el Real Decreto 436/2004 (Gobierno de España, 2004), se adoptó el modelo FiT, lo que supuso un crecimiento exponencial de los SFV hasta 2008. Este enorme desarrollo fotovoltaico se volvió muy costoso y aumentó el déficit de tarifa del sistema eléctrico español; por lo tanto, se aprobaron nuevos decretos con el fin de contener los costes económicos de las políticas de apoyo a las energías renovables (De La Hoz et al., 2013, 2010; Trujillo-Baute et al., 2018). En el año 2012, se recortaron las FiT y cualquier otro incentivo. Durante este período inicial no se consideró el autoconsumo fotovoltaico; se permitió, pero no hubo medidas y políticas de promoción.

En 2013, la Ley del Sector Eléctrico (Gobierno de España, 2013) estableció la primera definición de “autoconsumo” y el tratamiento del excedente de energía. Sin embargo, el desarrollo regulatorio se retrasó. Hubo varios borradores de normativa de autoconsumo (Mir-Artigues, 2013) y en 2015 llegó la primera normativa con el RD 900/2015 (Gobierno de España., 2015). Este decreto estableció las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo, y el ya conocido *impuesto al Sol* lo que desalentó a los prosumidores potenciales de instalar SAFV (Mir-Artigues et al., 2018). El impuesto al Sol era un gravamen que se aplicó a la energía generada en autoconsumos fotovoltaicos, este impuesto fue concebido como una compensación o peaje requerido por el sistema eléctrico. A partir de este decreto, la implementación de los SAFV sufrió una fuerte desaceleración, por tal motivo, tres años más tarde, se aprobó un nuevo marco regulatorio en 2018-2019 (Gobierno de España., 2018; Gobierno de España, 2019b) que resultó en una nueva repotenciación

de la instalación de SAFV (RDL 15/2018 y RD 244/2019). Esta regulación establece los tipos de autoconsumo al cuál puede acogerse el cliente, estos tipos son:

- Autoconsumo sin excedentes: no pueden verter los excedentes FV a la red.
- Autoconsumo con excedentes vertidos a la red: puede entregar los excedentes FV a la red eléctrica. A su vez, este tipo de autoconsumo se divide en excedentes con compensación y sin compensación.
- Además, la regulación establece que los SAFV pueden clasificarse en:
- Autoconsumo individual: un solo cliente se puede asociar a una instalación de producción
- Autoconsumo colectivo: varios clientes pueden asociarse a un SAFV. Para ello los clientes deben pertenecer a la misma modalidad de autoconsumo.

Para el 2022, el CNMC realizó la publicación de resolución INF/DE/157/21 (CNMC, 2022), en ella, se establece una serie de medidas para simplificar los trámites para contratar el autoconsumo eléctrico en España, mejorando el proceso técnico de los formatos y protocolos de comunicación entre distribuidores y comercializadores relacionados con la contratación, facturación y reclamación del autoconsumo. Entre lo más destacado se establecen nuevos mecanismos de contratación en autoconsumo de baja potencia y autoconsumo colectivo.

Esta actualización establece que para el autoconsumo de baja potencia existirán dos mecanismos alternativos de contratación:

- a) Mecanismo tradicional: vigente para instalaciones de generación en Baja Tensión con potencia instalada menor a 100 kW. Se inicia a partir del Certificado de Instalación Eléctrica (CIE) presentado a la Comunidad o Ciudad Autónoma para ser diligenciado. A continuación, esta administración remite la información al distribuidor, y éste al comercializador. Finalmente, con la aprobación de la información técnica el consumidor dará el visto bueno para que el comercializador solicite la contratación del autoconsumo al distribuidor, y se dé inicio al proceso de medida y de facturación de peajes.

- b) Mecanismo alternativo: Implementa canales tradicionales de contratación (interacción directa entre comercializador y distribuidor). Se inicia con la solicitud de la contratación del autoconsumo por parte del comercializador al distribuidor, acompañado del CIE diligenciado que procederá al proceso de medida y de facturación de peajes. Esta vía ya vigente para otras instalaciones se amplía con la resolución de la CNMC a todas las instalaciones de autoconsumo.

Referente al autoconsumo colectivo, se habilita la posibilidad de comenzar el proceso de contratación con pocos puntos de suministro, permitiendo que en el futuro se puedan ir incorporando nuevos puntos de suministro.

En la **Tabla 7** se muestra un resumen de la evolución de la normativa española en relación con SAFV.

**Tabla 7.** Normativa legislativa española relacionada con el autoconsumo.

Decreto / Ley	Descripción / Características
Ley 54/1997, del Sector Eléctrico	Permite la autoproducción de electricidad. Creación de régimen especial de cogeneración y electricidad renovable.
RD 1955/2000	Establece la regulación de las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de las instalaciones de energía eléctrica.
RD 436/2004	Establece el modelo FiT.
RD 1699/2011	Regulación de la conexión a la red de las instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
Ley 24/2013, del Sector Eléctrico	Introduce modalidades de autoconsumo. Afirma que la energía fotovoltaica conectada a la red debe contribuir a los costos de la red.
RD 900/2015	Regula las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo. Se introduce el controvertido "impuesto al sol".
RDL 15/2018	Actualiza la normativa de autoconsumo eléctrico. Se deroga el "impuesto al sol".
RD 244/2019	Reduce los trámites administrativos, establece un mecanismo de compensación simplificado de los excedentes de energía alimentados a la red. Habilita la figura del autoconsumo compartido.
INF/DE/157/21	Resolución por la que se modifican las resoluciones de 20 de diciembre de 2016 y de 17 de diciembre de 2019 sobre formatos de los ficheros de intercambio.

La actual normativa española (Real Decreto 244/2019) establece que el usuario y el titular de la instalación fotovoltaica pueden ser personas físicas o jurídicas distintas

(Gallego-Castillo et al., 2021). El autoconsumo individual puede realizarse sin excedentes y con excedentes. Por su naturaleza, el autoconsumo compartido solo puede ser con excedente, ya que utiliza la red de distribución. Un aspecto fundamental de la rentabilidad económica es la remuneración de los excedentes. Si bien se permite la venta de excedentes de electricidad, esta opción implica el pago de ciertos impuestos y cargos por la electricidad producida, además de la obligación de declarar impuestos generales por ser una actividad económica. Este hecho limita su alcance a las empresas, porque un usuario residencial lo ve como una complicación considerable.

Una solución a estos procesos técnicos y administrativos es el mecanismo de compensación simplificado, que sigue el modelo de facturación neta (**Figura 26**) y es aplicable para potencias inferiores a 100 kW. El funcionamiento consiste en que cada mes se realiza un balance entre la energía extraída de la red, según el precio de venta al público, y la energía inyectada a la red. Este último se valora según el precio fijado por el operador del sistema eléctrico, que es ligeramente inferior al precio del mercado mayorista. Este valor está disponible en el sitio web de ESIOS (REE, 2022b). Una cuestión de gran importancia es que no se permiten saldos negativos en el plazo energético de la factura, lo que fomenta un dimensionamiento adecuado de las instalaciones fotovoltaicas. Cabe destacar que la potencia de la instalación FV se define como la potencia nominal del inversor, y que es posible instalar una potencia superior a la contratada para consumo (contrario al RD de 2015).



**Figura 26.** Estructura general del proceso de aplicación de la facturación neta usado en España.  
*Nota. Elaboración propia.*

En Ecuador, la legislación existente aún se encuentra dando sus primeros pasos, ya que inició oficialmente en 2018 a través del reglamento ARCONEL 003/18. Tres años después se realizó su primera actualización con la publicación del reglamento ARCERNNR-001/2021 (reglamento vigente), que permite la generación mediante autoconsumo fotovoltaico de hasta 1 MW. Este reglamento establece las condiciones técnicas, comerciales y legales para que los usuarios del sector residencial implementen sistemas de autoconsumo residencial de hasta 300 kW de capacidad nominal instalada, y hasta 1.000 kW para el sector industrial y comercial. El reglamento vigente, establece el manejo de un modelo de compensación por los excedentes vertidos a la red eléctrica basado en “balance neto”, lo que permite descontar la cantidad de energía eléctrica entregada a la red de la facturación mensual de la energía eléctrica (**Figura 27**). Al final de cada mes, la energía entregada a la red se descuenta de la energía consumida de la red. En caso de saldo negativo, es decir, que se haya entregado una cantidad mayor que la consumida de la red, se genera un crédito de la energía excedente acumulada durante un máximo de 2 años. Es importante considerar que esta compensación de la energía excedente vertida a la red no se materializa en ninguna cantidad monetaria.

Cuatro años después de la publicación de esta ley, en base a los datos oficiales emitidos por la ARC (ARCERNNR, 2021a), los resultados obtenidos no han alcanzado las expectativas iniciales (**Figura 31**). El número de instalaciones registradas es bajo, lo que puede deberse a varios factores: la cantidad de trámites administrativos necesarios para la instalación de los sistemas y la modalidad de compensación, entre otros.



**Figura 27.** Estructura general del proceso de aplicación del balance neto usado en Ecuador.

*Nota. Elaboración propia.*

A modo de resumen, la **Tabla 8** presenta una comparación de los puntos clave de la regulación de los SAFV en ambos países. La regulación española es más detallada, con grandes diferencias en las modalidades aceptadas, permitiendo el autoconsumo compartido, un periodo operativo ilimitado y un esquema de facturación neta.

**Tabla 8.** Comparación entre la actual regulación del autoconsumo en España y Ecuador.

Ítem	España	Ecuador
Decreto o reglamento	RD 244/2019	ARCERNNR-001/2021
Fecha	2019	2021
Institución emisora	Ministerio para la Transición Ecológica	Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables
Definición de los SAFV	“El autoconsumo es el consumo por uno o más consumidores de energía eléctrica de instalaciones de producción cercanas y asociadas al consumo”	No especificado en el reglamento.
Modalidades de autoconsumo	1. Autoconsumo sin excedente. 2. Autoconsumo con excedente 2.1. Compensación simplificada. 2.2. No es elegible para compensación.	Sistema de generación renovable por cliente.
Autoconsumo colectivo	Permitido.	No permitido.
Renovación operativa	Ilimitada. Permanencia (en la modalidad de autoconsumo) de al menos un año, renovable automáticamente.	Establece un tiempo de vida útil de 25 años, con posibilidad a renovar título habilitante.
Compensación	Facturación neta sin crédito continuo (la facturación con saldo negativo se establecerá en cero) Es posible vender el excedente de energía a través de un agente en el mercado (pool).	Balance neto con dos años de crédito renovable.
Período de reinicio de compensación	El período de facturación (un mes)	Dos años
Requisitos de medición y gestión energética	Para todo tipo de sistemas de autoconsumo: se requiere un equipo de medición bidireccional en el punto fronterizo. Para autoconsumo compartido y autoconsumo individual con excedentes no sujetos a compensación, un medidor de potencia para generación.	El distribuidor seleccionará e instalará un sistema de medición que tenga la capacidad de medir el flujo eléctrico en ambas direcciones.
Sistemas sin necesidad de permisos de acceso y conexión	Potencia inferior a 15 kW en suelo urbanizado. De cualquier poder sin excedente. Es obligatorio un dispositivo de inyección cero.	Sistemas fotovoltaicos que se utilizan solo para autoconsumo, sin entregar excedentes a la red.

### 3.3.2. Políticas y normativas de apoyo adicionales

Las políticas de promoción tienen una gran influencia en la penetración de los modelos de autoconsumo (Orioli & Di Gangi, 2015). Estas políticas se enfocan principalmente en subsidios económicos y créditos blandos que permiten promover la producción de energía renovable (Celik, 2006; Stritih et al., 2007). Se enmarcan en diversos entornos técnicos y políticos.

En el caso de España, existen impuestos municipales, que garantizan importantes bonificaciones para SAFV en un número creciente de municipios (Inés Sánchez de Castro, 2020). Estos bonos se conocen como ICIO e IBI:

- a) ICIO (Impuesto de Construcción, Instalaciones y Obras) representa entre el 2 % y el 4 % del costo de ejecución material de la obra. Varias regiones ofrecen una exención del 50 % de este impuesto y algunos municipios extienden la exención al 95 %.
- b) El IBI (Impuesto de Bienes Inmuebles) es un impuesto que se paga anualmente y al que muchos municipios aplican una exención por varios años. Esta exención puede ascender a un total de 1.000 € - 2.000 €.

Complementariamente, la transposición de la Directiva de la UE sobre eficiencia energética en edificios (Parlamento Europeo, 2010) a la legislación española se realiza mediante la renovación del Código de la Edificación español, más precisamente en el Documento Básico de Ahorro y Eficiencia Energética (Gobierno de España. Ministerio de Fomento., 2019). Este documento establece una limitación en el consumo eléctrico del edificio en función de las zonas climáticas, el uso y el alcance de las intervenciones, en caso de renovación. Señala claramente que el consumo eléctrico debe apoyarse mediante el uso de fuentes de energía renovables. El Capítulo 5 “Exigencia básica HE5: Generación mínima de energía eléctrica” establece la obligación de integrar sistemas de generación eléctrica a partir de fuentes renovables para autoconsumo o alimentación a red. El ámbito de aplicación de este código de edificación comprende edificaciones con fines distintos a los de residencia privada, cuando el área del nuevo

edificio, ampliación o renovación sea superior a 3.000 m<sup>2</sup>. La potencia por instalar en kilovatios estará entre un mínimo del 1 % del área del edificio y un máximo del 5 % del área del techo. En todos los casos, la potencia a instalar estará comprendida entre 30 kW y 100 kW (Ordóñez Mendieta & Sánchez Hernández, 2021).

Otro factor clave en la penetración de los sistemas de autoconsumo es lo permisivo que es el proceso de instalación y uso de un sistema fotovoltaico. Cuando los procedimientos son complejos y requieren mucho tiempo, los promotores potenciales se desalientan y pueden cancelar su implementación. En este sentido, existen diferencias significativas entre los dos países; en Ecuador, por ejemplo, todos los trámites involucran a empresas públicas; en España, en cambio, los trámites deben realizarse con instituciones públicas y privadas (Departamento Solar del IDAE, 2019).

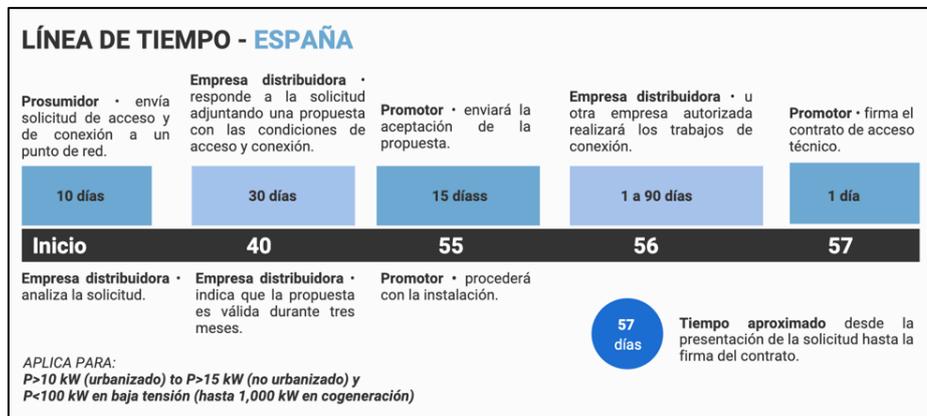


Figura 28. Cronología de la duración del proceso de permisos de un sistema SAFV en España.

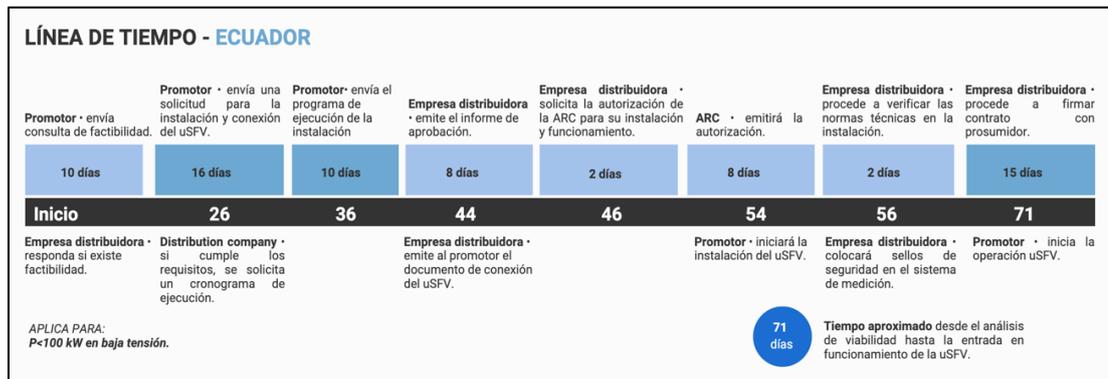
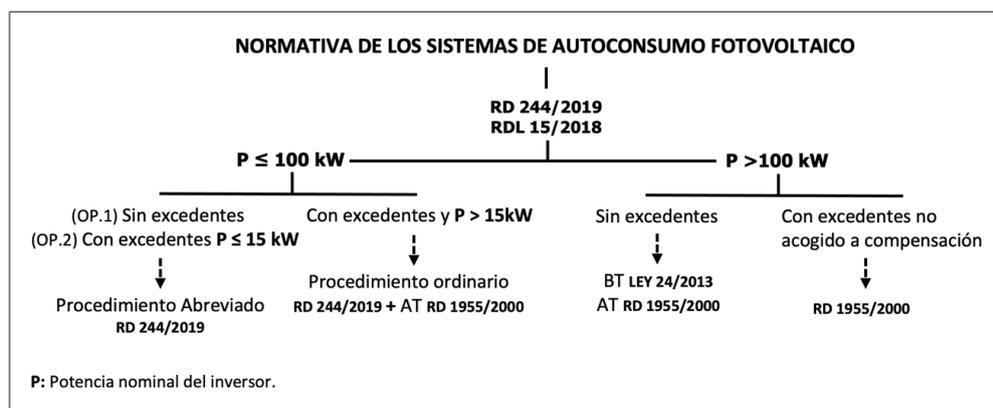


Figura 29. Cronología de la duración del proceso de diseño y legalización de un sistema SAFV en Ecuador.

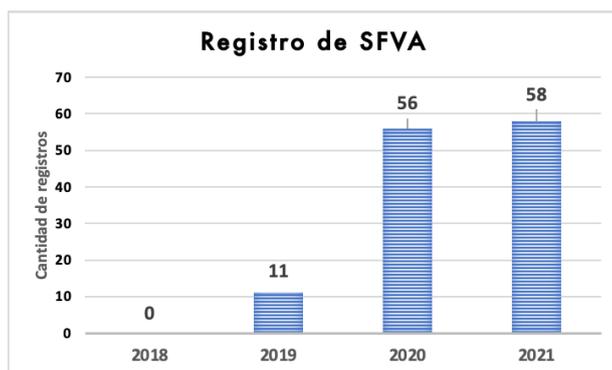
Para comprender los procesos y los tiempos aproximados requeridos para la puesta en marcha de los SAFV en cada país, se han desarrollado dos cronogramas descriptivos que se presentan en la **Figura 28** y la **Figura 29**.

En España, la publicación del RD 244/2019 y del RD 15/2018 simplificó los procedimientos para las instalaciones conectadas a una red de baja tensión sin excedentes de hasta 100 kW, especialmente al eliminar la necesidad de solicitar a la empresa distribuidora los permisos de acceso y conexión. Además, las instalaciones con excedentes con una capacidad de generación instalada de 15 kW o menos, también están exentas de obtener estos permisos si están ubicadas en suelo urbanizado. Complementando la información de la **Tabla 7**, el RD 244/2019 establece que las instalaciones de menos de 15 kW de potencia nominal con excedente y compensación se pondrán en marcha mediante un procedimiento abreviado. En muchas regiones también existen procesos simplificados para las instalaciones sin excedentes aun cuando sean > 100 kW, ya que éstas no vierten energía a la red de distribución. Las instalaciones de media y alta tensión (superior a 1,5 kV DC o superior a 1 kV AC) deben cumplir con las condiciones del RD 1955/2000. Consolidando esta información, los responsables del diseño y la instalación de sistemas fotovoltaicos deben conocer principalmente las normas establecidas en la legislación presentada en la **Tabla 7** y estructurada en la **Figura 30**.



**Figura 30.** Legislación española que regula el sistema de autoconsumo fotovoltaico en función de su gestión de potencia y excedentes.

En Ecuador, como ya se indicó la legislación existente aún está en fase de prueba, ya que comenzó oficialmente en 2018. Según los datos oficiales de diciembre de 2021, sólo se han registrado oficialmente 125 sistemas fotovoltaicos para el autoconsumo en forma de excedentes de tarifas de alimentación (ARCERNNR, 2021b), este bajo crecimiento se visualiza en la **Figura 31**. Estos valores generan muchas dudas sobre la efectividad de la regulación actual, dado que actualmente nos encontramos en el quinto año de ejecución.



**Figura 31.** Registro oficial de SAFV conectados a red.

*Fuente: Datos obtenidos de (ARCERNNR, 2021b).*

En contraste con los datos de las empresas privadas encargadas del diseño y la puesta en marcha de estos sistemas, se establece que se ha producido un aumento significativo de la demanda de nuevos sistemas SAFV. Aun así, la falta de un registro oficial de los sistemas no permite un seguimiento adecuado de su evolución. Esto se debe a que la normativa actual no requiere el trámite de permisos para el funcionamiento de instalaciones de SAFV que no entreguen excedentes a la red, además, no establece limitaciones en su potencia de generación.



## Capítulo 4

# **Análisis de los SAFV residenciales**

En el presente capítulo se realiza un análisis del funcionamiento técnico y económico de los SAFV en el sector residencial en Ecuador y España. Para ello, se estudia el comportamiento de los sistemas a partir de datos reales y simulados en ubicaciones representativas de cada país. A continuación, se realiza una proyección de los datos para comparar el funcionamiento de diferentes potencias con varios rangos de consumo. Esta información permite centrar el análisis económico a partir de los ahorros de energía tomando en consideración las tarifas residenciales y la regulación vigente en cada país. Respecto a la regulación, un factor clave es el método de compensación aplicado. En el caso de Ecuador el método de compensación por excedentes es el balance neto, esta metodología como se verá más adelante condiciona mucho la rentabilidad de ciertos dimensionamientos fotovoltaicos. Por otro lado, en España el método de compensación se basa en facturación neta, siendo un factor que influye considerablemente en el análisis económico, dado que el valor de venta o

compensación de excedentes siempre es menor al valor de compra, por tal motivo, se genera la necesidad de tener un comportamiento basado en priorizar el autoconsumo.

Establecer el método de compensación por los excedentes FV adecuado para la realidad de cada país presenta un reto, debido a los diferentes escenarios y realidades socioeconómicas de cada región. Es por ello, que es importante evaluar si las regulaciones vigentes necesitan cambiar o ser actualizadas para tener una mayor aceptación en el medio. En base a lo descrito, la presente investigación utiliza la experiencia generada en España por su largo recorrido en la implementación de los SAFV, para establecer puntos clave que permitan a países que están dando sus primeros pasos en esta tecnología (como es el caso de Ecuador) mejorar las condiciones técnicas y económicas de sus normativas, y eviten un estancamiento en la implementación de estos sistemas. Los resultados para el caso de Ecuador presentan una muy baja rentabilidad para el cliente residencial promedio, en contraste con España, que se tiene una rentabilidad regular para este tipo de clientes.

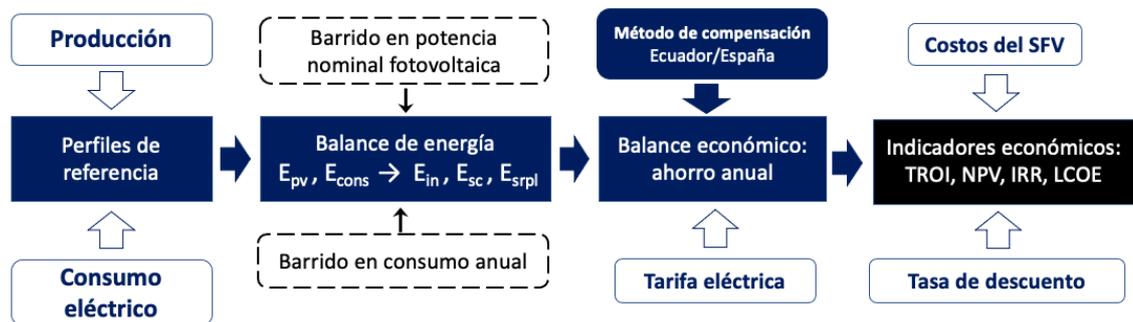
### **4.1. Introducción**

El desarrollo de las tecnologías fotovoltaicas para el autoconsumo se debe en gran medida a la aplicación de un marco legal que regule y promueva su implementación. Los SAFV que tienen la opción de entregar la energía FV sobrante a la red se están popularizando cada vez más, sobre todo en los países con mercados eléctricos liberalizados que presentan precios altos de electricidad. A pesar de ello, la naturaleza de la energía solar y el desajuste temporal que existe entre el consumo y la generación limita el potencial de los SAFV. Para superar este desfase se han generado diversos métodos y tecnologías que se centran en dos soluciones principales: aumentar el autoconsumo fotovoltaico e incrementar el comercio de energía. Para mejorar los porcentajes de autoconsumo se puede partir con la optimización del uso de la electricidad, y se puede complementar realizando un almacenamiento de los excedentes FV. Referente al incremento del comercio, si la legislación vigente lo permite se establecen precios para la electricidad exportada a la

red eléctrica y los prosumidores pueden vender o exportar su exceso de electricidad a su proveedor (Puranen et al., 2021).

## 4.2. Metodología

Los indicadores utilizados en el análisis económico se basan en la valoración de los flujos de energía, donde se tiene los intercambios de energía con la red eléctrica y la energía FV que es autoconsumida. Esta evaluación se realiza en un amplio rango de perfiles de prosumidores con diferentes consumos anuales y potencias instaladas, de acuerdo con el procedimiento descrito en la **Figura 32**.



**Figura 32.** Esquema metodológico para el estudio económico sobre un amplio rango de consumos anuales y tamaños fotovoltaicos en ambos países.

Los perfiles de referencia se generan en primer lugar a partir de la producción fotovoltaica, la potencia FV se maneja el mismo rango en los dos países. A continuación, se agregan los datos del consumo eléctrico. Para el caso de España se utilizan datos horarios reales de consumo, que permitirán contrastar con las tarifas horarias que están en vigencia, estos perfiles horarios corresponden a la tarifa 2.0TD disponibles en la plataforma ESIOS de Red Eléctrica. Para el caso de Ecuador se utilizan valores de consumo mensual, debido a que no existe una tarifación horaria, sino una tarifación mensual, establecida a partir del consumo total de kWh en un mes (**Figura 33**).

Los clientes existentes en los dos países presentan algunas diferencias marcadas por sus hábitos de consumo y desarrollo de la industria. Se toma como punto inicial las necesidades energéticas del cliente analizadas desde su consumo eléctrico anual. El

análisis incluye un amplio rango de consumos para los clientes residenciales. Se utiliza como referencia el valor del consumo promedio residencial de cada país, para Ecuador se considera 2.500 kWh, tomando como referencia el consumo promedio residencial de una de las comercializadoras que registra uno los promedios más elevados (ARC, 2022), y para España 3.500 kWh (6.000 kWh para una vivienda unifamiliar) (IDAE, 2016). Además, se considera que debido a las ubicaciones geográficas que existen en cada país los consumos pueden elevarse hasta los 15.000 kWh, en muchos casos por el uso de sistemas de climatización. Por tal motivo, el rango para el presente estudio se establece entre 2.000 kWh y 15.000 kWh para ambos países. Referente a la potencia de los SAFV se establece un rango de 1 kW a 10 kW que son comunes en el entorno residencial.

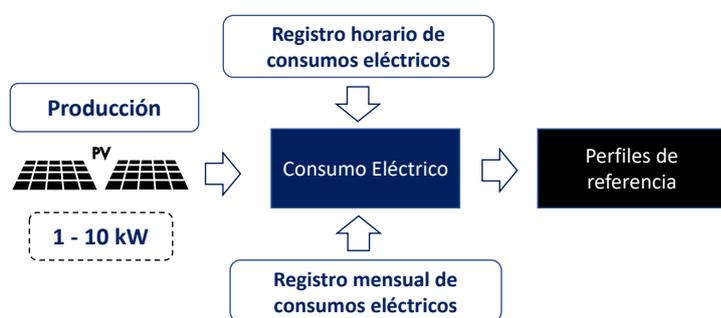


Figura 33. Esquema metodológico de la generación de perfiles de referencia.

El balance energético se establece a partir de los perfiles de consumo eléctrico y producción fotovoltaica, los datos de la energía importada, de la energía autoconsumida y de la energía entregada a la red eléctrica. Estos balances se utilizan en la siguiente etapa para realizar el análisis económico utilizando las tarifas eléctricas, permitiendo establecer los ahorros por autoconsumo y tarificación.



Figura 34. Esquema metodológico usado para establecer el balance económico.

El balance económico se establece mediante la suma de dos factores primordiales, el ahorro por autoconsumo y la reducción de la facturación por los excedentes (**Figura 34**). En el ahorro por autoconsumo para el caso de España, se utilizan datos horarios debido al sistema de tarifación vigente, esto permite establecer el ahorro generado en base al momento del día donde se realizó el autoconsumo. El caso de Ecuador es diferente, se analiza el ahorro de acuerdo con la cantidad de autoconsumo realizado y al total de consumo eléctrico generado al mes, dado que la tarifa eléctrica se establece en base a diferentes bandas de precio que se generan a partir de la cantidad de energía consumida en todo el mes.

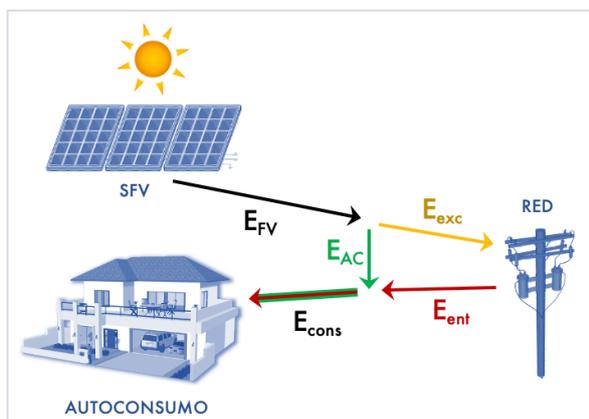
En el caso de la reducción por facturación de excedentes, para España se tienen establecidos los valores monetarios que se pagan por los excedentes a partir de cada hora, y que son inferiores a los valores de venta de electricidad. Por otro lado, en Ecuador este segmento registra dos parámetros importantes a considerar: el primero corresponde al coste de la energía, la compra y venta de la energía tendrá el mismo valor, y el segundo se basa en el sistema escalonado de tarifas que permite en algunos casos reducir el valor del kWh que se factura al final del mes (el sistema de tarifas se detalla en el **Anexo I**). Todos estos valores se registran en ahorros anuales que en la siguiente sección se utilizan como los flujos de cada para encontrar los indicadores económicos: TROI, NPV, IRR y LCOE (se agrega una descripción de estos indicadores en el **Anexo II**).

Para el SAFV de Ecuador, el perfil de producción fotovoltaica se ha generado a partir de la base de datos PVGIS-NSRDB, tomando como referencia la ciudad Quito, que es la ciudad con mayor densidad poblacional del Ecuador y capital del país. Para el SAFV que se encuentra en España el perfil de producción fotovoltaica se ha obtenido a partir de los datos de una instalación de Ávila. Obteniendo así una información más exacta a las condiciones de una instalación real. Los diferentes datos de la energía producida por el SFV “E<sub>FV</sub>” se calculan escalando estos perfiles horarios. Los perfiles de consumo energético y los precios de referencia en España corresponden al año 2019. Se ha considerado utilizar esta información debido a la variaciones significativas

que sufrieron los consumos energéticos producto de la pandemia del COVID-19, que han provocado menores consumos y precios más bajos durante el año 2020. Un factor importante es el incremento que ha existido en el precio de los módulos solares y algunos materiales, esto debido a problemas generados por tres factores: la producción, la distribución y la demanda. A pesar de esto, el crecimiento del mercado y el incremento de la competencia ha generado que los precios se mantengan estables.

#### 4.2.1. Balance de energía

La **Figura 35** describe cómo funciona el balance de energía de las instalaciones con los SAFV. La energía consumida " $E_{cons}$ " es la suma de la electricidad proveniente de la red " $E_{ent}$ " y del autoconsumo fotovoltaico " $E_{AC}$ ". El excedente de energía representado por " $E_{exc}$ " entregado a la red eléctrica ocurre cuando la energía producida por el SAFV es mayor que la energía consumida por el cliente.



**Figura 35.** Esquema usado para establecer el balance económico.

Por otro lado, cuando la producción del SAFV es menor a la demanda toda la producción fotovoltaica será autoconsumida y se establece que  $E_{AC} = E_{FV}$ .

Los datos de partida para el balance energético son la energía consumida por el cliente " $E_{cons}$ " y la energía producida por el SAFV " $E_{FV}$ ". A partir de estos valores, la energía tomada de la red eléctrica " $E_{ent}$ ", la energía autoconsumida " $E_{AC}$ " y la energía entregada a la red eléctrica " $E_{exc}$ " se calculan en base a las Ecuaciones (3), (4). A partir del signo de estos balances se establecerá si existe un excedente de energía para entregar a la red de distribución eléctrica que se establece en la Ecuación (5).

$$E_{cons} = E_{ent} + E_{AC} \quad (3)$$

$$E_{FV} = E_{AC} + E_{exc} \quad (4)$$

$$E_{cons} - E_{FV} = E_{ent} - E_{exc} \quad (5)$$

$$Si E_{FV} > E_{cons} \rightarrow E_{ent} = 0 ; E_{exc} > 0$$

$$Si E_{FV} < E_{cons} \rightarrow E_{ent} > 0 ; E_{exc} = 0$$

#### 4.2.2. Balance Económico

De acuerdo con la información detallada previamente, en Ecuador actualmente se implementa un sistema de compensación para los excedentes basado en balance neto, que incorpora la posibilidad de generar un crédito continuo de energía a partir de los excedentes fotovoltaicos, este podrá ser acumulado hasta por 2 años. El cliente podrá descontar la cantidad de energía que se entrega a la red y reducir su consumo mensual, lo que le permitirá acceder a un menor costo de energía eléctrica, como se muestra en la **Tabla 33**. El proceso de gestión de crédito de la energía excedente se puede expresar como se presenta en la Ecuación (6):

$$S_j = (E_{ent}^j - E_{exc}^j + \sum_{i=1}^{24} R^{j-i}) \cdot P_{ret} \quad (6)$$

$$R^j = 0 \quad \text{if } E_{ent}^j - E_{exc}^j > 0$$

$$R^j = E_{ent}^j - E_{exc}^j \quad \text{if } E_{ent}^j - E_{exc}^j < 0$$

Siendo:  $S_j$  es el ahorro económico de  $j$ -ésimo mes,

$E_{ent}^j - E_{exc}^j$  son la energía que se toma de la red y la energía excedente.

$R^{1..24}$  es el crédito continuo de 24 meses.

$P_{ret}$  es el precio minorista de la electricidad.

Los ahorros son calculados a partir de las tarifas establecidas en la **Tabla 33** que corresponden al año 2021, estas tarifas son emitidas por el ente regulador y tienen una vigencia de un año calendario. El beneficio económico se obtiene a partir de comparar la acumulación mensual de la energía consumida por el cliente y la energía producida por el SAFV. Si los excedentes fotovoltaicos entregados a la red eléctrica

durante un mes superan a la energía que ingresa desde la red en ese periodo de tiempo, se genera un crédito por esa cantidad de kWh que se podrá utilizar como saldo a favor el siguiente mes.

Para el análisis del beneficio económico en España se utilizarán los datos correspondientes a 2019. Se aplicarán los precios horarios de la energía comprada de la red eléctrica, y los valores del precio de la energía excedente que se entrega a la red se establecen a partir de la información del TSO de REE en la página ESIOS. El método de compensación simplificado que es aplicado al cálculo del beneficio económico “B” se establece de forma mensual a partir de dos componentes: a) los costos evitados o ahorrados “A” de la energía eléctrica autoconsumida en forma horaria que es valorada a precio de venta al público “ $P_{vent}$ ”, como se lo presenta en la Ecuación (7); b) el valor de los excedentes de energía vertida a la red según el mecanismo de compensación simplificada “C” presentado en la Ecuación (8).

$$\text{Ahorro: } A = \sum_{i=1}^n (E_{FV}^i - E_{exc}^i) \cdot Pr_{vent}^i \quad (7)$$

Siendo:

$i$  la  $i^{th}$  hora del mes,

$Pr_{vent}^i$  el precio de venta al público de la electricidad en la  $i^{th}$  hora.

$$\text{Costes compensados: } C = \sum_{i=1}^n E_{exc}^i \cdot Pr_{exc}^i \quad \forall \quad \sum_{i=1}^n (E_{ent}^i \cdot Pr_{vent}^i - E_{exc}^i \cdot Pr_{exc}^i) \geq 0 \quad (8)$$

$$C = \sum_{i=1}^n E_{ent}^i \cdot Pr_{ent}^i \quad \forall \quad \sum_{i=1}^n (E_{ent}^i \cdot Pr_{ent}^i - E_{exc}^i \cdot Pr_{exc}^i) < 0$$

Siendo:

$E_{ent}^i$  energía tomada desde la red,

$Pr_{exc}^i$  el precio del excedente de la electricidad en  $i^{th}$  hora.

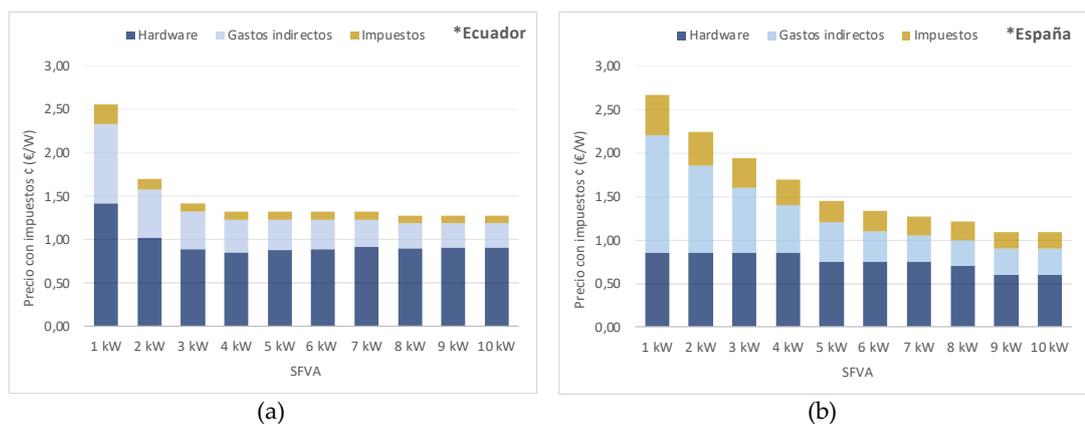
Cuando el valor de los excedentes fotovoltaicos entregados a la red eléctrica es menor al valor de la electricidad comprada a la comercializadora, el ahorro o descuento en la factura será el valor establecido para los excedentes entregados a la red en todo el mes. En otro caso, cuando el valor de los excedentes supere el valor de la energía

comprada, el valor del ahorro será el de la energía comprada, el saldo restante no será considerado y en ningún caso se registrará como un valor negativo o un saldo a utilizarse en otra operación. Finalmente, la suma anual de los ahorros económicos mensuales (Ecuación (9)) es el flujo de caja que se utiliza para el cálculo de los indicadores económicos.

$$B = A + C \quad (9)$$

#### 4.2.3. Coste de los SAFV

Los costes de las instalaciones fotovoltaicas en los dos países presentan diferencias importantes que deben ser consideradas y que suelen replicarse en los países vecinos de la región. En el caso de Ecuador, la adquisición de los equipos se encuentra entre el 70 % al 80 % del coste total de la instalación. Los equipos con mayor valor son importados (paneles, controladores, inversores, entre otros) y están sujetos a impuestos a excepción de los paneles solares. El coste restante corresponde a la mano de obra y a costos indirectos. Los costes totales aproximados de las instalaciones en Ecuador se presentan en la **Figura 36** (a) y es inferior a 1,50 €/W para tamaños superiores a 3 kW. Para el caso de España, los costes de los equipos tienen un valor más reducido, debido a que existen aranceles más bajos y una mayor competencia en el mercado, por otro lado, la mano de obra y los impuestos son más elevados. Tomando en cuenta estos factores, se identifica en la **Figura 36** (b) que el coste total de la instalación de los SAFV superiores a 5 kWh es menor en España que en Ecuador.



**Figura 36.** Costo de SAFV residencial en (a) Ecuador y (b) España.

El análisis económico realizado en la presente investigación incluye los costes por: hardware, mano de obra, impuestos locales, tarifas de conexión y el impuesto a la renta. Los costes totales durante la vida útil del SAFV incluyen el reemplazo del inversor en el año 12 de funcionamiento. Para las instalaciones de tamaño pequeño (< 10 kW) se estima que los costes operativos son nulos y que los costes anuales de mantenimiento serán del 1 % del coste total de la instalación. Este coste se estima entre 10 y 22 €/kW al año y se puede encontrar su análisis en (Steffen et al., 2020). Además, se considera una degradación anual del 0,8 % tomando en consideración las garantías habituales de los fabricantes y un amplio análisis realizado en (Jordan et al., 2016). Es importante considerar que los precios de los SFV han reducido su caída en los dos últimos años debido a los problemas generados por la pandemia COVID-19 y la guerra, dónde se han agravado los problemas logísticos de distribución, y ya para el 2021 se han encarecido los insumos requeridos (IRENA, 2022c).

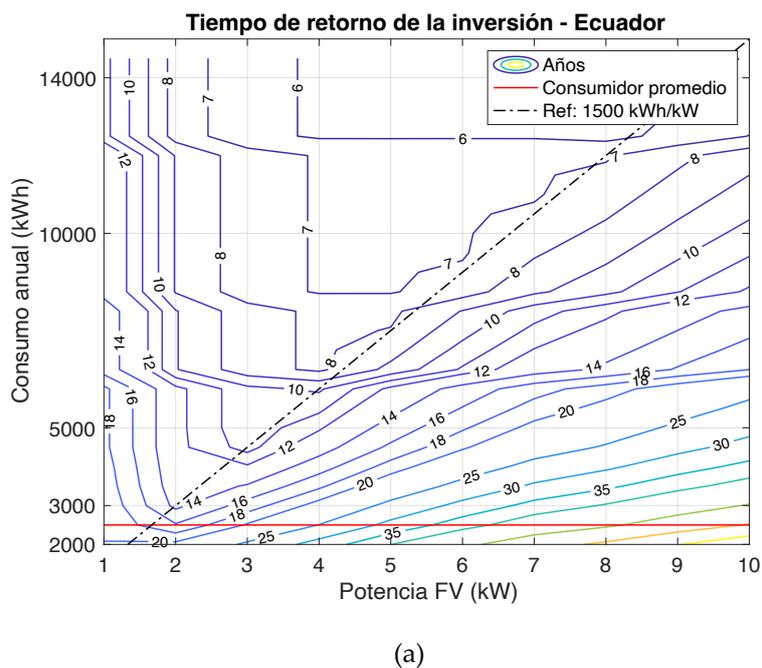
Los indicadores económicos utilizados para la investigación se describen con mayor detalle en el **Anexo I**, estos corresponden a: TROI, VAN, TIR y LCOE. Para establecer estos valores en primer lugar, se parte de los flujos de caja y los costes descritos en la sección anterior. La evaluación económica también incorpora la información de la vida útil de las instalaciones y las tasas de descuento de cada país. En relación con el tiempo de vida útil, tanto la regulación de Ecuador como la de España establecen un tiempo de funcionamiento de 25 años, con la posibilidad de realizar una renovación. Por tal motivo, se utilizan los 25 años como el tiempo de vida de todos los SAFV. El valor de la tasa de descuento utilizado es de 7 % para Ecuador, y de 3 % para España, tomando en cuenta los datos correspondientes a la zona euro (FRED, 2017).

### 4.3. Resultados

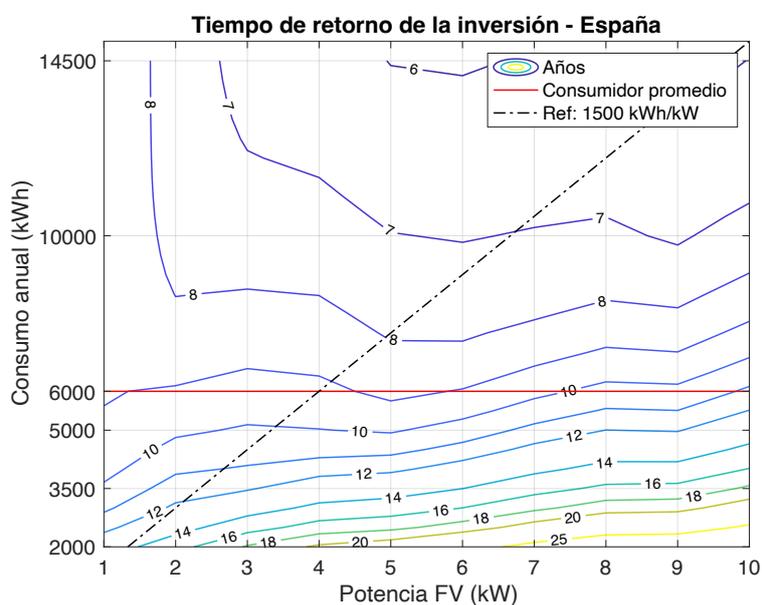
En primer lugar, se realiza el análisis del TROI determinado en la **Figura 37**, para ello se han elaborado gráficas de contorno que representan el tiempo de retorno en años a partir de los balances energéticos y económicos descritos en la **Figura 32**. El análisis de los resultados permite identificar que el TROI es más largo para el usuario

intermedio, incrementándose en el caso de Ecuador. Para España, tomando como referencia un usuario promedio de una vivienda unifamiliar, el TROI es inferior a los 10 años para SAFV menores a 7 kW de menos de 12 años para un consumidor promedio del servicio eléctrico para SAFV menores a 3 kW, estos valores se encuentran en un rango aceptable. Para los consumos superiores a los 10.000 kWh anuales, la situación presenta una mejoría considerable, alcanzado un TROI menor a los 7 años para el Ecuador, y, 8 años para España. En el caso de Ecuador, este importante cambio se debe en gran medida al sistema de tarificación eléctrica, que como, ya se indicó en secciones previas, la facturación eléctrica se basa en un costo escalonado del kWh, presentando un aumento progresivo de los precios en función del consumo mensual del cliente. Para el caso de España, esta mejoría se debe a un incremento en el porcentaje de autoconsumo de la energía, que se da en las horas donde la compra de electricidad a las comercializadoras tiene un costo elevado, reduciendo así la cantidad de energía exportada a la red eléctrica.

En la gráfica se agrega una línea entrecortada como referencia, esta corresponde a la relación entre la producción anual de cada potencia fotovoltaica con el rendimiento anual de 1.500 kWh/kW. Se estima que los SAFV adecuados se encuentren por encima de esta referencia. Por otro lado, los SAFV que se encuentran debajo de esta línea producirán más electricidad de la que consume el cliente, generando en el caso de balance neto que no se obtenga ningún tipo de compensación por esta energía, y para el caso de facturación neta que el costo por esta electricidad sea bajo.



(a)

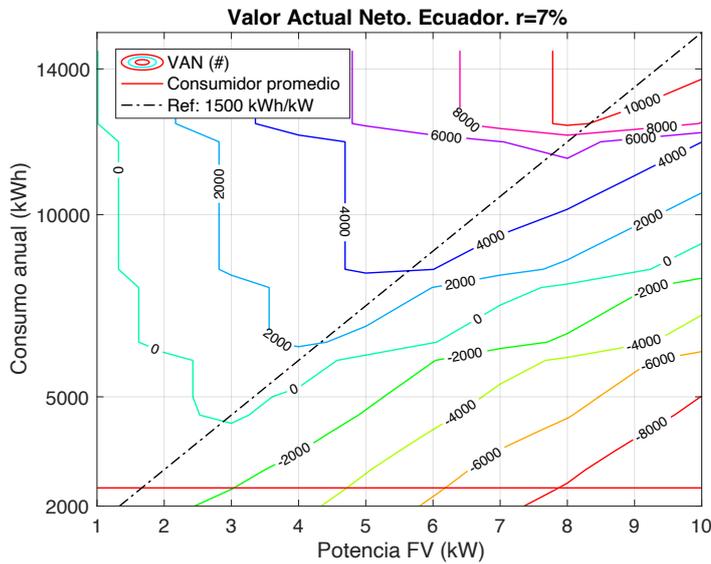


(b)

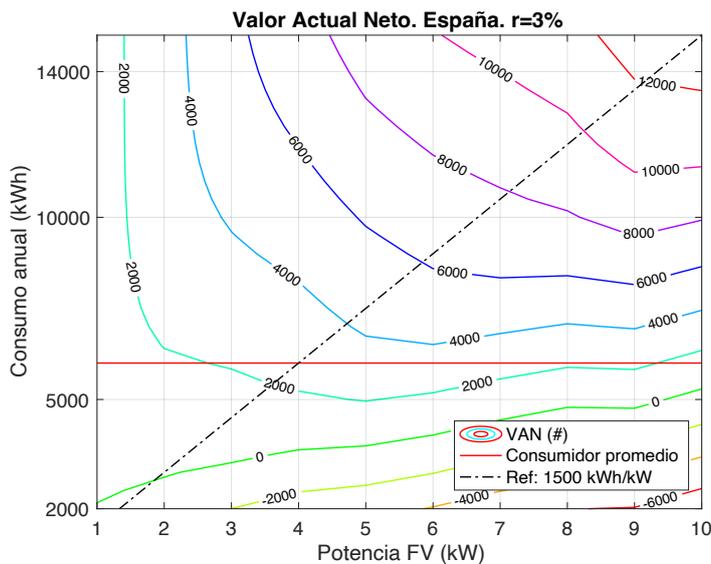
**Figura 37.** TROI de SAFV para diferentes consumos anuales y potencias fotovoltaicas instaladas (a) Ecuador, (b) España.

A continuación, se presentan los resultados del cálculo del VAN y la TIR. El VAN se genera para los dos países utilizando un tiempo de vida de los SAFV de 25 años, se considera una tasa de descuento de 7 % para Ecuador y del 3 % para España. Los resultados presentan para el caso de Ecuador, una rentabilidad nula para el consumo

promedio residencial (**Figura 38 (a)**). Para el caso de España, al tener un consumo promedio más elevado y otro sistema de tarifas la rentabilidad se posiciona en un parámetro regular (**Figura 38 (b)**). Los valores de consumo eléctrico superiores al promedio presentan una rentabilidad regular para Ecuador y una rentabilidad buena para España.



(a)

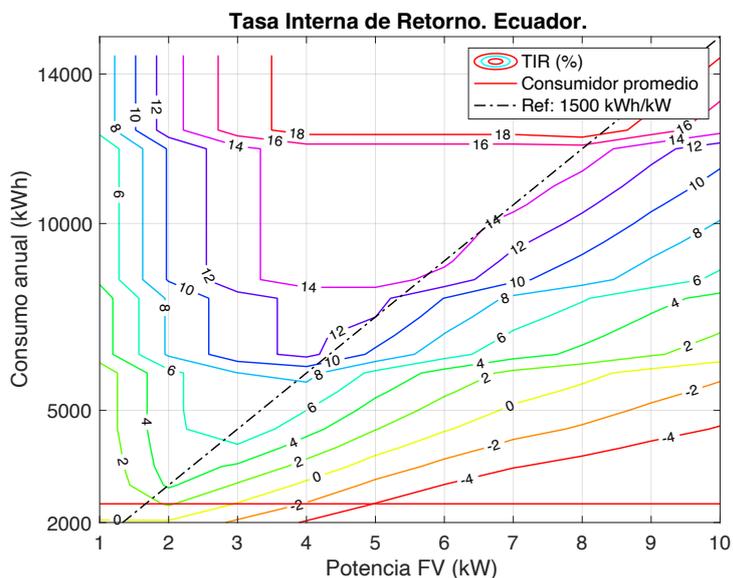


(b)

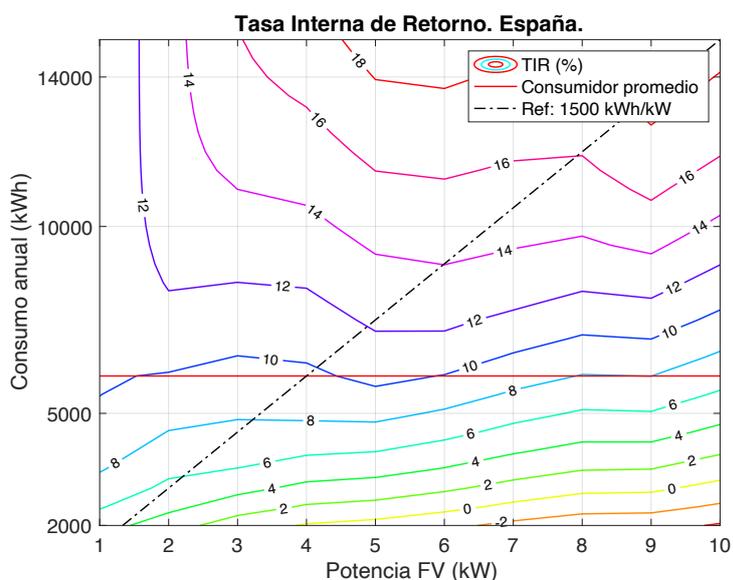
**Figura 38.** VAN: (a) Ecuador r=7 %y (b) España r=3 %.

La TIR para cada país se representa en la **Figura 39**. Para las tasas de interés se maneja como referencia de factibilidad un 7,5 % para Ecuador y un 3,1 % para España. El

análisis permite identificar que los resultados son similares a los encontrados en la evaluación del VAN. Estos se resumen en buenos beneficios económicos para los grandes consumidores de energía eléctrica en Ecuador y España. Pero, solo para el caso español se mantienen estos beneficios en la mayor parte de los prosumidores que tienen un consumo promedio.

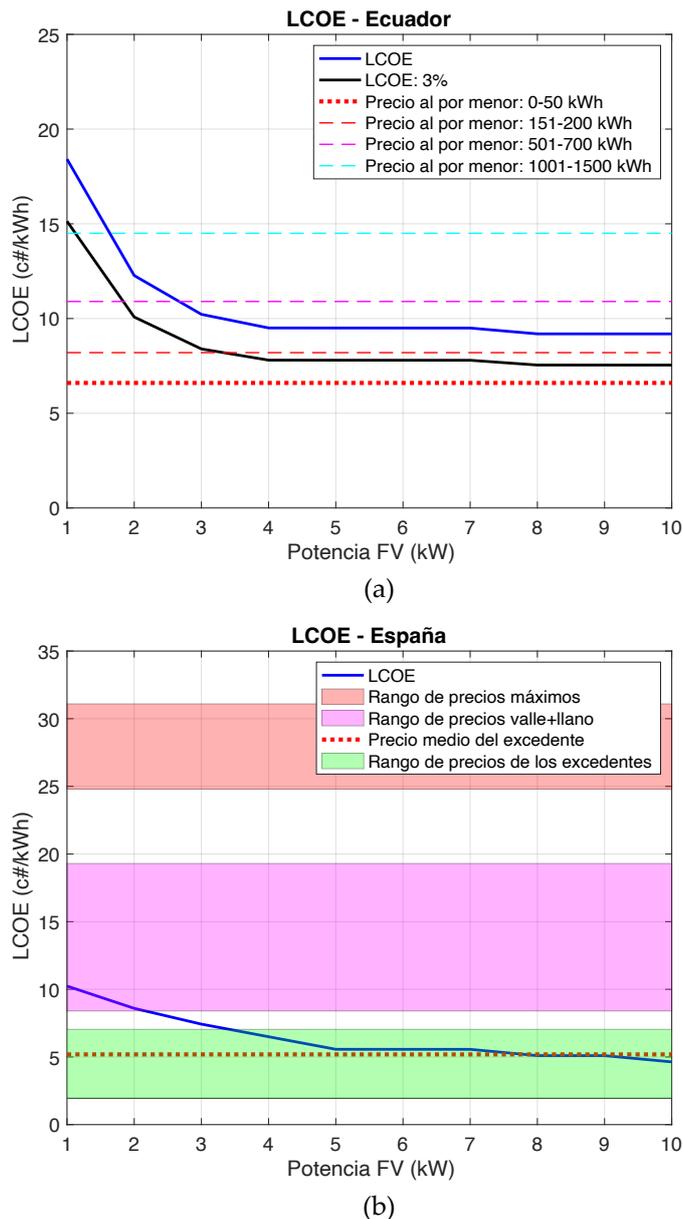


(a)



(b)

**Figura 39.** TIR de los sistemas SAFV para diferentes potencias fotovoltaicas instaladas y consumos anuales. (a) Ecuador (b) España.



**Figura 40.** LCOE de los sistemas SAFV en €/kWh para diferentes potencias fotovoltaicas instaladas. (a) Ecuador, (b) España.

El LCOE se realiza estableciendo diferentes escenarios para cada país. Se utilizan las mismas tasas de descuentos aplicadas en la TIR y se representa la vida útil de los SAFV (línea azul). Además, para desarrollar una mejor comparación se aplica complementariamente una tasa de descuento del 3 % para Ecuador. Los resultados establecen que España ha alcanzado la paridad de red en las potencias superiores a los 3 kW, pero los datos indican que con las condiciones actuales Ecuador aún no alcanza la paridad de red. Esto se genera debido a los bajos precios de

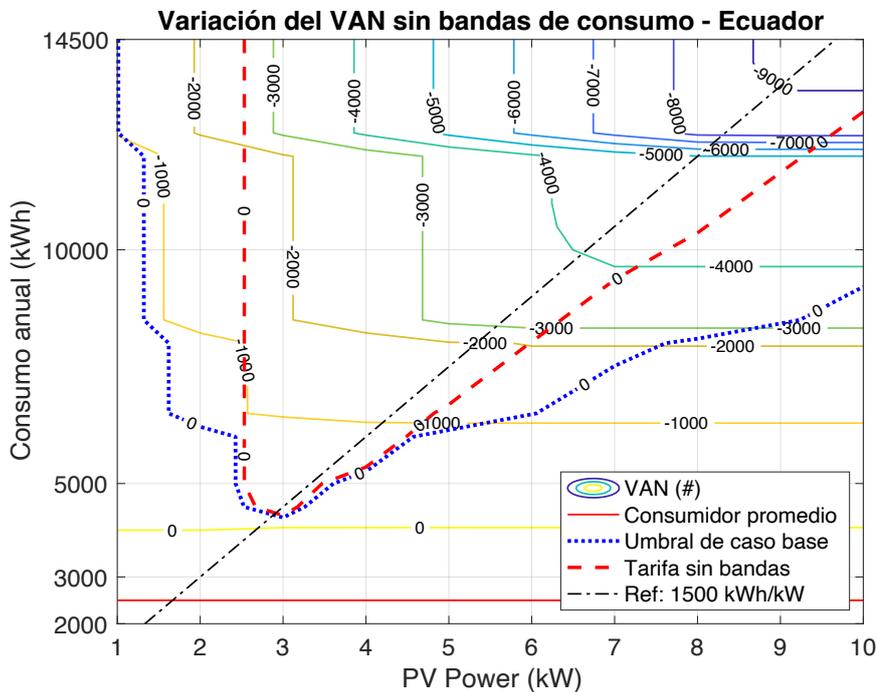
comercialización minorista de la electricidad y una aplicación de una tasa de descuentos más elevada. Con el sistema de tarificación actual de Ecuador se visualiza que solo se puede llegar a la paridad de la red a partir de un consumo superior a los 500 kWh por mes.

### **Efecto de las tarifas eléctricas alternativas en Ecuador**

El sistema de tarificación de la electricidad aplicado en Ecuador genera un escenario que no permite un análisis práctico en tiempo real del autoconsumo real, como del manejo de la compra y venta de energía a partir de la demanda (horas pico). Esto se debe en parte a la falta de un sistema de monitoreo en tiempo real (por horas) de la energía comprada desde la red y la energía entregada. El cálculo de la facturación mensual de la energía actualmente se realiza mediante el monitoreo de un medidor analógico que es revisado con una visita mensual al cliente. Adicionalmente, el sistema de tarificación vigente permite la posibilidad de escoger un sistema de tarificación basado en TOU para determinados clientes comerciales. Esta tarificación TOU comercial se encuentra estructurada de dos periodos, de 22:00 hasta 08:00 corresponde al período económico, con un valor de \$0,070 por kWh, y, desde las 08:00 hasta las 22:00 es periodo más costoso, con un valor de \$0,088 por kWh. Para aplicar a esta tarificación el cliente debe asumir un coste de cambio de medidor de aproximadamente \$1.200,00 (depende de la empresa eléctrica de la región), si a esto le sumamos los bajos costes que existe en la tarifa sin demanda descritos en la **Figura 10**, se establece un sistema que tiene muy poca aceptación. Si lo comparamos con el sistema TOU aplicado en España, la diferencia entre los precios es menor en Ecuador. Además, es muy importante tener en cuenta que debido a la latitud en la que se encuentra Ecuador la duración del día es bastante estable a lo largo del año, como se lo presenta en la **Figura 20**, lo que provoca que la producción solar durante el periodo más económico sea casi nula.

Otra opción es eliminar la estructura escalonada de tarifas por un precio medio fijo de venta, para realizar este análisis se toma como punto de partida las tarifas

promedio establecidas en el informe del sector eléctrico del Ecuador del año 2021 y que se presentan en la **Tabla 9** (ARC, 2022). Este análisis es presentado en la **Figura 41**, los datos nos plantean un VAN muy reducido que se ubica por 2.308 €, teniendo una baja rentabilidad para los sistemas con potencias fotovoltaicas inferiores a 2,5 kW.



**Figura 41.** Cambio en el Valor Actual Neto para Ecuador si se reemplaza la estructura en bandas de consumo por una tarifa fija de 0,0956 €/kWh.

Estos resultados permiten establecer que el sistema vigente (escalonado) presenta una mejor rentabilidad que el planteado con una tarifa única, dado que los clientes con mayor consumo que tienen las tarifas más costosas con la aplicación del balance neto tienen la posibilidad de generar un mayor ahorro económico, mejorando así los valores de la rentabilidad.

**Tabla 9.** Consumo promedio y precio medio de electricidad en Ecuador del año 2021 .

Cliente	Consumo promedio (kWh/Cliente mes)	Precio medio (¢USD/kWh)
Residencial	136,28	10,29
Comercial	622,87	10,39
Industrial	11.737,78	7,99
Otros*	2.452,55	6,97

*Nota.- (\*) El grupo de consumo Otros considera consumidores como entidades oficiales, asistencia social, servicios comunitarios, bombeo de agua, escenarios deportivos, estaciones de carga rápida, entre otros.*

#### 4.4. Discusión de los resultados

La evaluación técnica y económica de los clientes residenciales en los dos países presentan diferencias importantes. En el caso de Ecuador, el sistema de tarificación eléctrica provoca que para la mayor parte de clientes el coste por kWh sea sumamente bajo (136 kWh/mes promedio del 2021 que tiene un coste de 8,3 ¢€/kWh) generando que los ahorros por el funcionamiento de un SAFV establezcan un retorno de la inversión poco atractivo. Por otro lado, España presenta un coste elevado por el consumo eléctrico que en los últimos años ha ido en alza, esto sumado a un mercado fotovoltaico más activo, establece un escenario muy favorable para la puesta en marcha de los SAFV, obteniendo interesantes tiempos de retorno para los clientes con un consumo promedio.

En el análisis económico se identificó que para el caso de España el TROI es inferior a 10 años, el VAN positivo y la TIR superior al 8 % para los consumidores de una sola vivienda. Para el consumidor medio se obtuvo un TROI inferior a 12 años, el VAN positivo y la TIR superior al 5 %. En Ecuador los indicadores económicos no son favorables para el consumidor promedio, con un TROI mayor a 18 años, un VAN negativo y una TIR baja o incluso negativa.

Los resultados evidencian que el TROI se mejora con el incremento del consumo eléctrico en los clientes residenciales, alcanzando un retorno inferior a los 8 años para consumos anuales superiores a los 8.000 kWh, los parámetros como el VAN y el TIR presentan mejoras. El contraste más destacado se da en Ecuador, donde un cliente con un consumo elevado debe cancelar costes sumamente altos por kWh, mejorando así considerablemente los ahorros generados por el SAFV. Este escenario se analiza con mayor profundidad en el siguiente capítulo utilizando datos reales de sistemas en Ecuador.

Además del sistema de tarificación otro factor importante en el análisis de la rentabilidad es el mecanismo de retribución por los excedentes FV. En este caso se tiene en vigencia dos mecanismos: balance neto en Ecuador y facturación neta en

España. El balance neto surge como un sistema atractivo para compensar la electricidad que es tomada de la red, pero en la práctica los elevados costes que genera la instalación y puesta en marcha de los SAFV y el bajo coste de la electricidad generan una baja aceptación en el cliente residencial promedio. Además, este mecanismo desalienta la producción de más energía que se consume, porque esta energía no tendrá ninguna compensación. Por su parte, la facturación neta permite sobredimensionar los SAFV para obtener saldos que aproximen el valor de la venta de los excedentes al valor de la compra de energía, recordando que los precios de los excedentes FV tienen un menor valor que los de la electricidad comprada a la distribuidora

El LCOE también presenta datos interesantes para su análisis. En España es inferior al precio de venta al público de la electricidad para tamaños superiores a 3 kW e incluso inferior al valor medio del excedente eléctrico inyectado a la red para tamaños superiores a 5 kW. En Ecuador para tamaños inferiores a 3 kW el LCOE es sólo inferior al precio de la electricidad para los tramos de consumo superiores a 700 kWh/mes (8.400 kWh/año) y para tamaños superiores a 3 kW sólo es inferior para el tramo de consumo superior a 500 kWh/mes (6.000 kWh/año).

Los resultados revelan la existencia de un escenario más favorable para los clientes con elevados consumos eléctricos que cuenten con los recursos económicos para poner en marcha un SAFV que les permita maximizar sus ahorros. Los clientes residenciales con bajos consumos se encuentran en un escenario donde los SAFV son más caros, por ello, se considera que existen varias medidas de promoción posibles como exenciones de impuestos locales y/o IVA, que en caso de ser progresivas puedan facilitar el acceso universal a los SAFV. Las subvenciones vigentes en España son muy generosas pero la limitación del autoconsumo > 80 % de la electricidad producida por fotovoltaica es difícil de conseguir en caso de bajo consumo eléctrico. Una subvención única al inicio sería más eficaz, mitigaría el mayor coste de las pequeñas instalaciones y facilitaría los trámites para los instaladores y la administración. Otro aspecto importante es la consolidación del autoconsumo

compartido, que aún se encuentra en su fase inicial, pero que con nuevos desarrollos regulatorios como los coeficientes dinámicos de compartición pueden atraer a más usuarios. Estos coeficientes dinámicos significan que la participación de la producción de energía fotovoltaica no es constante para los socios en el SAFV, sino que la participación se establece para cada hora de todo el año, asegurando así que los usuarios con diferentes patrones de consumo puedan compartir la producción fotovoltaica de una manera óptima. Además, el SAFV compartido conduce a precios más competitivos debido a los mayores tamaños de estas instalaciones.

La futura integración a gran escala de los SAFV se ve favorecida por la aplicación del esquema de facturación neta junto con los precios variables de la electricidad comprada y de los excedentes. Esto fomenta los hábitos inteligentes para el uso de la energía, las estrategias DSM o el diseño de SAFV utilizando orientaciones no convencionales en los edificios (Sánchez et al., 2021). Esta estrategia requiere la generalización del uso de contadores inteligentes de energía, que actualmente en España abarcan prácticamente la totalidad de los consumidores (CNMC, 2020a). Sin embargo, esto puede no ser posible en muchos países como en el caso de Ecuador. Esto se debe, por un lado, a los aspectos socioeconómicos y políticos, y por otro, a la falta de infraestructura de control y monitoreo en el sistema eléctrico nacional, necesaria para el cambio a un posible sistema de facturación neta.

### **4.5. Conclusiones**

Se ha realizado un análisis de la rentabilidad de los SAFV residenciales en Ecuador y España bajo los métodos de compensación basados en balance neto y facturación neta. Los resultados permiten identificar los beneficios y deficiencias de cada metodología en contraste con sus modelos de tarificación eléctrica, los resultados obtenidos dan indicios importantes de la rentabilidad de los SAFV que se pueden replicar en países de su región.

En Ecuador se encontró una “condicionada” viabilidad económica en los SAFV. Se estableció que existe una adecuada rentabilidad solo para los prosumidores que

tienen altos consumos eléctricos, superiores a 6.000 kWh al año, la cual está muy por encima del consumo promedio residencial, que para el 2021 se situó en 1.635 kWh al año. Estos resultados se generan a partir de dos factores clave: el precio escalonado de las tarifas eléctricas, y los altos precios de los sistemas fotovoltaicos. Los clientes residenciales con bajo consumo tienen un precio muy económico de la tarifa eléctrica, alzando valores de hasta 4 ¢\$/ kWh para la franja de menor consumo (tarifa de la dignidad consumo < 130 kWh al mes) esto limita y condiciona la rentabilidad de los SAFV. Referente al precio de los sistemas fotovoltaicos, el pequeño mercado existente en el país debido a la baja demanda genera que los principales dispositivos sean importados, provocando que los SFV de bajas potencias se adquieran con un coste elevado. Esto ha provocado que en el quinto año de la puesta en marcha de la regulación a apoyo a los SAFV conectados a red, se tengan pocos sistemas registrados y no exista un incremento en la cantidad de instalaciones que se tiene por año (**Figura 31**).

Para el caso de España la rentabilidad mejora. El abundante comercio de sistemas fotovoltaicos existente en la región sumado a unas tarifas de importación más bajas permite tener costes totales más económicos para los SAFV. Además, los elevados precios minoristas en un sistema de tarificación horaria (TOU) han contribuido a alcanzar la paridad de red. Los resultados permiten identificar que los indicadores son favorables para el consumidor residencial promedio, que para 2021 se estableció en 3.487 kWh al año. Y para el caso de los consumos superiores a 6.000 kWh al año se estableció una excelente rentabilidad en todos los tamaños de los SAFV. Finalmente, para consumos inferiores a los 2.000 kWh se encontró que no existe una rentabilidad adecuada.

Los resultados establecen que tanto balance neto como facturación neta son apropiados bajo escenarios específicos. La aplicación de balance neto para el caso de Ecuador presenta un incentivo para los grandes consumidores debido al sistema de tarificación escalonada pero un problema para el consumidor promedio. Una actualización en la regulación vigente permitiría ampliar el rango de clientes que

presentan una rentabilidad aceptable. Es importante tener presente que Ecuador presenta un escenario donde no es posible el análisis de una facturación neta, este problema se repite en países vecinos que se encuentran condicionados por varios factores técnicos y sociales, como el uso de medidores analógicos para la facturación mensual y el subsidio a la electricidad. Por estos motivos, la aplicación de una metodología de compensación basada en balance neto es apropiada para un país que está dando sus primeros pasos en los SAFV con conexión a la red eléctrica. Por otro lado, la aplicación de facturación neta en países con mercados de autoconsumo más maduros como es el caso de España permite promover un hábito de consumo eléctrico más eficiente que mejora los porcentajes de autoconsumo, obteniendo así un mayor beneficio económico y reduciendo los intercambios de red, evitando los costes adicionales por la distribución de electricidad. Estos beneficios permiten solventar las fluctuaciones que registran los precios del kWh en mercados eléctricos liberalizados, principalmente en periodos de alta demanda.

El análisis vislumbra varias recomendaciones para mejorar la viabilidad de los SAFV para un rango más amplio de consumidores residenciales en Ecuador, y que se puede replicar en países con un sistema eléctrico similar. La aplicación de estas recomendaciones permitiría tener escenarios con mayor competitividad, mejorando así el mercado fotovoltaico al reducir los costes finales de la instalación de sistemas. Las principales recomendaciones se presentan a continuación:

- a) Ratificar y consolidar el apoyo al autoconsumo, complementando la regulación con leyes energéticas y objetivos de planes de desarrollo que permitan evaluar las metas en diferentes periodos de tiempo, generando así la posibilidad de rectificar acciones para su cumplimiento.
- b) Simplificar los trámites administrativos, reduciendo la burocracia en la aprobación de sistemas de potencias pequeñas, e implementar zonas con prefactibilidad de conexión que permitirán agilizar la puesta en marcha de los SAFV con conexión a la red eléctrica.

- c) Para una etapa inicial mantener el balance neto, debido a su fácil comprensión de lado de los consumidores. Analizar a futuro la implementación de facturación neta, para ello se deberá gestionar de forma paulatina las leyes, regulaciones y equipamiento tecnológico que permita su correcta aplicación, esto permitirá mejorar la rentabilidad de los SAFV, aliviará la congestión de los sistemas de distribución eléctrica y permitirá generar un hábito de consumo energético que es el principal objetivo que tienen los SAFV.



## Capítulo 5

# **SAFV Residenciales: Casos de Estudio en Ecuador**

Como se ha comentado, en Ecuador la legislación relacionada con el autoconsumo fotovoltaico es muy reciente y los SAFV registrados por clientes residenciales han tenido una muy baja aceptación hasta el momento. A modo de resumen, esta baja aceptación se debe a que los clientes residenciales a nivel nacional registran un bajo consumo eléctrico, esto provoca que aplicando las tarifas escalonadas vigentes en Ecuador el coste del kWh tenga un valor mínimo, reduciendo el impacto que tiene el autoconsumo fotovoltaico y el vertido de los excedentes de la producción fotovoltaica. Es importante recordar que dichos excedentes son retribuidos mediante la aplicación de una metodología basada en balance neto, lo que genera un escenario dónde para la mayor parte de los clientes residenciales el retorno de la instalación de un SAFV se proyecte por sobre los 15 años, condicionando fuertemente su rentabilidad.

Pero, por otro lado, existe un escenario dónde se encuentra una alta rentabilidad para ciertos los clientes residenciales, puntualmente en clientes con un alto consumo energético. Este tipo de clientes representan una porción muy pequeña del total, pero se benefician de un mayor ahorro, que se genera por el autoconsumo y los excedentes vertidos a la red en una tarifa por kWh bastante elevada, por su ubicación en los tramos de consumo con mayor coste.

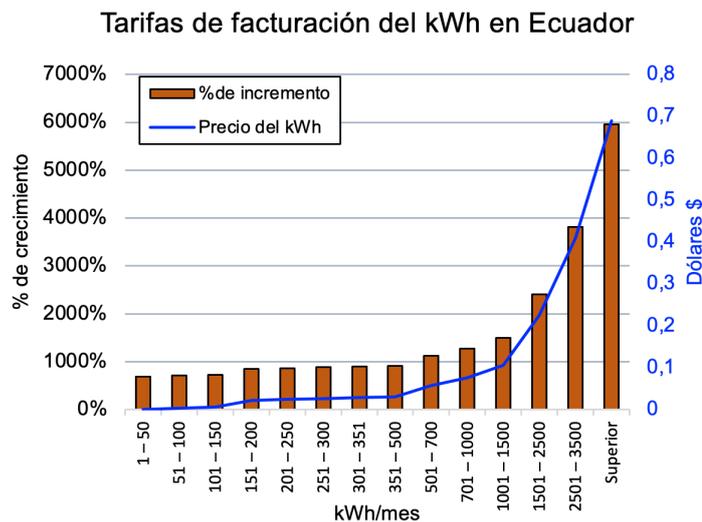
Además, existe otro beneficio, al implementar una tarificación eléctrica que se rige por rangos o bandas de consumo mensual, los clientes con mayor consumo energético al momento de recibir la retribución por los excedentes fotovoltaicos vertidos a la red tienen la oportunidad de disminuir la cantidad de kWh que serán facturados, esto les permite cambiar a bandas de precios más bajas. En este sentido, la presente investigación se centra en el análisis de tres instalaciones de este tipo de clientes, lo que permitirá dimensionar los beneficios y rentabilidad que les generan los SAFV. Se desarrolla un análisis técnico y económico del funcionamiento de tres sistemas ubicados en Ecuador. El análisis técnico comprende las curvas de generación fotovoltaica, demanda, autoconsumo y excedentes entregados a la red. El análisis económico incluye los costos de instalación, el ahorro generado y el tiempo de retorno de la inversión. Además, se realiza una proyección de los datos reales, para evaluar los parámetros que permitan obtener tiempos de retorno de la inversión más favorables.

## **5.1. Introducción**

Ecuador disfruta de buen recurso solar, como se lo describió en la Sección 3.2.2. El país se encuentra dividido en cuatro regiones (Costa, Sierra, Oriente e Insular), la mayor parte de la población se encuentra en la región Costa (49,3 %) y en la región Sierra (44,8 %) (INEC, 2020). Para la región Costa, utilizando los datos de la ciudad de Manta se estima que se dispone de unos 1.776 kWh/m<sup>2</sup> de irradiación horizontal anual. Para la región Sierra, tomando de ejemplo la ciudad de Quito (capital del Ecuador), se estima que se dispone de 1.846 kWh/m<sup>2</sup> según la base de datos PVGIS-

NSRDB (EU Science Hub, 2020). En general, Ecuador tiene excelentes condiciones para la energía solar, con una irradiación entrante casi perpendicular al mediodía, durante todo el año.

A pesar de ello, el despliegue de los SAFV se encuentra atascado debido a los factores ya explicados. Entre estos factores se destacan dos, en primer lugar, el coste por kWh se establece con un valor fijo durante todo el año calendario. En segundo lugar, el coste que debe cancelar el cliente residencial se rige a un sistema de bandas de precios progresivos, que establece un coste por kWh de acuerdo con la cantidad de electricidad tomada de la red eléctrica durante cada mes. La **Figura 42** nos permite ver el crecimiento exponencial que sufre el precio del kWh en la facturación mensual de los clientes residenciales, alcanzando hasta un incremento del 6.032 % en comparación con la tarifa que tiene el valor más bajo. En el **Anexo I** se describe con mayor detalle la estructura de la factura eléctrica en Ecuador.



**Figura 42.** Precio y porcentajes de crecimiento del kWh en Ecuador para el año 2021.

## 5.2. Metodología

### 5.2.1. Descripción de las instalaciones y monitoreo

La evaluación técnica y económica se realiza con los datos de tres instalaciones fotovoltaicas residenciales conectadas a la red eléctrica. Estos SAFV se encuentran

ubicados en las provincias de Manabí y Pichincha. El dimensionamiento de estos sistemas se detalla en la **Tabla 10**.

**Tabla 10.** Resumen de configuraciones para el SAFV industrial Los incrementos son relativos a la orientación óptima.

Nro.	Nombre	Provincia	Altura s.n.m	Potencia kW	Cantidad de Paneles
1	Residencial 1	Manabí	6 m	8,25	30
2	Residencial 2	Pichincha	2.200 m	5,23	20
3	Residencial 3	Pichincha	2.200 m	31,2	78

En la **Figura 43** se presenta imágenes de los sistemas fotovoltaicos de autoconsumo, se puede apreciar que la inclinación de los módulos fotovoltaicos es mínima debido a la ubicación geográfica (zonas próximas a la línea ecuatorial).



(a)



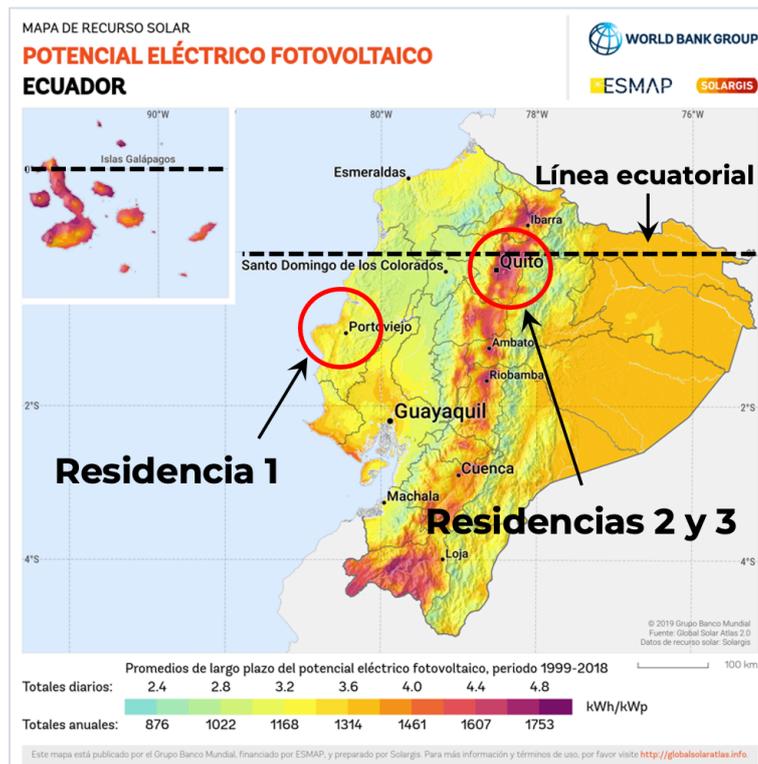
(b)



(c)

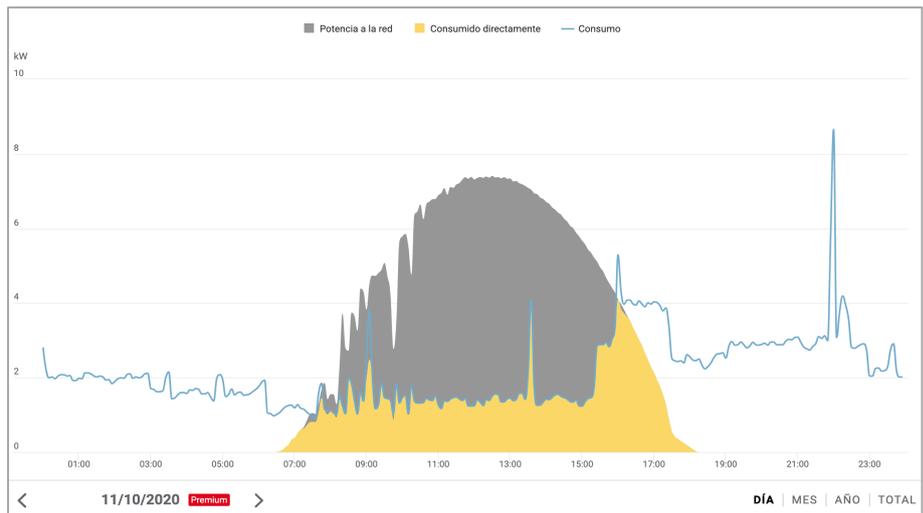
**Figura 43.** Imágenes de los SAFV monitoreados: a) Residencia 1, b) Residencia 2, c) Residencia 3.

La **Figura 44** presenta la ubicación de los tres SAFV en el mapa del potencial fotovoltaico del Ecuador. La Residencia 1 se encuentra en la región Costa, las residencias 2 y 3 se ubican en la región Sierra.

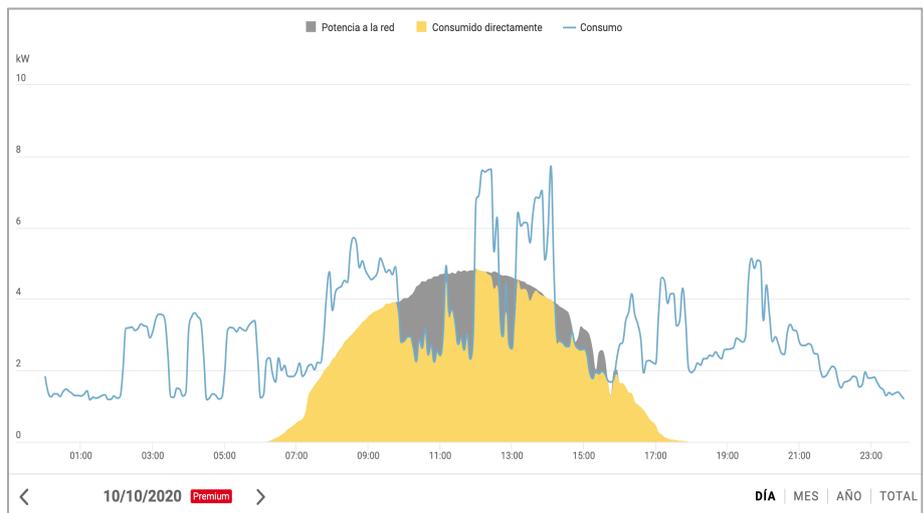


**Figura 44.** Ubicación de los SAFV en el mapa del potencial eléctrico fotovoltaico del Ecuador. Fuente: Fondo de ilustración obtenido de (The World Bank, 2020c).

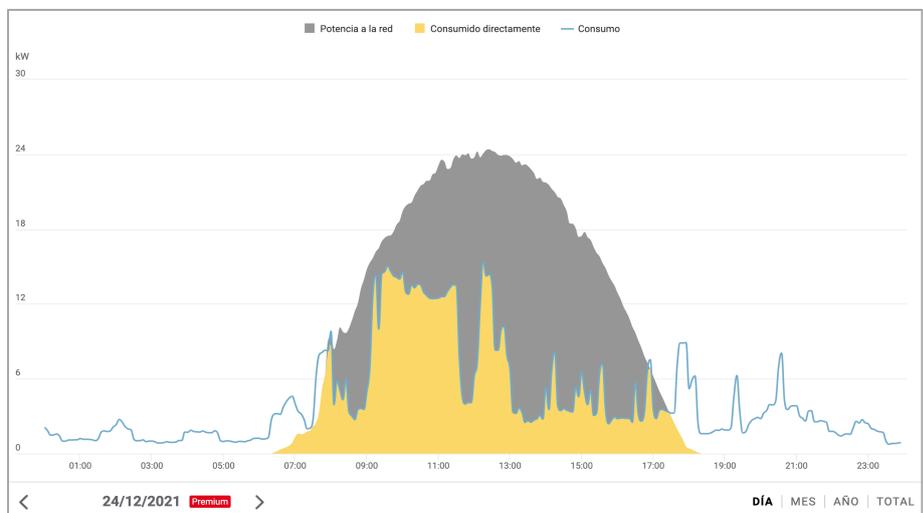
# SAFV RESIDENCIAL: CASOS DE ESTUDIO EN ECUADOR



(a)



(b)

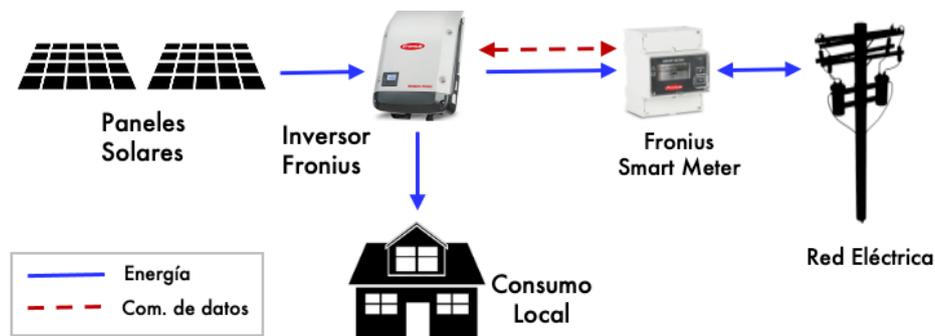


(c)

Figura 45. Monitoreo de las tres residencias mediante Solar Web.

Los SAFV utilizan tecnología de la empresa Fronius, por lo tanto, el monitoreo de los datos se realizan mediante la plataforma web [www.solarweb.com](http://www.solarweb.com) (Fronius International GmbH, n.d.), un ejemplo del funcionamiento del monitoreo de los sistemas se puede apreciar en la **Figura 45**.

Los tres sistemas presentan una configuración similar, esta se basa en la incorporación de un inversor Fronius Primo, que es un inversor de conexión a red, monofásico y sin transformador. Este inversor posibilita la conexión al sistema eléctrico público para realizar un intercambio de energía, además incorpora la opción de “inyección cero”, que permite que la producción FV no supere la demanda, es decir, evita que existan excedentes que sean entregados a la red eléctrica (Fronius, 2022). Referente al monitoreo de las variables, el inversor realiza el registro de los datos e incidencias en intervalos de 5 minutos. La configuración general del sistema se puede apreciar en la **Figura 46**.



**Figura 46.** Configuración de los SAFV con equipos Fronius.

### 5.2.2. Análisis técnico y económico

Para la presente investigación se utilizan los costes por kWh que se encontraron vigentes en 2021 (**Anexo I**), es importante indicar que para el 2022 no ha existido un cambio significativo en estos valores. Para el análisis se utilizan los datos de funcionamiento de un año completo de cada uno de los sistemas, desde el momento de su entrada en funcionamiento de manera permanente.

Para la evaluación técnica se realiza un consolidado de los datos en periodos por horas para establecer un modelo del comportamiento general del SAFV. La

evaluación económica se desarrolla con los datos mensuales de los parámetros de consumo, autoconsumo e intercambio de energía con la red eléctrica. Es importante destacar que a pesar de que el sistema permita realizar un monitoreo en periodos de 5 minutos, se desestima aplicar estos periodos debido a que el comercializador de la electricidad solo registran los intercambios de energía de forma mensual. Y, además, el precio del kWh presenta un precio fijo durante todo el año calendario, lo que provoca que no exista una variación en los costes de acuerdo con la hora.

El cálculo de los ahorros económicos se realiza con la aplicación de las Ecuaciones (7), (8) y (9) presentadas en el capítulo anterior, con la única diferencia que los periodos de cada cálculo son mensuales. Para establecer el periodo de recuperación se utiliza la Ecuación (10), la misma se aplica considerando un periodo de vida de 25 años, que es el establecido por la regulación vigente. Adicionalmente, se aplica un periodo de descuento del 10 % para los flujos de caja anuales.

$$P_R = P_{neg} + \left[ \frac{F_{acu}}{F_{caja}} \right] \quad (10)$$

Siendo:

$P_R$  el período de recuperación en años.

$P_{neg}$  el último período con flujo acumulado negativo.

$F_{acu}$  Valor absoluto del último flujo acumulado negativo.

$F_{caja}$  Valor del flujo de caja del siguiente período.

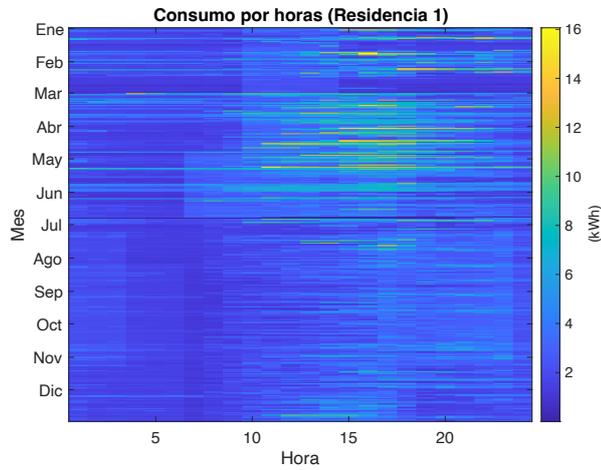
## 5.3. Resultados

### 5.3.1. Funcionamiento de los SAFV

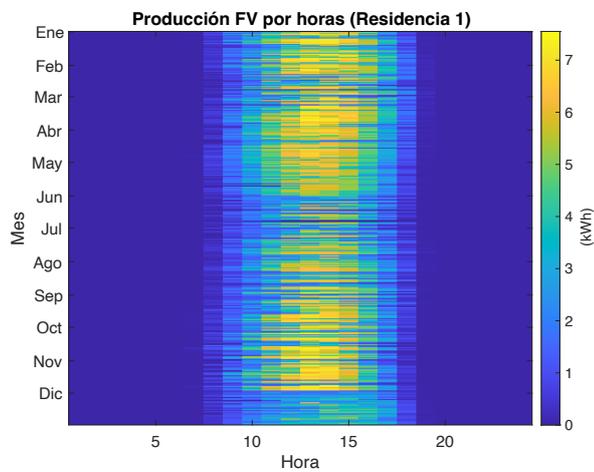
Con los datos del funcionamiento de los SAFV durante un año se generan los mapas de calor de la producción fotovoltaica y la energía exportada a la red eléctrica. En las siguientes figuras se describe el funcionamiento de cada uno de los sistemas.

En la **Figura 47** (a) se observa el funcionamiento del SAFV de 8,25 kW ubicado en la región Costa, más específicamente en la provincia de Manabí. El monitoreo se realizó desde diciembre de 2019 hasta noviembre de 2020. Se puede identificar que durante

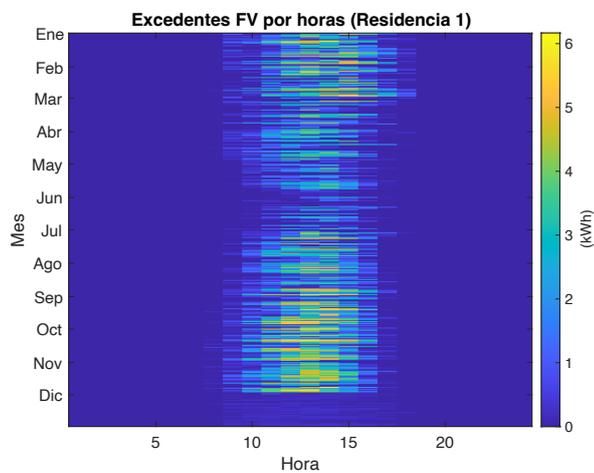
todo el año existe una regularidad en la cantidad de horas de producción del SAFV, sin variaciones significativas entre las horas de inicio y fin de la producción.



(a)



(b)



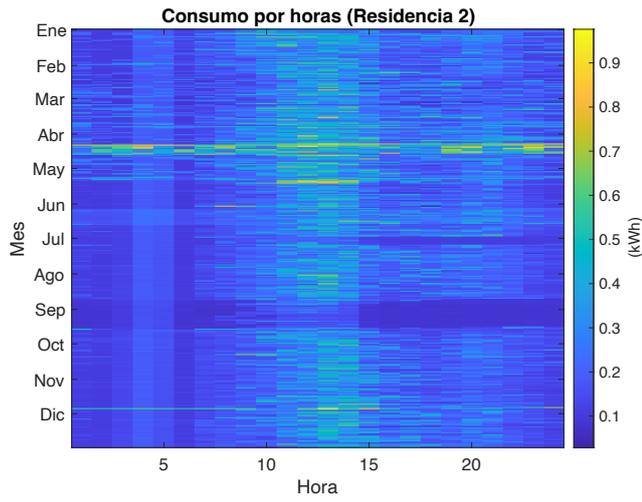
(c)

**Figura 47.** Funcionamiento del SAFV de la Residencia 1, a) Consumo; b) Producción FV; c) Excedentes FV entregados a la red eléctrica.

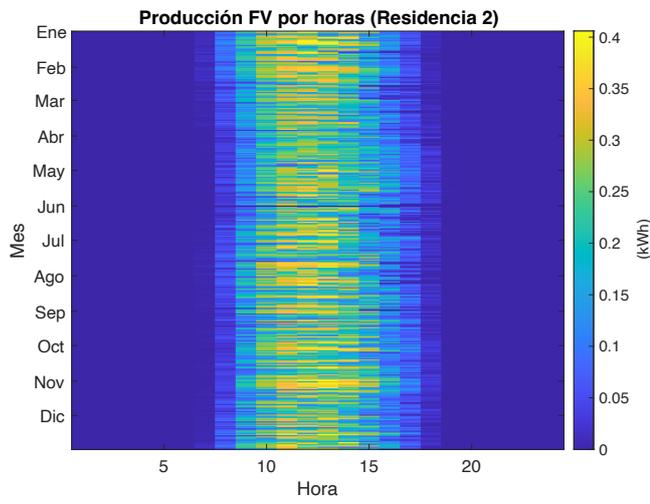
Complementariamente, se puede establecer que en los meses de marzo y abril existe una mayor producción, esto se debe principalmente a un pequeño periodo de verano que se tiene en la región Costa del Ecuador. Referente a los excedentes presentados en la **Figura 47 (b)**, en el período final del año no se tiene excedentes debido a que aún no se obtenía la aprobación de la conexión a red, es decir, estaba activada la función “cero excedentes” lo que también condicionaba la producción.

La **Figura 48 (a)** presenta el SAFV de 5,2 kW correspondiente a la Residencia 2. Esta instalación se encuentra en la provincia de Pichincha, muy próxima a la línea ecuatorial. Se puede visualizar que existe una producción muy regular durante todo el año (enero a diciembre del 2021). El consumo promedio de la residencia es de 1.908 kWh/mes. A pesar de tener una producción FV promedio de 638 kWh/mes presenta excedentes durante todos los meses como se observa en la **Figura 48 (b)**, teniendo un promedio de 92 kWh/mes de excedentes entregados a la red eléctrica.

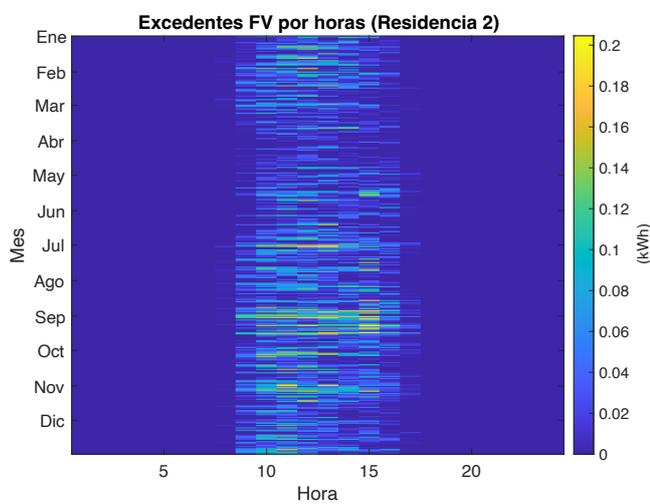
La **Figura 49** expone los datos del funcionamiento del SAFV de 31,2 kWp, el monitoreo se realiza desde mayo del 2021 hasta abril del 2022. Similar a la Residencia 2, la Residencia 3 presenta una regularidad en su producción durante todo el año, alcanzando un promedio de 3.891 kWh/mes. La residencia presenta un promedio de consumo de 5.271 kWh/mes, a pesar de ser superior a la producción FV se visualiza que existe una gran cantidad de excedentes que son vertidos en la red eléctrica, alcanzando un promedio de 1.329 kWh/mes.



(a)

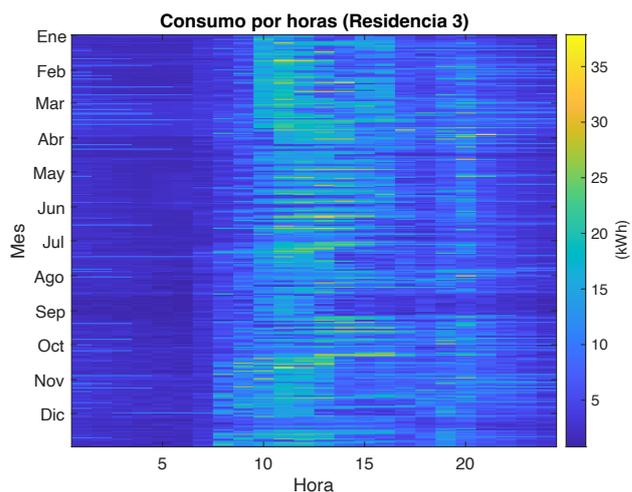


(b)

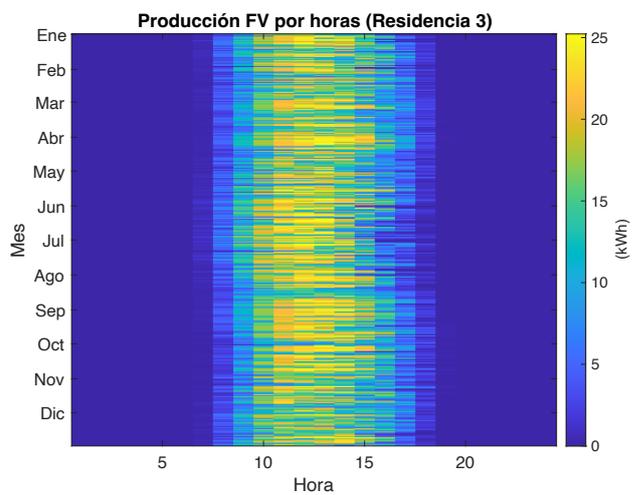


(c)

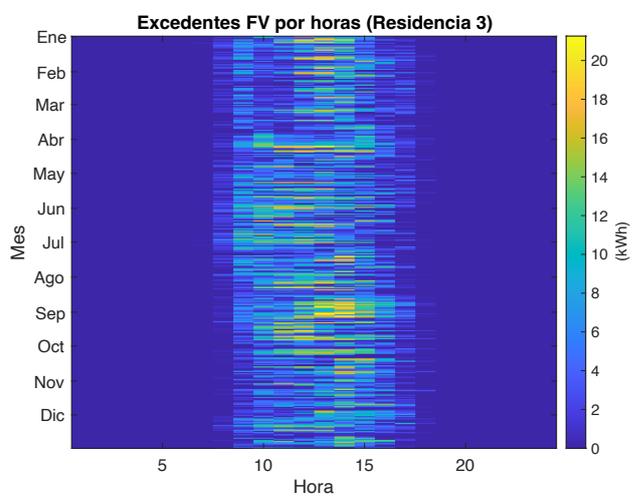
**Figura 48.** Funcionamiento del SAFV de la Residencia 2, a) Producción FV; b) Excedentes entregados a la red eléctrica.



(a)



(b)

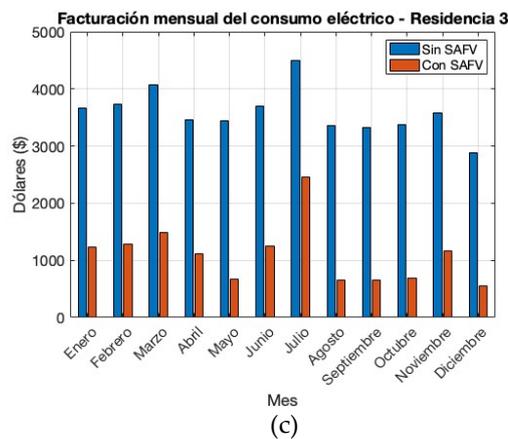
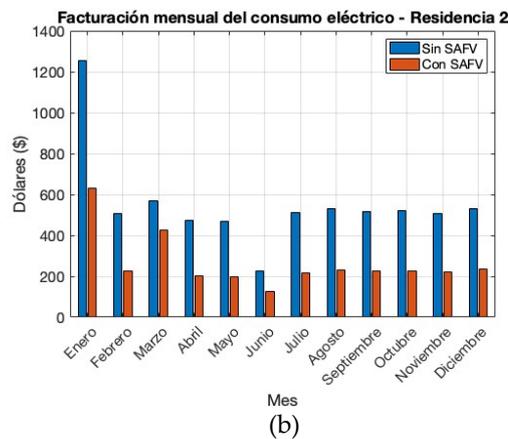
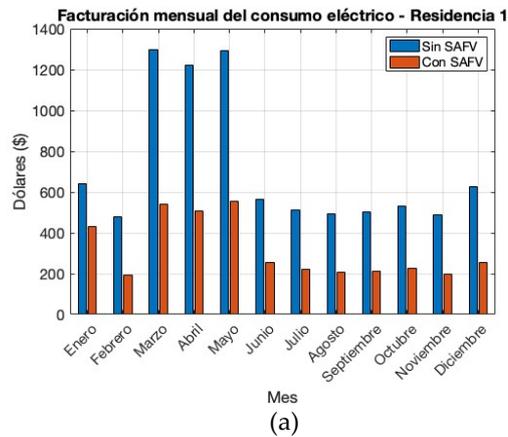


(c)

Figura 49. Funcionamiento del SAFV de la Residencia 3, a) Producción FV; b) Excedentes entregados a la red eléctrica.

### 5.3.2. Análisis económico

Para establecer el valor de la facturación de la electricidad se omiten los recargos que se generan por aspectos regionales, como valores por iluminación pública, bomberos, entre otros. Es decir, el análisis económico contempla el valor por venta y retribución del kWh y el valor por comercialización (**Anexo I**).



**Figura 50.** Facturación de la electricidad con y sin el SAFV, a) Residencia 1; b) Residencia 2; c) Residencia 3.

En la **Figura 50** se presentan los valores de facturación contemplado dos escenarios: con SAFV y sin SAFV. Los flujos económicos de las tres residencias establecen unos periodos de recuperación de la inversión muy favorables, a modo de resumen estos se presentan en la **Tabla 11**. Como se observa en los resultados, el funcionamiento de los SAFV beneficia a los clientes residenciales con mayor consumo eléctrico, esto debido al sistema de tarifación escalonada como ya se ha explicado con anterioridad. Este comportamiento se pareja al comportamiento en los tiempos de retorno de clientes con altos consumos expuestos en la **Figura 37**.

**Tabla 11.** Datos representativos del funcionamiento y retorno de los casos de estudio.

Nombre	Potencia (kW)	Consumo promedio (kWh/mes)	Producción Promedio (kWh/mes)	Promedio de excedentes a la red (kWh/mes)	Retorno (años)
Residencia 1	8,25	2.188	1.046	328	3,6
Residencia 2	5,23	1.898	638	92	3,8
Residencia 3	31,2	5.271	3.892	1.329	1,7

Estos excelentes valores de retorno se obtienen en parte por el ahorro económico generado por el autoconsumo y por los excedentes FV entregado a la red, dado que, al tener un consumo eléctrico elevado el coste por el kWh es sumamente alto, como se indicó en la **Figura 42**. Pero, por otra parte, se debe al pago de una menor tarifa por kWh, debido a la reducción de la cantidad de energía que se facturará al final de cada mes, que se reduce considerablemente por la compensación de excedentes y por reducción de la cantidad de energía demandada de la red por el autoconsumo FV. Esto se lo explicará con mayor detalla en la discusión de los resultados.

#### 5.4. Discusión de los resultados

En Ecuador la instalación de los SAFV tiene un coste elevado, principalmente por dos motivos, no existe un comercio muy activo de esta tecnología, y por otro, no existe una producción local de equipos FV, por lo tanto, se requiere importarlos. Esto provoca que la adquisición de equipos ascienda al 70 % al 85 % del coste total. La mayoría de estos componentes son importados y sujetos a impuestos, los paneles

solares presentan el principal beneficio tributario al gravar una tarifa 0 % del IVA (Pro-Ecuador, 2021). El porcentaje restante incluye los valores por mano de obra y costes indirectos, como se lo visualiza en la **Figura 36**.

Al realizar un análisis con mayor detenimiento de los resultados se puede identificar que el excelente valor de retorno de la inversión de la Residencia 3 (que se presenta en la **Tabla 11**) se debe por dos factores importantes, el primero corresponde a que es el SAFV que presenta un equilibrio más próximo entre la producción FV y el consumo. El otro factor corresponde a la reducción del precio facturado por el kWh, al ser la residencia con mayor consumo tiene también la oportunidad de generar más ahorro al ubicarse en las bandas de tarifación que tienen el valor más alto por kWh.

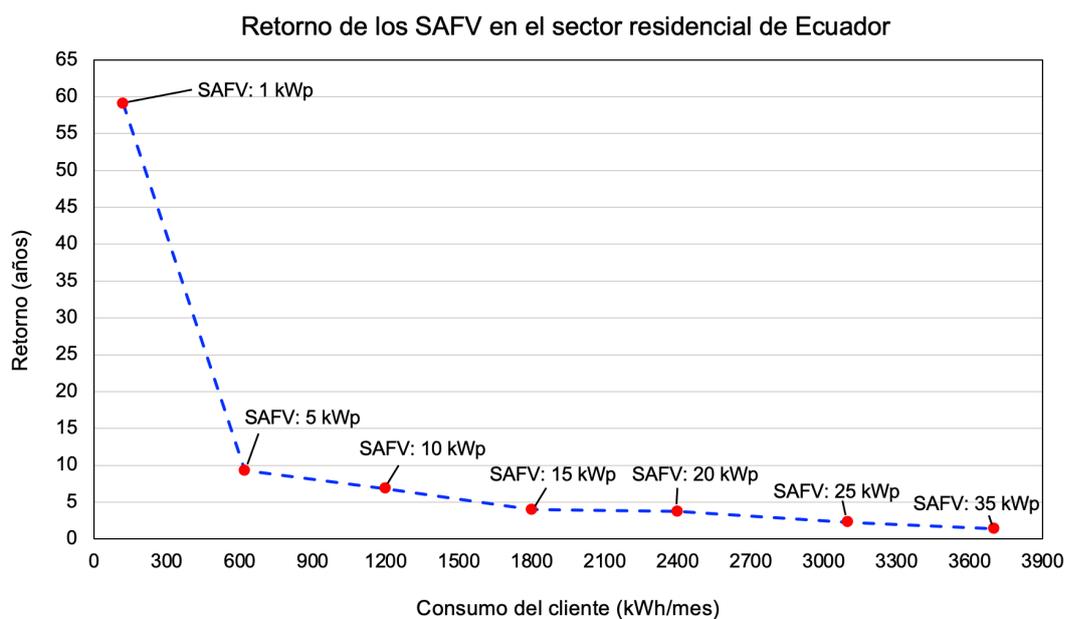
El equilibrio que debe existir en el funcionamiento del SAFV y el consumo es un factor fundamental para establecer la rentabilidad de un sistema de retribución basado en balance neto. Esto se constata con los resultados encontrados (**Tabla 12**), la Residencia 3 que tiene el mejor tiempo de retorno, también tiene el porcentaje de aproximación más cercano entre la producción fotovoltaica y el consumo del cliente como se indicó anteriormente. Por otro lado, la Residencia 2 presenta el retorno más extendido y a su vez el porcentaje más bajo en esta relación. Un sobredimensionamiento del SAFV sería desfavorable para los tres casos, teniendo presente que la retribución por balance neto solo llegará a compensar el total de la energía que ingresa desde la red eléctrica, y si existe energía sobrante podrá ser acumulada como un saldo para el siguiente mes (con un tiempo de uso de máximo 2 años) sin que exista un beneficio económico adicional.

**Tabla 12.** Datos representativos del funcionamiento y retorno de los casos de estudio.

Nombre	Potencia (kW)	Consumo anual (kWh)	Producción anual (kWh)	Autoconsumo anual	Autosuficiencia anual	Retorno (años)
Residencia 1	8,25	26.258	12.549	68,60 %	32,79 %	3,6
Residencia 2	5,23	22.777	7.660	85,59 %	28,78 %	3,8
Residencia 3	31,2	63.250	46.700	65,85 %	48,62 %	1,7

Por lo indicado, el correcto dimensionamiento del SAFV juega un papel primordial en la rentabilidad de los SAFV residenciales. Para comprender como afecta este

parámetro al retorno de la inversión, se ha tomado los datos reales de la producción FV de la Residencia 3, y se los ha ponderado para su equivalencia a otras potencias fotovoltaicas, los resultados se presentan en la **Figura 51**. Se puede visualizar que el tiempo de retorno se reduce mientras el consumo y la producción se incrementa, con estos datos se constata los resultados del capítulo anterior representados en la **Figura 37 (a)**, por otro lado, se corrobora la baja rentabilidad de los SAFV de tamaños pequeños y para clientes con bajos consumos eléctricos.



**Figura 51.** Retorno de diferentes tamaños de SAFV en clientes residenciales del Ecuador.

Existe otro parámetro importante a tomar en consideración, y es referente al precio por el kWh que se factura a los clientes residenciales en el esquema de balance neto. Actualmente, existen 14 rangos o bandas de consumo, el coste por kWh asciende conforme se cambia a una banda superior como se describe en la **Figura 42**. Los clientes que tienen un elevado consumo eléctrico tienen la oportunidad de reducir la cantidad final que se utilizará para su factura mensual de electricidad, permitiendo en algunos casos cambiar a una banda de precio inferior. Este beneficio no puede aplicarse a clientes residenciales con un bajo consumo eléctrico, dado que normalmente estos ya se encuentran en la banda de consumo más económica. Para explicar de mejor manera este evento se ha generado la **Figura 52** tomando como

referencia los valores de facturación de la Residencia 3, donde se puede identificar el cambio de las bandas de precios que existe con el funcionamiento del SAFV.

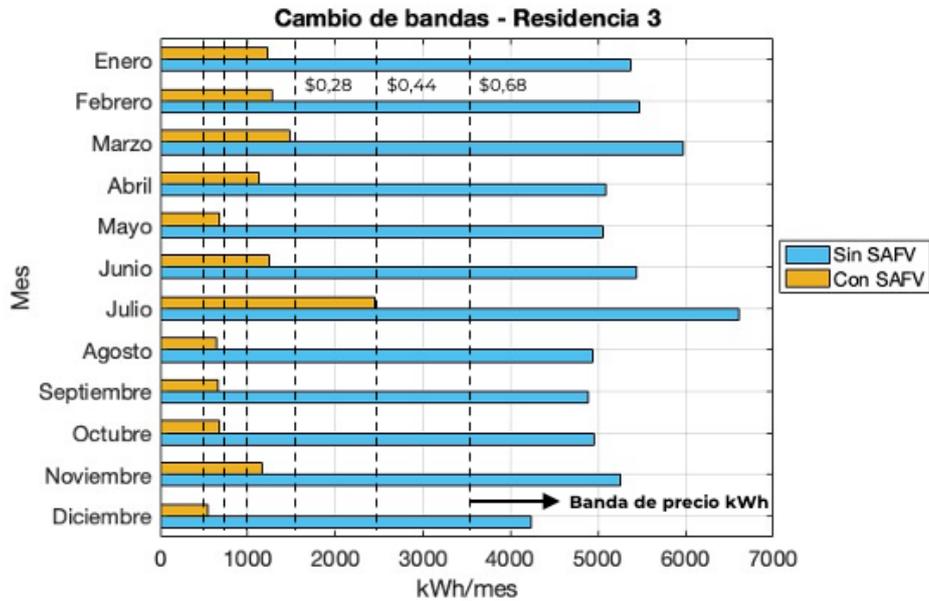


Figura 52. Cantidad de kWh que serán facturados al final de cada mes.

## 5.5. Conclusiones

Se ha realizado una evaluación del funcionamiento de tres SAFV en el Ecuador. Los resultados evidencian una estabilidad en la producción FV durante todo el año. Se identifica que la ubicación geográfica de los sistemas presenta pequeñas variaciones en el funcionamiento, el SAFV que se ubica en la Costa presenta algunos meses con una mayor producción. Las instalaciones ubicadas en la región Sierra no presentan variaciones considerables en la producción FV durante el año.

Los resultados permiten validar la baja rentabilidad que tienen los SAFV para clientes residenciales con un consumo eléctrico promedio (136,28 kWh/mes para el 2021), obteniendo valores de retorno superiores a los 15 años. Por otro lado, clientes con un alto consumo eléctrico como es el caso de los tres SAFV analizados presentan excelentes valores de retorno, que para los estudios de caso se encuentran entre 1,68 y 3,77 años. Estos valores podrían reducirse aún mucho más, si los sistemas se dimensionan en base a la demanda eléctrica mensual de cada cliente.

Los clientes residenciales con elevados consumos eléctricos presentan varios beneficios económicos con la instalación de un SAFV, que en algunos casos les puede permitir alcanzar el retorno total de su inversión en el primer año del funcionamiento del sistema. El factor clave es el sistema de facturación basado en la tarificación escalonada, dado que propicia que el ahorro generado por el autoconsumo fotovoltaicos y por los excedentes vertidos a la red se incremente considerablemente. Además, este ahorro ayuda a reducir la cantidad final de kWh que serán facturados al final del mes generando la posibilidad de cambiar a una banda de tarificación donde el kWh tiene un coste más económico. Finalmente, un beneficio complementario de menor magnitud es la reducción en el coste instalación por kWp que tienen los SAFV de gran tamaño.

Equiparar los beneficios que tienen los diferentes tipos de clientes residenciales presenta una alta dificultad. El bajo coste de la energía eléctrica al cuál se acogen la gran mayoría de clientes residenciales no permite establecer un beneficio económico apropiado para la puesta en marcha de SAFV bajo el esquema de balance neto. Por el momento, el cambio del sistema de compensación a un sistema de facturación neta o facturación por demanda horaria no es posible, debido a condiciones técnico-sociales del país explicadas en el capítulo anterior. A modo recomendación, se puede analizar implementar una política de cero impuestos a todos los equipos que conforman los SAFV, dar la posibilidad de implementar los SAFV compartidos y complementar con las recomendaciones emitidas en el capítulo anterior.

## Capítulo 6

# **Análisis de los SAFV en edificios administrativos y comerciales**

En el presente capítulo se realiza un análisis del funcionamiento de los SAFV en edificios administrativos y comerciales en España. Para ello, se utiliza la experiencia del funcionamiento de una planta fotovoltaica de autoconsumo de un edificio universitario durante un año. Se parte con un análisis regulatorio con la revisión del sistema de compensación y el sistema de facturación. A continuación, se realiza un análisis técnico y económico que incluye un acondicionamiento de los datos para realizar un escalado a diferentes potencias fotovoltaicas que están permitidas en la regulación vigente.

Los resultados permiten identificar que existe una correcta relación entre el nuevo Decreto Real de Autoconsumo y el nuevo Código de Edificación. El estudio económico establece una mejor rentabilidad para los clientes comerciales cuando se tiene un correcto dimensionamiento del SAFV, es decir, cuando la producción FV se

aproxima al consumo. El análisis general determina la existencia de una adecuada rentabilidad para este tipo de edificios, con un tiempo de retorno de la inversión entre 8 y 9 años y un LCOE dentro del precio del mercado eléctrico.

## 6.1. Introducción

Los países miembros de la UE han generado legislaciones en diferentes escenarios para cumplir con objetivos ambiciosos en materia de cambio climático. España como integrante de la Unión Europea han incluido normativas y regulaciones que le permitan alcanzar estos objetivos. Una de ellas es la renovación del Código de Edificación Español (Gobierno de España, 2019c), en esta reglamentación se establece una limitación en el consumo eléctrico del edificio en función de las zonas climáticas, el uso y el alcance de las intervenciones en caso de renovación. Además, el documento señala que el consumo eléctrico debe sustentarse mediante el uso de fuentes de energía renovables, estableciendo una obligación de integrar sistemas de generación eléctrica a partir de fuentes renovables para autoconsumo o alimentación a la red. La aplicación de este código involucra a edificaciones distintas a los de vivienda, cuando la superficie de la nueva edificación, ampliación o rehabilitación sea superior a 3000 m<sup>2</sup>, estableciendo que la potencia a instalar estará entre 30 kW y 100 kW. Para el cumplimiento de estos objetivos muchos países han aumentado la promoción de los SAFV con la inclusión de incentivos y otros beneficios. Por su parte, España (que como se describe en el Capítulo 3) ha introducido regulaciones (Gobierno de España, 2019b, 2018) que han permitido aumentar el interés en el autoconsumo de los consumidores residenciales, comerciales e industriales.

En esta sección, se presenta una evaluación de un SAFV de una edificación universitaria que se puede ajustar al funcionamiento de edificios comerciales y administrativos. Para ello, se utiliza la experiencia adquirida en un SAFV durante un año completo en la Universidad de Salamanca en la ciudad de Ávila, España. Realizando una progresión de los valores de producción fotovoltaica y el consumo, se realiza la simulación del comportamiento de instalaciones de diferentes potencias

fotovoltaicas. Además, con los datos obtenidos se realiza una caracterización de los parámetros de autoconsumo y autosuficiencia. Los resultados permiten evaluar la rentabilidad económica aplicando diferentes modelos de compensación por el vertido de los excedentes fotovoltaicos a la red. Los resultados han permitido identificar los beneficios que tienen este tipo de edificaciones con la implementación de los SAFV considerando la regulación actual.

## **6.2. Metodología**

El análisis en esta investigación se basa en los datos del funcionamiento de un año calendario (2019) de un SAFV, con estos datos se establecen los balances energéticos correspondientes al intercambio de energía con la red durante un año de funcionamiento. Estos valores se utilizan para establecer los flujos de caja considerando una valoración de los excedentes FV por compensación simplificada y por venta de excedentes. Finalmente, completado el balance económico se realiza el cálculo del LCOE y de los tiempos de retorno para diferentes escenarios.

### **6.2.1. Descripción del Edificio e Instalación Fotovoltaica**

El estudio se lleva a cabo en el edificio de la Escuela Universitaria de Educación y Turismo de la Universidad de Salamanca en Ávila (40°39' N, 4°41' W, altitud 1.110 m). El edificio tiene 5.660 m<sup>2</sup> construidos, y está ubicado en una parcela de 13.042 m<sup>2</sup>. Según el código técnico de la edificación (Gobierno de España, 2019c) si el edificio indicado se construyera hoy, tendría que estar dotado de una instalación de energías renovables con una potencia nominal de entre 56,6 kW y 88 kW ya que la superficie de la cubierta es de 1.765 m<sup>2</sup>. Si se realizará la instalación de módulos fotovoltaicos con eficiencia alrededor del 19 % es posible alcanzar más de 70 kW en el techo. El edificio se encuentra con un sistema de contrato de electricidad denominado compensación simplificada, definido en la actual regulación de autoconsumo (Gobierno de España, 2019b).

La instalación fotovoltaica de autoconsumo existente se encuentra adosada al suelo del edificio, situada abajo a la derecha en la **Figura 53**, y conectada a la red eléctrica interior. Este sistema fotovoltaico se encuentra en un entorno urbano, y las condiciones climáticas locales son de alta irradiancia y grandes variaciones diarias de temperatura debido a la altitud y al clima seco. Los módulos se encuentran en una estructura fija con una inclinación de  $45^\circ$  y orientación Sur. Se trata de una instalación de investigación para el estudio a largo plazo de tecnologías policristalinas y está formada por tres campos fotovoltaicos de 3,3 kW de pico, conectados respectivamente a tres inversores Zigor Sunzet SP de 3,3 kW con dos strings fotovoltaicos cada uno. Para todo el año 2019 se desconectó una línea, por lo que el dato corresponde a una potencia pico de 8,33 kW.



**Figura 53.** Vista de la Escuela Universitaria de Educación y Turismo junto con la instalación fotovoltaica visible a la derecha.

## 6.2.2. Tarifa Minorista de Electricidad

El punto de suministro eléctrico del edificio es de baja tensión, con una potencia contratada de 66 kW y con tarifa minorista ATR 3.0, que era la tarifa de baja tensión con tres periodos horarios para potencias máximas superiores a 15 kW vigente en 2019. Esta tarifa, que ha sido sustituida por la 3.0TD era común en edificios administrativos, educativos y comerciales (cuando no cuentan con transformador propio). Según el informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia de 2019 existían 779.914 puntos de suministro en esta tarifa, con una potencia contratada de 20.642 MW para el periodo 2, y un consumo total anual de 37.081 GWh (CNMC, 2020c). Esta tarifa no hace la diferencia entre días laborables, festivos y el mes de agosto, a diferencia de otras tarifas que durante los festivos y en agosto establecen los costes del periodo “valle”. La **Tabla 13** muestra la distribución horaria de los tres periodos para las tasas de invierno y verano, junto con la referencia de radiación horaria para los solsticios y equinoccios. En invierno el período “pico” es por la tarde, justo después de la puesta del Sol, por lo que la producción solar corresponde a la tasa intermedia (plana). Durante el horario de verano la tarifa “punta” coincide con el mediodía, y esas 4 horas corresponden a horas de alta producción solar, lo que supone un mayor ahorro económico para los sistemas de autoconsumo.

**Tabla 13.** Distribución horaria y comparación con la irradiación solar para tarifa ATR 3.0.

Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Irradiación solsticio de invierno (Wh/m <sup>2</sup> )									1	117	287	396	460	477	432	328	194	43						
Tarifa minorista de invierno	Valle								Llano								Punta							
Irradiación equinoccio (Wh/m <sup>2</sup> )									5	199	413	597	733	816	837	803	712	563	373	199	3			
Tarifa minorista de verano	Valle								Punta				Llano											
Irradiación del solsticio de verano (Wh/m <sup>2</sup> )	74	117	318	519	700	878	989	1017	989	908	780	613	420	216	34									

La factura eléctrica en España en la tarifa ATR 3.0 se compone de cuatro partes: un cargo en función de la potencia nominal contratada (denominado cargo de acceso), un cargo variable por la energía consumida, una penalización por la potencia reactiva

consumida e impuestos. Los impuestos son un 5,11269632 % de impuesto a la electricidad y un 21 % de IVA, lo que da como resultado un total de impuestos de 27,50265248 %. El cargo variable por energía consumida se compone de dos partes: peajes que reflejan parte de los costos de los servicios de distribución (a un precio fijado por el Ministerio de Transición Ecológica (Ministerio para la Transición Ecológica, 2018) y el coste de la energía. Así, el costo de los servicios de distribución se cobra a través del cargo de acceso (fijo) y el costo de los peajes se incluye en el precio minorista de la energía.

**Tabla 14.** Componentes de la tarifa ATR 3.0 y precios en 2019.

Lapso	Valle	Plano	Punta
Cargo de acceso (€/kW/año)	16,291555	24,437330	40,728885
Coste de peajes (c€/kWh)	0,4670	1,2575	1,8762
Precio de energía de la comercializadora #1 (c€/kWh)	7,1462	9,0602	10,2099
Precio de energía de la comercializadora #2 (c€/kWh)	6,0119	6,8892	7,3917
Precio de venta al público #1 (c€/kWh)	7,6132	10,3177	12,0861
Precio de venta al público #2 (c€/kWh)	6,4789	8,1467	9,2679

*Nota.- El cargo de acceso y el costo de los peajes están diseñados para pagar los servicios de distribución, y el precio de la energía refleja los costos de producción de electricidad.*

El precio de la electricidad como materia prima es la parte principal del precio minorista de la energía e incluye los costos de producción y las pérdidas de energía. El precio de la energía para el consumidor depende de la empresa comercializadora de electricidad, y el consumidor puede elegir entre una variedad de ofertas comerciales que pueden ser a precio fijo o variable (indexado al mercado del pool eléctrico). La **Tabla 14** muestra el cargo de acceso, peajes y precios de energía y minorista (fijos) de dos comercializadoras de energía eléctrica para el año 2019.

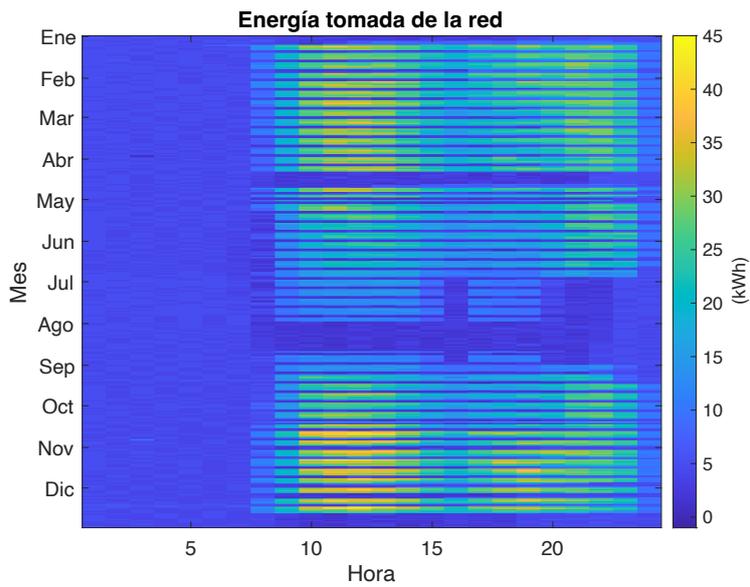
### 6.2.3. Recopilación de datos

Los datos se han recopilado mediante la lectura del contador eléctrico bidireccional de la compañía distribuidora, que almacena cada 15 minutos la electricidad que ingresa y la exportada a la red, además, registra la potencia reactiva. Todos los datos del SAFV se adquieren cada segundo con un sistema Compact RIO de National

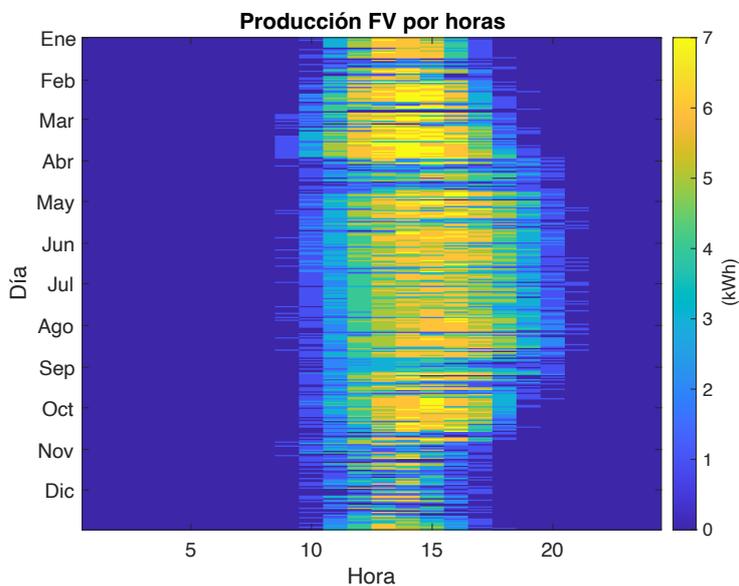
Instruments, incluyendo parámetros del inversor, de los paneles solares y parámetros ambientales.

Los datos de la cantidad de energía importada, exportada y fotovoltaica permiten reconstruir el perfil de carga del edificio. Los precios minoristas de la electricidad y el precio de la electricidad exportada se dan cada hora, por lo que todos los datos se convierten a una resolución horaria.

En la **Figura 54** se presentan los datos de consumo de electricidad y generación fotovoltaica para todo el año. El eje vertical corresponde al mes y el horizontal a la hora, que van del 1 al 24 según el convenio del sector eléctrico español. Del perfil de carga, el horario de trabajo se puede ver en la **Figura 54** (a) (de 8 a 22 horas) como franjas verticales, y fines de semana y festivos como franjas horizontales. Los mayores consumos son por la mañana en otoño, invierno y primavera. En verano el edificio permanece cerrado las tres primeras semanas de agosto y por las tardes durante el mes de julio y la primera quincena de septiembre. El consumo horario máximo es de 45 kW. Para la generación fotovoltaica hay que tener en cuenta que en España el horario de verano (DST) es de una hora en invierno y de dos horas en verano, como se puede observar en la **Figura 54** (b) como un desplazamiento a la derecha en el centro del gráfico. La máxima producción del SAFV es para la hora 14 en DST de invierno y para la hora 15 en DST de verano, justo en la hora del almuerzo (en esta universidad, las clases de la mañana terminan a las 14:00 y las clases de la tarde comienzan a las 16:00).



(a)



(b)

**Figura 54.** Datos para todo el año 2019. (a) Perfil de carga; (b) Generación de energía solar fotovoltaica (FV).

Los datos permiten identificar que a pesar de que la potencia pico del SAFV es pequeña (7 kW) en comparación a la energía máxima que demanda la edificación (45 kW), existe energía excedente en varios periodos de tiempo. A modo de referencia, la **Figura 55** presenta la producción fotovoltaica y el intercambio de energía con la red de una semana típica durante el año escolar a fines de invierno. El consumo registrado

en los fines de semana es bajo, el mínimo se aproxima a los 4 kW en la noche. Durante los días laborables el consumo mínimo se aproxima a 15 kW en la hora del almuerzo, momento de la producción máxima del SAFV.

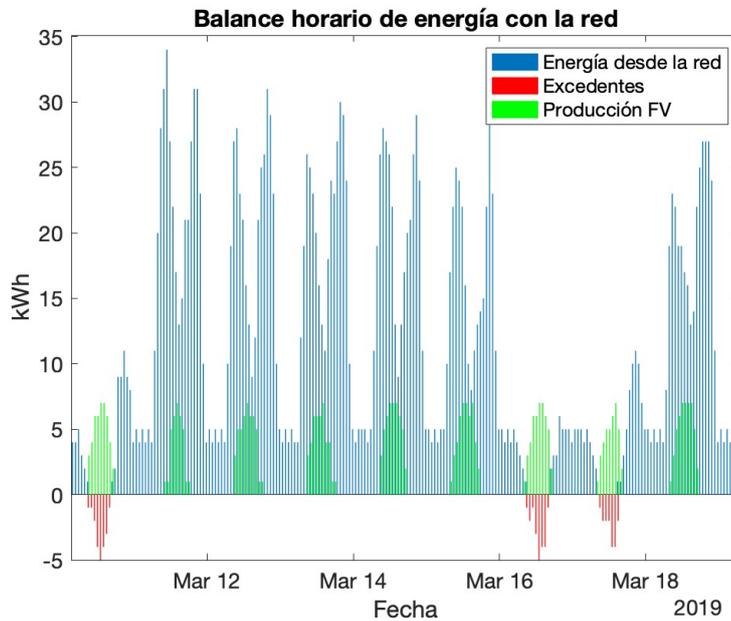


Figura 55. Balance energético con la red para una semana representativa.

#### 6.2.4. Procesamiento de datos

Los datos presentados demuestran que los SAFV de potencias pequeñas pueden generar excedentes y exportarlos a la red. La regulación vigente en España permite la puesta en marcha de SAFV menores a 100 kW bajo la modalidad de facturación neta. Esta regulación establece una tarifa por la energía consumida de la red a precios minoristas, y un precio para los excedentes vertidos a la red por debajo del mercado pool de electricidad que puede alcanzar desde 1/2 a 1/3 de la tarifa minorista. De forma mensual el valor de los excedentes se resta de la factura eléctrica, sin posibilidad de que se genere un saldo en caso de que la energía exportada supere a la energía comprada de la red.

Para establecer el perfil de carga horaria del edificio se procesan los datos presentados en la **Figura 54** en aplicando la Ecuación (11):

$$E_{cons}^i = E_{ent}^i + E_{FV}^i - E_{exc}^i \quad (11)$$

Siendo:  $E_{cons}^i$  energía consumida,  $E_{ent}^i$  energía tomada de la red,  $E_{FV}^i$  energía FV generada y  $E_{exc}^i$  los excedentes vertidos a la red en  $i^{th}$  hora.

El cliente puede optar por tener un precio fijo por la electricidad (**Tabla 13**) o por un precio de tarifa indexado al pool eléctrico. Los precios del pool eléctrico y del precio retribuido por los excedentes vertidos a la red son publicados por el operador de red (“Red Eléctrica de España”) en la web ESIOS (REE, 2022b, n.d.). Con esta información se utiliza la energía FV producida por hora y los excedentes de energía vertidos en la red para calcular los ahorros mediante la Ecuación (12):

$$S_i = (E_{FV}^i - E_{exc}^i) \cdot Pr_{ret}^i + E_{exc}^i \cdot Pr_{exc}^i \quad (12)$$

Siendo:  $Pr_{ret}^i$  el precio minorista de la electricidad, y  $Pr_{exc}^i$  el precio del excedente de electricidad en  $i^{th}$  hora.

Para establecer el valor de la energía en el esquema de facturación neta se utiliza la Ecuación (13).

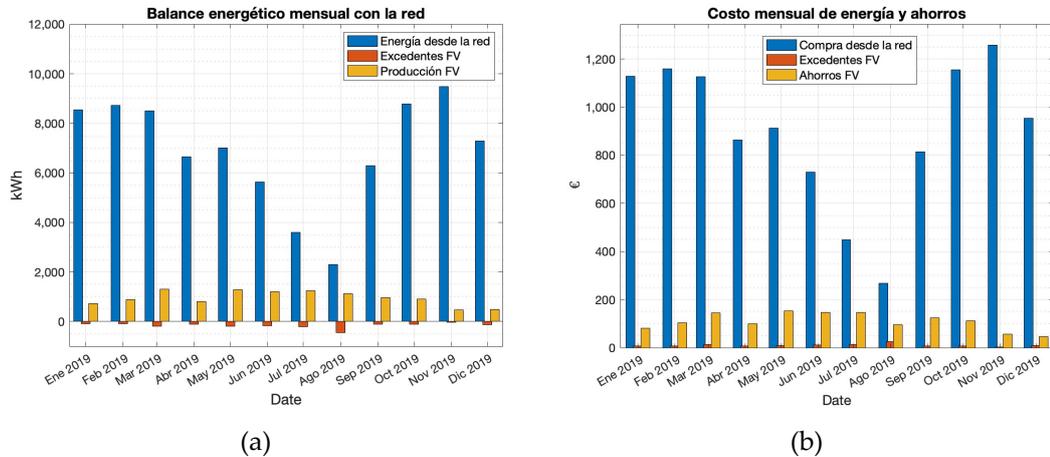
$$E = \sum_{i=1}^n (E_{ent}^i \cdot Pr_{ret}^i - E_{exc}^i \cdot Pr_{exc}^i) \quad \forall \quad \sum_{i=1}^n (E_{ent}^i \cdot Pr_{ret}^i - E_{exc}^i \cdot Pr_{exc}^i) \geq 0 \quad (13)$$

$$E = 0 \quad \forall \quad \sum_{i=1}^n (E_{ent}^i \cdot Pr_{ret}^i - E_{exc}^i \cdot Pr_{exc}^i) < 0$$

La **Figura 56** presenta los balances energéticos y económicos para el año 2019. Se encontró que la producción fotovoltaica total es de 11.382 kWh, presentando una productividad de 1.371 kWh/kWp. Esta cifra es representativa de las instalaciones de autoconsumo fotovoltaico en España que se sitúan en entornos urbanos con sombreados y orientaciones no óptimas.

Para el balance económico se aplica un impuesto a la electricidad del 5,11269632 % y un 21 % de IVA. El procesamiento de los datos establece que la energía comprada de la red alcanzó un valor de 10.640 €, el ahorro generado por el autoconsumo se situó en 1.320 €, y, la energía vertida a la red permitió generar una compensación de 118 €. Se visualiza que el mayor beneficio se da en la energía autoconsumida, en parte por el coste, dado que la energía vertida a la red tiene un coste menor que la energía

comprada de la red. Otro factor importante, es el perfil de consumo, entre semana existe un elevado consumo energético en el periodo más productivo del SAFV permitiendo mejorar los porcentajes de autoconsumo.



**Figura 56.** Resultados mensuales del año 2019, (a) Balance energético (b) Balance económico.

Utilizando los datos de los intercambios de energía se establecen los perfiles de referencia. A partir del perfil de carga y del perfil de producción fotovoltaica, se calcula el perfil de producción fotovoltaica y el balance energético con la red para diferentes potencias fotovoltaicas nominales, que van desde 10 kW hasta 95 kW. Establecidas las potencias para el análisis se establece el precio actual de cada instalación y puesta en marcha de cada una de ellas. Una vez preparados todos los datos, se procede a calcular el tiempo de retorno de inversión y el LCOE (estos indicadores se detallan en el **Anexo I**).

Para la evaluación económica se utiliza un tiempo de vida útil de 25 años y una tasa descuento del 3 % en base a los datos históricos del área europea (FRED, 2017). En los costes totales se considera un reemplazo del inversor a los 12 años de funcionamiento, un valor anual por mantenimiento que será del 1 % del costo de la instalación. En la parte técnica se aplica una degradación de los módulos del 0,8 % anual considerando las garantías habituales emitidas por los fabricantes, las condiciones ambientales en España y considerando la investigación sobre este parámetro realizada en (Jordan et al., 2016).

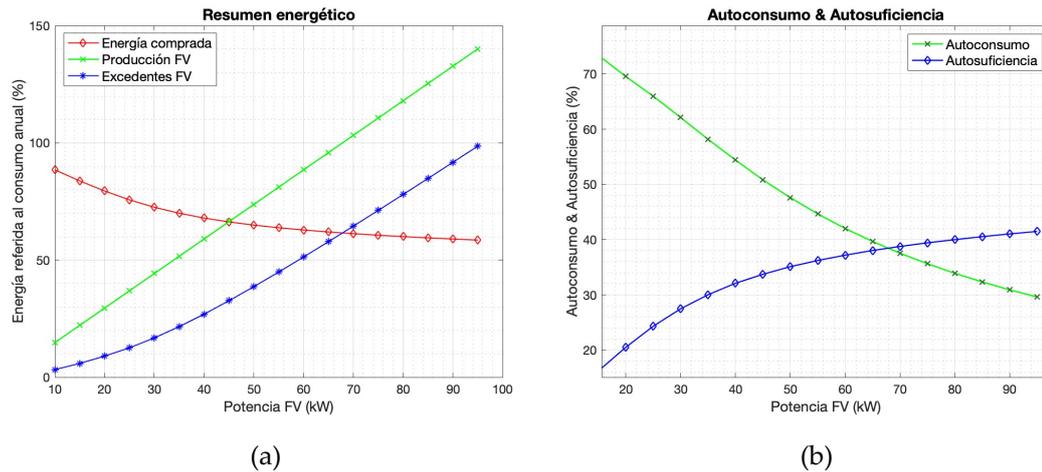
## 6.3. Resultados

### 6.3.1. Balance de energía

Con la metodología explicada en la sección anterior, se realiza la simulación del balance energético para las potencias fotovoltaicas previamente indicadas con una productividad de 1.371 kWh/kWp al año. Con el perfil de carga reconstruido para cada potencia, se considera que el perfil de producción fotovoltaica es proporcional al perfil horario de los datos recopilados. El balance energético con la red se calcula de acuerdo con lo descrito en la Sección 5.2.4. Para consolidar los resultados se grafican los parámetros de balance energético, autoconsumo y autosuficiencia para el rango de energía fotovoltaica en estudio. En la **Figura 57** (a) se presentan la energía comprada a la red, la energía fotovoltaica producida y el excedente de energía en relación con el consumo total. Para una potencia fotovoltaica de 68 kW el edificio produce la misma cantidad de electricidad que consume. A pesar de ello, debido a los hábitos de consumo del edificio que no son idénticos a la producción, se establece que más de la mitad de la energía aún se necesita comprar de la red. Como se detalló en la Sección 5.2.3, hay períodos de tiempo en los que el consumo es bajo, lo que provoca que el excedente de energía sea muy alto con el aumento de las potencias fotovoltaicas. La **Figura 57** (b) permite caracterizar el grado de autoconsumo a partir de los parámetros de autoconsumo y autosuficiencia definidos en las Ecuaciones (14) y (15) (Luthander et al., 2015). El autoconsumo es una métrica que informa la fracción de energía fotovoltaica (autoproducida) que se auto consume en el edificio, y la autosuficiencia consiste en la fracción de la energía consumida que proviene de la producción propia, por lo tanto, informa sobre el grado de dependencia de la red de distribución.

$$\text{Autoconsumo} = \frac{E_{FV} - E_{exc}}{E_{FV}} \quad (14)$$

$$\text{Autosuficiencia} = \frac{E_{FV} - E_{exc}}{E_{ent} + E_{FV} - E_{exc}} \quad (15)$$



**Figura 57.** Resultados del balance energético para diferentes potencias fotovoltaicas instaladas (a) Energía comprada a la red, producción fotovoltaica y excedentes inyectados a la red; (b) Autoconsumo y autoabastecimiento.

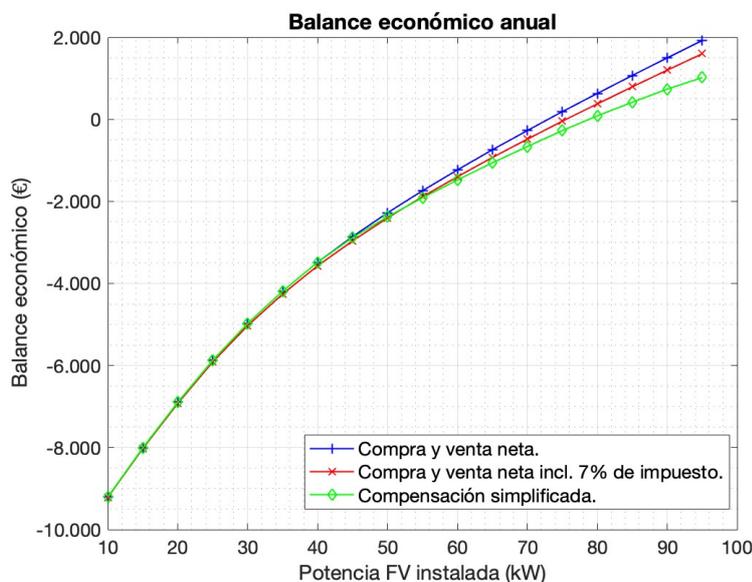
En la **Figura 57** se identifica que a pesar de producir más electricidad de la que se consume no es posible desconectar el edificio de la red. A medida que aumenta la producción fotovoltaica el grado de autoconsumo disminuye debido al mayor excedente de energía, y el grado de autosuficiencia aumenta lentamente por encima del 40 %. El grado máximo de autosuficiencia depende del perfil de carga del consumidor y del recurso solar (latitud, orientación fotovoltaica y clima local). Este parámetro es un buen indicador del ahorro potencial en cada caso. Además de estos resultados en el balance energético existen importantes implicaciones en el balance económico, como se verá a continuación.

### 6.3.2. Equilibrio Económico

Para el análisis económico se aplica el esquema de facturación neta español, se procede a utilizar la Ecuación (13) para el procedimiento de compensación simplificado y se emplea un mecanismo simple de compraventa. El procedimiento simplificado no permite obtener un término de energía negativa. Por otro lado, el mecanismo de compraventa sí permite un saldo negativo, pero los excedentes de energía se gravan con una tasa del 7 %. La **Figura 58**, presenta una comparativa entre los saldos económicos de compraventa neta, compraventa agravada al 7 % y compensación simplificada. Los datos indican que para potencias FV menores a 50

kW no existe una diferencia considerable entre las tres opciones, esto debido a que los excedentes son pequeños y tiene un precio de venta muy inferior en comparación al precio minorista.

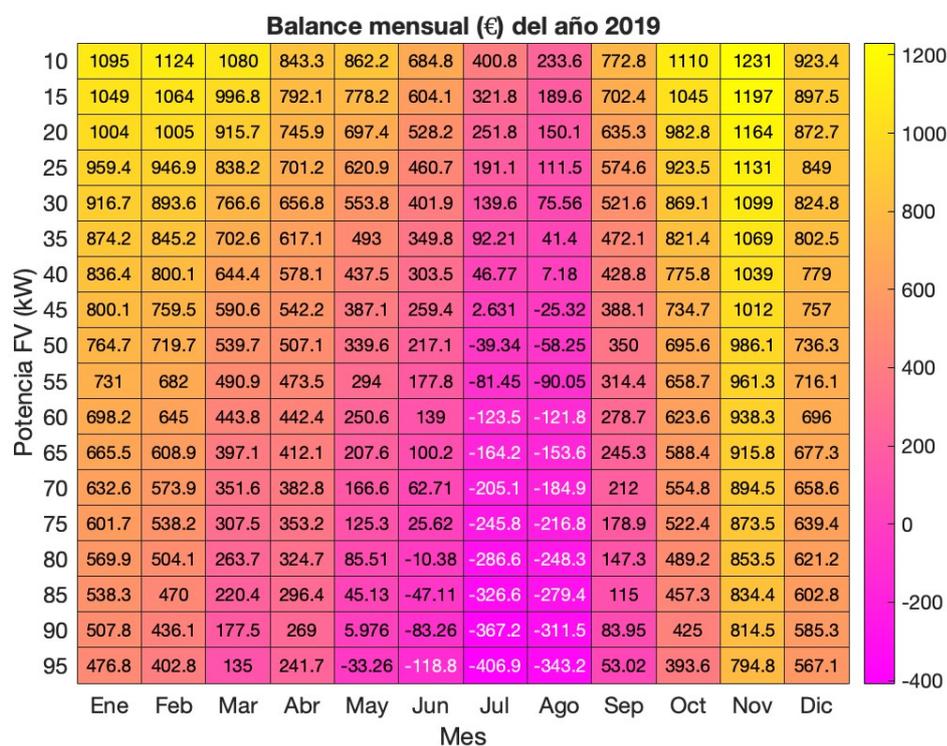
Para potencias superiores a 70 kW las diferencias son más significativas, la compensación simplificada queda con el balance económico más bajo, pero con ventajas para su implementación que pueden compensar la diferencia existente con los otros mecanismos. Es importante considerar que el balance final depende de muchos otros factores estacionales como los periodos de vacaciones, y otros periodos sin consumo eléctrico que deben examinarse para un correcto dimensionamiento del SAFV.



**Figura 58.** Balance económico para el año 2019 calculado para tres opciones de facturación neta (incluye término de energía en la factura eléctrica, pero no incluye ahorros).

La **Figura 59** presenta los balances económicos mensuales sin procesar de la compra y venta de energía a la red para el año completo y con todas las potencias simuladas. Las potencias por encima de los 40 kW presentan saldos negativos. Desde los 40 kW hasta los 80 kW los saldos negativos se ubican en los meses de julio y agosto. Para potencias superiores a los 80 kW los saldos negativos también se registran en junio y en menor medida en mayo. Es importante considerar que el edificio tiene un funcionamiento académico, por lo tanto, en el mes de julio se encuentra abierto hasta

el mediodía y en el mes de agosto se encuentra completamente cerrado durante tres semanas. Otro factor importante es el clima de la ciudad, en Ávila durante el verano se tiene un clima templado, por lo cual no es común utilizar sistemas de climatización.



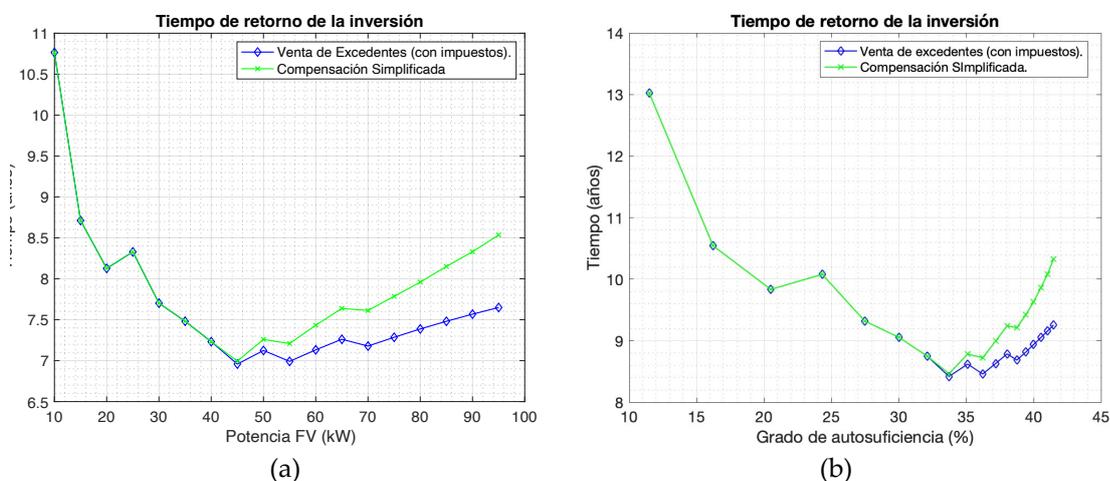
**Figura 59.** Balance económico mensual con la red. En el régimen de compensación simplificado español, los valores negativos deben ser puestos a cero.

El TROI y el LCOE se calculan aplicando los costes de referencia de las instalaciones fotovoltaicas en tejados en España presentados en la **Tabla 15**. Es importante considerar que en la práctica estos valores pueden incrementarse por variabilidad en los costes de los materiales de cubierta, mano de obra, medidas de seguridad y protección, impuestos locales, entre otros. En España las empresas pueden realizar la deducción del IVA por esta inversión, generando un importante ahorro adicional. Además, el IVA de la electricidad se compensa en las declaraciones fiscales trimestrales de las empresas. Por estos motivos, el cálculo del TROI excluye el IVA.

**Tabla 15.** Coste de referencia de las instalaciones fotovoltaicas sobre tejado en España para diferentes potencias (2019).

Potencia FV (kW)	10	20	30	40	50	60	70	80	90
Coste (€/Wp)	1,4	1	0,9	0,80	0,75	0,75	0,72	0,70	0,70

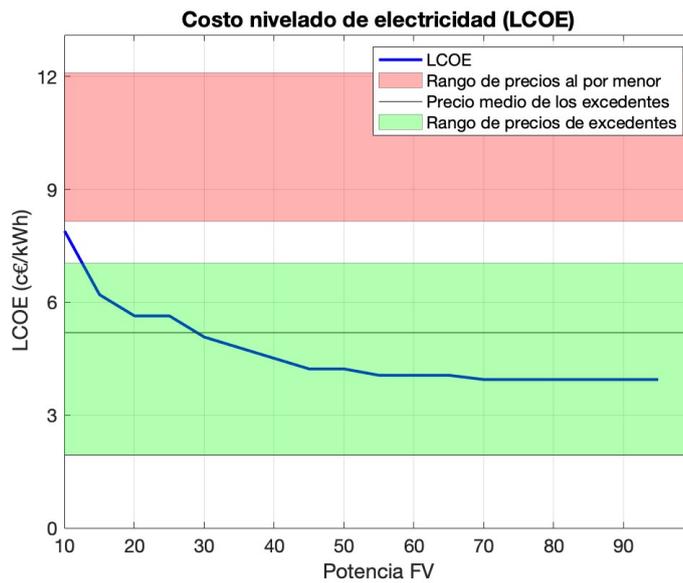
Los resultados del TROI (**Figura 60**) permiten identificar que para las potencias menores a 50 kW la aplicación de los procedimientos de compensación simplificada y de venta de excedentes no presentan una diferencia significativa. Por otro lado, en potencias superiores a 50 kW se identifica un mejor rendimiento del procedimiento de venta de excedentes, esto debido a la presencia de los saldos negativos presentados en la **Figura 59**. A partir del caso de estudio se establece que el TROI está por debajo de los 9 años para potencia de 35 kW a 80 kW, aproximándose a los 8,5 años en las potencias que van desde los 40 kW hasta los 70 kW como se visualiza en la Figura 60 (a). La **Figura 60** (b) presenta la comparativa entre el TROI y el grado de autosuficiencia, aquí se identifica que el TROI es menor a 9 años cuando se tiene grados de autosuficiencia entre un 30 % y un 40 %.



**Figura 60.** Tiempo de retorno de la inversión para diferentes potencias instaladas en España para 1.371 kWh/kWp año. (a) Relativas a la potencia instalada. (b) Relativas al grado de autosuficiencia.

La valoración económica que aplica un esquema de facturación neta suele presentar un mayor nivel de dificultad en comparación a otros esquemas, debido a los diferentes precios que tiene la energía comprada y la energía exportada. Para un correcto análisis se utiliza la Ecuación (33) para calcular el LCOE de la electricidad fotovoltaica producida, en la **Figura 61** se muestran los resultados en relación al rango del precio de los excedentes publicados en (REE, 2022b). Los límites horizontales establecidos en la **Figura 61** se presentan de la siguiente manera: los precios

minoristas se encuentran entre el mínimo del precio “llano” y el máximo del precio “pico”, como se muestra en la **Tabla 14**; los excedentes se calculan como la media de los valores horarios donde hay una producción fotovoltaica significativa (entre las 09:00 y las 20:00). El límite inferior se calcula como el valor medio del valor mínimo que se tiene cada hora, el valor mediano es la media de los valores medianos, y el valor superior es la media de los máximos del precio de los excedentes.



**Figura 61.** Coste normalizado de la electricidad para instalaciones fotovoltaicas comerciales de diferentes tamaños en España (2019).

La gráfica permite recocer que el LCOE está dentro del rango de los valores de los excedentes de energía, justo debajo de su valor medio. Esto indica que los excedentes pueden exportarse a la red con un pequeño beneficio en las potencias FV superiores a 30 kW, posibilitando así que estos SAFV tengan una rentabilidad adecuada. A su vez esto refleja la viabilidad en el despliegue de estos sistemas sin necesidad de nuevas regulaciones o medidas de promoción.

#### 6.4. Discusión de los resultados

Los resultados posibilitan establecer ciertos rangos dónde la producción del SAFV y el consumo permiten obtener una rentabilidad más favorable. La **Figura 60** presenta que los mejores valores de retorno de la inversión se encuentran en los SAFV con

potencias intermedias. En las potencias de SAFV altas existe una gran producción fotovoltaica que genera el aumento de los excedentes, esta energía entregada a la red tiene un precio inferior al precio de venta al público. Por otro lado, las potencias de SAFV pequeñas alcanzan buenos porcentajes de autoconsumo, pero presentan costes de instalación por kWh más elevados. El factor clave para optimizar la rentabilidad es tener un coste de instalación que permita obtener el mejor índice de autosuficiencia y TROI.

La **Figura 60 (a)** expone que el rango económicamente óptimo de autosuficiencia se encuentra entre 30 % y 40 %. Este rango de autosuficiencia corresponde inversamente a un rango de autoconsumo de 34 % a 58 % (no presentando en la figura). El contorno que se genera en la **Figura 60 (b)** puede ser muy útil para establecer si el nivel de autosuficiencia deseado es económicamente óptimo.

El dimensionamiento del SAFV puede abordarse no sólo a partir de los datos de consumo mensual, sino que los perfiles de carga por hora, esta información es importante para alcanzar un equilibrio entre la generación fotovoltaica y el consumo. Este ajuste es clave para lograr una buena tasa de autoconsumo, por lo que estrategias como la gestión del lado de la demanda (DSM), el almacenamiento y el uso de diferentes orientaciones (Brown & O'Sullivan, 2019; Freitas & Brito, 2019; Litjens et al., 2017; Sánchez & Izard, 2015) pueden desempeñar un papel importante en la rentabilidad de futuros SAFV.

Los periodos de monitoreo son importantes al momento de realizar una correcta caracterización del autoconsumo. El período habitual de 1 hora puede presentar errores en edificios debido al promedio de cargas con picos relativamente cortos (Cao & Sirén, 2014). Para las instalaciones fotovoltaicas pequeñas el error relativo en el cálculo del autoconsumo puede llegar al 32 % cuando se consideran intervalos de una hora frente a intervalos de 1 minuto (Jiménez-Castillo et al., 2021). Este efecto no se considera en este análisis debido al promedio de cargas y a la naturaleza del edificio, principalmente iluminación, computadoras y equipos de oficina que funcionan continuamente.

La rentabilidad se determina mediante el cálculo del TIR y el LCOE. En cuanto a los precios de las nuevas instalaciones fotovoltaicas, las residenciales en el rango de 3 a 10 kW son más caras alcanzando  $> 1,5 \text{ €/W}$ , mientras que las industriales pueden llegar a tener valores inferiores de hasta  $0,6 \text{ €/W}$  para el rango de 500 kW a 1 MW. Los precios finales de la fotovoltaica en el estudio oscilan entre  $1,4 \text{ €/W}$  para 10 kW y  $0,7 \text{ €/W}$  para instalaciones de más de 70 kW. Es importante considerar que estos precios son variantes y dependen en gran medida de factores externos que inciden en el transporte y distribución de los componentes. Los resultados establecen un TIR entre 8 y 9 años, lo que puede ser aceptable para muchas empresas. El cálculo de LCOE presenta un valor por debajo de  $5,0 \text{ c€/kWh}$  para tamaños superiores a 30 kW. Este precio está por debajo del valor más frecuente ( $5,19 \text{ c€/kWh}$ ) que se tiene por los excedentes de energía en el procedimiento de compensación simplificado durante el día para el año 2019. Esto permite establecer que incluso en las instalaciones sobredimensionadas es posible tener una ganancia por los excedentes. Es importante señalar que la producción anual del estudio de caso ( $1.374 \text{ kWh/kW}$ ) es aceptable pero un poco baja. En España, los valores habituales de producción de sistemas fotovoltaicos están en el rango de 1.500 a 1.600 kWh/kW. Estos valores anuales más altos generan valores más bajos de LCOE, como se puede ver en la Ecuación (33). Estos resultados están en correspondencia a los publicados por la Agencia Internacional de Energía para algunos países (IEA, 2020), confirmando que es posible tener una pequeña ganancia por los excedentes vertidos a la red, debido a que son retribuidos con un valor superior al LCOE. En la **Tabla 16** se presenta el LCOE para algunas instalaciones comerciales en Francia e Italia, calculado con una tasa de descuento del 3 % y convertido a la moneda euro, junto con los resultados de la presente evaluación.

**Tabla 16.** Costo nivelado de electricidad para instalaciones comerciales de energía solar fotovoltaica en Francia, Italia y España.

País	Francia <sup>1</sup>		Italia <sup>1</sup>		España <sup>2</sup>	
Potencia	500	80	210	420	30	95
LCOE (c€/kWh)	4,80	6,30	4,40	5,80	5,0	3,85

<sup>1</sup>Fuente: Agencia Internacional de Energía (IEA, 2020). <sup>2</sup> Esta investigación.

## 6.5. Conclusiones

Se realizó un análisis del funcionamiento de un año completo de un SAFV en un edificio universitario, estos datos se utilizaron para simular diferentes rangos de consumo y producción FV para edificios administrativos y comerciales que se encuentran definidos en el nuevo Código Técnico de Edificación español (CTE), que establece la aplicación obligatoria de fuentes de energía renovables.

Se realizó la evaluación de la regulación del autoconsumo eléctrico en España, considerando las tarifas y regulaciones vigentes en 2020, generando así una comparativa entre los dos métodos de valoración de excedentes de electricidad: compensación simplificada y venta de excedentes. Se estableció que las potencias de SAFV menores a 50 kW tienen un beneficio muy similar en los dos esquemas. Para potencias superiores a los 50 kW la venta de excedentes presenta mayor rentabilidad. Sin embargo, se considera que el mecanismo simplificado también es una opción viable al incluir un proceso de gestión más fácil, y beneficios adicionales como las exenciones fiscales.

La evaluación permite establecer que la restricción de tener saldos mensuales positivos en la valoración de los excedentes por el método simplificado fomenta un correcto dimensionamiento de los SAFV, aproximando la producción fotovoltaica al consumo energético requerido. Esto permite reducir los efectos negativos de la energía fotovoltaica en la red eléctrica de distribución, reduciendo la cantidad de excedentes que son entregados a la red.

Los porcentajes de autoconsumo y autosuficiencia son parámetros muy útiles para un correcto dimensionamiento de una instalación de un SAFV. Estos indicadores permiten establecer un equilibrio entre la producción y el consumo, generando así un rendimiento óptimo del sistema desde un aspecto energético como económico. Los resultados indican que para edificios administrativos y comerciales en España el rango óptimo de autosuficiencia se encuentra entre el 30 % y el 40 %, mientras que el rango óptimo de autoconsumo se encuentra entre 34 % y el 58 %.

Para los SAFV con potencias superiores a los 30 kW, el LCOE es más bajo que el precio de consumo de la electricidad en España. Esto permite obtener pequeñas ganancias con los excedentes de electricidad, y da la posibilidad de sobredimensionar instalaciones en función de un beneficio económico. Además, se genera un escenario para la aplicación de nuevos modelos de negocio para los SAFV y oportunidades de terceras empresas.

La evaluación realizada determina que el esquema de facturación neta vigente se adapta apropiadamente al Código Técnico de Edificación español (CTE), que establece la obligación de instalar fuentes de energía renovables en edificios comerciales. Bajo estas condiciones el tiempo de retorno de la inversión del SAFV se encuentra entre 8 y 9 años, favoreciendo la acogida de estos sistemas.

En los últimos dos años, ha existido una variabilidad en el precio de los SAFV debido principalmente a problemas generados por la pandemia y por la guerra, esto ha generado una desaceleración en la caída del precio de los componentes de los SAFV, que, por lo contrario, en el último año ha registrado un leve incremento por problemas en la distribución y fabricación. Sin embargo, el considerable incremento en las tarifas eléctricas registrado en el último año permite compensar este incremento, y, además, mejorar los valores económicos (ahorros) que se calcularon en esta sección.



## Capítulo 7

# **Análisis de los SAFV en orientaciones no óptimas**

El auge de los SAFV en edificios ha generado un gran interés en el estudio de indicadores que permitan realizar un diseño que pueda alcanzar una máxima producción de energía. El diseño de nuevos SAFV que implementan una “orientación óptima”, orientación que usualmente se recomienda para que los módulos fotovoltaicos capturen la mayor irradiación posible (Nogales, 2015), podría no ser la opción más adecuada. Esto debido a los patrones de consumo característicos de cada cliente y a la variabilidad de los precios de la electricidad. Lo cual ha provocado que para la instalación de nuevos sistemas se realicen evaluaciones más exhaustivas, donde se consideren: los perfiles de consumo, áreas disponibles y parámetros ambientales, que establezcan dimensionamientos con una mejor rentabilidad adaptados a los requerimientos energéticos de cada cliente. Por ello, es importante realizar una evaluación del funcionamiento de los SAFV con diferentes orientaciones, aplicando la regulación vigente a fin de establecer las variaciones en la rentabilidad

de estos diseños e identificar la diferencia con el funcionamiento del diseño con orientaciones óptimas en los paneles fotovoltaicos.

En el presente análisis se evalúan varias instalaciones con orientaciones diferentes a la óptima que plantean diseños con marquesinas y módulos en fachadas en clientes residenciales. Para ello se utilizan datos reales del funcionamiento de un SAFV residencial ubicado en España.

## 7.1. Introducción

Existen dos principales métodos de implementación de SAFV en edificios, el BAPV y el BIPV. El método BAPV consiste en acoplar módulos fotovoltaicos a superficies existentes mediante superposición una vez finalizada la construcción. Por otro lado, el método BIPV consiste en la sustitución del elemento constructivo tradicional por materiales que incorporan módulos solares mientras se realiza la construcción (Ghosh, 2020). Esto genera que BIPV tenga una mayor aceptación al ser considerado desde el diseño del edificio, optimizando así los recursos. Por tal razón, BIPV es considerado uno de los cuatro factores clave para el éxito a futuro de la energía fotovoltaica. A pesar de ello, el rendimiento de los SAFV bajo BIPV cae hasta un 41 % en comparación con los SAFV convencionales debido a la pérdida de irradiación (Fath et al., 2015), pero esta desventaja se compensa con la eliminación de espacio adicional para la generación de energía y una integración con mejor estética para el edificio (Shukla et al., 2016). De acuerdo con (Barbón et al., 2022) los instaladores de SAFV encuentran varias dificultades para obtener ángulos óptimos en aplicaciones prácticas, por tal motivo, existen varios factores que requieren una flexibilidad al momento de realizar la instalación:

- a) Factor estético: se relaciona con el efecto visual arquitectónico del edificio (López-Escalante et al., 2020);
- b) Factor del área de techo disponible: corresponde al área disponible que se puede utilizar para instalar los SFV;

- c) Factor de sombreado: las sombras que se generan por edificios cercanos, del propio techo del edificio y de otros componentes de la estructura son factores que reducen considerablemente la potencia de salida de los sistemas (Romero Rodríguez et al., 2017);
- d) Factor de separación de módulos: es la separación mínima de módulos fotovoltaicos para minimizar el sombreado que se genera entre filas;
- e) Factor área de servicio: corresponde al espacio necesario para realizar las actividades de mantenimiento del SAFV; y,
- f) Factor acumulación de polvo: es un factor importante que incide en la eficiencia de los módulos fotovoltaicos, se considera que la inclinación del módulo afecta en el proceso de acumulación (Gupta et al., 2019).

Estos factores han provocado que un gran número de nuevas instalaciones de SAFV no den preferencia a la orientación óptima de los módulos, y opten por orientaciones que permitan un mejor aprovechamiento de las áreas disponibles. Por ejemplo, el análisis realizado por (Sánchez & Izard, 2015) establece que para edificios con usos administrativos o de oficinas, una instalación orientada al sureste proporciona un mejor ajuste al consumo eléctrico del edificio, que usualmente es mayor en las mañanas. Por estos motivos, es importante profundizar en el análisis del funcionamiento de diseños con orientaciones no óptimas permitiendo identificar sus potenciales beneficios.

En la presente investigación se realiza una evaluación del potencial técnico y económico de la integración de los SAFV con orientaciones no óptimas en España. Para ello, aplicando los datos reales de un año de funcionamiento de un caso de estudio, se realiza la simulación de diferentes arreglos fotovoltaicos con diferentes orientaciones. Con los datos generados se realiza una valoración energética y económica aplicando las tarifas vigentes en España para el año 2021.

Para el desarrollo de las actividades indicadas a continuación se describen los casos de estudio, con una explicación de los métodos utilizados en el análisis energético y económico del consumo y la producción de energía fotovoltaica para cada caso de

estudio. Luego se generan los balances energéticos y se procede a realizar un análisis económico para las diferentes configuraciones para el cliente residencial. Los principales resultados del análisis indican que las orientaciones diferentes a las “óptimas” en un SAFV residencial presentan un desempeño económico equilibrado a pesar de su menor producción de energía.

## **7.2. Metodología**

El SAFV residencial corresponde a una vivienda unifamiliar independiente. Utilizando los datos de operación y seguimiento del funcionamiento del sistema se establecen configuraciones alternativas con la instalación de módulos fotovoltaicos con orientaciones alternas que sean adecuadas para el edificio. Con los datos generados se realiza una evaluación técnica y económica, examinando la viabilidad de las diferentes configuraciones y su comparación con la instalación que integra una orientación óptima.

### **7.2.1. Simulación con el software PVSYST**

El análisis realizado en el presente capítulo incorpora datos generados mediante el software PVSYST (PVsyst SA, n.d.), por lo tanto, se describirá con detalle su aplicación. PVSYST es un software que representa el comportamiento eléctrico de los sistemas fotovoltaicos bajo cualquier condición (irradiación, temperatura de la celda, ángulo de incidencia y contenido espectral), los datos generados tienen una gran precisión en los parámetros evaluados para una gran cantidad de módulos e inversores fotovoltaicos desde 2002 hasta la actualidad, por lo que es ampliamente utilizado en la industria y la investigación (Cebecauer et al., 2011). El funcionamiento del simulador se basa en el modelo de un diodo para celdas fotovoltaicas de silicio cristalino que se extiende al módulo completo, de acuerdo con lo descrito en la Ecuación (16). Una descripción más detallada del funcionamiento y características del PVSYST se puede encontrar en (Sauer et al., 2015).

$$I = I_{\phi} - I_0 \left[ e^{\left( \frac{q(V + I \cdot R_S)}{N_{CS} \cdot \gamma k T_C} \right)} - 1 \right] - \frac{V + I \cdot R_S}{R_{Sh}} \quad (16)$$

Siendo:

$I, V$ : corriente y tensión del módulo;

$T_C$ : temperatura de la célula;

$I_{\phi}$ : fotocorriente a la irradiancia medida  $G_{meas}$ ;

$I_0$ : corriente de saturación del diodo;

$R_S$ : resistencia en serie;

$R_{Sh}$ : resistencia de derivación;

$\gamma$ : factor de idealidad del diodo;

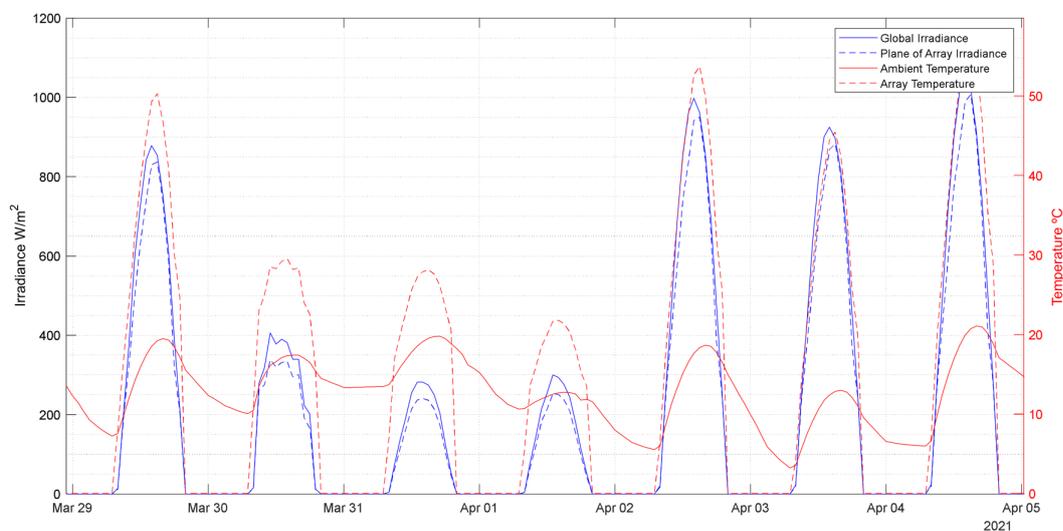
$q$ : carga del electrón;

$N_{CS}$ : número de células en serie en el módulo.

Para realizar un pronóstico energético de alta calidad de un SAFV, es importante que además de realizar una simulación precisa, se considere los parámetros ambientales (Schwingshackl et al., 2013). Las celdas solares son muy sensibles a la temperatura, como se puede identificar en la Ecuación (16). La temperatura de la celda depende de: la radiación incidente, la temperatura ambiente y la velocidad del viento. La variación de temperatura puede provocar que la potencia de un módulo fotovoltaico de silicio cristalino disminuya significativamente (normalmente entre  $-0,3$  y  $-0,4$  %/K).

Por tal motivo, es indispensable contar con un conjunto de datos meteorológicos de alta calidad. Para obtener datos precisos de irradiancia se debe aplicar radiómetros terrestres de corta cobertura. Las bases de datos reales están construidas mediante la integración de la información de radiómetros terrestres y modelos basados en satélites (Urraca et al., 2017). Para la evaluación realizada se implementaron las bases de datos Meteonorm y PVGIS-SARAH. Las bases de datos Meteonorm (Meoteogram, 2021) utilizan la información terrestre de los datos de Global Energy Balance Archive (ETH Zurich, n.d.), estos datos son proporcionados por los servicios meteorológicos nacionales y por 5 satélites geoestacionarios. Los datos corresponden a los períodos 1981–1990 y 1996–2015. La base de datos PVGIS-SARAH (European Commission, n.d.) utiliza datos de dos satélites geoestacionarios de EUMETSAT, esta base de datos

incorpora los promedios a largo plazo calculados a partir del período 2005–2016, también incluye información por hora de la temperatura ambiente y de la velocidad del viento. Aplicando esos registros se establece un año meteorológico típico, que incorpora un año de datos por hora representando el clima promedio por un periodo de varios años. Referente a la irradiación, es importante considerar que la irradiación global y la irradiación difusa permiten realizar el cálculo de la irradiancia sobre superficies inclinadas. Por ello, PVSYST para realizar el cálculo de la irradiancia incorpora prioritariamente los datos de irradiancia difusa, y para los casos que no exista esta información implementa el modelo de correlación de Erbs (Erbs et al., 1982), que permite una estimación de la fracción de radiación difusa para la radiación global media.



**Figura 62.** Variables ambientales en PVSYST: irradiancias (horizontal global y en el plano del arreglo) y temperaturas (ambiente y arreglo).

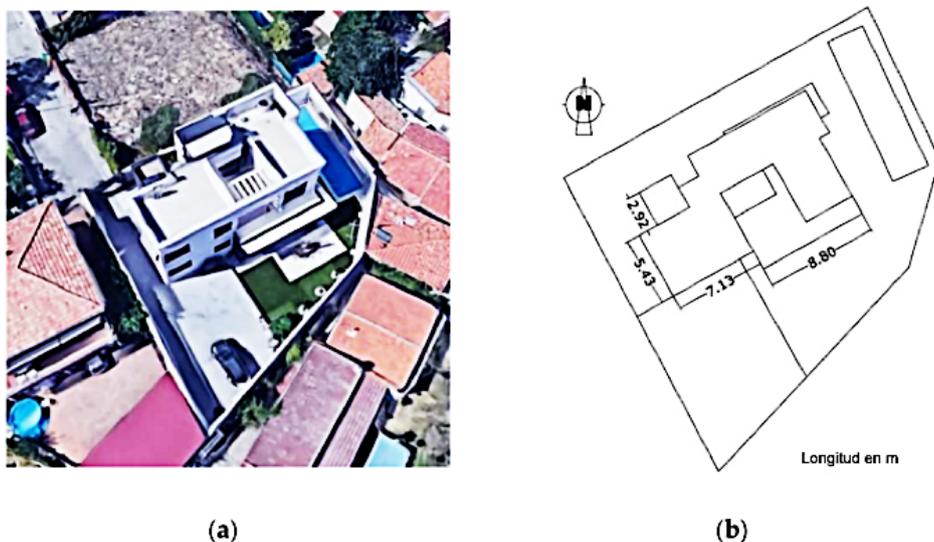
La **Figura 62** presenta los datos simulados de irradiancias y temperaturas de los SAFV utilizados en el presente análisis. Es importante señalar, que el cálculo de la temperatura de los módulos solo se realiza cuando se tiene una irradiancia mayor a cero. Investigaciones han comparado el desempeño de PVSYST con otros paquetes de software como HOMER y RETScreen y han determinado que su funcionamiento es preciso, exponiendo una estimación de energía moderada en comparación a los otros simuladores (Lee et al., 2011).

Una característica adicional del software PVSYST es que incluye una herramienta de diseño 3D para calcular el sombreado de los SFV de acuerdo con las trayectorias del sol a lo largo del año.

### 7.2.2. Análisis del SAFV residencial

Para llevar a cabo la evaluación propuesta se utilizan los datos de SAFV que se encuentra en un edificio unifamiliar ubicado en el área metropolitana de Madrid (40°27' N, 3°48' W). Es una edificación unifamiliar de dos plantas equipada con calefacción y ventilación con aire acondicionado (HVAC), la **Figura 63** presenta una imagen satelital de la vivienda (Google, n.d.) y un dimensionamiento de las superficies. Debido al clima de Madrid (mediterráneo continental) que presenta inviernos fríos y veranos calurosos, el consumo anual es alto, 14.189 kWh para el período de estudio de todo el año.

Referente al SAFV, la instalación tiene una potencia máxima de 3,85 kW y utiliza 10 módulos fotovoltaicos PERC monocristalinos Canadian Solar Ku Max CS3U-385MS con optimizadores de potencia conectados en una sola cadena a un inversor SolarEdge de 4 kW. Los módulos se instalan en cubierta, con orientación sureste alineados con el edificio y con una inclinación de 30°.



**Figura 63.** Edificio residencial en estudio antes de la instalación fotovoltaica. (a) Imagen satelital (Google Earth) (b) Plano de planta con dimensiones básicas y orientación.

Usando el edificio de referencia se simularon con PVSYST varios SAFV alternativos que sean apropiados para la estructura con una orientación de producción de energía diferente a la óptima. Estos datos se emparejaron con los datos del consumo energético real de la vivienda para establecer los balances de energía: energía importada, energía autoconsumida y energía de los excedentes fotovoltaicos. Para el balance económico se utilizaron los precios por hora de la electricidad para la energía importada y exportada de la red bajo la regulación española. Este balance económico sirvió como flujo de caja para el estudio financiero.

El análisis comparativo de la producción de los SAFV con diferentes orientaciones presentó una observación importante, cada configuración presenta diferentes comportamientos a lo largo del día mientras el consumo de energía es el mismo en todos los casos. Por tal motivo, se generan diferentes valores en los balances de consumo, de autoconsumo y de los excedentes, afectando la precisión del análisis económico. Si consideramos, por ejemplo, una configuración que genere una menor producción de energía está será la que presente mayor porcentaje de autoconsumo y menor cantidad de energía entregada a la red. Así tenemos que mientras la energía autoconsumida se valora al precio de compra de energía desde la red (precio minorista) y el excedente se aproxime al precio de venta al por mayor, los resultados de este estos SAFV menos productivos estarían sobreestimados.

Para llevar a cabo una comparación más equilibrada los resultados simulados de todos diseños propuestos se escalaron para producciones anuales en un rango entre 5.000 kWh y 15.000 kWh, con estos datos se procedió a establecer los balances energéticos y económicos. Este modelo de análisis permite tener una comparación más equitativa y un reconocimiento más definido de los efectos que presentan los perfiles de cada uno de los SAFV propuestos.

### **7.2.2.1. Descripción de los diseños alternativos de SAFV**

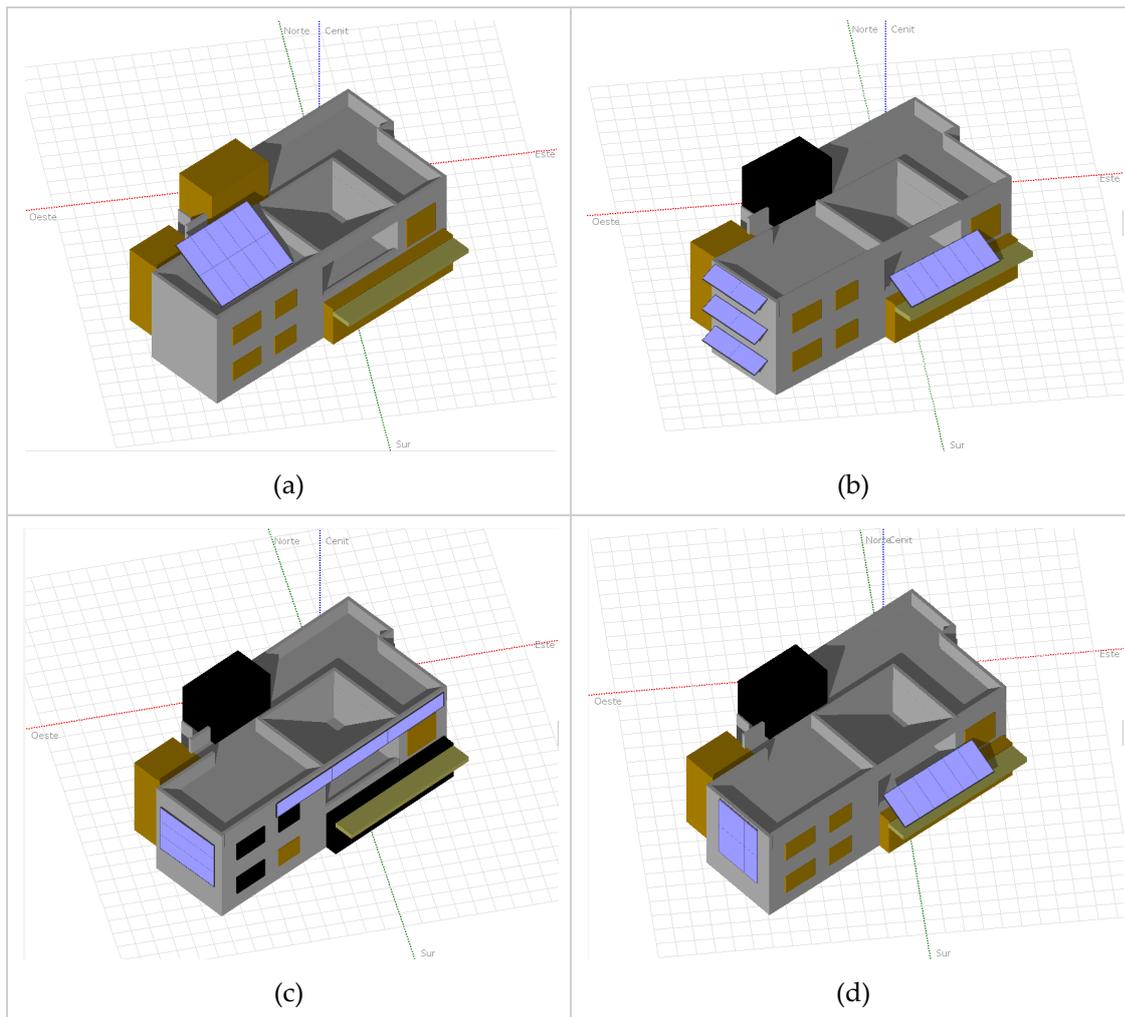
El SAFV se construyó para un edificio unifamiliar aislado sin problemas de sombras que se generen por construcciones cercanas, esto permitió que existan múltiples

opciones para diseño final de sistema. Seleccionado el diseño, se realizó la instalación con una orientación de  $30^\circ$  E para la fachada más grande y  $60^\circ$  O para la más corta. El techo del edificio es plano y se encuentra dividido en dos secciones con un corredor de conexión, para aprovechar este espacio los propietarios decidieron instalar los módulos fotovoltaicos en la parte sur del techo en dos filas de 5 módulos cada una con orientación vertical, como se muestra en la **Figura 64 (a)**.

Para el presente estudio se establecieron tres configuraciones alternativas para la ubicación de los módulos fotovoltaicos incorporando orientaciones diferentes a la óptima:

- a) La primera utiliza marquesinas con una inclinación de  $30^\circ$  en las fachadas Sureste y Suroeste, como se observa en la **Figura 64 (b)**;
- b) Otro diseño es el presentado en la **Figura 64 (c)**, esta configuración utiliza módulos adosados sobre las mismas fachadas;
- c) La tercera opción combina las opciones anteriores, implementando marquesina en la fachada Sureste y módulos adosados en la fachada Suroeste, este diseño se presenta en la **Figura 64 (d)**.

El SAFV original incorpora un optimizador de energía en cada módulo fotovoltaico, y los módulos se encuentran conectados al inversor en un esquema de cadena única. Las tres opciones con orientaciones no óptimas se configuran en dos cadenas. En esta configuración era obligatoria una longitud mínima de 6 módulos para el inversor y para los optimizadores de potencia. En la configuración de las opciones propuestas la potencia máxima se aplanó permitiendo que el inversor pueda acoplar fácilmente la energía de las dos cadenas. Este tipo de inversor puede impulsar una potencia máxima (CD) hasta un 50 % más alta que la salida nominal de CA. Esto permite que el costo de las tres opciones planteadas que utilizan varias orientaciones solo se incremente por los módulos adicionales necesarios.



**Figura 64.** Modelos residenciales de SAFV PVSYST: (a) Disposición original, (b) Diseño mediante marquesinas, (c) Diseño mediante módulos adosados a la fachada, (d) Diseño con marquesina y módulos adosados.

El SAFV original, los tres diseños alternativos y el diseño con una orientación óptima se simulan utilizando PVSYST 7.1. Los resultados se presentan en forma horaria. La base meteorológica aplicada fue Meteonorm 7.3 que está en la ubicación de Madrid. El simulador permitió incorporar los modelos de funcionamiento de los módulos fotovoltaicos, los optimizadores de SolarEdge P405 y el inversor SE4000H. Los parámetros térmicos, el desajuste y los ángulos de incidencia se configuraron de forma predeterminada. Las simulaciones se realizaron considerando el modelo eléctrico detallado establecido en el diseño del módulo. Finalmente, en las simulaciones no se aplicó una degradación por envejecimiento de los módulos

fotovoltaicos porque ya se agrega una degradación lineal del 0,8 % en el análisis financiero.

### 7.2.2.2. Balances Energéticos

El SAFV se instaló en febrero de 2020. Debido a la volatilidad de los precios de la electricidad que ha existido en los últimos dos años a causa de problemas relacionados con la pandemia de COVID-19, se decidió utilizar los precios del periodo comprendido entre agosto de 2020 a julio 2021 junto con los datos de producción y consumo. El monitoreo del SAFV entrega cada 15 minutos datos de: la energía fotovoltaica " $E_{FV}$ ", consumo total de electricidad " $E$ ", y los intercambios de energía con la red. Los intercambios con la red corresponden a energía importada de la red " $E_{ent}$ " y energía exportada hacia la red " $E_{exc}$ ".

El análisis presentado en las figuras anteriores se plasma en las Ecuaciones (17) y (18).

$$E = E_{ent} + E_{FV} - E_{exc} \quad (17)$$

$$E_{AC} = E_{FV} \text{ if } E > E_{FV} \quad (18)$$

$$E_{AC} = E \text{ if } E < E_{FV}$$

Los periodos de tiempo utilizados para realizar la evaluación de la energía producida por el SAFV y la energía consumida son muy importantes, dado que permitirán establecer de forma más precisa el porcentaje de autoconsumo y la cantidad de energía que es exportada a la red en cada periodo de tiempo. El promedio temporal de las potencias tiene un reducido efecto sobre el tamaño de la exportación de energía hacia la red eléctrica para niveles de generación de rango medio (rango de la demanda doméstica promedio), pero presenta una mayor incidencia en el tamaño de la importación de energía (Wright & Firth, 2007). Por esta razón, se estableció un periodo óptimo de 15 minutos para reducir la incidencia de este efecto. A pesar de ello, incluso en periodos de 15 minutos se pueden generar algunos errores en los datos debido al funcionamiento de electrodomésticos, que pueden generar una variabilidad en la carga por unos pocos minutos o segundos, y a las alteraciones precipitadas de

la irradiancia en los paneles fotovoltaicos (Cao & Sirén, 2014). Los datos generados son agregados en periodos horarios para evaluarlos con las simulaciones de las configuraciones propuestas.

La producción de energía simulada " $E_{FV}$ " se compara con el perfil de consumo " $E$ " para establecer los excedentes de energía y la energía autoconsumida. La aplicación de las Ecuaciones (17) y (18) permiten calcular la energía fotovoltaica autoconsumida " $E_{AC}$ ", el excedente de energía inyectado a la red " $E_{exc}$ ", y la energía importada de la red " $E_{ent}$ ". El análisis técnico finaliza con el cálculo de los porcentajes de autoconsumo y autosuficiencia que se define en (Luthander et al., 2015) y se expresan en las Ecuaciones (14) y (15).

El análisis económico está centrado en dos parámetros principales, el primero corresponde a los ahorros generados, y el segundo es el valor retribuido por los excedentes entregados a la red. Los valores de la electricidad utilizados en el análisis se toman a partir de la información presentada por el operador español de la red eléctrica Red Eléctrica de España (REE). Con el procesamiento de estos datos se determina el ahorro económico que tiene bajo la aplicación de la regulación vigente de autoconsumo fotovoltaico (Gobierno de España, 2019a).

### 7.2.2.3. Tarifas eléctricas

En el último periodo de tiempo las tarifas del sector eléctrico han presentado variaciones considerables afectadas por la pandemia COVID-19 y por la guerra entre Ucrania y Rusia. Por tal motivo, el presente análisis incorpora las tarifas vigentes en el periodo de tiempo de monitoreo de los datos del SAFV. La estructura de las tarifas eléctricas en España se detalla en el **Anexo I**.

Durante la investigación se aplicó las tarifas eléctricas para el sector residencial vigentes en el 2021. Estas tarifas corresponden a todas las tarifas 2.x vigentes hasta mayo de 2021 y a la 2.0TD que las sustituyó a partir de junio de 2021 (CNMC, 2020c) (ver **Tabla 17**). Este cambio estableció precios más elevados para los periodos de

mayor consumo, esto con el fin de generar un hábito de consumo que permita una distribución de la demanda en las horas donde el kWh presente un menor valor.

**Tabla 17.** Distribución horaria y comparación con la radiación solar horizontal para la tarifa 2.0.

Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Irradiación del solsticio de invierno (Wh/m2) <sup>1</sup>									6	42	94	119	300	422	314	186	92	8						
2.0A	Llano																							
2.0DHA	Valle										Punta													
2.0VE	Valle										Punta													
Irradiación de equinoccio (Wh/m2) <sup>1</sup>									3	75	272	472	639	761	831	836	761	633	475	272	75			
2.0TD2	Valle 2.0TD							Punta 2.0TD					Llano 2.0TD					Punta 2.0TD						
Irradiación del solsticio de verano (Wh/m2) <sup>1</sup>									125	308	503	681	608	947	1031	744	583	900	678	422	336	153	14	

<sup>1</sup>Datos corresponden a Madrid. Fuente AEMET. <sup>2</sup>“Valle” los fines de semana y festivos.

#### 7.2.2.4. Balance Económico

En base a lo comentado con anterioridad, el balance económico se realiza aplicando los precios de compra y venta de energía publicados por REE. Con estos valores se procede a calcular los balances de energía mediante la aplicación de las Ecuaciones (17) y (18). Uno de los primeros parámetros económicos en evaluar es el ahorro económico “S”, que se compone de dos partes: el coste de la energía fotovoltaica autoconsumida A (a precio minorista), calculado según la Ecuación (19); y el valor de los excedentes energía entregados a la red eléctrica “C”.

$$A = \sum_{i=1}^n (E_{FV}^i - E_{exc}^i) \cdot Pr_{ret}^i \quad (19)$$

Siendo:  $i$  la  $i$  – ésima hora del mes;  $Pr_{ret}^i$  el precio de venta al público de la electricidad en la  $i$  – ésima hora.

Para determinar el valor económico de los excedentes “C”, se establece que el valor compensado maneja un precio indexado al precio del mercado mayorista. Además, se aplica una limitante que corresponde a no tener saldos negativos en la facturación mensual, es decir, el valor económico retribuido por los excedentes en ningún caso

supera al valor mensual por la compra de energía. Este parámetro se expresa en el Ecuación (20).

$$C = \sum_{i=1}^n E_{exc}^i \cdot Pr_{exc}^i \vee \sum_{i=1}^n (E_{ent}^i \cdot Pr_{ret}^i - E_{AC}^i \cdot Pr_{exc}^i) \geq 0$$

$$C = \sum_{i=1}^n E_{ent}^i \cdot Pr_{ret}^i \vee \sum_{i=1}^n (E_{ent}^i \cdot Pr_{ret}^i - E_{exc}^i \cdot Pr_{esc}^i) < 0 \quad (20)$$

Siendo  $Pr_{srpl}^i$  el precio del excedente de electricidad en la  $i$  –ésima hora.

Establecido el parámetro A y el parámetro C, el ahorro total mensual será la suma de estos dos, como se expresa en la Ecuación (21).

$$S = A + C \quad (21)$$

El valor de la energía tomada de la red se calcula a partir de la Ecuación (22):

$$M = \sum_{i=1}^n E_{ent}^i \cdot Pr_{ret}^i \quad (22)$$

Finalmente, para el coste de la electricidad sin fotovoltaica se calcula el coste de la energía consumida con el precio de venta al público:

$$B = \sum_{i=1}^n E^i \cdot Pr_{ret}^i \quad (23)$$

Los saldos anuales generados por el SAFV se presentan en la **Tabla 18**. Se presentan los balances económicos considerando las dos tarifas que estuvieron vigentes en 2021 (2.0A y 2.0TD) con el objetivo de contrastar la variación en los balances económicos que representó este cambio.

Para el caso del cliente sin SAFV, la factura anual con la tarifa 2.0TD es casi igual a la anterior tarifa 2.0A. Para el caso del cliente con SAFV, la tarifa 2.0TD fue 6.4 % menor que la 2.0A, y el ahorro total fue 12 % mayor para la tarifa 2.0TD sobre la 2.0A. El incremento en los ahorros económicos generados por el autoconsumo fotovoltaico se

debe al coste de la energía eléctrica en la tarifa 2.0TD, que establece los precios más altos en el rango de 10 a 14 horas, periodo que coincide con el tramo del día con mayor producción fotovoltaica.

**Tabla 18.** Desempeño económico del SAFV para un año completo (agosto 2020 a julio 2021) comparando la antigua tarifa 2.0A y la nueva tarifa 2.0TD. Los impuestos están incluidos.

Tarifa	$\sum M$ Importada	$\sum A$ Autoconsumo	$\sum C$ Excedente	Coste sin FV <sup>1</sup>	Coste con FV <sup>1</sup>	Ahorros totales (Flujo de caja)
2.0A	-1.559,48 €	441,08 €	217,83 €	-2.000,56 €	-1.341,65 €	658,91 €
2.0TD	-1.473,52 €	520,55 €	217,83 €	-1.994,08 €	-1.255,69 €	738,38 €

<sup>1</sup>Término de energía en la factura eléctrica.

Establecidos los valores de los beneficios anuales se procede a utilizarlos para la evaluación económica. Otro de los parámetros usados corresponde a los precios de las instalaciones de SAFV. Estos valores se establecieron de la siguiente manera: 1,55 €/W para potencias fotovoltaicas inferiores a 4 kW, 1 €/W para potencias fotovoltaicas superiores a 8 kW, y una variación lineal de costes entre estas potencias. Este esquema de precios está respaldado en la información de los instaladores fotovoltaicos y es representativo del mercado fotovoltaico residencial español en el año 2021. Adicionalmente, se aplicó un aumento de costes debido al proceso de instalación del 11 % para la configuración basada en fachadas, 12,5 % para la mixta y 14 % para las marquesinas.

Los ahorros totales calculados se utilizan como flujo de caja para encontrar los indicadores más relevantes en el análisis económico, como son: TROI, VPN, TIR y LCOE. Estos parámetros son ampliamente utilizados en el análisis financiero de un SAFV (Castilho et al., 2021) y se detallan en el **Anexo II**. Para este análisis, se aplica una degradación lineal de la producción fotovoltaica del 0,8 % anual (Jordan et al., 2016), esto provoca una reducción del 0,8 % en el flujo de caja. Referente al tiempo de vida útil, se utiliza un tiempo de 25 años que incluye un cambio de inversor en el año 13. Las opciones analizadas incorporan SAFV de tamaño pequeño, por tal motivo, se considera que los costes de operación son nulos y el costo de mantenimiento será del

1 % del valor de instalación del sistema, este valor se establece de forma anual, como se realiza en otras investigaciones (Steffen et al., 2020). La tasa de descuento utilizada fue del 1 %, en base a los indicadores económicos de España y la zona euro. Para el coste del SAFV utilizado se utiliza los precios reales de las instalaciones vigentes en el periodo de estudio.

### 7.2.2.5. Análisis del ciclo de vida

Durante su operación, la tecnología fotovoltaica no produce emisiones de CO<sub>2</sub>, pero la fabricación y el proceso de instalación genera varios impactos ambientales. Por este motivo, se realizó una evaluación del balance de emisiones de CO<sub>2</sub> del SAFV para los módulos fotovoltaicos y para los componentes del sistema (inversor, controlador, estructuras, etc.). La Ecuación (24) permite establecer el ahorro neto de las emisiones.

$$Emisiones\ de\ CO_2\ del\ SAFV = E_{FVy} \cdot \sum_1^N (1 - 0.008)^n \cdot LCE_{red} - LCE_{SAFV} \quad (24)$$

Las métricas del tiempo de recuperación de la energía (EPBT por sus siglas en inglés) y los gases de efecto invernadero (GPBT por sus siglas en inglés) se calculan a partir de las Ecuaciones (25) y (26).

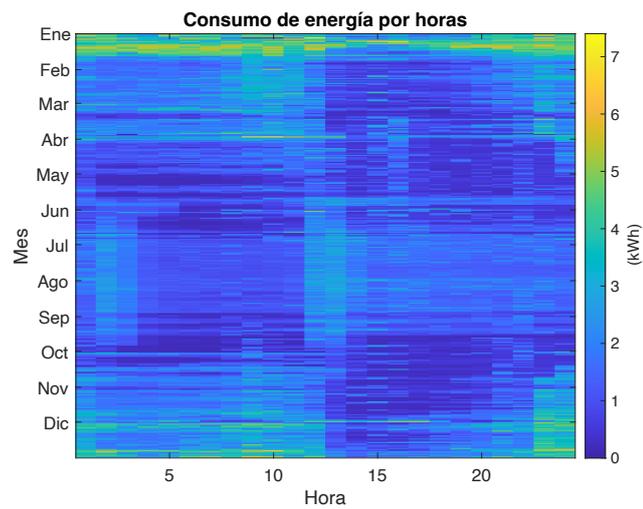
$$GPBT = \frac{LCE_{SAFV}}{E_{FVy} \cdot LCE_{red}} \quad (25)$$

$$EPBT = \frac{E_{FV} + E_{BoS}}{E_{FVy}} \quad (26)$$

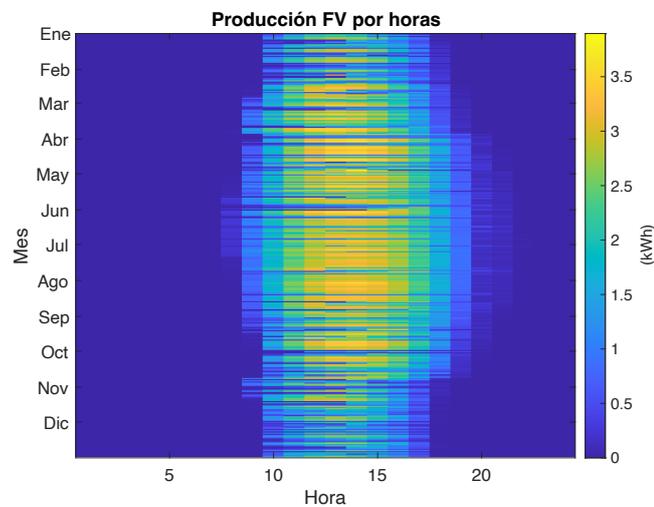
## 7.3. Resultados

El análisis inicia con una evaluación energética de consumo de electricidad del edificio y de la producción real del SAFV mediante mapas de calor detallados. La **Figura 65** (a) representa el perfil de consumo anual del edificio. El mapa de calor permite determinar dos patrones habituales en el consumo. Durante el verano el

consumo es mayor de 12:00 a 15:00 por el cocinado y durante la tarde por el uso del aire acondicionado; el resto del año, el consumo es superior de 20:00 a 00:00 por el uso de la bomba de calor para la calefacción. El consumo se reduce durante todo el día en primavera; y finalmente, en algunas semanas de invierno el consumo es elevado debido al clima más frío (especialmente coincidiendo con el temporal de nieve "Filomena"). La **Figura 65 (b)** presenta la producción fotovoltaica durante todo el año, se visualiza un aumento considerable de producción durante el verano, que encaja bien con el consumo pico del edificio en estas fechas.



(a)



(b)

**Figura 65.** Mapas de calor de: (a) consumo de energía del edificio; (b) producción del SAFV.

### 7.3.1. Análisis de energía

Se realizaron simulaciones de las configuraciones con orientaciones diferentes a la óptima y se compararon con los datos reales del SAFV original. La **Tabla 19** muestra el tamaño y el rendimiento específico de estas simulaciones, se puede observar que la diferencia entre los datos reales del SAFV y la simulación del SAFV original fue inferior al 1 %, siendo la simulación la que presentó el valor inferior. Se considera que estos resultados son adecuados debido a la variabilidad natural de la irradiación anual y los rendimientos informados por las simulaciones de PVSYST (Lee et al., 2011). Por este motivo, se utilizarán los datos de la simulación original para realizar la comparación con los diseños que implementan orientaciones alternativas.

La primera comparación se realiza entre el sistema original y un diseño propuesto que corresponde a la configuración óptima. Se establece que la configuración óptima presenta un rendimiento que es 11 % mejor que el diseño original. La comparación del diseño original con el resto de las propuestas que incorporan configuraciones en las fachadas indica que existe una variación aproximada de un 10 % menos de rendimiento para el diseño con marquesinas, y un 30 % menor para el diseño con módulos coplanares adosados a las fachadas.

**Tabla 19.** Rendimiento energético de las diferentes configuraciones simuladas para el SAFV en comparación con los datos medidos originales.

Configuración	# Módulos	Potencia (W)	FVRendimiento (kWh/kWp)	$\Delta$ Rendimiento <sup>1</sup>
Original (Datos medidos)	10	3.850	1.582	1 %
Original	10	3.850	1.560	0 %
Configuración óptima	10	3.850	1.725	11 %
Marquesina (SE & SW)	12	4.620	1.375	-12 %
Coplanar en fachada (SE & SW)	12	4.620	1.097	-30 %
Marquesina & Fachada (SE) & (SW)	12	4.620	1.325	-15 %

<sup>1</sup> Todos los resultados, excepto la primera línea, son simulados.

Los balances de energía se presentan en la **Tabla 20**. La producción fotovoltaica para la configuración original (tanto medida como simulada) y para la configuración de

marquesina y fachada son muy próximas. La pequeña diferencia que existe se encuentra en la simulación de la energía fotovoltaica autoconsumida, que difiere de las mediciones de 3,4 MWh frente a 3,0 MWh. Esto puede explicarse debido a la existencia de diferentes perfiles horarios de la irradiancia en la base de datos meteorológica utilizada para la simulación y la irradiancia real en el periodo de estudio. Por lo tanto, a continuación, se realiza una comparación entre la configuración original simulada y configuraciones alternativas; esto permitirá anular los efectos de diferentes datos meteorológicos al utilizar los mismos datos para todas las configuraciones.

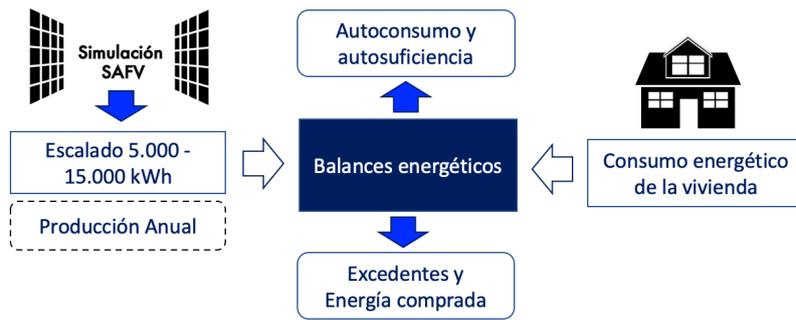
**Tabla 20.** Comportamiento energético con el edificio y la red de las diferentes configuraciones para el SAFV.

Configuración	Producción FV <sup>1</sup>	Consumo de energía <sup>1</sup>	Autoconsumo FV <sup>1</sup>	Excedente FV <sup>1</sup>	Energía desde la red <sup>1</sup>	GAC <sup>2</sup>	GAS <sup>3</sup>
Original (datos medidos)	6,1	13,5	3,0	3,1	10,5	49 %	22 %
Original	6,0	13,5	3,4	2,6	10,1	56 %	25 %
Configuración óptima	6,6	13,5	3,6	3,1	9,9	54 %	26 %
Marquesina (SE & SW)	6,4	13,5	3,6	2,8	9,9	56 %	27 %
Fachada (SE & SW)	5,1	13,5	3,3	1,7	10,2	66 %	25 %
Marquesina & Fachada (SE) & (SW)	6,1	13,5	3,5	2,6	9,9	58 %	26 %

<sup>1</sup>Todas las energías se expresan en MWh; <sup>2</sup>GAC—Grado de Autoconsumo; <sup>3</sup>GAS—Grado de Autosuficiencia.

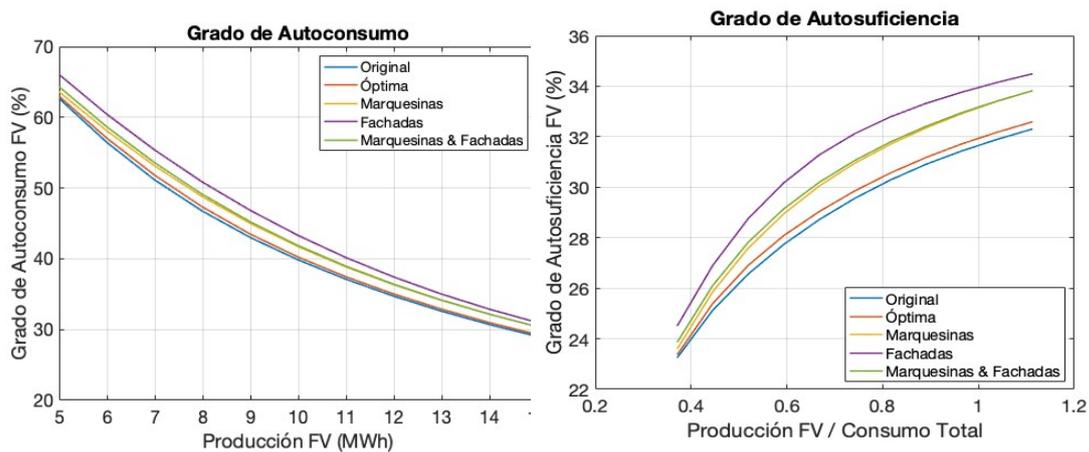
Los diseños con marquesina y el diseño con la orientación óptima energéticamente tienen datos similares en la producción fotovoltaica y en el autoconsumo. El diseño propuesto en la fachada tiene la producción fotovoltaica más baja, ubicándose un 16 % por debajo de la simulación original; pero en la evaluación del autoconsumo este diseño solo registra un 2 % más bajo que la original.

Para establecer el efecto de los diferentes perfiles de producción se realiza el procedimiento descrito la **Figura 66**.



**Figura 66.** Metodología aplicada para establecer los balances energéticos.

Para todos los diseños propuestos se realizó la progresión del perfil de producción fotovoltaica para que coincida con las producciones de energía anuales que van desde 5.000 kWh a 15.000 kWh. Luego, se calcularon los balances de energía en cada caso simulando el comportamiento de las instalaciones fotovoltaicas de diferentes potencias instaladas. Este proceso permitió distinguir el efecto de las diferentes orientaciones sobre los índices de autoconsumo y autosuficiencia. Estos resultados son presentados en la **Figura 67**, donde (a) representa el autoconsumo y (b) el grado de autoabastecimiento (definido en las Ecuaciones (14) y (15)).



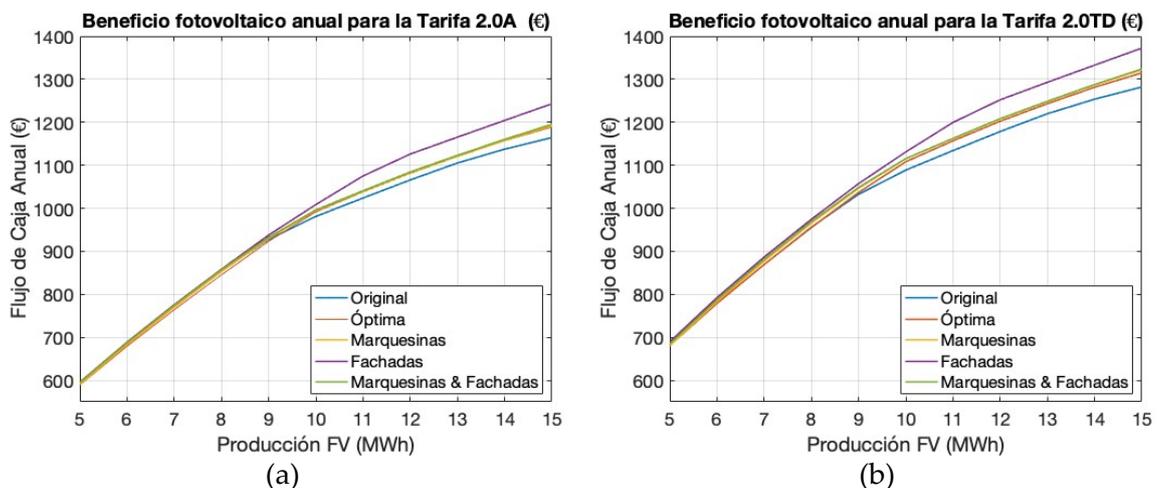
**Figura 67.** Porcentaje de autoconsumo (a) y autosuficiencia (b) vs. producción fotovoltaica en relación con el consumo para las configuraciones simuladas.

El análisis de los datos obtenidos establece que las configuraciones alternativas proporcionan un índice de autoconsumo un 4 % mejor que el original, y un 2 % mejor en el índice de autosuficiencia. Esto se produce debido a que la producción

fotovoltaica en las configuraciones con módulos coplanares (fachadas y marquesinas) presenta un perfil temporal más plano.

### 7.3.2. Análisis Económico

La evaluación económica utiliza los balances de energía por hora, permitiendo aplicar los datos de tarificación de las dos tarifas, como se detalla en las Ecuaciones (19)-(23). Las ganancias fotovoltaicas anuales se calculan para todas las configuraciones y producciones anuales. Los resultados se presentan en la **Figura 68**, los datos obtenidos establecen que para la misma producción de energía la configuración más rentable es la de módulos coplanares en las fachadas. Esto se debe al mayor autoconsumo de la electricidad fotovoltaica, que se valora a un precio más alto que el excedente de energía exportado a la red de distribución.



**Figura 68.** Beneficio económico de las antiguas y nuevas tarifas eléctricas en España: (a) Beneficio anual de la antigua tarifa 2.0A; (b) Utilidad anual por la nueva tarifa 2.0TD. Los impuestos del 5,11 % de la electricidad y el 21 % de IVA están incluidos en los cálculos.

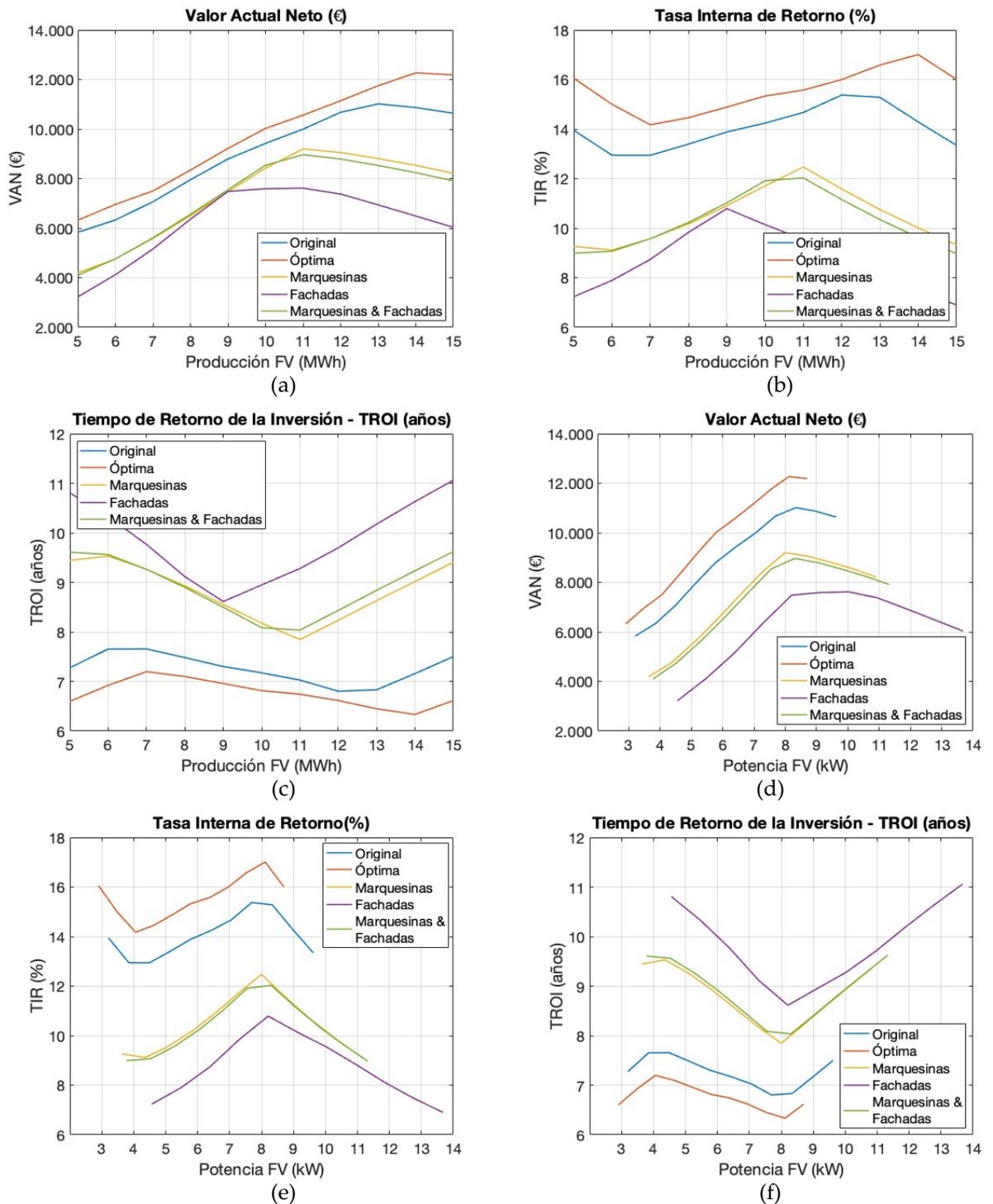
La **Figura 68 (b)** nos permite visualizar que el beneficio anual aumenta linealmente con la producción fotovoltaica hasta 9 MWh; y a partir de aquí, continua con un crecimiento más reducido. A causa de que la compensación simplificada expresada en la Ecuación (20) indica que durante el período de facturación de un mes el término de energía no puede ser negativo. Esto ocasiona que cuando en algunos meses se registra mayores producciones fotovoltaicas, es posible que la cantidad de la energía

exportada a la red sea superior al consumo, pero esta energía no se podrá retribuir más allá del costo de la factura mensual, reduciendo así los beneficios. Además, al comparar las ganancias de las dos tarifas, la tarifa 2.0TD presentó una ganancia de aproximadamente 100 € más que la anterior para todas las configuraciones y tamaños.

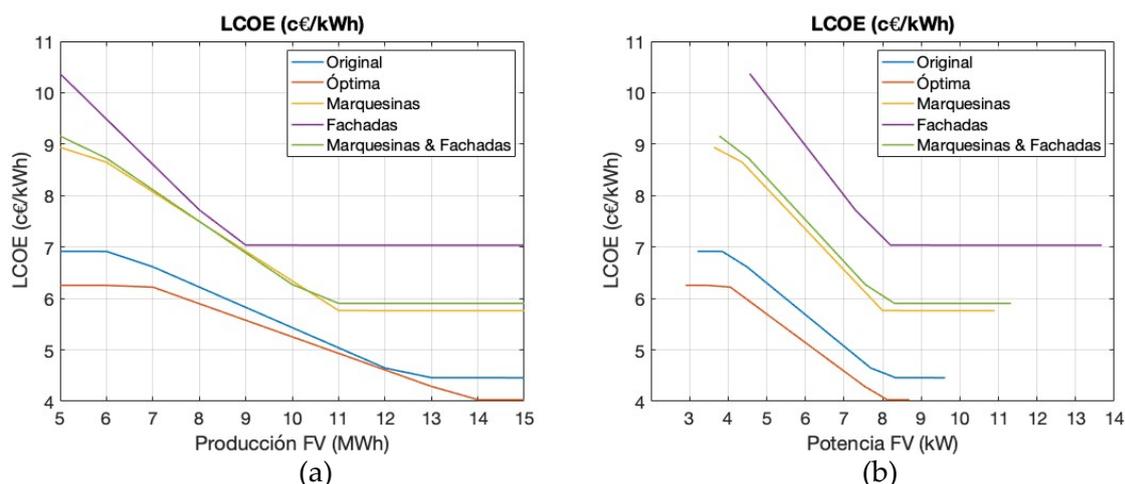
La **Figura 69** presenta los resultados para el valor presente neto (a,d), la tasa interna de retorno (b,e) y el tiempo de retorno de la inversión (c,f). Estos resultados se representan a partir de la producción fotovoltaica anual (a–c) y frente a la potencia fotovoltaica instalada (d–f). Los resultados económicos obtenidos son favorables en todos los casos, destacando el sistema con orientación óptima que es el de mejor desempeño económico, y las fachadas que presentan el peor desempeño. La evaluación del VAN establece que el valor más alto se encuentra en el sistema con orientación óptima con 12.271 € y 8,1 kW instalados a un coste de 8.116 €. El VAN más bajo es de 7.616 €, y es casi plano para un rango de potencias entre 8 kW y 11 kW. Los datos de la TIR también son favorables, los resultados se encuentran por encima del 7 %. El mejor resultado corresponde a la configuración óptima, obteniendo entre un 14 % y un 17 % y el peor corresponde a las fachadas ubicándose entre un 6,9 % y un 10,8 %. La potencia fotovoltaica óptima es de unos 8 kW en todos los casos.

Finalmente, el LCOE se muestra en la **Figura 70** (a) y (b). Para potencias fotovoltaicas inferiores a 8 kW, los valores del LCOE alcanzan valores máximos entre 6,3 ¢€/kWh y 10,3 ¢€/kWh; y, los valores mínimos están entre 4,0 ¢€/kWh y 7,0 ¢€/kWh. Es importante destacar que todos los valores mínimos están muy por debajo de los precios minoristas de la electricidad en España.

## ANÁLISIS DE LOS SAFV EN ORIENTACIONES NO ÓPTIMAS



**Figura 69.** Balance económico: (a) Valor actual neto frente a la producción fotovoltaica anual; (b) tasa interna de retorno frente a la producción fotovoltaica anual; (c) tiempo de retorno de la inversión frente a la producción fotovoltaica anual del SFV; (d) valor presente neto vs. potencia fotovoltaica instalada; (e) tasa interna de retorno frente a la potencia fotovoltaica instalada; (f) tiempo de retorno de la inversión frente a la potencia fotovoltaica instalada.



**Figura 70.** Costo nivelado de electricidad para todas las configuraciones: (a) LCOE frente a la producción fotovoltaica anual; (b) LCOE frente a potencia fotovoltaica instalada.

### 7.3.3. Evaluación del ciclo de vida

Para la evaluación del ciclo de vida, el balance de emisiones de  $CO_2$  del SAFV se calcula según la Ecuación (24) y los gases de efecto invernadero y el payback energético según las Ecuaciones (25) y (26). El factor de emisión de la producción eléctrica española es  $190 \text{ kg } CO_2/MWh$  (REE, 2020), y las emisiones de un módulo fotovoltaico fabricado en China de  $811 \text{ kg } CO_2 - eq/MWp$  (Müller et al., 2021) y  $519 \text{ kg } CO_2 - eq/MWp$  para el resto de los componentes del sistema (BoS por sus siglas en inglés) (Fraunhofer ISE, 2021). Los resultados se muestran en la **Tabla 21**, y presentan que existe una adecuada huella de carbono en todas las configuraciones. Para las instalaciones más convencionales sobre cubierta, el tiempo de recuperación de gases de efecto invernadero (GGPBT por sus siglas en inglés) está entre 4,1 y 4,4 años, y el tiempo de recuperación de energía (EPBT por sus siglas en inglés) entre 1,6 y 1,8 años. Para la instalación en fachadas, el GGPBT está entre 5,1 y 6,5 años y el EPBT entre 2,0 y 2,5 años. Considerando la vida útil prevista de 25 años, todas estas instalaciones producirán entre 9 y 14 veces la energía invertida en su despliegue.

**Tabla 21.** Indicadores de evaluación del ciclo de vida de los diseños de SAFV en estudio.

Configuración	Potencia máxima (W)	$E_{FV,y}$ (kWh)	LCE (tCO <sub>2</sub> )	$E_{FV} + E_{BoS}$ (MWh)	Emisiones evitadas (tCO <sub>2</sub> )	Balance de carbono (tCO <sub>2</sub> )	GGPBT <sup>1</sup> (años)	EPBT <sup>2</sup> (años)
Original (Datos medidos)	3.850	6.090	5,12	10,6	26,3	21,1	4,4	1,7
Original	3.850	6.005	5,12	10,6	25,9	20,8	4,5	1,8
Configuración óptima	3.850	6.641	5,12	10,6	28,6	23,5	4,1	1,6
Canopy (SE & SW)	4.620	6.354	6,14	12,7	27,4	21,3	5,1	2,0
Fachada (SE & SW)	4.620	5.067	6,14	12,7	21,9	15,7	6,4	2,5
Canopy & Fachada (SE) & (SW)	4.620	6.120	6,14	12,7	26,4	20,3	5,3	2,1

<sup>1</sup> Tiempo de recuperación de los gases de efecto invernadero. <sup>2</sup> Tiempo de amortización de la energía.

## 7.4. Discusión de resultados

En el presente capítulo se realiza una evaluación de los SAFV con orientaciones diferentes a la óptima aplicados a clientes residenciales. Los resultados indican que el rendimiento económico de los diseños alternativos propuestos es mejor que su rendimiento energético. Una de las razones se debe al uso de varias orientaciones, lo que permite que la producción de energía sea más uniforme durante el día, aumentando la cuota de autoconsumo de la electricidad producida por energía fotovoltaica. La otra razón se encuentra en los precios variables de la electricidad minorista y de los excedentes de electricidad inyectados a la red de distribución. Con la madurez del sector fotovoltaico los actuales esquemas de facturación neta son más apropiados que las políticas de balance neto, dado que el precio del excedente está indexado al mercado eléctrico mayorista. El uso de las orientaciones diferentes puede reducir el intercambio de energía con la red, especialmente la energía entrante, lo que resulta en una reducción del estrés energético en la red (Thebault & Gaillard, 2021). Otro beneficio puede ser una producción más estable para configuraciones que utilizan fachadas, esto proporciona una mejor coincidencia con el perfil de consumo durante el año.

La aplicación del nuevo sistema tarifario con tarifas que incrementan el coste de la electricidad en periodos de alto consumo presenta un beneficio adicional para las configuraciones con orientaciones hacia el Sureste, al producir la mayor parte de la electricidad en las horas previas al mediodía dentro de uno de los dos periodos tarifarios con mayor coste. De los datos que se muestran en la **Figura 68**, el incremento de beneficios sobre la tarifa actual de un periodo oscila entre el 8 % y el 16 % para instalaciones fotovoltaicas de producciones anuales de 5 MWh a 15 MWh.

Para comprender el gran potencial de las orientaciones alternativas es importante enfatizar la necesidad de implementar estrategias de gestión del lado de la demanda (DSM). Por ejemplo, en la **Figura 65** está claro que el uso del aire acondicionado durante la noche de verano se puede cambiar a las horas de alta producción fotovoltaica, proporcionando así un mayor beneficio económico al coincidir con los periodos de mayor coste por kWh que se compra de la red. Desde una perspectiva más amplia, el uso de estas orientaciones puede generar un aumento importante en el área disponible para la instalación de los SAFV, que va más allá de los techos como se describe en (Brito et al., 2017; Redweik et al., 2013). Tradicionalmente, las instalaciones fotovoltaicas en lugares diferentes a los tejados se perciben como ineficientes o antieconómicas y se reservan para edificios emblemáticos. Sin embargo, el análisis realizado establece que aun cuando el rendimiento energético es inferior al de las orientaciones tradicionales, el rendimiento económico no está tan alejado de ellas. Si la instalación del SAFV se realiza desde el levantamiento de la estructura o edificación, se pueden reemplazar algunos materiales de construcción con los módulos fotovoltaicos mejorando el balance económico general. Además, los arquitectos pueden utilizar la energía fotovoltaica como elementos de sombra para mejorar la comodidad del usuario y el rendimiento energético del edificio al reducir la refrigeración y aumentar la producción de energía. Estos hechos son relevantes para el concepto BIPV y pueden ayudar a expandir esta tecnología.

La evaluación general se completa con un análisis de viabilidad económica, huella ecológica y ambiental. Para ello se realizó un estudio básico de evaluación del ciclo

de vida y de la cantidad de emisiones de CO<sub>2</sub>, los gases de efecto invernadero y los tiempos de recuperación de la energía. Los resultados obtenidos son adecuados para todas las configuraciones evaluadas y se encuentran en línea con otros estudios (Castilho et al., 2021; Fraunhofer ISE, 2021). Es importante señalar que el análisis consideró la fabricación de los componentes fotovoltaicos en un país con altas emisiones en la producción de electricidad (China) y el despliegue en un país (España), con emisiones tan bajas como 1/4 en comparación con la del fabricante.

Los resultados nos ayudan a desmitificar las reglas generales de las instalaciones fotovoltaicas, tales como: “en el hemisferio Norte, los paneles solares tienen que estar orientados hacia el Sur” y “para la máxima disponibilidad energética anual, una pendiente superficial igual a la latitud es la mejor” (Duffie et al., 2020). Más precisamente, en un extenso estudio numérico realizado en (Lave & Kleissl, 2011) se calculan los ángulos de inclinación y acimut fijos óptimos para los EE. UU. continentales y se encuentra que “la inclinación óptima nunca fue mayor que la inclinación de latitud, sino hasta 10° menor que la inclinación de latitud”, este análisis indica que, si en el diseño se consideran los precios variables de la electricidad los ángulos de los paneles fotovoltaicos pueden variar. Esto demuestra que el desempeño de los sistemas con orientaciones diferentes a la óptima permite una mayor flexibilidad en la instalación de SAFV en residencias, dando la posibilidad de no alterar estéticamente la estructura y obteniendo un beneficio económico aceptable con un rendimiento energético que varía muy poco respecto a instalaciones con orientación óptima.

## 7.5. Conclusiones

La evaluación del funcionamiento de los SAFV con diferentes orientaciones permite identificar que la opción más común que corresponde a una configuración con una orientación óptima no siempre es la más favorable. Este análisis se realiza con la aplicación de datos reales de dos SAFV correspondientes a un cliente residencial.

Se realizó un análisis del funcionamiento de un SAFV residencial ubicado en un edificio del área metropolitana de Madrid. Aplicando la información del funcionamiento anual se desarrolla la simulación de otras configuraciones de SAFV que utilizaron marquesinas y módulos en fachadas. Con los datos obtenidos se lleva a cabo una evaluación energética y económica de cada uno de los diseños propuestos. Los resultados indican que los SAFV instalados en orientaciones distintas a la orientación óptima son una opción viable. Esto se da debido a la variabilidad de las tarifas eléctricas residenciales, que permiten generar un incremento de hasta el 12 % del beneficio económico respecto a las tarifas anteriores al 2021. Además, estos diseños permiten el aprovechamiento de superficies arquitectónicas distintas a la cubierta, ampliando así la capacidad del SAFV.

El método utilizado para obtener una comparación adecuada entre instalaciones de diferentes rendimientos específicos fue realizar una progresión de los valores de la producción fotovoltaica a valores fijos dentro de un rango de consumos anuales representativo del sector residencial español. El análisis presenta que el rendimiento económico de estas configuraciones es aceptable bajo el actual esquema de facturación neta de autoconsumo. Entre los resultados más destacados se encontró:

- a) El rendimiento específico va desde los 1.097 kWh/kWp de los módulos en fachada hasta los 1.375 kWh/kWp de las marquesinas y los 1.560 kWh/kWp de la configuración original, frente a los 1.725 kWh/kWp del óptimo energético.
- b) El índice de autoabastecimiento mejora hasta un 2 % sobre la energía óptima.
- c) La tasa interna de retorno es más alta para una potencia fotovoltaica de 8 kWp para todos los diseños y oscila entre el 10 % y el 17 %.
- d) El tiempo de retorno de la inversión es el más bajo para una potencia fotovoltaica de 8 kWp y oscila entre 6,5 y 9 años.

Los indicadores ambientales evaluados también presentan resultados admisibles para las instalaciones con orientaciones diferentes a las óptimas propuestas:

- a) El tiempo máximo de recuperación de gases de efecto invernadero es de 6,4 años para la instalación de módulos coplanares con las fachadas.
- b) El tiempo medio de amortización de la energía aumenta a 2,0 - 2,1 años para los módulos colocados en fachadas desde 1,6 - 1,8 años para los módulos en el techo.

Con un mayor despliegue de fuentes de generación de costo marginal cero, como la fotovoltaica, se espera que los precios de la electricidad en el mercado mayorista bajen después del mediodía cuando el consumo es más bajo. Mientras tanto, los precios minoristas se mantendrán altos durante los períodos de alto consumo y, por lo tanto, el uso de orientaciones no óptimas puede ser muy beneficioso desde el punto de vista económico.



## Capítulo 8

# **Aplicación de los SAFV para la reducción de los excesos de potencia en el sector industrial**

Los usuarios de la energía eléctrica en algunos mercados eléctricos deben pagar un cargo por demanda máxima además del cargo por la energía consumida, usualmente este sistema de tarifación es aplicado en comercios e industrias. Los cargos por demanda son tarifas adicionales que las empresas de servicios públicos cobran a los clientes por mantener un suministro constante de electricidad. Estas tarifas generalmente ascienden a una suma sustancial de dinero que los clientes deben pagar en las facturas mensuales de electricidad, alcanzando en algunos casos el 50 % de la factura eléctrica total o más. El precio que se cobra a un cliente cada mes por la electricidad depende no solo de la cantidad de electricidad utilizada durante el mes, sino también de la valoración de los excesos de potencia que se han registrado. Estos

costes no suelen ser bien conocidos, y mucho menos los efectos que la energía fotovoltaica puede tener sobre ellos.

La investigación en (Lolli et al., 2021) señala que los análisis de costes pocas veces consideran los efectos de los cargos por demanda, y que es un aspecto importante a ser considerado en clientes industriales y comerciales para opciones como horarios de turnos, diseño de procesos, inversión en autogeneración y/o energía de almacenamiento. Una vez reconocida la importancia de los cargos por demanda, el problema para los consumidores es optimizar los contratos de electricidad para minimizar el coste de los cargos por demanda en la tarifa eléctrica. Una opción poco analizada para la reducción de estos costes es la implementación de los SAFV, que en los últimos años han tenido un crecimiento considerable debido a la puesta en marcha de regulaciones favorables que permiten obtener tiempos de retorno de la inversión más favorables. Sin embargo, hasta la actualidad han sido muy pocas las investigaciones que analizan al efecto de la energía fotovoltaica sobre los cargos por demanda en la industria (Katz et al., 2015).

Por lo indicado, la presente investigación se enfoca en realizar un estudio sobre el efecto de la energía fotovoltaica en las tarifas que aplican cargos por demanda a través del estudio de caso de un prosumidor industrial en España. Para comprender el efecto de la producción fotovoltaica y desarrollar un método para cuantificar el ahorro se utilizan los datos reales de un año de funcionamiento aplicando técnicas tomadas del análisis exploratorio de datos. La aplicación del sistema de tarificación en España permite la evaluación de esquemas coincidentes y no coincidentes, por tal motivo se desarrolla un método que permita optimizar la potencia contratada en los dos escenarios. Los resultados indican que el modelo coincidente resulta ser superior, proporcionando un mayor ahorro y posibilitando la contratación de potencias más bajas, promoviendo así, el uso de la energía fotovoltaica que genera un ahorro adicional en los cargos de demanda de los ahorros ya conocidos derivados del autoconsumo y retribuciones por vertido de excedentes a la red.

## 8.1. Introducción

Se considera que el sector industrial es el mayor consumidor de energía a nivel mundial (Haiwei & Wang, 2009; U.S. Energy Information Administration, 2016), con una tendencia de crecimiento mundial del consumo de energía en aproximadamente 1,5 % cada año hasta el 2035 (Jordan, 2014). Dicho crecimiento también se refleja en el consumo final por fuente de energía, donde la electricidad pasó de representar el 9 % en 1973 a un 19 % en 2018 (Olade, 2021).

De acuerdo con el informe de la IEA, en 2021 un sólido crecimiento económico, combinado con inviernos más fríos y veranos más cálidos, impulsó la demanda mundial de electricidad en más del 6 %, que representa el mayor aumento desde el 2010 (IEA, 2022b). Para cubrir esta ascendente demanda energética se han generado diferentes mecanismos que permitan tener una disponibilidad permanente de energía eléctrica para los usuarios finales. La saturación de los sistemas de distribución eléctrica inducida por grandes aumentos repentinos de la demanda durante las horas pico de consumo presenta una limitante en la disponibilidad de energía eléctrica, esto genera la necesidad de costosas mejoras de infraestructura (van Zoest et al., 2021), principalmente en sectores con un elevado consumo energético como parques industriales. En tal sentido, en muchos casos las estructuras de producción, distribución y comercialización eléctrica tienen costes de tarifación que no brindan una suficiente recuperación de costes de la red y carecen del incentivo para promover la inversión y el uso efectivo de la red (Domigall et al., 2013). Para compensar la caída en la recuperación de los costes fijos un mecanismo usualmente empleado son los denominados “cargos por demanda” (Sioshansi, 2016), también llamados “cargos por capacidad”. Los cargos por demanda son considerados como una de las formas más equitativas para compensar los costes que se requieren para satisfacer la demanda máxima energía por parte de los sistemas de generación y distribución de eléctrica. En términos sencillos, los cargos por demanda son una tarifa mensual que el cliente paga como parte del coste de mantenimiento de la infraestructura de la empresa de servicios públicos para suministrar la electricidad (State of New York, n.d.).

La aplicación de los cargos por demanda varía de acuerdo con las políticas y regulaciones de cada país o estado. Estos tipos aplicación se dividen en dos modelos: coincidente y no coincidente. El modelo no coincidente es usualmente el más utilizado, debido a que utiliza la metodología básica. La facturación de los cargos bajo este modelo se determina por la máxima potencia que el cliente registra durante el mes, independientemente de la hora y del día. Este modelo genera una fácil comprensión por parte del cliente, pero presenta algunos problemas, el más destacado corresponde a no diferenciar el coste de los excesos de demanda que se producen en horas de alta demanda energética (horas pico) en comparación a los que se generen en horas “valle”, dónde existe una alta disponibilidad del servicio y no supone un estrés para la red (Zethmayr & Makhija, 2019). Otro problema asociado, es que un cliente con un exceso de potencia esporádico puede llegar a pagar más que los clientes que tienen excesos de potencia recurrentes. Para evitar estas deficiencias, muchos especialistas en economía recomiendan la aplicación de tarifas TOU (Borenstein, 2016), destacan que TOU puede proporcionar mejores ganancias de bienestar que los cargos por demanda (Brown & Sappington, 2018). Por otro lado, otros diseños proponen implementar ventanas horarias y/o estacionales a partir de los picos de demanda del sistema eléctrico. Estos diseños forman parte del modelo coincidente, y esto genera que existan cargos con un coste más elevado en ciertas horas y meses. Se considera que los cargos por demanda coincidente permiten establecer un coste más apropiado para los excesos de potencia, dado que, considera factores clave como los costes de disponibilidad y la demandas estacionarias (Passey et al., 2017). Los cargos por demanda también pueden incluir una cantidad fija que se paga incluso si la demanda máxima es inferior a la potencia contratada o un porcentaje fijo de la demanda máxima en los 12 meses anteriores (Berger, 2015).

Los cargos por demanda usualmente son aplicados a clientes comerciales e industriales, a pesar de ello, a menudo no son bien conocidos. La creciente demanda de energía eléctrica ha hecho que se plantee la incorporación de los clientes residenciales en este modelo de facturación del servicio eléctrico. Sin embargo, aún

existe dificultad para justificar su necesidad y su complejo funcionamiento complica una adecuada comprensión por parte de los consumidores, lo que ha retardado su implementación en este sector. Un análisis de su ejecución en el sector residencial se realiza en (Nijhuis et al., 2017), y en (Sharma et al., 2022) se analizan algunos casos de estudio relacionados.

La implementación de sistemas basados en energías renovables en las industrias, puede contribuir a reducir la facturación mensual del servicio eléctrico, como las emisiones de gases de efecto invernadero (Butturi et al., 2019). (Darghouth et al., 2017) examinó las condiciones bajo las cuales los sistemas fotovoltaicos de autoconsumo pueden reducir los cargos por demanda de los consumidores comerciales.

Varios estudios de investigación (Brown & Sappington, 2018; Darghouth et al., 2020) han analizado el efecto de la energía fotovoltaica en los cargos por demanda, los resultados indican que la inclusión de cargos por demanda ajusta mejor las facturas de electricidad con el coste de proporcionar el suministro eléctrico, lo que permite una mayor eficiencia y reduce la existencia de subsidios cruzados entre los clientes que no usan energía fotovoltaica y los que usan energía fotovoltaica.

El impacto final que tendrá la energía fotovoltaica en los cargos por demanda dependerá del diseño del cargo por demanda y la forma de carga subyacente del cliente (Darghouth et al., 2020; Mills et al., 2008). Por ejemplo, los edificios e industrias con mayor uso de electricidad durante el día tienen más probabilidades de beneficiarse de los ahorros generados por la producción fotovoltaica. Los edificios con mayor demanda vespertina, como hoteles y apartamentos de media altura, con frecuencia obtienen poco o ningún ahorro en los cargos por demanda (Darghouth et al., 2017). La **Figura 71** muestra como la energía fotovoltaica reduce los excesos de carga, pero el impacto económico sobre los cargos por demanda dependerá de la regulación vigente.

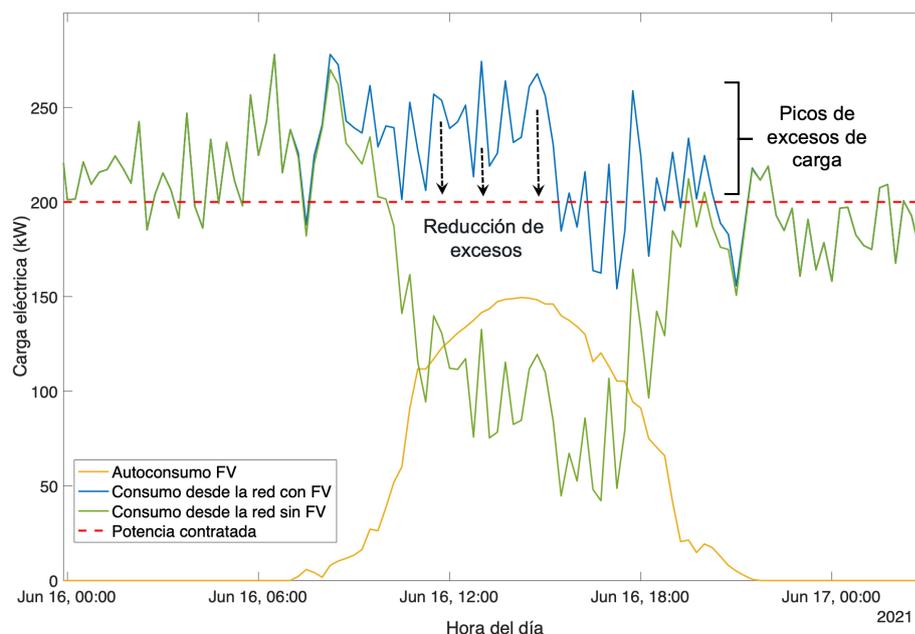


Figura 71. Reducción de excesos de carga con un sistema de autoconsumo fotovoltaico.

## 8.2. Metodología

El modelo aplicado en esta investigación está compuesto por tres fases: a) detección y clasificación de cada uno de los excesos de potencia; b) evaluación económica; y, c) aplicación de algoritmo de optimización. Para el análisis se utilizará los datos reales de un SAFV de un cliente industrial que se encuentra en España. Por ello, se utilizará el sistema de cargos por demanda vigente en este país a partir de julio de 2021.

### 8.2.1. Modelo coincidente y no coincidente

Es importante establecer la diferencia en modelos de aplicación de cargos por demanda utilizados usualmente: modelo coincidente y no coincidente. En el modelo no coincidente, también llamado de “demanda máxima”, los costes fijos se distribuyen proporcionalmente entre los usuarios considerando la demanda máxima que hayan registrado en el periodo de facturación. Este método no considera si el exceso de potencia que sobrepasa a la contratada se registra en un momento “pico” del sistema eléctrico (donde existe una alta demanda de energía eléctrica por parte de todos los usuarios), es decir, el cliente que genera este tipo de recargo deberá pagar

una proporción idéntica a otro cliente que realizó un exceso de potencia en un momento alejado del pico (Darghouth et al., 2020; Givogri, 1968).

Por otro lado, en el modelo coincidente o también llamado “demanda máxima coincidente”, la aplicación de la tarifa de los cargos por demanda se realiza en el momento en que el sistema experimenta su pico (Blank & Gegax, 2016). Es decir, se realizará la facturación de los cargos por demanda en función de la demanda de kW más alta del cliente dentro de un período de tiempo específico. Por lo regular, los cargos por demanda de TOU se alinean para que coincidan con el pico de todo el sistema eléctrico. Por ejemplo, para el caso de España (**Figura 72**) los picos se generan de 10:00 a 14:00 y de 19:00 a 22:00. Se considera que la aplicación de este modelo presenta un esquema de gestión más equitativo al momento de obtener un retorno económico que permita solventar todos los costes necesarios para mantener la disponibilidad del servicio eléctrico.

La aplicación del modelo no coincidente ha generado una crítica por aplicar la tarifa de la demanda a la demanda máxima de un cliente independientemente del momento en que se produzca durante el mes, en contraposición a la aplicación de la tarifa de la demanda a la carga del cliente en el momento en que el sistema experimenta su pico. Es posible que esta crítica este parcialmente justificada, ya que sólo es relevante cuando se consideran las instalaciones de transmisión y generación de carga máxima. Es importante considerar que la demanda máxima total del sistema no es el principal factor de coste asociado a la capacidad necesaria para las instalaciones de distribución y generación de carga base. Los costes de capacidad de las instalaciones de distribución son más sensibles a las cargas máximas que no son ocasionales de los clientes que a sus cargas en el momento del pico total del sistema. Por ejemplo, los transformadores de distribución se dimensionan en función de las cargas máximas de los clientes situados en las proximidades del transformador, cargas que se producen en momentos diferentes a la punta total del sistema y son también un pequeño subconjunto de la punta total de la demanda del sistema. En segundo lugar, como funcionan a plena capacidad las 24 horas del día, las grandes instalaciones de

generación de carga base se dimensionan en función de la carga media del sistema total (Blank & Gegax, 2016).

### 8.2.2. Cargos por demanda en España

En España existen tres grupos de tarifas eléctricas. En baja tensión se encuentra la tarifa 2.0TD para potencias contratadas inferiores a 15 kW (clientes residenciales), y la 3.0TD para comerciales, administrativos y pequeñas industrias. En alta tensión se encuentran las tarifas 6.xTD, (la x corresponde al nivel de tensión) para grandes sectores comerciales, administrativos e industriales. Las tarifas 3.0TD y 6.xTD se componen de seis periodos de consumo de energía (**Figura 72**), siendo P1 el de mayor coste y P6 el de menor. La potencia contratada puede ser diferente para cada uno de los seis periodos, pero debe ser creciente de P1 a P6 (CNMC, 2020d).

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

**Figura 72.** Periodos para las tarifas 3.0TD y 6.xTD en el sistema eléctrico español.

La factura eléctrica en España se encuentra configurada por distintas variables: término de potencia contratada, término de energía, penalizaciones por exceso de potencia, penalizaciones por potencia reactiva e impuestos. Los cargos por demanda se establecen como la suma de un cargo fijo (término de potencia contratada que aumenta linealmente con la potencia contratada) más un cargo variable (penalizaciones por exceso de potencia en caso de superar la potencia contratada). El término de consumo de energía puede tener precios de energía fijos para cada periodo o puede estar indexado al precio de la electricidad al por mayor (precio spot más costes técnicos del TSO, cargos y peajes regulados y margen comercial). Los cargos y

peajes difieren para cada periodo, siendo mayores para P1 y menores para P6. Las penalizaciones por exceso de potencia afectan a las tarifas 3.0TD y 6.xTD que corresponden a clientes comerciales e industriales.

Para el cómputo de los excesos de potencia en potencias contratadas > 50 kW se utiliza un contador de medida eléctrica, este contador registra la potencia media por cada 15 minutos y los datos se envían al operador de la red de distribución (DSO) para calcular las penalizaciones siguiendo un esquema coincidente. La potencia que se registró en el 2021 para el caso de estudio corresponde a 200 kW.

Para las potencias contratadas inferiores a 50 kW, los cargos por demanda son no coincidentes y se aplican en el caso de que la potencia máxima demandada supere el 105 % de la potencia contratada para cada periodo. El control se realiza con un maxímetro, que promedia la potencia demandada en intervalos de 15 minutos y registra el máximo mensual en cada periodo de P1 a P6. Estos cargos se calculan según la Ecuación (27).

$$F_{EP} = \sum_{P=1}^{P=i} t_p \cdot 2 \cdot (Pd_p - 1.05 \cdot Pc_p) \quad (27)$$

Siendo:

$F_{EP}$ : Cargos por demanda (mensual).

$t_p$ : Coste en €/kW. Para la tarifa 3.0TD es de 0.081 €/ (kW día).

$Pc_p$ : Potencia contratada en periodo P.

$Pd_p$ : Potencia máxima demandada en cada uno de los periodos que superen  $Pc_p$ .

Los cargos por demanda se aplican independientemente del número de veces que se haya superado la potencia contratada en el periodo correspondiente y, por tanto, favorece a los usuarios con excesos frecuentes frente a los usuarios con excesos esporádicos.

Para potencias contratadas superiores a 50 kW, los cargos a la demanda siguen un modelo coincidente y se calculan según la expresión de la Ecuación (28).

$$F_{EP} = \sum_{p=1}^{P=i} K_p \cdot t_{ep} \cdot \sqrt{\sum_{j=1}^n (Pd_j - Pc_p)^2} \quad (28)$$

Siendo:

$K_p$ : Relación entre el peaje de cada período  $p$  y el peaje del período 1. Los valores se dan en la Tabla 22.

$t_{ep}$ : Coeficiente de carga por demanda para cada período. Se establece anualmente y toma valor de 2,51 para el año 2022.

$Pd_j$ :  $j^{\text{th}}$  Potencia media de 15 minutos superior a la contratada.

**Tabla 22.** Valores de los coeficientes de carga por demanda  $t_{ep}$ .

Tarifa	3.0TD	6.1TD
$t_{ep}$ (€/kW) 2021	1,41	1,41
$t_{ep}$ (€/kW) 2022	2,47	2,50

La Ecuación (28) establece que los sucesivos excesos tienen una menor incidencia en las penalizaciones. Si se plantea la hipótesis de tener un número  $n$  de excesos iguales con potencia máxima ( $P_d$ ) para un periodo de facturación arbitrario  $i$ , las penalizaciones a la demanda para el periodo  $i$ -ésimo vendrán dadas según la Ecuación (29). Los primeros excesos tendrán una mayor penalización, que se reducirá conforme se incrementa la cantidad de excesos, pero la forma de la función  $\sqrt{n}$  permite que sigan aumentando. Este mecanismo penaliza los excesos mientras distingue los comportamientos esporádicos y frecuentes.

$$\begin{aligned} F_{Ei} &= K_p \cdot t_{ep} \cdot \sqrt{\sum_{j=1}^n (P_d - Pc_i)^2} = K_p \cdot t_{ep} \cdot \sqrt{n \cdot (P_d - Pc_i)^2} \\ &= K_p \cdot t_{ep} \cdot (P_d - Pc_i) \cdot \sqrt{n} \end{aligned} \quad (29)$$

La **Tabla 23** presenta los valores del coeficiente  $K_p$ . Para los periodos de mayor demanda eléctrica nacional (P1 y P2) este coeficiente toma el valor máximo de 1, pero para los periodos de menor demanda eléctrica (P5 y P6) el coeficiente es aproximadamente hasta cuarenta veces menor en la tarifa 6.1TD. Para el año 2022, estos coeficientes tienen ligeras variaciones respecto a los valores de 2021.

**Tabla 23.** Valores del coeficiente  $K_p$  para el 2022.

Periodo	1	2	3	4	5	6
$K_p$ 3.0TD	1	0,87	0,35	0,26	0,107	0,107
$K_p$ 6.1TD	1	1	0,55	0,41	0,027	0,027

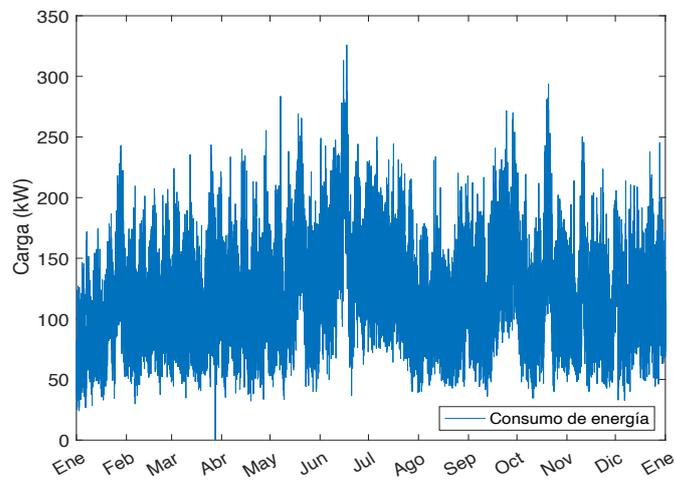
### 8.2.3. Análisis de datos

El análisis de los datos se inicia con la presentación de las series temporales de potencia consumida, producida fotovoltaica y demandada durante un año de funcionamiento del caso de estudio. Sin embargo, la gran cantidad de información que se presenta no permite detectar con detalle los patrones de comportamiento más allá de los puramente estacionales (**Figura 73**).

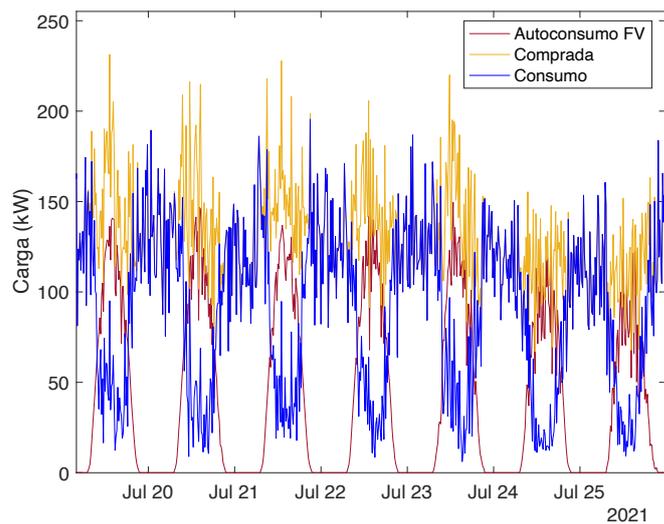
El análisis de los datos incorpora conceptos del “Análisis Exploratorio de Datos” (EDA por su siglas en inglés) (Tukey, 1977). Se inicia con una exploración del comportamiento diario mediante diagramas de caja y bigotes (Spear, 1952) para la electricidad consumida, la producción fotovoltaica y la electricidad importada de la red.

Para identificar los patrones de comportamiento se realizan diagramas de caja y bigotes distinguiendo los días laborables de los fines de semana y festivos. El impacto del SAFV en los excesos se analiza trazando mapas de calor de los excesos para cada día del año contra la hora del día con y sin apoyo fotovoltaico. Estos gráficos ofrecen información cualitativa sobre el impacto de la energía fotovoltaica, permitiendo identificar comportamientos en diferentes periodos del año y horas específicas del día, que se pueden relacionar con los períodos de facturación mensual (P1 a P6). Esta información, al ser cualitativa, no es suficiente para una evaluación precisa del impacto de la fotovoltaica en los excesos. Para poder llevar a cabo un análisis cuantitativo se realiza la construcción de las curvas monótonas de carga. Una curva monótona de carga es la representación de la carga a lo largo de un año ordenada de mayor a menor. En este trabajo se construirán las monótonas de carga para la energía tomada de la red con y sin fotovoltaica para cada periodo (P1..P6) de cada mes (periodo de facturación) y se compararán con la potencia contratada como paso

previo para el cálculo de los cargos por demanda. Este cálculo se realiza mediante la Ecuación (28) sobre los excesos calculados a partir de las monótonas de carga para cada periodo aplicable de cada mes, aplicando los procesos representados en los diagramas de la **Figura 74**.

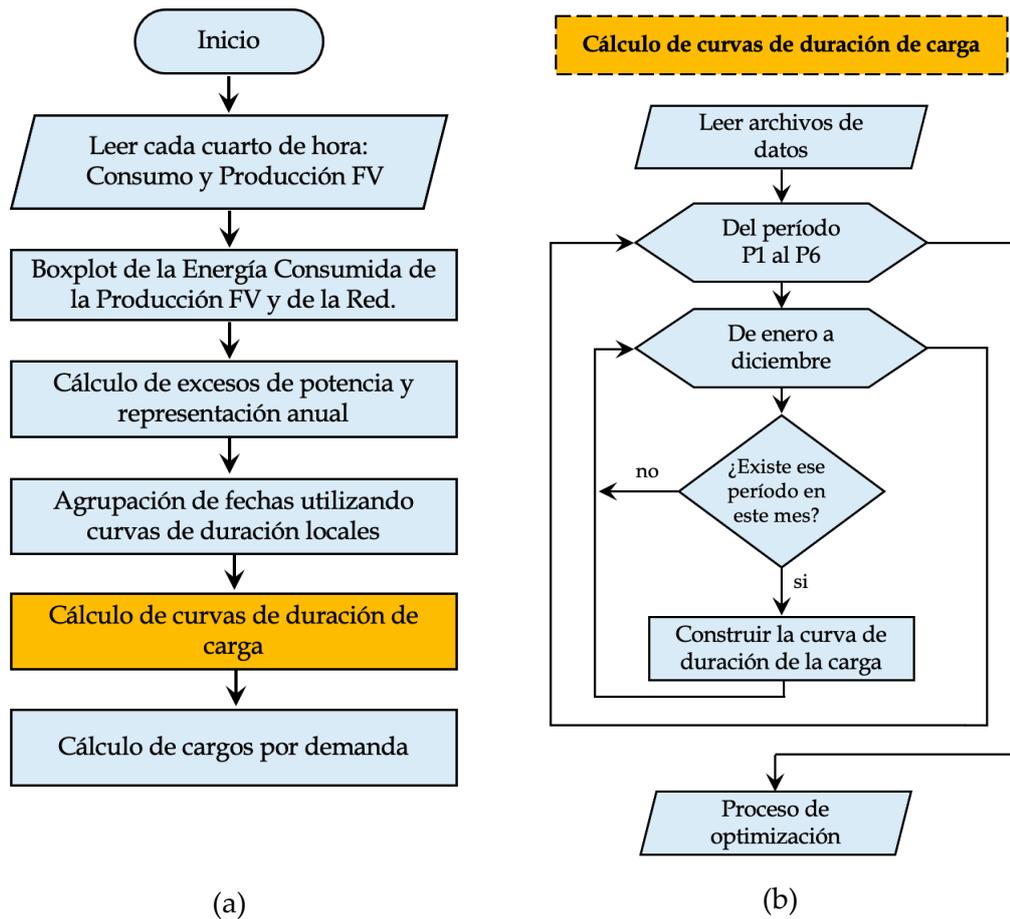


(a)



(b)

**Figura 73.** Estudio de caso (a) Serie temporal del consumo anual de electricidad. (b) Serie temporal del consumo eléctrico de una semana y de la electricidad demandada a la red.



**Figura 74.** Análisis de cargos por demanda: a) Análisis global de los datos; b) Método de cálculo de las monótonas de carga.

### 8.2.4. Optimización de la potencia contratada

Una vez identificados y caracterizados los excesos de potencia se procede a realizar el análisis de una configuración que permita obtener el mayor beneficio económico con el funcionamiento del SAFV. Para encontrar este beneficio económico se aplica el algoritmo descrito en la **Figura 75**, que puede ser usado tanto en el esquema tarifario coincidente ( $P > 50$  kW), como en el esquema tarifario no coincidente 3.0TD ( $P < 50$  kW).

El rango de potencias contratadas evaluadas en el proceso de optimización se realiza a partir de la caracterización de la demanda del cliente. El algoritmo permitirá establecer una potencia a contratar que permita obtener el mayor beneficio económico. El principio general del análisis era establecer un misma potencia para

todos los periodos, pero la normativa vigente en España da la posibilidad de contratar diferentes potencias para cada periodo siempre que las potencias contratadas sean crecientes de P1 a P6. Esto permite mejorar aún más el beneficio, para ello, se deberá aplicar el algoritmo de optimización para cada periodo.

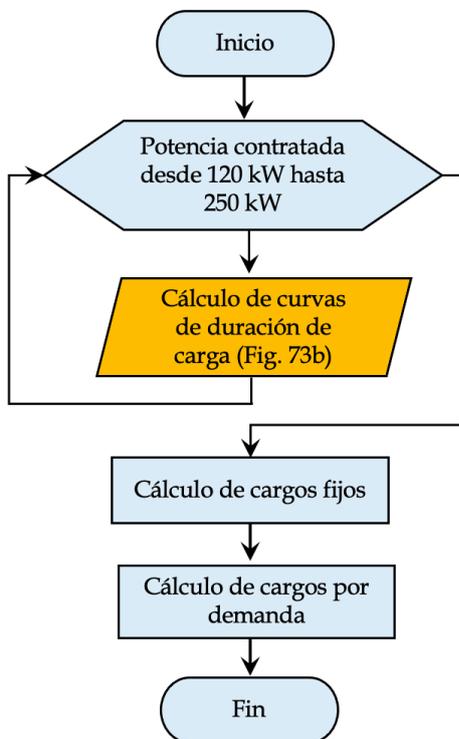


Figura 75. Algoritmo de optimización de la potencia contratada.

### 8.2.5. Caso de estudio

El caso de estudio corresponde a un cliente dedicado la industria cárnica situada en Guijuelo (40°34' N, 5°40' W), provincia de Salamanca, España. Esta industria tiene contratados 180 kW para los seis periodos. El consumo eléctrico proviene principalmente de la climatización necesaria para el curado de los productos cárnicos y en menor medida por la maquinaria utilizada para el procesado de estos productos, que se realiza principalmente en turno de mañana, comenzando a las 06:00 y terminando a las 14:00, así como la oficina y la tienda.

En el tejado se construyó un SAFV de 169,9 kW (Figura 76) que empezó a funcionar en octubre de 2021. La planta fotovoltaica consta de 386 módulos PERC con una

potencia nominal de 440 W. Los módulos están instalados con una inclinación de 15°, 228 de ellos con un acimut de 48° E y el resto 178 módulos de 42° W. Los módulos están conectados por parejas a optimizadores de potencia (SolarEdge P950). Hay 12 cadenas de 16/17 optimizadores de potencia conectados a dos inversores de 82,5 kW de potencia nominal (SolarEdge SE 82,5). Los datos recogidos por el sistema de monitorización de la instalación fotovoltaica indican que la energía tomada de la red en 2021 fue de 1.073 MWh, mientras que la producción fotovoltaica fue de 229 MWh, para un consumo total de 1.302 MWh, por lo que el ratio de autosuficiencia es del 17,6 %.



**Figura 76.** Vistas del SAFV en el edificio del cliente industrial.

Este SAFV no vierte excedentes a la red, por lo que su producción fotovoltaica se reduce cuando baja el consumo de electricidad. Se estima que para el 2021 existió una pérdida de producción de aproximadamente 19 MWh, lo que representa la reducción

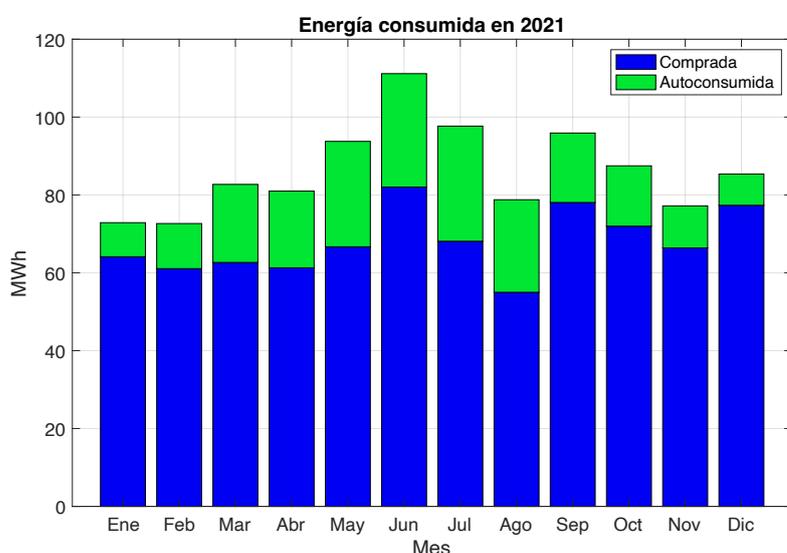
de un 7,8 % de la producción total sin restricciones. Si vertiera los excedentes a la red, se podría hablar de un grado de autoconsumo > 90 %.

### 8.3. Resultados

Los resultados presentan la información generada de cada uno de los procesos previamente descritos. El objetivo final es identificar mediante el algoritmo de optimización las potencias que deben contratarse en cada periodo para obtener el máximo beneficio económico.

#### 8.3.1. Balance de energía

En la **Figura 77** se establecen los balances mensuales de energía que son analizados para identificar posibles patrones estacionales del cliente. Los datos indican un consumo mensual estable entre octubre y abril con una demanda de 80 MWh/mes. El consumo se incrementa para los meses de mayo a septiembre con excepción del mes de agosto, alcanzando 110 MWh/mes, lo cual está en correspondencia con la estación cálida y con el periodo de vacaciones (una semana en agosto). Las mejores condiciones para el funcionamiento del SAFV se dan en primavera y verano, lo que permite aumentar significativamente la autosuficiencia del cliente.



**Figura 77.** Consumo energético del caso de estudio en el 2021.

Como se mencionó, para analizar apropiadamente el comportamiento diario del cliente industrial se generan diagramas de caja y bigotes. La **Figura 78** presenta estos diagramas para el consumo de energía, la producción del SAFV, y, la energía importada de la red, distinguiendo días laborables, fines de semana y festivos. Entre los resultados más destacados se tiene:

- En los días laborables el consumo de electricidad presenta pequeñas variaciones, con un valor medio horario que se aproxima a los 100 kWh, con un segundo y tercer cuartil relativamente estrechos. Se visualiza una marcada diferencia entre los días laborables y los fines de semana, existiendo un mayor consumo en los días laborables entre la séptima y la decimocuarta hora, este periodo corresponde al turno principal de trabajo en la industria, que puede estimarse en hasta 40 kWh al final del turno. El diagrama permite identificar un mayor número de valores atípicos en los días laborables, responsables directos de los excesos de potencia que provocan costosos cargos por demanda, y que están relacionados a que existe una mayor actividad en la fábrica.
- La producción fotovoltaica presenta un patrón diario regular, pero al contrario que en el caso anterior, los cuartiles segundo y tercero son amplios, especialmente en las horas centrales del día y debido a la estacionalidad y a la meteorología. El patrón no es simétrico con respecto al mediodía debido al horario de verano y al mayor número de módulos con orientación sureste (59 %). La primavera y verano provocan que las primeras y últimas casillas sean muy pequeñas y con valores atípicos, al contrario que las diez casillas centrales. Para los fines de semana se visualiza un recorte significativo de la producción debido a la configuración de anti-vertido del SAFV.
- El diagrama de caja y bigotes de la electricidad importada de la red permite identificar que para los fines de semana se reduce considerablemente la cantidad de números atípicos, lo que provoca una menor generación de excesos de potencia.

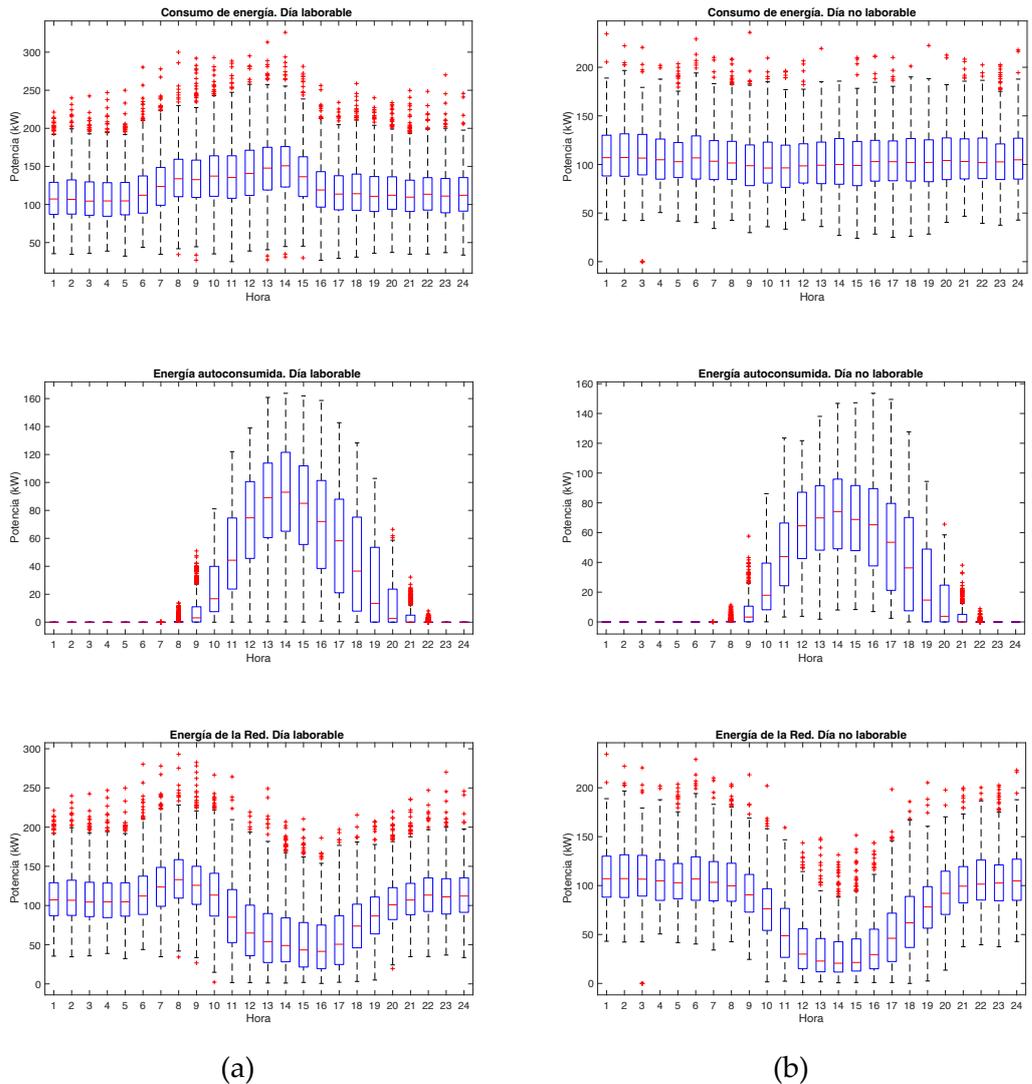
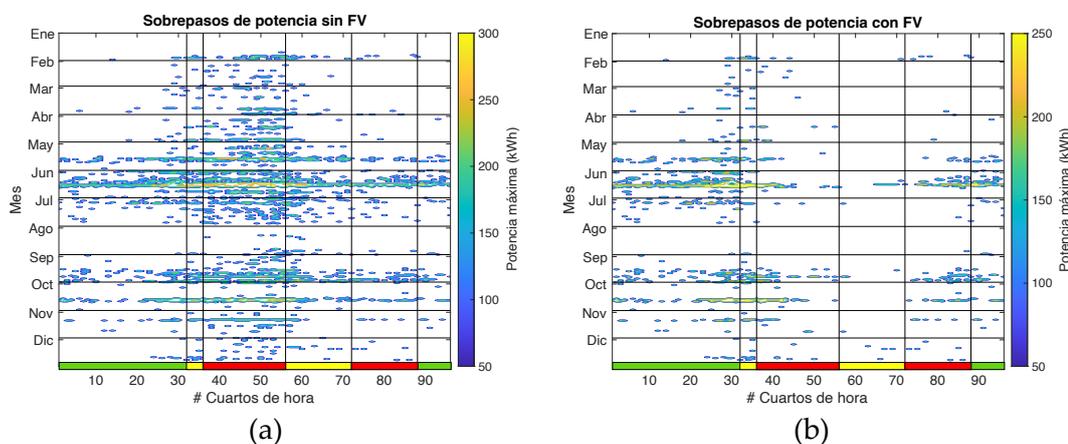


Figura 78. Diagramas de caja y bigotes del consumo de electricidad, producida por la FV y tomada de la red en: a) días laborables, b) fines de semana y días festivos.

### 8.3.2. Análisis de excesos de potencia

Identificado el comportamiento energético del caso de estudio, se procede a realizar un trazado de los mapas de calor de la cantidad de excesos de potencia con y sin producción fotovoltaica. Este se lo presenta en la Figura 79, tomando en cuenta la equivalencia que existe con los periodos tarifarios (Figura 72) en el eje de ordenadas se representa el transcurso del año por meses (periodo de facturación) y en el eje de abscisas el transcurso del día por cuartos de hora. El cuarto de hora es la unidad de tiempo para el cálculo de los cargos por demanda. Los diferentes periodos de

tarificación en las tarifas 6.1TD están resaltados: en verde está el periodo de precio más bajo o valle (P6 para todos los meses), en amarillo el de precio medio o plano (P2..P5) y en rojo el de precio más alto o pico (P1..P4). Esta estructura horaria está correlacionada con el perfil de carga diario del sistema eléctrico español (Sánchez et al., 2021).

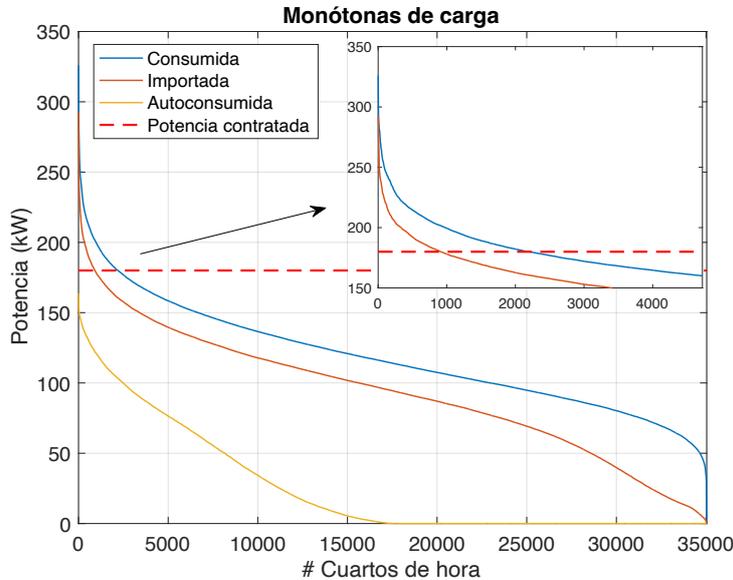


**Figura 79.** Mapa de calor de los excesos de potencia: (a) Sin FV; (b) Con FV.

La **Figura 79** (a) presenta la agrupación de los excesos de potencia, se identifica una considerable cantidad de excesos en la banda vertical que corresponde al primer valle y en el periodo punta (de 8 a 9 horas y de 9 a 14 horas), esto se debe al turno principal de trabajo. En la banda horizontal la mayor agrupación de excedentes se da en los meses de mayo, junio, julio, finales de agosto y septiembre debido al clima más cálido que exige más refrigeración, consumiendo así más electricidad a lo largo del día. También existen pequeñas agrupaciones a finales de enero y mediados de noviembre debido a una mayor actividad en el proceso de producción. La **Figura 79** (b) presenta los excesos de potencia que se registran con la puesta en marcha del SAFV, al compararse con la **Figura 79** (a) se identifica una notable reducción de los excesos a lo largo del día por efecto del autoconsumo fotovoltaico.

Para el análisis cuantitativo se procede a generar las monótonas de carga. La **Figura 80** presenta las monótonas de carga de los 35.040 cuartos de hora del año 2021. El efecto generado por la producción fotovoltaica se puede identificar en la curva

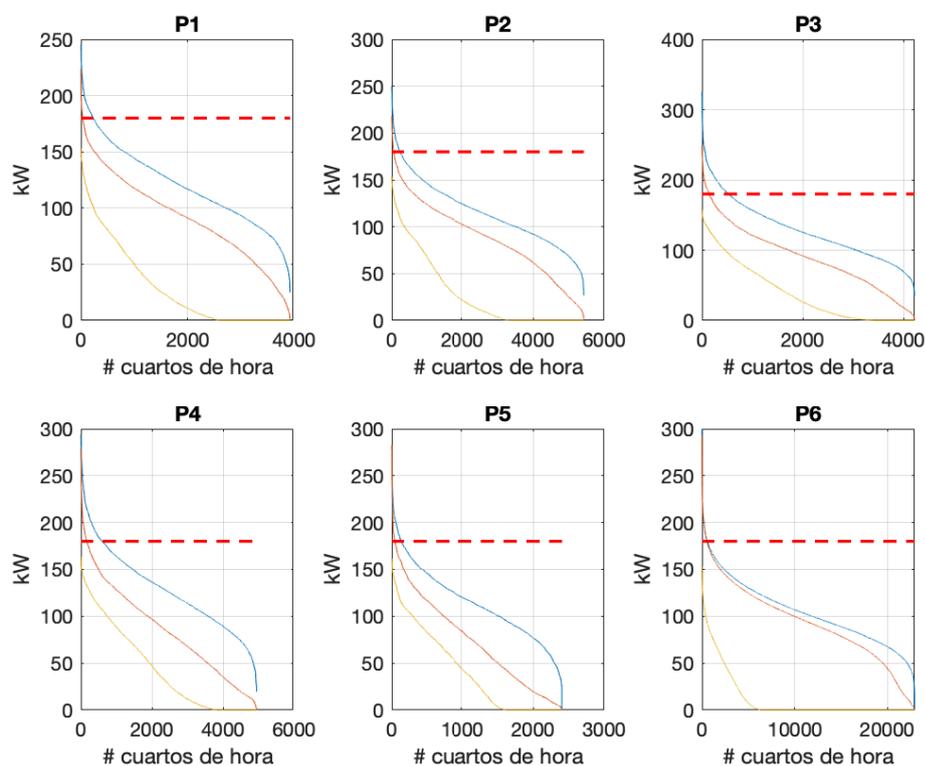
monótona importada de la red que tiene una reducción importante en relación con la curva monótona de la electricidad consumida.



**Figura 80.** Monótonas de carga para el consumo de electricidad, importada de la red y autoconsumida para todo el año.

La **Figura 81** presenta las monótonas de carga para cada periodo tarifario de P1 a P6, generadas con el procedimiento descrito en **Figura 74**. En los periodos P1 a P5 se identifican reducciones importantes de los excesos, en cambio, para P6 se visualiza una pequeña reducción. Esto se debe a que el periodo P6 se extiende principalmente desde las 00:00 hasta las 08:00, cuando existe una reducida producción solar. La información de los 6 periodos se utiliza para establecer el coste de los cargos por demanda de acuerdo con la Ecuación (28).

Para una verificación del procedimiento aplicado, se ha realizado un contraste de los resultados con datos reales de la facturación del cliente. La **Tabla 24** presenta las tarifas de demanda calculadas y las aplicadas por la compañía comercializadora desde junio de 2021 hasta septiembre de 2021. Hay una buena concordancia entre los resultados si se tiene en cuenta que las tarifas de demanda aplicadas por la compañía eléctrica se basan en los datos registrados por el contador eléctrico fiscal, que es más preciso que el sistema de control de la planta fotovoltaica.



**Figura 81.** Monótonas de carga anual para todos los períodos. Azul: electricidad consumida, rojo: importada de la red, amarillo: autoconsumo.

**Tabla 24.** Cargos por demanda aplicados por la compañía eléctrica y calculados.

Mes	Medición	P1	P2	P3	P4	P5	P6	Total
Junio	Facturado			162,6 €	166,1 €		15,9 €	344,6 €
	Calculado			176,8 €	158,3		16,4 €	351,5 €
Julio	Facturado	37,8 €	40,7 €				4,3 €	82,78 €
	Calculado	24,5 €	48,3 €				5,4 €	78,2 €
Agosto	Facturado			5,5 €	14,9 €		0,9 €	21,3 €
	Calculado			3,6 €	14,2 €		1,2 €	19,0 €
Septiembre	Facturado			119,9 €	71,5 €		6,0 €	197,4 €
	Calculado			109,2 €	74,5 €		16,2 €	199,9 €
TOTAL	Facturado							646,1 €
	Calculado							648,6 €

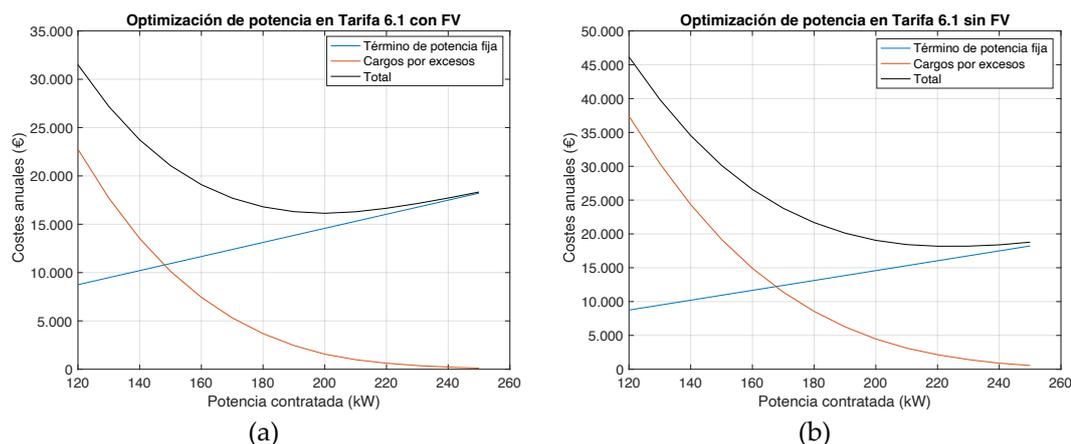
### 8.3.3. Optimización de la potencia contratada en Tarifas 6.x

Uno de los objetivos de la presente investigación es establecer un método que permita optimizar la potencia contratada para alcanzar el mayor ahorro posible, considerando

el aporte que realiza el SAFV en la reducción de excesos. Por ello, se procede a realizar la estimación de los cargos por demanda de cada periodo para un amplio rango de potencias contratadas de acuerdo con la Ecuación (28). Mientras se realiza un aumento de la potencia contratada, la parte fija de los cargos por demanda (término de potencia de la factura de energía) aumenta linealmente, pero la parte variable disminuye de forma no lineal. Al realizar la suma de potencia y de los cargos por demanda se podrá identificar un escenario dónde los cargos por demanda totales sean los más bajos.

Se analizaron las dos opciones de contratación de potencia. Como se ha indicado, la regulación actual en España permite dos opciones de potencia contratada: a) contratar una potencia única para los seis periodos, b) contratar una potencia diferente para cada periodo (siempre que sea progresiva desde P1 a P6). En primer lugar, se evalúa contratar una potencia única para todos los periodos, esto permite comprender de forma más sencilla el funcionamiento de los cargos por demanda que se aplican en España. Los cargos por demanda establecidos son la suma de los cargos del término fijo de potencia y de los cargos variables debido a los excesos de potencia que se registraron en el año de funcionamiento, estos se presentan en la **Figura 82**. La potencia óptima es de 200 kW con FV y de 220 kW sin FV. El coste anual con fotovoltaica es de 16.135 € para 200 kW contratados en todos los periodos de P1 a P6, y sin fotovoltaica es de 18.182 € para 220 kW, lo que determina un ahorro de 2.047 €, aproximadamente un 11 % del coste total de los cargos por demanda, o lo que equivale a 1,2 c€/W/año. Este ahorro corresponde a una reducción del 9 % de las tarifas fijas y del 27 % de las tarifas variables, los resultados completos se presentan en la **Tabla 25**.

## APLICACIÓN DE LOS SAFV PARA LA REDUCCIÓN DE LOS EXCESOS DE POTENCIA

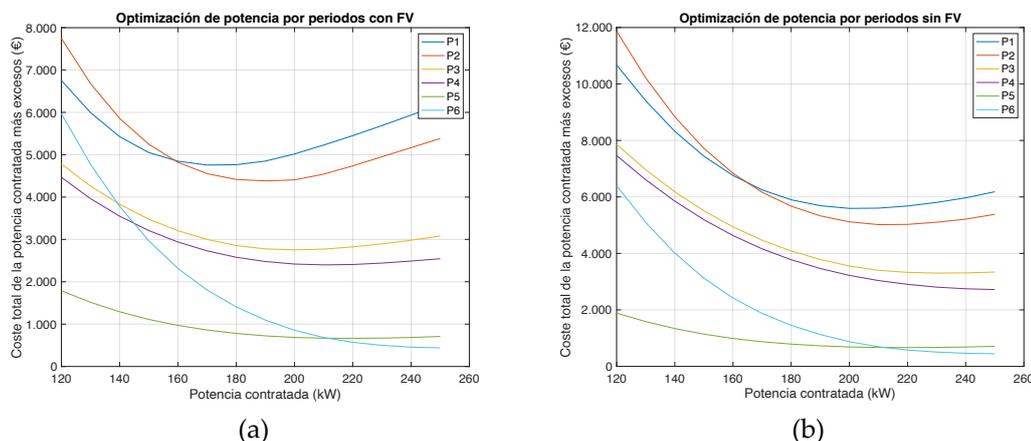


**Figura 82.** Optimización de la potencia contratada para todos los periodos: (a) Con FV; (b) Sin FV.

**Tabla 25.** Resumen de los térmicos anuales de potencia y excesos de potencia en la tarifa 6.1 TD.

	Potencia óptima	Término de potencia	Excesos de potencia	Cargos totales
Con SAFV	200 kW	14.577 €	1.559 €	16.135 €
Sin SAFV	220 kW	16.034 €	2.148 €	18.182 €
Ahorros		9 %	27 %	11 %

A continuación, se realiza el análisis de una potencia óptima para cada uno de los seis periodos. Para ello, se aplica el algoritmo de optimización en cada periodo por separado, y se establece la potencia óptima desde P1 a P6. Este valor se establece identificando el menor coste en la suma de términos de potencia y cargos de demanda. La **Figura 83** muestra el coste total anual de la potencia contratada (término de potencia) y los cargos de demanda para cada periodo con y sin fotovoltaica.



**Figura 83.** Optimización de potencia por periodos para la tarifa 6.1 (a) con FV y (b) sin FV.

Los resultados de la optimización de la potencia contratada con fotovoltaica se presentan en la **Tabla 26**, se exponen los datos de la potencia óptima y el coste anual para cada periodo y se compara con el caso de contratar la misma potencia para los seis periodos. La **Tabla 27** presenta los mismos indicadores sin el uso de la fotovoltaica, se distingue que la potencia óptima encontrada para cada periodo no cumple con el requisito de ser creciente desde P1 a P6, por lo tanto, la alternativa es la aplicación de una potencia contratada única para todos los periodos. La optimización con el uso de la fotovoltaica presenta un ahorro de 2.394 €, representando una reducción de 13 % del coste total de los cargos por demanda.

En el caso en el que no se utilice energía fotovoltaica, la optimización sería la que se muestra en la **Tabla 27**. Las potencias mínimas no se corresponden con los mínimos de todas las curvas de la **Figura 82** (b) debido al requisito de que las potencias contratadas deben ser crecientes con los periodos. El ahorro más significativo se encuentra con el funcionamiento del SAFV aplicando la optimización de potencia contratada para cada periodo, alcanzando los 2.394 € por año, que representa una reducción del 13,46 % del coste anual por cargos de demanda en un funcionamiento convencional. Si analizamos el tamaño de sistema fotovoltaico (169 kW) se establece que se genera un ahorro de 1,4 c€/W/año.

**Tabla 26.** Optimización de la potencia en la tarifa 6.1TD con fotovoltaica.

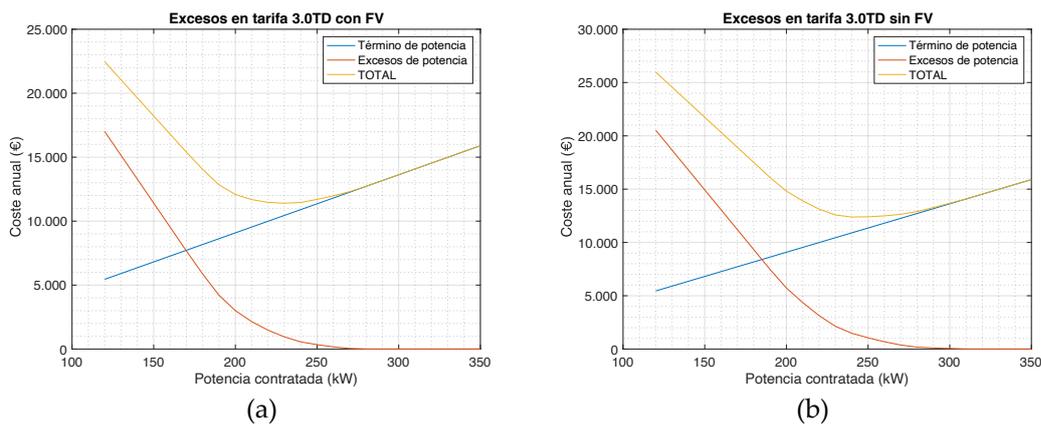
	P1	P2	P3	P4	P5	P6	Total
Cargos fijos para 200 kW (€)	4.946	4.306	2.464	1.979	567	314	14.577
Cargos variables para 200 kW (€)	71	100	290	439	118	541	1.559
Cargos por demanda totales para 200 kW (€)	5.018	4.406	2.754	2.418	685	855	16.135
Potencia óptima (kW)	170	190	200	210	220	250	
Cargos fijos para las potencias óptimas (€)	4.204	4.091	2.464	2.078	623	393	13.854
Cargos variables para las potencias óptimas (€)	552	291	290	320	42	46	1.540
Cargos por demanda totales, con potencias óptimas (€)	4.756	4.381	2.754	2.399	665	439	15.394
Cargos por demanda totales, con potencias óptimas (% del total)	31 %	28 %	18 %	16 %	4 %	3 %	100 %

**Tabla 27.** Optimización de la potencia en la tarifa 6.1TD sin fotovoltaica.

	P1	P2	P3	P4	P5	P6	Total
Cargos fijos para 200 kW (€)	5.441	4.736	2.710	2.177	623	346	16.034
Cargos variables para 200 kW (€)	238	291	618	727	42	232	2.148
Cargos por demanda totales para 200 kW (€)	5.679	5.027	3.329	2.904	665	578	18.182
Potencia óptima (kW)	200	210	230	250	250	250	
Cargos fijos para las potencias óptimas (€)	4.946	4.521	2.834	2.474	708	393	15.877
Cargos variables para las potencias óptimas (€)	648	498	468	245	0	52	1.911
Cargos por demanda totales, con potencias óptimas (€)	5.594	5.019	3.302	2.720	708	445	17.788
Cargos por demanda totales, con potencias óptimas (% del total)	31 %	28 %	19 %	15 %	4 %	3 %	100 %

### 8.3.4. Optimización de la potencia contratada en Tarifas 3.0TD

Hasta mayo de 2021 se encontraba vigente la Tarifa 3.1A para los consumidores conectados a la red de alta tensión con una potencia contratada inferior a 450 kW. En esta tarifa los cargos por demanda se calculaban a partir de tres periodos de tarificación, estos cargos tenían costes elevados debido a las cargas máximas esporádicas, que provocaban que algunos clientes opten por contratar potencias superiores a 450 kW para cambiar a las tarifas 6.x que utilizaban cargos de demanda coincidentes. Por este motivo se realizará un análisis de los cargos por demanda no coincidentes en la tarifa 3.0TD para potencias menores a 50 kW aplicando de los datos del caso de estudio. Como resultado se establecen los ahorros que se generan en esta tarifa, esto permite tener una visión de estos balances económicos, a pesar que la nueva regulación determina que se debe aplicar el modelo coincidente de las tarifas 6.x. Los cargos por demanda son calculados aplicando la Ecuación (27), se analizan los escenarios con y sin fotovoltaica. En base a una revisión general del comportamiento de la demanda de consumo se establece un rango para la potencia contratada entre 120 kW y 350 kW. Los resultados se presentan en la **Figura 84**, el menor coste obtenido para el término de potencia contratada y para los cargos por demanda se produce en las potencias superiores a las del modelo coincidente.



**Figura 84.** Optimización de potencia de cargos por demanda básicos para la tarifa 3.0 TD (a) con fotovoltaica y (b) sin fotovoltaica.

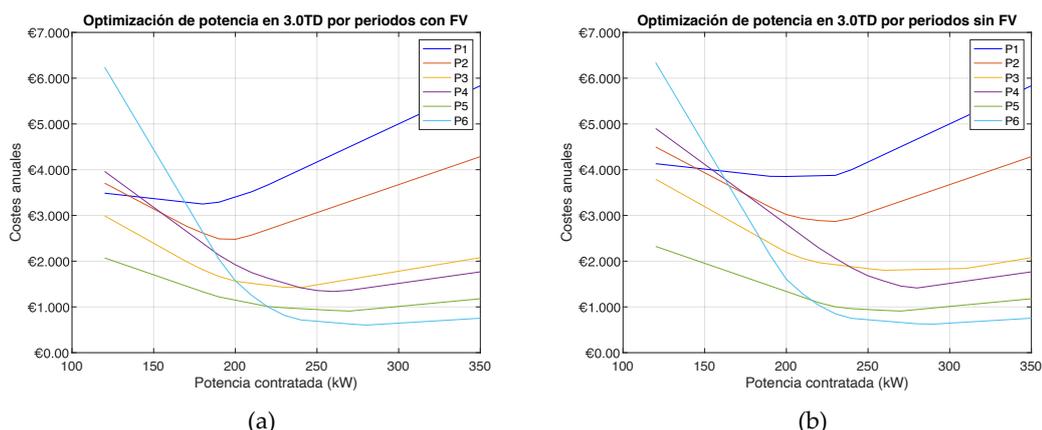
Un resumen de la evaluación económica se presenta en la **Tabla 28**. El funcionamiento de la fotovoltaica provoca una reducción de 36 % en los recargos por los excesos de potencias, y del 8 % en relación al coste total.

**Tabla 28.** Cargos por demanda para la tarifa 3.0TD

	Potencia óptima	Término de potencia	Cargos por demanda	Total de cargos
Con SAFV	230 kW	10.446 €	954 €	11.400 €
Sin SAFV	240 kW	10.900 €	1.485 €	12.386 €

A continuación, se procede al análisis considerando contratar potencias diferentes para cada periodo, teniendo presente que deben ser crecientes de P1 a P6 (similar a la Tarifa 6.1TD). Los resultados indican que las potencias óptimas son mayores que los encontrados en la Tarifa 6.1TD, como se observa en la **Figura 85**.

Los resultados de la optimización de la potencia contratada para cada periodo se presentan en **Tabla 29** considerando el funcionamiento de la fotovoltaica, y, en la **Tabla 30** sin fotovoltaica. El uso de la fotovoltaica permite un ahorro de 1.388 €, que corresponde a un 9,9 % de los cargos por demanda. En el caso de no utilizar fotovoltaica el ahorro se reduce a 885 €, un 7,1 % de los cargos por demanda. Los ahorros con fotovoltaica superan a los sin fotovoltaica en 1.499 €, lo que equivale a un 13 % de los cargos por demanda o 0,9 c€/kW/año.



**Figura 85.** Optimización de potencia de cargos por demanda para cada periodo en la tarifa 3.0TD (a) con fotovoltaica y (b) sin fotovoltaica.

**Tabla 29.** Optimización de la potencia contratada en la tarifa 3.0TD con fotovoltaica.

	P1	P2	P3	P4	P5	P6	Total
Potencia (kW)	180	200	240	260	270	280	
Coste anual (€)	3.249	2.478	1.424	1.338	909	603	10.002
Coste para 230 kW (€)	3.834	2.816	1.429	1.523	981	816	11.400

**Tabla 30.** Optimización de la potencia contratada en la tarifa 3.0TD sin fotovoltaica.

	P1	P2	P3	P4	P5	P6	Total
Potencia (kW)	200	230	260	280	280	290	
Coste anual (€)	3.851	2.868	1.801	1.414	943	624	11.501
Coste para 240 kW (€)	4.001	2.938	1.880	1.854	962	750	12.386

### 8.3.5. Resumen económico

Los resultados centrales del análisis se basan en la evaluación de los ahorros generados por un sistema de autoconsumo fotovoltaico en los cargos por demanda en el estudio de caso, estos se describen a continuación. El SAFV fue instalado en el edificio de un cliente industrial en el 2022 con un coste de 140.000 €, o 83 c€/W. En el 2021 se registró un consumo de 1.036 MWh y una producción fotovoltaica de 1.036 MWh, este sistema no realiza el vertido de excedentes a la red, por lo que esta producción representó una autosuficiencia del 21,5 %. El SAFV tuvo una productividad de 1.350 (kWh/kW/año), con una reducción del 7,8 %. El coste total de la energía para el año 2021 en función del consumo del cliente se calcula en un valor de 119.720 € y el funcionamiento del SAFV permitió obtener ahorro energético que

equivale a 28.579 € (24 % del coste total), por lo que el valor final facturado se estableció en 91.141 €.

El cálculo del LCOE se realiza con la aplicación de Ecuación (33) asumiendo una vida útil prevista de 25 años, y, una reducción de la producción fotovoltaica del 0,8 % anual debido a la degradación lineal de los módulos fotovoltaicos (Jordan et al., 2018). Los costes incluyen la sustitución del inversor en el decimotercer año. El coste de mantenimiento es un 1 % del valor de la instalación que se paga anualmente. La tasa de descuento se selecciona como el 1 % basándose en los indicadores económicos de España y la zona euro. El resultado indica que el LCOE de este SAFV es de 4,24 c€/kWh, un valor que es muy inferior al precio medio de la electricidad de este tipo de clientes.

Los datos descritos permiten identificar que el TROI es de 4,8 años. Si se le integra el ahorro generado en la reducción de los cargos por demanda, el TROI baja a 4,4 años. Si se considera el funcionamiento del sistema en su vida útil, se puede establecer que podría generar un ahorro por reducción de cargos por demanda de 59.150 €, lo que equivale aproximadamente a un 42 % de la inversión inicial del SAFV.

#### **8.4. Discusión de resultados**

En el presente capítulo se ha investigado el impacto de la generación fotovoltaica en la reducción de los costes por excesos de potencia que se registran en las tarifas del prosumidor industrial en España, estos ahorros se establecen identificando los periodos de tarificación en los que se consigue una mayor reducción de los cargos por demanda. A partir de esta información, se propone un método para realizar la optimización de la potencia contratada. Para establecer correctamente los ahorros generados por la reducción de los costes de los cargos por demanda se ha utilizado los datos cuarto-horarios del consumo eléctrico y producción fotovoltaica de un cliente industrial registrados durante el 2021.

De los datos de la facturación eléctrica del cliente industrial se identifica que un buen porcentaje del coste final se debe a los excesos de la potencia contratada, y del análisis realiza otro importante porcentaje se excesos se evita con la ayuda del SAFV que está en funcionamiento. Esto está en relación con la investigación realizada en (Mills et al., 2008) donde se determinan los ahorros por el funcionamiento de los sistemas fotovoltaicos comerciales, y se establece que estos ahorros generados por los cargos por demanda representan una cantidad significativa. En (Glassmire et al., 2012) se profundiza el análisis de los ahorros de los cargos por demanda en un campus universitarios, y se llega a la conclusión de que la energía fotovoltaica no puede ser rentable para costes de sistema superiores a 1 \$/W. En el presente estudio de caso, el coste del sistema era de 0,83 €/W, con un ahorro de la carga de la demanda que representaba 0,35 €/W a lo largo de los 25 años de vida útil de esta instalación fotovoltaica, que corresponde a un 42 % del coste total del sistema, además del ahorro de energía.

Para disponer de una caracterización que permita identificar los costes por los cargos por demanda y analizar los ahorros generados se ha realizado una combinación de técnicas basadas en EDA y curvas monótonas de carga. Las técnicas basadas en EDA permiten realizar una caracterización del consumo y la generación fotovoltaica, esta información es útil para establecer los rangos de la potencia contratada que se aplicará en el método de optimización. Las curvas monótonas posibilitan determinar el momento en que se producen los excesos de carga, con esta información se puede reconocer el periodo de tarificación en el que se generaron (P1..P6), y así fijar el coste de penalización para cada exceso. Los resultados indican que el periodo que registra una menor reducción de los excesos por efecto de la fotovoltaica corresponde al periodo P6, esta información puede usarse para futuras aplicaciones fotovoltaicas, dado que, conociendo la hora en la que se producen se puede optar por módulos con orientaciones no óptimas (Sánchez et al., 2021) que permitan alcanzar su pico entre las 09:00 y las 10:00.

La aplicación de los datos cuarto-horarios favorecen la precisión de los costes derivados por los cargos por demanda. El cálculo de los excedentes determina que los cuatro periodos de mayor demanda representan el 93 % de los cargos por demanda y el 98 % del ahorro. En el proceso de análisis se realiza una comparación de los cargos por demanda coincidentes y no coincidentes, los resultados establecen que la aplicación de la fotovoltaica es menos eficaz en la reducción de los cargos por demanda en las tarifas no coincidentes. En este sentido, la aplicación del método de optimización indica que la potencia óptima que se debe contratar es mayor en tarifas no coincidentes al de las tarifas coincidentes lo que produce que los ahorros sean menores.

La aplicación del método de optimización establece que el máximo ahorro se genera empleando una potencia contratada óptima para cada periodo en la tarifa 6.1TD con el funcionamiento de la fotovoltaica, alcanzando una reducción del 13,46 % del coste anual de los cargos por demanda en un funcionamiento convencional. Los ahorros que se alcanzan en la tarifa 3.0TD también son significativos, alcanzando la reducción de los cargos por demanda de un 9,9 % con fotovoltaica, y de un 7,1 % sin fotovoltaica.

Un análisis general del funcionamiento del mecanismo de penalización por cargos por demanda en España permite establecer que la aplicación de los seis periodos de tarifación es adecuada para la definición de los cargos por demanda coincidentes. Los dos esquemas de cargos por demanda vigentes en España, con partes fijas y variables, se consideran adecuados para los consumidores, en línea con los cargos de la red de distribución propuestos en (Abdelmotteleb et al., 2018), con un cargo fijo para asegurar la recuperación de los costes de la red y un variable coincidente con la red que asegure la respuesta eficiente de los clientes y el despliegue óptimo de las fuentes de energía renovables distribuidas. El esquema coincidente en vigor para las potencias superiores a 50 kW también permite distinguir a los consumidores con excesos esporádicos de los que tienen excesos recurrentes, y, promueve el uso de recursos energéticos distribuidos, como la fotovoltaica. Este mecanismo pretende evitar los problemas que pueden generarse al considerar a la "hora de mayor

consumo” del periodo de facturación como el factor más determinante de la contribución global del cliente a la necesidad de capacidad de generación, transmisión y distribución. (Borenstein, 2016). Los coeficientes que ponderan la parte variable de los cargos a la demanda  $(t_{ep}, k_p)$  pueden ser modificados por las autoridades anualmente, permitiendo la adaptación a una situación cambiante, y promoviendo que los usuarios participen en la reducción y/o desplazamiento del pico de la red. Las tarifas de demanda en China son similares a las de España, y este tema se investiga en (Liu et al., 2020).

## 8.5. Conclusiones

En el presente capítulo, se ha realizado un análisis del ahorro económico que puede obtenerse al reducir los costes de penalización por excesos de potencia mediante el uso de la fotovoltaica en clientes industriales. Para ello, se ha propuesto una metodología que permita establecer una potencia óptima contratada para maximizar los ahorros generados por el funcionamiento del SAFV . A continuación, se presentan las conclusiones más destacadas:

- Se ha evaluado el impacto económico que genera la fotovoltaica al reducir los excesos de potencia en un sistema de tarificación de cargos por demanda para un prosumidor industrial en España. Los ahorros se establecieron mediante un proceso de caracterización de los excesos de potencia (que se generan con y sin fotovoltaica) y una evaluación de la potencia óptima que debe ser contratada para maximizar estos ahorros. La caracterización de los excesos de potencia permite establecer el coste que tendrán para cada uno de los periodos de tarificación. Después, mediante la aplicación de un algoritmo de optimización se analiza la potencia contratada que posibilite la obtención del mayor porcentaje de ahorro. Este análisis se realizó para las tarifas 3.0TD y 6.1TD, también se examinó los ahorros que se obtienen al tener una potencia óptima contratada para todos los periodos, y una potencia óptima contratada para cada periodo, considerando que la regulación actual permite estas dos configuraciones.

- La metodología aplicada en esta investigación no solo es útil para los prosumidores españoles, sino que, puede implementarse en cualquier país que utilice un sistema de tarificación de cargos por demanda. En esta metodología se establece un elemento destacado que es el algoritmo de optimización, el cual permite caracterizar las penalizaciones por excesos de potencia y cuantificar los ahorros que se originan por el funcionamiento de la fotovoltaica. En el caso de estudio, se estableció que el ahorro en las tarifas de cargos por demanda es superior al 10 %, es decir, 1,2 c€/W/año. Este ahorro acumulado a lo largo de los 25 años de vida útil de la instalación fotovoltaica equivale a un 42 % de la inversión. Considerando el perfil de consumo de otras industrias que presenten una mayor actividad diurna, se puede esperar, por el funcionamiento de la fotovoltaica ahorros más destacados.
- Los resultados presentan los beneficios que genera el funcionamiento de la fotovoltaica al contribuir en la reducción de los excesos de potencia, esta es una característica favorable para el funcionamiento de la red de distribución eléctrica que frecuentemente llega a saturarse, principalmente en zonas industriales. Esta reducción de los excesos de potencia posibilita evitar costosas inversiones necesarias para mantener ciertas capacidades de distribución eléctrica. Desde el lado de los consumidores, frecuentemente no es posible aumentar la potencia contratada debido a las limitaciones de la red de distribución, lo que provoca que los clientes incurran en costosos cargos por demanda debido a que su carga máxima supera ampliamente la potencia contratada, generando así, un aumento en los costes de la parte variable de los cargos por demanda.
- En la evaluación económica se determina que el modelo de tarificación de los cargos por demanda aplicados a clientes industriales y comerciales en España (configurado con partes fijas y variables) generan costes que pueden llegar a garantizar la recuperación de los valores económicos necesarios para la disponibilidad del servicio eléctrico, a la vez que fomenta la aplicación de

procesos o sistemas que propicien la reducción de los picos de carga, donde surge como una opción viable la aplicación de energía fotovoltaica.



# Conclusiones

## 9.1. Conclusiones

En el presente trabajo de investigación se ha realizado un análisis del funcionamiento de los SAFV en España y Ecuador en diferentes escenarios, abarcando varios de los aspectos más destacados que inciden en su viabilidad técnica y económica. Las valoraciones realizadas permitieron identificar factores significativos que tienen una afectación importante en el funcionamiento de los sistemas fotovoltaicos y de su interacción con el sistema de distribución eléctrica, considerando las regulaciones vigentes en cada país.

El análisis de los SAFV en clientes residenciales permitió establecer indicadores relevantes sobre su viabilidad en Ecuador y España. En Ecuador, se determinó que la instalación de los SAFV se encuentra estancada, la aplicación de un esquema basado en balance neto no ha permitido hasta el momento alcanzar una rentabilidad apropiada para el cliente residencial promedio, debido a dos factores principales, el bajo coste del kWh y el alto coste de los SAFV. Solo existe una rentabilidad adecuada para clientes con un elevado consumo energético. Para consumos  $> 500$  kWh/mes se puede obtener retornos inferiores a 10 años, debido al sistema de facturación escalonada. Por otro lado, en España la instalación de los SAFV para el sector residencial presenta mejores valores de retorno de la inversión, obteniendo un retorno aproximado de 10 años para el cliente residencial promedio. Esto se debe en gran medida a la aplicación de un sistema de tarifación horaria (TOU), que además, induce al cliente a mejorar su porcentaje de autoconsumo. Otro factor favorable es la existencia de un mayor comercio fotovoltaico, que permite mejorar el coste de los dispositivos a partir de la competencia entre los proveedores.

El futuro de los SAFV en Ecuador dependerá de una evolución en su legislación. Si bien, los resultados indican que no es posible cambiar el método de retribución a

## CONCLUSIONES

facturación neta similar al aplicado en España, debido a la configuración del sistema eléctrico, se puede generar un escenario más favorable con una actualización de las regulaciones, incorporando, por ejemplo, incentivos adicionales que reduzcan el impacto económico inicial que representa la adquisición e instalación de estos sistemas.

La aplicación de una metodología de compensación para los excedentes fotovoltaicos vertidos a la red basada en balance neto es apropiada para un país que está dando sus primeros pasos en los SAFV, su funcionamiento simplificado permite una fácil comprensión y no requiere la incorporación de un soporte avanzado de monitoreo. Por otra parte, la aplicación de la facturación neta en países con mercados fotovoltaicos más maduros como es el caso de España tiene una mejor aceptación, permitiendo promover un hábito de consumo eléctrico más eficiente, lo que posibilita alcanzar un mayor beneficio económico, reduciendo así, los intercambios de energía y evitando los costes adicionales por la distribución de electricidad.

El análisis del funcionamiento de los SAFV con orientaciones diferentes a las de máxima producción se realizó con el fin de identificar los beneficios económicos en el sector residencial en España. Con la aplicación de la regulación vigente se encontró valores de rentabilidad aceptables, que pueden mejorarse si las orientaciones se configuran para realizar su mayor producción en los horarios que existe mayor demanda. Además, este tipo de orientaciones presentan el beneficio adicional de aprovechar superficies arquitectónicas distintas a la cubierta para la instalación de los módulos fotovoltaicos.

Se evaluó la rentabilidad de los SAFV en edificios comerciales y administrativos aplicando los datos de un SAFV instalado en un edificio universitario. Estos datos son ponderados para analizar otros escenarios con otras potencias y consumos. La exploración de los resultados indica que desarrollar un correcto dimensionamiento del SAFV es la clave para obtener un buen rendimiento económico. La valoración del tamaño del SAFV puede derivarse del análisis de los porcentajes de autoconsumo y autosuficiencia. Además, el incremento en los porcentajes de autoconsumo reducirá

los intercambios de energía en la red eléctrica de distribución, y así, se mitigará los efectos negativos que conllevan.

En la parte final, se aborda un tema vagamente estudiado a nivel mundial, el cual corresponde a los beneficios económicos generados por los SAFV en los costes de los cargos por demanda en los clientes industriales. Para identificar este beneficio se realizó un análisis económico en base a los ahorros que se originan al reducir los excesos de potencia mediante el funcionamiento de un SAFV. Para ello, se ha propuesto una metodología que realiza la caracterización y monetización de los excesos en cada periodo aplicando los modelos coincidente y no coincidente. Se identifica que en la vida útil del SAFV los ahorros representan un coste significativo, que pueden maximizarse con la aplicación de un algoritmo de optimización que se propone en esta investigación, el cuál determina la potencia óptima que debe contratarse en base a demanda energética del usuario industrial.

## **9.2. Recomendaciones**

Para un análisis económico adecuado de los SAFV es importante reconocer todos los parámetros que inciden en la puesta en marcha de los sistemas, cada país o región presenta diferentes regulaciones, impuestos y descuentos que pueden llegar a influir en la determinación de las variables económicas.

El funcionamiento del sector eléctrico en países en vías de desarrollo presenta ciertas limitantes al momento de explorar el funcionamiento de los SAFV, es importante que futuras investigaciones consideren el impacto político, social y económico que existirá al momento de establecer lineamientos direccionados a mejorar la aceptación y rentabilidad de los sistemas fotovoltaicos.

Dados los interesantes beneficios económicos identificados en la reducción de excesos de potencia para clientes industriales, y dada la variabilidad existente en los precios de la electricidad, se recomienda considerar este beneficio económico al momento de evaluar la rentabilidad de la puesta en marcha de los SAFV.

En España, dada la baja rentabilidad que se ha identificado en instalaciones pequeñas es de gran importancia el desarrollo del autoconsumo colectivo. Otro factor que se debe trabajar y tiene impacto significativo es la simplificación de trámites requeridos para poner en marcha los SAFV, esto aplica para los dos países.

### **9.3. Futuras líneas de investigación**

Para futuras investigaciones, se estudiará la viabilidad económica del uso de baterías para reducir los costes generados en sistemas de tarificación de cargos por demanda en clientes industriales y comerciales. Además, se profundizará en la evaluación del rendimiento de los SAFV con orientaciones diferentes a la óptima.

Con la puesta en marcha de nuevos SAFV en Ecuador, los futuros estudios reflexionarán sobre su funcionamiento en diferentes entornos y regiones, esta evaluación permitirá plantear actualizaciones continuas a su joven regulación.

# Bibliografía

- Abdelmotteleb, I., Gómez, T., Chaves Ávila, J.P., Reneses, J., 2018. Designing efficient distribution network charges in the context of active customers. *Appl. Energy* 210, 815–826. <https://doi.org/10.1016/J.APENERGY.2017.08.103>
- ARC, 2022. Estadística anual y multianual del sector eléctrico ecuatoriano 2021. Quito.
- ARCERNNR, 2021a. Registro Nacional de Autorizaciones para Consumidores con SFV [WWW Document]. URL [https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2021/06/RNA-para-publicación-actualizado-a-mayo\\_revACH-convertido.pdf](https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2021/06/RNA-para-publicación-actualizado-a-mayo_revACH-convertido.pdf) (accessed 6.19.21).
- ARCERNNR, 2021b. Registro nacional de autorizaciones para consumidores con SFV. Quito.
- ARCERNNR, 2020. Regulación y Control [WWW Document]. URL <https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/regulacion-y-control/> (accessed 10.6.21).
- ARCONEL, 2019. Pliego Tarifario Para Las Empresas Eléctricas de Distribución - Servicio Público de Energía Eléctrica.
- Asamblea Nacional, 2015. Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica. Ecuador.
- Barbón, A., Bayón-Cueli, C., Bayón, L., Rodríguez-Suanzes, C., 2022. Analysis of the tilt and azimuth angles of photovoltaic systems in non-ideal positions for urban applications. *Appl. Energy* 305, 117802. <https://doi.org/10.1016/J.APENERGY.2021.117802>
- Belyadi, H., Fathi, E., Belyadi, F., 2019. Economic evaluation. *Hydraul. Fract. Unconv. Reserv.* 341–404. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-817665-8.00018-7>
- Berger, E., 2015. The Hidden Daytime Price Of Electricity. *Ashrae J.* 64–72.
- Bersalli, G., Menanteau, P., El-Methni, J., 2020. Renewable energy policy effectiveness: A panel data analysis across Europe and Latin America. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 133, 110351. <https://doi.org/10.1016/J.RSER.2020.110351>
- Bertsch, V., Geldermann, J., Lühn, T., 2017. What drives the profitability of household PV investments, self-consumption and self-sufficiency? *Appl. Energy* 204, 1–15. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.06.055>
- Blank, L., Gegax, D., 2016. An enhanced two-part tariff methodology when demand charges are not used. *Electr. J.* 29, 42–47. <https://doi.org/10.1016/J.TEJ.2016.03.008>
- Borenstein, S., 2016. The economics of fixed cost recovery by utilities. *Electr. J.* 29, 5–12. <https://doi.org/10.1016/J.TEJ.2016.07.013>
- BP p.l.c., 2022. Shares of coal, gas and renewables in global power generation [WWW Document]. URL <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy/power-by-fuel.html> (accessed 8.9.22).
- Branker, K., Pathak, M.J.M., Pearce, J.M., 2011. A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 15, 4470–4482.

<https://doi.org/10.1016/J.RSER.2011.07.104>

- Brito, M.C., Freitas, S., Guimarães, S., Catita, C., Redweik, P., 2017. The importance of facades for the solar PV potential of a Mediterranean city using LiDAR data. *Renew. Energy* 111, 85–94. <https://doi.org/10.1016/J.RENENE.2017.03.085>
- Brown, A., 2007. Project schedules and return on investment. PA Proj. Manag. Institute.
- Brown, D.P., Sappington, D.E.M., 2018. On the role of maximum demand charges in the presence of distributed generation resources. *Energy Econ.* 69, 237–249. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2017.11.023>
- Brown, P.R., O’Sullivan, F.M., 2019. Shaping photovoltaic array output to align with changing wholesale electricity price profiles. *Appl. Energy* 256, 113734. <https://doi.org/10.1016/J.APENERGY.2019.113734>
- Butturi, M.A., Lolli, F., Sellitto, M.A., Balugani, E., Gamberini, R., Rimini, B., 2019. Renewable energy in eco-industrial parks and urban-industrial symbiosis: A literature review and a conceptual synthesis. *Appl. Energy* 255. <https://doi.org/10.1016/J.APENERGY.2019.113825>
- Camilo, F.M., Castro, R., Almeida, M.E., Pires, V.F., 2017. Economic assessment of residential PV systems with self-consumption and storage in Portugal. *Sol. Energy* 150, 353–362. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.04.062>
- Cao, S., Sirén, K., 2014. Impact of simulation time-resolution on the matching of PV production and household electric demand. *Appl. Energy* 128, 192–208. <https://doi.org/10.1016/J.APENERGY.2014.04.075>
- Castilho, C.D.S., Torres, J.P.N., Fernandes, C.A.F., Lameirinhas, R.A.M., 2021a. Study on the Implementation of a Solar Photovoltaic System with Self-Consumption in an Educational Building. *Energies* 2021, Vol. 14, Page 2214 14, 2214. <https://doi.org/10.3390/EN14082214>
- Cebecauer, T., Skoczek, A., Šúri, M., 2011. The Effect of Solar Radiation Data Types on Calculation of Tilted And Suntracking Solar Radiation. 26 th Eur. Photovoltaics Sol. Energy Conf. <https://doi.org/10.4229/26thEUPVSEC2011-5BV.2.32>
- Celik, A.N., 2006. Present status of photovoltaic energy in Turkey and life cycle techno-economic analysis of a grid-connected photovoltaic-house. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 10, 370–387. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2004.09.007>
- CNMC, 2022. INF/DE/157/21: Revisión de los formatos de ficheros de intercambio de información entre distribuidores y comercializadores [WWW Document]. URL <https://www.cnmc.es/expedientes/infde15721> (accessed 8.2.22).
- CNMC, 2021. Componentes de la fatura [WWW Document]. URL <https://www.cnmc.es/la-nueva-factura-de-la-luz> (accessed 8.13.22).
- CNMC, 2020a. INF/DE/018/20 Acuerdo por el que se emite informe sobre el seguimiento del Plan de Sustitución de Contadores.
- CNMC, 2020b. Listado de Comercializadoras de electricidad [WWW Document].
- CNMC, 2020c. Memoria justificativa de la circular de la Comisión Nacional de los Mercados

y la Competencia por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad., Circular CNMC.

CNMC, 2020d. Circular 3/2020. Madrid.

CNMC, 2019. Metodología de retribución a la actividad de distribución eléctrica [WWW Document]. URL <https://www.cnmc.es/prensa/circular-6-definitiva-20191219> (accessed 4.21.20).

Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, 2020. Memoria justificativa de la circular de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad., Circular CNMC.

Contreras, R., 2020. Análisis de las tarifas del sector eléctrico: los efectos del COVID-19 y la integración energética en los casos de la Argentina, Chile, el Ecuador, México y el Uruguay. *Recur. Nat. y Desarro.* N° 199.

Cox, S., Walters, T., Esterly, S., Booth, S., 2015. *Solar Power. Policy Overview and Good Practices.* Golden, CO (United States). <https://doi.org/10.2172/1215246>

Darghouth, N.R., Barbose, G., Zuboy, J., Gagnon, P.J., Mills, A.D., Bird, L., 2020. Demand charge savings from solar PV and energy storage. *Energy Policy* 146, 111766. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111766>

Darghouth, N.R., Barbose, G.L., Mills, A.D., Wisser, R.H., Gagnon, P., Bird, L., 2017. *Exploring Demand Charge Savings from Commercial Solar.* Berkeley, CA.

Datosmacro, 2022. España - Consumo de electricidad 2021 [WWW Document]. URL <https://datosmacro.expansion.com/energia-y-medio-ambiente/electricidad-consumo/espana> (accessed 8.24.22).

De La Hoz, J., Boix, O., Martín, H., Martins, B., Graells, M., 2010. Promotion of grid-connected photovoltaic systems in Spain: Performance analysis of the period 1998-2008. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 14, 2547–2563. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.07.059>

De La Hoz, J., Martín, H., Ballart, J., Córcoles, F., Graells, M., 2013. Evaluating the new control structure for the promotion of grid connected photovoltaic systems in Spain: Performance analysis of the period 2008-2010. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 19, 541–554. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.11.020>

Del Río, P., Mir-Artigues, P., 2012. Support for solar PV deployment in Spain: Some policy lessons. *Renew. Sustain. Energy Rev.* <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.05.011>

Departamento Solar del IDAE, 2019. *Guía Profesional de Tramitación del Autoconsumo.* Idae 142.

Domigall, Y., Albani, A., Winter, R., 2013. Effects of demand charging and photovoltaics on the grid, in: *IECON 2013 - 39th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society.* IEEE, pp. 4739–4744. <https://doi.org/10.1109/IECON.2013.6699901>

Duffie, J.A., Beckman, W.A., Blair, N., 2020. *Solar Engineering of Thermal Processes, Photovoltaics and Wind.* John Wiley & Sons, USA.

Dufo-López, R., Bernal-Agustín, J.L., 2015. A comparative assessment of net metering and net

- billing policies. Study cases for Spain. *Energy* 84, 684–694. <https://doi.org/10.1016/J.ENERGY.2015.03.031>
- Erbs, D.G., Klein, S.A., Duffie, J.A., 1982. Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation. *Sol. Energy* 28, 293–302. [https://doi.org/10.1016/0038-092X\(82\)90302-4](https://doi.org/10.1016/0038-092X(82)90302-4)
- Escamilla, A., 2021. Así funciona el precio de la electricidad en España [WWW Document]. *Natl. Geogr. Mag.* URL [https://www.nationalgeographic.com/es/mundo-ng/asi-funciona-precio-electricidad-espana\\_17368](https://www.nationalgeographic.com/es/mundo-ng/asi-funciona-precio-electricidad-espana_17368) (accessed 9.11.22).
- España, G. de, 1997. Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
- ETH Zurich, n.d. Global Energy Balance Archive [WWW Document]. URL <https://geba.ethz.ch/> (accessed 7.25.22).
- EU Science Hub, 2020. Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) [WWW Document].
- European Commission, n.d. SARA Solar Radiation Data [WWW Document]. URL [https://joint-research-centre.ec.europa.eu/pvgis-photovoltaic-geographical-information-system/pvgis-data-download/sarah-solar-radiation-data\\_en](https://joint-research-centre.ec.europa.eu/pvgis-photovoltaic-geographical-information-system/pvgis-data-download/sarah-solar-radiation-data_en) (accessed 7.25.22).
- Eurostat, 2022. Electricity price statistics [WWW Document]. URL [https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Electricity\\_price\\_statistics#Electricity\\_prices\\_for\\_household\\_consumers](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Electricity_price_statistics#Electricity_prices_for_household_consumers) (accessed 8.20.22).
- Expansión, 2022. Precios de la electricidad de los hogares en España [WWW Document]. *Datosmacro.com.* URL <https://datosmacro.expansion.com/energia-y-medio-ambiente/electricidad-precio-hogares/espana> (accessed 8.21.22).
- Fath, K., Stengel, J., Sprenger, W., Wilson, H.R., Schultmann, F., Kuhn, T.E., 2015. A method for predicting the economic potential of (building-integrated) photovoltaics in urban areas based on hourly Radiance simulations. *Sol. Energy* 116, 357–370. <https://doi.org/10.1016/J.SOLENER.2015.03.023>
- Fraunhofer ISE, 2021. Photovoltaics Report 2021. Germany.
- FRED, 2017. International Monetary Fund, Interest Rates, Discount Rate for Euro Area [WWW Document]. *Int. Monet. Fund, Interes. Rates, Discount Rate Euro Area [INTDSREZQ193N].* URL <https://fred.stlouisfed.org/series/INTDSREZQ193N>
- Freitas, S., Brito, M.C., 2019. Non-cumulative only solar photovoltaics for electricity load-matching. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 109, 271–283. <https://doi.org/10.1016/J.RSER.2019.04.038>
- Fronius, 2022. Inversor Fronius Primo [WWW Document]. URL <https://www.fronius.com/es-es/spain/energia-solar/instaladores-y-socios/datos-tecnicos/todos-los-productos/inversor/fronius-primo/fronius-primo-3-0-1> (accessed 12.17.21).
- Fronius International GmbH, n.d. Fronius Solar.web [WWW Document]. URL <https://www.solarweb.com/> (accessed 12.17.21).

- Fundación Naturgy, n.d. Evolución de las emisiones de gases de efecto invernadero en España 2005-2018 [WWW Document].
- Gallego-Castillo, C., Heleno, M., Victoria, M., 2021. Self-consumption for energy communities in Spain: A regional analysis under the new legal framework. *Energy Policy* 150. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2021.112144>
- Gestión de Meteorología Aeronáutica del Ecuador, n.d. Tablas de salida y puesta del sol [WWW Document]. URL [http://www.ais.aviacioncivil.gob.ec/ifis3/aip/GEN\\_2.7](http://www.ais.aviacioncivil.gob.ec/ifis3/aip/GEN_2.7) (accessed 8.26.21).
- Ghosh, A., 2020. Potential of building integrated and attached/applied photovoltaic (BIPV/BAPV) for adaptive less energy-hungry building's skin: A comprehensive review. *J. Clean. Prod.* 276, 123343. <https://doi.org/10.1016/J.JCLEPRO.2020.123343>
- Girard, A., Gago, E.J., Ordoñez, J., Muneer, T., 2016. Spain's energy outlook: A review of PV potential and energy export. *Renew. Energy* 86, 703–715. <https://doi.org/10.1016/J.RENENE.2015.08.074>
- Givogri, C.A., 1968. Aspectos económicos de las tarifas eléctricas. Aplicación al caso de la Empresa Provincial de Energía de Córdoba. *Rev. Econ. y Estadística* 12, 7–36.
- Glassmire, J., Komor, P., Lilienthal, P., 2012. Electricity demand savings from distributed solar photovoltaics. *Energy Policy* 51, 323–331. <https://doi.org/10.1016/J.ENPOL.2012.08.022>
- Gobierno de España., 2018. Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores., Boletín Oficial del Estado. España.
- Gobierno de España., 2015. Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo, Boletín Oficial del Estado. España.
- Gobierno de España. Ministerio de Fomento., 2019. Código Técnico de la Edificación. Documento Básico HE., Código Técnico de la Edificación. España.
- Gobierno de España, 2019a. Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- Gobierno de España, 2019b. Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica, Boletín Oficial de Estado. España.
- Gobierno de España, 2019c. Código Técnico de la Edificación. España.
- Gobierno de España, 2018. Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores., Boletín Oficial del Estado. España.
- Gobierno de España, 2013. Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. España.
- Gobierno de España, 2004. Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de

- la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial., Boletín Oficial del Estado.
- Google, n.d. Google Earth [WWW Document]. URL <https://earth.google.com> (accessed 7.27.22).
- Gupta, V., Sharma, M., Pachauri, R.K., Dinesh Babu, K.N., 2019. Comprehensive review on effect of dust on solar photovoltaic system and mitigation techniques. *Sol. Energy* 191, 596–622. <https://doi.org/10.1016/J.SOLENER.2019.08.079>
- Haiwei, Z., Wang, X., 2009. Relationship between corporate citizenship behavior and competitive advantage: An empirical study based on adaptive ability in e-commerce firms. 2009 *Int. Conf. Manag. e-Commerce e-Government, ICMecG 2009* 32–35. <https://doi.org/10.1109/ICMECG.2009.20>
- Hannesson, R., 2019. How much do European households pay for green energy? <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.05.010>
- Hernández-Moro, J., Martínez-Duart, J.M., 2013. Analytical model for solar PV and CSP electricity costs: Present LCOE values and their future evolution. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 20, 119–132. <https://doi.org/10.1016/J.RSER.2012.11.082>
- IDAE, 2016. Consumos del Sector Residencial en España.
- IEA, 2022a. World Energy Balances 2021 Highlights [WWW Document]. URL <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/world-energy-statistics-and-balances> (accessed 8.24.22).
- IEA, 2022b. Electricity Market Report - January 2022 [WWW Document]. URL <https://www.iea.org/reports/electricity-market-report-january-2022> (accessed 10.30.22).
- IEA, 2020. Projected Costs of Generating Electricity 2020 [WWW Document]. URL <https://www.iea.org/reports/projected-costs-of-generating-electricity-2020> (accessed 8.2.22).
- INEC, 2020. Proyecciones Poblacionales del Ecuador [WWW Document]. URL <https://www.ecuadorencifras.gob.ec/proyecciones-poblacionales/> (accessed 9.6.22).
- Inés Sánchez de Castro, F.M.S. y R.P.M., 2020. Incentivos fiscales para instalaciones de autoconsumo fotovoltaico en municipios con más de 10.000 habitantes.
- Instituto Geográfico Nacional de España, n.d. Horas de salida y puesta de sol [WWW Document]. URL <https://astronomia.ign.es/hora-salidas-y-puestas-de-sol> (accessed 8.26.21).
- IRENA, 2022a. Renewable Energy Statistics 2022. Abu Dhabi.
- IRENA, 2022b. Insights on Renewables [WWW Document]. Int. Renew. Energy Agency. URL <https://www.irena.org/> (accessed 8.9.22).
- IRENA, 2022c. Renewable power generation costs in 2021. Abu Dhabi.
- Izquierdo, S., Montañs, C., Dopazo, C., Fueyo, N., 2010. Analysis of CSP plants for the definition of energy policies: The influence on electricity cost of solar multiples, capacity factors and energy storage. *Energy Policy* 38, 6215–6221. <https://doi.org/10.1016/J.ENPOL.2010.06.009>

- Jiménez-Castillo, G., Rus-Casas, C., Tina, G.M., Muñoz-Rodríguez, F.J., 2021. Effects of smart meter time resolution when analyzing photovoltaic self-consumption system on a daily and annual basis. *Renew. Energy* 164, 889–896. <https://doi.org/10.1016/J.RENENE.2020.09.096>
- Jordan, D.C., Deline, C., Kurtz, S.R., Kimball, G.M., Anderson, M., 2018. Robust PV Degradation Methodology and Application. *IEEE J. Photovoltaics* 8, 525–531. <https://doi.org/10.1109/JPHOTOV.2017.2779779>
- Jordan, D.C., Kurtz, S.R., VanSant, K., Newmiller, J., 2016. Compendium of photovoltaic degradation rates. *Prog. Photovoltaics Res. Appl.* 24, 978–989. <https://doi.org/10.1002/pip.2744>
- Jordan, P.G., 2014. Global Markets. *Sol. Energy Mark.* 127–133. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-397174-6.00008-8>
- Katz, D., van Haaren, R., Fthenakis, V., 2015. Applications and economics of combined PV and battery systems for commercial & industrial peak shifting, in: 2015 IEEE 42nd Photovoltaic Specialist Conference (PVSC). IEEE, pp. 1–6. <https://doi.org/10.1109/PVSC.2015.7356202>
- Kërçi, T., Tzounas, G., Milano, F., 2022. A dynamic behavioral model of the long-term development of solar photovoltaic generation driven by feed-in tariffs. *Energy* 256, 124506. <https://doi.org/10.1016/J.ENERGY.2022.124506>
- Lamas, D., 2020. Las sombras de la energía solar fotovoltaica [WWW Document].
- Lave, M., Kleissl, J., 2011. Optimum fixed orientations and benefits of tracking for capturing solar radiation in the continental United States. *Renew. Energy* 36, 1145–1152. <https://doi.org/10.1016/J.RENENE.2010.07.032>
- Lee, G.R., Frearson, L., Rodden, P., 2011. An assessment of photovoltaic modelling software using real world performance data. *Proc. 26th Eur. Photovolt. Sol. Energy Conf. Exhib.*
- Litjens, G.B.M.A., Worrell, E., van Sark, W.G.J.H.M., 2017. Influence of demand patterns on the optimal orientation of photovoltaic systems. *Sol. Energy* 155, 1002–1014. <https://doi.org/10.1016/J.SOLENER.2017.07.006>
- Liu, Z., Feng, D., Wu, F., Zhou, Y., Fang, C., 2020. Contract Demand Decision for Electricity Users With Stochastic Photovoltaic Generation. *Zhongguo Dianji Gongcheng Xuebao/Proceedings Chinese Soc Electr Eng* 2020 1865–72. <https://doi.org/https://doi.org/10.13334/j.0258-8013.pcsee.181924>
- Lolli, F., Kurtis, K., Grubert, E., 2021. How important are electricity demand charges for cost estimates? An industrial electrification case study. *Electr. J.* 34, 107011. <https://doi.org/10.1016/J.TEJ.2021.107011>
- López-Escalante, M.C., Navarrete-Astorga, E., Gabás Perez, M., Ramos-Barrado, J.R., Martín, F., 2020. Photovoltaic modules designed for architectural integration without negative performance consequences. *Appl. Energy* 279, 115741. <https://doi.org/10.1016/J.APENERGY.2020.115741>
- Luthander, R., Widén, J., Nilsson, D., Palm, J., 2015. Photovoltaic self-consumption in buildings: A review. *Appl. Energy*. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.12.028>

- Maraña, W., 2019. Analysis of self-consumption of energy from grid-connected photovoltaic system for various load scenarios with short-term buffering. *SN Appl. Sci.* 2019 15 1, 1–10. <https://doi.org/10.1007/S42452-019-0432-5>
- Martinopoulos, G., 2020. Are rooftop photovoltaic systems a sustainable solution for Europe? A life cycle impact assessment and cost analysis. *Appl. Energy* 257, 114035. <https://doi.org/10.1016/J.APENERGY.2019.114035>
- Martinopoulos, G., 2018. Life Cycle Assessment of solar energy conversion systems in energetic retrofitted buildings. *J. Build. Eng.* 20, 256–263. <https://doi.org/10.1016/J.JOBE.2018.07.027>
- Meoteogram, 2021. Hora de la salida y puesta de sol [WWW Document]. URL <https://meteogram.es/sol/ecuador/quito/> (accessed 8.9.21).
- MERNNR, n.d. Planificación Estratégica [WWW Document].
- Mills, A., Wisser, R., Barbose, G., Golove, W., 2008. The impact of retail rate structures on the economics of commercial photovoltaic systems in California. *Energy Policy* 36, 3266–3277. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2008.05.008>
- Ministerio de Electricidad y Minas, 2021. Boletín de prensa [WWW Document]. URL <https://www.recursosyenergia.gob.ec/los-sectores-energeticos-y-minero-presentaron-hitos-cumplidos-durante-el-2020/> (accessed 9.22.22).
- Ministerio de Industria y Energía, 1997. Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. Boe 35097–35126.
- Ministerio para la Transición Ecológica, 2018. Orden TEC/1366/2018, de 20 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2019. Boe 1–12.
- Mir-Artigues, P., 2013. The Spanish regulation of the photovoltaic demand-side generation. *Energy Policy* 63, 664–673. <https://doi.org/10.1016/J.ENPOL.2013.09.019>
- Mir-Artigues, P., del Río, P., Cerdá, E., 2018. The impact of regulation on demand-side generation. The case of Spain. *Energy Policy* 121, 286–291. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.05.008>
- Movilla, S., Miguel, L.J., Blázquez, L.F., 2013. A system dynamics approach for the photovoltaic energy market in Spain. *Energy Policy* 60, 142–154. <https://doi.org/10.1016/J.ENPOL.2013.04.072>
- Müller, A., Friedrich, L., Reichel, C., Herceg, S., Mittag, M., Neuhaus, D.H., 2021. A comparative life cycle assessment of silicon PV modules: Impact of module design, manufacturing location and inventory. *Sol. Energy Mater. Sol. Cells* 230, 111277. <https://doi.org/10.1016/J.SOLMAT.2021.111277>
- Nijhuis, M., Gibescu, M., Cobben, J.F.G., 2017. Analysis of reflectivity & predictability of electricity network tariff structures for household consumers. *Energy Policy* 109, 631–641. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.07.049>
- Nogales, F., 2015. Necesidades energéticas y propuestas de instalaciones solares, 1ra. ed. Elearning S.L, España.
- Olade, 2021. Situación del consumo energético a nivel mundial y para América Latina y el

Caribe (ALC) y sus perspectivas.

- Ordóñez Mendieta, Á.J., Sánchez Hernández, E., 2021. Analysis of PV Self-Consumption in Educational and Office Buildings in Spain. *Sustain.* 2021, Vol. 13, Page 1662. <https://doi.org/10.3390/SU13041662>
- Orioli, A., Di Gangi, A., 2015. The recent change in the Italian policies for photovoltaics: Effects on the payback period and levelized cost of electricity of grid-connected photovoltaic systems installed in urban contexts. *Energy* 93, 1989–2005. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.10.089>
- Papapetrou, M., Kosmadakis, G., 2022. Resource, environmental, and economic aspects of SGHE. *Salin. Gradient Heat Engines* 319–353. <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-102847-6.00006-1>
- Parlamento Europeo, 2018. DIRECTIVA (UE) 2018/ 2002, Diario Oficial de la Unión Europea.
- Parlamento Europeo, 2017. REGLAMENTO (UE) 2017/1369 , Diario Oficial de la Unión Europea.
- Parlamento Europeo, 2012. DIRECTIVA 2012/27/UE. Diario Oficial de la Unión Europea.
- Parlamento Europeo, 2010. Directiva 2010/31/UE, Diario Oficial de la Unión Europea.
- Parlamento Europeo, 2009. DIRECTIVA 2009/28/CE, Diario Oficial de la Unión Europea.
- Parlamento Europeo, 2001. DIRECTIVA 2001/77/CE, Diario Oficial de las Comunidades Europeas.
- Passey, R., Haghdadi, N., Bruce, A., MacGill, I., 2017. Designing more cost reflective electricity network tariffs with demand charges. *Energy Policy* 109, 642–649. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.07.045>
- Ponce-Jara, M.A., Castro, M., Pelaez-Samaniego, M.R., Espinoza-Abad, J.L., Ruiz, E., 2018. Electricity sector in Ecuador: An overview of the 2007–2017 decade. *Energy Policy* 113, 513–522. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.11.036>
- Poullikkas, A., 2013. A comparative assessment of net metering and feed in tariff schemes for residential PV systems. *Sustain. Energy Technol. Assessments* 3, 1–8. <https://doi.org/10.1016/J.SETA.2013.04.001>
- Pro-Ecuador, 2021. Incentivos.
- Puranen, P., Kosonen, A., Ahola, J., 2021. Techno-economic viability of energy storage concepts combined with a residential solar photovoltaic system: A case study from Finland. *Appl. Energy* 298, 117199. <https://doi.org/10.1016/J.APENERGY.2021.117199>
- PVsyst SA, n.d. PVSYST Photovoltaic Software [WWW Document]. URL <https://www.pvsyst.com/> (accessed 7.25.22).
- Pyrgou, A., Kylili, A., Fokaidis, P.A., 2016. The future of the Feed-in Tariff (FiT) scheme in Europe: The case of photovoltaics. *Energy Policy* 95, 94–102. <https://doi.org/10.1016/J.ENPOL.2016.04.048>
- Raikar, S., Adamson, S., 2020. Renewable energy finance in the international context. *Renew. Energy Financ.* 185–220. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-816441-9.00013-1>

- Redweik, P., Catita, C., Brito, M., 2013. Solar energy potential on roofs and facades in an urban landscape. *Sol. Energy* 97, 332–341. <https://doi.org/10.1016/J.SOLENER.2013.08.036>
- REE, 2022a. El sistema eléctrico español 2021. Madrid.
- REE, 2022b. Precio de la energía excedentaria del autoconsumo para el mecanismo de compensación simplificada (PVPC) [WWW Document]. URL [https://www.esios.ree.es/es/analisis/1739?vis=1&start\\_date=16-03-2021T00%3A00&end\\_date=16-03-2021T23%3A00&compare\\_start\\_date=15-03-2021T00%3A00&groupby=hour&compare\\_indicators=1013,1014,1015](https://www.esios.ree.es/es/analisis/1739?vis=1&start_date=16-03-2021T00%3A00&end_date=16-03-2021T23%3A00&compare_start_date=15-03-2021T00%3A00&groupby=hour&compare_indicators=1013,1014,1015) (accessed 12.3.20).
- REE, 2020. Emisiones de CO2 asociadas a la generación de electricidad en España.
- REE, n.d. esios [WWW Document].
- REN21, 2022. Renewables 2022 Global Status Report. Paris.
- REN21, 2019. Renewables 2019 Global Status Report. Paris.
- Romero Rodríguez, L., Duminil, E., Sánchez Ramos, J., Eicker, U., 2017. Assessment of the photovoltaic potential at urban level based on 3D city models: A case study and new methodological approach. *Sol. Energy* 146, 264–275. <https://doi.org/10.1016/J.SOLENER.2017.02.043>
- Sánchez, E., Izard, J., 2015. Performance of photovoltaics in non-optimal orientations: An experimental study. *Energy Build.* 87, 211–219. <https://doi.org/10.1016/J.ENBUILD.2014.11.035>
- Sánchez, E., Ordóñez, Á., Sánchez, A., Ovejero, R.G., Parra-Domínguez, J., 2021. Exploring the Benefits of Photovoltaic Non-Optimal Orientations in Buildings. *Appl. Sci.* 2021, Vol. 11, Page 9954 11, 9954. <https://doi.org/10.3390/APP11219954>
- Sauer, K.J., Roessler, T., Hansen, C.W., 2015. Modeling the irradiance and temperature dependence of photovoltaic modules in PVsyst. *IEEE J. Photovoltaics* 5, 152–158. <https://doi.org/10.1109/JPHOTOV.2014.2364133>
- Schwingshackl, C., Petitta, M., Wagner, J.E., Belluardo, G., Moser, D., Castelli, M., Zebisch, M., Tetzlaff, A., 2013. Wind Effect on PV Module Temperature: Analysis of Different Techniques for an Accurate Estimation. *Energy Procedia* 40, 77–86. <https://doi.org/10.1016/J.EGYPRO.2013.08.010>
- Sharma, V., Aziz, S.M., Haque, M.H., Kauschke, T., 2022. Energy Economy of Households With Photovoltaic System and Battery Storage Under Time of Use Tariff With Demand Charge. *IEEE Access* 10, 33069–33082. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2022.3158677>
- Shukla, A.K., Sudhakar, K., Baredar, P., 2016. A comprehensive review on design of building integrated photovoltaic system. *Energy Build.* 128, 99–110. <https://doi.org/10.1016/J.ENBUILD.2016.06.077>
- Sioshansi, R., 2016. Retail electricity tariff and mechanism design to incentivize distributed renewable generation. *Energy Policy* 95, 498–508. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.12.041>
- Spear, M.E., 1952. *Charting Statistics*. McGraw Hill.
- State of New York, n.d. Understanding Demand Charges [WWW Document]. URL

- <https://www.nyserda.ny.gov/All-Programs/Energy-Storage-Program/Energy-Storage-for-Your-Business/Understanding-Demand-Charges> (accessed 10.30.22).
- Steffen, B., Beuse, M., Tautorat, P., Schmidt, T.S., 2020. Experience Curves for Operations and Maintenance Costs of Renewable Energy Technologies. *Joule* 4, 359–375. <https://doi.org/10.1016/j.joule.2019.11.012>
- Stritih, U., Zupan, G., Butala, V., 2007. Review of green electricity production in Slovenia. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 11, 2201–2208. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2006.03.014>
- The European Union, 1997. Directive 96/92/EC, Official Journal of the European Communities.
- The World Bank, 2020a. RISE 2020 - Regulatory Indicators For Sustainable Energy - Sustaining The Momentum. Washington.
- The World Bank, 2020b. Global Solar Atlas 2.0, Solar resource data: Solargis [WWW Document]. URL <https://solargis.com/es/maps-and-gis-data/overview> (accessed 8.9.21).
- The World Bank, 2020c. Solar Photovoltaic Power Potential by Country [WWW Document]. URL <https://www.worldbank.org/en/topic/energy/publication/solar-photovoltaic-power-potential-by-country> (accessed 9.2.21).
- Thebault, M., Gaillard, L., 2021. Optimization of the integration of photovoltaic systems on buildings for self-consumption – Case study in France. *City Environ. Interact.* 10, 100057. <https://doi.org/10.1016/J.CACINT.2021.100057>
- Trujillo-Baute, E., del Río, P., Mir-Artigues, P., 2018. Analysing the impact of renewable energy regulation on retail electricity prices. *Energy Policy* 114, 153–164. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.11.042>
- Tukey, J., 1977. *Exploratory Data Analysis*, 1st ed, Exploratory Data Analysis. Pearson. <https://doi.org/10.1007/978-1-4419-7976-6>
- U.S. Energy Information Administration, 2016. *International Energy Outlook 2016*. Washington.
- Urraca, R., Gracia-Amillo, A.M., Koubli, E., Huld, T., Trentmann, J., Riihelä, A., Lindfors, A. V., Palmer, D., Gottschalg, R., Antonanzas-Torres, F., 2017. Extensive validation of CM SAF surface radiation products over Europe. *Remote Sens. Environ.* 199, 171–186. <https://doi.org/10.1016/J.RSE.2017.07.013>
- van Zoest, V., El Gohary, F., Ngai, E.C.H., Bartusch, C., 2021. Demand charges and user flexibility – Exploring differences in electricity consumer types and load patterns within the Swedish commercial sector. *Appl. Energy* 302, 117543. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.117543>
- Watts, D., Valdés, M.F., Jara, D., Watson, A., 2015. Potential residential PV development in Chile: The effect of Net Metering and Net Billing schemes for grid-connected PV systems. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 41, 1037–1051. <https://doi.org/10.1016/J.RSER.2014.07.201>
- Widén, J., 2014. Improved photovoltaic self-consumption with appliance scheduling in 200 single-family buildings. *Appl. Energy* 126, 199–212. <https://doi.org/10.1016/J.APENERGY.2014.04.008>
- World Bank Group, 2020. *Global Photovoltaic Power Potential by Country*. Washington.

Wright, A., Firth, S., 2007. The nature of domestic electricity-loads and effects of time averaging on statistics and on-site generation calculations. *Appl. Energy* 84, 389–403. <https://doi.org/10.1016/J.APENERGY.2006.09.008>

Zethmayr, J., Makhija, R.S., 2019. Six unique load shapes: A segmentation analysis of Illinois residential electricity consumers. *Electr. J.* 32, 106643. <https://doi.org/10.1016/j.tej.2019.106643>

## Anexo I: Tarifas Eléctricas

### Estructura de tarifa eléctrica en España

En 2020 se publicó en el BOE la Circular 3/2020 de 15 de enero de la CNMC por la que se establece la metodología para el cálculo anual de los precios de los peajes de acceso a redes de transporte y distribución de la electricidad. Su aplicación se vió retrasada por la Pandemia Covid-19. Finalmente, el 01 de junio entró en vigor la nueva tarifa eléctrica, con cambios significativos para los consumidores. Entre los cambios más significativos se tiene:

- Las tarifas en baja tensión con potencias contratadas hasta 15 kW (tarifas 2.0A, 2.0DHA, 2.0DHS, 2.1A, 2.1DHA y 2.1DHS) pasaron a formar una misma tarifa, la 2.0TD.
- La tarifa 3.0A pasará a ser la tarifa 3.0TD
- Las tarifas actuales 3.1A y 6.1A en alta tensión, se unificaron en la tarifa 6.1TD.
- Se crean dos nuevas tarifas para suministros de uso exclusivo para recarga de vehículos eléctricos la 3.0TDVE y la 6.0TDVE.
- Se establecieron nuevos periodos tarifarios en las tarifas de baja tensión, tanto en energía como en potencia.

**Tabla 31.** Configuración de la nueva tarifa eléctrica en España.

Tensión	Potencia	Anteriores			Actuales			
		Tarifa	Periodos potencia	Periodos energía	Tarifa	Potencia	Periodos potencia	Periodos energía
V < 1 kW	≤ 10 kW	2.0A	1	1	2.0TD	P ≤ V15 kW	2	3
V < 1 kW	≤ 10 kW	2.0DHA	1	2				
V < 1 kW	≤ 10 kW	2.0DHS	1	3				
V < 1 kW	10 kW < P ≤ 15 kW	2.1A	1	1				
V < 1 kW	10 kW < P ≤ 15 kW	2.1DHA	1	2				
V < 1 kW	10 kW < P ≤ 15 kW	2.1DHS	1	3				
V < 1 kW	P > 15 kW	3.0A	3	3	3.0 TD	P > 15 kW	6	6
1 kV ≤ V < 30 kW	P > 450 kW	6.1	6	6	6.1TD	N/A	6	6
1 kV ≤ V < 36 kV	P ≤ 450 kW	3.1A	3	3	(1 kV ≤ V < 30 kW)			

					6.2TD (30 kV ≤ V < 72,5 kV)	N/A	6	6
30 kV ≤ V < 72,5 kV	N/A	6.2	6	6				
72,5 kV ≤ V < 145 kV	N/A	6.3	6	6	6.3TD	N/A	6	6
V > 145 kV	N/A	6.4	6	6	6.4TD	N/A	6	6

En 1997 comenzó un extenso proceso de liberalización del sector eléctrico español, teniendo como fecha clave el año 2009. Desde entonces los consumidores son libres de elegir a comercializadora le van a pagar su factura, y con la libertad de optar por comprar la electricidad a través de dos tipos de mercado: libre y regulado.

- a) Mercado regulado: el precio de la electricidad está regulado por el precio voluntario para el pequeño consumidor, PVPC. En este mercado el precio de la electricidad cambia de hora en hora y de día a día, según la oferta y la demanda de productores y comercializadores.
- b) Mercado libre: el precio lo fija la empresa comercializadora, que se establece en la firma contrato con el cliente. En este servicio el kWh consumido siempre tendrá el mismo valor, independiente de la hora y el día.

El precio de la electricidad en el mercado eléctrico español se fija a través de la oferta y la demanda, el operador del mercado eléctrico mayorista, llamado OMIE (Operador del Mercado Ibérico de Energía), se encarga de recibir y analizar las ofertas de compra y venta de energía eléctrica. Las ofertas de venta se ordenan de menor a mayor precio (curva creciente), y las ofertas de compra se ordenan de mayor a menor precio (curva decreciente). Cuando las curvas de compra y venta de energía eléctrica se representan sobre el mismo sistema de coordenadas, se cruzan en algún punto. Este punto de cruce se denomina precio de casación de la energía eléctrica y establecerá el precio por la compra del kWh de los clientes que voluntariamente han optado por el mercado regulado. Por otro lado, los clientes que han escogido el mercado libre no se ven afectados por los cambios que se generan por estos cambios en los procesos de oferta y demanda (Escamilla, 2021).

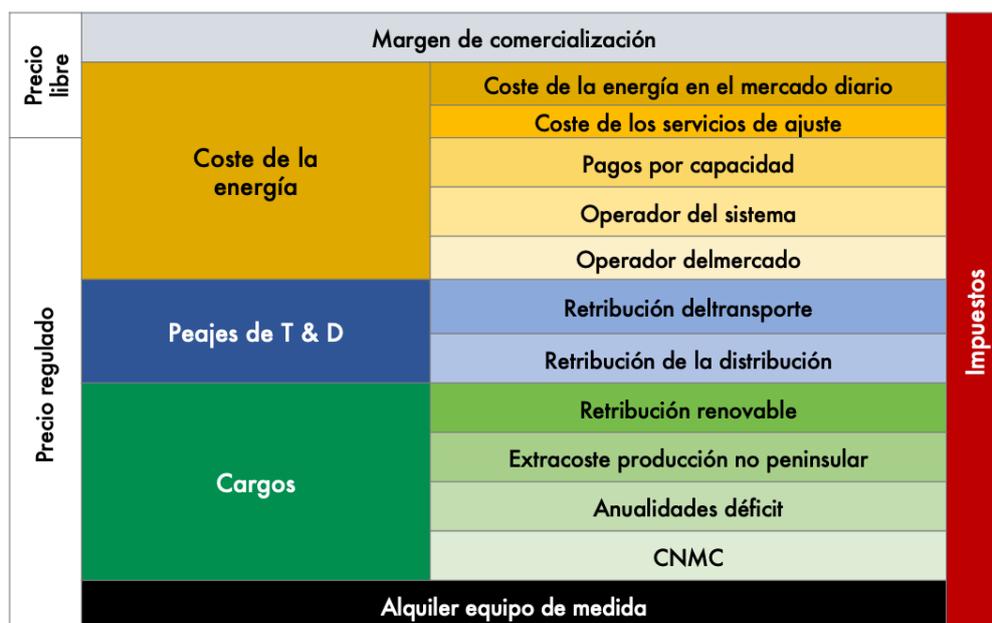
La factura de la electricidad refleja los diferentes conceptos que un cliente debe pagar por el suministro de electricidad durante un periodo de facturación. Este valor

facturado está estructurado principalmente por dos grandes conceptos: un coste fijo por disponer de electricidad, calculado a partir de los kW de potencia contratada, y, por otro lado, el coste de la electricidad consumida en los diferentes tramos horarios de la tarifa contratada.

De forma general las tarifas eléctricas del sector residencial en España se encuentran configuradas por tres parámetros principales: una sección basada en la potencia nominal contratada denominada "cargo de acceso", otra sección que incorpora un parámetro variable de la energía comprada de la comercializadora, una tercera sección, basada en los impuestos que alcanzan aproximadamente un 27,5 % (5,11 % de impuesto eléctrico y 21 % de IVA). El precio de la electricidad depende del tipo de contrato que se tiene con la comercializadora, el consumidor tiene la libertad de seleccionar la oferta que considere más apropiada, tanto en el mercado libre como en el mercado regulado.

Si desglosamos los componentes generales de la factura eléctrica podríamos establecer que el valor final se genera a partir de la suma cinco elementos generales:

- a. Coste de la energía.
- b. Los costes regulados, incluyen el coste de las redes de transporte y distribución, al fomento de las energías renovables, al mayor coste de producción en los sistemas no peninsulares, las anualidades para recuperar el déficit de tarifas. Estos costes se incorporan en lo que actualmente se denomina tarifa de acceso.
- c. El margen para la comercializadora por los servicios prestados.
- d. Alquiler del equipo de medida.
- e. Impuestos.



**Figura 86.** Estructura de la factura eléctrica en España.

Fuente: Datos obtenidos de (CNMC, 2021).

## B. Estructura de tarifa eléctrica en Ecuador

En Ecuador la facturación eléctrica se establece en base a diferentes parámetros como tipo de cliente, consumo eléctrico, ubicación geográfica, entre otros. Uno de los factores más importantes es el tipo de cliente, el cual se establece en base al nivel de voltaje, grupo de consumo y registro de demanda, como se lo agrega en la **Tabla 32**.

**Tabla 32.** Tipos de clientes del sistema eléctrico de Ecuador para el año 2021.

Categoría	Nivel de Voltaje	Grupo de Consumo	Registro de Demanda
<b>Residencial</b>	Bajo Voltaje (BV)	Residencial	Sin demanda
		<b>General</b>	Comercial
Con demanda			
Con demanda horaria			
Industrial	Sin demanda		
Con demanda			
Con demanda horaria			
Otros	Sin demanda		
	Con demanda		
	Con demanda horaria		
		Comercial	Con demanda horaria diferenciada
		Comercial	Con demanda

Medio Voltaje (MV)	Industrial	
	Otros	
$600 \text{ V} \leq \text{NV} \leq 40 \text{ kV}$	Comercial	Con demanda horaria
	Otros	
	Industrial	Con demanda horaria
	Otros	diferenciada
Alto Voltaje – AV AV1: $40 \text{ kV} \leq \text{NV} \leq 138 \text{ kV}$	Comercial	Con demanda horaria
	Otros	
	Industrial	Con demanda horaria
		diferenciada
Alto Voltaje – AV AV2: $\text{NV} > 138 \text{ kV}$	Industrial	Con demanda horaria
		diferenciada

*Nota.* El grupo de consumo "Otros" considera consumidores como entidades oficiales, asistencia social, servicios comunitarios, bombeo de agua, escenarios deportivos, estaciones de carga rápida, entre otros.

La facturación del servicio público de energía eléctrica es la suma del coste de los siguientes componentes: energía, potencia, pérdidas en transformadores, comercialización y penalización por bajo factor de potencia, de acuerdo con las características del consumidor regulado, expresados en Ecuación (30):

$$FSPEE = E + P + PIT + C + P_{BFP} \quad (30)$$

Donde FSPEE es el valor final de la factura eléctrica en USD, E es la Facturación de la energía, P es la facturación de demanda, PIT pérdidas en transformadores, and C es Comercialización y  $P_{BFP}$  penalización por bajo factor de potencia.

Los valores de la facturación de la energía y la comercialización se establecen de forma puntual en el pliego tarifario publicado por la ARC, los costes de los parámetros restantes los analiza y calcula cada una de las empresas de distribución eléctrica tomando en consideración las directrices que incorpora el pliego tarifario.

En la presente investigación se ha tomado como referencia a la ciudad de Quito, que actualmente es la capital del Ecuador, y ciudad con mayor densidad poblacional en el año 2022, en la **Tabla 33** podemos visualizar los costes de las tarifas eléctricas que utiliza la Empresa Eléctrica de Quito encargada de la facturación y cobro de la energía eléctrica en esta ciudad.

**Tabla 33.** Tarifas de clientes de bajo y medio voltaje de la ciudad de Quito para el año 2021.

Tarifas de Bajo y Medio Voltaje de la Ciudad de Quito (Empresa Eléctrica Quito S.A.)		
Cliente	Rangos de consumo (kWh/mes)	Coste de la energía (\$/kWh)
Residencial	1 – 50	0,0780
	51 – 100	0,0810
	101 – 150	0,0830
	151 – 200	0,0970
	201 – 250	0,0990
	251 – 300	0,1010
	301 – 351	0,1030
	351 – 500	0,1050
	501 – 700	0,1285
	701 – 1.000	0,1450
	1001 – 1.500	0,1709
	1501 – 2.500	0,2752
	2501 – 3.500	0,4360
	Superior	0,6812
Comercial sin demanda	1 - 300	0,0810
	Superior	0,1040
E. Oficiales, Esc. Deportivos, Servicio Comunitario	1 - 300	0,0710
	Superior	0,0940
Bombeo de agua	1 - 300	0,0610
	Superior	0,0840
Bombeo de agua del servicio público de agua potable	1 - 300	0,0580
	Superior	0,0660
Industrial artesanal	1 - 300	0,0620
	Superior	0,0940
Asistencia social, beneficio público y culto religioso.	1 - 100	0,0450
	101 – 200	0,0480
	201 – 300	0,0510
	Superior	0,0890

## **Anexo II: Indicadores económicos**

### **Tiempo de retorno de la inversión (TROI)**

El tiempo de retorno de inversión (TROI) es un parámetro utilizado en la presente investigación para establecer un tiempo aproximado del retorno de la inversión. Entre los métodos destinados a establecer el costo-beneficio de los proyectos el TROI es uno de los más utilizados, este indicador permite evaluar la rentabilidad de una inversión en base al capital destinado y al beneficio obtenido. De forma general, el período de recuperación es la medida del tiempo que transcurre hasta que el efectivo total o los beneficios recibidos por el proyecto igualan o superan los costos totales. Los proyectos analizan este parámetro para identificar el tiempo de retorno de su inversión, si se obtiene un largo período de recuperación las empresas pueden descartar a tiempo la inversión o realizar cambios importantes que mejoren la viabilidad de estos proyectos. TROI se encuentra sujeta a un contexto de incertidumbre, se puede suponer que el riesgo que debe asumir el inversor afecta negativamente al valor, y este riesgo se incrementa al realizar los flujos de caja a plazos futuros (Brown, 2007). La Ecuación (31) describe el proceso de cálculo del TROI, de forma general se realiza un proceso de comparación entre los flujos de efectivo del proyecto, ya sean entrantes o salientes, desde el inicio del proyecto. El tiempo desde el inicio del proyecto hasta que se logra la recuperación del capital invertido es el "período de recuperación".

$$TROI = \frac{\textit{Coste inicial del proyecto}}{\textit{Entradas de efectivo anuales}} \quad (31)$$

### **Valor actual neto (VAN)**

Determinar el valor que tiene un proyecto es todo un desafío, por tal motivo, existe una variada cantidad de formas para medir los flujos de efectivo a futuro. Este análisis presenta una alta dificultad debido al desconocimiento de la forma de evaluación del

dinero a futuro, lo único real que se conoce es que el dinero actual siempre tiende a depreciarse con el tiempo. Una de las principales herramientas que se puede aplicar es el VAN, este indicador nos permite determinar cuándo una inversión alcanza el objetivo básico financiero, que es potenciar al máximo la inversión. El VAN se determina al calcular los costos (flujos de efectivo negativos) y los beneficios (flujos de efectivo positivos) para cada período de una inversión, que puede ser mensual, trimestral o anual. Para la presente investigación, se valora el costo perdido del proyecto de inversión (desembolso para la puesta en marcha del SAFV), así como, los beneficios (ahorros generados por el funcionamiento del SAFV). Se establece el punto actual en el tiempo como el punto en el que deben valorarse tanto el desembolso como los flujos de efectivo, por lo que se aplica un proceso de descuento. En este proceso de descuento se incorpora la tasa de descuento, que es el coste de oportunidad del proyecto, conocido como coste de capital.

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t} = -I_0 + \frac{F_1}{(1+k)} + \frac{F_2}{(1+k)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+k)^n} \quad (32)$$

*Siendo:*

$F_t$  son los flujos de caja en cada periodo  $t$ ;

$I_0$  es la inversión inicial (en  $t = 0$ );

$n$  es el número de períodos;

$k$  es el tipo de descuento o el tipo de interés requerido para la inversión.

Si el VAN es negativo, el proyecto no tiene una rentabilidad adecuada. Si es positivo, el proyecto tendrá una viabilidad conveniente. Cuanto mayor sea el número positivo, mayor será el beneficio para la empresa. La tasa de descuento en el cálculo del VAN es un factor esencial que considera el valor del dinero en el tiempo y la inflación. Cuando la tasa de descuento aumenta, el VAN disminuye. La tasa de descuento aplicada es específica del cliente, dado que, está relacionada con la forma de obtención de los recursos económicos. La tasa de descuento utilizada de forma común por los inversionistas, independientemente del costo de capital, suele ser del 10 % (Belyadi et al., 2019).

### **Tasa interna de retorno (TIR)**

La tasa interna de retorno (TIR) es otro indicador que permite evaluar la rentabilidad de un proyecto de inversión, permitiendo comparar el valor actual de los gastos con los ingresos que se han proyectado a futuro. La diferencia radica en que el VAN realiza un cálculo en términos netos, es decir, en unidades monetarias, inscritas a las lógicas de un momento puntual. Y, por otro lado, el TIR nos proporciona una medida relativa del rendimiento porcentual que se espera que genere el proyecto. Es importante destacar que la TIR es una de las medidas de aproximación de rentabilidad más difundidas, ya que proporciona una idea más intuitiva de rentabilidad que se puede esperar de una inversión. Además, es un valor que podemos comparar fácilmente con las tasas de interés, que es uno de los principales componentes que determinan el costo de capital del proyecto.

### **Costo nivelado de energía (LCOE)**

La viabilidad económica de un proyecto de generación de electricidad se puede evaluar mediante varios métodos, pero el LCOE es el método con mayor aceptación cuando se realiza la comparación de tecnologías de generación o se analiza paridades de red de tecnologías emergentes (Branker et al., 2011; Hernández-Moro & Martínez-Duart, 2013). La metodología que implementa LCOE es una abstracción de la realidad y permite realizar una evaluación comparativa o clasificación de la rentabilidad de diferentes tecnologías de generación de energía, este método considera la energía generada durante toda la vida y los costos para estimar un precio por unidad de energía generada. El método generalmente no incluye riesgos y tampoco los métodos de financiación reales disponibles para las diferentes tecnologías (Branker et al., 2011). El LCOE se puede calcular utilizando la Ecuación (33):

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^T C_t / (1+r)^t}{\sum_{t=0}^T E_t / (1+r)^t} \quad (33)$$

*Siendo:  $C_t$  son los costos,  $E_t$  es la energía producida,  $r$  tasa de descuento.*

Los costes que son considerados en el funcionamiento y operación requerida para la generación de energía se pueden clasificar en los siguientes grupos (Raikar & Adamson, 2020):

- Costos de capital: son los costes iniciales para construir una planta de energía renovable
- Costos de Operación y Mantenimiento (O&M): son los costos de operación y mantenimiento requeridos para la producción de energía. Estos costos se pueden subcategorizar en costos fijos y variables. Los costos fijos de operación y mantenimiento se componen de salarios del personal, costos de seguridad, seguros, etc. Los costos variables de operación y mantenimiento están directamente relacionados con la generación del proyecto de energía.
- Costos de Disposición: son los costes incurridos al final de la vida útil. Por lo general, los costos de disposición para los proyectos generación con energía solar son cero, porque el valor de desecho del equipo usualmente cubre el costo de remoción.

El LCOE es un indicador aplicado con regularidad para establecer la rentabilidad de proyectos de generación de energía, permitiendo su evaluación sin necesidad de hacer suposiciones sobre el precio al que se puede vender la electricidad, como es el caso cuando se calcula el período PayBack o el VAN. Con el uso de LCOE, la viabilidad financiera en condiciones específicas se puede indicar simplemente comparando directamente el LCOE con el precio al que podría venderse la electricidad. Si el LCOE es inferior al precio al que se puede vender la electricidad, entonces el proyecto de generación de energía establece una leve rentabilidad, y se puede proceder a profundizar el análisis de esta rentabilidad con otros parámetros complementarios; si el LCOE es superior al precio al que se puede vender la electricidad, entonces no es una inversión viable (Papapetrou & Kosmadakis, 2022).