



POLITÉCNICA



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE MADRID
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA
AGRONÓMICA, ALIMENTARIA Y DE BIOSISTEMAS

MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA AGRONÓMICA

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA AGROFORESTAL

***Estudio Técnico de Viabilidad de los Sistemas
Agrivoltaicos aplicados a un viñedo de 15ha en Cañizal
(Zamora)***

TRABAJO FIN DE MÁSTER

Autor: Isabel Adriana Calabria Montero

Tutor: Miguel Ángel Muñoz García

Junio de 2025

RESUMEN

En el presente Trabajo de Fin de Máster se pretende evaluar la viabilidad de los sistemas agrivoltaicos aplicados a viñedos, concretamente, el estudio se realizará en una parcela de 15ha en el municipio de Cañizal (Zamora).

Este estudio pretende ser una aportación a las actuales investigaciones sobre los sistemas agrivoltaicos, cuyo objetivo es conseguir beneficios de 2 actividades económicas diferentes haciendo uso de la misma superficie explotada. De esta manera se incentivaría la producción de energías renovables y su adaptación e integración medioambiental, con la intención de no provocar un menoscabo en la producción agrícola, sino buscar sus sinergias.

El análisis agrivoltaico quedará limitado a una parte de la parcela debido a que el objetivo del estudio es analizar una instalación con una potencia máxima de inyección a la red de 500kW.

Con el fin de evaluar la viabilidad de los sistemas agrivoltaicos, el estudio se centra en describir tres alternativas en la disposición de los paneles fotovoltaicos y en su tipología: una instalación fotovoltaica fija, una instalación fotovoltaica con seguimiento solar y una instalación vertical bifacial. En todas las alternativas las filas de paneles fotovoltaicos o strings se intercalarán entre las hileras del viñedo para asemejarlo lo máximo posible a un sistema agrícola tradicional. Respecto a la plantación agrícola propiamente dicha se partirá de la hipótesis de un viñedo de uva de vinificación, típico de la zona de Zamora, en el que se pretende evaluar los beneficios tanto económicos como agronómicos de la combinación de ambos sistemas.

Tras un primer análisis, se estima que la combinación de ambos sistemas supondría un incremento en la rentabilidad de la explotación de una misma superficie con respecto al supuesto de dedicarla exclusivamente a la actividad agrícola, especialmente en el sistema con seguimiento solar, que también mostraría una mayor capacidad de sombreado. Sin embargo, no se aprecia que los sistemas propuestos puedan llegar a suponer una protección frente al exceso de insolación durante los meses de verano en las horas centrales del día, aunque dada la singularidad en la orientación de los sistemas propuestos, podría ser objeto de estudio si los paneles llegan a sombrear en este momento vides más alejadas en la hilera contigua.

ÍNDICE

1. OBJETO DEL ESTUDIO	7
1.1. Naturaleza del estudio	7
1.2. Localización	8
2. MOTIVACIÓN Y DIRECTRICES DEL ESTUDIO	9
2.1. Motivación del estudio	9
2.1.1. Energía solar fotovoltaica	9
2.1.2. Sistemas agrivoltaicos	10
2.1.3. Potencial de la aplicación de los sistemas agrivoltaicos a la vid.....	11
2.2. Criterios de valor	12
3. ANÁLISIS Y DIAGNÓSTICO DE LA SITUACIÓN DE PARTIDA	13
3.1. Área de estudio	13
3.2. Datos climáticos.....	15
3.2.1. Radiación.....	15
3.2.2. Régimen de vientos	17
3.2.3. Régimen de temperaturas	18
3.2.4. Régimen de precipitaciones	19
3.2.5. Evapotranspiración de referencia (ETo).....	20
3.3. Edafología.....	21
3.4. Legislación aplicable.....	21
3.5. Requisitos de la vid.....	22
4. ALTERNATIVAS ESTRATÉGICAS	23
4.1. Generación de alternativas.....	23
4.1.1. Agrivoltaica elevada	24
4.1.2. Agrivoltaica elevada con seguimiento solar	26
4.1.3. Agrivoltaica vertical bifacial	27
4.2. Producción energética de los paneles.....	28
4.2.1. Sistema elevado.....	29
4.2.2. Sistema elevado con seguimiento solar	32
4.2.3. Sistema vertical bifacial.....	35
4.3. Modificación ambiental producida.....	39
4.3.1. Sistema elevado.....	39

Estudio Técnico de Viabilidad de los Sistemas Agrivoltaicos aplicados un viñedo de 15ha en Cañizal (Zamora)

4.3.2.	Sistema elevado con seguimiento solar	41
4.3.3.	Sistema bifacial	43
4.4.	Variación de la producción del viñedo.....	44
4.4.1.	Sistema agrivoltaico elevado	45
4.4.2.	Sistema agrivoltaico elevado con seguimiento solar.....	45
4.4.3.	Sistema agrivoltaico bifacial.....	46
5.	INSTALACIÓN ELÉCTRICA	48
5.1.	Componentes de la instalación	48
5.2.	Metodología del dimensionamiento	50
5.2.1.	Tramo de los módulos hasta la caja de conexión	52
5.2.2.	Tramo de la caja de conexión al inversor.....	53
5.2.3.	Tramo del inversor al centro de transformación	53
5.3.	Dimensionamiento del sistema agrivoltaico elevado.....	54
5.3.1.	Tramo I.....	54
5.3.2.	Tramo II	55
5.3.3.	Tramo III.....	56
5.4.	Dimensionamiento del sistema agrivoltaico elevado con seguimiento	57
5.5.	Dimensionamiento del sistema agrivoltaico bifacial	57
5.5.1.	Tramo I.....	58
5.5.2.	Tramo II	59
5.5.3.	Tramo III.....	59
5.6.	Esquema unifilar.....	59
5.6.1.	Elementos en corriente continua.....	61
5.6.2.	Elementos en corriente alterna.....	61
6.	ESTUDIO ECONÓMICO.....	63
6.1.	Inversión	63
6.1.1.	Sistema agrivoltaico elevado	64
6.1.2.	Sistema agrivoltaico elevado con seguimiento solar.....	65
6.1.3.	Sistema agrivoltaico bifacial.....	66
6.2.	Mantenimiento	67
6.2.1.	Sistema agrivoltaico elevado	69
6.2.2.	Sistema agrivoltaico elevado con seguimiento solar.....	70
6.2.3.	Sistema agrivoltaico bifacial.....	70

Estudio Técnico de Viabilidad de los Sistemas Agrivoltaicos aplicados un viñedo de 15ha en Cañizal (Zamora)

6.3.	Ingresos	71
6.3.1.	Sistema agrivoltaico elevado	72
6.3.2.	Sistema agrivoltaico elevado con seguimiento solar.....	72
6.3.3.	Sistema agrivoltaico bifacial.....	72
6.4.	Flujo de caja	73
6.4.1.	Sistema agrivoltaico elevado	73
6.4.2.	Sistema agrivoltaico elevado con seguimiento solar.....	74
6.4.3.	Sistema agrivoltaico bifacial.....	75
6.5.	Valor actual neto	76
6.5.1.	Sistema agrivoltaico elevado	76
6.5.2.	Sistema agrivoltaico elevado con seguimiento solar.....	77
6.5.3.	Sistema agrivoltaico bifacial.....	77
6.6.	Tasa interna de rendimiento	78
6.6.1.	Sistema agrivoltaico elevado	78
6.6.2.	Sistema agrivoltaico elevado con seguimiento solar.....	78
6.6.3.	Sistema agrivoltaico bifacial.....	78
6.7.	Relación beneficio/coste.....	78
6.7.1.	Sistema agrivoltaico elevado	79
6.7.2.	Sistema agrivoltaico elevado con seguimiento solar.....	79
6.7.3.	Sistema agrivoltaico bifacial.....	80
6.8.	Periodo de recuperación del capital	81
6.8.1.	Sistema agrivoltaico elevado	81
6.8.2.	Sistema agrivoltaico elevado con seguimiento solar.....	82
6.8.3.	Sistema agrivoltaico bifacial.....	83
7.	CONCLUSIONES	84
	BIBLIOGRAFÍA.....	86

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Área que comprende la D.O. Toro (D.O. Toro, 2025).	8
Figura 2. Quemadura solar en racimos de cv. Chardonnay. Fuente: (Gambetta, Holzapfel, Stoll, & Friedel, 2021).	11
Figura 3. Localización de Cañizal (IGN, 2025).	13
Figura 4. Parcelas de estudio (SIGPAC, 2025).	14
Figura 5. Localización de las parcelas y curvas de nivel.	14
Figura 6. Distribución anual de la radiación media recibida.	16
Figura 7. Distribución anual de la irradiación en Cañizal.	16
Figura 8. Rosa de los vientos.	17
Figura 9. Rosa de los vientos máximos.	18
Figura 10. Representación del régimen de temperaturas.	19
Figura 11. Distribución de las precipitaciones medias mensuales.	19
Figura 12. Comparativa de la precipitación y la ETo.	20
Figura 13. Área de viñedo dentro de la zona de estudio.	24
Figura 14. Diseño de la alternativa de sistema agrivoltaico elevado (cotas en m).	25
Figura 15. Orientación filas del sistema agrivoltaico elevado.	25
Figura 16. Distribución de los paneles solares del sistema elevado.	26
Figura 17. Diseño de la alternativa de sistema agrivoltaico elevado con seguimiento solar (cotas en m).	27
Figura 18. Diseño de la alternativa de sistema agrivoltaico vertical (cotas en m).	27
Figura 19. Distribución de los paneles solares del sistema bifacial.	28
Figura 20. Representación del horizonte solar para el sistema elevado. Fuente: (PVSyst, 2025).	29
Figura 21. Diagrama de pérdidas del sistema elevado. Fuente: (PVSyst, 2025).	30
Figura 22. Resultados mensuales del sistema elevado. Fuente: (PVSyst, 2025).	31
Figura 23. Representación del horizonte solar para el sistema elevado con seguimiento solar. Fuente: (PVSyst, 2025).	32
Figura 24. Diagrama de pérdidas del sistema elevado con seguimiento solar. Fuente: (PVSyst, 2025).	33
Figura 25. Resultados mensuales del sistema elevado con seguimiento solar. Fuente: (PVSyst, 2025).	34
Figura 26. Escena 3D para sistema bifacial. Fuente: (PVSyst, 2025).	35
Figura 27. Representación del horizonte solar para el sistema bifacial. Fuente: (PVSyst, 2025).	36
Figura 28. Diagrama de pérdidas del sistema bifacial. Fuente: (PVSyst, 2025).	37
Figura 29. Resultados mensuales del sistema bifacial. Fuente: (PVSyst, 2025).	38
Figura 30. Radicación incidente en el suelo para el sistema elevado. Fuente: (PVSyst, 2025).	40
Figura 31. Radicación incidente en el suelo para el sistema elevado con seguimiento solar. Fuente: (PVSyst, 2025).	41
Figura 32. Radicación incidente en el suelo para el sistema bifacial. Fuente: (PVSyst, 2025).	43

Figura 33. Marco de plantación en sistema agrivoltaico elevado.....	45
Figura 34. Sombreo en el racimo en las horas centrales del día del sistema agrivoltaico elevado.	45
Figura 35. Sombreo en el racimo en las horas centrales del día del sistema agrivoltaico elevado con seguimiento solar.	46
Figura 36. Marco de plantación en sistema agrivoltaico elevado.....	46
Figura 37. Sombreo en el racimo en las horas centrales del día del sistema agrivoltaico bifacial.	47
Figura 38. Definición del Punto de Máxima Potencia (Cambio Energético, 2025)..	49
Figura 39. Detalle de las Tablas 5, 6, 7 y 8 de la ITC-BT-07.	51
Figura 40. Instalación eléctrica del sistema agrivoltaico elevado.	54
Figura 41. Instalación eléctrica del sistema agrivoltaico bifacial.	57
Figura 42. Esquema unifilar.	60
Figura 43. Detalle elementos en corriente continua del esquema unifilar.....	61
Figura 44. Detalle elementos en corriente alterna del esquema unifilar.....	62
Figura 45. Precio medio de venta de electricidad desde junio 2024 hasta mayo 2025. Fuente: (UNEF, 2025).....	71
Figura 46. Gráfica del flujo de caja del sistema agrivoltaico elevado.....	74
Figura 47. Gráfica del flujo de caja del sistema agrivoltaico elevado con seguimiento solar.	75
Figura 48. Gráfica del flujo de caja del sistema agrivoltaico bifacial.	76

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Resumen del promedio de radiación.....	15
Tabla 2. Resumen irradiación en Cañizal.....	16
Tabla 3. Resumen valores medios de velocidad de viento.	17
Tabla 4. Resumen de valores máximos de velocidad de viento.	18
Tabla 5. Resumen del régimen de temperaturas.....	18
Tabla 6. Balances y resultados principales del sistema elevado. Fuente: (PVSyst, 2025).	31
Tabla 7. Balances y resultados principales del sistema elevado con seguimiento solar. Fuente: (PVSyst, 2025).	34
Tabla 8. Balances y resultados principales del sistema bifacial. Fuente: (PVSyst, 2025).	38
Tabla 9. Variación anual de la radiación incidente en el suelo para el sistema elevado.	40
Tabla 10. Porcentaje sombreado en el suelo en el sistema agrivoltaico elevado.....	41
Tabla 11. Variación anual de la radiación incidente en el suelo para el sistema elevado con seguimiento solar.....	42
Tabla 12. Porcentaje sombreado en el sistema agrivoltaico elevado con seguimiento solar.	42

Estudio Técnico de Viabilidad de los Sistemas Agrivoltaicos aplicados un viñedo de 15ha en Cañizal (Zamora)

Tabla 13. Variación anual de la radiación incidente en el suelo para el sistema bifacial.	43
Tabla 14. Porcentaje sombreo en el sistema agrivoltaico bifacial.	44
Tabla 15. Balance hídrico simplificado.	69
Tabla 16. Evolución de los ingresos del viñedo.	72
Tabla 17. Flujo de caja del sistema agrivoltaico elevado.	73
Tabla 18. Flujo de caja del sistema agrivoltaico elevado con seguimiento solar.	74
Tabla 19. Flujo de caja del sistema agrivoltaico bifacial.	75
Tabla 20. VAN en la alternativa agrivoltaica elevada.	76
Tabla 21. VAN en la alternativa agrivoltaica elevada con seguimiento solar.	77
Tabla 22. VAN en la alternativa agrivoltaica bifacial.	77
Tabla 23. Costes y beneficios actualizados del sistema agrivoltaico elevado.	79
Tabla 24. Costes y beneficios actualizados del sistema agrivoltaico elevado con seguimiento solar.	79
Tabla 25. Costes y beneficios actualizados del sistema agrivoltaico bifacial.	80
Tabla 26. Determinación del saldo del sistema agrivoltaico elevado.	81
Tabla 27. Determinación del saldo del sistema agrivoltaico elevado con seguimiento solar.	82
Tabla 28. Determinación del saldo del sistema agrivoltaico bifacial.	83

1. OBJETO DEL ESTUDIO

El objeto de este estudio es analizar la compatibilidad de sistemas fotovoltaicos y la producción agrícola, con el consiguiente aporte al desarrollo de la producción de energías renovables y sus sinergias dentro de la producción vitícola española. La zona de estudio se sitúa en un municipio de Zamora (Cañizal), aproximadamente a 20 km al sur del límite territorial de la Denominación de Origen Toro (D.O. Toro). Esta combinación entre sistemas productivos agrícolas y los sistemas fotovoltaicos reciben el nombre de sistemas agrivoltaicos, en los que de la misma superficie que en la producción agraria tradicional, el agricultor percibiría una segunda fuente de ingresos, la referente a la producción energética.

1.1. Naturaleza del estudio

El estudio analizará distintas disposiciones de los paneles fotovoltaicos con el objetivo de determinar cuál resultaría el más eficiente en su combinación con el viñedo, un cultivo asentado y abundante en el territorio español cuyos sistemas de conducción en hileras formando setos son compatibles con la disposición en filas de las grandes instalaciones fotovoltaicas, los conocidos como parques o huertos solares, de forma que deberá determinarse primeramente la producción energética que cada una de dichas disposiciones es capaz de obtener, considerando que se tiene como objetivo inyectar una potencia máxima a la red de 500kW.

Por otro lado, debe considerarse que la instalación de paneles fotovoltaicos entre las líneas de cultivo supone una alteración del entorno que modifica las condiciones microclimáticas a las que se ve sometida la vid, como puede ser el caso del sombreado sobre la planta que, a su vez, puede reducir la temperatura del área sombreada, o la reducción de la densidad de plantación, entre otras circunstancias, que se analizarán. Además, esta disposición de los paneles permitiría reducir la inversión requerida frente a una distribución en grandes estructuras que cubren el viñedo en su totalidad, que ha sido objeto de estudios previos, pues la altura de las instalaciones de soporte de los paneles que sería necesaria sería mayor con el consiguiente sobrecoste en materiales y mano de obra.

Todas las variaciones ambientales que se produzcan en el entorno del viñedo provocarán modificaciones en la producción de la vid, las cuales tienen una relación directa con los rendimientos, tanto productivos como económicos, que el agricultor percibiría. Por tanto, se estudiará la rentabilidad económica de los sistemas propuestos para determinar cuál es el sistema más conveniente.

1.2. Localización

Para realizar el estudio se ha escogido una parcela de 15 ha de extensión en el municipio de Cañizal, muy próximo a la región vinícola de D.O. Toro (Figura 1), la cual se caracteriza por presentar un clima continental y extremo de carácter árido, con incidencia de temperaturas extremas (desde -11 a 37 °C), precipitaciones escasas (alrededor de 350 y 400 mm anuales) y suelos conformados durante las Eras Terciaria y Cuaternaria con altitudes entre los 620 m y los 870m (D.O. Toro, 2025)

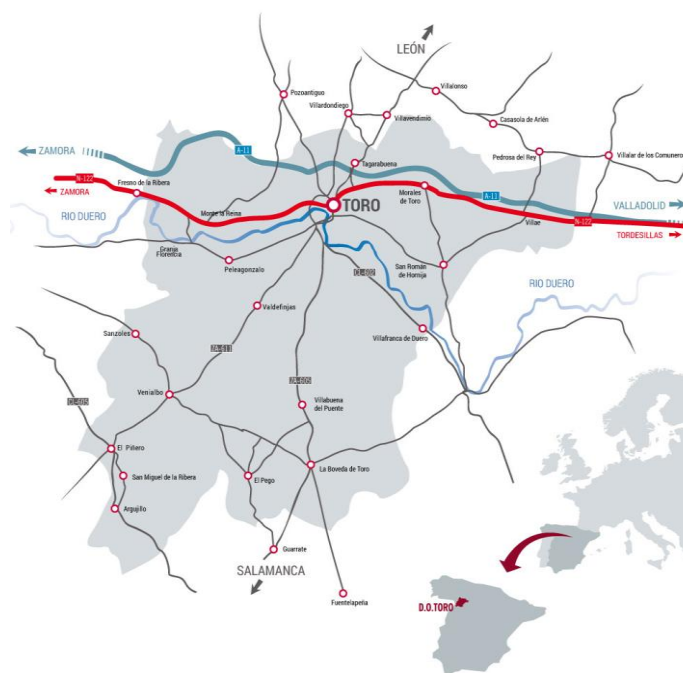


Figura 1. Área que comprende la D.O. Toro (D.O. Toro, 2025).

Concretamente, Cañizal dista unos 20 km al sur del límite establecido por el Consejo Regulador de la D.O. Toro, que incluye a los municipios zamoranos de Argujillo, Bóveda de Toro, Morales de Toro, El Pego, Peleagonzalo, El Piñero, San Miguel de la Ribera, Sanzoles, Toro, Valdefinjas, Venialbo y Villabuena del Puente, y a los municipios vallisoletanos de Villafranca de Duero, San Román de Hornija y Pedrosa del Rey con los Pagos de Villaester de Arriba y Villaester de Abajo (D.O. Toro, 2025), como se puede apreciar en la Figura 2. Cañizal se encuentra a una altitud de 785 metros sobre el nivel del mar, por lo que está dentro del rango en el que se sitúan los viñedos de la D.O. Toro y, dada su proximidad y que no existen variaciones topográficas significativas, contará con condiciones climatológicas muy similares.

En cuanto a la producción, es digno de mención que se cultivan tanto variedades blancas como tintas, siendo admitidas dentro de la D.O. las variedades tintas de tinta de toro y garnacha tinta, y las variedades blancas de verdejo, malvasía castellana, albillo real y moscatel de grano menudo (D.O. Toro, 2025). No obstante, dado que la parcela no se sitúa dentro de la D.O. Toro, el estudio no tendría por qué verse limitado a estas variedades, pero sí puede servir de orientación de las variedades que se desarrollan correctamente en la zona.

2. MOTIVACIÓN Y DIRECTRICES DEL ESTUDIO

A continuación, se especificarán las principales motivaciones para la realización de este estudio, así como las directrices que se seguirán para determinar los resultados y conclusiones del mismo.

2.1. Motivación del estudio

Actualmente, la instalación de plantas fotovoltaicas o parques solares en el territorio agrario está en auge, tanto por un mayor interés de la sociedad en producir energía renovable aprovechando la importante insolación que recibe el territorio español como la rentabilidad que de esta producción se puede obtener, lo cual reduce la superficie dedicada a la producción agraria. Sin embargo, existe la posibilidad de combinar ambas producciones en una misma área, la energética y la agraria, permitiendo que el agricultor perciba beneficios de ambas actividades y puedan establecerse sinergias entre ambas, como el caso en que el sombreado que produzcan los paneles solares puedan beneficiar a los cultivos, en este caso, a la vid.

2.1.1. Energía solar fotovoltaica

A nivel mundial, la producción de energía renovable se incrementó en 2023, estimándose dicho incremento en la capacidad productiva en un 36%, lo que suponen unos 473 GW. En lo que respecta a la producción fotovoltaica, esta representó las $\frac{3}{4}$ partes del incremento global en energía renovable en 2023 y, en la Unión Europea (UE), la producción de energía solar fotovoltaica se incrementó en el mismo periodo desde los 41GW en 2022 hasta 56GW en 2023. No obstante, cabe destacar que el mayor productor de renovables es China, cuya puesta en marcha de capacidad fotovoltaica en 2023 fue el equivalente a los incrementos globales en el mismo tipo de energía en 2022 (REN21, 2025).

Las principales motivaciones para el incremento de la producción en renovables son tanto el interés de los países en reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en la obtención de energía, como motivaciones geopolíticas que afectan al suministro de fuentes de energía tradicionales como el gas natural o el petróleo, por lo que algunos países han acelerado su transición energética preocupados por su seguridad energética (REN21, 2025).

Desde el punto de vista económico, los precios de la energía siguen influyendo en gran medida en la inflación global y en las diferencias económicas entre países, por lo que se ha incrementado la inversión en renovables en un 8% a nivel global. No obstante, la industria fotovoltaica experimentó en 2023 una baja rentabilidad (REN21, 2025).

En lo que respecta al territorio español, la potencia instalada de energía solar fotovoltaica es 28.691 MW, lo que la sitúa en la segunda fuente de energía renovable por detrás de la energía eólica. Además, es digno de mención que en el año 2024 se alcanzó el récord de producción de energía acumulada, superándose el 5 de octubre de 2024 la energía total producida en 2023, alcanzando el valor de 37.551 GWh. Esto hace que la energía solar fotovoltaica represente el 18,3% de la producción energética total española (Redeia, 2024).

2.1.2. Sistemas agrivoltaicos

Los sistemas agrivoltaicos que, como ya se ha mencionado anteriormente, consisten en la combinación en una misma área de la producción de energía solar fotovoltaica y de la producción agraria, son una forma productiva en auge en Europa, como se muestra en el hecho de que, por ejemplo, en Francia existen licitaciones de innovación en energías renovables lanzadas por el Ministerio francés de Transición Energética, de las que cuatro de ellas han sido adjudicadas a Iberdrola, una empresa energética española (Iberdrola, 2024). Por otro lado, es destacable que, en este país, concretamente en la región de Occitania, ya se han llevado a cabo proyectos de la aplicación de sistemas agrivoltaicos a viñedo en los que se han obtenido incrementos en el rendimiento en torno al 30% (tecsol, 2024).

Otro país que también se ha desarrollado en el ámbito agrivoltaico es Italia, en donde incluso se ha desarrollado la norma UNI/PdR 148:2023, por la que se establecen los requisitos para la presentación de proyectos sobre sistemas agrivoltaicos en Italia (UNI, 2023).

No obstante, otro aspecto que se debe contemplar es el de la modificación del paisaje agrario que este sistema supone y el impacto que puede llegar a tener, sobre todo si se extiende de forma masiva. Sin embargo, estudios aseguran que solo se necesitaría transformar a agrivoltaico menos de un 1% de la superficie cultivada en el mundo para poder hacer frente a la demanda energética global (Adeh, Good, Calaf, & Higgins, 2019).

En España, también se ha ido llevando a cabo recientemente estudios sobre la viabilidad de los sistemas agrivoltaicos, definiéndose los cultivos con potencial agrivoltaico en el territorio español, entre los que se encuentran el trigo blando, el maíz, la patata y la viña, habiéndose concretado en este último que la rentabilidad puede verse incrementada hasta en un 25% si el sombreado no excede el 36% y se aprecia una ralentización de la maduración (López Luque, y otros, 2023).

Este incremento de la producción puede explicarse por el hecho de que el sombreado que producen los paneles fotovoltaicos en las vides ayudan a mitigar los efectos negativos que el exceso de insolación produce sobre la planta y sobre los racimos, que

reduce su calidad y es una problemática importante a la que se debe hacer frente en algunas de las principales zonas vitivinícolas españolas.

A nivel normativo, no existen regulaciones vinculantes en el ámbito estatal aunque sí se dispone de informes no vinculantes y de la primera instrucción técnica autonómica que regula este tipo de sistemas, realizada por el Departamento de Acción Climática, Alimentación y Agenda Rural (DACC) de la Generalitat de Catalunya, en la que se establece que el rendimiento del cultivo agrícola en la superficie total de los proyectos después de la construcción de la instalación agrivoltaica debe ser como mínimo el 60% del rendimiento total (Sánchez Molina, 2024).

2.1.3. Potencial de la aplicación de los sistemas agrivoltaicos a la vid

En cuanto a la aplicación de los sistemas agrivoltaicos al caso concreto de la vid, como ya se ha mencionado, existen estudios que avalan los beneficios para la producción de la vid. Esto se debe a que, en zonas de alta insolación y con altas temperaturas, la planta y la uva pueden sufrir una serie de daños que, en esta última, pueden llegar a suponer no solo pérdidas de producción sino también en la calidad de la misma. Algunos de estos daños son:

- Reducción de la fotosíntesis: a pesar de que la radiación solar es necesaria para que la planta fotosintetice, un exceso de insolación y de temperatura puede reducir la actividad fotosintética por sobreexcitación del fotosistema II, que acaba provocando una fotoinhibición como mecanismo de defensa de la planta para evitar mayores daños (Dwivedi & Bhardwaj, 1995).
- Quemaduras solares: se trata de un trastorno fisiológico que se manifiesta en formas de manchas marrones (como se aprecia en la Figura 2), o incluso necróticas, en las uvas que pueden llevar a su total desecación, lo que puede llegar a provocar una reducción drástica el rendimiento (Gambetta, Holzapfel, Stoll, & Friedel, 2021).
- Cambios en la composición de la uva: como respuesta al estrés que le produce el exceso de insolación a la uva, esta comienza a aumentar la activación de antioxidantes como el ascorbato y el glutatión, la producción de proteínas de choque térmico y la acumulación de carotenoides y flavonoides. Por otro lado, las uvas afectadas por exceso de insolación presentan menores niveles de ácido tartárico y málico que las uvas sanas, así como de antocianinas. Además, también tiende a engrosar la epidermis y las ceras epicuticulares (Gambetta, Holzapfel, Stoll, & Friedel, 2021), que suponen un incremento en la proporción de hollejos durante el proceso de vinificación.



Figura 2. Quemadura solar en racimos de cv. Chardonnay. Fuente: (Gambetta, Holzapfel, Stoll, & Friedel, 2021).

- Reducción en la calidad del vino: debido a las modificaciones en la composición de la uva el proceso de vinificación se puede ver comprometido en algunos aspectos como el color, debido al descenso en el contenido de antocianinas, o el sabor, pudiéndose ver incrementado el amargor, especialmente en vinos blancos, debido al cambio en el contenido de los demás compuestos mencionado con anterioridad (Gambetta, Holzapfel, Stoll, & Friedel, 2021).

2.2. Criterios de valor

Para la valoración de los sistemas agrivoltaicos que se propongan se tendrán en cuenta los siguientes criterios de valor:

- Estabilidad de los paneles: debido a las condiciones climáticas de la zona, concretamente, la velocidad del viento, la estabilidad de los paneles puede verse comprometida. Por tanto, uno de los criterios será minimizar las circunstancias en que la instalación resulte dañada y evitar los costes que supone reparar dichos daños.
- Producción energética: dentro de este criterio se contemplará la cantidad de energía que es capaz de producir el sistema, dado que se pretende tener un enfoque productivo de la energía inyectándola a la red energética para su venta.
- Producción agronómica: en este criterio se contemplará la densidad de plantación y la producción que se perciba del viñedo, contemplando los posibles beneficios que se produzcan en las vides por el sombreado.
- Índices de rentabilidad económica: se realizará un estudio económico mediante el cálculo de índices de rentabilidad, contemplando tanto la inversión requerida como los beneficios que se puedan percibir del sistema agrivoltaico.

3. ANÁLISIS Y DIAGNÓSTICO DE LA SITUACIÓN DE PARTIDA

En este apartado se detallará el área de estudio, especificando sus características, los condicionantes que le pueden afectar, tales como la climatología de la zona, y la situación actual del área de estudio.

3.1. Área de estudio

Especificando la zona donde se realizará el presente estudio, este, como ya se ha mencionado, se sitúa en el municipio de Cañizal, situado al sur de la provincia de Zamora lindando con las fronteras de las provincias de Salamanca y Valladolid, como se puede observar en la Figura 3. Cabe destacar que dicho municipio se sitúa entre las hojas 426 y 453 del MTN50 establecido por el Instituto Geográfico Nacional (IGN), no obstante, la parcela se sitúa en la hoja 426 del MTN50 y en la hoja 426-4 del MTN25.

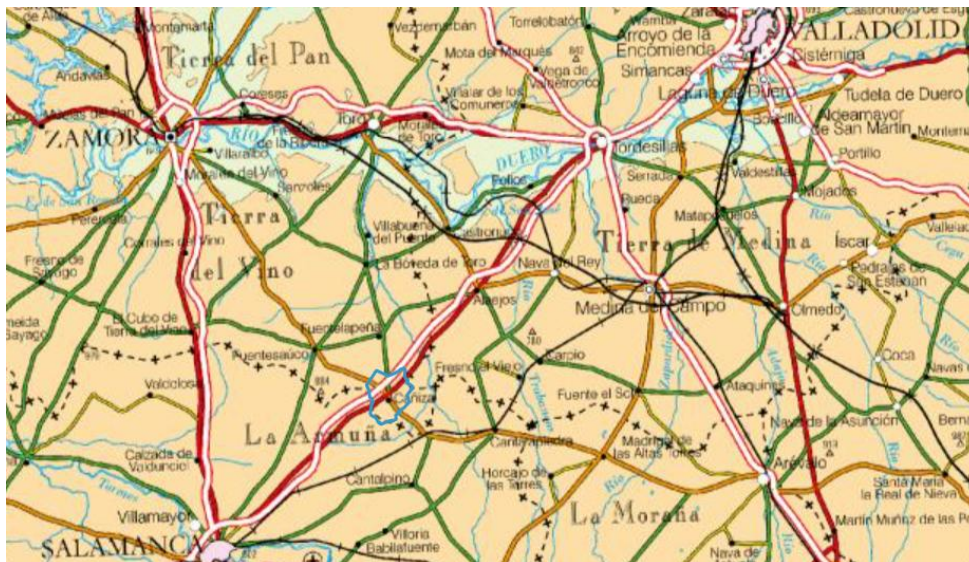


Figura 3. Localización de Cañizal (IGN, 2025).

Concretando las parcelas de estudio, estas abarcan una superficie de aproximadamente 15ha divididas en 2 parcelas, las cuales se muestran en la Figura 4. La parcela de menor superficie, situada en la esquina norte, se designa como la parcela 186 del polígono 1 y cuenta con una superficie de 3,85 ha y su referencia catastral es 49038A001001860000ZW. La otra parcela se designa como la parcela 190 del polígono 1 y presenta una superficie de 11,32 ha y su referencia catastral es 49038A001001900000ZA.

Estudio Técnico de Viabilidad de los Sistemas Agrivoltaicos aplicados un viñedo de 15ha en Cañizal (Zamora)



Figura 4. Parcelas de estudio (SIGPAC, 2025).

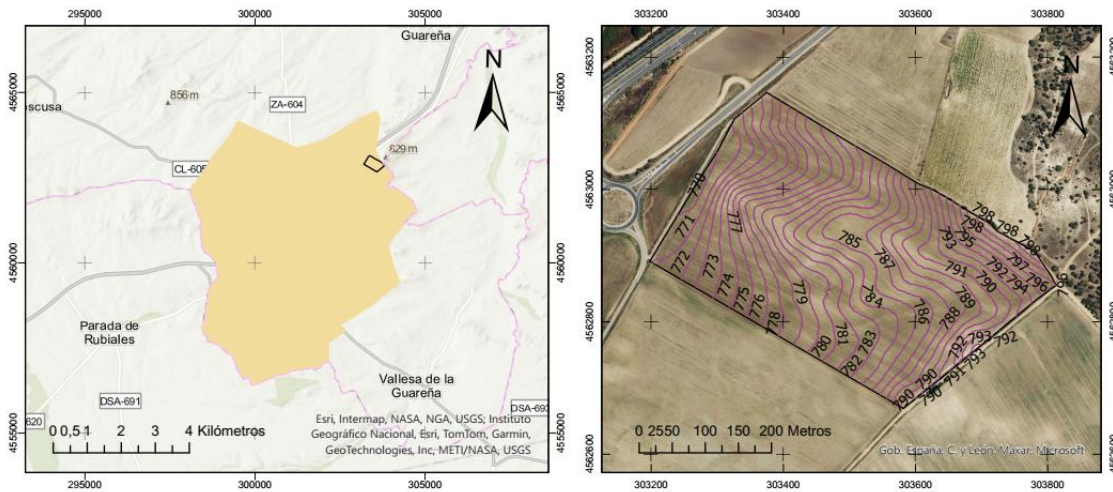


Figura 5. Localización de las parcelas y curvas de nivel.

Estas parcelas se sitúan en el norte del municipio de Cañizal, tal y como se muestra en la imagen izquierda de la Figura 5, además, toda la zona de estudio presenta una pendiente descendente hacia el Noroeste, como se puede deducir por las curvas de nivel que se muestran en la imagen derecha de la Figura 5.

3.2. Datos climáticos

Para la correcta elaboración del presente estudio es necesario conocer las condiciones climáticas de la zona, especialmente lo relativo a la radiación solar incidente, no obstante, también se requiere conocer el régimen de temperaturas y precipitaciones para el correcto desarrollo de la vid.

Con este objetivo, se ha elegido una estación meteorológica perteneciente al Sistema de Información Agroclimática para el Regadío (SiAR) situada en Castilla y León, concretamente, la estación del municipio de Torrecilla de la Orden (Valladolid), limítrofe con Cañizal y a una altitud muy similar, de 793 m. El periodo temporal de los datos utilizados es desde el 18 de julio del 2000, cuando la estación comenzó a funcionar, hasta el día de la descarga, el 4 de marzo de 2025, lo que resulta un periodo de 25 años de datos climatológicos (SiAR, 2025).

De todos los parámetros meteorológicos de los que se disponen, se ha considerado que los más relevantes y de mayor influencia son la radiación solar y el viento, para la producción energética y la estabilidad de los paneles fotovoltaicos, y, para la producción de la vid, además de los ya mencionados, el régimen de temperaturas, puesto que el sombreado que puedan ocasionar los paneles fotovoltaicos pueden variar este parámetro en la zona sombreada, además del régimen de precipitaciones y la evapotranspiración de referencia (ET_o).

3.2.1. Radiación

Los valores de radiación que se obtienen de las estaciones SiAR se miden en MJ/m², no obstante, la radiación para la obtención de energía solar fotovoltaica se suele medir en kWh/m², por lo que es necesario transformarlo mediante la conversión que se indica:

$$1 \text{ kWh/m}^2 = 3,6 \text{ MJ/m}^2$$

De esta manera se obtienen los valores medios de radiación para cada mes que se muestran en la Tabla 1. Cabe destacar que los datos de radiación de las estaciones SiAR se corresponden con la irradiación global diaria en el plano horizontal. Además, la distribución anual de estos valores se representa en la Figura 6, cuyo valor máximo se da en el mes de julio con 242,8 kWh/m² y el valor mínimo en el mes de diciembre 49,6 kWh/m², pudiéndose alcanzar un valor medio anual de radiación de 1704,9 kWh/m².

Tabla 1. Resumen del promedio de radiación.

Mes	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Total
Radiación (MJ/m ²)	207.1	300.9	474.2	598.6	747.8	804.3	874.0	770.6	570.5	382.9	228.2	178.7	6137.5
Radiación (kWh/m ²)	57.5	83.6	131.7	166.3	207.7	223.4	242.8	214.0	158.5	106.4	63.4	49.6	1704.9

Estudio Técnico de Viabilidad de los Sistemas Agrivoltaicos aplicados un viñedo de 15ha en Cañizal (Zamora)

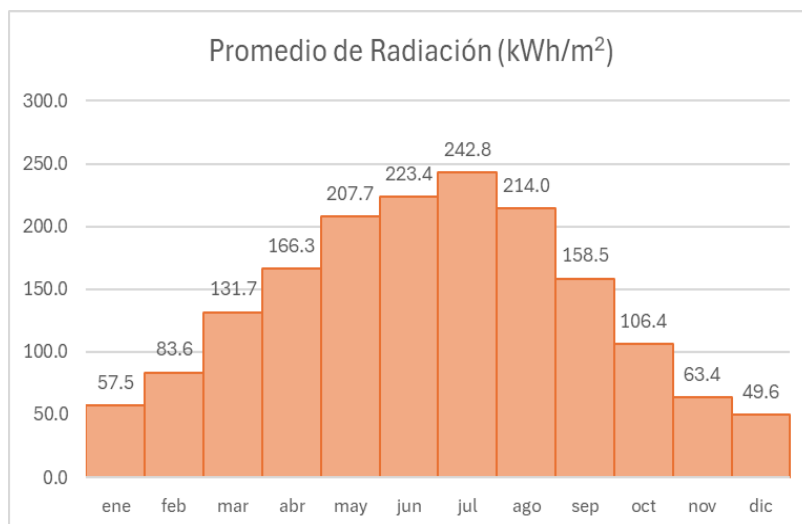


Figura 6. Distribución anual de la radiación media recibida.

Con respecto a la radiación, también se ha consultado el portal Sistema de Información Geográfica Fotovoltaica (PVGIS) de la Comisión Europea (PVGIS, 2025), concretamente la irradiación global horizontal en la zona donde se realiza este estudio en el municipio de Cañizal, ya que esta plataforma permite consultar cualquier superficie y no depende de los datos de estaciones puntuales como el SiAR. Los valores obtenidos se recogen en la Tabla 2 y su distribución anual, en la Figura 7, en ambas se puede observar que los valores son muy similares a los recogidos de la estación SiAR.

Tabla 2. Resumen irradiación en Cañizal.

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Año
Promedio Radiación (kWh/m²)	62.8	89.1	135.9	168.9	209.6	223.6	246.5	218.5	163.1	113.0	69.6	56.6	1757.3

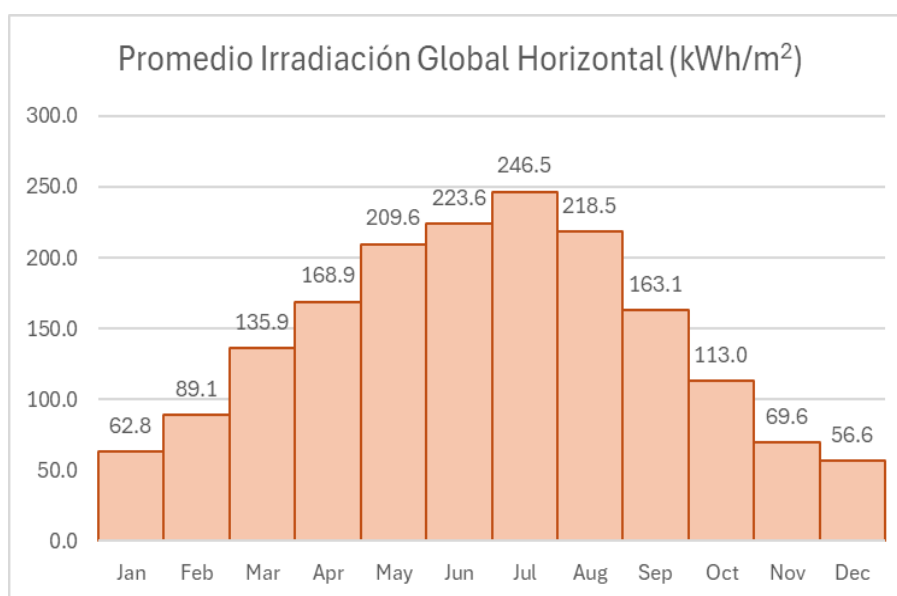


Figura 7. Distribución anual de la irradiación en Cañizal.

3.2.2. Régimen de vientos

En contraposición con el análisis de radiación, el análisis de los vientos no se ha realizado de manera mensual sino global, es decir, obteniéndose los valores de velocidad de viento en función de su distribución espacial (las direcciones de las rachas de viento) en lugar de sus valores medios mensuales.

En lo que respecta la velocidad media del viento, los valores se recogen en la Tabla 3 y se han representado en la Figura 8. En ellos se puede apreciar que los máximos valores se obtienen en la dirección Oeste y Suroeste, seguidas de la dirección Noreste, con valores de 2,87 m/s, 2,56 m/s y 2,31 m/s respectivamente, mientras que los mínimos valores se presentes en la dirección Norte-Sur y viceversa, con valores de 1,75 y 1,74 m/s.

Tabla 3. Resumen valores medios de velocidad de viento.

Dirección	Velocidad media del viento (m/s)
N	1.75
NE	2.31
E	1.93
SE	1.90
S	1.74
SW	2.56
W	2.87
NW	1.97

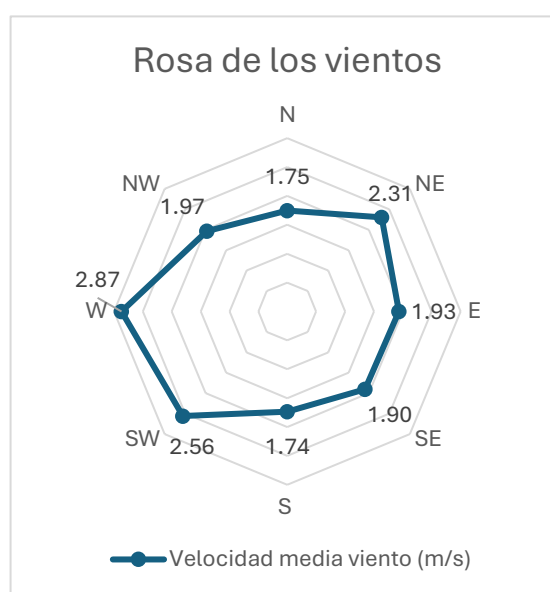


Figura 8. Rosa de los vientos.

Por otro lado, también han sido analizadas las rachas máximas de vientos que acontecieron durante el rango temporal analizado, mostrándose los valores en la Tabla 4 y representándose en la Figura 9. En este caso, se aprecian grandes similitudes en las direcciones de estas rachas máximas con respecto a los valores medios, pues los 3 valores superiores se dan en las direcciones Oeste, no obstante, en este caso el mínimo valor de las rachas máximas se presenta en el rango que comprende toda la dirección Este, seguidos de la Norte-Sur.

Debido a lo comentado, y dada la sensibilidad de la estabilidad de los paneles fotovoltaicos a las rachas de viento, estos parámetros deberán contemplarse para la elección de la orientación y disposición de los paneles, así como para los materiales que deban sostenerlos, que deberán tener la resistencia suficiente como para resistir las posibles rachas de viento.

Estudio Técnico de Viabilidad de los Sistemas Agrivoltaicos aplicados un viñedo de 15ha en Cañizal (Zamora)

Tabla 4. Resumen de valores máximos de velocidad de viento.

Dirección	Velocidad media del viento (m/s)
N	16.72
NE	16.03
E	15.76
SE	16.10
S	17.53
SW	21.05
W	22.41
NW	20.60

Rosa de los vientos (rachas máximas)

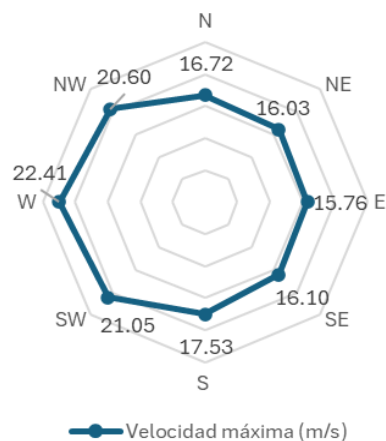


Figura 9. Rosa de los vientos máximos.

3.2.3. Régimen de temperaturas

En relación con el régimen de temperaturas, en la Tabla 5 se muestran los valores obtenidos y estos aparecen representados gráficamente en la Figura 10. Cabe destacar que la media anual es de 12.27 °C, pudiéndose alcanzar los 40 °C durante los meses de julio y agosto, y temperaturas muy próximas a este valor en junio y septiembre. Por otro lado, las temperaturas mínimas presentan valores medios mínimos en enero y febrero, con valores bajo 0 pero por centésimas, no obstante, es digno de mención la existencia de valores bajo 0 desde octubre hasta mayo, por lo que en este periodo son factibles las heladas, además, destaca el hecho de el menor valor de temperatura registrado son los -16,7 °C durante el mes de enero, seguido de los -12 °C registrados en un mes de diciembre.

Tabla 5. Resumen del régimen de temperaturas.

Mes	Máx. de Temp Max (°C)	Promedio de Temp Max (°C)	Promedio de Temp Media (°C)	Promedio de Temp Mínima (°C)	Mín. de Temp Mínima (°C)
Enero	17.76	8.27	3.76	-0.01	-16.69
Febrero	21.66	10.98	5.03	-0.03	-8.88
Marzo	26.16	14.24	7.81	1.92	-9.27
Abril	30.53	17.27	10.47	3.99	-4.75
Mayo	34.64	22.03	14.43	6.86	-1.98
Junio	38.82	27.67	19.46	11.16	2.57
Julio	40.44	30.83	22.16	13.11	4.05
Agosto	40.19	30.40	21.76	13.10	4.98
Septiembre	38.54	25.60	17.63	10.24	0.8
Octubre	33.05	19.80	13.07	7.25	-2.58
Noviembre	22.17	12.27	7.30	3.04	-9
Diciembre	18.69	8.66	4.22	0.48	-12.06
Anual	40.44	19.01	12.27	5.95	-16.69

Estudio Técnico de Viabilidad de los Sistemas Agrivoltaicos aplicados un viñedo de 15ha en Cañizal (Zamora)

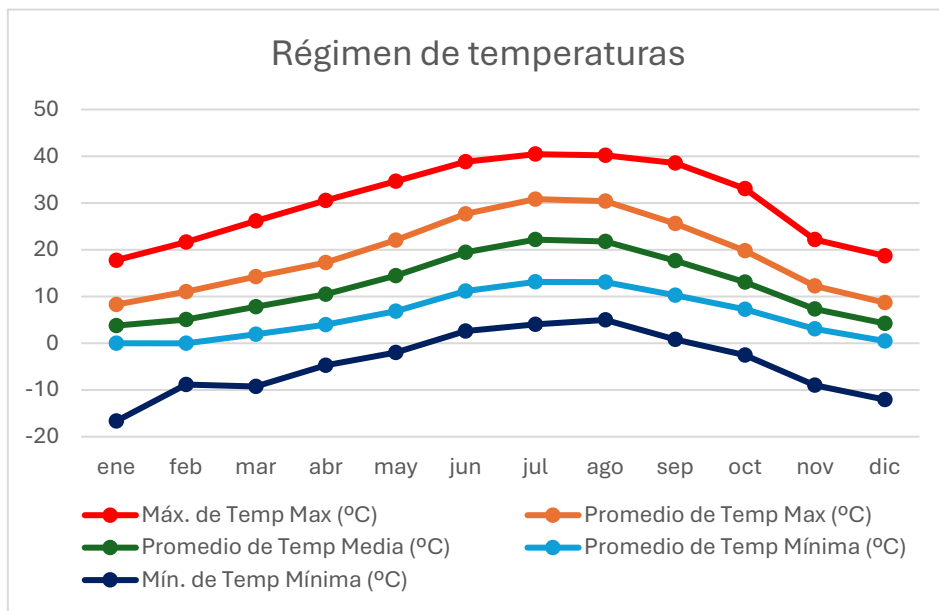


Figura 10. Representación del régimen de temperaturas.

3.2.4. Régimen de precipitaciones

Respecto a las precipitaciones, presenta una distribución típica de las zonas templadas, con las mayores precipitaciones en otoño, seguido de la primavera y del invierno, además de una gran escasez de precipitaciones en verano, como se puede observar en la Figura 11. Además, es digno de mención que la precipitación media anual presenta un valor escaso, siendo este de 353,2 mm.

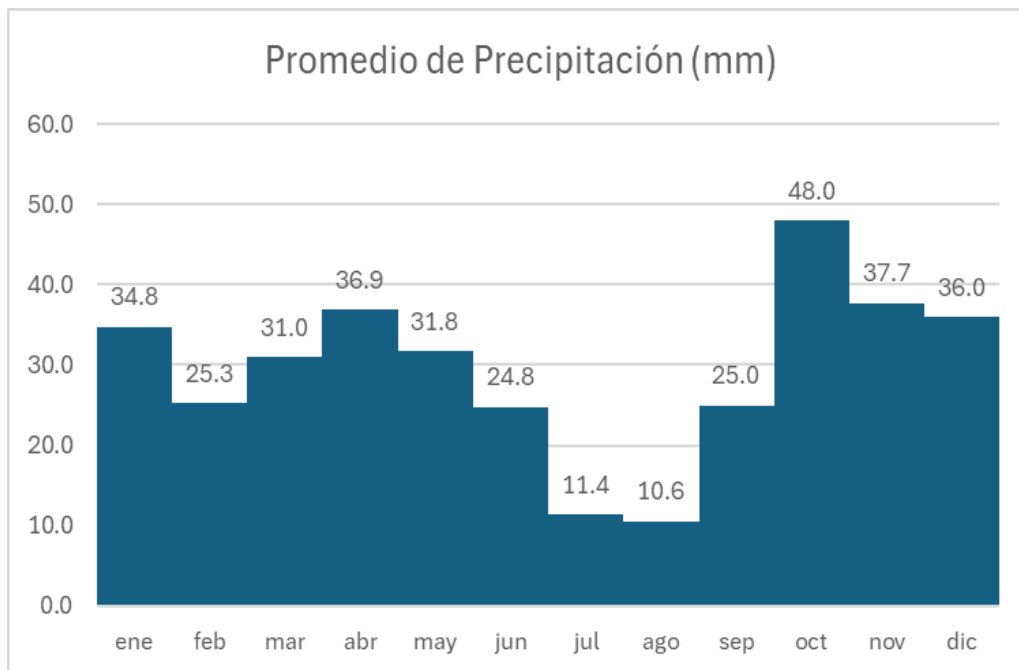


Figura 11. Distribución de las precipitaciones medias mensuales.

3.2.5. Evapotranspiración de referencia (ET_o)

Relacionado con el régimen de precipitaciones, también se analiza los valores medios de ET_o según Penman-Monteith obtenidos en la estación, que se muestran junto con su distribución a lo largo del año en la Figura 12. Aunque bien es cierto que los valores analizados deberían ser la evapotranspiración del cultivo (ET_c) fruto del producto de la ET_o con un coeficiente de cultivo (K_c) correspondiente a la vid, esta representación puede dar una orientación de las distribuciones de las necesidades hídricas del cultivo a lo largo de la campaña, siendo estas máximas durante los meses de julio, agosto y junio en ese orden, y suponiendo una deficiencia hídrica para el cultivo en estos meses como mínimo.

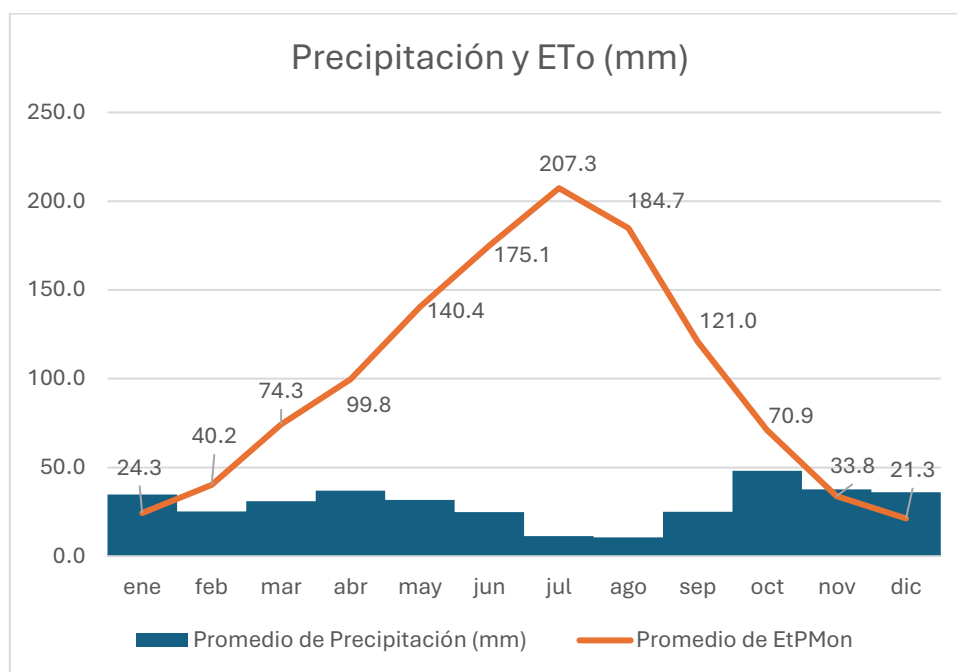


Figura 12. Comparativa de la precipitación y la ET_o.

Es digno de mención que el valor medio anual de la ET_o es 1193,1 mm y que este puede ser empleado para determinar la aridez de la zona según los criterios de la UNESCO establecidos en 1979. La forma de determinarla es calculando la relación entre la precipitación media anual y la ET_o media anual, como se muestra a continuación, y clasificando el valor. En este caso, al ser el valor obtenido 0,296 y este encontrarse dentro del rango de 0,2 – 0,5, la zona del estudio se clasifica como semiárida (De Antonio, 2020).

$$\frac{P \text{ anual (mm)}}{ETo \text{ anual (mm)}} = \frac{353,2 \text{ mm}}{1193,1 \text{ mm}} = 0,296$$

3.3. Edafología

Para determinar el tipo de suelo de la zona a nivel edafológico se ha hecho uso del Mapa de Suelos de España (Gómez-Miguel, 2005) en el que se muestra que al norte del municipio de Cañizal, donde se sitúa la zona de estudio, el tipo de suelo es un Alfisol haploxeralf según la Soil Taxonomy de USDA, el cual se caracteriza por presentar un horizonte argílico, es decir, tiene un horizonte subsuperficial con acumulación de arcillas y muy productivos para su uso agrícola (University of Idaho, 2025). Además, según la World Reference Base for Soil Resources (WRB) este suelo se clasificaría como Luvisol, que se definen como suelos fértiles y apropiados para un rango amplio de usos agrícolas y, en caso de que presenten un alto contenido de limo, son susceptibles al deterioro de la estructura cuando se labran mojados con maquinaria pesada (IUSS Grupo de Trabajo WRB, 2007). Este hecho no se vería muy afectado por la maquinaria empleada para viñedo dado su reducido tamaño.

3.4. Legislación aplicable

A nivel legislativo, no existe ninguna norma aplicable a nivel nacional que regule algún aspecto de los sistemas agrivoltaicos de manera concreta, no obstante, sí existe legislación desarrollada a nivel autonómico en las Comunidades Autónomas de Cataluña y Castilla y León. Dado que la zona de estudio se encuentra en Castilla y León, se le aplica el Decreto Ley 2/2022, de 23 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes para la agilización de la gestión de los fondos europeos y el impulso de la actividad económica.

Dentro del Decreto Ley mencionado, se incluye el Artículo 13 sobre los criterios para la autorización de proyectos de energías renovables, en cuyo apartado 2 se exponen las condiciones para no autorizar plantas fotovoltaicas y sus instalaciones auxiliares en suelo rústico y las excepciones para esta prohibición, algo también regulado en el apartado 3. Por otro lado, también se regula la determinación de la afección ambiental de plantas fotovoltaicas en el Artículo 14 y el Artículo 15 (BOCL, 2022).

Por otro lado, aunque en la legislación estatal no se menciona a los sistemas agrivoltaicos, sí se regula la actividad de producción eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, entre las que se incluye las plantas fotovoltaicas, determinándose en el Real Decreto 413/2014 la regulación del régimen jurídico y económico de esta actividad (BOE, 2025). Además, el Real Decreto 1183/2020 establece los criterios y el procedimiento de aplicación a la solicitud y obtención de los permisos de acceso y de conexión a un punto de la red (BOE, 2025).

En cuanto a la legislación que regula el dimensionamiento de las instalaciones eléctricas, de aplicación en estos casos, es el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, donde se recoge el Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, junto con las Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-BT-1 hasta ITC-BT-52.

3.5. Requisitos de la vid

Para la correcta producción de uva debe ser factible el manejo del viñedo, concretamente, la mecanización del mismo. Por este motivo, es necesario que exista suficiente espacio entre las filas de vid y las de paneles fotovoltaicos para el paso de la maquinaria, incluyéndose vendimiadoras, prepodadoras y despuntadoras, además de cultivadores, abonadoras y pulverizadores.

De todas las mencionadas, las que requieren más ancho de calle son los cultivadores, sin embargo, dado que para el caso del viñedo existen máquinas de tamaño reducido, existen cultivados con ancho mínimo de 1,3 m. En lo que respecta a vendimiadoras y prepodadoras, estas rodean a la hilera de vid, por lo que no requieren de espacio adicional para hacer pasadas a cada lado de la hilera. Además, en lo que respecta al espacio en altura, incluso existen tractores específicos de viñedo de cabina estrecha, algunos con anchos de 1,24 m.

4. ALTERNATIVAS ESTRATÉGICAS

A continuación, se definirán las opciones de distribución de los paneles seleccionadas para la combinación de la producción de energía solar y de uva de calidad, considerando que la potencia máxima de inyección a la red sea 500kW, y se describirán sus características, la producción energética que supongan y la producción del viñedo.

4.1. Generación de alternativas

La generación de alternativas se llevará a cabo en función de las distintas opciones de disposición de fotovoltaica más cultivos que viene recogidos en el Informe Prospectivo sobre la Situación de la Energía Agrivoltaica 2023 (López Luque, y otros, 2023).

Cabe destacar que el análisis de las alternativas se realizará considerando que se dispone un viñedo típico la zona de Toro en el área coloreada de verde en la Figura 13. Esta zona delimitada cuenta con una superficie de 12,4 ha y se dispondría un viñedo en regadío de la variedad Garnacha Tinta injertada sobre 110 Richter, un patrón muy utilizado, aunque debería considerarse el contenido de caliza activa en el suelo mediante un análisis de suelo exhaustivo y que este no exceda el 17% de tolerancia que tiene este patrón, con un sistema de conducción en espaldera y con un marco de plantación de 3x1,5m, que resulta en una densidad de plantación de 2222 plantas/ha. Este marco está recogido en el pliego de condiciones de la DOP Tierra del Vino de Zamora (MAPA, MAPA, 2025), una comarca a menos de 30km de la zona de estudio.

Un aspecto que se debe considerar es que este sistema de conducción permita tener 1m² de hojas (SA) por kg de uva. Por consiguiente, se ha determinado la SA, resultando:

$$SA = (2 \times H + A) \times \frac{10000}{c}$$

Siendo:

- H = altura de la espaldera, que se va a considerar 1,2m.
- A = ancho de la espaldera, que se va a considerar 0,4m.
- C = ancho de calle, que en este caso es 3m.

Con estos datos, se obtiene una SA de 9333,3 m² que junto con la densidad de plantación, se determina que cada planta produciría 4,2 kg de uva, un valor dentro del rango de producción de algunos clones de cv. Garnacha Tinta, como EVENA-12 (Aguirrezábal Bujanda, Sagüés Sarasa, Cibriain Sabalza, Astrain Zaratiegui, & Pérez de Obanos Castillo, 2005), por lo que se comprueba que un viñedo tipo de estas características es viable para la producción de uva de calidad.

Estudio Técnico de Viabilidad de los Sistemas Agrivoltaicos aplicados un viñedo de 15ha en Cañizal (Zamora)

En la superficie restante, de aproximadamente 2,6 ha, se analizará la viabilidad de los sistemas agrivoltaicos que se propongan, difiriendo cada alternativa en la disposición de los paneles solares que se concretará teniendo en cuenta tanto la mecanización de la vid como el espacio que necesitarían los paneles y la potencia inyectada a la red.

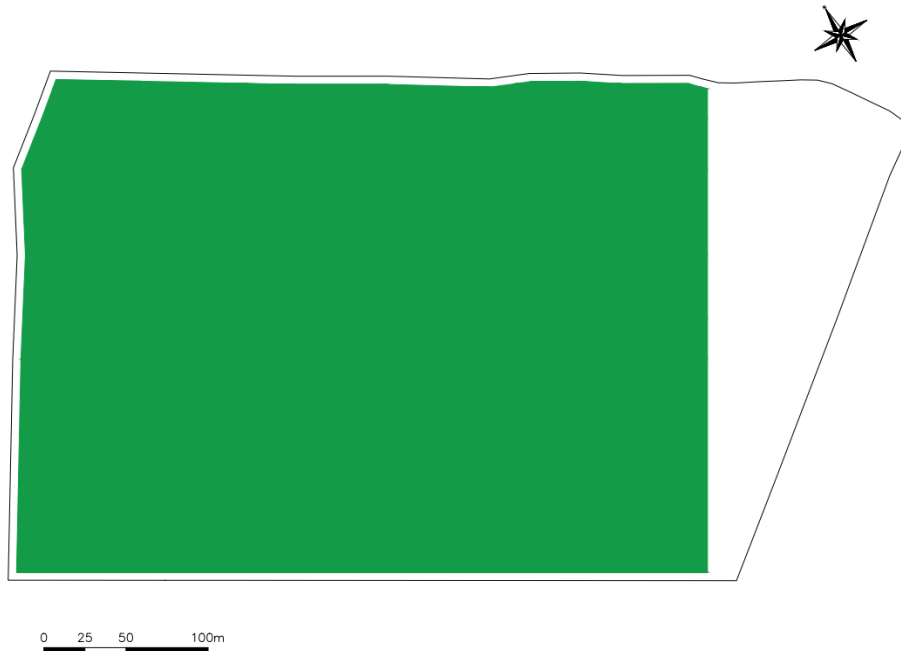


Figura 13. Área de viñedo dentro de la zona de estudio.

4.1.1. Agrivoltaica elevada

La primera opción considerada es la implantación de un sistema agrivoltaico elevado. La altura media de estos paneles debe ser de 2,1 m según estudios previos (López Luque, y otros, 2023) y se instalarían con una inclinación de 25°, puesto que se pretende maximizar la producción en verano y el sombreado durante este periodo en el viñedo, de forma que se minimice la insolación en los momentos de mayor radiación solar que le pueden perjudicar y reducir su producción. Esta inclinación se ha obtenido mediante la resta de 15° al valor de la latitud, que en la zona de estudio es de 41,19° pero dicho valor se ha redondeado para este cálculo a 40°, con el objetivo de maximizar dicha producción en la estación estival (SmartSpain, 2022).

Por otro lado, se ha establecido un ancho de calle de 2,3 m para permitir el adecuado trabajo de la maquinaria y mantener una densidad que permita una adecuada producción e iluminación para el seto de vid. Esta distribución se especifica en la Figura 14.

Estudio Técnico de Viabilidad de los Sistemas Agrivoltaicos aplicados un viñedo de 15ha en Cañizal (Zamora)

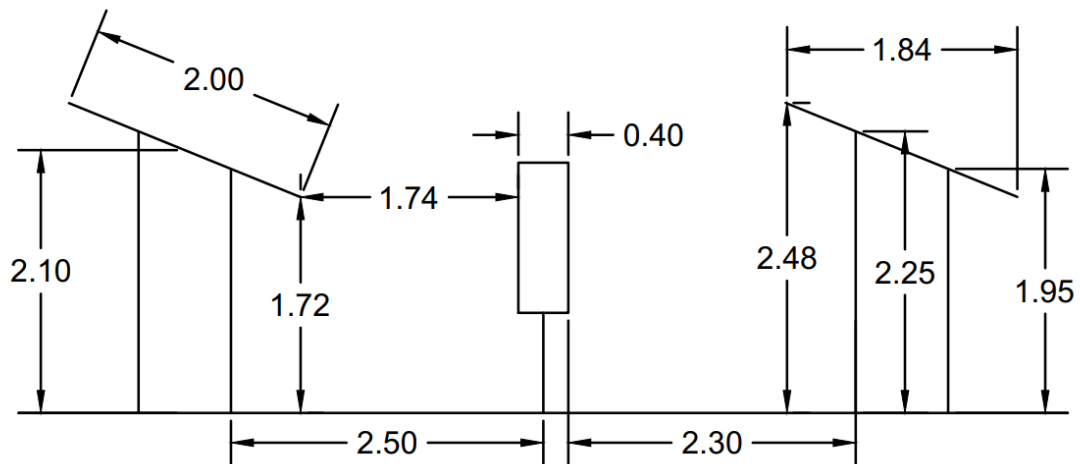


Figura 14. Diseño de la alternativa de sistema agrivoltaico elevado (cotas en m).

Otro aspecto a considerar es la orientación de las filas, la cual es de NE-SO para minimizar que las rachas de viento, que se presentan mayoritariamente en esa dirección, incidan de manera perpendicular en las hileras, tal y como se muestra en la Figura 15. De forma exacta, esta orientación se corresponde con un azimut de 32° con respecto del eje N-S en sentido horario. Además, esta orientación también es favorable para el viñedo pues se minimiza el calor de la tarde.



Figura 15. Orientación filas del sistema agrivoltaico elevado.

Como resultado de estas consideraciones, se obtiene la distribución espacial de la instalación fotovoltaica que se observa en la Figura 16, siendo las filas amarillas cada fila de paneles solares.

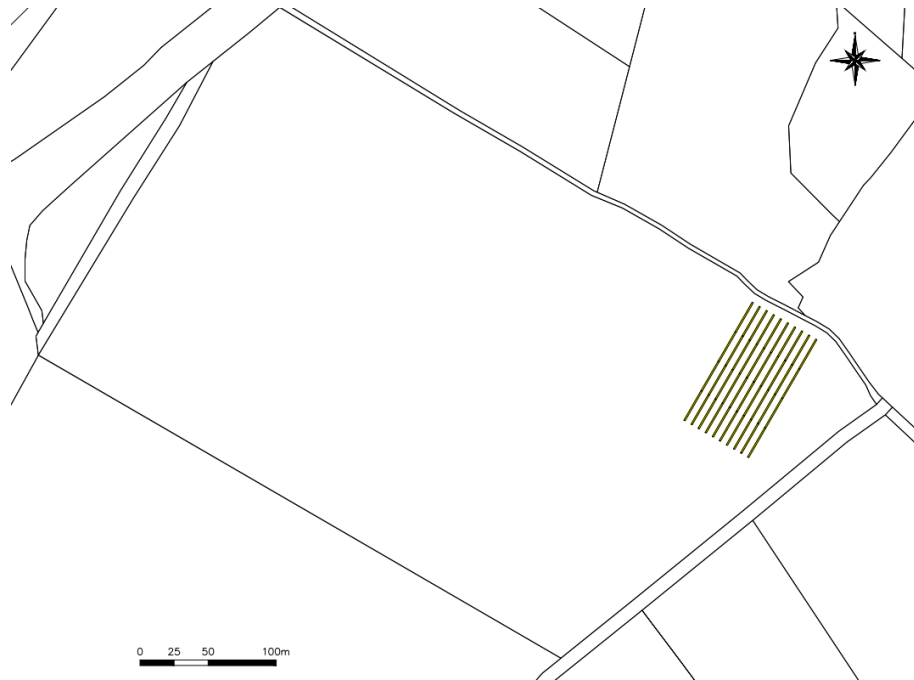


Figura 16. Distribución de los paneles solares del sistema elevado.

En esta se disponen 10 filas, conformadas por 4 strings o cadenas de paneles en serie de 25 módulos fotovoltaicos cada una. Los módulos se dispondrían en posición vertical y resultarían filas de 100 paneles cada una. Teniendo en cuenta todo lo comentado, la superficie de panel sería 2.166 m².

En el resto de la superficie de estudio se dispondría el viñedo, habiendo en la zona donde se disponen los paneles 9 filas intercaladas entre las filas de paneles de 100 m y con una separación entre ellas de 6 m.

4.1.2. Agrivoltaica elevada con seguimiento solar

En esta opción, se ha establecido que los paneles contarán con seguimiento solar, de manera que la instalación contaría con las mismas dimensiones que la alternativa anterior, contemplando las distancias entre fila de paneles fotovoltaico y setos de vid, por lo que la orientación de estas sería la indicada en la Figura 13 y la distribución de estas será igual a la que se muestra en la Figura 15, por consiguiente, la superficie de panel instalado también sería 2.166 m². Sin embargo, en esta opción se permite la rotación desde un único punto de apoyo central a una altura de 2,1 m, tal y como se muestra en la Figura 17.

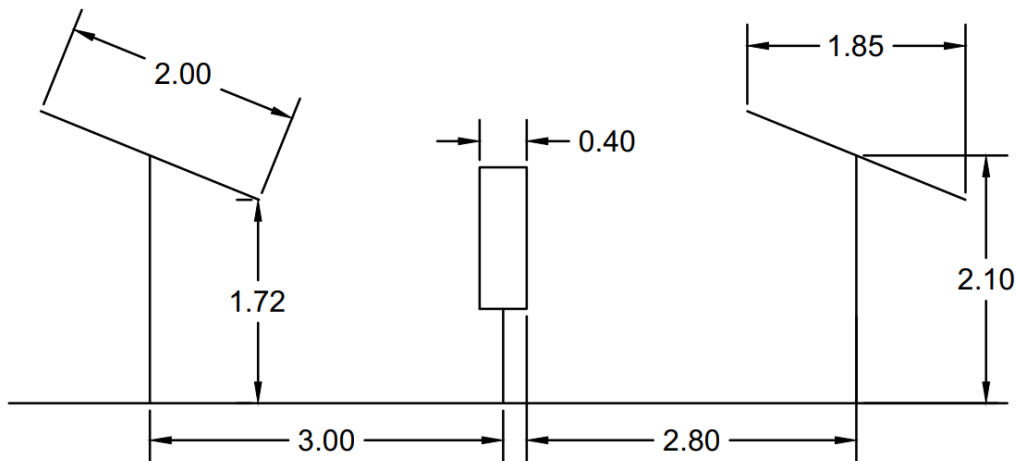


Figura 17. Diseño de la alternativa de sistema agrivoltaico elevado con seguimiento solar (cotas en m).

Cabe destacar que en este tipo de instalaciones para poder realizar el movimiento de seguimiento del sol, se debe instalar un motor paso a paso (Guanuche, Polo, & Moscoso, 2024), el cual se encarga de inclinar los paneles de forma gradual en función del conocimiento de la altura del Sol que es dependiente de la época del año y la hora del día.

En relación a las vides, estas seguirán la misma disposición que en la alternativa agrivoltaica elevada.

4.1.3. Agrivoltaica vertical bifacial

La tercera alternativa analizada sería una disposición vertical de los paneles, de manera que se instalasen paneles fotovoltaicos en ambas caras. Además, se diferencia de las alternativas anteriormente dispuestas en que la distancia entre el pie de la vid y el punto de apoyo de los paneles sería de 2,5 m, tal y como se muestra en la Figura 18. Con respecto a la orientación, se mantendría la misma que en las opciones ya especificadas, la que se muestra en la Figura 14, ya que esta manera de instalar los paneles es aún más sensible a las rachas de viento al actuar como pantalla.

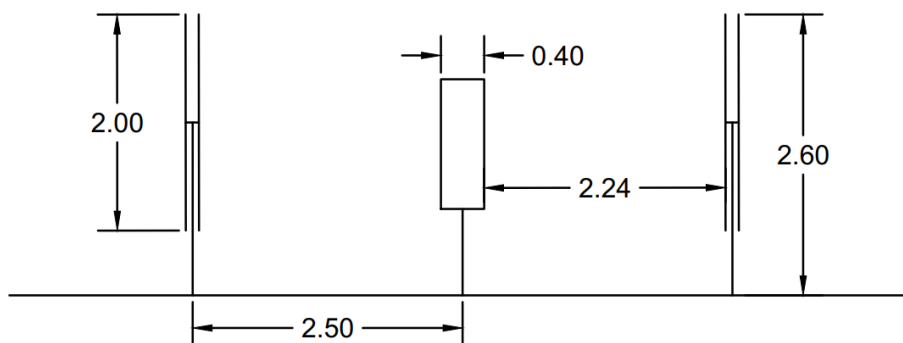


Figura 18. Diseño de la alternativa de sistema agrivoltaico vertical (cotas en m).

En este caso, dado que el espacio de calle es inferior puesto que los paneles dispuestos en vertical son más estrechos, el número de filas de vid se incrementaría, ya que las 10 filas de paneles ocuparían menor superficie, aunque, como se observa en la Figura 19, la distribución es muy similar.

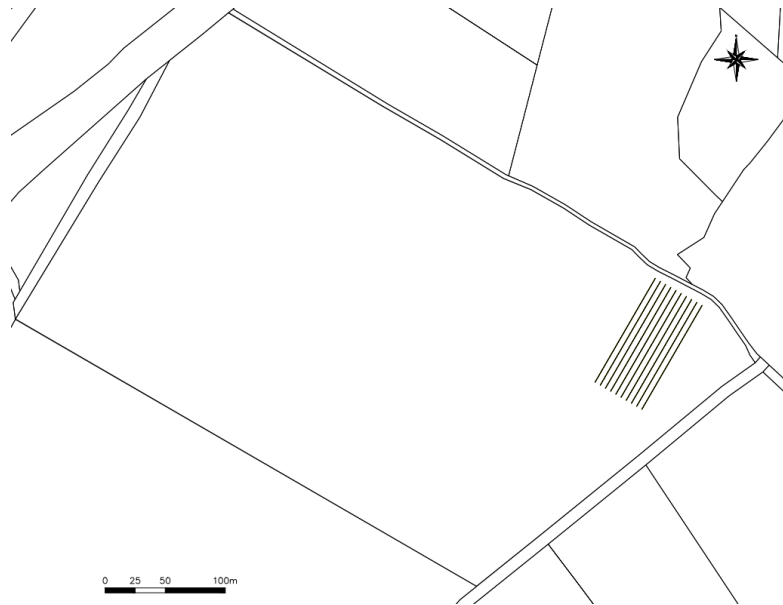


Figura 19. Distribución de los paneles solares del sistema bifacial.

De igual forma que en las alternativas anteriores, la superficie de paneles instalada sería de 2.166 m², sin embargo, dado que se emplearán paneles bifaciales, esta superficie debería duplicarse para considerar ambas caras de los paneles.

4.2. Producción energética de los paneles

Para la determinación de la energía producida por cada una de las alternativas generadas en el apartado anterior se ha empleado el PVSyst Photovoltaic Software (PVSyst, 2025) y se han definido algunos parámetros empleando el Sistema de Información Geográfica Fotovoltaica (PVGIS) de la Comisión Europea. Algunos de los parámetros que se han introducido en PVSyst, los cuales son comunes a las 3 alternativas generadas son:

- **Localización:** es este software debe indicarse el punto concreto dónde se realiza la simulación, siendo esta 41,19° (N) y -5,34° (O). Además, se ha definido que la instalación no está próxima a ningún elemento que la sombree.
- **Climatología:** para el correcto funcionamiento del PVSyst deben importarse una base de datos de la climatología de la zona desde el propio software en función del punto seleccionado. Concretamente, esta base de datos proviene de Meteonorm 8.2 y su rango temporal es 2001-2017 y se corresponde con los datos climatológicos disponibles para el municipio de Cañizal.

- **Azimut:** este parámetro se corresponde con la orientación de los paneles. En el PVSystem se emplea como referencia el eje Este-Oeste, siendo necesario para una orientación NE-SO emplear valores negativos. Dado que para la orientación de 32° con respecto al eje N-S definida con anterioridad se transforma para este caso en -58° , el cual es el ángulo complementario de 32° .

4.2.1. Sistema elevado

Además de los parámetros previamente expuestos, se ha tenido en cuenta que la inclinación de los paneles es 25° y que la superficie total de paneles es 2.166 m^2 , como se indicó en la distribución definida en la generación de alternativas. Con esta superficie, se obtendría una instalación generadora de 475 kWp de potencia.

Para esta simulación, se ha seleccionado el sistema como plano inclinado fijo. También, es necesario elegir un modelo de paneles y de inversor aptos para el tipo de simulación que se desea, siendo el modelo del módulo fotovoltaico AS-M1203-MH(M10)-475-HV de AEG o similar, cuya potencia nominal unitaria es 475 Wp y número de módulos que se requerirían son 1.000 unidades, y el modelo del inversor, siendo necesario únicamente una unidad, sería un BPS500 del fabricante BlueSun o similar, capaz de trabajar con potencias de instalaciones fotovoltaicas de hasta 600 kW y tensiones del rango $500\text{-}850 \text{ V}$ que, además, cuenta con 10 entradas cada una con un MPPT, una por cada fila definida.

Debido a los parámetros definidos, el software permite obtener la Figura 20, en donde se muestra la trayectoria del Sol según los meses del año y la hora legal en España, destacándose que en los meses de invierno el Sol tiene una trayectoria con menor azimut, es decir, más baja, y en los meses de verano ocurre al contrario. Además, la línea azul muestra la hora a partir de la cual el Sol se sitúa detrás del plano debido a la orientación e inclinación definida del sistema.

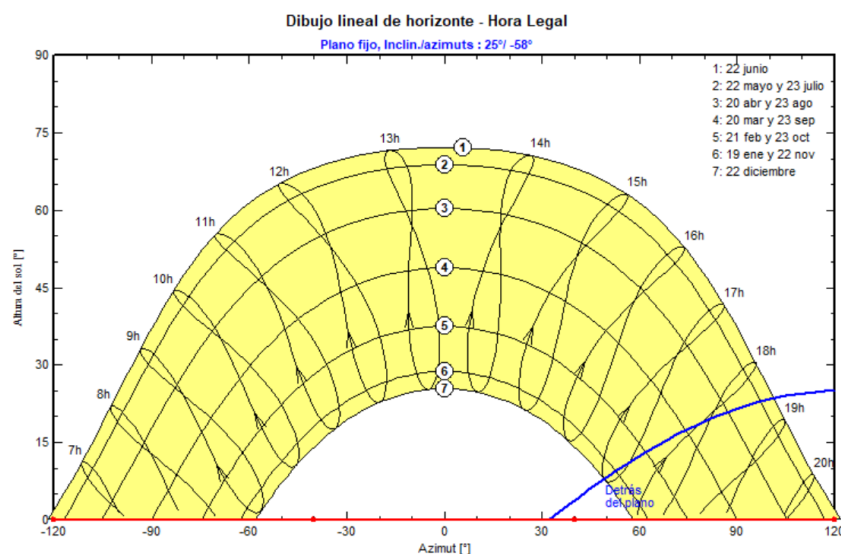


Figura 20. Representación del horizonte solar para el sistema elevado. Fuente: (PVSystem, 2025).

Los resultados obtenidos del PVSyst se pueden dividir en el resumen anual y las características detalladas a nivel mensual. En cuanto al resumen anual, la energía producida que se obtendría con este sistema es 760,51 MWh/año y su producción específica, que es un valor relativo a los kWp instalados, es 1.599 kWh/kWp/año. También, su proporción de rendimiento (PR por sus siglas en inglés Performance Ratio) medio anual es 87,34%, refiriéndose a esta en la eficiencia de producción de energía de la instalación, ya que es la relación entre la energía real producida y la energía que se produciría en condiciones ideales, siendo estas una irradiancia solar de 1.000 W/m² en el plano de captación y una temperatura del módulo de 25°C.

De igual forma, a nivel anual, se ha obtenido el diagrama de pérdidas (Figura 20) en el que se definen, a partir de la irradiancia global incidente, la energía captada por la instalación y la que finalmente será recibida por la red, explicando esta diferencia como las pérdidas que se producen en la instalación. En la Figura 21 se puede apreciar que la irradiancia global incidente es 1.714 kWh/m², mientras que la radiación solar que llega a los paneles gracias a cómo están orientados es 849,51 MWh, no obstante, la energía que sería inyectada a la red es 760,51 MWh.

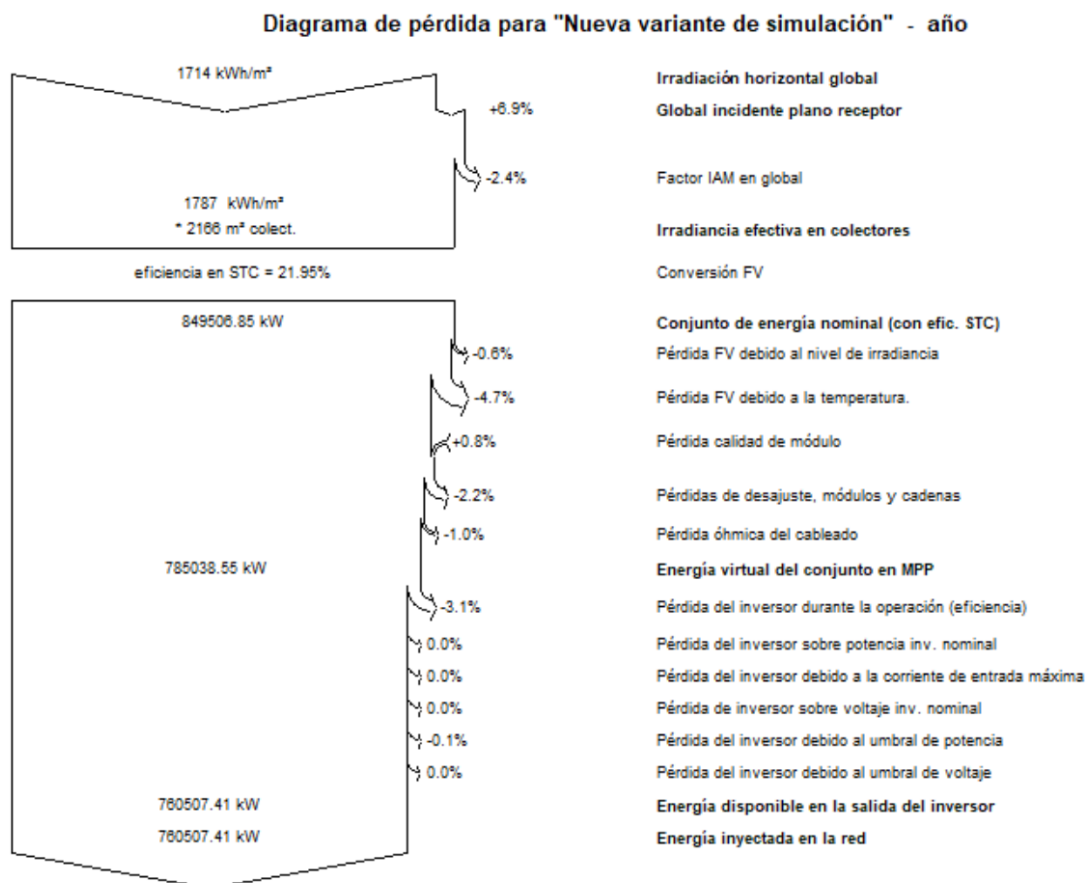


Figura 21. Diagrama de pérdidas del sistema elevado. Fuente: (PVSyst, 2025).

Estudio Técnico de Viabilidad de los Sistemas Agrivoltaicos aplicados un viñado de 15ha en Cañizal (Zamora)

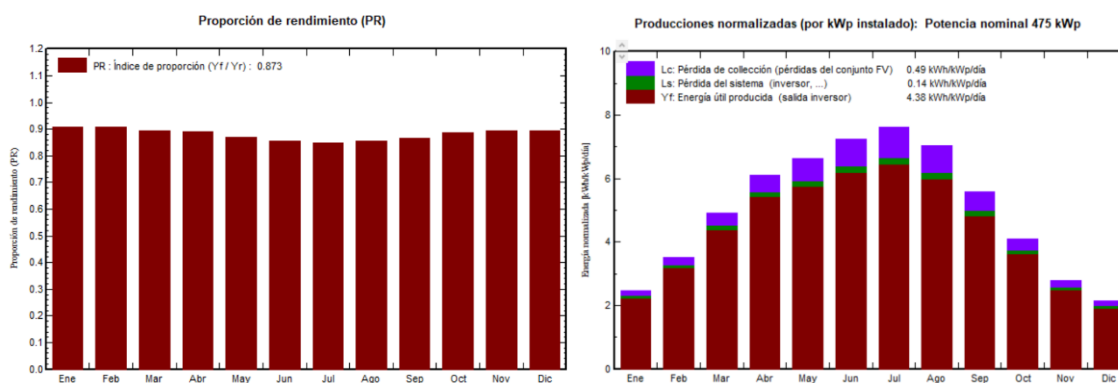


Figura 22. Resultados mensuales del sistema elevado. Fuente: (PVSystem, 2025).

Detallando a nivel mensual, se aprecian en la Figura 22 el PR estimado para cada mes (imagen de la izquierda) y las producciones normalizadas (imagen de la derecha), donde destaca el valor diario de energía útil producida de 4,38 kWh/kWp/día.

Estos valores se especifican en la Tabla 6, donde también se indica un balance de los principales parámetros de estudio en un sistema fotovoltaico. Se puede apreciar que es en julio cuando mayor energía se inyecta en la red con un valor de 95.125 kWh. No obstante, el mejor PR, de 0,907, se obtendría en enero.

Tabla 6. Balances y resultados principales del sistema elevado. Fuente: (PVSystem, 2025).

Balances y resultados principales								
	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	proporción
Enero	58.9	24.10	3.44	76.1	73.2	33998	32794	0.907
Febrero	84.4	33.20	4.56	98.3	95.3	43771	42361	0.906
Marzo	136.9	45.70	7.84	152.5	148.6	66848	64818	0.894
Abril	172.0	69.50	10.31	183.0	179.1	79835	77443	0.890
Mayo	207.7	68.40	14.72	205.3	201.1	87610	84922	0.870
Junio	222.9	61.80	19.27	216.9	212.4	91110	88285	0.856
Julio	238.5	63.50	21.47	236.3	231.7	98136	95125	0.847
Agosto	209.2	58.70	21.04	217.8	213.6	91120	88448	0.854
Septiembre	156.4	48.20	17.02	167.8	163.9	71150	68961	0.865
Octubre	109.0	40.30	12.77	127.0	123.4	55133	53444	0.885
Noviembre	67.0	25.10	6.92	83.9	80.8	36901	35615	0.893
Diciembre	50.7	19.90	4.01	66.5	63.6	29426	28291	0.895
Año	1713.6	558.39	11.99	1831.4	1786.6	785039	760507	0.873

Siendo:

- GlobHor: irradiación global horizontal.
- DiffHor: irradiación difusa horizontal.
- T_Amb: temperatura ambiente.
- GlobInc: energía global incidente en el plano receptor.
- GlobEff: energía global efectiva, corregida para IAM (modificador del ángulo de incidencia) y sombreados.
- EArray: energía efectiva en la salida del conjunto.
- E_Grid: energía inyectada en la red.
- PR: proporción de rendimiento.

4.2.2. Sistema elevado con seguimiento solar

En lo que respecta a esta alternativa, se ha optado por un seguimiento solar a 1 eje, correspondiente al eje horizontal N-S, pero con la orientación (azimut) determinado, en este caso, debe disponerse en el programa el valor de 32° . Es destacable que los límites de la inclinación de los paneles en el seguimiento, que se identifica como ángulo phi, son $\pm 60^\circ$, y que cuentan con protección contra el viento con un límite establecido de 12 m/s, a partir del cual los paneles se dispondrían en horizontal independientemente de la altura del Sol. En este caso, como se aprecia en la Figura 23, no habría ningún momento en que el Sol se situase detrás del plano de paneles, como ocurre en la anterior alternativa, debido al propio seguimiento solar del sistema.

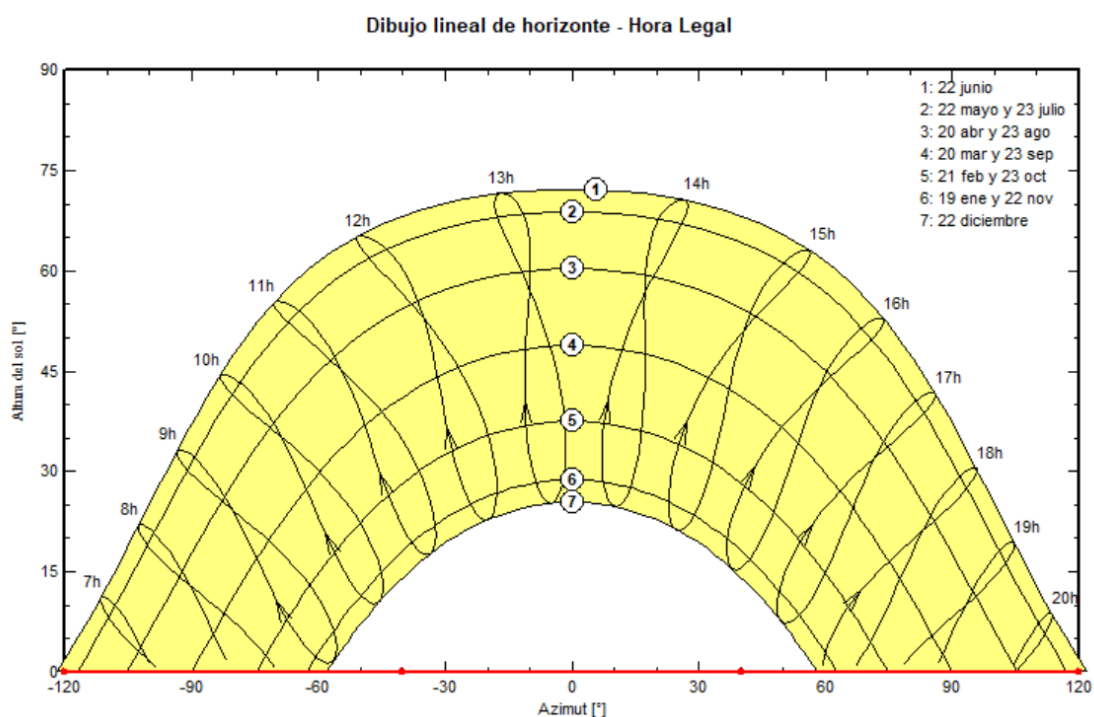


Figura 23. Representación del horizonte solar para el sistema elevado con seguimiento solar. Fuente: (PVSystem, 2025).

En lo referente a la potencia pico instalada, dado que en esta alternativa se mantienen los anchos de calle y las separaciones entre los módulos fotovoltaico y las vides, el valor de esta será igual al de la alternativa anterior.

Por otro lado, los modelos de los módulos fotovoltaicos e inversores que se requieren en este tipo de instalación son distintos en este caso. Para los módulos el modelo empleado es el mismo que en el caso anterior, el AS-M1203-MH(M10)-475-HV del fabricante AEG o similar, con una potencia nominal unitaria de 475 Wp y requiriéndose 1.000 unidades, en cuanto al inversor, el modelo también es igual que en el caso anterior, el BPS500 del fabricante BlueSun o similar.

Estudio Técnico de Viabilidad de los Sistemas Agrivoltaicos aplicados un viñedo de 15ha en Cañizal (Zamora)

En lo que respecta a los valores anuales de producción y rendimiento que estima el PVSystems, la producción de energía anual sería de 992,69 MWh/año y una producción de energía específica de 2.088 kWh/kWp/año, además de un PR anual de 88,05%.

De igual forma que en la alternativa previa, el PVSystem ha generado un diagrama de pérdidas, en cual se corresponde con la Figura 24, donde la irradiación global horizontal presenta el mismo valor de 1.714 kWh/m², no obstante, debido a que los paneles se mueven siguiendo el Sol, la radiación global incidente sobre el plano receptor presenta un incremento de +38,4%. Esto resulta en que la radiación solar que llega a los paneles gracias a cómo están orientados alcanza un valor de 1.146,25 MWh y la energía inyectada a la red es 992,7 MWh.

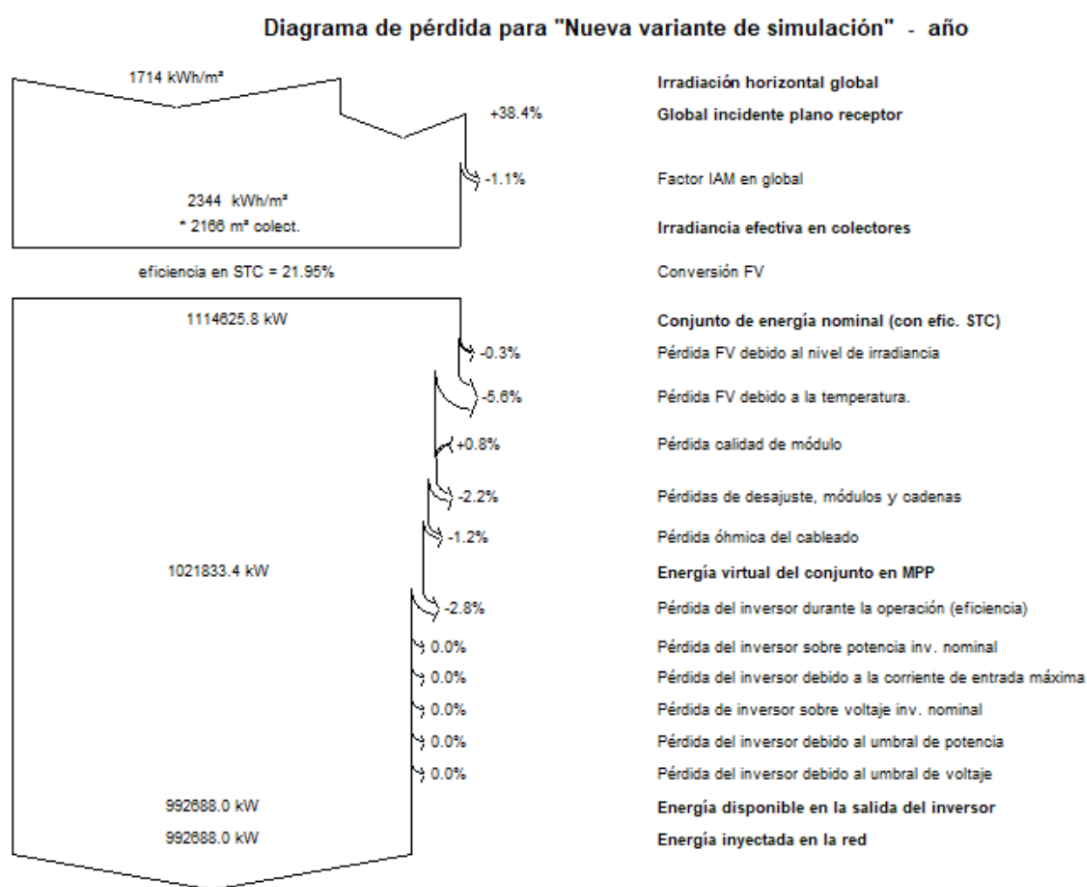


Figura 24. Diagrama de pérdidas del sistema elevado con seguimiento solar. Fuente: (PVSystem, 2025).

Detallando a nivel mensual, se aprecian en la Figura 25 el PR estimado para cada mes (imagen de la izquierda) y las producciones normalizadas (imagen de la derecha), donde destaca el valor diario de energía útil producida de 5,72 kWh/kWp/día.

Estudio Técnico de Viabilidad de los Sistemas Agrivoltaicos aplicados un viñedo de 15ha en Cañizal (Zamora)

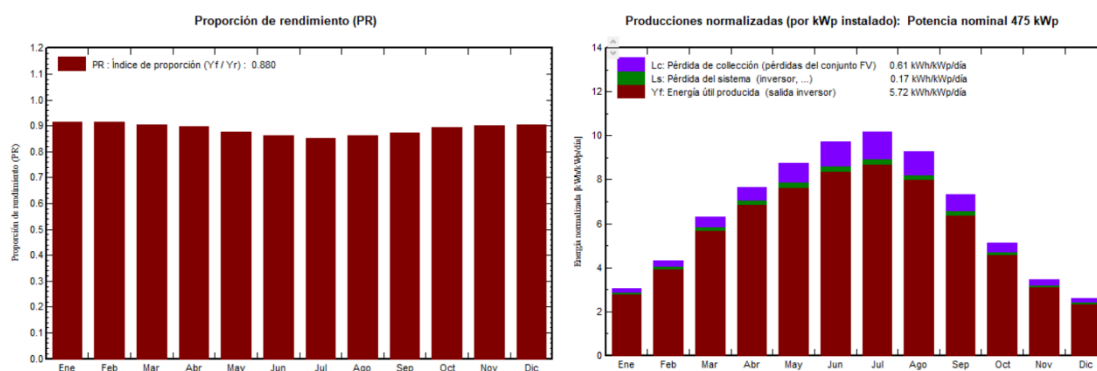


Figura 25. Resultados mensuales del sistema elevado con seguimiento solar. Fuente: (PVSystem, 2025).

Valores más detallados se pueden consultar en la Tabla 7, en donde se muestra que el mes en que se inyecta mayor cantidad de energía a la red es julio con 128.178 kWh y los meses en que mejor PR habría son enero y febrero con 0,913 y 0,916 respectivamente. Esto se debe a que, al ser el sistema de seguimiento solar, la inclinación de los paneles es la óptima para cualquier momento y, por tanto, el aprovechamiento de la radiación solar es mayor. Además, las bajas temperaturas de enero y febrero, sin llegar a ser el mes con menor radiación favorecen la eficiencia del sistema.

Tabla 7. Balances y resultados principales del sistema elevado con seguimiento solar. Fuente: (PVSystem, 2025).

Balances y resultados principales								
	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	proporción
Enero	58.9	24.10	3.44	94.5	92.0	42432	41059	0.913
Febrero	84.4	33.20	4.56	120.4	118.2	54020	52454	0.916
Marzo	136.9	45.70	7.84	195.4	193.2	86423	83996	0.904
Abril	172.0	69.50	10.31	230.1	227.8	101044	98248	0.898
Mayo	207.7	68.40	14.72	271.6	269.4	116324	113024	0.875
Junio	222.9	61.80	19.27	291.5	289.4	123076	119620	0.863
Julio	238.5	63.50	21.47	316.2	314.3	131862	128178	0.852
Agosto	209.2	58.70	21.04	288.2	286.2	121325	118022	0.861
Septiembre	156.4	48.20	17.02	219.7	217.6	93926	91327	0.874
Octubre	109.0	40.30	12.77	159.3	156.9	69679	67723	0.894
Noviembre	67.0	25.10	6.92	103.7	101.2	45878	44426	0.901
Diciembre	50.7	19.90	4.01	80.5	78.1	35845	34612	0.904
Año	1713.6	558.39	11.99	2371.2	2344.1	1021833	992688	0.880

Siendo:

- GlobHor: irradiación global horizontal.
- DiffHor: irradiación difusa horizontal.
- T_Amb: temperatura ambiente.
- GlobInc: energía global incidente en el plano receptor.
- GlobEff: energía global efectiva, corregida para IAM y sombreados.
- EArray: energía efectiva en la salida del conjunto.
- E_Grid: energía inyectada en la red.
- PR: proporción de rendimiento.

4.2.3. Sistema vertical bifacial

En este sistema, a pesar de que los anchos de calles son diferentes, se ha mantenido el número de filas que se dispondrían, por tanto, tanto la superficie de panel (ya que las dimensiones son muy similares entre modelos) y la potencia pico instalada sería la misma. No obstante, hay que tener en cuenta que, al ser bifaciales, se deberán tener en cuenta en los resultados algunas consideraciones.

Para poder realizar la simulación, se ha optado por seleccionar la opción de plano inclinado fijo estableciendo una inclinación de 90°. El modelo de los módulos fotovoltaicos empleado es AS-M1082B-BH(RM10)-450-HV que se corresponde a un módulo bifacial del fabricante AEG, o similar, cuya potencia nominal unitaria es 450 Wp y se requerirían 1.000 unidades. Por otro lado, el modelo del inversor, también, el mismo empleado en las 2 alternativas anteriores o similar.

Debido a que PVSyst permite seleccionar paneles bifaciales y darle la opción de que trabaje con ellos como tal y no como si solo presentasen la cara principal, se ha introducido una escena 3D como se muestra en la Figura 26, en la que se mantuvo los parámetros descritos en el apartado de generación de alternativas en el que se describía este sistema, es decir, la orientación de las filas y el número de estas.

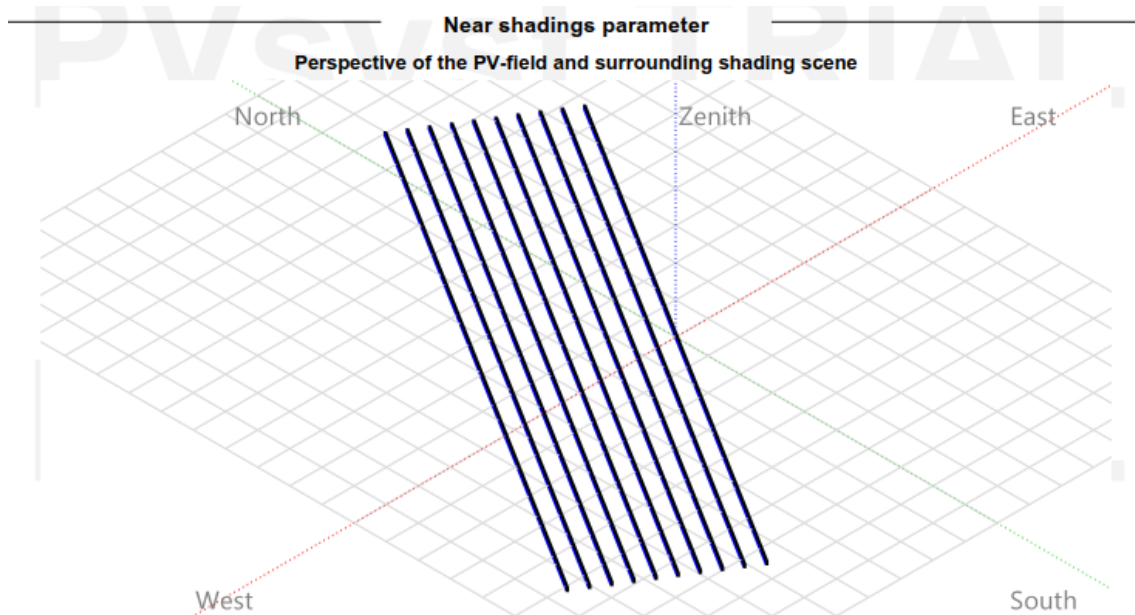


Figura 26. Escena 3D para sistema bifacial. Fuente: (PVSyst, 2025).

En relación con el horizonte solar, se aprecia en la Figura 27 como, debido a la disposición en vertical, hay un punto a partir del cual la cara principal no recibe radiación solar (que se representa en la Figura 25 como una recta azul vertical), no obstante, al ser bifacial, a partir de ese punto la radiación incide sobre la cara secundaria.

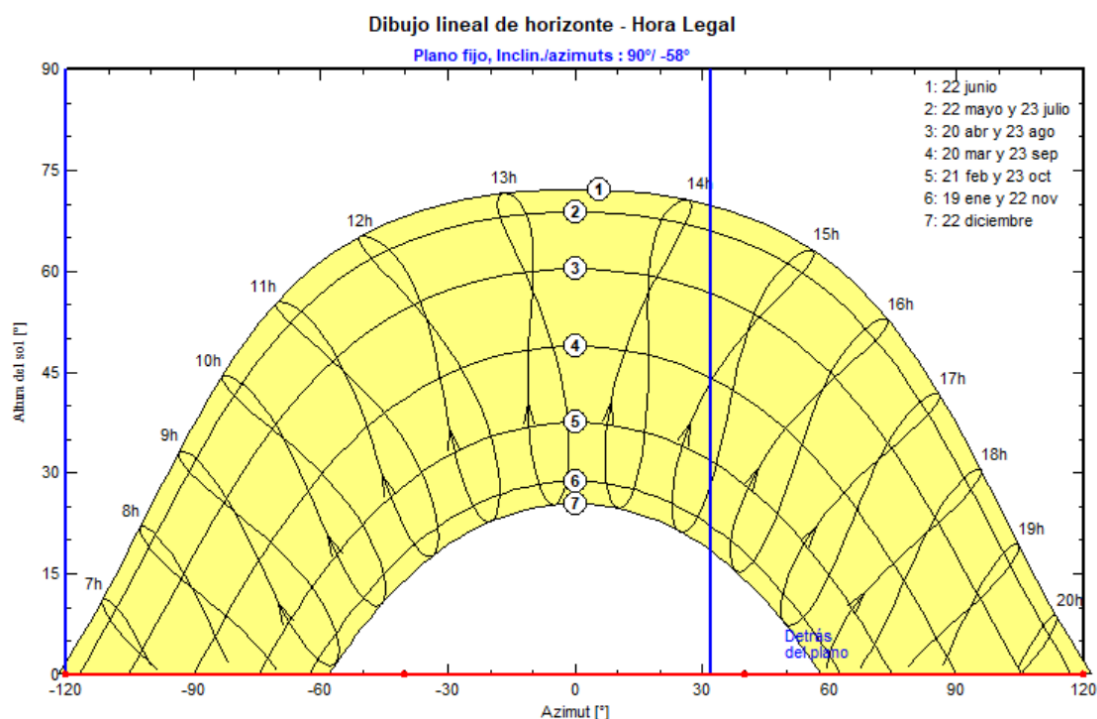


Figura 27. Representación del horizonte solar para el sistema bifacial. Fuente: (PVSyst, 2025).

En cuanto a los resultados anuales de producción de energía, esta sería de 687,12 MWh/año, siendo la producción de energía específica de 1.493 kWh/kWp/año, el PR, de 117,46% y, el coeficiente de rendimiento bifacial, de 83,03%. En el diagrama de pérdidas (Figura 26) se aprecia que, debido a la disposición en vertical de los paneles, hay una pérdida en irradiación global incidente en el plano receptor de la parte frontal de -25,8%, no obstante, también se contabiliza la radiación que llega al lado trasero, el cual, por esta disposición, pierde el -90,5%, lo que supone un incremento de la radiación total captada por los módulos bifaciales. Es digno de mención que la radiación captada por el lado trasero se corresponde con la radiación reflejada del suelo, es decir, se contabiliza la energía incidente en el suelo, considerando el sombreado que los paneles fotovoltaicos producen en él, y se determina la reflejada de esta radiación contemplando un albedo del suelo del 20%, como se precisa en la Figura 28. Esto resulta en que la radiación solar que llega a los paneles gracias a cómo están orientados y a ser bifaciales alcanza un valor de 768,75 MWh, sin embargo, debido a las pérdidas del sistema, la energía inyectada a la red anualmente es 687,12 MWh, como ya se ha comentado previamente.

Estudio Técnico de Viabilidad de los Sistemas Agrivoltaicos aplicados un viñedo de 15ha en Cañizal (Zamora)

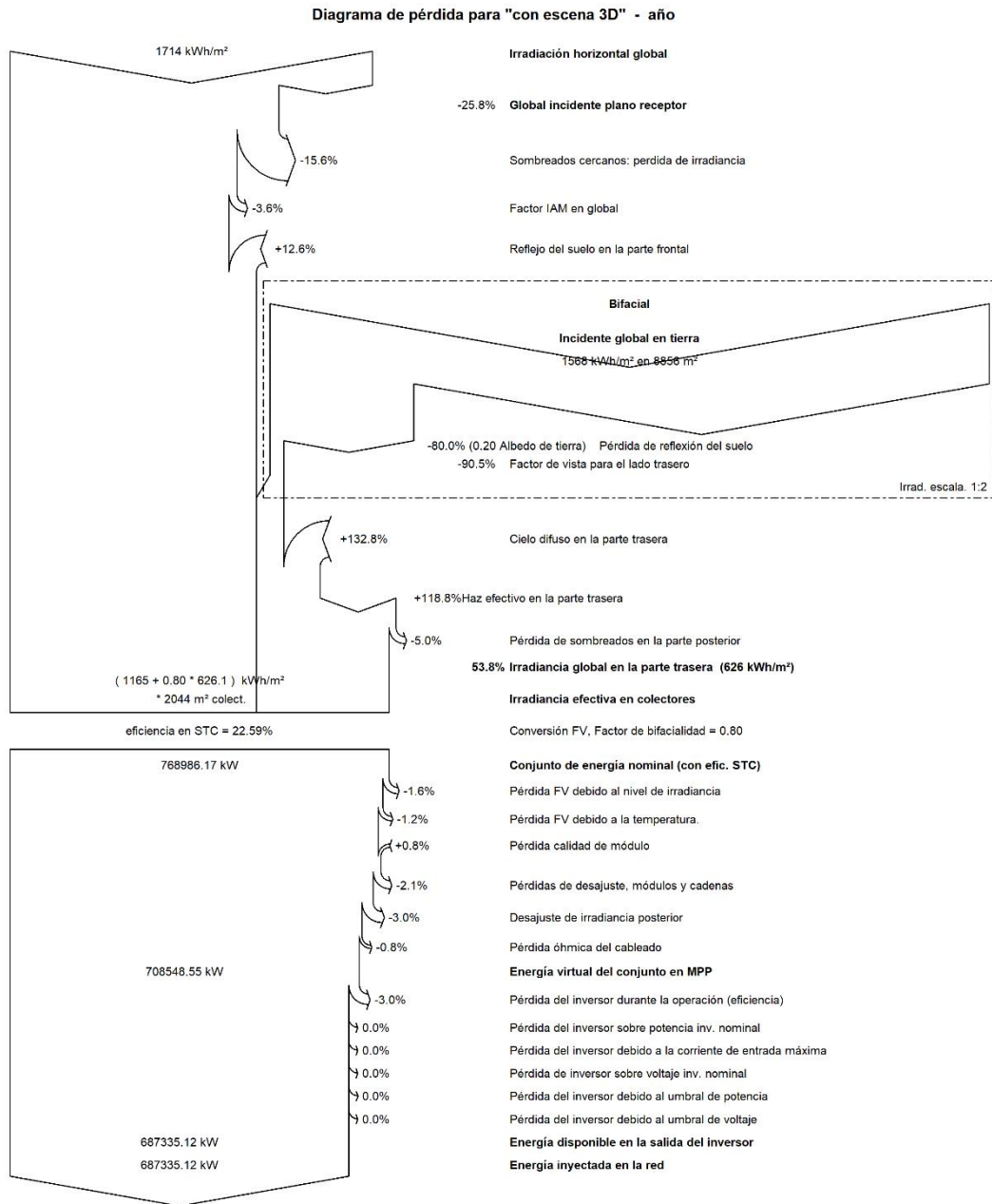


Figura 28. Diagrama de pérdidas del sistema bifacial. Fuente: (PVSyst, 2025).

Detallando a nivel mensual, se aprecian en la Figura 29 el PR estimado para cada mes (imagen de la izquierda) y las producciones normalizadas (imagen de la derecha), donde destaca el valor diario de energía útil producida de 4,09 kWh/kWp/día. En cuanto al PR, es digno de mención que, en todos los meses, este es mayor de 0,9 llegando a alcanzar valores de 1,3, que exceden el 100%, en mayo y junio. Esto se debe a que los módulos cuentan con dos caras, no obstante, el del lado trasero es sustancialmente inferior.

Estudio Técnico de Viabilidad de los Sistemas Agrivoltaicos aplicados un viñedo de 15ha en Cañizal (Zamora)

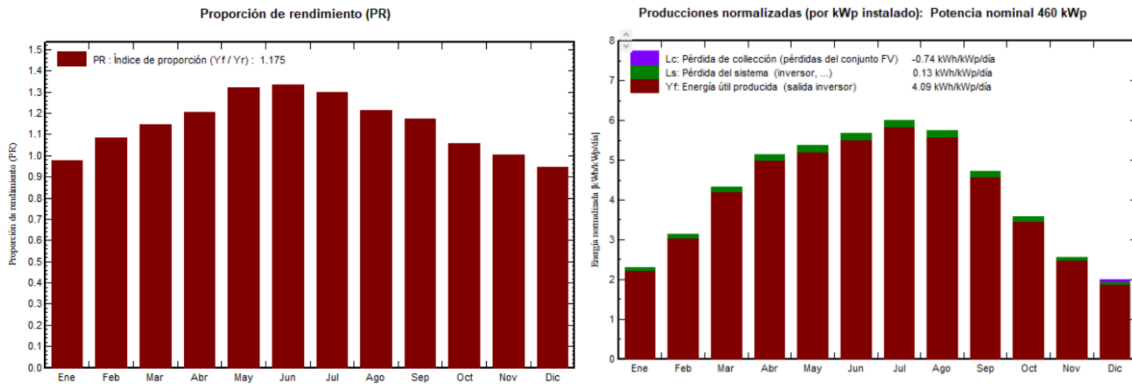


Figura 29. Resultados mensuales del sistema bifacial. Fuente: (PVSystem, 2025).

Estos valores se especifican en la Tabla 8, donde se distingue que es en julio cuando la energía inyectada a la red es mayor, exactamente con un valor de 83.365 kWh. No obstante, el mejor PR se obtendría en junio y sería 1,333, aunque con muy poca diferencia con respecto a mayo, que presenta un PR de 1,321.

Tabla 8. Balances y resultados principales del sistema bifacial. Fuente: (PVSystem, 2025).

Balances y resultados principales

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR	PRBifi
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	proporción	proporción
Enero	58.9	24.10	3.44	70.5	61.3	32823	31651	0.975	0.812
Febrero	84.4	33.20	4.56	78.3	72.0	40434	39149	1.086	0.851
Marzo	136.9	45.70	7.84	113.7	104.6	61778	59943	1.145	0.845
Abril	172.0	69.50	10.31	124.7	115.5	71071	69030	1.203	0.847
Mayo	207.7	68.40	14.72	122.3	113.2	76561	74366	1.321	0.836
Junio	222.9	61.80	19.27	124.1	113.5	78439	76196	1.333	0.822
Julio	238.5	63.50	21.47	139.6	130.0	85772	83365	1.297	0.825
Agosto	209.2	58.70	21.04	142.7	133.5	81959	79684	1.213	0.829
Septiembre	156.4	48.20	17.02	117.4	108.4	65198	63312	1.171	0.827
Octubre	109.0	40.30	12.77	101.7	91.8	51113	49544	1.058	0.822
Noviembre	67.0	25.10	6.92	74.0	66.7	35421	34184	1.003	0.826
Diciembre	50.7	19.90	4.01	61.7	54.1	27979	26912	0.947	0.812
Año	1713.6	558.40	11.99	1270.7	1164.6	708548	687335	1.175	0.830

Siendo:

- GlobHor: irradiación global horizontal.
- DiffHor: irradiación difusa horizontal.
- T_Amb: temperatura ambiente.
- GlobInc: energía global incidente en el plano receptor.
- GlobEff: energía global efectiva, corregida para IAM y sombreados.
- EArray: energía efectiva en la salida del conjunto.
- E_Grid: energía inyectada en la red.
- PR: proporción de rendimiento.
- PRBifi: coeficiente de rendimiento bifacial.

4.3. Modificación ambiental producida

La instalación de los paneles fotovoltaicos en el terreno agrícola produce una captación de radiación solar, empleada para la producción energética, sin embargo, esta instalación provoca un sombreado en la zona de cultivo con la consecuente merma de radiación disponible para fotosintetizar para la vid.

Esta diferencia de radiación se ha determinado mediante el mismo software empleado en el apartado anterior pero, en este caso, el parámetro de interés es la radiación “incidente global en tierra”, donde se incluye tanto la que incide directamente como la difusa. Para obtener este parámetro es necesario emplear módulos bifaciales ya que, como se describió en el apartado anterior, la radiación que aquí interesa es empleada por el lado trasero de los módulos bifaciales y, por tanto, resulta de interés para el software. Por este motivo, para el caso del sistema elevado y sistema elevado con seguimiento solar ha sido necesario modificar levemente las características del módulo empleado definiéndolo como bifacial pero con un coeficiente de bifacialidad igual a 0.

En lo que respecta a la variación de las temperaturas, esta se vería reducida dado la menor incidencia de radiación en términos globales. No obstante, existen estudios previos en los que se analizó de forma diferenciada el microclima de la zona bajo los paneles y el área de las calles, donde se dispondrían las vides. Atendiendo tanto a la temperatura del aire como a la temperatura del suelo en la zona de las calles entre módulos fotovoltaicos, no presentan prácticamente variación en la situación sin la colocación de los módulos (López Luque, y otros, 2023). Por consiguiente, la temperatura no sería un factor que variase la producción del viñedo en los sistemas agrivoltaicos propuestos en este estudio, sino que habría que atender únicamente al sombreado que los módulos producen sobre las vides, especialmente durante los meses de abril hasta septiembre, que es cuando tiene lugar el ciclo de desarrollo de la vid.

4.3.1. Sistema elevado

Para esta alternativa se han considerado todas las características definidas anteriormente, contemplando el hecho de que en el software PVSyst se definió como un sistema fijo.

La radiación incidente en el suelo, fruto del sombreado de los paneles, es la que se muestra en la Figura 29, donde se diferencian tanto el haz en el suelo como la difusa. Se puede apreciar que anualmente en el suelo incidirían de forma directa 737 kWh/m² y, de forma difusa, 378 kWh/m², resultando de forma global como 1115 kWh/m², lo que resulta un descenso significativo con respecto a los 1713,6 kWh/m² que inciden generalmente en la zona según los datos del PVSyst como se puede consultar en las Tablas 6, 7 y 8.

Estudio Técnico de Viabilidad de los Sistemas Agrivoltaicos aplicados un viñedo de 15ha en Cañizal (Zamora)

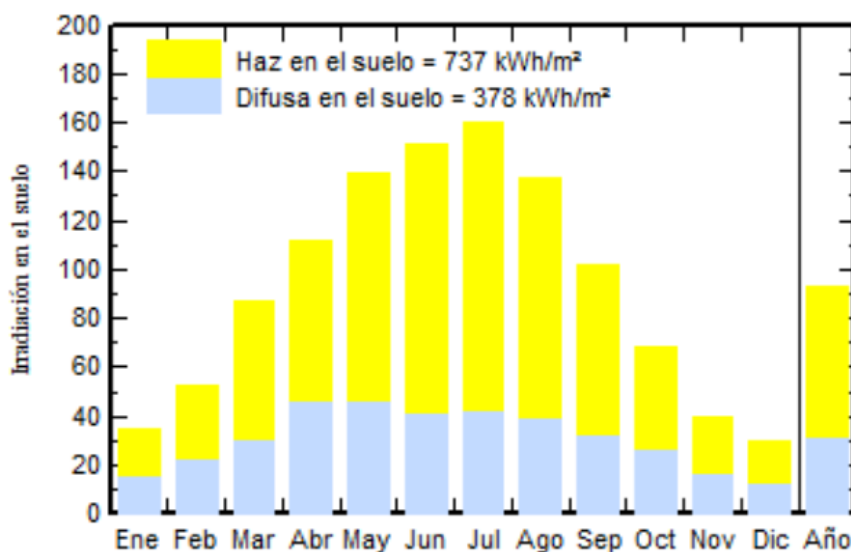


Figura 30. Radicación incidente en el suelo para el sistema elevado. Fuente: (PVSyst, 2025).

La variación anual de la radiación incidente en el suelo, y que será la disponible para el cultivo, también se puede observar en la Figura 30, no obstante, sus valores numéricos se detallan en la Tabla 9. En ambas se puede distinguir que es durante los meses de junio, julio y agosto cuando mayor radiación hay disponible. Esto está en consonancia con la distribución anual de la radiación de la zona, que se analizó en el apartado 3.2 de datos climáticos. Este hecho indica que la instalación de los paneles únicamente modifica la cantidad total de energía que se recibe pero no su distribución a lo largo del año.

Tabla 9. Variación anual de la radiación incidente en el suelo para el sistema elevado.

Mes	Radiación (kWh/m²)	Mes	Radiación (kWh/m²)
Enero	35	Julio	160
Febrero	52	Agosto	136
Marzo	87	Septiembre	102
Abril	112	Octubre	61
Mayo	139	Noviembre	41
Junio	153	Diciembre	37

En lo que respecta al sombreado, este se contabiliza como el porcentaje de reducción de radiación incidente en el suelo que se produce con la instalación de los paneles fotovoltaicos y se recoge en la Tabla 10, siendo este en términos medios anuales del 34,6%. Por otro lado, la reducción de la radiación durante los meses de abril y septiembre oscilaría entre el 32,6% y el 36,5%.

Tabla 10. Porcentaje sombreado en el suelo en el sistema agrivoltaico elevado.

Mes	Radiación original (kWh/m ²)	Radiación modificada (kWh/m ²)	% Reducción
Enero	58	35	39,1
Febrero	84	52	37,8
Marzo	132	87	33,9
Abril	166	112	32,6
Mayo	208	139	33,1
Junio	223	153	31,5
Julio	243	160	34,1
Agosto	214	136	36,5
Septiembre	158	102	35,6
Octubre	106	61	42,6
Noviembre	63	41	35,3
Diciembre	50	37	25,5
Año	1705	1115	34,6

4.3.2. Sistema elevado con seguimiento solar

De igual forma que en el apartado anterior, en la alternativa de sistema elevado con seguimiento solar, se han considerado las características propias de la alternativa ya definidas con anterioridad.

En este caso, destaca la diferencia con la radiación incidente en el suelo con el sistema elevado, siendo en este caso algo inferior, pues de forma global se reciben 991 kWh/m². Además, también es digno de mención que, en este caso, como se observa en la Figura 31, la radiación difusa sería aproximadamente la mitad de la radiación directa.

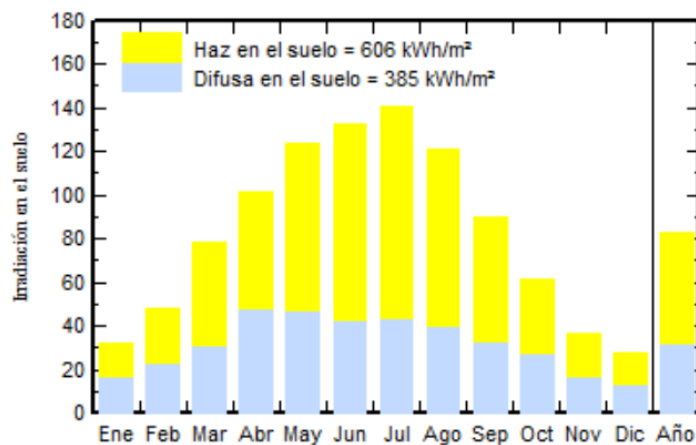


Figura 31. Radiación incidente en el suelo para el sistema elevado con seguimiento solar. Fuente: (PV Syst, 2025).

Estudio Técnico de Viabilidad de los Sistemas Agrivoltaicos aplicados un viñedo de 15ha en Cañizal (Zamora)

Este hecho se explica con que, en los sistemas con seguimiento solar, el módulo modifica su inclinación para mejor captación de la radiación solar, lo que provoca que se maximice el sombreado.

Con respecto a la variación anual de la radiación, esta es mayor durante los meses de mayo, junio y julio, como se aprecia tanto en la Figura 31 con en la Tabla 11.

Tabla 11. Variación anual de la radiación incidente en el suelo para el sistema elevado con seguimiento solar.

Mes	Radiación (kWh/m ²)	Mes	Radiación (kWh/m ²)
Enero	31	Julio	139
Febrero	48	Agosto	118
Marzo	78	Septiembre	88
Abril	104	Octubre	57
Mayo	127	Noviembre	36
Junio	137	Diciembre	28

En relación con el sombreado, que se ha determinado de igual forma que en la alternativa anterior, los resultados obtenidos vienen recogidos en la Tabla 12, destacando que, en términos anuales, el sombreado producido sería del 41,9%. En cuanto al sombreado durante los meses de abril y septiembre oscilaría entre 37,5% y 44,9%.

Tabla 12. Porcentaje sombreado en el sistema agrivoltaico elevado con seguimiento solar.

Mes	Radiación original (kWh/m ²)	Radiación modificada (kWh/m ²)	% Reducción
Enero	58	31	46,1
Febrero	84	48	42,6
Marzo	132	78	40,8
Abril	166	104	37,5
Mayo	208	127	38,9
Junio	223	137	38,7
Julio	243	139	42,7
Agosto	214	118	44,9
Septiembre	158	88	44,5
Octubre	106	57	46,4
Noviembre	63	36	43,2
Diciembre	50	28	43,6
Año	1705	991	41,9

4.3.3. Sistema bifacial

Siguiendo la misma metodología que en las otras alternativas, es decir, introduciendo en el PVSyst las características definidas con anterioridad, se ha obtenido el resultado para la radiación incidente en el suelo que se muestra en la Figura 32. Sin embargo, en este caso, como ya se empleaban módulos bifaciales para la simulación, no fue necesario realizar ninguna modificación adicional. En la mencionada Figura 31, se recoge que la radiación anual incidente en el suelo es de forma global 1482 kWh/m².

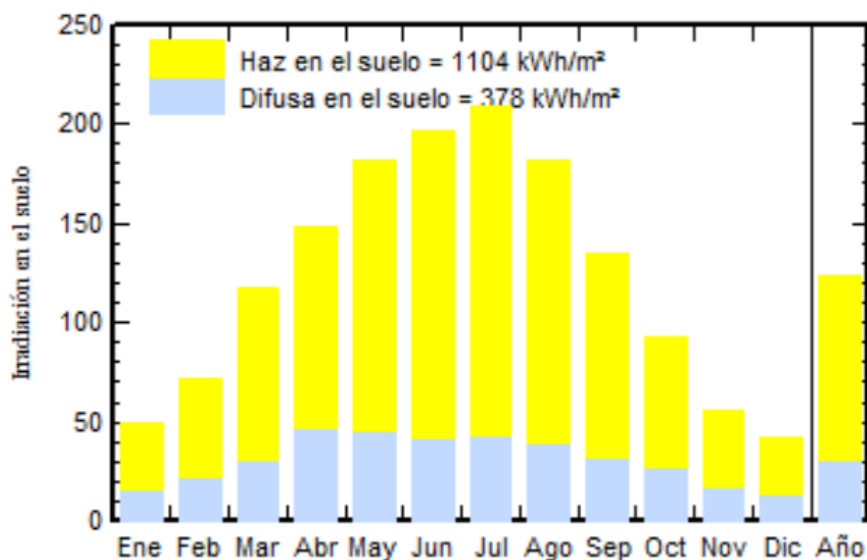


Figura 32. Radiación incidente en el suelo para el sistema bifacial. Fuente: (PVSyst, 2025).

En este caso, la variación anual de la radiación observable tanto en la Figura 31 como en la Tabla 13, se destaca que las mayores radiaciones se obtienen entre los meses de mayo y agosto.

Tabla 13. Variación anual de la radiación incidente en el suelo para el sistema bifacial.

Mes	Radiación (kWh/m ²)	Mes	Radiación (kWh/m ²)
Enero	50	Julio	211
Febrero	68	Agosto	178
Marzo	120	Septiembre	130
Abril	147	Octubre	93
Mayo	179	Noviembre	61
Junio	196	Diciembre	49

En comparación con los casos anteriores, es digno de mención que el sombreado que produce esta instalación de módulos bifaciales es sustancialmente menor y, por tanto, la radiación incidente en el suelo no se diferencia tanto con la situación sin la instalación de los paneles.

Esto se constata con los resultados obtenidos de sombreado que se muestran en la Tabla 14, donde se indica que el sombreado medio anual es de un 13,1%, siendo durante el ciclo de la vid dentro del rango de 11,6% y 18%.

Tabla 14. Porcentaje sombreado en el sistema agrivoltaico bifacial.

Mes	Radiación original (kWh/m ²)	Radiación modificada (kWh/m ²)	% Reducción
Enero	58	50	13,1
Febrero	84	68	18,6
Marzo	132	120	8,9
Abril	166	147	11,6
Mayo	208	179	13,8
Junio	223	196	12,3
Julio	243	211	13,1
Agosto	214	178	16,8
Septiembre	158	130	18,0
Octubre	106	93	12,6
Noviembre	63	61	3,7
Diciembre	50	49	1,3
Año	1705	1482	13,1

4.4. Variación de la producción del viñedo

En lo que respecta a la variación en la producción del viñedo, esta se vería beneficiada en lo que el sombreado afectase al racimo en los meses en los que se desarrollan las bayas, siendo estos julio, agosto y septiembre, y durante las horas centrales del día, es decir, entre las 14h y las 17h. En estas horas, a partir del mediodía solar, es cuando se produce la mayor insolación y, por tanto, cuando es más probable que se produzcan los daños por exceso de insolación, como las quemaduras solares que, como ya se comentó con anterioridad, no solo modifican la morfología de la uva, en cuanto a la aparición de manchas marrones y mayor grosor de la epidermis, sino que también se ve alterada su fisiología, es decir, los componentes de la uva, que merman la calidad del vino.

Por este motivo, el análisis se centrará en el estudio del sombreado en el racimo durante las horas mencionadas.

4.4.1. Sistema agrivoltaico elevado

Para el sistema agrivoltaico elevado serían necesarias 600 plantas, considerando que en esta alternativa resultan 9 filas entre las filas de paneles, divididas cada una en 2 por una calle central de 3 m de ancho y que el marco de plantación sería 6x1,5m con una fila de módulos o string entre medias, tal y como se muestra en la Figura 33.

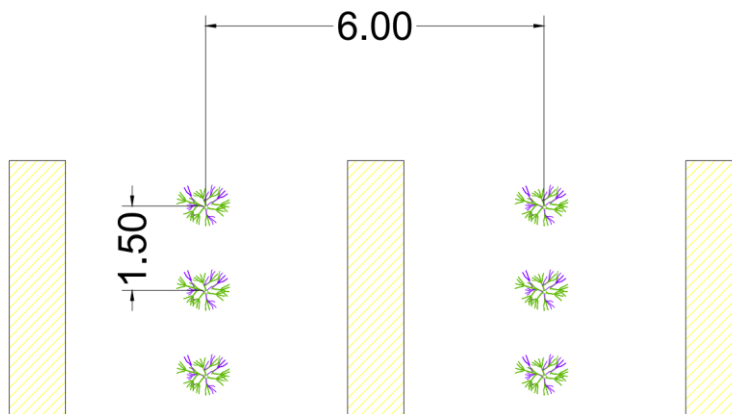


Figura 33. Marco de plantación en sistema agrivoltaico elevado.

En lo que respecta al sombreado en el racimo entre las 14h y las 17h en el racimo, se puede observar en la imagen izquierda de la Figura 34 y en la imagen derecha de la Figura 34 respectivamente, que estos no llegan a verse sombreados en ningún momento durante los meses de verano. Por consiguiente, la producción de la vid no se vería modificada con respecto a un viñedo sin producción de energía solar.

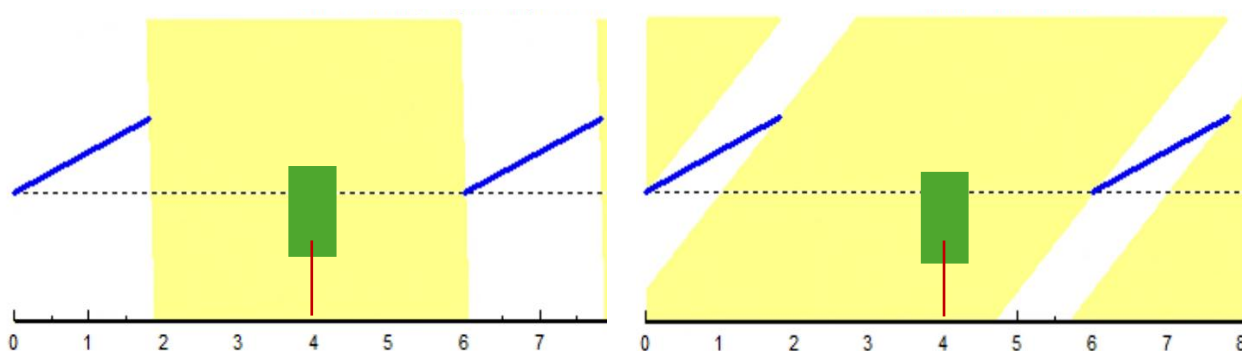


Figura 34. Sombreado en el racimo en las horas centrales del día del sistema agrivoltaico elevado.

4.4.2. Sistema agrivoltaico elevado con seguimiento solar

En este caso, serían necesarias el mismo número de plantas que en la alternativa anterior ya que el marco de plantación es el mismo que en la Figura 33.

En lo referente al sombreado en el racimo entre las 14h y 17h, mostradas en la imagen izquierda y derecha respectivamente de la Figura 35, tampoco incidiría sobre el racimo en ningún momento durante los meses de verano, pues es justo a las 17h cuando sí empezaría a incidir la sombra sobre la planta. Por tanto, en esta alternativa tampoco se vería modificada la producción de la vid.

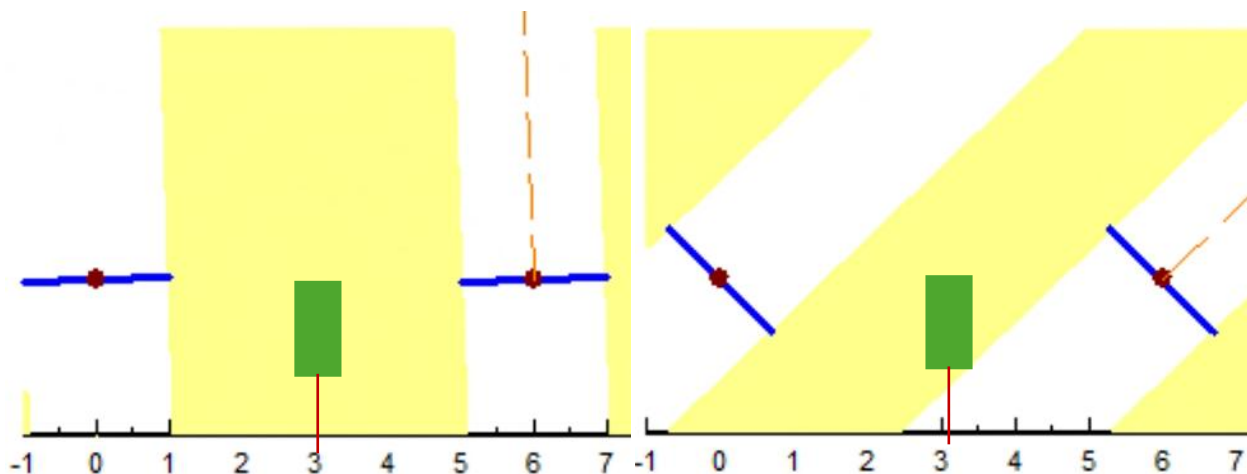


Figura 35. Sombreado en el racimo en las horas centrales del día del sistema agrivoltaico elevado con seguimiento solar.

4.4.3. Sistema agrivoltaico bifacial

En esta alternativa serían necesarias 600 plantas, es decir, el mismo número de plantas que en las alternativas anteriores ya que se dispondrían el mismo número de filas con la misma separación entre vides de una misma fila, sin embargo, el marco de plantación sería 5x1,5m con una fila de módulos o string entre medias, tal y como se muestra en la Figura 36.

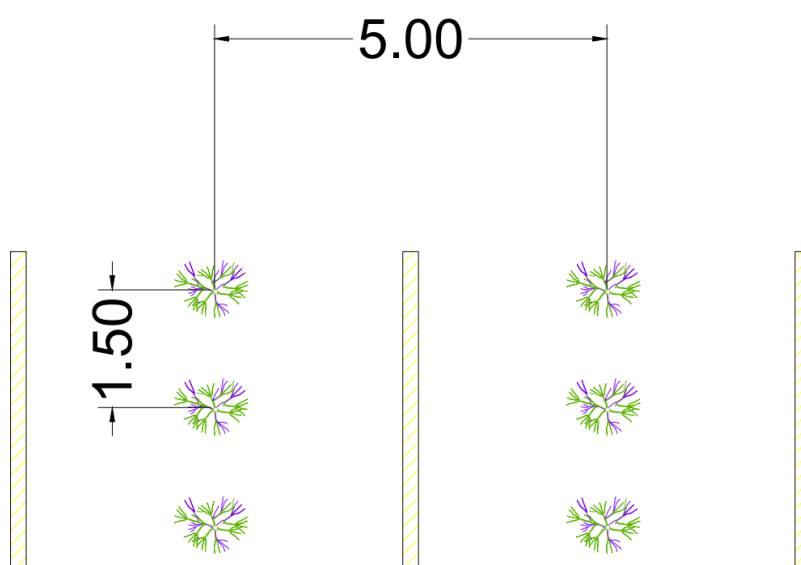


Figura 36. Marco de plantación en sistema agrivoltaico elevado.

Estudio Técnico de Viabilidad de los Sistemas Agrivoltaicos aplicados un viñedo de 15ha en Cañizal (Zamora)

En lo referente al sombreado en el racimo entre las 14h y 17h, mostradas en la imagen izquierda y derecha respectivamente de la Figura 37, tampoco incidiría sobre el racimo en ningún momento durante los meses de julio, agosto y septiembre, al igual que en las alternativas anteriores. Por tanto, en esta alternativa tampoco se vería modificada la producción de la vid.

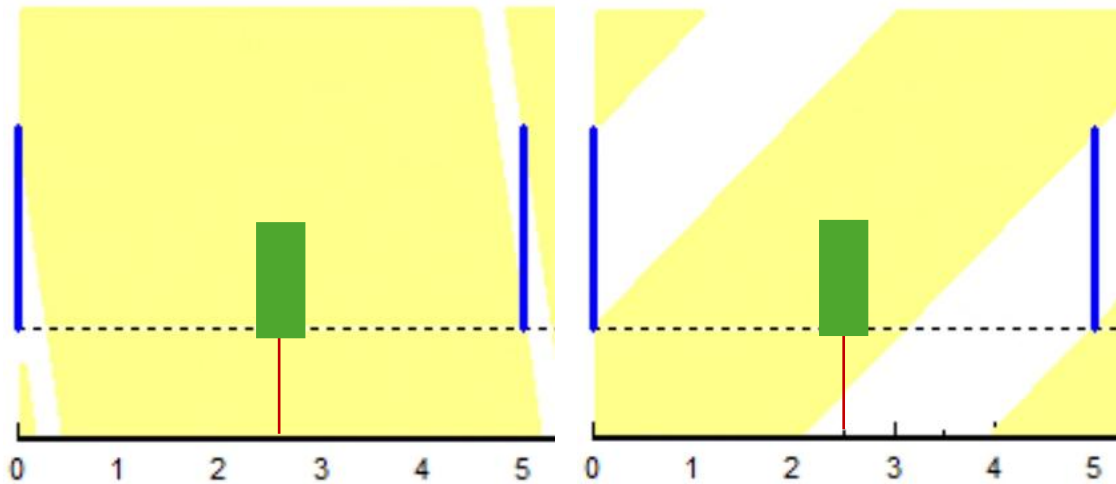


Figura 37. Sombreo en el racimo en las horas centrales del día del sistema agrivoltaico bifacial.

5. INSTALACIÓN ELÉCTRICA

Para el cálculo de la instalación eléctrica, se determinarán, primeramente, los elementos de los que se compone dicha instalación, específicos de las instalaciones fotovoltaicas. Además, haciendo uso de las Instrucciones Técnicas Complementarias del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (ITC-BT-1 hasta la ITC-BT-52).

5.1. Componentes de la instalación

Los componentes de las instalaciones fotovoltaicas de los sistemas propuestos son mayoritariamente comunes entre los 3 y característicos de los sistemas conectados a red, siendo estos:

- Generadores fotovoltaicos: estos se refieren a los paneles o módulos fotovoltaicos. Se componen de células fotovoltaicas formadas por un material semiconductor que es, principalmente, el silicio, las cuales son capaces de captar radiación infrarroja y generar con esta energía eléctrica. Dichas células serían capaces también de funcionar se manera inversa al aplicarles electricidad, pues emitirían radiación infrarroja en la zona receptora de la radiación solar. Las células fotovoltaicas se conectan en serie y, estas series, en paralelo, ocupando la totalidad de la superficie del módulo, variando esto en función del modelo.
- Estructuras de soporte: los generadores se instalarían en las 3 alternativas a la altura definida, alcanzando los 2,1 m. Para ello, se requerirían postes o mástiles de metal. Para el sistema elevado, serían necesarios 4 postes por módulo, mientras que para el sistema elevado con seguimiento solar y el sistema bifacial serían necesarios únicamente 2, de forma que se permitiese el rastreo en el sistema de seguimiento y, en el sistema bifacial, se dispusiesen a cada lado del módulo bifacial.
En el sistema de seguimiento solar, también sería necesario otra pieza soporte, que se dispusiese debajo del módulo y conectando los dos postes de fijación al suelo, y que soportase de igual manera el motor paso a paso que determina el seguimiento de los paneles.
- Inversores: se tratan de dispositivos eléctricos capaces de transformar la corriente continua en corriente alterna. Son necesarios en las instalaciones fotovoltaicas ya que los generadores fotovoltaicos generan electricidad en corriente continua, sin embargo, la red eléctrica nacional funciona con corriente alterna, por lo que para inyectar la energía producida a la red esta debe, primeramente, transformarse.
Concretamente, en las 3 alternativas se han empleado inversores que cuentan con Seguidores del Punto de Máxima Potencia (MPPT por sus siglas en inglés), los cuales se encargan de buscar el Punto de Máxima Potencia que los paneles solares son capaces de ofrecer bajo cualquier tipo de condición lumínica (Cambio Energético, 2025). Este punto de máxima potencia se define como el punto de trabajo en el que el módulo funciona a su máximo rendimiento (Cambio

Energético, 2025) y en el que el sistema trabajará con una intensidad nominal y un voltaje nominal (Figura 38), el cual oscila en función de la temperatura, por lo que varía en cada momento según difiere la incidencia solar y a lo largo del día. Los MPPT cuentan con un algoritmo de monitoreo y análisis que ajustará el punto de trabajo de los módulos fotovoltaicos para obtener la mayor cantidad de energía posible (Cambio Energético, 2025).

- Cableado: este está formado por filamentos de un material conductor, principalmente cobre, y conecta todos los elementos de la instalación, es decir, los diferentes módulos fotovoltaicos con la caja de conexión donde se encontrarían los inversores y los elementos de protección, y con el inversor y con el punto de conexión a la red.

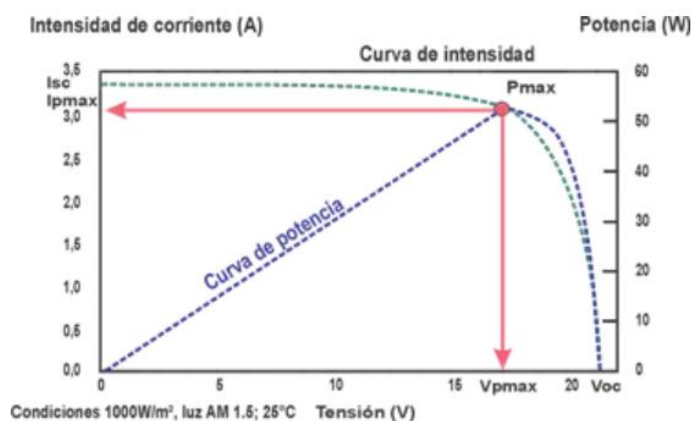


Figura 38. Definición del Punto de Máxima Potencia (Cambio Energético, 2025).

- Transformador: es un elemento eléctrico cuya función es elevar el voltaje para su inyección a la red eléctrica. Para ello, emplea un inductor mutuo compuesto por una bobina principal y una bobina secundaria. La bobina principal recibe energía, lo que hace que se genere un campo magnético que pasa a través de la bobina secundaria que, a su vez, induce una fuerza electromotriz en ella. Esta fuerza electromotriz cambia la relación del número de vueltas de las bobinas primaria y secundaria, logrando así el objetivo de modificar el voltaje (Infinite Power HT, 2025).
- Elementos de protección: en las instalaciones fotovoltaicas los elementos de protección deben colocarse tanto en corriente continua, antes del inversor, como en corriente alterna, después del inversor.

Agua arriba del inversor (corriente continua) es necesario disponer de un fusible, formado por un filamento metálico de bajo punto de fusión que, cuando hay un cortocircuito o una sobretensión se funde y abre el circuito, interrumpiendo el flujo eléctrico antes de que se produzcan daños en la instalación (Solera, 2025). Se deberá disponer uno para el cable de fase y otro para el neutro. También es necesario disponer de un descargador de sobretensiones, que será el encargado de derivar a tierra sobretensiones de origen atmosférico, como rayos. Deben

conectarse en paralelo y deben ser en número igual a los MTTPs del inversor (Rodríguez, 2023).

Los seccionadores de corte permiten interrumpir la corriente eléctrica y se emplean para aislar secciones de la red, especialmente en redes de distribución de energía eléctrica. Deben disponerse tantos seccionares de corte como MPPTs tenga el inversor de la instalación (Rodríguez, 2023).

Aguas abajo del inversor, en corriente alterna, deben disponerse otros 2 elementos de protección. Uno de ellos es un interruptor magnetotérmico, que cuenta con un mecanismo electromagnético que se acciona cuando la corriente eléctrica supera un determinado valor de forma momentánea abriendo automáticamente el interruptor. De igual forma, el equipo también se abre cuando la corriente eléctrica se mantiene por encima del valor nominal durante un tiempo prolongado gracias a un mecanismo térmico, con el objetivo de evitar el sobrecalentamiento y daños en los equipos (Rodríguez, 2023), y debe seleccionarse considerando la corriente nominal a la salida del inversor. El otro elemento es un interruptor diferencial, cuya corriente debe ser inferior al producto de la corriente nominal del magnetotérmico por un factor igual a 1,4 (Rodríguez, 2023). Además de estos 2, debe volver a instalarse un descargador de sobretensiones.

5.2. Metodología del dimensionamiento

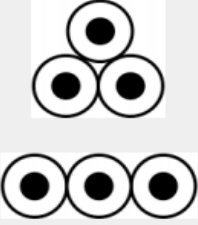



Para el dimensionamiento de la instalación, se va a emplear en las 3 alternativas la misma metodología, típica de las instalaciones fotovoltaicas y definida en proyectos publicados de plantas fotovoltaicas (Cañas Mayordomo & Misas Alcalde, 2022), las cuales se dimensionan en 3 partes.

La primera de estas partes se corresponde con el tramo comprendido entre los módulos y la caja de conexión, en el que se trabaja en corriente continua. El segundo, es el tramo comprendido entre la caja de conexión y el inversor, trabajando también en corriente continua. Finalmente, el tercer tramo es el que lleva desde el inversor hasta el centro de transformación, en el cual ya se trabaja en corriente alterna.

En cuanto a la legislación aplicable donde se regulan la intensidad máxima admisible por los conductores y la caída de tensión admisible por la instalación (ambos criterios que deben cumplirse en el dimensionamiento) es la ITC-BT-40, para Instalaciones Generadoras de Baja Tensión, debiéndose mayorar la intensidad a la que deben trabajar los conductores al 125% y la tensión máxima admisible desde el inversor hasta el centro de transformación debe ser del 1,5%.

Estudio Técnico de Viabilidad de los Sistemas Agrivoltaicos aplicados un viñedo de 15ha en Cañizal (Zamora)

Tabla 5. Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

Sección nominal mm ²	Terna de cables unipolares (1) (2)			1 cable tripolar o tetrapolar (3)		
						
						
Tipo de aislamiento						
	XLPE	EPR	PVC	XLPE	EPR	PVC
6	72	70	63	66	64	56
10	96	94	85	88	85	75
16	125	120	110	115	110	97
25	160	155	140	150	140	125
35	190	185	170	180	175	150
50	230	225	200	215	205	180
70	280	270	245	260	250	220
95	335	325	290	310	305	265
120	380	375	335	355	350	305
150	425	415	370	400	390	340
185	480	470	420	450	440	385
240	550	540	485	520	505	445
300	620	610	550	590	565	505
400	705	690	615	665	645	570
500	790	775	685	-	-	-
630	885	870	770	-	-	-

Tipo de aislamiento:

XLPE - Polietileno reticulado. Temperatura máxima en el conductor 90 °C (servicio permanente).

EPR - Etileno propileno. Temperatura máxima en el conductor 90 °C (servicio permanente).

PVC - Policloruro de vinilo. Temperatura máxima en el conductor 70 °C (servicio permanente).

Temperatura del terreno 25 °C.

Profundidad de instalación 0,70 m.

Resistividad térmica del terreno 1 K.m/W.

(1) Incluye el conductor neutro, si existe.

(2) Para el caso de dos cables unipolares, la intensidad máxima admisible será la correspondiente a la columna de la terna de cables unipolares de la misma sección y tipo de aislamiento, multiplicada por 1,225.

(3) Para el caso de un cable bipolar, la intensidad máxima admisible será la correspondiente a la columna del cable tripolar o tetrapolar de la misma sección y tipo de aislamiento, multiplicada por 1,225.

Tabla 6. Factor de corrección F, para temperatura del terreno distinto de 25 °C

Temperatura de servicio Θ_s (°C)	Temperatura del terreno, Θ_t , en °C									
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	
90	1.11	1.07	1.04	1	0.96	0.92	0.88	0.83	0.78	
70	1.15	1.11	1.05	1	0.94	0.88	0.82	0.75	0.67	

Tabla 7. Factor de corrección para resistividad térmica del terreno distinta de 1 K. m/W

Tipo de cable	Resistividad térmica del terreno, en K. m/W										
	0.80	0.85	0.90	1	1.10	1.20	1.40	1.65	2.00	2.50	2.80
Unipolar	1.09	1.06	1.04	1	0.96	0.93	0.87	0.81	0.75	0.68	0.66
Tripolar	1.07	1.05	1.03	1	0.97	0.94	0.89	0.84	0.78	0.71	0.69

Tabla 8. Factor de corrección para agrupaciones de cables trifásicos o ternas de cables unipolares

Factor de corrección								
Separación entre los cables o ternas	Número de cables o ternas de la zanja							
	2	3	4	5	6	8	10	12
D=0 (en contacto)	0.80	0.70	0.64	0.60	0.56	0.53	0.50	0.47
d= 0,07 m	0.85	0.75	0.68	0.64	0.6	0.56	0.53	0.50
d= 0,10 m	0.85	0.76	0.69	0.65	0.62	0.58	0.55	0.53
d= 0,15 m	0.87	0.77	0.72	0.68	0.66	0.62	0.59	0.57
d= 0,20 m	0.88	0.79	0.74	0.70	0.68	0.64	0.62	0.60
d= 0,25 m	0.89	0.80	0.76	0.72	0.70	0.66	0.64	0.62

Figura 39. Detalle de las Tablas 5, 6, 7 y 8 de la ITC-BT-07.

Además, dado que el cableado será enterrado, también será de aplicación la ITC-BT-07, sobre Redes Subterráneas para Distribución en Baja Tensión, concretamente la Tabla 5 de dicha ITC, la cual se muestra en la Figura 39, y se definen las diferentes secciones de cable según la intensidad que son capaces de soportar y el tipo de cable (unipolar o multipolar) y el tipo de aislamiento. Para este caso, en las 3 alternativas el cableado se realizará con conductores unipolares de cobre de 0,6/1 kV, aislamiento de XLPE y trazado enterrado, con condiciones de trabajo del lado de la seguridad:

- Temperatura del terreno = 30 °C.
- Resistividad térmica = 1,2 k·m/W.
- Cables en contacto.

5.2.1. Tramo de los módulos hasta la caja de conexión

En este tramo, en el que se dispondrá una línea para cada string (conjunto de paneles conectados en serie) en las que se trabajará en corriente continua, se emplean las siguientes expresiones:

$$I_{m\acute{a}x adm} = 1,25 \times I_{m\acute{a}x}$$

Siendo $I_{m\acute{a}x adm}$ la intensidad máxima admisible a la que deben de ser capaces de soportar los cables y sirve para elegir la sección según la Tabla 5 de la ITC-BT-07 (Figura 39) y $I_{m\acute{a}x}$ la intensidad de cortocircuito para STC del módulo fotovoltaico escogido y que se puede consultar en su ficha técnica.

Una vez seleccionada la sección del cable, debe determinarse la intensidad soportada por él multiplicando la intensidad máxima admisible correspondiente a la sección escogida por coeficientes de las Tablas 5, 6, 7 y 8 de la ITC-BT-07 (Figura 39), siendo estos 1,225; 0,7; 0,93 y 0,96 respectivamente. La intensidad soportada resultante debe ser superior a la intensidad máxima admisible calculada con anterioridad.

$$\delta = \frac{2 \times I \times L}{\gamma \times S}$$

Siendo:

- δ = caída de tensión en voltios (V).
- I = intensidad máxima del STC en amperios (A).
- L = longitud del tramo en m.
- γ = conductividad del material conductor, que en este caso será cobre y su valor es 59,67 m/Ω·mm².
- S = sección del conductor en mm².

No obstante, como la caída de tensión regulada es un porcentaje, la expresión es:

$$\delta(\%) = \frac{\delta}{U_{mpp}} \times 100$$

Siendo U_{mpp} el voltaje en el punto de máxima potencia en V, que se determina como el resultado de multiplicar el U_{mpp} del módulo por el número de módulos del string. En este tramo se buscará que la caída de tensión sea inferior al 3%.

5.2.2. Tramo de la caja de conexión al inversor.

En este tramo, en el que también se trabaja en corriente continua, se emplean las mismas expresiones que en el tramo anterior. Además, dado que el inversor cuenta con 10 entradas, las intensidades y el voltaje será el mismo que en cada tramo I dispuesto, puesto que al inversor llegará un cable por fila de paneles solares.

5.2.3. Tramo del inversor al centro de transformación

Al contrario que en los tramos previamente descritos, en este se trabaja con corriente alterna, por lo que las expresiones que deben emplearse son:

$$I = \frac{P_c}{\sqrt{3} \times V \times \cos \varphi}$$

Siendo:

- P_c = potencia máxima del inversor en W.
- V = tensión a la salida del inversor en V.
- $\cos \varphi$ = factor de potencia, que en este caso es igual a 0,8 según se especifica en las características técnicas del modelo de inversor seleccionado (BlueSun, 2025).

Esta intensidad debe mayorarse, al igual que en los tramos anteriores, al 125%.

$$\delta (\%) = \frac{\sqrt{3} \times I_{INV} \times L}{V \times \gamma \times S} \times 100$$

Siendo:

- I_{INV} = la corriente nominal del inversor en A.
- V = tensión a la salida del inversor en V.
- S = sección del conductor en mm^2 .
- L = longitud del tramo en m.
- γ = conductividad del material conductor.

Además, el transformador, que es común a las 3 alternativas, sería del modelo Smart o similar de 630kVA (Ormazabal, 2025), con una potencia reactiva algo superior a la potencia inyectada por el inversor.

5.3. Dimensionamiento del sistema agrivoltaico elevado

En esta alternativa, como ya se definió en apartados anteriores, el módulo fotovoltaico empleado es del modelo AS-M1203-MH(M10)-475-HV, cuyas dimensiones son 2x1m y sería instalado en vertical. Además, la disposición de los tramos de cableado y sus longitudes es tal y como se muestra en la Figura 40.

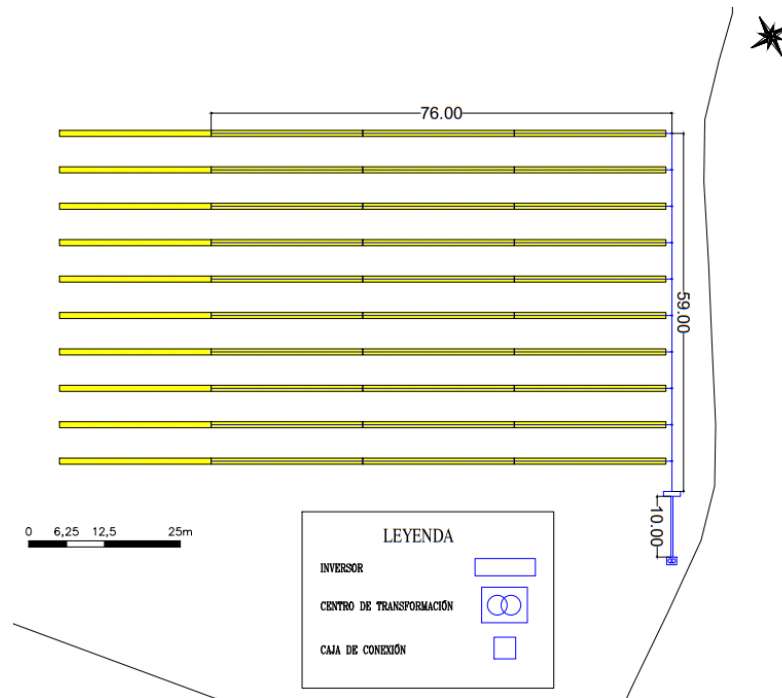


Figura 40. Instalación eléctrica del sistema agrivoltaico elevado.

En relación con las características eléctricas del módulo que se requieren para el dimensionamiento de la instalación se diferencian las siguientes obtenidas de su ficha técnica para STC (AEG, 2025):

- Intensidad máxima de cortocircuito = 13,91 A.
- Intensidad de máxima potencia = 13,14 A.
- Voltaje de máxima potencia = 36,39 V.

Cabe destacar que en esta instalación se han dispuesto 10 filas de 100 módulos cada una distribuidos en 4 strings de 25 módulos en serie cada uno, colocados en serie, para conformar la fila entera, sin embargo, estos 4 strings se conectarán en paralelo eléctricamente hablando.

5.3.1. Tramo I

Este tramo I se refiere al cableado entre los módulos y la caja de conexión, que se sitúa al final. Este se dimensionará tanto para el criterio de máxima intensidad admisible como de caída de tensión.

- Intensidad máxima admisible

El cable se dimensionará para la intensidad que deberá conducir una vez se recoja la intensidad de los 4 strings conectados en paralelo, por este motivo, la intensidad de cortocircuito del módulo debe multiplicarse por 4, ya que en toda la longitud del string la intensidad es la misma porque los módulos se conectan en serie, pero en paralelo debe sumarse la intensidad de cada string. Por esto resulta:

$$I_{\text{máx adm}} = 1,25 \times 4 \times 13,91 = 69,55 \text{ A}$$

Para esta intensidad se requiere un cable de 10 mm² de sección nominal, ya que la intensidad soportada por el cable debe multiplicarse por una serie de factores considerando las características de la instalación anteriormente definidas, tal y como se muestra, esta intensidad soportada debe ser superior a la intensidad máxima admisible. El cable de sección 6 mm² soportaría una intensidad inferior.

$$I_{\text{soportada}} = 96 \times 1,225 \times 0,93 \times 0,96 \times 0,7 = 73,5 \text{ A}$$

- Caída de tensión

En este criterio, se dimensionará para el string más desfavorable, que este es el más alejado, por lo que la distancia es 76m. Además, se debe considerar que el voltaje del string es la suma del voltaje de cada módulo, resultando 831V. Por tanto, se obtiene:

$$\delta = \frac{2 \times 52,56 \times 76}{59,67 \times 10} = 13,39 \text{ V}$$

$$\delta(\%) = \frac{13,39}{831} \times 100 = 1,61\%$$

5.3.2. Tramo II

Este tramo II se refiere al cableado entre la caja de conexión y el inversor, que se sitúa al final. Este se dimensionará tanto para el criterio de máxima intensidad admisible como de caída de tensión considerando que al inversor se conectará un cable por cada fila de 100 módulos y 4 strings.

- Intensidad máxima admisible

El cable se dimensionará siguiendo el mismo criterio que en el Tramo I y, puesto que la intensidad es la misma, se obtendrá el mismo valor y, por tanto, la misma sección de cable, 10 mm².

- Caída de tensión

En este criterio, se dimensionará para la fila más desfavorable, que esta se corresponde con la más alejada, por lo que la distancia es 59m. El resto de parámetros son los mismos que en el tramo I. Por tanto, se obtiene:

$$\delta = \frac{2 \times 52,56 \times 59}{59,67 \times 10} = 10,39 \text{ V}$$

$$\delta(\%) = \frac{10,39}{831} \times 100 = 1,25\%$$

5.3.3. Tramo III

Este tramo III se refiere al cableado entre el inversor y el punto de conexión a la red, que se sitúa al final. Este se dimensionará tanto para el criterio de máxima intensidad admisible como de caída de tensión considerando que la corriente a partir del inversor es corriente alterna y que se dispondrán 2 cables.

- Intensidad máxima admisible

El cable se dimensionará para la intensidad máxima que podría proporcionar el inversor, viniendo esta definida por la expresión:

$$I = \frac{500.000}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,8} = 902,11 \text{ A}$$

Por esto resulta para cada cable:

$$I_{\text{máx adm}} = 1,25 \times 902,11/2 = 563,82 \text{ A}$$

Para esta intensidad se requiere un cable de 400 mm² de sección nominal, ya que la intensidad soportada por el cable debe multiplicarse por una serie de factores considerando las características de la instalación anteriormente definidas, al igual que en los tramos anteriores, tal y como se muestra. Esta intensidad soportada debe ser superior a la intensidad máxima admisible, algo que no ocurriría con el cable de sección nominal inmediatamente inferior.

$$I_{\text{soportada}} = 705 \times 1,225 \times 0,93 \times 0,96 \times 0,7 = 616,84 \text{ A}$$

- Caída de tensión

En este criterio, la distancia que debe emplearse para los cálculos es 10m, puesto que esta es la que separa al inversor del punto de conexión a la red. Además, se debe considerar que el voltaje nominal y la intensidad nominal del inversor son 400V y 722A respectivamente (BlueSun, 2025). Por tanto, se obtiene:

$$\delta (\%) = \frac{\sqrt{3} \times 361 \times 10}{400 \times 59,67 \times 400} \times 100 = 0,065\%$$

5.4. Dimensionamiento del sistema agrivoltaico elevado con seguimiento

En esta alternativa, dado que se emplean los mismos modelos de módulos fotovoltaicos y de inversor y en la misma disposición, el cableado de la instalación es el mismo en todos los tramos que el de la alternativa del sistema agrivoltaico elevado.

5.5. Dimensionamiento del sistema agrivoltaico bifacial

En esta alternativa, como ya se definió en apartados anteriores, el módulo fotovoltaico empleado es del modelo AS-M1082-BH(RM10)-450-HV, cuyas dimensiones son 2x1m y sería instalado en vertical. Además, la disposición de los tramos de cableado y sus longitudes es tal y como se muestra en la Figura 41.

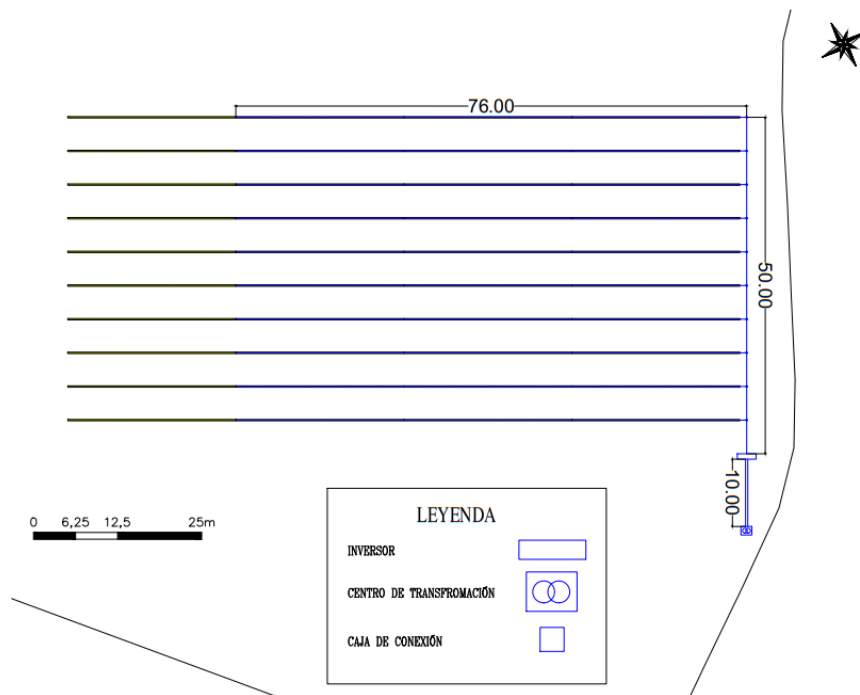


Figura 41. Instalación eléctrica del sistema agrivoltaico bifacial.

En relación con las características eléctricas del módulo que se requieren para el dimensionamiento de la instalación se diferencian las siguientes obtenidas de su ficha técnica para STC (AEG solar, 2025):

- Intensidad máxima de cortocircuito = 14,04 A.
- Intensidad de máxima potencia = 13,54 A.
- Voltaje de máxima potencia = 33,24 V.

Cabe destacar que en esta instalación se han dispuesto 10 filas de 100 módulos cada una distribuidos en 4 strings de 25 módulos en serie cada uno, colocados en serie, para conformar la fila entera, sin embargo, estos 4 strings se conectarán en paralelo eléctricamente hablando, al igual que en las alternativas anteriores, pero difiriendo en la distancia de separación entre ellas.

5.5.1. Tramo I

Este tramo I se refiere al cableado entre los módulos y la caja de conexión, que se sitúa al final. Este se dimensionará tanto para el criterio de máxima intensidad admisible como de caída de tensión.

- Intensidad máxima admisible

El cable se dimensionará para la intensidad que deberá conducir una vez se recoja la intensidad de los 4 strings conectados en paralelo, por este motivo, la intensidad de cortocircuito del módulo debe multiplicarse por 4, ya que en toda la longitud del string la intensidad es la misma porque los módulos se conectan en serie, pero en paralelo debe sumarse la intensidad de cada string. Por esto resulta:

$$I_{\text{máx adm}} = 1,25 \times 4 \times 14,04 = 70,2 \text{ A}$$

Para esta intensidad se requiere un cable de 10 mm² de sección nominal, al igual que en las alternativas anteriores, ya que la intensidad soportada por el cable debe multiplicarse por una serie de factores considerando las características de la instalación anteriormente definidas, tal y como se muestra, esta intensidad soportada debe ser superior a la intensidad máxima admisible. El cable de sección 6 mm² soportaría una intensidad inferior.

$$I_{\text{soportada}} = 96 \times 1,225 \times 0,93 \times 0,96 \times 0,7 = 73,5 \text{ A}$$

- Caída de tensión

En este criterio, se dimensionará para el string más desfavorable, que este es el más alejado, por lo que la distancia es 76m. Además, se debe considerar que el voltaje del string es la suma del voltaje de cada módulo, resultando 831V. Por tanto, se obtiene:

$$\delta = \frac{2 \times 54,16 \times 76}{59,67 \times 10} = 14,27 \text{ V}$$

$$\delta(\%) = \frac{14,27}{831} \times 100 = 1,72\%$$

5.5.2. Tramo II

Este tramo II se refiere al cableado entre la caja de conexión y el inversor, que se sitúa al final. Este se dimensionará tanto para el criterio de máxima intensidad admisible como de caída de tensión considerando que al inversor se conectará un cable por cada fila de 100 módulos y 4 strings.

- Intensidad máxima admisible

El cable se dimensionará siguiendo el mismo criterio que en el Tramo I y, puesto que la intensidad es la misma, se obtendrá el mismo valor y, por tanto, la misma sección de cable, 10 mm².

- Caída de tensión

En este criterio, se dimensionará para la fila más desfavorable, que esta se corresponde con la más alejada, por lo que la distancia es 50m. El resto de parámetros son los mismos que en el tramo I. Por tanto, se obtiene:

$$\delta = \frac{2 \times 54,16 \times 50}{59,67 \times 10} = 9,39 V$$

$$\delta(\%) = \frac{9,39}{831} \times 100 = 1,13\%$$

5.5.3. Tramo III

Este tramo III se refiere al cableado entre el inversor y el punto de conexión a la red, que se sitúa al final. Dado que el modelo del inversor es el mismo que en las alternativas anteriores, el dimensionamiento de este tramo es el mismo que el definido para el mismo tramo en la alternativa de sistema agrivoltaico elevado.

5.6. Esquema unifilar

Un esquema unifilar se define como un diagrama de la instalación eléctrica. Dadas las similitudes entre las instalaciones de las tres alternativas, se ha elaborado uno común a las tres, el cual se muestra en la Figura 42.

Además, en este apartado se especificarán los elementos seleccionados y sus características, diferenciando entre los elementos en corriente continua de los elementos en corriente alterna.

Estudio Técnico de Viabilidad de los Sistemas Agrivoltaicos aplicados un viñedo de 15ha en Cañizal (Zamora)

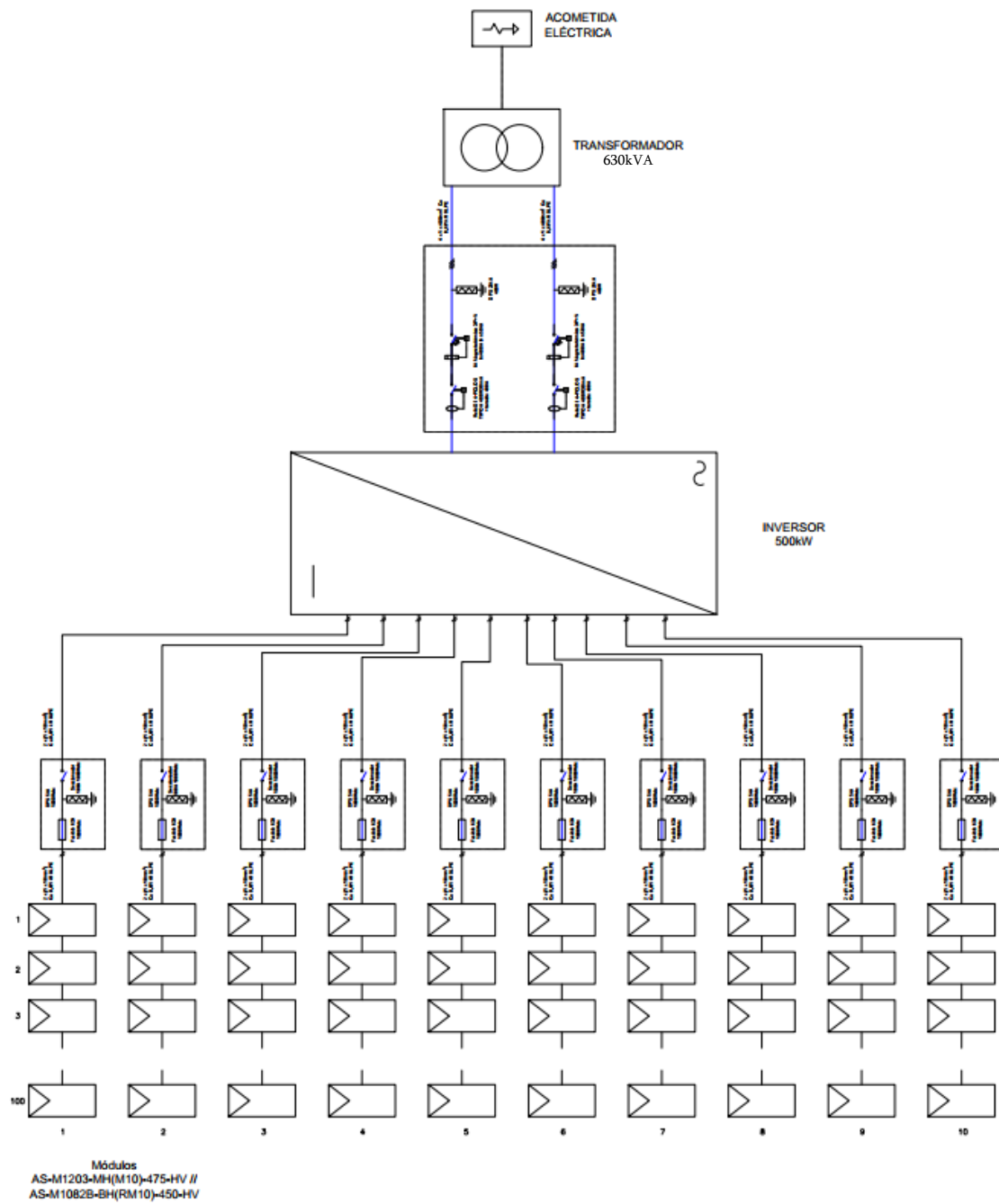


Figura 42. Esquema unifilar.

5.6.1. Elementos en corriente continua

Los elementos que finalmente deberían disponerse entre los paneles y el inversor, observables en la Figura 43, son los siguientes con capacidad de soportar tensiones de 831V e intensidades de 54,16A:

- **Fusibles:** este elemento deberá colocarse en serie en cada cable, es decir, tanto en la fase como en neutro. Cuenta con 2 partes, que son el fusible en sí y el portafusibles. Existen modelos, como el NHO 1000Vdc o similar, que presentan una intensidad nominal de 63A y con capacidad de soportar tensiones de 1000V. En lo referente al portafusibles, este debe ser compatible con el fusible seleccionado, como el modelo BASE NHO 1000Vdc o similar. Por consiguiente, serán necesarios 20 fusibles y portafusibles, 1 por fila de paneles.
- **Descargador de sobretensiones:** de este elemento debe disponerse una unidad por cada fila, es decir, en cada caja de conexión. Este debe presentar una tensión nominal mínima de 900V y una tensión máxima permisible de 1000V, además, de ser capaz de desviar una corriente de choque de rayo de 5kA, como el modelo DG ME DC Y 1000 FM (972 147) o similar. Por tanto, serían necesarias 10 unidades.
- **Seccionador de corte:** este elemento debería disponerse de igual forma que el descargador de sobretensiones, uno por cada caja de conexión. En cuanto a sus características, existen modelos capaces de soportar tensiones en corriente continua de hasta 1000V e intensidades de 100A, como el modelo OTDC100UG o similar.

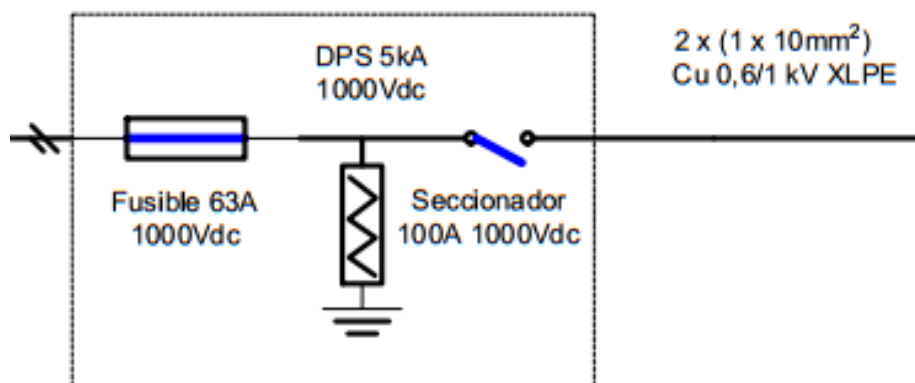


Figura 43. Detalle elementos en corriente continua del esquema unifilar.

5.6.2. Elementos en corriente alterna

En cuanto a los elementos de protección que deberían disponerse en corriente alterna, se detallan en la Figura 44, debiendo ser capaces de soportar tensiones en alterna de 400V e intensidades de 361A, son:

- Relé diferencial con toroide asociado: dada la alta intensidad que es necesario transportar para la que no son aptos los interruptores diferenciales modulares, es necesario disponer un relé diferencial con un transformador toroidal externo. Existen modelos de relés capaces de tolerar rangos de tensión en los que se incluye el valor de 400V, como el RH21M de Schneider o similar, y modelos de toroides con una intensidad nominal primaria de 400A, como el modelo que se incluye en la Serie 90 AM de Gewiss o similar. Dado que se disponen 2 líneas desde el inversor hasta el punto de inyección a la red, serían necesarias 2 unidades tanto del relé como del toroide.
- Interruptor automático magnetotérmico: este elemento debe disponerse, al igual que el relé diferencial, una unidad por línea, siendo necesarios 2 interruptores del modelo escogido. Este debe presentar una intensidad nominal de 400A y un poder de corte de 50kA a la tensión de 400V, como el modelo NSX400N o uno similar.
- Descargador de sobretensiones: este elemento debe disponerse entre los ya descritos y el punto de conexión a la red con el objetivo de protegerlos de las posibles sobretensiones. Debe, también, presentar una tensión nominal en alterna de 400V y tener la capacidad de desviar una corriente de choque de 20kA, como el modelo DG MP TNC 440 FM (942 308) o similar.

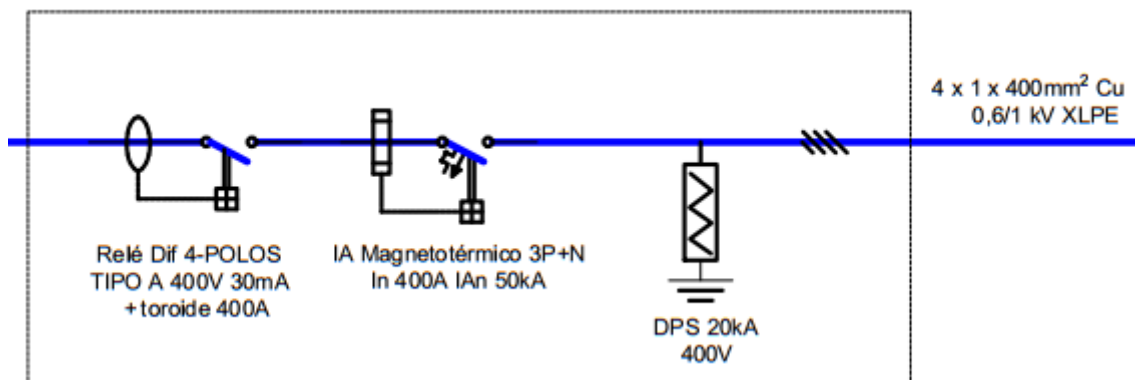


Figura 44. Detalle elementos en corriente alterna del esquema unifilar.

6. ESTUDIO ECONÓMICO

A continuación, y considerando todo lo determinado previamente, se realizará un estudio económico de cada alternativa estratégica con el objetivo de determinar cuál de las 3 opciones analizadas es más rentable. Para este fin, se determinará la inversión requerida en cada alternativa, así como los costes durante el mantenimiento y los beneficios que se obtendrían, y se calcularán los indicadores de rentabilidad del valor actual neto (VAN), tasa interna de rendimiento (TIR), relación beneficio/coste (B/C) y el periodo de recuperación del capital.

6.1. Inversión

Dadas las similitudes entre las 3 alternativas estratégicas, las distintas operaciones y actividades que deberán ser presupuestadas con el objetivo de determinar la inversión serán las mismas mayoritariamente, siendo la principal diferencia la medición de cada una de ellas.

En lo que respecta a la instalación fotovoltaica se deben considerar las siguientes actividades:

- Preparación del terreno: en la zona donde se vayan a instalar los módulos fotovoltaicos, debe limpiarse de pequeñas plantas y maleza, siendo necesario desbrozar. Esta acción se realizará únicamente en la longitud de las filas donde se dispondrán los módulos y en un ancho de 2m.
- Instalación de los módulos: en esta acción deben contemplarse la instalación tanto del propio módulo como de su estructura de soporte, así como de los demás componentes eléctricos, entre los que se incluye el cableado y las cajas de conexión.
- Instalación del centro de inversión y transformación: aquí se considerarán tanto la instalación del inversor como de su cimentación y los elementos eléctricos pertinentes, incluyendo el transformador y el cableado de conexión al mismo.

Por otro lado, para la implantación de un viñedo tipo de las características definidas se requiere de forma estimada unos 20000€/ha, valor que se considerará para el presente estudio económico y en la que se contemplan las siguientes actividades:

- Labores preparatorias: estas se refieren a la preparación del suelo, debiendo realizarse únicamente entre las calles que conforman los strings, y constarán de una pasada de subsolador a 50 cm y 2 laboreos complementarios con una grada de púas a una profundidad de 40 cm, una a continuación de la pasada del subsolador y otra inmediatamente anterior a la plantación. Aquí también deberían contemplarse los abonados de fondo en caso de que fuese necesario.

- Sistema de conducción: para poder formar las vides en espaldera, es necesario instalar una espaldera, conformada por postes y alambres tensores, sobre los que se apoyará la planta.
- Plantación: para poder realizar esta actividad es necesario emplear una plantadora, la cual plantará la totalidad de las plantas determinadas en cada alternativa. Además de estas plantas, debe cuantificarse a la hora de presupuestar un 2,5% de marras. Por último, deberá tenerse en cuenta la necesidad de realizar un riego de plantación, para el que se necesitará pasar con una cuba, para asegurar el asentamiento de las plantas.
- Instalación de riego: en esta actividad se tienen en cuenta la instalación de tuberías primarias, tuberías secundarias, portarramales y ramales de riego, junto con las distintas llaves de paso y elementos de control y seguridad.

6.1.1. Sistema agrivoltaico elevado

Contemplando todas las consideraciones mencionadas, la inversión de la instalación fotovoltaica en esta alternativa resulta 423.674,58€, tal y como se muestra en el cuadro siguiente:

Instalación fotovoltaica elevada					423.674,58 €
Capítulo 1 - Preparación del terreno					145,63 €
Código	Ud.	Descripción	Total unidad (€)	Medición	Total (€)
1.1.	m ²	Desbroce o limpieza del terreno con medios mecánicos. Comprende los trabajos de retirar de la zona de instalación de los módulos fotovoltaicos pequeñas plantas y maleza, hasta una profundidad no menor que el espesor de la capa de tierra vegetal, considerando como mínima 25 cm; y carga a camión.	0,73	200	145,63
Capítulo 2 - Campo fotovoltaico					371.465,45 €
2.1.	Ud.	Kit de estructura sobre la que instalar los módulos fotovoltaicos elevada con altura media de 2,1m y con una inclinación de 25º, fabricada con aluminio EN AW 6005A T6 Crudo con una tornillería de acero inoxidable y capaz de sostener 5 módulos fotovoltaicos. Se empleará una barrena para la instalación de los postes de forma clavada en el suelo.	1200,86	200	240.172,52
2.2.	Ud.	Módulo solar fotovoltaico de células de silicio policristalino, potencia máxima (Wp) 475W, tensión a máxima potencia (Vmp) 36,39V, intensidad a máxima potencia (Imp) 13,14A, intensidad de cortocircuito (Isc) 13,91A, dimensiones 2000x100x40mm.	95,34	1000	95.342,47
2.3.	Ud.	Caja estanca de conexión, de dimensiones 310x240x125 mm, con 2 fusibles y portafusibles de 63A y 1000Vdc, un descargador de sobretensiones	551,63	10.00	5.516,30

Estudio Técnico de Viabilidad de los Sistemas Agrivoltaicos aplicados un viñedo de 15ha en Cañizal (Zamora)

		de 1000Vdc y 5kA y un seccionador de corte de 1000Vdc y 100A.			
2.4.	m	Línea eléctrica subterránea dentro de una zanja de 50 cm de profundidad y 20 cm de ancho, con cama de arena fina lavada de 10 cm, tubo canalizador corrugado de 40mm de diámetro, capa de arena fina lavada de 15 cm y relleno de tierras. Dentro del tubo corrugado se canalizarán 3 cables de cobre de 10 mm ² de sección (0,6/1kV) XLPE, uno de ellos amarillo-verde.	28,18	1080.00	30.434,16
Capítulo 3 - Centro de inversión-transformación					52.063,49 €
3.1.	m ²	Losa de cimentación de 0,3 m de espesor para sustentar el centro de inversión y de transformación. Construida de hormigón H30 armado con acero A630-420H. Se incluyen labores de movimiento de tierras para la nivelación necesaria del terreno.	779,44	4,20	3.273,65
3.2.	Ud.	Inversor central trifásico para conexión a red, potencia máxima de entrada de 600kW, voltaje de entrada máximo 1000Vdc, potencia máxima de salida 500kW, dimensiones 2800x800x2050 mm.	30.105,91	1,00	30.105,91
3.3.	Ud.	Centro de transformador elevador de 630kVA de potencia nominal sobre losa de cimentación de 0,3 m de espesor para sustentarlo de 1,4 m ² y construida de hormigón H30 armado con acero A630-420H. Se incluyen labores de movimiento de tierras para la nivelación necesaria del terreno.	17.694,51	1,00	17.694,51
3.4.	m	Línea eléctrica subterránea dentro de una zanja de 50 cm de profundidad y 40 cm de ancho, con cama de arena fina lavada de 10 cm, tubo canalizador corrugado de 125mm de diámetro, capa de arena fina lavada de 15 cm y relleno de tierras. Dentro del tubo corrugado se canalizarán 4 cables de cobre de 400 mm ² de sección (0,6/1kV) XLPE, uno de ellos amarillo-verde.	49,47	20,00	989,42

En lo que respecta al viñedo, se disponen de 12,4 ha que se ocuparían en su totalidad por el viñedo y de 0,54 ha que se ocuparían parcialmente con vides, dado que se intercalan calles con los paneles fotovoltaicos. Por tanto, la inversión resulta:

$$Inversión_{viñ} = 20.000€/ha \times (12,4 + 0,5 \times 0,54)ha = 253400€$$

6.1.2. Sistema agrivoltaico elevado con seguimiento solar

Al igual que en la alternativa anterior, se han considerado los aspectos generales definido, sin embargo, difiere en la unidad de obra 2.1. por lo que la inversión de la instalación fotovoltaica resulta 364.092,95€.

Estudio Técnico de Viabilidad de los Sistemas Agrivoltaicos aplicados un viñedo de 15ha en Cañizal (Zamora)

Instalación fotovoltaica elevada con seguimiento solar					389.582,61 €
Capítulo 1 - Preparación del terreno					145,63 €
Capítulo 2 - Campo fotovoltaico					337.373,48 €
Código	Ud.	Descripción	Total unidad (€)	Medición	Total (€)
2.1.	Ud.	Kit de estructura sobre la que instalar los módulos fotovoltaicos elevada con altura media de 2,1m y con motor paso a paso para seguimiento solar, fabricada con aluminio EN AW 6005A T6 Crudo con una tornillería de acero inoxidable y capaz de sostener 5 módulos fotovoltaicos. Se empleará una barrena para la instalación de los postes de forma clavada en el suelo.	1030,40	200,00	206.080,55
Capítulo 3 - Centro de inversión-transformación					52.063,49 €

Sin embargo, en lo que respecta al viñedo, la inversión sería la misma que en la alternativa anterior.

6.1.3. Sistema agrivoltaico bifacial

Al igual que en las alternativas anteriores, se han considerado los aspectos generales definido, sin embargo, en esta alternativa se difiere en las unidades de obra 2.1. y 2.2. por lo que la inversión de la instalación fotovoltaica resulta 378.587,07€

Instalación fotovoltaica elevada con seguimiento solar					378.587,07 €
Capítulo 1 - Preparación del terreno					145,63 €
Capítulo 2 - Campo fotovoltaico					313.966,54 €
Código	Ud.	Descripción	Total unidad (€)	Medición	Total (€)
2.1.	Ud.	Kit de estructura sobre la que instalar los módulos fotovoltaicos elevada con altura media de 2,1m, fabricada con aluminio EN AW 6005A T6 Crudo con una tornillería de acero inoxidable y capaz de sostener 1 módulo fotovoltaico. Se empleará una barrena para la instalación de los postes de forma clavada en el suelo.	172,06	1000,00	172.062,55
2.2.	Ud.	Módulo solar fotovoltaico de células de silicio policristalino, potencia máxima (Wp) 450W, tensión a máxima potencia (Vmp) 33,24V, intensidad a máxima potencia (Imp) 13,54A, intensidad de cortocircuito (Isc) 14,04A, dimensiones 2000x100x40mm.	105,95	1000,00	105.953,53
Capítulo 3 - Centro de inversión-transformación					52.063,49 €

En lo que respecta al viñedo, se disponen de 12,4 ha que se ocuparían en su totalidad por el viñedo y de 0,45 ha que se ocuparían parcialmente con vides, dado que se intercalan calles con los paneles fotovoltaicos. Por tanto, la inversión resulta:

$$Inversión_{viñ} = 20.000€/ha \times (12,4 + 0,5 \times 0,45)ha = 252500€$$

6.2. Mantenimiento

Al igual que con la inversión, el mantenimiento del sistema agrivoltaico definido en cada alternativa contará con las mismas actividades, difiriendo exclusivamente en la cantidad que deberá realizarse.

En lo que se refiere al mantenimiento de la instalación fotovoltaica, incluida la instalación eléctrica, se deben considerar las actividades que se definan seguidamente:

- Limpieza de los paneles: este factor es importante para la correcta captación de luz solar, ya que la suciedad actúa como si el panel estuviese sombreado. Estas labores se basan en un lavado con agua sin el empleo de productos abrasivos, con la finalidad de retirar el polvo depositado sobre las células fotovoltaicas.
- Análisis de los paneles: los módulos fotovoltaicos deben analizarse visualmente para contrastar que no se han producido fisuras ni roturas, que pueden ocasionar la filtración de agua u otros elementos. Adicionalmente, también se deben analizar los paneles mediante cámaras térmicas infrarrojas, para estudiar la temperatura de funcionamiento de las células fotovoltaicas.
- Mantenimiento de las estructuras de soporte: en esta actividad se debe comprobar el correcto estado de las estructuras de soporte y del motor paso a paso en el caso del sistema agrivoltaico con seguimiento solar.
- Análisis de los elementos eléctricos: el objetivo de esta actividad es comprobar el correcto estado del cableado y los demás dispositivos eléctricos, tales como el inversor, el transformador y los elementos de seguridad.

Hay que tener en cuenta que el mantenimiento de este tipo de instalaciones, contemplando las actividades definidas, suele externalizarse y se estima en 4€/kWp anuales (Atersa, 2025).

Sobre las actividades que deben realizarse para el mantenimiento del viñedo se incluyen:

- Mantenimiento del suelo: esta actividad se centra en el control de malas hierbas, para lo que deberán realizarse pasadas de cultivador, que llega hasta una profundidad de 5 cm, 2 veces al año, una entre marzo y principios de abril, para evitar las heladas primaverales, y otra después de la recolección, entre septiembre y octubre, para que se infiltre el agua de lluvia.

En cuanto los costes, se contabiliza un rendimiento en la operación de 0,74h/ha y un coste del tractorista de 12,29€/h, por lo que resulta:

$$C_{cultivador} = 2 \times 12,29€/h \times 0,74h/ha = 18,19€/ha$$

- Poda de formación: durante los 2 primeros años de la plantación deberán realizarse podas específicas que tendrán el objetivo de formar la vid en espaldera según el sistema que escoja el agricultor. Esta se va a realizar manualmente considerando un rendimiento de trabajo de 0,1ha/jornada y que el coste del operario sería 180€/día.
- Poda de mantenimiento: esta se realiza a partir del tercer año a finales del periodo de reposo vegetativo y su objetivo es mantener el sistema en espaldera y determinar la carga de las vides. Esta también se realiza de forma manual y se va a considerar un rendimiento de trabajo de 0,15ha/jornada y un coste del operario de 130€/día.
- Podas en verde: a partir del cuarto año se realizarán de forma periódica una serie de podas cuyo objetivo complementar la poda de mantenimiento y guiar a la planta a conseguir los objetivos productivos que se estimen. Entre estas se incluyen el despampanado, que consiste en cortar los brotes que no se desea que continúen desarrollándose durante esa campaña y se completa con el emparrado, consistente en guiar los pámpanos entre los alambres de la espaldera; el despunte, que se define como el corte de los ápices de los pámpanos y su objetivo es homogeneizar la plantación; el deshojado, cuya finalidad es retirar las hojas que sombrean los racimos, aunque esta no se contabilizará porque en zonas cálidas como la de estudio, sirven para proteger los racimos de la insolación; y el aclareo de racimos, con el que se eliminan los racimos de peor calidad y se regula la producción del viñedo.

Para el aclareo de racimos se va a considerar un rendimiento de 0,12 ha/jornada y un coste del operario de 130€/día. Este mismo coste se contabilizará en el emparrado, para el que se estima un rendimiento de 0,10 ha/jornada. Por otro lado, tanto para el despunte como para el despampanado, se considerará un rendimiento de trabajo de 0,74h/ha y un coste del tractorista de 12,29€/h, por lo que resulta

$$C_{p\ verde\ mec} = 2 \times 12,29\text{€/h} \times 0,74\text{h/ha} = 18,18\text{€/ha}$$

- Tratamientos fitosanitarios: se van a considerar tratamientos preventivos para mildiu, oídio y araña roja, que se contabilizan como 27€/ha.
- Fertilización: en lo referente a las necesidades de fertilización se van a emplear los valores determinados en la guía práctica de la fertilización racional de los cultivos en España para poder cuantificar los costes de esta actividad. Estas necesidades anuales son 50 kg N/ha, 30 kg P₂O₅/ha y 90 kg K₂O/ha (MAPA, Publicaciones fertilizantes, 2010). En este sentido, los precios de fertilizante nitrogenado serían 89,35 €/ha, para fertilizante fosfórico serían 58,3€/ha y para fertilizante potásico 117,9 €/ha.

También se deben considerar el coste de la mecanización, el coste del operario como 12,29 €/h y un rendimiento en la operación de 0,67 h/ha. Además, se realizarían 2 pasadas, el abonado de otoño y el de primavera, de forma que se obtiene:

$$C_{maq\ abo} = 2 \times 12,29\text{€/h} \times 0,67\text{h/ha} = 16,47\text{€/ha}$$

- **Riego:** la campaña de riego tendría lugar entre los meses de mayo y septiembre. La vid tiene unas necesidades medias de riego en todo el mundo de 250 – 300mm (Lisarrague, 2012). En la zona de estudio, se estiman unas necesidades de riego de 318 mm, tal y como se muestra en la Tabla 15. Se ha considerado que durante el mes de abril, habría agua en la reserva del suelo, que durante mayo y junio se regaría al 80% de necesidades para que no se produzca exceso de desarrollo vegetativo, el julio se regaría a 100% de necesidades para lograr la máxima división celular en la baya y en julio y septiembre al 50% de necesidades porque es cuando se produce el envero y la maduración.

Tabla 15. Balance hídrico simplificado.

	P (mm)	Pef (mm)	Eto (mm)	Kc	Etc (mm)	Etc-Pef (mm)	Nn (mm)
abr	36.9	12.2	99.8	0.3	29.9	17.8	
may	31.8	9.1	140.4	0.3	42.1	33.0	26.4
jun	24.8	4.9	175.1	0.5	87.6	82.7	66.1
jul	11.4	0.0	207.3	0.7	145.1	145.1	145.1
ago	10.6	0.0	184.7	0.7	129.3	129.3	64.6
sep	25.0	5.0	121.0	0.3	36.3	31.3	15.7
Total							318.0

En cuanto al precio, se va a considerar un precio medio de 0,09 €/m³ (Expósito, 2024) al suponerse agua subterránea que se extraería con un pozo.

- **Recolección:** esta se realizará cuando finalice la maduración de la uva, que, al ser una Garnacha Tinta, sería a finales de septiembre, haciendo uso de una vendimiadora y un remolque en el que pudiera descargar cuando estuviese llena sin abandonar el viñedo. En esta actividad se va a considerar que se alquila la vendimiadora con conductor especializado a un precio de 165 €/ha.

6.2.1. Sistema agrivoltaico elevado

En lo referente a los costes de mantenimiento de la instalación fotovoltaica, estos resultan en 1900€/año, tal y como se muestra.

$$Coste_{mant fot} = 475 kWp \times 4€/kWp = 1900 €/año$$

En lo referente a los costes de mantenimiento del viñedo, se debe considerar las 12,4 ha de viñedo tipo sin paneles solares y las 0,54 ha que ocupan finalmente la instalación agrivoltaica. En esta última, el coste será la mitad ya que, al haber intercalado las filas de módulos fotovoltaicos, el viñedo se reduce a la mitad en esa zona.

La suma de los costes mecanizados durante los primeros 2 años resulta 151 €/ha por lo que serían:

Estudio Técnico de Viabilidad de los Sistemas Agrivoltaicos aplicados un viñedo de 15ha en Cañizal (Zamora)

$$C_{mec} = 151€/ha \times (12,4 + 0,5 \times 0,54)ha = 1913,17€$$

La suma de los costes mecanizados a partir del 3 año sería 510,40 €/ha por lo que resultan:

$$C_{mec} = 510,40€/ha \times (12,4 + 0,5 \times 0,54)ha = 6467€$$

El total de los costes manuales durante los primeros 2 años, en los que se realizaría la poda de formación resulta:

$$C_{man} = 12,67 ha \times \frac{180€/día}{0,1ha/día} = 22.806€$$

La suma de los costes manuales una vez formada la vid resulta:

$$C_{man} = 12,67 ha \times \left(\frac{130€/día}{0,15ha/día} + \frac{130€/día}{0,1ha/día} + \frac{130€/día}{0,12ha/día} \right) = 41177,5€$$

El coste del agua resulta:

$$C_{agua} = 3180m^3/ha \times 0,09€/m^3 \times 12,67ha = 3626,15€$$

6.2.2. Sistema agrivoltaico elevado con seguimiento solar

En cuanto a los costes de mantenimiento de la instalación fotovoltaica, dado que la potencia pico instalada es la misma que en la alternativa anterior, estos también son 1900€/año.

En lo que respecta a los costes de mantenimiento del viñedo también serían los mismos que en la alternativa anterior, ya que el viñedo ocuparía exactamente la misma área.

6.2.3. Sistema agrivoltaico bifacial

En lo referente a los costes de mantenimiento de la instalación fotovoltaica, estos resultan en 1800€/año, tal y como se muestra.

$$Coste_{mant fot} = 450 kWp \times 4€/kWp = 1800 €/año$$

En lo referente a los costes de mantenimiento del viñedo, se debe considerar las 12,4 ha de viñedo tipo sin paneles solares y las 0,45 ha que ocupan finalmente la instalación agrivoltaica. En esta última, el coste será la mitad ya que, al haber intercalado las filas de módulos fotovoltaicos, el viñedo se reduce a la mitad en esa zona.

La suma de los costes mecanizados durante los primeros 2 años resulta 151 €/ha por lo que serían:

$$C_{mec} = 151€/ha \times (12,4 + 0,5 \times 0,45)ha = 1906,38€$$

Estudio Técnico de Viabilidad de los Sistemas Agrivoltaicos aplicados un viñedo de 15ha en Cañizal (Zamora)

La suma de los costes mecanizados a partir del 3 año sería 510,40 €/ha por lo que resultan:

$$C_{mec} = 510,4\text{€/ha} \times (12,4 + 0,5 \times 0,45)\text{ha} = 6443,8\text{€}$$

El total de los costes manuales durante los primeros 2 años, en los que se realizaría la poda de formación resulta:

$$C_{man} = 12,63 \text{ ha} \times \frac{180\text{€/día}}{0,1\text{ha/día}} = 22.734\text{€}$$

La suma de los costes manuales una vez formada la vid resulta:

$$C_{man} = 12,63 \text{ ha} \times \left(\frac{130\text{€/día}}{0,15\text{ha/día}} + \frac{130\text{€/día}}{0,1\text{ha/día}} + \frac{130\text{€/día}}{0,12\text{ha/día}} \right) = 41047,5\text{€}$$

El coste del agua resulta:

$$C_{agua} = 3180\text{m}^3/\text{ha} \times 0,09\text{€/m}^3 \times 12,63\text{ha} = 3614,7\text{€}$$

6.3. Ingresos

En estos sistemas, como ya se ha descrito anteriormente, se perciben beneficios por las 2 actividades productivas, la de la producción de energía y la de la producción de uva para vinificación.

En lo que respecta a la energía fotovoltaica inyectada a la red, en el último año se obtuvo un precio mayorista máximo de 115€/MWh y un precio mínimo de 18€/MWh, tal y como se muestra en la Figura 45. Por consiguiente, se va a considerar un precio medio de 66,2€/MWh.

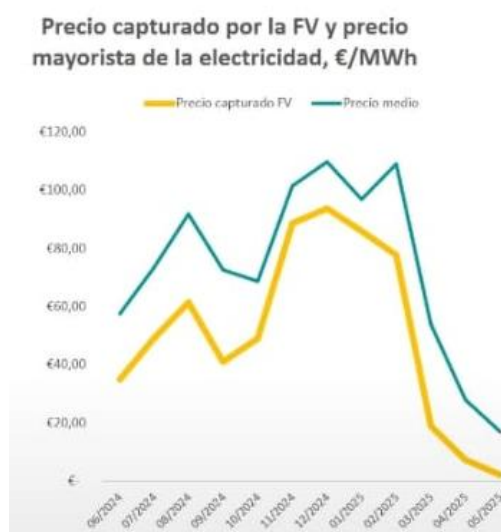


Figura 45. Precio medio de venta de electricidad desde junio 2024 hasta mayo 2025. Fuente: (UNEF, 2025).

Estudio Técnico de Viabilidad de los Sistemas Agrivoltaicos aplicados un viñedo de 15ha en Cañizal (Zamora)

En cuanto a la producción agrícola, el precio del kg de uva para Garnacha Tinta osciló entre 0,40 y 1,2 € durante la campaña pasada, por lo que se va a considerar un precio de venta medio de 0,65€/kg (Agroanuncios, 2025).

6.3.1. Sistema agrivoltaico elevado

En esta alternativa, tal y como se especificó en apartados anteriores, la instalación fotovoltaica produciría anualmente 760,51 MWh, por tanto, el ingreso anual sería:

$$I_{fot} = 760,51 \text{ MWh/año} \times 66,2\text{€/MWh} = 50.345,76 \text{ €/año}$$

Por otro lado, la producción del viñedo se contabiliza teniendo en cuenta que cada cepa produciría 4,20 kg de uva. En la zona donde se intercala con los paneles se contabilizaron 600 cepas, mientras que en la zona de 12,4 ha donde se dispondría el viñedo tipo especificado con una densidad de plantación de 2.222 cepas/ha resulta un número aproximado de 27.553 cepas, por consiguiente, los ingresos obtenidos serían:

$$I_{viñedo} = (600 + 27.553) \text{ plantas} \times 4,20 \text{ kg/planta} \times 0,65\text{€/kg} = 78.857,7\text{€/año}$$

No obstante, esta producción no se obtendría desde el principio, sino que se iría incrementando progresivamente hasta que alcanzar la cifra determinada tal y como se indica en la Tabla 16.

Tabla 16. Evolución de los ingresos del viñedo.

Año	Producción (kg)	Ingreso (€)
1	0	0
2	0	0
3	94594.1	61486.2
4	107600.8	69940.5
5	112921.7	73399.1
6 y más	118242.6	76857.7

6.3.2. Sistema agrivoltaico elevado con seguimiento solar

En esta alternativa, la producción del viñedo y los ingresos percibidos serían los mismos, sin embargo, sí se difiere en la producción de energía, obteniéndose en este caso una producción anual de 992,69 MWh/año y, por tanto, el ingreso anual resulta:

$$I_{fot} = 992,69 \text{ MWh/año} \times 66,2\text{€/MWh} = 65.716,1 \text{ €/año}$$

6.3.3. Sistema agrivoltaico bifacial

Al igual que en la alternativa anterior, únicamente se difiere por los ingresos que se obtienen en la producción energética, siendo esta de 687,12 MWh/año y, por tanto, el ingreso anual resulta:

$$I_{\text{tot}} = 687,12 \text{ MWh/año} \times 66,2\text{€/MWh} = 45.487,3 \text{ €/año}$$

6.4. Flujo de caja

El flujo de caja representa la diferencia entre beneficios y costes de cada año a lo largo de la vida útil del sistema agrivoltaico, el cual se va a considerar 28 años ya que suele oscilar entre 25 y 30 años, representado de esta manera el beneficio neto que se obtendría anualmente. Este flujo se indicará para cada alternativa.

6.4.1. Sistema agrivoltaico elevado

El flujo de caja en esta alternativa se muestra en la Tabla 17 y se muestra gráficamente en la Figura 46.

Tabla 17. Flujo de caja del sistema agrivoltaico elevado.

AÑO	COSTES	BENEFICIOS	FLUJO
<i>O</i>	677,074.58	0.00	-677,074.58
<i>1</i>	30,245.32	50,345.76	20,100.44
<i>2</i>	30,245.32	50,345.76	20,100.44
<i>3</i>	53,285.65	111,831.96	58,546.31
<i>4</i>	53,285.65	120,286.26	67,000.61
<i>5</i>	53,285.65	123,744.86	70,459.21
<i>6</i>	53,285.65	127,203.46	73,917.81
<i>7</i>	53,285.65	127,203.46	73,917.81
<i>8</i>	53,285.65	127,203.46	73,917.81
<i>9</i>	53,285.65	127,203.46	73,917.81
<i>10</i>	53,285.65	127,203.46	73,917.81
<i>11</i>	53,285.65	127,203.46	73,917.81
<i>12</i>	53,285.65	127,203.46	73,917.81
<i>13</i>	53,285.65	127,203.46	73,917.81
<i>14</i>	53,285.65	127,203.46	73,917.81
<i>15</i>	53,285.65	127,203.46	73,917.81
<i>16</i>	53,285.65	127,203.46	73,917.81
<i>17</i>	53,285.65	127,203.46	73,917.81
<i>18</i>	53,285.65	127,203.46	73,917.81
<i>19</i>	53,285.65	127,203.46	73,917.81
<i>20</i>	53,285.65	127,203.46	73,917.81
<i>21</i>	53,285.65	127,203.46	73,917.81
<i>22</i>	53,285.65	127,203.46	73,917.81
<i>23</i>	53,285.65	127,203.46	73,917.81
<i>24</i>	53,285.65	127,203.46	73,917.81
<i>25</i>	53,285.65	127,203.46	73,917.81
<i>26</i>	53,285.65	127,203.46	73,917.81
<i>27</i>	53,285.65	127,203.46	73,917.81
<i>28</i>	53,285.65	127,203.46	73,917.81

Estudio Técnico de Viabilidad de los Sistemas Agrivoltaicos aplicados un viñedo de 15ha en Cañizal (Zamora)

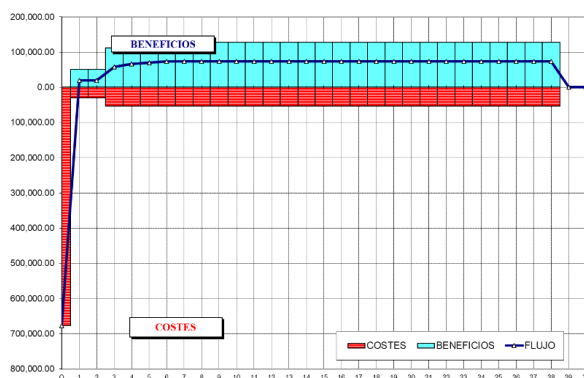


Figura 46. Gráfica del flujo de caja del sistema agrivoltaico elevado.

6.4.2. Sistema agrivoltaico elevado con seguimiento solar

El flujo de caja de esta alternativa se muestra en la Tabla 18 y su representación gráfica en la Figura 47.

Tabla 18. Flujo de caja del sistema agrivoltaico elevado con seguimiento solar.

AÑO	COSTES	BENEFICIOS	FLUJO
0	642,982.61	0.00	-642982.61
1	30,245.32	65,716.10	35470.78
2	30,245.32	65,716.10	35470.78
3	53,285.65	127,202.30	73916.65
4	53,285.65	135,656.60	82370.95
5	53,285.65	139,115.20	85829.55
6	53,285.65	142,573.80	89288.15
7	53,285.65	142,573.80	89288.15
8	53,285.65	142,573.80	89288.15
9	53,285.65	142,573.80	89288.15
10	53,285.65	142,573.80	89288.15
11	53,285.65	142,573.80	89288.15
12	53,285.65	142,573.80	89288.15
13	53,285.65	142,573.80	89288.15
14	53,285.65	142,573.80	89288.15
15	53,285.65	142,573.80	89288.15
16	53,285.65	142,573.80	89288.15
17	53,285.65	142,573.80	89288.15
18	53,285.65	142,573.80	89288.15
19	53,285.65	142,573.80	89288.15
20	53,285.65	142,573.80	89288.15
21	53,285.65	142,573.80	89288.15
22	53,285.65	142,573.80	89288.15
23	53,285.65	142,573.80	89288.15
24	53,285.65	142,573.80	89288.15
25	53,285.65	142,573.80	89288.15
26	53,285.65	142,573.80	89288.15
27	53,285.65	142,573.80	89288.15
28	53,285.65	142,573.80	89288.15

Estudio Técnico de Viabilidad de los Sistemas Agrivoltaicos aplicados un viñedo de 15ha en Cañizal (Zamora)

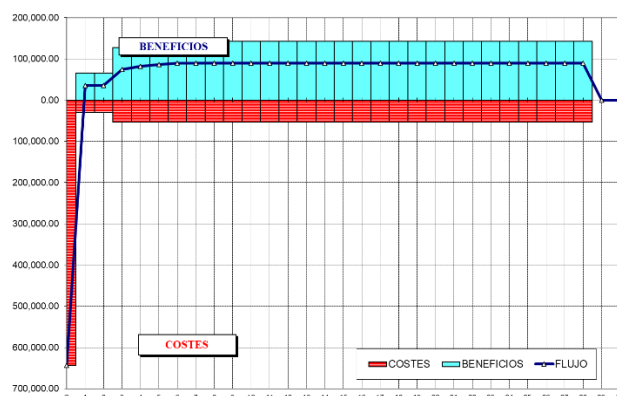


Figura 47. Gráfica del flujo de caja del sistema agrivoltaico elevado con seguimiento solar.

6.4.3. Sistema agrivoltaico bifacial

El flujo de caja de esta alternativa se muestra en la Tabla 19 y su representación gráfica en la Figura 48.

Tabla 19. Flujo de caja del sistema agrivoltaico bifacial.

AÑO	COSTES	BENEFICIOS	FLUJO
<i>O</i>	631,087.07	0.00	-631,087.07
<i>1</i>	30,055.08	45,287.34	15,232.26
<i>2</i>	30,055.08	45,287.34	15,232.26
<i>3</i>	53,023.36	106,773.54	53,750.18
<i>4</i>	53,023.36	115,227.84	62,204.48
<i>5</i>	53,023.36	118,686.44	65,663.08
<i>6</i>	53,023.36	122,145.04	69,121.68
<i>7</i>	53,023.36	122,145.04	69,121.68
<i>8</i>	53,023.36	122,145.04	69,121.68
<i>9</i>	53,023.36	122,145.04	69,121.68
<i>10</i>	53,023.36	122,145.04	69,121.68
<i>11</i>	53,023.36	122,145.04	69,121.68
<i>12</i>	53,023.36	122,145.04	69,121.68
<i>13</i>	53,023.36	122,145.04	69,121.68
<i>14</i>	53,023.36	122,145.04	69,121.68
<i>15</i>	53,023.36	122,145.04	69,121.68
<i>16</i>	53,023.36	122,145.04	69,121.68
<i>17</i>	53,023.36	122,145.04	69,121.68
<i>18</i>	53,023.36	122,145.04	69,121.68
<i>19</i>	53,023.36	122,145.04	69,121.68
<i>20</i>	53,023.36	122,145.04	69,121.68
<i>21</i>	53,023.36	122,145.04	69,121.68
<i>22</i>	53,023.36	122,145.04	69,121.68
<i>23</i>	53,023.36	122,145.04	69,121.68
<i>24</i>	53,023.36	122,145.04	69,121.68
<i>25</i>	53,023.36	122,145.04	69,121.68
<i>26</i>	53,023.36	122,145.04	69,121.68
<i>27</i>	53,023.36	122,145.04	69,121.68
<i>28</i>	53,023.36	122,145.04	69,121.68

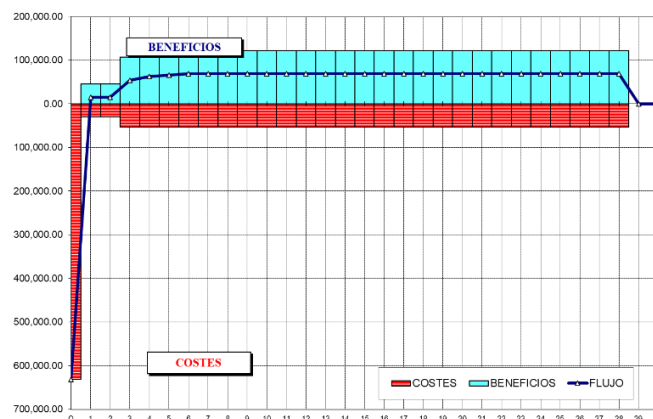


Figura 48. Gráfica del flujo de caja del sistema agrivoltaico bifacial.

6.5. Valor actual neto

El valor actual neto (VAN) se entiende como la suma actualizada, durante la vida útil, del flujo de caja (B-C) ya calculado previamente. Para actualizarlos es necesaria la tasa de descuento (r), que se empleará el valor del 2,15% determinado por el Banco Central Europeo (BCE) para los países de la zona euro a fecha del 11 de junio de 2025. La expresión empleada para el cálculo del VAN es la siguiente:

$$VAN_r = \sum_{i=0}^{28} \frac{(B_i - C_i)}{(1 + r)^i}$$

6.5.1. Sistema agrivoltaico elevado

El VAN resultante durante la vida útil en esta alternativa es 751951,65€ tal y como se muestra en la Tabla 20.

Tabla 20. VAN en la alternativa agrivoltaica elevada.

AÑO	VAN	AÑO	VAN
0	-662823,87	15	53724,64
1	19677,38	16	52593,87
2	19263,22	17	51486,90
3	54926,81	18	50403,24
4	61535,43	19	49342,37
5	63349,90	20	48303,84
6	65060,72	21	47287,17
7	63691,36	22	46291,89
8	62350,81	23	45317,56
9	61038,49	24	44363,74
10	59753,78	25	43430,00
11	58496,11	26	42515,91
12	57264,92	27	41621,05
13	56059,64	28	40745,04
14	54879,72	Total	751951,65

Estudio Técnico de Viabilidad de los Sistemas Agrivoltaicos aplicados un viñedo de 15ha en Cañizal (Zamora)

6.5.2. Sistema agrivoltaico elevado con seguimiento solar

El VAN en esta alternativa resulta 1106158,10€ contemplando los 28 años de vida útil, tal y como se indica en la Tabla 21.

Tabla 21. VAN en la alternativa agrivoltaica elevada con seguimiento solar.

AÑO	VAN	AÑO	VAN
0	-629449,45	15	64896,05
1	34724,21	16	63530,15
2	33993,35	17	62193,00
3	69346,92	18	60884,00
4	75652,03	19	59602,54
5	77169,37	20	58348,06
6	78589,33	21	57119,98
7	76935,22	22	55917,75
8	75315,93	23	54740,82
9	73730,72	24	53588,66
10	72178,88	25	52460,76
11	70659,69	26	51356,59
12	69172,48	27	50275,66
13	67716,58	28	49217,49
14	66291,31	Total	1106158,10

6.5.3. Sistema agrivoltaico bifacial

El VAN en esta alternativa resulta 696719,88€ contemplando los 28 años de vida útil, tal y como se indica en la Tabla 22.

Tabla 22. VAN en la alternativa agrivoltaica bifacial.

AÑO	VAN	AÑO	VAN
0	-617804,28	15	50238,74
1	14911,66	16	49181,34
2	14597,81	17	48146,20
3	50427,19	18	47132,84
4	57130,52	19	46140,81
5	59037,70	20	45169,66
6	60839,28	21	44218,96
7	59558,77	22	43288,26
8	58305,20	23	42377,15
9	57078,03	24	41485,22
10	55876,68	25	40612,06
11	54700,61	26	39757,28
12	53549,30	27	38920,49
13	52422,23	28	38101,31
14	51318,87	Total	696719,88

6.6. Tasa interna de rendimiento

La tasa interna de rendimiento (TIR) se entiende como la tasa de actualización a la que el VAN es igual a 0, y a partir de la cual se encuentra el límite entre obtener pérdidas y ganancias. Para su determinación se hace uso de la expresión empleada para el VAN igualada a 0 siendo la incógnita dicha tasa como se indica:

$$VAN_r = \sum_{i=0}^{28} \frac{(B_i - C_i)}{(1+r)^i} = 0 \rightarrow \rho = TIR$$

6.6.1. Sistema agrivoltaico elevado

En esta alternativa se obtiene un TIR de 8,34%, superior al valor de TIR que se suele obtener en agricultura, que suele rondar entre el 6 y el 8%, por lo que se concluye que con esta alternativa de sistema agrivoltaico se obtiene una mayor rentabilidad.

6.6.2. Sistema agrivoltaico elevado con seguimiento solar

En esta alternativa se obtiene un TIR de 11,27%, muy superior al valor de TIR que se suele obtener en agricultura, que suele rondar entre el 6 y el 8%, y mayor que en la alternativa anterior, debido a que el incremento en la producción energética es muy elevado. Por lo que se concluye que con esta alternativa de sistema agrivoltaico se obtiene una mayor rentabilidad.

6.6.3. Sistema agrivoltaico bifacial

En esta alternativa se obtiene un TIR de 8,26%, algo superior al valor de TIR que se suele obtener en agricultura, que suele rondar entre el 6 y el 8%, aunque inferior al de las demás alternativas analizadas, debido a que la producción energética es inferior al resto. Por lo que se concluye que con esta alternativa de sistema agrivoltaico se obtiene una menor rentabilidad aunque superior a un sistema agrícola normal.

6.7. Relación beneficio/coste

Este indicador de rentabilidad, como su nombre indica, se calcula como la relación entre la suma actualizada de los beneficios y la suma actualidad de los costes, derivando en la expresión:

$$B/C = \frac{\sum_{i=0}^{28} \frac{B_i}{(1+r)^i}}{\sum_{i=0}^{28} \frac{C_i}{(1+r)^i}}$$

6.7.1. Sistema agrivoltaico elevado

En esta alternativa se producen los costes y beneficios actualizados que se muestran en la Tabla 23.

Tabla 23. Costes y beneficios actualizados del sistema agrivoltaico elevado.

AÑO	COSTES	BENEFICIOS	AÑO	COSTES	BENEFICIOS
0	662823,87	0,00	15	38728,86	92453,50
1	29608,73	49286,11	16	37913,71	90507,59
2	28985,54	48248,76	17	37115,73	88602,63
3	49991,38	104918,20	18	36334,53	86737,77
4	48939,19	110474,63	19	35569,78	84912,16
5	47909,14	111259,04	20	34821,13	83124,97
6	46900,78	111961,50	21	34088,23	81375,40
7	45913,63	109604,99	22	33370,76	79662,65
8	44947,27	107298,08	23	32668,39	77985,95
9	44001,24	105039,73	24	31980,80	76344,55
10	43075,13	102828,91	25	31307,69	74737,69
11	42168,50	100664,62	26	30648,74	73164,65
12	41280,96	98545,88	27	30003,66	71624,72
13	40412,10	96471,74	28	29372,16	70117,20
14	39561,53	94441,25	Total	1730443,19	2482394,84

Con estos valores se obtiene un B/C de 1,43 como se observa en la ecuación que se indica. Esto permite dilucidar que la alternativa es viable económicamente ya que el valor es superior a 1.

$$B/C = \frac{2482394,84}{1730443,19} = 1,43$$

6.7.2. Sistema agrivoltaico elevado con seguimiento solar

En esta alternativa se producen los costes y beneficios actualizados que se muestran en la Tabla 24.

Tabla 24. Costes y beneficios actualizados del sistema agrivoltaico elevado con seguimiento solar.

AÑO	COSTES	BENEFICIOS	AÑO	COSTES	BENEFICIOS
0	629449.45	0.00	15	38728.86	103624.91
1	29608.73	64332.94	16	37913.71	101443.87
2	28985.54	62978.90	17	37115.73	99308.73
3	49991.38	119338.30	18	36334.53	97218.53
4	48939.19	124591.22	19	35569.78	95172.32
5	47909.14	125078.52	20	34821.13	93169.19
6	46900.78	125490.11	21	34088.23	91208.21
7	45913.63	122848.86	22	33370.76	89288.51
8	44947.27	120263.20	23	32668.39	87409.21

Estudio Técnico de Viabilidad de los Sistemas Agrivoltaicos aplicados un viñedo de 15ha en Cañizal (Zamora)

9	44001.24	117731.96	24	31980.80	85569.47
10	43075.13	115254.00	25	31307.69	83768.44
11	42168.50	112828.20	26	30648.74	82005.33
12	41280.96	110453.45	27	30003.66	80279.32
13	40412.10	108128.68	28	29372.16	78589.65
14	39561.53	105852.84	Total	1697068.77	2803226.86

Con estos valores se obtiene un B/C de 1,65 como se observa en la ecuación que se indica. Esto permite dilucidar que la alternativa es viable económicamente ya que el valor es superior a 1 y mayor que al de la alternativa de sistema agrivoltaico elevado sin seguimiento solar.

$$B/C = \frac{2803226,86}{1697068,77} = 1,65$$

6.7.3. Sistema agrivoltaico bifacial

En esta alternativa se producen los costes y beneficios actualizados que se muestran en la Tabla 25.

Tabla 25. Costes y beneficios actualizados del sistema agrivoltaico bifacial.

AÑO	COSTES	BENEFICIOS	AÑO	COSTES	BENEFICIOS
0	617804.28	0.00	15	38538.22	88776.96
1	29422.50	44334.16	16	37727.09	86908.43
2	28803.23	43401.03	17	36933.03	85079.23
3	49745.31	100172.50	18	36155.68	83288.52
4	48698.30	105828.82	19	35394.70	81535.51
5	47673.32	106711.01	20	34649.73	79819.39
6	46669.92	107509.20	21	33920.44	78139.40
7	45687.63	105246.40	22	33206.50	76494.76
8	44726.02	103031.23	23	32507.59	74884.74
9	43784.65	100862.68	24	31823.38	73308.60
10	42863.10	98739.77	25	31153.58	71765.64
11	41960.94	96661.55	26	30497.88	70255.15
12	41077.76	94627.07	27	29855.97	68776.46
13	40213.18	92635.41	28	29227.58	67328.89
14	39366.79	90685.67	Total	1680088.28	2376808.16

Con estos valores se obtiene un B/C de 1,41 como se observa en la ecuación que se indica. Esto permite dilucidar que la alternativa es viable económicamente ya que el valor es superior a 1 y algo inferior al de la alternativa de sistema agrivoltaico elevado sin seguimiento solar.

$$B/C = \frac{2376808,16}{1680088,28} = 1,41$$

6.8. Periodo de recuperación del capital

El periodo de recuperación del capital o Pay-Back se entiende como el plazo de recuperación de la inversión del proyecto, realizada en el año 0, y se determina como el momento en que los costes y los beneficios actualizados se equiparan.

6.8.1. Sistema agrivoltaico elevado

Para determinar el periodo de recuperación del capital para esta alternativa se ha calculado el saldo, entendiéndolo como suma secuencial de los flujos de caja actualizados y cuyos resultados figuran en la Tabla 26.

Tabla 26. Determinación del saldo del sistema agrivoltaico elevado.

AÑO	COSTES	BENEFICIOS	FLUJO	SALDO
0	677,074.58	0	-677,074.58	-677,074.58
1	30,245.32	50,345.76	20,100.44	-656,974.14
2	30,245.32	50,345.76	20,100.44	-636,873.70
3	53,285.65	111,831.96	58,546.31	-578,327.39
4	53,285.65	120,286.26	67,000.61	-511,326.78
5	53,285.65	123,744.86	70,459.21	-440,867.57
6	53,285.65	127,203.46	73,917.81	-366,949.76
7	53,285.65	127,203.46	73,917.81	-293,031.95
8	53,285.65	127,203.46	73,917.81	-219,114.14
9	53,285.65	127,203.46	73,917.81	-145,196.33
10	53,285.65	127,203.46	73,917.81	-71,278.52
11	53,285.65	127,203.46	73,917.81	2,639.29
12	53,285.65	127,203.46	73,917.81	76,557.10
13	53,285.65	127,203.46	73,917.81	150,474.91
14	53,285.65	127,203.46	73,917.81	224,392.72
15	53,285.65	127,203.46	73,917.81	298,310.53
16	53,285.65	127,203.46	73,917.81	372,228.34
17	53,285.65	127,203.46	73,917.81	446,146.15
18	53,285.65	127,203.46	73,917.81	520,063.96
19	53,285.65	127,203.46	73,917.81	593,981.77
20	53,285.65	127,203.46	73,917.81	667,899.58
21	53,285.65	127,203.46	73,917.81	741,817.39
22	53,285.65	127,203.46	73,917.81	815,735.20
23	53,285.65	127,203.46	73,917.81	889,653.01
24	53,285.65	127,203.46	73,917.81	963,570.82
25	53,285.65	127,203.46	73,917.81	1,037,488.63
26	53,285.65	127,203.46	73,917.81	1,111,406.44
27	53,285.65	127,203.46	73,917.81	1,185,324.25
28	53,285.65	127,203.46	73,917.81	1,259,242.06

En esta se obtiene que la inversión se recuperaría a partir del año 11.

6.8.2. Sistema agrivoltaico elevado con seguimiento solar

Para determinar el periodo de recuperación del capital para esta alternativa se ha calculado el saldo, entendiéndolo como suma secuencial de los flujos de caja actualizados, al igual que en la alternativa anterior, y cuyos resultados figuran en la Tabla 27. Aquí se aprecia que la inversión se recuperaría a partir del año 9.

Tabla 27. Determinación del saldo del sistema agrivoltaico elevado con seguimiento solar.

AÑO	COSTES	BENEFICIOS	FLUJO	SALDO
0	642,982.61	0.00	-642,982.61	-642,982.61
1	30,245.32	65,716.10	35,470.78	-607,511.83
2	30,245.32	65,716.10	35,470.78	-572,041.05
3	53,285.65	127,202.30	73,916.65	-498,124.40
4	53,285.65	135,656.60	82,370.95	-415,753.45
5	53,285.65	139,115.20	85,829.55	-329,923.90
6	53,285.65	142,573.80	89,288.15	-240,635.75
7	53,285.65	142,573.80	89,288.15	-151,347.60
8	53,285.65	142,573.80	89,288.15	-62,059.45
9	53,285.65	142,573.80	89,288.15	27,228.70
10	53,285.65	142,573.80	89,288.15	116,516.85
11	53,285.65	142,573.80	89,288.15	205,805.00
12	53,285.65	142,573.80	89,288.15	295,093.15
13	53,285.65	142,573.80	89,288.15	384,381.30
14	53,285.65	142,573.80	89,288.15	473,669.45
15	53,285.65	142,573.80	89,288.15	562,957.60
16	53,285.65	142,573.80	89,288.15	652,245.75
17	53,285.65	142,573.80	89,288.15	741,533.90
18	53,285.65	142,573.80	89,288.15	830,822.05
19	53,285.65	142,573.80	89,288.15	920,110.20
20	53,285.65	142,573.80	89,288.15	1,009,398.35
21	53,285.65	142,573.80	89,288.15	1,098,686.50
22	53,285.65	142,573.80	89,288.15	1,187,974.65
23	53,285.65	142,573.80	89,288.15	1,277,262.80
24	53,285.65	142,573.80	89,288.15	1,366,550.95
25	53,285.65	142,573.80	89,288.15	1,455,839.10
26	53,285.65	142,573.80	89,288.15	1,545,127.25
27	53,285.65	142,573.80	89,288.15	1,634,415.40
28	53,285.65	142,573.80	89,288.15	1,723,703.55

6.8.3. Sistema agrivoltaico bifacial

Al igual que en las alternativas anteriores, se ha calculado el saldo para determinar el periodo de recuperación del capital, siendo esta la suma secuencial de los flujos de caja actualizados, y cuyos resultados figuran en la Tabla 28. Aquí se aprecia que la inversión se recuperaría a partir del año 12.

Tabla 28. Determinación del saldo del sistema agrivoltaico bifacial.

AÑO	COSTES	BENEFICIOS	FLUJO	SALDO
0	631,087.07	0.00	-631,087.07	-631087.07
1	30,055.08	45,287.34	15,232.26	-615,854.81
2	30,055.08	45,287.34	15,232.26	-600,622.55
3	53,023.36	106,773.54	53,750.18	-546,872.37
4	53,023.36	115,227.84	62,204.48	-484,667.89
5	53,023.36	118,686.44	65,663.08	-419,004.81
6	53,023.36	122,145.04	69,121.68	-349,883.13
7	53,023.36	122,145.04	69,121.68	-280,761.45
8	53,023.36	122,145.04	69,121.68	-211,639.77
9	53,023.36	122,145.04	69,121.68	-142,518.09
10	53,023.36	122,145.04	69,121.68	-73,396.41
11	53,023.36	122,145.04	69,121.68	-4,274.73
12	53,023.36	122,145.04	69,121.68	64,846.95
13	53,023.36	122,145.04	69,121.68	133,968.63
14	53,023.36	122,145.04	69,121.68	203,090.31
15	53,023.36	122,145.04	69,121.68	272,211.99
16	53,023.36	122,145.04	69,121.68	341,333.67
17	53,023.36	122,145.04	69,121.68	410,455.35
18	53,023.36	122,145.04	69,121.68	479,577.03
19	53,023.36	122,145.04	69,121.68	548,698.71
20	53,023.36	122,145.04	69,121.68	617,820.39
21	53,023.36	122,145.04	69,121.68	686,942.07
22	53,023.36	122,145.04	69,121.68	756,063.75
23	53,023.36	122,145.04	69,121.68	825,185.43
24	53,023.36	122,145.04	69,121.68	894,307.11
25	53,023.36	122,145.04	69,121.68	963,428.79
26	53,023.36	122,145.04	69,121.68	1,032,550.47
27	53,023.36	122,145.04	69,121.68	1,101,672.15
28	53,023.36	122,145.04	69,121.68	1,170,793.83

7. CONCLUSIONES

Tras el análisis técnico y económico de las alternativas estudiadas, siendo estas el sistema agrivoltaico elevado, el sistema agrivoltaico elevado con seguimiento solar y el sistema agrivoltaico bifacial se concluye que, a nivel económico, las tres permiten una mayor rentabilidad de la misma superficie agraria que si esta se destinase exclusivamente a la producción agrícola.

De todas estas, destaca el sistema agrivoltaico elevado con seguimiento solar, el cual permite unos beneficios muy superiores con respecto a las otras 2 opciones, puesto que los paneles nunca quedan sombreados por ellos mismos y la radiación solar incide sobre ellos en todo momento durante el día. Esto queda constado porque es esta alternativa en donde se obtiene el mayor valor de los índices de rentabilidad determinados, tanto en el VAN, el TIR, la relación B/C y el Pay-Back, siendo estos valores una VAN de un 1.106.158,10€, un TIR de 11,27%, una relación B/C de 1,65 y Pay-Back de 9 años frente a los valores de VAN de 751.951,65€, TIR de 8,34%, relación B/C de 1,43 y Pay-Back de 11 años del sistema agrivoltaico elevado y a los valores de VAN de 696.719,88€, TIR de 8,26%, relación B/C de 1,41 y Pay-Back de 12 años del sistema agrivoltaico bifacial. Además, debe tenerse en cuenta que, con el objetivo de favorecer la estabilidad de los paneles a los efectos del viento y de disponer una orientación óptima para el viñedo, los paneles no se encuentran óptimamente alineados, siendo esta alineación óptima la orientación N-S, por lo que la rentabilidad de los sistemas agrivoltaicos propuestos se ve algo reducida.

Por otro lado, atendiendo a los aspectos agronómicos, ninguna de las alternativas estudiadas es capaz de proteger a los racimos de las quemaduras solares, ya que con ninguna de las opciones se sombrea al racimo durante las horas centrales del día y de mayor insolación, siendo estas entre las 14h y las 17h, aunque podría ser digno de estudio si, dada la desorientación NE-SO de las filas, se sombrea vides más alejadas a lo largo de la hilera. Teniendo este hecho en consideración, se puede optar por 2 opciones diferentes.

La primera de ellas sería mantener la distribución de los paneles en forma de filas intercaladas entre las hileras del viñedo, pero modificando el sistema de conducción de la vid, pasando de espaldera a sprawl. Este sistema se caracteriza por disponer la vegetación alineada, como en una espaldera, pero dejando el crecimiento de los pámpanos de forma libre, es decir, los pámpanos no se guían hacia la espaldera para que crezcan de forma vertical, sino que crecen cada uno de forma multidireccional y abierta (de la Fuente & Lisarrague, Julio-Agosto 2010). Con este crecimiento, son los propios pámpanos y sus hojas quienes sombrea al racimo y lo protegen del exceso de insolación que se produce en la zona.

Por otro lado, para conseguir que los paneles fotovoltaicos produzcan sombreado en los racimos deberían disponerse sobre las filas de vid, una disposición de la que ya ha habido estudios en Francia, en los que se producía un incremento en la producción de

hasta un 25% si el sombreado no excedía el 36% (López Luque, y otros, 2023). Asimismo, se han realizado ensayos en Francia aplicados al peral, y se comprobó que un exceso de sombreado dañó a los árboles. Sin embargo, en estos casos la altura debería incrementarse hasta unos 4 m como mínimo, para permitir la correcta circulación de la vendimiadora, lo que incrementaría sustancialmente la inversión requerida. También existen estudios en los que los paneles se dispusieron entre las hileras de vid en India (Malu, Sharma, & Pearce, 2017) consiguiéndose incrementar el valor económico del viñedo, aunque los paneles, en este caso, ocupaban la totalidad de la calle y de esta forma se impide la correcta mecanización del cultivo.

Otro aspecto que se debe contemplar es la reducción de la densidad de plantación, puesto que, como se ha estudiado a lo largo del trabajo, disponer las filas de paneles fotovoltaicos en sustitución de hileras de planta, supone una reducción a la mitad de la densidad de plantación del viñedo. En este aspecto, la alternativa con la que se minimiza este hecho es con el sistema agrivoltaico bifacial, ya que, debido a su disposición en vertical, la superficie que ocupan los paneles es muy reducida comparada con las otras alternativas analizadas, lo que permite una mayor intensificación agrícola del sistema.

A nivel de mecanización, al disponerse los módulos fotovoltaicos entre las filas de vid, también la mejor de las alternativas analizadas resulta el sistema agrivoltaico bifacial, ya que permite el paso de la maquinaria con mayor soltura y con un espacio de calle menor, puesto que el panel se dispone de igual forma que el seto de vid. Además, no presenta variaciones en el espacio en altura, a pesar de que, considerando el reducido tamaño de la maquinaria especializada para vid, se le permite el paso en todas las alternativas analizadas, no obstante, se estima que el tiempo de operación en los sistemas agrivoltaicos elevado y elevado con seguimiento solar serían mayores.

BIBLIOGRAFÍA

- Adeh, E. H., Good, S. P., Calaf, M., & Higgins, C. W. (7 de agosto de 2019). *Solar PV Power Potential is Greatest Over Croplands*. Obtenido de Nature: <https://www.nature.com/articles/s41598-019-47803-3>
- AEG. (20 de mayo de 2025). *AEG*. Obtenido de A E G H I G H E F F I C I E N C Y S E R I E S: [https://aeg-solar.com/wp-content/uploads/downloads/solar-modules/datasheets/high-efficiency/half-cut-cells/AS-M1203-MH\(M10\)-HV/High_Efficiency_AS-M1203-MH\(M10\)-HV_EN.pdf](https://aeg-solar.com/wp-content/uploads/downloads/solar-modules/datasheets/high-efficiency/half-cut-cells/AS-M1203-MH(M10)-HV/High_Efficiency_AS-M1203-MH(M10)-HV_EN.pdf)
- AEG solar. (20 de mayo de 2025). *AEG*. Obtenido de A E G P R E M I U M S E R I E S: [https://aeg-solar.com/wp-content/uploads/downloads/solar-modules/datasheets/high-efficiency/half-cut-cells/AS-1082B-BH\(RM10\)/Premium_AS-M1082B-BH\(RM10\)-HV_EN.pdf](https://aeg-solar.com/wp-content/uploads/downloads/solar-modules/datasheets/high-efficiency/half-cut-cells/AS-1082B-BH(RM10)/Premium_AS-M1082B-BH(RM10)-HV_EN.pdf)
- Agroanuncios. (14 de junio de 2025). *AgroAnuncios*. Obtenido de Viñedo garnacha: <https://www.agroanuncios.es/anuncios/productos-le%C3%B1osos/vi%C3%B1edo/garnacha.html?show=>
- Aguirrezábal Bujanda, F., Sagüés Sarasa, A., Cibriain Sabalza, J., Astrain Zaratiegui, J., & Pérez de Obanos Castillo, J. (2005). Selección clonal-sanitaria de la Garnacha Tinta en Navarra. *Navarra Agraria*, 27-38.
- Atersa. (11 de junio de 2025). *Atersa shop*. Obtenido de Quiero instalar un huerto solar en mi terreno: ¿Qué pasos he de dar?: <https://atersa.shop/quiero-instalar-un-huerto-solar-en-mi-terreno-que-pasos-he-de-dar/?srsltid=AfmBOoo2-ZangyqbYrw13xzQE-H4JWUMGKcV1BDM5dtP2HQscu5g1Zim>
- BlueSun. (2 de junio de 2025). *SolarBlueSun*. Obtenido de Inversores de utilidad: https://es.powerbluesun.com/bmps30-bmps500-30-500kw-3phase-high-voltage-400v_p33.html
- BOCL. (28 de octubre de 2022). *Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado*. Obtenido de Documento consolidado BOCL-h-2022-90195: <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOCL-h-2022-90195>
- BOE. (9 de marzo de 2025). *Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado*. Obtenido de Buscar en todo el BOE: <https://www.boe.es/buscar/boe.php>
- Cambio Energético. (11 de mayo de 2025). *Cambio Energético*. Obtenido de MPPT de un inversor solar: qué es y qué ventajas ofrece: <https://www.cambioenergetico.com/blog/mppt-inversor-solar/>
- Cañas Mayordomo, M., & Misas Alcalde, A. (Noviembre de 2022). PROYECTO DE EJECUCIÓN DE PLANTA FOTOVOLTAICA IFV CORELLA (998,76 kWp) EN EL T.M. DE CORELLA (NAVARRA).

Estudio Técnico de Viabilidad de los Sistemas Agrivoltaicos aplicados un viñedo de 15ha en Cañizal (Zamora)

- D.O. Toro. (23 de febrero de 2025). *Denominación de Origen Toro*. Obtenido de Situación. La base de un buen vino: <https://www.dotoro.com/situacion/>
- De Antonio, R. (2020). Monografía trabajo climatología.
- de la Fuente, M., & Lisarrague, J. (Julio-Agosto 2010). Sistemas libre y no posicionados (sprawl) como alternativa a los sistemas verticales posicionados. *Agricultura*, 550-553.
- Dwivedi, U., & Bhardwaj, R. (1 de enero de 1995). *Springer*. Obtenido de D1 protein of photosystem II: The light sensor in chloroplasts: <https://link.springer.com/article/10.1007/BF02711579>
- Expósito, A. (17 de julio de 2024). *iagua*. Obtenido de ¿Cuánto cuesta regenerar las aguas residuales urbanas para su uso en regadío?: [https://www.iagua.es/blogs/alfonso-exposito-garcia/cuanto-cuesta-regenerar-aguas-residuales-urbanas-uso-regadio#:~:text=Seg%C3%BAAn%20los%20%C3%BAltimos%20datos%20oficiales,3\)%20para%20las%20aguas%20subterr%C3%A1neas.](https://www.iagua.es/blogs/alfonso-exposito-garcia/cuanto-cuesta-regenerar-aguas-residuales-urbanas-uso-regadio#:~:text=Seg%C3%BAAn%20los%20%C3%BAltimos%20datos%20oficiales,3)%20para%20las%20aguas%20subterr%C3%A1neas.)
- Gambetta, J., Holzapfel, B., Stoll, M., & Friedel, M. (8 de enero de 2021). *frontiers*. Obtenido de Sunburn in Grapes: A Review: <https://www.frontiersin.org/journals/plant-science/articles/10.3389/fpls.2020.604691/full>
- Gómez-Miguel, V. (2005). *IGN Cartoteca*. Obtenido de Mapa de suelos de España: Escala 1:1.000.000: <https://www.ign.es/web/catalogo-cartoteca/resources/html/030769.html>
- Guanuche, E. J., Polo, S. J., & Moscoso, S. A. (julio de 2024). *ResearchGate*. Obtenido de Implementación de un sistema de generación fotovoltaica con seguidor solar y control automático: https://www.researchgate.net/publication/382078835_Implementacion_de_un_sistema_de_generacion_fotovoltaica_con_seguidor_solar_y_control_automatiko
- Iberdrola. (27 de enero de 2024). *Nos adjudicamos cuatro proyectos de innovación agrovoltaicos en Francia*. Obtenido de Iberdrola: <https://www.iberdrola.com/sala-comunicacion/noticias/detalle/nos-adjudicamos-cuatro-proyectos-de-innovacion-agrovoltaicos-en-francia>
- IGN. (2 de marzo de 2025). *Instituto Geográfico Nacional*. Obtenido de IBERPIX Ortofotos y cartografía: <https://www.ign.es/iberpix/visor>
- Infinite Power HT. (7 de febrero de 2025). *Infinite Power HT*. Obtenido de ¿Qué es un transformador elevador?: <https://www.infinitepowerht.com/spa/what-is-a-step-up-transformer.html>

Estudio Técnico de Viabilidad de los Sistemas Agrivoltaicos aplicados un viñedo de 15ha en Cañizal (Zamora)

- IUSS Grupo de Trabajo WRB. (2007). *Base Referencial Mundial del Recurso Suelo*. Obtenido de Un marco conceptual para clasificación, correlación y comunicación internacional: <https://www.secs.com.es/wp-content/uploads/2013/11/Base-de-Referencia-Mundial-WRB-FAO-en-Espa%C3%B1ol-2007.pdf>
- Lisarrague, J. (2012). *III Jornadas de riego y nutrición: vid y olivar*. Obtenido de Consecuencias del déficit hídrico en viñedos de zonas cálidas y estrategias de riego en función de los objetivos de la producción de uva: https://oa.upm.es/20984/1/INVE_MEM_2012_130880.pdf
- López Luque, R., Fernández de Ahumada, L. M., Gallego Rodríguez, P., Gómez Uceda, F. J., Muñoz Peinado, J., Fernández García, P., . . . Varo Martínez, M. M. (2023). *Informe prospectivo sobre la situación de la energía agrivoltaica*. Córdoba: Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación.
- Malu, P., Sharma, U., & Pearce, J. (octubre de 2017). *Elsevier*. Obtenido de Agrivoltaic potential on grape farms in India: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2213138817302096>
- MAPA. (2010). *Publicaciones fertilizantes*. Obtenido de Guía práctica de la fertilización racional de los cultivos en España parte II: https://www.mapa.gob.es/dam/mapa/contenido/agricultura/publicaciones/02_fertilizacion-baja-.pdf
- MAPA. (12 de junio de 2025). *MAPA*. Obtenido de PLIEGO DE CONDICIONES DE LA D.O.P. «TIERRA DEL VINO DE ZAMORA»: https://www.mapa.gob.es/dam/mapa/contenido/alimentacion/temas/calidad-agroalimentaria/2017-calidad-diferenciada/nuevo_denominaciones/pliegos-de-condiciones/pliego-condiciones-vinos/dops/tierradel_vino_de_zamora_2011_01_01.pdf
- Ormazabal. (13 de junio de 2025). *ormazabal velatia*. Obtenido de transformasmart: <https://www.ormazabal.com/product/transforma-smart/>
- PVGIS. (17 de marzo de 2025). *European Commission*. Obtenido de PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/
- PVSyst. (18 de abril de 2025). *PVSyst*. Obtenido de Design and simulation software for your photovoltaic systems: <https://www.pvsyst.com/>
- Redeia. (7 de octubre de 2024). *La solar fotovoltaica en España ya supera su producción de todo el año 2023*. Obtenido de Red Eléctrica: <https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/actualidad/2024/10/la-solar-fotovoltaica-en-espana-ya-supera-su-produccion-de-todo-el-2023>

Estudio Técnico de Viabilidad de los Sistemas Agrivoltaicos aplicados un viñedo de 15ha en Cañizal (Zamora)

- REN21. (15 de enero de 2025). *Renewables 2024 Global Status Report*. Obtenido de Global Overview: https://www.ren21.net/gsr-2024/modules/global_overview
- Rodríguez, D. (31 de octubre de 2023). *APIEM*. Obtenido de Elementos de protección para instalaciones fotovoltaicas en corriente continua y alterna: <https://www.apiem.org/elementos-de-proteccion-para-instalaciones-fotovoltaicas-en-corriente-continua-y-alterna/>
- Sánchez Molina, P. (24 de abril de 2024). *Cataluña crea la primera instrucción técnica para agrovoltaica de España y lanza varios pilotos*. Obtenido de pv magazine: <https://www.pv-magazine.es/2024/04/24/cataluna-crea-la-primer-instruccion-tecnica-para-agrovoltaica-de-espana-y-lanza-varios-pilotos/>
- SiAR. (5 de marzo de 2025). *Subdirección General de Regadíos, Caminos Naturales e Infraestructuras Rurales del MAPA*. Obtenido de Red de estaciones meteorológicas del SiAR.: <https://servicio.mapa.gob.es/websiar/>
- SIGPAC. (3 de marzo de 2025). *SIGPAC MAPA*. Obtenido de Visor SIGPAC: <https://sigpac.mapa.gob.es/fega/visor/>
- SmartSpain. (10 de mayo de 2022). *Smart Spain*. Obtenido de La inclinación de placas solares en España: latitud y más: https://smartspain.es/inclinacion-placas-solares/?utm_source=chatgpt.com
- Solera. (12 de febrero de 2025). *psolera.com*. Obtenido de Qué es un fusible y cuál es su función: <https://www.psolera.com/es/actualidad/que-es-un-fusible-y-cuales-su-funcion>
- tecsol. (26 de noviembre de 2024). *Sun'Agri revela los resultados de su cosecha de 2024: +30% de rendimiento gracias al agrivoltaismo*. Obtenido de tecsol: https://tecsol.blogs.com/mon_weblog/2024/11/sunagri-d%C3%A9voile-les-performances-de-ses-vendanges-2024-30-de-rendements-gr%C3%A2ce-%C3%A0-lagrivolta%C3%AFsme.html?utm_source=feedblitz&utm_medium=FeedBlitzEmail&utm_content=193437&utm_campaign=Daily_2024-1
- UNEF. (16 de junio de 2025). *UNEF*. Obtenido de https://www.linkedin.com/posts/union-espanola-fotovoltaica-unef_la-foto-de-mayo-muestra-que-la-potencia-activity-7337788686354333696-jm-0?utm_source=social_share_video_v2&utm_medium=android_app&rcm=ACoAAAXzb5IBFKYxXGO0ftuwWKOaOLuOkzVmUP4&utm_campaign=copy
- UNI. (3 de agosto de 2023). *UNI - Ente Italiano di Normazione*. Obtenido de UNI/PdR 148:2023: <https://store.uni.com/uni-pdr-148-2023>
- University of Idaho. (17 de junio de 2025). *The Twelve Soil Orders*. Obtenido de Alfisols: <https://www.uidaho.edu/cals/soil-orders/alfisols>