



Universidad Pública de Navarra
Nafarroako Unibertsitate Publikoa

**ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA AGRONÓMICA Y
BIOCIENCIAS
NEKAZARITZAKO INGENIARITZAKO ETA BIOZIENTZIETAKO GOI
MAILAKO ESKOLA TEKNIKOA**

*AFECCIÓN DEL CAMBIO DE LAS TARIFAS ELÉCTRICAS EN LOS BOMBEOS DE LA ZONA REGABLE DE
LA PRIMERA FASE DEL CANAL DE NAVARRA*

presentado por

MIRIAM MONREAL GARAGALZA *(e)k*

aurkeztua

MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA AGRONÓMICA
UNIBERTSITATE MASTERRA NEKAZARITZAKO INGENIERITZAN

Febrero, 2022 / 2022, *Otsaila*

RESUMEN

El cambio normativo en las tarifas eléctricas producido en junio de 2021 ha conllevado a un incremento de la facturación eléctrica de las 8 estaciones de bombeo de la Primera Fase de la Zona Regable del Canal de Navarra. Este estudio tiene como objetivo analizar el impacto económico que tiene el cambio de la tarifa eléctrica y valorar la posibilidad de modificar el manejo del riego y/o la instalación de energías renovables para reducir dicho impacto, así como el medioambiental. Primero se observó que los agricultores están regando de forma eficiente al evitar las horas de máximo viento y evapotranspiración y ajustarse a las recomendaciones del servicio de asesoramiento al regante de INTIA. Tras el análisis se concluyó que el establecimiento de una instalación fotovoltaica en cada uno de los sectores traería ahorros económicos considerables, un 64,55 % respecto a la factura eléctrica de 2020, así como una reducción del 26,54 % en la cantidad de gases de efecto invernadero que serían emitidos a la atmosfera en relación con lo producido en 2020.

Palabras clave: Estaciones de bombeo, riego, energías renovables, energía solar, calendario eléctrico.

ABSTRACT

The regulatory change in the electricity tariffs produced in June 2021 has led to an increase in the electricity bill of the 8 pumping stations of the First Phase of the Irrigable Area of the Navarra Canal. This study aims to analyse the economic impact of the change in the electricity tariff and to assess the possibility of modifying the irrigation management and/or the installation of renewable energies to reduce this impact, as well as the environmental impact. First, it was observed that farmers are irrigating efficiently by avoiding peak wind and evapotranspiration hours and as there are following the recommendations of INTIA's irrigation advisory service. After the analysis it was concluded that the establishment of a photovoltaic installation in each of the sectors would bring considerable economic savings, 64,55% with respect to the electricity bill in 2020, as well as a reduction of 26,54% in the amount of greenhouse gases that would be emitted into the atmosphere in relation to what would be produced in 2020.

Key words: Pumping stations, irrigation, renewable energies, solar energy, electric calendar.

Agradezco a la empresa INTIA, sobre todo al departamento de explotación de riego, por poner a mi disposición los recursos materiales, digitales y humanos para la elaboración de este trabajo. Así como a todas las personas que me han apoyado no solo durante la redacción del proyecto final, sino también durante toda mi estancia universitaria.

Índice

1.	Introducción	1
2.	Objetivos	10
3.	Materiales y métodos	10
3.1.	Área de estudio.....	10
3.2.	Caracterización agroclimática	12
3.2.1.	Caracterización climática.....	12
3.2.2.	Caracterización agronómica.....	13
3.3.	Caracterización hidráulica.....	14
3.3.1.	Explotación de la red	14
3.3.2.	Simulación de la red.....	16
3.4.	Caracterización eléctrica	17
3.4.1.	Nuevo Calendario eléctrico.....	17
3.4.2.	Energía activa.....	19
3.4.3.	Energía reactiva	21
3.4.4.	Término de potencia	22
3.4.5.	Optimización de potencia	24
3.5.	Energías renovables.....	24
3.5.1.	Valores de irradiancia	25
3.5.2.	Datos horarios de la radiación solar.....	25
3.5.3.	Potencia pico a instalar	26
4.	Resultados	27
4.1.	Análisis agroclimático.....	27
4.1.1.	Caracterización climática.....	27
4.1.2.	Caracterización agronómica.....	29
4.2.	Caracterización hidráulica.....	31
4.2.1.	Explotación de la red	31
4.2.2.	Simulación de red	33
4.3.	Caracterización eléctrica	33
4.3.1.	Energía activa.....	33
4.3.2.	Energía reactiva	39

4.3.3.	Término de potencia	40
4.3.4.	Optimización de potencia	40
4.4.	Energías renovables.....	41
4.4.1.	Potencia pico instalada.....	41
4.4.2.	Caracterización de la instalación fotovoltaica	42
5.	Conclusiones	44
6.	Bibliografía	44

Índice de Figuras

Figura 1: Evolución del precio del MWh en España desde 2010 hasta 2022 (precio a 1 de enero) (INE, 2022).	3
Figura 2: Estructura de la generación de energía peninsular en 2020 (Red Eléctrica de España, 2021a).	5
Figura 3: Variabilidad del recurso eólico en un perfil anual en el Valle del Ebro. Siendo cada uno de los colores un año diferente (Intergia energía sostenible, 2021).	6
Figura 4: Variabilidad del recurso solar en un perfil anual en el Valle del Ebro. Siendo cada uno de los colores un año diferente (Intergia energía sostenible, 2021).	6
Figura 5: Elementos que componen el sistema solar fotovoltaico.	7
Figura 6: Distribución horaria de los periodos tarifarios para las tarifas eléctricas 3.1. BOE 268 de 8 de noviembre de 2001.	17
Figura 7: Distribución horaria de los periodos tarifarios para las tarifas eléctricas 6.1. En este calendario tanto los fines de semanas como los festivos nacionales se incluyen en el periodo eléctrico 6. Asimismo, cada quincena del mes de junio cuenta con periodos energéticos diferentes. BOE 268 de 8 de noviembre de 2001.	18
Figura 8: Distribución horaria de los periodos tarifarios para las tarifas eléctricas 6.XTD. El periodo 6 incluye, además de las horas señaladas, las 48 horas de los fines de semana y los festivos nacionales. Circular 3/2020, de 15 de enero de 2020.	19
Figura 9: Frecuencia del viento en la estación climática de Adiós.	28
Figura 10: Porcentaje de horas en las que la dirección media del viento viene de los cuatro puntos cardinales (Adiós).	29
Figura 11: Alternativa de cultivos del año 2020 de las parcelas abastecidas por los sistemas de bombeo de la 1FZRCN.	30
Figura 12: Contraposición horaria del volumen medio consumido con la velocidad media del viento para los meses de demanda punta (julio y agosto) en el Sector II.1.	31
Figura 13: Mapa de contorno del Sector II.1 AP del 18/07/2020 a las 0:00.	33
Figura 14: Distribución anual del consumo de energía activa en todos los sectores para el año 2020.	34
Figura 15: Distribución del consumo eléctrico por periodos para el Sector II.1 antes de la entrada en vigor de la nueva normativa.	35
Figura 16: Distribución del consumo eléctrico por periodos para el Sector II.1 después de la entrada en vigor de la nueva normativa.	36
Figura 17: Coste del consumo eléctrico por periodos para el Sector II.1 antes de la entrada en vigor de la nueva normativa.	37
Figura 18: Coste del consumo eléctrico por periodos para el Sector II.1 después de la entrada en vigor de la nueva normativa.	38

Índice de Tablas

Tabla 1: STC de los paneles fotovoltaicos.....	8
Tabla 2: Sectorización de la 1FZRCN junto con los municipios cubiertos.....	10
Tabla 3: Superficie de los bombeos requeridos en la 1FZRCN.	11
Tabla 4: Características de los bombeos en estudio. Siendo el caudal la cantidad de agua que puede ser impulsada por cada red de bombeo como máximo, por lo que no es la cantidad de agua que impulsa cada bomba.....	12
Tabla 5: Las estaciones meteorológicas de características parecidas a cada sector de riego por bombeo.....	12
Tabla 6: Características generales de las redes de bombeo de cada sector.....	15
Tabla 7: Precios del término de energía para cada periodo tarifario para el mes de junio de 2020 y 2021.....	20
Tabla 8: Características de las estaciones de bombeo para el cálculo de la EEG.....	20
Tabla 9: Calificación de la EEG (IDAE, 2008).	21
Tabla 10: Término de energía reactiva.	21
Tabla 11: Potencias contratadas para los diferentes sectores de riego por bombeo.	22
Tabla 12: Ecuaciones para el cálculo de la penalización del término de potencia hasta el 21 de junio de 2021. Modificado de la Circular 3/2020, de 15 de enero de 2020.....	23
Tabla 13: Ecuaciones para el cálculo de la penalización del término de potencia actualmente. Modificado de la Circular 3/2020, de 15 de enero de 2020.....	24
Tabla 14: Desglose de las pérdidas consideradas en la instalación fotovoltaica.	25
Tabla 15: Precios considerados por la compra del término de energía por periodos.	27
Tabla 16: Escenarios más consuntivos de los sectores de bombeo.	31
Tabla 17: Subsectores de bombeo que precisan de turnos de riego.....	32
Tabla 18: Calificación de la EEG de los diferentes sectores para el año 2020.....	39
Tabla 19: Penalización en € de la generación de energía reactiva para cada uno de los periodos de cada mes en el Sector I.....	39
Tabla 20: Coste del término de potencia para el año 2020.....	40
Tabla 21: Coste del término de potencia con el nuevo calendario eléctrico, pero con el consumo y precio de 2020.....	40
Tabla 22: Potencias contratadas antes y después de realizar la optimización del coste de facturación del término de potencia.	40
Tabla 23: Análisis eléctrico de las diferentes alternativas del Sector II.1.	41
Tabla 24: Análisis económico de las diferentes alternativas para el Sector II.1.....	41
Tabla 25: Potencias picos seleccionadas para las instalaciones fotovoltaicas para cada uno de los sectores.....	42

Tabla 26: Producción esperada en la instalación fotovoltaica, autoconsumo conseguido y repercusión en el consumo de la estación de bombeo del Sector II.1.....	42
Tabla 27: Costes de la factura eléctrica Sector II.1 (sin IVA).....	43
Tabla 28: Análisis económico de la instalación fotovoltaica instalada en el Sector II.1.....	43

Glosario

1FZRCN: Primera Fase de la Zona Regable del Canal de Navarra

AP: Alta Presión

BP: Baja Presión

BOE: Boletín Oficial de Estado

CHE: Confederación Hidrográfica del Ebro

CO₂ eq: Carbono Dióxido Equivalente

EEG: Eficiencia Energética General

GEI: Gases de Efecto Invernadero

IDAE: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía

INE: Instituto Nacional de Estadística

INTIA: Instituto Navarro de Tecnologías e Infraestructuras Agroalimentarias

IRENA: Agencia Internacional de Energías Renovables

PVGIS: Photovoltaic Geographical Information System

SAR: Servicio de Asesoramiento al Regante

STC: Condiciones Estándar de Medida

TMY: Año Meteorológico Típico

1. Introducción

En Navarra el sector primario tiene un papel fundamental en su economía, no obstante, únicamente representa un 2,8 % del PIB y el 4,2 % de la ocupación laboral. La agricultura se concentra principalmente en la mitad sur de la comunidad autónoma (Gobierno de Navarra, 2020). Esto se debe principalmente a las características edafológicas, climáticas y geográficas de la zona. Es por todo ello por lo que antes del año 2000 el Gobierno de Navarra ya había proyectado la ejecución del Canal de Navarra. La construcción de este canal tenía tres objetivos diferentes: (i) la transformación a regadío de 59.160 ha, mediante el transporte del agua desde el embalse de Itoiz, al norte de Pamplona, a la zona media y baja de la Comunidad Foral de Navarra; (ii) el abastecimiento urbano e industrial a más del 60 % de toda la población de la comunidad y (iii) la generación del 6,5 % de energía eléctrica del consumo total de Navarra (Canasa, 2021b; Puig Arrastia, 2021).

El Canal de Navarra surge en el embalse de Itoiz, el cual fue construido a finales del S. XX sobre el río Irati. Este tiene una capacidad de almacenamiento de 418 hm³ de agua, lo que permite tener disposición continua de agua durante todo el año. El Canal de Navarra cuenta con una concesión de agua para riego otorgada por la Confederación Hidrográfica del Ebro (CHE) la cual limita el caudal máximo sustraído a 6.400 m³/ha anuales, y a 1.815 m³/ha mensuales en el mes de máximo consumo (LKS, 2010). Asimismo, a pie de presa se encuentra una central hidroeléctrica para una potencia de 28,4 MW y otra en la Toma del Canal con una potencia de 20 MW , generando en el año 2017 25.079,37 MWh y 5.976,41 MWh de electricidad, respectivamente (Canasa, 2021a; Comunidad General de Regantes del Canal de Navarra, 2018).

La construcción del Canal de Navarra, se decidió realizarla en dos fases diferentes. La primera fase se proyectó para llegar hasta el río Aragón, permitiendo el riego de 22.500 ha, mientras que la segunda fase hasta Ablitas, con otras 21.500 ha. La primera fase se encuentra operativa desde la campaña de riego de 2011, mientras que la segunda se espera ejecutar en los próximos años, estando actualmente en planificación. Además, en el año 2014 se decidió realizar una ampliación del Canal para atender las demandas de 15.000 ha en las cuencas de los ríos Arga y Ega, estando en la actualidad en fase de ejecución. Esto hace que la zona regable se incremente hasta las 59.000 ha (Cámara de Comptos de Navarra, 2015; Obras Públicas Gobierno de Navarra, 2022).

En lo que respecta a la Primera Fase de la Zona Regable del Canal de Navarra (1FZRCN), el proyecto se realizó en concesión de obras públicas por el Gobierno de Navarra, a través del Instituto Navarro de Tecnologías e Infraestructuras Agroalimentarias (INTIA). en calidad de concedente y Aguacanal, como sociedad concesionara. Mediante el contrato de concesión, 26 de septiembre de 2006, Aguacanal financia, construye, mantiene y explota durante 30 años la red de distribución de riego de las 22.397,5 ha que finalmente conforman la primera fase. El Gobierno de Navarra, durante todos los meses que dure la concesión, debe pagar mensualmente a la sociedad concesionaria un canon por el uso y la disponibilidad de la infraestructura, el cual está ligado a la calidad del servicio de riego que se esté ofreciendo a los regantes.

El proyecto de la zona regable prima la eficiencia energética, es por ello que en todo momento se intentó que el Canal de Navarra transcurriera por las cotas más elevadas posibles, para así ofrecer el agua por gravedad. Analizando la localización de las parcelas se observa un claro aprovechamiento del riego por gravedad, 90 % de la superficie total, sin embargo, también existe dependencia en una parte considerable del regadío del Canal con el riego por bombeo, al estar próxima al 10 % de toda la superficie de la zona regable. Pese a que la superficie de la zona regable de bombeo no es muy elevada, la energía requerida para el bombeo del agua es uno de los puntos críticos de la gestión económica del Canal de Navarra (Aguacanal, 2012).

Hasta el año 1997 el sistema eléctrico español estaba regulado por el Gobierno de España, siendo Endesa la principal empresa que manejaba el mercado. A partir de ese año se comenzó el proceso de liberación del mercado eléctrico español, con la promulgación del Real Decreto 2018/1997, de 26 de diciembre, el cual tenía como objeto garantizar la libre competencia entre todos los agentes del sistema eléctrico. Sin embargo, tras varias moratorias la liberación del mercado eléctrico no ocurrió hasta julio de 2008 con la aplicación del RD 809/2006 del 30 de junio. La liberación del mercado conllevó a que el regante tuviese que contratar una tarifa eléctrica a uno de los suministradores. Asimismo, se suprimió la tarifa especial de riego agrícola, lo que supuso un incremento del 86 % en la facturación eléctrica (Ederra & Murugarren, 2010). En 2013 se volvió a dar un incremento en la factura eléctrica debido a que con la entrada en vigor de la Orden IET/1491/2013 de abril se duplicó el precio del término de potencia. Tras observar los diferentes incrementos de precios, a partir de noviembre de 2015 algunos de los regadíos de Navarra decidieron realizar compras conjuntas por parte de los Servicios de Asesoramiento al Regante (SAR) de Navarra y Aragón, más concretamente 127 comunidades de regantes, para así conseguir un menor coste de electricidad para los regantes. No obstante, Aguacanal, a cargo de la factura eléctrica de la IFZRCN hasta el año 2036, decidió no adherirse a esta compra conjunta considerando que ellos serían capaces de obtener precios de compra de electricidad más competitivos.

Tras varios retrasos ocasionados por la crisis del COVID-19, no ha sido hasta 2021 cuando se ha vuelto a producir un cambio en la facturación eléctrica con la entrada en vigor, el día 1 de junio de 2021, de la normativa eléctrica recogida en el Boletín Oficial del Estado (BOE) 4565, de 23 de marzo de 2021, de Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia. Esta modificación afecta, de nuevo, en la casuística para los explotadores de esta zona regable, Aguacanal. Por consiguiente, se trata de un factor a analizar para así tratar de reducir los costes asociados a la misma. En la campaña de riego de 2021 los regantes se enfrentaron a nuevas condiciones en los valores de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad como: (i) los tramos horarios de uso de energía se complican para el caso del regadío debido al cambio en el calendario eléctrico; (ii) se agrava la penalización por energía reactiva al no poder bajar el factor de potencia por debajo de 0,95 en los primeros 5 periodos y de 0,98 en el periodo 6; y (iii) desaparece la horquilla 85-105 % de uso de la potencia contratada y cambia el sistema de penalización del término fijo resultando más imprevisible. Estos cambios en la tarifa eléctrica afectan directamente al coste final de la factura. En la Figura 1 se muestra la evolución del precio

de la electricidad en España desde el año 2010 hasta el año 2022. El incremento que se ha producido no solo ha llevado a que España cuente con uno de los precios más elevados de la Unión Europea, sino que también en la actualidad los márgenes de los agricultores se vean todavía más afectados que en el pasado (Langarita et al., 2017; Plaza et al., 2021).

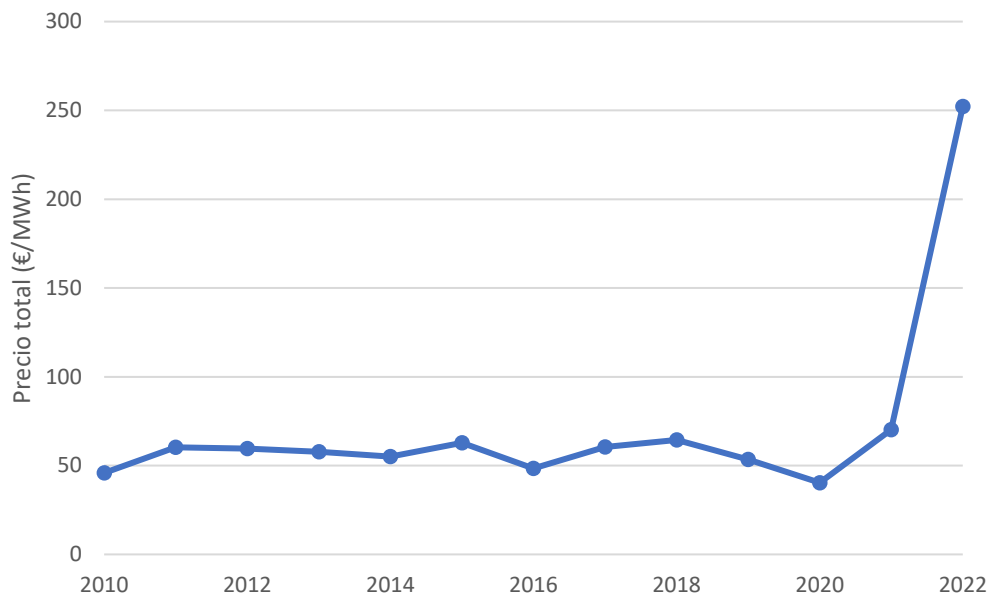


Figura 1: Evolución del precio del MWh en España desde 2010 hasta 2022 (precio a 1 de enero) (INE, 2022).

Por todo ello, en los últimos años el gasto energético se ha convertido en una de las principales preocupaciones de los regantes, Aguacanal. Esto implica la necesidad de tomar medidas de ahorro y eficiencia energética para así asegurar el objetivo de sostenibilidad.

Por otro lado, el sector primario a nivel mundial también se está viendo afectado por el cambio climático. Las temperaturas se están incrementando, mientras que las precipitaciones están disminuyendo. En Navarra, para finales del S. XXI, considerando los escenarios extremos podría ocurrir que la temperatura máxima se vea incrementada entre 2,1 y 3,75 °C, y la mínima entre 1,75 y 3,1 °C, mientras que la precipitación, a pesar de que no sigue una tendencia tan clara, se espera que disminuya un 4,5-5,5 % (De Castro et al., 2005; Ribalaygua et al., 2013).

Debido a la amenaza a nivel mundial del cambio climático, en 2015 se celebró la Cumbre del Clima en París donde se firmó el Acuerdo de París, un tratado internacional sobre el cambio climático que es jurídicamente vinculante para los diferentes países. El objetivo del mismo es limitar en este siglo el aumento de la temperatura mundial por debajo de los 2 °C en comparación con los niveles preindustriales, aunque es preferible que este sea inferior a 1,5 °C. Para ello los países propusieron reducir las emisiones de los Gases de Efecto Invernadero (GEI) lo antes posible para así alcanzar un clima neutro de generación y absorción de los mismos.

Para poder cumplir el objetivo del Acuerdo de París el Gobierno Español aprobó la normativa que recoge el BOE 8447, la Ley 7/2021, de 20 de mayo, de Cambio Climático y Transición Energética. Para ello deberá rectificar la situación actual y alcanzar la neutralidad climática a más tardar en el

año 2050, lo que es lo mismo a que se emitan tantos GEI como los sumideros, por ejemplo: los bosques, sean capaces de absorber. Para la culminación de dichos objetivos se han establecido diferentes metas nacionales intermedias mínimas para el año 2030: (i) reducir las emisiones de GEI del conjunto de la economía de España en al menos un 23 % respecto al año 1990; (ii) alcanzar una penetración de energías de origen renovable en el consumo final de al menos un 42 %; (iii) alcanzar un sistema eléctrico que genere cuanto menos un 74 % a partir de energías de origen renovable y (iv) mejorar la eficiencia energética disminuyendo por lo menos un 39,5 % el consumo en energía primaria. Finalmente, para el año 2050 se fija como objetivo que el 100 % de la generación eléctrica sea renovable. En línea con el compromiso tomado por el Estado, el pasado 1 de septiembre de 2021 la Comunidad Foral de Navarra aprobó el proyecto de Ley Foral de Cambio Climático y Transición Energética. Uno de los objetivos marcados por la comunidad es reducir las emisiones totales con respecto a los niveles de 1990 en al menos un 45 % para el año 2030 y entre un 80 y 95 % para el 2050, así como la integración de las energías renovables en las explotaciones agrícolas y ganaderas. De acuerdo al Artículo 39 de la Ley Foral en un plazo de 5 años, todas las explotaciones agrícolas y ganaderas, cuyo consumo eléctrico anual sea superior a 1.000 kWh, deberán garantizar que el 15 % del consumo sea en régimen de autoconsumo. Sin embargo, el Plan Energético Horizonte 2030 de Navarra indica que para el año 2030 la contribución de las energías renovables deberá alcanzar un 50 % del consumo energético total.

Tanto los cambios en la facturación eléctrica como el cambio climático pueden conllevar a la insostenibilidad de la agricultura que requiere de bombeo, al requerir un mayor riego a un mayor precio para obtener los mismos rendimientos en los cultivos. Una de las formas de solventar este problema es mediante la implantación de energías renovables.

Las energías renovables son las energías generadas de recursos naturales prácticamente inagotables, al ser capaces de renovarse ilimitadamente y emplear fuentes limpias. Estas se caracterizan por no emplear combustibles fósiles ni nucleares, no generar sustancias contaminantes que contribuyen al efecto invernadero y tener un impacto ambiental muy limitado, al reducir las emisiones de CO₂ a la atmosfera. No obstante, la generación de energía es irregular e imprevisible, al depender de elementos naturales como el viento, el sol o el agua. Asimismo, la diversidad geográfica existente en España hace que no existan los mismos recursos naturales ni que se generen las mismas cantidades en todas las regiones.

De acuerdo a la Red Eléctrica de España la cantidad de energía producida en 2020 a nivel nacional ascendió hasta los 249.991 GWh, siendo el 45,5 % de la generación de origen renovable. Esta demanda es 5,5 % inferior a la de 2019 (Red Eléctrica de España, 2021a). En España en el año 2020 el factor de emisión Carbono dióxido equivalente (CO₂ eq) correspondiente a la generación eléctrica de origen no renovable fue de 0,143686 t CO₂eq/MWh (Red Eléctrica de España, 2021c). A continuación, se muestra el porcentaje de energía generada por las diferentes tecnologías (Figura 2).

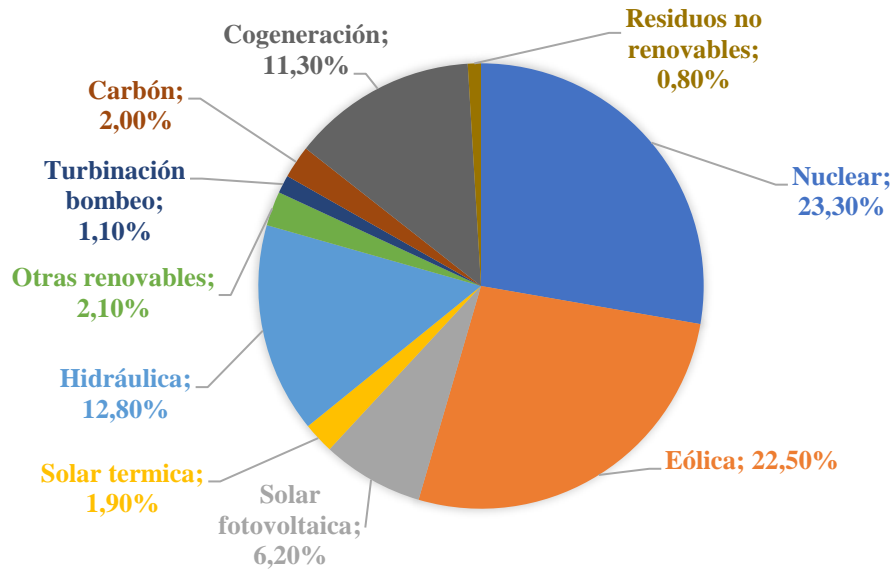


Figura 2: Estructura de la generación de energía peninsular en 2020 (Red Eléctrica de España, 2021a).

La generación de energía de origen no renovable peninsular se vio reducida en 2020 un 6,6 % respecto a 2019, lo cual se debe mayoritariamente a que las centrales de carbón redujeron su producción. Este hecho conllevó que las emisiones de CO₂ equivalente fuesen un 27,8 % inferiores a las de 2019. El incremento de la participación de la producción renovable en 2020 se debe sobre todo al aumento de producción hidráulica y solar fotovoltaica, no obstante, la eólica sigue siendo la tecnología renovable más importante a nivel nacional (Red Eléctrica de España, 2021b, 2021a).

Considerando diferentes tipos de energías renovables existentes actualmente (Energía solar; tanto fotovoltaica como térmica, energía eólica, energía hidroeléctrica y energía geotérmica) se ha procedido a la selección de una de estas. Para ello se han tenido en cuenta 3 aspectos diferentes: (i) la disponibilidad de los recursos, (ii) la regularidad de la generación y (iii) la no acumulación de la energía, dado que no se van a instalar baterías debido a su elevado precio y su corta vida útil. Esto llevará a que toda la energía producida deba ser consumida en el mismo momento de su generación.

En primer lugar, se ha procedido a descartar las diferentes fuentes de energía con las que no se puede contar al no estar disponibles en las diferentes zonas de la 1FZRCN. Este es el caso de la energía geotérmica. Por otra parte, se ha desechado la opción de la generación de energía hidráulica al no contar con un salto de agua o un movimiento de agua continuo que permitiese la generación de electricidad en el mismo momento de la demanda.

Después de haber descartado estas opciones, solamente quedan las opciones de energía solar fotovoltaica, ya que la calorífica ha sido desechada al no querer calentar o evaporar un fluido, y energía eólica. Esta última, no va a tener una generación continua de energía, dado que a lo largo del año existen muchas variaciones en el recurso eólico (Figura 3), además produce un ruido molesto del motor y un gran impacto al paisaje de la zona.

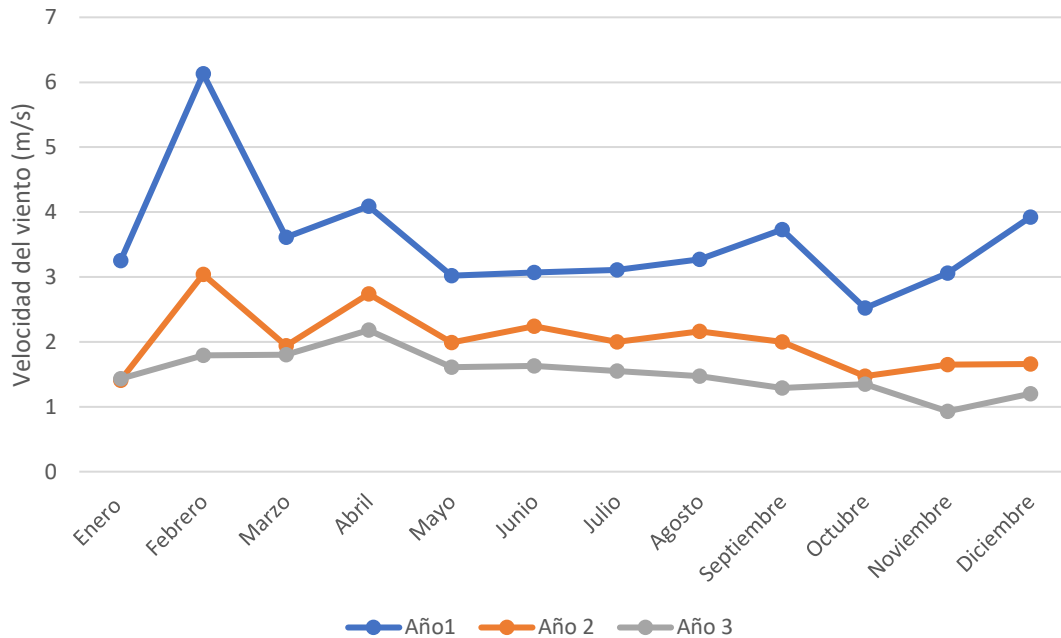


Figura 3: Variabilidad del recurso eólico en un perfil anual en el Valle del Ebro. Siendo cada uno de los colores un año diferente (Intergía energía sostenible, 2021).

Tal y como puede observarse en la Figura 3 el recurso eólico no sigue ningún patrón de generación eléctrica en los diferentes años. Por su parte, la energía solar fotovoltaica requiere una gran superficie para la localización de los paneles y, aunque la cantidad de energía producida depende de las condiciones atmosféricas, tiene una escasa variabilidad a lo largo de los años (Figura 4).

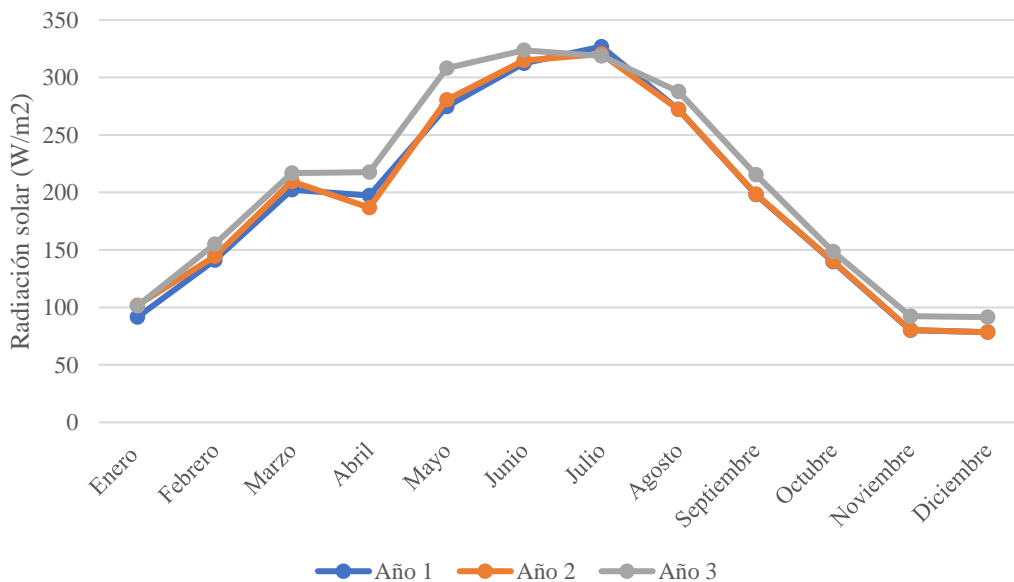


Figura 4: Variabilidad del recurso solar en un perfil anual en el Valle del Ebro. Siendo cada uno de los colores un año diferente (Intergía energía sostenible, 2021).

Se puede observar en la Figura 4 que el recurso solar sigue un patrón similar en los diferentes años, y consecuentemente la generación eléctrica no variará demasiado de un año a otro. Es por ello que, considerando todos estos aspectos, se ha decidido optar por la implementación de paneles solares fotovoltaicos en todas las estaciones de bombeo de la 1FZRCN.

Los sistemas fotovoltaicos son clasificados en dos grandes grupos: sin conexión a la red eléctrica (aislado) y con conexión a la red eléctrica. El sistema aislado no está conectado en ningún lugar a la red eléctrica, por lo que la energía eléctrica se genera y se consume en el mismo punto. En algunos casos la instalación cuenta con baterías para poder consumir la energía generada a lo largo de todo el día. En los sistemas conectados a red tanto el sistema fotovoltaico como la red eléctrica suministran la energía requerida, aunque se prioriza siempre el consumo a partir de lo generado por la instalación. En el caso de que la energía generada fuese insuficiente la red será la encargada de suministrar lo restante. Este tipo de instalación también puede contar con baterías, sin embargo, no suele ser lo habitual. Por otra parte, si la cantidad de energía generada supera a la demandada, esta será vertida a la red pudiendo ser compensada (la empresa comercializadora descuenta de la parte de consumo de la factura la cantidad correspondiente, existiendo un límite cuando la factura sea igual a cero, es decir si se vierte más de lo consumido no se generará dinero) o vendida. Para poder compensar la potencia total de la instalación no debe ser superior a 100 kW, mientras que para poder venderla es requerido darse de alta como productor.

El sistema solar fotovoltaico está compuesto por diferentes elementos, los cuales pueden observarse en la Figura 5. Entre ellos destacan los paneles fotovoltaicos, la estructura de soporte y guiado de los mismos, y el inversor de corriente.

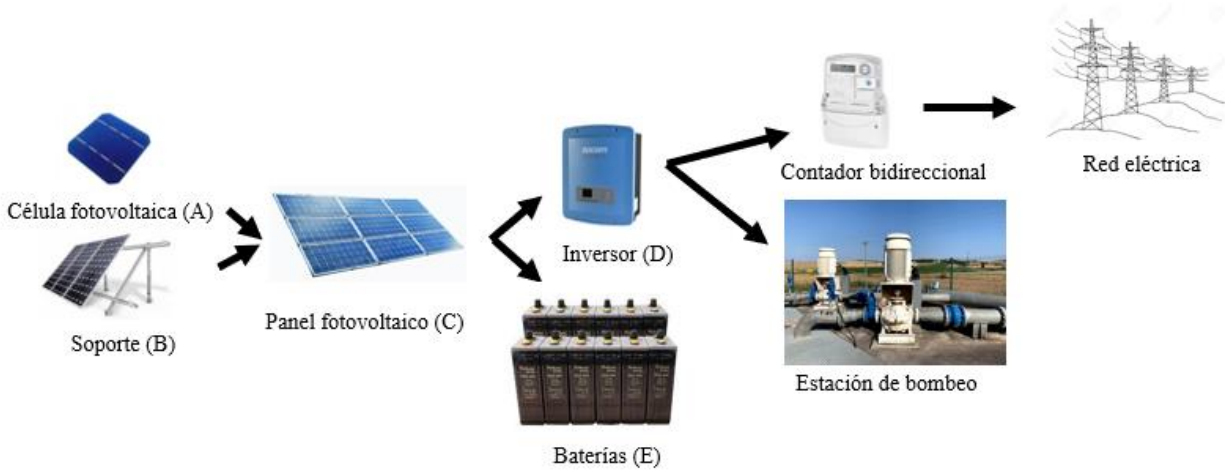


Figura 5: Elementos que componen el sistema solar fotovoltaico.

El panel fotovoltaico (punto C de la Figura 5) es el elemento captador de la radiación solar y el que la transforma en energía eléctrica mediante el efecto fotovoltaico. Estos paneles pueden estar conectados en paralelo o en serie. Cuando se conectan en serie, la tensión es igual a la suma de cada uno de los módulos, mientras que cuando se unen en paralelo es la intensidad la que se suma. Considerando esto, es importante realizar una buena conexión para poder obtener la tensión y la intensidad requerida por el conjunto. Los paneles están compuestos por unas 20-40 células

fotovoltaicas (punto A de la Figura 5) normalmente 36, las cuales son las encargadas de transformar la energía lumínica en energía eléctrica. De acuerdo a Maslowaten (2020) los módulos deben ser de silicio cristalino, dado que es una tecnología probada y su comportamiento es predecible. Dentro de las células de silicio cristalino existen dos tipos diferentes: silicio monocristalino y silicio policristalino. La primera de estas dos tiene un rendimiento más elevado con temperaturas moderadas, mientras que la segunda células lo alcanzan con temperaturas altas. En este caso se han seleccionado las células de silicio monocristalino, ya que la zona de estudio cuenta con temperaturas medias.

Los parámetros característicos de los paneles solares deben medirse bajo unas Condiciones Estándar de Medida (STC) que han sido reconocidas internacionalmente (Tabla 1). Sin embargo, estas condiciones estandarizadas no son las habituales en el exterior, es por ello que se producen unas pérdidas por diferentes aspectos. Con un aumento de temperatura las pérdidas suelen oscilar en un 4 % por cada 10 °C de incremento.

Tabla 1: STC de los paneles fotovoltaicos.

Irradiación (W/m²)	1.000
Temperatura célula (°C)	25
Distribución espectral de AM (G)	1,5

En lo que concierne a la estructura de soporte de los paneles (punto B de la Figura 5), estos determinan la posición en la que se van a encontrar respecto al sol y, consecuentemente, el ángulo de incidencia de los rayos. Los soportes fijos se encuentran siempre en la misma posición, al no tener capacidad de movimiento. Estos se encuentran anclados fijamente al suelo y con un cierto ángulo horizontal, lo que reduce el mantenimiento a realizar. Por otra parte, los seguidores, al moverse con el sol maximizan la producción de electricidad de la instalación solar, al optimizar el ángulo de incidencia. Cuanto más perpendicular sea el ángulo de incidencia más energía se produce. Hay dos tipos de seguidores: los de 1 eje o de 2 ejes. El primero de estos dos, solamente permite el movimiento de los paneles en una única dirección, de este a oeste, siguiendo el sol desde el amanecer hasta el atardecer. Estos paneles requieren un mayor mantenimiento y presentan un mayor precio que los anteriores, aunque la generación de energía también se ve aumentada. La estructura de soporte de 2 ejes permite el movimiento total de los paneles, tanto en la dirección norte-sur como este-oeste. De esta manera se permite maximizar la producción de energía a lo largo de todo el año. Por lo que, presenta un mayor rendimiento que los dos anteriores al igual que precio y mantenimiento. Considerando todo esto, según Maslowaten (2020) los sistemas de seguimiento de un eje son los que mejor se ajustan a los momentos de requerimientos de energía para el riego. Asimismo, estos ofrecen un perfil constante de generación durante los meses de mayores necesidades de agua.

El inversor (punto D de la Figura 5) es otro componente necesario en las instalaciones fotovoltaicas, ya que la energía generada en estos sistemas es en corriente continua, pero tanto para

el funcionamiento de algunas bombas como para poder suministrarla a la red hay que realizarlo en alterna.

Las instalaciones fotovoltaicas pueden contar también con baterías (punto E de la Figura 5), las cuales tienen la función de acumular energía eléctrica y cuando la cantidad requerida es superior a la generada o cuando no se está produciendo, se pueden emplear. En este caso se ha decidido prescindir de este dispositivo ya que no son tecnologías que estén bien probadas y cuyo comportamiento resulta impredecible debido a que su fiabilidad no ha sido demostrada a día de hoy (Maslowaten, 2020).

Otro aspecto relevante a considerar para la instalación de un sistema fotovoltaico es el coste y la vida útil de la misma. En lo referente al coste, hay que diferenciar entre la inversión inicial a realizar y el mantenimiento de esta. El primer aspecto representa el 92 % de los costes totales a tener en cuenta, mientras que el mantenimiento lo restante (IDAE, 2011).

De acuerdo a la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) el coste de inversión de los paneles solares ha ido reduciéndose con el paso de los años (IRENA, 2021). En concreto, en España se ha reducido un 80,59 % en 10 años (2009-2019). Los precios actuales estimados en base a otros proyectos y trabajos realizados por parte de INTIA para instalaciones con seguidor solar son de 1,20 €/Wp y de 1,05 €/Wp para estructuras fijas, IVA incluido en ambos casos. Estos precios son los que van a ser considerados en este estudio para la estimación del coste de inversión inicial.

Dentro de los costes de mantenimiento se han considerado los costes del seguro, de alarma, la sustitución de inversor (2 cada 10 años) y la reposición de paneles solares (el 5 % cada 10 años). Considerando todo esto se estima que el coste anual asciende hasta los 18 €/kWp para instalaciones con seguidor solar, mientras que 10 €/kWp para las de estructura fija, al requerir un menor mantenimiento.

La vida útil del sistema fotovoltaico está condicionada por la degradación física de los paneles, provocada fundamentalmente por las condiciones ambientales y por la radiación solar que reducen el rendimiento de los mismos. Los fabricantes garantizan que tras 25 años de uso el rendimiento mínimo es del 80 % respecto al inicial. No obstante, la vida útil establecida para este estudio es de 30 años, aunque los rendimientos en los últimos 5 años sean inferiores ha dicho porcentaje.

Actualmente existen ayudas económicas para la instalación de sistemas fotovoltaicos. En el caso de la Comunidad Foral de Navarra parte de estas ayudas están dirigidas a comunidades de regantes y otras organizaciones cuyo fin consista en la gestión de agua para el riego agrícola. Existen dos tipos de actuaciones subvencionables: (i) mejora de la eficiencia energética de las instalaciones de regadío y (ii) mejora de la eficiencia energética y utilización de energías renovables en explotaciones agropecuarias. La segunda actuación puede ser solicitada con una cuantía máxima del 30 % del coste elegible.

2. Objetivos

Los objetivos principales de este estudio son el análisis del impacto económico que conlleva el cambio de la tarifa eléctrica en los bombeos de la 1FZRCN. Además, se buscará proponer una alternativa cambiando el manejo de riego y/o mediante la instalación de energías renovables para intentar reducir el impacto ocasionado, tanto económico como medioambiental.

3. Materiales y métodos

3.1. Área de estudio

La zona de estudio de este estudio es la 1FZRCN, que ha consistido en la transformación de secano a regadío, entre los años 2007 y 2011 de una superficie de 22.397,5 ha para abastecer de agua de riego a aproximadamente 6.000 regantes. Para los trabajos de construcción se dividió la zona regable en 15 sectores diferentes (Tabla 2), que toman el agua de las respectivas 15 obras de toma del Canal de Navarra.

Tabla 2: Sectorización de la 1FZRCN junto con los municipios cubiertos.

	Municipios
Sector I	Adiós, Añorbe, Enériz, Legarda, Muruzabal, Obanos, Puente la Reina, Tirapu, Úcar y Uterga
Sector II.1	Añorbe, Obanos y Puente La Reina
Sector II.2	Artajona, Larraga y Mendigorria
Sector III	Artajona
Sector IV.1	Berbinzana, Larraga, Miranda de Arga, Olite y Tafalla
Sector IV.2	Falces, Miranda de Arga, Olite y Tafalla
Sector IV.3	Falces y Olite
Sector IV.4	Olite
Sector IV.5	Caparroso, Marcilla, Olite y Peralta
Sector V	Olite y Tafalla
Sector VI	San Martín de Unx
Sector VII	Beire
Sector VIII	Ujué
Sector IX	Pitillas, Murillo el Cuende y Santacara
Sector X	Murillo el Fruto y Santacara

Al no contar con presión natural debido a la orografía en 8 de los 15 sectores existentes se instalaron estaciones de bombeo para la elevación de agua. Este es el caso de los Sectores: I, II.1, IV.1, IV.4, VI, VII, VIII y X.

En la 1FZRCN todos los bombeos son directos a red sin disponer de balsas de regulación. No obstante, cuentan con regulación basada en variadores de frecuencia. Al contar el sistema de

bombeo con variadores de frecuencia, las bombas trabajan a una velocidad proporcional a la demanda de agua que haya en la instalación. Esto permite que la eficiencia energética se vea incrementada y consecuentemente se produzcan ahorros energéticos adicionales (IDAE, 2005). Asimismo, al ser el riego a la demanda, el suministro de agua de riego está garantizado y los regantes tienen la libertad para adoptar el programa de riegos que más les convenga.

Cuando en la superficie regable de cada sector existen desniveles importantes, se definen distintos subsectores que agrupan hidrantes con cotas homogéneas. Además, con la frecuencia variable resulta viable subsectorizar el bombeo, es decir construir sistemas de bombeo independientes (IDAE, 2005). En este caso cada subsector es abastecido por un bombeo específico para cada entorno orográfico, diferenciándose los subsectores de alta presión (AP) y baja presión (BP). De esta forma se evita que el subsector de cota inferior reciba el agua con un exceso de presión que deba ser reducida en el hidrante o en una válvula reguladora con el consiguiente derroche de energía.

En aras de la frecuencia variable y de la eficiencia energética se distinguen distintos bombeos que parten del Canal de Navarra. Estos pueden ser de alta o baja presión. A continuación, en la Tabla 3 se muestra la superficie total, la bombeada y el tipo de bombeo con el que van a contar cada uno de los sectores.

Tabla 3: Superficie de los bombeos requeridos en la IFZRCN.

	Sup. total (ha)	Sup. bombeo (ha)	% bombeo	Bombeo A.P.		Bombeo B.P.	
				ha	%	ha	%
Sector I	1.152	170	15	170	100		
Sector II.1	1.058	383	36	217	56,66	166	43,34
Sector IV.1	2.387	379	16	28	7,39	351	92,61
Sector IV.4	2.635	133	5	133	100		
Sector VI	822	499	61	248	49,70	251	50,30
Sector VII	1.538	192	12	12	6,25	181	94,27
Sector VIII	247	247	100	247	100		
Sector X	1.103	210	19	210	100		

* Siendo Bombeo A.P. Bombeo de Alta Presión y Bombeo B.P. Bombeo de Baja Presión.

Tal y como se puede observar en la Tabla 3, los sectores son mayoritariamente regados con la presión natural del Canal, a excepción del Sector VIII, donde toda su superficie requiere refuerzo por bombeo. Además, la mayoría de estos requieren de bombeo de AP.

Por consiguiente, la superficie sobre la que se centró este estudio fueron las 2.213 ha regadas por bombeo. Las características de los bombeos de los diferentes sectores pueden observarse en la Tabla 4.

Tabla 4: Características de los bombeos en estudio. Siendo el caudal la cantidad de agua que puede ser impulsada por cada red de bombeo como máximo, por lo que no es la cantidad de agua que impulsa cada bomba.

	Altura (m)		Nº Bombas		Caudal (l/s)	
	Bombeo A.P.	Bombeo B.P.	Bombeo A.P.	Bombeo B.P.	Bombeo A.P.	Bombeo B.P.
Sector I	56		2		200	
Sector II.1	154	68	3	3	260	200
Sector IV.1	52	37	1	2	60	310
Sector IV.4	45		2		160	
Sector VI	60	32	2	2	240	260
Sector VII	61	43	1	2	30,4	105
Sector VIII	64		2		270	
Sector X	64		2		135	

* Siendo Bombeo A.P. Bombeo de Alta Presión y Bombeo B.P. Bombeo de Baja Presión.

Las alturas que son mostradas en la Tabla 4, son las que se están empleando actualmente para la impulsión del agua, no obstante, estas son diferentes a las óptimas de las bombas, al tener que ser adaptadas a los requerimientos de la red.

Todos los cálculos y justificaciones que se muestran en el presente estudio están realizados para un único sector (Sector II.1), no obstante, también se mostrarán los resultados obtenidos para el resto de los sectores de forma resumida. Los procesos y cálculos para esos sectores se muestran de forma detallada en los diferentes anexos. Por otro lado, a excepción del apartado 4.4 respectivo a energías renovables los resultados han sido obtenidos con datos del año 2020, lo que hace que estos no se ajusten del todo a la realidad.

3.2. Caracterización agroclimática

3.2.1. Caracterización climática

La mayoría de las parcelas de la Zona Regable del Canal de Navarra cuentan con riego por aspersión, por lo que la uniformidad del riego está afectada en gran medida por la intensidad del viento. Considerando este hecho, se decidió realizar un análisis agroclimático de la zona de estudio del presente estudio.

Para ello se vinculó cada sector a una estación meteorológica, considerando tanto la cercanía a la estación como las características de las mismas. En la Tabla 5 se muestra un listado de los sectores de la 1FZRCN donde se indica la estación meteorológica vinculada junto a sus coordenadas dadas para el ETRS 1989 UTM Zone 30N.

Tabla 5: Las estaciones meteorológicas de características parecidas a cada sector de riego por bombeo.

	Estación climática	X	Y	Z (m)
Sector I	Adiós	602626	4726758	444
Sector II.1	Adiós	602626	4726758	444
Sector IV.1	Miranda de Arga	597859	4707229	343

	Estación climática	X	Y	Z (m)
Sector IV.4	Olite	610025	4697696	397
Sector VI	San Martin de Unx	614036	4707662	447
Sector VII	San Martin de Unx	614036	4707662	447
Sector VIII	San Martin de Unx	614036	4707662	447
Sector X	Murillo el Fruto	624532	4693629	347

Tras ello, se obtuvieron los datos semi-horarios de intensidad de viento y los horarios respectivos a la dirección de viento desde el 1 de abril de 2020 hasta el 30 de septiembre de 2020 de la web de Meteo Navarra (2021). Se decidió realizar el estudio únicamente para ese periodo de tiempo debido a que son los meses de mayores requerimientos de riego.

Los datos de intensidad de viento son relevantes ya que afectan a la uniformidad de riego. Cuando la velocidad del viento es superior a 6 m/s el coeficiente de uniformidad es inferior al 60 %, es por ello que en este caso se quieren evitar velocidades superiores a esta (Dechmi et al., 2003). A continuación, se muestra la clasificación de las intensidades de viento de elaboración propia que se realizó para conocer cuando es posible regar:

- Baja: intensidad del viento entre 0-2 m/s es el momento ideal para el riego, al no verse afectado la uniformidad de riego.
- Moderada: intensidad del viento entre 2-4 m/s se puede regar, pero no son las condiciones óptimas. La uniformidad de riego se ve afectado, pero no en gran medida.
- Media: intensidad del viento entre 4-6 m/s se debería evitar regar, aunque en el caso de que sea requerido se podría efectuar, aunque la uniformidad no sea la mejor.
- Muy alta: intensidad del viento cuando se supera los 6 m/s es preferible no regar, ya que la uniformidad del riego se ve muy afectado.

En primer lugar, para cada una de las estaciones meteorológicas se obtuvo la frecuencia con la que el viento estaba comprendido en cada uno de los rangos anteriormente mencionados a lo largo de un día cada 30 minutos. Con esto se obtuvo la frecuencia de la velocidad viento. Asimismo, estas van a ser empleadas para ver si es posible optimizar el riego.

En lo que concierne a los valores de dirección del viento, estos fueron empleados para observar si existe una dirección dominante y de esta manera poder evitar las pérdidas de agua.

3.2.2. Caracterización agronómica

Para la realización de la caracterización agronómica se contó tanto con los consumos de agua que ha tenido cada hidrante a lo largo de 2020 como con los cultivos que han estado presentes en dichas parcelas. Los datos respectivos a los consumos por hidrantes se encontraban disponibles de forma horaria en la web de Aguacanal. Posteriormente se explicará por que se emplearon los mismos. No obstante, en este caso se tuvo que realizar el sumatorio del consumo horario para cada uno de los hidrantes para el año 2020. En lo referente a los cultivos, se obtuvieron de la declaración de cultivos del 2020.

Una vez relacionados los cultivos con los consumos de agua, se analizó si los consumos eran excesivos, se encontraban dentro del rango óptimo o por debajo. Para ello se emplearon las recomendaciones de riego por cultivo dadas por el SAR de INTIA.

Asimismo, se analizó si el consumo se realizaba de forma eficiente, es decir si en los meses de máxima demanda (julio y agosto) los regantes evitaban las horas del día donde el viento y la evaporación del agua es superior.

3.3. Caracterización hidráulica

3.3.1. Explotación de la red

Uno de los objetivos del análisis hidráulico pasaba por conocer fiablemente los datos de consumo de agua de riego en los bombeos a través de cuatro fuentes diferentes.

Los primeros valores de consumo de agua fueron estimados a partir de las curvas de carga horarias de energía (facilitadas por Iberdrola) para cada uno de los sectores y de la eficiencia energética integrada anualmente por sector. A partir de las curvas de carga se obtuvo el consumo de energía activa horaria mensual. La eficiencia energética real son los metros cúbicos de agua que son bombeados por cada kWh que es consumido. Multiplicando ambos términos se obtuvo el consumo de agua que debería de haber por sector y por tramo horario del calendario eléctrico, a partir del consumo energético.

Los segundos valores de consumo de agua se obtuvieron a partir de la memoria técnica de Aguacanal (Aguacanal, 2020). Estos son los valores corregidos que se obtienen desde el telecontrol a partir de los contadores tipo Wolman de los hidrantes. Una vez acabada la campaña de riego, en el mes de octubre, la concesionaria realiza una lectura de contadores de forma manual, para así poder corregir cualquier discrepancia que se haya podido registrar el telecontrol por hidrante. La diferencia entre la lectura ejecutada en octubre del año anterior y la del año en cuestión constituye el consumo de agua de riego realizado por cada uno de los hidrantes y de esta forma se ajustan los valores obtenidos por el telecontrol.

Los terceros valores de consumo de agua de riego fueron tomados de la web de Aguacanal, tal y como se ha comentado en el apartado 3.2.2. Cada hidrante cuenta con un caudalímetro, el cual registra el consumo de agua y envía datos horarios a través de las remotas del telecontrol. Estos datos no contienen ninguna corrección, por lo que puede haber ciertos errores: uno de los más comunes se produce en los contadores. Por otra parte, estos datos se tienen por hidrante y están a disposición de los usuarios al día siguiente de los consumos, por lo que es un aspecto muy relevante a tener en cuenta.

Los últimos valores contrastados fueron los obtenidos de las estaciones de bombeo. Las estaciones cuentan con un caudalímetro electromagnético situado detrás de las bombas, por lo que miden el agua que ha sido bombeada por las mismas. Esta medición no es muy precisa cuando los caudales son inferiores a 1,5-2,5 % del caudal máximo. En este caso los datos enviados por telecontrol son minútales.

Tras haber contrastado todos los valores, fueron los valores de los hidrantes de la página web de Aguacanal los dados por válidos y, consecuentemente, los empleados para este estudio debido fundamentalmente a la accesibilidad y la segmentación de los mismos. Por otra parte, para este trabajo se decidió despreciar las lagunas que presentaban los datos al compararlos con otras fuentes.

Considerando los datos obtenidos desde la web de Aguacanal, el consumo total de agua para todos los sectores ascendió hasta los 4,33 hm³, produciéndose el 58 % (2,49 hm³) del mismo en los meses de máxima demanda de agua (julio y agosto). A partir de estos datos se identificó el escenario más consuntivo.

La red de riego de cada sector fue diseñada, en principio, para que funcionara a la demanda. No obstante, esta se proyectó con un coeficiente de simultaneidad (Tabla 6). De esta forma se pretendía evitar un sobredimensionado de la red, lo que permite que se riegue a la vez hasta un cierto caudal que difiere tanto entre los distintitos sectores como entre las redes de distribución de un mismo subsector.

Tabla 6: Características generales de las redes de bombeo de cada sector.

	Caudal cabecera		Caudal total hidrantes instalados (l/s)		Coeficiente de simultaneidad (%)	
	Bombeo A.P.	Bombeo B.P.	Bombeo A.P.	Bombeo B.P.	Bombeo A.P.	Bombeo B.P.
Sector I	200		597,6		33,5	
Sector II.1	260	200	706,7	551,1	36,8	36,3
Sector IV.1	60	310	75,6	974,9	79,4	31,8
Sector IV.4	160	110	416,4		38,4	
Sector VI	240	260	965,7	849,4	24,85	30,6
Sector VII	30,4	105	33,4	610,6	91	17,2
Sector VIII	270		865,3		31,2	
Sector X	135		635		21,25	

* Siendo Bombeo A.P. Bombeo de Alta Presión y Bombeo B.P. Bombeo de Baja Presión.

En la Tabla 6 se pueden observar algunos coeficientes de simultaneidad elevados debido a que las redes de distribución de sus subsectores tienen una extensión reducida. Este es el caso de las redes de alta presión de los Sectores IV.1 y del VII, que cuentan con 2 y 4 hidrantes respectivamente. No obstante, cuanto mayor es el número de hidrantes que forman la red, menor es el coeficiente de simultaneidad.

La 1FZRCN cuenta con un sistema de bombeo directo a la red, por lo que no se disponen de balsas de regulación. Asimismo, el riego es a la demanda, así que una vez el agua es solicitada, esta es bombeada, independiente del precio de la energía eléctrica. Considerando este aspecto se ha procedido a calcular las horas requeridas para realizar el riego por bombeo y de esta manera comprobar si es necesario contar con turnos de riego en alguno de los sectores de bombeo, que puede ocurrir en los meses de verano.

Atendiendo a los cultivos más exigentes que se desarrollan en los meses de verano para cada una de las zonas (maíz y girasol), estos necesitan entre 6.000-8.000 m³/ha y año. De acuerdo a los proyectos de los diferentes sectores, para satisfacer las necesidades semanales citadas de los cultivos más consuntivos se requieren 2,74 horas por riego y sector de parcela en época punta, siendo los meses más demandantes julio y agosto. Cada unidad de riego, mayoritariamente, está dividida en 7 sectores de riego, con lo que el ciclo completo de riego tendrá una duración aproximada de 19,18 horas. De este modo, apenas se emplean las horas centrales del día, al ser estas las de mayor evaporación y más viento, la mayoría de las ocasiones. Asimismo, estas suelen coincidir con los periodos punta del calendario eléctrico.

Para el estudio de si era requerida la implementación de turnos de riego, se seleccionaron los hidrantes que durante la campaña de 2020 contaban con alguno de estos dos cultivos más exigentes, dado que son las unidades de riego que requieren de mayor agua y las que van a limitar la necesidad de insertarlos. En el caso de que estas unidades de riego demandaran una cantidad de agua superior a la que las bombas son capaces de suministrar o lo que es lo mismo, a la capacidad de la red (Tabla 4), se requerirá la implementación de turnos, por el contrario, el riego podrá ser a la demanda.

3.3.2. Simulación de la red

Finalmente, se quiso comprobar mediante el simulador hidráulico EPANET 2.0.12. (<https://epanet.es/descargas/epanet2-es/>. accedido el 23 de noviembre de 2022) si el agua fue suministrada con éxito para las condiciones de presión requeridas en el día de máxima demanda.

EPANET realiza simulaciones del comportamiento hidráulico y de la calidad de agua en redes de suministro a presión. Este programa efectúa un seguimiento de la evolución de presiones, pérdidas de carga, caudales, entre otros, a lo largo de las tuberías (Rossman, 2001).

En primer lugar, se modelizó la red. Para ello se insertaron todos los atributos requeridos a las diferentes capas y se exportó la red de Qgis a EPANET. Teniendo tanto la red en EPANET como conociendo los hidrantes abiertos en el día y hora del escenario más consuntivo de 2020, se obtuvieron las presiones disponibles en todos los hidrantes de cada sector.

Por otra parte, se identificaron los transductores de presión de cada uno de los sectores de bombeo de la 1FZRCN y posteriormente para cada uno de ellos se descargaron de la web de Aguacanal la presión existente en el llamado escenario más consuntivo, anteriormente identificado.

Una vez obtenidas las presiones de los hidrantes seleccionados para cada uno de los sectores, tanto por EPANET como por Aguacanal, se procedió a la comparación de los resultados. Se consideró un rango de tolerancia de aproximadamente 5 mca.

Por otro lado, se empleó el simulador de EPANET para reproducir el escenario de máxima demanda del año 2020 para cada uno de los subsectores de la 1FZRCN para comprobar si el agua llegaba con las condiciones de presión requeridas por cada uno de los hidrantes que conforman la red.

3.4. Caracterización eléctrica

En lo referente al análisis eléctrico se realizó un estudio sobre el impacto del cambio de la facturación eléctrica por la entrada en vigor de la normativa eléctrica recogida en el BOE 8447, de 20 de mayo, de Cambio Climático y Transición Energética, el 1 de junio del 2021. Del mismo modo, este análisis también fue empleado para la optimización de las facturas eléctricas. Para proceder al análisis se cuenta con (i) las facturas eléctricas mensuales de la campaña de riego 2020, (ii) las curvas de carga cuarto-horarias de potencia facilitadas por la suministradora de energía eléctrica (no para todos los sectores) y (iii) las curvas de carga horarias de energía también proporcionadas por la suministradora.

Teniendo en cuenta el elevado importe total de las facturas eléctricas es importante considerar esta nueva modificación que dio para adaptarse a tiempo y así intentar minimizar el incremento del coste al máximo. A continuación, se ha descrito cada una de las modificaciones en detalle:

3.4.1. Nuevo Calendario eléctrico

Antes de la entrada en vigor de la normativa actual las estaciones de bombeo del Canal de Navarra contaban con la tarifa eléctrica 3.1 a excepción del Sector II.1 que tenía la 6.1, al ser el único que superaba los 450 kW de potencia. Al contar con dos tarifas diferentes los calendarios eléctricos de cada uno también lo eran, al variar la cantidad de periodos que contienen. Los periodos son los horarios de la luz donde el precio de la misma varía dependiendo del momento del consumo de la electricidad. En la tarifa 3.1 existían 3 periodos distintos; horas valle (la más baratas), horas llanas (precio intermedio) y horas punta (precio más elevado), siendo los precios tanto del término de potencia y como de la energía diferentes para cada uno de ellos. A continuación, en la Figura 6 se muestra el calendario eléctrico para los peajes de acceso de 3.1.

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	F.S. Y FESTIVOS
00 a 01													00 a 01
01 a 02													01 a 02
02 a 03													02 a 03
03 a 04													03 a 04
04 a 05		P3					P3					P3	04 a 05
05 a 06													05 a 06
06 a 07													06 a 07
07 a 08													07 a 08
08 a 09													08 a 09
09 a 10													09 a 10
10 a 11													10 a 11
11 a 12													11 a 12
12 a 13		P2					P1					P2	12 a 13
13 a 14													13 a 14
14 a 15													14 a 15
15 a 16													15 a 16
16 a 17													16 a 17
17 a 18													17 a 18
18 a 19													18 a 19
19 a 20													19 a 20
20 a 21		P1					P2					P1	20 a 21
21 a 22													21 a 22
22 a 23													22 a 23
23 a 24		P2										P2	23 a 24

Figura 6: Distribución horaria de los periodos tarifarios para las tarifas eléctricas 3.1. BOE 268 de 8 de noviembre de 2001.

Por otro lado, en la tarifa de acceso 6.1 existen 6 periodos distintos, en los que se diferencian también los precios tanto del término de energía como el de la potencia según el tramo horario en el que se consume, siendo el P6 el más barato, incrementándose (P5, P4, P3, P2) hasta llegar al periodo más caro, P1. En la Figura 7 se muestra el calendario eléctrico de dicha tarifa de acceso:

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
00 a 01													00 a 01
01 a 02													01 a 02
02 a 03													02 a 03
03 a 04	P6 (*)	P6 (*)	P6 (*)	P6 (*)	P6 (*)	P6 (*)	P6 (*)		P6 (*)	P6 (*)	P6 (*)	P6 (*)	03 a 04
04 a 05													04 a 05
05 a 06													05 a 06
06 a 07													06 a 07
07 a 08													07 a 08
08 a 09	P2	P2				P4	P2		P4			P2	08 a 09
09 a 10							P2						09 a 10
10 a 11	P1	P1											10 a 11
11 a 12			P4			P3			P3		P4	P1	11 a 12
12 a 13								P6 (*)					12 a 13
13 a 14													13 a 14
14 a 15													14 a 15
15 a 16	P2	P2		P5	P5		P1			P5		P2	15 a 16
16 a 17													16 a 17
17 a 18													17 a 18
18 a 19													18 a 19
19 a 20	P1	P1	P3			P4			P4		P3	P1	19 a 20
20 a 21													20 a 21
21 a 22	P2	P2					P2					P2	21 a 22
22 a 23			P4								P4		22 a 23
23 a 24													23 a 24

Figura 7: Distribución horaria de los periodos tarifarios para las tarifas eléctricas 6.1. En este calendario tanto los fines de semanas como los festivos nacionales se incluyen en el periodo eléctrico 6. Asimismo, cada quincena del mes de junio cuenta con periodos energéticos diferentes. BOE 268 de 8 de noviembre de 2001.

Tal y como puede observarse en la Figura 7, en los meses centrales de la campaña de riego el mes de julio destaca como uno de los meses más castigadores debido a la presencia de los tramos horarios P1 y P2, mientras que el mes de agosto el más económico, al contar solamente con el P6. Tras la entrada en vigor de la nueva normativa todos los sectores de la 1FZRCN la tarifa se reconvirtió a 6.1TD de alta tensión, al contar con una tensión de 13,2 kV. El nuevo calendario al que deben ceñirse se muestra en la Figura 8.

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
00 a 01													00 a 01
01 a 02													01 a 02
02 a 03													02 a 03
03 a 04	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	03 a 04
04 a 05													04 a 05
05 a 06													05 a 06
06 a 07													06 a 07
07 a 08													07 a 08
08 a 09	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	08 a 09
09 a 10													09 a 10
10 a 11													10 a 11
11 a 12	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	11 a 12
12 a 13													12 a 13
13 a 14													13 a 14
14 a 15													14 a 15
15 a 16	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	15 a 16
16 a 17													16 a 17
17 a 18													17 a 18
18 a 19													18 a 19
19 a 20	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	19 a 20
20 a 21													20 a 21
21 a 22													21 a 22
22 a 23	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	22 a 23
23 a 24													23 a 24

Figura 8: Distribución horaria de los periodos tarifarios para las tarifas eléctricas 6.XTD. El periodo 6 incluye, además de las horas señaladas, las 48 horas de los fines de semana y los festivos nacionales. Circular 3/2020, de 15 de enero de 2020.

Tal y como se puede observar en las Figura 6, Figura 7 y Figura 8, se pueden apreciar diferencias entre los tres calendarios eléctricos. Entre el calendario de 6 periodos, Figura 7, y el actual, Figura 8, la cantidad de horas donde el precio es mayor, es decir en el P1 y P2, se ha incrementado un 2,08 % y 1,39 % % respectivamente. Además, la cantidad de horas a menor precio, en el tramo horario 6, ha disminuido un 5,56 %. Asimismo, los meses de julio y agosto, que son los centrales de la campaña de riego, son los que mayores modificaciones han sufrido. Por un lado, el mes de agosto ha pasado de contener únicamente el tramo horario 6 a periodos 3 y 4. Por otro lado, el mes de julio ha cambiado su distribución horaria a precios más elevados. En referencia a la diferencia entre el calendario eléctrico actual, Figura 8, y el de 3 periodos, Figura 6, se puede observar que ha habido una modificación tanto en la cantidad de periodos como en la distribución de los mismos. Pero se han reducido la cantidad de horas con P1 y P2 (12,50 % y 25,69 %, respectivamente), mientras que el P6 se ha mantenido.

Los calendarios eléctricos repercuten en el precio final de la factura ya que, dependiendo del momento del consumo de la energía, es decir del tramo horario, el coste será uno u otro.

3.4.2. Energía activa

La energía activa es el término variable de la factura eléctrica, sin embargo, está formado por una parte regulada, el peaje de acceso, estando el resto marcado por el precio de venta al consumidor. Este representa el 49,42 % del importe total de las facturas eléctricas.

Este término se calcula mediante el sumatorio de multiplicar la energía consumida en cada tramo horario por su correspondiente precio de periodo de energía (€/kWh). Para analizar la repercusión que ha tenido el cambio de la facturación eléctrica, se decidió ejecutar una comparación

conservando en todo momento el consumo realizado en 2020, pero modificando el calendario eléctrico. Además, se realizó una comparación manteniendo los precios de 2020, para ver en mayor medida la afección del mismo, y una segunda modificando los precios a los establecidos en 2021, los cuales pueden observarse en la Tabla 7.

Tabla 7: Precios del término de energía para cada periodo tarifario para el mes de junio de 2020 y 2021.

Periodo tarifario	Precio 2020 (€/kWh)	Precio 2021 (€/kWh)
P1	0,110017	0,107585
P2	0,091801	0,095751
P3	0,085277	0,077718
P4	0,077340	0,067779
P5	0,075456	0,062364
P6	0,063875	0,052236

Por otra parte, también se comprobó la eficiencia energética general (EEG) de las estaciones de bombeo, ya que permiten evaluar el manejo de la red y en la medida del funcionamiento permitidas conllevará a un ahorro en el consumo energético. Este cálculo de eficiencia se basa en los fundamentos del protocolo editado por IDAE (2008).

EEG de las bombas se calcula de la siguiente manera (Ecuación 1) IDAE (2008):

$$EEG (\%) = \frac{E_{ar}}{E_{ac}} = \frac{\frac{V}{3,6} \times H \times 0,0736}{75} \times 100 \quad (\text{Ec. 1})$$

Donde:

E_{ar} : Energía actual requerida (kWh)

E_{ac} : Energía actual consumida (kWh), registrada por el contador de la compañía suministradora

V: Volumen de agua suministrado en un año (m^3), suma del consumo registrado en los contadores de los hidrantes

H: altura manométrica máxima suministrada por el bombeo (mca)

En la Tabla 8 puede observarse los diferentes parámetros de las estaciones de bombeo requeridos para el cálculo de la EEG.

Tabla 8: Características de las estaciones de bombeo para el cálculo de la EEG.

	Altura (m)	Energía activa (kWh)	Agua bombeada (m^3)
Sector I	56	136.065	380.992
Sector II.1	117	262.521	559.401
Sector IV.1	38	160.129	1.077.665
Sector IV.4	45	63.777	322.764
Sector VI	46	123.732	490.424
Sector VII	44	118.109	673.508
Sector VIII	64	192.810	798.186

	Altura (m)	Energía activa (kWh)	Agua bombeada (m³)
Sector X	64	54.242	281.185

Considerando la EEG obtenida para cada una de las estaciones de bombeo, IDAE ha establecido una calificación, la cual puede observarse a continuación (Tabla 9):

Tabla 9: Calificación de la EEG (IDAE, 2008).

Calificación	Descripción	Especificaciones
A	Eficiencia excelente	Superior 50 %
B	Eficiencia buena	Entre 40 y 50 %
C	Eficiencia normal	Entre 30 y 40 %
D	Eficiencia aceptable	Entre 25 y 30 %
E	Eficiencia no aceptable	Hasta 25 %

3.4.3. Energía reactiva

En lo referente a la energía reactiva, existe una penalización por la generación y suministro a la red de una cantidad de energía reactiva, ya que aumentan las pérdidas en las redes eléctricas. Además de repercutir en el coste de la factura eléctrica, también provoca que haya que contratar una mayor cantidad de potencia, al bajar la potencia de la instalación. Por consiguiente, es importante compensar la generación de esta energía con una batería de condensadores, por ejemplo.

En la Tabla 10 se muestran los términos de energía reactiva por los que existen penalizaciones. Los precios de las mismas se encuentran detallados en sus respectivos BOE, BOE 5757 del 31 de marzo de 2011 y del BOE 4565 del 23 de marzo de 2021.

Tabla 10: Término de energía reactiva.

Antes	cos φ	Penalización (€/kVArh)
Todos los periodos	$0,80 < \cos \varphi > 0,95$	0,041554
	$\cos \varphi < 0,80$	0,062332
Actualmente	cos φ	Penalización (€/kVArh)
Periodo 1 a 5	$0,80 < \cos \varphi > 0,95$	0,041554
	$\cos \varphi < 0,80$	0,062332
Periodo 6	$\cos \varphi < 0,98$	0,000000

En el BOE 1066, de 24 de enero de 2020, indica que la penalización para el periodo 6 es de 0,05 €/kVArh. Considerando esto, se decidió seleccionar la opción más desfavorable en cuanto al coste. Asimismo, al aparecer en ambos boletines dicha penalización se espera que esta tenga una repercusión económica en los próximos años.

El factor de potencia se calcula de acuerdo a la ecuación 2, tanto para antes como para después de la aplicación de la normativa.

$$\cos \varphi = \frac{E_a}{\sqrt{E_a^2 + E_r^2}} \quad (\text{Ec. 2})$$

Donde:

- E_a : energía activa registrada por el contador (kWh)
- E_r : energía reactiva registrada por el contador (kWrh)

En el caso de que se sepa que existe penalización, es importante saber de cuánto va a ser la misma, lo cual depende de la cantidad de energía reactiva excedida a lo permitido, así como del precio. En la ecuación 3 se muestra la forma de calcular el coste que va a tener el exceso de energía reactiva excedida.

$$P_{\text{exceso}} = \text{€/kVArh} * (E_r - \% E_a) \quad (\text{Ec. 3})$$

Siendo:

- €/kVArh: precio de los términos de energía reactiva que varían con los periodos
- E_a : energía activa registrada por el contador (kWh)
- E_r : energía reactiva registrada por el contador (kWrh)
- %: porcentaje de energía reactiva que se puede producir respecto a la energía activa

Para el cálculo del término de energía se empleó una hoja de cálculo Microsoft Excel® 2108 (<https://www.microsoft.com/es-es/microsoft-365/excel>, accedido el 16 de agosto de 2021) con los valores de consumo de energía activa y reactiva, el precio de los términos de energía, entre otros. Estos datos fueron obtenidos bien de las facturas de Iberdrola de cada uno de los sectores o bien de las curvas de carga de energía. Con ello se realizó el cálculo de la facturación de la energía activa para cada uno de los sectores para antes y después de la aplicación de la normativa. Sin embargo, la penalización de energía reactiva solamente se calculó para después de la entrada en vigor de la nueva normativa, debido a que se han mantenido los mismos precios y se ha añadido una penalización nueva, para el P6.

3.4.4. Término de potencia

La potencia es el término fijo de la factura eléctrica, y se paga por la cantidad que se tiene contratada. Para cada uno de los periodos tarifarios y sectores se contrata una tarifa diferente, de acuerdo a los requerimientos eléctricos. Estas potencias son estipuladas anualmente, en el caso de las potencias contratadas para el año 2020 pueden observarse en la Tabla 11.

Tabla 11: Potencias contratadas para los diferentes sectores de riego por bombeo.

	Pot. P1 (kW)	Pot. P2 (kW)	Pot. P3 (kW)	Pot. P4 (kW)	Pot. P5 (kW)	Pot. P6 (kW)
Sector I	2	120	135			
Sector II.1	10	10	10	60	90	485
Sector IV.1	2	112	122			
Sector IV.4	2	55	55			
Sector VI	5	68	68			
Sector VII	2	105	105			
Sector VIII	3	185	185			

	Pot. P1 (kW)	Pot. P2 (kW)	Pot. P3 (kW)	Pot. P4 (kW)	Pot. P5 (kW)	Pot. P6 (kW)
Sector X	2	120	135			

En el caso de excederse la potencia consumida de la potencia estipulada en cualquier tramo horario se debe abonar una penalización por la potencia consumida en exceso mensualmente. Este control de lo consumido se realiza mediante aparatos de medida llamados maxímetros, que diferencian lo demandado en cada periodo tarifario.

La penalización por potencia puede realizarse de dos formas diferentes: por maxímetro o por curva cuarto-horaria. La diferencia entre estos dos tipos de penalizaciones es que la primera de ellas solamente tiene en cuenta el valor máximo de potencia que ha sido registrado a lo largo de un mes, mientras que en la curva cuarto-horaria considera el máximo anotado en un periodo de 15 minutos. Por consiguiente, por maxímetro solamente se pagará una vez por lo máximo consumido, mientras que en la curva cuarto-horaria cada 15 minutos cada vez que se supere ese valor, esto hace que se incremente mucho más la cantidad a pagar.

De forma previa a la aplicación de la normativa, la penalización por maxímetros se aplicaba a las tarifas 3.0 y 3.1, sin embargo, cuando la tarifa es la 6.XA se empleaba la penalización por curva cuarto-horaria. Esto quiere decir que había los dos tipos de penalizaciones en las estaciones de bombeo (la penalización por curva cuarto-horaria solamente se empleaba en el Sector II.1). En la Tabla 12 se muestra la forma de calcular ambos tipos de penalizaciones:

Tabla 12: Ecuaciones para el cálculo de la penalización del término de potencia hasta el 21 de junio de 2021. Modificado de la Circular 3/2020, de 15 de enero de 2020.

Escenario	Penalización por maxímetro	Penalización curva cuarto-horaria
$P_m < 85\% P_c$	$T_p * 85\% P_c$	$T_p * P_c$
P_m de 85 % a 100 % P_c	$T_p * P_m$	
P_m de 100 % a 105 % P_c		$\sum K_p * 1,4064 + \sqrt{\sum (P_m - P_c)^2}$
$P_m > 105\% P_c$	$T_p * (P_m + 2 * (P_m - 105\% * P_c))$	

Siendo:

- T_p : término de potencia (€/kW*año), está regulado por el gobierno y se publica anualmente en su respectivo BOE (BOE 5757 del 31 de marzo de 2011)
- P_c : potencia contratada en (kW)
- P_m : potencia demandada por el maxímetro en (kW)
- K_p : coeficiente de discriminación por periodo horario, el cual toma valores dependiendo de la tarifa y del periodo

A partir del 1 de junio del 2021 la penalización por maxímetro se emplea cuando la potencia sea inferior a 50 kW y la penalización por curva cuarto-horaria cuando esta sea superior a ese valor. Teniendo en cuenta este cambio, todos los sectores de la IFZRCN obtendrán la potencia facturada a través de este último método, con la desventaja que supone. La forma de calcular las penalizaciones tanto por maxímetro como por curva cuarto-horaria se muestra en la Tabla 13.

Tabla 13: Ecuaciones para el cálculo de la penalización del término de potencia actualmente. Modificado de la Circular 3/2020, de 15 de enero de 2020.

Escenario	Penalización por máxímetro	Penalización curva cuarto-horaria
$P_m < 100\% P_c$	$T_p * P_c$	$T_p * P_c$
$P_m > 100\% P_c$	Potencia: $T_p * P_c$ Exceso: $T_e * (2 * (P_m - P_c))$	$\sum K_p * t_e + \sqrt{\sum (P_m - P_c)^2}$

Donde:

- T_p : término de potencia (€/kW*año), está regulado por el gobierno y se publica anualmente en el BOE. (Para el año 2021 sale publicado en el BOE 4565, de 23 de marzo de 2021)
- P_c : potencia contratada (kW)
- P_m : potencia demandada por el máxímetro en (kW)
- K_p : coeficiente de discriminación por periodo horario, el cual toma valores dependiendo de la tarifa y del periodo
- T_e : término de exceso de potencia (€/kW), siendo el valor del mismo 1,4064 para todas las tarifas hasta diciembre de 2021

Para la ejecución de todo esto se empleó una plantilla Microsoft Excel ® con los valores de potencia contratada, consumo de la potencia, el precio del término de potencia y exceso de potencia, entre otros, bien obtenidos de las facturas eléctricas de Iberdrola o de las curvas de carga de potencia, este último solamente se contaba para el Sector II.1.

3.4.5. Optimización de potencia

Por otra parte, se procedió a ejecutar una optimización de las potencias contratadas para el manejo sucedido en año 2020, pero considerando la nueva normativa. El objetivo de dicha optimización era minimizar el coste del término de potencia y de los excesos de potencia de la factura anual. Para ello se empleó una plantilla de Microsoft Excel ® 2108 en la cual se introdujeron las curvas de carga de potencia y los precios de la potencia. Con la función “Solver” se buscó las potencias a contratar para minimizar el coste final.

Esta optimización únicamente se realizó para el Sector II.1 para el año 2021, al contar con las curvas de carga de potencia de 2020.

3.5. Energías renovables

Considerando la Ley Foral de Cambio Climático y Transición Energética, el Plan Energético Horizonte 2030, así como el nuevo calendario eléctrico impulsan la incorporación de energías renovables. No obstante, se debe considerar que la IFZRCN cuenta con un sistema de bombeo directo con variadores de frecuencia para así ofrecer un riego a la demanda bajo unas condiciones óptimas desde el punto de vista hidráulico. Con la implementación del sistema de energía fotovoltaico se genera energía a lo largo del día, pero no durante la noche. Teniendo en cuenta este aspecto, se estudió si con simplemente la energía generada durante estas horas cada sector sería

capaz de regar toda la superficie de la zona regable o por el contrario si también se requeriría del uso de la red eléctrica.

3.5.1. Valores de irradiancia

Los valores de irradiancia fueron obtenidos de la herramienta web Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) 5.1 (https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/#PVP, accedido el 1 de diciembre de 2021), la cual ha sido desarrollada por la Unión Europea. Esta plataforma es de acceso libre y gratuito, y permite obtener datos sobre la radiación solar y la producción de energía del sistema fotovoltaico, en cualquier lugar de Europa y África, así como en una gran parte de América y Asia. A través de PVGIS se pueden realizar diferentes cálculos.

En este estudio se trabajó con el año meteorológico típico (TMY) o, lo que es lo mismo, la serie climática anual formada por el mes más típico/frecuente de entre 10 años de datos. La plataforma emplea las variables de temperatura, humedad relativa e irradiancia global horizontal para la selección del mes más típico. Para la obtención del TMY se insertó la localización de las estaciones de bombeo de los sectores, y el periodo para el que se quería realizar el cálculo, siendo en este caso 2007-2016.

A través del generador del TMY se obtuvieron los datos horarios de la temperatura del aire a 2 metros de altura, la humedad relativa y la irradiación global y difusa en el plano horizontal, entre otros. No obstante, esta herramienta no calcula el valor de la potencia generada mediante el sistema fotovoltaico.

3.5.2. Datos horarios de la radiación solar

Para la obtención de la potencia generada por la instalación se descargaron los datos del módulo de datos horarios de radiación solar para los diferentes años que forman el TMY para posteriormente generar con ellos el año típico de cada uno de los sectores. A la hora de obtener estos datos se requiere insertar la información de diferentes parámetros como, por ejemplo, las pérdidas del sistema y la potencia fotovoltaica pico instalada.

En lo referente a las pérdidas del sistema, hay que considerar que en las instalaciones solares fotovoltaicas se producen unas pérdidas intrínsecas al funcionamiento, las cuales hay que considerar para obtener el rendimiento final del mismo. Para la realización de este estudio se seleccionaron los máximos valores razonables para cada variable (Tabla 14), para así estar por el lado conservador de producción.

Tabla 14: Desglose de las pérdidas consideradas en la instalación fotovoltaica.

Pérdidas por dispersión de potencia	2,50%
Pérdidas por temperatura	3,00%
Pérdidas por ensuciamiento	3,00%
Pérdidas por inclinación y azimut	0,50%
Pérdidas por sombras	-
Pérdida eléctrica	7,00%
Pérdida por reflectancia	2,00%
Pérdidas totales	18,00%

Asimismo, a las pérdidas totales mencionadas se les añadió un 5 % más en concepto de la energía suplementaria que se gastará debido a la pérdida de agua generada por la evaporación, al realizarse el riego en horas de máxima insolación (Stambouli et al., 2011). Considerando esta mayoración, el rendimiento total de la instalación fotovoltaica se estimó en un 77 %.

En lo que concierne a la potencia del sistema fotovoltaico instalada se realizó un estudio de alternativas para comprobar que potencia se adecuaba más a las necesidades de cada uno de los sectores considerando al mismo tiempo tanto el criterio económico como el eléctrico. Para ello, en primer lugar, se estableció la potencia nominal de cada sector como la potencia pico de los mismos, siendo esta la potencia eléctrica máxima que se podría generar bajo las STC. Asimismo, también se seleccionaron el 100 % (alternativa 1), 75 % (alternativa 2), 50 % (alternativa 3) y 25 % (alternativa 4) de la potencia nominal de cada sector para compararlas. De esta manera se pretendió observar si reduciendo o aumentando la potencia a instalar en la instalación (y consecuentemente el número de paneles fotovoltaicos) se reducían los costes de electricidad que van a ser facturados, así como el periodo de amortización del sistema.

Una vez introducidos estos parámetros se obtuvieron los datos horarios de la radiación solar y la potencia fotovoltaica que sería capaz de generar la instalación fotovoltaica seleccionada para cada uno de los años que forma el año meteorológico típico. Con los datos horarios de cada alternativa se generó el año meteorológico típico.

3.5.3. Potencia pico a instalar

Con los TMY de los datos horarios de radiación solar de cada una de las alternativas propuestas para las 8 estaciones de bombeo se procedió a analizar cuál de las diferentes opciones se adecuaba mejor a los requerimientos.

En primer lugar, se procedió a realizar un análisis eléctrico a escala mensual, en el que se llevó a cabo una comparativa de la energía requerida y la producida mediante el sistema fotovoltaico seleccionado, para así conocer el porcentaje de acoplamiento que va a tener a la red, la cantidad de energía que va a ser vendida y la empleada, así como la cantidad de energía que tendrá que ser suministrada por la red.

El valor de acoplamiento no va a ser del 100 % con la potencia más elevada de las alternativas estudiadas, es por ello que se consideró necesario contar con instalaciones híbridas con cualquiera de las alternativas. Este tipo de instalaciones se entienden como aquellas que cuentan con dos o más tecnologías de generación eléctrica. En este caso el sistema fotovoltaico estará conectado a la red, lo que permite utilizar la energía producida por el sistema y a su vez cuando se produzca un déficit de potencia o lo que es lo mismo, cuando la potencia generada sea inferior a la potencia consumida la faltante se obtendrá de la red. Por el contrario, cuando se genere más potencia que la consumida la energía restante se introducirá a la red. Al ser la potencia de la instalación superior a 100 kW en todos los sectores de la 1FZRCN, la energía suministrada a la red deberá ser vendida y no compensada. Por lo tanto, el sistema será capaz de generar parte de la energía consumida mediante el sistema fotovoltaico, mientras que el resto será suministrado desde la red.

En segundo lugar, se realizó un análisis económico de la instalación fotovoltaica. Dentro de este se calcularon diferentes aspectos como la cantidad de años requeridos para la amortización de la red, el ahorro acumulado, la tasa interna de retorno a los 30 años de la instalación, entre otros. Los valores empleados para los cálculos económicos fueron los siguientes:

- Precio de la instalación: 1,20 €/Wp
- Precio de mantenimiento: 18 €/kWp
- Precio de venta de energía eléctrica: 0,05 €/kWh
- La vida útil del sistema fotovoltaico 30 años
- Precio del término de energía (Tabla 15)

Tabla 15: Precios considerados por la compra del término de energía por periodos.

Periodo tarifario	Precio (€/kWh)
P1	0,095998
P2	0,079376
P3	0,085240
P4	0,077303
P5	0,075419
P6	0,051832

*En este caso se ha escogido el precio del término de energía del mes de diciembre de 2020.

Por otra parte, la tasa de inflación anual de precio de la tarifa eléctrica del 3 % y un 2 % de los costes de mantenimiento de los paneles. Además, se estimó una degradación anual de la instalación del 0,8 %.

Finalmente, a la hora de seleccionar la potencia a instalar se consideraron los objetivos para, al margen de cumplir el Artículo 39 de la Ley Foral de Cambio Climático y Transición Energética, también acatar con lo dispuesto en el Plan Energético Horizonte 2030. En este caso se ha decidido complimentar la opción más restrictiva, siendo en este caso el Plan Energético Horizonte 2030, al tener como objetivo que el 50 % del consumo energético sea de origen renovable.

4. Resultados

4.1. Análisis agroclimático

4.1.1. Caracterización climática

En lo referente a la caracterización climática se analizaron dos aspectos diferentes. El primero de estos fue la frecuencia en la que la intensidad del viento se encuentra dentro de cada rango establecido a lo largo de un día tipo de los meses en los que existen mayores requerimientos de riego (Figura 9). En este caso se ha cogido como ejemplo la estación climática de Adiós.

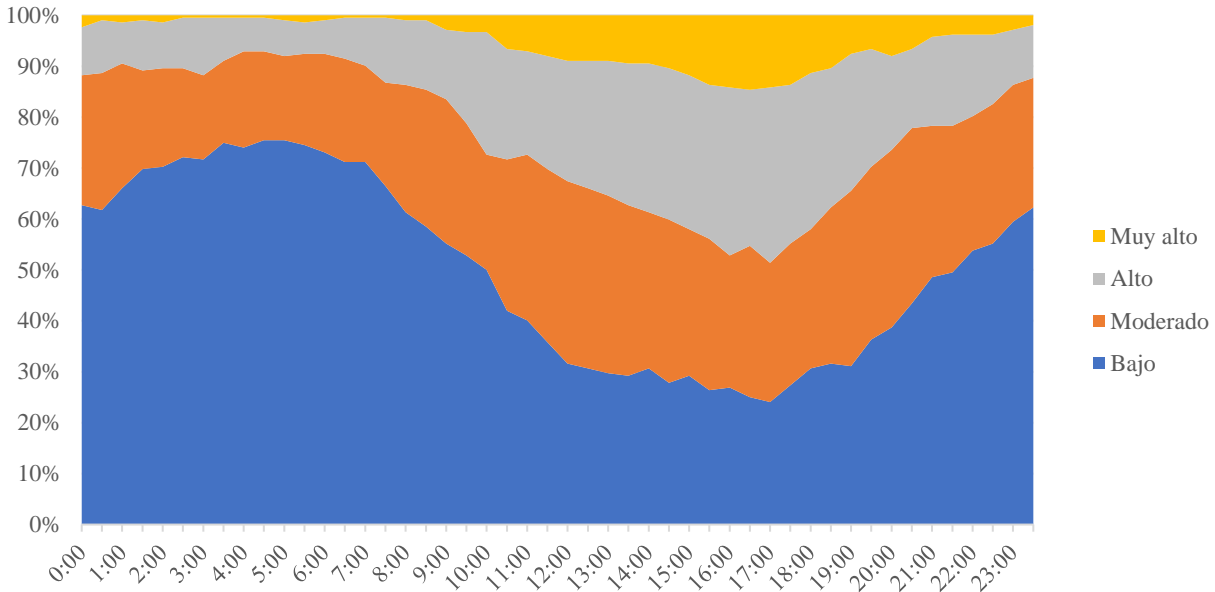


Figura 9: Frecuencia del viento en la estación climática de Adiós.

En la Figura 9 se puede observar que durante las primeras horas del día la frecuencia del viento de baja intensidad es elevada, visualizándose un pico a las 5:00 h. A esta hora el viento es de baja intensidad en el 75,5 % de los días, y de moderada, alta y muy alta intensidad en el 16,5 %, 7 % y 1 %, respectivamente. A partir de esta hora tiene lugar un descenso gradual de la intensidad del viento, hasta alcanzar un punto mínimo para el de baja intensidad en torno las 17:00 h con un 24 %, observándose simultáneamente un máximo para el de alta intensidad con un 14,3 %. Del mismo modo, a esta hora la frecuencia de intensidad moderada y alta es de 27,3 % y 34,4 %, respectivamente, observándose a partir de entonces un incremento gradual de la intensidad del viento.

En ninguno de los sectores estudiados existen limitaciones de viento, al alcanzar solamente en situaciones excepcionales velocidades muy altas (superiores a 6 m/s), tal y como se puede observar en el Anexo 1.

El segundo aspecto que fue analizado fue la dirección del viento, ya que en el caso de existir alguna dirección dominante se podría reducir las afecciones producidas por el mismo. Al igual que en el caso anterior se ha cogido como modelo la estación climática de Adiós, de la cual se muestra en la Figura 10 la rosa de los vientos.

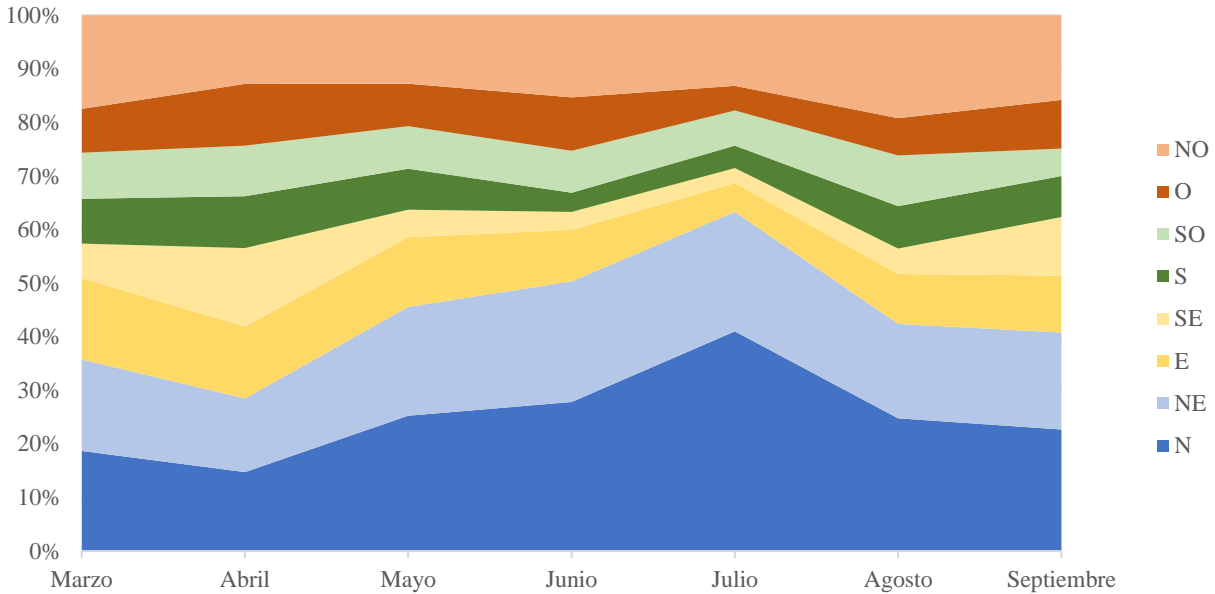


Figura 10: Porcentaje de horas en las que la dirección media del viento viene de los cuatro puntos cardinales (Adiós).

Se observa que el viento con mayor frecuencia proviene del norte, siendo el mes de abril donde se encuentra el mínimo. A partir de este se visualiza un ascenso gradual hasta alcanzar un punto máximo en el mes de julio. Asimismo, tras este mes se vuelve a dar un descenso gradual de la frecuencia de la dirección del viento norte. Considerando que las direcciones de noreste, noroeste y norte suman más del 50 % de la frecuencia mensual de todos los meses del año, se podría estudiar una forma de reducir las afecciones producidas por el mismo.

En las demás estaciones meteorológicas el viento dominante suele provenir del noroeste, a excepción de la estación de Murillo del fruto en la que el viento tiene una frecuencia similar para la dirección oeste y noroeste. Por el contrario, en el mes de abril el viento procede del este y sureste en mayor medida que del oeste, como ocurre en el resto de los meses analizados. Todo esto se puede ver de forma más detallada en el Anexo 1.

4.1.2. Caracterización agronómica

En la Figura 11 se muestra la alternativa de cultivos, obtenido de las declaraciones de cultivo de 2020.

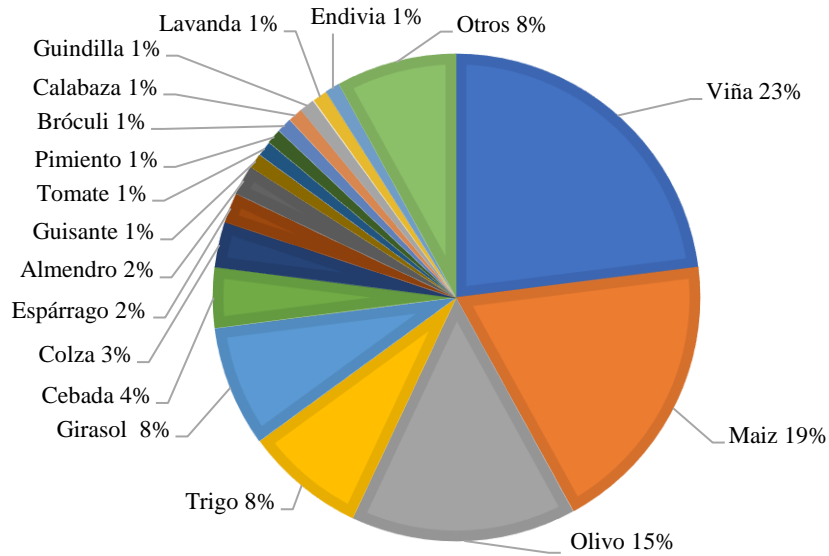


Figura 11: Alternativa de cultivos del año 2020 de las parcelas abastecidas por los sistemas de bombeo de la IFZRCN.

Tras relacionar el consumo de agua por hidrante al cultivo presente en cada una de las parcelas, se comparó este respecto a las recomendaciones de riego dadas por el SAR de INTIA. En este caso el 94,7 % de los hidrantes demandaron una cantidad de agua inferior a la recomendada, por lo que se cumplen las recomendaciones de riego por norma general.

Por otra parte, se analizó si se aplican de forma eficiente los riegos de acuerdo a las condiciones climáticas. Para ello se representó para los meses de máxima demanda el sumatorio del volumen de agua demandado por el Sector II.1 con la intensidad del viento media en la estación meteorológica de Adiós (Figura 12).

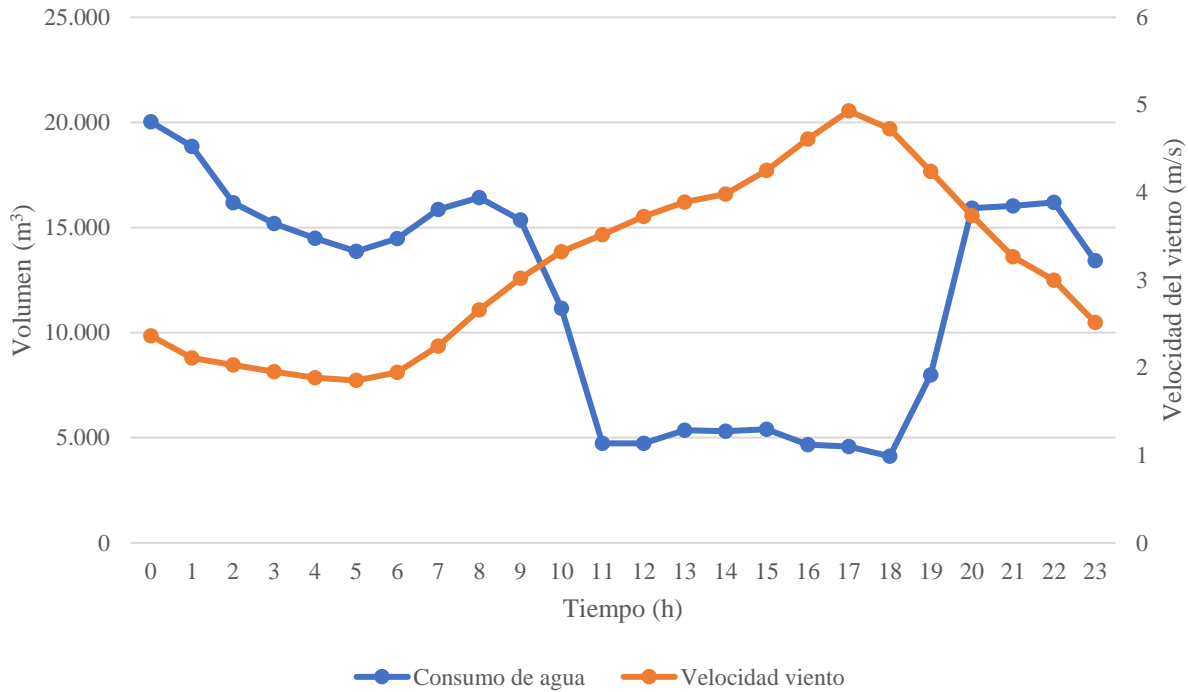


Figura 12: Contraposición horaria del volumen medio consumido con la velocidad media del viento para los meses de demanda punta (julio y agosto) en el Sector II.1.

Tal y como se muestra en la Figura 12, existe una relación inversa entre el consumo de agua y la velocidad del viento, observándose el máximo consumo de agua en las horas de menor intensidad de viento y viceversa. Esto también puede deberse a que durante estas horas la evaporación del agua es mayor y consecuentemente las pérdidas también lo son.

Considerando todo ello, se puede afirmar que se aplican de forma eficiente los riegos, al evitar los momentos donde se darían las mayores pérdidas. Este suceso tiene lugar, además de en el Sector II.1, en el resto de los sectores de la 1FZRCN tal y como puede observarse en el Anexo 1.

4.2. Caracterización hidráulica

4.2.1. Explotación de la red

En la Tabla 16 se muestra el escenario más consuntivo para cada uno de los sectores, teniendo en cuenta la demanda de caudal.

Tabla 16: Escenarios más consuntivos de los sectores de bombeo.

	Red de bombeo	Fecha	Hora
Sector I	A.P.	08/07/2020	0:00
Sector II.1	A.P.	18/07/2020	0:00
	B.P.	24/08/2020	22:00
Sector IV.1	A.P.	-	-
	B.P.	05/08/2020	3:00
Sector IV.4	A.P.	21/07/2020	5:00

	Red de bombeo	Fecha	Hora
Sector VI	A.P.	31/07/2020	23:00
	B.P.	01/08/2020	1:00
Sector VII	A.P.	23/08/2020	1:00
	B.P.	17/08/2020	0:00
Sector VIII	A.P.	18/07/2020	22:00
Sector X	A.P.	29/08/2020	9:00

*El Sector IV.1 no cuenta con un escenario consuntivo, debido a que no se regó en todo el año. Siendo A.P. Alta Presión y B.P. Baja Presión.

En todos los subsectores se obtuvo que el escenario más consuntivo se encontraba dentro de los meses de máxima demanda.

Considerando este escenario, en la Tabla 17 se muestran los subsectores que requerirían de turnos de riego para la alternativa considerada al haberse visto superada la capacidad de la red para el día de máxima demanda.

Tabla 17: Subsectores de bombeo que precisan de turnos de riego.

	Red de bombeo	Capacidad red (l/s)	Agua requerida(l/s)	Turnos de riego
Sector I	A.P.	200	264,6	Si
Sector II.1	A.P.	260	147	No
	B.P.	200	76	No
Sector IV.1	A.P.	60	-	No
	B.P.	310	399,8	Si
Sector IV.4	A.P.	160	24	No
Sector VI	A.P.	240	82	No
	B.P.	260	-	No
Sector VII	A.P.	30,4	-	No
	B.P.	105	222,2	Si
Sector VIII	A.P.	270	581,5	Si
Sector X	A.P.	135	-	No

* Nótese que en los Sectores IV.1 A.P., VI B.P., VII A.P y X el agua requerida no presenta ningún valor al no contar ninguna de las parcelas con los cultivos de maíz o girasol. Siendo A.P. Alta Presión y B.P. Baja Presión.

Tal y como puede observarse en la Tabla 17, la mayoría de los subsectores de riego de la red cuentan con capacidad suficiente para repartir el agua de forma adecuada para el día de máxima demanda prevista en este estudio, sin embargo, existen excepciones. Este el caso de los Sectores I, IV.1 B.P. y VII B.P., donde el riego se debería realizar cada dos días, es decir en días pares o impares. Por el contrario, en el Sector VIII, los turnos serán de tres días, por lo que se podrá regar uno de cada tres días.

4.2.2. Simulación de red

En la Figura 13 se muestra la distribución de la presión en la red de Alta Presión del Sector II.1 para el escenario de máxima demanda (18/07/2020 a las 0:00).

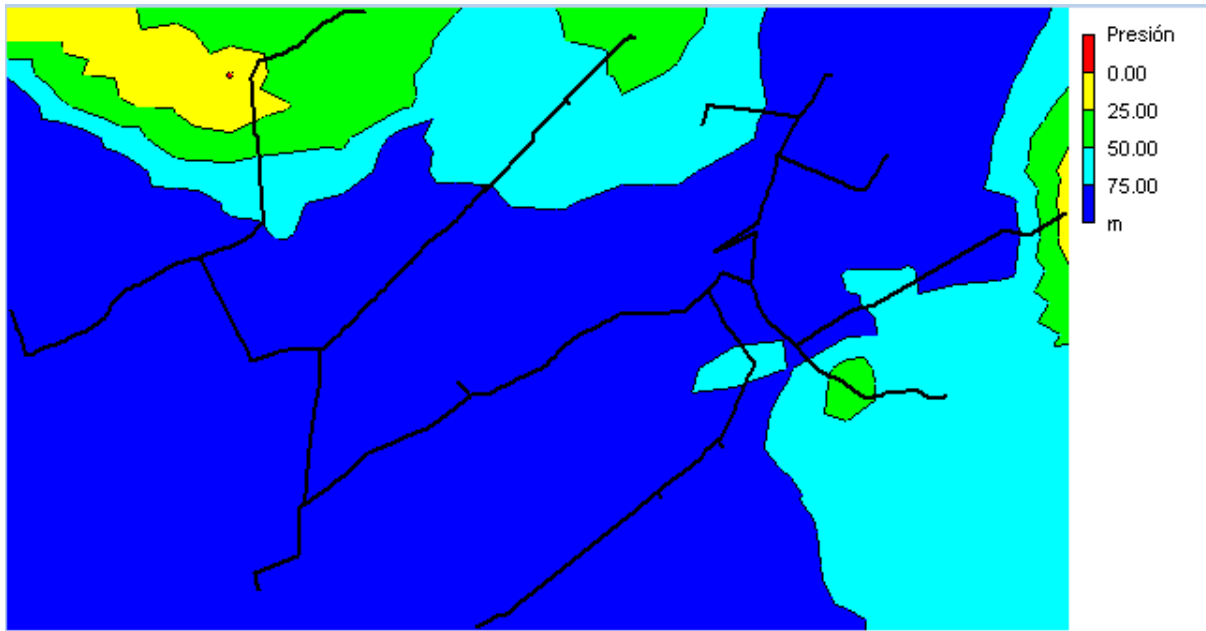


Figura 13: Mapa de contorno del Sector II.1 AP del 18/07/2020 a las 0:00.

Se ha podido comprobar que la red ha suministrado el agua con éxito a cada uno de los hidrantes que conforman la red. Es más, dota de la presión requerida al hidrante más desfavorable y en el resto de los hidrantes la presión disponible es mayor a la requerida y consecuentemente esta es disipada en el regulador de presión de cada uno de los hidrantes.

Asimismo, esto fue realizado para cada uno de los sectores analizados y para todos ellos se comprobó que el agua bombeada llegaba con la presión requerida a cada uno de los hidrantes, incluso al más desfavorable (Anexo 2).

4.3. Caracterización eléctrica

4.3.1. Energía activa

Dentro de la energía activa se alcanzaron diferentes resultados. En primer lugar, en la Figura 14 se muestra la distribución anual del consumo energético para el conjunto de los sectores de la 1FZRCN, siendo 1.111.385 kWh el consumo total de energía activa en el año 2020. Las emisiones atmosféricas emitidas con esta generación fueron de 159,69 t CO₂ eq.

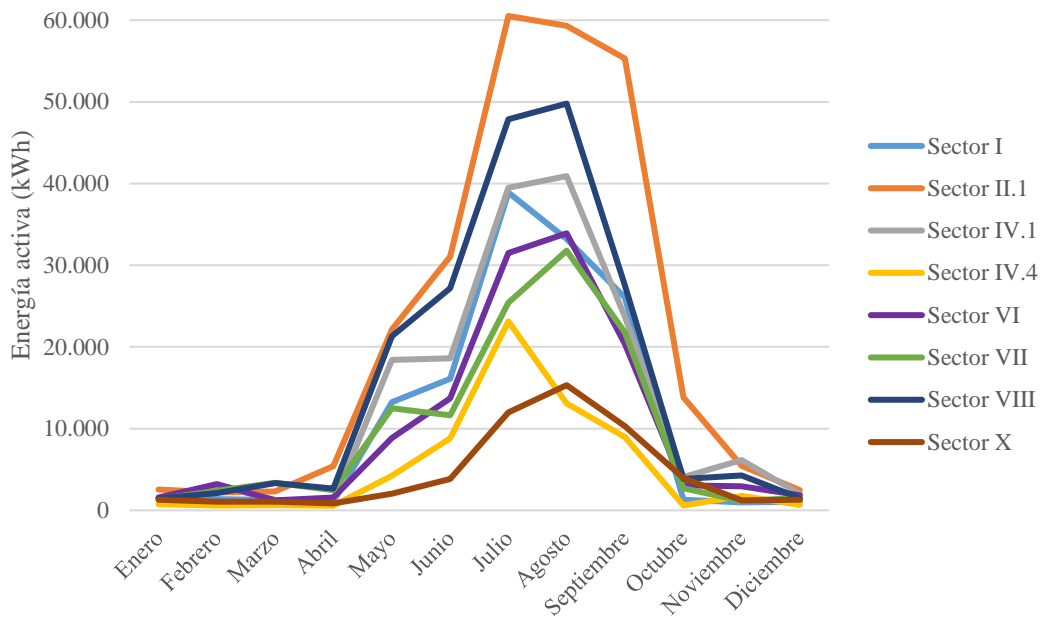


Figura 14: Distribución anual del consumo de energía activa en todos los sectores para el año 2020.

Tal y como puede observarse en la Figura 14, en todos los sectores el consumo energético comienza con la entrada de la primavera hasta finales de otoño, siendo los meses de verano el periodo de máximo consumo energético y consecuentemente de riego. En el caso del Sector II.1 en los meses de julio, agosto y septiembre se produce el 67 % del consumo energético, con un 23 %, 23 % y 21 % respectivamente. Lo mismo ocurre en los Sectores VIII y X en los meses de julio, agosto y septiembre se demanda el 65 % y 69 % del total, respectivamente.

En segundo lugar, en la Figura 15 puede observarse el consumo eléctrico por periodos del Sector II.1.

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
00 a 01													00 a 01
01 a 02													01 a 02
02 a 03													02 a 03
03 a 04	1.329	1.180	1.218	1.299	15.069	21.214	36.380		32.398	7.122	2.764	1.374	03 a 04
04 a 05													04 a 05
05 a 06													05 a 06
06 a 07													06 a 07
07 a 08													07 a 08
08 a 09	749	632				1.579			19.412			687	08 a 09
09 a 10							7.207	23.202					09 a 10
10 a 11													10 a 11
11 a 12	453	373	694			588							11 a 12
12 a 13								59.288	3.508		1.465	412	12 a 13
13 a 14													13 a 14
14 a 15													14 a 15
15 a 16				4.110	7.046		484	331		6.725			15 a 16
16 a 17													16 a 17
17 a 18													17 a 18
18 a 19			405										18 a 19
19 a 20											1.224		19 a 20
20 a 21													20 a 21
21 a 22													21 a 22
22 a 23													22 a 23
23 a 24													23 a 24
	2.531	2.185	2.317	5.409	22.115	31.072	60.513	59.288	55.318	13.847	5.453	2.473	

Donde: P1 P2 P3 P4 P5 P6

Figura 15: Distribución del consumo eléctrico por periodos para el Sector II.1 antes de la entrada en vigor de la nueva normativa.

Tal y como puede observarse en la Figura 15, los regantes del sector analizado se adaptan casi de manera perfecta a los periodos eléctricos menos costos a lo largo de todo el año. Muestra de ello es que el 69 % de energía activa es consumida en el periodo 6, mientras que en los periodos 1 y 2 únicamente son consumidos el 1,0 y 12,4 % respectivamente.

Asimismo, en la Figura 16 se muestra para el Sector II.1 la afección del cambio en el calendario eléctrico para poder determinar si los regantes pueden seguir regando de la misma manera, o si es requerido la modificación de la misma.

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
00 a 01													00 a 01
01 a 02													01 a 02
02 a 03													02 a 03
03 a 04	845	735	782	874	10.140	16.318	30.334	30.470	28.340	6.593	2.328	831	03 a 04
04 a 05													04 a 05
05 a 06													05 a 06
06 a 07													06 a 07
07 a 08													07 a 08
08 a 09													08 a 09
09 a 10													09 a 10
10 a 11													10 a 11
11 a 12	956	813	868	2.628	6.719	8.235	17.040	15.640	14.686	4.242	1.869	932	11 a 12
12 a 13													12 a 13
13 a 14													13 a 14
14 a 15													14 a 15
15 a 16	730	637	667	1.908	5.257	6.519	13.138	13.178	12.291	3.011	1.257	710	15 a 16
16 a 17													16 a 17
17 a 18													17 a 18
18 a 19													18 a 19
19 a 20													19 a 20
20 a 21													20 a 21
21 a 22													21 a 22
22 a 23													22 a 23
23 a 24													23 a 24
	2.531	2.185	2.317	5.410	22.116	31.072	60.512	59.288	55.317	13.846	5.454	2.473	

Donde: P1 P2 P3 P4 P5 P6

Figura 16: Distribución del consumo eléctrico por periodos para el Sector II.1 después de la entrada en vigor de la nueva normativa.

En la Figura 16 se puede observar que, al modificarse el calendario, los regantes demandarán agua en periodos costosos. Este hecho llevará a la necesidad de modificar en cierta manera el sistema de riego para así reducir el coste de la factura eléctrica. El consumo en el periodo 6 sigue siendo elevado; 49,0 %. El consumo en el periodo 1 se ha visto incrementado hasta un 7,5 %, mientras que en el periodos 2 reducido a un 6,8 %.

En cuarto lugar, se ha procedido a comparar el efecto que va a tener el cambio del calendario eléctrico, para ello se han empleado los mismos precios y el mismo consumo. Primero se obtuvo el precio mensual y por periodo con el calendario eléctrico antiguo, esto se muestra en la Figura 17.

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
00 a 01													00 a 01
01 a 02													01 a 02
02 a 03													02 a 03
03 a 04	102,67	91,20	94,14	100,40	1.164,66	1.639,60	2.810,09		2.502,51	550,12	213,50	86,17	03 a 04
04 a 05													04 a 05
05 a 06													05 a 06
06 a 07													06 a 07
07 a 08													07 a 08
08 a 09	83,17	70,20				147,77			1.815,73			65,98	08 a 09
09 a 10							800,55	2.576,19					09 a 10
10 a 11													10 a 11
11 a 12	60,29	49,65	64,95			60,67							11 a 12
12 a 13													12 a 13
13 a 14													13 a 14
14 a 15													14 a 15
15 a 16				375,25	643,31		64,43	123,89					15 a 16
16 a 17										613,70			16 a 17
17 a 18													17 a 18
18 a 19			41,79										18 a 19
19 a 20											126,24		19 a 20
20 a 21													20 a 21
21 a 22													21 a 22
22 a 23													22 a 23
23 a 24													23 a 24
	246,13	211,05	200,88	475,65	1.807,97	2.713,02	5.510,17	4.579,57	4.680,06	1.163,82	476,77	200,01	

Donde: P1 P2 P3 P4 P5 P6

Figura 17: Coste del consumo eléctrico por periodos para el Sector II.1 antes de la entrada en vigor de la nueva normativa.

El coste total del término de energía con el calendario antiguo para el Sector II.1 asciende a 18.400,93 €, siendo el coste total derivado del consumo de 1.111.385 kWh producido en el conjunto de los sectores de IFZRCN 82.340,18 €. Con este consumo eléctrico se bombearon 4.331.548 m³ de agua, por lo que el precio del m³ de agua para riego fue de 1,92 céntimos de euro de media para los sectores analizados. A continuación, en la Figura 18 se muestra el coste de consumo después de la entrada en vigor de la nueva normativa con los precios fijados para dicho año.

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
00 a 01													00 a 01
01 a 02													01 a 02
02 a 03													02 a 03
03 a 04	53,00	40,08	42,65	54,82	558,00	926,81	1.938,90	1.947,59	1.811,44	401,76	141,86	50,64	03 a 04
04 a 05													04 a 05
05 a 06													05 a 06
06 a 07													06 a 07
07 a 08													07 a 08
08 a 09													08 a 09
09 a 10													09 a 10
10 a 11													10 a 11
11 a 12	111,05	94,44	83,37	208,85	533,98	764,77	2.223,55	1.452,47	1.363,87	310,46	218,56	68,12	11 a 12
12 a 13													12 a 13
13 a 14													13 a 14
14 a 15													14 a 15
15 a 16	70,12	61,19	59,87	143,98	396,70	525,70	1.536,33	1.062,70	991,17	207,39	98,00	83,03	15 a 16
16 a 17													16 a 17
17 a 18													17 a 18
18 a 19													18 a 19
19 a 20													19 a 20
20 a 21													20 a 21
21 a 22													21 a 22
22 a 23													22 a 23
23 a 24													23 a 24
	234,17	195,71	185,89	407,65	1.488,68	2.217,28	5.698,78	4.462,76	4.166,48	919,61	458,42	201,79	

Donde: P1 P2 P3 P4 P5 P6

Figura 18: Coste del consumo eléctrico por periodos para el Sector II.1 después de la entrada en vigor de la nueva normativa.

El coste total del término de energía para 2021 asciende a 19.739 €. Como se puede observar el precio total de la factura eléctrica es superior con el nuevo calendario, en un 6,78 %. Esto se debe al cambio realizado en la distribución de los periodos.

Por otra parte, el coste económico del término de energía estimado para en el Sector II.1 para el año 2021 ha sido de 17.270,58 €, con el mismo consumo energético, pero con el nuevo calendario eléctrico y los precios establecidos para dicho año. Cabe destacar que para el conjunto de los sectores de la 1FZRCN fue de 74.190,06 €. Considerando esto se ha visto reducido un 6,14 % con respecto al de 2020, lo cual se debe a la buena negociación realizada por Aguacanal para los precios. Los precios del término de energía establecidos para 2020 fueron un 30 % superiores a los de la compra conjunta, mientras que para el 2021 han sido un 15 % inferiores, lo que ha permitido la amortiguación de la facturación eléctrica en 2021.

Los valores obtenidos para los demás sectores tanto del consumo energético como del coste antes y después del cambio de la normativa se pueden observar en el Anexo 3.

Finalmente, en la Tabla 18 se muestran los valores de la EEG de las 8 estaciones de bombeo de la 1FZRCN.

Tabla 18: Calificación de la EEG de los diferentes sectores para el año 2020.

	EEG	Descripción IDAE
Sector I	42,74%	Eficiencia buena
Sector II.1	67,96%	Eficiencia excelente
Sector IV.1	69,71%	Eficiencia excelente
Sector IV.4	62,08%	Eficiencia excelente
Sector VI	49,70%	Eficiencia excelente
Sector VII	68,40%	Eficiencia excelente
Sector VIII	72,22%	Eficiencia excelente
Sector X	90,44%	Eficiencia excelente

La EEG de todos los sectores es excelente, a excepción del Sector I que es buena. Esto hace que la media de la EEG de todos los sectores sea del 65 % (eficiencia excelente).

4.3.2. Energía reactiva

En la Tabla 19 se puede observar el coste monetario por la penalización del término de energía reactiva. En este caso los datos que se detallan a continuación se corresponden para los obtenidos con el Sector I, ya que es el único sector que presenta penalización.

Tabla 19: Penalización en € de la generación de energía reactiva para cada uno de los periodos de cada mes en el Sector I.

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
P1	0	0					0					0
P2	0	0	0				0				0	0
P3			0			0		0	0		0	
P4				0	0	0		0	0	0		
P5				0	0					0		
P6	0	1,43	0	0,83	0	2,81	1,83	1,41	1,2	0,48	0	0
Total	0	1,43	0	0,83	0	2,81	1,83	1,41	1,2	0,48	0	0

Tal y como se puede observar en la Tabla 19, únicamente se dan penalizaciones en el periodo 6, dado que el factor de potencia obtenido es superior al permitido. Teniendo en cuenta la penalización mensual obtenida para el Sector I, la anual asciende hasta los 9,99 €. En este caso la penalización obtenida no es elevada, lo que quiere decir que la instalación está adecuadamente optimizada con la batería de condensadores que contiene. No obstante, con el paso del tiempo este va a seguir incrementándose lo que requerirá tomar medidas al respecto.

Asimismo, se han realizado los cálculos para el año 2021 para el resto de los sectores y solamente se han obtenido penalizaciones para el Sector I, al ser la misma la instalación más vieja del Canal de Navarra. Esto quiere decir que las instalaciones energéticas están convenientemente optimizadas con la batería de condensadores que contienen. Los valores obtenidos para los demás sectores se detallan en el Anexo 3.

4.3.3. Término de potencia

Del cálculo del término de potencia se han obtenido los valores que se muestran en la Tabla 20.

Tabla 20: Coste del término de potencia para el año 2020.

	Demandada (€)	Penalización (€)	Total (€)
Sector I	2.566,20	3.754,19	6.320,39
Sector II.1	6.052,63	6.662,17	12.714,80
Sector IV.1	2.703,12	3.764,40	6.467,52
Sector IV.4	1.315,21	2.100,42	3.415,63
Sector VI	1.956,79	2.250,79	4.207,58
Sector VII	2.539,88	2.268,27	4.808,15
Sector VIII	4.385,89	3.367,36	7.753,26
Sector X	1.648,94	3.429,93	5.078,87
Total	23.168,66	27.597,53	50.766,20

Asimismo, en la Tabla 21 se muestra el coste del término de potencia con el nuevo calendario, pero aplicando los precios de 2020. Esto solamente fue realizado para el Sector II.1 dado que solo se tenía las curvas de potencia del mismo.

Tabla 21: Coste del término de potencia con el nuevo calendario eléctrico, pero con el consumo y precio de 2020.

	Demandada (€)	Penalización (€)	Total (€)
Sector II.1	6.060,05	16.671,17	22.731,22

Comparando los precios del término de potencia antes y después del cambio en la normativa para el Sector II.1 se puede observar un incremento del 44,06 % en el coste actual del mismo sobre el coste antiguo. Esto únicamente se debe al cambio del calendario eléctrico, es decir a la distribución de los periodos. En el caso de los demás sectores, se espera un mayor incremento en la facturación del término de potencia, ya que no solo se da el cambio mencionado para el Sector II.1 sino que también pasarán de tener un calendario de 3 periodos a uno de 6, con las respectivas modificaciones que esto conlleva.

4.3.4. Optimización de potencia

Como se ha visto en el apartado anterior, el coste total para el 2021 asciende hasta 22.731,22 €, mientras que el coste tras la optimización de la potencia es de 17.797,08 €, siendo el coste de la potencia contratada 6.334,51 € y 11.462,58 € el de los excesos. Esto quiere decir que el coste total de la potencia se podría optimizar hasta un 21,71 %. Para ello las potencias contratadas en cada uno de los periodos deberán ser las siguientes (Tabla 22):

Tabla 22: Potencias contratadas antes y después de realizar la optimización del coste de facturación del término de potencia.

	Potencia antes optimización (kW)	Potencia optimizada (kW)
P1	10	8
P2	10	8

	Potencia antes optimización (kW)	Potencia optimizada (kW)
P3	10	118
P4	60	118
P5	90	118
P6	485	118

4.4. Energías renovables

4.4.1. Potencia pico instalada

Para la selección de la potencia pico a instalar se ha realizado un análisis de alternativas analizando varios factores. En primer lugar, un análisis eléctrico del cual se muestran los datos obtenidos para el Sector II.1 en la Tabla 23.

Tabla 23: Análisis eléctrico de las diferentes alternativas del Sector II.1.

	Alternativa 1 (840 kW)	Alternativa 2 (630 kW)	Alternativa 3 (420 kW)	Alternativa 4 (210 kW)
Autoconsumo/generado	4,15%	5,37%	7,66%	13,21%
Autoconsumo/consumido	34,87%	34,32%	33,22%	30,46%
Excedentes	1.356.230,92	1.001.311,78	647.918,62	300.548,21

En el análisis eléctrico se ha observado que, aunque la potencia pico de la instalación fotovoltaica se vea incrementada notablemente la energía renovable que es empleada no se incrementa proporcionalmente, al casi no variar los porcentajes mostrados en la Tabla 23. Por el contrario, se aumentan considerablemente los excedentes que se generarían, y consecuentemente una mayor cantidad de estos tendrían que ser vendidos.

En segundo lugar, del análisis económico de las diferentes alternativas se obtienen los resultados que se muestran en la Tabla 24.

Tabla 24: Análisis económico de las diferentes alternativas para el Sector II.1.

	Alternativa 1 (840 kW)	Alternativa 2 (630 kW)	Alternativa 3 (420 kW)	Alternativa 4 (210 kW)
Coste instalación (€)	1.008.000,0	756.000,0	504.000,0	252.000,0
Amortización (años)	18,7	18,4	17,8	16,7
TIR (%)	3,05	3,22	3,54	4,27

En el análisis económico se ha obtenido que cuanto menor es la potencia de instalación menores son los periodos de recuperación de la inversión, así como el coste de la instalación, pero mayores las tasas internas de retorno. Los análisis realizados para los demás sectores pueden verse en el Anexo 4.

Finalmente, de acuerdo a lo dispuesto en el Plan Energético Horizonte 2030, se decidió instalar una potencia pico en la instalación fotovoltaica no inferior al 50% de la potencia nominal.

Considerando los tres parámetros analizados se seleccionó para todos los sectores la potencia pico que representa el 50 % de la potencia nominal. Esto fue así debido a que con una mayor potencia incrementan los costes económicos y no conlleva a un aumento considerable en el autoconsumo de la energía generada. A continuación (Tabla 25), se muestran las potencias seleccionadas para cada uno de los sectores:

Tabla 25: Potencias picos seleccionadas para las instalaciones fotovoltaicas para cada uno de los sectores.

	Potencia pico (kW)
Sector I	75
Sector II.1	420
Sector IV.1	105
Sector IV.4	55
Sector VI	185
Sector VII	90
Sector VIII	135
Sector X	135

4.4.2. Caracterización de la instalación fotovoltaica

Considerando lo mencionado anteriormente, en el Sector II.1 se seleccionó una potencia pico para la instalación fotovoltaica de 420 kW. En dicha estación el consumo total del bombeo en 2020 fue de 262.455 kWh, realizándose el 57,95 % del mismo en horario nocturno, mientras que el 42,05 % restante en diurno. Esto se debe no solo a las condiciones climáticas que se dan durante las horas de la noche, sino que también a que el precio de la electricidad es inferior. En la Tabla 26 se presentan los resultados eléctricos del funcionamiento de la instalación solar fotovoltaica para el Sector II.1.

Tabla 26: Producción esperada en la instalación fotovoltaica, autoconsumo conseguido y repercusión en el consumo de la estación de bombeo del Sector II.1.

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Consumo diurno (kWh)	1.584	1.333	1.460	4.542	10.936	12.800	24.113	23.522	19.815	6.117	2.597	1.543
Consumo total (kWh)	2.531	2.119	2.320	5.409	22.217	31.049	60.668	59.241	55.243	13.731	5.454	2.473
Generación FV (kWh)	42.037	45.985	50.607	68.924	83.428	78.588	87.268	81.790	66.737	53.254	26.161	29.543
Auto FV (kWh)	920	857	1.062	3.989	7.983	10.304	15.745	14.107	7.333	2.229	991	884
Excedentes (kWh)	41.117	45.128	49.545	64.936	75.446	68.284	71.523	67.683	59.404	51.025	25.170	28.659
Consumo red (kWh)	1.611	1.262	1.258	1.420	14.234	20.745	44.923	45.134	47.910	11.502	4.463	1.589

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Auto/consumo diurno (%)	58,07	64,32	72,74	87,82	73,00	80,50	65,30	59,97	37,01	36,44	38,16	57,30

*Siendo auto el autoconsumo de la instalación fotovoltaica

De la Tabla 26, destaca que la instalación solar consigue ahorrar 66.404,07 kWh, correspondiente con un 25,30 % de consumo total anual. Asimismo, al solamente poder suplir la energía eléctrica consumida en horario diurno este debería compararse con el consumo realizado en dicho momento, lo que hace que el porcentaje de acoplamiento medio anual se incremente hasta un 60,17 %. Por otra parte, hay que considerar que únicamente se emplea 9,30 % de la energía eléctrica generada a partir de la instalación fotovoltaica, y que lo restante es vendido a la red (647.919 kWh), lo que reduce el precio final de la facturación eléctrica.

Estos valores energéticos conllevaran a una reducción en la facturación eléctrica final. A continuación, en la Tabla 27 se muestran dichos ahorros.

Tabla 27: Costes de la factura eléctrica Sector II.1 (sin IVA).

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Término de energía (€)	203	174	166	393	1494	2242	4554	3785	3868	962	394	165
Energía vendida (€)	2056	2256	2477	3247	3772	3414	3576	3384	2970	2551	1258	1433
Ahorro autoconsumo (€)	71	67	76	288	487	641	1111	919	490	156	74	68
Ahorro total (€)	2127	2323	2553	3535	4259	4055	4687	4303	3460	2707	1332	1501

A pesar de que en la Tabla 27 se muestra que el ahorro total (36.843,63 €) es superior al precio del término de energía (18.400,93 €), hay que considerar que aparte de este término la factura eléctrica cuenta con varios parámetros más. No obstante, ha de considerarse que este representa el 49,42 % del coste final de la factura. El ahorro por el autoconsumo se va a notar al reducir la cantidad de energía consumida, mientras que la energía vendida por la venta del excedente generado. Esto no solo va a ocurrir en el Sector II.1, sino que, en todos los sectores, lo cual puede observarse en el Anexo 4.

Con los datos que han sido mostrados anteriormente, se ha realizado un análisis económico de la inversión a realizar, cuyos resultados se muestran en la Tabla 28.

Tabla 28: Análisis económico de la instalación fotovoltaica instalada en el Sector II.1.

Coste de instalación FV (€)	504.000,00
Coste anual mantenimiento (€)	7.560,00
Venta de energía (€)	32.395,93
Ahorro por producción (€)	4.447,70
TIR (%)	3,54
Periodo de recuperación de la inversión (años)	17,8

Pese a que los valores mostrados en la Tabla 28 del análisis económico, ha de destacarse que los costes de instalación contarán con una subvención, por lo que serán inferiores a los indicados. Esto se debe a las ayudas dadas para la realización de actuaciones de eficiencia energética en explotaciones agropecuarias, de acuerdo a la normativa 135 del Boletín Oficial de Navarra, de 10 de junio de 2021. Los resultados obtenidos para el resto de los sectores pueden verse en el Anexo 4.

El autoconsumo generado en las instalaciones fotovoltaicas de la totalidad de las estaciones de bombeo de la 1FZRCN es de 294.953,36 kWh. Las emisiones atmosféricas evitadas con esta generación serán de 42,38 t CO₂ eq anualmente.

5. Conclusiones

El objetivo de este trabajo era analizar el impacto económico que iba a tener el cambio de las tarifas eléctricas y proponer una alternativa mediante la instalación de energías renovables. A partir de los resultados obtenidos, se han extraído las siguientes conclusiones:

- Actualmente los regantes se ajustan a las recomendaciones de riego de SAR de INTIA, al emplear una cantidad de agua igual o inferior a la establecida para los diferentes cultivos.
- Los riegos son aplicados de forma eficiente, al evitar las horas de máximo viento y evaporación del agua.
- El cambio del calendario eléctrico ha conllevado a un gran incremento de la factura eléctrica final, debido a que el término de energía activa se ha visto incremento un 2,4 % y el término de potencia un 44,06 % para el conjunto de todas las estaciones de bombeo.
- La instalación fotovoltaica supondría una inversión de 1.440.000,00 €, la cual estaría amortizada en los primeros 16,48 años. Esto se debe al ahorro en la factura eléctrica de 108.369,42 € que supone un 64,55 % de la factura eléctrica del año 2020, al emplear 294.953,46 kWh de lo generado y vender como excedente 1.778.522 kWh. Teniendo en cuenta que la vida útil estimada ha sido de 30 años, habría un ahorro económico en los últimos 13,52 años.
- La instalación solar fotovoltaica traería unos beneficios medioambientales considerables, dado que anualmente se podrían reducir aproximadamente en un 26,54 % las emisiones atmosféricas emitidas en el año 2020 para todos los sectores.

6. Bibliografía

- Agencia Internacional de las Energías Renovables. (2021). *Solar costs*.
<https://www.irena.org/Statistics/View-Data-by-Topic/Costs/Solar-Costs>
- Aguacanal. (2012). *Dossier de prensa: I Fase de la Zona Regable del Canal de Navarra*.
<https://www.aguacanal.es/wp-content/uploads/2012/09/2012dossierwebAF-1.pdf>

- Aguacanal. (2020). *Memoria Técnica Anual 2020*.
- Cámara de Comptos de Navarra. (2015). *Zona Regable del Canal de Navarra*. https://camaradecomptos.navarra.es/imgx/informes/2015/InformeComptos1518_firmado.pdf
- Canasa. (2021a). *Central hidroeléctrica pie de presa de Itoiz*. <https://www.canasa.es/proyecto/central-hidroelectrica-pie-de-presa-de-itoiz>
- Canasa. (2021b). *Descripción del Canal de Navarra*. <https://www.canasa.es/proyecto/descripcion-canal-de-navarra>
- Comunidad General de Regantes del Canal de Navarra. (2018). *Memoria 2017*. <http://cgrcanaldenavarra.es/docs/MemoCGRCN17.pdf>
- De Castro, M., Martín-Vide, J., Alonso, S., Abaurrea, J., Asín, J., Barriendos, M., Brunet, M., Creus, J., Galán, E., Gaertner, M. A., Gallardo, C., González-Hidalgo, J. C., Guijarro, J. A., Luna, Y., Pozo-Vázquez, A. D., Quereda, J., Rodrigo, F. S., Rodríguez-Puebla, C., Romero, R., ... Zurita, E. (2005). *The climate of Spain: past, present and scenarios for the 21st century*. https://www.researchgate.net/publication/309629817_The_climate_of_Spain_past_present_and_scenarios_for_the_21st_century
- Dechmi, F., Playán, E., Cavero, J., Faci, J. M., & Martínez-Cob, A. (2003). Wind effects on solid set sprinkler irrigation depth and yield of maize (*Zea mays*). *Irrigation Science*, 22(2), 67-77. <https://doi.org/10.1007/S00271-003-0071-9>
- Ederra, I., & Murugarren, N. (2010). *La nueva tarifa eléctrica*. <https://www.navarraagraria.com/home-navarra-agraria-2/item/771-la-nueva-tarifa-electrica-la-escalada-de-precios-del-agua-de-riego/771-la-nueva-tarifa-electrica-la-escalada-de-precios-del-agua-de-riego>
- Gobierno de Navarra. (2020). *Anuario económico Navarra 2019*. <https://www.navarra.es/NR/rdonlyres/D8D6A2B7-7D53-44B2-A7CC-467A68BF8B64/467400/ANUARIOECONOMIANAVARRA2019.pdf>
- Instituto Nacional de Estadística. (2022). *INEbase*. https://www.ine.es/dyngs/INEbase/es/categoria.htm?c=Estadistica_P&cid=1254735570688
- Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. (2005). *Ahorro y eficiencia energética en agricultura de regadío*.
- Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. (2008). *Protocolo de auditoría energética en comunidades de regantes*. https://www.idae.es/sites/default/files/documentos/publicaciones_idae/documentos_10995_protocolo_auditoria_regantes_a2008_280bffb5.pdf
- Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. (2011). *Evolución tecnológica y prospectiva de costes de las energías renovables*. https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_11227_e2_tecnologia_y_costes_7d24f737.pdf
- Intergia energía sostenible. (2021). *Energías renovables en industrias agroalimentarias , riegos , explotaciones ganaderas y bodegas*.
- Langarita, R., Sánchez Chóliz, J., Sarasa, C., Duarte, R., & Jiménez, S. (2017). Electricity costs in irrigated agriculture: A case study for an irrigation scheme in Spain. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 68, 1008-1019. <https://doi.org/10.1016/J.RSER.2016.05.075>

- LKS. (2010). *Proyecto de transformación en regadío del Sector X del área regable de la 1ª Fase de Canal de Navarra*.
- Maslowaten. (2020). *Especificaciones técnicas para sistemas de riego fotovoltaico*. [http://www.maslowaten.eu/files/Spec/Especificaciones Técnicas para Sistemas de Riego Fotovoltaico_v2.pdf](http://www.maslowaten.eu/files/Spec/Especificaciones_Técnicas_para_Sistemas_de_Riego_Fotovoltaico_v2.pdf)
- Meteo Navarra. (2021). *Meteorología y climatología de Navarra*. <http://meteo.navarra.es/estaciones/estacion.cfm?IDestacion=263>
- Obras Públicas Gobierno de Navarra. (2022). *Canal de Navarra*. <https://obraspublicas.navarra.es/es/aerofer/departamento/canalnavarra>
- Plaza, A. L., Díaz, J. R., Juárez, G., López, I., Larrazabal, E., Magán, M. D., Rincón, P., Ciudad, D., Triguero, M. Á., Ugarrío, J., Caballero, J. C., Palomino, A., Castilla, J. M., & García, E. M. (2021). Las duras tarifas, un duro golpe para el regadío. *Asaja Digital*, 54(Abil), 76-77. <http://www.asaja.com>
- Puig Arrastia, J. (2021). *Canal de Navarra: pasado, presente y futuro*. <https://navarraagraria.com/component/k2/item/1803-canal-de-navarra-pasado-presente-y-futuro>
- Red Eléctrica de España. (2021a). *Informe del sistema eléctrico español 2020*. https://www.ree.es/sites/default/files/publication/2021/06/downloadable/inf_sis_elec_ree_2020_0.pdf
- Red Eléctrica de España. (2021b). *Las energías renovables en el sistema eléctrico español 2020*. https://www.ree.es/sites/default/files/publication/2021/06/downloadable/informe_renovables_2020_0.pdf
- Red Eléctrica de España. (2021c). *No renovables detalle emisiones CO2*. <https://www.ree.es/es/datos/generacion/no-renovables-detalle-emisiones-CO2>
- Ribalaygua, J., Pino, R. M., Pórtoles, J., Roldán, E., Gaitán, E., Chinarro, D., & Torres, L. (2013). Climate change scenarios for temperature and precipitation in Aragón (Spain). *Science of The Total Environment*, 463-464, 1015-1030. <https://doi.org/10.1016/J.SCITOTENV.2013.06.089>
- Rossman, L. A. (2001). *EPANET 2 Manual del usuario*. https://epanet.es/wp-content/uploads/2012/10/epanet2_manual.pdf
- Stambouli, T. B. B., Zapata Ruiz, M. V., Martínez Cob, A., & Faci González, J. M. (2011). *Evaluación de las pérdidas por evaporación y arrastre y de los cambios microclimáticos durante el riego por aspersión de alfalfa*. <https://citarea.citaraaron.es/citarea/handle/10532/1642>

upna

Universidad Pública de Navarra
Nafarroako Unibertsitate Publikoa

*AFECCIÓN DEL CAMBIO DE LAS TARIFAS ELÉCTRICAS EN LOS BOMBEO DE LA ZONA REGABLE DE
LA PRIMERA FASE DEL CANAL DE NAVARRA*

ANEXOS

Índice

Anexo 1: Caracterización agroclimática.....	1
1.1. Caracterización climática.....	1
1.2. Caracterización agronómica.....	7
Anexo 2: Hidráulico	12
2.1. Simulación de red	12
Anexo 3: Caracterización eléctrica.....	17
3.1. Energía activa.....	17
3.2. Energía reactiva	24
Anexo 4: Energías renovables	31
4.1. Potencia pico a instalar	31
4.2. Caracterización de la instalación fotovoltaica	33

Anexo 1: Caracterización agroclimática

1.1. Caracterización climática

En primer lugar, se ha analizado la frecuencia horaria en la que se la intensidad del viento se encuentra en cada uno de los rangos establecidos. A continuación, se muestran las Figura 1, Figura 2, Figura 3, Figura 4 y Figura 5 para cada una de las estaciones climáticas que caracterizan alguna estación de bombeo.

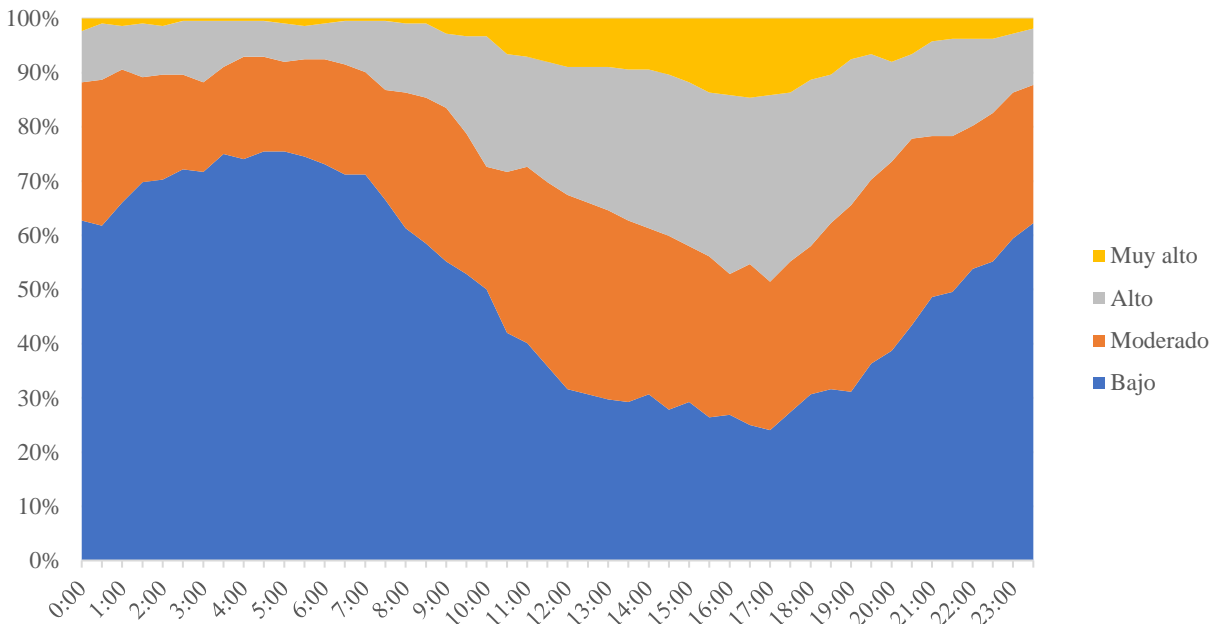


Figura 1: Frecuencia del viento en la estación climática de Adiós.

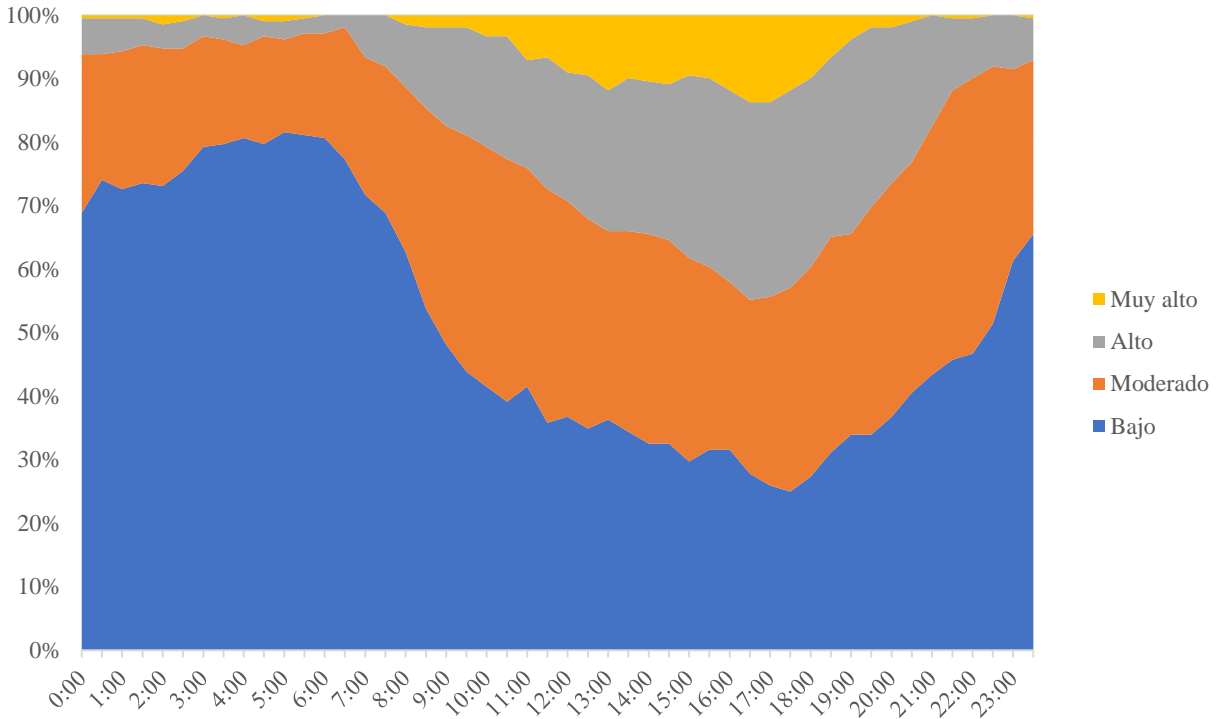


Figura 2: Frecuencia del viento en la estación climática de Miranda de Arga.

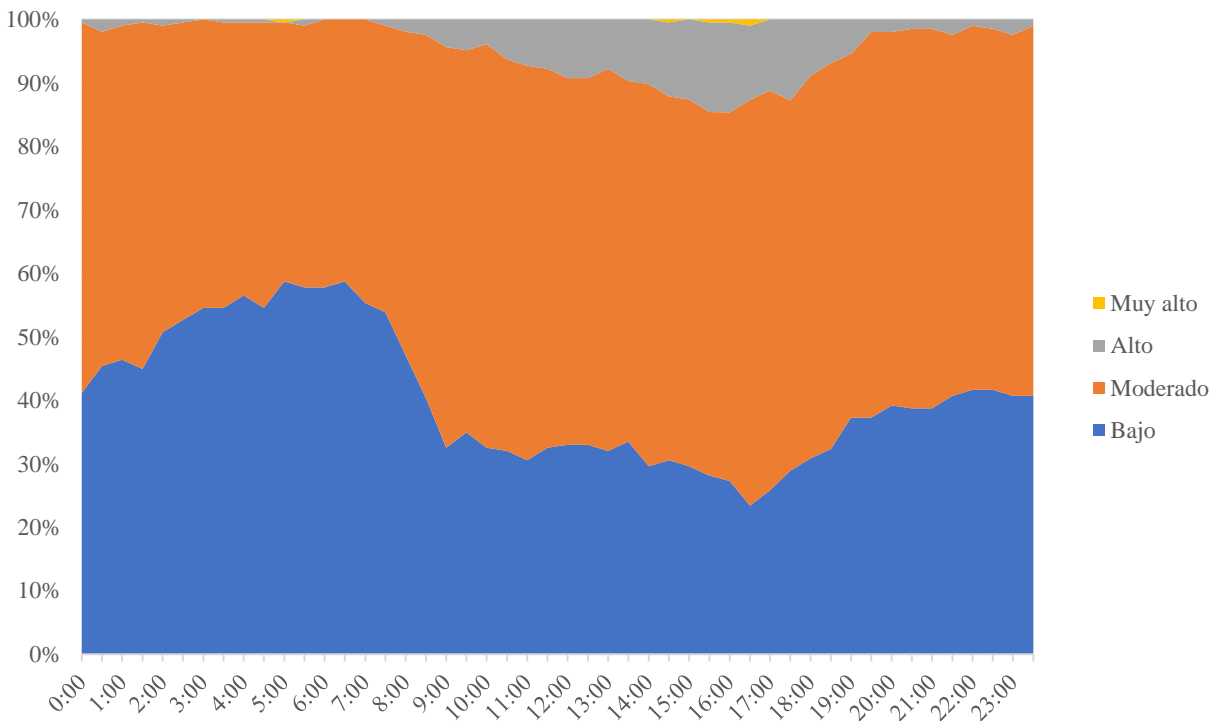


Figura 3: Frecuencia del viento en la estación climática de Olite.

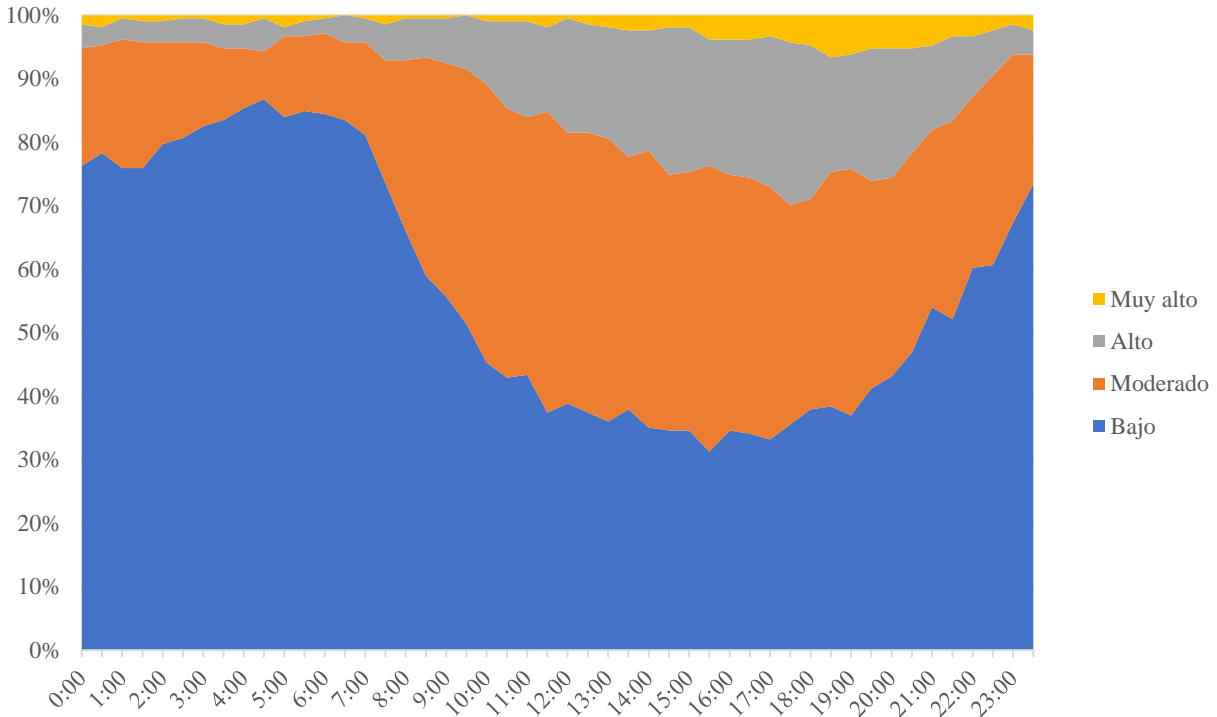


Figura 4: Frecuencia del viento en la estación climática de San Martín de Unx.

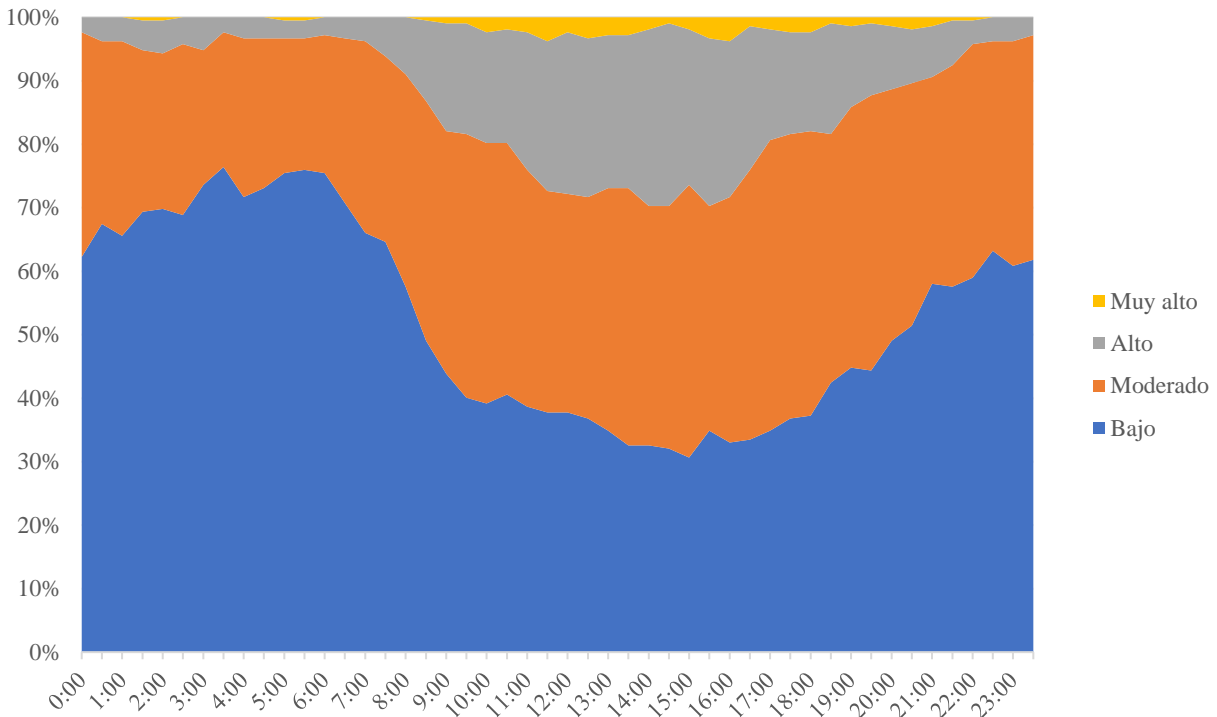


Figura 5: Frecuencia del viento en la estación climática de Murillo el Fruto.

No existe limitaciones por viento en ninguna de las estaciones de bombeo ya que prácticamente no se alcanzan intensidad de viento muy altas (superiores a 6 m/s), las cuales son capaces de afectar

a la eficiencia de aplicación del riego. No obstante, en todas las estaciones las intensidades del viento se ven aumentadas a lo largo del día, de 11:00 a 17:00 más o menos. Teniendo en cuenta este factor y que durante estas horas la evaporación del agua es más alta, serían las mejores horas a evitar.

Por otra parte, en la Figura 6, Figura 7, Figura 8, Figura 9 y Figura 10 se muestra el porcentaje de horas de la dirección predominante del viento en los meses de máxima demanda de agua. La existencia de estos puede afectar la uniformidad del viento.

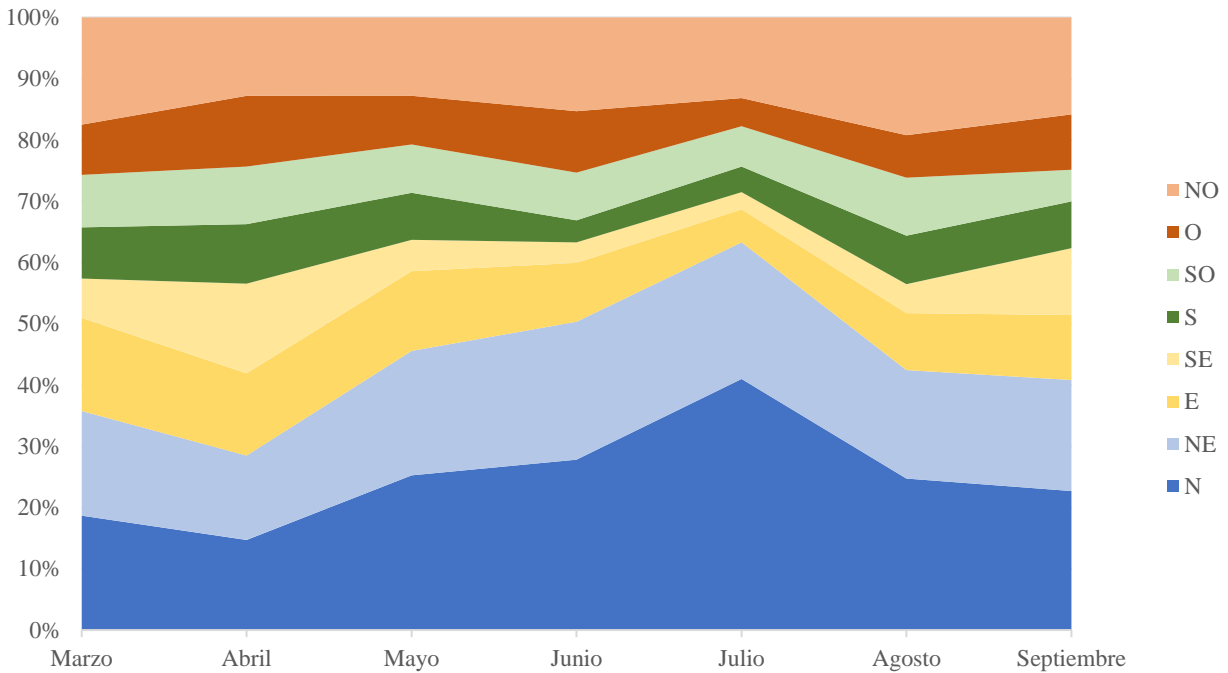


Figura 6: Porcentaje de horas en las que la dirección media del viento viene de los cuatro puntos cardinales (Adiós).

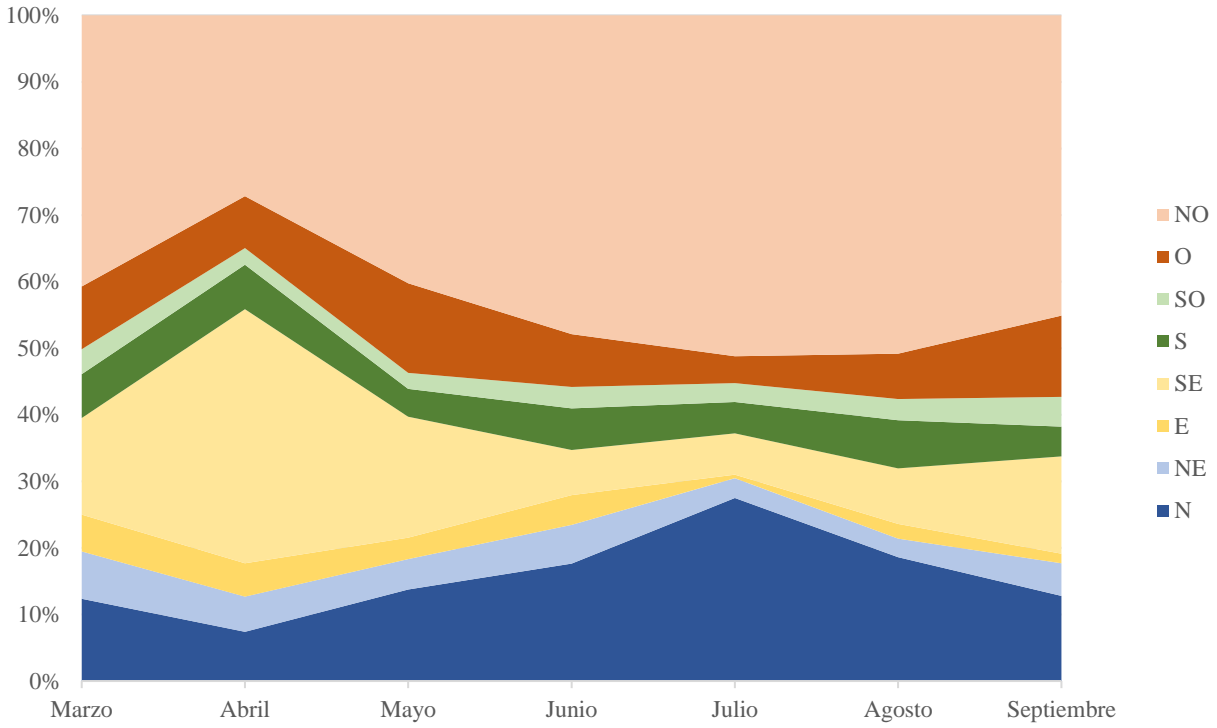


Figura 7: Porcentaje de horas en las que la dirección media del viento viene de los cuatro puntos cardinales (Miranda de Arga).

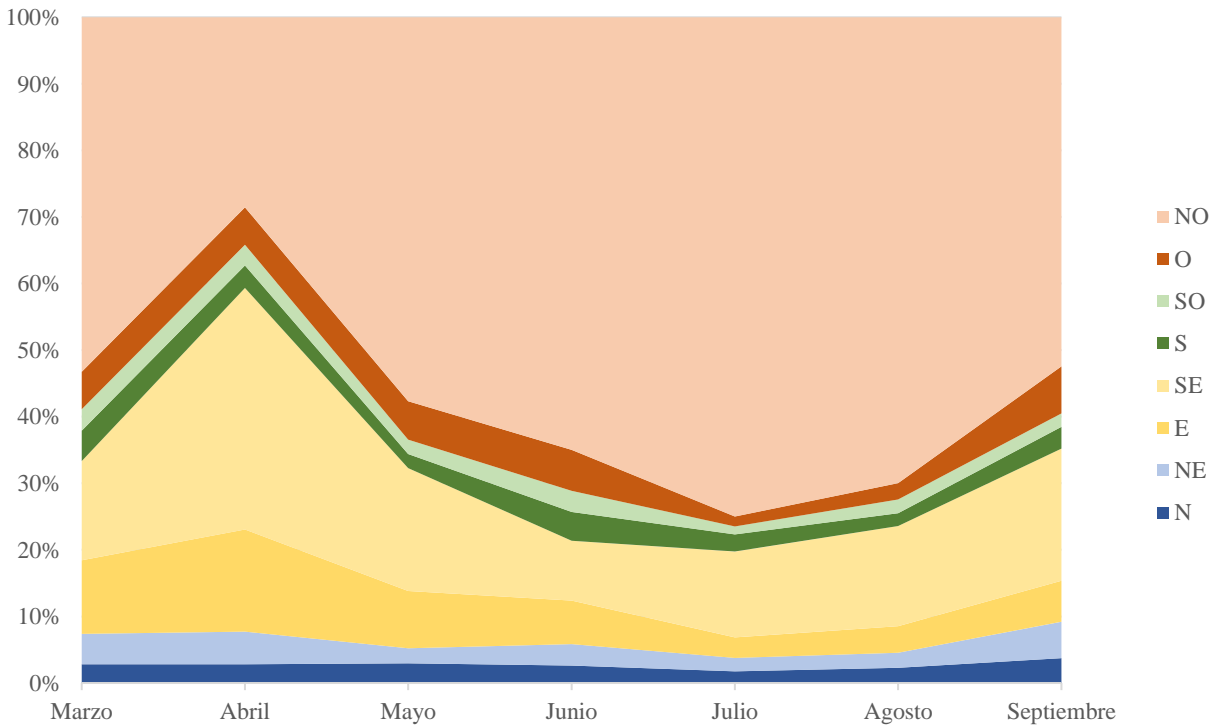


Figura 8: Porcentaje de horas en las que la dirección media del viento viene de los cuatro puntos cardinales (Olite).

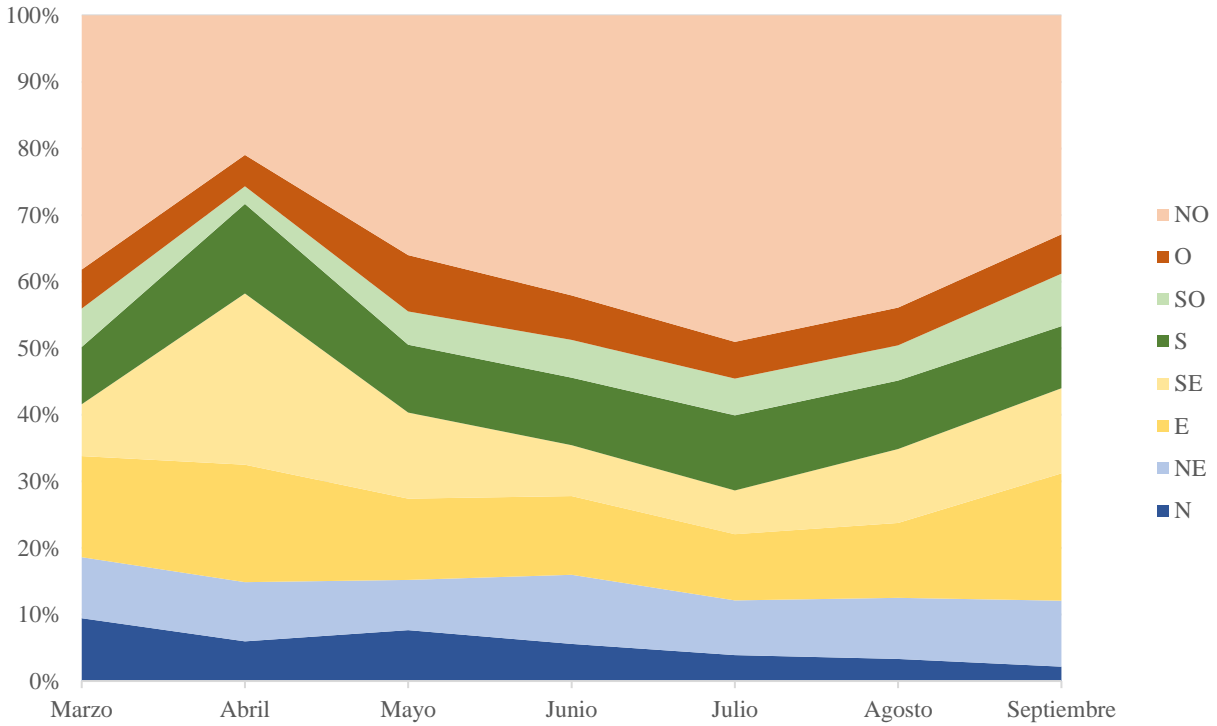


Figura 9: Porcentaje de horas en las que la dirección media del viento viene de los cuatro puntos cardinales (San Martín de Unx).

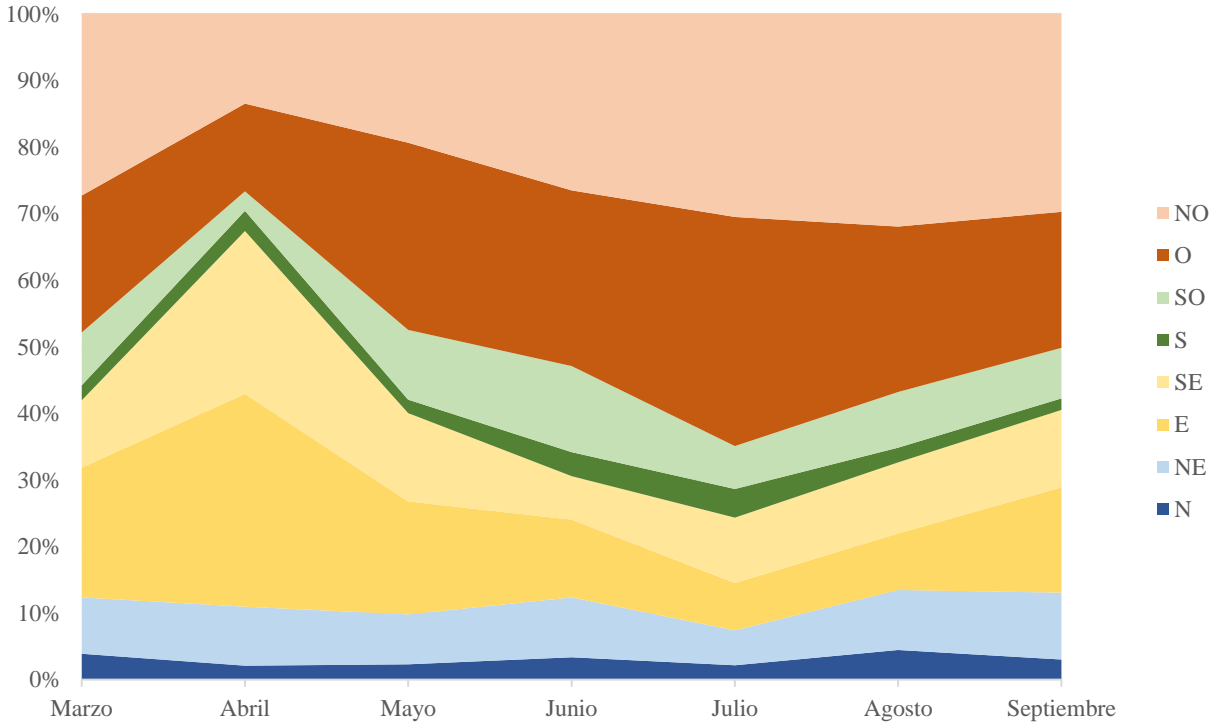


Figura 10: Porcentaje de horas en las que la dirección media del viento viene de los cuatro puntos cardinales (Murillo el Fruto).

La dirección predominante del viento es noroeste, a excepción de la estación climáticas de Murillo del Fruto que es oeste. Es por ello que, en el caso de querer proteger las parcelas del viento para evitar que se reduzca la eficiencia del riego deberían protegerse en dichas direcciones. Sin embargo, como se ha mencionado anteriormente el riego no va a verse muy alterado por el viento.

1.2. Caracterización agronómica

Finalmente se ha analizado si actualmente se está realizando de forma correcta la aplicación de los riegos de acuerdo con las condiciones climáticas para los meses de julio y agosto. Esto puede observarse en las Figura 11, Figura 12, Figura 13, Figura 14, Figura 15, Figura 16, Figura 17 y Figura 18.

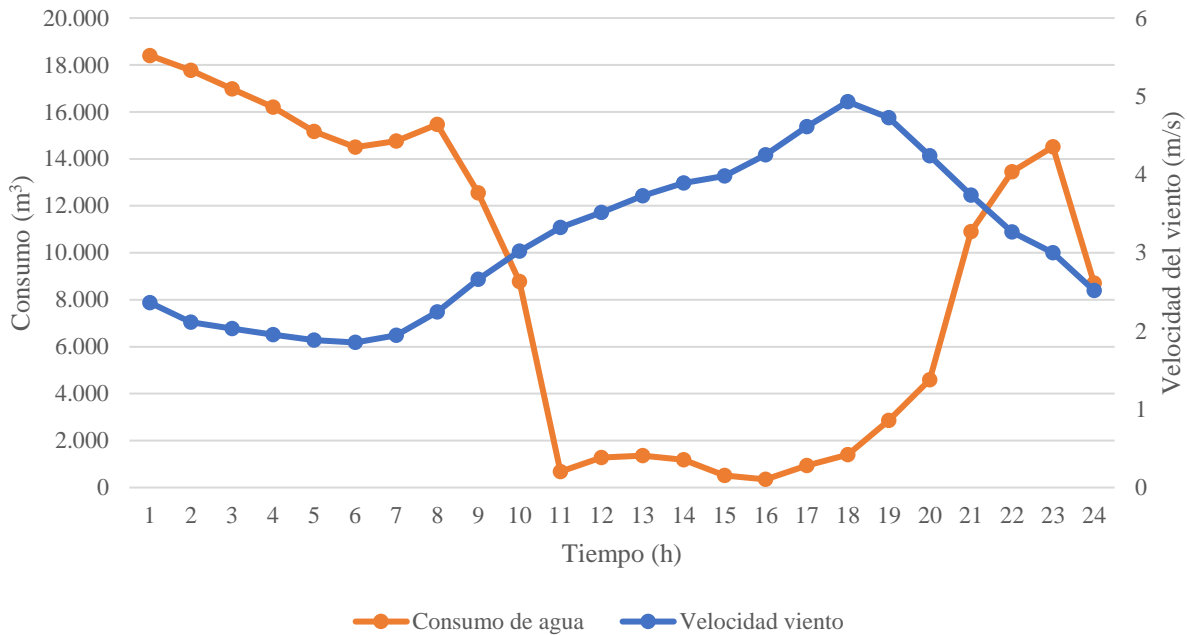


Figura 11: Contraposición horaria del volumen medio consumido con la velocidad media del viento para los meses de demanda punta (julio y agosto) en el Sector I.

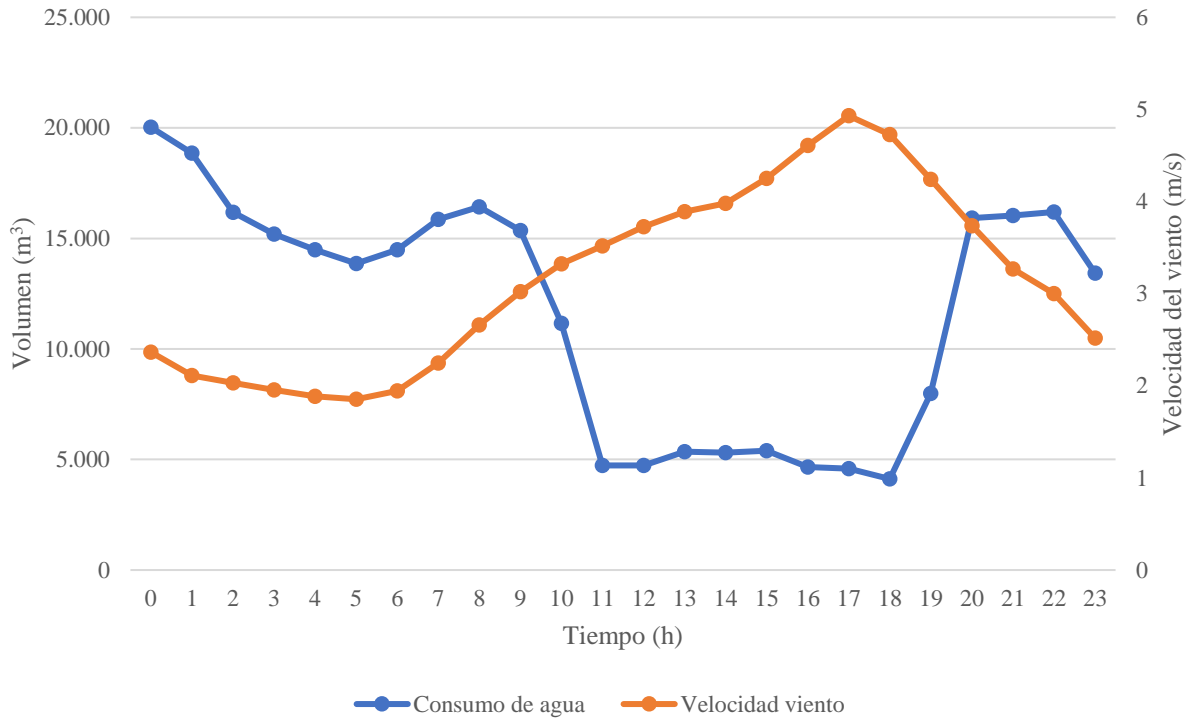


Figura 12: Contraposición horaria del volumen medio consumido con la velocidad media del viento para los meses de demanda punta (julio y agosto) en el Sector II.1.

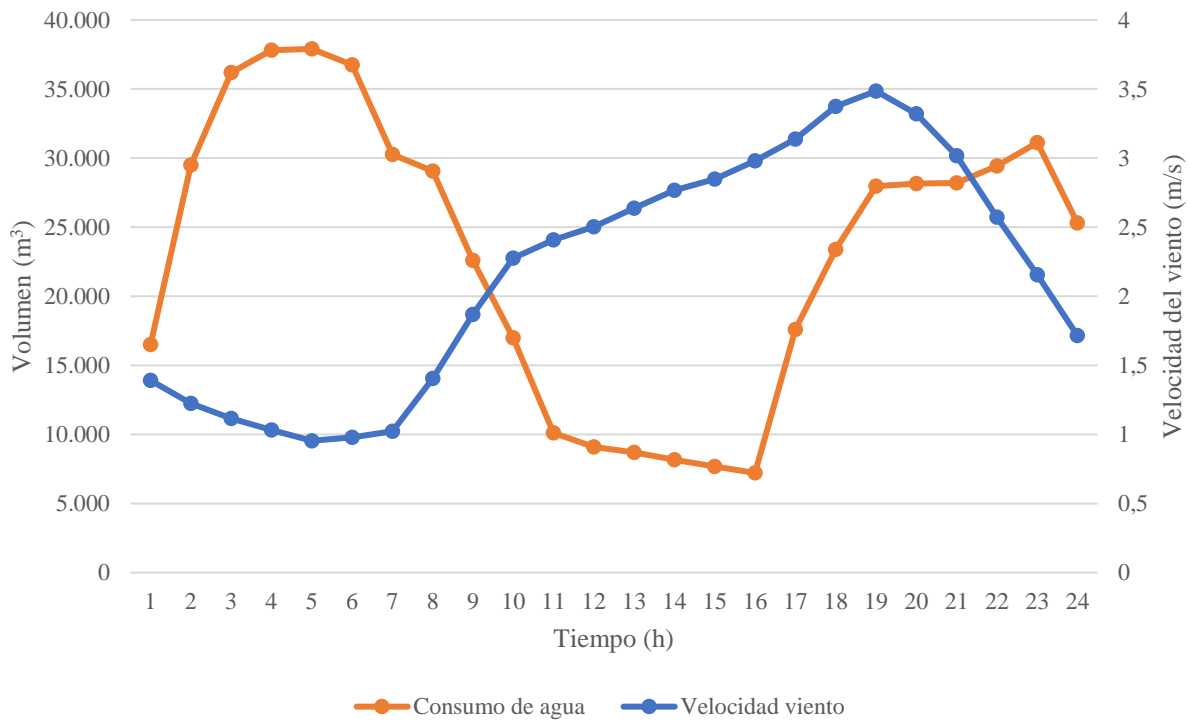


Figura 13: Contraposición horaria del volumen medio consumido con la velocidad media del viento para los meses de demanda punta (julio y agosto) en el Sector IV.1.

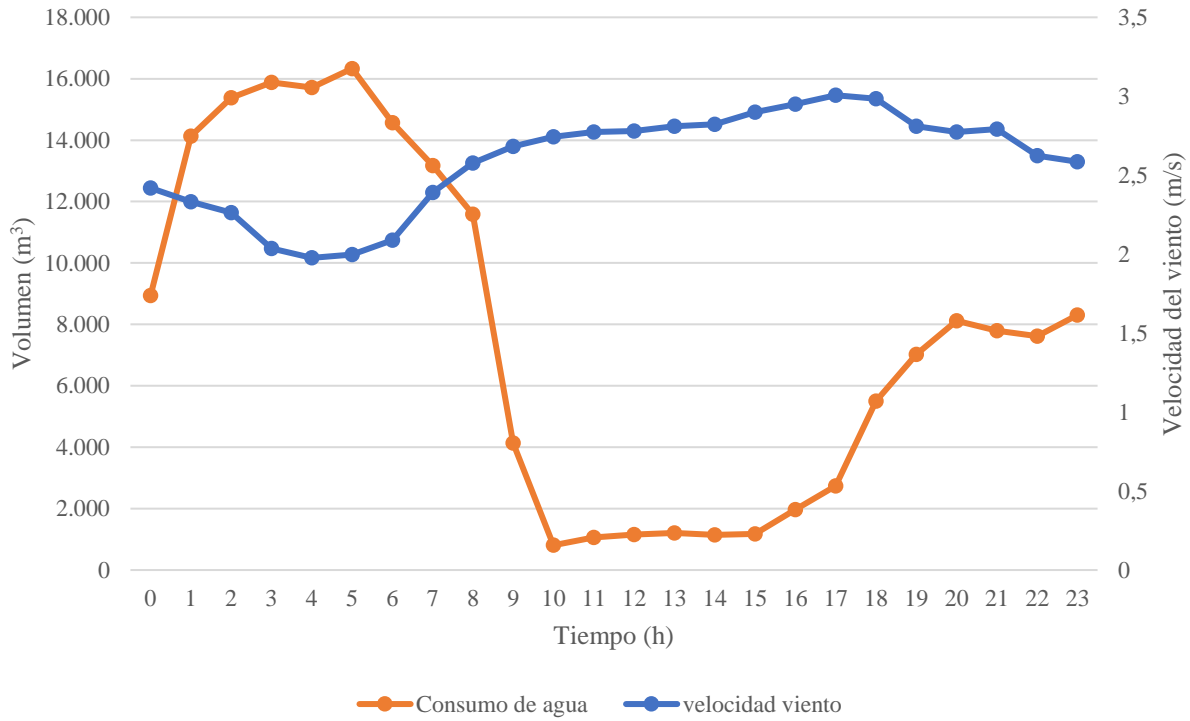


Figura 14: Contraposición horaria del volumen medio consumido con la velocidad media del viento para los meses de demanda punta (julio y agosto) en el Sector IV.4.

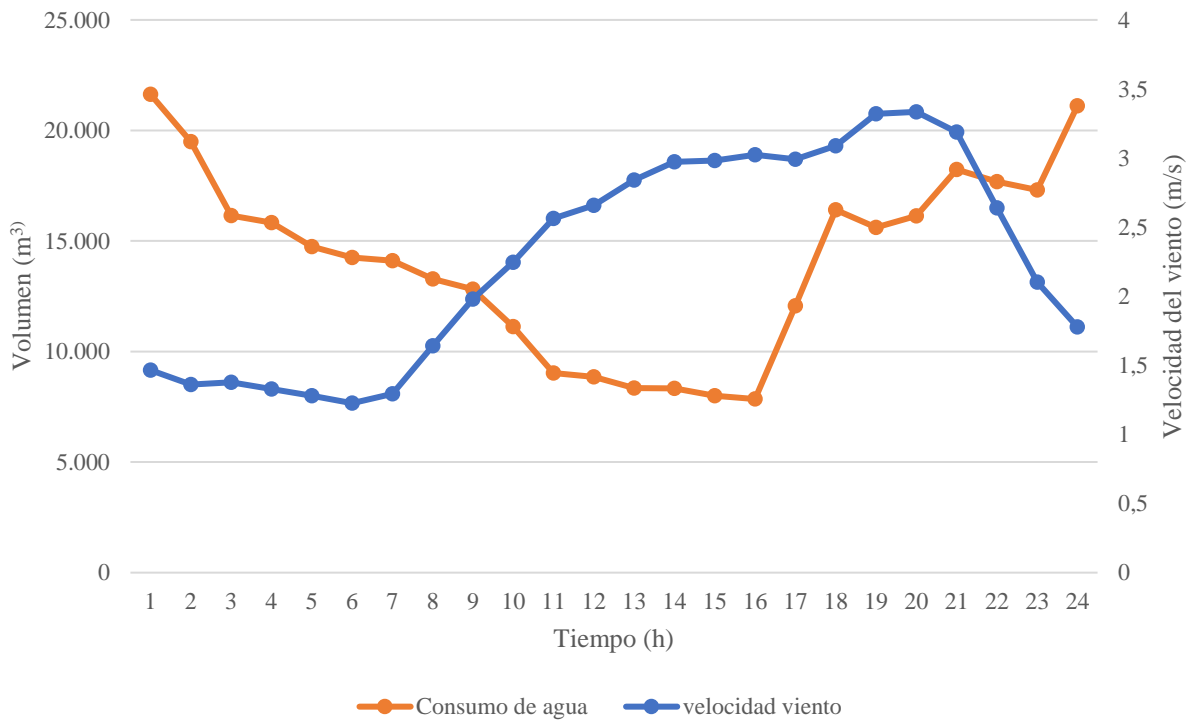


Figura 15: Contraposición horaria del volumen medio consumido con la velocidad media del viento para los meses de demanda punta (julio y agosto) en el Sector VI.

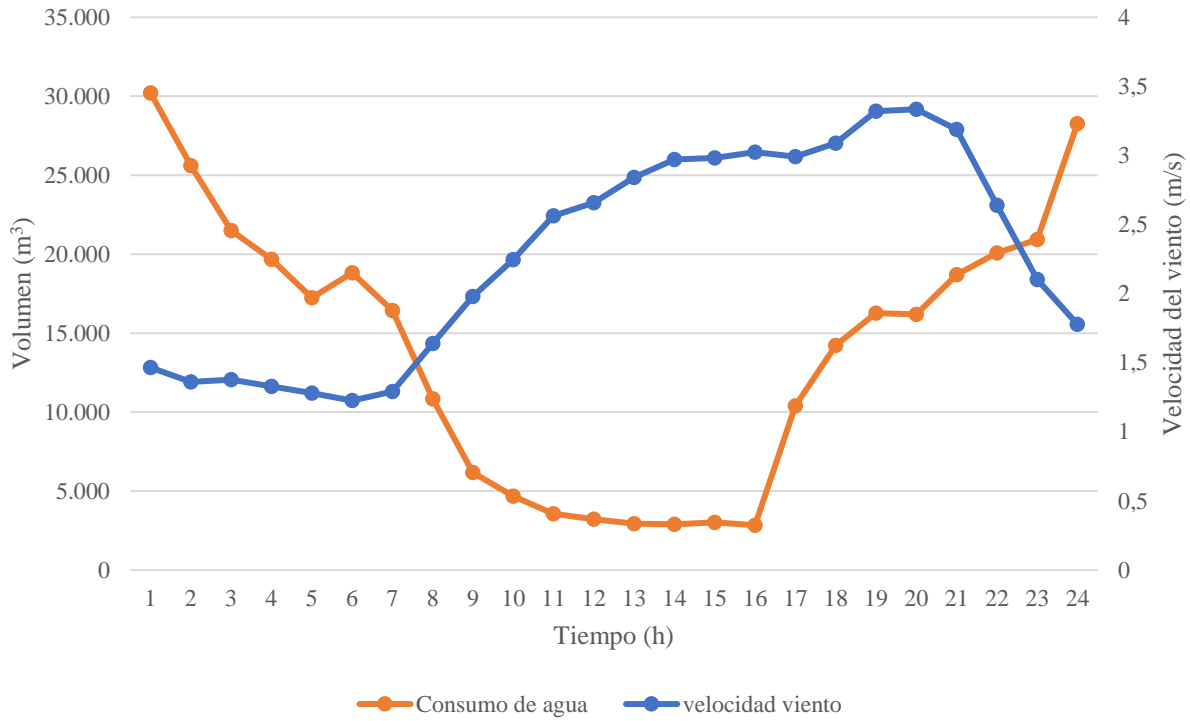


Figura 16: Contraposición horaria del volumen medio consumido con la velocidad media del viento para los meses de demanda punta (julio y agosto) en el Sector VII.

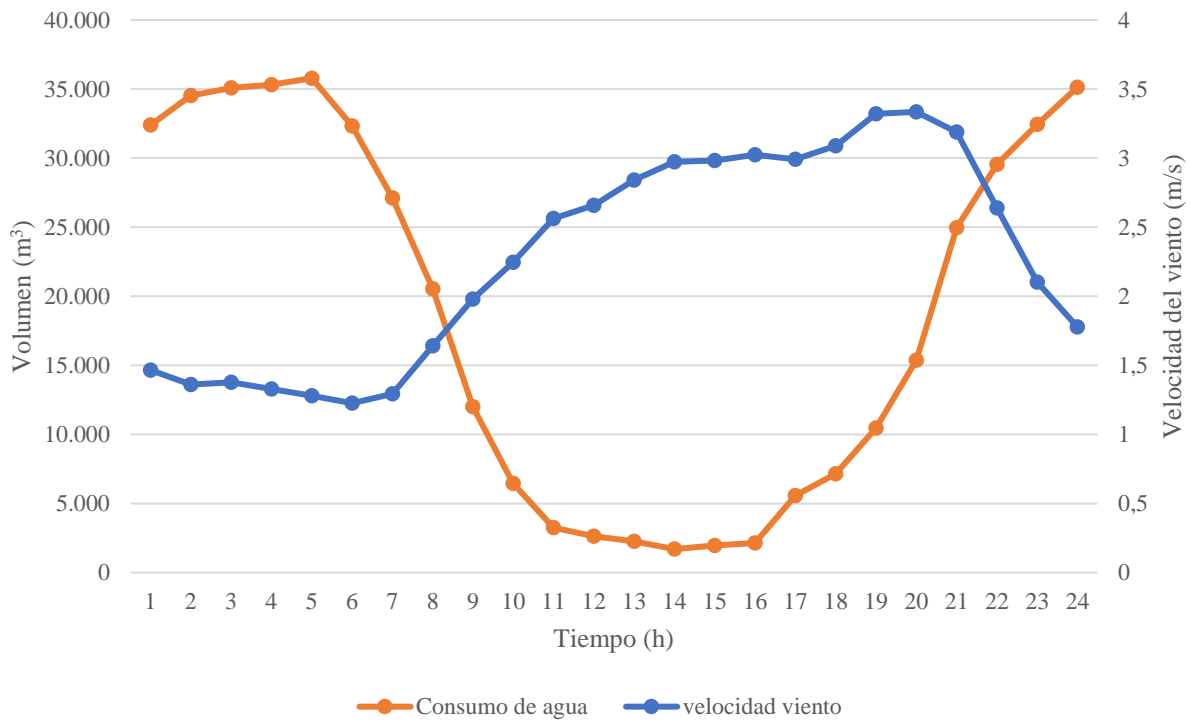


Figura 17: Contraposición horaria del volumen medio consumido con la velocidad media del viento para los meses de demanda punta (julio y agosto) en el Sector VIII.

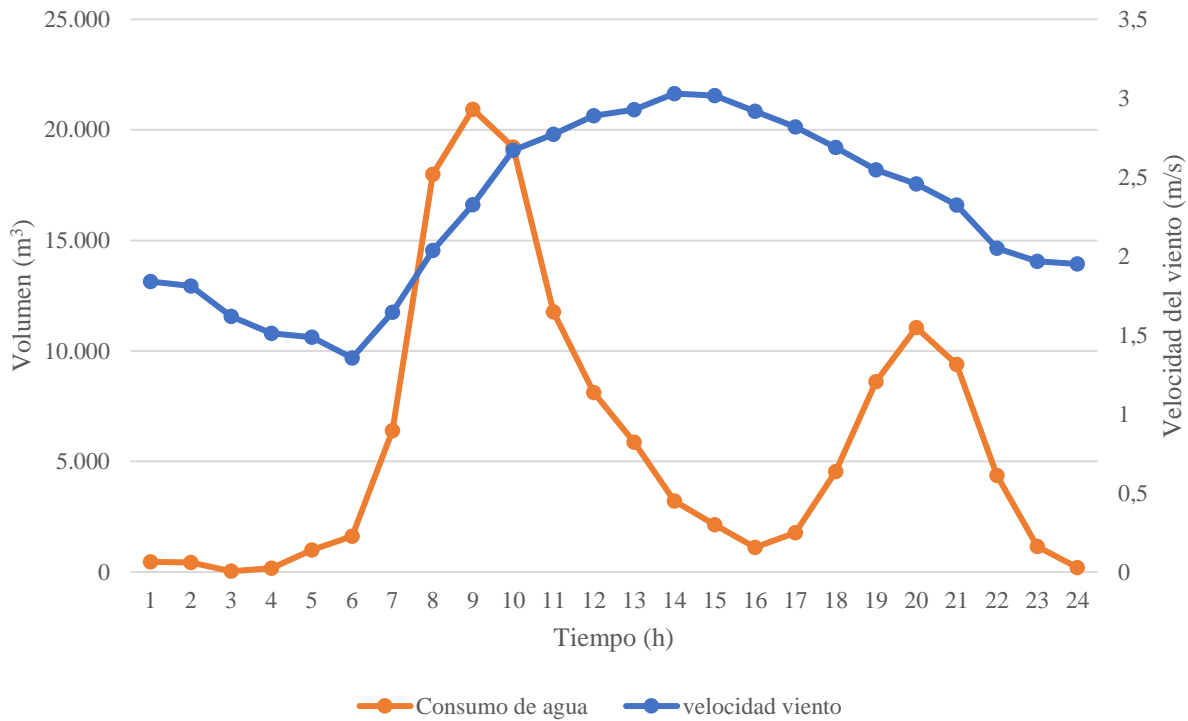


Figura 18: Contraposición horaria del volumen medio consumido con la velocidad media del viento para los meses de demanda punta (julio y agosto) en el Sector X.

En todos los sectores se observa que en mayor o menor medida durante las horas de luz el volumen de agua consumido se ve reducido. Esto se debe sobre todo a que la intensidad del viento se ve aumentada y a que en dichas horas la evaporación del agua es mayor. No obstante, en el Sector X el consumo que se realiza durante la noche tampoco es especialmente elevado, debido a que en esta zona predomina el riego por goteo.

Considerando esto, se puede concluir que en todos los sectores se está realizando una aplicación efectiva del riego.

Anexo 2: Hidráulico

2.1. Simulación de red

Para cada uno de los sectores se ha reproducido el escenario más consuntivo dado para el año 2020, para observar si todos los hidrantes han dotado con la presión requerida para suministrar el agua de forma adecuada. En las Figura 19, Figura 20, Figura 21, Figura 22, Figura 23, Figura 24, Figura 25, Figura 26, Figura 27 y Figura 28 se muestran los mapas de contorno para cada uno de los sectores del día de máxima demanda.

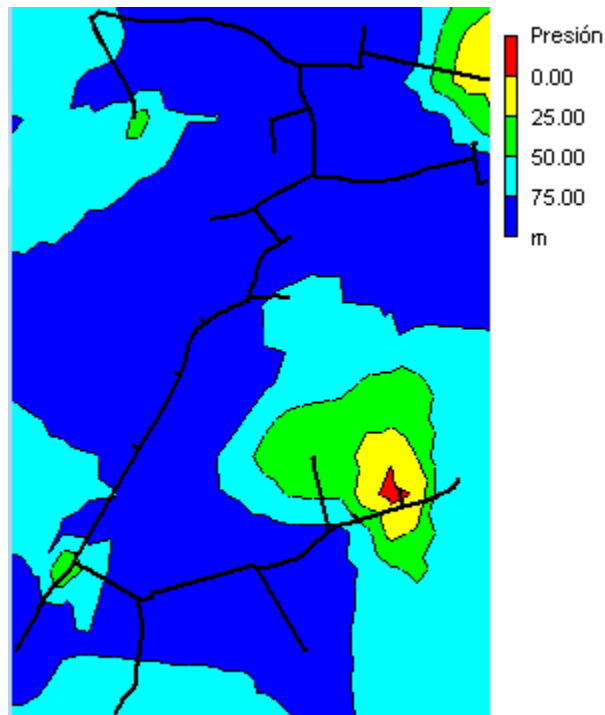


Figura 19: Mapa de contorno del Sector I del 08/07/2020 a las 0:00.

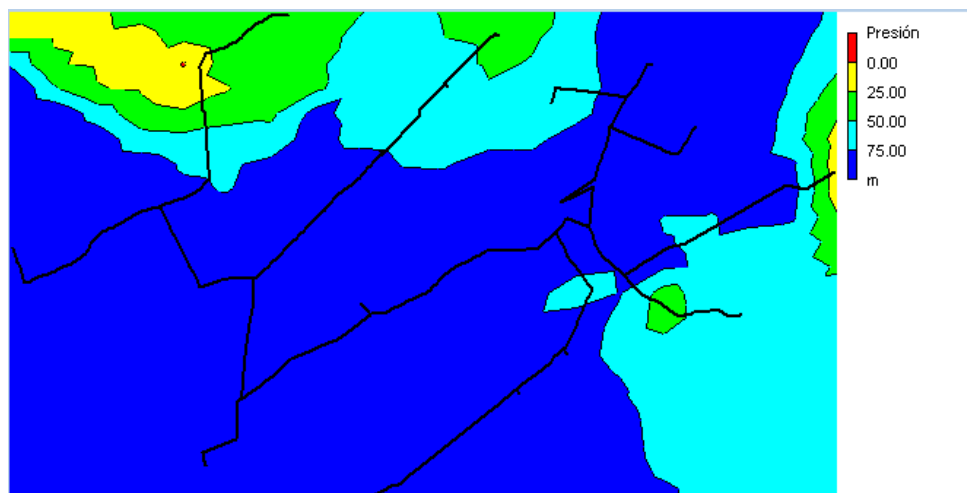


Figura 20: Mapa de contorno del Sector II.1 de AP del 18/07/2020 a las 00:00.

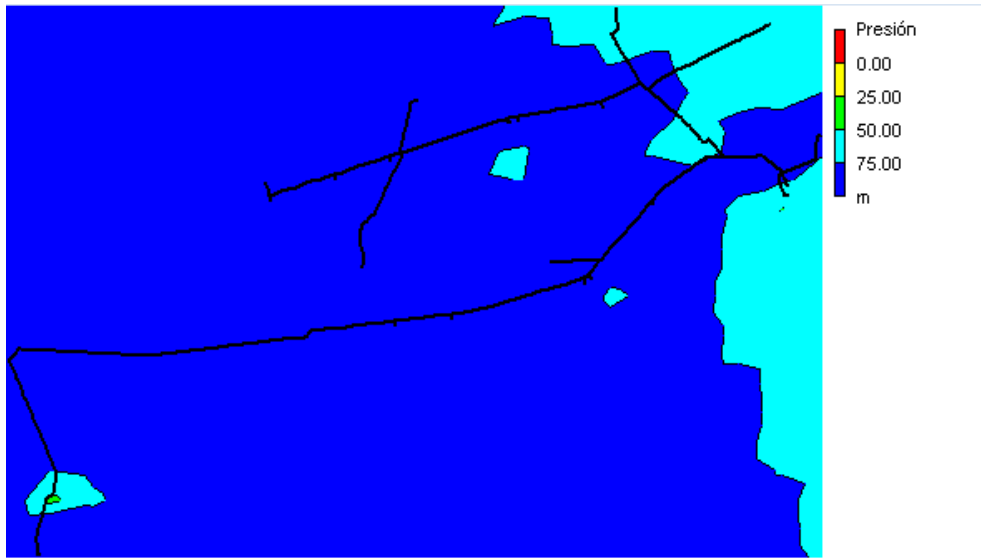


Figura 21: Mapa de contorno del Sector II.1 de BP del 24/08/2020 a las 22:00.

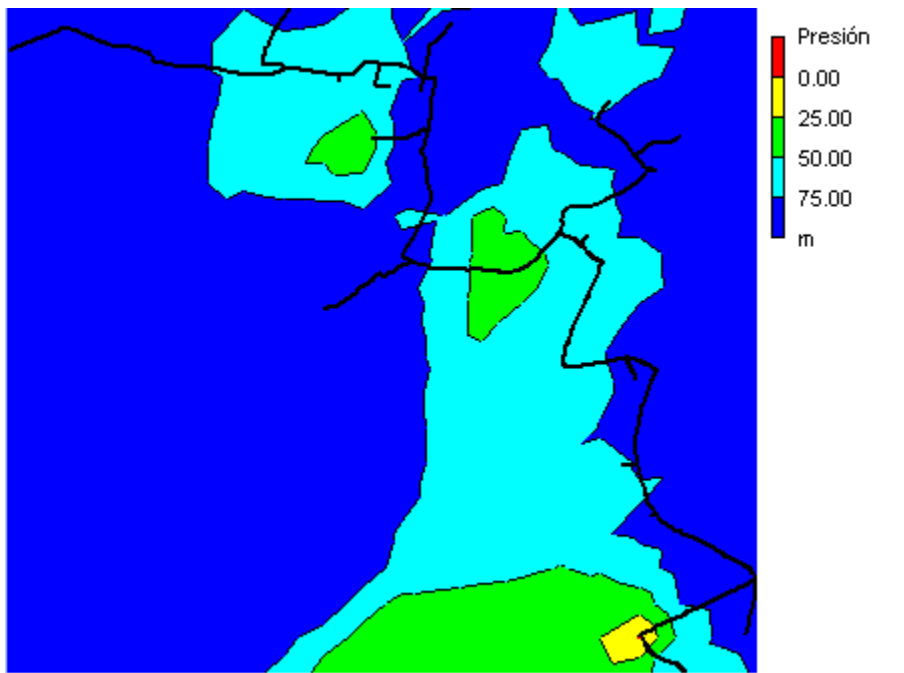


Figura 22: Mapa de contorno del Sector IV.1 de BP del 05/08/2020 a las 3:00.

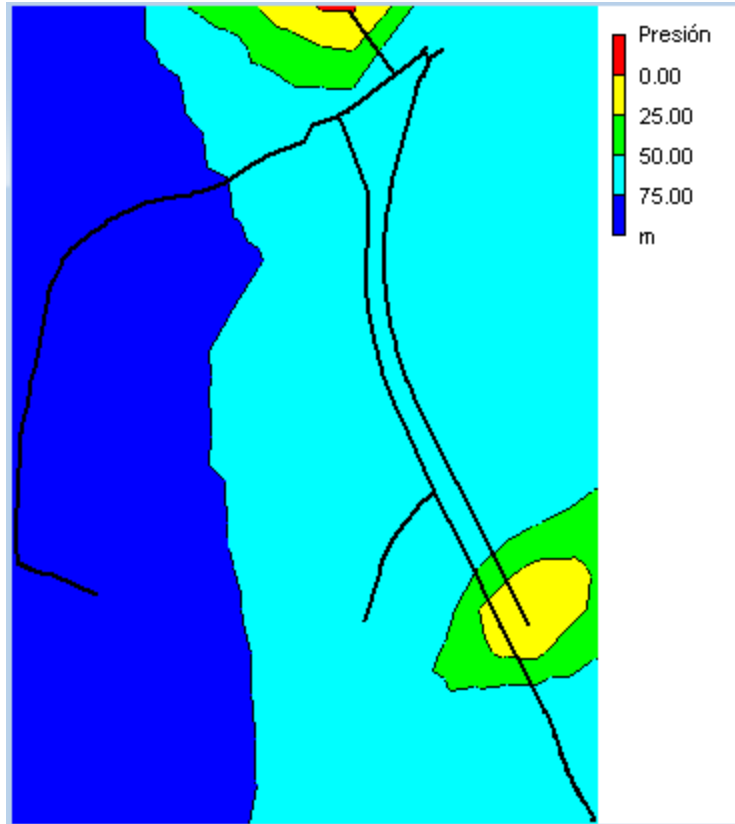


Figura 23: Mapa de contorno del Sector IV.4 del 21/07/2020 a las 5:00.

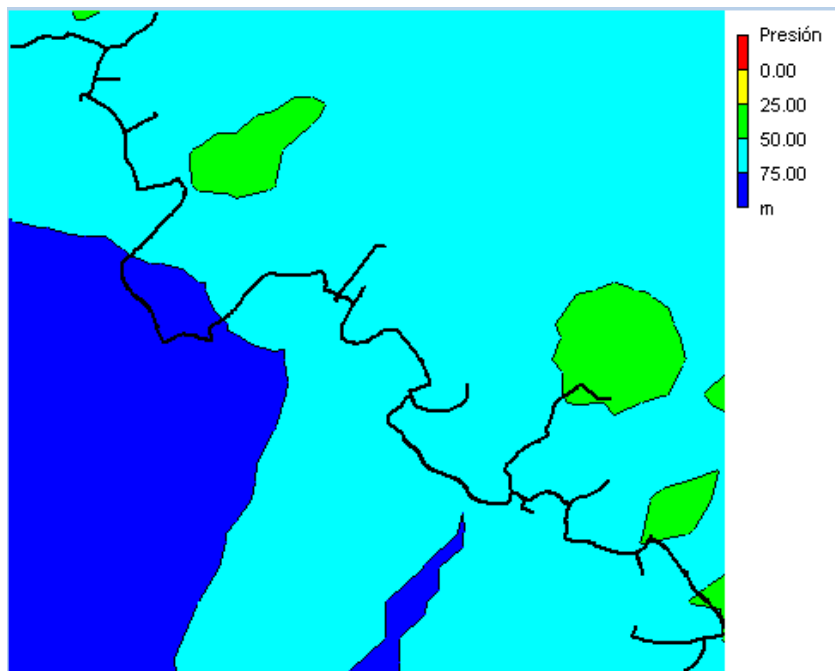


Figura 24: Mapa de contorno del Sector VI de AP del 31/07/2020 a las 23:00.

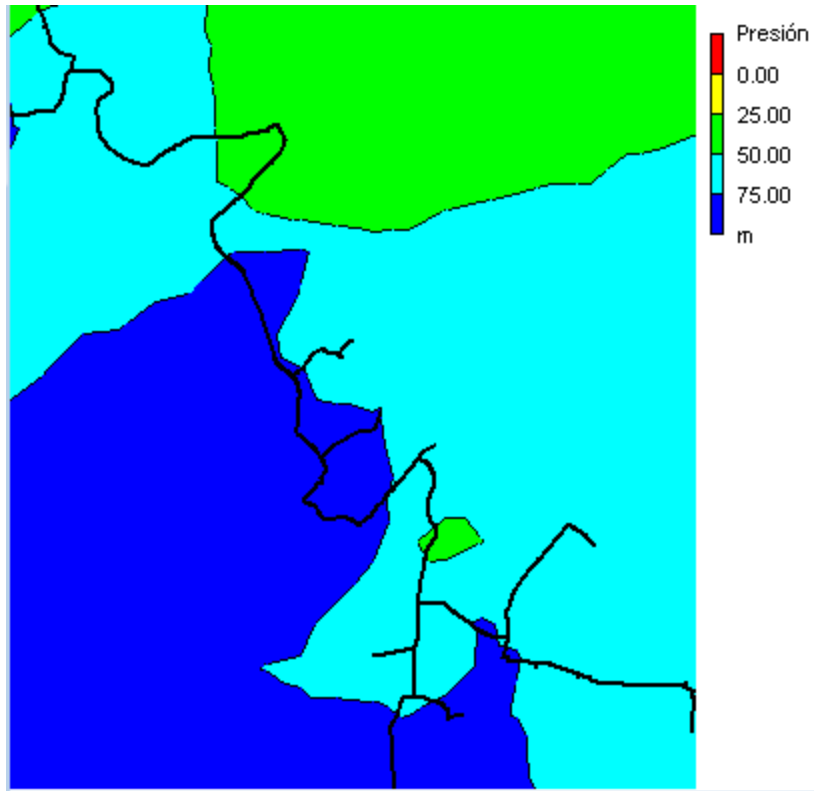


Figura 25: Mapa de contorno del Sector VI de BP del 01/08/2020 a las 1:00.

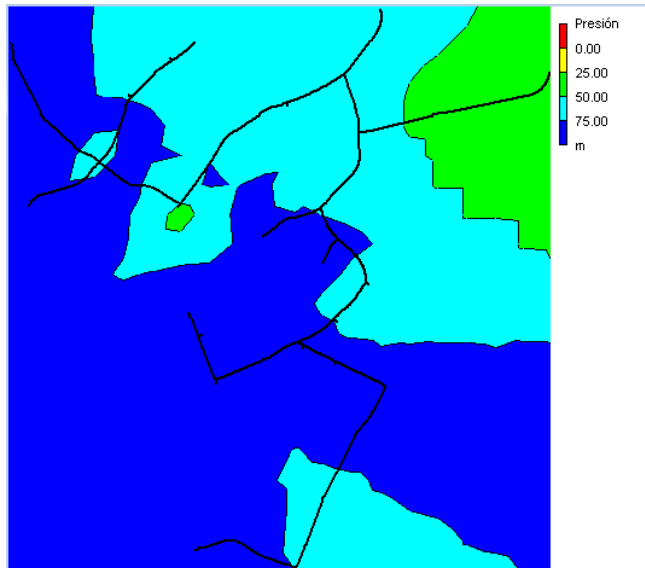


Figura 26: Mapa de contorno del Sector VII de BP del 17/08/2020 a las 0:00.

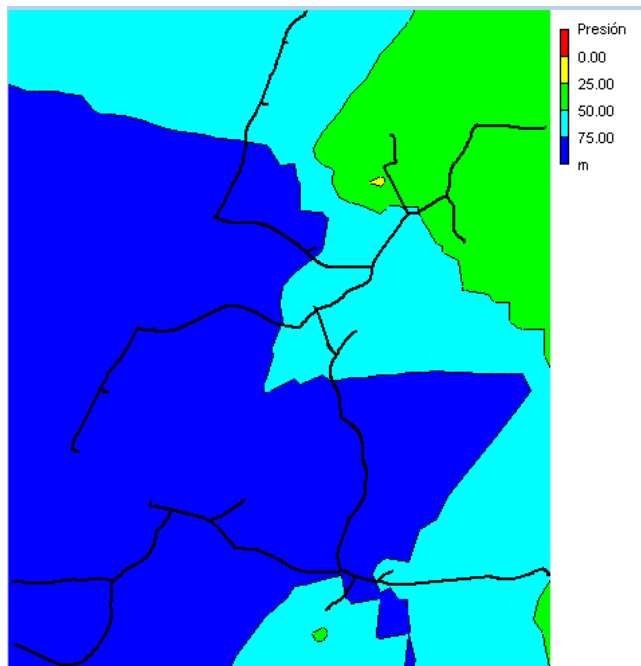


Figura 27: Mapa de contorno del Sector VIII del 18/07/2020 a las 22:00.

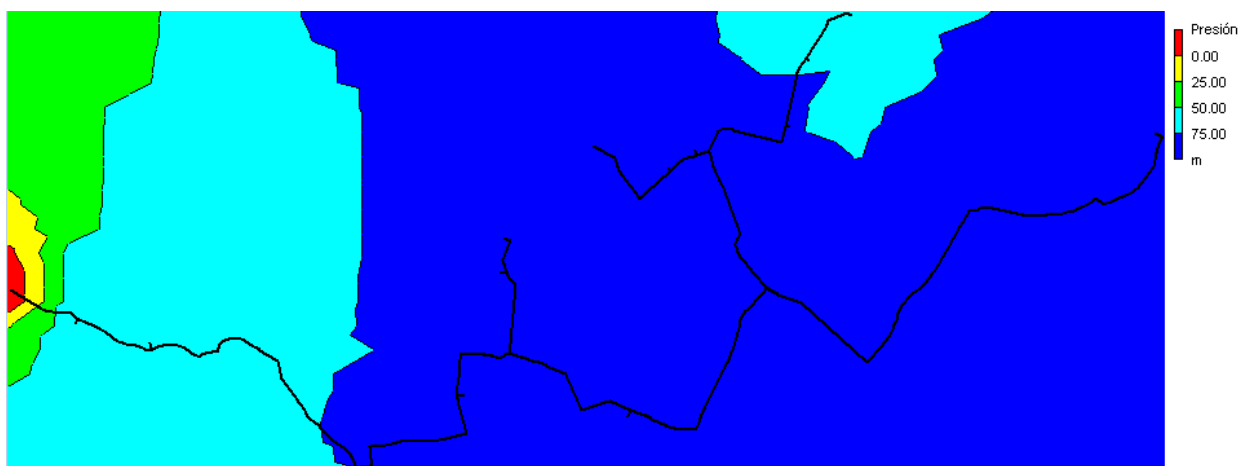


Figura 28: Mapa de contorno del Sector X del 29/08/2020 a las 9:00.

Tal y como puede observarse en todas las estaciones de bombeo el agua ha sido suministrada con la presión adecuada a cada uno de los hidrantes que forman la red. Es por ello que, la eficiencia hídrica es la adecuada para cada una de las estaciones de bombeo.

Anexo 3: Caracterización eléctrica

3.1. Energía activa

Como se ha mencionado en la memoria, primero se ha querido comprobar si los regantes de todos los sectores se adaptaban adecuadamente a los diferentes periodos eléctricos que compone el calendario. Demandando una mayor cantidad de agua y consecuentemente de electricidad en los periodos baratos y una menor cantidad en los de alto coste. En la Tabla 1 puede observarse el consumo por sectores realizado por los regantes en los diferentes periodos de cada mes.

Tabla 1: Distribución del consumo eléctrico mensual por periodo para los diferentes sectores de la IFZRCN antes de la entrada en vigor de la nueva normativa.

		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total	Consumo (%)
SI	P1	264	229	218	170	183	187	211	171	199	180	161	177	2.350	2%
	P2	555	498	468	438	5.546	6.337	13.912	12.348	10.197	392	350	385	51.426	38%
	P3	692	640	586	456	7.519	9.596	24.780	20.683	15.637	735	456	509	82.289	60%
	Total	1.511	1.367	1.272	1.064	13.248	16.120	38.903	33.202	26.033	1.307	967	1.071	136.065	
SII.1	P1	453	373				484	931					412	2.653	1%
	P2	749	632				7.207	23.202					687	32.477	12%
	P3			405			588		3.508		1.224			5.725	2%
	P4			694			1.579		19.412		1.465			23.150	9%
	P5				4.110	7.046					6.725			17.881	7%
	P6	1.329	1.180	1.218	1.299	15.069	21.214	36.380	59.288	32.398	7.122	2.764	1.374	180.635	69%
Total	2.531	2.185	2.317	5.409	22.115	31.072	60.513	59.288	55.318	13.847	5.453	2.473	262.521		
SIV.1	P1	236	241	221	187	208	230	272	288	248	189	199	221	2.740	2%
	P2	511	970	472	372	9.545	8.443	18.137	18.175	9.392	1.633	2.780	783	71.213	44%
	P3	650	1.820	616	468	8.649	9.931	21.094	22.450	14.067	2.252	3.178	1.001	86.176	54%
	Total	1.397	3.031	1.309	1.027	18.402	18.604	39.503	40.913	23.707	4.074	6.157	2.005	160.129	
SIV.4	P1	126	95	108	104	104	116	141	132	121	99	101	110	1.357	2%
	P2	270	214	230	209	1.278	2.976	7.312	4.130	3.528	213	856	243	21.459	34%
	P3	339	284	295	257	2.837	5.738	15.674	8.814	5.307	282	807	327	40.961	64%
	Total	735	593	633	570	4.219	8.830	23.127	13.076	8.956	594	1.764	680	63.777	
SVI	P1	248	448	222	278	273	322	361	325	312	265	271	294	3.619	3%
	P2	553	1.397	446	617	4.082	7.001	14.849	15.369	8.890	1.359	1.169	657	56.389	46%
	P3	772	1.370	555	661	4.484	6.386	16.275	18.217	11.174	1.420	1.510	900	63.724	52%
	Total	1.573	3.215	1.223	1.556	8.839	13.709	31.485	33.911	20.376	3.044	2.950	1.851	123.732	
SVII	P1	231	198	221	183	150	172	194	176	174	152	189	248	2.288	2%
	P2	512	1.046	1.199	1.312	5.417	5.718	10.582	13.689	11.298	975	408	549	52.705	45%
	P3	648	1.131	1.945	957	6.931	5.761	14.647	17.918	10.305	1.596	547	730	63.116	53%
	Total	1.391	2.375	3.365	2.452	12.498	11.651	25.423	31.783	21.777	2.723	1.144	1.527	118.109	
SVIII	P1	251	215	239	230	195	227	245	230	227	197	225	244	2.725	1%
	P2	535	763	1.295	1.206	10.963	12.094	18.087	19.379	12.421	1.765	1.709	529	80.746	42%
	P3	664	1.133	1.787	1.213	10.160	14.869	29.552	30.178	14.877	1.861	2.338	707	109.339	57%

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total	Consumo (%)	
Total	1.450	2.111	3.321	2.649	21.318	27.190	47.884	49.787	27.525	3.823	4.272	1.480	192.810		
SX	P1	218	148	179	154	478	181	200	183	255	212	165	210	2.583	5%
	P2	474	417	376	308	759	2.115	6.699	7.575	5.213	1.772	511	461	26.680	49%
	P3	604	488	509	388	802	1.531	5.094	7.567	4.845	1.985	542	624	24.979	46%
	Total	1.296	1.053	1.064	850	2.039	3.827	11.993	15.325	10.313	3.969	1.218	1.295	54.242	

Cabe destacar que, en todos los sectores, a excepción del Sector X, el consumo se realiza mayoritariamente en el periodo más barato (P3 o P6 para el Sector II.1), con aproximadamente el 60 %, mientras que la menor demanda en el de mayor precio (P1), con aproximadamente únicamente un 2 %. En el caso de este único sector (Sector X), el consumo del P2 asciende a 49 %, mientras que en el P3 la demanda es del 46 % del total. Debido a que la diferencia entre los consumos en dicho sector no es muy elevada se puede concluir que los regantes de todos los sectores en general están adaptando adecuadamente al calendario eléctrico a la hora de realizar los riegos.

Con la entrada de la nueva normativa en junio de 2021 se ha querido analizar si los regantes deberían modificar su manejo de riego o si realizándolo de la misma manera que lo hacen en la actualidad se ajustan al nuevo calendario eléctrico. En la Tabla 2 puede observarse la distribución del consumo eléctrico que se realizaría en el caso de mantener la misma forma de demanda, pero con el nuevo calendario eléctrico.

Tabla 2: Distribución del consumo eléctrico mensual por periodos para los diferentes sectores después de la entrada en vigor de la nueva normativa.

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total	Consumo (%)	
SI	P1	561	507				7.911					392	9.371	7%	
	P2	440	400	476			8.602				358	317	10.593	11%	
	P3			365			4.298	7.233	6.291		279		18.466	9%	
	P4				401	3.572	3.743		7.339	6.270	404			21.729	11%
	P5				320	3.230					319			3.869	6%
	P6	510	459	431	343	6.447	8.078	22.392	18.630	13.471	583	330	362	72.036	55%
	Total	1.511	1.366	1.272	1.064	13.249	16.119	38.905	33.202	26.032	1.306	967	107.1	136.064	
SII.1	P1	956	813				17.040					932	19.741	38%	
	P2	730	637	868			13.138				1.869	710	17.952	35%	
	P3			667			8.235	15.640	14.686		1.257		40.485	78%	
	P4				2.628	6.719	6.519		13.178	12.291	4.242			45.577	88%
	P5				1.908	5.257					3.011			10.176	20%
	P6	845	735	782	874	10.140	16.318	30.334	30.470	28.340	6.593	2.328	831	128.590	49%
	Total	2.531	2.185	2.317	5.410	22.116	31.072	60.512	59.288	55.317	13.846	5.454	2.473	262.521	
SIV.1	P1	522	1.089				10.965					732	13.308	10%	
	P2	390	885	479			9.761				2.491	471	14.477	13%	

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total	Consumo (%)	
P3			366			5.515		11.790	6.242		1.701		25.614	12%	
P4				379	6.127	4.713		10.218	5.393	1.492			28.322	14%	
P5				287	5.134					1.161			6.582	6%	
P6	484	1.058	465	359	7.142	8.375	18.778	18.904	12.073	1.420	1.965	803	71.826	45%	
Total	1.396	3.032	1.310	1.025	18.403	18.603	39.504	40.912	23.708	4.073	6.157	2.006	160.129		
SIV.4	P1	276	216				4.237					256	4.985	6%	
	P2	207	172	234			4.531				645	195	5.984	10%	
	P3			182			2.146	2.517	2.125		385		7.355	9%	
	P4				209	724	1.902		2.794	2.342	221			8.192	11%
	P5				167	802					172			1.141	6%
	P6	250	205	219	193	2.694	4.783	14.360	7.762	4.491	199	733	230	36.119	57%
	Total	733	593	635	569	4.220	8.831	23.128	13.073	8.958	592	1.763	681	63.776	
SVI	P1	810	937				9.704					711	12.162	11%	
	P2	607	536	642			9.015				930	539	12.269	15%	
	P3			485			4.528	10.578	6.250		815		22.656	13%	
	P4				606	2.998	4.040		9.641	5.694	1.143			24.122	15%
	P5				450	2.723					847			4.020	7%
	P6	749	651	613	500	3.118	5.141	12.766	13.692	8.432	1.309	950	650	48.571	40%
	Total	2.166	2.124	1.740	1.556	8.839	13.709	31.485	33.911	20.376	3.299	2.695	1.900	123.800	
SVII	P1	515	881				6.806					566	8.768	10%	
	P2	385	667	861			6.659				420	437	9.429	13%	
	P3			844			4.065	8.504	6.852		312		20.577	12%	
	P4				896	3.384	3.136		8.053	5.928	781			22.178	14%
	P5				774	3.333					686			4.793	6%
	P6	491	827	1.660	782	5.781	4.450	11.958	15.226	8.997	1.256	412	524	52.364	45%
	Total	1.391	2.375	3.365	2.452	12.498	11.651	25.423	31.783	21.777	2.723	1.144	1.527	118.109	
SVIII	P1	537	1.019				10.354					555	12.465	8%	
	P2	420	588	1.263			10.813				1.794	421	15.299	11%	
	P3			949			7.321	12.350	7.485		1.380		29.485	11%	
	P4				1.177	7.169	7.141		11.373	6.831	1.233			34.924	13%
	P5				678	5.851					997			7.526	6%
	P6	493	504	1.109	794	8.298	12.728	26.717	26.064	13.209	1.594	1.099	504	93.113	51%
	Total	1.450	2.111	3.321	2.649	21.318	27.190	47.884	49.787	27.525	3.824	4.273	1.480	192.812	
SX	P1	481	433				5.549					483	6.946	16%	
	P2	367	255	383			3.595				479	363	5.442	17%	
	P3			288			1.889	7.564	4.336		362		14.439	15%	
	P4				304	1.047	1.217		3.389	2.800	1.628			10.385	18%
	P5				254	593					1.190			2.037	7%
	P6	447	366	390	294	399	721	2.849	4.372	3.177	1.149	379	449	14.992	27%
	Total	1.295	1.054	1.061	852	2.039	3.827	11.993	15.325	10.313	3.967	1.220	1.295	54.241	

Tal y como puede observarse en la Tabla 2, existen diferencias de consumos entre los diferentes sectores. A pesar de que en todos los sectores el consumo más elevado se da en el P6, existen diferencias en el mismo. En el caso de los Sectores IV.1, VI, VII y X se ha visto que el consumo que se va a realizar en el P6 comparado con el resto de los periodos es algo bajo al no ser superior al 45 % del consumo total. Por lo tanto, al menos en estos tres sectores, los regantes deberán adaptar en cierta medida la forma de riego al nuevo calendario eléctrico. Por el contrario, el Sector IV.4 es el que mejor se adapta al nuevo calendario de riego, al demandar el 57,36 % de consumo eléctrico total en el periodo más barato (P6) y únicamente un 6,39 % en el más caro (P1).

El consumo total de energía eléctrica en el año 2020 ha sido de 1.111.385 kWh. Considerando el cambio en el calendario eléctrico y que el consumo va a ser el mismo que en 2021, se ha estudiado como se va a modificar la distribución de lo demandado en los diferentes periodos. El consumo en el periodo más caro se vea incrementado un 77 %, mientras que en el más barato se reduzca un 26 %.

Asimismo, se ha querido analizar la repercusión económica que va a tener el cambio de calendario eléctrico, para ello se han mantenido constantes dos parámetros: el consumo energético y el precio de la energía eléctrica. En la Tabla 3 puede observarse el coste económico del consumo eléctrico antes de la entrada en vigor de la nueva normativa.

Tabla 3: Distribución del coste mensual del consumo eléctrico por periodos para los diferentes sectores antes de la entrada en vigor de la nueva normativa.

		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total	Precio (%)
SI	P1	25	22	21	16	17	18	20	16	19	17	15	15	219	2%
	P2	47	42	40	37	472	540	1.184	1.051	868	33	30	28	4.373	43%
	P3	47	43	39	31	507	647	1.669	1.393	1.053	50	31	28	5.536	55%
	Total	119	107	100	84	996	1.204	2.873	2.460	1.940	100	76	71	10.129	
SII.1	P1	50	41				53	102					40	286	2%
	P2	69	58				662	2.129					55	2.972	16%
	P3			35			50			299		104		488	3%
	P4			54			122			1.501		113		1.790	10%
	P5				310	532					507			1.349	7%
	P6	85	75	78	83	963	1.355	2.322	3.785	2.068	455	176	71	11.516	63%
Total	203	174	166	393	1.494	2.242	4.554	3.785	3.868	962	394	165	18.401		
SIV.1	P1	22	23	21	18	20	22	26	27	23	18	19	18	256	2%
	P2	44	83	40	32	813	719	1.544	1.547	799	139	237	57	6.052	50%
	P3	44	123	42	32	583	669	1.421	1.512	947	152	214	56	5.793	48%
	Total	110	228	103	81	1.415	1.410	2.990	3.086	1.770	308	469	130	12.101	
SIV.4	P1	12	9	10	10	10	11	13	12	11	9	10	9	127	3%
	P2	23	18	20	18	109	253	622	352	300	18	73	18	1.824	39%
	P3	23	19	20	17	191	387	1.056	594	357	19	54	18	2.755	59%
	Total	58	46	50	45	310	651	1.691	958	669	46	137	45	4.705	
SVI	P1	23	42	21	26	26	30	34	31	29	25	26	24	338	4%

		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total	Precio (%)
	P2	47	119	38	53	348	596	1.264	1.308	757	116	100	48	4.792	51%
	P3	52	92	37	45	302	430	1.096	1.227	753	96	102	50	4.281	45%
	Total	122	254	96	123	675	1.057	2.394	2.566	1.539	236	227	122	9.411	
SVII	P1	22	19	21	17	14	16	18	17	16	14	18	20	213	2%
	P2	44	89	102	112	461	487	901	1.165	962	83	35	40	4.480	50%
	P3	44	76	131	64	467	388	986	1.207	694	107	37	41	4.243	47%
	Total	109	184	254	193	942	891	1.905	2.388	1.672	205	89	101	8.935	
SVIII	P1	24	20	23	22	18	21	23	22	21	19	21	20	254	2%
	P2	46	65	110	103	934	1.030	1.540	1.650	1.057	150	145	38	6.867	47%
	P3	45	76	120	82	685	1.002	1.990	2.032	1.002	125	157	39	7.356	51%
	Total	114	162	253	206	1.637	2.053	3.553	3.704	2.081	294	324	98	14.477	
SX	P1	21	14	17	15	45	17	19	17	24	20	16	17	241	6%
	P2	40	36	32	26	65	180	570	645	444	151	44	33	2.265	54%
	P3	41	33	34	26	54	103	343	510	326	134	37	35	1.675	40%
	Total	102	82	83	67	164	300	932	1.172	794	304	96	85	4.181	

El coste total de la facturación eléctrica con el calendario antiguo ha sido de 82.340 €. Por otro lado, se ha obtenido el coste de consumo eléctrico (Tabla 4) después de la entrada en vigor de la nueva normativa.

Tabla 4: Distribución del coste mensual del consumo eléctrico por periodos para los diferentes sectores después de la entrada en vigor de la nueva normativa.

		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total	Precio (%)
SI	P1	62	56					870					38	1.025	10%
	P2	40	37	44				789				33	25	968	10%
	P3			31			367		617	536		24		1.574	16%
	P4				31	276	289		567	485	31			1.680	17%
	P5				24	244					24			292	3%
	P6	33	29	28	22	412	516	1.429	1.189	860	37	21	19	4.595	45%
	Total	135	122	102	77	932	1.172	3.089	2.373	1.881	93	78	82	10.134	
SII.1	P1	105	89					1.874					89	2.158	11%
	P2	67	58	80				1.206				172	56	1.639	8%
	P3			57			702		1.333	1.252		107		3.451	17%
	P4				203	520	504		1.019	950	328			3.524	18%
	P5				144	397					227			768	4%
	P6	54	47	50	56	648	1.042	1.936	1.945	1.809	421	149	43	8.200	42%
	Total	226	195	187	403	1.564	2.249	5.016	4.297	4.011	976	427	189	19.739	
SIV.1	P1	57	120					1.206					70	1.453	12%
	P2	36	81	44				896				229	37	1.323	11%
	P3			31			470		1.005	532		145		2.184	18%

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total	Precio (%)	
P4				29	474	365		790	417	115			2.190	18%	
P5				22	387					88			497	4%	
P6	31	68	30	23	456	535	1.199	1.207	771	91	125	42	4.577	37%	
Total	124	269	105	74	1.317	1.370	3.300	3.002	1.721	294	499	149	12.223		
SIV.4	P1	30	24				466					25	545	11%	
	P2	19	16	21			416				59	15	547	12%	
	P3			16			183	215	181		33		627	13%	
	P4				16	56	147		216	181	17			633	13%
	P5				13	61					13			86	2%
	P6	16	13	14	12	172	306	917	496	287	13	47	12	2.303	49%
Total	65	53	51	41	289	636	1.798	926	649	43	139	52	4.741		
SVI	P1	89	103				1.067					68	1.328	14%	
	P2	56	49	59			827				85	43	1.119	12%	
	P3			41			386	902	533		69		1.931	20%	
	P4				47	232	312		745	440	88			1.865	19%
	P5				34	205					64			303	3%
	P6	48	42	39	32	199	328	815	874	538	84	61	34	3.093	32%
Total	193	194	139	113	637	1.027	2.709	2.521	1.511	236	215	145	9.640		
SVII	P1	57	97				749					54	956	11%	
	P2	35	61	79			611				39	35	860	10%	
	P3			72			347	725	584		27		1.754	20%	
	P4				69	262	243		623	458	60			1.715	19%
	P5				58	251					52			362	4%
	P6	31	53	106	50	369	284	763	972	574	80	26	27	3.337	37%
Total	123	211	257	178	882	873	2.123	2.319	1.617	192	91	116	8.984		
SVIII	P1	59	112				1.139					53	1.363	9%	
	P2	39	54	116			992				165	33	1.399	10%	
	P3			81			624	1.053	638		118		2.514	17%	
	P4				91	554	552		879	528	95			2.700	19%
	P5				51	441					75			568	4%
	P6	31	32	71	51	530	813	1.706	1.664	843	102	70	26	5.939	41%
Total	129	198	268	193	1.526	1.990	3.836	3.596	2.009	272	352	113	14.483		
SX	P1	53	48				610					46	757	17%	
	P2	34	23	35			330				44	29	495	11%	
	P3			25			161	645	370		31		1.231	28%	
	P4				24	81	94		262	216	126			803	18%
	P5				19	45					90			154	3%
	P6	29	23	25	19	25	46	182	279	203	73	24	23	952	22%
Total	115	94	85	61	151	301	1.122	1.186	789	289	99	98	4.391		

El coste total del consumo eléctrico con la nueva normativa es de 84.335 €, por lo que la facturación se ha visto incrementada un 2,40 %.

Por otra parte, se ha obtenido el coste total del término de energía para todos los sectores de la 1FZRCN para el año 2021. Para ello se han considerado los precios negociados por Aguacanal para dicho año, la nueva normativa y el consumo energético de 2020 para poder realizar una adecuada comparación. A continuación (Tabla 5), se muestra el coste energético para cada uno de los sectores por cada mes y periodo.

Tabla 5: Distribución del coste mensual del consumo eléctrico por periodos para los diferentes sectores después de la entrada en vigor de la nueva normativa y con los precios de 2021.

		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total	Precio (%)
SI	P1	54	49					851					42	996	11%
	P2	35	32	38				824				34	30	993	11%
	P3			27				334	562	489		18		1.430	16%
	P4				26	235	252		497	425	25			1.460	16%
	P5				20	201					18			239	3%
	P6	26	24	22	18	334	422	1.170	973	704	29	16	18	3.756	42%
	Total		115	104	87	64	770	1.008	2.844	2.033	1.618	72	69	91	8.875
SII.1	P1	92	78					1.838					101	2.108	12%
	P2	58	51	69				1.270				181	69	1.696	10%
	P3			49				632	1.200	1.127		81		3.090	18%
	P4				173	441	434		878	819	257			3.002	17%
	P5				119	328					171			618	4%
	P6	44	38	41	45	526	862	1.602	1.610	1.497	332	117	42	6.756	39%
	Total	194	167	159	337	1.295	1.929	4.710	3.688	3.443	760	379	211	17.271	
SIV.1	P1	50	105					1.180					79	1.413	13%
	P2	31	70	38				935				239	45	1.357	13%
	P3			27				429	916	485		111		1.968	18%
	P4				25	402	319		693	366	92			1.897	18%
	P5				18	320					65			404	4%
	P6	25	55	24	19	370	437	981	987	631	71	98	40	3.738	35%
	Total	106	230	89	61	1.093	1.186	3.095	2.596	1.481	228	448	164	10.777	
SIV.4	P1	27	21					456					28	531	13%
	P2	16	14	19				434				62	19	563	14%
	P3			14				167	196	165		25		566	14%
	P4				14	48	129		189	159	14			552	13%
	P5				10	50					10			70	2%
	P6	13	11	11	10	140	250	750	405	235	10	36	11	1.882	45%
	Total	56	45	43	34	237	546	1.640	790	558	33	123	58	4.164	
SVI	P1	78	90					1.044					76	1.288	15%
	P2	48	43	51				863				89	52	1.146	13%

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total	Precio (%)	
			36			352		822	486		53		1.749	20%	
				40	197	274		653	386	70			1.620	19%	
				28	170					48			246	3%	
	39	34	32	26	162	269	667	715	440	65	47	32	2.528	29%	
	Total	165	166	119	94	528	894	2.574	2.191	1.312	183	190	160	8.576	
SVII	P1	49	85				732					61	927	12%	
	P2	31	53	68			638				40	42	872	11%	
	P3			63			316	661	533		20		1.592	20%	
	P4				59	222	213	546	402	48			1.489	19%	
	P5				48	208				39			295	4%	
	P6	25	43	86	41	300	232	625	795	470	63	21	26	2.726	35%
	Total	105	180	217	148	730	761	1.994	2.002	1.404	149	81	129	7.901	
SVIII	P1	52	98				1.114					60	1.323	10%	
	P2	33	47	100			1.035				172	40	1.428	11%	
	P3			70			569	960	582		90		2.271	18%	
	P4				77	471	484	771	463	76			2.342	18%	
	P5				42	365				56			463	4%	
	P6	26	26	57	41	430	665	1.396	1.361	690	79	55	25	4.852	38%
	Total	110	171	228	161	1.266	1.718	3.545	3.092	1.735	212	317	125	12.679	
SX	P1	46	42				597					52	737	19%	
	P2	29	20	30			344				46	35	505	13%	
	P3			21			147	588	337		24		1.117	28%	
	P4				20	69	82	230	190	100			691	18%	
	P5				16	37				67			120	3%	
	P6	23	19	20	15	21	38	149	228	166	57	19	22	777	20%
	Total	98	81	72	51	126	267	1.090	1.046	693	225	88	109	3.946	

Coste total asciende a 74.190,06 €, siendo este un 9,90 % inferior al de 2020. Como se ha mencionado esta reducción se debe a la buena negociación de precios que realizó Aguacanal para el año 2021. Este precio ha servido para amortiguar el incremento del coste del término de energía, que se ha visto en el punto anterior, producto del cambio en el calendario eléctrico.

3.2. Energía reactiva

La energía reactiva producida genera una penalización en la factura eléctrica. A continuación, en la Tabla 6 se muestran los factores de potencia obtenidos para los diferentes sectores de la 1FZRCN para cada mes y periodo eléctrico.

Tabla 6: Energía activa, reactiva y factor de potencia obtenido en los diferentes sectores de la IFZRCN para cada uno de los periodos que contiene cada mes.

		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
SI	P1	Wa	891	891				937					846	
		Wr	279	253					271				251	
		cos ϕ	0,95	0,96					0,96				0,96	
	P2	Wa	956	1.017	863				1.016				926	860
		Wr	256	273	251				268				266	233
		cos ϕ	0,97	0,97	0,96				0,97				0,96	0,97
	P3	Wa			820			1.003		899	926		1.104	
		Wr			222			300		262	262		278	
		cos ϕ			0,97			0,96		0,96	0,96		0,97	
	P4	Wa				1.078	1.376	877		709	926	1.008		
		Wr				293	343	252		213	263	278		
		cos ϕ				0,97	0,97	0,96		0,96	0,96	0,96		
	P5	Wa				1.128	1.087					1.017		
		Wr				282	281					252		
		cos ϕ				0,97	0,97					0,97		
	P6	Wa	2.591	2.452	2.812	1.962	3.096	1.849	2.302	1.994	1.990	2.497	2.314	2.772
		Wr	479	519	541	409	612	426	497	427	422	509	468	555
		cos ϕ	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,97	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98
SII.1	P1	Wa	956	813					17.040					932
		Wr	0	0					5					0
		cos ϕ	1,00	1,00					1,00					1,00
	P2	Wa	730	637	868				13.138				1.869	710
		Wr	0	0	0				10				0	0
		cos ϕ	1,00	1,00	1,00				1,00				1,00	1,00
	P3	Wa			667			6.142		12.915	12.869		1.257	
		Wr			6			1		6	9		0	
		cos ϕ			1,00			1,00		1,00	1,00		1,00	
	P4	Wa				2.628	6.719	3.288		8.463	8.023	4.242		
		Wr				0	0	1		8	8	0		
		cos ϕ				1,00	1,00	1,00		1,00	1,00	1,00		
	P5	Wa				1.908	5.257					3.011		
		Wr				0	0					0		
		cos ϕ				1,00	1,00					1,00		
	P6	Wa	845	735	782	874	10.140	16.318	30.334	30.470	28.340	6.593	2.328	831
		Wr	0	0	0	1	0	2	13	12	14	0	0	0
		cos ϕ	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
SIV.1	P1	Wa	1.664	1.518					1.513				1.277	
		Wr	0	0					29				0	

		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
SIV.4	cos φ	1,00	1,00					1,00					1,00	
	Wa	1.330	1.261	1.133				1.278				1.291	958	
	P2 Wr	2	0	21				23				12	0	
	cos φ	1,00	1,00	1,00				1,00				1,00	1,00	
	Wa			1.074			1.605		1.606	1.332		1.068		
	P3 Wr			20			18		33	14		6		
	cos φ			1,00			1,00		1,00	1,00		1,00		
	Wa				1.423	1.436	1.384		1.399	1.059	1.399			
	P4 Wr				18	9	21		25	9	25			
	cos φ				1,00	1,00	1,00		1,00	1,00	1,00			
	Wa				1.246	1.145						1.323		
	P5 Wr				19	7						19		
	cos φ				1,00	1,00						1,00		
	Wa	1.961	2.542	2.304	2.159	2.194	2.794	1.918	2.275	2.220	1.533	2.612	1.746	
	P6 Wr	25	23	28	53	57	48	36	39	30	28	58	26	
	cos φ	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	
	SIV.4	Wa	357	337					365					403
		P1 Wr	56	54					63					60
cos φ		0,99	0,99					0,99					0,99	
Wa		376	418	404				374				450	380	
P2 Wr		61	62	62				64				64	68	
cos φ		0,99	0,99	0,99				0,99				0,99	0,98	
Wa				434			443		392	325		417		
P3 Wr				70			76		68	62		65		
cos φ				0,99			0,99		0,99	0,98		0,99		
Wa					464	416	504		478	258	418			
P4 Wr					72	77	83		87	46	67			
cos φ					0,99	0,98	0,99		0,98	0,98	0,99			
Wa					492	413						439		
P5 Wr					85	72						70		
cos φ					0,99	0,99						0,99		
Wa		1.265	1.000	1.131	1.345	973	1.188	1.319	934	1.173	691	1.058	1.047	
P6 Wr		192	156	179	211	156	201	220	158	198	113	177	162	
cos φ		0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	
SVI	Wa	1.490	1.245					1.056					1.204	
	P1 Wr	1	0					6					0	
	cos φ	1,00	1,00					1,00					1,00	
	Wa	1.240	1.175	1.188				974				1.261	1.084	
	P2 Wr	3	0	0				7				0	0	
	cos φ	1,00	1,00	1,00				1,00				1,00	1,00	

		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
P3	Wa			1.121			1.444		1.085	1.077		1.120		
	Wr			0			13		0	0		0		
	cos φ			1,00			1,00		1,00	1,00		1,00		
P4	Wa				1.236	1.119	1.243		985	988	1.090			
	Wr				0	2	4		0	0	0			
	cos φ				1,00	1,00	1,00		1,00	1,00	1,00			
P5	Wa				1.014	958					979			
	Wr				0	0					0			
	cos φ				1,00	1,00					1,00			
P6	Wa	2.077	1.678	1.597	1.531	1.429	1.451	1.288	1.431	1.243	1.274	1.475	1.524	
	Wr	55	1	0	0	0	1	3	2	0	0	0	0	
	cos φ	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	
SVII	P1	Wa	867	939					759				1.130	
		Wr	9	7					5				7	
		cos φ	1,00	1,00					1,00				1,00	
	P2	Wa	781	811	594				701				1.267	1.021
		Wr	12	5	4				3				11	5
		cos φ	1,00	1,00	1,00				1,00				1,00	1,00
	P3	Wa			640			1.024		892	893		1.110	
		Wr			4			4		2	8		7	
		cos φ			1,00			1,00		1,00	1,00		1,00	
	P4	Wa				1.086	1.104	977		846	843	413		
		Wr				2	8	8		4	8	2		
		cos φ				1,00	1,00	1,00		1,00	1,00	1,00		
P5	Wa				976	934					454			
	Wr				4	8					1			
	cos φ				1,00	1,00					1,00			
P6	Wa	1.567	1.084	1.523	1.379	1.566	1.649	1.560	1.411	1.409	1.560	1.451	1.290	
	Wr	0	6	8	1	5	8	7	1	0	5	10	1	
	cos φ	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	
SVIII	P1	Wa	537	1.019					10.354				555	
		Wr	0	6					805				0	
		cos φ	1,00	1,00					1,00				1,00	
	P2	Wa	420	588	1.263				10.813				1.794	421
		Wr	0	2	19				1.020				47	0
		cos φ	1,00	1,00	1,00				1,00				1,00	1,00
	P3	Wa			949			2.777		12.350	7.485		1.380	
		Wr			21			84		1.137	385		35	
		cos φ			1,00			1,00		1,00	1,00		1,00	
	P4	Wa				1.177	7.169	2.725		11.373	6.831	1.233		

		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
SX	Wr				11	626	84		1.127	383	8		
	cos φ				1,00	1,00	1,00		1,00	1,00	1,00		
	Wa				678	5.851					997		
	P5 Wr				6	477					11		
	cos φ				1,00	1,00					1,00		
	Wa	493	504	1.109	794	8.298	12.728	26.717	26.064	13.209	1.594	1.099	504
	P6 Wr	0	0	18	4	646	924	3.290	3.276	884	31	6	0
	cos φ	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,99	0,99	1,00	1,00	1,00	1,00
	Wa	941	877					682					901
	P1 Wr	20	19					15					14
	cos φ	1,00	1,00					1,00					1,00
	Wa	490	578	778				439				656	657
	P2 Wr	8	17	11				13				15	9
	cos φ	1,00	1,00	1,00				1,00				1,00	1,00
	Wa			379			711		885	805		398	
	P3 Wr			7			20		11	12		4	
	cos φ			1,00			1,00		1,00	1,00		1,00	
	Wa				849	974	398		474	440	862		
P4 Wr				11	21	9		7	8	11			
cos φ				1,00	1,00	1,00		1,00	1,00	1,00			
Wa				544	508					575			
P5 Wr				12	9					10			
cos φ				1,00	1,00					1,00			
Wa	438	409	681	426	482	448	493	508	725	452	44	3	436
P6 Wr	3	2	3	3	2	3	8	4	7	3	1	3	
cos φ	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	

Se puede observar que únicamente en el Sector I existen meses en los que el factor de potencia es inferior a lo permitido, lo que conllevará a tener penalizaciones. En el resto de los sectores el valor del factor de potencia no es inferior a lo permitido. Considerando esto, se ha obtenido el coste monetario que conllevará tener factores de potencia inferiores a lo reglamentado (Tabla 7).

Tabla 7: Penalización mensual en € por la generación de energía reactiva en cada uno de los sectores de la IFZRCN.

		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
SI	P1	0,00	0,00					0,00					0,00	
	P2	0,00	0,00	0,00				0,00				0,00	0,00	
	P3			0,00			0,00		0,00	0,00		0,00		
	P4				0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00			
	P5				0,00	0,00					0,00			
	P6	0,00	1,43	0,00	0,83	0,00	2,81	1,83	1,41	1,20	0,48	0,00	0,00	

		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
	Total	0,00	1,43	0,00	0,83	0,00	2,81	1,83	1,41	1,20	0,48	0,00	0,00	9,99
SII.1	P1	0,00	0,00					0,00					0,00	
	P2	0,00	0,00	0,00				0,00				0,00	0,00	
	P3			0,00			0,00		0,00	0,00		0,00		
	P4				0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00			
	P5				0,00	0,00					0,00			
	P6	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SIV.1	P1	0,00	0,00					0,00					0,00	
	P2	0,00	0,00	0,00				0,00				0,00	0,00	
	P3			0,00			0,00		0,00	0,00		0,00		
	P4				0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00			
	P5				0,00	0,00					0,00			
	P6	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SIV.4	P1	0,00	0,00					0,00					0,00	
	P2	0,00	0,00	0,00				0,00				0,00	0,00	
	P3			0,00			0,00		0,00	0,00		0,00		
	P4				0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00			
	P5				0,00	0,00					0,00			
	P6	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SVI	P1	0,00	0,00					0,00					0,00	
	P2	0,00	0,00	0,00				0,00				0,00	0,00	
	P3			0,00			0,00		0,00	0,00		0,00		
	P4				0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00			
	P5				0,00	0,00					0,00			
	P6	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SVII	P1	0,00	0,00					0,00					0,00	
	P2	0,00	0,00	0,00				0,00				0,00	0,00	
	P3			0,00			0,00		0,00	0,00		0,00		
	P4				0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00			
	P5				0,00	0,00					0,00			
	P6	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SVIII	P1	0,00	0,00					0,00					0,00	
	P2	0,00	0,00	0,00				0,00				0,00	0,00	
	P3			0,00			0,00		0,00	0,00		0,00		
	P4				0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00			

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
P5				0,00	0,00					0,00			
P6	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SX	P1	0,00	0,00				0,00						0,00
	P2	0,00	0,00	0,00			0,00				0,00	0,00	
	P3			0,00			0,00	0,00	0,00		0,00		
	P4				0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00			
	P5				0,00	0,00					0,00		
	P6	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

El coste total por la generación de energía reactiva de todos los sectores de la 1FZRCN es de 9,99 €, siendo la totalidad de dicho precio producido en el periodo 6 del Sector I. Esto se debe a que es el sector que más años tiene, no obstante, la instalación está adecuadamente compensada con las baterías de condensadores que tiene. A pesar de que dicha penalización no es elevada, será importante prestarles atención ya que con el paso de los años se irá incrementando.

Anexo 4: Energías renovables

4.1. Potencia pico a instalar

A continuación, en la Tabla 8 se muestra el análisis eléctrico realizado a las alternativas de cada uno de los sectores:

Tabla 8: Análisis eléctrico de las diferentes alternativas que han sido valoradas para cada uno de los sectores.

		Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3	Alternativa 4
SI	Potencia (kW)	150	115	75	40
	Auto/generado	10,05%	12,13%	15,91%	21,31%
	Auto/consumido	32,54%	31,43%	29,43%	26,02%
	Excedentes	220.659,93	164.425,99	101.769,35	50.561,01
SII.1	Potencia (kW)	840	630	420	210
	Auto/generado	4,15%	5,37%	7,66%	13,21%
	Auto/consumido	34,87%	34,32%	33,22%	30,46%
	Excedentes	1.356.230,92	1.001.311,78	647.918,62	300.548,21
SIV.1	Potencia (kW)	205	155	105	55
	Auto/generado	12,41%	15,42%	20,03%	28,89%
	Auto/consumido	36,74%	35,46%	33,96%	28,52%
	Excedentes	298.766,51	216.667,11	141.111,95	63.159,58
SIV.4	Potencia (kW)	110	85	55	30
	Auto/generado	7,70%	9,37	12,76%	17,63%
	Auto/consumido	35,38%	34,31%	32,26	28,67%
	Excedentes	169.657,11	128.198,15	79.173,37	40.499,63
SVI	Potencia (kW)	370	280	185	95
	Auto/generado	6,58%	8,37%	12,29%	21,06%
	Auto/consumido	41,35%	40,56%	38,91%	35,53%
	Excedentes	567.640,76	428.793,71	262.788,10	118.746,72
SVII	Potencia (kW)	180	135	90	45
	Auto/generado	8,74%	11,23%	15,40%	23,29%
	Auto/consumido	31,04%	30,33%	28,79%	24,86%
	Excedentes	282.216,36	204.613,29	128.665,21	57.472,34
SVIII	Potencia (kW)	265	200	135	70
	Auto/generado	8,84%	11,21%	15,36%	23,75%
	Auto/consumido	33,60%	32,68%	31,15%	27,54%
	Excedentes	416.316,12	304.576,75	194.323,83	89.287,32
SX	Potencia (kW)	265	200	135	70
	Auto/generado	5,72%	7,41%	10,45%	16,63%
	Auto/consumido	53,00%	52,57%	50,79%	45,93%
	Excedentes	464.776,11	343.316,02	222.771,44	106.444,06

En todos los casos se ha observado que a mayor potencia aumentan tanto los excedentes como el porcentaje que relaciona la energía generada que es consumida con la energía que debe ser consumida. Sin embargo, el porcentaje de energía generada consumida con la energía total producida se ve disminuido. En todos los sectores se puede observar que la cantidad de excedentes producidos se ven considerablemente aumentados con el aumento de potencia, al dichos aspectos proporcionales.

En segundo lugar, se ha realizado un análisis económico de las diferentes alternativas que han sido evaluadas para cada uno de los sectores, el cual puede observarse en la Tabla 9.

Tabla 9: Análisis económico de las diferentes alternativas que han sido valoradas para cada uno de los sectores.

		Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3	Alternativa 4
SI	Potencia (kW)	150	115	75	40
	Coste instalación (€)	180.000,00	138.000,00	90.000,00	48.000,00
	Amortización (años)	17,80	17,40	16,70	15,90
	TIR (%)	3,64%	3,90%	4,33%	4,89%
SII.1	Potencia (kW)	840	630	420	210
	Coste instalación (€)	1.008.000,00	756.000,00	504.000,00	252.000,00
	Amortización (años)	18,7	18,4	17,8	16,7
	TIR (%)	3,05%	3,22%	3,54%	4,27%
SIV.1	Potencia (kW)	205	155	105	55
	Coste instalación (€)	246.000,00	186.000,00	126.000,00	66.000,00
	Amortización (años)	16,90	16,40	15,30	14,80
	TIR (%)	4,13%	4,47%	5,19%	5,72%
SIV.4	Potencia (kW)	110	85	55	30
	Coste instalación (€)	132.000,00	102.000,00	66.000,00	36.000,00
	Amortización (años)	18,10	17,70	17,10	16,10
	TIR (%)	3,48%	3,69%	4,10%	4,64%
SVI	Potencia (kW)	370	280	185	95
	Coste instalación (€)	444.000,00	336.000,00	222.000,00	114.000,00
	Amortización (años)	18,60	17,80	17,50	16,20
	TIR (%)	3,14%	3,61%	3,88%	4,84%
SVII	Potencia (kW)	180	135	90	45
	Coste instalación (€)	216.000,00	162.000,00	108.000,00	54.000,00
	Amortización (años)	17,10	16,80	15,90	14,70
	TIR (%)	3,98%	4,28%	4,76%	5,57%
SVIII	Potencia (kW)	265	200	135	70
	Coste instalación (€)	318.000,00	240.000,00	162.000,00	84.000,00
	Amortización (años)	17,10	16,70	16,20	15,10
	TIR (%)	3,90%	4,17%	4,62%	5,45%
SX	Potencia (kW)	265	200	135	70
	Coste instalación (€)	318.000,00	240.000,00	162.000,00	84.000,00

	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3	Alternativa 4
Amortización (años)	16,10	15,80	15,30	14,60
TIR (%)	4,32%	4,52%	4,88%	5,57%

Se puede observar que a mayor potencia mayores son los costes de la instalación y los años requeridos para la amortización de la instalación fotovoltaica.

4.2. Caracterización de la instalación fotovoltaica

En números generales para todos los sectores se pudo observar que del consumo eléctrico total (1,11 MWh) el 47,11 % se realiza en horario diurno (531.755 kWh). Por lo tanto, dicha cantidad podría ser consumida de lo generado por la instalación fotovoltaica, a no ser que se realizase una modificación en las pautas del riego.

A continuación, en la Tabla 10 se muestra los resultados eléctricos del funcionamiento de la instalación fotovoltaica para cada uno de los sectores.

Tabla 10: Producción esperada en la instalación fotovoltaica, autoconsumo conseguido y repercusión en el consumo de cada una de las estaciones de bombeo de la IFZRCN.

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
SI												
Consumo diurno (kWh)	938	819	795	681	5.891	6.357	14.597	12.970	11.467	689	603	666
Consumo total (kWh)	1.511	1.322	1.273	1.064	13.296	16.143	38.936	33.168	26.001	1.268	967	1.071
Generación FV (kWh)	6.735	7.755	8.789	12.340	14.824	13.922	15.289	14.477	11.890	9.141	5.792	4.948
Auto FV (kWh)	475	493	558	537	2.917	3.955	5.469	4.501	4.119	457	328	324
Excedentes (kWh)	6.260	7.262	8.231	11.803	11.907	9.967	9.820	9.975	7.771	8.684	5.464	4.625
Consumo red (kWh)	1.036	829	715	527	10.379	12.188	33.467	28.667	21.882	811	639	747
Auto/ consumo diurno (%)	50,62	60,19	70,17	78,92	49,52	62,21	37,47	34,71	35,92	66,30	54,47	48,61
SII.1												
Consumo diurno (kWh)	1.584	1.333	1.460	4.542	10.936	12.800	24.113	23.522	19.815	6.117	2.597	1.543
Consumo total (kWh)	2.531	2.119	2.320	5.409	22.217	31.049	60.668	59.241	55.243	13.731	5.454	2.473

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Generación FV (kWh)	42.037	45.985	50.607	68.924	83.428	78.588	87.268	81.790	66.737	53.254	26.161	29.543
Auto FV (kWh)	920	857	1.062	3.989	7.983	10.304	15.745	14.107	7.333	2.229	991	884
Excedentes (kWh)	41.117	45.128	49.545	64.936	75.446	68.284	71.523	67.683	59.404	51.025	25.170	28.659
Consumo red (kWh)	1.611	1.262	1.258	1.420	14.234	20.745	44.923	45.134	47.910	11.502	4.463	1.589
Auto/ consumo diurno (%)	58,07	64,32	72,74	87,82	73,00	80,50	65,30	59,97	37,01	36,44	38,16	57,30
Consumo diurno (kWh)	867	1.875	812	635	9.714	9.553	18.814	19.302	10.663	2.498	4.379	1.204
Consumo total (kWh)	1.396	2.991	1.312	1.025	18.430	18.615	39.502	40.903	23.683	4.068	6.157	2.006
Generación FV (kWh)	10.260	12.990	13.688	17.733	14.523	20.019	23.819	20.364	16.924	14.016	8.882	10.318
SIV.1 Auto FV (kWh)	515	1.224	588	533	3.715	6.495	10.726	9.443	4.987	1.519	1.910	768
Excedentes (kWh)	9.745	11.766	13.100	17.200	10.807	13.524	13.093	10.922	11.937	12.496	6.972	9.549
Consumo red (kWh)	881	1.767	724	492	14.715	12.120	28.776	31.460	18.696	2.549	4.247	1.238
Auto/ consumo diurno (%)	59,36	65,30	72,40	83,90	38,24	67,98	57,01	48,92	46,77	60,82	43,61	63,79
Consumo diurno (kWh)	455	361	395	356	1.641	3.928	9.194	5.769	4.216	367	1.149	423
Consumo total (kWh)	733	574	636	569	4.220	8.892	23.088	13.079	8.931	591	1.763	681
SIV.4 Generación FV (kWh)	5.502	4.857	7.651	9.179	7.675	10.872	11.875	11.734	8.906	7.528	4.650	3.256
Auto FV (kWh)	271	223	285	304	682	2.352	4.178	3.322	1.919	256	485	236
Excedentes (kWh)	5.232	4.634	7.365	8.876	6.993	8.520	7.697	8.412	6.987	7.271	4.165	3.020
Consumo red (kWh)	462	351	351	265	3.538	6.540	18.910	9.757	7.012	335	1.278	445

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Auto/ consumo diurno (%)	59,49	61,78	72,22	85,27	41,57	59,87	45,44	57,58	45,51	69,85	42,18	55,75
Consumo diurno (kWh)	1.341	1.425	1.078	992	5.100	7.020	16.408	17.652	11.024	2.079	1.725	1.181
Consumo total (kWh)	2.166	2.074	1.742	1.557	8.840	13.747	31.585	33.827	20.360	3.257	2.695	1.900
Generación FV (kWh)	19.275	20.719	24.167	30.541	26.289	35.855	39.467	35.851	29.641	24.319	11.450	10.444
SVI Auto FV (kWh)	747	910	761	789	3.281	5.465	12.397	11.602	6.280	1.276	1.086	637
Excedentes (kWh)	18.528	19.809	23.407	29.752	23.009	30.390	27.070	24.249	23.361	23.043	10.364	9.807
Consumo red (kWh)	1.419	1.164	981	768	5.559	8.282	19.188	22.225	14.080	1.981	1.609	1.263
Auto/ consumo diurno (%)	55,71	63,83	70,57	79,57	64,32	77,85	75,55	65,72	56,96	61,37	62,95	53,93
Consumo diurno (kWh)	857	1.239	1.713	1.217	5.460	5.462	10.717	13.583	9.176	1.228	704	943
Consumo total (kWh)	1.391	2.096	3.368	2.451	12.549	11.637	25.452	31.737	21.813	2.665	1.144	1.527
Generación FV (kWh)	8.785	10.234	12.230	15.298	12.991	17.757	19.247	19.312	13.821	12.084	7.425	8.532
SVII Auto FV (kWh)	475	756	948	806	2.532	3.961	6.977	7.634	3.410	630	407	515
Excedentes (kWh)	8.310	9.478	11.282	14.492	10.459	13.796	12.270	11.678	10.411	11.454	7.017	8.017
Consumo red (kWh)	916	1.340	2.420	1.645	10.017	7.676	18.475	24.103	18.403	2.035	737	1.012
Auto/ consumo diurno (%)	55,39	61,03	55,32	66,27	46,38	72,52	65,11	56,20	37,16	51,29	57,83	54,57
Consumo diurno (kWh)	906	1.385	1.873	1.504	9.838	12.453	16.222	18.749	10.729	2.187	3.017	922
Consumo total (kWh)	1.450	1.990	3.323	2.649	21.357	27.235	47.957	49.708	27.447	3.822	4.273	1.480
SVIII												

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Generación FV (kWh)	13.177	15.352	18.345	22.947	19.487	26.635	28.871	28.969	20.731	18.126	11.137	12.798
Auto FV (kWh)	508	1.009	1.333	1.104	4.063	7.858	8.633	9.786	4.635	1.102	1.700	520
Excedentes (kWh)	12.669	14.342	17.012	21.843	15.424	18.778	20.238	19.182	16.097	17.024	9.437	12.278
Consumo red (kWh)	942	981	1.990	1.545	17.294	19.377	39.324	39.922	22.812	2.720	2.573	960
Auto/consumo diurno (%)	56,08	72,88	71,17	73,40	41,30	63,10	53,22	52,20	43,20	50,40	56,35	56,38
Consumo diurno (kWh)	802	662	661	534	1.599	3.039	10.404	12.472	8.012	2.699	826	805
Consumo total (kWh)	1.295	1.025	1.063	851	2.039	3.827	11.994	15.327	10.310	3.966	1.220	1.295
Generación FV (kWh)	16.650	15.781	26.325	20.179	26.657	26.364	29.951	28.162	20.883	18.493	11.908	12.368
Auto FV (kWh)	480	387	478	452	1.283	2.839	8.930	8.883	4.591	1.596	567	464
Excedentes (kWh)	16.170	15.394	25.847	19.728	25.374	23.524	21.021	19.279	16.291	16.898	11.342	11.904
Consumo red (kWh)	815	638	585	399	756	988	3.064	6.444	5.719	2.370	653	831
Auto/consumo diurno (%)	59,88	58,45	72,29	84,61	80,22	93,43	85,83	71,23	57,31	59,12	68,59	57,65

* Siendo auto el autoconsumo de la instalación fotovoltaica

Con los resultados obtenidos se ha visto que únicamente el 26,41 % del consumo total se obtendrá de la instalación fotovoltaica, mientras que el restante se seguirá obteniendo de la red. Aunque este número sea pequeño, la venta de los excedentes hará que el precio final de la factura eléctrica se vea reducida. En total se generarán 2,073 MWh, de los cuales serán empleados en las estaciones de bombeo 249.953 kWh, un 14,22 %, mientras que lo restante será vendido (1,78 MWh).

Tras esto se han obtenido los valores económicos (Tabla 11) para analizar la reducción en la facturación eléctrica que conllevaría la instalación fotovoltaica con las potencias determinadas para cada uno de los sectores de la 1FZRCN.

Tabla 11: Diferentes costes de la facturación eléctrica de la diferentes sectores de la IFZRCN.

		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
SI	Término energía (€)	119	107	100	84	996	1.204	2.873	2.460	1.940	100	76	71
	Energía vendida (€)	313	363	412	590	595	498	491	499	389	434	273	231
	Ahorro auto (€)	37	38	40	36	184	247	366	288	263	31	24	25
	Ahorro total (€)	350	402	452	626	780	746	857	786	652	465	297	257
SII.1	Término energía (€)	203	174	166	393	1.494	2.242	4.554	3.785	3.868	962	394	165
	Energía vendida (€)	2.056	2.256	2.477	3.247	3.772	3.414	3.576	3.384	2.970	2.551	1.258	1.433
	Ahorro auto (€)	71	67	76	288	487	641	1.111	919	490	156	74	68
	Ahorro total (€)	2.127	2.323	2.553	3.535	4.259	4.055	4.687	4.303	3.460	2.707	1.332	1.501
SIV.1	Término energía (€)	110	228	103	81	1.415	1.410	2.990	3.086	1.770	308	469	130
	Energía vendida (€)	487	588	655	860	540	676	655	546	597	625	349	477
	Ahorro auto (€)	40	83	42	35	234	423	735	607	320	96	140	63
	Ahorro total (€)	527	671	697	895	774	1.100	1.390	1.153	917	721	488	540
SIV.4	Término energía (€)	58	46	50	45	310	651	1.691	958	669	46	137	45
	Energía vendida (€)	262	232	368	444	350	426	385	421	349	364	208	151
	Ahorro auto (€)	20,83	17,34	20,42	20,09	43,15	143,53	271,63	205,03	122,35	17,11	37,08	18,23
	Ahorro total (€)	282	249	389	464	393	570	657	626	472	381	245	169
SVI	Término energía (€)	122	254	96	123	675	1.057	2.394	2.566	1.539	236	227	122
	Energía vendida (€)	926	990	1.170	1.488	1.150	1.519	1.354	1.212	1.168	1.152	518	490
	Ahorro auto (€)	58	75	55	53	205	370	846	745	401	90	80	49
	Ahorro total (€)	984	1.065	1.225	1.541	1.356	1.890	2.199	1.958	1.569	1.242	599	540
SVII	Término energía (€)	109	184	254	193	942	891	1.905	2.388	1.672	205	89	101
	Energía vendida (€)	416	474	564	725	523	690	613	584	521	573	351	401
	Ahorro auto (€)	37	61	67	52	158	263	457	485	226	40	30	40
	Ahorro total (€)	453	535	632	777	681	953	1.070	1.069	746	613	380	441
SVIII	Término energía (€)	114	162	253	206	1.637	2.053	3.553	3.704	2.081	294	324	98
	Energía vendida (€)	633	717	851	1.092	771	939	1.012	959	805	851	472	614
	Ahorro auto (€)	39	71	87	70	254	507	566	600	299	77	110	40
	Ahorro total (€)	673	788	937	1.163	1.025	1.446	1.578	1.559	1.103	928	582	654
SX	Término energía (€)	102	82	83	67	164	300	932	1.172	794	304	96	85
	Energía vendida (€)	808	770	1.292	986	1.269	1.176	1.051	964	815	845	567	595
	Ahorro auto (€)	37	30	34	30	84	185	584	546	287	101	42	36
	Ahorro total (€)	845	800	1.326	1.016	1.353	1.361	1.635	1.510	1.101	946	609	631

* Siendo auto el autoconsumo de la instalación fotovoltaica.

Poder emplear la energía eléctrica generada por la instalación fotovoltaica conllevará un ahorro económico de 19.443 € para todos los sectores. Asimismo, la venta del excedente de energía traerá unos ingresos de 88.926 €. Considerando estos dos aspectos se podría decir que la instalación fotovoltaica traerá un ahorro total de 108.369 € para todos los sectores. Por otra parte, el coste

término de energía sin IVA en el año 2020 fue de 82.340 €, por lo que es un valor inferior al ahorro que conllevaría, pero hay que recordar que las facturas eléctricas están compuestas por más aspectos que solamente este. Además, las instalaciones tendrías unos costes de mantenimientos que también deberán ser abonados.

Finalmente, se ha realizado un análisis económico para la potencia pico instalada en cada uno de los sectores, para así saber los costes generales de la instalación, el ahorro que conllevaría la instalación de la misma, entre otros aspectos. Este análisis se muestra en la Tabla 12.

Tabla 12: Análisis económico de la instalación fotovoltaica instalada en cada uno de los sectores de la IFZRCN.

SI	Coste de instalación FV (€)	90.000,00
	Coste anual mantenimiento (€)	1.350,00
	Venta de energía (€)	5.088,47
	Ahorro por producción (€)	1.580,00
	TIR	4,33%
	Periodo de recuperación de la inversión	16,7
SII.1	Coste de instalación FV (€)	504.000,00
	Coste anual mantenimiento (€)	7.560,00
	Venta de energía (€)	32.395,93
	Ahorro por producción (€)	4.447,70
	TIR	3,54%
	Periodo de recuperación de la inversión	17,8
SIV.1	Coste de instalación FV (€)	126.000,00
	Coste anual mantenimiento (€)	1.890,00
	Venta de energía (€)	7.055,60
	Ahorro por producción (€)	2.818,29
	TIR	5,19%
	Periodo de recuperación de la inversión	15,3
SIV.4	Coste de instalación FV (€)	66.000,00
	Coste anual mantenimiento (€)	990,00
	Venta de energía (€)	3.958,67
	Ahorro por producción (€)	936,82
	TIR	4,10%
	Periodo de recuperación de la inversión	17,1
SVI	Coste de instalación FV (€)	222.000,00
	Coste anual mantenimiento (€)	3.330,00
	Venta de energía (€)	13.139,41
	Ahorro por producción (€)	3.027,61
	TIR	3,88%
	Periodo de recuperación de la inversión	17,5
SVII	Coste de instalación FV (€)	108.000,00
	Coste anual mantenimiento (€)	1.620,00

	Venta de energía (€)	6.433,26
	Ahorro por producción (€)	1.916,24
	TIR	4,76%
	Periodo de recuperación de la inversión	15,9
	<hr/>	
	Coste de instalación FV (€)	162.000,00
	Coste anual mantenimiento (€)	2.430,00
SVIII	Venta de energía (€)	9.716,19
	Ahorro por producción (€)	2.720,12
	TIR	4,62%
	Periodo de recuperación de la inversión	16,2
	<hr/>	
	Coste de instalación FV (€)	162.000,00
	Coste anual mantenimiento (€)	2.430,00
SX	Venta de energía (€)	11.138,57
	Ahorro por producción (€)	1.996,32
	TIR	4,88%
	Periodo de recuperación de la inversión	15,3
	<hr/>	

El coste total de la instalación fotovoltaica es de 1.440.000 € y el coste anual de su mantenimiento es de 21.600 €. Considerando los costes de la instalación y los ahorros que conllevaría el periodo de recuperación de la inversión de media para todos los sectores es de 16,48 años. Sabiendo que la vida útil considerada de la misma es de unos 30 años, se puede concluir que realizar dicha inversión es rentable.