



Facultad de Ciencias Económicas y Empresariales, ICADE

Desarrollo, rentabilidad e impacto de un parque fotovoltaico de 20 MW.

Autor: Jaime Javier Gutiérrez-Cortines Ruiz-Jiménez

Director: María Gloria Martín Antón

Índice

RESUMEN:.....	4
ABSTRACT:.....	5
I. INTRODUCCIÓN	6
1.1 Contextualización.....	6
1.2 Objetivo del trabajo.....	8
1.3 Metodología	8
II. SECTOR ENERGÉTICO ESPAÑOL.....	8
2.1 Tipos de energía	8
2.2 Funcionamiento de la energía solar fotovoltaica.....	9
2.3 Situación geográfica de España.....	10
2.4 Evolución histórica del sector eléctrico.....	11
2.6 Marco regulatorio del proyecto	15
2.6 Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre	16
III. DESARROLLO DEL PROYECTO.....	18
3.1 Búsqueda de terreno	18
3.2 Localización	19
3.3 Procedimiento administrativo.....	20
3.3.1 Fases para iniciar la construcción del proyecto	20
3.3.2 Fases de construcción.....	22
3.3.3 Fases posteriores a la construcción	23
IV. INGRESOS Y GASTOS DEL PROYECTO	25
4.1 Inversión inicial.....	25
4.2 Gastos de explotación.....	27
4.3 Fondo de maniobra.....	28
4.4 Ingresos de explotación.....	29
4.5 Amortización.....	29
V. PROJECT FINANCE.....	31
5.1 Concepto y funcionamiento.....	31
5.2 Tipos de financiación	32
5.3 Coste de la financiación	34
VI. RENTABILIDAD DEL PROYECTO	35
6.1 Instrumentos financieros de rentabilidad	35
6.1.1 Cash Flow.....	35
6.1.2 Valor actual neto (VAN)	36
6.1.3 Tasa interna de retorno (TIR).....	37

6.1.4 Payback	37
6.2 Resultados	38
6.2.1 Análisis de la rentabilidad	38
6.2.2 Ratio de Cobertura del Servicio de la Deuda	38
6.2.3 Análisis de sensibilidad	39
6.2.3 Análisis de Riesgos	41
VII. CONCLUSIÓN	43
BIBLIOGRAFÍA	45
ANEXO I	49

RESUMEN:

Actualmente, vivimos en una sociedad muy preocupada por la aparición del efecto invernadero y la aceleración del cambio climático. La eficiencia energética y las energías renovables son las principales herramientas utilizadas por los gobiernos de todo el mundo para luchar contra el cambio climático y garantizar la Transición energética. Este trabajo de investigación analiza cómo sería la construcción de un parque fotovoltaico desde un punto de vista financiero. Para ello, se comenzará con una introductoria contextualización del sector energético español, explicando su evolución, el funcionamiento del mercado, la regulación y el nuevo Real Decreto 1183/2020. Posteriormente, se analizarán las fases administrativas necesarias para construir un parque fotovoltaico. Finalmente, se elaborará un Project Finance como método de financiación. Este apartado se desarrollará en 4 secciones principales de estudio: los tipos de financiación, análisis de la rentabilidad del proyecto, análisis de los riesgos y se concluirá explicando el impacto social y medioambiental del proyecto.

PALABRAS CLAVE: parque fotovoltaico, Transición energética, financiación, Project Finance, rentabilidad, impacto.

ABSTRACT:

Nowadays, we live in a society that is very concerned about the emergence of the greenhouse effect and the acceleration of climate change. Energy efficiency and renewable energies are the main tools used by governments around the world to fight climate change and ensure the Energy Transition. This research work analyzes how the construction of a photovoltaic park would look like from a financial point of view. To do so, it will begin with an introductory contextualization of the Spanish energy sector, explaining its evolution, the functioning of the market, regulation and the new Royal Decree 1183/2020. Subsequently, the administrative phases necessary to build a photovoltaic park will be analyzed. Finally, a Project Finance as a financing method will be elaborated. This section will be developed in 4 main sections of study: the types of financing, analysis of the profitability of the project, analysis of the risks and will be concluded by explaining the social and environmental impact of the project.

KEY WORDS: photovoltaic park, energy transition, financing, project finance, profitability, impact.

I. INTRODUCCIÓN

1.1 Contextualización

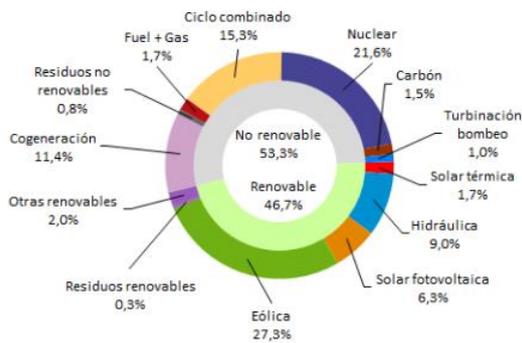
La energía consiste en la capacidad de la materia para realizar trabajo, movimiento o cambio. El ser humano utiliza los recursos naturales para transformarlos en energía, provocando un impacto mayor o menor en el medio ambiente. La globalización ha generado enormes cambios en el sector energético, además de un aumento exponencial en su producción. Muchas de las fuentes de energía tradicional como el carbón o el petróleo, quemando combustible transformándolo en energía, pero en el proceso, emiten grandes cantidades de gases nocivos para la atmósfera. La emisión de gases contaminantes es una de las principales causas de la aceleración del cambio climático y la aparición del efecto invernadero.

El cambio climático es uno de los principales problemas a los que debe enfrentarse la humanidad y ya está teniendo un enorme impacto social y económico. Los gobiernos son conscientes de estos problemas y han decidido firmar varios acuerdos internacionales para garantizar la protección medioambiental. En el año 2005 se firma el Protocolo de Kioto, un acuerdo entre los países de la Unión Europea, Estados Unidos, Japón y Rusia, que tiene por objetivo reducir la emisión de gases de efecto invernadero a la atmósfera en un 6 % antes del año 2012. En el año 2009 se firma el Acuerdo de Copenhague para establecer el clima jurídicamente vinculante a nivel mundial y tiene por objetivo frenar el incremento de la temperatura global. Finalmente, en el año 2015 en la XXI Conferencia Internacional sobre Cambio Climático, se firma el Acuerdo de París. Este tratado recoge las medidas de acción necesarias para evitar el cambio climático y surge la idea de la Agenda 2030 que tiene como objetivos la protección medioambiental y la mejora de la eficiencia energética. (Energía y Sociedad, 2021)

La eficiencia energética y las energías renovables son las principales herramientas utilizadas por los gobiernos de todo el mundo para luchar contra el cambio climático y garantizar la Transición energética, por lo que las empresas han tratado de aumentar la inversión en energías alternativas en los últimos años. Sin embargo, el principal problema para mejorar la eficiencia energética es la falta de información en los costes y la disponibilidad de nuevas tecnologías energéticas (Comunidades Europeas, 2005) que en ocasiones influyen en los inversores a la hora de tomar la decisión de invertir en este sector.

Actualmente, los países de la Unión Europea, además de buscar la transición energética, toman medidas para conseguir el “*mix energético*” que consiste en suministrar la energía total del país mediante una larga combinación de fuentes de energía primaria que puede obtener el hombre a través de los recursos naturales. España cuenta con un gran número de fuentes de energía renovable y el objetivo principal del gobierno es alcanzar en el año 2030 un porcentaje del 74 % de energía renovables de generación eléctrica. (Ec.europa.eu, 2020)

Estructura de generación de octubre del 2020



Estructura de generación de enero a octubre del 2020

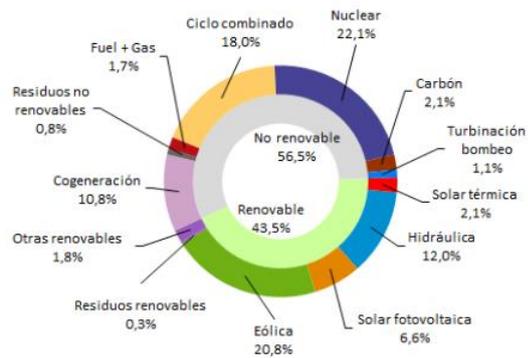


Gráfico 1. Generación eléctrica año 2020 según Red Eléctrica Española. Fuente: Pv magazine.

Durante el año 2020, la pandemia mundial provocada por el Covid-19 ha significado la reducción general de demanda eléctrica. Según el avance del sector eléctrico elaborado por Red Eléctrica de España, la demanda eléctrica en España ha disminuido un 5,6 % respecto al 2019, concretamente en 2020 se demandaron 249.819 GWh frente a los 264.853 GWh del año anterior (REE, 2020). Sin embargo, la producción de energías renovables ha crecido significativamente en el último año pasando de un 41% a casi un 47 % del total de energía producida en España en octubre de 2020 (Sánchez, P. 2020). Estos avances han significado el mayor empujón hacia el mix energético desde que existen registros.

El aumento de la presencia de energías renovables y las mejoras en eficiencia energética han sido muy positivos para conseguir los objetivos de descarbonización previsto para avanzar hacia la transición energética. El año 2020 superó todos los registros hasta la fecha ya que aproximadamente el 68% de la electricidad generada fue producida libre de emisiones de CO2.

A pesar de tener una situación geográfica privilegiada, grandes recursos naturales y estar en el top 10 mundial de países productores de energía renovable según el anuario estadístico de la capacidad renovable que realiza Agencia Internacional de Energía Renovable o IRENA (Roca, J.A, 2020), el crecimiento esperado del sector eléctrico se ha visto afectado en los últimos años por la cantidad de especulación del mercado. Como se explicará en uno de los apartados del trabajo, hasta el 2019 lo único que se necesitaba para acceder a un punto de conexión en la red para producir energía renovable era un aval económico. Por este motivo, muchas personas se dedicaron a especular, comprando puntos de conexión sin tener realmente ninguna idea de proyecto, vendiéndolos posteriormente por una cuantía mucho mayor. Esto provocó que, en el año 2019, aproximadamente el 60% de los nudos de conexión en España estuvieran saturados. Este año, el gobierno ha decidido publicar un nuevo Real Decreto, que analizaré detenidamente en uno de los apartados de este trabajo. Este decreto obligará a presentar, además del aval, un informe detallado del proyecto que garantice su futura construcción, protegiendo así a todos los usuarios generadores de energía y liberalizando el sector.

1.2 Objetivo del trabajo

El objetivo fundamental de este trabajo es desarrollar desde el principio un proyecto fotovoltaico de 20 MW. Este trabajo de investigación desarrollará todas las fases necesarias para la construcción de un parque solar fotovoltaico completo.

El trabajo comienza con una descripción detallada del sector eléctrico y su funcionamiento. A continuación, se explica el desarrollo del proyecto incluyendo todas las fases, licencias y permisos administrativos necesarios para iniciar la construcción de un parque solar fotovoltaico. En este trabajo, se analiza la construcción del proyecto desde una perspectiva más económica que técnica. Para ello, se estudian los distintos métodos de financiación disponible para iniciar su construcción, se estiman los posibles ingresos y gastos de explotación e impuestos que tiene y se elabora un Project Finance que recoge las distintas técnicas utilizadas por los socios para conocer que rentabilidad tiene el proyecto.

La última parte del trabajo incluye un análisis de los resultados esperados y el impacto económico y medioambiental que supondría la construcción del parque fotovoltaico.

1.3 Metodología

La metodología que se empleará para llevar a cabo el desarrollo de este trabajo será recopilar una enorme cantidad de datos para desarrollar un proyecto que se ajuste fielmente a un proyecto fotovoltaico real. Para ello, obtendré datos de distintas empresas del sector energético, de la legislación española y europea de energía renovable y preguntaré a distintos bancos y fondos por algún ejemplo de financiación de un proyecto fotovoltaico que hubieran financiado.

Una vez recogido los datos, se analizarán y se comenzará el desarrollo del proyecto, elaborando un balance, cuenta de pérdidas y ganancias y un plan financiero.

II. SECTOR ENERGÉTICO ESPAÑOL

2.1 Tipos de energía

Existen varias formas de clasificar la energía. En función de su utilidad, la energía se clasifica en:

- Energía primaria: energía que el hombre puede obtener a través de la propia naturaleza sin necesidad de transformación. Este tipo de energía puede almacenarse y existen numerosos tipos como el petróleo, uranio, gas natural o carbón.
- Energía secundaria: energía que el hombre obtiene gracias a la transformación de la energía primaria o natural como la electricidad

A su vez, en función de su disponibilidad, se puede clasificar la energía en dos tipos:

- Energía no renovable: aquella energía producida a través de reservas almacenadas de material orgánico, cuyo consumo produce su reducción y el aumento de su coste.
- Energía renovable: energía producida a través de materiales naturales de manera continua y son fuentes de energía inagotables. El hombre emplea la naturaleza para transformar grandes cantidades de energía continua y limpia para el planeta.

Al tratarse de un trabajo cuyo objetivo es la construcción un proyecto fotovoltaico y por tanto de energías limpias para el planeta, únicamente se explicará que tipos de energía renovable hay. (Factor energía, 2018).

- Energía eólica: utilización de la propia energía cinética que tiene el viento al estar en movimiento, la cual es transformada por el hombre a través de aeromotores y aerogeneradores. Los aeromotores son motores accionados por la fuerza del viento y generan energía mecánica. Los aerogeneradores emplean palas que al rotar, provocan que un generador produzca energía eléctrica.
- Energía hidráulica: este tipo de energía se produce principalmente en centrales hidráulicas. Estas suelen establecerse en embalses o presas y una vez cae el agua retenida, se gira una turbina provocando que el generador produzca energía eléctrica
- Biomasa: se obtiene energía a través de un proceso de combustión de materiales orgánicos de origen vegetal o animal como la leña. Sin embargo, deben utilizarse de manera moderada ya que un uso excesivo podría alterar el ecosistema.
- Energía geotérmica: utiliza el calor acumulado bajo la superficie terrestre para producir energía eléctrica.
- Energía mareomotriz: la fuerza de las corrientes submarinas o mareas hacen rotar unas palas, provocando que los generadores produzcan electricidad.
- Energía solar térmica: la radiación solar es captada por colectores y estos transfieren el calor captado en un fluido que se suministrará de manera gaseosa como con la calefacción o en forma de agua caliente.

2.2 Funcionamiento de la energía solar fotovoltaica

Los paneles fotovoltaicos están formados por células fotovoltaicas conectadas entre sí y que, al recibir la luz solar directamente, la absorben y emiten electrones transformando la energía en electricidad. La cantidad de electricidad producida por las células o módulos depende de la temperatura ambiente y la cantidad de radiación solar recibida.

Las células fotovoltaicas se agrupan en bloque formando un panel solar, que se compone mayoritariamente de silicio. En función de la pureza y cantidad de silicio encontramos tres tipos de células fotovoltaicas: (Schallenberg Rodríguez, J., 2008)

- Silicio monocristalino: se trata de una célula única de silicio. Su elevada pureza de este material y su gran rendimiento respecto a otros tipos de células (rendimientos de hasta un 15 % superiores) suponen mayores costes de fabricación

- Silicio policristalino: fabricados a partir de restos de silicio monocristalino, orientados de forma aleatoria por lo que la pureza del silicio y el rendimiento son inferiores. A pesar de ello, poseen costes menores de fabricación con buenos rendimientos por lo que se ha aumentado su uso en los últimos años.
- Silicio amorfo: consiste en la deposición de capas delgada sobre vidrio con defectos en la estructura. Su rendimiento y costes son bajos y su deterioro es muy rápido por lo que no suelen ser muy utilizados

Uno de los activos más importantes en la construcción de un parque solar fotovoltaico son los inversores de energía. Los inversores son apartados electrónicos necesarios para conectar los paneles solares con la red eléctrica. Estos activos transforman la energía de corriente continua producida por la recepción solar de los paneles, en energía de corriente alterna, inyectándola a la red eléctrica y habilitando su uso comercial. (Autosolar, 2017).

La electricidad producida depende de la cantidad de energía solar recibida diariamente. Los seguidores solares son sistemas metálicos motorizados capaz de seguir la localización solar y obtener el máximo aprovechamiento de las horas de sol. Existen dos tipos de seguidores (Sotysolar, 2020):

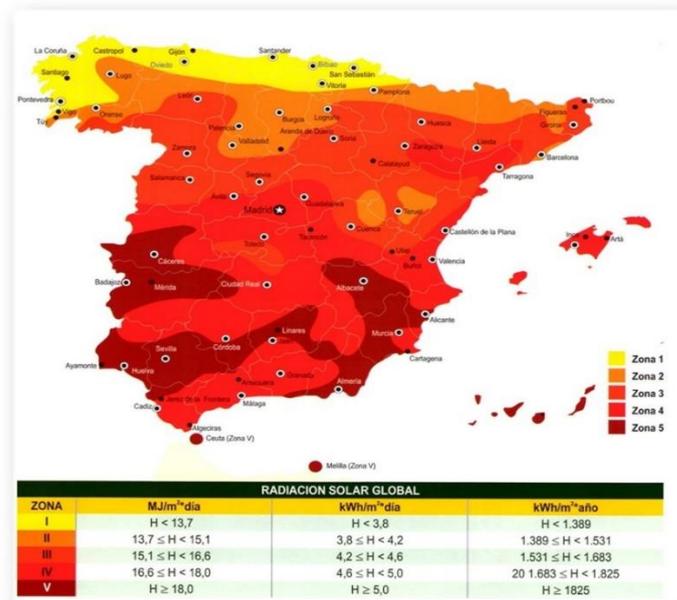
- Seguidores de 1 eje: los paneles rotan sobre un eje en un movimiento unidireccional utilizando un sensor que mide la localización del sol.
- Seguidores de 2 ejes: los paneles rotan sobre dos ejes en un movimiento tridireccional, utilizando un sensor que mide la localización del sol.
- Estructura fija: la mayoría de los paneles fotovoltaicos en España, se sitúan sobre una estructura fija que puede cambiarse de posición manualmente. Este cambio manual suele hacerse en función de la posición solar y la estación del año. En invierno y otoño las placas se colocan en una posición más vertical mientras que en verano y primavera se colocan de manera más horizontal.

La diferencia entre estos es principalmente el precio, ya que los paneles con seguidores requieren una mayor cantidad de terreno y costes de instalación elevados, pero alcanzan un rendimiento mucho mayor (hasta un 40% más en seguidores con 2 ejes).

2.3 Situación geográfica de España

La cantidad de electricidad producida por las células internas de los paneles fotovoltaicos dependen directamente de la cantidad de energía solar recibida. Al obtener la energía de un recurso natural como el sol, se trata de una fuente de energía intermitente y que depende de la meteorología y la estación del año, como en verano, que habrá más horas de luz que en invierno. Además, la evolución de la tecnología en este sector permite obtener el máximo rendimiento solar con estructuras como seguidores o la utilización de baterías eléctricas que permiten almacenar energía para que el parque siga funcionando por la noche.

España se encuentra en una posición geográfica privilegiada respecto al resto de Europa, con grandes niveles de irradiación solar incluso en el Norte de España como en Asturias o Galicia, que son zonas con altas precipitaciones. Por ello, es fundamental analizar las distintas zonas de radiación solar para decidir la localización del proyecto y obtener el máximo rendimiento posible.



Mapa 1. Mapa radiación solar 2020. Fuente: Pla Sol.

Como se puede ver en este mapa de radiación, en España, durante el año 2020 hubo mayor radiación solar en la zona del Sur, concretamente en Andalucía. El problema es que, al ser una zona de radiación, la producción será muy elevada y eso ha provocado que la demanda en esta Comunidad Autónoma haya aumentado considerablemente en los últimos años. Actualmente hay más de 300 proyectos que están en proceso de tramitación, provocando un enorme bloqueo administrativo y retrasando mucho el inicio de construcción de los parques fotovoltaicos (Losa, J.L. 2021). Esta es una de las causas que se ha tenido en cuenta a la hora de escoger la localización del proyecto.

2.4 Evolución histórica del sector eléctrico

En este apartado se estudia la evolución del sector eléctrico español desde el fin de la dictadura hasta la actualidad para entender la situación actual. Datos obtenidos principalmente de (Costa, T. M., 2018).

En la década de los años 70, España sufre numerosos cambios motivados por la muerte del dictador Francisco Franco, entre ellos la liberalización del sector eléctrico. A estos cambios se le suma la crisis del petróleo de 1973, con unos precios del petróleo muy elevados que afectarían a toda Europa. En aquel momento, las autoridades españolas deciden lanzar el Plan Energético Nacional o PEN, una serie de estrategias económicas

cuyo objetivo sería mejorar la eficiencia energética sustituyendo el petróleo por otras fuentes energéticas, disminuyendo así la dependencia del petróleo y reduciendo su precio.

El primer PEN que se lanzó en 1975, trataba de incrementar la demanda eléctrica y el crecimiento del PIB, pero los resultados no fueron los esperados y como consecuencia, se redujo el consumo de energía eléctrica producida por petróleo, sustituyéndola por energía térmica del carbón y nuclear y provocando problemas financieros para las principales compañías eléctricas inversoras.

En 1978 se lanza el segundo PEN, que tiene los mismos objetivos que el primero, pero a diferencia de este, permite al consumidor final conocer el precio energético final, ya que adopta una política de precios semejantes a los del panorama internacional. Durante esta época, en España existía un monopolio público en el sector eléctrico y las principales compañías privadas basaban sus inversiones en el endeudamiento con recursos ajenos debido a la escasez de recursos energéticos de nuestro país. El precio del petróleo siguió subiendo y provocó una crisis en todo el sector energético puesto que se habían realizado inversiones superiores al nivel real necesitado, generando unos grandes niveles de deuda, por lo que el Gobierno decidió lanzar un nuevo PEN en 1983 (Costa, T. M., 2018).

El PEN de 1983 surge por la sobrevalorización de la demanda y la sobrecapacidad de generación, por lo que se decide suspender la construcción de muchas centrales nucleares, aumentar las tarifas y buscar un saneamiento general del sector eléctrico. Sin embargo, la excesiva inversión realizada, la subida constante del petróleo y la situación política española, llevaron a las compañías eléctricas españolas a una situación financiera insostenible. Estas causas llevan a la nacionalización de la red de transporte de alta tensión y la creación de Red Eléctrica de España o REE. Esta última, es una compañía surgida por la unión de las principales compañías eléctricas del país y cuya función es la de actuar de operador del sistema para garantizar la continuidad del suministro eléctrico y su correcto funcionamiento, además de la exclusividad del transporte eléctrico (Costa, T. M., 2018).

En el año 1987 se aprueba el primer sistema tarifario o Marco legal estable, cuyos objetivos fueron: fomentar la eficiencia energética mediante incentivos; reducir la incertidumbre de las decisiones de inversión de los agentes del mercado y tratar de recuperar la mayor parte de las inversiones realizadas; mejorar la planificación del sistema. La estabilidad regulatoria del Marco Legal Estable fomentó el cambio hacia un sistema de mercado liberalizado.

La liberalización del mercado eléctrico provoca que, en 1997, el gobierno del Partido Popular, con el fin de establecer la regulación del sistema eléctrico apruebe la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. Esta ley tiene como objetivo garantizar un suministro eléctrico de calidad y a menor coste (Maestre, R.J 2018). Se privatizaron las compañías eléctricas dirigidas por el Estado español y se creó un mercado mayorista, que será analizado con detenimiento en otro apartado del trabajo.

La Unión Europea quería acelerar la liberalización del sector eléctrico y crear un mercado interior único, regulado a través de unas normas que permitieran la separación jurídica

entre los agentes del sector, y para ello aprobó la Segunda Directiva 2003/54/CE. Como consecuencia, se aprueba en España la Ley 17/2007, de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad (BOE, 2007). A partir de este momento surgen nuevos conceptos como el mercado libre minorista, la tarifa de último recurso (TUR) o el precio de venta al pequeño consumidor (PVPC), pero se explicarán en el apartado del Mercado Eléctrico español.

Este proceso de liberalización del sector, junto con la crisis económica y mundial de 2008, provoca un fuerte aumento de los costes de generación de energía mientras que las tarifas se mantienen iguales. Estos factores, generan un fuerte déficit e inestabilidades financieras que tuvieron que ser solventadas mediante una nueva reforma del sector. En 2013 el gobierno aprueba la ley 24/2013 para reformar el sector eléctrico y garantizar la estabilidad financiera. Las principales medidas de esta ley fueron el incremento del impuesto eléctrico y la modificación del sistema retributivo y reducción de tarifas, cuyo objetivo era disminuir los costes y buscar el equilibrio entre ingresos y gastos (Page, D. 2013).

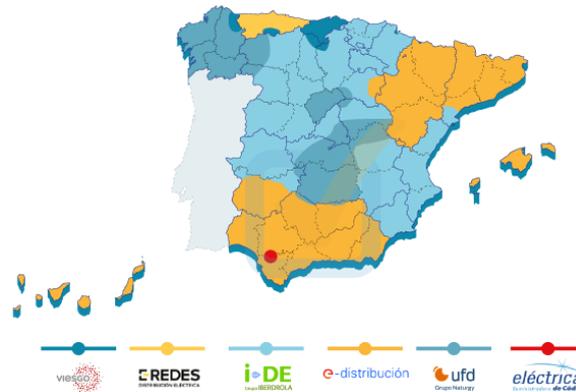
La reforma del 2013 supuso enormes avances para el sector eléctrico español. El balance positivo de los últimos años ha provocado: una gran reducción de la deuda; aumento de grandes y medianos competidores, fuerte inversión extranjera; inversión en I+D; y evolución del *mix* energético. Nos encontramos en un momento en el que el mundo entero pretende luchar conjuntamente contra el cambio climático y la contaminación por lo que los principales dirigentes europeos emprenden acciones para impulsar la transición energética y España se encuentra en una situación privilegiada.

2.5 Mercado eléctrico

En este apartado se explica cómo funciona el mercado eléctrico español y que agentes actúan en el mercado como vendedores y compradores de la energía. En España los principales agentes son: (Esfera y luz, s.f.)

- Generadores de energía: personas físicas o jurídicas capaces de generar energía eléctrica. Existen dos tipos de productores en función de si poseen un régimen especial o régimen ordinario. Los productores en régimen ordinario son aquellos que generan energía cuando la potencia de sus instalaciones no supere los 50 MW. (Prieto, E. 2013)
- Comercializadores: empresas encargadas de comprar la energía a las distribuidoras para su venta al consumidor final.
- Transporte y gestión: Red Eléctrica de España (REE) se encarga de la gestión técnica, funcionamiento del sistema y operadores de la red de transporte. Por otro lado, el encargado de gestionar el mercado mayorista español, conformado por el mercado diario, el mercado intradiario de subastas y el intradiario continuo es el Operador del Mercado Ibérico de Energía-Polo Español (OMIE)

- Distribuidoras: empresas encargadas de la distribución y venta de energía a las empresas comercializadoras. España actualmente tiene 5 empresas que se encargan de la distribución energética en distintas áreas geográficas y son: E-Redes (EDP), Viesgo, I-DE (Iberdrola), UFD (Naturgy), E-Distribución (Endesa)



Mapa 2. Distribuidoras eléctricas por zonas de suministro. Fuente: tarifas gas y luz.r

En España, la energía se comercializa en el mercado mayorista y minorista. El mercado mayorista comprende a los principales comercializadores, generadores y consumidores mientras que el mercado minorista es en el que actúan las pequeñas empresas y consumidores domésticos. (Energías Renovables, 2019)

Mercado mayorista

El mercado mayorista es gestionado por la OMIE, que coordina os mercados spot (diario e intradiario) de la MIBEL o Mercado Ibérico de la Electricidad.

En el mercado diario, se fija a las 12:00 p.m. el precio de la energía para las 24 horas del día siguiente. Antes de que se cumpla dicha hora, los compradores de energía realizan pujas de compra cada hora. A las 12:00 p.m. del día siguiente, tras 24 horas de oferta, el operador de mercado elaborado dos gráficas, una de oferta agregada y otra de demanda agregada y en base al algoritmo aprobado para todos los mercados europeos del modelo marginalista de la UE, establece como precio de casación el punto de corte entre ambas gráficas.

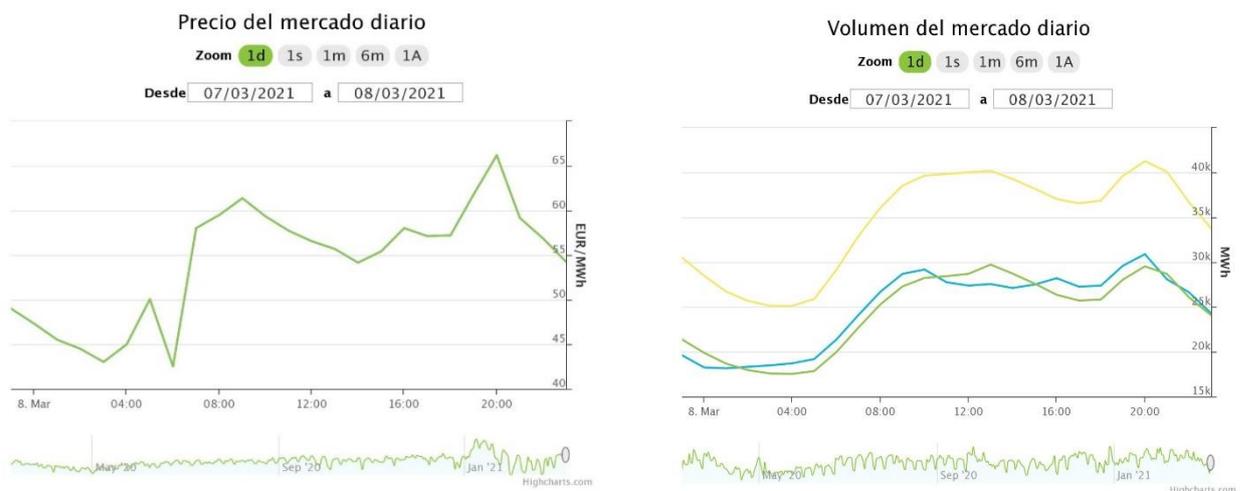


Gráfico 2: precio y volumen de la energía en el mercado diario a día 8/03/2021 (fuente: web OMIE)

Una vez establecido el precio fijo en el mercado diario, suelen ocasionarse desajustes y por ello se abren 6 sesiones de subastas en las que, los agentes del sector energético que hayan participado en el mercado diario podrán realizar ofertas de compra y venta de energía a un precio de casación distinto al del mercado diario en lo que se conoce como el mercado intradiario. Cada una de las 6 sesiones que conforman el mercado intradiario, funcionan de la misma manera, se establece un precio y un volumen de energía en función de donde se crucen las gráficas de oferta y demanda de cada sesión.

Mercado minorista

En este mercado actúan las comercializadoras con pequeños consumidores ya sean consumidores domésticos o pequeñas empresas. En este mercado se actúa de dos formas:

- Precio voluntario para el pequeño consumidor (PVPC): en función de los precios de casación pactados en el mercado diario e intradiario, Red Eléctrica Española (REE) hará una estimación del consumo medio de un consumidor pequeño y fijará un precio fijo
- Contratación de libre mercado: la comercializadora y los clientes negocian ellos mismos los precios de la energía. Ambas partes estudian cuál sería el precio aproximado al que pueden generar beneficios, y se reúnen para pactar un precio final de comercialización.

2.6 Marco regulatorio del proyecto

El marco regulatorio en el que se regirá la construcción del proyecto es el siguiente (REE, sf):

- En el marco internacional, el Parlamento Europeo y el Consejo publicaron el día 5 de junio de 2019 el Reglamento 943 y la Directiva 944 relativos al mercado interior de la electricidad y sus normas comunes

- En el marco nacional, el proyecto se rige bajo las directrices de dos leyes, la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico y la Ley 17/2013, de 29 de octubre. La primera regula las actividades de transporte, operación y gestión del sistema por Red Eléctrica de España. Por otro lado, la Ley 17/2013 regula las garantías de suministro e incremento de la competencia de Red Eléctrica de España en los sistemas insulares y extra peninsulares. Sin embargo, la última ley no afectará al proyecto ya que se localiza en el interior de la Península Ibérica.
- La CNMC es un organismo público encargado de supervisar el correcto funcionamiento del mercado (Remo, D. 2019) Dentro del marco regulatorio de las energías renovables destaca el Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, relativo a las competencias de la Comisión Nacional de los Mercado y la Competencia (CNMC). La competencia fundamental fue la capacidad de emitir circulares regulatorias del mercado eléctrico. En el año 2019 la CNMC emitió varias circulares relativas a los parámetros retributivos, la base regulatoria de activos y la remuneración anual de la actividad del transporte y la operación del sistema.

2.6 Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre

Para entender cómo funcionan las distintas fases en el desarrollo de un proyecto fotovoltaico, es necesario realizar un análisis del nuevo Real Decreto 1183/2020, de 3 de noviembre, por el que se regula el régimen económico de energías renovables para instalaciones de producción de energía eléctrica.

Nuevo procedimiento de obtención de los permisos de acceso y de conexión

Se presenta al gestor de la red una solicitud para la obtención de acceso y conexión de la instalación y una vez subsanados los requerimientos necesarios, el gestor de red dispondrá de un plazo máximo de 20 días para admitir a trámite dicha solicitud, o por el contrario rechazarla.

Una vez se haya evaluado la solicitud y garantizado que la conexión es viable y existe capacidad de acceso, el gestor de red emitirá la propuesta previa que deberá contener un presupuesto económico, unas condiciones técnicas para la conexión y un informe descriptivo de las instalaciones con acceso en el mismo nudo. Además, una vez admitida a trámite la solicitud, el gestor de red dispondrá de un plazo máximo de 70 días para comunicar al solicitante el acceso a la red de transporte y de entre 5 a 40 días para comunicar el acceso a la red de distribución.

Recibida la propuesta previa, el solicitante dispondrá de un plazo de 30 días para comunicar la aceptación de la propuesta, o por el contrario pedir la revisión de las condiciones económicas o técnicas, en cuyo caso se abrirá un nuevo plazo de 30 días para resolver el conflicto. En el caso de que no haya aceptación, se rechazarán los permisos de acceso y se devolverá la garantía económica depositada. (Cuatrecasas, 2020)

Garantías económicas

Antes de presentar la solicitud de punto de acceso al órgano competente, se deberá acreditar el depósito de una garantía económica de 40 €/kW para todas aquellas instalaciones posteriores a este Real Decreto. Este resguardo de garantía deberá contener el nombre y ubicación del proyecto, potencia de la instalación y la tecnología utilizada. El órgano competente para otorgar la autorización de la instalación debe remitir al solicitante, una confirmación de la correcta presentación del resguardo de garantía y poder así enviar la confirmación al gestor de red para que admita a trámite la solicitud al punto de acceso. Las instalaciones de potencia inferior a 15 kW estarán exentas de presentación de esta garantía (Cuatrecasas, 2020)

El órgano competente tendrá un plazo de tres meses para confirmar la adecuada presentación de la garantía. En el caso de que este plazo transcurra, se entenderá como admitida salvo un pronunciamiento en contra.

Concurso en nudos en los que se libere capacidad

Si debido a los nuevos nudos planificados, los nuevos criterios técnicos de capacidad o la liberalización de capacidad por el nuevo Real Decreto 1183/2020, surge una capacidad disponible en nudos donde haya existido un determinado número de solicitudes puntos de acceso y la potencia total supere los 100 MW, el Ministerio de Transición Ecológica deberá decidir si se abre un proceso de concurso.

Red Eléctrica de España deberá informar cada mes al Ministerio de Transición Ecológica de los nudos que cumplen estos criterios y este último decidirá si se abre el concurso o no. En el caso de que se abra, los solicitantes entrarán a formar parte del mismo, a pesar de haber retirado la solicitud y en caso de que no haya concurso seguirá el procedimiento ordinario siguiente el criterio de prioridad temporal. (Cuatrecasas, 2020)

Otras disposiciones

Se mantiene en vigor la anterior definición de potencia instalada a efectos de establecer el régimen retributivo específico de las instalaciones establecidas en el artículo 2 subgrupo b.1.1 del RD 413/2014. Sin embargo, para mantener esta definición, tras el nuevo Real Decreto 1183/2020 estas instalaciones deberán cumplir los requisitos establecidos en el artículo 7 de la duodécima disposición del RD 413/2014.

Las nuevas instalaciones deberán incorporar sistemas de control que garanticen que la potencia que pretende conectarse a la red no sea superior a la capacidad concedida por el gestor de red.

En el caso de que las nuevas instalaciones tengan otorgados el acceso a puntos con una tensión superior a 36 kV, deberán abonar en el plazo de un año desde el otorgamiento del permiso de conexión a la red, el 10 % de los costes de actuaciones a realizar en la red.

Los promotores que hubieran depositado garantías anteriores al nuevo Real Decreto, podrán retirarlas sin riesgo de ejecución, puesto que estas garantías carecerán de validez.

Se mantendrán las disposiciones anteriores al Real Decreto 1183/2020 en cuanto a las instalaciones que hayan solicitado el acceso a la red, pero no la conexión a esta, y por lo tanto podrán duplicar los procedimientos ante el titular y el gestor de la red siempre que no exista ninguna espacialidad.

Este nuevo Real Decreto posee nuevas medidas sobre instalaciones híbridas y el derecho transitorio, pero en este apartado se han explicado las disposiciones que afectarán a la construcción del parque fotovoltaico del trabajo.

III. DESARROLLO DEL PROYECTO

3.1 Búsqueda de terreno

Durante varios meses el equipo de ingenieros y los encargados de greenfield han buscado un emplazamiento óptimo para iniciar la construcción del proyecto, basándose en los siguientes criterios de selección:

En primer lugar, los parques fotovoltaicos necesitan estructuras sólidas que aprovechen al máximo la energía solar recibida. Por este motivo, se busca un terreno plano con escasas modificaciones para adecuarlo a las condiciones necesarias de funcionamiento. Esto se consiguió gracias a un estudio topográfico del terreno que supuso un ahorro de costes de acondicionamiento.

Este estudio topográfico fue necesario para realizar una correcta clasificación del tipo de suelo. El objetivo principal de esta clasificación es evitar los terrenos conocidos como “zepa” o “lic”. La directiva 2009/147 indica que deberán clasificarse como ZEPA los territorios más adecuados para la conservación de las aves (Gallego, M.S. 2014), puesto que son zonas de importancia comunitaria y de especial protección. En este tipo de terrenos no se puede construir y se rechazaría el proyecto de manera inmediata. Se busca un terreno urbanizable, preferiblemente suelo rústico, y en el caso de que existan problemas se podrá acudir al Ayuntamiento correspondiente para pedir una autorización de cambio de suelo.

La búsqueda anterior a la construcción es fundamental ya que pueden aparecer varios elementos que paralicen por completo la construcción del proyecto. Por ello, este estudio topográfico debe analizar también si en ese terreno pueden existir restos arqueológicos antiguos, ya que suelen tener un enorme valor cultural y están altamente protegidos, habiendo llegado a rechazarse por completo proyectos que están a punto de iniciar la fase de ejecución.

Al igual que con los animales, en España hay mucha vegetación altamente protegida, por lo que se buscará un terreno con escasa vegetación o en el que se puedan trasplantar todas las plantas y árboles afectados.

Por último, la fase más importante en el proceso de búsqueda es la localización exacta del terreno respecto de la subestación o punto de conexión a la red. Existen numerosos

factores que afectan al coste de conexión. El trazado de la línea será más caro en función de los siguientes factores (industria.gob. 2017)

- Longitud: cuanto mayor sea la distancia de la línea respecto al punto de conexión más caro será su construcción.
- Tensión: cuanto menor sea la potencia menor serán los costes.
- Trazado: la línea debe evitar terrenos urbanísticos como pueblos ya que en estos casos deberá soterrarse y supondrá un enorme coste. Además, debe evitar zonas ganaderas, por las condiciones de suelo, y vías ferroviarias.
- Parcelas en propiedad: la línea, en función de la distancia que exista entre y el punto de conexión, deberá atravesar varios terrenos o parcelas en propiedad. A mayor número de propietarios mayor coste de la línea. En el caso de que haya muchos propietarios, se buscará una negociación conjunta para la compraventa o arrendamiento de estos terrenos. Sin embargo, este proceso de negociación supone un beneficio para ambos ya que, en el caso de negativa por parte del propietario, los encargados de Greenfield podrán hacer uso de la DUP o Declaración de Utilidad Pública. Esto se debe a que el parque se construye para producir electricidad, que es un bien de uso público para el beneficio de toda la sociedad, y por tanto se le podrá expropiar al propietario el terreno y no recibirá a cambio ninguna compensación económica por lo que en la mayoría de los casos aceptan las negociaciones.

3.2 Localización

Tras analizar el estudio topográfico y las condiciones más beneficiosas para el proyecto, se ha decidido construir el parque fotovoltaico en la Comunidad Autónoma de Extremadura, en la provincia de Cáceres, concretamente en el Ayuntamiento de Torreorgaz. Al tratarse de un parque fotovoltaico con 20 MW de potencia se estima que se necesitarán 4,4 hectáreas/MW, es decir, el parque necesitará un terreno de aproximadamente 88 hectáreas.



Fuente: Google Earth

3.3 Procedimiento administrativo

Este apartado se ha escrito en su mayoría mediante el uso de legislación eléctrica actual ya que las normas administrativas para este tipo de proyectos son muy estrictas y se debe respetar el orden y todos los requisitos necesarios para construir un parque fotovoltaico.

3.3.1 Fases para iniciar la construcción del proyecto

Proceso previo

1. Una vez localizado el terreno en Extremadura, se consultará la capacidad y potencia del nudo de red más cercano al proyecto. En el proyecto encontramos un nudo a 10 Km del terreno en el que se pretende iniciar la construcción del parque.
2. Iniciaremos las siguientes gestiones económicas para obtener el aval:
 - Tras la publicación del nuevo Real Decreto 1183/2020, se debe abonar la cuantía de 40 €/kw al tratarse de una instalación no híbrida. Al ser un parque con una potencia de 20.000 kw, se deberá abonar una cantidad total de 800.000 € para obtener el Resguardo Acreditativo.
 - Se depositará esta garantía en la Caja General de Depósitos y se obtendrá un Resguardo Acreditativo. Este resguardo se presentará ante el órgano competente para otorgar autorizaciones administrativas, que en este proyecto será el Ayuntamiento de Torreorgaz.
 - Se pedirá la confirmación de la correcta presentación del resguardo
3. Preparación de Documentación/ CNMC. (Artículo 3 Circular 1/2021, 20 de enero, CNMC)
 - Se pedirá la acreditación de presentación de la solicitud de estudio de impacto medioambiental ordinario o el inicio de la evaluación de impacto medioambiental simplificada.
 - El Anteproyecto que se presentará ante la CNMC debe incluir:
 - Identificación de instalación, incluyendo: tecnología, capacidad de acceso solicitada y coordenadas UTM de la línea poligonal que circunscribe a la instalación. En el proyecto, utilizaremos paneles de silicio monocristalino, estructurados sobre seguidores de un solo eje y se espera obtener una capacidad de 20 MW para un parque fotovoltaico en Cáceres, concretamente a 1 km del Ayuntamiento de Torreorgaz.
 - Nudo, tramo de línea o posición exacta a la que pretende conectarse. El nudo al que se pretende conectar el parque se encuentra 10 km del parque.
 - Esquemas unifilares de instalación o agrupación, incluida línea y posiciones necesarias para la evacuación.
 - Presupuesto estimativo incluidos elementos de acumulación e infraestructuras de evacuación.

- Información adicional. Será requerida o no por el gestor de red en el caso de que sea necesaria para iniciar la solicitud de punto de conexión
 - Abono de cuantías de Estudios de Capacidad de Acceso y Viabilidad de Conexión. (Art. 27 Real Decreto 1047/2013)
 - Obtención de Resguardo de Abono de Cuantías de Estudio.

Obtención de permisos de acceso y conexión

4. Inicio Procedimiento Solicitud de Punto de Conexión y Acceso
 - Se solicitará el punto de Conexión y Acceso al gestor de red. El gestor requerirá los siguientes documentos para iniciar el procedimiento.
 - Identificación del Solicitante y Datos del Contacto.
 - Resguardo Acreditativo de Depósito de garantía económica o aval
 - Confirmación Adecuada Presentación de la garantía económica
 - Resguardo Abono de Cuantías de Estudios de Capacidad y Viabilidad de la red
 - Acreditación de presentación de Solicitud de alcance del estudio de Impacto Ambiental o inicio de Evaluación Ambiental simplificada.
 - Anteproyecto
 - Información adicional
5. El gestor de la red dispondrá de un plazo máximo de 20 días para admitir a trámite dicha solicitud, o por el contrario rechazarla. En el caso de que fuera rechazada se dispone de un plazo de 20 días para subsanar los defectos requeridos y volver a presentar a trámite la propuesta.
6. Propuesta previa
 - Una vez se haya evaluado la solicitud y garantizado que la conexión es viable y existe capacidad de acceso, el gestor de red emitirá la propuesta previa que deberá contener:
 - Presupuesto económico
 - Condiciones técnicas de la instalación
 - Informe descriptivo de las instalaciones con acceso en el mismo nudo
 - Plazos
 - Se dispone de un plazo de 30 días para comunicar la aceptación de la propuesta.
 - En el caso de que la propuesta previa no fuera aceptada, en un plazo de 30 días se puede solicitar la revisión de las condiciones económicas o técnicas ofrecidas por el gestor de red.
 - Una vez aceptada la propuesta previa, el gestor de red dispondrá de un plazo de 70 días para comunicar el acceso a la red de transporte y de entre 5 a 40 días para comunicar el acceso a la red de distribución.

Autorizaciones administrativas

- Los documentos necesarios para obtener la Solicitud de Autorización Administrativa Previa y la Solicitud de Autorización Administrativa de Construcción son: (Artículo 70 del Real Decreto 1434/2002).
 - Entrega de un Proyecto Básico de Planta y de la subestación (SET) encargada de transformar la tensión eléctrica.
 - El Estudio de Impacto Medioambiental, que deberá contener:
 - Información del uso del suelo
 - Informe de Compatibilidad Urbanística
 - Contaminación acústica. En nuestro caso no será necesario.
 - Afección al Patrimonio Histórico
 - Se entregará un informe de las Líneas de Alta Tensión del proyecto.
 - Se presentará la Relación de Bienes y Derechos Afectados por el Proyecto y la solicitud de Declaración de Utilidad Pública o DUP (Artículo 95 del Real Decreto 1434/2002). La DUP es una declaración administrativa que clasifica el proyecto como bien de interés general y que servirá para negociar con los propietarios del terreno que se nieguen a arrendar los terrenos por los que atraviesa la línea.
- Se iniciarán las negociaciones con los propietarios del terreno
- Se solicitará el Informe de Compatibilidad Urbanística al Ayuntamiento de Torrerogaz
- Se requerirá a la Agencia Tributaria que de a la empresa de alta en el Impuesto de Actividades Económicas (IAE), puesto que es un proyecto fotovoltaico de producción de energía.
- Se iniciarán los de expropiación con los propietarios afectados por RBDA que no hayan aceptado los tratos en negociación.
- Se solicitará la Autorización Administrativa Previa y la Autorización Administrativa de Construcción
- Por último, se solicitarán las licencias de Obra al Ayuntamiento para iniciar la construcción del parque.

3.3.2 Fases de construcción

Previos a la obra

- Licencia de actividad: las instalaciones fotovoltaicas deben obtener previamente la licencia municipal de actividad de obra. Para ello el municipio de Torreorgaz requerirá un informe sobre el aprovechamiento de la energía en el parque realizado por nuestro equipo técnico.
- Solicitud de inclusión en el Régimen Especial (Artículo 9 del Real Decreto 661/2007). Esta solicitud se divide en dos fases:

- Inscripción previa: la empresa se dirigirá al órgano competente de la Comunidad Autónoma de Extremadura que dispondrá de un plazo de 30 días para revisar la solicitud. La solicitud de inscripción deberá contener:
 - Documento de opción de venta de la energía producida.
 - Certificado que acredite el cumplimiento de puntos de medida de los consumos y tránsitos de energía eléctrica
 - Acreditación por parte del gestor de red de la autorización del punto de acceso y conexión.
 - Acreditación del cumplimiento de los requisitos por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica
 - Inscripción definitiva: se obtendrá cumpliendo todos los requisitos de la inscripción previa y podrá presentarse al mismo tiempo que la puesta en marcha de la instalación proyecto.
 - Inscripción en el Registro de Preasignación de Retribución. Deberá aportarse la siguiente información:
 - Licencia de actividad
 - Licencia de obra para la instalación del parque fotovoltaico
 - Resguardo de constitución del aval
 - Inscripción en el régimen especial de instalaciones
 - Contrato (técnico/tipo) con la compañía distribuidora: la compañía distribuidora con la que firmaremos este contrato será UFD (Naturgy) ya que como se puede observar en el Mapa 2 del trabajo, es la empresa distribuidora en la provincia de Cáceres. Naturgy verificará la corrección técnica del suministro y se pactará un precio de venta de la energía producida en las instalaciones que posteriormente se encargará de vender a las empresas comercializadoras.

Finalmente, se iniciará la construcción de la planta y de la Línea de Alta Tensión, cuyos elementos serán explicados en el siguiente apartado.

3.3.3 Fases posteriores a la construcción

- Acta de puesta en servicio de la instalación: al tratarse de una instalación eléctrica superior a 100 Kw, la puesta en marcha se dividirá en las siguientes fases:
 - Autorización administrativa. Documentación necesaria:
 - Anteproyecto
 - Acreditación de capacidad legal, técnica y económica del proyecto.
 - Resolución de reconocimiento de la instalación como productora en régimen especial

- Informe de capacidad de acceso y requisitos de conexión a la red de distribución emitido por Naturgy.
 - Estudio del impacto medioambiental
 - Aprobación del proyecto de ejecución. Documentación necesaria
 - Proyecto que asegure el cumplimiento de los reglamentos técnicos
 - Informe favorable del impacto medioambiental
 - Licencia de obra otorgada por el municipio de Torreorgaz.
 - Autorización de explotación. Documentación necesaria:
 - Certificado de dirección y fin de obra elaborado por el equipo técnico
 - Certificado de instalación de baja tensión
 - Plazos
 - Esta solicitud será admitida por la Dirección General de Planificación Industrial y Energética en el plazo de 1 año.
- Solicitud del Código de Actividad y Establecimiento C.A.E (Impuesto Especial de Electricidad (Suelosolar, s.f.)

Las instalaciones fotovoltaicas, una vez son inscritas definitivamente en el Régimen Especial, adquieren la calificación de fábricas de electricidad o generadores. Hacienda obliga a todas las instalaciones que vierten electricidad a la red a presentar el Código de Actividad y Establecimiento o CAE. El CAE es un impuesto especial y para solicitarlo habrá que llevar la siguiente documentación ante la oficina gestora:

 - Identificación fiscal del parque fotovoltaico.
 - Memoria descriptiva de la actividad que se va a realizar.
 - Planos del recinto y sistemas de almacenamiento.
 - Libros de contabilidad.
 - Informes que demuestren la existencia de tanques de almacenamiento homologados.
 - Libro de registro firmado por la Agencia Tributaria que establezca la cuantía del impuesto que se abonará de manera trimestral durante toda la vida del proyecto.
- Facturación a tarifa FV (Suelosolar, s.f.)
 - La electricidad producida por el parque se comercializará con el objetivo final de abastecer oficinas, hogares... Para ello, debemos escoger la empresa distribuidora que se encargará de llevar la electricidad directamente al consumidor final o lo llevará al mercado eléctrico para su posterior comercialización. Por lo tanto, firmaremos un contrato con la compañía distribuidora de la zona, Naturgy, con una tarifa fija, y pactaremos un porcentaje del 1,2% por pérdidas en la instalación eléctrica.
- Devolución del aval

- Una vez se haya puesto en marcha el parque, la Caja General de Depósitos, se encargará de devolver la garantía económica depositada al completo.

IV. INGRESOS Y GASTOS DEL PROYECTO

4.1 Inversión inicial

Los gastos necesarios para completar la instalación del proyecto son los siguientes:

- Elementos materiales

El parque espera tener una producción pico de 20.000 kWp, o lo que es lo mismo 20 MW. Los paneles solares estarán compuestos por silicio monocristalino ya que, a pesar de su elevado coste, ofrecerán un rendimiento mucho mayor que otro tipo de panel. Por ello, se firmará un acuerdo con la compañía distribuidora de paneles Krannich solar y obtendremos un total de 57.143 paneles solares monocristalinos de la marca Suntech de una potencia aproximada de 350 W. El precio del panel será de 118,99 €/kWp. La inversión total en paneles será de **6.800.000 €**.

Tras evaluar un estudio técnico realizado por el cuerpo de ingenieros, se decidió que los paneles solares se instalarán en seguidores de un solo eje ya que, a pesar de tener un coste mayor que una estructura fija, los rendimientos serían un 17 % más elevados. Los seguidores de dos ejes salían del presupuesto inicial del parque. Se comprarán seguidores solares de 1 eje modelo ETATRACK 1500 de la marca Lorentz que medirán 15 m². La inversión en seguidores solares será de **2.370.000 €**.

Los inversores transforman la energía de corriente continua producida por la recepción solar de los paneles, en energía de corriente alterna, inyectándola a la red eléctrica y habilitando su uso comercial. Además, permite desconectar la red en el caso de que surja algún problema. Es un activo muy importante y dedicamos una fuerte inversión. Para producir los 20.000 kWv esperados, se compran un total de 5 inversores de 320.000,20 € cada uno, ascendiendo la inversión total a **1.601.000 €**.

- Ingeniería y licencias

Para construir infraestructuras de esta envergadura, es necesario un buen equipo de ingenieros que desempeñarán tareas fundamentales como el estudio topográfico y técnico del terreno, estudio de impacto medioambiental, elaboración de planos del proyecto o dirección de la obra entre muchas otras. Los gastos totales de ingeniería ascenderán a **345.000 €**

Estas labores de los ingenieros son fundamentales para adquirir las licencias y permisos administrativos. Los más destacados son la Licencia de Actividad y la Declaración de Impacto medioambiental. Los gastos totales en licencias serán de: **27.000 €**.

- Terreno

El terreno necesario para cubrir una potencia de 20 MW es de 87,92 hectáreas. En este proyecto, se optará por arrendar el terreno en lugar de comprar, puesto que la inversión a la larga será más beneficiosa para nuestro proyecto. El precio de alquiler será de 1850 € por hectárea. Al ser un arrendamiento, lo trataremos como un gasto de explotación.

Se tendrá que acondicionar y nivelar el terreno para fijar los seguidores mediante una obra civil. Se construirá una oficina para organizar el personal del parque, y una valla perimetral para cercar por completo la instalación. La inversión total de obra civil es: **967.000 €**

- Transporte y montaje

Para poder comenzar la construcción de la obra es necesario el transporte de todos los materiales, que ascenderá a **500.000 €**. Una vez tengamos los materiales, se iniciarán tanto las obras de acondicionamiento del terreno, de cableado y de instalaciones mecánicas. La inversión total de la cadena de montaje será de **1.200.000 €**

- Conexión

Una vez se haya construido toda la infraestructura del proyecto, es necesario conectarlo a la red. Para ello es necesario la construcción de una Línea de Alta tensión que conecte el parque a la subestación más cercana. La construcción del cableado y de la línea ascenderá a **1.155.000 €**.

La última parte de la instalación serán los centros de transformación, instalaciones encargadas de transformar la tensión de la electricidad. En este caso debemos construir un total de 2 centros de transformación que transformen la energía recibida en alta tensión, en baja tensión y así poder volcarla posteriormente en la subestación más cercana. La inversión total en centros de transformación será de **1.675.000 €**.

Por ello la inversión inicial necesaria para la construcción de la instalación será la siguiente:

Desembolso inicial

Paneles	6.800.000 €
Seguidores (1 eje)	2.370.000 €
Inversores	1.601.000 €
Ingeniería	345.000 €
Licencias y permisos administrativos	27.000 €
Obra Civil (nivelación del terreno)	967.000 €
Transporte	500.000 €
Sistema de montaje	1.200.000 €
Línea de Alta Tensión	1.155.000 €
Centros de Transformación	1.675.000 €
PRESUPUESTO TOTAL	16.640.000 €

Tabla 1. Fuente: elaboración propia. Datos recogidos en el ANEXO I

4.2 Gastos de explotación

Se denominan gastos de explotación u operativos a todos los costes necesarios para asegurar el mantenimiento y correcto funcionamiento del parque.

- Personal

A lo largo de toda su vida útil, el parque necesitará un gran número de trabajadores que supervisarán el correcto funcionamiento del parque. Estos trabajadores se encargarán de los aspectos técnicos y financieros que estarán supervisados por un jefe de planta. El gasto de personal ascenderá a: **160.000 €**.

- Seguridad

Además, se contratará personal de seguridad, que monitorizarán las cámaras, requerirán pases de acceso a planta y vigilarán por las noches y días festivos. El gasto de seguridad incluirá la instalación de equipos de seguridad y vigilantes de la empresa Securitas Direct y ascenderá a: **58.000 €**

- Mantenimiento

La producción del parque dependerá de un correcto funcionamiento de sus activos y para ello es fundamental el mantenimiento. Para ello se firmará un contrato de operación y mantenimiento con la empresa Servicios Extremeños De Mantenimiento De Infraestructuras S.L.. Existen tres tipos de mantenimientos en el contrato:

- Mantenimiento preventivo: limpieza y revisión de los activos de la planta para garantizar que estén en buen estado y mantener el correcto funcionamiento de la instalación.

- Mantenimiento correctivo: en caso de fallos, daños o defectos, habrá completa disponibilidad para reparar cualquier tipo de equipo que garantice la producción eléctrica.

- Mantenimiento de suelo: este tipo de mantenimiento engloba diversas acciones. Al tratarse de un proyecto construido sobre terreno rústico es frecuente la aparición de fauna salvaje por lo que se deberán vigilar las instalaciones. Además, realizarán las labores necesarias para mantener el suelo de la estructura en buen estado y evitar la erosión y el desgaste acelerados.

- Los gastos totales de mantenimiento ascenderán a: **230.000 €**.

- Seguros

Este tipo de proyectos tiene una vida útil larga y lo normal es que suelen ocasionarse fallos o problemas que afecten a la producción. Por ello, se firmará un contrato de seguros de responsabilidad civil y un seguro en caso de robo o catástrofes naturales. Los gastos de seguros ascenderán a: **35.000 €**.

- Alquiler

Como señala el apartado anterior, el terreno necesario para cubrir una potencia de 20 MW es de 87,92 hectáreas. El gasto total de alquiler de terreno ascenderá a: **162.652 €**

- Proveedores

Se explican en el apartado de Fondos de Maniobra. El gasto total con los proveedores en 2021 ascenderá a: **107.602,5 €**.

Gastos de explotación (2021)

Contrato de O&M	230.000 €
Personal	160.000 €
Seguros	35.000 €
Seguridad	58.000 €
Alquiler de terrenos	162.652 €
Proveedores	107.602,5 €
TOTAL	753.217,5 €

Tabla 2. Fuente: elaboración propia. Datos recogidos en el ANEXO I. Proyecciones desde el año 2020 al 2046 teniendo en cuenta el IPC.

4.3 Fondo de maniobra

Una parte fundamental de este proyecto es la gestión financiera de los fondos de maniobra. Es un instrumento financiero que tiene la sociedad para hacer frente de sus obligaciones a corto plazo mediante el activo circulante. En el caso de que exista un excedente de activo circulante significará que el fondo de maniobra es positivo y se podrá financiar parte del proyecto mediante recursos propios. La fórmula del Fondo de maniobra será:

$$FM = AC - PC$$

El periodo medio de pago (PMP) indica el promedio de días que tardará la sociedad en pagar las cuentas pendientes a los proveedores. Por otro lado, el periodo medio de cobro (PMC) indica el promedio de días que tardará la sociedad en cobrar de sus clientes. Las cuentas pendientes de pago dependen del total de gastos de explotación y las cuentas de cobro del total de ingresos de explotación y ambas cuentas se dividirán entre 360 días.

PMP: 60 días

PMC: 30 días

Cuentas de pago y cobro (2021)

Proveedores	107.602,5 €
Clientes	193.200,0 €

Tabla 3. Fuente: elaboración propia. Datos recogidos en el ANEXO I. Se incluye la variación del Fondo de Maniobra del 2020 al 2046.

4. 4 Ingresos de explotación

Para hacer una correcta estimación de los ingresos que esperamos obtener por la producción eléctrica debemos de tener en cuenta la capacidad generadora de la planta y el rendimiento medio que esperamos tener durante toda la vida del proyecto.

El parque espera tener una capacidad máxima de 20 MW que se conseguirá multiplicando el número total de paneles solares que componen por la potencia máxima garantizada por el fabricante. Sin embargo, no se puede alcanzar el rendimiento máximo esperado pues existen numerosos factores que alteran la cantidad de energía producida como el número de horas de sol, ya que hay años que se produce un tiempo con más precipitaciones de la esperado, o la pérdida de energía al transformar la electricidad o al volcarla en la red. Por ello, los rendimientos máximos esperados en el parque serán del 19.200.000 kWh/año, es decir un 96% de la energía total que se espera producir.

Debemos tener en cuenta que, como todo activo material, el rendimiento medio de los paneles no será el mismo al principio de su vida útil que al final, ya que se irán desgastando. Según las estimaciones del fabricante, los paneles solares perderán aproximadamente un 0,5% del total de su capacidad anualmente, funcionando al 90 % en 10 años y al 80 % tras 20 años.

Variables utilizadas para estimar los ingresos de explotación

Capacidad Máxima	20 MW
Horas de uso medio anual	2300h
Disminución del rendimiento anual	0,50%
Rendimiento máximo	96 %
Tarifa de Venta de Energía	14,5 c€/Kwp
IPC	-0,50%
Producción anual	19.200.000 Kwh/año
INGRESOS EXPLOTACION (2021)	2.784.000 €

Tabla 4. Fuente: elaboración propia. Datos recogidos en el ANEXO I

4.5 Amortización

Una vez se obtiene la inversión inicial necesaria para la instalación del parque, se decide que su vida útil será de 25 años. La instalación fotovoltaica es un activo material que se irá depreciando a lo largo de toda su vida útil. Se ha tomado la decisión de utilizar el método de la amortización lineal que será el resultado de dividir la inversión inicial entre los años de vida útil y así obtener cuanto se depreciará la instalación cada año. Es cierto que esta depreciación será diferente cada año puesto que habrá numerosos factores que influyan en el nivel de depreciación. Sin embargo, se ha tomado la decisión de que para hacer una correcta proyección financiera es más sencillo utilizar el método de amortización lineal, depreciando la misma cuantía todos los años. La fórmula de amortización será la siguiente:

$$\text{Cuota de amortización} = \frac{\text{Valor inicial} - \text{Valor residual}}{\text{Número de año (vida útil)}}$$

Amortización (2021)

Inversión inicial	16.640.000 €
Años de vida útil	25
TOTAL	665.600 €/año

Tabla 5. Datos recogidos en el ANEXO I

4. 6 Balance de situación

Una vez tenemos el total de la inversión necesario para construir el parque, elaboraremos un balance de situación para visualizar la estructura total de la sociedad. En el balance observamos tanto el valor de los activos de la sociedad, como la cuantía de sus deudas a largo y a corto plazo. Además, muestra el nivel de deuda financiada con recursos propios, es decir, el capital aportado por los accionistas, y con recursos ajenos a través de créditos a largo plazo con los bancos.

El balance de situación del proyecto en el primer año fue el siguiente:

Balance 2021

Activo fijo	16.320.460,5 €	Patrimonio neto	5.619.208,4 €
Inmovilizado Bruto	16.640.000 €	Capital Social	5.334.950,8 €
Amortz acumulada	-665.600 €	Reservas	284.257,6 €
Inmovilizado neto	15.974.400 €	Pasivo circulante	11.681.128,2 €
Intercalarios	346.060,5 €	Préstamos	11.573.525,7 €
Activo circulante	979.876,1 €	Proveedores	107.602,5 €
Clientes	232.000 €	PASIVO	17.300.336,6 €
Caja y Bancos	747.876,1 €		
Caja y Bancos	0 €		
ACTIVO	17.300.336,6 €		

Tabla 6. Fuente: elaboración propia. Datos recogidos en el ANEXO I en el que se proyectarán todos los balances desde el 2020 al 2046.

V. PROJECT FINANCE

5.1 Concepto y funcionamiento

El Project Finance es un método de financiación en virtud del cual, los inversores o prestamistas tienen como única garantía de reembolso de la deuda, los flujos de caja generados por el proyecto. Por ello, el Project finance se define como financiación sin recurso o con recurso limitado ya que la única forma que tendrá de recuperar su dinero dependerá de la rentabilidad del proyecto y no mediante terceros (Casanovas, T. 2016).

Antes de analizar las partes que conforman la financiación de este parque fotovoltaico, debemos explicar el funcionamiento general del Project Finance. La empresa promotora del proyecto crea una sociedad jurídica independiente conocida como Sociedad Vehículo del Proyecto o SPV. Esta sociedad se encarga de operar, mantener y organizar el proyecto. El objetivo principal para crear esta sociedad independiente es que la SPV asume la deuda al completo de manera que la empresa matriz o promotora, saca la deuda de su balance corporativo y disminuye el riesgo de inversión, pues no podrán acudir frente a ella en caso de que no se cumplan las proyecciones ni los flujos de caja esperados del proyecto.

En función de las responsabilidades y el modo de actuar de la SVP, se clasificarán de la siguiente forma (Acerete, J.B 2004):

Build-Own-Operate (BOO)

La SPV se encarga de construir (build), poseer (own) y explotar (operate) el proyecto, con la particularidad de que la devolución de la deuda y la remuneración coinciden con la vida útil del proyecto.

Build-Own-Operate-Transfer (BOOT)

La SPV es creada para explotar y ejecutar el proyecto durante un periodo determinado y posteriormente transfiere el proyecto a la empresa matriz, pero será propietaria de los construido durante todo el periodo de explotación.

Build-Operate-Transfer (BOT)

La SPV se encarga de construir y operar el proyecto durante un periodo determinado tras el cual, transferirá la propiedad del proyecto a la empresa matriz. Este periodo de explotación debe ser suficiente para reembolsar la deuda y obtener un margen suficiente que garantice la remuneración de los accionistas

Design-Build-Finance-Operate (DBFO)

En estos casos, la SPV además de la construcción y ejecución del proyecto, se encarga del diseño del mismo. El propietario de todos los activos terminados será la empresa matriz, que en estos casos suele ser el Estado ya que es el instrumento utilizado en la construcción de autopistas de peaje.

Además de la SPV los agentes principales que participarán en la elaboración del Project Finance serán:

- Los promotores se encargan de iniciar el proyecto, crear la SPV y vigilar la construcción y explotación del proyecto durante toda su vida útil para garantizar que se alcanza el interés general. Dependiendo del tipo del proyecto, los promotores podrán ser la empresa constructora, Administraciones Públicas o el propio Estado.
- Accionistas: se encargan de invertir el capital directamente en la SPV con el único riesgo de no cumplirse los flujos de caja esperados perdiendo su inversión.
- Entidades financieras: las instituciones financieras encargadas de financiar los recursos ajenos del proyecto y podrán ser empresas privadas, bancos, fondos de inversión...
- Asesores externos: al tratarse de un proyecto de energías renovables tendrá una alta complejidad, afectará directamente al medioambiente y generará enormes flujos de caja, por lo que se necesitarán numerosos asesores externos tanto en materia ambiental como financieros, técnicos y sobre todo jurídicos, debido al gran número de contratos.

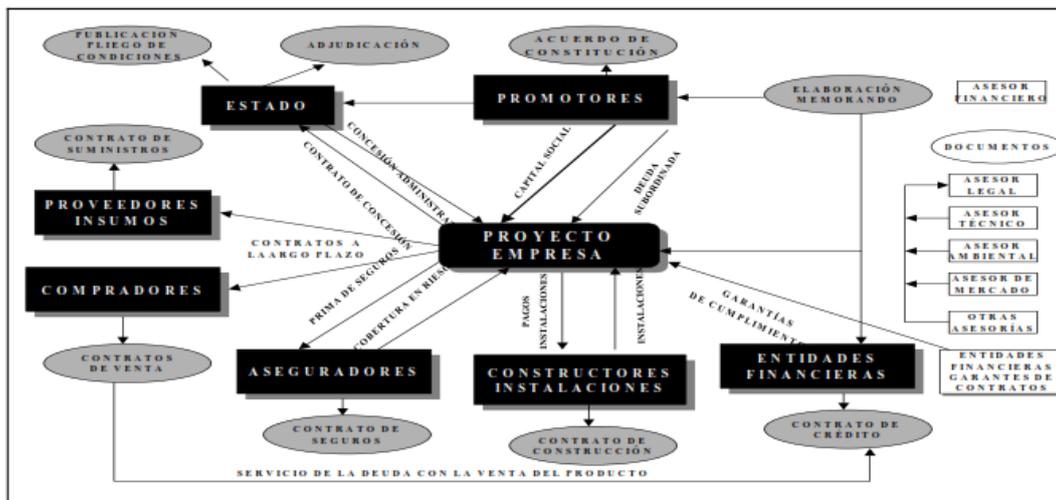


Imagen 2. Miranda, J.J. Estructura del Project Finance. Fuente: Gestipolis.

5.2 Tipos de financiación

Una parte fundamental a la hora de construir proyectos de esta envergadura y con grandes cantidades de inversión inicial, es como obtener la financiación que más se ajuste al sector y a los resultados esperados. En nuestro proyecto, la SVP deberá buscar la financiación, endeudarse y tratar de cumplir sus obligaciones de pago a través de los flujos de caja generados en el proyecto. Para ello debemos distinguir entre dos tipos de financiación, la propia y la ajena (Gómez, D. & Jurado J. A. 2001)

- Financiación propia

En este tipo de proyectos, los accionistas deben aportar un capital mínimo que garanticen su participación y asunción de riesgo, aunque estos siempre buscarán arriesgar lo menor posible, por lo que tratarán de asegurar que se trata de un proyecto rentable. Además, las aportaciones de los accionistas son fundamentales para que los organismos encargados de la financiación ajena comprueben que existe compromiso por parte de los socios y accionistas en función de los fondos aportados.

A pesar de ser una fuente de financiación una vez entrada la fase explotación del proyecto, los accionistas podrán utilizar los balances anuales para salir al mercado de capitales recibiendo así dinero con el que ampliarían capital y amortizarían parte de la deuda

- Financiación ajena

Este tipo de proyectos necesitan una gran inversión inicial que no puede ser aportada exclusivamente por los socios o accionistas, por lo que estos deben buscar fuentes de financiación ajena, pero deben garantizarles que se trata de un proyecto viable, rentable y que con garantías económicas para que ambos obtengan un beneficio. Existen dos tipos de financiación: pública o ajena.

● Financiación pública

Como se ha explicado a lo largo de todo este trabajo, los gobiernos de todo el mundo han comprendido la necesidad de impulsar las energías renovables y acelerar la transición energética mediante nuevas medidas legales y ayudas económicas. En España existe el Instituto de Crédito Oficial (ICO) que trata de impulsar la ejecución y desarrollo de proyectos mediante la concesión de fondos a medio o largo plazo. El ICO actuará como prestamista a largo plazo y en muchas ocasiones como asesor financiero. Entre las tareas que realizará la ICO se encuentran: asunción del riesgos y costes de inversión, control de la evaluación del proyecto y estudio de la validez de los permisos y licencias. Al final, preguntando a otros promotores, la experiencia general con este tipo de créditos es que, a pesar de que sea una gran ayuda para financiar un proyecto de estas dimensiones, la ICO adquiere demasiado poder y controla completamente el proyecto. Al querer actuar de manera independiente, en este trabajo se ha decidido obtener únicamente financiación privada. (Gómez, D. & Jurado J. A. 2001)

● Financiación privada

El parque fotovoltaico necesitará un crédito a largo plazo muy abundante por lo que se financiará a través de créditos de una o varias entidades privadas.

En un proyecto fotovoltaico de 20 MW, se necesitará un crédito financiado mediante cuatro bancos que se conoce como préstamo sindicado. Al tratarse de un crédito repartido por varios bancos o entidades, estos deberán escoger una de ellas que actuará como banco agente, que estará encargado de reclamar a la SVP el pago de la deuda, recibir y repartir

los pagos entre los demás bancos y quien negocio las garantías y condiciones del crédito con la SVP.

El instrumento más utilizado por los bancos en estos casos es otorgar un crédito conocido como Senior debt o Deuda senior. Este tipo de crédito se utiliza en proyectos a largo plazo y será el préstamo principal que cubra la mayoría de las necesidades básicas para llevar a cabo el proyecto. En caso de que el prestatario, esta deuda será la primera en cobrarse, teniendo un derecho de cobro preferente (Pariente, R. 2014). La SVP deberá abonar periódicamente el pago del principal y los intereses en función de los flujos de caja generados durante el proyecto. Las necesidades que no formen parte del grueso del proyecto se financiarán a través de deuda subordinada que tiene unos tipos de interés más bajos de la deuda senior.

En los últimos años, debido al enorme crecimiento del sector eléctrico, los grandes fondos de inversión internacionales han dedicado un parte de sus recursos a formar equipos especializados que evalúen el riesgo y el rendimiento de distintos proyectos energéticos, decidiendo formar parte de la financiación.

5.3 Coste de la financiación

Una vez sabemos que el parque necesitará una inversión inicial de 16.640.000 € que estará financiada con un 30 % de financiación propia mediante capital aportado por los accionistas, un 70 % a través del préstamo sindicado y no se pedirá ninguna subvención.

Las condiciones establecidas por los bancos para realizar un préstamo a largo plazo para la construcción del proyecto serían las siguientes:

- La deuda se amortizará en 12 años.
- Se establecerá un periodo de carencia de 1 año en el cual no será necesario amortizar la deuda.
- Se acordará un tipo de interés que consiste en el Euribor junto con un margen del 1,2 % como comisión de apertura y del 5 % durante la explotación del proyecto.

Adicionalmente, existen dos gastos que aumentarán la inversión inicial necesaria.

- Los intereses intercalarios que se pagarán durante la construcción del proyecto (2020) a los accionistas que hayan invertido en deuda antes de que comience a operar el parque. Los gastos ascenderán a: **283.197 €**
- Se fondeará parte de los créditos recibidos al Fondo de Reserva en Servicio de la Deuda (FRSD). El FRSD es una cuenta de reserva en la que se acumulará la cuantía de 6 meses de pago de deuda, para poder hacer frente al pago de la deuda senior en el caso de que surjan irregularidades o problemas de liquidez. La cuantía total de fondo reservados durante el año 2020 será de: **710.593,7 €**

La cuantía total de la financiación será la siguiente:

FINANCIACIÓN	PORCENTAJE	CUANTÍA
Fondos propios	30%	5.334.950,8 €
Financiación con préstamo	70%	12.448.218,5 €
Subvenciones	0%	0 €
INVERSIÓN	100%	17.783.169,3 €

Tabla 7. Fuente: elaboración propia. Datos recogidos en el ANEXO I

Como muestra la tabla anterior, la inversión total será la suma entre la inversión de costes inicial (16.640.000 €), los intereses intercalarios (283.000 €), el FRSD (710.593,7 €) y la comisión de apertura del 1,2% del total de la deuda (149.378,6 €), sumando un total de 17.783.169, 3 €.

Al tratarse de préstamos a largo plazo de 20 años, se establecerá un periodo de carencia de 1 año en el cual no será necesario amortizar la deuda. Se acordará un tipo de interés que consiste en el Euribor junto con un margen del 1,2 % como comisión de apertura y del 8 % durante la explotación del proyecto.

VI. RENTABILIDAD DEL PROYECTO

6.1 Instrumentos financieros de rentabilidad

6.1.1 Cash Flow

El Cash Flow o Flujo de caja nos permiten conocer si la empresa o el proyecto es capaz de solventar las deudas o no pues recoge las entradas y salidas de caja en un periodo determinado, normalmente un año. Además, es necesario para desarrollar medidas de valoración como la WACC, el VAN o la TIR

El coste de capital se define como el rendimiento mínimo que debe tener una inversión para que sea rentable para el inversor. El Weight Average Cost of Capital (WACC) o coste medio ponderado del capital es un método de valoración de empresa.

$$WACC = Ke \frac{E}{E + D} + Kd (1 - T) \frac{D}{E + D}$$

Los elementos que forman esta ecuación son:

- Ke : rentabilidad exigida por los accionistas. En el siguiente apartado se obtiene un resultado de 5,33% como la rentabilidad mínima que exigen los accionistas para que la construcción del parque sea viable.
- Kd : coste de la deuda. La deuda del proyecto consistirá en un préstamo sindicado con un tipo de interés resultado de la suma entre el Euribor del -0,45% y margen o tipo de interés del 4,5 % durante la explotación del proyecto.
- E : la estructura de capital proveniente de los accionistas en el proyecto representa un 30%

- D : la estructura de capital proveniente de la deuda representa el 70% de la financiación del proyecto.
- $E + D$: estructura total de capital
- T : Tasa impositiva. La tasa por impuesto de sociedades asciende al 25 % (Agencia Tributaria 2021)

$$WACC = 5,33\% * 30\% + 7,05\% * (1 - 0,25\%) * 70\% = 6,53\%$$

Para obtener la rentabilidad exigida por los accionistas con el modelo CAPM o Capital Asset Pricing Model. La fórmula de este modelo es la siguiente:

$$Ke = Rf + \beta(Rm - Rf)$$

- Rf : la rentabilidad ofrecida por activos sin riesgo o “*risk free*”. Para realizar una correcta estimación cual sería el risk free de nuestro proyecto a largo plazo, escogeremos la rentabilidad de los bonos del estado a 10 años. Según los datos del Banco de España facilitados por Reuters, el risk free de los bonos a 10 años será de 0,31 % en 2021 (Banco de España, 2021)
- β : variable que relaciona la volatilidad de una acción con la volatilidad ofrecida por el mercado. Obtener la volatilidad para este tipo de proyectos es una tarea muy complicada por lo que se ha obtenido esta variable estudiando la β utilizada por otras empresas de energía del mercado. Según un informe realizado por el banco Renta4, se indica que la β utilizada por el gigante eléctrico español Solaria en el año 2020 fue 0,75 aproximadamente (Padrón de la Cruz, L. 2020)
- $(Rm-Rf)$: prima de riesgo del mercado. La prima de riesgo española mide la diferencia entre el bono español a 10 años y el bono alemán a 10. Según datos macroeconómicos ofrecidos por el periódico de la Expansión, la prima de riesgo del mercado español en el año 2020 fue del 6,4% aproximadamente (Datosmacroeconomicos.com 2021).

$$Ke = 0,31\% + 0,75*(6,4\%) = 5,3\%$$

6.1.2 Valor actual neto (VAN)

Es un método de valoración que utilizaremos para conocer si la inversión que queremos realizar es rentable. Este método actualiza al momento presente los flujos de caja de la inversión a un tipo de descuento o de interés determinado y nos permitirá saber si este proyecto es fiable o no. La fórmula del VAN es la siguiente:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+k)^t} = -I_0 + \frac{FC_1}{(1+k)} + \frac{FC_2}{(1+k)^2} + \dots + \frac{FC_n}{(1+k)^n}$$

El VAN puede darnos tres escenarios posibles (Velayos, V. 2014)

$VAN < 0$: el valor actualizado de los flujos de caja futuros no generará beneficios con esa tasa de descuento y por tanto la inversión no es viable

$VAN = 0$: la inversión no generará pérdidas ni beneficios y será indiferente realizarla o no.

$VAN > 0$: si el valor actualizado de los flujos de caja futuros es positivo, significará que con esa tasa de descuento la inversión generará beneficios y por lo tanto será rentable.

6.1.3 Tasa interna de retorno (TIR)

Como hemos explicado en el apartado anterior, el VAN puede tener tres resultados posibles que determinan la viabilidad de la inversión. La TIR se refiere al valor porcentual por el que el valor actualizado de los flujos de caja futuros sea 0. Se trata de otro método de valoración de la rentabilidad de la inversión.

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1 + TIR)^t} = -I_0 + \frac{FC_1}{(1 + TIR)} + \frac{FC_2}{(1 + TIR)^2} + \dots + \frac{FC_n}{(1 + TIR)^n} = 0$$

Al igual que con el VAN la TIR ofrece tres posibles escenarios (Sevilla, A. s.f.)

$TIR < k$: la rentabilidad mínima de la inversión no será suficiente y por lo tanto la inversión deberá rechazarse.

$TIR = k$: la rentabilidad mínima obtenida por la TIR es insuficiente para garantizar que la inversión sea rentable

$TIR > k$: si la tasa mínima de rentabilidad es superior a la tasa de descuento la inversión será fiable y se obtendrán beneficios por lo que el proyecto será aceptado.

6.1.4 Payback

Indicador financiero para conocer el tiempo o la cantidad de periodos necesarios para recuperar la inversión inicial. Cuanto menor sea el periodo de recuperación se obtendrán mayores beneficios y el riesgo de inversión será menor. El Payback permitirá conocer si la inversión debe realizarse o no pero el principal problema de este método de valoración es que no tiene en cuenta el valor del dinero en el tiempo. Para solucionar este problema se utiliza el payback descontado (Armas, D. F. 2017). La fórmula es la siguiente:

$$Payback = a + \frac{I_0 - b}{FC}$$

6.2 Resultados

6.2.1 Análisis de la rentabilidad

WACC	6,53%
VAN	4.081.209,8 €
TIR	9,4%
PAYBACK	9 años y 3 meses

Tabla 8. Fuente: elaboración propia. Cálculos recogidos en el Anexo I

Tras ver los resultados obtenidos con los instrumentos financieros de rentabilidad de la tabla número 8, se sacan varias conclusiones:

En primer lugar, el valor actualizado neto de los flujos de caja con la tasa de descuento estimada de 6,53% es positiva, concretamente de 4.081.209,8 €. Esta cantidad demuestra que el proyecto no solo podrá recuperar el desembolso inicial por completo, sino que, se generarán grandes beneficios que permitirán repartir dividendos a los accionistas y hacer frente al pago total de la deuda, demostrando que la inversión es viable y sobre todo rentable.

En segundo lugar, se obtiene una TIR del 9,3 %. Este resultado quiere decir, que la tasa de descuento necesaria para que el proyecto obtenga un VAN de 0, no obteniendo ni pérdidas ni beneficios, es 9,3 %. La Tir del proyecto es superior a la tasa de descuento obtenida con el cálculo del WACC (6,53%) lo que demuestra que la inversión es completamente rentable.

Por último, se ha estimado que el Payback o periodo en el que se recuperaría completamente la inversión será de 9 años y 3 meses aproximadamente. Esto significa que a pesar de ser un proyecto de inversión a largo plazo (25 años), el desembolso inicial se recupera en un periodo de tiempo muy corto y que permitirá comenzar a generar beneficios muy rápido, demostrando que el proyecto es muy rentable.

6.2.2 Ratio de Cobertura del Servicio de la Deuda

Las ratios financieras, son instrumentos fundamentales para conocer el estado financiero o la situación económica de la empresa o el proyecto. En este caso se utilizará la Ratio de Cobertura al Servicio de la Deuda que nos permitirán conocer la viabilidad del proyecto.

La RCSD o Ratio de Cobertura del Servicio de la Deuda (DSCR en inglés) nos permitirá conocer si los flujos de caja generados en el proyecto son suficientes para devolver el pago de la deuda al completo, es decir, el principal y sus intereses (Novalvos, M. 2015).

En el caso de que el RCSD sea superior a 1, significa que el proyecto genera suficiente caja para solventar el pago de la deuda. Sin embargo, si la ratio es inferior a 1 supone que el proyecto no puede cumplir con sus obligaciones de pago con la caja generada y si esta situación se mantiene en el tiempo, estaríamos ante un proyecto con mucho riesgo,

insolvente e insostenible. Con el objetivo de reducir el riesgo de inversión, las entidades financieras exigirán una RSCD mínima del 123; y una RSCD media de durante toda la vida del proyecto del 1,35. La fórmula para sacar estas conclusiones es la siguiente:

$$RSCD = \frac{EBITDA}{DEUDA (PRINCIPAL + INTERESES)}$$

RSDC min	1,27
RSDC medio	1,37

Tabla 9. Fuente: elaboración propia. Datos recogidos en el ANEXO I

Como muestran los resultados de la Tabla número 9, se cumple la ratio mínima del 1,2 exigido por las entidades financieras, ya que la RSDC mínimo del proyecto es 1,26 y el promedio de RSDC durante toda la vida del proyecto será de 1,37 significa que el proyecto genera suficiente caja para solventar el pago de la deuda, demostrando una vez más que la construcción del parque será un proyecto completamente viable.

6.2.3 Análisis de sensibilidad

El análisis del sector energético, trabajo de asesores externos y la comparación de resultados con parques de la misma zona, serán claves para la elaboración del flujo de caja inicial y de un caso base que nos permita proyectar flujos de caja futuros que garanticen la viabilidad del proyecto. Sin embargo, las proyecciones futuras dependen de un gran número de variables cambiantes como por ejemplo el IPC, los tipos de interés o años de vida útil. El análisis de sensibilidad consistirá en cambiar alguna de estas variables mientras que el resto se mantienen constantes y ver cómo afectará a la rentabilidad del proyecto. Suele realizarse un análisis pesimista que nos permitirá actuar correctamente y mantener la viabilidad del proyecto en el caso de que surja algún cambio significativo.

Por otro lado, si cambiáramos varias de estas variables al mismo tiempo, nos ofrecerían diferentes escenarios posibles que afectarían la rentabilidad del proyecto. Esto se conoce como análisis de escenarios.

Para realizar el análisis de sensibilidad tendremos en cuenta dos variables fundamentales que afectarán a los ingresos y la rentabilidad del proyecto y son: el IPC y la tarifa eléctrica.

- IPC

Optimista

En el escenario optimista, se cambia el Índice de Precios de consumo de 2021 (-0,50%) por el IPC de 2018 (1,50%), ya que por primera vez en diez años el IPC de la zona Euro ha sido negativo como consecuencia del COVID-19.

IPC	1,50%
-----	-------

VAN	11.826.772,1 €
TIR	11,1%

Tabla 10. Escenario Optimista IPC. Fuente: elaboración propia

Como muestra la Tabla número 10, el incremento del IPC provocará que el VAN sea muy superior al esperado en condiciones del proyecto y la TIR significativamente más elevada que la tasa de descuento por lo que el proyecto seguirá siendo rentable.

Pesimista

En el escenario pesimista, se cambia el IPC por otro más negativo, disminuyéndolo en un 2 % para se disminuya con el mismo margen que en el escenario optimista.

IPC	-2,5%
VAN	3.855.064,5 €
TIR	7,7%

Tabla 11. Escenario pesimista IPC. Fuente: elaboración propia

Como muestran los resultados de la tabla 11, en el caso de que el IPC siguiera descendiendo, a consecuencia de una crisis económica por ejemplo, el proyecto posee unos flujos de caja tan elevados que no solo seguirá siendo una inversión rentable, sino que generará grandes beneficios.

- Tarifa eléctrica

Optimista

La variable del precio de la tarifa eléctrica es fundamental para determinar por cuanto se venderá a la empresa distribuidora el total de la energía utilizada. Para obtener este dato, se realizó un promedio del precio de venta de energía en el mercado eléctrico el día 7 de abril de 2021 y se obtuvo un resultado aproximado de 14,5 c€/Kwp. Se cambiará este precio con un margen de $\pm 3\text{c€}$ para analizar el Van y la TIR del proyecto.

Tarifa eléctrica	17,5 c€/Kwp
VAN	13.398.523,3 €
TIR	12,2%

Tabla 12. Escenario optimista Tarifa eléctrica. Fuente: elaboración propia

Como muestra la tabla número 12, el aumento de la tarifa eléctrico supondría un enorme aumento del VAN y el TIR, generando grandes ingresos y asegurando la rentabilidad del proyecto.

Pesimista

Tarifa eléctrica	11,5 c€/Kwp
VAN	1.245.173,2
TIR	6,4%

Tabla 13. Escenario pesimista Tarifa Eléctrica. Fuente: elaboración propia

Como muestra la tabla número 13, si la tarifa eléctrica se reduce, se obtendría un VAN positivo, pero la TIR sería inferior a la tasa de descuento (6,53%), por lo que el proyecto podría no ser rentable y sería muy costoso encontrar tanto accionistas que quieran invertir, como financiación ajena de bancos. Con esta tarifa el proyecto dejaría de ser viable.

6.2.3 Análisis de Riesgos

Debido a los largos plazos y la enorme inversión inicial, en todos los proyectos financiados a través del Project Finance, pueden aparecer importantes riesgos que pongan en peligro la viabilidad del proyecto o el reembolso de la deuda. Los principales riesgos que afectarán al proyecto son: (Gómez, D. & Jurado J. A. 2001)

Riesgo en la construcción

La fase inicial del proyecto o de construcción se caracteriza por ser un momento extremadamente delicado puesto que no se generan flujos de caja y pueden suponer un gran problema para continuar con la construcción del parque. La principal situación problemática que puede aparecer es nuevos costes debido a insuficiencias en transportes, materiales o tecnología o retrasos en la construcción que aumenten la inversión inicial o el precio pactado con el constructor. Otro de los riesgos es que una vez se ha iniciado la construcción se observen irregularidades en el terreno, como la aparición de aguas subterráneas, que no garanticen la estabilidad de la estructura del proyecto y pongan en riesgo la terminación del proyecto.

La solución que se tomará para mitigar estos problemas a la hora de construir el parque fotovoltaico es contratar un seguro a todo riesgo con la empresa constructora del proyecto, de forma que esta última cubra la totalidad de daños y reparaciones de maquinaria durante un periodo de 5 años. Además, se cobrará una penalización en caso de que se retrase el tiempo de construcción estipulado y se contratará un equipo de ingenieros que comprueben el correcto funcionamiento del parque antes de su puesta en marcha.

Riesgos medioambientales (Gómez, D. & Jurado J. A. 2001)

A pesar de ser un proyecto de energías limpias, la construcción de un parque supone la instalación de grandes estructuras en ambientes naturales y pueden afectar tanto al ecosistema, como a la población local. Los problemas más comunes que el proyecto afecte al ecosistema de una especie protegida o la aparición de restos arqueológicos supongan un retraso en el comienzo de la obra e incrementen los costes.

La solución que se tomará para mitigar estos problemas a la hora de construir el parque fotovoltaico es contratar un equipo especializado de ingenieros que realicen un correcto estudio topográfico y se incluirán cláusulas de indemnización por daños muy elevadas en caso de que se descubra alguna irregularidad

Riesgos operativos del proyecto

Estos riesgos suponen un gran problema ya que el proyecto ya ha pasado la fase de construcción y debería estar generando flujos de caja para cumplir con sus obligaciones

de deuda. Estos costes suelen producirse por fallos en el mantenimiento del parque y suelen ser fallos mecánicos en alguna de las placas que disminuyan la cantidad de energía producida o un aumento en los costes de reparación mayor del esperado.

La solución que se tomará para mitigar estos problemas a la hora de construir el parque fotovoltaico es contratar un seguro a todo riesgo por fallos de mantenimiento, que se diferenciará con el seguro de construcción en que únicamente se repararán fallos relativos al mantenimiento o desgaste de maquinaria, no por defectos de construcción.

Riesgos de mercado (Gómez, D. & Jurado J. A. 2001)

Como hemos explicado anteriormente en este trabajo, la energía fotovoltaica depende de un mercado basado en la oferta y demanda de electricidad. Puede pasar que la cantidad de energía demanda disminuya a nivel nacional y los precios del pull o mercado diario disminuyan y los flujos de caja esperados no se consigan, poniendo en riesgo la viabilidad del proyecto

La solución que se tomará para mitigar estos problemas a la hora de construir el parque fotovoltaico es firmar un contrato de precio fijo con la empresa distribuidora, en el caso de este trabajo será Naturgy. Se negociará con Naturgy un precio asequible de venta y se firmará un contrato de venta de energía a un precio de 14,5 c€/Kwp durante un total de 20 años. Este contrato tendrá en cuenta el incremento o disminución del Índice de Precios de Consumo.

Riesgos políticos

El sector eléctrico está altamente regulado por el estado. Los gobiernos europeos están altamente involucrados en la producción de energías renovables y la actuación del legislador puede afectar al proyecto. El ejemplo más claro de este tipo de decisiones legislativas fue el Real Decreto 1578/2008 aprobado por el gobierno del PSOE y que suponía el fin de las ayudas a las energías renovables, disminuyendo la tarifa casi un 30 % y derogando el marco legislativo anterior con carácter retroactivo. Esto supuso que miles de los proyectos en fase de construcción no fueran capaces de hacer frente a sus obligaciones de pago ni a los flujos de caja esperados y causó una enorme inestabilidad en el sector.

Este tipo de riesgo es el más problemático para el proyecto ya que no se puede hacer frente a las decisiones legislativas. La única solución sería que el proyecto estuviera financiado por el Estado, pero esa opción queda totalmente descartada.

VII. CONCLUSIÓN

Tras realizar el análisis financiero del proyecto, se ha estimado que un parque fotovoltaico de 20 MW será capaz de producir una cantidad total de 19.200.000 KWh/año. Esta cantidad energética podrá abastecer la electricidad de aproximadamente 14.000 hogares, y reducirá un total de 15 toneladas de CO₂ al año. Por ello, el proyecto tendrá un enorme impacto social y medioambiental, reducirá la emisión de gases nocivos a la atmósfera favoreciendo la eliminación del efecto invernadero e impulsará las medidas del gobierno para garantizar la Transición energética.

La transición energética es una realidad y es que cada vez son más los sectores focalizados en encontrar productos sostenibles y beneficiosos para el medio ambiente. Podemos destacar cientos de ejemplos como la aparición de los coches 100 % eléctricos, placas solares instaladas en tejados o ropa fabricada mediante materiales reciclados o de plásticos recogidos del océano como la empresa española Ecoalf. Algo que me llama la atención de todos estos negocios es su enorme crecimiento y el éxito que han tenido en los últimos años. Esto se debe al gran ejercicio concienciación ecológica que están realizando todos los gobiernos mundiales para que los ciudadanos nos preocupemos en cuidar y conservar nuestro planeta para garantizar un futuro de energías limpias.

A pesar de que todos los negocios y productos sostenibles y ecológicos son muy atractivos para los consumidores, muchas personas creen que la construcción de los parques eólicos o fotovoltaicos son dañinos para el ecosistema. Por este motivo, en este trabajo se han explicado con detenimiento todas las fases y procedimientos necesarios previos a la construcción del parque. Además de los largos procesos administrativos, un documento esencial y sin el cual no se puede iniciar a construir es la Declaración de Impacto Ambiental o DIA. Este documento incluye un análisis exhaustivo del terreno y un estudio topográfico del subsuelo y la no alteración de la fauna y la vegetación de la zona.

Además de la transición energética, el parque podrá mejorar la eficiencia energética en años futuros. Los gobiernos de todo el mundo utilizan la eficiencia energética como instrumento principal para combatir el cambio climático, invirtiendo grandes cantidades de dinero en investigación y desarrollo para mejorar las tecnologías utilizadas en el sector de las energías renovables. Un ejemplo de este tipo de tecnologías son los seguidores solares instalados en el parque que permiten aprovechar al máximo la energía solar recibida. Sin embargo, este trabajo explica la construcción de un parque fotovoltaico en el año 2020 y estima las proyecciones financieras para dentro de 25 años. Con esto quiero decir que el parque fotovoltaico puede cambiar e ir introduciendo nuevas tecnologías que aumenten la producción energética, por ejemplo, la utilización de baterías fijas que permitan que el parque siga en funcionamiento durante las horas nocturnas o sistemas de almacenaje de hidrógeno verde.

Por último, cabe destacar que los proyectos renovables no solo se han convertido en una herramienta fundamental para la protección medioambiental, sino que son proyectos financieros de gran atractivo para inversores tanto nacionales como internacionales, que

inyectan grandes cantidades de dinero, algo muy beneficioso para la economía española. Además, como se ha explicado en este trabajo de investigación, este tipo de proyectos a largo plazo necesitan una gran cantidad de trabajadores: personal de obra, ingenieros, vigilantes, encargados de mantenimiento... Esto supone una gran cantidad de ingresos para cientos de familias españolas. En mi opinión, este trabajo ha demostrado que el proyecto será rentable y beneficioso para la economía y las familias españolas. Por todo ello, concluyo diciendo que hoy en día, invertir en energías renovables, no solo es rentable, sino que además es una manera de asegurar un futuro limpio de emisiones contaminantes, protegiendo así nuestro bien máspreciado, nuestro planeta.

BIBLIOGRAFÍA

Acerete, J. B. (2005). “Financiación y gestión privada de infraestructuras y servicios públicos”. *Instituto de Estudios Fiscales*. Año 2005. Pp. 32-33

Agencia Tributaria, (2021). Tipo de gravamen y cuota íntegra. *Agenciatributaria.es*
Obtenido de: https://www.agenciatributaria.es/AEAT.internet/Inicio/Ayuda/Manuales_Folleto_y_Videos/Manuales_practicos/Ayuda_Folleto_Actividades_economicas/4_Impuesto_sobre_Sociedades/4_3_Tipo_de_gravamen_y_cuota_integra/4_3_Tipo_de_gravamen_y_cuota_integra.html

Armas Cruz, D. F. (02 de 2017). Manual de Evaluación Financiera. *Academia.eu*
Obtenidode: https://www.academia.edu/31636409/MANUAL_DE_EVALUACION_FINANCIERA_Proyectos

Autosolar, (20 de 03 de 2017). ¿Qué es un inversor de conexión a la red? *Autosolar.es*.
Obtenido de: <https://autosolar.es/blog/aspectos-tecnicos/que-es-un-inversor-de-conexion-a-red>

Banco de España (07 de 04 de 2021). España. Indicadores financieros. Series diarias. *Bde.es*. Obtenido de: https://www.bde.es/webbde/es/estadis/infoest/si_1_2.pdf

Cáceres Gómez, D. & Jurado Madico, J. A. (2001) “*Financiación Global de Proyectos. Project Finance*”. Madrid: ESIC. Año 2001. pp. 71-93

Casanovas, T. (2016). “*Project finance Internacional*” Profit Editorial I., S.L.
Barcelona. Año 2016 p. 30

Costa, T. M. (30 de 11 de 2018). “*Evolución del sector eléctrico español (1975–2015)*”.
Dipòsit Digital de la Universitat de Barcelona. pp. 144-145.

Comunidades Europeas (22 de 06 de 2005). “*Libro verde sobre la eficiencia energética o cómo hacer más con menos*”. Oficina de Publicaciones Oficiales de las Comunidades Europeas. Bruselas. Año 2005. p.11

Cuatrecasas (31 de 12 de 2020). Legal flash Energía. Resumen Cuatrecasas Nuevo Real Decreto 1183/2020 de 29 de diciembre de 2020. *Cuatrecasas.com*. Obtenido de: https://www.cuatrecasas.com/es/publicaciones/espana_real_decreto_de_acceso_y_conexion_a_las_redes_de_transporte_y_distribucion_de_energia_electrica.html

Datosmacro.com (2021). Prima de riesgo de los países. *Expansión*. Obtenido de: <https://datosmacro.expansion.com/prima-riesgo>

Ec.europa.eu (20 de 01 de 2020). Plan Nacional Integrado de Energía y Clima. *Ec.europa.eu*. Obtenido de: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/es_final_necp_main_es.pdf

- Energías Renovables (07 de 10 de 2019). Así funciona el mercado eléctrico español. *Energías Renovables*. Obtenido de: <https://www.energias-renovables.com/panorama/asi-funciona-el-mercado-electrico-espanol-20191007>
- Energía y Sociedad (2021). 3.1 El cambio climático y los acuerdos internacionales. El Manual de la Energía. *www.energiaysociedad.es*. Obtenido de: <http://www.energiaysociedad.es/manenergia/3-1-el-cambio-climatico-y-los-acuerdos-internacionales/>
- Esfera y luz (s.f.). Sector eléctrico y sus agentes principales. *Esferaluz.es*. Obtenido de: <https://www.esferaluz.es/blog/sector/sector-electrico-agentes-principales/>
- Factorenergía (30 de 08 de 2018). Energías renovables: características, tipos y nuevos retos. *Factorenergía.com*. Obtenido de: <https://www.factorenergia.com/es/blog/noticias/energias-renovables-caracteristicas-tipos-nuevos-retos/>
- Gallego Bernad, M. S. (12 de 2014). La Red natura 2000 en España: Régimen jurídico y análisis jurisprudencial. *icaoviedo.es*. Obtenido de: https://www.icaoviedo.es/res/doc/biblioteca/Videoteca/Juridisprudencial-SEO_DIFUSIO%CC%81N_INDEX.pdf
- Industria.gob.es (07 de 2017) Especificaciones técnicas particulares de líneas aéreas de alta tensión >36 kv. *Industria.gob.es*. Obtenido de: https://industria.gob.es/es-ES/participacion_publica/Documents/especificaciones-tecnicas-Endesa/LRZ001_EP-Lineas-Aereas-Alta-Tension-accesible.pdf
- Losa J.L. (20 de 02 de 2021). La Junta retira su mapa de parques solares de Andalucía tras la presión de los inversores. *El Confidencial*. Obtenido de: https://www.elconfidencial.com/espana/andalucia/2021-02-20/junta-retira-mapa-parques-solares-andalucia_2959336/
- Maestre, R. J. (22 de 11 de 2018). La liberalización del sector eléctrico fue un fracaso y estos son los motivos. *elblogsalmon.com*. Obtenido de: <https://www.elblogsalmon.com/sectores/liberalizacion-mercado-electrico-fue-fracaso-estos-motivos>
- Miranda, J. J. (s.f.). Project finance una forma de financiación de proyectos. *Gestiopolis*. Obtenido de: <https://www.gestiopolis.com/project-finance-una-forma-de-financiacion-de-proyectos/>
- Novalvos, M. (13 de 10 de 2015) ¿Qué es la ratio de cobertura del servicio de la deuda o RCSD? *novalvos.com*. Obtenido de: <https://www.novalvos.com/que-es-el-ratio-de-cobertura-del-servicio-de-la-deuda-o-rcsd/>
- Padrón de la Cruz, L. (1 de 12 de 2020). Informe de Solaria. *Renta4*. Obtenido de: https://www.r4.com/download/estatico/informes/20201224_informe_SOLARIA.pdf

- Page, D. (13 de 7 de 2013). Diez claves para entender la reforma eléctrica del Gobierno. *Expansión*. Obtenido de: <https://www.expansion.com/2013/07/12/empresas/energia/1373647552.html>
- Pariante, R. (14 de 01 de 2014). Tipos de deuda bancaria: no solo de depósitos vive un banco. *Web BBVA*. Obtenido de: <https://www.bbva.com/es/tipos-deuda-bancaria-no-solo-depositos-vive-banco/>
- Plasol (2020). Mapa de radiación solar en España 2020. *Plasol*. Obtenido de: <https://plasol.com/radiacion-solar-en-espana/>
- Prieto Valdivieso, E. (18 de 10 de 2013). ¿Quién es quién en el sistema eléctrico español? *Gesternova*. Obtenido de: <https://gesternova.com/quien-es-quien-en-el-sistema-electrico-espanol/>
- Red Eléctrica de España (s.f). Marco regulatorio. *REE*. Obtenido de: <https://www.ree.es/es/conocenos/marco-regulatorio>
- Red Eléctrica de España (2020). El sector eléctrico español avanza 2020. Obtenido de: https://www.ree.es/sites/default/files/publication/2021/03/downloadable/Avance_ISE_2020_1.pdf
- Remo, D. (19 de 04 de 2019). ¿Qué es la CNMC y para qué sirve? *Zaplo.es*. Obtenido de: <https://www.zaplo.es/blog/que-es-la-cnmc/>
- Roca, J. A. (07 de 04 de 2020). España entra en el top 10 mundial de capacidad renovable con un total de 54.592 MW. *El periódico de la energía*. Obtenido de: <https://elperiodicodelaenergia.com/espana-entra-en-el-top-10-mundial-de-capacidad-renovable-con-un-total-de-54-592-mw/>
- Sánchez, P (3 de 11 de 2020). El 46,7% de la generación de energía eléctrica de España en octubre fue de origen renovable. *Pv magazine*. Obtenido de: <https://www.pv-magazine.es/2020/11/03/el-467-de-la-generacion-de-energia-electrica-de-espana-en-octubre-fue-de-origen-renovable/#:~:text=En%20el%20mes%20de%20octubre,el%20mismo%20periodo%20de%202019.>
- Schallenberg Rodríguez, J. C. (2008). *Energías renovables y eficiencia energética*. Instituto Tecnológico de Canarias. Santa Cruz de Tenerife. Año 2008. Cap 4 ¿Con qué material se fabrican los paneles solares fotovoltaicos? p. 65.
- Sevilla Arias, A. (15 de 07 de 2014). Tasa Interna de Retorno. *Economipedia.com*. Obtenido de: <https://economipedia.com/definiciones/tasa-interna-de-retorno-tir.html>
- Sotysolar (10 de 09 de 2020) Seguidores solares: todo lo que necesitas saber. *Sotysolar.es* Obtenido de: <https://sotysolar.es/placas-solares/seguidores-solares>

Suelosolar (s.f.). Código de Actividad y Establecimiento C.A.E. *Suelo solar.com*.
Obtenido de: <https://suelosolar.com/guiasolares/tramitacion/cae.asp>

Suelosolar (s.f.). Facturación a tarifa FV. *Suelo solar.com*. Obtenido de:
https://suelosolar.com/guiasolares/tramitacion/facturacion_fv.asp

Tarifasgasluz (7 de 04 de 2021) Consulta el precio diario de la luz (€/kWh): tarifas y comparativa. *Tarifasgasluz*. Obtenido de:
<https://tarifasgasluz.com/comparador/precio-kwh>

Velayos Morales, V. (15 de 06 de 2014). Valor Actual Neto (VAN).
Economipedia.com. Obtenido de: <https://economipedia.com/definiciones/valor-actual-neto.html>

Bibliografía legal utilizada en el apartado de procedimiento administrativo.

Artículo 3, Circular 1 CNMC (20 de 01 de 2021). Metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de producción de energía eléctrica. *BOE*. Obtenido de:
https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-904

Artículo 7, Real Decreto 1047/2013 (27 de 12 de 2013). Metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica. *BOE*. Obtenido de: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2013-13766>

Artículo 70, Real Decreto 1434/2002 (27 de 12 de 2002). Se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural. *BOE*. Obtenido de:
<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2002-25421>

Artículo 95, Real Decreto 1434/2002 (27 de 12 de 2002). Se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural. *BOE*. Obtenido de:
<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2002-25421>

Artículo 9, Real Decreto 661/2007 (25 de 05 de 2007) Se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. *BOE*. Obtenido de:
<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2007-10556>

ANEXO I

En este Anexo se recogen las proyecciones financieras estimadas del proyecto y sus cálculos a partir del caso base, desde el año 2020 hasta el 2046.

Se han incluido todas las operaciones necesarias para obtener el VAN y la TIR del proyecto y poder analizar la rentabilidad de la inversión.

PRODUCCIÓN Y INGRESOS

	2.020	2.021	2.022	2.023	2.024	2.025	2.026	2.027	2.028	2.029	2.030	2.031	2.032	2.033
Potencia Instalada	20.000,00	20.000,00	20.000,00	20.000,00	20.000,00	20.000,00	20.000,00	20.000,00	20.000,00	20.000,00	20.000,00	20.000,00	20.000,00	20.000,00
Producción Anual KWh/Año		19.200.000,0	19.104.000,0	19.008.480,0	18.913.437,6	18.818.870,4	18.724.776,1	18.631.152,2	18.537.996,4	18.445.306,4	18.353.079,9	18.261.314,5	18.170.007,9	18.079.157,9
Producción Acumulada KWh/Año	0,0	19.200.000,0	38.304.000,0	57.312.480,0	76.225.917,6	95.044.788,0	113.769.564,1	132.400.716,3	150.938.712,7	169.384.019,1	187.737.099,0	205.998.413,5	224.168.421,4	242.247.579,3
INGRESOS / CLIENTES														
Precio	14,50	14,50	14,43	14,36	14,28	14,21	14,14	14,07	14,00	13,93	13,86	13,79	13,72	13,65
Ingresos Explotación		2.784.000,0	2.756.229,6	2.728.736,2	2.701.517,1	2.674.569,4	2.647.890,6	2.621.477,9	2.595.328,7	2.569.440,2	2.543.810,1	2.518.435,6	2.493.314,2	2.468.443,4
Clientes		232.000,0	229.685,8	227.394,7	225.126,4	222.880,8	220.657,6	218.456,5	216.277,4	214.120,0	211.984,2	209.869,6	207.776,2	205.703,6

2.034	2.035	2.036	2.037	2.038	2.039	2.040	2.041	2.042	2.043	2.044	2.045	Liquidación
20.000,00	20.000,00	20.000,00	20.000,00	20.000,00	20.000,00	20.000,00	20.000,00	20.000,00	20.000,00	20.000,00	20.000,00	20.000,00
17.988.762,1	17.898.818,3	17.809.324,2	17.720.277,6	17.631.676,2	17.543.517,8	17.455.800,2	17.368.521,2	17.281.678,6	17.195.270,2	17.109.293,9	17.023.747,4	16.938.628,7
260.236.341,4	278.135.159,7	295.944.483,9	313.664.761,5	331.296.437,7	348.839.955,5	366.295.755,7	383.664.277,0	400.945.955,6	418.141.225,8	435.250.519,7	452.274.267,1	469.212.895,7

13,59	13,52	13,45	13,38	13,32	13,25	13,18	13,12	13,05	12,99	12,92	12,86	12,79
2.443.820,7	2.419.443,5	2.395.309,6	2.371.416,4	2.347.761,5	2.324.342,6	2.301.157,3	2.278.203,2	2.255.478,1	2.232.979,7	2.210.705,8	2.188.654,0	2.166.822,2
203.651,7	201.620,3	199.609,1	197.618,0	195.646,8	193.695,2	191.763,1	189.850,3	187.956,5	186.081,6	184.225,5	182.387,8	180.568,5

GASTOS

	2.021	2.022	2.023	2.024	2.025	2.026	2.027	2.028	2.029	2.030	2.031	2.032	2.033
GASTOS EXPLOTACION / PROVEEDORES													
Gastos O&M	230.000,0	228.850,0	227.705,8	226.567,2	225.434,4	224.307,2	223.185,7	222.069,7	220.959,4	219.854,6	218.755,3	217.661,6	216.573,2
Seguros (s/Inv)	35.000,0	34.825,0	34.650,9	34.477,6	34.305,2	34.133,7	33.963,0	33.793,2	33.624,3	33.456,1	33.288,9	33.122,4	32.956,8
Alquiler (€/ha/año)	162.615,0	161.801,9	160.992,9	160.188,0	159.387,0	158.590,1	157.797,1	157.008,1	156.223,1	155.442,0	154.664,8	153.891,4	153.122,0
Personal	160.000,0	159.200,0	158.404,0	157.612,0	156.823,9	156.039,8	155.259,6	154.483,3	153.710,9	152.942,3	152.177,6	151.416,7	150.659,6
Seguridad	58.000,0	57.710,0	57.421,5	57.134,3	56.848,7	56.564,4	56.281,6	56.000,2	55.720,2	55.441,6	55.164,4	54.888,6	54.614,1
Proveedores	107.602,5	107.064,5	106.529,2	105.996,5	105.466,5	104.939,2	104.414,5	103.892,4	103.373,0	102.856,1	102.341,8	101.830,1	101.321,0

2.034	2.035	2.036	2.037	2.038	2.039	2.040	2.041	2.042	2.043	2.044	2.045	2.046
215.490,4	214.412,9	213.340,9	212.274,2	211.212,8	210.156,7	209.105,9	208.060,4	207.020,1	205.985,0	204.955,1	203.930,3	202.910,7
32.792,0	32.628,1	32.464,9	32.302,6	32.141,1	31.980,4	31.820,5	31.661,4	31.503,1	31.345,5	31.188,8	31.032,9	30.877,7
152.356,4	151.594,6	150.836,6	150.082,4	149.332,0	148.585,4	147.842,4	147.103,2	146.367,7	145.635,9	144.907,7	144.183,2	143.462,2
149.906,4	149.156,8	148.411,0	147.669,0	146.930,6	146.196,0	145.465,0	144.737,7	144.014,0	143.293,9	142.577,4	141.864,6	141.155,2
54.341,1	54.069,3	53.799,0	53.530,0	53.262,4	52.996,0	52.731,1	52.467,4	52.205,1	51.944,0	51.684,3	51.425,9	51.168,8
100.814,4	100.310,3	99.808,7	99.309,7	98.813,1	98.319,1	97.827,5	97.338,3	96.851,7	96.367,4	95.885,6	95.406,1	94.930,0

AMORTIZACIÓN

		2.020	2.021	2.022	2.023	2.024	2.025	2.026	2.027	2.028	2.029	2.030	2.031	2.032	2.033
AMORTIZACIONES (VID OCUPACION DE TERRENO VS DISPONIBILIDAD)															
Inversión Anual	16.640.000,0														
Inversión Acumulada	16.640.000,0	16.640.000,0	16.640.000,0	16.640.000,0	16.640.000,0	16.640.000,0	16.640.000,0	16.640.000,0	16.640.000,0	16.640.000,0	16.640.000,0	16.640.000,0	16.640.000,0	16.640.000,0	16.640.000,0
Amortización Anual		665.600,0	665.600,0	665.600,0	665.600,0	665.600,0	665.600,0	665.600,0	665.600,0	665.600,0	665.600,0	665.600,0	665.600,0	665.600,0	665.600,0
Valor Neto	16.640.000,0	15.974.400,0	15.308.800,0	14.643.200,0	13.977.600,0	13.312.000,0	12.646.400,0	11.980.800,0	11.315.200,0	10.649.600,0	9.984.000,0	9.318.400,0	8.652.800,0	7.987.200,0	7.321.600,0
Intercalarios	432.575,6														

	2.034	2.035	2.036	2.037	2.038	2.039	2.040	2.041	2.042	2.043	2.044	2.045	2.046
16.640.000,0	16.640.000,0	16.640.000,0	16.640.000,0	16.640.000,0	16.640.000,0	16.640.000,0	16.640.000,0	16.640.000,0	16.640.000,0	16.640.000,0	16.640.000,0	16.640.000,0	
665.600,0	665.600,0	665.600,0	665.600,0	665.600,0	665.600,0	665.600,0	665.600,0	665.600,0	665.600,0	665.600,0	665.600,0	0,0	
6.656.000,0	5.990.400,0	5.324.800,0	4.659.200,0	3.993.600,0	3.328.000,0	2.662.400,0	1.996.800,0	1.331.200,0	665.600,0	0,0	0,0		

CASH FLOW (VAN & TIR)

		2.020	2.021	2.022	2.023	2.024	2.025	2.026	2.027	2.028	2.029	2.030	2.031	2.032	2.033
CASH FLOW															
EBIT (+)	0,0	1.444.269,9	1.419.437,6	1.394.867,6	1.370.557,2	1.346.503,8	1.409.219,8	1.385.672,5	1.362.374,2	1.339.322,6	1.316.515,0	1.293.949,0	1.271.622,0	1.249.531,7	1.227.675,5
Amortizaciones (-)	0,0	752.115,1	752.115,1	752.115,1	752.115,1	752.115,1	665.600,0	665.600,0	665.600,0	665.600,0	665.600,0	665.600,0	665.600,0	665.600,0	665.600,0
Fondo de Maniobra Clientes (-)	0,0	-232.000,0	2.314,2	2.291,1	2.268,3	2.245,6	2.223,2	2.201,1	2.179,1	2.157,4	2.135,8	2.114,5	2.093,4	2.072,6	2.051,9
Fondo de Maniobra Proveedores (+)	0,0	107.602,5	-538,0	-535,3	-532,6	-530,0	-527,3	-524,7	-522,1	-519,5	-516,9	-514,3	-511,7	-509,2	-506,6
Sociedades Operativo	0,0	-224.443,8	-228.850,9	-234.118,2	-239.713,9	-245.649,1	-273.467,4	-279.919,5	-286.739,0	-293.938,5	-301.530,8	-309.529,4	-315.528,3	-316.583,4	-314.697,5
Free Cash Flow	-16.640.000,0	1.847.543,7	1.944.477,9	1.914.620,3	1.884.694,0	1.854.685,5	1.803.048,3	1.773.029,3	1.742.892,2	1.712.622,0	1.682.203,2	1.651.619,8	1.623.275,5	1.600.111,7	1.580.123,3

TIR Proyecto	9,4%
VAN (6,53%)	4.081.209,8

2.034	2.035	2.036	2.037	2.038	2.039	2.040	2.041	2.042	2.043	2.044	2.045	2.046
1.206.051,1	1.184.656,2	1.163.488,2	1.142.545,0	1.121.824,1	1.101.323,4	1.081.040,5	1.060.973,3	1.041.119,4	1.021.476,7	1.002.043,1	1.648.416,3	1.648.416,3
665.600,0	665.600,0	665.600,0	665.600,0	665.600,0	665.600,0	665.600,0	665.600,0	665.600,0	665.600,0	665.600,0	0,0	0,0
2.031,4	2.011,2	1.991,1	1.971,2	1.951,6	1.932,1	1.912,8	1.893,8	1.874,9	1.856,2	1.837,6	1.819,3	1.819,3
-504,1	-501,6	-499,0	-496,5	-494,1	-491,6	-489,1	-486,7	-484,3	-481,8	-479,4	-9.005,2	-9.005,2
-312.632,1	-310.618,9	-308.662,4	-306.762,0	-304.917,1	-303.127,2	-301.391,7	-299.709,9	-298.081,4	-296.505,7	-294.982,1	-412.104,1	-412.104,1
1.560.546,4	1.541.146,9	1.521.917,8	1.502.857,6	1.483.964,5	1.465.236,7	1.446.672,6	1.428.270,4	1.410.028,6	1.391.945,4	1.374.019,2	1.229.126,4	1.229.126,4

CUENTA DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS

	2.020	2.021	2.022	2.023	2.024	2.025	2.026	2.027	2.028	2.029	2.030	2.031	2.032	2.033
PERDIDAS Y GANANCIAS														
INCN	0,0	2.784.000,0	2.756.229,6	2.728.736,2	2.701.517,1	2.674.569,4	2.647.890,6	2.621.477,9	2.595.328,7	2.569.440,2	2.543.810,1	2.518.435,6	2.493.314,2	2.468.443,4
TOTAL INGRESOS	0,0	2.784.000,0	2.756.229,6	2.728.736,2	2.701.517,1	2.674.569,4	2.647.890,6	2.621.477,9	2.595.328,7	2.569.440,2	2.543.810,1	2.518.435,6	2.493.314,2	2.468.443,4
Gastos O&M	0,0	230.000,0	228.850,0	227.705,8	226.567,2	225.434,4	224.307,2	223.185,7	222.069,7	220.959,4	219.854,6	218.755,3	217.661,6	216.573,2
Seguros (s/Inv)	0,0	35.000,0	34.825,0	34.650,9	34.477,6	34.305,2	34.133,7	33.963,0	33.793,2	33.624,3	33.456,1	33.288,9	33.122,4	32.956,8
Alquiler (€/ha/año)	0,0	162.615,0	161.801,9	160.992,9	160.188,0	159.387,0	158.590,1	157.797,1	157.008,1	156.223,1	155.442,0	154.664,8	153.891,4	153.122,0
Personal	0,0	160.000,0	159.200,0	158.404,0	157.612,0	156.823,9	156.039,8	155.259,6	154.483,3	153.710,9	152.942,3	152.177,6	151.416,7	150.659,6
GASTOS DE EXPLOTACION	0,0	587.615,0	584.676,9	581.753,5	578.844,8	575.950,5	573.070,8	570.205,4	567.354,4	564.517,6	561.695,1	558.886,6	556.092,1	553.311,7
EBITDA	0,0	2.196.385,0	2.171.552,7	2.146.982,7	2.122.672,3	2.098.618,9	2.074.819,8	2.051.272,5	2.027.974,2	2.004.922,6	1.982.115,0	1.959.549,0	1.937.222,0	1.915.131,7
Amortizaciones / Provisiones	0,0	752.115,1	752.115,1	752.115,1	752.115,1	752.115,1	665.600,0	665.600,0	665.600,0	665.600,0	665.600,0	665.600,0	665.600,0	665.600,0
Inmovilizado Material	0,0	665.600,0	665.600,0	665.600,0	665.600,0	665.600,0	665.600,0	665.600,0	665.600,0	665.600,0	665.600,0	665.600,0	665.600,0	665.600,0
Intercararios		86.515,1	86.515,1	86.515,1	86.515,1	86.515,1	86.515,1	86.515,1	86.515,1	86.515,1	86.515,1	86.515,1	86.515,1	86.515,1
EBIT	0,0	1.444.269,9	1.419.437,6	1.394.867,6	1.370.557,2	1.346.503,8	1.409.219,8	1.385.672,5	1.362.374,2	1.339.322,6	1.316.515,0	1.293.949,0	1.271.622,0	1.249.531,7
Resultado Financiero		546.494,7	504.033,8	458.394,9	411.701,6	363.907,5	315.350,3	265.994,5	215.418,0	163.568,5	110.391,6	55.831,3	9.508,9	-16.801,8
Ingresos Financieros		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4.590,2	16.801,8
Gastos Financieros		546.494,7	504.033,8	458.394,9	411.701,6	363.907,5	315.350,3	265.994,5	215.418,0	163.568,5	110.391,6	55.831,3	14.099,1	0,0
RESULTADO ANTES IMPUESTOS	0,0	897.775,2	915.403,7	936.472,7	958.855,6	982.596,2	1.093.869,5	1.119.677,9	1.146.956,2	1.175.754,1	1.206.123,4	1.238.117,7	1.262.113,2	1.266.333,5
Impuesto sobre Sociedades	0,0	224.443,8	228.850,9	234.118,2	239.713,9	245.649,1	273.467,4	279.919,5	286.739,0	293.938,5	301.530,8	309.529,4	315.528,3	316.583,4
RESULTADO NETO	0,0	673.331,4	686.552,8	702.354,5	719.141,7	736.947,2	820.402,1	839.758,4	860.217,1	881.815,6	904.592,5	928.588,3	946.584,9	949.750,1

2.034	2.035	2.036	2.037	2.038	2.039	2.040	2.041	2.042	2.043	2.044	2.045
2.443.820,7	2.419.443,5	2.395.309,6	2.371.416,4	2.347.761,5	2.324.342,6	2.301.157,3	2.278.203,2	2.255.478,1	2.232.979,7	2.210.705,8	2.188.654,0
2.443.820,7	2.419.443,5	2.395.309,6	2.371.416,4	2.347.761,5	2.324.342,6	2.301.157,3	2.278.203,2	2.255.478,1	2.232.979,7	2.210.705,8	2.188.654,0
215.490,4	214.412,9	213.340,9	212.274,2	211.212,8	210.156,7	209.105,9	208.060,4	207.020,1	205.985,0	204.955,1	203.930,3
32.792,0	32.628,1	32.464,9	32.302,6	32.141,1	31.980,4	31.820,5	31.661,4	31.503,1	31.345,5	31.188,8	31.032,9
152.356,4	151.594,6	150.836,6	150.082,4	149.332,0	148.585,4	147.842,4	147.103,2	146.367,7	145.635,9	144.907,7	144.183,2
149.906,4	149.156,8	148.411,0	147.669,0	146.930,6	146.196,0	145.465,0	144.737,7	144.014,0	143.293,9	142.577,4	141.864,6
550.545,1	547.792,4	545.053,4	542.328,2	539.616,5	536.918,4	534.233,9	531.562,7	528.904,9	526.260,3	523.629,0	521.010,9
1.893.275,5	1.871.651,1	1.850.256,2	1.829.088,2	1.808.145,0	1.787.424,1	1.766.923,4	1.746.640,5	1.726.573,3	1.706.719,4	1.687.076,7	1.667.643,1
665.600,0											
665.600,0	665.600,0	665.600,0	665.600,0	665.600,0	665.600,0	665.600,0	665.600,0	665.600,0	665.600,0	665.600,0	665.600,0
1.227.675,5	1.206.051,1	1.184.656,2	1.163.488,2	1.142.545,0	1.121.824,1	1.101.323,4	1.081.040,5	1.060.973,3	1.041.119,4	1.021.476,7	1.002.043,1
-31.114,5	-44.477,1	-57.819,5	-71.161,5	-84.503,1	-97.844,5	-111.185,4	-124.526,1	-137.866,4	-151.206,4	-164.546,0	-177.885,3
31.114,5	44.477,1	57.819,5	71.161,5	84.503,1	97.844,5	111.185,4	124.526,1	137.866,4	151.206,4	164.546,0	177.885,3
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1.258.790,0	1.250.528,2	1.242.475,6	1.234.649,7	1.227.048,1	1.219.668,6	1.212.508,8	1.205.566,6	1.198.839,7	1.192.325,8	1.186.022,7	1.179.928,4
314.697,5	312.632,1	310.618,9	308.662,4	306.762,0	304.917,1	303.127,2	301.391,7	299.709,9	298.081,4	296.505,7	294.982,1
944.092,5	937.896,2	931.856,7	925.987,3	920.286,1	914.751,4	909.381,6	904.175,0	899.129,7	894.244,3	889.517,1	884.946,3

DEUDA

DEUDA													
Año	2.020	2.021	2.022	2.023	2.024	2.025	2.026	2.027	2.028	2.029	2.030	2.031	2.032
Amortización Deuda													
Principal	-12.448.218,5	-874.692,8	-991.718,4	-1.014.390,0	-1.038.063,1	-1.062.773,6	-1.071.610,0	-1.097.874,2	-1.125.268,3	-1.153.833,0	-1.183.610,8	-1.214.645,5	-619.738,9
interés+ FSRD	-1.143.169,3	-583.777,1	-492.550,1	-446.884,8	-400.159,8	-344.047,1	-303.804,5	-254.403,3	-203.775,6	-151.868,9	-98.628,8	262.488,1	307.410,1
TOTAL	-13.591.387,9	-1.458.469,9	-1.484.268,5	-1.461.274,7	-1.438.222,9	-1.406.820,7	-1.375.414,5	-1.352.277,5	-1.329.043,9	-1.305.702,0	-1.282.239,6	-952.157,4	-312.328,8

2.033	2.034	2.035	2.036	2.037	2.038	2.039	2.040	2.041	2.042	2.043	2.044	2.045	Liquidación
16.801,8	31.114,5	44.477,1	57.819,5	71.161,5	84.503,1	97.844,5	111.185,4	124.526,1	137.866,4	151.206,4	164.546,0	177.885,3	0,0
16.801,8	31.114,5	44.477,1	57.819,5	71.161,5	84.503,1	97.844,5	111.185,4	124.526,1	137.866,4	151.206,4	164.546,0	177.885,3	0,0

BALANCE DE SITUACIÓN

	2.020	2.021	2.022	2.023	2.024	2.025	2.026	2.027	2.028	2.029	2.030	2.031	2.032	
BALANCE														
ACTIVO														
Inmovilizado Bruto	16.640.000,0	16.640.000,0	16.640.000,0	16.640.000,0	16.640.000,0	16.640.000,0	16.640.000,0	16.640.000,0	16.640.000,0	16.640.000,0	16.640.000,0	16.640.000,0	16.640.000,0	
Amortización Acumulada	0,0	-665.600,0	-1.331.200,0	-1.996.800,0	-2.662.400,0	-3.328.000,0	-3.993.600,0	-4.659.200,0	-5.324.800,0	-5.990.400,0	-6.656.000,0	-7.321.600,0	-7.987.200,0	
Inmovilizado neto	16.640.000,0	15.974.400,0	15.308.800,0	14.643.200,0	13.977.600,0	13.312.000,0	12.646.400,0	11.980.800,0	11.315.200,0	10.649.600,0	9.984.000,0	9.318.400,0	8.652.800,0	
Gastos a distribuir / intercalarios	432.575,6	346.060,5	259.545,4	173.030,2	86.515,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Activo Fijo	17.072.575,6	16.320.460,5	15.568.345,4	14.816.230,2	14.064.115,1	13.312.000,0	12.646.400,0	11.980.800,0	11.315.200,0	10.649.600,0	9.984.000,0	9.318.400,0	8.652.800,0	
Clientes	0,0	232.000,0	229.685,8	227.394,7	225.126,4	222.880,8	220.657,6	218.456,5	216.277,4	214.120,0	211.984,2	209.869,6	207.776,2	
FRSD	710.593,7	747.876,1	736.392,4	724.882,3	713.340,6	693.480,1	681.934,4	670.343,2	658.700,8	647.001,2	635.238,4	316.919,0	0,0	
Caja y bancos	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	459.020,3	
Activo Circulante	710.593,7	979.876,1	966.078,2	952.277,0	938.467,0	916.360,9	902.591,9	888.799,7	874.978,1	861.121,2	847.222,6	526.788,6	666.796,5	
Total Activo	17.783.169,3	17.300.336,6	16.534.423,6	15.768.507,2	15.002.582,1	14.228.360,9	13.548.991,9	12.869.599,7	12.190.178,1	11.510.721,2	10.831.222,6	9.845.188,6	9.319.596,5	
PASIVO														
Capital Social	5.334.950,8	5.334.950,8	5.334.950,8	5.334.950,8	5.334.950,8	5.334.950,8	5.334.950,8	5.334.950,8	5.334.950,8	5.334.950,8	5.334.950,8	5.334.950,8	5.334.950,8	
Reservas	0,0	284.257,6	510.601,0	759.609,9	1.032.280,5	1.321.362,9	1.714.131,2	2.133.137,8	2.579.506,7	3.054.402,3	3.559.031,3	3.788.157,1	3.882.815,6	
Neto Patrimonial	5.334.950,8	5.619.208,4	5.845.551,8	6.094.560,7	6.367.231,3	6.656.313,7	7.049.082,0	7.468.088,6	7.914.457,5	8.389.353,1	8.893.982,1	9.123.107,9	9.217.766,4	
Préstamos	12.448.218,5	11.573.525,7	10.581.807,3	9.567.417,3	8.529.354,3	7.466.580,7	6.394.970,7	5.297.096,5	4.171.828,2	3.017.995,2	1.834.384,4	619.738,9	0,0	
Proveedores	0,0	107.602,5	107.064,5	106.529,2	105.996,5	105.466,5	104.939,2	104.414,5	103.892,4	103.373,0	102.856,1	102.341,8	101.830,1	
Pasivo Circulante	12.448.218,5	11.681.128,2	10.688.871,8	9.673.946,5	8.635.350,8	7.572.047,2	6.499.909,9	5.401.511,0	4.275.720,7	3.121.368,2	1.937.240,5	722.080,7	101.830,1	
Total Pasivo	17.783.169,3	17.300.336,6	16.534.423,6	15.768.507,2	15.002.582,1	14.228.360,9	13.548.991,9	12.869.599,7	12.190.178,1	11.510.721,2	10.831.222,6	9.845.188,6	9.319.596,5	
	2.033	2.034	2.035	2.036	2.037	2.038	2.039	2.040	2.041	2.042	2.043	2.044	2.045	2.046
16.640.000,0	16.640.000,0	16.640.000,0	16.640.000,0	16.640.000,0	16.640.000,0	16.640.000,0	16.640.000,0	16.640.000,0	16.640.000,0	16.640.000,0	16.640.000,0	16.640.000,0	16.640.000,0	16.640.000,0
-8.652.800,0	-9.318.400,0	-9.984.000,0	-10.649.600,0	-11.315.200,0	-11.980.800,0	-12.646.400,0	-13.312.000,0	-13.977.600,0	-14.643.200,0	-15.308.800,0	-15.974.400,0	-16.640.000,0	-16.640.000,0	
7.987.200,0	7.321.600,0	6.656.000,0	5.990.400,0	5.324.800,0	4.659.200,0	3.993.600,0	3.328.000,0	2.662.400,0	1.996.800,0	1.331.200,0	665.600,0	0,0	0,0	
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
7.987.200,0	7.321.600,0	6.656.000,0	5.990.400,0	5.324.800,0	4.659.200,0	3.993.600,0	3.328.000,0	2.662.400,0	1.996.800,0	1.331.200,0	665.600,0	0,0	0,0	
205.703,6	203.651,7	201.620,3	199.609,1	197.618,0	195.646,8	193.695,2	191.763,1	189.850,3	187.956,5	186.081,6	184.225,5	182.387,8	180.568,5	
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
1.221.158,7	1.890.290,5	2.557.417,9	3.224.527,5	3.891.619,5	4.558.694,2	5.225.751,7	5.892.792,3	6.559.816,0	7.226.823,0	7.893.813,6	8.560.788,0	9.227.746,2	9.220.560,3	
1.426.862,4	2.093.942,2	2.759.038,2	3.424.136,6	4.089.237,6	4.754.341,0	5.419.447,0	6.084.555,4	6.749.666,2	7.414.779,5	8.079.895,3	8.745.013,4	9.410.134,0	9.401.128,8	
9.414.062,4	9.415.542,2	9.415.038,2	9.414.536,6	9.414.037,6	9.413.541,0	9.413.047,0	9.412.555,4	9.412.066,2	9.411.579,5	9.411.095,3	9.410.613,4	9.410.134,0	9.401.128,8	
5.334.950,8	5.334.950,8	5.334.950,8	5.334.950,8	5.334.950,8	5.334.950,8	5.334.950,8	5.334.950,8	5.334.950,8	5.334.950,8	5.334.950,8	5.334.950,8	5.334.950,8	5.334.950,8	
3.977.790,6	3.979.777,1	3.979.777,1	3.979.777,1	3.979.777,1	3.979.777,1	3.979.777,1	3.979.777,1	3.979.777,1	3.979.777,1	3.979.777,1	3.979.777,1	3.979.777,1	3.979.777,1	
9.312.741,4	9.314.727,9	9.314.727,9	9.314.727,9											
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
101.321,0	100.814,4	100.310,3	99.808,7	99.309,7	98.813,1	98.319,1	97.827,5	97.338,3	96.851,7	96.367,4	95.885,6	95.406,1	86.401,0	
101.321,0	100.814,4	100.310,3	99.808,7	99.309,7	98.813,1	98.319,1	97.827,5	97.338,3	96.851,7	96.367,4	95.885,6	95.406,1	86.401,0	
9.414.062,4	9.415.542,2	9.415.038,2	9.414.536,6	9.414.037,6	9.413.541,0	9.413.047,0	9.412.555,4	9.412.066,2	9.411.579,5	9.411.095,3	9.410.613,4	9.410.134,0	9.401.128,8	