

TITULIZACION SOLAR VIABLE

Manuel de la Llave Rosello

Trabajo de investigación 21/013

Master en Banca y Finanzas Cuantitativas

Tutores: Dr. Juan Ignacio Peña

Universidad Complutense de Madrid

Universidad del País Vasco

Universidad de Valencia

Universidad de Castilla-La Mancha

www.finanzascuantitativas.com

Titulización solar viable

Alumno

Manuel DE LA LLAVE

Tutor

Juan Ignacio PEÑA

Máster en Banca y Finanzas Cuantitativas

UNIVERSIDAD DE VALENCIA

UNIVERSIDAD COMPLUTENSE DE MADRID

UNIVERSIDAD DE CASTILLA-LA MANCHA

UNIVERSIDAD DEL PAÍS VASCO

15 de septiembre de 2021

Resumen

El desarrollo tecnológico y la creciente demanda de energías limpias han provocado en los últimos años una rápida adopción de la energía solar. Con datos del área residencial de California, este trabajo plantea una modelización de la titulización solar para estudiar su viabilidad, puesto que la adopción generalizada de este instrumento financiero podría suponer un notable aumento de la inversión solar. Los resultados que arroja el modelo, divididos en diferentes escenarios, muestran que tanto los hogares como el promotor solar y los inversores salen notablemente beneficiados, presentando además una sensibilidad muy elevada a ciertas variables clave, en especial al tipo de interés, por lo que una correcta valoración del riesgo es necesaria para que los retornos exigidos por los inversores no comprometan la viabilidad de este instrumento. Respecto a la probabilidad de default incondicional, los resultados son más sensibles a esta variable cuanto mayor estrés se aplica al modelo.

Palabras clave: energía solar, titulización solar, titulización, CDO, Large Pool Gaussian Copula

Índice general

| | | |
|----------|---|-----------|
| 1 | Introducción | 3 |
| 1.1 | Inversión en proyectos solares | 3 |
| 1.2 | La titulización | 4 |
| 1.3 | El mercado solar en la actualidad | 6 |
| 1.4 | La aportación de este trabajo | 8 |
| 2 | Revisión de la literatura | 9 |
| 2.1 | Modelo de James | 12 |
| 3 | Modelo | 13 |
| 3.1 | Hogares | 13 |
| 3.1.1 | Probabilidad de default | 14 |
| 3.1.2 | Flujos de caja | 15 |
| 3.2 | Agregador | 16 |
| 3.3 | Inversor | 17 |
| 3.4 | Computación | 19 |
| 4 | Datos | 20 |
| 4.1 | Energía | 20 |
| 4.2 | Default | 22 |
| 4.3 | Otros | 23 |
| 5 | Resultados | 25 |
| 5.1 | Escenario base | 26 |
| 5.2 | Economía estancada | 27 |
| 5.3 | Economía en recesión | 27 |
| 5.4 | Mayor retorno de la inversión | 28 |
| 5.5 | Disminución de los tipos de interés | 29 |
| 6 | Conclusiones | 31 |
| | Bibliografía | 33 |
| A | Resumen tablas | 35 |

1 Introducción

Hoy en día, una de las preocupaciones que tiene (o debería tener) cualquier persona, es acerca de la cuestión medioambiental: desde el efecto invernadero hasta los gases CFC pasando por la extinción de especies y la desertización, el cómo tratemos nuestro entorno será determinante en los años venideros. Un aumento del empleo de las energías renovables es más que deseable y parece buena idea alinear los intereses financieros con los ecológicos; para hacer esto, el presente trabajo busca realizar un análisis financiero de la viabilidad de las titulaciones solares en el contexto del mercado solar. Más concretamente pretendo modelizar los riesgos más relevantes a los que se puede enfrentar un agente que invierta en este tipo de activos, con el propósito de facilitar la creación de mercado, ya que la energía solar presenta una serie de particularidades que han de estudiarse con detenimiento. Para ello, he escogido el estado de California (EEUU) para realizar el análisis, principalmente por tratarse de un estado rico, con altos niveles de radiación solar y una buena base de cultura “solar”, lo que implica el escenario perfecto para el desarrollo de un mercado de titulaciones solares, a pesar de la concentración geográfica que ello implica.

1.1 Inversión en proyectos solares

Una de las particularidades que mencionaba en el anterior párrafo, es el elevado coste inicial que supone este tipo de tecnología en contraste con su reducido coste de mantenimiento. Se trata de un tipo de inversión que requiere un largo tiempo de maduración y cuya incertidumbre respecto al precio y producción de la energía en ese tiempo puede poner en duda su viabilidad. En la industria se han desarrollado varias formas de financiación para hacer frente a ese gran coste inicial, pero en este trabajo voy a centrarme en los acuerdos de compra de energía o Power Purchase Agreement (PPA), donde el consumidor se compromete a pagar un precio fijo de la electricidad al promotor solar durante un largo plazo de tiempo a cambio de la instalación. Se puede pensar en el PPA como un SWAP en el que la pata fija es el precio de la energía acordado (lo que paga el consumidor), mientras que la pata flotante es el precio de mercado de la energía, que el promotor solar entrega a su cliente bajo demanda.

Además de diferentes formas de financiación también se han constituido diferentes formas de propiedad, derivadas de la figura del *tax equity investor*. Este agente económico está dispuesto a comprar las instalaciones solares y aprovecharse de los incentivos fiscales que los promotores solares no pueden explotar adecuadamente por su pequeño tamaño. Esto es debido a los beneficios fiscales que obtienen aquellas empresas que invierten en

energías renovables, como por ejemplo el *Investment Tax Credit* (ITC), un instrumento que permite reducir el impuesto sobre la renta el equivalente a un 30% del coste de la instalación (Peña et al., 2020). Otra forma de beneficiar a la industria solar la encontramos en la depreciación acelerada que sufren los activos solares, siendo de 5 años cuando su vida útil comprende entre los 20 y los 30 años, permitiendo a las empresas amortizar estos activos reduciendo así los impuestos pagados; también hay que destacar que las pérdidas que se generen en los primeros años del proyecto también sirven como beneficios fiscales.

Algunas formas de propiedad, expuestas en Goffman (2015) son:

- Venta con arrendamiento posterior: el *tax equity investor* compra el proyecto al desarrollador (para deducir los beneficios fiscales) y se lo vuelve a arrendar al promotor, recibiendo este último los flujos de caja del PPA.
- Creación de entidades conjuntas: el desarrollador crea una compañía con responsabilidad limitada y el *tax equity investor* compra una parte.
- Arrendamiento inverso: el desarrollador arrienda el proyecto al *tax equity investor* y este lo subarrienda o entra en un PPA. El desarrollador crea un *special purpose vehicle* (SPV) que emite acciones y deuda.

En este trabajo no voy a considerar los aspectos fiscales pues la intención es estudiar la viabilidad de la titulización solar sin recurrir a incentivos gubernamentales (o al menos que su generalización no dependa fuertemente de estos). Si del análisis resultante se desprende la viabilidad de este tipo de inversiones, la ayuda pública no hará más que reforzarlas.

1.2 La titulización

Así pues, el activo a titular será un PPA, algo totalmente diferente a por ejemplo una hipoteca, que fue el primer tipo de activo que se titulizó en los años 70. ¿Y en qué consiste exactamente una titulización? La idea principal de la titulización es la de agregar activos financieros relativamente poco líquidos (e.g. préstamos, contratos de arrendamiento... O un PPA en nuestro caso), que normalmente presentan un flujo de caja positivo para su tenedor, y usarlos como colateral a la hora de realizar una emisión de valores. Esta emisión tiene como objetivo la financiación del emisor, que recibe dinero de los inversores que adquieren parte de la titulización, adquiriendo a cambio los flujos de caja de los activos agregados (el colateral). De esta forma, conseguimos que activos poco líquidos se puedan comercializar a través de la titulización, generando así una mayor liquidez entre otros

efectos positivos, algo crucial para el mercado solar como veremos en el apartado 2.

De acuerdo con [Fabozzi and Choudhry \(2004\)](#), la titulización se puede clasificar en tres tipos diferentes (principalmente) atendiendo a la naturaleza del activo financiero con el que se respalda la emisión de dichas titulizaciones:

- *Asset-backed securities* (ABS): titulizaciones respaldadas con bienes de consumo de carácter general (préstamos para coches o estudio, tarjetas de crédito, etc.), aunque es común que se emplee el término ABS de manera amplia para cualquier tipo de titulización.
- *Mortgage-backed securities* (MBS): titulizaciones respaldadas con hipotecas. Estas pueden ser hipotecas residenciales (RMBS), que son las más comunes, o comerciales (CMBS).
- *Collateralized debt obligation* (CDO): titulizaciones respaldadas con obligaciones de deuda. En este caso el SPV emite deuda o capital respaldado por la cartera de activos agregados que se quiere titular, normalmente bonos (CBO) o préstamos (CLO).

Obsérvese que la fuente del riesgo, los activos agregados que hacen de colateral, recae sobre el inversor que adquiere una parte de la emisión, lo que hace necesario una correcta evaluación del subyacente (flujos de caja, riesgo de impago...) para determinar si la inversión es rentable o no y por ende si, en nuestro caso, el promotor solar podrá financiar los elevados costes iniciales de un proyecto solar por esta vía. En este trabajo voy a considerar una titulización de tipo CDO, así que lo que haría el promotor solar (el originador) sería crear una entidad a parte para realizar la emisión, un SPV donde transferiría el subyacente (las PPA), eliminando así el riesgo de su balance y mejorando su *rating* crediticio. Este SPV emitiría deuda de manera que el nominal de la misma se correspondiera con el principal del conjunto agregado de activos, así pues, el interés y el principal de la deuda es pagado por el flujo de caja de los activos que conforman el SPV.

Este flujo de pagos no llega a todos los inversores por igual, sino que en el momento de su emisión la deuda es compartimentada en diferentes categorías llamadas tranchas. Estas tranchas reflejan un nivel de riesgo diferente, lo que supone atraer a un mayor número de inversores con diferente apetito por el riesgo. El riesgo de cada trancha viene determinado por su señoreaje, es decir, que las tranchas *senior* (las que mayor tamaño tienen dentro del CDO normalmente) reciben primero los flujos de caja y cuando se terminan de pagar, se continua la cascada de pagos hacia las tranchas intermedias o *mezzanine* y por último

los pagos llegan a las *junior*, que son obviamente las que mayor riesgo soportan y por ende las que mayor cupón ofrecen.

1.3 El mercado solar en la actualidad

Dado que el mercado solar es relativamente incipiente y se han realizado muy pocas operaciones de titulización (la primera vez fue en 2013 y hasta 2018 sólo se han realizado 6 ABS en EEUU (Pawłowski, 2018)), ciertos agentes económicos todavía no están dispuestos a confiar plenamente en estos instrumentos. Por ejemplo, las agencias de rating no cuentan con una suficiente cantidad de datos históricos para evaluar correctamente el riesgo que supone invertir en ellos y tienden a realizar medidas más conservadoras, degradando el rating (Standard & Poor's: Global Methodology For Solar ABS Transactions. May 16, 2019) y tampoco existen agentes económicos con experiencia a la hora de tratar y gestionar este tipo concreto de inversión, al menos no de forma extendida. Esto hace que la inversión sea menos atractiva para inversores institucionales que buscan activos muy seguros, como los fondos de pensiones, que cuentan con grandes cantidades de capital que podría ser destinado a financiar estos proyectos. Una forma de mejorar el *rating* crediticio del CDO para que este llegue a tener grado de inversión (BBB o mayor según Moody's o Standard & Poor's) es emplear la sobrecolateralización. Este proceso consiste en detraer parte del capital que ha recibido el SPV por parte de los inversores y reforzar la colateralización, siendo el nocional de la deuda emitida menor que el principal del conjunto agregado de activos. Esto ocurre en detrimento del originador, pero sacrificando una parte de capital es posible que pueda acometer una inversión que de otro modo resultaría inviable.

Por otro lado, la adopción de energía solar lleva varios años creciendo notablemente, tanto en el sector residencial como en el comercial y el industrial (Figura 1), mientras los precios de los paneles fotovoltaicos (FV) siguen una tendencia bajista en el mercado estadounidense (Figura 3), donde se va a efectuar este análisis. La preocupación por el cambio climático, los altos precios de la energía y el desarrollo tecnológico hacen que sea una opción cada vez más deseada para muchos consumidores. Sin embargo, hay que tener en cuenta que las bonificaciones fiscales en materia de transición ecológica lentamente van desapareciendo, lo que puede suponer un elemento a tener en cuenta en la (por ahora) rápida adopción de esta tecnología.

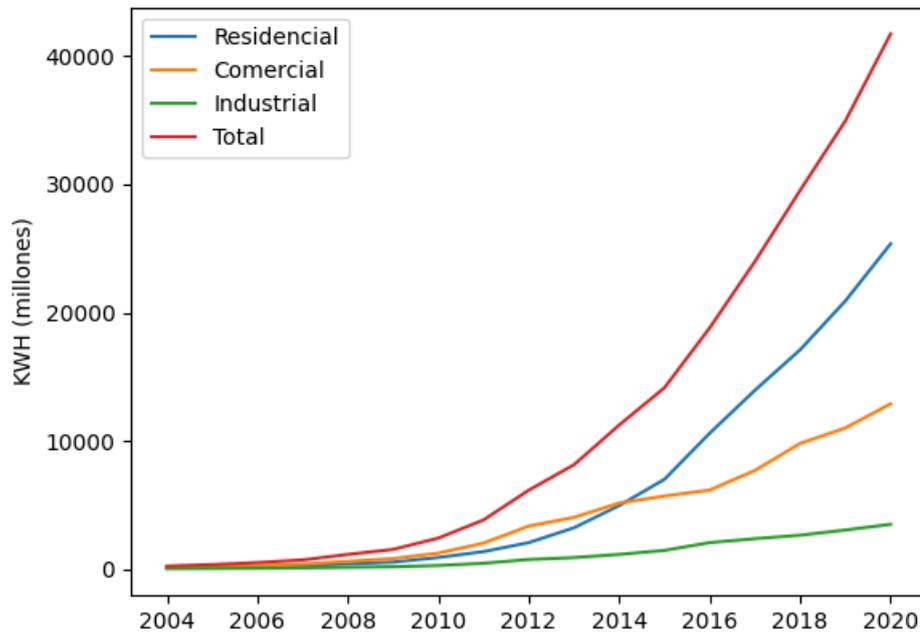


Figura 1: Generación neta de electricidad solar en los EEUU en millones de kilovatios por hora.

Fuente: U.S. Energy Information Administration. Abril de 2021

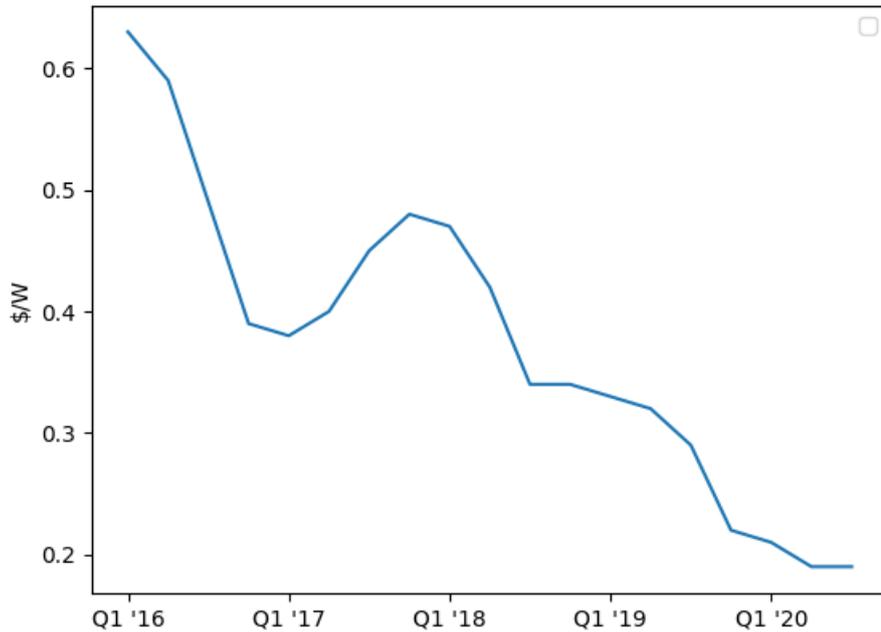


Figura 2: Precio de los paneles FV en dólares por watio. Evolución trimestral

Fuente: SEIA; Wood Mackenzie. Diciembre de 2020

Es por ello que resulta de interés realizar este estudio, ya que dada la presumible generalización de este tipo de energía hacia todo tipo de demarcaciones demográficas con diversos niveles de renta, es menester tener en cuenta el amplio grupo de potenciales consumidores que sin duda van a aparecer.

1.4 La aportación de este trabajo

Dada la escasa literatura que versa sobre la titulización solar, en este trabajo se propone un modelo que mejora los dos únicos modelos que se conocen en la literatura hasta la fecha (que al menos yo tenga noticia), justificando de manera más rigurosa el valor de ciertos parámetros respecto al único modelo que no es de estática comparativa.

Además se realiza un estudio empírico con datos reales sobre el área de California bajo diferentes escenarios con la intención de evaluar la viabilidad de una titulización solar que se pusiera en marcha hoy en día. Este estudio tiene muy pocos precedentes en la literatura, así pues, ampliar la frontera de conocimiento y arrojar algo luz sobre el comportamiento de las titulizaciones solares para así facilitar su adopción es la intención de este trabajo.

2 Revisión de la literatura

En los últimos años, varios trabajos han teorizado sobre las bondades que la titulización supondría para el mercado solar, arguyendo que supondría una reducción significativa de los costes de financiación de los sistemas fotovoltaicos (FV), como por ejemplo [Joshi \(2012, 2013\)](#), [Hyde and Komor \(2014\)](#) o [Alafita and Pearce \(2014\)](#). Estos trabajos subrayan la importancia que la falta de liquidez, de transparencia y de estandarización de los contratos representan para el sector, por lo que tiene sentido teorizar acerca del uso de ABS solares: la expansión de la titulización solar aumentaría notablemente la liquidez del mercado solar dado que los promotores solares ahora podrían comercializar contratos que son poco líquidos tal y como se explicó en el apartado anterior, también se produciría una gradual estandarización para facilitar la inversión en este producto y hay que tener en cuenta además que un mercado maduro conlleva un mayor número de agentes económicos presentes que demandan una mayor transparencia.

Es menester repasar los riesgos que podemos encontrarnos cuando invertimos en energía solar, de esta manera podemos evaluar los problemas que se puede encontrar desde un inversor particular a una agencia de *rating*. De los trabajos anteriormente citados, enumero los diferentes tipos de riesgo que se mencionan y posibles formas de mitigarlos:

1. Riesgo de servicio o interrupción: riesgo de que el promotor solar entre en default y no pueda encargarse del mantenimiento de la planta solar. Este riesgo se podría subsanar llegando a acuerdos contractuales con otros proveedores.
2. Riesgo de crédito: riesgo de que el propietario haga default y no pueda seguir pagando el PPA o el arrendamiento. El default ratio no es elevado, aunque puede aumentar a medida que la energía solar se propague y llegue a más demarcaciones demográficas. Una propuesta que se hace para solventarlo es la de que el erario público se encargue de avalar los contratos que hagan default. A su vez, este desembolso de dinero público podría estar parcialmente financiado por una comisión adicional en el contrato de PPA.
3. Riesgo de precio: riesgo de que la electricidad baje por debajo del precio acordado en la PPA o el arrendamiento, incentivando al consumidor a realizar default. Si bien es cierto que los precios de la electricidad en EEUU durante los últimos 50 años se han ido incrementando de forma paulatina como se aprecia en la figura de más abajo, no hay que descartar una brusca bajada debido a una disrupción tecnológica u otros factores.

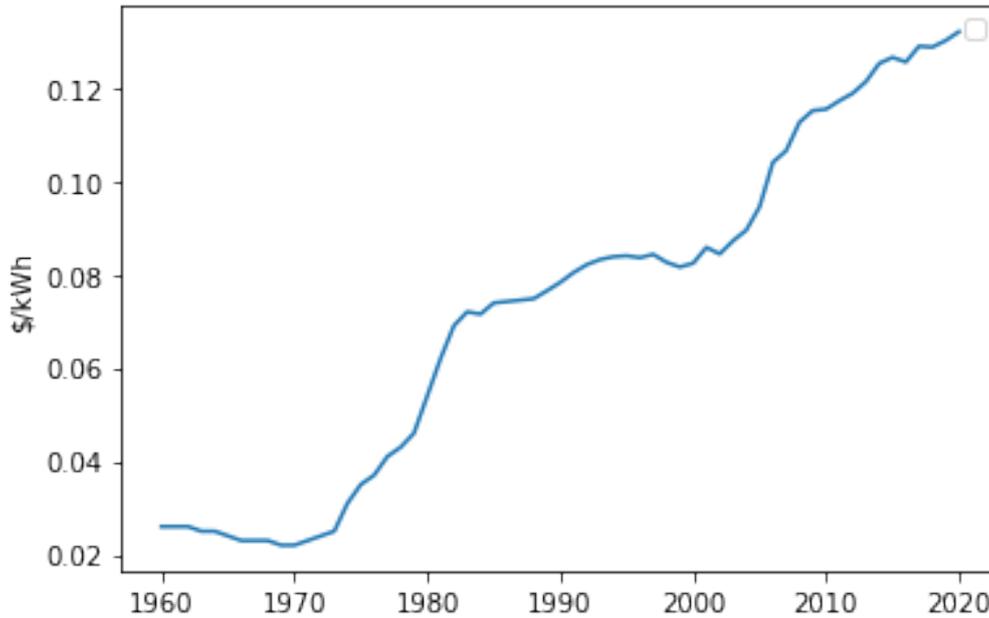


Figura 3: Precio *retail* medio en EEUU de la electricidad en el sector residencial.

Fuente: U.S. Energy Information Administration

4. Riesgo de contrapartida: riesgo de que el promotor solar incumpla parte del acuerdo, como podrían ser las garantías de los productos o la ineficiencia en la instalación.
5. Riesgo de irradiación: riesgo de la fluctuación de la radiación solar que afecta directamente a la energía que se recibe. En el caso que se presenta en este trabajo, se podría subsanar mediante la diversificación geográfica de las PPA firmadas y agrupadas en una cartera.
6. Riesgo de transferencia: riesgo de que un nuevo propietario de la residencia sobre la que se firmó el contrato de por finalizado el acuerdo. Aunque normalmente los nuevos propietarios mantienen el acuerdo previo, si estos no lo quieren, el anterior propietario podría abonar los costes del acuerdo e incluirlo en el precio de la casa.
7. Riesgo tecnológico: riesgo de que los consumidores cambien de tecnología (obsolescencia), de la inoperabilidad de los sistemas por diferentes empresas o de la degradación (prematura) de los paneles solares. La disrupción tecnológica que haría cambiar de parecer a los consumidores de energía solar debería ser tan grande como para soportar los costes del cambio de instalación y la degradación de su *credit score* por incumplir la PPA o el arrendamiento.

Estos son los riesgos que considero más importantes de los que se mencionan; de ellos,

los tres primero son los principales y, además de ser (parcialmente) subsanables, estos riesgos no son muy diferentes de los que encontraríamos en otro tipo de mercados, por lo que el mercado mismo podría solventarlos y a priori se podría emplear la titulización como con otro tipo de activos.

De estos trabajos citados, el de [Alafita and Pearce \(2014\)](#) presenta un modelo de estática comparativa para analizar la sensibilidad de ciertos parámetros clave con el objetivo de identificar los problemas más relevantes de la titulización y proponer medidas; en concreto se fija en la tasa de *default*, el exceso de sobrecolateralización y la tasa de retorno requerida por los inversores. Con sus resultados en la mano, propone las siguientes medidas de cara a incrementar la viabilidad de las titulizaciones solares:¹

- Estandarización para facilitar el crecimiento de mercado, la recogida y análisis de datos (lo que mejora la capacidad de las empresas de *rating* para evaluar correctamente la titulización) y la reducción de costes.

En este caso, el mercado tiene incentivos a que se produzca dicha estandarización y, de hecho, se ha ido produciendo en los últimos años (recordemos que el *paper* es de 2014) gracias a organismos institucionales como el *National Renewable Energy Laboratory* (NREL).

- Diversificación geográfica para evitar defaults debido a un desastre natural o una crisis local. Por un lado, la homogeneidad de las PPA podría subsanar este riesgo, pero por otro lado hemos de tener en cuenta que la legislación entre países (e incluso estados) es diferente y ello lo dificulta.
- Mejoras de crédito para reducir la sobrecolateralización respaldadas por el Gobierno, aunque se puede incurrir en un problema de riesgo moral y realizar agregaciones de activos más arriesgados de lo que se haría normalmente.
- Mejorar la liquidez para reducir costes y aumentar la tasa de retorno de los inversores a través de un aumento del mercado. Es decir, se trataría de crear un círculo virtuoso donde un aumento de escala de mercado gracias a la titulización generaría aún más incentivos para seguir titulizando, redundando en mayor liquidez, menor coste y por tanto mayores intereses.

Por su parte, [James \(2018\)](#) presenta un modelo ampliado, con base en el de [Alafita and Pearce](#) y que pretendo asimismo mejorar en la medida de lo posible dado que hasta la

¹Estas medidas se parecen a las propuestas también por [Goffman \(2015\)](#).

fecha (que yo sepa) no hay más intentos de modelizar la titulización solar. A continuación voy a presentar las partes más relevantes de su modelo de manera somera y teniendo en cuenta ciertas consideraciones y suposiciones que realiza así como los resultados a los que llega.

2.1 Modelo de James

James (2018) propone un CDO donde los flujos de caja generados por los PPA sirven para pagar primero las tranchas *senior* del ABS en cascada, y en caso de default, la pérdida recaería primero sobre las capas *junior*, de la misma forma que explico en el apartado 1.2. Incorpora tres tranchas de inversión, dos de ellas *investment grade* y una tercera tipo *high-yield* (más arriesgado) para el agregador de los PPA y así evitar problemas de riesgo moral, siendo el agregador en este caso el promotor solar interesado en financiarse mediante una titulización. El mecanismo de pagos en cascada funciona de tal forma que mientras la trancha *senior* recibe los pagos del principal y del interés, las tranchas *mezzanine* y *junior* sólo reciben el interés, y no se les abonará el principal hasta que la trancha anterior haya sido completamente pagada. También incluye en el modelo el uso de una batería de litio para poder consumir electricidad en las horas menos soleadas y verter a la red los excesos de electricidad acumulada, aumentando los ingresos del agregador y facilitando el pago del CDO.

Respecto al consumidor, emplea el enfoque de *Large Pool Gaussian Copula* con base en Vasicek (2002) para calcular la probabilidad condicionada de default, es decir, la probabilidad que tiene un consumidor de hacer default teniendo en cuenta un factor de riesgo como podría ser el estado global de la economía, de tal forma que

$$PD(Y) = \Phi \left[\frac{\Phi^{-1}(\lambda) - \sqrt{\rho}Y}{\sqrt{1-\rho}} \right] \quad (1)$$

donde Φ es la función de distribución acumulada de la normal estándar, Φ^{-1} es su inversa, λ es la probabilidad incondicional de default media, constante e igual para todos los consumidores, ρ es la correlación entre los mismos empleando una cópula gaussiana e Y es el factor de riesgo que indica el estado de la economía. Una de las limitaciones que presenta el trabajo de James es que no especifica de donde obtiene la correlación ρ (que fija en un 3%) y tampoco explicita cómo obtiene el término Y .

James (2018) asume un *loss given default* del 100%, es decir, que en caso de default el flujo de pagos se agotaría por completo (o pagan a tiempo o no pagan en absoluto). Este es un supuesto realista dadas las consideraciones que he hecho antes sobre los riesgos,

puesto que en caso de que el consumidor no pudiese hacer frente a los pagos para mantener su suministro eléctrico, es bastante probable que se encuentre en bancarrota (a la postre, la luz sería de lo último que dejase de pagar) y en caso de que un nuevo propietario no quisiera continuar el contrato, la solución pasa por lo comentado cuando he expuesto el riesgo de transferencia: el anterior propietario debería prepagar la PPA.

James (2018) considera que los precios de la electricidad y de la PPA son constantes y que los de la PPA siempre están por debajo, algo que suena pausable si atendemos al apartado de riesgo de precio. Tampoco considera pagos anticipados, pues no hay incentivos para ello: los consumidores pagan en función de la electricidad que demanden, no por la posesión de un activo (que además ya es suyo) como en otros ABS.

Los datos que utiliza son para el caso australiano, pero los resultados pueden ser ilustrativos. James encuentra que en el escenario base, sin estresar la probabilidad incondicional de default y sin usar batería, todas las tranchas son pagadas y el agregador obtendría unos ingresos significativos. Pero al estresar el modelo doblando la probabilidad de default, sólo la trancha *senior* es completamente pagada. Cuando incluye la batería, aún el modelo sin estresar resulta en el impago de todas las tranchas, pues las ganancias derivadas de su uso no compensan el precio de la misma a menos que se reduzca a un tercio de su valor, algo que por otro lado parece ser factible en los años venideros gracias a los prominentes avances tecnológicos en este campo. Además, la inclusión de baterías abre la puerta al uso de las llamadas *virtual power plants* (VPP).

3 Modelo

Primero voy a plantear algunas suposiciones que hace el modelo, en línea con los otros dos modelos existentes en la literatura, por razones de simplicidad. Los n_0 contratos iniciales los consideramos iguales (mismo precio, fecha de origen ($t = 1$) y de maduración (T)) y además todos los hogares tienen instalada la misma capacidad solar y consumen lo mismo. El *loss given default* o la pérdida en caso de impago queda fijada en un 100%, pues se presume que un hogar incapaz de hacer frente a los costes de electricidad de su vivienda se encuentra en bancarrota.

3.1 Hogares

Como hemos comentado, la pieza clave de una titulización es el subyacente que actúa como colateral de la emisión de valores, pues es la única fuente de incertidumbre. En

nuestro caso, este subyacente son los contratos PPA que acuerdan los consumidores (me centraré en el sector residencial, así que en adelante me referiré a ellos como hogares) con el promotor solar, por lo que es necesario analizar su comportamiento, teniendo en cuenta el consumo de los residentes, lo que producen, y su probabilidad de quiebra.

Las producción de energía solar la definimos como

$$e_t = (1 - \delta)^{t-1} e_0, \quad t = 1, \dots, T \quad (2)$$

donde e_0 es la producción inicial de energía y δ representa la degradación mensual (constante) a lo largo de todo el periodo a la que se ven sometidos los paneles FV, que cada vez son capaces de producir menos energía. Por otro lado, el consumo se asume constante a lo largo de la duración del contrato, es decir, que a medida que avanza el tiempo el *mismatch* entre producción y consumo se acentúa. Esto es importante porque el modelo asume que los consumidores pagan un precio fijo al agregador por la cantidad de energía que consumen, siempre y cuando sea inferior o igual a la que producen, ya que si consumen más de lo que producen tendrán que pagar la diferencia a un precio mayor (el del suministro eléctrico estándar).

3.1.1 Probabilidad de default

Cada PPA está correlacionado de alguna manera con el resto de contratos, por lo que para evitar la especificación de cada dependencia, con el coste matemático y computacional que ello acarrea, lo que se propone habitualmente en la literatura referente a la valoración de CDOs es modelar la correlación entre los contratos y un factor económico común, en el caso de este modelo, el ciclo económico (Loddo et al., 2008; Rosen and Saunders, 2009). Para ello, se emplea un modelo de un factor como el que encontramos en Vasicek (2002) (un buen desarrollo aplicado específicamente al caso de un CDO se puede encontrar en Bluhm (2003)). Este propone que el valor del activo del i -ésimo prestatario (un contrato PPA en nuestro caso) sigue el siguiente proceso:

$$dA_i = \mu_i A_i dt + \sigma_i A_i dX_i \quad (3)$$

donde las variables X_i siguen una distribución normal estándar ($N(0, 1)$) con una correlación lineal constante dos a dos de ρ ($\rho_{i,j} = \rho \forall i \neq j$), por lo que se puede representar como

$$X_i = Y\sqrt{\rho} + Z_i\sqrt{1-\rho} \quad (4)$$

siendo tanto Y como Z_i variables aleatorias normales estándar independientes entre sí. La variable Y es el factor económico común y por tanto la exposición de los PPA al estado actual de la economía será $Y\sqrt{\rho}$. En cuanto a las variables Z_i , estas se interpretan como un factor de riesgo idiosincrásico o específico y la exposición de cada PPA al mismo sería $Z_i\sqrt{1-\rho}$. Si fijamos el factor común referente al ciclo económico, la probabilidad condicional de default quedaría como

$$PD(Y) = P[L_i = 1|Y] = \Phi \left[\frac{\Phi^{-1}(\lambda) - \sqrt{\rho}Y}{\sqrt{1-\rho}} \right] \quad (5)$$

donde $P[L_i = 1|Y]$ es la probabilidad de que un hogar haga default ($L_i = 1$) condicionado al estado actual de la economía (Y) y Φ es la distribución acumulada de una normal estándar, siendo $\Phi^{-1}(\lambda)$ la inversa de la misma sobre la probabilidad incondicional de default media de cada hogar, constante y común para todos ellos por simplicidad, lo que resulta en el mismo modelo que presenta James (1). La diferencia fundamental entre el modelo que presento aquí y el propuesto por James (2018) se encuentra en la especificación de los parámetros relevantes (probabilidad incondicional, factor económico y correlación), algo que trataré en la sección 4. Así pues, el número total de hogares en cada momento del tiempo quedaría como

$$n_t = [1 - PD(Y)]^{t-1} n_0 \quad (6)$$

3.1.2 Flujos de caja

Combinando (2) y (6), la electricidad total producida por todos los hogares a lo largo del tiempo de vida de la titulización sería, en cada momento:

$$E_t = n_t \cdot e_t = [1 - PD(Y)]^{t-1} n_0 \cdot (1 - \delta)^{t-1} e_0 \quad (7)$$

Teniendo en cuenta que los hogares pagan dos precios diferentes en función de su demanda y consumo, siendo p_{PPA} el precio acordado en el contrato PPA y p_r el precio *retail*, podemos expresar los flujos de caja, negativos para los hogares en este caso por ser un coste, como

$$CF_t = C_t \cdot p_{\text{PPA}} + \max\{C_t - E_t, 0\} \cdot p_r \quad (8)$$

donde

$$C_t = n_t \cdot c = [1 - PD(Y)]^{t-1} n_0 \cdot c \quad (9)$$

es el consumo total en un momento dado del tiempo, siendo c el consumo inicial constante a lo largo del periodo.

3.2 Agregador

Uno de los elementos que la literatura señala que debería tener una titulización solar es algún tipo de mejora del crédito, como por ejemplo la sobrecolateralización (el modelo de [Alafita and Pearce \(2014\)](#) emplea la sobrecolateralización y en los ABS solares que se han realizado hasta la fecha también se utiliza para aumentar la calidad crediticia de la emisión ([Pawłowski, 2018](#))), ya que la falta de datos históricos complica su correcta evaluación y una buena forma de generar confianza es empleando este tipo de herramientas. La sobrecolateralización consiste en apartar un porcentaje de contratos respecto del flujo de caja principal para pagar a los inversores en caso de default. Esto por un lado merma la cantidad de capital que puede conseguir el agregador, pero por otro lado facilita una inversión que quizás no se produjera sin una mejora en el *rating*.

Otra posible forma de mejorar el *rating* es reduciendo el riesgo moral al que se ve sometido el emisor. Si la trancha *equity* (la de menor señoreaje) cayera en manos del agregador, este tendría menos incentivos a emplear PPA de dudosa calidad crediticia, pues sería el primero en sufrir las pérdidas y esto redundaría en una mayor confianza por parte de los inversores. Esta es la línea que sigue [James \(2018\)](#) en su modelo, pero yo prefiero seguir la línea de [Alafita and Pearce \(2014\)](#) y optar solamente por la sobrecolateralización, pues el agregador no siempre va a poder asumir ese coste inicial y es el método de mejora crediticia que se suele aplicar tanto en la práctica como de manera teórica ([Bluhm et al., 2003](#)).

Además del coste que supone la sobrecolateralización, de los flujos de caja generados por los hogares habrá que descontar los pagos y comisiones que derivan de gestionar la emisión de este CDO; el modelo toma estos costes como un porcentaje de los flujos de caja que genera, que denotaremos por γ mientras que θ será nuestra sobrecolateralización. Así pues, los flujos de caja que recibe el agregador quedarían como

$$CF'_t = C'_t \cdot p_{PPA} + \max\{E'_t - C'_t, 0\} \cdot p_r \quad (10)$$

cuya expresión es similar a la de los flujos de caja de los hogares, pero el exceso de energía que no se consume es vertido a la red por el promotor solar al precio retail y donde el consumo y la producción de energía se ven reducidos por culpa de la sobrecolateralización:

$$C'_t = [1 - PD(Y) - \theta]^{t-1} n_0 \cdot c \quad (11)$$

$$E'_t = [1 - PD(Y) - \theta]^{t-1} n_0 \cdot (1 - \delta)^{t-1} e_0 \quad (12)$$

Además, los excedentes mensuales que obtenga el agregador serán remunerados al tipo de interés libre de riesgo. Por último, pero no por ello menos importante, hay que tener en cuenta el capital necesario para acometer la inversión, ya que de este valor dependerá el volumen de la emisión. Si k es el coste de realizar una instalación, teniendo en cuenta que se instala la misma capacidad a todos los hogares, el coste total viene dado por

$$K = k * n_0 \quad (13)$$

3.3 Inversor

El tipo de titulización que se considera en este modelo se trata de un CDO cuyos pagos se producen secuencialmente y en cascada desde las tranchas superiores a las inferiores; teniendo en cuenta que la titulización se divide en tres tranchas (A : *senior*, B : *mezzanine* y C : *equity*) esto implica que la trancha A recibirá los primeros pagos y, una vez su principal haya sido completamente liquidado comenzarán los pagos de la trancha B y, de la misma forma, se pasaría a la trancha C . Tampoco se consideran los pagos anticipados para liquidar antes el contrato, pues la idiosincrasia del subyacente no lo permite: un hogar paga en función de lo que consume y, en caso de que el hogar cambie de propietario, normalmente estos suelen continuar con el contrato.

Cada una de estas tranchas tiene un punto de anclaje y desanclaje respecto al total de la titulización, que hace referencia al principal que compone cada trancha. Así pues, si a la titulización le corresponde un 100% del principal, a la trancha C le corresponderá (por ejemplo) un 5% del mismo, siendo su punto de anclaje un 0% y de desanclaje 5%; si la B es el 15% del principal, sus puntos de anclaje y desanclaje serán 5% y 20% respectivamente mientras que esos puntos serán 20% y 100% para la trancha A de manera que

| Trancha | Punto de anclaje | Punto de desanclaje | Porcentaje del total |
|------------------|------------------|---------------------|----------------------|
| <i>Equity</i> | 0% | 5% | 5% |
| <i>Mezzanine</i> | 5% | 20% | 15% |
| <i>Senior</i> | 20% | 100% | 80% |

Cuadro 1: Ejemplo de tamaño de tranchas

Dada un pérdida de L_{CDO} (%) en nuestra titulización y teniendo en cuenta que los puntos de anclaje y desanclaje son a_k y d_k respectivamente, con $k = \{A, B, C\}$ podemos definir la pérdida de cada trancha como

$$L_k = \frac{\min[\max(0, L_{CDO} - a_k), (d_k - a_k)]}{d_k - a_k} \quad (14)$$

Por ejemplo, en caso de sufrir una pérdida del 1%, la trancha C tendría unas pérdidas de

$$L_C = \frac{\min[\max(0, 1\% - 0\%), (5\% - 0\%)]}{5\% - 0\%} = \frac{1\%}{5\%} = 20\%$$

pero la trancha B no sufriría pérdidas:

$$L_B = \frac{\min[\max(0, 1\% - 5\%), (20\% - 5\%)]}{20\% - 5\%} = 0\%$$

Si definimos el nocional de nuestra emisión como N y dividimos entre el tiempo de maduración T en meses, tendremos los pagos del principal que reciben los inversores cada mes. A esto hay que añadirle los pagos por el interés que cada inversor espera recibir en función del remanente de cada trancha mes a mes y entonces podemos definir los pagos que recibe cada inversor en cada mes como

$$\Pi_{A,t} = \mathbb{1}_{\{N_A > N'_{A,t}\}} \frac{N}{T} + r_A(N_A - N'_{A,t}) \quad (15)$$

$$\Pi_{B,t} = \mathbb{1}_{\{N'_{A,t} = N_A, N_B > N'_{B,t}\}} \frac{N}{T} + r_B(N_B - N'_{B,t}) \quad (16)$$

$$\Pi_{C,t} = \mathbb{1}_{\{N'_{B,t} = N_B, N_C > N'_{C,t}\}} \frac{N}{T} + r_C(N_C - N'_{C,t}) \quad (17)$$

Teniendo en cuenta que $k = \{A, B, C\}$ hace referencia a cada trancha, tenemos que N_k es el nocional de cada trancha, $N'_{k,t}$ es el nocional que se ha pagado a esa trancha en un momento determinado del tiempo y r_k es el tipo de interés que paga cada trancha a su

inversor. Obsérvese que cuando $N_k = N'_{k,t}$, entonces $\Pi_k = 0$ porque la función indicador se hace 0 y los pagos derivados del interés también son 0 debido a que se ha pagado toda la trancha. En el caso de las tranchas B y C el indicador no se activará hasta que la anterior trancha haya sido pagada completamente y no recibirán pagos del principal hasta entonces.

Debido a cómo está construido el modelo computacionalmente hablando, no es necesario valorar las tranchas del CDO, como se expone en la siguiente subsección.

3.4 Computación

Por construcción, el programa diseñado para evaluar la viabilidad de una titulación solar no requiere de la valoración de las tranchas o del cálculo del valor presente descontado de los flujos de caja. El programa presenta la siguiente estructura:

1. Se determina el consumo y la producción total de energía de los consumidores, ajustado por el número de *defaults* que ocurren, mensualmente.
2. Se hace lo propio para el agregador, donde además se separan mensualmente un porcentaje de contratos destinados a la sobrecolateralización.
3. A lo largo del periodo de vida del contrato se computa en bucle y mensualmente los ingresos de cada inversor y el colchón de sobrecolateralización disponible a través del pago de las PPA, donde este último se remunera al tipo de interés libre de riesgo.
 - Cuando el flujo de caja generado por las PPA sea superior a los pagos realizados al inversor, el remanente se acumula, se remunera al tipo de interés libre de riesgo y se emplea para compensar los meses donde los flujos de caja sean insuficientes para pagar a los inversores. Aunque el modelo no lo contempla, en la práctica el promotor solar podría utilizar estos superávits para las actividades que considere y no estarían completamente disponibles para compensar los meses con flujos negativos.
 - Cuando el flujo de caja no llega para pagar un mes, entonces se accede al fondo donde se guarda el dinero fruto de la colateralización y se detrae lo suficiente para pagar ese mes en concreto.
4. Se determina la rentabilidad porcentual del inversor k como $\left(\frac{\sum_{t=1}^T \Pi_{k,t}}{N_k} - 1 \right) \cdot 100$ y la del agregador como la suma de los flujos de caja obtenidos mensualmente y del

remanente del fondo de sobrecolateralización, todo ello dividido entre el notional de la emisión.

4 Datos

A continuación se exponen detalladamente las diferentes variables y parámetros que emplea el modelo y los valores que toman; se puede encontrar una tabla resumen de todos los datos en el [anexo correspondiente](#).

La mayoría de datos que empleo en este modelo son de 2019, puesto que no había disponibilidad para algunos parámetros clave en fechas más recientes y de esta forma queda todo homogeneizado en un mismo año; gracias a esto además se evita el efecto del COVID, ya que supone un cambio drástico y puntual en las pautas de consumo eléctrico debido al confinamiento. Si bien es cierto que estas pautas parecen estar cambiando hacia un aumento del consumo eléctrico doméstico debido a la proliferación del teletrabajo, en todo caso afectaría a los hogares y no debería afectar a la viabilidad de la titulización.

El estudio es sobre el área residencial de California (*i.e.* hogares), y todos los datos obtenidos son sobre esta región, excepto el coste de realizar una instalación solar residencial, que se trata de un agregado a nivel nacional de EEUU por falta de datos. La elección de California y no otro estado o incluso EEUU como país, viene motivada por la predisposición que tiene este estado al consumo de energía solar, siendo más plausible que se acometan inversiones de mayor envergadura que en otros lugares, algo de lo que la titulización se beneficia mucho. Teniendo en cuenta los elevados niveles de irradiación que recibe California, no es de extrañar que en 2020 fuera el estado que mayor energía solar producía en todo EEUU (SEIA/Wood Mackenzie Power & Renewables, Solar Market Insight); esto, unido a los objetivos de llegar al 60% de uso de energías renovables para el 31 de diciembre de 2030 que se propuso el gobierno californiano en 2018 (Senate Bill No. 100) y a la reducción del precio de los paneles FV que vimos en la Figura 3, augura una rápida expansión del uso la energía solar en los años venideros.

4.1 Energía

Para el consumo de energía, Southern California Edison tiene disponible en su página web el consumo de energía medio en kWh en cada uno de los distritos en los que opera. Este es el mayor proveedor de electricidad al suroeste de California y, aunque no comprenda todo el territorio de California, sirve como aproximación del consumo representativo de un

hogar californiano medio. Usaré los datos de 2019 asumiendo que el consumo se mantiene constante a lo largo del periodo de estudio, pues las pautas de consumo no deberían variar en exceso año tras año.

Para el caso de la producción de energía solar, empleo la base de datos de California Distributed Generation Statistics, donde se puede encontrar la producción de energía solar por distrito (aquí sí que se incluye toda California) desde 2011 a 2016 en intervalos de 15 minutos. Los datos también incluyen la capacidad instalada de cada distrito, por lo que es posible la normalización de consumo a una capacidad instalada concreta. La capacidad de generación de cada hogar queda fijada en 5.5 kWh, ya que la moda en 2019 se encontraba entre 5 y 6 kWh para el caso residencial en EEUU (Barbose et al., 2020).

Otros parámetros de interés en lo que a esta subsección se refiere son:

- La degradación solar que queda recogida en nuestro modelo a través de (2): Project Sunroof es un proyecto de Google que trata de calcular la capacidad solar que se debería instalar en función de las necesidades de cada consumidor, cruzando datos de radiación solar con geolocalización para que puedas tener una estimación instantánea ajustada a unos parámetros. Ellos emplean una tasa de degradación de $\delta = 0.5\%$ anual, por lo que emplearemos este dato para nuestro modelo. Además, encontramos en el National Renewable Energy Laboratory (NREL): Overview of Field Experience - Degradation Rates & Lifetimes que el valor de degradación mediano de un panel FV es un 0.5-0.6% anual.
- El precio de la energía *retail*: en 2019, el precio medio de la electricidad para minoristas en California fue de 191.5\$/MWh (U.S. Energy Information Administration, Form EIA-923, Power Plant Operations Report and predecessor forms).
- El precio de la electricidad en el PPA: este es el precio que los hogares contratan con el promotor solar y que se comprometen a pagar por la electricidad que consuman. Según el informe de Bolinger et al. (2020), el coste de la energía medio en 2019 para el área de California (CAISO) para los PPA solares fue de 28.25\$/MWh. Por otro lado, Borenstein et al. (2021) estiman que el coste de la energía medio para California en el año 2019 fue de aproximadamente 41\$/MWh, por lo que el precio retail final que pagan los consumidores al agregador solar sería de 134.02\$/MWh

Como podemos apreciar, existe una notable diferencia entre el precio minorista y el del PPA; esta diferencia ha de ser lo suficientemente grande como para que los hogares tengan incentivos a cambiar de tecnología pero no tan grande como para que no pueda

ser asumido por el promotor solar. Los hogares pagan en función de lo que consumen, pero si producen menos electricidad de la consumida, entonces tendrán que pagar el precio *retail*. Al contrario ocurre en el caso del agregador, que verterá los excesos de energía a la red obteniendo un ingreso adicional. Es decir, que el precio de la energía es una variable relevante a la hora de calcular los gastos de los hogares por un lado y el comportamiento de los flujos de caja que genera la CDO por otro lado. Como se puso de manifiesto en la Sección 2, una reducción drástica del precio de la energía *retail* pondría en duda la viabilidad del proyecto, no sólo por el posible aumento del *default* de los hogares si no también por la reducción en los flujos de caja de cada PPA.

4.2 Default

En esta subsección se detalla la forma en la que se han conseguido los parámetros que están involucrados en el cálculo de la probabilidad condicional de default (5).

Probabilidad incondicional de default

En el año 2019 la tasa de juicios hipotecarios sobre residencia que se celebraron en California fue del 0.36% (ATTOM Data) y, ante la falta de datos sobre las desconexiones de los hogares, el modelo usará esta medida como proxy para la probabilidad incondicional media de default de cada hogar (λ). El razonamiento es el mismo que para el *loss given default*: si un hogar es incapaz de hacer frente a las facturas de la luz, que es de lo último que dejarías de pagar, es porque se encuentra en bancarrota, por lo que tiene sentido pensar en los juicios hipotecarios como variable proxy de las desconexiones de red. Además, S&P lo utilizan también como proxy en su Global Methodology For Solar ABS Transactions (mayo de 2019).

Correlación

Es importante realizar una correcta modelización de la correlación, pues esta representa la co-dependencia que tiene cada uno de los contratos; una elevada (baja) correlación implica mayores (menores) pérdidas en las tranchas *senior* (*junior*). De hecho, de acuerdo con Watts (2016) no es tan importante la selección de la cópula que queremos emplear para modelar la correlación, sino la correcta calibración de esta. Una buena introducción sobre la aplicación de diferentes tipos de cópulas a la valoración de CDOs se puede encontrar en Burtschell et al. (2009).

Debido a la falta de datos y por las mismas razones expuestas en lo referente a la

probabilidad incondicional de default, se utilizará como proxy el mercado hipotecario. Más concretamente, seguiré el trabajo de [Geidosch \(2014\)](#): *Asset correlation in residential mortgage-backed security reference portfolios*, donde el autor emplea diversos métodos para estimar la correlación usando datos de RMBS estadounidenses entre 2004 y 2007, llegando a fijar en un 5.7% la misma, por lo que este modelo empleará $\rho = 5.7\%$.

Estado de la economía

Este parámetro, que representa el factor común al que todos los contratos se ven sometidos, se puede obtener de diversas formas. Inicialmente planteé varios indicadores agregados para que sirvieran como proxy del estado de la economía: la producción industrial de EEUU, su capacidad instalada de producción así como la tasa de desempleo y la tasa de desempleo de California, ya que no he encontrado datos de producción a nivel estatal. De estas cuatro series de datos, tan sólo la capacidad instalada de EEUU mostraba un comportamiento normal empleando el test de normalidad de Jarque-Bera.

Una vez normalizadas la series, he tomado la media de los datos de 2019 y he empleado ese valor como el estado de la economía en ese año, sin embargo, mientras que la producción industrial de EEUU y las tasas de desempleo de California y EEUU presentaban valores similares y positivos, la capacidad instalada presentaba un $Y = -0.523$. Por esa razón, he optado por emplear la tasa de desempleo de California como proxy del estado de la economía, siendo $Y = 1.44$.

4.3 Otros

Terminaré la sección con una miscelánea de parámetros que todavía faltan por definir:

- Número de contratos inicial (n_0): 10000
- Duración del contrato (T): normalmente la duración de un contrato PPA es muy elevada (en torno a 20 años), pero los ABS solares que se han realizado hasta la fecha presentaban una duración media esperada de 8 años y medio ([Pawłowski, 2018](#)).

En el caso de los RMBS, estos suelen ser de 30, 15 o 5 años, por lo que para este trabajo utilizaré 15 años como fecha de maduración del CDO, porque considero que las titulizaciones solares realizadas hasta la fecha son más cortas de lo que podrían ser debido a la incertidumbre que presentan y mi objetivo es evaluar la viabilidad completa de las mismas, y puesto que presentan paralelismos con las RMBS escojo una duración acorde a las mismas y que a la vez tenga sentido con la duración de

un contrato PPA; además, la media de duración de un CDO es de 15.1 años (Vink and Thibeault, 2008).

- Tipo de interés libre de riesgo (i): como los pagos se realizan mensualmente, el modelo emplea el tipo de interés medio durante el año 2019 del bono del tesoro estadounidense a un año, cuyo valor es $i = 2.05\%$.
- Comisiones (γ): en este trabajo voy a asumir que el coste de la gestión de la emisión supone una tasa del 0.1% de los flujos de caja pagados anualmente, como proponen Alafita and Pearce (2014).
- Sobrecolateralización (θ): de nuevo, las titulizaciones solares realizadas hasta la fecha presentan una sobrecolateralización media de en torno al 30% (Pawłowski, 2018), por lo que teniendo en cuenta la duración de nuestra emisión, $\theta = 2\%$ al año.
- Coste de instalación (k): en el mismo informe donde se recogía el tamaño modal de los paneles solares instalados (Barbose et al., 2020) encontramos también el coste de realizar una instalación solar residencial en 2019 en EEUU. Por un lado, el coste mediano de un módulo es de 0.435\$/W, el de un invertidor es 0.2175\$/W y los costes asociados a la instalación ascienden a 2.9588\$/W resultando en un total de 3.6113\$/W. Teniendo en cuenta que los paneles FV son de 5.5 kWh, $k = 3.6113 \cdot 5.5 \cdot 1000 = 19862.15\text{\$}$ por hogar. A este valor, se le descuenta un porcentaje del 30% gracias al descuento por venta al por mayor, resultando en un coste de instalación de $k = 13903.51$. Este coste es, aproximadamente, el mismo que tendría que invertir un hogar en instalar un equipo FV de este tamaño teniendo en cuenta las ayudas públicas.
- Nocional (N): teniendo en cuenta el coste de instalación de cada hogar y el número de contratos, el capital total asciende a $K = n_0 \cdot k = 139035050\text{\$}$. Redondeando ligeramente al alza, la emisión sería de $N = 140M\text{\$}$.
- Para el tamaño de cada trancha usaré el empleado en el ejemplo dado en el Cuadro 1, por lo que la trancha A (*senior*) contará con un 80% del nocional, la trancha B (*mezzanine*) con un 15% y la C (*equity*) del 5%. Nominalmente les correspondería 28, 5.25 y 1.75 millones de \$ a cada una respectivamente.

Tipos de interés de cada trancha

Respecto a los tipos de interés que paga cada trancha, estos han sido ajustados para reflejar un nivel de riesgo diferente de la misma manera que hace [James \(2018\)](#), es decir, asumir que la trancha A y B son *investment grade* (Aaa y Bbb respectivamente) y la trancha C es *high yield* (Caa, en la notación de Moody's). Tiene sentido suponer que las dos primeras tranchas van a tener una calidad crediticia elevada debido a la estructura en cascada de los pagos mientras que la tercera conlleva una devolución más dudosa debido que esta se realiza al final de un periodo de maduración relativamente elevado.

En la base de datos de la Federal Reserve Bank of St. Louis, encontramos el *spread* relativo entre el tipo de interés del bono estadounidense a 10 años y el de los bonos corporativos Aaa y Baa calificados por Moody's, que para el año 2019 suponían 193 y 223 puntos básicos (pb) respectivamente. El bono a 10 años se interpreta como un tipo de interés libre de riesgo y la diferencia entre otro tipo de deuda revela el nivel de riesgo asociado con ese instrumento, por lo que el tipo de interés de la trancha A será $r_A = 3.98\%$ mientras que para la B será de $r_B = 4.28\%$. Para el caso de la trancha C, que representa una inversión arriesgada, se establece una diferencia de 400pb respecto al tipo de interés libre de riesgo, ya que es aproximadamente el *spread* que se da en un bono Caa, por lo que el tipo de interés será $r_C = 6.05\%$. Estos tipos de interés son anuales y se dividirán entre 12 para calcular los pagos mensuales.

Los *spreads* considerados son a su vez consistentes con lo que se observa en el mercado, ya que los CDO presentan en media 162.4pb de diferencia con el mercado primario ([Vink and Thibeault, 2008](#)), algo menos que el propuesto para la trancha de menor riesgo, ya que el modelo asume que este tipo de CDO presenta un riesgo mayor por su novedad y la falta de datos para evaluar el riesgo.

5 Resultados

En este apartado se presentan los resultados obtenidos fruto del modelo expuesto anteriormente, sujeto a las suposiciones y datos que han sido tratados en las secciones que preceden a esta; se puede encontrar una tabla resumen de todos los resultados en el [anexo correspondiente](#). Llamaremos escenario base a estas suposiciones e iremos variando parámetros, estresando el modelo, para ver cómo se comporta en diferentes situaciones:

- En el caso de que la economía se estanque.

- En el caso de que la economía entre en recesión.
- En el caso de que los inversores exijan un retorno mayor.
- En el caso de que se produzca una disminución de los tipos de interés.

5.1 Escenario base

A continuación presentamos los resultados clave obtenidos en el escenario base:

| | Hogares | | Inversor |
|-----------------------|------------------|------------------|-----------------|
| PD(Y) | 0.057%/mes | Terminación pago | 180 de 180 |
| Ahorro | 353.61\$/año | Trancha A | 100% |
| | Agregador | Trancha B | 100% |
| Beneficios | 360300.55\$ | Trancha C | 100% |
| Sobrecolateralización | 23122798.63\$ | Rentabilidad A | 1.98%/año |
| Total | 23483099.17\$ | Rentabilidad B | 3.93%/año |
| Rentabilidad | 1.12%/año | Rentabilidad C | 5.88%/año |

Cuadro 2: Escenario base

Hogares: observamos un ahorro considerable por parte de los hogares, lo que es importante para conseguir que la población transicione hacia este tipo de energía y que el contrato sea lo suficientemente atractivo como para que consideren seriamente el cambio. Recordemos que el contrato es de 15 años, lo que supondría un ahorro total de aproximadamente 5000\$.

Agregador: en este caso encontramos un resultado muy revelador, y es que los beneficios sin contar la sobrecolateralización son relativamente exigüos si los comparamos con esta. De hecho, si el precio del PPA hubiera sido un 10% inferior al empleado, se hubiera pagado poco más del 9% de la titulización. Si la titulización empieza en abril, un 15%.

¿Por qué tanta diferencia? Porque en el caso del precio sin alterar, se habría acumulado suficiente dinero en la sobrecolateralización como para cubrir las pérdidas puntuales en los meses más duros, sin incurrir en un impago. En los otros casos el inversor se encuentra enseguida con apuros para pagar, mucho más tarde en el caso de empezar en abril porque se salta los peores meses del año y consigue acumular una mayor sobrecolateralización.

Inversor: aquí la terminación del pago indica que se termina de pagar el mes 180 de 180 que dura el contrato, es decir, que se paga completamente y arroja unas rentabilidades

significativamente elevadas para los inversores.

5.2 Economía estancada

Para este caso, consideramos que $Y = 0$ y la probabilidad incondicional de default λ se multiplica por 1.25:

| | Hogares | | Inversor |
|-----------------------|------------------|------------------|-----------------|
| PD(Y) | 0.096%/mes | Terminación pago | 180 de 180 |
| Ahorro | 353.61\$/año | Trancha A | 100% |
| | Agregador | Trancha B | 100% |
| Beneficios | 31823.28\$ | Trancha C | 100% |
| Sobrecolateralización | 15898830.30\$ | Rentabilidad A | 1.98%/año |
| Total | 15930653.57 8\$ | Rentabilidad B | 3.93%/año |
| Rentabilidad | 0.76%/año | Rentabilidad C | 5.88%/año |

Cuadro 3: Economía estancada

Hogares: vemos como la probabilidad condicional de default mensual aumenta de manera notable.

Agregador: los beneficios del agregador se resienten notablemente, pero gracias a la sobrecolateralización se consigue pagar toda la titulización y mantener una elevada rentabilidad.

Inversor: como se han pagado todas las tranchas, el resultado no cambia.

5.3 Economía en recesión

Para este caso, estresamos aún más las consideraciones hechas en el caso anterior y fijamos que $Y = -1.44$, es decir, el mismo valor que en el escenario base pero cambiado de signo y la probabilidad incondicional de default λ se multiplica por 2:

| | Hogares | | Inversor |
|-----------------------|------------------|------------------|-----------------|
| PD(Y) | 0.202%/mes | Terminación pago | 26 de 180 |
| Ahorro | 353.61\$/año | Trancha A | 18.06% |
| | Agregador | Trancha B | 0% |
| Beneficios | - | Trancha C | 0% |
| Sobrecolateralización | - | Rentabilidad A | -74.16% |
| Total | - | Rentabilidad B | -90.72% |
| Rentabilidad | - | Rentabilidad C | -86.89% |

Cuadro 4: Economía en recesión

Hogares: la probabilidad de default condicional prácticamente se multiplica por 4 en esta situación.

Agregador: en este caso el agregador no puede hacer frente a los pagos y entra en bancarrota. Si en lugar de multiplicar λ por 2 la hubiéramos multiplicado por 1.53, la titulización se hubiera pagado completamente, aunque con una rentabilidad para el agregador muy pequeña. Es decir, en momentos de crisis la capacidad de cumplir los compromisos de deuda es relativamente sensible al default que se de en ese momento y un pequeño cambio puede suponer la diferencia entre la viabilidad o la inviabilidad.

Inversor: ni siquiera se consigue pagar una cuarta parte de la trancha A en este caso, lo que resulta en la pérdida de casi tres cuartas partes de lo invertido en un activo supuestamente seguro. Llama la atención que el inversor B haya perdido más que el inversor C, pero esto es debido a que hasta el momento del impago los intereses se pagan mensualmente y C tiene un tipo de interés mucho mayor.

5.4 Mayor retorno de la inversión

Para este escenario, volvemos al base pero añadiendo 50pb a cada tipo de interés. La elección de este valor es arbitrario, pues el objetivo es estudiar cómo reacciona el modelo ante cambios en esta variable. Los nuevos tipo de interés quedarían como

- $r_A = 0.3735\%/mes$
- $r_B = 0.3985\%/mes$
- $r_C = 0.5460\%/mes$

| | Hogares | | Inversor |
|-----------------------|------------------|------------------|-----------------|
| PD(Y) | 0.057%/mes | Terminación pago | 13 de 180 |
| Ahorro | 353.31\$/año | Trancha A | 9.03% |
| | Agregador | Trancha B | 0% |
| Beneficios | - | Trancha C | 0% |
| Sobrecolateralización | - | Rentabilidad A | -86.35% |
| Total | - | Rentabilidad B | -94.82% |
| Rentabilidad | - | Rentabilidad C | -92.91% |

Cuadro 5: Mayor retorno de la inversión (50pb)

Como vemos, los resultados son peores que en el caso de que hubiera una recesión. Dado este resultado, reduzco ahora el aumento del *spread* y pruebo con 25pb, 15pb y 10pb de incremento para ver cómo se comporta el modelo.

Para el caso de 25pb y 15pb, tan sólo se consigue pagar un mes más, sin embargo para el caso de 10pb se consigue pagar la titulización completamente:

| | Hogares | | Inversor |
|-----------------------|------------------|------------------|-----------------|
| PD(Y) | 0.057%/mes | Terminación pago | 180 de 180 |
| Ahorro | 353.31\$/año | Trancha A | 100% |
| | Agregador | Trancha B | 100% |
| Beneficios | 273095.89\$ | Trancha C | 100% |
| Sobrecolateralización | 21935815.82\$ | Rentabilidad A | 2.03%/año |
| Total | 22208911.71\$ | Rentabilidad B | 4,02%/año |
| Rentabilidad | 1,06%/año | Rentabilidad C | 5.98%/año |

Cuadro 6: Mayor retorno de la inversión (10pb)

En este caso, hay un transvase de recursos desde al agregador al inversor. Este no es muy elevado, pero llama la atención lo extremadamente sensible que este modelo es a los tipos de interés, pues pequeñas variaciones en el mismo pueden tener grandes consecuencias, debido a que el principal de la deuda es muy elevado.

5.5 Disminución de los tipos de interés

Aquí consideraremos que el tipo de interés libre de riesgo se ha reducido en un 0.7719%, que son dos veces la desviación estándar que presenta el tipo de interés libre de riesgo en el año 2019, medida que se toma de manera habitual en la práctica para establecer una

banda de confianza respecto a la evolución de una variable financiera. Esta caída de tipos es a su vez un forma de reflejar la caída en los tipos que se dio en los años sucesivos. Los diferentes tipos de interés quedarían ahora como

- $i = 0.10668\%/mes$
- $r_A = 0.2675\%/mes$
- $r_B = 0.2925\%/mes$
- $r_C = 0.44\%/mes$

| | Hogares | | Inversor |
|-----------------------|------------------|------------------|-----------------|
| PD(Y) | 0.057%/mes | Terminación pago | 180 de 180 |
| Ahorro | 353.619\$/año | Trancha A | 100% |
| | Agregador | Trancha B | 100% |
| Beneficios | 2440305.71\$ | Trancha C | 100% |
| Sobrecolateralización | 28762299.81\$ | Rentabilidad A | 1.59%/año |
| Total | 31202605.52\$ | Rentabilidad B | 3.22%/año |
| Rentabilidad | 1.49%/año | Rentabilidad C | 5.13%/año |

Cuadro 7: Disminución de los tipos de interés

Hogares: sin cambios.

Agregador: este caso arroja resultados similares al caso base, pero dándose un aumento de la rentabilidad notable. Como comentamos en el anterior apartado, este modelo es muy sensible a los tipos de interés, pero en el caso del tipo libre de riesgo se dan dos fuerzas de signo opuesto: por un lado el agregador tiene que pagar menos interés a los inversores, aunque no mucho menos, pues los *spreads* hacen que el tipo total a pagar se reduzca menos de la mitad. Por otro lado, el tipo al que se remunera el capital ocioso sí que se reduce a la mitad.

Inversores: dado que su rentabilidad depende del tipo de interés que se emplea como referencia, esta disminuye notablemente, más cuanto más alejada está la trancha del primer pago del nocional, pues el pago de intereses tiene mayor peso.

6 Conclusiones

En este trabajo se ha estudiado la viabilidad de una titulización solar en el área de California, tanto a nivel de modelo como de resultados empíricos se han propuesto mejoras y se han hallado resultados que cuentan con pocos precedentes tanto en la literatura académica como en el mundo *practitioner*, por ser un campo relativamente nuevo y poco explorado.

De los resultados obtenidos en el apartado anterior, podemos afirmar dos cosas respecto al modelo propuesto:

1. En condiciones de normalidad, la titulización parece viable y arroja buenos resultados para los tres grupos de interés: hogares, promotores e inversores.
2. Los resultados del modelo son muy sensibles a ciertas variables, en especial a los tipos de interés, debido al elevado principal de la deuda que el promotor solar ha de devolver.

Estas conclusiones hay que tomarlas no obstante con mesura, pues el modelo asume variables estáticas en un periodo lo suficientemente amplio como para que puedan ocurrir muchas cosas que afecten a las variables principales. Sin embargo, la variable que mayor influencia presenta en la viabilidad de la titulización, el retorno de la inversión, es fijada previamente por contrato a lo largo de la duración de la inversión. Además, es de esperar que el desarrollo tecnológico continúe abaratando los costes de los paneles FV y que se siga apoyando públicamente su adopción, escenarios que afectan de manera positiva a la dinámica de las variables estudiadas.

Respecto a la variable del tipo de interés r_k , es importante realizar una correcta evaluación del riesgo al que la titulización es sometida. La falta de datos históricos y la amplia duración de la misma, empujan al alza el *spread* de tipos a pagar por incurrir en un riesgo mayor, algo que como hemos visto puede resultar fatal para la viabilidad de la operación.

En cuanto a la probabilidad incondicional de default, esta parece ser especialmente relevante cuando la agudeza de la crisis es mayor, mientras que en entornos más estables es menos sensible (no genera un impacto tan significativo en la viabilidad de la titulización).

Futura investigación

Cualquier modelo se puede enriquecer y este no es una excepción. Por ejemplo se podría añadir dinámica a las variables o incorporar un modelo para estimar la evolución de los precios de la electricidad, ya que parte de los ingresos del agregador dependen de estos,

así como el ahorro de las familias (si llegara a ser negativo, podrían incurrir en default).

También queda pendiente incluir el uso de baterías de litio como propone [James \(2018\)](#) en su trabajo, y de ahí estudiar los beneficios que se pudieran dar en la creación de Virtual Power Plants (VPP).

Bibliografia

- Alafita, T. and Pearce, J. M. (2014), ‘Securitization of residential solar photovoltaic assets: Costs, risks and uncertainty’, *Energy Policy* **67**(2), 488–498.
- Barbose, G. L., Darghouth, N. R., O’Shaughnessy, E. and Forrester, S. (2020), Distributed solar 2020 data update, Technical report.
URL: <https://emp.lbl.gov/publications/distributed-solar-2020-data-update>
- Bluhm, C. (2003), ‘Cdo modeling: techniques, examples and applications’, *Working Paper*.
- Bluhm, C., Overbeck, L. and Wagner, C. (2003), *An introduction to credit risk modeling*, Chapman & Hall/CRC financial mathematics series, Chapman & Hall/CRC, Boca Raton Fla. London.
- Bolinger, M., Seel, J., Robson, D. and Warner, C. (2020), Utility-scale solar data update: 2020 edition, Technical report.
URL: <https://emp.lbl.gov/utility-scale-solar>
- Borenstein, S., Fowlie, M. and Sallee, J. (2021), ‘Designing electricity rates for an equitable energy transition’, *Energy Institute at Haas*.
- Burtschell, X., Gregory, J. and Laurent, J.-P. (2009), ‘A comparative analysis of cdo pricing models under the factor copula framework’, *The Journal of Derivatives* **16**(4), 9–37.
- Fabozzi, F. J. and Choudhry, M. (2004), *The handbook of European structured financial products*, The Frank J. Fabozzi series, Wiley, Hoboken, N.J. and Chichester.
- Geidosch, M. (2014), ‘Asset correlation in residential mortgage-backed security reference portfolios’, *The Journal of Credit Risk* **10**(2), 71–95.
- Goffman, G. (2015), Secondary Markets in Solar: Securitization, Master, Duke University.
URL: <https://dukespace.lib.duke.edu/dspace/bitstream/handle/10161/9644/Goffman%20Master%27s%20Project.pdf?sequence=1>
- Hyde, D. and Komor, P. (2014), ‘Distributed pv and securitization: Made for each other?’, *The Electricity Journal* **27**(5), 63–70.
- James, S. (2018), Power purchase agreements and solar securitization: modelling risk

factors and returns, Master thesis, Macquarie University, Sydney, Australia.

URL: <http://hdl.handle.net/1959.14/1269313>.

Joshi, J. (2012), ‘Creating a market for solar securitization’, *The Journal of Structured Finance* **18**(2), 82–88.

Joshi, J. (2013), ‘Solar securitization: Understanding the risks of residential solar energy-backed securities from an investor perspective’, *The Journal of Structured Finance* **19**(2), 64–70.

Loddo, A., Picone, D., Shah, P. and Stoeckle, M. (2008), ‘Cdo models: Opening the black box. large homogeneous pool model’.

Pawłowski, M. (2018), ‘Financing the solar energy market through the use of securitization – the case of the united states’, *Copernican Journal of Finance & Accounting* **7**(2), 63.

Peña, J. I., Rodríguez, R. and Mayoral, S. (2020), *Productos financieros para la transición energética*, Funcas.

Rosen, D. and Saunders, D. (2009), ‘Valuing cdos of bespoke portfolios with implied multi-factor models’, *The Journal of Credit Risk* **5**(3), 3–36.

Vasicek, O. A. (2002), ‘The distribution of loan portfolio value’, *Risk* **15**(12), 160–162.

Vink, D. and Thibeault, A. E. (2008), ‘Abs, mbs, and cdo pricing comparisons’, *The Journal of Structured Finance* **14**(2), 27–45.

Watts, S. (2016), ‘The gaussian copula and the financial crisis: A recipe for disaster or cooking the books?’.

URL: http://samueldwatts.com/wp-content/uploads/2016/08/Watts-Gaussian-Copula_Financial_Crisis.pdf

A Resumen tablas

| Variable | Definición | Unidades | Valor |
|---------------------|--|-------------|----------|
| Capacidad instalada | Capacidad de generación que posee cada hogar | kWh | 5.5 |
| δ | Degradación solar | %/año | 0.5 |
| p_r | Precio de la electricidad \textit{retail} | \$/MWh | 191.5 |
| p_{PPA} | Precio de la electricidad contratada en el PPA | \$/MWh | 134.02 |
| λ | Probabilidad incondicional de default | %/año | 0.36 |
| ρ | Correlación entre los hogares | % | 5.7 |
| Y | Estado de la economía | | 1.44 |
| n_0 | Número de contratos (hogares) inicial | | 10000 |
| T | Duración de la titulización | Años | 15 |
| i | Tipo de interés libre de riesgo | %/mes | 0.17 |
| γ | Comisiones pagadas en concepto de gestión | %/año | 0.1 |
| θ | Sobrecolateralización | %/año | 2 |
| k | Coste de instalación | \$/hogar | 13903.51 |
| N | Nocional de la emisión | Millones \$ | 140 |
| Trancha A | Tamaño | % | 80 |
| Trancha B | Tamaño | % | 15 |
| Trancha C | Tamaño | % | 5 |
| r_A | Tipo de interés que paga la trancha A | %/mes | 0.33 |
| r_B | Tipo de interés que paga la trancha B | %/mes | 0.36 |
| r_C | Tipo de interés que paga la trancha C | %/mes | 0.5 |

Cuadro 8: Resumen de las variables empleadas y sus valores.

| | Unidades | Escenario base | Estancamiento | Recesión | Aumento 50pb | Aumento 10pb | Disminución tipos interés |
|-----------------------|----------|----------------|---------------|-----------|--------------|--------------|---------------------------|
| Hogares | | | | | | | |
| PD(Y) | %/mes | 0.057 | 0.096 | 0.202 | 0.057 | 0.057 | 0.057 |
| Ahorro | \$/año | 353.61 | 353.61 | 353.61 | 353.61 | 353.61 | 353.61 |
| Agregador | | | | | | | |
| Beneficios | \$ | 360300.55 | 31823.28 | - | - | 273095.89 | 6841747.78 |
| Sobrecolateralización | \$ | 23122798.63 | 15898830.30 | - | - | 21935815.82 | 28654970.58 |
| Total | \$ | 23483099.17 | 15930653.57 | - | - | 22208911.71 | 35496718.36 |
| Rentabilidad | %/año | 1.12 | 0.76 | - | - | 1.06 | 1.49 |
| Inversor | | | | | | | |
| Terminación pago | | 180 de 180 | 180 de 180 | 26 de 180 | 13 de 180 | 180 de 180 | 180 de 180 |
| Trancha A | % | 100 | 100 | 18.06 | 9.03 | 100 | 100 |
| Trancha B | % | 100 | 100 | 0 | 0 | 100 | 100 |
| Trancha C | % | 100 | 100 | 0 | 0 | 100 | 100 |
| Rentabilidad A | % | 1.98/año | 1.98/año | -74.16 | -86.35 | 2.03/año | 1.59/año |
| Rentabilidad B | % | 3.93/año | 3.93/año | -90.72 | -94.82 | 4.02/año | 3.22/año |
| Rentabilidad C | % | 5.88/año | 5.88/año | -86.89 | -92.91 | 5.98/año | 5.13/año |

Cuadro 9: Resumen de los resultados según escenario propuesto.