

# GREENING

## Electricidad y gas

# Inicio de Cobertura

Cierre (01-06-23): 6,58 euros/acc.

Rango P.O.: 5,11 euros/acc/11,43 euros/acc.

Virginia Romero 91 782 9158  
 ROMEROVI@bancsabadell.com

### INFORMACIÓN CLAVE

Reuters / Bloomberg:	GGR/GGR
Cap. Bursatil / EV	189 M / 335.664 M
# acciones:	29.102,3 M
12M Max/Min:	8,09/4,92
Perf. Rel. IBEX (13,6m):	-6,9%/0,0%/0,0%
Vol. medio acc. M Eur/M Acc.	n.a./n.a.
Beta (5años)	8,07
Free-float:	16,2%
Rating(S&P, M, F)	NR est. / NR est. / NR est.

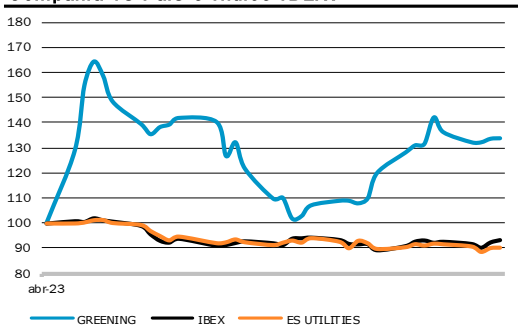
### Accionistas Principales

Ignacio Salcedo 36,84%, Antonio Palacios 18,42%, Manuel Mateos 18,42%, Sinia Renovables 9,84%

BS(e)	2022	2023e	2024e
Ventas Totales	43.810	97.164	175.276
Crec. %	151,8%	121,8%	80,4%
EBITDA	3.339	10.034	19.487
Crec. %	164,6%	200,5%	94,2%
Margen EBITDA	7,6%	10,3%	11,1%
EBIT	3.224	5.797	11.305
Crec. %	203,2%	79,8%	95,0%
Margen EBIT	7,4%	6,0%	6,4%
BDI	2.273	3.644	6.966
Crec. %	223,3%	60,3%	91,2%
x ACC.	2022	2023e	2024e
BPA	0,09	0,13	0,24
Crec. %	n.a.	34,6%	91,2%
BPA Ajustado	0,09	0,13	0,24
Crec. %	n.a.	34,6%	91,2%
DPA *	0,00	0,00	0,00
Crec. %	n.a.	n.a.	n.a.
CFPA	0,40	-0,05	-1,11
Crec. %	n.a.	-112,4%	n.a.
RATIOS	2022	2023e	2024e
PER	69,85x	51,91x	27,16x
PER Ajustado	69,85x	51,91x	27,16x
PCF	16,44x	-132,97x	-5,86x
PVC	17,45x	5,47x	41,11x
ROE	25,0%	10,5%	151,4%
Yield	0,0%	0,0%	0,0%
EV/Ventas	3,95x	2,28x	1,92x
EV/EBITDA	51,84x	22,12x	17,22x
EV/EBIT	53,69x	38,28x	29,69x
Deuda/EBITDA	4,3x	3,3x	7,5x

Fuente: Análisis BS

### Compañía vs País e Índice IBEX:



Fuente: Bloomberg.

- Greening es un grupo empresarial verticalmente integrado y con foco **internacional**, dedicado a energía renovable de origen fotovoltaico con un *track record* de más de 10 años y un claro enfoque en el **autoconsumo industrial**; aunque también con **presencia** en proyectos *utility scale* (generalmente plantas inferiores a 5 MW). **Hasta 2022, la principal línea de actividad ha sido Soluciones y EPC** (c. 79% del EBITDA'22). Por geografías, el principal mercado es España (62% del EBITDA en 2022), si bien hoy desarrolla operaciones en Italia, Alemania, Marruecos, EE.UU. y México. El pasado 5 de abril, Greening **incorporó a negociación sus acciones en el mercado BME Growth** mediante una ampliación de capital por 23 M euros. Tras la ampliación de capital, los tres **socios fundadores** contarían con **73,68%** del capital y **Sinia Renovables** con casi un 10%.
- El negocio de Soluciones y EPC será **menos relevante a medida que avance el Plan de negocio** donde la Compañía espera alcanzar **500 MW operativos en 2025** (finales del ejercicio): 300 MW en *utility scale* y 200 MW en PPA on-site. De cumplirse, supondría un crecimiento en **EBITDA de +108% TACC'22-25e** hasta **30 M euros en 2025e** (vs 3,3 M euros de EBITDA'22).
- En cuanto al *pipeline*, Greening tiene una **cartera de proyectos fotovoltaicos utility scale** en diferentes estados de desarrollo de **~4,2 GW**: c.200 MW en las etapas de RtB y backlog y 2.815 MW en Early stage, donde c. 1.100 MW saldrán a concurso en Granada y la compañía les asigna una alta probabilidad de éxito (al menos del 50%). En autoconsumo industrial dispone de contratos firmados para **62,5 MW** (modalidad PPA on-site) y **compromisos (backlog) por 75,9 M euros en Soluciones y EPC**. Hoy en día, la Compañía cuenta con 1,7 MW en construcción en el segmento *utility scale* y 17,5 MW en PPA on-site (c.7% del objetivo de capacidad a instalar en 2023).
- Nuestro **rango de valoración de la compañía, dependiendo de la capacidad instalada**, según diferentes probabilidades de éxito en el concurso de Granada (entre 0 y 100%) y de la ejecución del PPA on site, así como del precio de venta de cartera RtB (0,135 M euros/MW/0,17 M euros/MW), lo situamos entre **5,11 euros/acc. y 11,43 euros/acc. Considerando una capacidad instalada de 500 MW en 2025e** (en línea con el objetivo de la compañía y del escenario optimista), **el EBITDA crecería a TACC'22-25 de +107%** (+95% en escenario conservador de 315 MW instalados). Según nuestros cálculos, un nivel de capacidad instalada de 500 MW (previo a la venta de cartera RtB) conllevaría una DFN/EBITDA en 2025e c.10x frente a 4,3x de 2022 (y 6,5x pro-forma) que debería **reducirse a partir de 2026e** (hasta c. 7x) una vez toda la **capacidad de Generación prevista produzca de forma completa**. Los múltiplos implícitos a los actuales niveles de cotización situarían el EV/EBITDA'23e y PER 23e c. 23x y 56x, respectivamente (vs 13x y 20x promedio de comparables de Generación, ya que EIDF sigue suspendida de cotización a la espera de presentar cuentas auditadas 2022). El valor acumula c.+30% desde su inicio de cotización (+21% vs IBEX) y, **a estos precios, descontaría una probabilidad del concurso de Granada c.25%**.

## Índice

<b>1. RESUMEN EJECUTIVO</b> .....	<b>3</b>
GREENING DE UN VISTAZO.....	3
MODELO DE NEGOCIO BASADO EN LA FOTOVOLTAICA Y EL AUTOCONSUMO .....	4
PIPELINE, CARTERA Y OBJETIVOS .....	4
OBJETIVOS FINANCIEROS.....	5
NUESTRAS ESTIMACIONES ASUMEN DOS ESCENARIOS A 2025.....	5
PRINCIPALES HIPÓTESIS DEL MODELO FINANCIERO .....	5
PREVISIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS .....	6
FIJAMOS NUESTRO P.O. EN UN RANGO DE 5,11 EUROS/ACC Y 11,43 EUROS/ACC. ....	7
VALORACIÓN .....	7
RIESGOS.....	10
<b>2. ESTRUCTURA ACCIONARIAL TRAS LA INCORPORACIÓN AL MERCADO BME GROWTH</b> .....	<b>12</b>
<b>3. ORIGEN DE GREENING</b> .....	<b>13</b>
ORIGEN DE LA COMPAÑÍA .....	13
EQUIPO DIRECTIVO Y PLANTILLA DE LA COMPAÑÍA .....	13
GOBIERNO CORPORATIVO .....	14
<b>4. DETALLE DEL MODELO DE NEGOCIO: INTEGRACIÓN VERTICAL Y CAPACIDAD DE CRECIMIENTO</b> .....	<b>15</b>
MODELO DE NEGOCIO BASADO EN LA FOTOVOLTAICA Y EL AUTOCONSUMO .....	15
<i>Soluciones y EPC (66% de las ventas'22 agregadas)</i> .....	15
<i>Generación (4,2% de las ventas'22 agregadas)</i> .....	16
<i>Comercialización (14,3% de las ventas'22 agregadas)</i> .....	18
<i>Producto - soportes y cuadros eléctricos (12,4% de las ventas'22 agregadas)</i> .....	18
CLIENTES Y REFERENCIAS .....	19
POLÍTICA DE APROVISIONAMIENTOS.....	19
ESTRATEGIA ESG .....	20
<b>5. PIPELINE, CARTERA Y OBJETIVOS DE CAPACIDAD INSTALADA: CRECIMIENTO HASTA 2025</b> .....	<b>22</b>
PIPELINE GENERACIÓN: 500 MW OPERATIVOS EN 2025.....	22
<i>Pipeline relacionado con el área de Granada</i> .....	24
CARTERA SOLUCIONES Y EPC: BACKLOG DE 76 M EUROS .....	24
OBJETIVOS FINANCIEROS DE LA COMPAÑÍA .....	24
<b>6. ESTIMACIONES FINANCIERAS, POR NEGOCIO Y CONSOLIDADAS VS OBJETIVOS GREENING</b> .....	<b>25</b>
PRINCIPALES HIPÓTESIS DEL MODELO FINANCIERO.....	25
<i>Generación (49% EBITDA '25 en Escenario Optimista)</i> .....	27
<i>Comercialización de energía (9% EBITDA '25 BS)</i> .....	28
<i>(* 2022 las ventas son agregadas)</i> .....	28
<i>Soluciones y EPC (33% EBITDA '25 BS)</i> .....	29
<i>Producto (10% EBITDA '25 BS)</i> .....	30
<i>(* 2022 las ventas son agregadas)</i> .....	30
<i>Estructura corporativa</i> .....	30
<i>Estructura financiera</i> .....	30
<b>7. VALORACIÓN: SITUAMOS NUESTRO RANGO DE VALORACIÓN ENTRE 5,11 - 11,43 EUROS/ACC</b> .....	<b>34</b>
ESCENARIOS DE VALORACIÓN .....	34
RATIOS COMPARABLES .....	37
<b>8. DAFO</b> .....	<b>39</b>
<b>9. RIESGOS</b> .....	<b>40</b>
<b>10. ANEXO: EVOLUCIÓN GLOBAL Y EXPECTATIVAS DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES</b> .....	<b>43</b>
<i>España (45% de la cartera de proyectos PPA on site)</i> .....	51
<i>México (45% de la cartera de proyectos PPA on site)</i> .....	54
<i>Resto de países (Alemania, Italia y EE.UU.; 10% de la cartera de proyectos PPA on site)</i> .....	55
<b>11. ANEXO: MARCO REGULATORIO RENOVABLE Y AUTOCONSUMO</b> .....	<b>58</b>
<b>12. ANEXO: DATOS OPERATIVOS HASTA CIERRE 2022</b> .....	<b>61</b>
<b>13. DATOS FINANCIEROS</b> .....	<b>64</b>
<b>14. DATOS OPERATIVOS</b> .....	<b>64</b>

# 1. RESUMEN EJECUTIVO

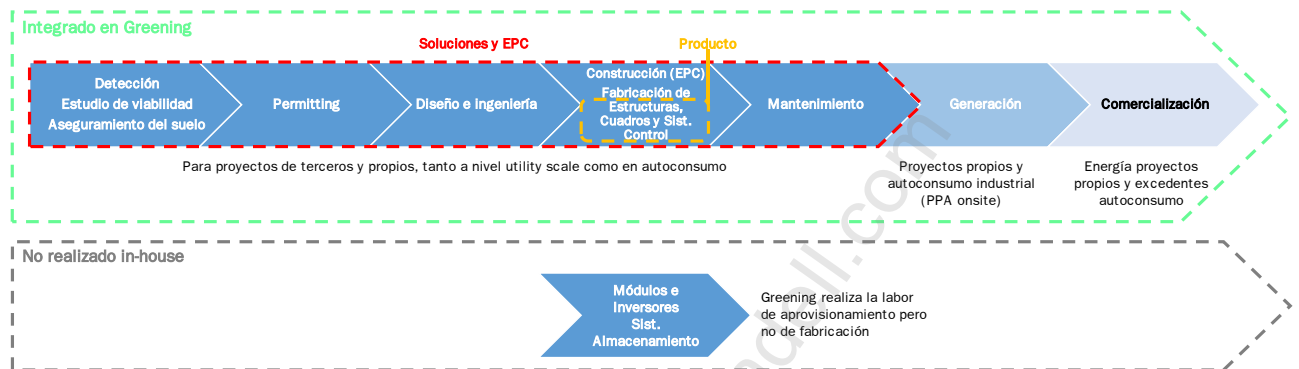
*Grupo empresarial internacional verticalmente integrado, con un claro enfoque en el autoconsumo, aunque también en la fotovoltaica utility scale*

## GREENING DE UN VISTAZO

Greening es un **grupo internacional** verticalmente integrado, con un claro enfoque en el autoconsumo industrial, aunque también en la fotovoltaica *utility scale*. Con sede en Granada cuenta con un track record de más de 10 años.

La operativa de la Compañía se estructura de forma que la integración vertical da lugar a **diferentes líneas de actividad ligadas a los distintos eslabones de la cadena de valor**, dando servicio a clientes terceros y a la propia Compañía.

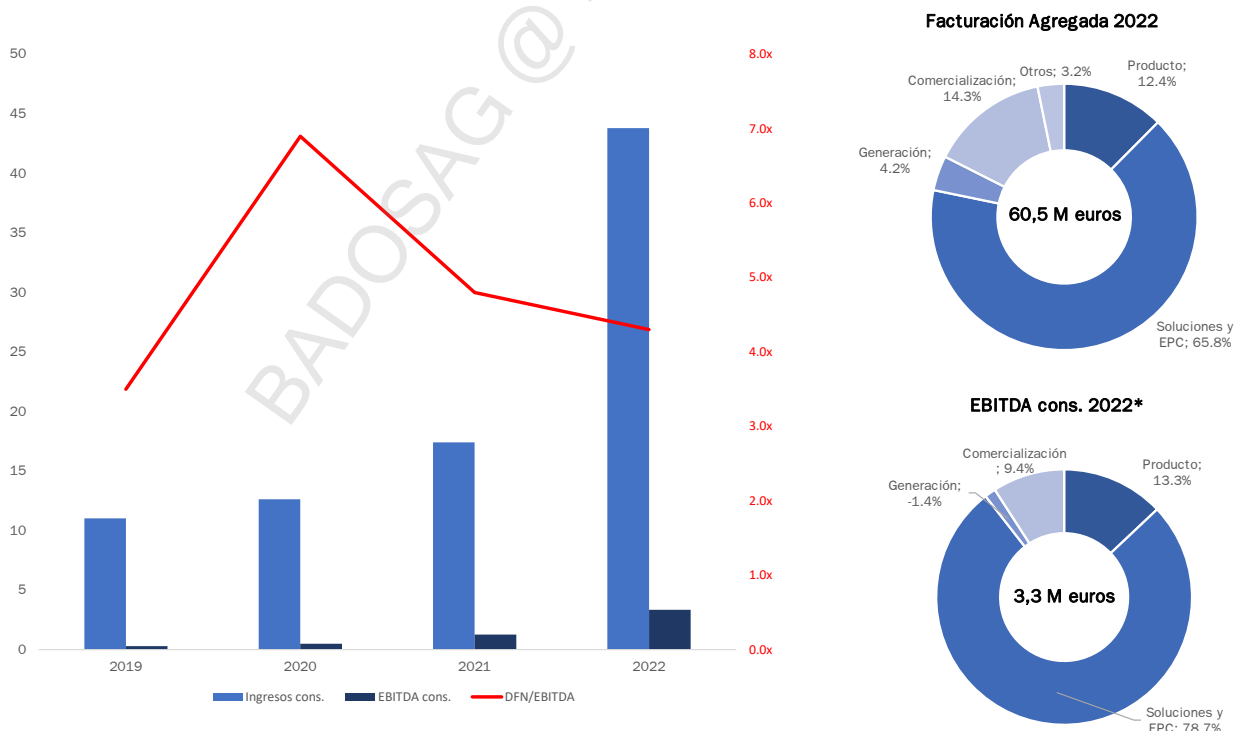
### Modelo de Negocio Verticalmente Integrado



Fuente: Greening y BS Análisis

Tras el crecimiento experimentado en los últimos años, que le ha llevado a registrar unos **ingresos consolidados de 44 M euros en 2022** (TACC'19-22 de +58%; 60,5 M euros los agregados), hoy en día la principal línea de actividad por su peso en la PyG es Soluciones y EPC (79% del EBITDA'22 aj.).

### Detalle y Evolución de las Principales Magnitudes Financieras de Greening



(\* El reparto del EBITDA por divisiones corresponde al reparto del EBITDA agregado que asciende a 3,5 M euros

Fuente: Greening

*Presencia internacional, aunque España domina*

Por geografías, **el principal mercado de Greening es España** (62% del EBITDA en 2022 y origen de la Compañía), si bien hoy en día cuenta ya con **operaciones en Italia, Alemania, Marruecos, EE.UU. y México**, estando prevista la apertura de sede en **Francia en los próximos meses**.

De cumplirse lo previsto en el **plan de negocio** de la Compañía supondría un **crecimiento en ventas consolidadas del +73% en TACC'22-25e** y del **+108% a nivel EBITDA**, alcanzando **226 M euros de ventas y 30 M euros de EBITDA** (13,3% de margen) en 2025.

## MODELO DE NEGOCIO BASADO EN LA FOTOVOLTAICA Y EL AUTOCONSUMO

Greening tiene **presencia en toda la cadena de valor del segmento renovable fotovoltaico**, ofreciendo un servicio integral a través de las diferentes líneas de negocio, que abarcan **desde el desarrollo, ingeniería, construcción y mantenimiento de proyectos hasta la generación y comercialización**. En concreto, la Compañía organiza su actividad y su contabilidad de gestión en torno a cuatro grandes líneas de negocio:

*Desarrollo de proyectos bajo la modalidad EPC, ofreciendo un servicio integral de instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo tanto para sí mismo como cliente externo*

- **Soluciones y EPC** (66% de las ventas'22 agregadas): incluye otras cuatro actividades fundamentales: (i) **Autoconsumo Industrial**: desarrollo de proyectos bajo la modalidad EPC, ofreciendo un servicio integral de instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo, para empresas e industrias. (ii) **Servicios de EPC**: diseño y construcción de plantas fotovoltaicas (no autoconsumo; generalmente *utility scale*) tanto en la modalidad de EPC o BOS (sin proporcionar los módulos) ya sea para proyectos de terceros como propios. (iii) **O&M** (Operación y Mantenimiento). (iv) **Otros Negocios**: incluye el diseño y ejecución de proyectos de almacenamiento de energía para el sector industrial.
- **Generación** (4,2% de las ventas'22 agregadas): donde Greening desarrolla toda la actividad de **promoción y explotación** de instalaciones de generación de energía, particularmente de **fotovoltaica de autoconsumo industrial** y plantas fotovoltaicas *utility scale*.
- **Comercialización** (14,3% de las ventas'22 agregadas): esta rama de actividad la realiza **Lidera Energía** (100% Greening desde enero de 2023) y está dedicada a la **gestión energética integral** mediante servicios de eficiencia energética y un suministro de energía 100% de origen renovable. Greening engloba en esta división también el negocio relacionado con la **instalación de autoconsumo doméstico y el relacionado con comunidades energéticas** (producto muy similar al autoconsumo PPA *on-site* en lo que se refiere al racional para Greening y el cliente).
- **Producto - soportes y cuadros eléctricos** (12,4% de las ventas'22 agregadas): internaliza (i) la fabricación de **estructuras y soportes metálicos** para instalaciones fotovoltaicas (especialmente competitivos en estructuras de autoconsumo) y (ii) la fabricación de **cuadros eléctricos y sistemas de monitorización** (hardware y software), principalmente para venta a terceros y en menor medida para dar soporte **a su propia división** de EPC (que solo supondría el 20% de las ventas).

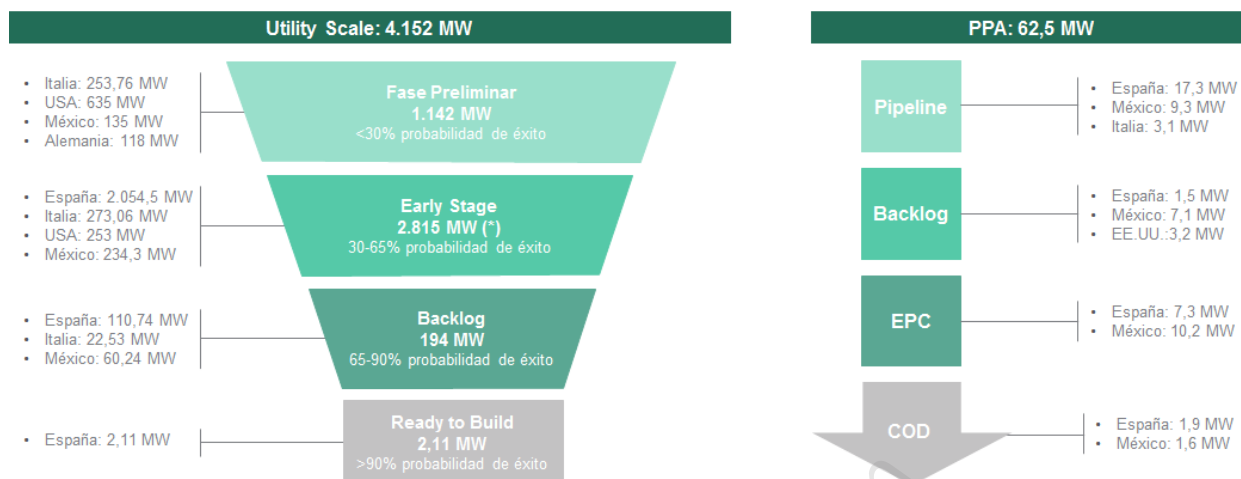
*Fundamentalmente fabricación de estructuras y soportes metálicos para instalaciones fotovoltaicas*

## PIPELINE, CARTERA Y OBJETIVOS

*Greening cuenta con ~4,2 GW en plantas fotovoltaicas utility scale y 62,5 MW para autoconsumo industrial (PPA on-site)*

La Compañía cuenta con una **cartera de proyectos fotovoltaicos utility scale en diferentes estados de desarrollo de ~4,2 GW** (c.200 MW en las etapas de RtB y backlog), contratos firmados para **62,5 MW de autoconsumo industrial** (modalidad PPA *on-site*; los activos son propiedad de Greening los 15 primeros años) y **compromisos (backlog) por 75,9 M euros en Soluciones y EPC**. Por último, la Compañía cuenta con **21 proyectos de plantas de biogás en diferentes etapas de desarrollo por 95 MW y 767 GWh anuales**.

**Cartera/Pipeline de Proyectos: Plantas Propias *Utility Scale* y Autoconsumo Industrial “PPA *on-site*”**



(\*) Pipeline en España son concursos de capacidad.

Fuente: Greening

Greening cuenta con 1,7 MW en construcción en el segmento *utility scale* y 17,5 MW en autoconsumo industrial PPA *on-site*

Hoy en día, la Compañía cuenta con **1,7 MW en construcción en el segmento *utility scale* y 17,5 MW en autoconsumo industrial PPA *on-site***, lo que supone un 27% del objetivo de capacidad a instalar en 2023. No obstante, la Compañía tiene previsto iniciar construcción de otros 12,5 MW en el 2T'23, 19,8 MW en 3T'23 y 52,8 MW en 4T'22, lo que se traduce en que **la mayor parte de la capacidad objetivo para 2023 entrará en funcionamiento en a finales del ejercicio.**

**Recientemente**, en mayo, Greening Group habría alcanzado un **acuerdo con Energía Real** para financiar un portfolio de activos fotovoltaicos de Generación Distribuida en México de 25MW (ampliable en un futuro). Gracias a este acuerdo, el avance para 2023 está por encima de lo esperado en Norteamérica, dando una altísima visibilidad a la ejecución de su plan de negocio 2023 - 2025.

**OBJETIVOS FINANCIEROS**

La compañía concreta todo lo visto anteriormente en unas estimaciones financieras para el periodo 2023 a 2025 que suponen pasar de un EBITDA'22 de 3,3 M euros a **30 M euros en 2025**, lo que supone una TACC'22-25e de +108%.

**Objetivos Financieros de la compañía para el Periodo 2022-2025**

(M euros)	2022	2023E	2024E	2025E	TACC'22-25E
<b>Ingresos consolidados</b>	<b>44</b>	<b>103</b>	<b>163</b>	<b>226</b>	<b>73%</b>
Var. (%)		134%	58%	39%	
<b>EBITDA</b>	<b>3</b>	<b>10</b>	<b>21</b>	<b>30</b>	<b>108%</b>
Var. (%)		165%	112%	43%	
Margen (%)	7,6%	9,6%	12,9%	13,3%	

Fuente: Greening

**NUESTRAS ESTIMACIONES ASUMEN DOS ESCENARIOS A 2025**

**PRINCIPALES HIPÓTESIS DEL MODELO FINANCIERO**

Consideramos dos escenarios para el modelo financiero según capacidad instalada en 2025

De cara a un análisis financiero hemos asumido dos escenarios según capacidad instalada a 2025: (i) en el escenario optimista se alcanza el 100% del calendario de la compañía en capacidad instalada para la división de generación, en ***utility scale* y autoconsumo PPA *on-site*, de 500 MW a 2025**: 200 MW en PPA *on-site* y 300 MW en *utility scale*. (ii) el escenario conservador implicaría una menor capacidad instalada a 2025 de 315 MW ante la menor probabilidad de éxito del concurso de Granada y de despliegue del autoconsumo PPA on site.

A priori, nuestras estimaciones no consideran apenas capacidad adicional a partir de 2026 dado que nos basamos en los objetivos del Plan Estratégico 22-25 facilitado por la Compañía.

En relación con los **precios del pool en España y otros países**, hemos adoptado las estimaciones de Bloomberg: 50 euros/MWh en el largo plazo (ajustado por una inflación +1,5% a perpetuidad en generación).

## PREVISIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

Nuestras proyecciones incluyen la ampliación de capital (ajustado por gastos) de 21,8 M euros

Nuestras proyecciones para el escenario optimista contemplan un crecimiento de ventas consolidadas a TACC'22-25e del +74% y de EBITDA a TACC'22-25e del +107%. Contrariamente, un escenario conservador implicaría un crecimiento de EBITDA a TACC'22-25e de +95%.

## Proyección de la cuenta de resultados (consolidada) de Greening en escenario optimista

M euros	2022 (*)	2023e	2024e	2025e	2026e	TACC 22-25e
<b>MW consolidados</b>	<b>10</b>	<b>80</b>	<b>245</b>	<b>500</b>	<b>500</b>	
<b>Ventas</b>	60	144	200	257	280	<b>62%</b>
<i>var (%)</i>		141%	38%	29%	9%	
<i>Soluciones y EPC</i>	40	96	117	136	143	
<i>Var (%)</i>			22%	16%	5%	
<i>Producto</i>	8	19	31	43	43	
<i>Var (%)</i>			58%	39%	1%	
<i>Generación</i>	3	1	9	18	38	
<i>Var (%)</i>			707%	100%	109%	
<i>Comercialización</i>	9	28	43	61	56	
<i>Var (%)</i>		227%	53%	41%	-8%	
<b>Ventas consolidadas</b>	44	97	175	231	275	<b>74%</b>
<i>Var. (%)</i>		122%	80%	32%	19%	
Gastos op. Y otros	40	87	156	201	230	
<b>EBITDA</b>	3	10	19	30	44	<b>107%</b>
<i>Var. (%)</i>		201%	94%	52%	50%	
<i>Margen (%)</i>	7,6%	10,3%	11,1%	12,8%	16,1%	
<i>Soluciones y EPC</i>	3	7	8	9	10	
<i>Var (%)</i>		154%	22%	16%	2%	
<i>Producto</i>	0	1	2	2,9	3	
<i>Var (%)</i>		233%	50%	31%	1%	
<i>Generación</i>	0	1	7	15	30	
<i>Var (%)</i>			873,8%	98,1%	105,2%	
<i>Comercialización</i>	0	1	2	2,6	2	
<i>Var (%)</i>			57%	50%	-33%	
Amortizaciones	0	4	8	17	18	
<b>EBIT</b>	3	6	11	13	27	<b>59%</b>
<i>Var. (%)</i>		81%	95%	14%	107%	
<i>Margen (%)</i>						
Resultado financiero y otros	0	-1	-2	-6	-13	<b>210%</b>
<b>BAI</b>	3	5	10	7	14	<b>32%</b>
<i>Var (%)</i>		68%	93%	-28%	103%	
Impuesto sociedades	-1	-1	-3	-2	-4	
<b>BDI</b>	2	4	7	5	10	<b>29%</b>
<i>Var. (%)</i>		61%	91%	-30%	107%	

(\*) Desglose EBITDA '22 según peso EBITDA agregado

Fuente: BS Análisis

## Financiación del CAPEX

*La ratio de apalancamiento es relativamente alta en 2025e para alcanzar los 500 MW, pero bajarían hasta c 7x en 2026e BS*

Según nuestras proyecciones, la DFN en el escenario optimista de capacidad ascendería a 312 M euros en 2025e frente a 14,2 M euros de 2022 lo que situaría la DFN/EBITDA c. 10x en 2025e (frente a 4,3x en 2022 y c. 6,5x si consideráramos una ratio pro-forma en 2025e asumiendo la producción de los activos para un ejercicio completo). No obstante, dicha ratio debería reducirse a niveles c. 7x en 2026e una vez toda la capacidad de Generación esté produciendo de forma completa todo el año.

Si bien es cierto que considerando que gran parte de esta financiación se haría a través de *project finance* esto justificaría ratios de apalancamiento altas, ya que se basan en esquemas de remuneración sobre los activos con mucha visibilidad y están garantizados por los propios activos (sin recurso a la matriz).

En este sentido, **los proyectos vinculados a contratos PPA o regulados suelen presentar ratios de apalancamiento más elevadas vs los puro *merchant***. En este sentido, nosotros destacamos que la ratio de apalancamiento que espera la Compañía para los proyectos en construcción **se situaría ~70%, y el vencimiento medio sería de 10/15 años desde el COD del proyecto**. Los costes financieros variarían según el país.

*Dependiendo del escenario, y la potencial venta de cartera RtB, las necesidades de caja al final del periodo variarían*

Cabe destacar que si consideráramos una deuda *project finance* a futuro (~70%/30%), en línea con lo apuntado por la Compañía, y la ampliación de capital (neta de gastos) de 21,8 M euros y venta de activos RtB las necesidades de caja variarían. Así, en el escenario optimista de poder vender c. 1GW de Granada (a un precio de venta c. 0,17 M euros/MW) se conseguiría un one off de 181 MW que permitiría un excedente de caja en 2025 c. 133 M euros. En el escenario conservador, donde la capacidad instalada sería menor (315 MW) así como la venta de activos en RtB (c.10 M euros), las necesidades de caja ascenderían c. -20 M euros (9% del total de la deuda neta en dicho escenario), que podría ser financiada mediante alguna desinversión más de cartera RtB o un crédito puente.

## ESTRUCTURA ACCIONARIAL

Tras el inicio de cotización del valor el pasado 5 de abril, donde la Compañía colocó en mercado 4,674 M de nuevas acciones a un precio de 4,92 euros, Ignacio Salcedo mantiene el 36,84% del capital, seguido de Manuel Mateos (18,42%), Antonio Palacios (18,42%) y Sinia Renovables (9,84%). El freefloat se sitúa ~16%.

## FIJAMOS NUESTRO P.O. EN UN RANGO DE 5,11 EUROS/ACC Y 11,43 EUROS/ACC.

### VALORACIÓN

*Aplicamos múltiplos de valoración EV/CAPEX a los activos de generación y descuento de flujos en el resto de las divisiones*

Valoramos la Compañía por Suma de Partes (SotP). En Generación hemos **optado por aplicar múltiplos de valoración EV/CAPEX por tipo de activo**, según sea *utility scale* o PPA on-site, Europa o Norteamérica. Para el resto de **las divisiones hemos utilizado el descuento de flujos a diferentes WACC**.

La valoración de la Compañía sería muy dependiente del calendario de instalación de capacidad considerado para la actividad de Generación, especialmente de la probabilidad asignada al concurso de Granada. Por ello, hemos querido considerar un rango de valoración según los diferentes escenarios:

#### Escenario optimista: 500 MW operativos en 2025e y 100% probabilidad de éxito de Granada

- **Utility scale:** asume el Desarrollo de la cartera de activos facilitado por la Compañía. Este escenario implicaría 300 MW en 2025 (7% cartera total de Greening; lo que supone una media de 100 MW anuales en el período 23-25 y asignar al concurso de Granada una probabilidad de éxito del 100% (y una participación de Greening del 11% y el resto de lo asignado para venta a un precio RtB de 0,17 M euros/MW).
- **Autoconsumo PPA on-site:** se asume el escenario de capacidad de Greening, 200 MW hasta 2025, 150 industrial on site y 50 Comunidades energéticas; lo que supone un promedio anual de 66 MW.

**Escenario conservador: 315 MW operativos en 2025e y 0% probabilidad de éxito de Granada**

- **Utility scale:** 100% probabilidad en los activos RtB, 65% backlog, 6% de *Early Stage* ex Granada y 2% en fase preliminar. No asume ninguna probabilidad de éxito en el concurso de Granada, lo que implica 176 MW en 2025 (4% del total de la cartera de Greening; promedio de 66MW anuales en el período). La venta de activos en RtB se hace a un precio de 0,135 M euros/MW.

**Autoconsumo PPA on-site:** bajo este escenario hemos asumidos que Greening no desarrolla el objetivo de MW previsto y le otorgamos una probabilidad el 80% a aquellos activos que la Compañía tiene previstos para 2023/24, 60% a los de 2024 y 60% a los de 2025e. En total alcanzaría 139 MW en total, el 69% de lo previsto

Escenarios (M euros)	Valoración por Suma de Partes (SoTP) en diferentes escenarios					
	Conservador			Optimista		
Capacidad instalada	Prob. éxito (%)	MW	EV@Escenario conservador	Prob. éxito (%)	MW	EV@Escenario optimista
<b>Utility scale</b>						
Operación	100%	0	0	100%	0	0
RTB	100%	2	0	100%	2	0
Backlog	65%	126	20	65%	126	20
Early Stage						
<b>Granada (*)</b>	<b>0%</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>100%</b>	<b>124</b>	<b>15</b>
<i>España</i>	6%	3	0	6%	3	0
<i>Italia</i>	6%	3	0	6%	3	0
<i>EE.UU.</i>	5%	13	2	5%	13	2
<i>México</i>	3%	7	2	3%	7	2
Fase preliminar	2%	23	3	2%	23	3
<b>PPA on-site</b>						
Operación	100%	4	3	100%	4	3
COD 2023 EPC	100%	18	3	100%	18	3
COD 2023 Backlog	100%	12	2	100%	12	2
COD 2023 /24 Pipeline	<b>80%</b>	24	3	100%	30	4
COD 24	<b>60%</b>	25	3	100%	42	5
COD 25	<b>60%</b>	57	6	100%	95	10
<b>Total</b>		<b>315</b>	<b>47</b>		<b>500</b>	<b>69</b>
Soluciones y EPC			59			59
Comercialización			11			11
Producto			14			14
<b>Total EV</b>			<b>131</b>			<b>153</b>
-Deuda Financiera Neta 2022 ajustada por ampliación capital			8			8
One off venta RtB			10			172
-Provisiones y Minoritarios			0			0
<b>Valoración del Equity</b>			<b>149</b>			<b>333</b>
<b>Precio por Acción (euros/acc.)</b>			5,11			11,43
Potencial (%)			-21%			76%
<b>KPI de valoración</b>						
EV/EBITDA'23e			15 x			33 x
EV/EBITDA'24e			9 x			17 x
EV/EBITDA'25e			6 x			11 x

Metodología: Modelos propios BS Análisis

Como podemos ver en la siguiente tabla, **aplicando las correspondientes probabilidades de éxito para el pipeline en cada una de las etapas de generación en los dos escenarios seleccionados**, añadiendo las valoraciones del resto de divisiones, deduciendo la deuda neta de diciembre 2022, ajustada por la ampliación de capital neta de 21,8 M euros, y la venta de activos en RtB (según escenarios de precios entre 0,135-0,17 M euros/MW) obtenemos un rango de **equity de 149-333 M euros** lo que implicaría un rango de P.O. de 5,11 euros/acc. y 11,43 euros/acc.



Respecto a compañías comparables cabe destacar a **EiDF, como mejor comparable. Sin embargo**, bajo la premisa de que la compañía se encuentra suspendida de cotización y una vez levantada la restricción podría ver alterada su cotización y por ende sus múltiplos hemos preferido considerar otros comparables. Así, tomando como referencias los **diferentes segmentos de actividad**, con especial atención en Generación dado que pesaría c. 50% en nuestra valoración optimista (ex RtB para venta), los múltiplos de Greening a los actuales niveles de cotización de mercado situarían su EV/EBITDA'23e y PER 23e c. 23x y 56x, respectivamente vs 13x y 20x promedio de comparables de Generación.

BADOSAG @ bancsabadell.com

## RIESGOS

Como cualquier compañía operando en el sector de las renovables, Greening está expuesta a ciertos riesgos inherentes a la actividad que desarrolla más otros más específicos de la propia compañía. En esta sección enumeramos **los más relevantes**:

- **Riesgos en el desarrollo de los proyectos.**  
El desarrollo de proyectos está influenciado por factores externos (incluido el acceso a la financiación) lo que puede dar lugar a **desviaciones en el calendario de los proyectos**.
- **Riesgo regulatorio.**  
**Los gobiernos nacionales pueden** tomar decisiones políticas que afectan **a la evolución de los activos operativos o el desarrollo de otros nuevos**. Este riesgo estaría limitado a futuro en cierto modo en el caso de Greening gracias a su diversificación geográfica.
- **Riesgo asociado al coste de los equipos empleados en los proyectos.**  
Cualquier **incremento de precios de cualquier elemento** preciso para las instalaciones de los proyectos **pueden comprometer la rentabilidad de los proyectos y, por tanto, los resultados y la valoración de la Compañía**. De cara a mitigar este riesgo, la Compañía tiene la política de no cerrar precios con los clientes/ *offtakers* hasta no tener un elevado nivel de confort respecto al precio final de los equipos.
- **Riesgo de precio de la electricidad.**  
Mas allá de las decisiones políticas, **hay otros factores que podrían tener un impacto en estos y, por lo tanto, en la rentabilidad de los activos de Greening**, tales como los precios de las *commodities* o la demanda eléctrica. En el caso de Greening, sobre todo en la parte de **autoconsumo industrial el riesgo estaría mitigado** de alguna manera en la medida que se firman **PPAs a largo plazo**.
- **Riesgo operativo.**  
Este riesgo afecta a **activos una vez están operativos e incluye fallos potenciales en equipos, un nivel menor de recursos renovables** de lo esperado y hasta eficiencias por debajo de lo estimado. A mayor experiencia acumulada por la Compañía y el equipo directivo de ésta, menor es este riesgo.
- **Riesgos de la estructura financiera.**  
Los altos ratios de apalancamiento que Greening planea **incrementan el impacto negativo en la Compañía en situaciones adversas**. Por el lado positivo, el Project Finance computa como deuda sin recurso, aunque implica normas de distribución de caja muy estrictas.
- **Riesgo contraparte.**  
Por el riesgo de incumplimiento de lo pactado con clientes y proveedores. La Compañía trata de mitigarlo a través de la contratación de seguros de crédito y requerimiento de garantías reales a clientes.
- **Riesgo país y Riesgo divisa.**  
El riesgo país en economías emergentes implica una **alta volatilidad con respecto a la evolución de la economía, conflictos laborales o inseguridad jurídica, entre otros**. La compañía estaría además más expuesta a potenciales restricciones sobre la repatriación de flujos de caja. No obstante, salvo su exposición a México (~10% del pipeline utility scale de Greening y ~45% de la cartera de autoconsumo PPA on-site), el resto de los países son claramente desarrollados. En cuanto a riesgo divisa, esperamos que tan sólo un 10% de los ingresos '23e de la Compañía sean fuera de la Unión Europea.
- **Riesgo competitivo.**  
La Sociedad opera en un mercado fragmentado, de alto crecimiento y **cada vez más competitivo**. Esto **podría complicar** a Greening la búsqueda de clientes o inversores de cara a **cumplir con su plan de instalación de capacidad y sus objetivos de rentabilidad**.
- **Riesgo de fundadores con mayoría.**  
Podría darse la circunstancia que los intereses de los accionistas minoritarios de la Compañía no coincidan con los del núcleo accionarial (mayoría de los fundadores).
- **Riesgo de liquidez de las acciones.**  
La liquidez del valor puede ser reducida, dificultando operaciones de venta de acciones en mercado. Este riesgo estaría parcialmente mitigado por el contrato de liquidez que la compañía firmará con Banco Sabadell antes de la incorporación a negociación de sus acciones.

- **Riesgos derivados de potenciales contingencias laborales, fiscales y judiciales**

La Sociedad, por su sector de actividad y su crecimiento pasado y actual, requiere de cada vez mayores recursos humanos, lo que puede derivar en potenciales contingencias laborales, fiscales y judiciales, siendo además de aplicación una regulación que es cada vez más compleja, en las jurisdicciones donde actúa. Es por ello que la Sociedad aumenta continuamente su nivel de recursos humanos, materiales y temporales dedicados a garantizar el cumplimiento de la legislación laboral y fiscal. Sin perjuicio de lo anterior, con ocasión de la solicitud de admisión a negociación de las acciones de la Sociedad en BME Growth así como de la preparación del Documento Informativo y de acuerdo con los requisitos establecidos en la Circular de BME Growth 1/2020, ILV ha realizado las correspondientes diligencias financieras, laboral, fiscal y legal, que han detectado una serie de potenciales contingencias que, sin perjuicio de que su materialización pueda ser más o menos remota y que no existan actualmente reclamaciones al respecto – por lo que no reúnen los criterios suficientes como para ser consideradas susceptibles de ser dotadas como provisiones contables-, si las mismas se aceptasen por los tribunales u otros organismos en su totalidad, se estima que ello podría tener un impacto económico negativo en los resultados y perspectivas financieras de la Sociedad de hasta un máximo de, aproximadamente, un millón setecientos treinta mil euros. En este sentido, la Compañía tras haber identificado las citadas contingencias, llevará a cabo sus mejores esfuerzos para subsanarlas.

BADOSAG @ bancsabadell.com

## 2. ESTRUCTURA ACCIONARIAL TRAS LA INCORPORACIÓN AL MERCADO BME GROWTH

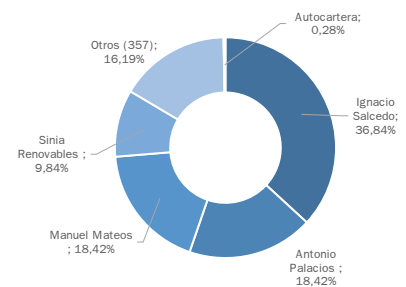
*Incorpora a negociación sus acciones al mercado BME Growth tras la ampliación de capital c.23 M euros*

El pasado **5 de abril**, el Grupo Greening incorporó a negociación sus acciones en el mercado **BME Growth mediante una ampliación de capital por un importe c. 23 M euros** mediante aportaciones dinerarias, consistente en la emisión de **4,674 M de nuevas acciones (hasta 29,102 M de acciones) a un precio de emisión por acción de 4,92 euros**. La oferta de suscripción fue dirigida a: (A) contrapartes elegibles y clientes profesionales en España y otros Estados miembros del Espacio Económico Europeo, así como a inversores que adquieran acciones de la Sociedad por un importe total mínimo de 100.000 euros por inversor. (B) Todo tipo de inversores, incluyendo empleados de la sociedad, en España, por un importe inferior a 8 M euros. Se recibieron órdenes por un importe total superior a 1,75x veces la Oferta y supusieron la entrada de 355 nuevos accionistas: i) 25 inversores de la Oferta de Suscripción A y ii) 330 inversores de la Oferta de Suscripción B, de los cuales 64 son empleados de la Sociedad.

Asimismo, el 10 de abril Grupo Greening suscribió un contrato de compraventa de acciones con los accionistas fundadores de la Sociedad con el objeto de formalizar la adquisición de 81.300 acciones propias por un importe total de 399.996 euros a los efectos de dotar la cuenta de valores puesta a disposición del Proveedor de Liquidez.

Desde un punto de vista accionarial, su **principal accionista y CEO-fundador es Ignacio Salcedo** (36,84% del capital tras la ampliación), seguido de los **también fundadores Antonio Palacios y Manuel Mateos** (con un 18,42% cada uno). En verano de 2022, **Sinia Renovables** (filial del Grupo Sabadell) se incorporó al accionariado vía ampliación de capital (aportando 5,5 M euros) ostentando actualmente un **9,84% de las acciones**. La estructura accionarial resultante tras la operación implicaría **c. 74% del capital de la Compañía en manos de los 3 socios fundadores**. El free float se situaría c. 16% de capital.

### Estructura Accionarial de Grupo Greening 2022, S.A. (tras la operación)



Fuente: Greening

Se prevé un lockup de **365 días para los socios fundadores y de 180 días para la Compañía**. En el caso de Sinia no podrá vender más de un 75% de sus acciones en el periodo previo al 31/12/2024.

Adicionalmente, la Compañía tiene en marcha un **plan de incentivos por stock options** de hasta un 2,5% del capital para determinados directivos clave, que será ejecutable en enero de 2025 en base a un valor de mercado de la Compañía de 165 M euros, pagadero contra ampliación de capital.

**Los objetivos de la compañía con esta operación son:**

- Disponer del **equity necesario para el cumplimiento del plan estratégico y acelerar plan de crecimiento**. En concreto, para la inversión en los distintos parques solares en desarrollo dentro del plan de negocio.
- **Ampliar la base de accionistas** y proporcionar un mecanismo de **liquidez y de valoración** objetiva de las acciones.

### 3. ORIGEN DE GREENING

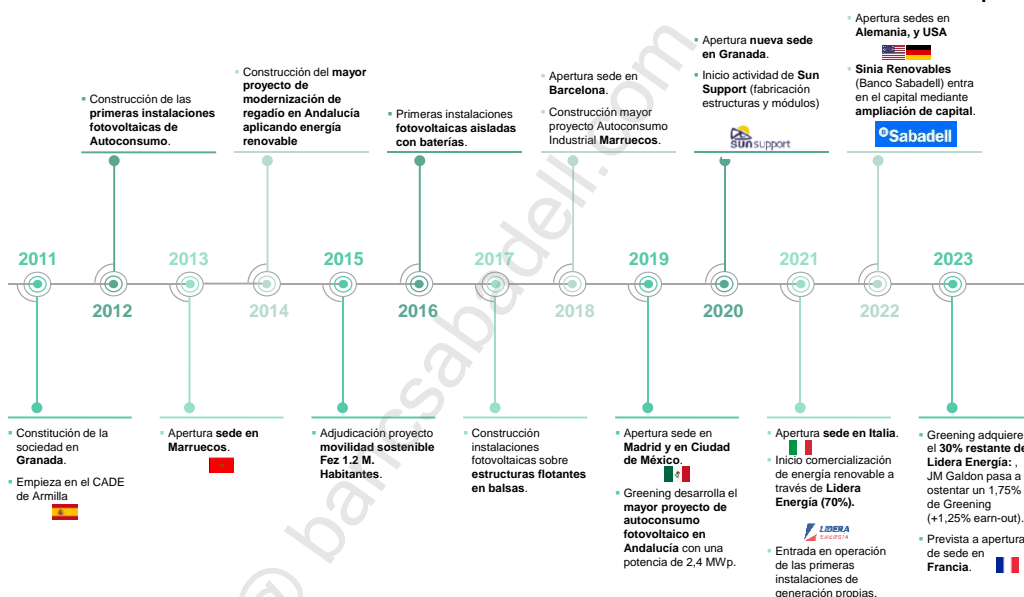
*Spin off de la Universidad de Granada. Acumula una experiencia de 12 años en el sector de las renovables*

#### ORIGEN DE LA COMPAÑÍA

El origen de Greening se remonta al 2011 como un *spin off* de la Universidad de Granada que comenzó desarrollando proyectos renovables de bombeo de agua y de autoconsumo fotovoltaico.

Ya en 2013 comienza su internacionalización con la apertura de sede en Marruecos, aunque no es hasta 2017 cuando se aceleran los planes comerciales e instala 1MWp en proyectos fotovoltaicos. En 2019 abre sede en México y en 2021 en Italia. El resto de las sedes internacionales (Alemania, EE. UU. y Francia) se inauguran en 2022 y 2023 (está prevista la apertura de la de Francia próximamente). También en 2022 se produce la incorporación de Sinia al accionariado de Greening aportando capital y capacidad de prescripción a través de su matriz (Banco Sabadell) en autoconsumo industrial. En total la Compañía acumula una experiencia de 12 años en el sector de las renovables y, especialmente, en la tecnología fotovoltaica y el autoconsumo.

#### Historia de la Compañía



Fuente: Greening

#### EQUIPO DIRECTIVO Y PLANTILLA DE LA COMPAÑÍA

El primer nivel del equipo directivo de Greening se encuentra encabezado por **Ignacio Salcedo ocupando el puesto de CEO-Fundador de la Compañía**, mientras el resto de los integrantes del equipo directivo cuenta con una amplia experiencia en el sector de la energía renovable o es conocedor de determinados mercados clave para la Compañía.

#### Primer Nivel Directivo de Greening

 <p><b>Ignacio Salcedo</b> CEO-Fundador</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>CEO de Grupo Greening. Responsable de la Dirección General de las empresas del grupo.</li> <li>Ingeniero de Caminos, Canales y Puertos por la Universidad de Granada y MBA EOI.</li> <li>Socio Fundador de Greening Energía, ha liderado su expansión desde su fundación hasta el día de hoy.</li> </ul>	 <p><b>Gian Carlo Nucci</b> CEO Internacional</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>CEO Internacional del Grupo Greening. Encargado de fortalecer y ampliar las capacidades del grupo de cara a la internacionalización de la empresa.</li> <li>Licenciado en Administración de empresas y Máster en Economía por la Universidad de Anáhuac México, destaca su desarrollo en Walmart de México. También desempeño el cargo de Presidente de Walmart Chile. Posteriormente, pasó a ser CEO de la empresa Viva Aerobus en México.</li> </ul>
 <p><b>Tobias Deissler</b> Director Greening-e</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Director de Greening-e España con 13 años de experiencia en el sector de las energías renovables. Se incorporó a Grupo Greening en el año 2019.</li> <li>Ingeniero Civil y Licenciado en Economía inició su trayectoria en Alemania, en el área de las Compras y Logística en compañías como Berner Group o Riese &amp; Moller.</li> <li>Anteriormente, Director de Operaciones de Assyze Group en España y Director General de la delegación de Assyze Asia.</li> </ul>	 <p><b>Carlos Madrid</b> Director de Concesiones</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Experiencia (+15) en puestos ejecutivos: Director de Construcción, Compras y Desarrollo de Negocio en el ámbito del Agua, Energías Industriales y Renovables.</li> <li>+ 4 años en Desarrollo de Proyectos Greenfield y Brownfield, procesos de M&amp;A, EPC, BoS, BoP y O&amp;M.</li> <li>Ingeniero de Caminos, Canales y Puertos por la Universidad Politécnica de Madrid.</li> </ul>
 <p><b>José María Galdón</b> Director Lidera Energía</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Director General de Lidera Energía con +10 años de trayectoria en el sector de la energía.</li> <li>Ingeniero de Caminos, Canales y Puertos por la Universidad de Granada.</li> <li>Coordinador de proyectos internacionales de generación FV de +150 MW y antiguo director general de Avanzalia Energía, comercializadora de energía. En 2021 se incorpora a Lidera Energía, comercializadora del Grupo Greening.</li> </ul>	 <p><b>Miguel Ángel Valenzuela</b> Director Financiero</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>CFO del Grupo Greening, comenzó su trayectoria profesional en banca (Banco Santander y Caja Madrid) y después dio el salto al mundo corporativo, trabajando en compañías como Philips o Grupo Cosentino.</li> <li>Antes de incorporarse en Greening fue el Director Global de Tesorería y Financiación de Soltec Power Holding, responsable de la creación del dept. de tesorería y planificación financiera, donde también fue miembro del equipo que lideró la salida a bolsa en 2020.</li> </ul>
 <p><b>Isidro Ramírez</b> Director RRHH</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Director de RRHH de Grupo Greening.</li> <li>Licenciado en ciencias empresariales por la Universidad de Granada.</li> <li>24 años de experiencia en RRHH, destacando 15 años de Director Corporativo de RRHH en el grupo Axesor y los otros 9 en diferentes roles del grupo Carrefour.</li> <li>En Grupo Greening aporta su experiencia en la gestión del talento, desarrollo de carreras profesionales, fomento del trabajo en equipo y reconocimiento de dotes de liderazgo</li> </ul>	 <p><b>Omar Vallecillos</b> Director Sun Support</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Director General de Sun Support y de la filial de Greening-e África, lleva ligado a la energía renovable desde el año 2012.</li> <li>Ingeniero Técnico Industrial por la Universidad Politécnica de Cataluña y Executive MBA por la Universidad Internacional de Casablanca.</li> <li>Lideró la internacionalización de Greening-e en África, como Country Manager y como Director General de la filial.</li> </ul>

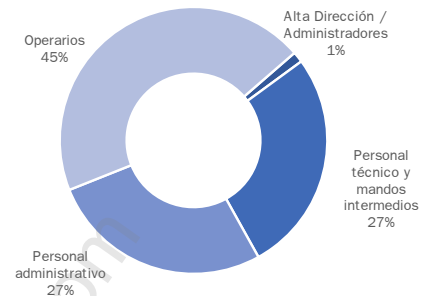
Fuente: Greening

*El total de la plantilla del Grupo asciende a 456 empleados*

Además de los **ocho directivos que forman el primer nivel directivo** (ver tabla anterior), el equipo de dirección se compone de 20 mandos intermedios adicionales.

**El total de la plantilla del Grupo asciende a 456 empleados** (según la Compañía), de los cuales un 1% ocupa puestos de Alta Dirección y Administradores, 27% es personal administrativo, 27% personal técnico y mandos intermedios y 45% operarios. En una clasificación alternativa el 34% de la plantilla desarrolla labores de ingeniería y 2% I+D+i.

#### Plantilla del Grupo Greening por Categorías



*Fuente: Greening*

#### GOBIERNO CORPORATIVO

**El Consejo de Administración** de la Sociedad está compuesto por: D. Ignacio Salcedo Ruiz en calidad de Presidente del Consejo de Administración, D. Manuel Mateos Palacios en calidad de Vicepresidente del Consejo de Administración, D. Antonio Palacios Rubio en calidad de vocal del Consejo de Administración, Gian Carlo Nucci en calidad de vocal del Consejo de Administración, D<sup>a</sup> Ana Ribalta Roig en calidad de vocal del Consejo de Administración, D. Jose María Huch Ginestà en calidad de vocal y D. José Pazo Haro en calidad de vocal del Consejo de Administración. Por otra parte, como secretaria no Consejera ocupa el cargo D<sup>a</sup>. Beatriz Remacho Hernández.

Según lo establecido en el Reglamento del Consejo de Administración, **en caso de empate en las votaciones, el voto del presidente del Consejo de Administración será dirimente.**

Por otro lado, la Comisión de Auditoría está compuesta por D. José María Huch Ginestà (Presidente), D<sup>a</sup>. Ana Ribalta Roig (Vocal), D. José Pazo Haro (Vocal) y D<sup>a</sup>. Beatriz Remacho Hernández (secretaria no Consejera). Al mismo tiempo, la Comisión de Nombramientos y Retribuciones estaría compuesta por D<sup>a</sup>. Ana Ribalta Roig, D. José María Huch Ginestà y D. José Pazo Haro.

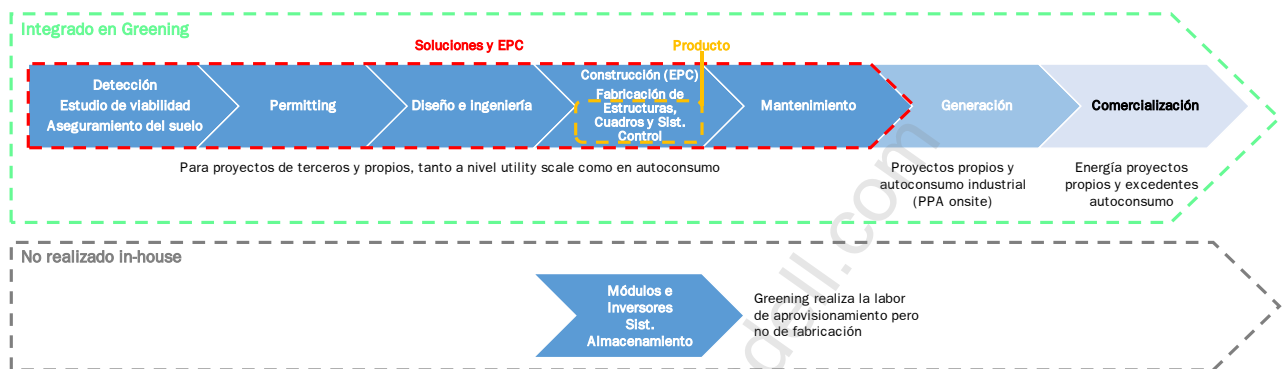
#### 4. DETALLE DEL MODELO DE NEGOCIO: INTEGRACIÓN VERTICAL Y CAPACIDAD DE CRECIMIENTO

##### MODELO DE NEGOCIO BASADO EN LA FOTOVOLTAICA Y EL AUTOCONSUMO

*Presencia en toda la cadena de valor del segmento renovable fotovoltaico*

Greening tiene **presencia en toda la cadena de valor del segmento renovable fotovoltaico**, logrando una mayor eficiencia y rentabilidad a la vez que incrementa su capacidad de retener clientes y sirve de reclamo de nuevos. Ofrece un servicio integral a través de las diferentes líneas de negocio, que abarcan **desde el desarrollo, ingeniería, construcción y mantenimiento de proyectos hasta la generación y comercialización**. De modo simplificado se podría decir que **la única actividad fundamental que no realiza internamente es la de fabricación de módulos fotovoltaicos y resto de componentes electrónicos** utilizados en las instalaciones.

##### Modelo de Negocio Verticalmente Integrado



Fuente: Greening y BS Análisis

En concreto, la Compañía organiza su actividad y su contabilidad de gestión en torno a cuatro grandes líneas de negocio, algunas de las cuales **genera operaciones intragrupo como por ejemplo la actividad de EPC** que, además de dar servicio a terceros, construye las plantas de generación propias de la Compañía generando un ingreso por ello. Es por esto que, como veremos más adelante (apartado 6 pag.44), **las ventas agregadas de las distintas líneas de actividad no coinciden con las ventas consolidadas** (en las que se eliminan las operaciones intragrupo).

##### Soluciones y EPC (66% de las ventas'22 agregadas)

En realidad, esta línea de negocio incluye otras cuatro actividades fundamentales:

*Desarrollo de proyectos bajo la modalidad EPC, ofreciendo un servicio integral de instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo*

- **Autoconsumo Industrial:** desarrollo de **proyectos bajo la modalidad EPC**, ofreciendo un servicio integral de **instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo, para empresas e industrias**, con el objetivo de ayudar a las compañías a producir su propia energía y generar ahorro en sus costes de la energía. Dentro de esta línea de negocio encontramos tantos trabajos realizados para clientes industriales a los que únicamente se les realiza la instalación y trabajos realizados para clientes industriales bajo la **modalidad "PPA on-site"**. Este último tipo de proyectos consiste en la **construcción de la instalación de autoconsumo en cliente, pero permaneciendo la propiedad de la instalación en manos de Greening durante 10-15 años** (y por tanto financiando el proyecto al cliente) durante los cuales se **firma un PPA de suministro de energía con el cliente**. Al cabo de los 10-15 años la propiedad de la instalación revierte al cliente. El precio del PPA será fijado entre las partes de forma que Greening obtenga una TIR mínima del proyecto (9-12% para la Zona Euro y 14-18% -según rating del *offtaker* para México). No obstante, bajo esta línea de negocio sólo se registran los ingresos relacionados con el EPC (no la venta de energía). A cierre de 2022 la Compañía contaba con 3,5 MW operativos bajo esta modalidad. Greening cuenta con un **track record de más de 200 MWp en instalaciones de autoconsumo industrial**, fundamentalmente en Europa y Norteamérica (México y EE.UU.).

El EPC relacionado con instalaciones de autoconsumo residencial y de Comunidades Energéticas se ubica dentro de la línea de negocio de Comercialización.

*EPC para plantas fotovoltaicas fuera del ámbito del autoconsumo*

- **Servicios de EPC: diseño y construcción de plantas fotovoltaicas** (no autoconsumo; generalmente *utility scale*) tanto en la modalidad de EPC o BOS (sin proporcionar los módulos) ya sea para proyectos de terceros como propios. En línea con esto último, a cierre de 2022 la Compañía contaba con 0,1 MW operativos en propiedad y 7 MW en construcción, aunque cuenta con un pipeline de ~4 GW en distintas fases de desarrollo (ver pag. 39 para mayor detalle).
- **O&M (Operación y Mantenimiento):** a través de esta actividad la Compañía monitoriza actualmente 100 instalaciones que suponen un total de 30,44 MWp.
- **Otros Negocios:** incluye el diseño y ejecución de proyectos de **almacenamiento de energía para el sector industrial** mediante el uso de baterías de litio e hidrógeno renovable. Greening cuenta con un departamento propio de I+D para el desarrollo de aplicaciones de H2 renovable industrial.

También cuenta con un área de eficiencia energética a través del cual presta servicios de evaluación y medición de consumos, consultoría, auditoría energética, diseño y ejecución de obras, tanto en clientes industriales como en edificios terciarios.

Por último, cuenta con área para el desarrollo de infraestructuras de recarga para suministrar energía a automóviles eléctricos. Se ha realizado más de 80 instalaciones para la compañía Verificaciones Industriales de Andalucía, S.A., la cual gestiona centros ITV por toda Andalucía, e infraestructuras de recarga para clientes industriales que quieren realizar este tipo de instalaciones en sus empresas.

*Cuenta con una cartera de 76 M euros en todas las geografías en las que está, aunque fundamentalmente en España*

Greening cuenta con una **cartera de 76 M euros en esta área**, repartido entre todas las geografías en las que está, aunque **fundamentalmente en España** (51% del total). **El 80% de la cartera procede de instalaciones para terceros.**

La Compañía considera que sus principales competidores en este segmento son SolarWatt, EiDF, Powen y Solar Profit.

### Generación (4,2% de las ventas'22 agregadas)

A través de esta línea de negocio Greening desarrolla toda la actividad de **promoción y explotación de instalaciones de generación de energía**, particularmente de **fotovoltaica de autoconsumo industrial y plantas fotovoltaicas *utility scale***. A pesar de su nula (incluso negativa en -0,1 M euros) aportación al EBITDA en 2022, es una de las divisiones más importantes para la Compañía y de las que más EBITDA debiera aportar a futuro (15 M euros en 2025 BS(e)). El detalle de las actividades es el siguiente:

- **PPA Autoconsumo Industrial "On-site":** como hemos visto anteriormente, la Compañía llega a acuerdos con clientes industriales para suministrar energía renovable generada mediante la **construcción de plantas fotovoltaicas de autoconsumo en las instalaciones del cliente y conectadas a su red interior, pero propiedad de Greening durante los primeros años** de funcionamiento de la instalación (los primeros 10 - 15 años). En esta línea de negocio la Compañía registra las partidas contables propias de un proyecto de promoción (CAPEX, ingresos y OPEX entre otras), subcontratando internamente las tareas de EPC (registradas en Soluciones y EPC), por lo que es necesario eliminar las transacciones intragrupo para llegar a cifras consolidadas.

*PPA on-site: energía renovable generada y consumida en las instalaciones del cliente industrial y conectadas a su red interior pero propiedad de Greening*

El *rationale* desde el punto de vista de Greening es similar al de una instalación de generación propia en la medida que **supone un CAPEX a cambio de unos flujos con elevada visibilidad a largo plazo y, para el cliente también tiene claras ventajas**, empezando por el **descuento sobre la factura de la luz** que se le ofrece (y que dependerá del precio del pool y la evolución esperada para el mismo) **sin tener que realizar ningún desembolso**. En concreto, en este tipo de proyectos **Greening aspira a rentabilidades (TIR de proyecto) de entre el 9% y el 12% en países de la UE y entre el 14% y el 18% en México** (según el rating del *oftaker*).



## Autoconsumo "PPA on-site" de Greening



- Realiza el EPC
- Financia la instalación (propiedad de la instalación al inicio)
- Explotación y comercialización de la energía
- PPA con el cliente durante 10-15 años
- Obtienen una rentabilidad por el capital invertido

## CLIENTE INDUSTRIAL

- Descuento en la factura eléctrica
- Evita el desembolso inicial (no incrementa deuda)
- Incrementa visibilidad sobre sus costes energéticos
- Contribuye a la consecución de posibles objetivos ESG
- Cesión de terrenos/tejados (puesta en valor y mantenimiento por parte de Greening)



Fuente: BS Análisis

Actualmente cuenta con **8 proyectos en operación** (3,5 MW) y **4 en construcción** (17,5 MW).

*Desarrolla y promueve proyectos fotovoltaicos utility scale (aunque de menos de 5MW de media) en propiedad*

- **Desarrollo de proyectos fotovoltaicos: desarrolla y promueve proyectos fotovoltaicos en propiedad**, ocupándose de la identificación de terrenos y la obtención de todos los permisos, licencias y autorizaciones necesarias para iniciar la construcción, alcanzando el estado de Ready to Build (RtB). **Una vez en RtB los proyectos son vendidos a terceros o construidos y explotados por la propia Greening**. Se trata de una actividad incipiente (únicamente 0,1 MW en operación) pero de gran recorrido en la medida que actualmente **cuenta con 7 MW en construcción y un pipeline de ~4 GW en distintas fases de desarrollo** y diversificada geográficamente (c.50% fuera de España) entre Italia, Alemania, EE.UU. y México (ver pag. 39 para mayor detalle).

**Los proyectos que no son vendidos a terceros son construidos por la propia Greening** a través de su división de Soluciones y EPC y explotadas por ésta vendiendo la electricidad generada a través de su comercializadora (cuando se trata del mercado español). En este sentido, cabe destacar que el negocio *core* de la Compañía en este segmento pasa por construir y mantener en explotación los proyectos (para lo que tienen objetivos concretos) y que **la rotación de proyectos en RtB únicamente se contempla como una alternativa adicional de financiación**. Es decir, la Compañía contempla la venta de parte de su pipeline una vez alcance el estatus de RtB con el objetivo de financiar el plan de negocio anunciado (ver apartado 6 para mayor detalle).

En los proyectos construidos para explotarse por la Compañía, **la rentabilidad (TIR proyecto) esperada por ésta asciende a 9%/12%**.

*Actualmente, cuenta con 21 proyectos de biogás en desarrollo (todos en España) que suponen 95 MW de potencia y una capacidad de generación anual de 767,9 GWh*

- **Generación de biogás:** actividad todavía **incipiente** (ningún proyecto en operación) que promueve el desarrollo de plantas de biogás, desde la identificación de las zonas geográficas idóneas para este tipo de instalaciones, pasando por el cierre de acuerdos de suministro a largo plazo con los generadores de residuos, el **diseño de la planta, la obtención de los puntos de conexión a la red de gasoductos existentes y de la tramitación de los permisos administrativos necesarios hasta posicionar el proyecto en fase RtB**. Actualmente, cuenta con **21 proyectos en desarrollo** (todos en España) que **suponen 95 MW de potencia** y una capacidad de generación anual de 767,9 GWh. La mayor parte de ellos se espera que alcancen RtB a partir de 2025 y su entrada en operación sería a partir de 2026.

### Comercialización (14,3% de las ventas'22 agregadas)

*Lidera Energía integra la comercialización de energía con el autoconsumo fotovoltaico y su gestión de excedentes*

Esta rama de actividad la realiza **Lidera Energía** (100% Greening desde enero de 2023) y está dedicada a la **gestión energética integral mediante servicios de eficiencia energética y un suministro de energía 100% de origen renovable**. Frente a otras comercializadoras o *utilities* tradicionales desde Lidera Energía se integra la comercialización de energía con el autoconsumo fotovoltaico y su gestión de excedentes. En este sentido proporciona tanto a **clientes particulares como a empresas** (fundamentalmente pymes) distintas formas de gestionar sus excedentes:

- Vendiendo los excedentes a mercado y, posteriormente, compensarlos en la factura
- Ofrecer esos excedentes a las personas que ellos decidan
- Consumir esa energía en otro punto de suministro de la propiedad del cliente

También ofrece servicios de monitorización de consumo que permiten implementar estrategias de ahorro energético para los clientes en función de sus patrones de consumo.

Es importante destacar que en lo que se refiere al suministro de energía a los clientes, sus **tarifas** se basan siempre en la **indexación de precios al pool**, lo que, a priori, limita los riesgos inherentes a la actividad de comercialización, aunque también reduce los márgenes operativos.

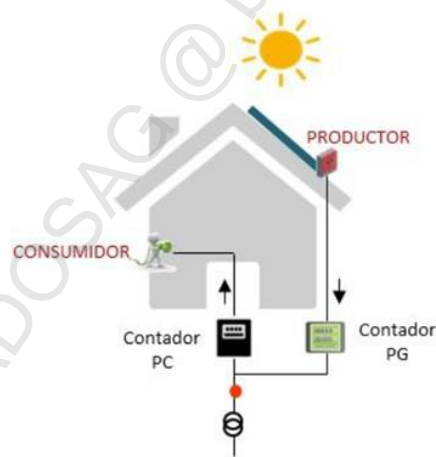
**A cierre de 2022 contaba con más de 2.700 clientes** (630 en 2021) estando previsto por la Compañía que el número de clientes alcance los **30.000 en 2025**, comercializando **600 GWh**.

Aunque inicialmente la mayor parte de la energía comercializada es adquirida de terceros, **la idea es comercializar a través de Lidera la energía que produzcan los activos de generación de su propiedad** según vayan entrando en operación.

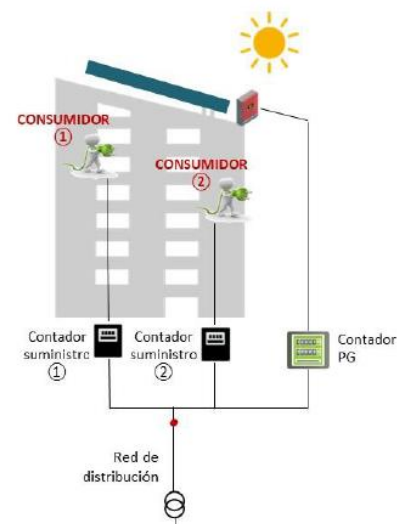
Greening engloba en esta división también el negocio relacionado con la **instalación de autoconsumo doméstico y el relacionado con comunidades energéticas** (producto muy similar al autoconsumo PPA *on-site* en lo que se refiere al racional para Greening y el cliente). Es decir, los ingresos derivados de las tareas de instalación de los sistemas de autoconsumo se recogen también bajo este epígrafe (un ~15% de los ingresos de esta área actualmente).

### Autoconsumo Residencial y Comunidades Energéticas

Instalación Autoconsumo Individual (Red Interior)



Instalación Comunidad Energética (Red Interior)



Fuente: Greening

Está previsto (según la Compañía) que más de **1.200 instalaciones domésticas se realicen en 2023**. En cuanto a las **comunidades energéticas**, en 2022 Greening instaló **c.1,2 MW en 4 comunidades de autoconsumo**.

### Producto - soportes y cuadros eléctricos (12,4% de las ventas'22 agregadas)

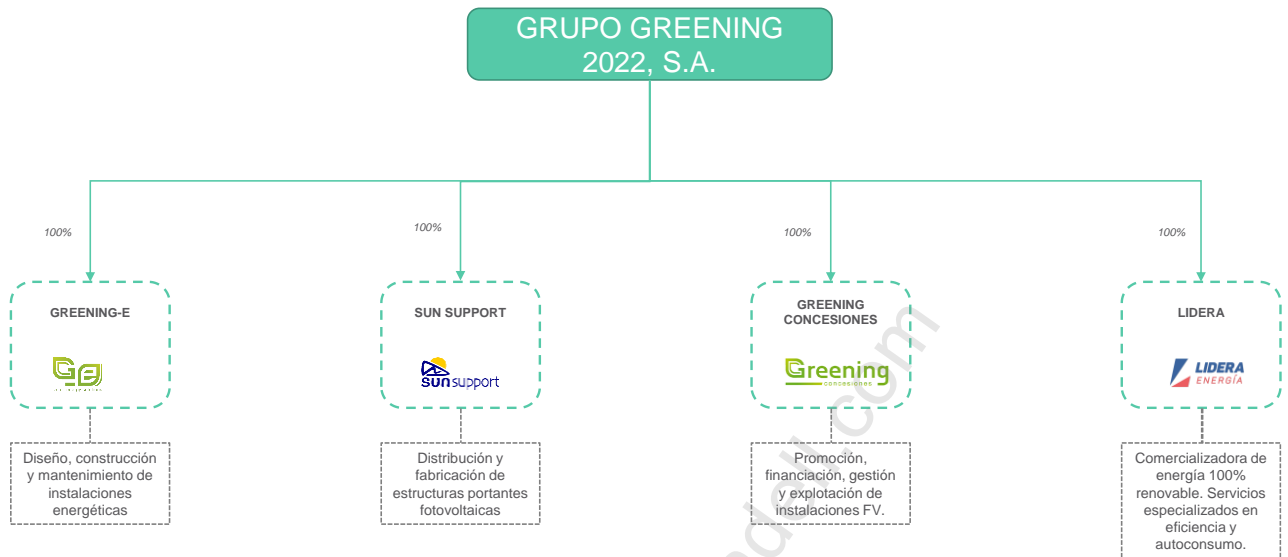
*Fundamentalmente fabricación de estructuras y soportes metálicos para instalaciones fotovoltaicas*

Por último, a través de su filial Sun Support internaliza (i) la fabricación de **estructuras y soportes metálicos** para instalaciones fotovoltaicas (especialmente competitivos en estructuras de autoconsumo) y (ii) la fabricación de **cuadros eléctricos y sistemas de monitorización** (hardware y software). En ambos casos, **dando soporte a su propia división de EPC y terceros**. Como actividad adicional también realiza tareas de reciclaje, separación y valorización de aparatos electrónicos y paneles fotovoltaicos.

Esta actividad se centraliza en sus instalaciones de Jerez del Marquesado aunque el servicio se ofrece no solo en España, sino de manera global (principalmente centrado en Europa).

Todas estas líneas de negocio se articulan a través de la **estructura societaria** que se muestra a continuación.

**Estructura Societaria de Greening**



*Nota: Además de las sociedades representadas en el organigrama, Grupo Greening 2022, S.A. posee el 100% de otras tres sociedades relacionadas con actividades de menor importancia (Aegra, Photón y Greening Relive)*

*Fuente: Greening*

**CLIENTES Y REFERENCIAS**

Los **5 clientes más relevantes** para Grupo Greening 2022 S.A., sin considerar las transacciones entre empresas del grupo, representan el **12,1% del importe neto de la cifra de negocios en 2022.**

**POLÍTICA DE APROVISIONAMIENTOS**

Los **5 proveedores principales** representan un **25,3% del gasto total** para el Grupo según los estados financieros consolidados a 31 de diciembre de 2022. Los demás proveedores tienen una posición individual marginal en cuanto al gasto, representaron un 74,7% del gasto total de proveedores en 2022.

### ESTRATEGIA ESG

*Greening está elaborando un plan Estratégico de ESG en base a los objetivos de desarrollo sostenible*

En el ejercicio 2022, Greening realizó un análisis de diagnóstico en materia de ESG para identificar los objetivos a alcanzar, estableciendo una hoja de ruta que engloba diferentes acciones a desarrollar en los próximos años.

Estas **acciones por desarrollar tienen que ir en relación con los objetivos de la Agenda 2030 sobre el desarrollo sostenible de la Organización de las Naciones Unidas (ONU)**. En ella se establecían un total de 17 objetivos mundiales (conocidos como Objetivos de Desarrollo Sostenible u ODS) y 169 metas concretas, de aplicación universal a alcanzar en la próxima década.

Para dar respuesta a ello, la compañía ha comenzado a realizar análisis exhaustivo en todos los ámbitos del negocio y está **elaborando un plan Estratégico de ESG** en base a los objetivos de desarrollo sostenible. El objetivo es alcanzar la máxima excelencia en los ámbitos de medioambiente, gobernanza, social y de inversión sostenible para poder proporcionar a los inversores y grupos de interés la máxima rentabilidad a largo plazo ajustado al riesgo. Del análisis, se han identificado una **serie de retos** en términos de sostenibilidad que impactan al negocio de la compañía y a sus grupos de interés.

En base a ello, Greening ha definido **9 acciones** o líneas de trabajo de cara a los próximos años, a desarrollar durante el período 2023-2025. Estos se pueden resumir en los siguientes 9 puntos, en relación con 8 objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de las Naciones Unidas:

#### Líneas de actuación de Greening en relación con ODS de las Naciones Unidas




	<b>1</b>	<b>Generación de Energía Renovable</b> 10 MW en 2022 ---> 500 MW en 2025
	<b>2</b>	<b>Reducción de los residuos e impulso de la economía circular</b> Reciclaje de paneles fotovoltaicos y material eléctrico: <a href="#">Greening Relive</a>
	<b>3</b>	<b>Satisfacción del empleado</b> Obtención del certificado "Great Place to Work" 
	<b>4</b>	<b>Diversidad</b> Plan de igualdad e inclusión social
	<b>5</b>	<b>Derechos Humanos</b> Código ético y disciplinario
	<b>6</b>	<b>Modelo de negocio sostenible</b> > 50% EBITDA procedente de proyectos de generación de energía
	<b>7</b>	<b>Digitalización de la empresa</b> ERP Global y monitorización O&M
	<b>8</b>	<b>Internacional</b> Presencia internacional en 7 países
	<b>9</b>	<b>Ciudades Sostenibles</b> Creación de comunidades energéticas

*Fuente: Greening*

### Contribución a la sostenibilidad medioambiental

Greening Group, en base al plan de negocio presentado para los próximos años, ha fijado unas **metas concretas de reducción de la emisión de gases de efecto invernadero, ahorros de consumos de petróleo y equivalencia de árboles plantados.**

Siguiendo el protocolo de medición más extendido, Greenhouse Gas Protocol Corporate Standard (GHG Protocol), estiman que, gracias a su actividad en las distintas líneas de negocio durante los próximos años, contribuirán a reducir o evitar las siguientes emisiones:

#### Objetivos de reducción de emisiones de efecto invernadero hasta 2025

MW Instalados		2022	2023	2024	2025
Soluciones	Mw	39	68	85	94
EPC	Mw	11	58	117	182
Generación	Mw	10	90	250	500
CO <sub>2</sub> evitado	tons	21.281,83	75.609,53	158.200,70	271.458,03
Ahorro estándar de consumo de petróleo	tons	7.319,63	26.005,00	54.411,25	93.364,76
Árboles equivalentes plantados	Nº	1.559.532,70	5.540.666,60	11.592.946,97	19.892.444,12

Fuente: Greening

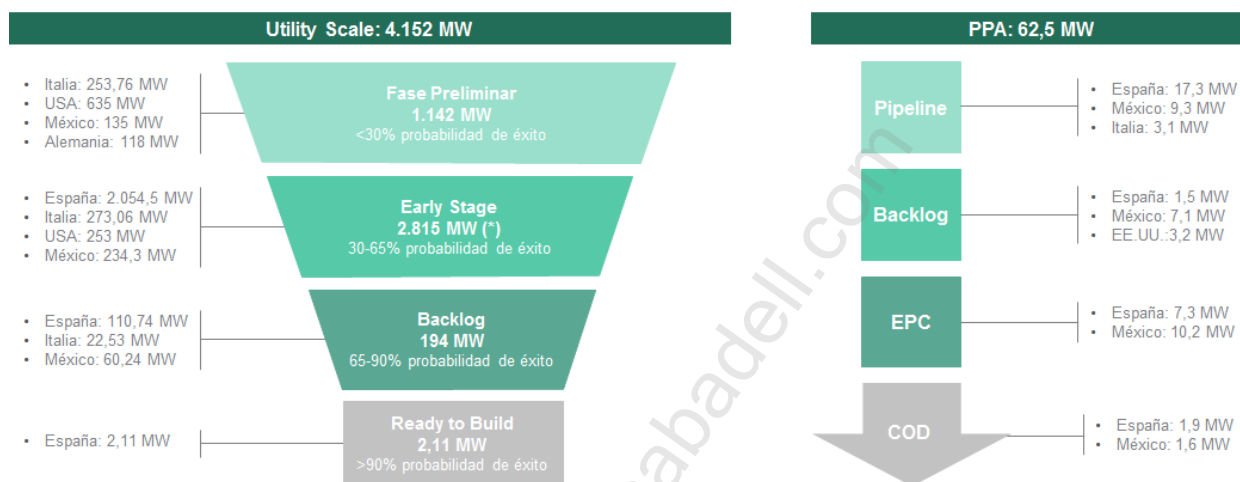
## 5. PIPELINE, CARTERA Y OBJETIVOS DE CAPACIDAD INSTALADA: CRECIMIENTO HASTA 2025

### PIPELINE GENERACIÓN: 500 MW OPERATIVOS EN 2025

Greening cuenta con 4.152 MW en parques fotovoltaicos utility scale y 62 MW para autoconsumo industrial PPA on-site

De cara a alcanzar los objetivos que la Compañía se marca en su plan de negocio (ver apartado 4 para más detalle), ésta cuenta con un pipeline de proyectos con diferentes grados de desarrollo, tanto para parques fotovoltaicos utility scale como para desarrollar proyectos de autoconsumo industrial estilo PPA on-site. En concreto, como se muestra en el siguiente cuadro, Greening cuenta con una cartera de 4.152 MW para parques fotovoltaicos utility scale y 62,5 MW para autoconsumo industrial PPA on-site.

Cartera/Pipeline de Proyectos: Plantas Propias Utility Scale y Autoconsumo Industrial "PPA on-site"



(\*) Pipeline en España son concursos de capacidad.

Fuente: Greening

Como hemos anticipado esta cartera contiene proyectos con **distinto grado de desarrollo**, lo que significa que cuentan con un nivel de avance mayor o menor en lo que se refiere a la tramitación de los proyectos antes del inicio de construcción y posterior puesta en marcha (COD) de los mismos. Para el caso concreto del pipeline de proyectos utility scale, la Compañía clasifica los proyectos en categorías de acuerdo con la clasificación que se muestra a continuación. Matizar en este sentido que la diferencia entre el RtB y el Backlog es que a esta última categoría aún le queda pendiente obtener los permisos de industria y medioambientales.

#### Criterios de Clasificación del Pipeline de Proyectos Utility Scale de Greening

HITO	FASE PRELIMINAR	EARLY STAGE	BACKLOG	RtB	COD
Terrenos asegurados o en proceso y solicitud de conexión realizada	✓	✓	✓	✓	✓
Estudio de viabilidad y caso de negocio realizado	✓	✓	✓	✓	✓
RtB esperado en próximos meses		✓	✓	✓	✓
Derechos de conexión conseguidos			✓	✓	✓
Listo para construir o en construcción				✓	✓
En operación					✓

✓ = próximos 24 meses ✓ = próximos 12 meses

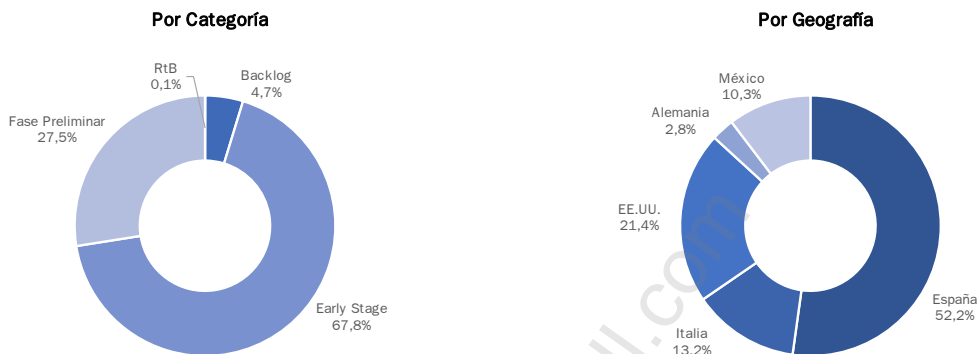
Fuente: Greening

En el caso de la cartera de PPA on-site, conviene aclarar que bajo la categoría EPC la Compañía registra aquellos proyectos ya en construcción y en backlog aquellos que están ya firmados o confirmados por el cliente y en proceso de validación final (obtención de permisos de construcción y financiación). En la categoría pipeline incluye aquellos a los que asigna una probabilidad superior al 50% de éxito, pero aun ni firmados ni confirmados por el cliente.

Hoy en día un c.5% del pipeline utility scale de Greening se encuentra en Backlog o RtB

A modo de resumen, hay que comentar que el **c.5% del pipeline utility scale se encuentra en las categorías de Backlog y RtB (ready to build)**, con un alto grado de visibilidad y probabilidad de éxito, de forma que la Compañía espera que alcance el grado de RtB en menos de 12 meses. El **c.68% todavía está en una fase relativamente inicial (Early Stage)** lo que implica que la Compañía espera que alcance el grado de RtB entre **12 y 24 meses**. Por último, en **Fase Preliminar** (sin estimación de RtB) se encuentra el **c.28% de la cartera**. Por otro lado, cabe destacar que, aunque todavía con un claro sesgo hacia España (~52% del total), la cartera está razonablemente diversificada desde un punto de vista geográfico, lo que es interesante en un sector altamente regulado como este.

**Desglose del Pipeline de Proyectos Utility Scale de Greening**



Fuente: Greening

Desde un punto de calendario asociado al pipeline de proyectos utility scale, cabe comentar que la Compañía espera alcanzar los **300 MW operativos en 2025** (en la última parte de éste), habiendo establecido objetivos intermedios de **38 MW en 2023 y 140 MW en 2024**, si bien no se proporcionan fechas específicas de COD para los proyectos incluidos en el pipeline. En lo que se refiere a la cartera de autoconsumo industrial tipo **PPA on-site**, **la totalidad de la cartera se espera** (según la Compañía) **que esté operativa a lo largo de 2023**.

Greening cuenta con 1,7 MW en construcción en utility scale y 17,5 MW en autoconsumo industrial PPA on-site

Hoy en día, la Compañía cuenta con **1,7 MW en construcción en el segmento utility scale y 17,5 MW en autoconsumo industrial PPA on-site**, lo que supone un 7% del objetivo de capacidad a instalar en 2023. No obstante, la Compañía tiene previsto iniciar construcción de otros 12,5 MW en el 2T'23, 19,8 MW en 3T'23 y 52,8 MW en 4T'22, lo que se traduce en que **la mayor parte de la capacidad objetivo para 2023 entrará en funcionamiento a finales del ejercicio**.

MW	Objetivos de Inicio de EPC para 2023				2023
	1T'23	2T'23	3T'23	4T'23	
PPAs	3,2	8,9	7,1	25,8	45,0
Utility Scale	1,7	3,5	12,7	27,0	45,0
<b>Total</b>	<b>4,9</b>	<b>12,4</b>	<b>19,8</b>	<b>52,8</b>	<b>90,0</b>

Fuente: Greening

Cabe destacar que en la medida que los proyectos utility scale tienen un tamaño medio <5MW, los periodos de ejecución son más ágiles que los de las mega plantas de varias decenas (e incluso cientos) de MW. El periodo de construcción de una planta de estas características generalmente estaría entre 3 y 6 meses (según la propia Compañía).

## Pipeline relacionado con el área de Granada

*En Granada, Greening se ha asegurado un 65% del terreno disponible y apto que se encuentra a <15 Km de los puntos de conexión*

Conviene hacer hincapié en la capacidad del pipeline *utility scale* relacionado con la provincia de **Granada** dado que una **parte relevante del pipeline en España** está ubicada en esta zona (1 GW en *Early Stage* vs 2,2 GW totales en España) y que, a pesar de ser proyectos todavía sin **punto de conexión**, existen razones para asignar una **probabilidad elevada** (según la Compañía) a que se conseguirá en los próximos meses. La razón es que en los próximos meses (podría ser marzo de 2023) el MITECO (Ministerio de Transición Ecológica de España) tiene previsto publicar los **nuevos concursos de potencia disponible** en 179 nodos de REE (equivalente a 80 GW). Estos concursos aplicarán criterios socioeconómicos y ambientales, así como criterios tecnológicos y temporales para fomentar el autoconsumo y acelerar el crecimiento de la generación limpia. En el caso concreto de Granada, serán un total de **1.110 MW** los que saldrán a concurso y **la Compañía estima que tendrá éxito en, al menos, un 50% de esta capacidad**. Las razones que argumenta son:

- Actualmente, Greening se ha **asegurado un 65% del terreno disponible** y apto que se encuentra a <15 Km de los puntos de conexión (3.650 has el total) mediante contratos de arrendamiento. Esto supone terreno para la construcción de ~2 GW de plantas fotovoltaicas.
- Al tratarse de una **empresa con sede central ubicada en Granada** maximiza sus posibilidades en relación con los criterios socioeconómicos que se contemplan en los concursos

Por todo ello, la Compañía no espera mucha competencia cuando se lancen los concursos

## CARTERA SOLUCIONES Y EPC: BACKLOG DE 76 M EUROS

*La cartera de Soluciones y EPC asciende a 76 M euros teniendo en cuenta clientes terceros e instalaciones propias*

Adicionalmente, en lo que respecta a la división de Soluciones y EPC en su vertiente de servicio a terceros, cabe destacar que actualmente (a fecha de este informe) la Compañía cuenta con una cartera de ~61 M euros (80% del total de la cartera de esta división) cuya expectativa de ejecución se sitúa dentro del 2023. Se trata sobre todo de contratos de EPC para plantas fotovoltaicas y autoconsumo industrial. La **cartera** incluyendo los ingresos procedentes de la propia Compañía (división de Generación) ascenderían a **76 M euros** (a fecha de este informe), **que supone un 75% de los 96 M euros objetivo de Greening en Soluciones y EPC para 2023**.

### Acuerdo de prescripción con Grupo Sabadell

A esto habría que añadir el acuerdo con Banco Sabadell, por el cual éste realizará tareas de **prescripción a sus clientes de la red de empresas interesados en la instalación de plantas de autoconsumo** en sus instalaciones en formato tradicional o bajo la modalidad de PPA *on-site*. La referencia/objetivo incluida en este acuerdo es de 50 MW para 2023.

## OBJETIVOS FINANCIEROS DE LA COMPAÑÍA

Por último, la Compañía concreta todo lo visto anteriormente en unas estimaciones financieras para el periodo 2023 a 2025, que suponen pasar de un EBITDA '22 de 3,33 M euros a **30,0 M euros en 2025**, lo que supone una TACC '22-25e de +108%.

### Objetivos Financieros de Greening para el Periodo 2022-2025

(M euros)	2022	2023E	2024E	2025E	TACC '22-25E
<b>Ingresos consolidados</b>	<b>44</b>	<b>103</b>	<b>163</b>	<b>226</b>	<b>73%</b>
Var. (%)		134%	58%	39%	
<b>EBITDA</b>	<b>3</b>	<b>10</b>	<b>21</b>	<b>30</b>	<b>108%</b>
Var. (%)		165%	112%	43%	
Margen (%)	7,6%	9,6%	12,9%	13,3%	

Fuente: Greening

Nota: Según la Compañía el EBITDA estaría ajustado con eliminaciones intragrupo

*El rango alto de los escenarios financieros considerados en este informe asume la consecución de los objetivos de Greening*

Consideramos como escenario más optimista la consecución de los objetivos que se marca la compañía. Y en el escenario conservador consideramos un recorte c. -37% en **capacidad instalada para 2025** y un -17% a nivel EBITDA para ese mismo ejercicio.



## 6. ESTIMACIONES FINANCIERAS, POR NEGOCIO Y CONSOLIDADAS VS OBJETIVOS GREENING

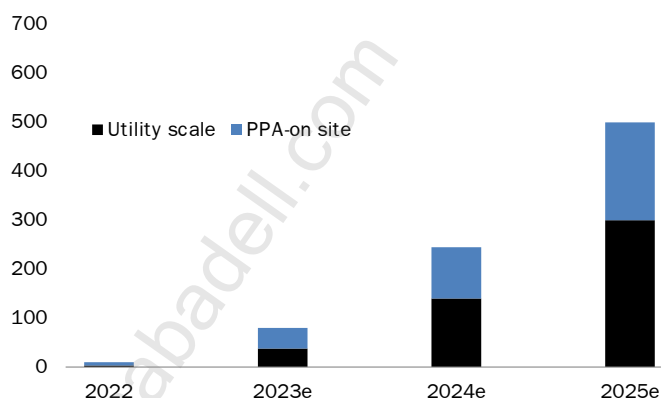
### PRINCIPALES HIPÓTESIS DEL MODELO FINANCIERO

*Centraremos nuestro análisis en dos escenarios de valoración*

De cara a un análisis financiero hemos asumido dos escenarios según capacidad instalada a 2025: (i) en el escenario optimista se alcanza el 100% del calendario de la compañía en capacidad instalada para la división de generación, en *utility scale* y autoconsumo PPA *on-site*, de 500 MW a 2025: 200 MW en PPA *on-site* y 300 MW en *utility scale*. (ii) el escenario conservador implicaría una menor capacidad instalada a 2025 de 315 MW ante la menor probabilidad de éxito del concurso de Granada y de despliegue del autoconsumo PPA on site.

A priori, nuestras estimaciones no consideran apenas capacidad adicional a partir de 2026 dado que nos basamos en los objetivos del Plan Estratégico 22-25 facilitado por la Compañía. La diferencia entre ambos escenarios implicaría un crecimiento de EBITDA a TACC 22-25e de +95% y 107% respectivamente.

Calendario de instalación de capacidad (MW) de la Compañía



Fuente: Greening

Dependiendo del escenario la entrada en operación variaría, así como el CAPEX bruto necesario que ascendiera a 223 M euros y 363 M euros según los dos escenarios de capacidad utilizados, conservador y optimista. Por su parte, para la división de utility scale hemos considerado un coste de 0,80 M euros/MW en línea con la información facilitada por la compañía (teniendo en cuenta conexiones y líneas de acceso). Mientras tanto, para el autoconsumo **PPA on-site** hemos considerado un coste de 0,650 M euro/MW (en línea con la información facilitada por la compañía).

En general, **hemos basado nuestras estimaciones en datos o estimaciones aportados por la Compañía para variables como OPEX, CAPEX, términos de PPAs y esquemas de depreciación**, entre otras, para construir nuestras propias hipótesis agregadas, que explicamos a lo largo de esta sección.

En relación con los **precios del pool en España y otros países**, hemos utilizado **nuestras propias estimaciones** basadas en los precios de Bloomberg (ver Anexo) y situándolo en 50 euros/MWh en el largo plazo (ajustado por una inflación +1,5% a perpetuidad en generación).

Cabe destacar que algunos parámetros agregados, como por ejemplo el load factor, pueden estar significativamente distorsionados por el hecho de que los **nuevos activos en operación por lo general no están operativos todo el ejercicio que inician operaciones**. Este efecto es especialmente significativo desde 2024 cuando el incremento en capacidad es de 2x. Sin tener esto en cuenta, con los datos facilitados por la Compañía para los parques operativos a finales de 2022 con sus principales clientes actuales, el load factor se situaría c. 16%/17,5%.

En cuanto a la **vida útil**, en general asumimos 15 años para los parques PPA *on-site* y no consideramos valor residual y 30 años en el *utility scale*. Para los módulos fotovoltaicos asumimos una **degradación anual del -0.55%** para la producción esperada.

Para los esquemas de **depreciación**, nosotros adoptamos un **enfoque lineal a lo largo de la vida útil operativa inicialmente estimada por la Compañía** (30 años para *utility scale* y 15 años para PPA *on-site*).

Depuramos las eliminaciones pertinentes intragrupo para obtener las ventas consolidadas, es decir, la producción de generación concesiones (*utility scale*), la parte de comercialización propia derivada de la adquisición intragrupo de producción y las ventas de Sun Support (Producto) propias.

La **tasa fiscal** aplicada se situaría en 28% y no se han tenido en cuenta potenciales exenciones.

*Para la fotovoltaica asumimos una degradación anual de -0.55% para la producción esperada*

## PREVISION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS DE GREENING ESCENARIO OPTIMISTA

## Proyección de la cuenta de resultados (consolidada) de Greening

M euros	2022 (*)	2023e	2024e	2025e	2026e	TACC 22-25e
<b>MW consolidados</b>	<b>10</b>	<b>80</b>	<b>245</b>	<b>500</b>	<b>500</b>	
<b>Ventas</b>	<b>60</b>	<b>144</b>	<b>200</b>	<b>257</b>	<b>280</b>	<b>62%</b>
<i>var.(%)</i>		<i>141%</i>	<i>38%</i>	<i>29%</i>	<i>9%</i>	
<i>Soluciones y EPC</i>	<i>40</i>	<i>96</i>	<i>117</i>	<i>136</i>	<i>143</i>	
<i>Var.(%)</i>			<i>22%</i>	<i>16%</i>	<i>5%</i>	
<i>Producto</i>	<i>8</i>	<i>19</i>	<i>31</i>	<i>43</i>	<i>43</i>	
<i>Var.(%)</i>			<i>58%</i>	<i>39%</i>	<i>1%</i>	
<i>Generación</i>	<i>3</i>	<i>1</i>	<i>9</i>	<i>18</i>	<i>38</i>	
<i>Var.(%)</i>			<i>707%</i>	<i>100%</i>	<i>109%</i>	
<i>Comercialización</i>	<i>9</i>	<i>28</i>	<i>43</i>	<i>61</i>	<i>56</i>	
<i>Var.(%)</i>		<i>227%</i>	<i>53%</i>	<i>41%</i>	<i>-8%</i>	
<b>Ventas consolidadas</b>	<b>44</b>	<b>97</b>	<b>175</b>	<b>231</b>	<b>275</b>	<b>74%</b>
<i>Var.(%)</i>		<i>122%</i>	<i>80%</i>	<i>32%</i>	<i>19%</i>	
Gastos op. Y otros	40	87	156	201	230	
<b>EBITDA</b>	<b>3</b>	<b>10</b>	<b>19</b>	<b>30</b>	<b>44</b>	<b>107%</b>
<i>Var.(%)</i>		<i>201%</i>	<i>94%</i>	<i>52%</i>	<i>50%</i>	
<i>Margen (%)</i>	<i>7,6%</i>	<i>10,3%</i>	<i>11,1%</i>	<i>12,8%</i>	<i>16,1%</i>	
<i>Soluciones y EPC</i>	<i>3</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>	
<i>Var.(%)</i>		<i>154%</i>	<i>22%</i>	<i>16%</i>	<i>2%</i>	
<i>Producto</i>	<i>0</i>	<i>1</i>	<i>2</i>	<i>2,9</i>	<i>3</i>	
<i>Var.(%)</i>		<i>233%</i>	<i>50%</i>	<i>31%</i>	<i>1%</i>	
<i>Generación</i>	<i>0</i>	<i>1</i>	<i>7</i>	<i>15</i>	<i>30</i>	
<i>Var.(%)</i>			<i>873,8%</i>	<i>98,1%</i>	<i>105,2%</i>	
<i>Comercialización</i>	<i>0</i>	<i>1</i>	<i>2</i>	<i>2,6</i>	<i>2</i>	
<i>Var.(%)</i>			<i>57%</i>	<i>50%</i>	<i>-33%</i>	
Amortizaciones	0	4	8	17	18	
<b>EBIT</b>	<b>3</b>	<b>6</b>	<b>11</b>	<b>13</b>	<b>27</b>	<b>59%</b>
<i>Var.(%)</i>		<i>81%</i>	<i>95%</i>	<i>14%</i>	<i>107%</i>	
<i>Margen (%)</i>						
Resultado financiero y otros	0	-1	-2	-6	-13	<b>210%</b>
<b>BAI</b>	<b>3</b>	<b>5</b>	<b>10</b>	<b>7</b>	<b>14</b>	<b>32%</b>
<i>Var.(%)</i>		<i>68%</i>	<i>93%</i>	<i>-28%</i>	<i>103%</i>	
Impuesto sociedades	-1	-1	-3	-2	-4	
<b>BDI</b>	<b>2</b>	<b>4</b>	<b>7</b>	<b>5</b>	<b>10</b>	<b>29%</b>
<i>Var.(%)</i>		<i>61%</i>	<i>91%</i>	<i>-30%</i>	<i>107%</i>	

(\*) Las ventas consolidadas en Generación 2022 contempla activación de inversiones

Fuente: BS Análisis y Greening para datos históricos

Nuestra estimación de margen EBITDA entre 2024 y 2025e para el escenario optimista estarían algo por debajo del guidance de la Compañía (12,7% y 13,3% respectivamente frente a 11,1% y 12,8% BS) principalmente por considerar poca producción operativa en el año de COD en la medida que gran parte de la capacidad entre a final de año.

A continuación, incluimos una **visión detallada de la cuenta de resultados para cada una de las divisiones en escenario optimista de capacidad instalada.**

### Generación (49% EBITDA'25 en Escenario Optimista)

En nuestras proyecciones hemos considerado dos subdivisiones, Autoconsumo PPA *on-site* y *utility scale*, con un despliegue de capacidad según calendario de la Compañía.

- **Autoconsumo PPA *on-site*.** Según el backlog (ver detalle en apartado 5) consideramos entrada en operación de 35 MW a lo largo de 2023 (63 MW en 2024 y 94 MW en 2025 en el escenario optimista y 34 MW en 2025 para el conservador), pero que no estarán en plena producción en su mayor parte hasta el año siguiente, a pesar de entrar en operación ya que gran parte de la capacidad entraría a final de cada año; también hemos ido aplicando una degradación anual de -0,55%. Dependiendo del escenario a utilizar, conservador y optimista, la capacidad instalada variará a 2025 (entre 139 y 200 MW). En cualquier caso contemplamos un 10% de la producción óptima en 2023e, creciente en cada año (30% en 2024 y 2025) a medida que se vaya cogiendo más velocidad de crucero. En nuestras hipótesis hemos contemplado un porcentaje de autoconsumo del 95%, un PPA de 70 euros/MWh y de 40 euros/MWh para la venta del excedente; todo ello ajustado por inflación anual en recurrencia (+1,5%). El coste de CAPEX/MW considerado, en línea con la información facilitada por la Compañía, asciende a 0,650 M euros/MW, mientras que el OPEX considerado por nosotros se situaría en 0,014 M euros/MW. Según nuestras estimaciones, el margen EBITDA en 2025e ascendería a 86%.
- ***Utility scale.*** Hemos considerado en el escenario optimista el despliegue de capacidad anual facilitada por la compañía hasta 2025 (300 MW) e inferior en el conservador (176 MW), aunque con una entrada en producción inferior (10% en 2023, 30% en 2024 y 2025) hasta 2026; todo ello ajustado por la degradación anual de -0,55%. Hemos contemplado una estimación de PPA intragrupo (a Lidera) de 50 euros/MWh (considerando coste en recurrencia del pool). El CAPEX/MW considerado por la compañía se sitúa en 0,710 M euros/MW aunque nuestras estimaciones contemplan 0,80 M euros/MW incluyendo líneas de acceso y conexiones. Hemos contemplado un OPEX/MW de 0,014 M euros/MW y Tributos c.8% ventas. Con todo, el margen EBITDA en recurrencia a partir de 2026e se situaría c. 72%.

#### Cuenta de resultados para los activos de Generación (*Utility scale* y PPA *on-site*) en escenario optimista

M euros	2021	2022 (*)	2023e	2024e	2025e	2026e	TACC'22-25
MW consolidados		10	80	245	500	500	<b>268%</b>
<b>Ventas</b>		3	1	9	18	38	<b>93%</b>
<i>var(%)</i>							
Gastos op. Y otros		-3	0	-2	-4	-8	
<b>EBITDA</b>		0	1	7	15	30	
<i>Var.(%)</i>				874%	98%	105%	

(\*) Las ventas consolidadas en Generación 2022 contempla activación de inversiones

Fuente: BS Análisis

Por países, España y México serían las áreas con mayor importancia en esta división

Como hemos comentado antes, a medida que entra capacidad la división de Generación irá ganando peso, tanto por el autoconsumo PPA *on-site* como por el *utility scale*. Según los dos escenarios podría situarse entre el 39% y 49% del EBITDA'25. Al mismo tiempo, según nuestras estimaciones, por países, España y México también serían las áreas con mayor importancia en esta división en el escenario optimista con una aportación del 42% on site y 54% *utility scale* de España y 43% on site y 10% *utility scale* de México. En menor magnitud se situarían Italia (13% *utility scale*), Alemania (3% *utility scale*) y EE.UU. (5% on site y 21% *utility scale*).

### Comercialización de energía (9% EBITDA'25 BS)

Los márgenes de la comercializadora se benefician de la aportación del negocio EPC residencial

**No será un negocio muy relevante en EBITDA** (<10% del EBITDA'25e consolidado según nuestras estimaciones). Hemos proyectado la cuenta de resultados de **la comercializadora LIDERA**, cuya actividad se centra en España y se divide en puro negocio de comercialización (85% ventas 2022) y en EPC del negocio residencial, especialmente focalizado en Comunidades Energéticas (15% ventas 2022) donde se pretende crecer hasta 50 MW frente a 1,2 MW en 2022. En la comercializadora asumimos la información facilitada por la compañía donde se intenta distribuir 600 GWh en 2025e y alcanzar 30.000 clientes (frente a 2.700 en 2022). Dado que la energía producida no es suficiente en los primeros años, Greening tendrá que adquirirla en el mercado mayorista y luego utilizará **tarifas indexadas más un margen**, que situamos, según la información aportada por la compañía, en 1,5%/3% a medio plazo. **A corto plazo, 2023 principalmente, la comercializadora se beneficiará de los altos precios del pool**, teniendo en cuenta la transferencia intragrupo a precios del pool c. 50 euros/MWh, y por tanto de mayor margen en la comercializadora (c. 2,5%). Al mismo tiempo, en LIDERA también se centra la actividad de EPC residencial, donde hemos tenido en cuenta el objetivo de crecimiento de Comunidades Energéticas hasta 2025 y un CAPEX/MW c. 0,9 M euros/MW. Esta actividad contaría con mayores márgenes de partida en 2022 (>10%) aunque nuestras proyecciones consideran algo de presión a la baja (c. 8%) a medida que la competencia continúe entrando en este segmento. Estimamos que esta división en agregado cuenta con un margen c. 4% en 2023e-2025e y algo inferior a partir de 2026e. Dado que el Plan de la Compañía se focaliza en el período 2023-2025 en nuestras estimaciones para 2026e hemos considerado estabilidad en número de clientes, ligero incremento de la energía distribuida - aunque a precios del pool inferiores- y un desarrollo de comunidades energéticas conservador.

#### Principales cifras en la cuenta de resultados de la plataforma comercializadora de Greening

M euros	2022 (*)	2023e	2024e	2025e	2026e	TACC'22-25
GWh comercializadas	38	164	290	600	660	<b>151%</b>
Clientes comercializadora	2.700	11.700	20.700	29.700	29.700	<b>122%</b>
ECP Comunidades Energéticas (MW)	1	8	15	25	15	<b>175%</b>
<b>Ventas</b>	9	28	43	61	56	<b>92%</b>
<i>var(%)</i>		227%	53%	41%	-8%	
<i>Energía</i>	7	21	30	39	43	<b>74%</b>
<i>EPC residencial</i>	1	7	13	22	13	<b>157%</b>
Gastos op. Y otros	-8	-27	-42	-58	-54	
<b>EBITDA</b>	0	1	2	3	2	<b>99%</b>
<i>Var.(%)</i>		234%	57%	50%	-33%	
<i>Margen (%)</i>	4%	4%	4%	4%	3%	
<i>EBITDA Energía</i>	0	1	1	1	1	<b>58%</b>
<i>Var.(%)</i>			2%	2%	2%	
<i>Margen (%)</i>	3%	3%	2%	2%	2%	
EBITDA ECP residencial	0	1	1	2	1	<b>143%</b>
<i>Var.(%)</i>		358%	88%	67%	-45%	
<i>Margen (%)</i>	10%	8%	8%	8%	8%	

(\*) 2022 las ventas son agregadas

Fuente: BS Análisis

## Soluciones y EPC (33% EBITDA'25 BS)

Dentro de esta división consideramos tres actividades en nuestras proyecciones:

- (i) **EPC Autoconsumo industrial propio:** considerando el backlog existente en 2022 y que supondría, según nuestros cálculos, 15% de las ventas agregadas de esta división para 2023. Nuestras proyecciones de ventas consideran la capacidad anual a instalar hasta 2025 facilitada por la Compañía en el negocio de Generación PPA *on-site* (excluyendo los MW de comunidades energéticas) así como el CAPEX/MW de dicha división (no hemos contemplado en nuestras estimaciones márgenes intragrupo porque entendemos que a nivel de EBITDA se ajustarían).
- (ii) **EPC Autoconsumo industrial para terceros:** partimos del backlog de 2022 (63,2 M euros) cuya ejecución está prevista para 2023, y que supondría el 65% ventas agregadas 2023e (ver desglose geográfico en página 40). A partir de entonces, proyectamos crecimientos del +30% para 2024e y +20% en 2024e y +5% en recurrencia, en línea con el crecimiento esperado del autoconsumo industrial (ver sector, página 20).
- (iii) **EPC *utility scale* propio y terceros** donde proyectamos en función del despliegue de capacidad prevista en la división de Generación para la actividad propia y para terceros, con un crecimiento anual c. +5% desde 45MW en 2023. Consideramos un peso del 21% de las ventas agregadas en 2023e.

*El CAPEX en esta división es reducido*

En total, estimamos un margen EBITDA decreciente desde 7,5% en 2022 hasta el entorno de 6,8% en 2026e en los negocios de Soluciones y EPC para terceros correspondientemente. Teniendo en cuenta que a nivel de EBITDA se producirían eliminaciones intragrupo, **no hemos contemplado márgenes entre las divisiones** por lo que en el Precio de venta/MW de cada una de las divisiones de Soluciones y EPC equivaldría al coste de CAPEX de la división de Generación (PPA *on-site* y *utility scale*). Por otro lado, el **CAPEX necesario para esta actividad es reducido** (0,8% ventas). Contrariamente, es una actividad intensiva en necesidades de fondos (según la compañía el circulante se situaría c. 15% ventas).

### Principales cifras en la cuenta de resultados de Soluciones y EPC

M euros	2022	2023e	2024e	2025e	2026e	TACC'22-25
<b>Ventas agregadas</b>	40	96	117	136	143	<b>50%</b>
<i>var(%)</i>		140%	22%	16%	5%	
<i>Autoconsumo on site propio</i>		18	31	46	46	
<i>Var(%)</i>			78%	46%	2%	
<i>Autoconsumo industrial terceros</i>		64	83	99	104	
<i>Var(%)</i>			30%	20%	5%	
<i>EPC terceros y propio (Utility scale)</i>		32	34	36	39	
<i>Var(%)</i>			7%	7%	7%	
Gastos op. Y otros	-37	-89	-109	-126	-133	
<b>EBITDA</b>	3	7	8	9	10	<b>50%</b>
<i>Var.(%)</i>		139%	22%	16%	2%	
<i>Margen sobre agregado (%)</i>	8%	7%	7%	7%	7%	

Fuente: BS Análisis

### Producto (10% EBITDA '25 BS)

Se pretende contar con 15% de ventas a nivel interno y 85% a terceros en 2025e

En esta división hemos **proyectado la venta de estructuras tanto a nivel interno** (según la información facilitada por la Compañía 30% ventas en 2022 y c. 15% 2025e) como para **terceros**. El crecimiento de las ventas agregadas de esta división lo proyectamos **en línea con los crecimientos de la Compañía**, donde la parte de producto interno estaría vinculada principalmente al despliegue de MW de Autoconsumo PPA *on-site* propio (contemplaríamos un precio de 0,045 M euros/MW instalado o 7% coste del CAPEX de Autoconsumo industrial en tejado). Los márgenes proyectados también serían decrecientes dada la competencia y costes, desde 8% en 2023e BS hasta 7% en 2025e. El CAPEX necesario para esta división es reducido, 0,1% ventas.

#### Principales cifras en la cuenta de resultados de Producto

M euros	2022 (*)	2023e	2024e	2025e	2026e	TACC'22-25
<b>Ventas</b>	8	19	31	43	43	<b>79%</b>
<i>var(%)</i>		159%	58%	39%	1%	
<i>Propio</i>	2	2	3	5	5	
<i>Terceros</i>	5	18	28	38	38	
Gastos op. Y otros	-7	-18	-29	-40	-40	
<b>EBITDA</b>	0	1	2	3	3	<b>84%</b>
<i>Var.(%)</i>		215%	50%	31%	1%	
<i>Margen (%)</i>	6%	8%	7%	7%	7%	

(\*) 2022 las ventas son agregadas

Fuente: BS Análisis

### Estructura corporativa

No hemos contemplado proyección de la estructura corporativa dado que cada división ya tendría incorporados sus propios costes (según el *reporting* de la Compañía). Al mismo tiempo algunas actividades que sí estarían centralizadas en la Holding, aunque se repercuten en cada una de las divisiones, no tendría un peso significativo (c. 2,5 M euros anuales).

### Estructura financiera

El aspecto más importante en el que nos centramos cuando analizamos el balance de Greening es su **estructura financiera**, ya que para acometer el despliegue de capacidad en generación se necesitará financiar el CAPEX, a través de *project finance*, y que supone un apalancamiento relativamente elevado. Mientras tanto, y hasta que la división de Generación tenga mayor relevancia en el EBITDA y se vayan optimizando medidas implementadas por la Compañía en 2022, las necesidades de circulante seguirán elevadas.

## Proyecciones del balance consolidado escenario optimista

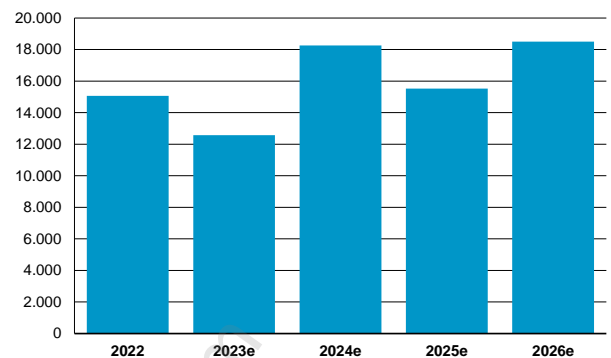
(000 euros)	2022	2023e	2024e	2025e	2026e
Activo no corriente (activo fijo)	6.810	53.151	168.491	342.744	348.678
Inmovilizado intangible	14	14	14	14	14
Inversiones en empresas del grupo y asociadas a largo plazo	209	209	209	209	209
Inversiones financieras a largo plazo	648	648	648	648	648
Activo por impuesto diferido	93	93	93	93	93
<b>Activo no corriente</b>	<b>7.774</b>	<b>54.115</b>	<b>169.455</b>	<b>343.708</b>	<b>349.642</b>
Existencias	3.381	5.324	9.604	12.632	15.057
Clientes por ventas y prestaciones de servicios	17.517	17.303	28.812	31.580	37.642
Clientes en empresas del Grupo y asociadas	558	558	558	558	558
Deudores Varios	2.449	3.856	6.957	9.150	10.906
Inversiones en empresas del Grupo y asociadas a corto plazo	287	287	287	287	287
Inversiones financieras a corto plazo	311	311	311	311	311
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	670	670	670	670	670
Periodificaciones a corto plazo	2	2	2	2	2
<b>Activo corriente</b>	<b>25.174</b>	<b>28.311</b>	<b>47.201</b>	<b>55.189</b>	<b>65.433</b>
<b>ACTIVOS TOTALES</b>	<b>32.948</b>	<b>82.427</b>	<b>216.656</b>	<b>398.897</b>	<b>415.075</b>
Capital	60	60	60	60	60
Prima de emisión	5.499	27.323	27.323	27.323	27.323
Reservas (ejercicios anteriores)	1.305	3.541	7.175	14.198	19.222
Resultado del ejercicio	2.236	3.634	7.024	5.023	10.192
Subvenciones, donaciones y legados recibidos	16	16	16	16	16
Ajustes por cambios de valor	(29)	(29)	(29)	(29)	(29)
Socios Externos	109	109	109	109	109
<b>Patrimonio neto</b>	<b>9.196</b>	<b>34.654</b>	<b>41.677</b>	<b>46.701</b>	<b>56.892</b>
Provisiones a largo plazo	15	15	15	15	15
Deudas largo plazo bancos	6.108	25.806	142.028	309.801	309.695
Pasivos por impuesto diferido	34	34	34	34	34
<b>Pasivo no corriente</b>	<b>6.156</b>	<b>25.854</b>	<b>142.076</b>	<b>309.849</b>	<b>309.743</b>
Proveedores	6.375	10.587	20.690	29.227	34.733
Proveedores empresas del grupo y asociadas	20,20	20	20	20	20
Acreedores varios	1.432	2.378	4.647	6.565	7.802
Pasivos por impuesto corriente	678	1.126	2.200	3.108	3.694
Deudas con entidades de crédito a corto plazo	9.090	7.807	5.344	3.426	2.181
<b>Pasivo corriente</b>	<b>17.595</b>	<b>21.919</b>	<b>32.902</b>	<b>42.347</b>	<b>48.431</b>
<b>PASIVOS TOTALES</b>	<b>23.752</b>	<b>47.773</b>	<b>174.978</b>	<b>352.197</b>	<b>358.174</b>
<b>TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO</b>	<b>32.948</b>	<b>82.427</b>	<b>216.656</b>	<b>398.897</b>	<b>415.067</b>

Fuente: BS Análisis

**Fondo de maniobra**

**Soluciones y EPC y Producto, por su actividad, son las divisiones que más circulante requieren.** Así, en 2022 el fondo de maniobra ascendió hasta 14,5 M euros por el rápido crecimiento de la actividad. **Según la Compañía, la política actual pasaría por asumir solo proyectos con Cash Flow positivo**, para ello, se buscan acuerdos a largo plazo con los principales proveedores (subcontratas y fabricantes) para tener al menos 75 días como periodo medio de pago; con respecto a clientes, no tener un periodo promedio de cobro (combinando certificación y crédito) de más de 30 días, y un stock de 30 días máximo, siendo este stock relevante en el área de Producto, no tanto en Soluciones y EPC. Durante 2022 se han reforzado los equipos de compras, comercial y financiero para poder optimizar dicho proceso. En nuestras proyecciones hemos considerado una mejora de periodos medios respecto a los niveles que incorpora la Compañía a medida que se avanza en el tiempo y se empieza a materializar las medidas puestas en marcha: PMC 65, PMP 60, PME 20 en 2023 y 50/70/20 respectivamente en 2025e. Por ello, según nuestras estimaciones, el **fondo de maniobra en 2024 seguirá elevado** (ver gráfico página siguiente).

Estimación de fondo de maniobra (000 euros)



Fuente: BS Análisis

### Financiación del CAPEX

*La ratio de apalancamiento se incrementaría en 2025 pero bajaría hasta 7x en 2026e*

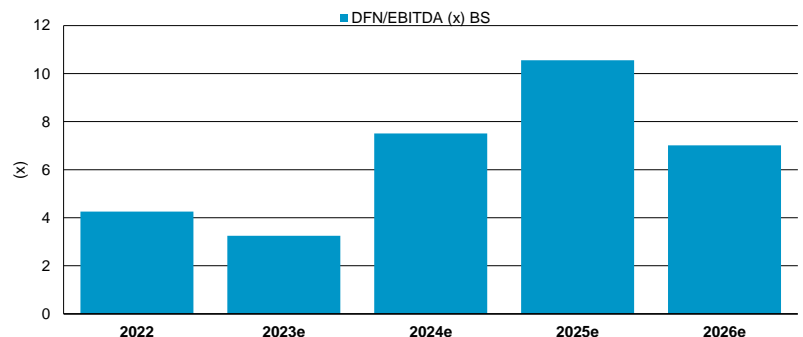
En la medida que proyectamos crecimientos muy significativos para la Compañía, la ratio de apalancamiento resultante va incrementándose, ya que entra capacidad instalada y el endeudamiento correspondiente. **Según nuestras proyecciones, la DFN ascendería a 312 M euros en 2025e para conseguir la capacidad instalada de 500 MW en 2025 frente a 14,2 M euros de 2022, lo que situaría la DFN/EBITDA c. 10x en 2025e (frente a 4,3x en 2022; pero inferior, c. 6,5x, si consideramos una ratio pro-forma en 2025e).** No obstante, dicha ratio debería reducirse a niveles c. 7x en 2026e una vez toda la capacidad de Generación esté produciendo de forma completa todo el año.

Sin embargo, consideramos que gran parte de esta financiación se haría a través de *project finance* lo que justificaría ratios de apalancamiento altos, ya que se basan en esquemas de remuneración sobre los activos con mucha visibilidad y están garantizados por los propios activos (sin recurso a la matriz).

Aunque la deuda de la Compañía suele estar relacionada con proyectos específicos, durante la fase de construcción los proyectos normalmente se financian con fondos propios y deuda corporativa hasta que estén listos para entrar en funcionamiento.

La ratio de apalancamiento de cada *project finance* firmado depende del proyecto en cuestión, y normalmente está relacionado con la visibilidad sobre los ingresos. En este sentido, **los proyectos vinculados a contratos PPA o regulados suelen presentar ratios de apalancamiento más elevados vs los puro merchant.** En este sentido, nosotros destacaríamos que la ratio de apalancamiento que espera la Compañía para los proyectos en construcción **se situaría ~70%, y el vencimiento medio sería de 10/15 años desde el COD del proyecto.** Los costes financieros variarían según el país.

Estimación DFN/EBITDA (X)



Fuente: BS Análisis



2025 sería el año con una mayor presión en la tesorería según nuestras estimaciones sin considerar venta de cartera RtB

Teniendo en cuenta 2022 (últimos estados financieros cerrados), el coste de la deuda medio sería del ~2% anual, aunque no podemos extrapolar esta cifra a futuro ya que dependerá de cómo se financien las fuertes necesidades de CAPEX. Así, el coste ajustado de la deuda medio durante el periodo 2023-2025 se situaría c. 4,5% en nuestras proyecciones.

#### Simulación del flujo de caja consolidado con una estructura de deuda 70%/30% escenario optimista

FCF (M euros)							
	2020	2021	2022	2023e	2024e	2025e	2026e
EBITDA	0	1	3	10	19	30	44
Pago de intereses	0	0	0	-1	-2	-6	-13
Impuestos	0	0	-1	-1	-3	-2	-4
+/- Variación de otros deudores	0	-1	-2	-1	-3	-2	-2
+/- Variación de otros acreedores	2	3	5	0	1	1	1
Variación de capital circulante		-2	-9	2	-6	3	-3
<b>Flujo de caja operativo</b>	<b>2</b>	<b>1</b>	<b>-4</b>	<b>9</b>	<b>7</b>	<b>23</b>	<b>24</b>
Capex		1	-4	-51	-124	-191	-24
<b>Flujo de caja de inversión</b>			<b>-4</b>	<b>-51</b>	<b>-124</b>	<b>-191</b>	<b>-24</b>
Ampliación de capital			5	22			
<b>Flujo de caja financiero antes de deuda</b>			<b>5</b>	<b>22</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Variación de deuda/caja neta</b>				<b>-20</b>	<b>-116</b>	<b>-168</b>	<b>0</b>

Análisis de las necesidades de fondos							
Variación de deuda/caja neta				-20	-116	-168	0
Caja disponible del año anterior			1	0	16	-14	133
Project finance 70%				36	87	134	16
Venta cartera RtB						<b>181</b>	
<b>Saldo de necesidades de fondos adicionales</b>			<b>0</b>	<b>16</b>	<b>-14</b>	<b>133</b>	<b>149</b>

Fuente: BS Análisis

Las necesidades de caja de 2025 se podrían paliar con más venta de activos RtB o crédito puente en el escenario conservador

Cabe destacar que si consideráramos una deuda *project finance* a futuro (~70%/30%), en línea con lo apuntado por la Compañía, y la ampliación de capital (neta de gastos) de 21,8 M euros y venta de activos RtB las necesidades de caja variarían. Así, en el escenario optimista de poder vender c. 1GW de Granada (a un precio de venta c. 0,17 M euros/MW) se conseguiría un one off de 181 MW que permitiría un excedente de caja en 2025e c. 133 M euros. En el escenario conservador, donde la capacidad instalada sería menor (315 MW) así como la venta de activos en RtB (c.10 M euros), las necesidades de caja ascenderían c. -20 M euros (9% del total de la deuda neta en dicho escenario), que podría ser financiada mediante alguna desinversión más de cartera RtB o un crédito puente.

En este punto destacaríamos los **altos niveles de salidas de caja relacionadas con impuestos corporativos** a partir de 2024 con una tasa fiscal de c. 28% que entendemos deberá mejorar a medida que se materialicen exenciones fiscales.

## 7. VALORACIÓN: SITUAMOS NUESTRO RANGO DE VALORACIÓN ENTRE 5,11 - 11,43 EUROS/ACC.

Aplicamos múltiplos de valoración EV/CAPEX a los activos de generación y descuento de flujos en el resto de las divisiones

Dada la diversidad de actividades procedemos a la **valoración por suma de partes**. Por el lado de Generación, al no tener información concreta por proyecto hemos optado en base a un proyecto estándar (*utility scale* y autoconsumo PPA on-site) para cada país de forma que el valor generado (en EV) se multiplica por los MW considerados y se descuenta a la fecha de valoración desde el año COD. Para el **resto de las divisiones** se ha valorado en base a **diferentes DCFs** con distintos WACCs y g. Al mismo tiempo se ha tenido en cuenta en la valoración parte del RtB que se vendería. También incluimos una tabla de múltiplos comparables como *sanity check*, aunque la comparabilidad sería limitada dada las diferencias entre ellos.

### Principales hipótesis de la valoración

La fecha de valoración es 31 de diciembre de 2023 y hemos descontado FCF desde ahí hasta el final de la vida útil de cada activo (según nuestras estimaciones), lo que supone 30 años para *utility scale* y 15 años para PPA on-site. Otras hipótesis serían:

- Precio de PPA en autoconsumo PPA on-site de 70 euros/MWh ajustado por inflación a perpetuidad del 1,5% y de 50 euros/MWh en *utility scale* como precio intragrupo a la comercializadora, quien se anotará el mayor margen generado en los primeros años teniendo en cuenta el precio de los futuros del precio mayorista de la electricidad en 2023e y 2024e principalmente, ya que a partir de 2025e hemos asumido un precio del pool c. 50 euros/MWh (en todo caso será clave el precio intragrupo que se considere).
- Creación de valor del equity en Generación, para una estructura de apalancamiento 65%/35%, atendiendo a las rentabilidades de proyecto facilitadas por la Compañía en las diferentes geografías (Europa, EE.UU./México) y activos de generación que implica un múltiplo de creación de valor EV/Capex de: 1,15x/1,30x en *utility scale* y 1,17x/1,30x en autoconsumo PPA on-site.
- Precio de venta en RtB entre 0,135 M euros/MW y 0,17 M euros/MW según escenarios.
- Probabilidad de éxito de la cartera en Granada entre 0 y 100% y participación de la Compañía ajustada en dicho pipeline así como en la cartera Early Stage de España e Italia para alcanzar el objetivo de 300 MW en *utility scale* en el escenario optimista (el resto se asignaría como venta en RtB).
- No hemos considerado en nuestra valoración la cartera de biogás por su estado temprano de desarrollo (RtB no antes de 2025 y COD en 2026 en su mayor parte).
- Por otro lado, mostramos en la tabla las principales tasas de descuento aplicadas atendiendo al riesgo de la actividad y geografía.

	WACCs por divisiones y geografías								
	Generación España	Generación Europa	Generación EEUU	Generación México	Comercialización	Soluciones y EPC Europa	Soluciones y EPC México	Soluciones y EPC EEUU	Producto
Tax	28%	28%	25%	25%	28%	28%	25%	25%	28%
Risk free	1,3%	1,3%	2,8%	2,8%	1,3%	1,3%	2,8%	2,8%	1,3%
beta	1,35	1,35	1,35	1,4	2	1,7	1,7	1,7	1,7
Market premium	8%	8%	6%	8%	8%	8%	8%	6%	8%
ke	12,10%	12,10%	10,23%	13,60%	17,30%	14,90%	16,40%	12,15%	14,90%
% deuda	65%	65%	65%	65%	40%	40%	40%	40%	40%
% equity	35%	35%	35%	35%	60%	60%	60%	60%	60%
Kd	4,8%	4,8%	5,6%	9,0%	4,5%	4,8%	9,0%	5,6%	4,8%
kdt	3%	3%	4%	7%	3%	3%	7%	4%	3%
<b>WACC</b>	<b>6,5%</b>	<b>6,5%</b>	<b>6,31%</b>	<b>9,1%</b>	<b>11,7%</b>	<b>10,3%</b>	<b>12,5%</b>	<b>9,0%</b>	<b>10,3%</b>
<b>g</b>					1%	1%	1%	1%	1%

Fuente: BS Análisis

### ESCENARIOS DE VALORACIÓN

La valoración de la Compañía sería muy dependiente del calendario de instalación de capacidad considerado para la actividad de Generación, especialmente de la probabilidad asignada al concurso de Granada. Por ello, hemos querido considerar un rango de valoración según los diferentes escenarios:

#### Escenario optimista: 500 MW operativos en 2025e y 100% probabilidad de éxito de Granada

- **Utility scale:** asume el Desarrollo de la cartera de activos facilitado por la Compañía. Este escenario implicaría 300 MW en 2025 (7% cartera total de Greening; lo que supone una media de 100 MW anuales en el período 23-25 y asignar al concurso de Granada una probabilidad de éxito del 100% (y una participación de Greening del 11% y el resto de lo asignado para venta a un precio RtB de 0,17 M euros/MW).
- **Autoconsumo PPA on-site:** se asume el escenario de capacidad de Greening, 200 MW hasta 2025, 150 industrial on site y 50 Comunidades energéticas; lo que supone un promedio anual de 66 MW.

### Escenario conservador: 315 MW operativos en 2025e y 0% probabilidad de éxito de Granada

- **Utility scale:** 100% probabilidad en los activos RtB, 65% backlog, 6% de *Early Stage* ex Granada y 2% en fase preliminar. No asume ninguna probabilidad de éxito en el concurso de Granada, lo que implica 176 MW en 2025 (4% del total de la cartera de Greening; promedio de 66MW anuales en el período). La venta de activos en RtB se hace a un precio de 0,135 M euros/MW.
- **Autoconsumo PPA on-site:** bajo este escenario hemos asumidos que Greening no desarrolla el objetivo de MW previsto y le otorgamos una probabilidad el 80% a aquellos activos que la Compañía tiene previstos para 2023/24, 60% a los de 2024 y 60% a los de 2025e. En total alcanzaría 139 MW en total, el 69% de lo previsto.

### SUMA DE PARTES

La **tabla de la siguiente página muestra el Valor Empresa (EV) a finales de diciembre 2023 para cada tipo de activo** y país teniendo en cuenta las probabilidades de éxito en los dos escenarios.

Es importante tener en cuenta que para los activos con COD en 2023 y posteriores, únicamente se refleja en su EV el valor generado ya que el CAPEX del proyecto supone un flujo de caja negativo a descontar. No obstante, de cara a proveer un mejor entendimiento de la valoración implícita, hemos añadido los múltiplos del EV/EBITDA y EV/CAPEX calculados en COD, asumiendo que ya están operativos (sin restar el CAPEX).

Como podemos ver en la siguiente tabla, **aplicando las correspondientes probabilidades de éxito para el pipeline en cada una de las etapas de generación en los dos escenarios seleccionados**, añadiendo las valoraciones del resto de divisiones, deduciendo la DFN de diciembre 2022, ajustada por la ampliación de capital neta de 21,8 M euros, y la venta de activos en RtB (según escenarios de precios entre 0,135-0,17 M euros/MW) obtenemos un rango de **equity de 149-333 M euros** lo que implicaría un rango de **P.O. de 5,11 euros/acc. y 11,43 euros/acc.**

BADOSAG @ bancsabadell.com

## Valoración por Suma de Partes (SoTP) en diferentes escenarios: conservador y optimista

Escenarios (M euros)		Conservador		Optimista		
Capacidad Instalada	Prob. éxito (%)	MW	EV@Escenario conservador	Prob. éxito (%)	MW	EV@Escenario optimista
<b>Utility scale</b>						
Operación	100%	0	0	100%	0	0
RTB	100%	2	0	100%	2	0
Backlog	65%	126	20	65%	126	20
Early Stage						
<b>Granada (*)</b>	<b>0%</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>100%</b>	<b>124</b>	<b>15</b>
España	6%	3	0	6%	3	0
Italia	6%	3	0	6%	3	0
EE.UU.	5%	13	2	5%	13	2
México	3%	7	2	3%	7	2
Fase preliminar	2%	23	3	2%	23	3
<b>PPA on-site</b>						
Operación	100%	4	3	100%	4	3
COD 2023 EPC	100%	18	3	100%	18	3
COD 2023 Backlog	100%	12	2	100%	12	2
COD 2023 / 24 Pipeline	<b>80%</b>	24	3	100%	30	4
COD 24	<b>60%</b>	25	3	100%	42	5
COD 25	<b>60%</b>	57	6	100%	95	10
<b>Total</b>		<b>315</b>	<b>47</b>		<b>500</b>	<b>69</b>
Soluciones y EPC			59	59		
Comercialización			11	11		
Producto			14	14		
<b>Total EV</b>			<b>131</b>			<b>153</b>
-Deuda Financiera Neta 2022 ajustada por ampliación capital			8	8		
One off venta RtB			10	172		
-Provisiones y Minoritarios			0	0		
<b>Valoración del Equity</b>			<b>149</b>			<b>333</b>

<b>Precio por Acción (euros/acc.)</b>	5,11	11,43
Potencial (%)	-21%	76%

<b>KPI de valoración</b>		
EV/EBITDA '23e	15 x	33 x
EV/EBITDA '24e	9 x	17 x
EV/EBITDA '25e	6 x	11 x

Metodología: Modelos propios BS Análisis

**SENSIBILIDAD**

De cara a analizar la sensibilidad en nuestra valoración entre otras variables, consideramos diferentes **probabilidades de éxito para el pipeline del área de Granada** (1GW en Early stage). Según la compañía existen razones para asignar elevada probabilidad (c. 50%) a que se consiga cuando el MITECO convoque el concurso. En la tabla posterior se ven los impactos en valoración (teniendo en cuenta el escenario optimista de capacidad en PPA on site) de asignar diferentes probabilidades de éxito al concurso de Granada y de cómo se consiguiera vender dicha capacidad en RtB. Como se puede observar, **cada +/-10 p.p. de probabilidad implicaría un impacto en valoración en +/- 7% hasta el 50% de probabilidad de éxito y +/-6% a partir del 50%**, para una venta en RtB hasta 0,15 M euros/MW y algo mayor +/- 9% para RtB de 0,17 M euros/MW. Los impactos cambiarían si a más probabilidad de éxito contempláramos una mayor capacidad instalada propia (es decir, mayor participación de Greening) en vez de venta en RtB.

Sensibilidad de la valoración a la probabilidad de éxito de Granada, CAPEX y WACC

	Prob. éxito Granada (%)				
	0	28%	48%	68%	100%
<b>RtB 0,1 M euros/acc</b>	5,26	6,38	7,11	7,86	9,00
<b>RtB 0,135 M euros/acc.</b>	5,35	6,68	7,66	8,64	10,21
<b>RtB 0,15 M euros/acc.</b>	5,38	6,81	7,90	8,99	10,73
<b>RtB 0,17 M euros/acc.</b>	5,43	6,98	8,22	9,45	11,43

Metodología: Modelos propios BS Análisis

En relación con el **CAPEX**, la sensibilidad a la valoración también es significativa. Así, según muestra la tabla inferior, para **CAPEX inferior del utility scale**, *ceteris paribus* el resto de las hipótesis, implicaría una TIR Proyecto superior y, por tanto, **mayor creación de valor** del equity. Abaratar a 0,6 M euros/MW desde 0,8 M euros/MW de hipótesis inicial, *ceteris paribus*, permitiría mayor creación de valor hasta 1,5x de media Euro/EE.UU. y hasta 1,7x en México y c.+20% sobre la valoración del *equity*.

#### Sensibilidad TIR proyecto Utility scale a CAPEX y precio electricidad

		CAPEX/MW €				
		600.000	700.000	800.000	900.000	1.000.000
Precio medio MWh (€)	30	6,4%	5,2%	4,3%	3,5%	2,8%
	40	9,8%	8,3%	7,1%	6,1%	5,3%
	50	13,0%	11,1%	9,6%	8,5%	7,5%
	60	16,1%	13,8%	12,0%	10,7%	9,6%
	70	19,1%	16,4%	14,4%	12,8%	11,5%
	80	22,1%	19,0%	16,7%	14,8%	13,4%

Metodología: Modelos propios BS Análisis

Respecto a la sensibilidad del **WACC** al P.O. destacamos que cada **+/-50 p.b.** de variación en las diferentes WACCs utilizadas (en la división de generación a través del impacto que tendría en el múltiplo EV/CAPEX, al alza o a la baja) implicaría **-8%/+6%** en P.O.

#### RATIOS COMPARABLES

*EiDF sería el comparable más parecido*

**Existe** un número muy limitado de compañías cotizadas verticalmente integradas como Greening, donde destacaríamos en el mercado español a EiDF (actualmente suspendida de cotización a la espera de publicación de cuentas anuales auditadas). Por ello, hemos considerado cuatro **grandes grupos diferentes de comparables**.

El **primer grupo** comprende compañías dedicadas a **EPC** (Engineering, Procurement and Construction; 67% del EBITDA'23 en Greening), aunque no exclusivamente a energías renovables, entre las que incluimos SolarProfit, EiDF, Técnicas Reunidas o Saipem.

Por otro lado, el **segundo grupo** comprende aquellas compañías dedicadas a la **generación** independiente de energía a través de energías renovables (8% del EBITDA'23 en Greening). En este grupo incluimos a Solaría, Audax, Enerside, Ecoener, Grenergy o EiDF.

Asimismo, el **tercer grupo** que abarca compañías **comercializadoras** de energía (10% del EBITDA'23 en Greening) donde incluimos a los grandes del mercado ibérico como Naturgy, Iberdrola, Endesa o EDP y actores más pequeños como Audax u Holaluz.

Por **último**, nos hemos centrado en la división de **producto** (15% del EBITDA'23 en Greening), donde hemos considerado compañías dedicadas a la fabricación de componentes o elementos complementarios para un proyecto fotovoltaico. En este grupo, destacamos a Soltec Power, SIF Holding y SFC Energy.

En la siguiente tabla podemos observar las principales métricas operativas y financieras esperadas (según Bloomberg) para los diferentes comparables para el periodo 2022-25. Cabe destacar que **EiDF** (bajo la premisa de que la compañía se encuentra suspendida de cotización y una vez levantada la restricción podría ver alterada su cotización y por ende sus múltiplos). Tomando como referencias los **diferentes segmentos de comparables**, con especial atención en Generación dado que pesaría c. 40/50% en nuestra valoración (ex RtB para venta), los múltiplos implícitos a los actuales niveles de cotización situarían el EV/EBITDA'23e y PER 23e c. 23x y 56x, respectivamente vs 13x y 20x promedio de comparables de Generación.

## Principales métricas operativas y financieras esperadas de los comparables 2022-25

	Market cap	EBITDA CAGR 22-24	EBITDA Margin			EV/EBITDA			PE			DFNEBITDA		
			2023	2024	2025	2023	2024	2025	2023	2024	2025	2022	2023	
ENERGIA INNOVACION Y DESARRO	1.722	72%	30,4%	29,8%	29,2%	9,5x	8,0x	7,0x	14,2x	12,1x	10,7x	0,4x	0,1x	
PROFTHOL SA	60	37%	10,2%	10,8%	n.a.	6,2x	4,2x	n.a.	7,4x	4,8x	n.a.	2,6x	1,5x	
TECNICAS REUNIDAS SA	686	98%	4,4%	4,4%	4,7%	3,6x	3,4x	3,1x	8,0x	7,2x	6,5x	(1,8x)	(0,7x)	
SAIPEM SPA	2.658	34%	7,6%	8,8%	9,7%	3,6x	3,0x	2,7x	59,6x	12,2x	7,1x	0,5x	0,5x	
<b>MEDIA PONDERADA EPC</b>		<b>55%</b>	<b>14,9%</b>	<b>15,3%</b>	<b>15,7%</b>	<b>5,6x</b>	<b>4,8x</b>	<b>4,2x</b>	<b>36,8x</b>	<b>11,4x</b>	<b>8,3x</b>	<b>0,2x</b>	<b>0,2x</b>	
	Market cap	MW operativos 2021	EBITDA CAGR 22-24	EBITDA Margin			EV/EBITDA			PE			DFNEBITDA	
				2023	2024	2025	2023	2024	2025	2023	2024	2025	2022	2023
ENERGIA INNOVACION Y DESARRO	1.722	--	72%	30,4%	29,8%	29,2%	9,5x	8,0x	7,0x	14,2x	12,1x	10,7x	0,4x	0,1x
SOLARIA ENERGIA Y MEDIO AMBI	1.761	807	30%	88,8%	87,1%	84,1%	14,4x	11,6x	9,4x	16,3x	15,0x	12,5x	5,0x	5,3x
GRUPO ECOENER SA	258	171	33%	73,4%	71,9%	73,4%	7,5x	6,7x	5,4x	5,8x	6,2x	5,2x	4,6x	4,3x
AUDAX RENOVABLES SA	502	226	28%	2,9%	3,7%	n.a.	13,3x	10,2x	n.a.	38,5x	21,1x	n.a.	9,1x	5,1x
ENERSIDE ENERGY SA	183	--	--	21,4%	29,6%	35,8%	16,1x	6,6x	4,8x	24,9x	11,0x	11,4x	(3,8x)	4,7x
GREENERY RENOVABLES	809	198	56%	30,3%	42,6%	45,0%	18,2x	10,5x	7,9x	35,8x	18,0x	15,8x	5,9x	7,8x
<b>MEDIA PONDERADA GENERACIÓN</b>			<b>47%</b>	<b>49%</b>	<b>51%</b>	<b>55%</b>	<b>13,0x</b>	<b>9,7x</b>	<b>7,9x</b>	<b>20,6x</b>	<b>14,5x</b>	<b>12,0x</b>	<b>3,7x</b>	<b>3,9x</b>

	Market cap	EBITDA CAGR 22-24	EBITDA Margin			EV/EBITDA			PE			DFNEBITDA	
			2023	2024	2025	2023	2024	2025	2023	2024	2025	2022	2023
ENERGIA INNOVACION Y DESARRO	1.722	72%	30,4%	29,8%	29,2%	9,5x	8,0x	7,0x	14,2x	12,1x	10,7x	0,4x	0,1x
NATURGY ENERGY GROUP SA	25.481	-1%	16,9%	17,5%	18,3%	8,3x	8,7x	8,6x	14,4x	16,1x	16,6x	2,8x	2,6x
IBERDROLA SA	74.552	8%	26,3%	27,6%	28,3%	10,0x	9,5x	8,9x	16,2x	15,3x	14,3x	3,4x	3,6x
ENDESA SA	21.064	-3%	18,3%	20,5%	22,5%	7,1x	6,7x	6,3x	13,3x	12,4x	10,8x	2,0x	2,5x
EDP-ENERGIAS DE PORTUGAL SA	19.590	9%	22,9%	25,2%	26,0%	8,4x	7,9x	7,6x	17,8x	16,1x	15,6x	3,5x	3,0x
HOLALUZ-CLIDOM SA	138	-8%	0,2%	2,7%	6,1%	153,9x	10,5x	5,0x	(15,9x)	38,3x	7,2x	2,7x	38,8x
<b>MEDIA PONDERADA DE COMERCIALIZACIÓN</b>		<b>6%</b>	<b>23%</b>	<b>24%</b>	<b>25%</b>	<b>9,2x</b>	<b>8,7x</b>	<b>8,3x</b>	<b>15,6x</b>	<b>15,1x</b>	<b>14,3x</b>	<b>3,1x</b>	<b>3,2x</b>

	Market cap	EBITDA CAGR 22-24	EBITDA Margin			EV/EBITDA			PE			DFNEBITDA	
			2023	2024	2025	2023	2024	2025	2023	2024	2025	2022	2023
SOLTEC POWER HOLDINGS SA	406	123%	8,8%	11,8%	13,4%	12,5x	8,2x	6,4x	19,0x	10,6x	9,4x	12,0x	4,8x
SIF HOLDING NV	340	5%	9,1%	10,5%	16,4%	7,9x	7,3x	2,9x	75,6x	(684,5x)	9,5x	1,2x	(0,9x)
SFC ENERGY AG-BR	382	58%	10,9%	13,2%	15,3%	29,0x	15,6x	9,3x	129,9x	40,5x	20,4x	(6,9x)	(4,2x)
<b>MEDIA PONDERADA DE PRODUCTO</b>		<b>65%</b>	<b>10%</b>	<b>12%</b>	<b>15%</b>	<b>16,7x</b>	<b>10,4x</b>	<b>6,3x</b>	<b>73,6x</b>	<b>(188,9x)</b>	<b>13,1x</b>	<b>2,3x</b>	<b>0,0x</b>

Fuente: Bloomberg

## 8. DAFO

A continuación, realizamos un **análisis DAFO** (Fortalezas, Debilidades, Oportunidades y Amenazas) de Greening, con independencia de que la próxima sección de este informe está especialmente dedicada a los riesgos inherentes a la Compañía:

<p><b>DEBILIDADES</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <b>Cierto grado de incertidumbre respecto a los objetivos de capacidad instalada</b> en la medida que tan solo un c.5% de su pipeline de proyectos <i>utility scale</i> se encuentra en fase de RtB o Backlog</li> <li>▪ En general <b>ausencia de barreras de entrada</b>, lo que implica mucha competencia de IPP, las grandes eléctricas y otras compañías del sector energético</li> <li>▪ Dado que la generación de electricidad está regulada (de un modo u otro) en diferentes mercados, <b>está muy condicionada por posibles decisiones políticas del gobierno</b> de turno</li> <li>▪ A pesar de la diversificación de su cartera de activos, hay cierto grado de <b>concentración geográfica</b></li> <li>▪ Por el <b>reducido tamaño de Greening</b>, la <b>obtención de los recursos financieros</b> necesarios para la ejecución de su plan de negocio podría ser más complicada</li> <li>▪ <b>Elevada dependencia del suministro de módulos FV</b>. Riesgo de suministro y de precio</li> </ul>	<p><b>FORTALEZAS</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <b>“First mover advantage”</b> en el segmento del autoconsumo a tratarse de una de las empresas pioneras en dicho segmento en España</li> <li>▪ El <b>“Know how”</b> acumulado en lo que al autoconsumo se refiere actúa, al menos en el corto/medio plazo, como una barrera de entrada/ventaja competitiva</li> <li>▪ Dentro de su amplio pipeline de proyectos <i>utility scale</i> cuenta con una <b>especial posición de ventaja en los proyectos localizados en Granada</b></li> <li>▪ <b>Experiencia e historial de su equipo directivo</b>, compuesto por ejecutivos senior de larga trayectoria en el sector renovable e internacional</li> <li>▪ Si bien contar con una <b>amplia base de trabajadores</b> requiere amplia capacidad de gestión de RR.HH., en un sector en crecimiento en el que escasea el talento y la mano de obra especializada, puede resultar <b>clave para soportar el crecimiento</b></li> <li>▪ Desde un punto de vista <b>comercial</b>, contar con la comercializadora y el acuerdo de prescripción con Banco Sabadell, le aporta una <b>elevada capilaridad en España</b></li> </ul>
<p><b>AMENAZAS</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Las rentabilidades e incluso la demanda de los productos proporcionados por Greening dependen en gran medida de los <b>precios de la energía</b>. La historia reciente pone de manifiesto la <b>elevada volatilidad e impredecibilidad</b> de éstos</li> <li>▪ Las eléctricas españolas y de otros países europeos están sometidas actualmente a <b>medidas gubernamentales</b> orientadas a reducir los beneficios de los generadores de energía renovable, y <b>existen procesos en marcha de revisión de la actual regulación</b> cuyas consecuencias podrían resultar negativas para el sector</li> <li>▪ <b>Costes financieros</b>: Una industria tan dependiente del apalancamiento financiero para obtener retornos de inversión podría verse afectada por <b>una potencial subida adicional de los tipos de interés</b></li> </ul>	<p><b>OPORTUNIDADES</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ La evolución tecnológica y la reducción de costes hacen cada vez más competitivo este tipo de infraestructuras sostenibles, y se espera <b>que la capacidad instalada aumente significativamente a nivel global</b></li> <li>▪ <b>Apoyo estatal, corporativo y social</b> a las energías renovables</li> <li>▪ Los recientes acontecimientos relacionados con la invasión de Ucrania por parte de Rusia han puesto de manifiesto los <b>inconvenientes de una excesiva dependencia energética</b>. Esto unido a los elevados precios de la energía (que de alguna forma se traslada también a más largo plazo) supone un <b>potente argumento de venta para el autoconsumo</b></li> <li>▪ La Compañía cuenta con 21 proyectos de Biogás en desarrollo que suponen 95 MW de potencia y cuyo desarrollo no se ha incorporado en el plan de negocio presentado</li> </ul>

Fuente: BS Análisis

## 9. RIESGOS

Como cualquier compañía operando en el sector de las renovables, Greening está expuesta a ciertos riesgos inherentes a la actividad que desarrolla más otros más específicos de la propia compañía. En esta sección enumeramos **los más relevantes**:

### Riesgos en el desarrollo de los proyectos

Una de las actividades que forman parte de la cadena de valor de Greening es el desarrollo de proyectos, que está influenciado por factores externos como la obtención de ciertos permisos (terrenos y conexión a la red, entre otros), la búsqueda de financiación, la disponibilidad de equipos (módulos fotovoltaicos e inversores entre otros) y la ejecución de los EPC solicitados, entre otros.

Todo esto puede dar lugar a **desviaciones en el calendario de desarrollo de los proyectos** establecido por Greening, de manera que las probabilidades de éxito asignadas a las distintas categorías de la cartera no se cumplan. En este sentido, en el caso específico de los **proyectos *utility scale* vinculados a España** (~52% de la cartera de activos en fases previas a *backlog*), existe cierta **incertidumbre sobre el acceso de conexión de la red**, ya que hay cierta saturación en la red de transporte española. Hasta cierto punto, la Compañía considera que ha **mitigado este riesgo**, ya que, como es el caso de **Granada** (1 GW en *Early Stage*) **tiene asegurados el 65% de los terrenos** donde considera que es factible construir plantas conectadas a los nodos que serán subastados en breve.

### Riesgo regulatorio

**Los gobiernos nacionales pueden tener una enorme influencia en el sector eléctrico** dependiendo del país. Las instituciones toman decisiones políticas que afectan significativamente **a la evolución de los activos operativos o el desarrollo de otros nuevos**. No solo el desarrollo de nuevos proyectos puede verse afectado, sino también el de activos que ya están operativos si su remuneración se ve impactada de manera directa (por cambios en las tarifas reguladas) o indirecta (si el precio mayorista de la electricidad se ve afectado) e incluso a nivel fiscal. En este sentido, incluso medidas adoptadas fuera del perímetro de activos renovables pueden terminar afectando al sector, por ejemplo, la decisión de cerrar alguna tecnología concreta de generación de electricidad, ya que esto puede afectar a los precios mayoristas. En concreto, en México (~10% del pipeline *utility scale* de Greening) el gobierno ha tratado de dar marcha atrás en la reforma del sector energético restando atractivo a la instalación de plantas de generación renovable *utility scale* en el país. Por otro lado, los países de la Unión Europea (~69% del pipeline de la Compañía) atraviesan actualmente procesos de revisión o cuestionamiento de la regulación en materia de generación de energía eléctrica cuyo impacto no podrá ser evaluado hasta que se adopten medidas concretas. **Este riesgo estaría limitado a futuro en cierto modo en el caso de Greening gracias a su diversificación geográfica.**

### Riesgo asociado al coste de los equipos empleados en los proyectos

Cualquier **incremento de los precios de las placas fotovoltaicas, las estructuras de anclaje, los inversores de potencia o cualquier elemento** preciso para las instalaciones de autoconsumo empresarial o la construcción de parques de generación fotovoltaica, pueden no ser trasladables al cliente o bien **pueden comprometer la rentabilidad de los proyectos y, por tanto, los resultados y la valoración de la Compañía**. De cara a mitigar este riesgo, la Compañía tiene la política de no cerrar precios con los clientes/*offtakers* hasta no tener un elevado nivel de confort respecto al precio final de los equipos.

### Riesgo de precio de la electricidad

Así como las decisiones políticas podrían afectar a los precios mayoristas en el futuro, **hay otros factores que podrían tener un impacto en estos y, por lo tanto, en la rentabilidad de los activos de Greening**, tales como los precios de las *commodities* o la demanda eléctrica. Incluso en aquellas actividades en las que la Compañía no se encarga de la venta de la energía, unos precios de la electricidad bajos pueden afectar negativamente, en la medida que puede verse afectada la demanda de los servicios que ofrece (p.e. EPC). En el caso de Greening, sobre todo en la parte de **autoconsumo industrial el riesgo estaría mitigado** de alguna manera en la medida que se firman **PPAs a largo plazo**.



### Riesgo operativo

Este riesgo afecta a **activos una vez están operativos e incluye fallos potenciales en equipos**, un **nivel menor de recursos renovables** de lo esperado y hasta eficiencias por debajo de lo estimado. Este tipo de factores pueden tener un **impacto no solo en la línea de ingresos de la cuenta de resultados, sino también en Opex**, lo que a su vez podría tener un gran impacto en los flujos de caja esperados y, por tanto, en las tasas de retorno a percibir por los accionistas. A mayor experiencia acumulada por la Compañía y su equipo directivo menor es este riesgo.

### Riesgos de la estructura financiera

Los altos ratios de apalancamiento que Greening planea emplear para financiar sus proyectos (en algunos casos llegan a suponer más del 70% del capital invertido) **incrementan el impacto negativo en la Compañía de cualquier situación adversa**, un efecto que puede verse amplificado a nivel de valoración. A este respecto, el hecho de que Greening use principalmente instrumentos *project finance* para sus nuevos desarrollos tiene varias ventajas e inconvenientes. Por el lado positivo, ya que la financiación de proyectos computa como deuda sin recurso, cualquier problema con un activo en concreto quedaría limitado a dicho activo, y el impacto en el resto de la Compañía sería reducido. Por otra parte, este tipo de instrumentos financieros implica normas de distribución de caja muy estrictas que limitan la capacidad de la compañía para hacer *upstreaming* y reasignar caja a otros proyectos. En este sentido, cabe recordar que en lo que se refiere al coste de esta financiación, el 80% de la misma actualmente es a tipo fijo y espera que se mantenga este porcentaje a futuro.

### Riesgo contraparte

Este riesgo está relacionado con la calidad crediticia de los clientes y *offtakers* de la Compañía, o en general con el riesgo de incumplimiento de lo pactado con clientes y proveedores. La Compañía no ha revelado la cualificación crediticia de sus *stakeholders* presentes y futuros. No obstante, la Compañía trata de mitigar este riesgo a través de la contratación de seguros de crédito y requerimiento de garantías reales a clientes.

### Riesgo país

En cierto modo ya hemos comentado algunos aspectos de este riesgo (precio mayorista y riesgos regulatorios). Sin embargo, el riesgo país va más allá, puesto que operar en mercados emergentes implica **alta volatilidad con respecto a la evolución de la economía, conflictos laborales o inseguridad jurídica, entre otros**. En este tipo de mercados, la compañía estaría además más expuesta a potenciales restricciones sobre la repatriación de flujos de caja. No obstante, salvo su exposición a México (~10% del pipeline utility scale de Greening y ~45% de la cartera de autoconsumo PPA on-site), el resto de los países son claramente desarrollados.

### Riesgo divisa

Este riesgo estaría relacionado con el anterior (riesgo país) en el sentido de que siempre que se realiza una inversión y los ingresos y los costes son denominados en monedas suaves o simplemente en una divisa que no sea el euro, **el riesgo divisa está presente**. En este sentido, esperamos que tan sólo un 10% de los ingresos<sup>23e</sup> de la Compañía se produzcan fuera de la Unión Europea.

### Riesgo competitivo

La Sociedad opera en un mercado fragmentado, de alto crecimiento y que posiblemente sea **cada vez más competitivo**. Esto **podría complicar** a Greening la búsqueda de clientes o inversores de cara a **cumplir con su plan de instalación de capacidad y sus objetivos de rentabilidad**.

**Riesgo de fundadores con mayoría**

A pesar de que a día de hoy no podemos determinar la estructura accionarial resultante tras la operación de primario, es evidente que el núcleo formado por los accionistas fundadores (88% del capital previo a la operación) continuarán siendo accionistas de referencia de la Compañía, además de ocupar uno de ellos la posición de CEO de la Compañía. Podría darse la circunstancia que en determinadas cuestiones los intereses de los accionistas minoritarios de la Compañía no coincidan con los del mencionado núcleo accionarial.

**Riesgo de liquidez de las acciones**

Un riesgo inherente al relativamente reducido tamaño de la Compañía y el mercado en el que pretende cotizar (BME Growth) es que, al menos inicialmente, la liquidez del valor puede ser reducida, dificultando operaciones de venta de acciones de la Compañía en mercado. Este riesgo estaría parcialmente mitigado por el contrato de liquidez que la compañía firmará con Banco Sabadell antes de la incorporación a negociación de sus acciones.

**Riesgo derivados de potenciales contingencias laborales, fiscales y judiciales**

La Sociedad, por su sector de actividad y su crecimiento pasado y actual, requiere de cada vez mayores recursos humanos, lo que puede derivar en potenciales contingencias laborales, fiscales y judiciales, siendo además de aplicación una regulación que es cada vez más compleja, en las jurisdicciones donde actúa. Es por ello que la Sociedad aumenta continuamente su nivel de recursos humanos, materiales y temporales dedicados a garantizar el cumplimiento de la legislación laboral y fiscal. Sin perjuicio de lo anterior, con ocasión de la solicitud de admisión a negociación de las acciones de la Sociedad en BME Growth así como de la preparación del Documento Informativo y de acuerdo con los requisitos establecidos en la Circular de BME Growth 1/2020, ILV ha realizado las correspondientes due diligences financieras, laboral, fiscal y legal, que han detectado una serie de potenciales contingencias que, sin perjuicio de que su materialización pueda ser más o menos remota y que no existan actualmente reclamaciones al respecto – por lo que no reúnen los criterios suficientes como para ser consideradas susceptibles de ser dotadas como provisiones contables-, si las mismas se aceptasen por los tribunales u otros organismos en su totalidad, se estima que ello podría tener un impacto económico negativo en los resultados y perspectivas financieras de la Sociedad de hasta un máximo de, aproximadamente, un millón setecientos treinta mil euros. En este sentido, la Compañía tras haber identificado las citadas contingencias, llevará a cabo sus mejores esfuerzos para subsanarlas.

BADOSAG@

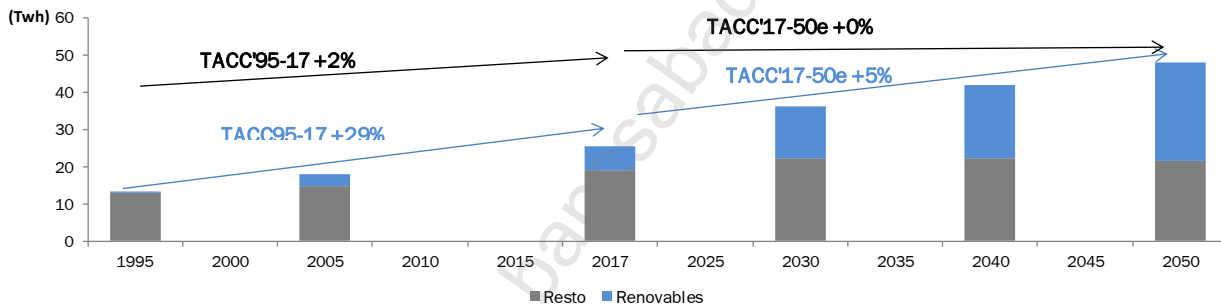
## 10. ANEXO: EVOLUCIÓN GLOBAL Y EXPECTATIVAS DE LAS ENERGIAS RENOVABLES

La energía renovable pretende reemplazar a las fuentes convencionales de generación de energía en muchas regiones de todo el mundo.

La energía renovable pretende reemplazar a las fuentes convencionales de generación de energía en muchas regiones de todo el mundo. Los costes decrecientes de instalación de algunas tecnologías de producción de energía renovable y una mayor concienciación sobre la descarbonización han seguido incentivando las energías renovables frente a los combustibles fósiles. Además, la reciente guerra de Ucrania ha puesto el riesgo el abastecimiento de materias primas para la generación de energía manifestando, una vez más, la necesidad de buscar alternativas para aumentar la independencia energética de muchas regiones. La energía renovable es una de las alternativas más factibles.

En este sentido, en 2021, el 28% de la producción (+8p.p. vs 2010) procedía de fuentes renovables (incluida la energía hidroeléctrica), y según la Agencia Internacional de las Energías Renovables (IRENA), este porcentaje aumentará hasta el 38% en 2030 y, de acuerdo con su Escenario Energético Planificado (PES), podría situarse en torno al 55% de la electricidad total producida a nivel global en 2050. Esto, unido al esperado aumento de la demanda eléctrica (~2.3x en 2050 vs 2017 según la hoja de ruta de IRENA), se traducirá en una TACC'17-50 de aprox. +5% para la electricidad procedente de fuentes renovables, o hasta un ~+7% de acuerdo con el Escenario Energético Transformacional (TES) de ésta. Además de lo anterior, cabe destacar que la electricidad, según las mismas fuentes, pasará de representar un 19% del consumo energético final en 2018 a un 30% en 2050 (según el escenario PES de IRENA).

Evolución global esperada de la producción de electricidad (2017-2050e)

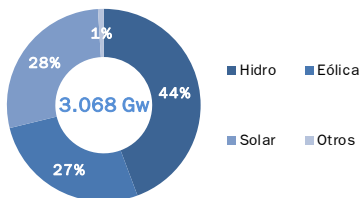


Fuente: IRENA RE capacity statistics 2021, IRENA Remap Global Renewable Outlook 2020 edition (PES)

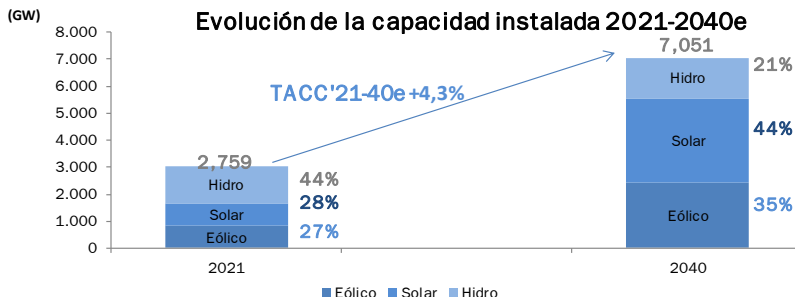
Según la misma fuente, a finales de 2021, la energía procedente de fuentes renovables superó los 3.063 GW de capacidad instalada a nivel global, repartida entre hidroeléctrica (44% del total), solar (28%) y eólica (28%). Se espera un crecimiento significativo hasta 2040 (TACC'20-40 ~+5%), sobre todo en solar (TACC'20-40 ~+8%) con un crecimiento todavía mayor en el corto plazo (+23% TACC'21-26), según SolarPower Europe.

Capacidad instalada renovable en el mundo

Capacidad instalada 2021



Evolución de la capacidad instalada 2021-2040e

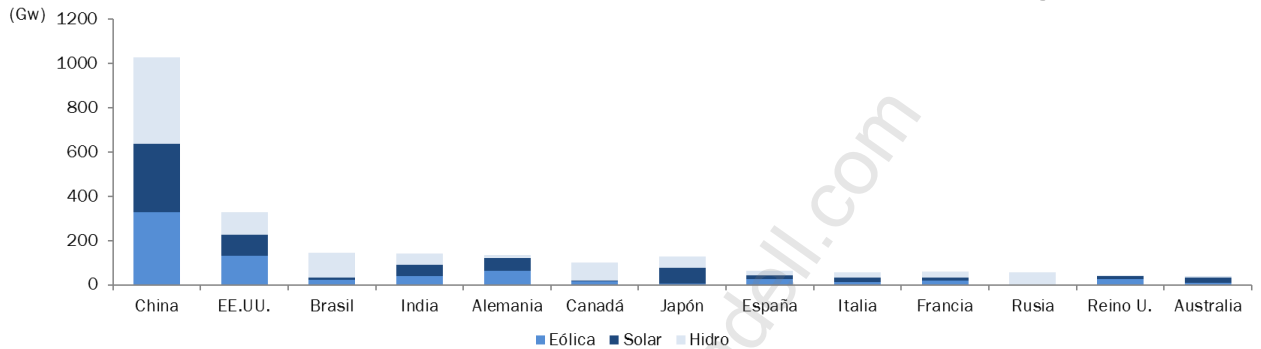


Fuente: IRENA RE capacity statistics 2021, IRENA Remap Global Renewable Outlook 2020 edition (PES)

**Geográficamente** (incl. la energía hidroeléctrica), **Asia** es el mayor continente en capacidad renovable instalada (~1.456 GW, 47% del total), muy por delante de la siguiente de la lista, **Europa**, que en 2021 tenía ~648 GW instalados (21% de la capacidad global). Les sigue **Norteamérica** (~458 GW, 15% de la capacidad global) y **Sudamérica** (~245 GW, 8% de la capacidad global).

**Por países**, **China** encabezaría el ranking de capacidad renovable (~1.020 GW), seguido de **Estados Unidos**, que en 2021 tenía ~325 GW instalados y que es el segundo país por números de MW en la cartera de proyectos de Greening. A continuación, estaría **Brasil** (~160 GW) e **India** (~147 GW). **España**, uno de los países más importantes para Greening (52% de su cartera de proyectos de generación) ocupa el octavo lugar con ~62 GW de capacidad instalada a cierre de 2021.

Capacidad instalada principales tecnologías por país (2021)



Fuente: IRENA RE capacity statistics 2021

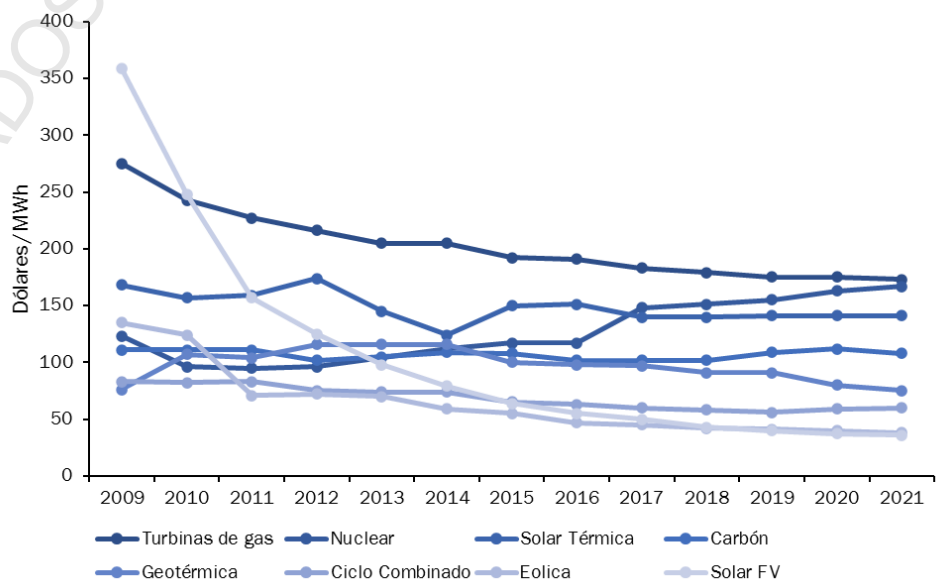
Dentro del pool de tecnologías renovables destaca principalmente la solar fotovoltaica con una caída del LCOE del 90% entre 2009-21 vs -25% resto de tecnologías

### DESTACA LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

Uno de los principales catalizadores del crecimiento en renovables son los costes decrecientes de generación (tomando como referencia el LCOE) debido principalmente a los menores costes de instalación, pero también a la optimización de los costes de O&M y el incremento de los factores de carga (gracias a instalaciones más fiables, *trackers*, entre otras razones).

Dentro del pool de tecnologías renovables destaca principalmente la solar fotovoltaica (solar FV). Según Lazard, la media ponderada del LCOE en plantas fotovoltaicas de gran escala se redujo en un -90% entre 2009 y 2021, mientras que la media ponderada de los costes de instalación de capacidad de todas las tecnologías (incluyendo nuclear, solar térmica, carbón, geotérmica, ciclo combinado, eólica y térmica de gas) a nivel global fue un -25% más baja en 2021 con respecto a 2009 (y un -2% frente a 2020).

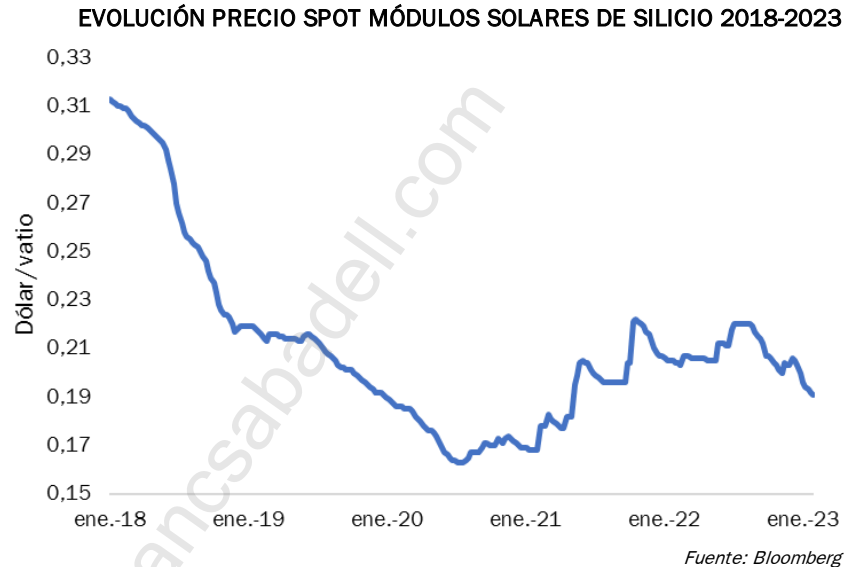
EVOLUCIÓN LCOE 2009-2021



Fuente: Lazard's levelized cost of energy analysis – version 15.0

*IRENA espera que se reduzca en un -58% adicional entre 2018 y 2030.*

**Todavía no disponemos del informe de 2022**, sin embargo, teniendo en cuenta el entorno (problemas en la cadena de suministro, incremento de materias primas, mayores costes de transporte, etc.) **y observando la evolución de los precios de los módulos** (ver gráfico siguiente), **podemos deducir que, al menos, no ha seguido la tendencia decreciente**. Si bien, en el mismo gráfico, vemos que **a principios de 2023 habría empezado a recuperarse la tendencia de caída de precios**. En este sentido, a medio largo plazo, se espera que el LCOE de la solar FV siga cayendo de manera significativa. Los menores costes de instalación y los mayores factores de carga y la optimización de costes O&M se traducirán en una caída esperada del LCOE. **En este sentido, IRENA espera que se reduzca en un -58% adicional entre 2018 y 2030**. Esta caída vendrá determinada por una mejora constante en los niveles de eficiencia modular gracias a un cambio de tendencia en el mercado hacia modelos de arquitectura celular avanzada, como la PERC (Passivated Emitter Rear Contact) hacia 2025, que permitirá la adopción de células y módulos bifaciales.



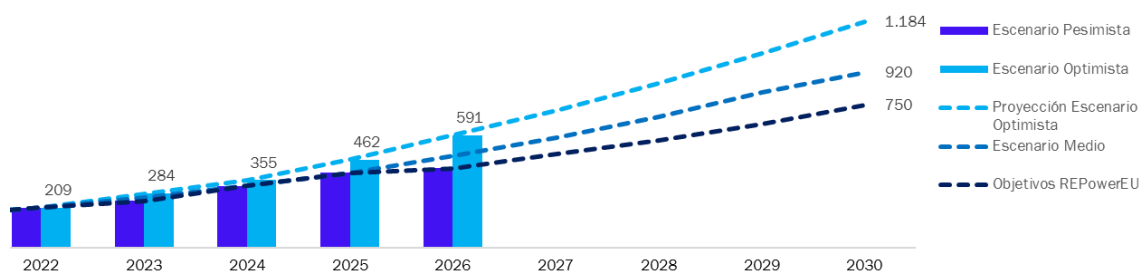
Otro factor que desempeñará un papel clave en el desarrollo de las renovables son los mecanismos de almacenamiento (baterías, hidrógeno verde, bombeo hidráulico etc.), que contribuirán a incrementar la estabilidad de la generación. También tendrá un papel relevante la hibridación que, además de presentar ventajas a nivel de costes de instalación, contribuiría a la estabilidad de la red.

#### DETALLE POR REGIONES

*En Europa se espera un crecimiento TACC '22-26e del +31%, según SolarPower Europe*

En cuanto a **Europa**, SolarPower Europe **espera** que la capacidad instalada en **energía solar FV** (68% de la cartera de proyectos de generación de Greening 2023) **crezca a TACC '22-26e de ~+31%** (según el escenario medio de SolarPower Europe) gracias a los ambiciosos objetivos de generación de energía renovable (45% del consumo de energía total en 2030 vs 32% anterior) ante la necesidad de reducir la dependencia energética del gas y petróleo ruso y, del mismo modo, controlar la volatilidad de los precios energéticos tras la crisis vivida en 2022. En este sentido, nace **el Plan REPowerEU** (plan de la CE para poner fin a la dependencia de la UE con respecto a los combustibles fósiles rusos) que supone una respuesta a las perturbaciones del mercado de la energía causadas por la invasión rusa de Ucrania de 2022 estableciendo el **despliegue masivo de energía solar fotovoltaica** (duplicar la capacidad solar FV a 2025 vs 158 GW 2021 e instalar hasta 600 GW hasta 2030) **y la aceleración de los procesos de autorización administrativa** de instalaciones renovables. Todo ello llevará a Europa a situarse como el segundo mercado de energía solar FV en potencia instalada en 2026, según SolarPower Europe.

## EU 27 Escenarios Capacidad Total Instalada Solar FV 2022-2030 (GW)



Fuente: Global Market Outlook for Solar Power 2022 – 2026, World Energy Outlook 2022, IEA, CE

*La reforma del mercado eléctrico pondrá el foco en dar más peso a los contratos de compra de energía a largo plazo garantizar mayor independencia de la fluctuación del pool*

**Uno de los desafíos de la región a medio plazo será la reforma del actual mercado eléctrico europeo.** En este sentido, la Comisión Europea habría sacado a consulta pública la reforma del mercado eléctrico europeo, (hasta el 13 febrero 2023); una vez examinadas todas las contribuciones por parte de gobiernos, empresas y consumidores la CE presentará las propuestas legislativas a finales de marzo. Según el documento publicado, la CE pone el foco en dar más peso a los contratos de compra de energía a largo plazo (PPAs y CfDs) de cara a garantizar que las facturas de los consumidores sean más independientes de la fluctuación de precios del mercado a corto plazo. En cualquier caso, habrá que esperar a ver las propuestas legislativas de la CE en marzo 2023, que en todo caso no deberían implicar un cambio de calado en el funcionamiento del mercado eléctrico marginalista que pudiera poner en peligro las fuertes inversiones necesarias para acometer la transición verde, como demandarían algunos países del centro y norte europeos.

Dentro del mercado europeo destacamos tres países en los que Greening centra su actividad: España, Alemania e Italia.

▪ **España** (52% de su cartera de proyectos de generación a cierre 2022):

En 2022 (cifras de REE), la capacidad instalada en España se situaba en 119 GW, de los cuales el **~59% pertenecía a tecnologías renovables**: ~30 GW de energía eólica (~25%), **~19 GW de fotovoltaica** (~16%), ~17 GW de hidráulica (~14%) y ~2 GW termosolar (2%). Según la misma fuente, la energía renovable ha ido incrementado su peso en el mix total de generación eléctrica en la última década, aumentando del ~30% en 2012 al ~42% en 2022. Por tecnologías, la fotovoltaica destaca con un +7 p.p. de contribución al total de producción eléctrica, seguida de la eólica (+5 p.p. vs 2012).

El fuerte compromiso global con la sostenibilidad requiere medidas importantes para fomentar la energía renovable, la descarbonización y la mejora de la eficiencia energética. El marco de la política energética y climática **en España lo determina la Unión Europea, que actúa en línea con los requerimientos del Acuerdo de París alcanzado en 2015** para proporcionar una respuesta internacional coordinada al reto del cambio climático. **Todo ello se ha visto reforzado por la crisis energética vivida en 2022.**

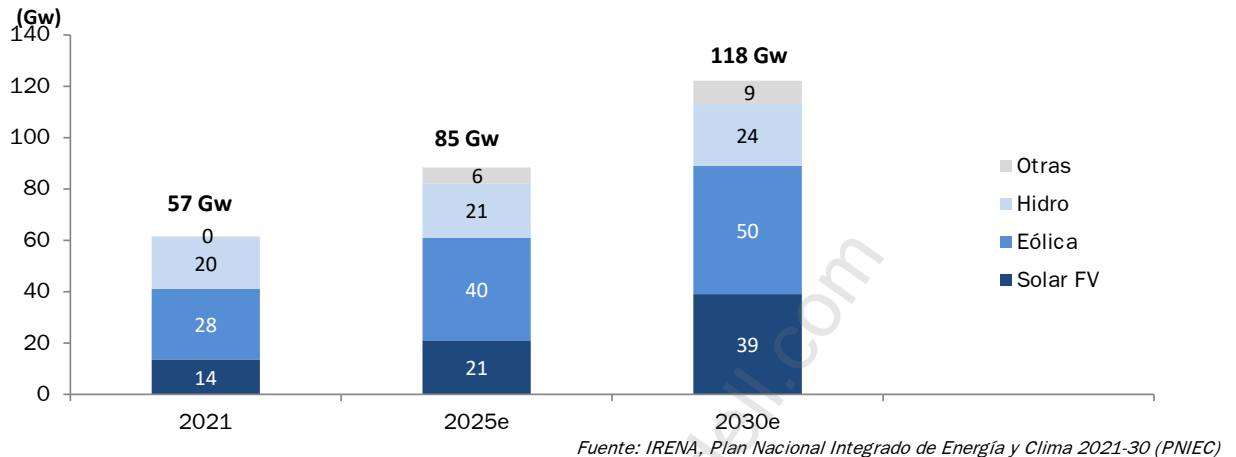
**El objetivo de estas iniciativas es facilitar y actualizar el cumplimiento con los principales objetivos vinculantes para la UE en 2030, que son los siguientes:** (i) una reducción del -55% en las emisiones de gases de efecto invernadero comparado con 1990; (ii) un peso del 45% para la energía renovable en el total de consumo energético final bruto, (iii) 13% de objetivo en la eficiencia energética y (iv) un 15% de la producción eléctrica instalada interconectada entre los Estados Miembros.

Para alcanzar estos objetivos de manera coordinada entre todos los Estados Miembros de la región, la UE requiere que cada Estado Miembro prepare un Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021- 30 (PNIEC). **El PNIEC español para 2021-30 pretende reflejar este compromiso y la contribución de España al esfuerzo internacional** y europeo, y el objetivo a largo plazo es hacer que España sea neutral en carbono para 2050.

En la versión actual, las medidas incluidas en el PNIEC permitirían en 2030: (i) una reducción del -23% en las emisiones de gases de efecto invernadero comparado con 1990, (ii) un peso del 74% para la energía renovable en la generación eléctrica, (iii) una cuota del 42% de las renovables en el consumo energético final y (iv) una mejora del +39,5% en la eficiencia energética. Estos objetivos son aún más ambiciosos que los que fijó la UE.

Para 2030, el Plan prevé una capacidad total instalada en el sector eléctrico de 161 GW (vs 119 GW en 2022), repartida de la siguiente manera: 50 GW serán de energía eólica, 39 GW fotovoltaica, 27 GW ciclos combinados, 16 GW hidráulica, 10 GW de bombeo, 7 GW termosolar y 3 GW nuclear, además de capacidades inferiores en otras tecnologías. Esto implica instalar ~6 GW anuales de capacidad renovable durante los próximos años (TACC'22-30 de +7%). **Dentro de estos objetivos, el autoconsumo jugará un papel relevante con un escenario objetivo de 9 GW hasta 2030 que podría llegar hasta 14 GW.** Estos objetivos suponen un crecimiento anual en este segmento entre el +14%/+20% TACC'21-30.

#### Capacidad renovable instalada en España y objetivos del Gobierno



Fuente: IRENA, Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-30 (PNIEC)

La generación eléctrica renovable en 2030 representaría el 74% del total, compatible con la senda hacia un sector eléctrico 100% renovable en 2050. Cabe mencionar que se contemplan ~6 GW de tecnologías de almacenamiento, que aportarían una mayor capacidad de gestión a la generación. Asimismo, el Plan prevé que en el año 2030 el peso de las renovables en el consumo energético final aumente de un 20% esperado en 2020 hasta el 42%.

Actualmente, el MITECO ultima una versión actualizada de este plan donde se ampliaría y rediseñaría el documento para incorporar nuevas tecnologías como hidrógeno o el mayor despliegue de autoconsumo. Así, **se baraja un incremento de capacidad renovable para el período 2021-2030 desde el objetivo actual de 60 GW hasta 100 GW**; se espera que la nueva versión se apruebe a mediados de 2023.

*España debería poner el foco en los cuellos de botella administrativos de cara a conseguir los objetivos a 2030*

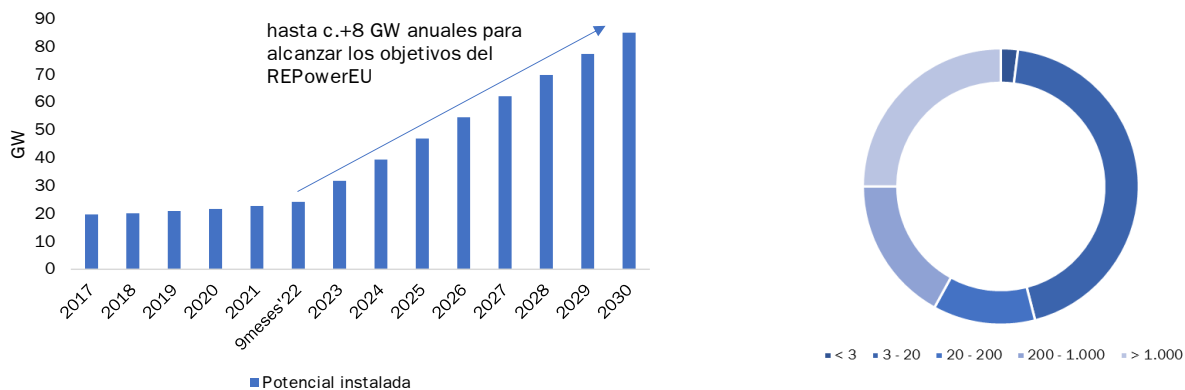
Uno de los principales obstáculos para el desarrollo del PNIEC estarían siendo los cuellos de botella administrativos de cara a conseguir los permisos necesarios. En este sentido, a finales de 2022, existían 80 GW atascados pendientes de la DIA (Declaración de Impacto Ambiental). Sin embargo, recientemente hemos conocido que el MITECO habría conseguido tramitar los permisos de los proyectos de su competencia (aquellos >50 MW; de forma favorable entre un 70-80% del total) que caducaban, aunque, aparentemente, algunas CCAA habrían logrado este objetivo (se mencionaba a Galicia, Comunidad Valenciana y Cataluña). En este mismo sentido, en abril'22 el gobierno aprobó un paquete de medidas entre las que se incluían procedimientos acelerados para proyectos solares FV de < 150MW con bajo impacto ambiental. Todo ello daría una alta visibilidad a los objetivos del PNIEC incluso en el caso de que se ampliaran.

#### ▪ Italia (13% de su cartera de proyectos de generación):

El mercado italiano es el que menor peso de energías renovables tendría, en términos de potencia instalada, con c. 49% y 57 GW en total. La tecnología solar FV ha tenido un comportamiento discreto en los últimos años con un promedio de nueva capacidad instalada anual hasta 2021 de +750 MW. No obstante, **en 2022 se aceleró la tendencia** y a cierre de los 9 meses '22 se habían instalado +1,6 GW, elevando la capacidad solar instalada hasta 24,2 GW (42% del total de energías renovables, según IRENA). Esta evolución podría estar ligada a la baja profesionalización del mercado italiano donde el 75% de la potencia instalada corresponde a instalaciones menores a 1 MW por la dificultad en la obtención de los permisos para proyectos a gran escala. Sin embargo, **las perspectivas son halagüeñas dado que Italia debe instalar, al menos, 85GW de nueva capacidad de energía renovables para 2030 para lograr sus objetivos de REPowerEU.**

Según el escenario central de SolarPower Europe, para 2026 Italia tendrá una capacidad instalada de solar FV de 35 GW lo que supone c. +3GW anuales.

**EVOLUCIÓN ESTIMADA DE CAPACIDAD SOLAR FV ITALIA (GW) Y DISTRIBUCION SEGÚN POTENCIA (KW)**



Fuente: EU Market Outlook for Solar Power 2022-2026, IRENA, Gestore dei Servizi Energetici

▪ **Alemania** (3% de su cartera de proyectos de generación):

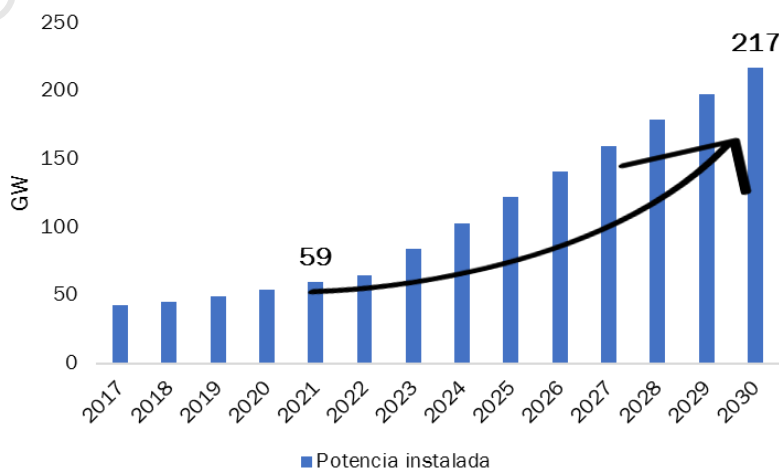
A mediados de 2022, el gobierno alemán aprobó el “paquete de Pascua” por el que se estableció un objetivo de 215 GW de capacidad fotovoltaica

Es el país de la UE que más capacidad instalada de energía renovable tiene actualmente (138 GW de los cuales 59 GW corresponden a solar FV, según IRENA). En los últimos años ha experimentado un crecimiento TACC'15-21 del +6%, llegando a representar c. 60% del total de la capacidad instalada del sistema energético alemán. Recientemente, en abril de 2022, Alemania anunció que elevará su objetivo de energías renovables para el mix eléctrico desde el 65% comprometido previamente hasta el 80%, y adelantará el objetivo del 100% renovable a 2035.

En este sentido, la solar fotovoltaica ha experimentado un crecimiento todavía mayor (+7% para el mismo periodo), alcanzado un nivel de instalación mensual récord de +730 MW en marzo'22. Con un nuevo gobierno de coalición donde el partido verde es responsable del ministerio de medioambiente (entre otros) las perspectivas de la energía solar fotovoltaica son prometedoras. A mediados de 2022 el gobierno alemán aprobó el “paquete de Pascua” por el que se estableció un objetivo de 215 GW de capacidad fotovoltaica debido a la dependencia crítica de Alemania al gas ruso y al apagón nuclear anunciado en 2011.

A pesar de las buenas perspectivas todavía habría una serie de desafíos por delante como el debate de limitar los ingresos o identificar áreas adecuadas y obtener los permisos para desarrollar proyectos a gran escala.

**EVOLUCIÓN ESTIMADA DE CAPACIDAD INSTALADA SOLAR FV ALEMANIA (GW)**

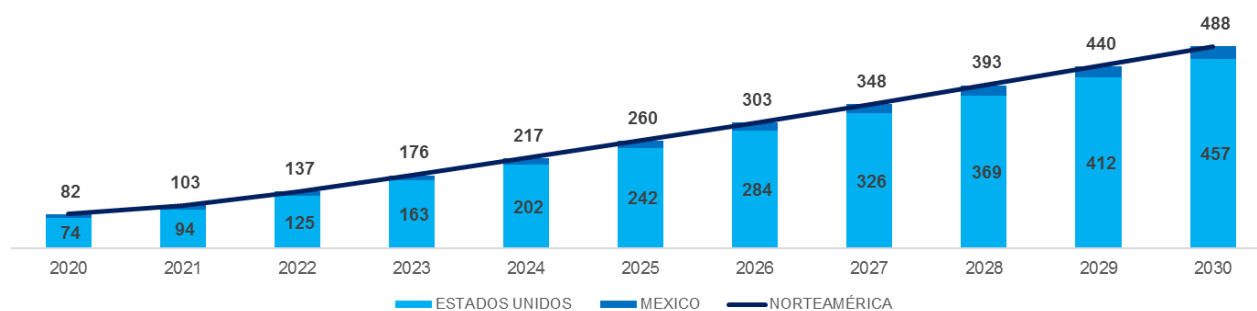


Fuente: Global Market Outlook for Solar Power 2022-2026 SolarPower Europe

En Norteamérica, según IRENA, a cierre de 2021, existían 458 GW de potencia instalada renovable y se espera una TACC'17-40 de ~+3/8% en energías renovables. La energía eólica lideraría este crecimiento, con una TACC'17-40 de ~+8/14%, seguida por solar fotovoltaica (TACC'17-40 de ~+2/10%). Dentro de Norteamérica, estacamos dos países: EE.UU. y México.



## EVOLUCIÓN RECIENTE Y ESTIMADA DE CAPACIDAD INSTALADA SOLAR FV NORTEAMÉRICA (GW)



Fuente: Global Market Outlook for Solar Power 2022 – 2026, World Energy Outlook 2022, IEA, ASOLMEX. PRODESEN 2019-2024

### ▪ EE.UU. (21% de su cartera de proyectos de generación):

Es el segundo mercado por potencia instalada de energía solar fotovoltaica del mundo. En 2021 fue un año récord con un total de +27GW de nueva potencia instalada lo que supone un crecimiento del +42% vs 2020 y todo ello a pesar de las trabas burocráticas con la reducción de los ITC's (Investment Tax Credit) y el incremento de los aranceles de importación de paneles solares provenientes de la región de Xinjiang.

*La continuación de los ITC's será una de las claves para el desarrollo de nueva capacidad instalada renovable*

En cualquier caso, las perspectivas son también prometedoras a medio plazo. Así, SolarPower Europe estima, en su escenario medio, crecimiento a TACC'21-30 del +19% lo que supone una media anual de instalación de c. +40 GW. Detrás de este crecimiento estarían los estímulos económicos como reducción de costes, incentivos fiscales a la inversión en energías renovables y un excelente recurso solar en regiones como Texas, Florida y Georgia.

En este sentido, **destacamos positivamente la ley de Reducción de la Inflación**, aprobada en el Congreso Estadounidense en 2022 que prevé destinar c. 370.000 M dólares a apoyar las energías renovables, **ampliando durante 10 años el crédito fiscal a la inversión al 30%** (26% en 2033 y 22% 2034) para proyectos comerciales y residenciales, incluidos los instalados en 2022. Con esta decisión se elimina la incertidumbre en torno al fin de los incentivos (ITC's) a partir de 2024. Para los proyectos solares de mayor tamaño, por encima de 1 MW, el crédito fiscal es por defecto del 6%. Para poder optar al 24% adicional, la mano de obra que realice la instalación del proyecto debería recibir los salarios vigentes. Hay un 10% adicional más por tener una cantidad específica de contenido nacional en un proyecto (100% del hierro o acero y un "porcentaje requerido" de los costes totales producirse o fabricarse localmente). Existe otro 10% adicional por situar los proyectos en lugares específicos (comunidad energética, zona con industrias basadas en combustibles fósiles, zona con alto desempleo, cerca de una central de carbón cerrada, etc.) y créditos adicionales para la producción de energía limpia.

Además, **el Departamento de Comercio tomó una decisión final de aprobar una moratoria de dos años a determinadas células y módulos importados** de Camboya, Malasia, Tailandia y Vietnam.

### ▪ México (10% de su cartera de proyectos de generación):

En los últimos años, **el mercado fotovoltaico mexicano ha ido cada vez a menos**. En 2021 se instalaron +1,49 GW, un -26% vs los 2 GW instalados en 2020 y un -29% vs los 2,1 GW de 2019, afectado por las políticas gubernamentales centradas en los combustibles fósiles y en favorecer a la empresa estatal CFE. Se espera que en 2022 haya seguido reduciéndose el ritmo de instalación de nueva capacidad hasta 965 MW (-35% vs 2021, según SolarPower Europe). Actualmente, **el sistema eléctrico mexicano cuenta con una capacidad instalada total de energía solar FV de ~9 GW** (según SolarPower Europe), que representa c. 8% del total de capacidad instalada del sistema eléctrico.

Esta región tiene uno de los mejores potenciales del mundo para generar electricidad mediante tecnología solar FV, con una alta irradiación media anual con un 85% del territorio siendo óptimo para proyectos solares. Así se demostró, en 2016, con una fuerte disposición privada a invertir en nuevos proyectos de energía solar fotovoltaica. Según IRENA, se espera que la energía solar fotovoltaica a gran escala lidere la expansión de la capacidad eléctrica en el país, añadiendo 4,3 GW para 2026. Sin embargo, esta previsión se ha revisado a la baja desde el año pasado, debido a los cambios regulatorios (negativos) adoptados en el país. **El Gobierno actual intenta centralizar el mercado energético del país y favorecer los combustibles fósiles frente a las energías renovables.** La cancelación de las subastas de certificados verdes en 2018, las políticas propuestas para cambiar los criterios de despacho en 2019 y la incertidumbre sobre la nueva propuesta de normas y reglamentos del mercado en 2020 y 2021 han creado un escenario de incertidumbre, lo que, a su vez, se ha traducido en desconfianza de los inversores, siendo este uno de los principales desafíos de la región.

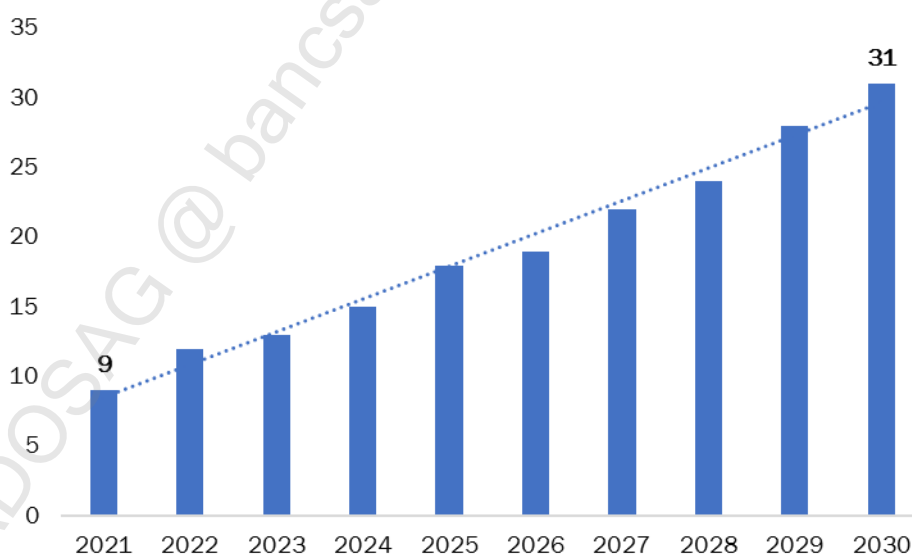
*El rechazo a la reforma constitucional anticipa un ritmo de conexiones más rápido (frente a lo visto en 2021)*

Si bien, en abril'22, **el Congreso mexicano rechazó la reforma constitucional planteada por el Gobierno en septiembre'21** que hubiera supuesto tomar el control de toda la cadena suministro de energía bajo el control de CFE. En definitiva, **esto anticipa un ritmo de conexiones más rápido** (frente a lo visto en 2021) **con >2,4 GW de proyectos fotovoltaicos pendientes de ejecución.**

A pesar de todo, el gobierno mantiene el objetivo de que en 2024 el 35% de la electricidad procesa de fuentes de energías renovables. En este sentido, los grandes consumidores representan más del 40% del consumo de electricidad en México por lo que las instalaciones de autoconsumo de hasta 500 kW (no sometidas a las limitaciones de conexión a la red) y los PPA's corporativos impulsarán las adiciones anuales de energía fotovoltaica durante el periodo 203-25.

Con todo, **se espera que para 2030 México tenga una capacidad instalada 31 GW lo que supone un crecimiento TACC'21-30 de c. +15%.**

EVOLUCIÓN RECIENTE Y ESTIMADA DE CAPACIDAD INSTALADA SOLAR FV MÉXICO (GW)



Fuente: Global Market Outlook for Solar Power 2022 – 2026, World Energy Outlook 2022, IEA, ASOLMEX. PRODESEN 2019-2024

## AUTOCONSUMO: UNA PALANCA RELEVANTE PARA ALCANZAR LOS OBJETIVOS

*El autoconsumo es una de las principales palancas para poder lograr los objetivos de potencia instalada renovable establecidos en todas las regiones a nivel mundial.*

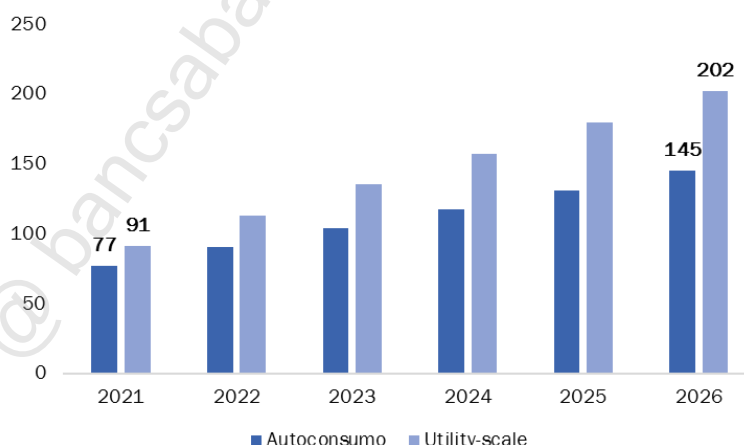
Quando hablamos de autoconsumo, **se hace referencia a la producción individual de electricidad para el propio consumo, a través de cualquier tecnología renovable** (principalmente fotovoltaica, aunque existen otras tecnologías como la mini eólica). Podrán tener asociado únicamente a un consumidor (autoconsumo individual) o tener varios (autoconsumo colectivo) y podrán ser consumidores de cualquier sector. Podrán conectarse a la instalación generadora asociada bien directamente (conexión en red interior o mediante líneas directas) o utilizando la red de distribución o transporte (conexión a través de red).

**El autoconsumo permite consumir de forma instantánea toda la producción de la instalación generadora o bien volcar a la red** la energía que no sea consumida en ese momento. Esa energía no autoconsumida es denominada “excedente” y puede venderse en el mercado obteniendo un precio por ello, podrá compensarse en la factura eléctrica o podrá almacenarse para su consumo posterior si se dota a la instalación de sistemas de almacenamiento.

**El autoconsumo es una de las principales palancas para poder lograr los objetivos de potencia instalada renovable establecidos en todas las regiones a nivel mundial.** Además, se aprovecha espacio urbano inutilizado, y la sociedad se concientiza energéticamente y climáticamente. Asimismo, el autoconsumo permite dotar de un sistema de ahorro energético y, por lo tanto, económico, alcanzando así una mayor independencia respecto a la volatilidad del mercado energético, mejorando la competitividad.

Según SolarPower Europe, **se espera que a nivel mundial el autoconsumo alcance los 145 GW en 2026 frente a los 77 GW que representaba a cierre de 2021**, lo que supone un crecimiento TACC\*21-26 del +13,5% o c. +14 GW anuales.

NUEVA CAPACIDAD INSTALADA GLOBAL POR SEGMENTOS SOLAR FV

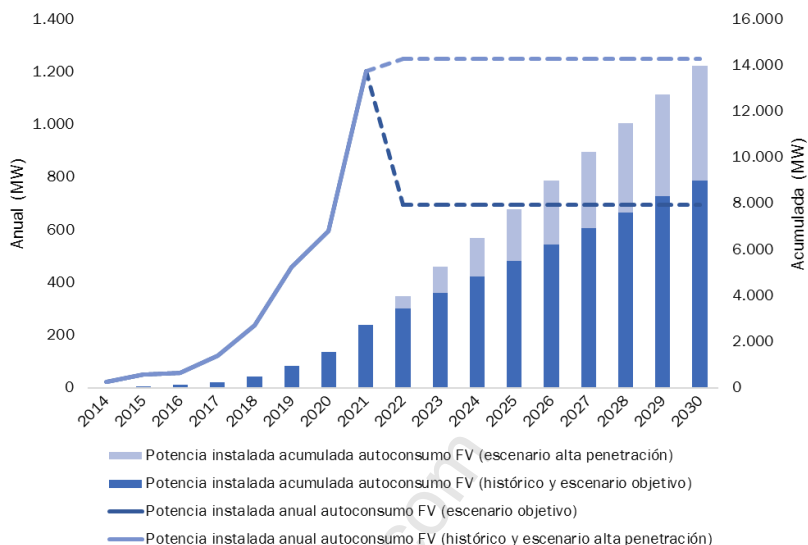


Fuente: Global Market Outlook for Solar Power 2022-2026 SolarPower Europe

### España (45% de la cartera de proyectos PPA on site)

Centrándonos en España ya que es el principal mercado de Greening, **el mercado de autoconsumo fotovoltaico es cada vez más atractivo**. Tras la eliminación del impuesto al sol sobre el autoconsumo en 2018, en 2020 se introdujo la remuneración automática de excedentes, además de las instalaciones colectivas (comunidades energéticas) a través de la red y ello ha llevado a un aumento relevante de la potencia instalada (+596 MW en 2020, según UNEF (Unión Española Fotovoltaica), y +1,4 GW 2021, según SolarPower Europe). En 2022, **la crisis energética, las buenas condiciones solares, el descenso de los costes de instalación y las subvenciones conllevan una fuerte expansión** de este segmento instalándose >2,4 GW en el año. El crecimiento también se ha visto respaldado por las nuevas medidas aprobadas en octubre de 2022 destinadas a simplificar los procesos administrativos para los sistemas residenciales (para instalaciones de hasta 500kW) y las mejoras en relación a las comunidades energéticas (incrementado la distancia a la que un usuario puede vincularse a una instalación de autoconsumo sobre cubierta hasta los 2.000 metros vs 500 metros anterior). Además, introdujeron una modificación en el impuesto de sociedades por la que los contribuyentes podrán amortizar libremente las inversiones que se efectúen en instalaciones destinadas al autoconsumo.

**EVOLUCIÓN ESPERADA HASTA 2030 DE LA CAPACIDAD INSTALADA DE AUTOCONSUMO EN ESPAÑA**



Fuente: MITECO, UNEF y SolarPower Europe

El principal motor para el desarrollo del sector autoconsumo es la Hoja de Ruta del Autoconsumo en base a las perspectivas del PNIEC

Desde el punto de vista normativo, el principal motor para el desarrollo del sector autoconsumo es la Hoja de Ruta del Autoconsumo, aprobada en diciembre '21, en base a las perspectivas del PNIEC por lo que, una vez se revise este documento, podría dar lugar también a cambios adicionales. La Hoja de Ruta del Autoconsumo incluye medidas para fomentar este segmento, destinadas a generar el contexto de conocimiento y sensibilidad para favorecer de forma masiva la toma de decisión del autoconsumo en hogares, comunidades de propietarios, empresas y administraciones. Con todo, se estima un escenario objetivo de 9 GW para 2020, siendo el escenario de alta penetración de hasta 14 GW. Este último, podría alcanzarse con la suma de los siguientes factores adicionales: (i) nivel de concienciación y mejora del conocimiento acelerado; (ii) reducción en costes equivalente al 40%; (iii) consecución de instalación de autoconsumo en el 70% de viviendas alquiladas.

**RESUMEN ESCENARIO OBJETIVO Y ALTA PENETRACIÓN EN ESPAÑA 2030**

Consumidor (GW)	2030	
	Escenario Objetivo	Escenario Alta Penetración
Comercial	5,8	7,7
Residencial	2,0	4,7
Industrial	1,1	1,6
<b>Total</b>	<b>9,0</b>	<b>14,0</b>

Fuente: MITECO e IDAE

Como ya hemos comentado, una de las ventajas para el desarrollo del autoconsumo es su proceso de obtención de permisos, mucho más sencillo y rápido que el de una planta solar fotovoltaica utility scale. Dentro del marco normativo español sobre sistemas de autoconsumo cabe diferenciar entre:

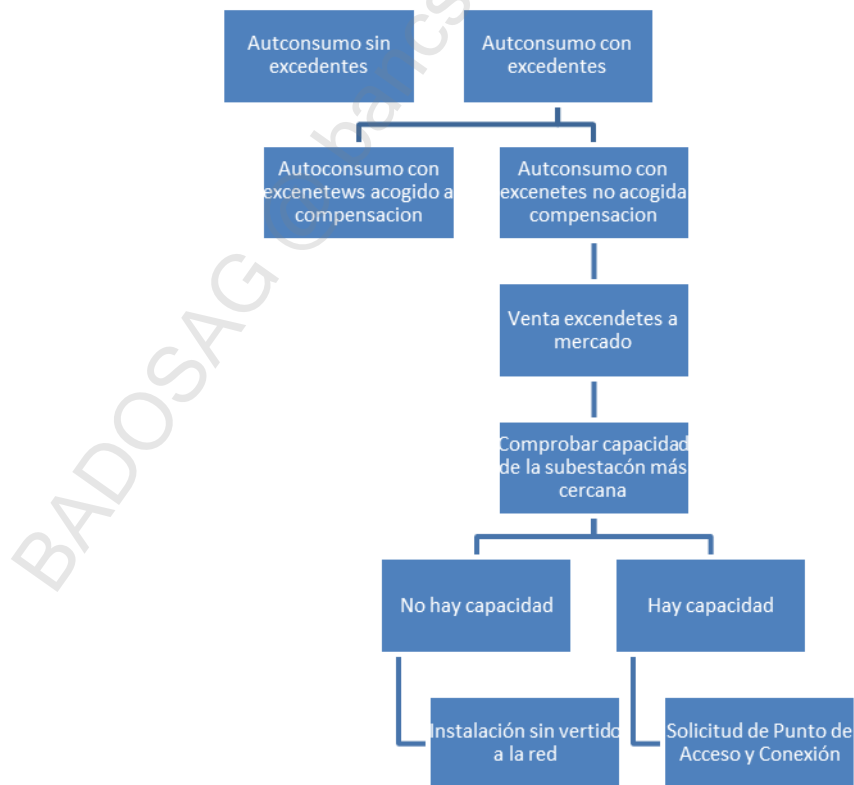
- **Sistemas aislados** (no están conectados a la red): la autorización es casi inmediata ya que no se necesita estar conectado a la red y se reducen de forma considerable las autorizaciones y licencias necesarias.

- **Sistemas conectados** (están conectados a la red y pueden introducir los excedentes): en este caso, el proceso es más arduo ya que se necesitan ciertas licencias y permisos. Sin embargo, tanto si los excedentes son compensados como si vendes directamente al mercado, el proceso de autorización es bastante similar. Tan solo se diferencian en función del tamaño.
  - **<15 kW:** Dado su pequeño tamaño, estos sistemas no requieren una autorización de acceso a la red, ya que el impacto que podrían causar al sistema eléctrico no es material. Para estas instalaciones, se requiere: (i) un diseño del proyecto; (ii) licencia de inicio de obras (una vez solicitada, se pueden iniciar las obras); y (iii) certificación de final de obra.
  - **Entre 15 y 100 kW:** Además de las condiciones anteriores, estas instalaciones requieren la autorización de conexión a la red (incluida la garantía económica vinculada de 40k€/MW). Las autorizaciones ambientales y administrativas no serán necesarias.
  - **>100kW:** Estos sistemas requieren todas las autorizaciones mencionadas anteriormente más las autorizaciones medioambientales y administrativas. El proceso es bastante similar al de un proyecto en tierra.

Los sistemas conectados son, en términos generales, más comunes que los aislados. Los sistemas conectados se dividen en dos grupos:

- **Sistemas con excedente compensado** (los excedentes introducidos en la red pueden compensarse con la energía consumida): la electricidad se valora normalmente a un precio fijado por la comercializadora, en su defecto, a precios de mercado menos los costes de desviación.
- **Sistemas con excedente no compensado:** estos venden el excedente de electricidad a precios de mercado.

**TIPOS DE INSTALACIONES AUTOCONSUMO EN ESPAÑA**

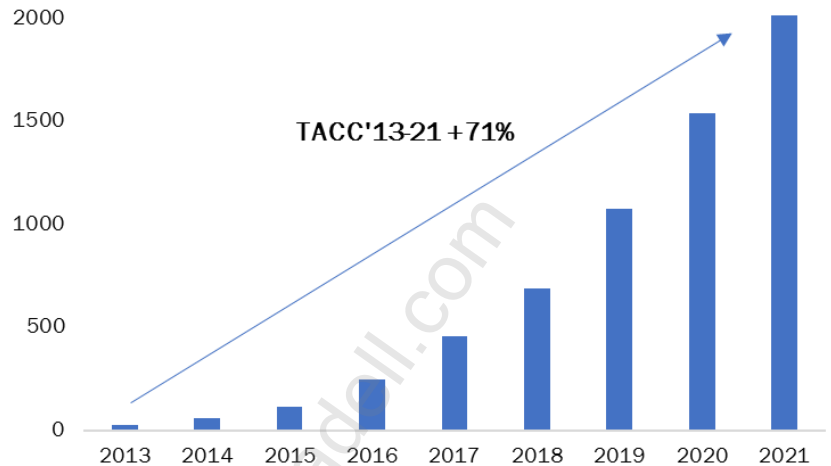


Fuente: BS Análisis

**México** (45% de la cartera de proyectos PPA on site)

En 2021 se instaló un total de 475 MW de nueva capacidad de autoconsumo (generación distribuida) alcanzando una potencia instalada acumulada a cierre de 2021 de 2.031 MW de los cuales el 99% correspondía a proyecto de solar FV. Desde 2013 (cuando empieza a coger impulso este segmento tras la reforma del sistema eléctrico) el crecimiento ha sido elevado pasando de 27 MW en 2013 hasta 2.015 MW en 2021 lo que supone una TACC'13-21 del +71%.

EVOLUCIÓN GENERACIÓN DISTRIBUIDA MÉXICO 2013-2021



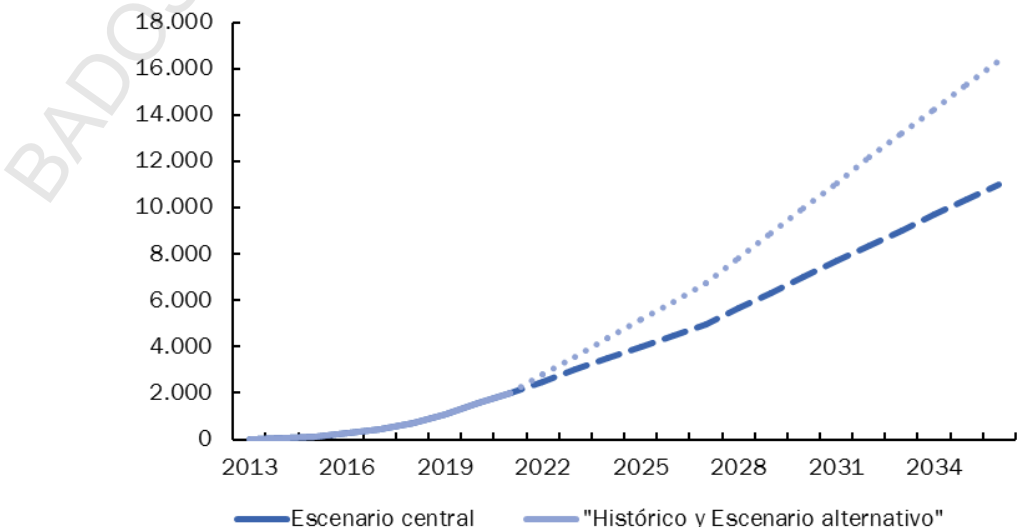
Fuente: BS Análisis

El PRODESEN 2022-36 estima un escenario central donde se espera una capacidad instalada total de generación distribuida de hasta 11 GW (TACC'21-36 +12%).

Antes de la profunda reforma energética introducida por el gobierno mexicano a finales de 2013, la generación distribuida solo se permitía para el autoconsumo sin la posibilidad de vender los excedentes a la red. Sin embargo, la actual regulación permite la comercialización de energía eléctrica mediante el esquema de GD. En 2017, la Comisión Reguladora de Energía de México aprobó medidas para impulsar esta reforma, entre las que se incluían esquemas de contraprestación de balance neto, facturación neta (*net billing*) y venta total.

Según el informe PRODESEN 2022-36 que es el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (donde se detalla la planificación anual del Sistema Eléctrico Nacional con un horizonte de 15 años y que concreta la política energética en materia de electricidad), se estima un escenario central con horizonte 2036 donde se espera una capacidad instalada total de generación distribuida de hasta 11 GW (TACC'21-36 +12%) con un escenario alternativo que podría alcanzar hasta 16,3 GW de capacidad instalada para 2036 (TACC'21-36 +15%).

EVOLUCIÓN ESPERADA GENERACIÓN DISTRIBUIDA MÉXICO 2021-2036



Fuente: PRODESEN 2022-2036

**Resto de países** (Alemania, Italia y EE.UU.; 10% de la cartera de proyectos PPA on site)

*Lo que impera en relación con el autoconsumo en el resto de los países es la falta de una estrategia específica lo que se traduce en la falta de objetivos y planes*

En el resto de los mercados en los que opera Greening **lo que impera en relación al autoconsumo es la falta de una estrategia específica que impulse el autoconsumo fotovoltaico** al margen de los recogidos en el National Energy and Climate Plans (NECPs, por sus siglas en inglés; para aquellos países de la UE) p lo que se traduce en la falta de objetivos y planes específicos para el desarrollo de este segmento.

En líneas generales, **las buenas perspectivas de las energías renovables y en concreto de la tecnología solar fotovoltaica deberían impulsar este segmento.** Además, las principales bondades del autoconsumo (ahorro energético y económico, cobertura frente a la volatilidad de los precios mayoristas o protección del medioambiente) serán otro de los aspectos que impulsarán el autoconsumo.

**Otros aspectos que incidirán en la evolución positiva de este segmento son los incentivos fiscales (ITC's en EE.UU.), la reducción de costes, la compensación de la energía inyectada a la red y los elevados precios mayoristas.**

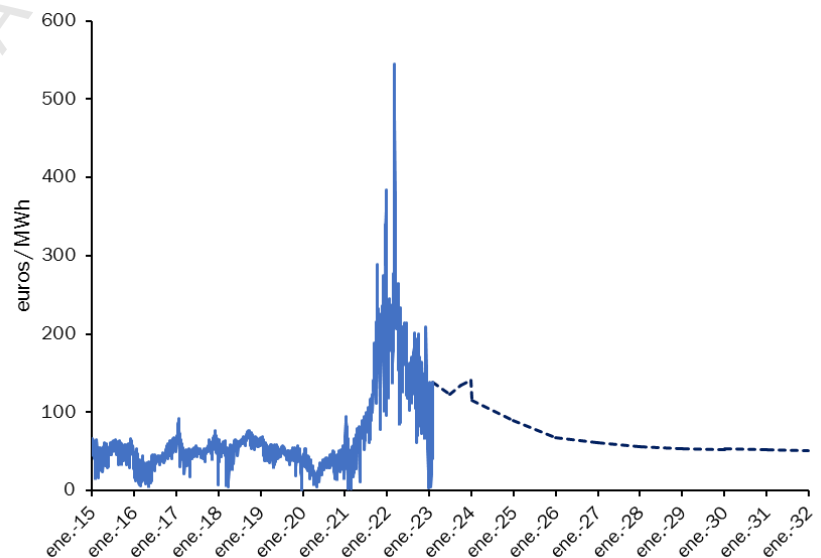
## EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS MAYORISTAS

*El mercado de futuros descuenta un precio mayorista para España de 103 euros/MWh en 2024 y 91 euros/MWh en 2025*

**Una de las mayores incertidumbres a las que se enfrentan las instalaciones de renovables** (especialmente las expuestas a puro riesgo *merchant* o las que no cuentan con retribución a la inversión) **es la evolución de los precios del mercado mayorista** de compra/venta de electricidad. El precio medio por MWh se situó en torno a los 167 euros/MWh en 2022, lo que implica un aumento del +49% frente a 2021 y +392% vs 2020 en plena pandemia. En lo que respecta a 2023, el precio medio en lo que llevamos de año es de 71 euros/MWh (-41% frente a 2022). En los próximos años, su evolución dependerá de la reforma del sistema eléctrico que planteo la UE pero que, entre otros factores, deberían influir la capacidad instalada de renovables, el cierre de las centrales térmicas y nucleares, la evolución del precio de CO<sub>2</sub>, el precio del gas y de la demanda eléctrica. Si bien, **el mercado de futuros de OMIP descuenta un precio mayorista para España de 103 euros/MWh en 2S'23, 103 euros/MWh en 2024 y 91 euros/MWh en 2025 y 65 euros/MWh en 2026e.**

El impacto de los PPA's, si bien no se aportan muchos detalles de forma pública, sí que aparentemente se están firmando acuerdos a largo plazo con grandes corporaciones y comercializadoras. En cualquier caso, a día de hoy, su utilización en España no estaría tan extendida como en otros países (p.e. EE.UU., Brasil o México), aunque prolifera cada vez más su utilización sobre todo impulsados por la irrupción de un elevado número de comercializadora independientes.

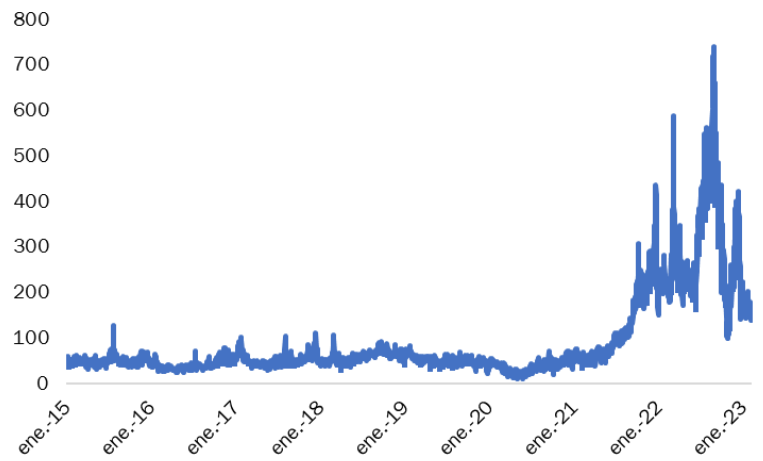
## EVOLUCIÓN HISTÓRICA Y ESPERADA 2015-2032 DE LOS PRECIOS MAYORISTAS EN ESPAÑA



Fuente: Bloomberg

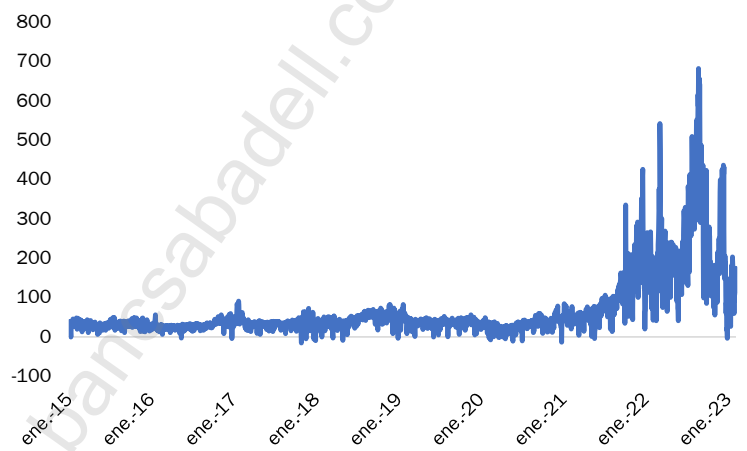
A modo de referencia adjuntamos los gráficos de la evolución de los precios mayoristas de la electricidad de los diferentes países en los que está presente Greening.

### EVOLUCIÓN 2010-2023 DE LOS PRECIOS DEL POOL EN ITALIA



Fuente: Bloomberg

### EVOLUCIÓN 2010-2023 DE LOS PRECIOS DEL POOL EN ALEMANIA



Fuente: Bloomberg

BADOSAG @ ban@sabadell.com



## BIOGÁS: OTRA ALTERNATIVA PARA ALCANZAR LOS OBJETIVOS DEL PNIEC'21-30 Y EL ELP'50

El biogás es un gas renovable producido a partir de materias primas de origen biológico. Su composición depende de la materia prima, pero los elementos mayoritarios son el metano y el dióxido de carbono (aparecen en pequeñas proporciones otros gases como el ácido sulfhídrico o el hidrógeno). Según el IDEA (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía de España), **el biogás, es una energía renovable que puede usarse para cualquiera de las grandes aplicaciones energéticas:** eléctrica, térmica o como carburante.

*España tiene un potencial elevado para la producción de biogás procedente del sector agropecuario, agroalimentario y de la gestión de residuos*

En definitiva, el biogás trata de transformar residuos ganaderos, agroindustriales y domésticos en energía mediante la descomposición de estos, de ahí su carácter renovable.

Para poder aprovechar los gases resultantes es necesario contar con una planta en la que se pueda tanto almacenar los residuos como dejar a las bacterias hacer su trabajo. Esto se puede llevar a cabo en plantas de biogás específicas o directamente en complejos para la gestión de residuos. Todas las instalaciones comparten espacios y funciones básicas:

- **Receptores:** Es el lugar en el que se recibe y almacena la biomasa, compuesta principalmente por residuos orgánicos. Aunque pueden combinarse diferentes tipos de sustratos, la mayoría de las plantas trabajan con un solo tipo. En cualquier caso, se está investigando cómo optimizar la mezcla de residuos para obtener más energía.
- **Fermentadores o biodigestores:** Aquí la materia pasa de estado sólido a gas. El sustrato se introduce en una especie de cámaras oscuras sin luz ni oxígeno. Los residuos se mantienen en movimiento y a una temperatura estable c. 40 grados centígrados por un tiempo de alrededor de dos meses. Además, y según el tipo de instalación, podemos encontrar sistemas de biodigestión discontinuos o continuos, que permiten añadir y extraer todos los días la misma cantidad de sustrato para no parar la producción.
- **Almacenamiento:** Una vez terminado el proceso, se obtiene por un lado biogás y, por otro, un producto secundario, que puede aprovecharse para producir fertilizantes orgánicos.
- **Generadores de energía:** eléctricos, térmicos o de cogeneración, según el tipo de planta. Es el lugar en el que el gas o bien se transporta o inyecta directamente a la red o se transforma en energía eléctrica.

El PER'11-20 (Plan de Energías Renovables 2011-2020), establecía en sus objetivos una potencia instalada total de biogás de 400 MW en 2020. Si bien, según IRENA, **a cierre de 2021 España contaba con 269 MW de potencia instalada de biogás** (en línea con 2020). El objetivo marcado en esta planificación fue parcialmente alcanzado, dado que en 2019 se contaba con una capacidad instalada de biogás cercana a los 300 MW.

**España puede aprovechar la oportunidad con un gran potencial disponible para la producción de biogás procedente del sector agropecuario, agroalimentario y de la gestión de residuos,** dado el gran tamaño de estas industrias además de favorecer la gestión eficiente de los residuos municipales.

De acuerdo con el PRETOR (Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica) dependiente del MITECO (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico), **la producción estimada de biogás en estas plantas en 2020** (última cifra conocida) **se situó en ~2,74 TWh.**

**La Hoja de Ruta del Biogás plantea una visión a 2030 y 2050** en línea con el Marco Estratégico de Energía y Clima, plasmados en el PNIEC 2021-2030 y en la ELP 2050 (Estrategia Energética a Largo Plazo 2050), **estableciendo un objetivo mínimo de producción de biogás de 10,41 TWh anuales en 2030** (+14% TACC'20-30). Dentro del sector del transporte, el biogás contribuirá a que España alcance los objetivos fijados en el PNIEC 2021-2030 sobre el uso de un 28% de energías renovables en el transporte, así como los objetivos de biocombustibles avanzados de la UE fijados en un: 0,2 % en 2022, al menos del 1 % en 2025 y al menos del 3,5 % en 2030.

## 11. ANEXO: MARCO REGULATORIO RENOVABLE Y AUTOCONSUMO

### Marco regulatorio de las energías renovables en España

**El marco regulatorio español ha evolucionado para incentivar el crecimiento de la capacidad renovable instalada, asegurando la sostenibilidad del sistema eléctrico.**

En 2014 el marco regulatorio para la energía renovable (RD 413/2014) experimentó unos cambios significativos, cambiando desde un **sistema de feed-in tariff** a uno tipo RAB basado en las inversiones en capacidad instalada (fijando una rentabilidad razonable a lo largo de la vida del proyecto), con el objetivo de garantizar la viabilidad del sistema eléctrico español. Para conseguir la **rentabilidad razonable**, la regulación contempla una **remuneración específica para cada instalación regulada** (dependiendo del tiempo en operación, la tecnología y los precios pool esperados, entre otros parámetros) que, en general, incluye los ingresos de venta de energía (en el mercado mayorista, por ejemplo) + una compensación por operación (Ro) + una compensación por inversión (Rinv) a lo largo de la vida regulatoria de la instalación (que varía según la tecnología y COD).

Este sistema de retribución **aportó cierta visibilidad sobre ingresos** para este tipo de instalación, ya que un cambio en los parámetros operativos estándar y los precios pool sería compensado por el cambio consiguiente al Ro y Rinv. Sin embargo, dado que la **rentabilidad regulatoria también podría ser modificada cada 6 años, esta visibilidad podría verse matizada**. Cada periodo regulatorio se divide en dos semiperiodos para adaptar los parámetros retributivos a las condiciones de mercado. El marco regulatorio fija la remuneración de una instalación típica asumiendo una gestión eficiente. En este sentido, la Ley 24/2013 de dic'13 (art. 14(7)b) fijó esta rentabilidad regulatoria en el **7,398% para las instalaciones incluidas en el sistema regulatorio anterior**, basado en la rentabilidad media del bono español durante los 10 años antes del RDL 9/2013 (+300bps). Posteriormente, **en 2019** el gobierno estableció la nueva rentabilidad razonable **para el periodo 2020-25 en el 7,09%** (en base a WACC) para las instalaciones que empezaron a operar después de julio'13. Para las instalaciones entrando en funcionamiento **antes de esta fecha corte, se mantuvo el 7,398%** hasta el cierre de 2031 (pero con algunas condiciones).

Esta regulación también estipuló que las nuevas instalaciones, para ser elegibles para el esquema de remuneración mencionado, tendrían que participar en procesos competitivos (subastas) organizados por el Gobierno. Entre 2016 y 2017, el Gobierno español realizó tres subastas bajo un esquema RAB, estableciendo una rentabilidad razonable del 7,503% durante 25 años a través de ingresos *merchant* y pagos de capacidad (Rinv). La alta competitividad vista en las subastas de 2017 se tradujo en que los adjudicatarios renunciaron a una Rinv inicial, solo con derecho a recibir una Rinv en el caso de que los precios pool caigan por debajo de un suelo implícito. Esto supuso un aumento significativo en el número de proyectos desarrollados sin ningún tipo de subvención estatal (~8.700 MW de capacidad renovable entre las tres subastas llevadas a cabo en 2016-17, con la energía fotovoltaica y la eólica onshore representando la mayoría).

### Régimen Económico de Energías Renovables y procedimiento de subasta, REER

En 2020, el PNIEC fue complementado con el proyecto de Ley de Cambio Climático y Transición Energética (pendiente de ratificación en el Congreso en 2021) que incluye una **enmienda al artículo 14 de la Ley del Sector Eléctrico y que permite al Gobierno desarrollar un nuevo Régimen Económico de Energías Renovables y procedimiento de subasta (REER)**. El nuevo artículo 14.7 Bis (RD-Ley 23/2020) estipula que, excepcionalmente, el Gobierno puede establecer un régimen retributivo específico para fomentar la energía renovable y así cumplir con los objetivos energéticos. Este **nuevo régimen de subastas** es adicional al régimen general, que se aplica a las instalaciones ya en funcionamiento. Ahora, el marco establece un **mecanismo de subastas basado en el reconocimiento a largo plazo de un precio fijo para la energía generada** por las nuevas instalaciones vs las anteriores que garantizaba una rentabilidad específica sobre las inversiones (la clave era el valor de la inversión inicial). Con el nuevo mecanismo de subastas:

- **El producto a subastar será la capacidad instalada, la energía eléctrica o una combinación de las dos, y la variable de oferta será el precio por unidad de energía eléctrica.**
- El nuevo marco retributivo será del tipo **"pay-as-bid"**, basado en el reconocimiento a largo plazo de un precio para la energía. Los participantes pujarán ofertando el precio que están dispuestos a cobrar por la energía que se genera la instalación, y el precio de cada ofertante que resulte adjudicatario coincidirá con el precio al que ofertaron. A cambio la instalación se compromete a entregar cierta cantidad de energía (la energía mínima de la subasta) en un periodo de tiempo específico.

- Se fijará un **calendario a 5 años** con términos indicativos en cuanto a las convocatorias de las subastas, la capacidad esperada y las tecnologías, para alcanzar los objetivos de producción renovable establecidos por el PNIEC. Se establecerá una cuota de 3.000 MW de capacidad para tecnologías concretas, de la que un mínimo de 1.000 MW se asignará a tecnología fotovoltaica y 1.000 MW a eólica onshore; el resto de la cuota de 3.000 MW se cubrirá con cualquier tecnología renovable.
- **La duración del contrato de venta de energía variará entre los 10-15 años y podría prorrogarse** (excepcionalmente) **hasta 20 años** en aquellos casos justificados por tecnologías con una inversión inicial muy alta o con riesgo tecnológico.

**En la última subasta celebrada** (noviembre'22) **tan solo se adjudicaron 45,5 MW** (sobre un total de 3.300 MW) **dada la situación económica coyuntural** con un precio medio ponderado de 42,78 euros/MWh. Considerando las subastas anteriores, se han asignado un total de 3.302 MW eólicos, 2.933 MW solar fotovoltaico y 146 MW biomasa. En las próximas subastas se tendrá en cuenta el volumen previsto que no se ha asignado hasta ahora.

### Autoconsumo en España

Desde 2015, **el autoconsumo dispone de su propio marco normativo**. Sin embargo, fue a partir de 2018 que este ha evolucionado hasta completar el marco normativo actual que facilita el desarrollo de este. **A continuación, resumimos los principales componentes de este marco regulatorio:**

- **Real Decreto-ley 15/2018**, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores. Modifica la Ley 24/2013 del Sector eléctrico, introduciendo los tres principios que definirán la actividad del autoconsumo:
  - **La energía autoconsumida de origen renovable**, cogeneración o residuos **estará exenta de todo tipo de cargos y peajes.**
  - **Se permite la existencia de excedentes de energía autoconsumida que se pueden verter a la red** y se contempla el uso de la red para conectar a los consumidores con la instalación de autoconsumo apareciendo la figura de instalaciones próximas.
  - **Se introduce el principio de simplificación administrativa y técnica** para instalaciones de pequeña potencia.
- **Real Decreto 244/2019**, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica. Resulta de aplicación para las instalaciones conectadas a la red de distribución o transporte.
  - **Se definen 3 modalidades de autoconsumo:**
    - **SIN excedentes.**
    - **CON excedentes acogidas a compensación.**
    - **CON excedentes no acogidos a compensación.**
  - **Se regula la conexión a la red interior del consumidor y la conexión a través de la red de distribución o transporte:** Es posible conectar la instalación de autoconsumo a la red interior del consumidor, y en este caso se denominarán instalaciones próximas de red interior, pero también es posible conectar la instalación de autoconsumo a la red de distribución o transporte, y en este caso se denominarán instalaciones próximas a través de red.
  - **Se regula el autoconsumo individual y autoconsumo colectivo.**
  - **Se simplifica la tramitación de las instalaciones**, sobre todo en lo relativo al trámite de acceso y conexión.
  - **Se simplifican los equipos de medida que serán los necesarios para la correcta facturación** de los precios, tarifas, cargos, peajes de acceso y otros costes y servicios del sistema que les resulten de aplicación.
  - Se crea el Registro Administrativo de Autoconsumo, que corresponderá a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

- **Real Decreto-ley 23/2020**, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica. En él se regula todo aquello relativo a las solicitudes de acceso y conexión. Se establece una moratoria temporal a su concesión de la que el autoconsumo queda explícitamente excluido. Adicionalmente, se contemplan medidas de impulso a nuevos modelos de negocio, como son:
  - **Agregadores independientes: participantes en el mercado de producción de energía eléctrica que prestan servicios de agregación** y que no están relacionados con el suministrador del cliente. Se entiende por agregación la combinación de múltiples consumos o electricidad generada de consumidores, productores o instalaciones de almacenamiento para su venta o compra en el mercado de producción de energía eléctrica.
  - **Comunidades de energías renovables:** que son **entidades jurídicas basadas en la participación abierta y voluntaria, autónomas y efectivamente controladas por socios o miembros** que están situados en las proximidades de los proyectos de energías renovables que sean propiedad de dichas entidades jurídicas y que estas hayan desarrollado. Los socios o miembros deben ser personas físicas, pymes o autoridades locales, incluidos los municipios.
  - **Titulares de instalaciones de almacenamiento: que son personas físicas o jurídicas que poseen instalaciones en las que se difiere el uso final de electricidad a un momento posterior a cuando fue generada**, o que realizan la conversión de energía eléctrica en una forma de energía que se pueda almacenar para la subsiguiente reconversión de dicha energía en energía eléctrica.
- **Real Decreto 647/2020**, de 7 de julio, por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión de determinadas instalaciones eléctricas. Las instalaciones de autoconsumo que no precisan realizar trámites de acceso y conexión quedan exentas de cumplir las obligaciones del Reglamento (UE) 2016/631 de 14 de abril y su normativa de desarrollo. El resto de las instalaciones de autoconsumo tienen consideración de módulos de generación de electricidad incluidos dentro del ámbito de aplicación del Reglamento, por lo que deben cumplirlo.
- **Real Decreto 1183/2020**, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica. Este Real Decreto refleja en su artículo 7 la exención de obtener permisos de acceso y conexión a ciertas instalaciones de autoconsumo: cualquier instalación acogida a la modalidad SIN excedentes y a las instalaciones CON excedentes de potencia igual o inferior a 15 kW, que se ubiquen en suelo urbanizado que cuente con las dotaciones y servicios requeridos por la legislación urbanística. Las garantías económicas necesarias para la tramitación de los procedimientos de acceso y conexión se establecen en el artículo 23 como obligatorias en instalaciones en autoconsumo a partir de 15 kW.
- **Circular 1/2021, de la CNMC, por la que se establece la metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de producción de energía eléctrica.** Concreta la metodología de acceso, y prevé el desarrollo de las especificaciones de detalle de cálculo de capacidades de acceso de cada nudo y se establecen requisitos que deben reunir las solicitudes de acceso, entre otras cuestiones de detalle. Las especificaciones mencionadas se encuentran contenidas en la Resolución de 20 de mayo de 2021, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las especificaciones de detalle para la determinación de la capacidad de acceso de generación a la red de transporte y a las redes de distribución.

## 12. ANEXO: DATOS OPERATIVOS HASTA CIERRE 2022

P&L (000 euros)	2020	2021	2022
<b>Importe neto de la cifras de negocio</b>	<b>12.629</b>	<b>17.402</b>	<b>43.810</b>
Variación de existencias de productos terminados y en curso de fabricación	71	-	402
Trabajos realizados por el grupo para su activo	-	812	<b>4.294</b>
Aprovisionamientos	(8.520)	(11.256)	(30.395)
Otros ingresos de explotación	59	41	448
Gastos de personal	(2.158)	(3.831)	(9.000)
Otros gastos de explotación	(1.599)	(1.974)	(6.287)
Amortización del inmovilizado	(17)	(49)	(106)
Deterioro y resultados por enajenaciones del inmovilizado	-	(3)	-
Otros resultados	(45)	(78)	(58)
<b>Resultado de explotación</b>	<b>419</b>	<b>1.063</b>	<b>3.224</b>
Ingresos financieros	1	9	65
Gastos financieros	(82)	(104)	(302)
Deterioro y resultado por enajenaciones de instrumentos financieros	-	-	-
Diferencias de cambio	5	3	24
<b>Resultado financiero</b>	<b>(82)</b>	<b>(93)</b>	<b>(213)</b>
Participación en beneficios (pérdidas) de sociedades puestas en equivalencia	-	-	<b>125</b>
Deterioro y resultado por pérdida de influencia significativa de participaciones puestas en equivalencia o del control conjunto sobre una sociedad multigrupo	-	-	-
Diferencia negativa de consolidación de sociedades puestas en equivalencia	-	-	-
<b>Resultado antes de impuestos</b>	<b>337</b>	<b>971</b>	<b>3.137</b>
Impuesto sobre beneficios	(157)	(268)	(863)
<b>Resultado consolidado del ejercicio</b>	<b>180</b>	<b>703</b>	<b>2.273</b>

Fuente: Greening

<b>BALANCE DE SITUACIÓN (000 euros)</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>
<b>Inmovilizado Intangible</b>	<b>1</b>	<b>7</b>	<b>14</b>
<b>Inmovilizado material</b>	<b>734</b>	<b>1.583</b>	<b>6.810</b>
Terrenos y construcciones	574	552	990
Instalaciones técnicas y otro inmovilizado material	160	393	3.274
Inmovilizado en curso y anticipos	-	638	2.547
<b>Inversiones en empresas del grupo y asociadas a largo plazo</b>	<b>-</b>	<b>107</b>	<b>209</b>
Participaciones puestas en equivalencia	-	81	-
Créditos a sociedades puestas en equivalencia	-	25	-
Otros activos financieros	-	-	-
<b>Inversiones financieras a largo plazo</b>	<b>42</b>	<b>255</b>	<b>648</b>
Instrumentos de patrimonio largo plazo	6	-	-
Otros activos financieros a largo plazo	36	-	-
<b>Activo por impuesto diferido</b>	<b>-</b>	<b>119</b>	<b>93</b>
<b>ACTIVO NO CORRIENTE</b>	<b>777</b>	<b>2.070</b>	<b>7.774</b>
<b>Existencias</b>	<b>979</b>	<b>927</b>	<b>3.381</b>
<b>Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar</b>	<b>5.536</b>	<b>7.612</b>	<b>20.524</b>
Clientes por ventas y prestaciones de servicios	5.192	6.855	17.517
Clientes en empresas del Grupo y asociadas	-	427	558
Deudores Varios	170	329	2.449
Personal	(1)	-	-
Otros créditos con las Administraciones Públicas	174	-	-
<b>Inversiones en empresas del Grupo y asociadas a corto plazo</b>	<b>-</b>	<b>150</b>	<b>287</b>
<b>Inversiones financieras a corto plazo</b>	<b>321</b>	<b>251</b>	<b>311</b>
Periodificaciones a corto plazo	-	-	2
<b>Efectivo y otros activos líquidos equivalentes</b>	<b>267</b>	<b>635</b>	<b>670</b>
<b>ACTIVO CORRIENTE</b>	<b>7.103</b>	<b>9.575</b>	<b>25.174</b>
<b>TOTAL ACTIVO</b>	<b>7.880</b>	<b>11.645</b>	<b>32.948</b>

Fuente: Greening

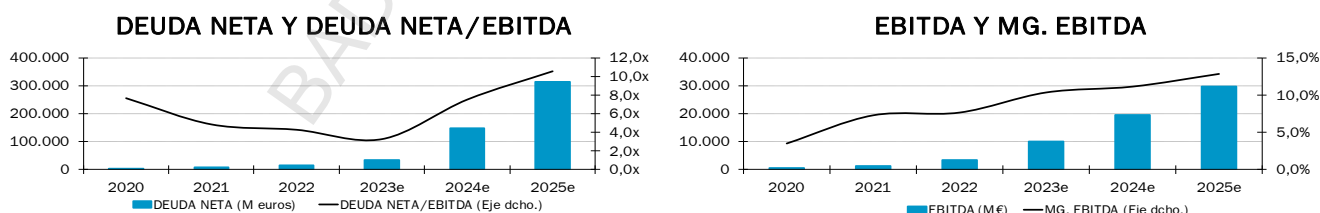
<b>BALANCE DE SITUACIÓN (000 euros)</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>
<b>Fondos Propios</b>	<b>706</b>	<b>1.375</b>	<b>9.101</b>
Capital	112	9	60
Prima de emisión	-	-	5.499
Reservas	380	613	57
Legal y estatutarias	2	7	(43)
Otras reservas	378	606	1.348
Resultado del ejercicio	323	752	2.236
Acciones y participaciones sociedad dominante	(112)	-	-
Resultados negativos de ejercicios anteriores	3	-	-
<b>Subvenciones, donaciones y legados recibidos</b>	<b>(13)</b>	<b>16</b>	<b>16</b>
<b>Ajustes por cambios de valor</b>		<b>(1)</b>	<b>(29)</b>
<b>Socios Externos</b>		<b>54,57</b>	<b>109</b>
<b>PATRIMONIO NETO</b>	<b>693</b>	<b>1.444</b>	<b>9.197</b>
<b>Provisiones a largo plazo</b>			<b>15</b>
<b>Deudas a largo plazo</b>	<b>2.362</b>	<b>2.840</b>	<b>6.108</b>
Deudas con entidades de crédito a largo plazo	2.319	2.800	4.298
Deuda con características especiales	-	-	9
Otros pasivos financieros a largo plazo	44	40	1.800
<b>Deudas con empresas del grupo y asociadas a largo plazo</b>	<b>106</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Pasivos por impuesto diferido</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>34</b>
<b>PASIVO NO CORRIENTE</b>	<b>2.470</b>	<b>2.842</b>	<b>6.156</b>
<b>Deudas a corto plazo</b>	<b>1.565</b>	<b>4.149</b>	<b>9.090</b>
Deudas con entidades de crédito a corto plazo	1.516	4.148	8.498
Otros pasivos financieros a corto plazo	49	1	592
<b>Deudas con empresas del grupo y asociadas a corto plazo</b>	<b>-</b>	<b>241</b>	<b>-</b>
<b>Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar</b>	<b>3.152</b>	<b>2.969</b>	<b>8.505</b>
Proveedores	2.386	1.957	6.375
Proveedores empresas del grupo y asociadas	-	40	20
Otros acreedores	203	726	1.432
Pasivos por impuesto corriente	-	246	678
<b>PASIVO CORRIENTE</b>	<b>4.718</b>	<b>7.359</b>	<b>17.595</b>
<b>TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO</b>	<b>7.880</b>	<b>11.645</b>	<b>32.948</b>

Fuente: Greening

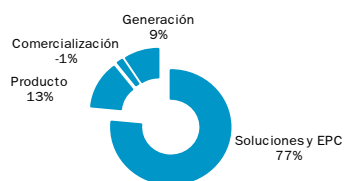
### 13. DATOS FINANCIEROS

	2020	2021	2022	2023e	2024e	2025e	TACC 22/25
<b>PERDIDAS Y GANANCIAS</b>							
<b>Ventas</b>	12.628,6	17.401,7	43.810,0	97.164,2	175.275,9	230.531,9	<b>74%</b>
<i>Crec%</i>	<i>n.a.</i>	<i>37,8%</i>	<i>151,8%</i>	<i>121,8%</i>	<i>80,4%</i>	<i>31,5%</i>	
<b>EBITDA</b>	436,1	1.262,0	3.339,0	10.034,0	19.487,2	29.573,1	<b>107%</b>
<i>Crec%</i>	<i>n.a.</i>	<i>189,4%</i>	<i>164,6%</i>	<i>200,5%</i>	<i>94,2%</i>	<i>51,8%</i>	
<i>Margen EBITDA</i>	<i>3,5%</i>	<i>7,3%</i>	<i>7,6%</i>	<i>10,3%</i>	<i>11,1%</i>	<i>12,8%</i>	
<b>EBIT</b>	418,9	1.063,3	3.224,0	5.797,4	11.305,0	12.931,3	<b>59%</b>
<i>Crec%</i>	<i>n.a.</i>	<i>153,8%</i>	<i>203,2%</i>	<i>79,8%</i>	<i>95,0%</i>	<i>14,4%</i>	
<i>Margen EBIT</i>	<i>3,3%</i>	<i>6,1%</i>	<i>7,4%</i>	<i>6,0%</i>	<i>6,4%</i>	<i>5,6%</i>	
<b>Gastos financieros netos</b>	-82,3	-104,1	-302,0	-750,8	-1.549,5	-5.954,7	<b>170%</b>
<i>Crec%</i>	<i>n.a.</i>	<i>26,4%</i>	<i>190,2%</i>	<i>148,6%</i>	<i>106,4%</i>	<i>284,3%</i>	
<b>Impuestos</b>	<i>n.a.</i>	<i>n.a.</i>	467,0	<i>n.a.</i>	<i>n.a.</i>	<i>n.a.</i>	<b>n.a.</b>
Tasa Impositiva (%)	-46,7%	-27,6%	-27,5%	-28,0%	-28,0%	-28,0%	
<b>Minoritarios s/ BAI (%)</b>	-7,5%	-8,6%	-6,8%	-8,2%	-8,6%	-8,6%	
<b>BDI</b>	179,8	703,0	2.273,0	3.644,0	6.965,8	4.853,6	<b>29%</b>
Nº Accs medio	<i>n.a.</i>	<i>n.a.</i>	24.427,5	29.102,3	29.102,3	29.102,3	
BPA	<i>n.a.</i>	<i>n.a.</i>	0,09 €	0,13 €	0,24 €	0,17 €	<b>21%</b>
<i>Crec%</i>	<i>n.a.</i>	<i>n.a.</i>	<i>n.a.</i>	<i>34,6%</i>	<i>91,2%</i>	<i>-30,3%</i>	
BPA Ajust.	<i>n.a.</i>	<i>n.a.</i>	0,09 €	0,13 €	0,24 €	0,17 €	<b>21%</b>
<i>Crec%</i>	<i>n.a.</i>	<i>n.a.</i>	<i>n.a.</i>	<i>34,6%</i>	<i>91,2%</i>	<i>-30,3%</i>	
<b>DPA</b>	<i>n.a.</i>	<i>n.a.</i>	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	<b>n.a.</b>
Payout (%)	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	
Yield (%)	<i>n.a.</i>	<i>n.a.</i>	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	
<b>Capex</b>	-623,0	-623,0	4.321,0	50.915,8	123.715,6	190.895,3	<b>254%</b>
<b>FLUJOS DE TESORERIA (M euros)</b>							
<b>BDI</b>	179,8	703,0	2.273,0	3.644,0	6.965,8	4.853,6	<b>29%</b>
+Amortizaciones	17,1	198,7	115,0	4.236,6	8.182,2	16.641,8	<b>425%</b>
-Variación Circulante Neto	<i>n.a.</i>	-2.428,1	-8.847,7	2.482,8	-5.686,7	2.742,3	<b>-168%</b>
-Total Inversiones brutas	-623,0	-623,0	4.321,0	50.915,8	123.715,6	190.895,3	<b>254%</b>
+/- Desinversiones y otros Ajustes	<i>n.a.</i>	-1.860,5	2.666,8	22.136,7	495,9	801,5	<b>n.a.</b>
<b>Cash Flow Libre</b>		-2.763,9	-8.113,9	-18.415,6	-113.758,4	-165.856,0	<b>173%</b>
-Dividendos	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	<b>n.a.</b>
<b>Cash Flow Libre (después de dividendos)</b>		-2.763,9	-8.113,9	-18.415,6	-113.758,4	-165.856,0	<b>173%</b>
<b>BALANCE (M Euros)</b>							
<b>Activo fijo</b>	735,3	1.589,6	6.824,0	53.165,4	168.504,8	342.758,3	<b>269%</b>
<b>Circulante neto</b>	3.362,5	5.570,5	15.399,7	14.076,5	20.594,1	18.127,2	<b>6%</b>
<i>% circulante neto / Ventas</i>	<i>26,6%</i>	<i>32,0%</i>	<i>35,2%</i>	<i>14,5%</i>	<i>11,7%</i>	<i>7,9%</i>	
<b>Patrimonio neto atribuible</b>	705,9	1.320,0	8.992,0	34.448,5	4.491,9	3.754,8	<b>-25%</b>
<b>Minoritarios</b>	0,0	54,6	109,0	109,0	109,0	109,0	<b>0%</b>
<b>Deuda Neta (Caja Neta)</b>	3.339,2	6.103,1	14.217,0	32.632,6	146.391,0	312.247,0	<b>180%</b>
<i>Deuda Neta / Equity</i>	<i>4,7x</i>	<i>4,4x</i>	<i>1,6x</i>	<i>0,9x</i>	<i>31,8x</i>	<i>80,8x</i>	
<i>Deuda Neta / EBITDA</i>	<i>7,7x</i>	<i>4,8x</i>	<i>4,3x</i>	<i>3,3x</i>	<i>7,5x</i>	<i>10,6x</i>	
<i>% circulante neto / Ventas</i>	<i>26,6%</i>	<i>32,0%</i>	<i>35,2%</i>	<i>14,5%</i>	<i>11,7%</i>	<i>7,9%</i>	
<b>ROE</b>	25,5%	51,1%	25,0%	10,5%	151,4%	125,6%	
<b>ROCE</b>	7,5%	11,6%	9,9%	6,2%	5,4%	2,9%	
<b>RATIOS DE MERCADO</b>							
<b>EV/Ventas</b>	<i>n.a.</i>	<i>n.a.</i>	3,95x	2,28x	1,92x	2,18x	
<b>EV/EBITDA</b>	<i>n.a.</i>	<i>n.a.</i>	51,84x	22,12x	17,22x	16,96x	
<b>ROCE/WACC</b>	<i>n.a.</i>	<i>n.a.</i>	<i>n.a.</i>	0,71x	<i>n.a.</i>	<i>n.a.</i>	
<b>PER</b>	<i>n.a.</i>	<i>n.a.</i>	69,85x	51,91x	27,16x	38,97x	
<b>PER Ajustado</b>	<i>n.a.</i>	<i>n.a.</i>	69,85x	51,91x	27,16x	38,97x	
<b>P/CF</b>	<i>n.a.</i>	<i>n.a.</i>	16,44x	-132,97x	-5,86x	-1,26x	
<b>P/VC</b>	<i>n.a.</i>	<i>n.a.</i>	17,45x	5,47x	41,11x	48,96x	

### 14. DATOS OPERATIVOS



EBITDA POR ACTIVIDAD 2022



EBITDA POR GEOGRAFIA 2022





**Dirección Análisis**

**Assistants**

Ana Torrente: TorrenteA@bancsabadell.com  
Eamon Donoghue: DonoghueE@bancsabadell.com  
Concha Galán: GalanC@bancsabadell.com  
Héctor Vicente: VicenteH@bancsabadell.com

**Director Análisis**

Nicolás Fernández: FernandezNi@bancsabadell.com

**Financieras**

M.ª Paz Ojeda: OjedaM@bancsabadell.com  
Javier Esteban: EstebanJ@bancsabadell.com

**Utilities, gas y energía**

Álvaro del Pozo: Alvaro.DelPozo@bancsabadell.com  
Virginia Romero: RomeroVi@bancsabadell.com  
Alfredo del Cerro: delCerroA@bancsabadell.com

**TMTs**

Álvaro del Pozo: Alvaro.DelPozo@bancsabadell.com  
Ignacio Romero: Romerolgnacio@bancsabadell.com  
Alfredo del Cerro: delCerroA@bancsabadell.com

**Industriales**

Óscar Rodríguez: RodriguezOsc@bancsabadell.com  
Alfredo del Cerro: delCerroA@bancsabadell.com  
Luis Arredondo: Arredondol@bancsabadell.com  
Alfonso Mariátegui: MariateguiA@bancsabadell.com

**Farmacia, química y  
papeleras**

Luis Arredondo: Arredondol@bancsabadell.com  
Alfredo del Cerro: delCerroA@bancsabadell.com  
Rafael Bonardell: BonardellR@bancsabadell.com

**Construcción, materiales  
de construcción,  
inmobiliarias y REITS**

Ignacio Romero: Romerolgnacio@bancsabadell.com  
Alfredo del Cerro: delCerroA@bancsabadell.com  
Luis Arredondo: Arredondol@bancsabadell.com

**Distribución, retail,  
logística, alimentación y  
bebidas**

Ignacio Romero: Romerolgnacio@bancsabadell.com  
Arancha Piñeiro: PineiroA@bancsabadell.com  
Rafael Bonardell: BonardellR@bancsabadell.com

**Hoteles, transportes y  
autopistas**

Rafael Bonardell: BonardellR@bancsabadell.com

**Derivados, Técnico y Cuantitativo**

Diego Ferrer: FerrerDiego@bancsabadell.com

**Equipo Small&Medium**

Javier Esteban: EstebanJ@bancsabadell.com  
Ignacio Romero: Romerolgnacio@bancsabadell.com  
Alfredo del Cerro: delCerroA@bancsabadell.com  
Luis Arredondo: Arredondol@bancsabadell.com

**Equipo Eurostoxx50**

Óscar Rodríguez: RodriguezOsc@bancsabadell.com  
Arancha Piñeiro: PineiroA@bancsabadell.com  
Álvaro del Pozo: Alvaro.DelPozo@bancsabadell.com  
Alfonso Mariátegui: MariateguiA@bancsabadell.com  
Rafael Bonardell: BonardellR@bancsabadell.com

**Equipo ESG**

Virginia Romero: RomeroVi@bancsabadell.com

**Estrategia de Renta Variable y Estrategia de  
Crédito**

Glen Spencer Chapman: chapmang@bancsabadell.com  
Diego Ferrer: FerrerDiego@bancsabadell.com  
Diego Fernández: FernandezDi@bancsabadell.com  
Virginia Romero: RomeroVi@bancsabadell.com  
Israel González: israel.gonzalez@bancsabadell.com  
Álvaro Ferrero: FerreroAl@bancsabadell.com  
Pablo Esteve: EstevePJ@bancsabadell.com

**Specialist Sales**

Jorge Llorente: LlorenteJo@bancsabadell.com  
Manuel Yagüez: YaguezM@bancsabadell.com  
Pedro Álvarez: AlvarezPe@bancsabadell.com

**Agentes**

Eduardo de la Fuente: Eduardo\_delafuente@agentes.bancsabadell.com

## **Disclaimer sin asesoramiento de inversión**

### **Sistema de recomendaciones:**

El periodo al que se refiere la recomendación y la valoración presentada en el informe tiene una validez de 12 meses. La valoración está basada en hipótesis razonables sobre diversas variables en la fecha de publicación y en modelos de valoración propios disponibles en las bases de datos de la Dirección de Análisis y que pueden incluir desde el descuento de flujos de caja, a una suma de partes, comparación de ratios, descuento de dividendos y otros métodos comúnmente aceptados. La información relevante acerca de modelos propios utilizados en la recomendación de valores en esta comunicación se encuentra disponible a través de la Dirección de Análisis. Para acceder a más información acerca de dichos modelos propios puede ponerse en contacto con la Dirección (email: [bsanalisisinfo@bancsabadell.com](mailto:bsanalisisinfo@bancsabadell.com)). La evolución posterior del precio de cotización de la compañía o de alguna de esas variables (como por ejemplo: cambios sobrevenidos en tipos de interés, tipos de cambio, precios de materias primas, y otras variables que pueden ser tanto específicas de la compañía, como generales de su sector) podría motivar un cambio de recomendación y/o valoración que se reflejaría mediante un nuevo informe de análisis, para lo que no hay un calendario de revisiones específico previsto.

Las recomendaciones de la Dirección de Análisis de Banco de Sabadell, S.A. (Banco Sabadell o la Entidad) son COMPRAR (SOBREPONDERAR en índices y sectores de renta variable y emisores de renta fija), VENDER (INFRAPONDERAR) y BAJO REVISIÓN. La recomendación de COMPRAR se emite para aquellas compañías en las que la Dirección de Análisis de Banco de Sabadell, S.A. espera una evolución mejor a la del mercado (referencia Ibex35 e Índice General de la Bolsa de Madrid para las compañías españolas cotizadas; referencia Eurostoxx50 para las compañías de la zona Euro; en índices y sectores de renta variable el benchmark es la cesta de índices y sectores en cobertura; en emisores de renta fija es el índice BERC IG €) mientras que las de VENDER se emiten para aquellas compañías en las que la Dirección de Análisis de Banco de Sabadell, S.A. espera una evolución peor a la del mercado de referencia. La recomendación de BAJO REVISIÓN se emite para aquellas compañías cotizadas en las que la Dirección de Análisis de Banco de Sabadell, S.A. está analizando posibles cambios en las estimaciones o valoración tras algún hecho relevante que haga posible ese análisis detallado.

El presente informe ha sido preparado por la Dirección de Análisis de Banco de Sabadell, S.A., de forma objetiva e independiente basado en información pública disponible, empleando información de fuentes consideradas fiables, pero Banco de Sabadell, S.A. no se hace cargo ni acepta responsabilidad ante posibles errores en dichas fuentes ni en su elaboración, ni se responsabiliza de notificar cualquier cambio en su opinión o en la información contenida en el mismo o utilizada para su elaboración.

La relación completa de informes y recomendaciones publicados durante los últimos 12 meses sobre los instrumentos financieros analizados por Banco Sabadell pueden consultarse a través del enlace [www.bsanalisis.com](http://www.bsanalisis.com) o a través del servicio de banca a distancia BSOOnline. El 'Informe mensual de Estrategia de Renta Variable', documento consultable por las mismas vías, contiene la proporción total de emisores afectados por las recomendaciones (comprar, vender o bajo revisión) a fecha de hoy y en los 12 meses previos, así como los porcentajes de compañías objeto de análisis a las que se haya prestado actividades y servicios de inversión. El acceso al servicio de análisis requiere que exista una relación contractual previa, ya sea como cliente de la Entidad (clientes depositantes) o por haber suscrito un contrato oneroso de recepción de informes de análisis (clientes no depositantes).

Banco de Sabadell, S.A. se encuentra supervisado por la Comisión Nacional del Mercado de Valores y por el Banco de España.

Este informe, ha sido elaborado por la Dirección de Análisis de Banco de Sabadell, S.A. con la finalidad de proporcionar a sus clientes información general a la fecha de emisión del informe, y está sujeto a cambio sin previo aviso. Banco de Sabadell, S.A. no asume compromiso alguno de comunicar dichos cambios ni de actualizar el contenido del presente documento. En ningún caso contiene recomendaciones personalizadas, y tampoco implica asesoramiento en materia de inversión. Ni el presente documento ni su contenido constituyen una oferta, invitación o solicitud de compra o suscripción de valores o de otros instrumentos o de realización o cancelación de inversiones, ni pueden servir de base a ningún contrato o compromiso.

Los inversores deben tomar sus propias decisiones de inversión, basadas en sus objetivos específicos de rentabilidad y de posición financiera y empleando los consejos independientes que consideren oportunos, y no simplemente en el contenido de este informe. Las inversiones comentadas o recomendadas en este informe podrían no ser interesantes para todos los inversores. Banco de Sabadell, S.A. no asume responsabilidad alguna por cualquier pérdida directa o indirecta que pudiera resultar del uso de este documento o de su contenido. El inversor debe tener en cuenta que la evolución pasada de los valores o instrumentos o resultados históricos de las inversiones, no garantizan la evolución o resultados futuros. El precio de los valores o instrumentos o los resultados de las inversiones pueden fluctuar en contra del interés del inversor incluso suponerle la pérdida de la inversión inicial. Las transacciones en futuros, opciones y valores o instrumentos de alta rentabilidad pueden implicar grandes riesgos y no son adecuados para todos los inversores. De hecho, en ciertas inversiones, las pérdidas pueden ser superiores a la inversión inicial, siendo necesario en estos casos hacer aportaciones adicionales para cubrir la totalidad de dichas pérdidas. Por ello, con carácter previo a realizar transacciones en estos instrumentos, los inversores deben ser conscientes de su funcionamiento, de los derechos, obligaciones y riesgos que incorporan, así como los propios de los valores subyacentes de los mismos. Podría no existir mercado secundario para dichos instrumentos.

Cuando una inversión se realiza en una moneda distinta de la de referencia del inversor, la evolución del tipo de cambio podría afectar a la inversión negativamente, tanto en su valor de mercado como en su rentabilidad.

### **Comunicación de intereses o conflictos de interés [Reglamento Delegado (UE) 2016/958]**

Durante los 12 meses precedentes a la elaboración del presente informe, Banco Sabadell ha participado en operaciones de colocación y aseguramiento de emisiones de renta variable o renta fija de las siguientes Compañías objeto de Análisis por la Dirección de Análisis de Banco Sabadell: Acciona, Acciona Energía, Aedas Homes, Banco Santander, BNP Paribas, CAF, CIE, FCC, Ferrovial, Fluidra, Greening, ING Bank, Meliá Hotels, Metrovacesa, Sacyr, Societé Générale y Solaria.

A fecha de este informe (i) Banco Sabadell no mantiene una posición larga o corta neta que sobrepase el umbral del 0,5% del capital social total emitido por ningún emisor, (ii) Banco Sabadell tiene concedida la exención para las actividades de creación de mercado prevista en el artículo 17 del Reglamento (UE) 236/2012 para los siguientes valores: Abertis, Acciona, Acerinox, ACS, Aena, Amadeus, Antena 3TV, Applus Servicios, Arcelor Mittal, Banco Sabadell, Banco Santander, Bankia, Bankinter, BBVA, Bolsas y Mercados, Caixabank, Cellnex, Dia, Enagás, Endesa, Euskaltel, Ferrovial, Gas Natural, Gestamp Automoción, Grifols, Hispania Activos Inmobiliarios, IAG, Iberdrola, Inditex, Indra, Inmobiliaria Colonial, Logista, Mapfre, Mediaset, Meliá, Merlin Properties, Prosegur, Red Eléctrica, Repsol, Sacyr, Siemens, Técnicas Reunidas, Telefónica, Viscofán y (iii) Banco Sabadell actúa como proveedor de liquidez para los valores de renta variable emitidos por Azkoyen, Fluidra, Iberpapel, Indra, Inmobiliaria Colonial, Libertas7 y Sacyr.

A fecha de este informe ninguna Compañía objeto de análisis por parte de la Dirección de Análisis de Banco Sabadell posee más de un 5% del capital de Banco Sabadell.

Los siguientes miembros del Consejo de Administración de la entidad son a su vez Consejeros independientes de las siguientes sociedades cotizadas analizadas por la Dirección de Análisis de Banco Sabadell: Doña Aurora Catá Sala de Repsol y Atrys. Don George Donald Johnston de Acerinox y Merlin. Doña Alicia Reyes Revuelta de Ferrovial. Don David Vegara Figueras de Amadeus. Doña Laura González Molero de Acerinox y Viscofán. Doña M<sup>a</sup> José García Beato de ACS. Ningún Consejero del Banco tiene una relación comercial relevante con la(s) Compañía(s) objeto de análisis en este informe.

El Grupo Banco Sabadell tiene establecidos procedimientos de actuación y medidas de control que constan en el Reglamento Interno de Conducta del Grupo Banco Sabadell en el ámbito del mercado de Valores (aprobado por el Consejo de Administración de Banco de Sabadell el 24 de mayo de 2018), aplicable a los miembros de la Dirección de Análisis de Banco de Sabadell, S.A., para prevenir y evitar los conflictos de interés en el desarrollo de sus funciones. Dichas medidas incluyen la obligación de los miembros de la Dirección de Análisis de Banco de Sabadell, S.A. de informar de los conflictos de interés a que estén sometidos por sus relaciones familiares, su patrimonio personal o por cualquier otra causa, y mantener dicha información actualizada, así como el establecimiento de barreras y medidas de separación entre las distintas áreas de actividad que desarrolla la entidad relacionadas con valores negociables o instrumentos financieros y con respecto al resto de áreas y departamentos de Banco de Sabadell, S.A. de conformidad con lo previsto en la legislación aplicable, a fin de que la información y documentación propia de cada área de actividad se custodie y utilice dentro de ésta y la actividad de cada una de ellas se desarrolle de manera autónoma con respecto a la de las demás. Los empleados de otros departamentos de Banco de Sabadell, S.A. u otra entidad del grupo Banco Sabadell pueden proporcionar comentarios de mercado, verbalmente o por escrito, o estrategias de inversión a los clientes que reflejen opciones contrarias a las expresadas en el presente documento; asimismo Banco de Sabadell, S.A. o cualquier otra entidad del grupo Banco Sabadell puede adoptar decisiones de inversión por cuenta propia que sean inconsistentes con las recomendaciones contenidas en el presente documento.

Dicho Reglamento Interno de Conducta puede consultarse en la Web corporativa del Grupo Banco Sabadell ([www.bancsabadell.com](http://www.bancsabadell.com)).

Ninguna parte de este documento puede ser copiada o duplicada de ningún modo, reproducida, redistribuida o citada sin el permiso previo por escrito de Banco de Sabadell, S.A.

El Banco no realiza actividades de difusión de este informe en los EE.UU. ni dispone de autorización al efecto.

A 8 de julio de 2022, Banco de Sabadell, S.A. es titular, directa o indirectamente de al menos un 3% del capital social de las siguientes compañías cuyas acciones están admitidas a negociación en algún mercado organizado y que pueden ser objeto de análisis en el presente informe: GRUPO GREENING 2022, S.L. Adicionalmente, Banco de Sabadell, S.A. o entidades vinculadas pueden tener financiación concedida a alguno de los emisores mencionados en el presente informe

La remuneración de los analistas que han elaborado estos informes no esta vinculada, ni directa ni indirectamente, a las recomendaciones u opiniones expresadas en los mismos. Los factores de remuneración de los analistas pueden incluir los resultados de Banco de Sabadell, S.A., parte de los cuales puede ser generado por actividades de banca de inversión.