



Universidad de Valladolid



**ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES**

UNIVERSIDAD DE VALLADOLID

ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSTRIALES

Grado en Ingeniería en Organización Industrial

**Diseño y desarrollo de modelo de
simulación para planificación de
infraestructuras energéticas**

Autora:

del Valle Sánchez, Cristina

Tutores:

Miguel González, Luis Javier

Parrado Hernando, Gonzalo

Departamento de Ingeniería de Sistemas y Automática

**Grupo de Investigación en Energía, Economía y Dinámica de
Sistemas (GEEDS)**

Valladolid, septiembre 2025

*En primer lugar, a la Escuela de Ingenierías Industriales,
por estos cuatro años de aprendizaje.*

*En segundo lugar, a mis tutores, Luis Javier Miguel y Gonzalo Parrado,
por su interés e implicación en este trabajo.*

Por último, a todos los que me sostienen y acompañan diariamente.

A mi madre, a mi hermano y al resto de mi familia.

Y a mi padre.

Resumen

La transición energética exigirá cada vez mayores esfuerzos de planificación que consideren tanto los ritmos reales de despliegue como la vida útil de las infraestructuras. En este contexto, se hace necesaria la elaboración de herramientas de simulación que apoyen la toma de decisiones en materia energética. Este trabajo presenta un modelo de dinámica de sistemas que amplía un segmento del modelo de evaluación integrada (IAM) WILIAM para incorporar de manera explícita los tiempos de planificación, construcción y vida útil de las tecnologías de generación de energía eléctrica y calorífica. Implementado en el software Vensim DSS, el modelo reproduce con precisión la evolución histórica de las capacidades instaladas. Asimismo, ofrece trayectorias de desinstalación a medio plazo y demuestra la importancia de considerar los retrasos temporales en la planificación. En conjunto, este TFG aporta una herramienta robusta, preparada para su integración en WILIAM y con gran utilidad para orientar análisis prospectivos sobre la transición energética.

Palabras clave: Modelo de Evaluación Integrada (IAM), transición energética, dinámica de sistemas, planificación de capacidades, capacidades de generación.

Abstract

The energy transition will increasingly demand careful planning that accounts for both the actual pace of deployment and the lifespan of infrastructures. In this context, developing simulation tools to support decision-making in the energy sector becomes essential. This study presents a system dynamics model that extends a segment of the Integrated Assessment Model (IAM) WILIAM to explicitly incorporate the planning, construction, and lifetime of electricity and heat generation technologies. Implemented using the software Vensim DSS, the model accurately replicates the historical evolution of installed capacities. It also provides medium-term decommissioning scenarios and underscores the importance of factoring in time delays during planning. Overall, this research delivers a solid tool, ready to be integrated into WILIAM and highly valuable for prospective analyses of the energy transition.

Keywords: Integrated Assessment Model (IAM), energy transition, system dynamics, capacity planning, generation capacities

Índice de contenido

Introducción: La transición energética y el desafío de modelar la infraestructura energética	9
0.1. La crisis climática y la transición energética	9
0.2. La relevancia de los tiempos en la transición energética	12
0.3. Modelos de Evaluación Integrada (IAMs).....	14
0.4. WILIAM (Within Limits Integrated Assessment Model)	15
0.5. Objetivos y estructura de la memoria	17
Capítulo 1. Metodología.....	19
1.1. Qué es la dinámica de sistemas.....	19
1.2. Herramienta de modelado: Vensim DSS.....	20
1.3. Fases metodológicas.....	21
1.4. Conceptos básicos del diagrama causal.....	23
1.5. Conceptos básicos del diagrama de flujo	27
Capítulo 2. Modelado	29
2.1. Articulación del problema	29
2.1.1. Lógica anterior de capacidades energéticas en WILIAM	29
2.1.2. Rediseño de la lógica de modelado: hacia un modelo más realista en la dinámica de capacidades.....	30
2.1.3. Hipótesis de modelado	32
2.2. Elaboración del diagrama causal.....	33
2.3. Elaboración del diagrama de flujos.....	36
2.3.1. TIME STEP, tiempo de simulación y unidades del modelo	36
2.3.2. Estructura general del modelo.....	37
2.3.3. Caracterización detallada de los flujos <i>F1 installation</i> y <i>F1 decommission</i>	41
2.3.4. Diagrama de flujos y stocks completo	52
2.3.5. Descripción de los <i>subscripts</i> del modelo	58
2.4. Parametrización del modelo	65
2.4.1. Capacidad instalada en 2005	65

2.4.2.	Tiempo de planificación y construcción y vida útil.....	66
2.5.	Calibración del modelo	93
2.5.1.	Primera etapa: cálculo de <i>Additional decommission</i> y <i>F1 installation</i>	94
2.5.2.	Segunda etapa: cálculo de <i>F1 new planned</i> y <i>Planification and construction capacity before 2005</i>	98
2.5.3.	Tercera etapa: cálculo de <i>Ini planned</i>	101
Capítulo 3. Resultados y discusión.....		103
3.1.	Enfoque y propósito de los resultados	103
3.2.	Resultados de la calibración: reproducción de capacidades históricas.....	105
3.3.	Aportaciones del modelo en la trayectoria de desinstalación	107
3.4.	Aportaciones del modelo en la planificación: un ejercicio prospectivo y la relevancia de los retrasos temporales	111
3.5.	La necesidad de cerrar el ciclo de planificación y otras líneas de trabajo futuro.....	115
Conclusión		119
Referencias.....		121

Índice de figuras

Figura 1 Porcentaje de suministro energético mundial en función de la fuente en 2022	9
Figura 2 Generación mundial de electricidad en función de la fuente, 1990-2022.....	11
Figura 3 Estructura básica de funcionamiento de los IAMs	14
Figura 4 Esquema de la estructura de módulos del modelo WILIAM	16
Figura 5 Carácter iterativo del proceso de modelado.....	21
Figura 6 Influencia positiva en dinámica de sistemas.....	23
Figura 7 Influencia negativa en dinámica de sistemas	24
Figura 8 Ejemplo de bucle positivo o de refuerzo	25
Figura 9 Efecto de un bucle positivo o de refuerzo	25
Figura 10 Ejemplo de un bucle negativo o estabilizante	26
Figura 11 Efecto de un bucle negativo o estabilizante	26
Figura 12 Representación característica del diagrama de Forrester	27
Figura 13 Segmento del módulo energético de WILIAM dedicado a la instalación y desinstalación de potencia eléctrica y calorífica	30
Figura 14 Diagrama causal del modelo propuesto en este trabajo	35
Figura 15 Primera versión del diagrama de flujo.....	37
Figura 16 Segunda versión del diagrama de flujo	41
Figura 17 Funcionamiento de las variables F1 new planned y F1 planification and construction delay para la generación eléctrica con combustibles líquidos en Europa	43
Figura 18 Funcionamiento de las variables F1 installation y F1 decommission delay para la generación eléctrica con combustibles líquidos en Europa.....	43
Figura 19 Diagrama de flujo de la desinstalación.....	44
Figura 20 Energía inicial restante real y teórica para la generación eléctrica con combustibles líquidos en Europa	46
Figura 21 La desinstalación como suma de tres variables. Generación con combustibles líquidos en Europa.....	49
Figura 22 Diagrama de flujos de la planificación.....	50

Figura 23 La instalación como suma de dos variables. Generación eléctrica con combustibles líquidos en Europa	52
Figura 24 Diagrama de Forrester completo	54
Figura 25 Tiempos medios de desarrollo de un proyecto geotérmico	72
Figura 26 Tiempo medio de construcción (en meses) de reactores nucleares a nivel mundial desde 1981 a 2023	79
Figura 27 Tiempo medio de construcción (en meses) de proyectos de infraestructura eléctrica según su tipo.....	83
Figura 28 Vida útil de fuentes de energía y centrales eléctricas en el mundo, por tipo	83
Figura 29 Diagrama de flujo de la primera etapa de calibración.....	94
Figura 30 Diagrama de flujo de la segunda etapa de calibración.....	98
Figura 31 Versión definitiva del diagrama de Forrester.....	102
Figura 32 Capacidad instalada simulada y real para eólica terrestre, nuclear y cogeneración con combustibles sólidos fósiles en Europa	106
Figura 33 Capacidad instalada simulada y real para eólica terrestre en Europa, USMCA, China y LATAM	106
Figura 34 Evolución de la potencia de generación con combustibles fósiles sólidos en China en ausencia de nuevas instalaciones	107
Figura 35 Picos de desinstalación eléctrica en Europa	108
Figura 36 Trayectoria de desinstalación de la eólica terrestre en Europa ..	110
Figura 37 Evolución de la potencia eólica terrestre en ausencia de nuevas instalaciones.....	110
Figura 38 Resultados de la eólica terrestre con planificación en rampa	113
Figura 39 Resultados de la eólica terrestre con planificación en pulso	113
Figura 40 Hidroeléctrica de presa con planificación en rampa	114
Figura 41 Hidroeléctrica de presa con planificación en pulso.....	114

Índice de tablas

Tabla 1 Evolución discreta de los stocks	40
Tabla 2 Ejemplo numérico del funcionamiento de la variable <i>Annual remaining capacity</i>	48
Tabla 3 Variables endógenas del modelo	55
Tabla 4 Variables exógenas del modelo.....	57
Tabla 5 Elementos del subscript REGIONS_9_I.....	58
Tabla 6 Elementos del subscript NRG_PROTRA_SUBTECH_I.....	61
Tabla 7 Elementos del subscript NRG_TO_I	64
Tabla 8 Costes de construcción de algunos proyectos nucleares	78
Tabla 9 Tabla resumen de la búsqueda bibliográfica de tiempos	85
Tabla 10 Ejemplo de cálculo de las variables <i>F1 new planned</i> y <i>Planification and construction capacity before 2005</i>	100
Tabla 11 <i>Planification and construction capacity before 2005</i> anual para la eólica terrestre en Europa	101
Tabla 12 Ejercicio prospectivo: escenarios ensayados.....	112

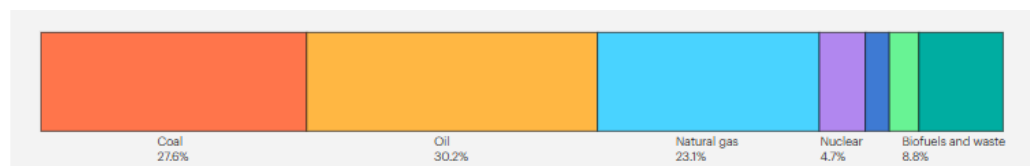
Introducción: La transición energética y el desafío de modelar la infraestructura energética

0.1. La crisis climática y la transición energética

El desarrollo económico global desde la Revolución Industrial ha estado fuertemente ligado al uso masivo de combustibles fósiles. Carbón, petróleo y gas natural han proporcionado una fuente abundante, densa y fácilmente aprovechable de energía que ha impulsado la industrialización, el transporte y el crecimiento sostenido del producto interior bruto (GDP) en prácticamente todas las regiones del mundo. Y a la inversa, en ocasiones de escasez la economía se ha visto obligada a reducir su producción o a fomentar cambios tecnológicos y sociales para ser capaz de superar las barreras energéticas. Lo que da cuenta de la profunda relación entre energía y economía (Stern, 2011).

Figura 1

Porcentaje de suministro energético mundial en función de la fuente en 2022



Nota. Tomado de International Energy Agency. (s.f.-a). *Energy mix, world.* <https://www.iea.org/world/energy-mix>

Según la Agencia Internacional de la Energía (IEA, s.f.-a) en 2022 los combustibles fósiles seguían representando más del 80% del suministro energético mundial. En concreto, el petróleo fue la fuente más utilizada, con un 30% del total, seguido del carbón (27,6%) y el gas natural (23,1%) tal y como se aprecia en la figura 1.

Sin embargo, desde hace algunas décadas se conoce la necesidad de prescindir urgentemente de las fuentes fósiles. Esto se debe, sobre todo, a dos razones: la primera es la necesidad de reducir drásticamente las emisiones de CO₂ debido a la crisis climática; y la segunda son los picos de producción de estas fuentes energéticas, que llegarán tarde o temprano.

Desde el punto de vista climático, la quema de combustibles fósiles es la fuente principal —derivada de la actividad humana— de gases de efecto invernadero, responsables del calentamiento global. Por lo tanto, prolongar su uso masivo es incompatible con los objetivos del Acuerdo de París, cuyo propósito es limitar el aumento de las temperaturas globales por debajo de los 1,5 o 2 °C respecto

a los niveles preindustriales (Organización de las Naciones Unidas [ONU], 2015, p. 3).

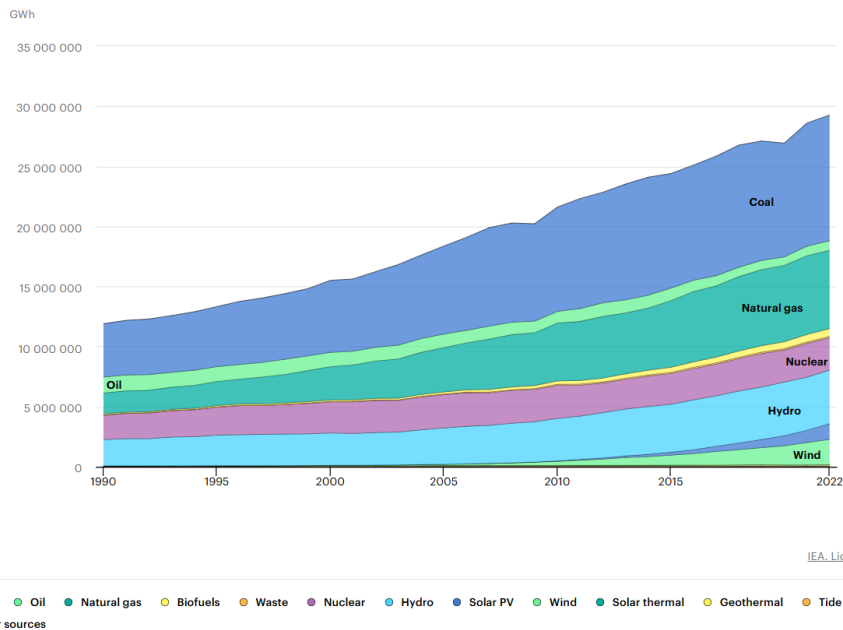
Por otro lado, cada vez hay más evidencia de que muchas fuentes fósiles – especialmente el petróleo y el gas— están alcanzando su pico de producción o lo harán en las próximas décadas. El pico de producción de combustibles fósiles, popularizado inicialmente por el geólogo M. King Hubbert, hace referencia al punto en el que la extracción de combustibles fósiles alcanza su máximo, a partir de lo que comienza a disminuir de manera irreversible. Los recursos disponibles se irán reduciendo; no por la escasez de reservas, sino porque la extracción de las restantes requerirá una cantidad de energía cada vez mayor. Es decir: esta circunstancia no se debe a que las reservas fósiles vayan a disminuir hasta agotarse en un horizonte próximo, sino a que su extracción será progresivamente menos rentable (Turiel, 13 de diciembre de 2019). Así, los picos de combustibles fósiles introducen una limitación adicional al modelo energético actual, incluso en ausencia de restricciones climáticas: la viabilidad a largo plazo del suministro fósil es cada vez más incierta y con toda probabilidad no seremos capaces de mantener el ritmo de producción actual durante mucho más tiempo.

Es más, a pesar de la incertidumbre asociada a ambas cuestiones, algunos investigadores (Welsby et al.) determinaron en 2021 que el 60% del gas y petróleo, y el 90% del carbón conocidos deben mantenerse bajo suelo, regional y globalmente, para ser capaces —con un 50% de probabilidad— de limitar el incremento global de temperatura a 1.5 °C respecto a los niveles preindustriales en 2050.

Por lo tanto, es necesario buscar fuentes alternativas que sustituyan la energía que se ha estado obteniendo gracias a las fuentes fósiles. En este contexto, la transición energética se ha convertido en una prioridad a escala mundial. Como señala Makard (2018), la primera fase de la transición energética consiste en el cambio del sistema energético actual —basado en combustibles fósiles— a uno basado en fuentes de energía renovables o de bajas emisiones. Es relevante destacar que esta transición debe avanzar simultáneamente en dos direcciones complementarias. Por un lado, debe producirse la electrificación de los usos finales de la energía. Es decir, lograr que los sectores tradicionalmente dependientes de combustibles fósiles (como el transporte, la industria o los edificios) pasen a utilizar la electricidad como fuente energética principal. Por otro, dicha electricidad deberá generarse a partir de fuentes renovables o de bajas emisiones, lo que implica una transformación del sistema de generación eléctrica.

Figura 2

Generación mundial de electricidad en función de la fuente, 1990-2022



Nota. Tomado de International Energy Agency. (10 de junio de 2025). *Energy statistics data browser. Electricity generation by source.* <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/energy-statistics-data-browser?country=WORLD&fuel=Electricity%20and%20heat&indicator=ElecGenByFuel>

Como se observa en la figura 2, aunque la generación renovable ha crecido en las últimas décadas, según la IEA (s.f.-a) en 2022 un 60% de la electricidad global aún se generaba a partir de combustibles fósiles —especialmente carbón (35,7%) y gas natural (22,3%)—. Por lo tanto, es indispensable reducir cuanto antes el porcentaje de electricidad generado con fuentes fósiles y sustituirlo por generación con otras fuentes maduras o emergentes, como la energía hidráulica, la eólica, la geotérmica o, incluso, la nuclear.

Tras esta primera fase de despliegue de generación limpia, la transición energética será un concepto cada vez más amplio y complejo, que abarcará no solo la generación de electricidad, sino también otras capas del sistema, como la distribución o el almacenamiento, donde se situará el foco de la innovación tecnológica. Asimismo, la creciente interdependencia entre sectores exigirá que las políticas y la investigación consideren la transición desde un enfoque sistémico, que tenga en cuenta múltiples tecnologías, sectores y niveles del sistema energético (Markard, 2018).

Frente a este escenario, el estudio de la evolución energética se constituye como un aspecto clave para mantener los niveles de producción demandados por la sociedad. La electrificación de sectores como el transporte o la industria implica que habrá que cubrir no solo la demanda eléctrica existente, sino también una nueva demanda sustitutiva que podría crecer de forma acelerada. Asimismo, la correcta integración de las energías renovables requerirá grandes esfuerzos de planificación que tengan en cuenta los ritmos reales de despliegue de la infraestructura, la evolución esperada de la demanda y la necesidad de garantizar el suministro, entre otros.

Así, surge la necesidad de desarrollar herramientas de análisis y modelado que sirvan de ayuda para la planificación energética. Modelos que no solo cuantifiquen cuánto instalar, sino también cuándo, dónde y con qué ritmos temporales. Este Trabajo de Fin de Grado se inscribe en este marco, con el propósito de modelar una de las piezas clave del sistema energético: la instalación de la capacidad de generación eléctrica y térmica, concretamente en relación con sus tiempos de planificación, construcción y vida útil.

0.2. La relevancia de los tiempos en la transición energética

Un aspecto no siempre considerado en el análisis de la transición energética es la dimensión temporal de las infraestructuras. Sin embargo, se trata de un punto crítico. Las decisiones que se toman hoy respecto a qué tecnologías instalar no se traducen en una capacidad operativa inmediata: la planificación, los trámites burocráticos, la construcción y la entrada en operación suelen durar varios años. Esta inercia temporal condiciona de forma profunda la capacidad del sistema energético para adaptarse a cambios tecnológicos, económicos o políticos, y para satisfacer una demanda en crecimiento y transformación constante. Por ello, tener en cuenta el factor temporal se constituye como un punto clave en la planificación de las políticas de transición.

Además, la transición energética se enfrenta a plazos concretos y ambiciosos definidos por múltiples políticas climáticas nacionales e internacionales. Iniciativas como el Pacto Verde Europeo (2020) o el plan REPowerEU (2022) o la Inflation Reduction Act (2022) en Estados Unidos establecen objetivos con horizontes temporales claros. Por ejemplo, el Pacto Verde Europeo pretende lograr que Europa sea climáticamente neutra de aquí a 2050 (Comisión Europea, s.f.)¹. El plan REPowerEU surge como respuesta a la guerra en Ucrania

¹ Bloomfield y Steward (2020) subrayan que propuestas como el Pacto Verde Europeo representan un cambio de paradigma en la política climática, al situar a los gobiernos estatales en el centro de la acción climática y abrir la posibilidad de articular consensos amplios en torno a la transición energética.

para eliminar la dependencia de la Unión Europea de los combustibles fósiles dependientes de Rusia. Pretende, entre otros, poner fin a todas las importaciones de gas ruso para finales de 2027 (Comisión Europea, 17 de junio de 2025). Por último, el Inflation Reduction Act, apunta al objetivo global de reducir las emisiones de CO₂ en un 40% para 2030 (IEA, 16 de julio de 2025)². Alcanzar estos objetivos requiere no solo voluntad política, sino una planificación estratégica rigurosa que sea capaz de anticipar con suficiente antelación las necesidades futuras y los ritmos realistas de despliegue tecnológico.

En este contexto, desarrollar modelos que incluyan las variables temporales es determinante. Como se expondrá en capítulo metodológico, los datos empíricos muestran que los tiempos de planificación y construcción varían considerablemente entre tecnologías. Mientras que una instalación solar de carácter urbano puede estar operativa en cuestión de meses, una central nuclear o una central hidroeléctrica de presa suelen requerir casi una década hasta su puesta en marcha. Del mismo modo, interesa conocer o estimar la duración de la vida útil de cada instalación, pues condiciona cuándo debe reemplazarse y, por lo tanto, determina patrones de inversión futuros que también deben anticiparse.

Ignorar estos aspectos temporales conduciría a graves errores en la gestión energética, como sobreestimar la capacidad disponible en el corto o medio plazo, o subestimar las necesidades de reemplazo futuro. En cambio, incorporar en los modelos de planificación esta estructura temporal permite capturar dinámicas esenciales, como cuellos de botella en el despliegue, retrasos en la cobertura de la demanda, o picos de desinstalación que generan tensiones en el sistema si no han sido compensados con suficiente antelación.

Por todo ello, modelar explícitamente los ritmos reales de evolución de la capacidad energética —tiempos de vida, planificación y construcción— no solo mejora la calidad técnica del análisis, sino que resulta imprescindible para proporcionar información útil de cara a la toma de decisiones en un contexto de transición energética.

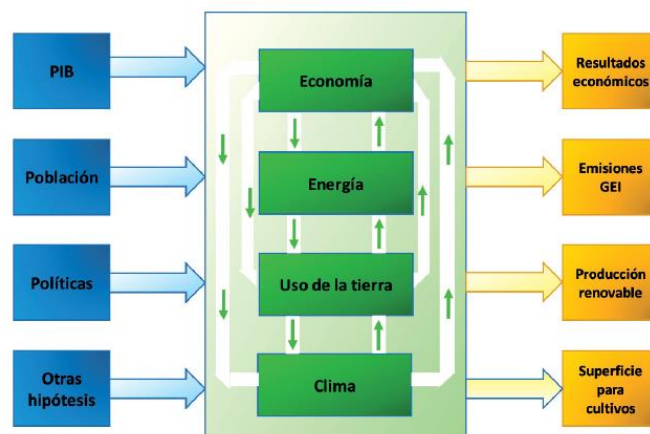
² El Inflation Reduction Act es una ley federal que surge con dos objetivos: reducir la inflación en los hogares y combatir el cambio climático. Para más información acerca de las medidas, climáticas o no, impulsadas por el Inflation Reduction Act véase Congreso de los Estados Unidos (2022).

0.3. Modelos de Evaluación Integrada (IAMs)

Una vez establecida la necesidad de examinar los márgenes temporales en las herramientas de análisis de la transición energética, conviene considerar que esta no puede desligarse de otras variables económicas, climáticas y sociales. Por este motivo, para modelarla se requieren herramientas interdisciplinarias que integren múltiples dimensiones en un marco coherente. En este sentido, los modelos de evaluación integrada (IAMs, siglas en inglés de Integrated Assessment Models) surgieron como una herramienta que permitía abordar las relaciones entre energía, economía y cambio climático, de cara a evaluar soluciones a la crisis climática y escenarios de transición energética.

Figura 3

Estructura básica de funcionamiento de los IAMs



Nota. Tomado de de Blas, I., Miguel, L. J., y de Castro, C. (2021). Integrated assessment models (IAMs) applied to climate change and energy transition. *Dyna*, 96(3), 316–321. <https://doi.org/10.6036/9922>

Según un artículo publicado por investigadores del GEEDS en 2021 (De Blas et al.), los IAMs comenzaron en la década de los 70, con el desarrollo del World3. Desde entonces han ido surgiendo nuevos modelos, como el MESSAGE (IIASA, Austria), el IMAGE (PBL Netherlands Environmental Assessment Agency, Países Bajos) o el GCAM (Joint Global Change Research Institute, EEUU)³, que se encuentran entre los más empleados en grandes proyectos internacionales. Este mismo artículo define los IAMs del siguiente modo: “Un IAM es una herramienta de simulación numérica diseñada para ayudar a comprender las relaciones entre un gran número de variables tecnológicas, económicas, ambientales y sociales”. Para ello, suelen estar divididos en distintos módulos

³ Para más información sobre los modelos World3, MESSAGE, IMAGE y GCAM véanse, respectivamente, Meadows et al. (1972), Krey et al. (2016), Stehfest et al. (2014) y Calvin et al. (2020).

correspondientes a las dimensiones representadas en el modelo (economía, energía, clima, uso de la tierra, etc.), entre los cuales existen relaciones y realimentaciones que los vinculan. Un esquema de esta estructura se muestra en la figura 3.

En dicha figura se observa cómo los módulos, que son interdependientes entre sí, se ven afectados por las entradas del modelo y dan lugar a las salidas. En este sentido, es importante mencionar que este tipo de modelos no están enfocados a predecir el futuro con exactitud, sino a proyectar diferentes futuros climáticos —con y sin la aplicación de políticas— con el objetivo de servir de apoyo en la toma de decisiones (Weyant, 2017). Por tanto, sus resultados deben interpretarse teniendo en cuenta la incertidumbre derivada de las hipótesis que constituyen las entradas del modelo.

0.4. WILIAM (Within Limits Integrated Assessment Model)

En este contexto se inscribe WILIAM (Within Limits Integrated Assessment Model), un IAM abierto y desarrollado con dinámica de sistemas en el marco del proyecto europeo LOCOMOTION H2020, coordinado por el Grupo de Investigación de Energía, Economía y Dinámica de Sistemas de la Universidad de Valladolid (GEEDS).

Este grupo de investigación está integrado por investigadores de diversas áreas, tales como la economía, la ingeniería o las ciencias ambientales. Como su propio nombre indica, sus líneas de investigación se centran en la energía y la economía y utilizan la dinámica de sistemas como herramienta para analizar las complejas relaciones entre las variables que afectan a la sostenibilidad y al desarrollo.

El proyecto LOCOMOTION (Low-carbon society: an enhanced modelling tool for the transition to sustainability)⁴, financiado por el programa Horizon 2020, tuvo como objetivo diseñar una nueva generación de IAMs de código abierto que superaran algunas de las limitaciones de modelos anteriores. Fruto de este proyecto surgió WILIAM, que se desarrolló partiendo de la base del modelo MEDEAS⁵ con el objetivo de subsanar algunas carencias habituales en el campo de los IAMs, según un artículo publicado por Mediavilla et al. (2025).⁶ En particular, la representación excesivamente simplificada de los procesos económicos, la sobreestimación del potencial energético o los desafíos de un sistema 100% renovable, entre otras.

⁴ Para más información acerca del proyecto LOCOMOTION véase Comisión Europea (2019).

⁵ Para más información acerca del modelo MEDEAS consúltese Capellán-Pérez et al. (2020).

⁶ La descripción detallada de WILIAM puede encontrarse en los entregables del proyecto (Lifi et al., 2023; Samsó et al., 2023) y en la wiki del modelo (LOCOMOTION, 2025). La última versión pública del modelo puede descargarse del github del proyecto (LOCOMOTION, 2024).

Se trata de un modelo multirregional desarrollado para 35 regiones (los 27 países de la Unión Europea; UK, Reino Unido; USMCA, Estados Unidos; China; Rusia; India; EASOC, Este de Asia y Oceanía; LATAM, Latinoamérica; y LROW, el resto del mundo) y compuesto por 8 complejos módulos —demografía, sociedad, economía, finanzas, energía, materiales, tierra/agua y clima— interrelacionados entre sí. El esquema de su estructura se muestra en la figura 4. Además, a pesar de que su desarrollo comenzó en el marco del proyecto LOCOMOTION, en la actualidad WILIAM se emplea en diversos proyectos europeos en los que participa el grupo, entre ellos IAM-COMPACT, NEVERMORE, HYDRA, PANTHEON y RETHINK ACTION⁷.

Figura 4
Esquema de la estructura de módulos del modelo WILIAM

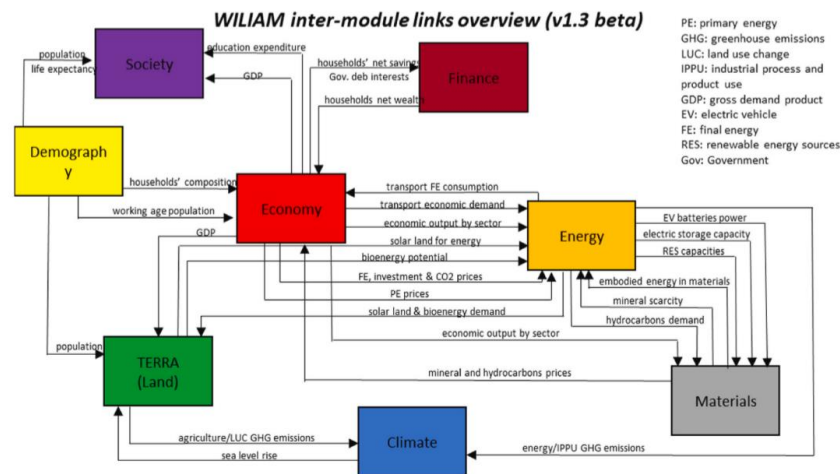


Fig. 1. Schematic structure overview of the WILIAM model, representing the main linkages between the modules: society, demography, economy, finance, land, energy, materials and climate.

Nota. Tomado de Mediavilla, M., Lifi, M., Ferreras-Alonso, N., Miguel, L. J., y de Blas, I. (2025). Analysis of the competition between land, energy and food using the TERRA module of WILIAM System Dynamics IAM. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 216, 115651. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2025.115651>

⁷ Para consultar información acerca de los proyectos IAM-COMPACT, NEVERMORE, HYDRA, PANTHEON y RETHINK ACTION véanse, respectivamente, Comisión Europea (2022a), Comisión Europea (2022b), Comisión Europea (2023), Comisión Europea (2024) y Comisión Europea (2021).

0.5. Objetivos y estructura de la memoria

De este modo, el presente Trabajo de Fin de Grado se ha llevado a cabo dentro de la labor del GIR GEEDS. Más en concreto, se inscribe dentro del desarrollo de WILIAM y nació con el propósito de introducir una ampliación en el módulo de energía de este modelo para dotarlo de una estructura temporal más realista.

Como abordaré más adelante, el módulo energético de WILIAM no tenía en cuenta los retrasos temporales propios del mecanismo de instalación y desinstalación de capacidad. Así, el presente trabajo tiene como objetivo principal construir un nuevo modelo de dinámica de sistemas que, en contraposición con la aproximación anterior de WILIAM, sí incorpore explícitamente los tiempos de despliegue y de vida de las instalaciones de transformación de energía primaria en energía secundaria (tanto eléctrica como calorífica).

El propósito es aportar un modelo más preciso y completamente validado, listo para su integración en WILIAM, así como una búsqueda bibliográfica de tiempos valiosa y bien documentada. También analizar cómo la incorporación de los tiempos de planificación, construcción y vida útil mejora los modelos como herramientas de planificación energética. De este modo, este trabajo representa una aportación técnica concreta al modelo WILIAM, pero también contribuye al objetivo más amplio de la representación dinámica de la transición energética en modelos de simulación.

En cuanto a la estructura de la memoria, esta se organiza en tres capítulos. En el capítulo 1 se presenta la metodología empleada, que combina la disciplina de dinámica de sistemas con el uso de la herramienta Vensim DSS, y se describe el proceso seguido para la construcción del modelo de acuerdo con la teoría de Sterman. El capítulo 2 desarrolla en detalle el modelado realizado: se expone la articulación del problema, el diagrama causal que fundamenta la lógica del sistema, el diagrama de flujos que plasma dicha lógica en términos operativos, la parametrización del modelo y su calibración para ser capaz de replicar los datos históricos.

El capítulo 3 recoge los principales resultados del trabajo, así como su discusión. Se muestra, en primer lugar, la capacidad del modelo para reproducir el histórico de capacidades instaladas. A continuación, se exponen las principales aportaciones del modelo desarrollado frente a la aproximación anterior. Por último, se discuten sus limitaciones actuales junto con su potencial de explotación en estudios futuros. Finalmente, se presentan las conclusiones del trabajo realizado, que subrayan la relevancia de incorporar los desfases temporales en los modelos de planificación energética y la aportación

que supone el modelo desarrollado, listo para ser integrado en WILIAM y utilizado en análisis prospectivos.

Capítulo 1. Metodología

Una vez establecida la relevancia de desarrollar un nuevo modelo de instalación energética que incorpore explícitamente el tiempo de planificación y la vida útil de cada tipo de instalación, conviene exponer la metodología seguida para construirlo.

Como método de modelado se ha utilizado la dinámica de sistemas, por ser la disciplina bajo la que se desarrolla WILIAM. A continuación, se introducirá la dinámica de sistemas como herramienta que permite elaborar modelos computacionales de simulación. Del mismo modo, se expondrá el software utilizado: Vensim DSS, un software especializado en este campo. Asimismo, se describirán las fases del proceso de desarrollo del modelo, basadas en bibliografía sobre dinámica de sistemas. Por último, se expondrán algunos de los conceptos básicos del diagrama causal y el diagrama de Forrester, con el objetivo de facilitar la comprensión del siguiente capítulo, que recoge el modelado.

1.1. Qué es la dinámica de sistemas

Tal y como se presentaba en la introducción, WILIAM es un modelo de evaluación integrada (IAM, por sus siglas en inglés) desarrollado utilizando dinámica de sistemas. Es por ello que el modelo que se pretende desarrollar, que será integrado en WILIAM, será también un modelo de dinámica de sistemas. Por lo tanto, es preciso exponer en qué consiste esta metodología de modelado.

La dinámica de sistemas nació de la mano de Jay W. Forrester en el MIT durante la década de 1950, e inicialmente se creó como una herramienta de aplicación industrial, tal como muestra el libro que publicó este autor al final de la década, en 1961: *Industrial Dynamics* (1997). Sin embargo, su campo de aplicación no tardó en extenderse al ámbito socioeconómico y medioambiental, con publicaciones tan relevantes como *Counterintuitive Behaviour of Social Systems* (Forrester, 1971), *Dynamics of Growth in a finite World* (Meadows, 1972) o *System dynamics—a personal view fo the first fifty years* (Forrester, 2007).

Uno de los libros más ampliamente reconocidos en el campo es *Business dynamics: systems thinking and modelling for a complex world*, publicado por John D. Sterman (2002). En dicho libro, Sterman daba la siguiente definición de la dinámica de sistemas:

System dynamics is a perspective and set of conceptual tools that enable us to understand the structure and dynamics of complex

systems. System dynamics is also a rigorous modelling method that enables us to build formal computer simulations of complex systems and use them to design more effective policies and organizations. (p.6)

Según Juan Martín García en su libro *Teoría y ejercicios prácticos de dinámica de sistemas*, “un sistema es un conjunto de ‘elementos’ relacionados entre sí, de forma tal que un cambio en un elemento afecta al conjunto de todos ellos” (2004). De esta forma, la dinámica de sistemas es la disciplina que permite modelar matemáticamente dichos sistemas en un ordenador.

El propósito de estos modelos de simulación es doble. Por un lado, pretenden proporcionar un conocimiento más profundo acerca de las causas estructurales que provocan el comportamiento de sistemas complejos. De hecho, cobran especial relevancia en sistemas con relaciones contraintuitivas o donde existen realimentaciones. Por otro, son utilizados para prever la evolución del sistema a largo plazo o probar escenarios que sirvan como ayuda en la toma de decisiones estratégicas.

En este sentido, conviene señalar que los modelos de dinámica de sistemas son modelos de gestión. Es decir, pretenden comparar escenarios sobre el sistema para establecer cuál es mejor. En contraposición a los de predicción, cuyo objetivo es predecir con precisión el futuro (Martín García, 2004). De hecho, Sterman destaca que, en el desarrollo de un modelo de dinámica de sistemas, el objetivo no debe ser modelar el sistema con todo detalle, sino dar respuesta a una o varias preguntas específicas sobre él. “Develop a model to solve a particular problem, not to model the system” (2002, p.79).

1.2. Herramienta de modelado: Vensim DSS

Como software de modelado se ha utilizado Vensim DSS, uno de los más utilizados en el ámbito de la dinámica de sistemas y el empleado en los modelos que desarrolla el GIR GEEDS.

Vensim DSS es una herramienta de simulación desarrollada por Ventana Systems para el modelado de sistemas complejos mediante la metodología de dinámica de sistemas. Este entorno permite definir las relaciones entre las variables del sistema tanto de forma gráfica como mediante ecuaciones matemáticas. Una vez definido el modelo, el software ejecuta simulaciones temporales que permiten observar su comportamiento a lo largo del tiempo.

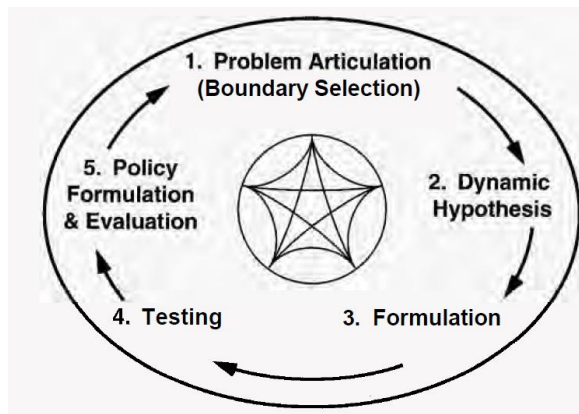
1.3. Fases metodológicas

En su libro *Business Dynamics* (2002), Sterman afirma que el proceso de modelado es inherentemente creativo y único para cada modelo y modelador. Sin embargo, propone una guía genérica para el desarrollo de un modelo de dinámica de sistemas, compuesta por 5 grandes etapas:

1. Articulación del problema que se pretende resolver
2. Formulación de hipótesis dinámicas o relaciones causa-efecto del sistema
3. Formulación del modelo de simulación para comprobar las hipótesis dinámicas
4. Comprobación y validación del modelo
5. Diseño y evaluación de políticas

Además afirma que el proceso de modelado es iterativo. Los resultados de cualquiera de las cinco etapas pueden llevar a hacer revisiones en cualquiera de las etapas anteriores (tal y como representan los nexos de unión del centro de la figura 5).

Figura 5
Carácter iterativo del proceso de modelado



Nota. Tomado de Sterman, J. D. (2002). *Business dynamics: systems thinking and modeling for a complex world*. McGraw-Hill.

Así, el esquema de Sterman ha servido como base para las distintas fases de modelado que integran el diseño y construcción del modelo objeto de este trabajo, las cuales se describen a continuación:

1. **Articulación del problema:** en esta etapa se describirá la aproximación previa que utilizaba WILIAM para modelar la instalación y desinstalación de infraestructuras energéticas. En contraposición, se presentará el nuevo enfoque de modelado, que incorpora explícitamente los tiempos reales de construcción y de vida. En esta fase se establece el alcance del modelo y se delimita su propósito principal: poner de manifiesto la relevancia de la dimensión temporal en la instalación de capacidades para lograr una mayor precisión en la gestión energética. En esta etapa se recogerán también las hipótesis necesarias para simplificar el sistema y poder modelarlo. Estas hipótesis no deben confundirse con las hipótesis dinámicas, que hacen referencia a las relaciones causales del sistema. En cambio, se trata de los límites, supuestos y decisiones de modelado que permiten representar un sistema complejo de forma manejable. Son, por tanto, simplificaciones deliberadas que permitirán centrar el análisis en los objetivos específicos del modelado.
2. **Construcción del diagrama causal:** en segundo lugar, se elaborará un diagrama de hipótesis causal que sirva como base teórica para el modelado. El diagrama causal es un tipo de representación gráfica que sirve para representar cómo interaccionan entre sí las variables clave. Además, este diagrama, típico de la dinámica de sistemas, pretende identificar los bucles de realimentación, en caso de que los hubiera.
3. **Elaboración del diagrama de flujo:** a continuación, se elaborará el modelo de flujos y stocks. Este tipo de representación gráfica es la más característica de la dinámica de sistemas y consiste en la traducción del diagrama causal a un modelo matemático que pueda ejecutarse con un software especializado.
4. **Parametrización del modelo:** en la cuarta etapa, se procederá a estimar los parámetros del modelo. Fundamentalmente esto consistirá en la búsqueda bibliográfica de los tiempos de vida y construcción de las instalaciones, aunque también se estimarán otros parámetros como los valores de algunas variables al comienzo de la simulación.
5. **Calibración del modelo:** esta etapa consistirá en lograr que el modelo sea capaz de representar los datos históricos. El objetivo de dicha tarea es doble: en primer lugar, servirá para estimar aquellas variables exógenas para las cuales no se disponga de datos empíricos; en segundo lugar, permitirá validar el modelo al verificar su capacidad para reproducir el comportamiento histórico del sistema.

Las fases descritas constituyen la base metodológica del trabajo y se corresponden con la estructura que seguirá el capítulo siguiente. Aunque aquí

se han presentado de forma lineal para facilitar la comprensión, en la práctica el desarrollo fue iterativo: los resultados de la calibración llevaron en ocasiones a modificar el diagrama de flujos o a ajustar parámetros ya definidos. Este carácter no lineal explica que algunas partes del modelo aparezcan revisadas o afinadas respecto a la descripción inicial.

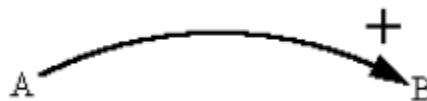
1.4. Conceptos básicos del diagrama causal

Como se ha expuesto en la sección anterior, el diagrama causal es la primera representación gráfica característica de un modelo de dinámica de sistemas y a menudo constituye la primera etapa de modelado. Este tipo de gráfico sirve para representar los elementos clave del sistema y las principales relaciones causa-efecto que existen entre ellos, así como para detectar lazos de realimentación, en caso de que los hubiera.

Como explica Martín García (2004), en este diagrama las relaciones entre las variables están representadas mediante flechas. Dichas flechas van acompañadas de un signo (+ o -) que indica el tipo de influencia que una variable ejerce sobre la otra. Así, un signo “+” quiere decir que un cambio en la variable origen de la flecha producirá un cambio en el mismo sentido en la variable destino. En cambio, el signo “-” simboliza que el efecto en la variable destino será de sentido contrario.

De esta forma, una influencia positiva se representa mediante el esquema de la figura 6, que indica que un incremento de A produce un incremento de B, o bien que una disminución de A provoca una disminución de B.

Figura 6
Influencia positiva en dinámica de sistemas



Nota. Tomado de Martín García, J. (2004). *Teoría y ejercicios prácticos de dinámica de sistemas* (2ª ed. revisada). Juan Martín García.

Del mismo modo, una relación negativa se representa con el esquema de la figura 7, que indica que un incremento de A produce una disminución de B, o lo que es lo mismo, una disminución de A provoca un incremento de B.

Figura 7
Influencia negativa en dinámica de sistemas



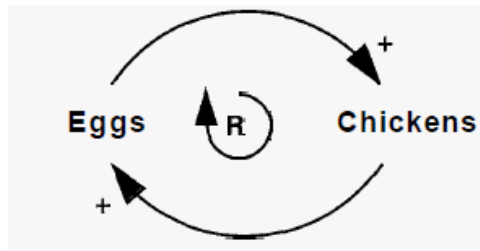
Nota. Tomado de Martín García, J. (2004). *Teoría y ejercicios prácticos de dinámica de sistemas* (2ª ed. revisada). Juan Martín García.

Nótese que en las situaciones planteadas una variación en B no implica una variación en A, puesto que no existe ninguna flecha que se dirija desde B hacia A. Si esto sucediera, se tendría una cadena cerrada de relaciones causales, que recibe el nombre de bucle, lazo de realimentación o *feedback*. Las relaciones causales generan con frecuencia este tipo de cadenas cerradas, que suelen involucrar más de dos variables, por lo que este es uno de los conceptos más extensos de la dinámica de sistemas. Sin embargo, como el modelo que se pretende desarrollar está compuesto mayoritariamente por relaciones unidireccionales entre las variables, solo se mencionarán en este subapartado algunas nociones básicas.

Existen dos tipos de bucles o feedbacks:

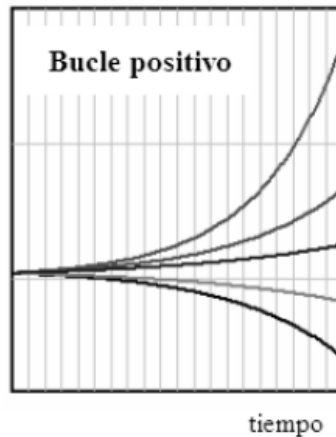
- **Bucle positivo o de refuerzo (R):** encontramos este tipo de bucle si el número de relaciones con signo negativo es par (Martín García, 2004, p.28). En un lazo positivo el efecto de la realimentación refuerza el cambio inicial. Sterman (2002) pone el siguiente ejemplo de un bucle de refuerzo: más pollos ponen más huevos, los cuales aumentan la población de pollos, lo que conduce a que se pongan aún más huevos, y así sucesivamente (ver figura 8). De este modo, los lazos reforzantes suelen dar lugar a comportamientos exponenciales, tanto de crecimiento como de decrecimiento, tal y como se muestra en la figura 9.

Figura 8
Ejemplo de bucle positivo o de refuerzo



Nota. Tomado de Sterman, J. D. (2002). *Business dynamics: systems thinking and modeling for a complex world*. McGraw-Hill.

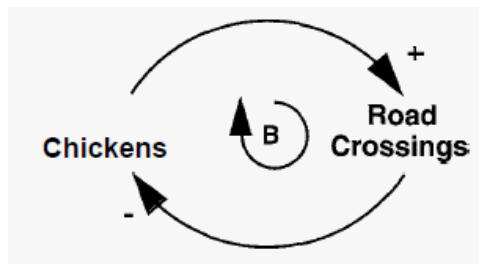
Figura 9
Efecto de un bucle positivo o de refuerzo



Nota. Tomado de Sterman, J. D. (2002). *Business dynamics: systems thinking and modeling for a complex world*. McGraw-Hill.

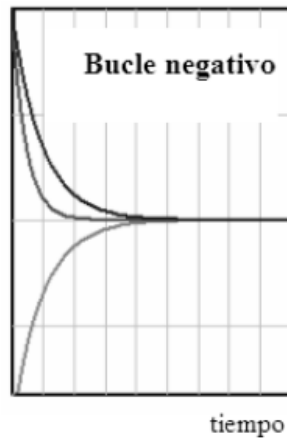
- **Bucle negativo o estabilizante (B):** ocurren cuando el número de relaciones con signo negativo es impar (Martín García, 2004, p.28). En este tipo de bucles, la realimentación tiende a atenuar el cambio inicial. En el ejemplo de Sterman (2002): cuantos más pollos haya, más intentos de cruzar la carretera se producirán. Si hay tráfico, un mayor número de cruces provocará que haya menos pollos (de ahí la polaridad negativa del enlace que va de los cruces de carretera a los pollos). Así, si este lazo de cruces fuera el único en funcionamiento (por ejemplo, porque el granjero vende todos los huevos), el número de pollos disminuiría gradualmente hasta que no quedara ninguno (ver figura 10). Esto explica por qué los lazos estabilizantes tienden siempre a equilibrar el sistema (ver figura 11).

Figura 10
Ejemplo de un bucle negativo o estabilizante



Nota. Tomado de Sterman, J. D. (2002). *Business dynamics: systems thinking and modeling for a complex world.* McGraw-Hill.

Figura 11
Efecto de un bucle negativo o estabilizante



Nota. Tomado de Sterman, J. D. (2002). *Business dynamics: systems thinking and modeling for a complex world.* McGraw-Hill.

1.5. Conceptos básicos del diagrama de flujo

El diagrama de flujos, también conocido como diagrama de Forrester, es el diagrama típico de la dinámica de sistemas. Según Juan Martín García, se trata de una traducción del diagrama causal a una terminología que permite escribir las ecuaciones de las variables del sistema (2004).

Este tipo de diagrama está compuesto por tres tipos de variables que conviene diferenciar:

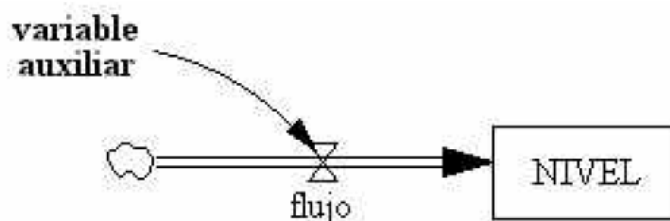
- **Las variables stock o niveles:** habitualmente se representan con una caja o rectángulo (ver figura 12) y son variables de estado o acumulación. Son variables temporales, es decir, dependen del tiempo de simulación del modelo, y se definen con la siguiente integral:

$$Stock(t) = Stock(t_0) + \int_{t_0}^t (Flujo\ de\ entrada - Flujo\ de\ salida) dt \quad (1)$$

- **Las variables de flujo:** este segundo tipo de variables provoca las variaciones de los stocks, tal y como podemos comprobar en la expresión matemática anterior. Se representan mediante flechas de entrada y salida a las cajas (stocks) (ver figura 12) y pueden ser fijas o depender de otras variables y/o del tiempo.
- **Las variables auxiliares:** por último, el resto de las variables se consideran variables auxiliares y se utilizan para definir el comportamiento de los flujos y los stocks. Su representación incluye flechas que señalan a aquellas variables en las que intervienen (ver fig. 15).

Figura 12

Representación característica del diagrama de Forrester



Nota. Tomado de Martín García, J. (2004). *Teoría y ejercicios prácticos de dinámica de sistemas* (2ª ed. revisada). Juan Martín García.

Estos tres tipos de variables y sus ecuaciones matemáticas se utilizan para representar las dinámicas del sistema y programarlas en un software especializado.

Capítulo 2. Modelado

Este capítulo describe el proceso de construcción del modelo siguiendo las cinco etapas señaladas previamente. En él se abordan, de manera ordenada, la definición del problema, la elaboración de diagramas causales y de flujos, la parametrización del modelo y, por último, su calibración. Este recorrido permitirá comprender cómo se tradujo el problema de investigación en un modelo funcional capaz de simular la dinámica de las capacidades instaladas.

2.1. Articulación del problema

Antes de desarrollar matemáticamente el modelo, es necesario definir con claridad el problema que se pretende abordar y la lógica que guiará su construcción. Así, este apartado presenta primero la aproximación anterior de WILIAM para después introducir la nueva lógica de modelado —que incorpora los tiempos de planificación, construcción y vida útil de las tecnologías energéticas—. Por último, se recopilan las hipótesis básicas que sustentan el comportamiento del modelo.

2.1.1. Lógica anterior de capacidades energéticas en WILIAM

En la versión previa del modelo WILIAM, el despliegue de nueva capacidad de generación energética respondía de forma directa a los déficits de cobertura de la demanda eléctrica. En concreto, cuando el modelo detectaba un *shortfall* (una diferencia negativa entre la capacidad de generación disponible y la demanda calculada), este reaccionaba instalando de forma instantánea la capacidad necesaria para eliminar ese déficit. Este enfoque, aunque funcional, omite una parte fundamental del comportamiento real de los sistemas energéticos: el desfase temporal entre la decisión de instalar nueva capacidad y su puesta en marcha efectiva.

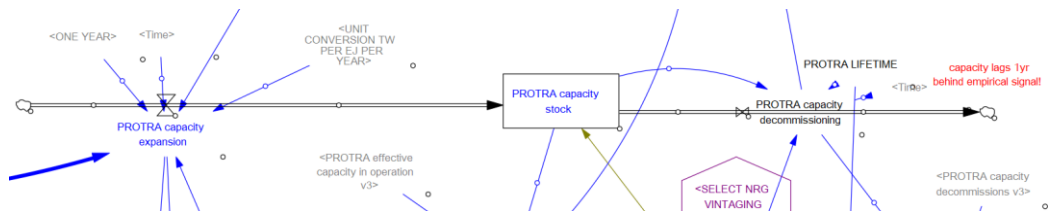
En lo que respecta a la desinstalación de capacidades, el modelo sí introducía cierta lógica basada en el tiempo de vida útil de las tecnologías. Sin embargo, lo hacía mediante una simplificación significativa: en general, la desinstalación se producía siguiendo una exponencial negativa, es decir, la capacidad se reducía progresivamente según la división entre la capacidad disponible en el stock y el tiempo de vida útil de la tecnología. La ecuación (2) presenta de forma simplificada este mecanismo. Además, cabe señalar que la documentación relativa a dichos tiempos de vida era limitada y podía prestarse a ambigüedad, lo que abría margen para una mejora en la transparencia y precisión del modelado.

$$\begin{aligned}
 & \text{PROTRA capacity decommissioning} \\
 & = \text{PROTRA capacity stock} / \text{PROTRA LIFETIME} \quad (2)
 \end{aligned}$$

Asimismo, el modelo antiguo de WILIAM no permitía distinguir entre la capacidad en fase de planificación o construcción, la capacidad instalada y la capacidad retirada. En su lugar, contaba con un único stock, en el que se recogían las capacidades instaladas para cada tecnología y región, como se observa en la figura 13. Esta lógica puede ser sustituida por un modelado más realista y preciso tanto en la instalación como en la desinstalación, que permita alcanzar una mayor precisión en la gestión de la transición energética.

Figura 13

Segmento del módulo energético de WILIAM dedicado a la instalación y desinstalación de potencia eléctrica y calorífica



Nota. Tomada de la última versión publicada del modelo WILIAM, que puede descargarse en el github de LOCOMOTION: LOCOMOTION. (2024). *Products derived from LOCOMOTION h2020. LOCOMOTION-h2020/WILIAM_model_VENSIM: WILIAM_v1.3.* Zenodo. Recuperado el 5 de septiembre de 2025 de <https://doi.org/10.5281/zenodo.10813034>

2.1.2. Rediseño de la lógica de modelado: hacia un modelo más realista en la dinámica de capacidades

Por lo tanto, se busca elaborar un modelo de dinámica de sistemas capaz de representar la evolución detallada de las capacidades a lo largo del tiempo para superar las limitaciones de la aproximación anterior de WILIAM. Concretamente, el modelo clasificará los MW de capacidad en función del estado en que se encuentren: en fase de planificación o construcción, en su vida útil o desmanteladas, tras agotar su tiempo de vida.

Conceptualmente, las necesidades futuras de energía determinan la planificación de nuevas capacidades. En un escenario ideal, la planificación se calcularía comparando la demanda futura con las capacidades futuras previstas, de manera que se determinara la capacidad adicional necesaria para cubrir la demanda proyectada.

No obstante, el presente trabajo se centra en el desarrollo de un modelo aislado, que toma la planificación como una entrada exógena. Esto permite

centrarse en la dinámica de instalación, operación y desinstalación de las capacidades sin modificar la lógica de cálculo de necesidades futuras, la cual constituye la principal línea de trabajo futuro del modelo, tal y como se presentará en el capítulo de resultados y discusión.

Así, la lógica base que se pretende modelar es la siguiente: el proceso comienza con la planificación exógena. Tras el tiempo de planificación y construcción (agregado en un único parámetro), la capacidad planificada es puesta en marcha y entra a formar parte de la capacidad disponible. Finalmente, una vez transcurrido el tiempo de vida útil de la tecnología, esa capacidad es retirada del sistema.

Para asegurar la coherencia con el módulo energético de WILIAM, el modelo se ha diseñado para funcionar con el mismo nivel de desagregación: 9 regiones globales y 48 tecnologías de transformación energética de energías primarias en energías secundarias. Concretamente aquellas que producen electricidad y/o calor, divididas en tres grupos en función de la salida del proceso: tecnologías de cogeneración, si producen electricidad y calor; tecnologías de producción de calor; y tecnologías de generación eléctrica. Dentro de estas 48 transformaciones energéticas se encuentran desde tecnologías maduras como la generación térmica convencional, hasta tecnologías en fase de crecimiento como la energía mareomotriz. Mediante la utilización de *subscripts*, que se explicarán detalladamente más adelante, el modelo replicará la dinámica de planificación, instalación y desinstalación para cada tecnología y región.

En cuanto al horizonte temporal del modelado, cabe mencionar que el modelo comenzará sus simulaciones en 2005, año en el que comienza WILIAM. El tiempo del modelo se extenderá hasta el año 2050, que representa un horizonte temporal lo suficientemente alejado como para observar el comportamiento del modelo, pero lo suficientemente próximo como para poder extrapolar las hipótesis consideradas.

Este planteamiento inicial constituye el punto de partida del modelado y proporciona la lógica estructural básica sobre la que se construirá el resto del modelo. No obstante, a lo largo de las siguientes fases —diagrama causal, diagrama de flujos, parametrización y calibración— se incorporarán dinámicas adicionales y se ajustarán variables para garantizar que el modelo reproduzca de manera coherente la evolución histórica de las capacidades instaladas.

2.1.3. Hipótesis de modelado

Antes de proceder al desarrollo del modelo, conviene enumerar brevemente las principales hipótesis que guían su construcción. Aunque muchas de ellas se explicarán cuando sea pertinente a lo largo de los siguientes apartados, se recogen a continuación para facilitar la comprensión global del modelado. Cabe señalar que las consideraciones e hipótesis correspondientes a la búsqueda bibliográfica de tiempos no se incluyen en esta sección, al no constituir hipótesis propias del modelado.

1. Aunque en realidad una parte de los proyectos planificados no llega a completarse, en el modelo no se reflejan procesos burocráticos o administrativos de viabilidad de proyectos. No se cuantifican proyectos cancelados, abandonados o similares. Por lo tanto, se asume que todos los proyectos planificados culminan en instalación.
2. Se asume que los flujos interanuales de instalación, desmantelamiento y planificación son constantes a lo largo del año. Esta simplificación permite trabajar con pasos de tiempo inferiores a un año aunque no se disponga de información acerca de la distribución intra anual de los flujos.
3. Tanto el tiempo de planificación y construcción como la vida útil son constantes a lo largo del tiempo y específicos para cada tecnología, sin diferencias regionales. Para su estimación se ha asumido el valor medio debidamente justificado en la búsqueda bibliográfica.
4. Puesto que se desconoce el tiempo de vida restante de cada una de las centrales existentes en 2005 se ha asumido la hipótesis de que los MW de capacidad existentes en 2005 se desinstalen de forma lineal durante los años que dure el *lifetime* de la tecnología correspondiente.
5. El desmantelamiento adicional solo se produce en caso de que la instalación sea nula y el decrecimiento del stock sea mayor que la desinstalación lineal. Esta hipótesis surge del proceso de calibración y como tal, una explicación detallada de la misma se puede encontrar en la sección 2.5.1.

2.2. Elaboración del diagrama causal

Para facilitar la comprensión de la lógica base del modelo, se elaboró un diagrama causal que refleja de forma gráfica las relaciones entre las variables fundamentales del sistema. El diagrama causal propuesto es el que se presenta en la figura 14.

Cabe mencionar que el diagrama elaborado integra tanto la dinámica desarrollada en el presente trabajo como elementos conceptuales que corresponden a futuras ampliaciones, con el fin de ofrecer una comprensión más amplia sobre el marco conceptual en el que se encuadra.

En particular, la relación entre necesidades futuras de energía y planificación de nuevas capacidades (señalada en gris en la figura), no forma parte del modelo desarrollado en este TFG: la planificación se tomará como una entrada exógena, permitiendo centrar el análisis en la dinámica de planificación, operación y desinstalación, tal y como se expuso en la articulación del problema.

En cambio, el diagrama causal, que sí incorpora esta relación, cuenta con las siguientes variables:

- **Demanda futura:** representa las predicciones de demanda eléctrica o de calor a futuro. Su crecimiento genera un incremento de las necesidades futuras, ya que el sistema necesitará instalaciones adicionales si se prevé que la demanda aumente.
- **Capacidad futura de generación:** corresponde a la potencia que estará operativa a futuro en el sistema. En un escenario ideal, la planificación se calcularía comparando la demanda futura con la capacidad futura prevista, de forma que se determinara la capacidad adicional necesaria para cubrir la demanda proyectada. En cambio, la determinación precisa de la “capacidad futura de generación” que se empleará en el cálculo constituye una línea de trabajo futuro y no es competencia de este trabajo, pese a su presencia en este diagrama causal. Su definición podría abordarse, por ejemplo, tomando la capacidad futura en el mismo año que la demanda proyectada, la capacidad instalada actual, o la capacidad actual ajustada mediante un coeficiente de mayoración (opción válida únicamente en contextos de crecimiento sostenido). En cualquier caso, esta variable actúa como contrapeso frente a la demanda proyectada, lo que establece un efecto de retroalimentación negativa que busca equilibrar el sistema.

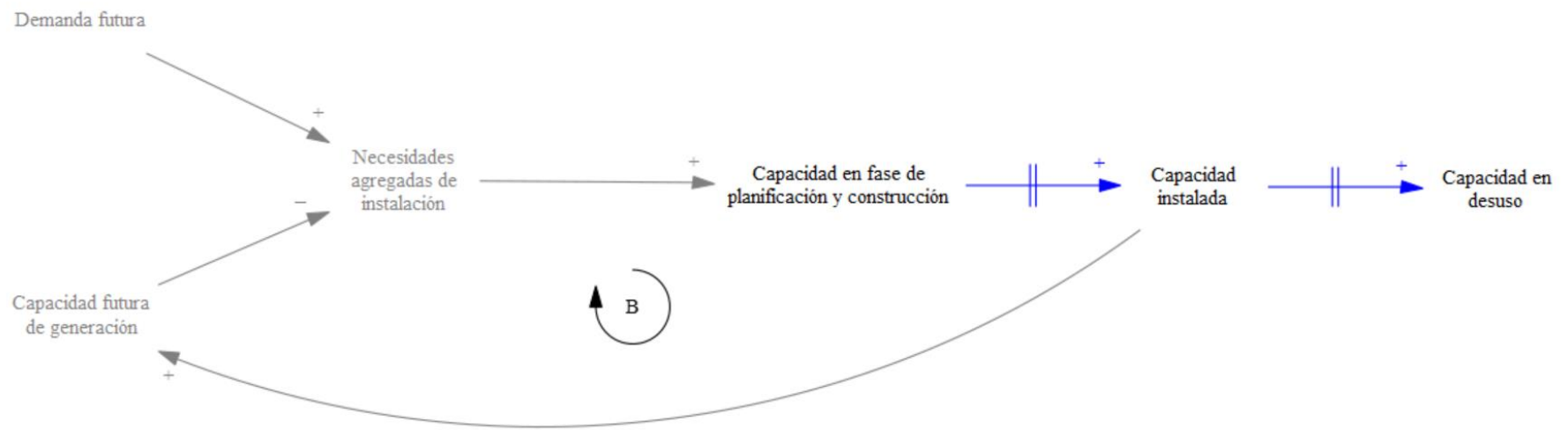
- **Necesidades futuras:** resultado de la diferencia entre los MW de demanda y los MW de generación disponibles en el mismo horizonte futuro. Esta variable indica la cantidad de capacidad adicional que debería planificarse y construirse para mantener el suministro energético.
- **Capacidad en fase de planificación y construcción:** refleja la capacidad que ha sido planificada pero aún no está operativa. Esta variable aumenta en respuesta a las necesidades futuras y, tras completarse el tiempo de planificación y construcción, se convierte en capacidad instalada.
- **Capacidad instalada:** representa la potencia efectivamente disponible para satisfacer la demanda. Su crecimiento depende de la finalización de la fase de planificación y construcción.
- **Capacidad en desuso:** una vez que la capacidad instalada alcanza el final de su vida útil, se retira del sistema y pasa a esta categoría.

Además, el diagrama también incluye un bucle negativo o estabilizante (B) que refleja la interacción entre la capacidad disponible y las necesidades futuras. Este bucle refleja el mecanismo por el cual el sistema tiende a ajustar la planificación de nuevas instalaciones para equilibrar la oferta con la demanda.

En conjunto, el diagrama causal proporciona una visión simplificada pero representativa de la dinámica del sistema y constituye una base conceptual especialmente útil en la elaboración del diagrama de flujos que sigue a continuación.

Figura 14

Diagrama causal del modelo propuesto en este trabajo



Nota. Elaboración propia.

2.3. Elaboración del diagrama de flujos

En este apartado se describe la elaboración del diagrama de flujos del modelo. Primero se definen el TIME STEP, el tiempo de simulación y las unidades empleadas. A continuación, se expone la estructura general del modelo y se caracterizan los tres principales stocks, para después detallar la compleja dinámica de los flujos. En estas dos últimas secciones se describen progresivamente todas las variables que componen el diagrama de flujo, tanto endógenas como exógenas, así como sus correspondientes ecuaciones matemáticas. Después, dichas variables se recopilan en el diagrama de Forrester y en dos tablas resumen. Finalmente, se detallan los *subscripts* empleados para la desagregación regional y tecnológica, en coherencia con la estructura del módulo energético de WILIAM.

2.3.1. TIME STEP, tiempo de simulación y unidades del modelo

En la articulación del problema ya se indicó que, para garantizar la consistencia con el módulo energético de WILIAM y facilitar la futura integración en este IAM, el presente modelo adoptaría su misma estructura de *subscripts* y horizonte temporal (2005-2050). A estos elementos se añade ahora la definición del TIME STEP y de las unidades utilizadas, que constituyen parámetros básicos antes de iniciar la programación en Vensim DSS.

En dinámica de sistemas, las simulaciones no se ejecutan de forma completamente continua, sino que el modelo actualiza el valor de las variables en intervalos discretos de tiempo. Dichos intervalos reciben el nombre de TIME STEPS y su duración, fijada por el modelador, determina la resolución temporal del cálculo. Un TIME STEP más pequeño permite representar con mayor detalle procesos rápidos, aunque aumenta el coste computacional, mientras que uno demasiado grande puede llegar a enmascarar dinámicas relevantes.

Así, para este modelo se ha definido un TIME STEP de 0,25 años, idéntico al empleado en WILIAM. Esta resolución temporal es adecuada para el objetivo del estudio, ya que las tecnologías con menor tiempo de planificación y construcción identificadas en la literatura son el aprovechamiento de la energía térmica solar para calentar agua en las redes de calefacción y la fotovoltaica urbana, que requieren aproximadamente 0,25 años por MW instalado, lo que asegura que el modelo puede representar incluso las transiciones más rápidas.

En cuanto a las unidades del modelo, todas las variables se expresarán utilizando los megavatios (MW) como unidad de potencia y los años (Year) como unidad de tiempo para mantener la coherencia dimensional. Por lo tanto, de

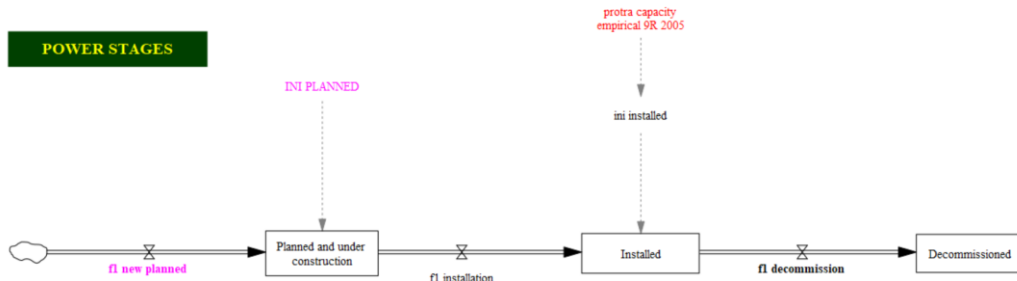
para la integración en el módulo energético de WILIAM, que trabaja en gigavatios (GW), sería necesario aplicar la conversión correspondiente.

2.3.2. Estructura general del modelo

La estructura básica del modelo de planificación energética ha sido inspirada por el TFM de Laura Bartolomé Quevedo (2024)⁸. Concretamente por el mecanismo de representación de la capacidad a través de stocks en serie conectados por flujos con delays que aparece en la sección "4.5 Ecuaciones del Modelo Energético". A partir de esa idea, el presente trabajo desarrolla una formulación propia, adaptada a las necesidades del módulo energético de WILIAM y ampliada para dar respuesta a los objetivos específicos del TFG.

La base del modelo se muestra en la figura 15. En ella aparecen los stocks y flujos fundamentales que sirven para definir la evolución de la capacidad. Como se ha comentado en la articulación del problema y en el diagrama de flujos, a lo largo del resto del modelado se tomará la planificación como una entrada exógena. A continuación, se describen las variables que conforman dicha estructura general del modelo.

Figura 15
Primera versión del diagrama de flujo



Nota. Elaboración propia.

Tal y como se observa en la figura anterior, el sistema se articula en torno a tres stocks colocados en serie, conectados mediante tres flujos principales. Los stocks representan los distintos estados de la capacidad a lo largo de su ciclo de vida:

⁸ Este TFM se desarrolló en el marco del proyecto Horizon Europe ONEPlanET. Para más información acerca del proyecto véase Comisión Europea (2022c).

- *Planned and under construction* (MW): tal como su nombre indica, este stock recoge aquella potencia que está en fase de planificación o construcción. Esto es, aquella que aún no se ha llegado a instalar, pero que se prevé que entre en funcionamiento en un futuro cercano
- *Installed* (MW): acumula la capacidad instalada en cada momento de la simulación.
- *Decommissioned* (MW): este stock almacena la capacidad que ha sido desinstalada tras finalizar su vida útil.

Los flujos establecen las relaciones entre ellos:

- *F1 new planned* (MW/Year): es el flujo de entrada al stock *Planned and under construction*, representa la planificación de nueva capacidad. Como se expuso anteriormente, para nuestro modelo se trata de una variable exógena, aunque en futuras ampliaciones del mismo se calcularía a partir de una nueva lógica de necesidades de generación.
- *F1 installation* (MW/Year): es el flujo de salida de *Planned and under construction* y de entrada a *Installed*. Simboliza la entrada en operación de la capacidad tras concluir el tiempo de planificación y construcción.
- *F1 decommission* (MW/Year): es el flujo de salida del stock *Installed* y de entrada a *Decommissioned*. Representa la desinstalación de potencia tras finalizar su tiempo de vida.

A mayores, para que el sistema funcione correctamente, es necesario inicializar los stocks con la potencia que les corresponde al comienzo de la simulación:

El primer stock se inicializa con la variable auxiliar *Ini planned*, una constante que almacena los MW de potencia que se encuentran en fase de planificación o construcción al comienzo del tiempo del modelo (2005). Dado que no se cuenta con información directa sobre esta magnitud, su valor se estimará en la fase de calibración de forma que el modelo reproduzca adecuadamente el histórico.

El segundo stock se inicializa con otra variable auxiliar constante, equivalente a la anterior: en este caso recibe el nombre de *Ini installed* y recoge la capacidad que había instalada globalmente en 2005. Dicha capacidad se recoge en una variable llamada *Protra capacity empirical 9R 2005*, para la cual sí que se dispone de datos empíricos, que se expondrán en el apartado de parametrización. De esta forma, a *Ini installed* se le otorga directamente el valor de esta variable exógena.

$$\text{Ini installed} = \text{Protra capacity empirical 9R 2005} \quad (3)$$

Por último, el stock *Decommissioned* se inicializa a cero, pues solo interesa almacenar la capacidad que es desinstalada a partir del inicio de la simulación.

De esta manera, los stocks quedan definidos con las siguientes ecuaciones diferenciales:

$$\begin{aligned} \text{Planned and under construction}(t_1) &= \text{Planned and under construction}(t_0) \\ &+ \int_{t_0}^{t_1} (F1 \text{ new planned}(t) \\ &- F1 \text{ installation}(t)) dt \end{aligned} \quad (4)$$

$$\begin{aligned} \text{Installed}(t_1) &= \text{Installed}(t_0) \\ &+ \int_{t_0}^{t_1} (F1 \text{ installation}(t) \\ &- F1 \text{ decommission}(t)) dt \end{aligned} \quad (5)$$

$$\text{Decommissioned}(t_1) = \int_{t_0}^{t_1} (F1 \text{ decommission}(t)) dt \quad (6)$$

Donde *Ini planned* es igual a *Planned and under construction* (t_0) e *Ini installed* equivale a *Installed* (t_0).

Como se expuso en la segunda hipótesis de modelado, se asume que los flujos anuales de instalación, desmantelamiento y planificación se distribuyen de forma constante a lo largo del año. Esta simplificación permite trabajar con pasos de tiempo inferiores a un año aunque no se disponga de información acerca de la distribución intra anual de los flujos.

Al trabajar con un modelo en pasos de tiempo discretos y al tomar como hipótesis que la planificación, instalación y desinstalación se producen de forma constante en cada año, las integrales de los stocks anteriores pueden discretizarse de la siguiente forma:

$$\begin{aligned} \text{Planned and under construction}(t + \text{TIME STEP}) &= \text{Planned and under construction}(t) \\ &+ (F1 \text{ new planned}(t) - F1 \text{ installation}(t)) \\ &* \text{TIME STEP} \end{aligned} \quad (7)$$

$$\begin{aligned}
& \text{Installed}(t + \text{TIME STEP}) \\
& = \text{Installed}(t) \\
& + (F1 \text{ installation}(t) - F1 \text{ decommission}(t)) \quad (8) \\
& * \text{TIME STEP}
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& \text{Decommissioned}(t + \text{TIME STEP}) \\
& = \text{Decommissioned}(t) + F1 \text{ decommission}(t) \quad (9) \\
& * \text{TIME STEP}
\end{aligned}$$

Este mecanismo implica que en cada TIME STEP se incorpora o retira una fracción proporcional del flujo anual al stock. Dado que el TIME STEP es 0,25 la instalación o desmantelamiento anual se reparte en cuatro incrementos iguales.

La tabla 1 muestra cómo los flujos de instalación y desinstalación se mantienen constantes en los cuatro pasos del año 2005, mientras que cambian cuando comienza el 2006. Asimismo, refleja cómo el stock se actualiza de forma discreta con un cuarto de la instalación y desinstalación anual.

Tabla 1
Evolución discreta de los stocks

Tiempo (años)	2005	2005.25	2005.5	2005.75	2006
<i>F1 decommission</i>	3250.6	3250.6	3250.6	3250.6	3250.6
<i>F1 installation</i>	6303.5	6303.5	6303.5	6303.5	10068.6
<i>Installed</i>	97518.1	98281.3	99044.5	99807.8	100571

Nota. Salida de la simulación para la combinación de *subscripts* [EU27, TO elec, PROTRA PP gas fuels]. Elaboración propia.

El resultado de aplicar la ecuación (7) al ejemplo de la tabla se muestra en la ecuación (10): el stock en 2005.25 se obtiene sumando al stock inicial de 2005 (97518.1) la diferencia entre instalaciones (6303.5) y desmantelamientos (3250.6), multiplicada por la fracción de tiempo transcurrida ($\Delta t=0,25$ años).

$$98281,3 = 97518,1 + (6303,5 - 3250,6) * 0,25 \quad (10)$$

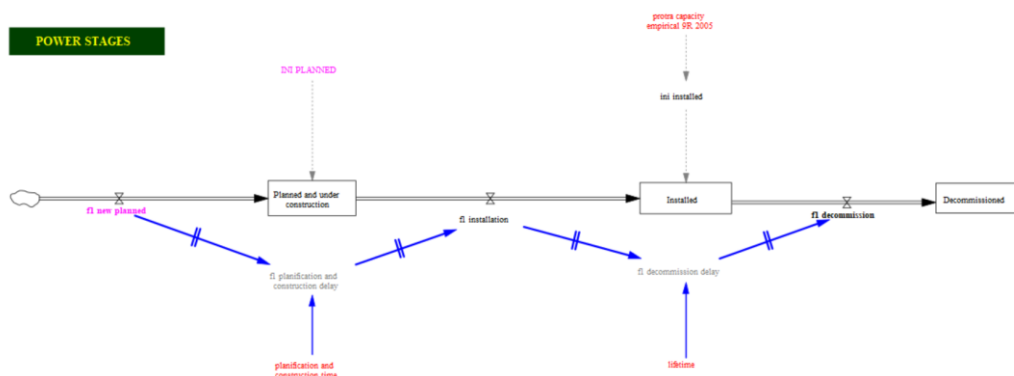
2.3.3. Caracterización detallada de los flujos *F1 installation* y *F1 decommission*

En esta sección se caracteriza en detalle el funcionamiento de los flujos *F1 installation* y *F1 decommission*, cuya definición es más compleja que la de los stocks y se construye con múltiples variables auxiliares. La explicación se organiza en tres bloques que permiten desarrollar el modelo de forma progresiva: en primer lugar, se aborda la dinámica de los retrasos temporales (*delays*); en segundo lugar, se analiza el mecanismo de desinstalación de la capacidad existente en 2005; y, por último, se describe la instalación de la capacidad planificada con anterioridad a 2005.

LA DINÁMICA DE RETRASOS TEMPORALES O DELAYS

La dinámica de retrasos temporales constituye el núcleo del comportamiento del modelo y para implementarla han sido necesarias cuatro variables, que se describen a continuación. La figura 16 muestra la estructura del modelo tras incorporarlas.

Figura 16
Segunda versión del diagrama de flujo



Nota. Elaboración propia.

En primer lugar, son necesarias dos variables exógenas que almacenen la información relativa a los tiempos de planificación y construcción y al tiempo de vida útil:

- *Planning and construction time* (Years): almacena el tiempo medio que dura el proceso de planificación, elaboración del proyecto y construcción de la tecnología correspondiente.

- *Lifetime (Years)*: recoge el tiempo de vida medio de la tecnología correspondiente, tras el cual se procede a su desmantelamiento.

Como se expuso en la tercera hipótesis de modelado, se ha asumido que tanto el tiempo de planificación y construcción como la vida útil son constantes a lo largo del tiempo y específicos para cada tecnología, sin distinción entre regiones. Por ello, se ha estimado este parámetro con el tiempo medio debidamente justificado mediante literatura, como se verá en el apartado de parametrización.

Estas dos constantes de datos son la clave del funcionamiento del sistema. Relacionan los tres flujos fundamentales de la siguiente forma: la nueva planificación, recogida en el flujo de entrada *F1 new planned*, se instala (flujo *F1 installation*) tras el tiempo de planificación y construcción. De esta misma forma, la potencia que ha sido instalada (flujo *F1 installation*) es desinstalada tras transcurrir el tiempo de vida que le corresponde (flujo *F1 decommission*).

La implementación de estas relaciones entre los flujos del modelo se logra con la función *delay* de Vensim DSS, pero para aplicarla correctamente ha sido necesario definir dos variables auxiliares adicionales:

- *F1 planification and construction delay (MW/year)*: recoge el flujo *F1 new planned* retrasado los años del tiempo de planificación y construcción.
- *F1 decommission delay (MW/Year)*: equivale al flujo *F1 installation* retrasado tantos años como dure el tiempo de vida.

Las ecuaciones matemáticas de estas dos variables son:

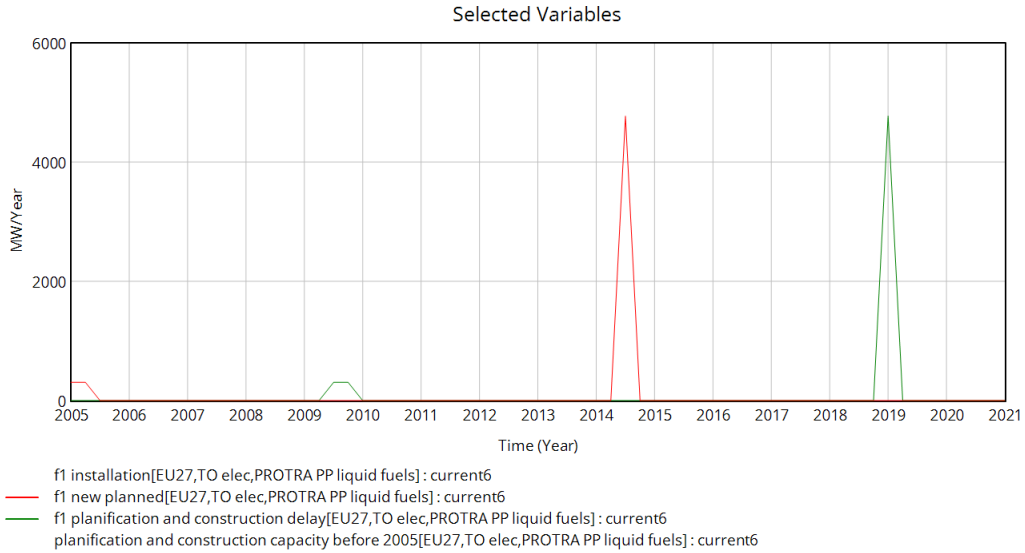
$$\begin{aligned}
 &F1\ planification\ and\ construction\ delay = \\
 &DELAY\ FIXED(f1\ new\ planned, \\
 &planning\ and\ construction\ time, 0) \qquad \qquad \qquad (11)
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 &F1\ decommission\ delay = \\
 &DELAY\ FIXED(f1\ installation, lifetime, 0) \qquad \qquad \qquad (12)
 \end{aligned}$$

Y su funcionamiento se puede observar en las gráficas de las figuras 17 y 18.

Figura 17

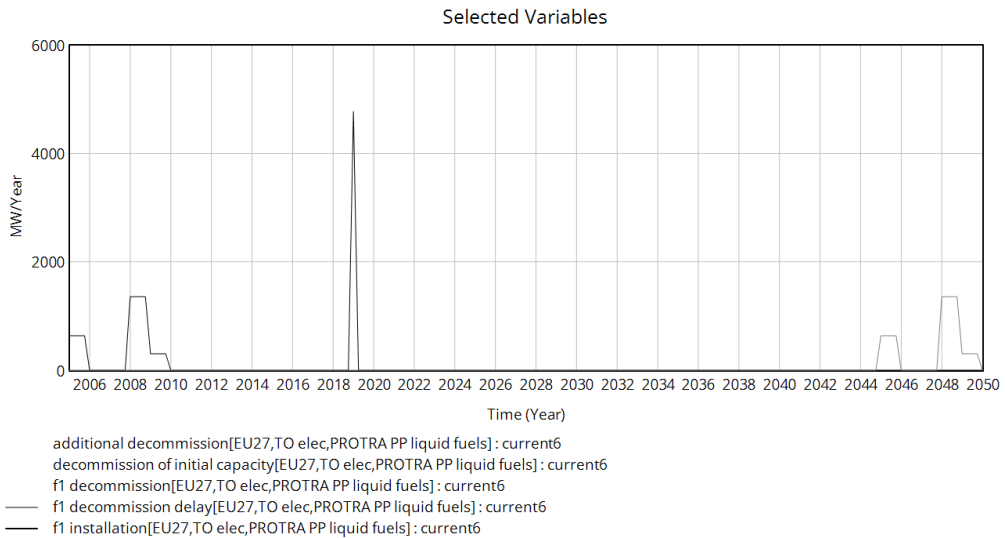
Funcionamiento de las variables F1 new planned y F1 planification and construction delay para la generación eléctrica con combustibles líquidos en Europa



Nota. Elaboración propia.

Figura 18

Funcionamiento de las variables F1 installation y F1 decommission delay para la generación eléctrica con combustibles líquidos en Europa



Nota. Elaboración propia.

Así, este mecanismo modela la dinámica fundamental de relaciones entre los stocks. Sin embargo, esta dinámica no es suficiente para representar la realidad con precisión.

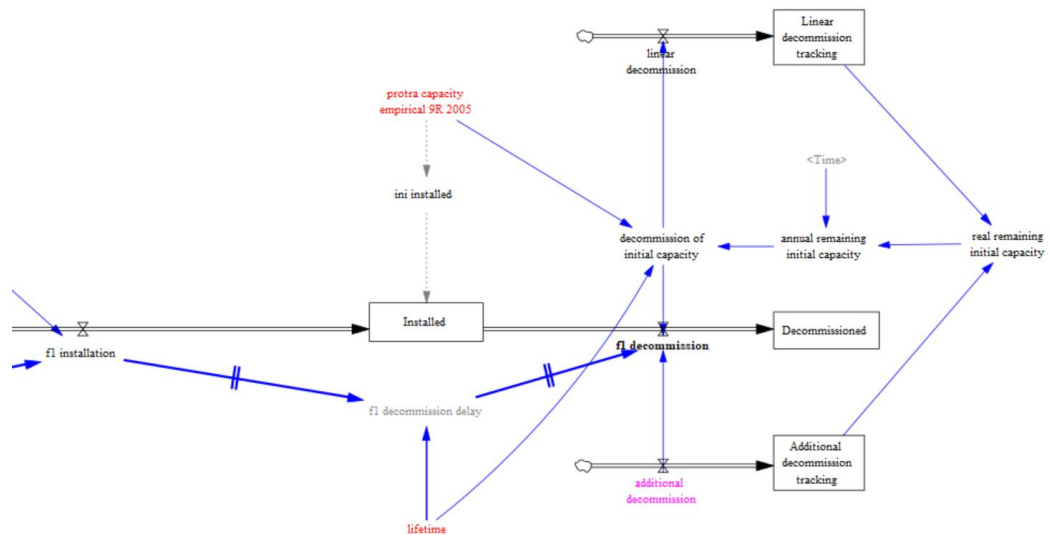
Para que el modelo funcione correctamente, es importante modelar también el mecanismo de “vaciado” de la potencia inicial de los stocks *Planned and under construction* e *Installed*. Es decir, la instalación de la potencia que había ya planificada en 2005 y la retirada de la capacidad instalada en 2005.

Esto se realiza mediante las variables *Planification and construction capacity before 2005*, en el caso del primer stock y *Decommission of initial capacity*, en el caso del segundo. A continuación se expondrá el funcionamiento de ambas variables, comenzando por la segunda.

LA DESINSTALACIÓN DE LA POTENCIA EXISTENTE EN 2005

En esta sección se describirán las variables que intervienen en el siguiente segmento del modelo:

Figura 19
Diagrama de flujo de la desinstalación



Nota. Elaboración propia.

En primer lugar, es importante destacar que, dado que esta capacidad no entra al stock durante el tiempo de la simulación, no se desinstala con el mecanismo del *delay* expuesto anteriormente. El *delay* de desinstalación solo funciona si existe un flujo de instalación previa durante el tiempo de simulación del modelo. Por ejemplo, si se instalan 100 MW en 2006 y el tiempo de vida de la tecnología son 20 años, dichos MW se desinstalarán mediante la variable *F1 decommission delay* en el 2026.

En segundo lugar, no podemos conocer el tiempo de vida de cada una de las centrales existentes al comienzo de la simulación para así poder retirarlas al finalizar su vida útil.

Por estos motivos, para la definición de *Decommission of initial capacity* se ha partido de la siguiente hipótesis de desinstalación lineal: la capacidad existente en 2005 se desinstalará de forma constante durante los años que dure el *lifetime* de la tecnología correspondiente. Es decir, cada año se retirará la misma cantidad de potencia, que corresponde al cociente entre *Protra capacity empirical 9R 2005* —o, lo que es lo mismo, *Ini installed*— y el tiempo de vida. Por ejemplo, si la capacidad instalada de una tecnología en 2005 son 50000 MW y el tiempo de vida de la tecnología son 50 años, se retirarán 1000 MW al año hasta 2055.

$$\begin{aligned} & \textit{Decommission of initial capacity} \\ & = \frac{\textit{Protra capacity empirical 9R 2005}}{\textit{Lifetime}} \quad (13) \end{aligned}$$

En cambio, durante la calibración del modelo, al analizar los datos históricos de capacidades instaladas (2005-2020), se observó que en ocasiones la capacidad instalada experimentaba un decrecimiento anual mayor que dicha desinstalación constante considerada. Siguiendo con el ejemplo anterior, esto ocurriría si observáramos que en 2006 la capacidad instalada son 48000 MW. Es decir, habría 1000 MW de desinstalación adicional.

En este sentido, es importante tener en cuenta que durante el periodo histórico no intervendrá en ningún momento la variable *F1 decommission delay*, porque los tiempos de vida son todos superiores a 20 años, por lo que no llegan a vencer durante el intervalo 2005-2020 (15 años). Ni siquiera los MW que fueran instalados en 2005 llegarían a instalarse antes de 2020. Por lo tanto, este decrecimiento adicional del stock no puede ser consecuencia del mecanismo del *delay*.

De este modo, la existencia de una desinstalación mayor a la lineal significa necesariamente que la capacidad de 2005 se desinstala más abruptamente de lo previsto según la desinstalación lineal. Para modelar dicha desinstalación adicional se ha creado una nueva variable *Additional decommission*, cuyos

valores se calcularán en el apartado de calibración a partir de los datos históricos. En el ejemplo anterior, los 1000 MW sobrantes se almacenarían en esta nueva variable.

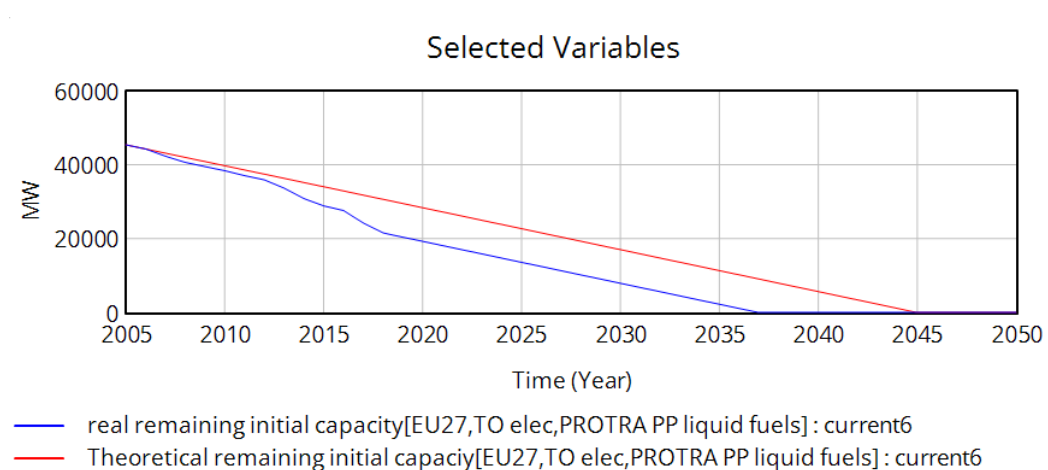
Como su propio nombre indica, *Additional decommission* es el flujo que recoge la retirada adicional de capacidad, esto es, la diferencia entre el decrecimiento real del stock y la retirada lineal de capacidad. Mientras tanto, su stock asociado – *Additional decommission tracking*– almacena los valores que toma este flujo, es decir, la desinstalación de la potencia de 2005 que se produce antes de lo considerado con la hipótesis de desinstalación lineal.

$$\begin{aligned} & \text{Additional decommission tracking}(t_1) \\ &= \int_{t_0}^{t_1} (\text{Additional decommission}(t)) dt \quad (14) \end{aligned}$$

A su vez, esto modificará el mecanismo de desinstalación lineal: en el caso de que ocurran estos picos de desinstalación es evidente que la desinstalación de la capacidad de 2005 terminaría antes de lo previsto, es decir, completará su retirada antes de que finalice el *lifetime* de la tecnología, como se observa en la figura 20.

Figura 20

Energía inicial restante real y teórica para la generación eléctrica con combustibles líquidos en Europa



Nota. Elaboración propia.

O, lo que es lo mismo, *Decommission of initial capacity* (la variable que almacena la desinstalación lineal) tomará el mismo valor constante hasta que la capacidad restante sea menor que la constante de desinstalación. Entonces debe retirar directamente la potencia restante. Es necesario, por tanto,

modificar la ecuación de *Decommission of initial capacity* para que recoja esta dinámica. Para lograrlo ha sido necesario declarar las siguientes variables auxiliares, flujos y stocks: *Linear decommission*, *Linear decommission tracking*, *Real remaining initial capacity* y *Annual remaining initial capacity*.

El flujo *Linear decommission* y el stock *Linear decommission tracking*, que sirven para almacenar la potencia desinstalada solo con el mecanismo de desinstalación lineal.

$$\begin{aligned} & \textit{Linear decommission} \\ & = \textit{Decommission of initial capacity} \end{aligned} \quad (15)$$

$$\begin{aligned} & \textit{Linear decommission tracking}(t_1) \\ & = \int_{t_0}^{t_1} (\textit{Linear decommission}(t)) dt \end{aligned} \quad (16)$$

La variable auxiliar *Real remaining initial capacity*, que recoge la capacidad restante real de la inicial (la potencia instalada de 2005). Es decir, recoge la diferencia entre el valor inicial y lo que ya ha sido desinstalado con cualquiera de los dos mecanismos de desinstalación expuestos: el método lineal (stock *Linear Decommission Tracking*) y los picos de desinstalación (stock *Additional decommission tracking*). Concretamente, su fórmula matemática es:

$$\begin{aligned} & \textit{Real remaining initial capacity} \\ & = \textit{MAX}(\textit{Protra capacity empirical 9R 2005} \\ & \quad - \textit{Linear decomission tracking} \\ & \quad - \textit{Additional decommission tracking}, 0) \end{aligned} \quad (17)$$

Sin embargo, puesto que los stocks *Linear decommission tracking* y *Additional decommission tracking* varían cada TIME STEP, esta nueva variable lo hace también. En cambio, para ser capaces de compararla con *Decommission of initial capacity* (que sigue la forma constante de los flujos) debería ser constante en los periodos intra anuales.

Para resolver esta circunstancia se ha añadido una nueva variable que recoge la capacidad inicial restante en cada año, manteniéndola constante en los periodos intra anuales. Esta variable es *Annual remaining initial capacity*, definida del siguiente modo:

$$\begin{aligned} & \textit{Annual remaining initial capacity} \\ & = \textit{SAMPLE IF TRUE}[(\textit{Time} - \textit{INTEGER}(\textit{Time})) \\ & = 0, \quad \textit{real remaining capacity}, 0] \end{aligned} \quad (18)$$

Como se observa en la tabla 2, la función *SAMPLE IF TRUE* de Vensim DSS sirve para actualizar el valor de una variable solo si se cumple una función lógica. En este caso, para mantener constante la variable durante los *TIME STEP* intra anuales, actualizándola solo al comienzo de cada año natural.

Tabla 2

Ejemplo numérico del funcionamiento de la variable Annual remaining capacity

Tiempo (años)	2005	2005.25	2005.5	2005.75	2006
<i>Annual remaining initial capacity</i>	45381.1	45381.1	45381.1	45381.1	44246.6
<i>Real remaining initial capacity</i>	45381.1	45097.5	44813.8	44530.2	44246.6

Tiempo (años)	2006.25	2006.5	2006.75	2007
<i>Annual remaining initial capacity</i>	44246.6	44246.6	44246.6	42296.1
<i>Real remaining initial capacity</i>	43758.9	43271.3	42783.7	42296.1

Nota. Salida de la simulación para la combinación de *subscripts* [EU27, TO elec, PROTRA PP gas fuels]. Elaboración propia.

De este modo, la desinstalación lineal, modificada para terminar antes de lo previsto y para retirar la potencia restante en el último periodo, queda definida definitivamente con la siguiente ecuación:

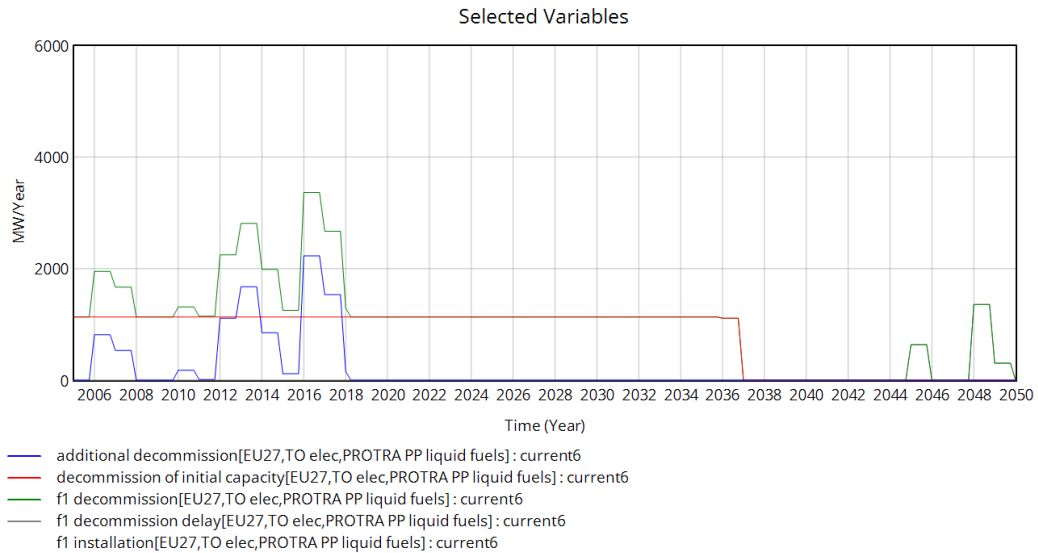
$$\begin{aligned}
 & \textit{Decommission of initial capacity} \\
 & = \textit{IF THEN ELSE} \left(\textit{Annual remaining initial capacity} \right. \\
 & > \frac{\textit{Protra capacity empirical 9R 2005}}{\textit{lifetime}}, \\
 & \left. \frac{\textit{Protra capacity empirical 9R 2005}}{\textit{lifetime}}, \right. \\
 & \left. \textit{Annual remaining initial capacity} \right)
 \end{aligned} \tag{19}$$

Asimismo, el flujo *F1 decommission* queda definido como la suma de las tres formas de desinstalación que han sido expuestas (ver figura 21):

- La desinstalación por delay de la instalación
- La desinstalación lineal constante
- Los picos de desinstalación o desinstalación adicional

$$\begin{aligned}
 F1 \text{ decommission} &= F1 \text{ decommission delay} \\
 &+ \text{Decommission of initial capacity} \\
 &+ \text{Additional decommission}
 \end{aligned}
 \tag{20}$$

Figura 21
 La desinstalación como suma de tres variables. Generación con combustibles líquidos en Europa



Nota. Elaboración propia.

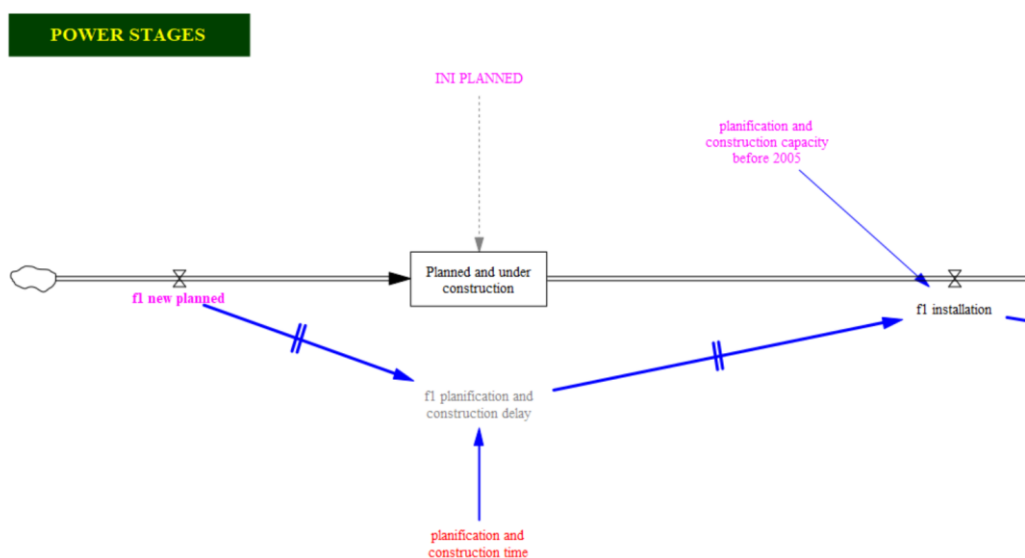
Como se observa en la gráfica anterior, durante el período histórico (2005-2020) únicamente operan *Decommission of initial capacity* y *Additional decommission*, ya que *F1 decommission delay* no se activa debido a que la vida útil mínima de las tecnologías consideradas es de 20 años. A partir de 2020, el flujo está compuesto únicamente por *F1 decommission delay* y *Decommission of initial capacity*, dado que *Additional decommission* solo presenta valores durante el período histórico.

LA INSTALACIÓN DE LA POTENCIA PLANIFICADA ANTES DE 2005

En la sección anterior se ha visto como se “vacía” el stock inicial de *Installed* y ha quedado completamente definido el flujo de desinstalación de potencia. Del mismo modo, a continuación se expone el mecanismo de “vaciado” del stock *Planned and under construction*, cuya metodología es distinta a la anterior. Así, en la figura 22 se representa la sección del diagrama de flujo que se desarrollará a continuación.

Figura 22

Diagrama de flujos de la planificación



Nota. Elaboración propia.

En la primera sección del detallado de los flujos se describía cómo lo que se planifica durante el tiempo de simulación (en *F1 new planned*) se instala tras el tiempo de planificación y construcción con una función DELAY. Para ello se utiliza la variable *F1 planification and construction delay*.

En cambio, esto no es suficiente para representar correctamente la instalación, pues también debe instalarse aquella capacidad planificada antes de 2005 pero que se instala después de 2005. Al igual que ocurría en el caso de la desinstalación, si una instalación se planificó en 2004 y su tiempo de planificación y construcción es 2, no pasará por el flujo *F1 new planned* (que empieza a simular, como todas las variables, en 2005), pero sí deberá formar parte de la instalación de 2006.

Es más, si existe instalación durante los primeros años de la simulación tiene que deberse a la planificación de años anteriores. Pues, y esto se justificará con literatura científica más tarde en la parametrización, ninguna tecnología se instala inmediatamente, sin tiempo de construcción. O lo que es lo mismo, ningún tiempo de planificación y construcción va a ser inferior a 0,25 años.

Esto implica que durante los años que dure el tiempo de planificación y construcción de la tecnología, hasta que se instale lo que se planifica en el primer año (2005), la instalación se deberá únicamente a la planificación previa al comienzo de la simulación.

En consecuencia, *F1 planification and construction before 2005* será una variable exógena que calcularemos en el apartado de calibración y que deberá recoger la instalación correspondiente a los primeros años de la simulación (concretamente tantos años como dure el tiempo de planificación y construcción de cada tecnología).

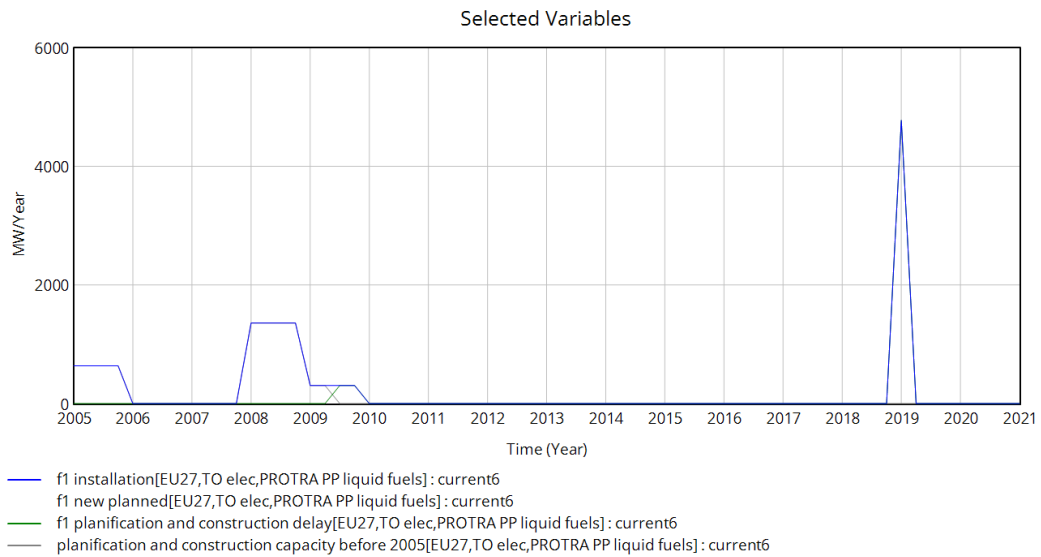
De esta forma, así como ocurría con *F1 decommission*, el flujo *F1 installation* se define como la suma de dos métodos de instalación (ver figura 23).

- Instalación de la planificación previa a 2005
- Instalación de la planificación posterior a 2005

$$\begin{aligned} &F1\ installation \\ &= F1\ planification\ and\ construction\ delay \\ &+ Planification\ and\ construction\ capacity\ before\ 2005 \end{aligned} \quad (21)$$

Figura 23

La instalación como suma de dos variables. Generación eléctrica con combustibles líquidos en Europa



Nota. Elaboración propia.

2.3.4. Diagrama de flujos y stocks completo

A lo largo de los dos apartados anteriores se han descrito en detalle todas las variables del modelo, tanto exógenas como endógenas, así como su papel en la dinámica de los flujos fundamentales. A continuación, dichas variables se integran en un único diagrama de Forrester (figura 24), que representa de manera global la estructura del sistema y las interrelaciones entre stocks, flujos y variables auxiliares. Cabe mencionar que en el apartado de calibración será necesario declarar nuevas variables, por lo que el diagrama de flujo definitivo se presentará al finalizar dicho apartado.

Con el objetivo de facilitar la lectura del esquema, se ha aplicado una convención de colores:

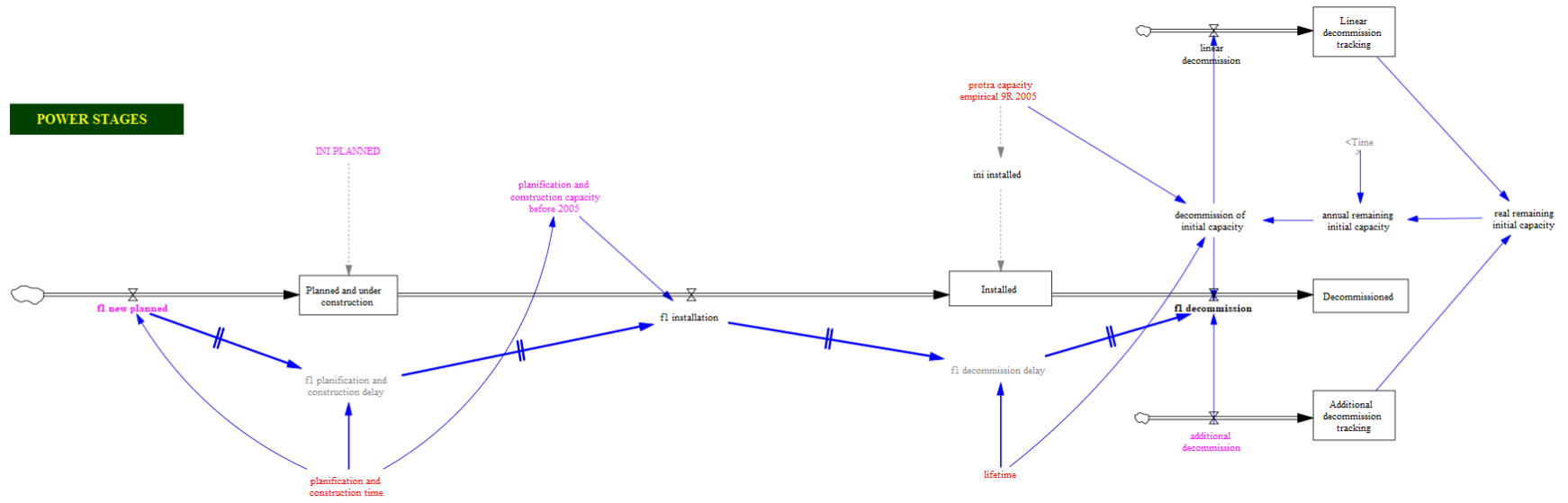
- **Rosa:** variables exógenas que no cuentan con datos directos y cuya estimación se realiza mediante calibración, es decir, ajustándolas de forma que el modelo reproduzca el comportamiento histórico.
- **Rojo:** variables exógenas que se determinan en el proceso de parametrización, a partir de datos y valores justificados con literatura.
- El resto de los elementos se muestran en **negro** y constituyen el conjunto de variables endógenas del modelo.

Para completar esta visión global, las variables se han clasificado en las tablas 3 y 4.

- **Tabla 3:** variables endógenas, es decir, aquellas que resultan de los cálculos internos del sistema a partir de las ecuaciones matemáticas definidas. En ella se recoge para cada variable su nombre, tipo (stock, flujo o auxiliar), unidades y ecuación.
- **Tabla 4:** variables exógenas, que representan parámetros externos al modelo. En este caso, se especifica el nombre de la variable, su tipo (stock, flujo o auxiliar), las unidades y la forma en que se obtiene su valor, distinguiendo entre parametrización (cuando se asigna directamente a partir de fuentes bibliográficas o datos empíricos) y calibración (cuando se ajusta de manera que el modelo reproduzca el histórico).

De esta forma, este subapartado constituye el cierre de la descripción estructural, y establece la base para los apartados 2.4 y 2.5, en los que se detallará el proceso de parametrización y calibración de las variables exógenas del modelo.

Figura 24
Diagrama de Forrester completo



Nota. Elaboración propia.

Tabla 3

Variables endógenas del modelo

VARIABLES ENDÓGENAS DEL MODELO			
NOMBRE DE LA VARIABLE	TIPO	UNIDADES	ECUACIÓN
<i>Planned and under construction</i>	Stock	MW	$\begin{aligned} &Planned\ and\ under\ construction(t_1) \\ &= Planned\ and\ under\ construction(t_0) \\ &+ \int_{t_0}^{t_1} (F1\ new\ planned(t) - F1\ installation(t))\ dt \end{aligned}$
<i>Installed</i>	Stock	MW	$\begin{aligned} &Installed(t_1) = Installed(t_0) \\ &+ \int_{t_0}^{t_1} (F1\ installation(t) - F1\ decommission(t))\ dt \end{aligned}$
<i>Decommissioned</i>	Stock	MW	$Decommissioned(t_1) = \int_{t_0}^{t_1} (F1\ decommission(t))\ dt$
<i>F1 planification and construction delay</i>	Auxiliar	MW/Año	$\begin{aligned} &F1\ planification\ and\ construction\ delay \\ &= DELAY\ FIXED(f1\ new\ planned, planning\ and\ construction\ time, 0) \end{aligned}$
<i>F1 decommission delay</i>	Auxiliar	MW/Año	$F1\ decommission\ delay = DELAY\ FIXED(f1\ installation, lifetime, 0)$
<i>Additional decommission tracking</i>	Stock	MW	$Additional\ decommission\ tracking(t_1) = \int_{t_0}^{t_1} (Additional\ decommission(t))\ dt$
<i>Linear decommission</i>	Flujo	MW/Año	$Linear\ decommission = Decommission\ of\ initial\ capacity$
<i>Linear decommission tracking</i>	Stock	MW	$Linear\ decommission\ tracking(t_1) = \int_{t_0}^{t_1} (Linear\ decommission(t))\ dt$

<i>Real remaining initial capacity</i>	Auxiliar	MW	<i>Real remaining initial capacity</i> = MAX(<i>Protra capacity empirical 9R 2005</i> – <i>Linear decomission tracking</i> – <i>Additional decommission tracking</i> , 0)
<i>Annual remaining initial capacity</i>	Auxiliar	MW/Año	<i>Annual remaining initial capacity</i> = SAMPLE IF TRUE[(<i>Time – INTEGER(Time)</i>) = 0, <i>real remaining capacity</i> , 0]
<i>Decommission of initial capacity</i>	Auxiliar	MW/Año	<i>Decommission of initial capacity</i> = IF THEN ELSE (<i>Annual remaining initial capacity</i> > $\frac{\text{Protra capacity empirical 9R 2005}}{\text{lifetime}}$, $\frac{\text{Protra capacity empirical 9R 2005}}{\text{lifetime}}$, <i>Annual remaining initial capacity</i>)
<i>F1 decommission</i>	Flujo	MW/Año	<i>F1 decommission</i> = <i>F1 decommission delay</i> + <i>Decommission of initial capacity</i> + <i>Additional decommission</i>
<i>F1 installation</i>	Flujo	MW/Año	<i>F1 installation</i> = <i>F1 planification and construction delay</i> + <i>Planification and construction capacity before 2005</i>

Nota. Elaboración propia.

Tabla 4*Variables exógenas del modelo*

VARIABLES EXÓGENAS DEL MODELO			
NOMBRE DE LA VARIABLE	TIPO	UNIDADES	ESTIMACIÓN MEDIANTE
<i>Protra capacity empirical 9R 2005 = Ini installed</i>	Auxiliar	MW	Parametrización
<i>Planification and construction time</i>	Auxiliar	Año	Parametrización
<i>Lifetime</i>	Auxiliar	Año	Parametrización
<i>Additional decommission</i>	Flujo	MW/Año	Calibración
<i>Planification and construction capacity before 2005</i>	Auxiliar	MW/Año	Calibración
<i>Ini planned</i>	Auxiliar	MW	Calibración
<i>F1 new planned</i>	Flujo	MW/Año	Calibración

Nota. Elaboración propia.

2.3.5. Descripción de los *subscripts* del modelo

Antes de comenzar con la parametrización y calibración del modelo, conviene exponer los *subscripts* del modelo. Los *subscripts* son una herramienta utilizada en los softwares de dinámica de sistemas para lograr que las variables tomen un valor distinto para cada elemento de un conjunto, lo que permite generalizar las ecuaciones del modelo. En este caso, permitirán generalizar las ecuaciones descritas a las múltiples regiones y tecnologías.

Como se ha explicado anteriormente, para asegurar la coherencia con el módulo energético de WILIAM, el modelo se ha diseñado para funcionar con el mismo nivel de desagregación y, por tanto, es preciso utilizar sus mismos *subscripts*. Los que intervienen en este modelo se describen a continuación.

El primer *subscript* recibe el nombre de **REGIONS_9_I** y lo conforman nueve regiones, que están definidas de la siguiente forma:

Tabla 5
Elementos del subscript REGIONS_9_I

	REGIONS_9_I	PAÍSES QUE INCLUYE
1	EU27 (Unión Europea)	Austria
		Bélgica
		Bulgaria
		Croacia
		Chipre
		República Checa
		Dinamarca
		Estonia
		Finlandia
		Francia
		Alemania
		Grecia
Hungría		

		Irlanda
		Italia
		Letonia
		Lituania
		Luxemburgo
		Malta
		Países Bajos
		Polonia
		Portugal
		Rumanía
		Eslovaquia
		Eslovenia
		España
		Suecia
2	UK	Reino Unido
3	China	China (República Popular)
		Hong Kong SAR
4	EASOC (Este de Asia y Oceanía)	Australia
		Brunéi Darussalam
		Camboya
		Taipéi Chino
		Indonesia
		Japón
		Corea
		Malasia

		Nueva Zelanda
		Filipinas
		Singapur
		Tailandia
		Vietnam
5	India	India
6	LATAM (Latinoamerica)	Argentina
		Brasil
		Chile
		Colombia
		Costa Rica
		Perú
7	Rusia	Rusia (Federación de)
8	USMCA (Estados Unidos, México y Canadá)	Canadá
		México
		Estados Unidos
9	LROW (El resto del mundo)	El resto del mundo
		Suiza
		Islandia
		Israel
		Kazajistán
		Marruecos
		Noruega
		Arabia Saudita
		Túnez

		Turquía
		Sudáfrica

Nota. Elaborada a partir de la tabla B.1 del apéndice B del entregable 9.1 del proyecto LOCOMOTION. Comisión Europea. (2020). *Deliverable 9.1: Report of the common modeling framework. (Grant Agreement No. 821105). Horizon 2020.* <https://www.locomotion-h2020.eu/download/d9-1-report-of-the-common-modeling-framework/>

En segundo lugar, 48 tecnologías de transformación de energías primarias en energías secundarias constituyen el *subscript*: **NRG_PROTRA_SUBTECH_I**. Donde PROTRA es el acrónimo de *Transformation Processes* y NRG indica que el *subscript* pertenece al módulo de energía de WILIAM.

Tabla 6

Elementos del subscript NRG_PROTRA_SUBTECH_I

	NRG_PROTRA_SUBTECH_I
1	PROTRA_CHP_gas_fuels,
2	PROTRA_CHP_gas_fuels_CCS,
3	PROTRA_CHP_geothermal_DEACTIVATED,
4	PROTRA_CHP_liquid_fuels,
5	PROTRA_CHP_liquid_fuels_CCS,
6	PROTRA_CHP_solid_fossil,
7	PROTRA_CHP_solid_fossil_CCS,
8	PROTRA_CHP_waste,
9	PROTRA_CHP_solid_bio,
10	PROTRA_CHP_solid_bio_CCS,
11	PROTRA_HP_gas_fuels,
12	PROTRA_HP_solid_bio,
13	PROTRA_HP_geothermal,
14	PROTRA_HP_liquid_fuels,

15	PROTRA_HP_solar_DEACTIVATED,
16	PROTRA_HP_solid_fossil,
17	PROTRA_HP_waste,
18	PROTRA_PP_solid_bio,
19	PROTRA_PP_solid_bio_CCS,
20	PROTRA_PP_gas_fuels,
21	PROTRA_PP_gas_fuels_CCS,
22	PROTRA_PP_geothermal,
23	PROTRA_PP_hydropower_dammed,
24	PROTRA_PP_hydropower_run_of_river,
25	PROTRA_PP_liquid_fuels,
26	PROTRA_PP_liquid_fuels_CCS,
27	PROTRA_PP_nuclear,
28	PROTRA_PP_oceanic,
29	PROTRA_PP_solar_CSP,
30	PROTRA_PP_solar_open_space_PV_C_Si_mono,
31	PROTRA_PP_solar_open_space_PV_C_Si_poly,
32	PROTRA_PP_solar_open_space_PV_CdTe,
33	PROTRA_PP_solar_open_space_PV_CIGS,
34	PROTRA_PP_solar_urban_PV_C_Si_mono,
35	PROTRA_PP_solar_urban_PV_C_Si_poly,
36	PROTRA_PP_solar_urban_PV_CdTe,
37	PROTRA_PP_solar_urban_PV_CIGS
38	PROTRA_PP_solid_fossil,
39	PROTRA_PP_solid_fossil_CCS,

40	PROTRA_PP_waste,
41	PROTRA_PP_waste_CCS,
42	PROTRA_PP_wind_onshore,
43	PROTRA_PP_wind_offshore,
44	PROTRA_blending_gas_fuels,
45	PROTRA_blending_liquid_fuels,
46	PROTRA_no_process_TI_hydrogen,
47	PROTRA_no_process_TI_solid_bio,
48	PROTRA_no_process_TI_solid_fossil

Nota. Elaboración propia.

Las cinco últimas tecnologías incluidas en este *subscript* aparecen en la estructura del modelo para garantizar la compatibilidad con el módulo energético de WILLIAM. Sin embargo, no forman parte del alcance específico de este modelo, por lo que de ahora en adelante no serán utilizadas ni analizadas en los resultados.

Las 43 tecnologías restantes se encuentran divididas en tres grandes grupos, en función del tipo de energía de salida del proceso:

- **Cogeneración** (o CHP, por sus siglas en inglés, *Combined Heat and Power*): es la producción conjunta de energía eléctrica y energía térmica útil a partir de una misma energía primaria.
- **Producción de calor** (o HP, por sus siglas en inglés, *Heat Production*): habitualmente en forma de agua caliente que alimenta redes de calefacción urbana.
- **Producción de electricidad** (o PP, por sus siglas en inglés, *Power Production*).

Cada una de las 43 tecnologías se explicará brevemente en el apartado de parametrización, acompañada de su estimación de tiempos de vida y de planificación/construcción.

Por último, **NRG_TO_I** es el subscript que almacena las 7 formas de energía secundaria consideradas en WILIAM. El acrónimo TO viene de *Transformation Output*, es decir, la salida de los procesos del *subscript* anterior.

Tabla 7
Elementos del subscript NRG_TO_I

	NRG_TO_I
1	TO_ELEC
2	TO_GAS
3	TO_HEAT
4	TO_HYDROGEN
5	TO_LIQUID
6	TO_SOLID_BIO
7	TO_SOLID_FOSSIL

Nota. Elaboración propia.

Concretamente, los procesos de cogeneración tendrán como resultado TO_elec y TO_heat, los de producción de calor TO_heat y los de producción de electricidad TO_elec. De forma que estos son los únicos que tomarán valores en las simulaciones del modelo.

Así, el paso final de esta etapa del modelado ha consistido en asignar a cada variable los *subscripts* correspondientes. En particular, todas las variables del modelo se han definido con los tres *subscripts* **REGIONS_9_I**, **NRG_PROTRA_SUBTECH_I** y **NRG_TO_I**, lo que implica que cada una tendrá un total de $9 \times 48 \times 7 = 3024$ elementos. Excepto *Planning and construction time* y *Lifetime*, que tendrán $48 \times 7 = 336$ elementos, puesto que se formulan únicamente con **NRG_PROTRA_SUBTECH_I** y **NRG_TO_I**, debido la hipótesis de que los tiempos son específicos de cada tecnología, sin distinción entre regiones.

2.4. Parametrización del modelo

Los parámetros son variables que no cambian durante la simulación, pero que sirven para particularizar el funcionamiento del modelo. Así, la parametrización consiste en asignar valores dichos parámetros, utilizando para ello fuentes externas (en este caso informes, literatura científica y datos históricos).

Concretamente, en esta etapa del modelado se buscará el valor de los siguientes parámetros:

- La capacidad instalada en el año 2005, esto es, al comienzo de la simulación (*Protra capacity empirical 9R 2005*)
- El tiempo de planificación y construcción correspondiente para cada una de las 43 tecnologías seleccionadas (*Planification and construction time*)
- El tiempo de vida de cada una de las 43 tecnologías (*Lifetime*)

2.4.1. Capacidad instalada en 2005

Para los datos históricos de capacidades instaladas se ha asumido el trabajo previo realizado en el marco del proyecto LOCOMOTION con tres fuentes de datos. Primero, el Joint Research Center (*JRC_IDEES database*) para el cálculo de capacidades en los países de la Unión Europea (EU-27) y Reino Unido (UK) (Rózsai et al., 2024). Segundo, para el resto de las regiones se empleó la base de datos de la *US EIA database* (US Energy Information Agency, 2020). Finalmente, las capacidades de calor y cogeneración se asumen de los balances de energía de la Agencia Internacional de la Energía (IEA, s.f.-b).

Estos datos, recogidos en un fichero de datos externo, se importan en la variable *EXOGENOUS PROTRA CAPACITIES EMPIRICAL 9R MW*. A partir de esta variable, podemos obtener el valor de la capacidad instalada para cada combinación de *subscripts* en 2005, valor que se almacena en la variable *Protra capacity empirical 9R 2005* y que inicializa el stock de capacidades instaladas. En concreto, para declararla utilizamos la función de Vensim DSS *GET DATA AT TIME* que selecciona de una variable exógena de datos temporales aquellos que correspondan al tiempo que se le indique:

$$\begin{aligned}
 & \textit{Protra capacity empirical 9R 2005} \\
 & = \textit{GET DATA AT TIME} \left(\begin{array}{c} \textit{EXOGENOUS} \\ \textit{PROTRA CAPACITIES EMPIRICAL} \\ \textit{9R,} \\ \textit{2005} \end{array} \right) \quad (22)
 \end{aligned}$$

2.4.2. Tiempo de planificación y construcción y vida útil

En esta fase se llevó a cabo una exhaustiva búsqueda de literatura con el objetivo de estimar los dos parámetros fundamentales del modelo: *Planification and construction time* y *Lifetime*.

Como se adelantó en la descripción del diagrama de flujos, en esta etapa se busca estimar el valor medio de estos dos parámetros para cada una de las 43 tecnologías. Conviene recordar, en este sentido, que se parte de la hipótesis de que tanto el tiempo de planificación y construcción como la vida útil son constantes a lo largo del tiempo y únicos para cada tecnología, sin distinción entre regiones.

CONSIDERACIONES SOBRE LA METODOLOGÍA DE BÚSQUEDA

La metodología seguida consistió en revisar individualmente cada una de las tecnologías de transformación incluidas en el modelo, para comprender el significado del *subscript* correspondiente y seleccionar, en caso de haber varias opciones, el tipo de central más representativa. Una vez determinada la tecnología de referencia, se procedió a buscar los valores asociados a los tiempos de planificación, construcción y vida útil.

La elección de la tecnología apropiada para cada una de las 43 transformaciones energéticas se realizó priorizando aquellas que fueran más representativas o extendidas, de acuerdo con los objetivos del modelo. No obstante, en algunos casos, esta elección estuvo condicionada por los datos disponibles.

Cabe destacar que la estimación precisa de estos tiempos (especialmente los de planificación y construcción) resulta compleja, y más aún su generalización a nivel global. De hecho, la mayoría de las fuentes revisadas proporciona únicamente el tiempo de construcción, sin distinguir explícitamente la fase de planificación. Aun así, estos datos se han considerado como una buena aproximación al parámetro *Planification and construction time* utilizado en el modelo.

En cualquier caso, esta búsqueda bibliográfica debe entenderse como un punto de partida razonable, que podría ser refinado en el futuro en caso de disponer de datos más desagregados o exactos.

Con el fin de garantizar la homogeneidad en la estimación de tiempos, se ha adoptado como fuente principal el catálogo publicado por la Agencia danesa de la energía (DEA, por sus siglas en inglés, Danish Energy Agency): *Technology data: energy plants for electricity and district heating generation (2025)*. Este documento constituye una recopilación actualizada anualmente sobre múltiples tecnologías energéticas y tiene la finalidad, según sus propios autores, de proporcionar una base de datos uniforme y actualizada para el despliegue tecnológico:

The primary objective of publishing technology catalogues is to establish a uniform, commonly accepted and up-to-date basis for energy planning activities, [...], as well as technical and economic analyses, e.g. on the framework conditions for the development and deployment of certain classes of technologies. (p.5)

Puesto que este propósito se alinea con los objetivos de esta estimación de tiempos y del modelo en su conjunto, se ha considerado este catálogo como fuente bibliográfica principal de la búsqueda, aunque se ha complementado y contrastado con otras referencias cuando ha sido necesario.

Siguiendo con el propósito de homogeneidad, se exponen a continuación algunas de las consideraciones generales que se han tenido en cuenta a la hora de tomar datos del *Technology Data Catalogue* de la Danish Energy Agency.

En la mayor parte de los casos, este catálogo proporciona los tiempos de vida y de construcción para distintos hitos temporales (2020, 2025, 2030 y 2035, por ejemplo). Dado que se ha tomado la hipótesis de que los tiempos sean constantes durante la simulación, se tomará el dato que corresponda al año 2020 por ser una buena media del tiempo de simulación del modelo (2005-2050). Además, si el catálogo incluye varios tamaños de un tipo de central, se tomará la de tamaño medio.

Por último, se puede observar en los *subscripts* del modelo que algunas de las tecnologías de cogeneración y generación eléctrica están duplicadas, en función de si incluyen o no el mecanismo de Captura y almacenamiento de carbono (o CCS por sus siglas en inglés *Carbon Capture and Storage*), como es el caso de los *subscripts* PROTRA_CHP_gas_fuels y PROTRA_CHP_gas_fuels_CCS.

El CCS es una tecnología adicional que permite capturar el CO₂ directamente en la fuente, transportarlo con gaseoductos o barcos y almacenarlo de forma permanente en formaciones geológicas profundas, evitando su liberación a la atmósfera (National Grid, 26 de marzo de 2024). Por lo tanto, en las plantas de transformación energética —las del modelo— solo se produciría la primera etapa: la captura de CO₂. De este modo, para estimar los tiempos de las tecnologías que incluyen CCS se han tomado las siguientes hipótesis:

Se considera que la captura se produce utilizando instalaciones de postcombustión, que son independientes del diseño de la planta y por lo tanto pueden añadirse a posteriori. De esta forma, se asume que el tiempo de vida útil de la tecnología es el mismo independientemente de que incluya o no captura y almacenamiento de carbono, por tratarse de un sistema adicional e independiente del funcionamiento de la planta.

En cambio, se estima que el tiempo de planificación y construcción aumenta ligeramente en instalaciones con CCS, debido a la necesidad de componentes adicionales y trámites regulatorios específicos. En el Excel asociado al catálogo de la DEA titulado *Carbon capture and Storage: Technology descriptions and projections for long-term energy system planning (2024)* se proporciona únicamente el tiempo de construcción de las siguientes tecnologías de captura post-combustión en centrales energéticas:

- 401.a Post-combustión – Planta WtE o CHP de biomasa de 100 MW (Tiempo de construcción: 2,5 años)
- 401.b Post-combustión – Caldera de biomasa de 500 MW (Tiempo de construcción: 3 años)

Como se ha tomado un tamaño de centrales medio (en la mayor parte de casos con capacidades instaladas inferiores a 100 MW), se ha considerado que el primer tiempo de construcción es el más adecuado.

Así, al tratarse de tecnologías de postcombustión, donde la captura de CO₂ es independiente del diseño de la planta, se ha considerado que el tiempo total de construcción puede estimarse como el máximo entre el tiempo de construcción de la planta sin CCS y el tiempo de instalación del sistema de captura.

Como se verá a continuación, en ningún caso el tiempo de planificación y construcción de las plantas sin CCS es inferior a 2,5 años. Por lo tanto, no se observa ninguna diferencia entre los tiempos estimados para tecnologías con y sin CCS en el marco de este modelo.

Tras exponer estas consideraciones, se puede proceder a la revisión bibliográfica de tiempos, que comenzará con las centrales de cogeneración.

PROTRA_CHP_GAS_FUELS y PROTRA_CHP_GAS_FUELS_CCS

Existen múltiples tecnologías que se aplican a la obtención de calor y electricidad a partir de combustibles gaseosos: un motor turbina de gas, un sistema de ciclo combinado, un motor de combustión interna, etc.

La tecnología seleccionada es un sistema de cogeneración con motor ciclo combinado. (porque estamos hablando de generación de energía eléctrica y de calor a gran escala, no para instalaciones específicas como hospitales o industrias).

Para esta tecnología, el catálogo de la DEA (2025) proporciona dos modalidades de instalación, con sus respectivas fichas técnicas:

- Instalación con rango de potencias 100-400 MW y turbina de vapor de extracción-condensación.
- Instalación con rango de potencias 10-100 MW y turbina de vapor de contrapresión.

El *Technology Brief 04 (Combined Heat and Power)* publicado por IEA-ETSAP (2010c), la diferencia entre ambas turbinas es que en la segunda no hay condensador, sino que el vapor de salida de la turbina de vapor se utiliza directamente en la red de calor, mientras que en la primera se extrae una parte del vapor de la turbina y el restante se condensa, de manera que es más flexible ante variaciones de la demanda térmica.

Por lo tanto, se considera apropiado tomar los tiempos de la primera, una central más grande con turbina de extracción-condensación: un tiempo de vida de 25 años y un tiempo de construcción de 2.5 años (DEA, 2025, p.64)

Para contrastar la información se utilizó el *Technology Brief 04 (Combined Heat and Power)*. Este informe proporciona la siguiente estimación de tiempos para un sistema de cogeneración con motor de ciclo combinado: un tiempo de vida de 25 años y un tiempo de construcción entre 24 y 30 meses (2 años o 2 años y medio) (IEA-ETSAP, 2010c, p.5), coincidiendo aproximadamente con los tiempos que se habían seleccionado.

PROTRA_CHP_SOLID_FOSSIL y PROTRA_CHP_SOLID_FOSSIL_CCS

El *Technology Brief E04 (Combined Heat and Power)* de IEA ETSAP (2010c) afirma que entre las tecnologías que utilizan carbón como combustible para la cogeneración, la más representativa es el motor turbina de vapor (ciclo Rankine) alimentado por una caldera de lecho fluidizado de carbón (FCB), por lo que es esta la tecnología seleccionada. Además, propone los siguientes tiempos para dicha tecnología: un tiempo de vida de 40 años o más, y un tiempo de construcción de 36 meses, es decir, 3 años (p.5).

PROTRA_CHP_LIQUID_FUELS y PROTRA_CHP_LIQUID_FUELS_CCS

Este *subscript* hace referencia a la generación conjunta de electricidad y calor utilizando combustibles líquidos. Puesto que se trata de una central ciertamente similar a las centrales de cogeneración de carbón (compuesta típicamente por una caldera y un ciclo Rankine) y a falta de encontrar datos de tiempos específicos para esta tecnología, parece una buena aproximación considerar los mismos que en el caso de los combustibles fósiles: un tiempo de vida de 40 años y un tiempo de construcción de 3 años (IEA ETSAP, 2010c, p.5).

PROTRA_CHP_WASTE

Del mismo modo, para la cogeneración con quema de residuos urbanos se selecciona un sistema con motor turbina de vapor. El *Technology Data Catalogue* de la DEA (2025b) proporciona 4 fichas técnicas, correspondientes a las siguientes instalaciones tipo:

- WtE CHP pequeña, turbina de contrapresión, alimentación de 35 MW.
- WtE CHP mediana, turbina de contrapresión, alimentación de 80 MW.
- WtE CHP grande, turbina de contrapresión, alimentación de 220 MW, 40/80 °C (temperaturas de retorno e impulsión del circuito de calor, respectivamente).
- WtE CHP grande, turbina de contrapresión, alimentación de 220 MW, 50/100°C de temperatura de retorno (temperaturas de retorno e impulsión del circuito de calor, respectivamente).

A pesar de que los tiempos no difieren en exceso, se decide tomar como tecnología representativa la central de tamaño medio, que presenta un tiempo de vida de 25 años y un tiempo de construcción de 2.5, según la base de datos de la DEA (2025b, p.103).

PROTRA_CHP_SOLID_BIO y PROTRA_CHP_SOLID_BIO_CCS

De nuevo, el tipo de central más típica para esta tecnología de cogeneración es un motor turbina de vapor con una caldera donde se produce la combustión de la biomasa.

Para este tipo de tecnología, la DEA (2025b) hace las siguientes distinciones entre centrales:

En primer lugar, por tamaño:

- Large scale CHP: > 100 MWth input (~>25 MWe)
- Medium scale CHP: 25 - 100 MWth input (~6-25 MWe)
- Small scale CHP: 1 - 25 MWth input (~0.1-6 MWe)

En segundo lugar, en función del tipo de biomasa utilizada:

- Wood chips (Astillas de madera)
- Wood pellets (Pellets de madera)
- Straw (Paja)

En el catálogo afirman que la madera (concretamente en forma de astillas) suele ser la forma de biomasa más favorable para la combustión. En consecuencia, se ha decidido tomar los tiempos de la central de astillas de madera de escala media: un tiempo de vida de 25 años, y un tiempo de construcción de 2,5 años (p.129).

Para contrastar estos datos, se ha consultado el *Technology Brief 05 (Biomass for Heat and Power)* publicado por IEA ETSAP e IRENA (2015a), que proporciona una estimación de tiempos de 25 años, en el caso del tiempo de vida, y de 30 meses (2,5 años) en el caso del tiempo de construcción, tanto para producción de electricidad como para cogeneración con biomasa (p.21), coincidiendo con los datos del catálogo de la DEA.

PROTRA_CHP_GEOTHERMAL

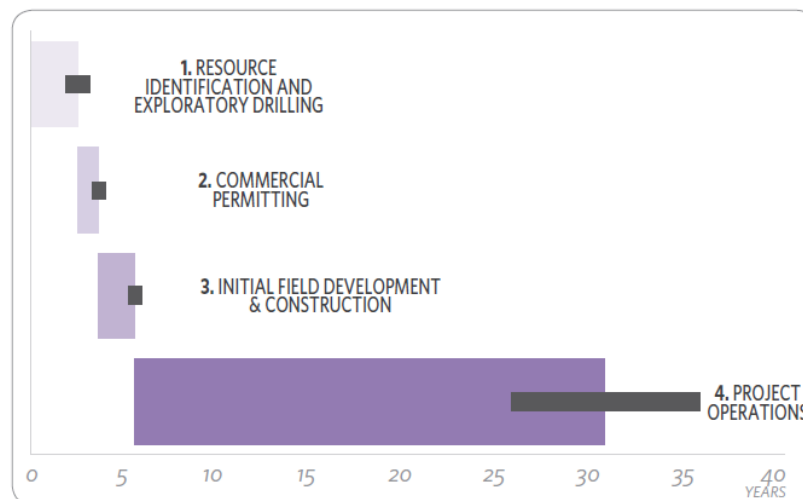
La DEA (2025b) no incluye una entrada para esta tecnología. Sin embargo, en un artículo publicado en 2014 Micale et al. afirman lo siguiente acerca de las plantas de energía geotérmica:

An average geothermal plant requires approximately five and a half years (between 4 to 7 years from the securing of permits and licenses to the final commissioning and start of operations). [...] The development of a geothermal project corresponds to 1/5th of the entire project *lifetime*, considering power plant operations of about 20 to 30 years. (p.6)

Información que reflejan en la gráfica de la figura 25.

Figura 25

Tiempos medios de desarrollo de un proyecto geotérmico



Nota. Micale, V., Oliver, P., y Messent, F. (2014). The role of public finance in deploying geothermal: background paper San Giorgio Group Report. Climate Policy Initiative. <https://www.climatepolicyinitiative.org/publication/san-giorgio-group-report-role-public-finance-deploying-geothermal-background-paper/>

En consecuencia y de acuerdo a este estudio, parece apropiado considerar un tiempo de vida de 30 años y un tiempo de construcción de 5.5 para este tipo de centrales de cogeneración.

Una vez dimensionados los tiempos de las centrales de cogeneración, se estimarán los tiempos correspondientes a las tecnologías HP. En concreto, se buscarán los tiempos asociados a plantas de gran escala destinadas a la producción de agua caliente para redes de calefacción urbana, excluyendo aquellas instalaciones de menor tamaño orientadas al uso particular o a procesos industriales específicos.

PROTRA_HP_GAS_FUELS

El catálogo de la DEA incluye la ficha técnica correspondiente a una caldera de calefacción urbana alimentada con gas. En ella se especifican los siguientes parámetros: una vida útil de 25 años y un tiempo de construcción de 0,5 años (2025b, p.296).

PROTRA_HP_WASTE

Este *subscript* corresponde a la generación de calor para redes de calefacción con quema de residuos urbanos. De nuevo, la DEA proporciona una ficha técnica para esta tecnología (WtE HOP, Waste to Energy Heat Only Plant), que estima un tiempo de vida de 25 años y un tiempo de construcción de 2 años (2025b, p.110).

PROTRA_HP_SOLID_BIO

Como ocurría en el caso de la cogeneración con quema de biomasa, el catálogo de la DEA (2025b) ofrece varias fichas técnicas para esta tecnología. Concretamente en función del tipo de biomasa utilizada y del tamaño de la caldera:

- Caldera de astillas de madera pequeña
- Caldera de astillas de madera mediana
- Central de astillas de madera grande
- Caldera de pellets de madera pequeña
- Caldera de paja pequeña

De nuevo, se deciden tomar los datos de la central de astillas de madera de tamaño medio: un tiempo de vida de 25 años y un tiempo de construcción de 2 (p.166).

PROTRA_HP_SOLID_FOSSIL

La descripción de este *subscript* proporcionada en la documentación de WILIAM es la siguiente: “Utility scale heat plants running from solid fuels (biomass, pellets, coal, peat) and feeding into district heat networks”. Por lo tanto, y porque la caldera empleada suele ser similar, parece una buena consideración tomar los mismos tiempos que para el caso anterior: 25 años de tiempo de vida y 2 de tiempo de construcción (DEA, 2025b, p.166).

PROTRA_HP_LIQUID_FUELS

Según se indica en la entrada correspondiente del catálogo de la DEA, las calderas de calefacción urbana alimentadas con gas pueden operar también con fuelóleo si están equipadas con los quemadores adecuados (“Multi-fuel operation has been made possible (gas/oil) if supplied with burners for such operation”) (2025b, p. 294).

Por ello, se adopta esta tecnología como representativa también para la producción de calor mediante combustibles líquidos, manteniendo los mismos parámetros técnicos: una vida útil de 25 años y un tiempo de construcción de 0,5 años (p.296).

PROTRA_HP_GEOTHERMAL

Al contrario de lo que ocurría con la planta de cogeneración con energía geotérmica, en este caso el catálogo de la DEA sí incluye una entrada para esta tecnología, la generación de calor urbano con energía geotérmica.

Además, aunque distingue entre varios tipos de centrales, todas presentan los mismos tiempos de vida y construcción: 25 y 4.5 años, respectivamente. Esta información se encuentra en el Excel asociado al catálogo (DEA, 2025a).

PROTRA_HP_SOLAR

La última tecnología considerada para la producción de calor es el aprovechamiento de la energía térmica solar para calentar el agua de las redes de calefacción. A pesar de que existen varias tecnologías que lo hacen posible, la DEA proporciona una única ficha técnica que aúna los datos para este tipo de transformación energética y donde figura un tiempo de vida de 30 años y un tiempo de construcción de 0.25 (2025b, p.330).

Para finalizar, se estimarán los tiempos correspondientes a las centrales de generación eléctrica.

PROTRA_PP_GAS_FUELS y PROTRA_PP_GAS_FUELS_CCS

Igual que en el caso de la cogeneración, a pesar de que existen otras muchas tecnologías disponibles, se ha seleccionado la central de ciclo combinado (esta vez sin extracción de vapor) como la más apropiada.

Dado que el catálogo de la DEA no incluye la ficha técnica de esta tecnología, se toman los datos del *Technology Brief E02 (Gas-Fired Power)* publicado por IEA-ETSAP (2010b), que propone un tiempo de vida de 30 años y un tiempo de construcción de 30 meses, es decir, 2 años y medio (p.4).

PROTRA_PP_SOLID_FOSSIL y PROTRA_PP_SOLID_FOSSIL_CCS

Según el *Technology Brief 01 (Coal-Fired Power)* de IEA-ETSAP (2010a), las dos tecnologías más representativas para generación eléctrica a gran escala con carbón son:

- Carbón Pulverizado Supercrítico (SCPC por sus siglas en inglés, *Super-critical pulverized coal*)
- Ciclo combinado con gasificación integrada (IGCC o *Integrated gasification combined cycles*)

A pesar de que la segunda es una tecnología más avanzada y con mayores ventajas ambientales, la primera es la más extendida en centrales de carbón a nivel global y por lo tanto, será la que se seleccione para los tiempos del modelo. Ese mismo informe propone un tiempo de vida de 40 años y un tiempo de construcción máximo de 54 meses, es decir, 4.5 años, para las centrales SCPC (p.7).

PROTRA_PP_LIQUID_FUELS y PROTRA_PP_LIQUID_FUELS_CCS

Al tratarse de una central similar a las centrales térmicas de carbón, compuesta por una caldera y un ciclo Rankine, típicamente, y a falta de fuentes específicas para esta tecnología, se ha considerado oportuno aproximar los tiempos a los del caso anterior: 40 años de vida y 4.5 años de construcción (IEA-ETSAP, 2010a, p.7).

PROTRA_PP_WASTE y PROTRA_PP_WASTE_CCS

De nuevo, la tecnología más típica para la generación eléctrica con residuos urbanos es un motor turbina de vapor con caldera de incineración de biomasa. Se han consultado tres fuentes para estimar sus tiempos de construcción y de vida.

Según un artículo publicado por la empresa Woima Corporation (s.f), cuya actividad se centra en el aprovechamiento de residuos urbanos, la vida útil prevista para las centrales de producción de electricidad con quema de residuos es de entre 25 y 30 años.

Según otro artículo, esta vez publicado por Hemmati et al. (2024) y titulado *Life cycle sustainability assessment of waste-to-electricity plants for 2030 power generation development scenarios in western Lombok, Indonesia under multi-criteria decision-making approach*, se suele considerar un tiempo de vida de 25 años para este tipo de centrales, lo que respalda la información de la fuente anterior.

Por último, el 18 de octubre de 2018 Acciona Energía anunciaba en su web la construcción de una nueva central térmica WtE en el oeste de Australia, afirmando lo siguiente: “ACCIONA’s Engineering, Procurement and Construction (EPC) contract with the project developer [...] includes a 36-month construction period starting in October 2018”.

De esta forma y de acuerdo a las fuentes citadas se tomará un tiempo de vida útil representativo de 25 años y un tiempo de construcción de 3 años.

PROTRA_PP_SOLID_BIO y PROTRA_PP_SOLID_BIO_CCS

Este *subscript* hace referencia a la generación eléctrica con quema de biomasa. Como ya se mencionó en el apartado de cogeneración con biomasa, para esta transformación energética el *Technology Brief E05* de IRENA e IEA-ETSAP contiene información relevante. Propone una tabla de resultados o ficha técnica en la que afirma que el tiempo de vida de las centrales de biomasa, independientemente de si son para generación eléctrica o para cogeneración, es típicamente de 25 años y el tiempo de construcción de 30 meses, es decir, 2.5 años (2015a, p.21).

PROTRA_PP_GEOTHERMAL

Como se expuso en el apartado de cogeneración con energía geotérmica, el tiempo de vida de una central de este tipo es aproximadamente de 30 años y su tiempo de construcción de 5.5 (Micale et al., 2014).

PROTRA_PP_HYDROPOWER_DAMMED y PROTRA_PP_HYDROPOWER_RUN_OF_RIVER

Estos *subscripts* hacen referencia a las plantas hidroeléctricas de presa.

Cabe mencionar, de cara a la correcta parametrización de tiempos, que en la clasificación de las centrales hidroeléctricas se utilizan dos clasificaciones:

- Por un lado, en función del tamaño de la central: Pequeña (SHP, *Small Hydropower Plant*) (<10 MWe) o grande (LHP, *Large Hydropower Plant*) (>10 MWe)
- Por otro lado, las centrales se clasifican en centrales de presa (dammed) y centrales de agua fluyente (run of river).

Como se puede observar, en los *subscripts* del modelo la distinción sigue la segunda clasificación. Además, estas clasificaciones no son necesariamente equivalentes: las centrales de presa suelen ser LHP, pero las de agua fluyente pueden ser LHP o SHP.

Por lo tanto, para la hidroeléctrica de presa podemos tomar los datos correspondientes a la LHP del *Technology Brief E06 (Hydropower)* de IEA-ETSAP e IRENA. Esto es, entre 18 y 96 meses de construcción (1.5-8 años). Se trata de un intervalo muy amplio, pues depende muchos aspectos como el tamaño del proyecto o la complejidad geológica de la zona. Se toma el extremo mayor para ser conservadores en la aproximación (2015b, p.13).

En cuanto al tiempo de construcción de las instalaciones de agua fluyente, dependerá del tamaño. Como se ha comentado antes, las centrales de agua fluyente pueden ser tanto SHP como LHP, por lo que no es una buena aproximación tomar los datos para las SHP como representativos. Sin embargo, sí suelen ser proyectos de menor complejidad y obra civil necesaria, por lo que se puede aproximar el tiempo de construcción a la mitad del tiempo requerido en las centrales de presa, es decir, 4 años.

Respecto a la estimación de tiempos de vida, el informe de la IEA tomado como referencia es bastante inexacto, indica exclusivamente que pueden llegar a alcanzar los 100 años (p.13). En cambio, en el libro *The Palgrave Handbook of International Economics*, publicado por Hafner y Lucianien 2022, se indica que ambos tipos de centrales tienen largos tiempos de vida, típicamente en torno a los 80 años (pp.148, 150).

PROTRA_PP_NUCLEAR

Crownhart publica el 4 de abril de 2024 un artículo en el *MIT Technology Review* llamado *Why the lifetime of nuclear plants is getting longer?*, donde comenta que se están concediendo hasta dos extensiones de 20 años a las centrales nucleares existentes en Estados Unidos, alcanzando los 80 años de vida útil.

En lo que respecta al tiempo de construcción, se han consultado diversas fuentes. En primer lugar, en el libro *The Palgrave Handbook of International Economics* (Hafner y Luciani, 2022) se puede encontrar la tabla 8, donde se observa una comparativa entre los tiempos y costes de construcción de algunos proyectos nucleares. En particular, la sexta columna de la tabla recoge el tiempo real de construcción de cada proyecto.

Tabla 8
Costes de construcción de algunos proyectos nucleares

Table 7.1 Construction costs of recent FOAK Gen-III/III+I projects

Type	Country	Unit	Construction start	Initial announced construction time	Ex-post construction time	Power (MW _e)	Initial announced budget (\$/kM _e)	Ex-post construction cost (\$/kM _e)
AP 1000	China	Sanmen 1,2	2009	5	9	2 × 1000	2044	3154
	USA	Vogtle 3,4	2013	4	8/9	2 × 1117	4300	8600
APR 1400	Korea	Shin Kori 3,4	2012	5	8/10	2 × 1340	1828	2410
EPR	Finland	Olkiluoto 3	2005	5	16	1 × 1630	2020	>5723
	France	Flamanville 3	2007	5	15	1 × 1600	1886	8620
VVER 1200	China	Taishan 1,2	2009	4,5	9	1 × 1660	1960	3222
	Russia	Novovoronezh II-1 & 2	2008	4	8/10	2 × 1114	2244	No data available

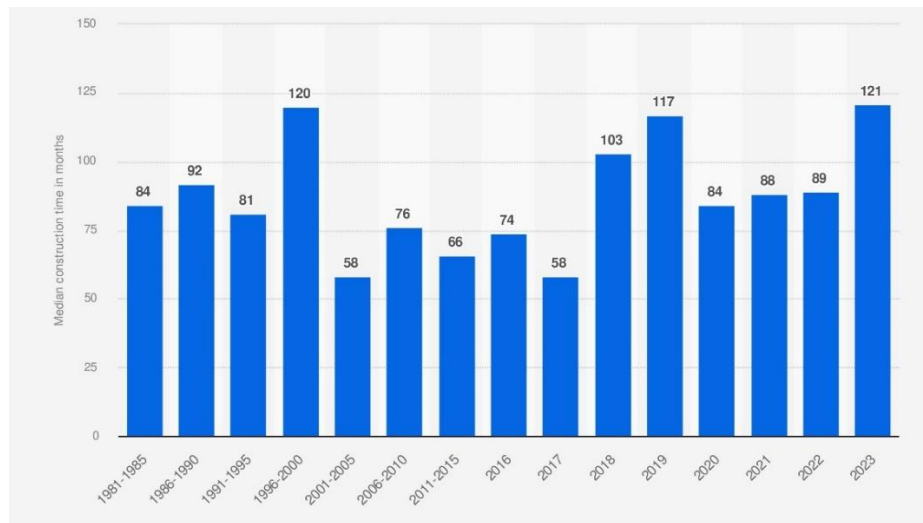
Source: Author's elaboration on NEA

Nota. Tomado de Hafner, M., y Luciani, G. (Eds.). (2022). *The Palgrave Handbook of International Energy Economics*. Palgrave Macmillan.
<https://library.oapen.org/handle/20.500.12657/57011>

En segundo lugar, una estadística de Statista (2024) titulada *Median construction time for nuclear reactors worldwide from 1981 to 2023* muestra los tiempos de construcción medios de los reactores nucleares en los distintos años del periodo (ver figura 26). Como se busca estimar el tiempo medio de construcción, se ha calculado el tiempo de construcción medio de los 43 años, lo que da un resultado de 7 años.

Figura 26

Tiempo medio de construcción (en meses) de reactores nucleares a nivel mundial desde 1981 a 2023



Nota. Tomado de Statista. (2024). *Median construction time for nuclear reactors worldwide from 1981 to 2023 (in months)*.

<https://www.statista.com/statistics/712841/median-construction-time-for-reactors-since-1981/>

De acuerdo a lo observado en estas dos fuentes, se decide considerar un tiempo de construcción representativo de 8 años para las centrales nucleares.

PROTRA_PP_OCEANIC

Este *subscript* se refiere al aprovechamiento de la energía oceánica en la producción de electricidad. El catálogo de la DEA afirma lo siguiente haciendo referencia a este tipo de transformación energética: “There is no commercially leading technology on wave power conversion at the present time”, por lo que propone un tiempo de vida genérico de 20 años y un tiempo de construcción entre 3 y 4 años. Se toma el valor medio, 3.5 años (2025b, p.259).

PROTRA_PP_SOLAR_CSP

Según el *Technology Brief E10 (Concentrating solar Power)* publicado por IRENA e IEA-ETSAP en 2013, esta tecnología consiste en una serie de espejos que concentran la luz solar para calentar un fluido de forma que este se pueda utilizar para producir trabajo en un ciclo termodinámico convencional.

Distingue además cuatro variantes: PT (*Parabolic Trough*), FR (*Fresnel Reflector*), ST (*Solar Tower*) and SD (*Solar Dish*). De las cuales señala la primera (PT) como la tecnología más madura y dominante de CSP.

En la tabla 3 de dicho informe (p.25) recoge el tiempo de vida y de construcción de dicha tecnología: 30 años y entre 1 y 3 años respectivamente. Para el tiempo de construcción se ha tomado el valor medio del intervalo (2 años) como una buena aproximación.

PROTRA_PP_SOLAR_OPEN_SPACE_PV_C_Si_mono,
PROTRA_PP_SOLAR_OPEN_SPACE_PV_C_Si_poly,
PROTRA_PP_SOLAR_OPEN_SPACE_PV_CdTe,
PROTRA_PP_SOLAR_OPEN_SPACE_PV_CIGS

Estos *subscripts* hacen referencia a parques fotovoltaicos de suelo, clasificados en función del tipo de tecnología de las células fotovoltaicas. Concretamente, en los *subscripts* del modelo se consideran las siguientes tecnologías:

- C_Si_Mono hace referencia a las células fabricadas a partir de silicio monocristalino (mono-Si).
- C_Si_Poly hace referencia a células fotovoltaicas fabricadas con silicio policristalino.
- CdTe corresponde a los paneles de telururo de cadmio.
- CIGS hace referencia a los paneles de indio, cobre, galio y diseleniuro.

(Pulido, 2022)

El Excel de datos de la Danish Energy Agency (2025a) incorpora varias entradas dirigidas a la generación fotovoltaica. Para los parques fotovoltaicos de gran escala, diferencia entre:

- Parque fotovoltaico de suelo con instalación fija: los paneles se instalan con una inclinación fija y una orientación óptima, pero no se mueven para obtener la máxima incidencia de los rayos solares.
- Parque fotovoltaico de suelo con seguimiento solar: los paneles están montados sobre estructuras móviles que siguen el movimiento del sol. Estos a su vez se subdividen en función de si el movimiento se permite sobre un eje o sobre dos ejes.

Los paneles con seguimiento solar ya son ampliamente utilizados en regiones con alta radiación como el sur de Europa y aumentan la generación energética aproximadamente en un 15% (DEA, 2025b). Sin embargo, las instalaciones fotovoltaicas fijas siguen siendo las más comunes a nivel mundial, especialmente en países en desarrollo, pues requieren una menor inversión

inicial y un menor mantenimiento. Por lo tanto, esta será la tecnología seleccionada.

Para este tipo de instalación fotovoltaica, independientemente del tipo de célula utilizada, el Excel mencionado anteriormente (DEA, 2025a) recoge los siguientes tiempos: un tiempo de vida de 35 años y un tiempo de construcción de 0,5 años.

PROTRA_PP_SOLAR_URBAN_PV_C_Si_mono,
PROTRA_PP_SOLAR_URBAN_PV_C_Si_poly,
PROTRA_PP_SOLAR_URBAN_PV_CdTe, PROTRA_PP_SOLAR_URBAN_PV_CIGS

Estos *subscripts* hacen referencia a la fotovoltaica sobre tejado, y la clasificación según el tipo de tecnología de célula es la misma que en el caso anterior.

El Excel de la Danish Energy Agency (2025a) considera una vida útil de 35 años y un tiempo de construcción de 0 años para este tipo de instalaciones. Sin embargo, de cara al modelado, no resulta adecuado incorporar una tecnología cuya planificación e instalación se produzca sin ningún retardo. Por ello, se ha optado por asignar un tiempo de planificación y construcción de 0,25 años, como aproximación más realista dentro del marco del modelo.

PROTRA_PP_WIND_ONSHORE

Este *subscript* hace referencia a los parques eólicos terrestres. Para este tipo de tecnología, el Excel de la DEA (2025a) ofrece una ficha técnica propia, donde especifica que este tipo de aerogeneradores suelen tener una vida útil de 27 años y un tiempo de construcción de 1.5 años.

PROTRA_PP_WIND_OFFSHORE

Por último, este *subscript* hace referencia a la eólica marina, tanto flotante como fija.

El Excel de la DEA (2025a) ofrece cinco entradas dedicadas a la *Wind Offshore*, en función de la distancia a la costa, de si la electricidad generada es corriente continua o alterna y de si el aerogenerador es fijo o flotante. Sin embargo, para todas ellas estiman un tiempo de vida de 30 años y un tiempo de construcción de 3.5 años, independientemente del tipo de aerogenerador instalado. Por tratarse de una tecnología de reciente desarrollo, las fichas de datos comienzan en 2025, por lo que estos son los datos considerados.

OTRAS FUENTES DE DATOS

Aunque las estimaciones de tiempos de vida útil y de planificación/construcción han sido obtenidas principalmente a partir del catálogo de la Danish Energy Agency y otras fuentes especializadas, a continuación se presentan dos estudios adicionales de carácter más general que ofrecen una visión agregada de estos parámetros.

En primer lugar, en su artículo titulado *An international comparative assessment of construction cost overruns for electricity infrastructure*, Sovacool et al. (2014) recopilaron los costes de construcción de 401 proyectos de infraestructuras eléctricas desarrollados entre 1936 y 2014 en 57 países diferentes.

Los autores clasificaron estos proyectos en seis categorías:

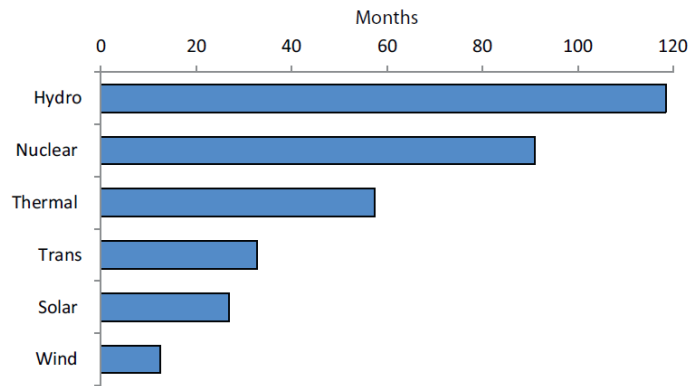
- Centrales térmicas de generación eléctrica (alimentadas con carbón, petróleo, gas natural o biomasa)
- Plantas nucleares
- Centrales hidroeléctricas de presa
- Parques eólicos a gran escala
- Parques solares fotovoltaicos y centrales termosolares (CSP)
- Líneas de transmisión de alto voltaje

Asimismo, estimaron los tiempos de construcción de cada tipo de infraestructura, tal como se muestra en la figura 27.

En segundo lugar, una estadística publicada por Statista (2024) titulada *Lifetime of energy sources and power plants worldwide by type* expone los valores medios aproximados de vida útil para varias plantas energéticas (ver figura 28).

Figura 27

Tiempo medio de construcción (en meses) de proyectos de infraestructura eléctrica según su tipo

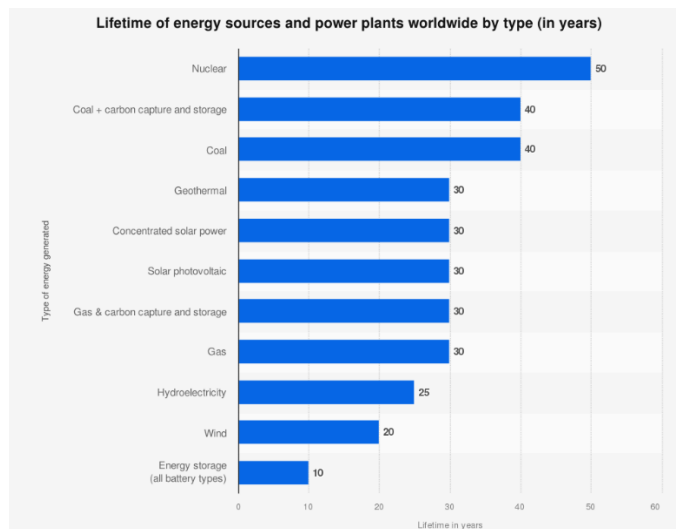


Nota. Tomado de Sovacool, B. K., Gilbert, A., y Nugent, D. (2014). An international comparative assessment of construction cost overruns for electricity infrastructure. *Energy Research and Social Science*, 3, 152–160.

<https://doi.org/10.1016/j.erss.2014.07.016>

Figura 28

Vida útil de fuentes de energía y centrales eléctricas en el mundo, por tipo



Nota. Tomado de Statista. (2020). *Lifetime of energy sources and power plants worldwide.* <https://www.statista.com/statistics/1229935/lifetime-power-plants-energy-sources-globally/>

Si bien estas fuentes no han sido empleadas como base directa para la parametrización del modelo, sí resultan útiles como elementos de referencia y verificación adicional. Es importante señalar que algunos de los valores recogidos en ellas pueden no coincidir exactamente con encontrados

previamente, ya que estas fuentes se centran en ofrecen estimaciones generales, sin distinción entre variantes tecnológicas o tamaño de la planta, por ejemplo.

No obstante, se han considerado relevantes por su valor ilustrativo y su potencial para enriquecer la comprensión general del lector sobre el rango de tiempos característico de las tecnologías analizadas.

Finalmente, los tiempos de parametrización del modelo, así como las fuentes de cada uno de ellos, se han recopilado en la tabla 9.

Tabla 9

Tabla resumen de la búsqueda bibliográfica de tiempos

Elemento del subscript NRG_PROTRA	Tiempo de planificación y construcción (años)	Tiempo de vida (años)	Fuentes
PROTRA_CHP_gas_fuels	2,5	25	Danish Energy Agency. (2025b). <i>Technology Data: Energy Plants for Electricity and District heating generation</i> (Version 0016). https://ens.dk/media/6571/download IEA-ETSAP. (2010c). <i>Combined heat and power: Technology brief E04</i> . https://iea-etsap.org/E-TechDS/PDF/E04-CHP-GS-gct_ADfinal.pdf
PROTRA_CHP_gas_fuels_CCS,	2,5	25	Danish Energy Agency. (2025b). <i>Technology Data: Energy Plants for Electricity and District heating generation</i> (Version 0016). https://ens.dk/media/6571/download IEA-ETSAP. (2010c). <i>Combined heat and power: Technology brief E04</i> . https://iea-etsap.org/E-TechDS/PDF/E04-CHP-GS-gct_ADfinal.pdf Danish Energy Agency. (2024). <i>Data sheets for carbon capture, transport and storage</i> [Archivo de datos]. https://ens.dk/media/5729/download
PROTRA_CHP_geothermal_DEACTIVATED,	5,5	30	Micale, V., Oliver, P., & Messent, F. (2014). <i>The role of public finance in deploying geothermal: background paper San Giorgio Group Report</i> . <i>Climate Policy Initiative</i> . https://www.climatepolicyinitiative.org/publication/san-giorgio-group-report-role-public-finance-deploying-geothermal-background-paper/

PROTRA_CHP_liquid_fuels,	3	40	IEA-ETSAP. (2010c). <i>Combined heat and power: Technology brief E04</i> . https://iea-etsap.org/E-TechDS/PDF/E04-CHP-GS-gct_ADfinal.pdf
PROTRA_CHP_liquid_fuels_CCS,	3	40	IEA-ETSAP. (2010c). <i>Combined heat and power: Technology brief E04</i> . https://iea-etsap.org/E-TechDS/PDF/E04-CHP-GS-gct_ADfinal.pdf Danish Energy Agency. (2024). <i>Data sheets for carbon capture, transport and storage</i> [Archivo de datos]. https://ens.dk/media/5729/download
PROTRA_CHP_solid_fossil,	3	40	IEA-ETSAP. (2010c). <i>Combined heat and power: Technology brief E04</i> . https://iea-etsap.org/E-TechDS/PDF/E04-CHP-GS-gct_ADfinal.pdf
PROTRA_CHP_solid_fossil_CCS,	3	40	IEA-ETSAP. (2010c). <i>Combined heat and power: Technology brief E04</i> . https://iea-etsap.org/E-TechDS/PDF/E04-CHP-GS-gct_ADfinal.pdf Danish Energy Agency. (2024). <i>Data sheets for carbon capture, transport and storage</i> [Archivo de datos]. https://ens.dk/media/5729/download
PROTRA_CHP_waste,	2,5	25	Danish Energy Agency. (2025b). <i>Technology Data: Energy Plants for Electricity and District heating generation</i> (Version 0016). https://ens.dk/media/6571/download
PROTRA_CHP_solid_bio,	2,5	25	Danish Energy Agency. (2025b). <i>Technology Data: Energy Plants for Electricity and District heating generation</i> (Version 0016). https://ens.dk/media/6571/download IRENA, y IEA-ETSAP. (2015a). <i>Biomass for Heat and Power: Technology Brief E05</i> . https://iea-etsap.org/E-TechDS/PDF/E05-BiomassforHP-GS-AD-gct.pdf
PROTRA_CHP_solid_bio_CCS,	2,5	25	Danish Energy Agency. (2025b). <i>Technology Data: Energy Plants for Electricity and District heating generation</i> (Version 0016). https://ens.dk/media/6571/download

			IRENA, y IEA-ETSAP. (2015a). <i>Biomass for Heat and Power: Technology Brief E05</i> . https://iea-etsap.org/E-TechDS/PDF/E05-BiomassforHP-GS-AD-gct.pdf Danish Energy Agency. (2024). <i>Data sheets for carbon capture, transport and storage</i> [Archivo de datos]. https://ens.dk/media/5729/download
PROTRA_HP_gas_fuels,	0,5	25	Danish Energy Agency. (2025b). <i>Technology Data: Energy Plants for Electricity and District heating generation</i> (Version 0016). https://ens.dk/media/6571/download
PROTRA_HP_solid_bio,	2	25	Danish Energy Agency. (2025b). <i>Technology Data: Energy Plants for Electricity and District heating generation</i> (Version 0016). https://ens.dk/media/6571/download
PROTRA_HP_geothermal,	4,5	25	Danish Energy Agency. (2025a). <i>Data sheet for electricity and district heat production</i> [Archivo de datos]. Danish Energy Agency. https://ens.dk/media/6570/download
PROTRA_HP_liquid_fuels,	0,5	25	Danish Energy Agency. (2025b). <i>Technology Data: Energy Plants for Electricity and District heating generation</i> (Version 0016). https://ens.dk/media/6571/download
PROTRA_HP_solar_DEACTIVATED,	0,25	30	Danish Energy Agency. (2025b). <i>Technology Data: Energy Plants for Electricity and District heating generation</i> (Version 0016). https://ens.dk/media/6571/download
PROTRA_HP_solid_fossil,	2	25	Danish Energy Agency. (2025b). <i>Technology Data: Energy Plants for Electricity and District heating generation</i> (Version 0016). https://ens.dk/media/6571/download
PROTRA_HP_waste,	2	25	Danish Energy Agency. (2025b). <i>Technology Data: Energy Plants for Electricity and District heating generation</i> (Version 0016). https://ens.dk/media/6571/download
PROTRA_PP_solid_bio,	2,5	25	IRENA, y IEA-ETSAP. (2015a). <i>Biomass for Heat and Power: Technology Brief E05</i> . https://iea-etsap.org/E-TechDS/PDF/E05-BiomassforHP-GS-AD-gct.pdf

PROTRA_PP_solid_bio_CCS,	2,5	25	IRENA, y IEA-ETSAP. (2015a). <i>Biomass for Heat and Power: Technology Brief E05</i> . https://iea-etsap.org/E-TechDS/PDF/E05-BiomassforHP-GS-AD-gct.pdf Danish Energy Agency. (2024). <i>Data sheets for carbon capture, transport and storage</i> [Archivo de datos]. https://ens.dk/media/5729/download
PROTRA_PP_gas_fuels,	2,5	30	IEA-ETSAP. (2010b). <i>Gas-Fired Power: Technology Brief E02</i> . https://iea-etsap.org/E-TechDS/PDF/E02-gas_fired_power-GS-AD-gct_FINAL.pdf
PROTRA_PP_gas_fuels_CCS,	2,5	30	IEA-ETSAP. (2010b). <i>Gas-Fired Power: Technology Brief E02</i> . https://iea-etsap.org/E-TechDS/PDF/E02-gas_fired_power-GS-AD-gct_FINAL.pdf Danish Energy Agency. (2024). <i>Data sheets for carbon capture, transport and storage</i> [Archivo de datos]. https://ens.dk/media/5729/download
PROTRA_PP_geothermal,	5,5	30	Micale, V., Oliver, P., & Messent, F. (2014). The role of public finance in deploying geothermal: background paper San Giorgio Group Report. <i>Climate Policy Initiative</i> . https://www.climatepolicyinitiative.org/publication/san-giorgio-group-report-role-public-finance-deploying-geothermal-background-paper/
PROTRA_PP_hydropower_dammed,	8	80	IRENA, y IEA-ETSAP. (2015b). <i>Hydropower: Technology Brief E06</i> . https://iea-etsap.org/E-TechDS/PDF/E06-hydropower-GS-gct_Adfina_gs.pdf Hafner, M., y Luciani, G. (Eds.). (2022). <i>The Palgrave Handbook of International Energy Economics</i> . Palgrave Macmillan.
PROTRA_PP_hydropower_run_of_river,	4	80	IRENA, y IEA-ETSAP. (2015b). <i>Hydropower: Technology Brief E06</i> . https://iea-etsap.org/E-TechDS/PDF/E06-hydropower-GS-gct_Adfina_gs.pdf Hafner, M., y Luciani, G. (Eds.). (2022). <i>The Palgrave Handbook of International Energy Economics</i> . Palgrave Macmillan.

PROTRA_PP_liquid_fuels,	4,5	40	IEA-ETSAP. (2010a). <i>Coal-fired power: Technology brief E01</i> . https://iea-etsap.org/E-TechDS/PDF/E01-coal-fired-power-GS-AD-gct_FINAL.pdf
PROTRA_PP_liquid_fuels_CCS,	4,5	40	IEA-ETSAP. (2010a). <i>Coal-fired power: Technology brief E01</i> . https://iea-etsap.org/E-TechDS/PDF/E01-coal-fired-power-GS-AD-gct_FINAL.pdf Danish Energy Agency. (2024). <i>Data sheets for carbon capture, transport and storage</i> [Archivo de datos]. https://ens.dk/media/5729/download
PROTRA_PP_nuclear,	8	80	Crownhart, C. (4 de abril de 2024). <i>Why the lifetime of nuclear plants is getting longer</i> . MIT Technology Review. https://www.technologyreview.com/2024/04/04/1090630/old-nuclear-plants/ Hafner, M., y Luciani, G. (Eds.). (2022). <i>The Palgrave Handbook of International Energy Economics</i> . Palgrave Macmillan. Statista. (2024). <i>Median construction time for nuclear reactors worldwide from 1981 to 2023 (in months)</i> . https://www.statista.com/statistics/712841/median-construction-time-for-reactors-since-1981/
PROTRA_PP_oceanic,	3,5	20	Danish Energy Agency. (2025b). <i>Technology Data: Energy Plants for Electricity and District heating generation</i> (Version 0016). https://ens.dk/media/6571/download
PROTRA_PP_solar_CSP,	2	30	IRENA, y IEA-ETSAP. (2013). <i>Concentrating Solar Power: Technology Brief E10</i> . https://iea-etsap.org/E-TechDS/PDF/E10IR_CSP_GS_Jan2013_final_GSOK.pdf
PROTRA_PP_solid_fossil,	4,5	40	IEA-ETSAP. (2010a). <i>Coal-fired power: Technology brief E01</i> . https://iea-etsap.org/E-TechDS/PDF/E01-coal-fired-power-GS-AD-gct_FINAL.pdf
PROTRA_PP_solid_fossil_CCS,	4,5	40	IEA-ETSAP. (2010a). <i>Coal-fired power: Technology brief E01</i> . https://iea-etsap.org/E-TechDS/PDF/E01-coal-fired-power-GS-AD-gct_FINAL.pdf

			<p>Danish Energy Agency. (2024). <i>Data sheets for carbon capture, transport and storage</i> [Archivo de datos]. https://ens.dk/media/5729/download</p>
PROTRA_PP_waste,	3	25	<p>Woima Corporation. (s.f.). <i>Extending the WtE Power Plant Lifespan. Case WasteWoima</i>. https://Woimacorporation.Com/Extending-the-Wte-Power-Plant-Lifespan/.</p> <p>Hemmati, M., Bayati, N., y Ebel, T. (2024). Life Cycle Sustainability Assessment of Waste-to-Electricity Plants for 2030 Power Generation Development Scenarios in Western Lombok, Indonesia under Multi-Criteria Decision-Making Approach. <i>Journal of Building Engineering</i>, 95. https://doi.org/10.1016/j.jobe.2024.110335</p> <p>Acciona Energía. (18 de octubre de 2018). <i>Acciona to build Australia's first large-scale thermal Waste to Energy plant</i>. https://www.Acciona-Energia.Com/Updates/News/Acciona-Build-Australia-First-Large-Scale-Thermal-Waste-Energy-Plant/.</p>
PROTRA_PP_waste_CCS,	3	25	<p>Woima Corporation. (s.f.). <i>Extending the WtE Power Plant Lifespan. Case WasteWoima</i>. https://Woimacorporation.Com/Extending-the-Wte-Power-Plant-Lifespan/.</p> <p>Hemmati, M., Bayati, N., y Ebel, T. (2024). Life Cycle Sustainability Assessment of Waste-to-Electricity Plants for 2030 Power Generation Development Scenarios in Western Lombok, Indonesia under Multi-Criteria Decision-Making Approach. <i>Journal of Building Engineering</i>, 95. https://doi.org/10.1016/j.jobe.2024.110335</p> <p>Acciona Energía. (18 de octubre de 2018). <i>Acciona to build Australia's first large-scale thermal Waste to Energy plant</i>. https://www.Acciona-Energia.Com/Updates/News/Acciona-Build-Australia-First-Large-Scale-Thermal-Waste-Energy-Plant/.</p>

			Danish Energy Agency. (2024). <i>Data sheets for carbon capture, transport and storage</i> [Archivo de datos]. https://ens.dk/media/5729/download
PROTRA_PP_wind_offshore,	3,5	30	Danish Energy Agency. (2025a). <i>Data sheet for electricity and district heat production</i> [Archivo de datos]. Danish Energy Agency. https://ens.dk/media/6570/download
PROTRA_PP_wind_onshore,	1,5	27	Danish Energy Agency. (2025a). <i>Data sheet for electricity and district heat production</i> [Archivo de datos]. Danish Energy Agency. https://ens.dk/media/6570/download
PROTRA_PP_solar_open_space_PV_C_Si_mono,	0,5	35	Danish Energy Agency. (2025a). <i>Data sheet for electricity and district heat production</i> [Archivo de datos]. Danish Energy Agency. https://ens.dk/media/6570/download
PROTRA_PP_solar_open_space_PV_C_Si_poly,	0,5	35	Danish Energy Agency. (2025a). <i>Data sheet for electricity and district heat production</i> [Archivo de datos]. Danish Energy Agency. https://ens.dk/media/6570/download
PROTRA_PP_solar_open_space_PV_CdTe,	0,5	35	Danish Energy Agency. (2025a). <i>Data sheet for electricity and district heat production</i> [Archivo de datos]. Danish Energy Agency. https://ens.dk/media/6570/download
PROTRA_PP_solar_open_space_PV_CIGS,	0,5	35	Danish Energy Agency. (2025a). <i>Data sheet for electricity and district heat production</i> [Archivo de datos]. Danish Energy Agency. https://ens.dk/media/6570/download
PROTRA_PP_solar_urban_PV_C_Si_mono,	0,25	35	Danish Energy Agency. (2025a). <i>Data sheet for electricity and district heat production</i> [Archivo de datos]. Danish Energy Agency. https://ens.dk/media/6570/download
PROTRA_PP_solar_urban_PV_C_Si_poly,	0,25	35	Danish Energy Agency. (2025a). <i>Data sheet for electricity and district heat production</i> [Archivo de datos]. Danish Energy Agency. https://ens.dk/media/6570/download
PROTRA_PP_solar_urban_PV_CdTe,	0,25	35	Danish Energy Agency. (2025a). <i>Data sheet for electricity and district heat production</i> [Archivo de datos]. Danish Energy Agency. https://ens.dk/media/6570/download

PROTRA_PP_solar_urban_PV_CIGS	0,25	35	Danish Energy Agency. (2025a). <i>Data sheet for electricity and district heat production</i> [Archivo de datos]. Danish Energy Agency. https://ens.dk/media/6570/download
-------------------------------	------	----	---

Nota. Elaboración propia.

2.5. Calibración del modelo

Tal y como se adelantaba en las fases metodológicas de desarrollo del modelo, la etapa de calibración consiste en lograr que el modelo sea capaz de representar los datos históricos. El objetivo de dicha tarea es doble: en primer lugar, pretende validar el modelo al verificar su capacidad para reproducir el comportamiento histórico del sistema; en segundo lugar, busca estimar aquellas variables exógenas para las cuales no se disponga de datos empíricos.

De este modo, la etapa de calibración consistirá en ajustar las variables exógenas restantes de forma que el stock *Installed* coincida con los datos reales de capacidades instaladas, que se importan en la variable exógena *EXOGENOUS PROTRA CAPACITIES EMPIRICAL 9R MW*, tal y como se indicaba al comienzo de la parametrización. Esta variable recoge los datos para cada combinación de *subscripts* y para los años comprendidos en el periodo 2005-2020.

Concretamente, se estimarán aquellas las variables exógenas cuyo valor no es evidente a priori o no se puede obtener de fuentes externas:

- Los picos de desinstalación de la capacidad inicial, en caso de haberlos (*Additional decommission*).
- La instalación de potencia planificada antes del comienzo de la simulación pero que se instala después de 2005 (*Planification and construction capacity before 2005*).
- El stock inicial de planificación en 2005 (*Ini planned*), pues no se dispone de datos acerca de la capacidad en fase de planificación o construcción en el año 2005.
- El flujo de nueva planificación entre 2005 y 2018 (*F1 new planned*), el cual tampoco estaba documentado explícitamente.

Mientras que el valor de las tres primeras variables sí es indispensable para el funcionamiento futuro del modelo, la calibración de *F1 new planned* no interviene en el comportamiento futuro del sistema, sino que se calcula para garantizar que la estructura del modelo es capaz de replicar de forma creíble la dinámica pasada del sistema. Esto es esencial para poder confiar en las simulaciones futuras del modelo, que se basarán en una nueva lógica de planificación endógena de WILIAM, aunque esta no se desarrollará dentro de los límites de este trabajo.

La metodología de calibración, que servirá para hallar el valor de las variables señaladas, se dividirá en tres etapas, que avanzan de derecha a izquierda o de final a principio. En primer lugar, se calcularán las variables *Additional*

Tal y como se explicó al comienzo del apartado de elaboración del diagrama de flujos (2.3), el stock *Installed* funciona discretamente según la siguiente ecuación matemática:

$$\begin{aligned} & Installed(t + TIME STEP) \\ & = Installed(t) \\ & + (F1 installation(t) - F1 decommission(t)) \\ & * TIME STEP \end{aligned} \quad (23)$$

Si se consideran periodos anuales:

$$\begin{aligned} & Installed(t + 1) \\ & = Installed(t) \\ & + (F1 installation(t) - F1 decommission(t)) \end{aligned} \quad (24)$$

O, lo que es lo mismo:

$$\begin{aligned} & Installed(t + 1) - Installed(t) \\ & = (F1 installation(t) - F1 decommission(t)) \end{aligned} \quad (25)$$

Es decir, la variación anual del stock equivale a la diferencia entre lo que se instala y lo que se desinstala durante ese año. Esto se puede observar en la tabla 1, donde la capacidad instalada en 2006 (100571 MW) equivale a la capacidad instalada en 2005 (97518,1 MW) más el flujo de instalación de 2005 (6303,5 MW) menos el flujo de desinstalación de 2005 (3250,6 MW).

$$100571 = 97518,1 + 6303,5 - 3250,6 \quad (26)$$

Además, tal y como se definió también en el apartado 2.3, la variable *F1 decommission* es la suma de tres elementos. En consecuencia, la variación del stock puede escribirse con la siguiente ecuación:

$$\begin{aligned} & Installed(t + 1) - Installed(t) \\ & = F1 installation(t) - F1 decommission delay(t) \\ & - Decommission of initial capacity(t) \\ & - Additional decommission(t) \end{aligned} \quad (27)$$

Sin embargo, como se explicaba en dicho apartado, durante el periodo histórico no intervendrá la variable *F1 decommission delay*, porque los tiempos de vida son todos superiores a 20 años, por lo que no llegan a vencer durante el intervalo 2005-2020 (15 años). Esto hace que podamos particularizar la ecuación de variación del stock para el intervalo 2005-2020 como:

$$\begin{aligned} & Installed(t + 1) - Installed(t) \\ & = F1 installation(t) \\ & - Decommission of initial capacity(t) \\ & - Additional decommission(t) \end{aligned} \quad (28)$$

En la explicación de las variables que definen los flujos (apartado 2.3.4. Caracterización detallada de los flujos) se comentaba también que en ocasiones el decrecimiento del stock era mayor que la desinstalación lineal considerada. Así surgía la necesidad de declarar *Additional decommission*, que recoge dicha diferencia. Por ejemplo, si en 2005 la capacidad instalada son 50000 MW y en 2006 son 48000 MW, cuando la desinstalación lineal son 1000 MW al año, sabemos que los 1000 MW restantes irán a la variable de retirada adicional. Sin embargo, también podría haber ocurrido que en 2005 se instalaran 1000 MW y se desinstalaran 3000 MW, por ejemplo. Para resolver esta incertidumbre se ha decidido asumir la hipótesis de que, en caso de que el decrecimiento del stock sea mayor que la desinstalación lineal, la instalación será nula y la variación del stock corresponderá directamente a la desinstalación. Es decir, en el año 2005 no habría instalación y solo habría una desinstalación de 2000 MW.

Por lo tanto, *Additional decommission* solo aparece durante el histórico (2005-2020), periodo durante el cual *F1 installation* y *Additional decommission* serán excluyentes:

- Si el stock crece, habrá instalación y no habrá desinstalación adicional.
- Si el stock decrece, pero una cantidad inferior a la desinstalación lineal, eso significa que habrá instalación y no habrá desinstalación adicional.
- Si el stock decrece una cantidad superior a la desinstalación lineal, la diferencia será la desinstalación adicional y no habrá instalación

Así, en los dos primeros supuestos podemos calcular la instalación despejando de la ecuación (28), lo que da el siguiente resultado:

$$\begin{aligned}
 F1\ installation(t) &= Installed(t + 1) - Installed(t) \\
 &+ Decommission\ of\ initial\ capacity(t)
 \end{aligned}
 \tag{29}$$

En esta ecuación, para obtener el valor de la variación del stock entre dos años consecutivos (la resta entre los dos primeros términos) utilizamos las siguientes variables exógenas:

- *Protra capacity empirical 9R TS*: que recoge la capacidad instalada al comienzo del año y la mantiene constante en el periodo intra anual.
- *Protra capacity empirical 9R next year*: recoge la capacidad instalada al final del año (o comienzo del año posterior) y también la mantiene constante durante el periodo intra anual.

$$\begin{aligned}
& \text{Protra capacity empirical 9R TS} \\
& = \text{GET DATA AT TIME} \left(\begin{array}{c} \text{EXOGENOUS} \\ \text{PROTRA CAPACITIES EMPIRICAL} \\ \text{9R MW,} \\ \text{INTEGER(Time)} \end{array} \right) \quad (30)
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& \text{Protra capacity empirical 9R next year} \\
& = \text{GET DATA AT TIME} \left(\begin{array}{c} \text{EXOGENOUS} \\ \text{PROTRA CAPACITIES EMPIRICAL} \\ \text{9R MW,} \\ \text{INTEGER (Time + 1)} \end{array} \right) \quad (31)
\end{aligned}$$

De esta forma, podemos declarar una variable *F1 installation empirical*, cuyo valor se calcula exclusivamente a partir de los datos históricos y cuya formulación matemática corresponde a la ecuación que se presenta debajo. Esta variable, que solo existe durante el histórico, recoge la diferencia entre la variación de las capacidades instaladas entre dos años consecutivos y la desinstalación lineal.

$$\begin{aligned}
& F1 \text{ installation empirical} = \text{IF THEN ELSE}(\text{Time} \leq 2019, \\
& \quad \text{Protra capacity empirical 9R next year} \\
& \quad - \text{Protra capacity 9R TS} \\
& \quad + \text{Decommission of initial capacity}, 0) \quad (32)
\end{aligned}$$

Por la forma en la que está definida esta diferencia, pueden darse las siguientes posibilidades:

- Si *F1 installation empirical* es positivo, corresponde a la instalación del periodo. No hay desinstalación adicional.
- Si *F1 installation empirical* es negativo, esta diferencia corresponde a la desinstalación adicional del periodo, puesto que hemos supuesto que en esta casuística la instalación sería nula.

En vista de lo anterior, durante el periodo histórico el flujo *F1 installation* tomará el valor de la variable *F1 installation empirical* si es positivo y 0 en caso contrario. Del mismo modo que *Additional decommission* tomará el valor absoluto de *F1 installation empirical* en caso de que sea negativo y 0 en caso contrario.

$$\begin{aligned}
& F1 \text{ installation} = \text{IF THEN ELSE}(F1 \text{ installation empirical} \\
& \quad > 0, F1 \text{ installation empirical}, 0) \quad (33)
\end{aligned}$$

En cambio, esta instalación no se producirá hasta que transcurra el tiempo de planificación y construcción. Luego la instalación que se observa en los primeros TIME STEPS del modelo se debe a la planificación previa a 2005 pero que se instala durante el tiempo de la simulación.

Esta consideración nos permite definir la variable exógena *Planification and construction before 2005*:

$$\begin{aligned}
 & \textit{Planification and construction delay before 2005} \\
 & = \textit{IF THEN ELSE} (\textit{Time} \\
 & < \textit{INITIAL TIME} \\
 & + \textit{planification and construction time,} \\
 & \textit{EXOGENOUS F1 INSTALLATION EMPIRICAL, 0})
 \end{aligned} \tag{35}$$

Del mismo modo, *F1 new planned* equivaldrá a la instalación de potencia que se produce tras transcurrir el primer tiempo de construcción, adelantada tantos TIME STEPS como correspondan al tiempo de planificación y construcción de la tecnología.

$$\begin{aligned}
 & \textit{F1 new planned} = \textit{IF THEN ELSE} (\textit{Time} \\
 & < (2019 \\
 & - \textit{Planification and construction time, GET} \\
 & \textit{DATA AT TIME} (\textit{EXOGENOUS F1 INSTALLATION EMPIRICAL,} \\
 & \textit{Time + Planification and construction time} \\
 & , 0)
 \end{aligned} \tag{36}$$

Este mecanismo se puede observar en la tabla 10, que muestra el funcionamiento de estas tres variables para la eólica terrestre en Europa, tecnología con un tiempo de planificación y construcción de un año y medio.

Tabla 10

Ejemplo de cálculo de las variables F1 new planned y Planification and construction capacity before 2005

Tiempo (años)	2005	205.25	2005.5	2005.75	2006	2006.25
<i>EXOGENOUS F1 INSTALLATION EMPIRICAL</i>	4825.69	4825.69	4825.69	4825.69	9643.69	9643.69
<i>F1 new planned</i>	9643.69	9643.69	10493.8	10493.8	10493.8	10493.8
<i>Planification and construction capacity before 2005</i>	4825.69	4825.69	4825.69	4825.69	9643.69	9643.69
Tiempo (años)	2006.5	2006.75	2007	2007.25	2007.5	2007.75
<i>EXOGENOUS F1 INSTALLATION EMPIRICAL</i>	9643.69	9643.69	10493.8	10493.8	10493.8	10493.8
<i>F1 new planned</i>	11768.9	11768.9	11768.9	11768.9	10375.4	10375.4
<i>Planification and construction capacity before 2005</i>	0	0	0	0	0	0
Tiempo (años)	2008	2008.25	2008.5			
<i>EXOGENOUS F1 INSTALLATION EMPIRICAL</i>	11768.9	11768.9	11768.9			
<i>F1 new planned</i>	10375.4	10375.4	11608.7			
<i>Planification and construction capacity before 2005</i>	0	0	0			

Nota. Salida de la simulación para la combinación de subscripts [EU27, TO elec, PROTRA PP wind onshore]. Elaboración propia.

2.5.3. Tercera etapa: cálculo de *Ini planned*

Por último, la inicialización del stock será la suma de los valores anuales almacenados en la variable *Planification and construction before 2005*. De este modo, para calcular el valor de *Ini planned* se exportan los datos de dicha variable con TIME STEP=1 a un fichero externo. Por ejemplo, en el caso anterior:

Tabla 11

Planification and construction capacity before 2005 anual para la eólica terrestre en Europa

Tiempo (años)	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
<i>Planification and construction capacity before 2005</i>	4825.69	9643.69	0	0	0	0	0

Tiempo (años)	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<i>Planification and construction capacity before 2005</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Nota. Salida de la simulación para la combinación de *subscripts* [EU27, TO elec, PROTRA PP wind onshore]. Elaboración propia.

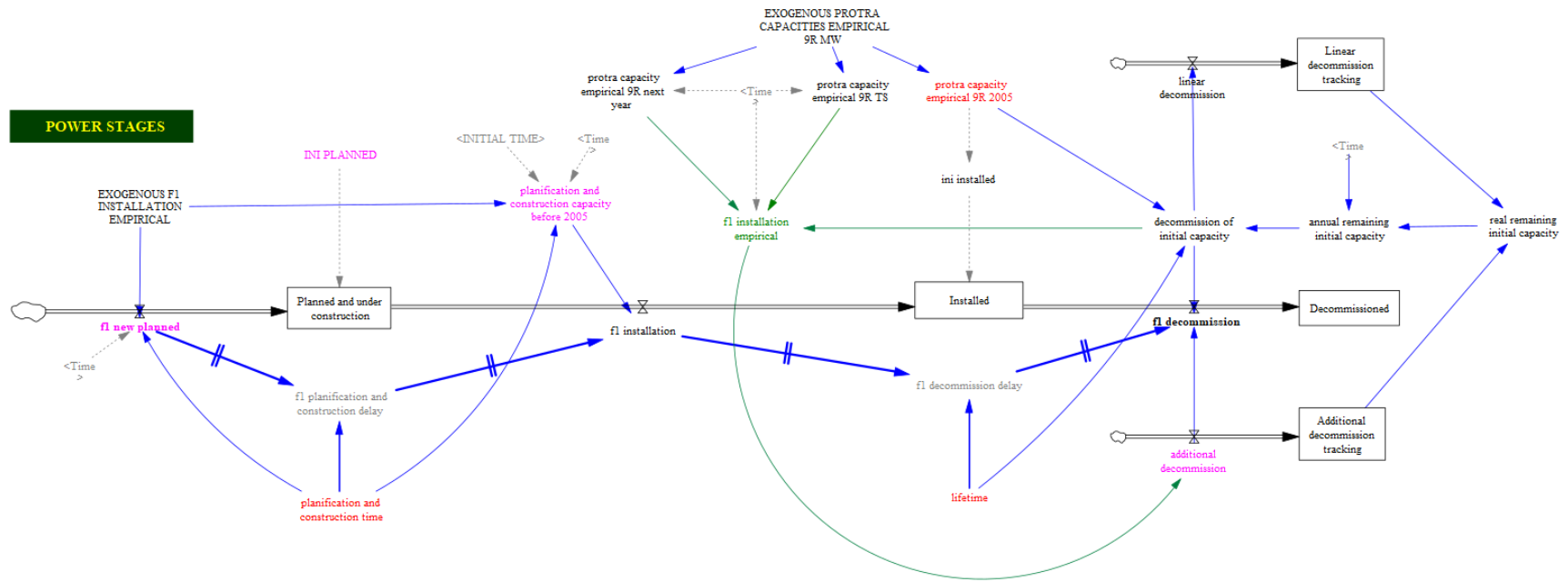
A continuación, los datos se suman con script de Python por cada combinación de *subscripts* y el resultado se almacenará en otro fichero. Para este ejemplo, el valor de *Ini planned* equivaldría a:

$$Ini\ planned = 4825,69 + 9643,69 = 14.469,38 \quad (37)$$

El valor obtenido se importará en la variable *Ini planned* para asegurar el correcto funcionamiento del stock en futuras simulaciones.

Con la incorporación de los mecanismos endógenos necesarios para la calibración de las variables descritas, el modelo queda plenamente definido. El diagrama de Forrester resultante se muestra en la figura 31, donde se refleja la estructura definitiva del sistema. Este esquema constituye la base a partir de la cual se analizan, en el siguiente capítulo, los resultados obtenidos y su discusión.

Figura 31
 Versión definitiva del diagrama de Forrester



Nota. Elaboración propia.

Capítulo 3. Resultados y discusión

3.1. Enfoque y propósito de los resultados

En el capítulo anterior se ha desarrollado un modelo que amplía la lógica de instalación y desinstalación de capacidades energéticas utilizada en WILIAM. La principal novedad es que ahora se incluyen de manera explícita los tiempos de planificación, construcción y vida útil de cada tecnología. Además, se ha elaborado una base de datos homogénea con estos parámetros y se ha calibrado el modelo para que sea capaz de reproducir el comportamiento histórico. Estos dos avances son en sí mismos aportaciones valiosas: por un lado, el propio modelo, que queda disponible como herramienta de simulación; por otro, la recopilación sistemática de información sobre tiempos de instalación y desinstalación, que puede reutilizarse en otras simulaciones y modelos.

El objetivo de este capítulo no es ofrecer cifras exhaustivas o proyecciones de futuro —propias de otros trabajos más orientados al análisis de políticas—, sino mostrar que el modelo funciona, que mejora la representación previa y que abre nuevas posibilidades de análisis. En otras palabras, se busca responder a tres preguntas clave:

1. ¿Es capaz el modelo de reproducir el pasado de forma fiable?
2. ¿Qué aporta respecto a la versión anterior de WILIAM, tanto en instalación como en desinstalación?
3. ¿Qué nuevas preguntas permite plantear de cara a la planificación energética?

Respecto a la segunda pregunta, lo cierto es que el modelo propuesto introduce dos mejoras principalmente: una trayectoria de desinstalación más detallada y precisa, como resultado de la incorporación del retraso correspondiente al tiempo de vida; y un *delay* temporal entre que una instalación se planifica y que esta entra en operación. Es por ello que, para responder a estas preguntas, los resultados se presentan en cuatro bloques:

- **Resultados de la calibración histórica:** se muestra que el modelo reproduce adecuadamente la evolución real de la capacidad instalada, lo que constituye una prueba preliminar de validez.
- **Desinstalación:** se analiza cómo la nueva formulación genera trayectorias de retirada más realistas que las del modelo anterior, y como estas constituyen un resultado aislado de este trabajo.

- **Retrasos en la instalación:** se ilustra, mediante un ejercicio prospectivo sencillo, la importancia de tener en cuenta que en la mayoría de los casos pasan varios años entre la decisión de instalar y la entrada en operación.
- **Líneas futuras de trabajo:** se discute, principalmente, qué pasos serían necesarios para integrar plenamente el modelo en WILIAM y explotar todo su potencial en análisis de escenarios prospectivos.

Antes de continuar, conviene detenerse en un punto clave para entender el alcance de los resultados. El modelo que se presenta en este TFG se ha desarrollado como un módulo aislado, separado de WILIAM. Esto significa que las trayectorias de planificación se introducen de manera exógena, en lugar de generarse endógenamente como ocurre en el IAM. En la lógica actual de WILIAM, cuando la capacidad instalada no cubre la demanda en un determinado momento, el modelo responde de manera inmediata instalando la capacidad necesaria. Esta simplificación permite garantizar siempre el equilibrio entre oferta y demanda, pero ignora los retrasos reales que existen entre la decisión de invertir y la entrada en operación de una central de generación energética.

Al introducir esos tiempos de planificación y construcción, la lógica reactiva de WILIAM deja de ser suficiente. No bastaría con comparar la demanda actual con la capacidad disponible, porque la nueva capacidad solo estaría operativa varios años después. Lo que realmente habría que hacer es anticipar la demanda futura y contrastarla con la capacidad que estará disponible en ese mismo horizonte, de manera que las decisiones de planificación se tomen con antelación suficiente. Este cambio es profundo: implicaría rediseñar el mecanismo de toma de decisiones de inversión en WILIAM y dotarlo de una visión prospectiva mucho más compleja.

Ese rediseño, aunque deseable, excede el alcance de este TFG. Por ello, la integración plena en WILIAM se plantea como una línea de trabajo futuro. Mientras tanto, el modelo aislado que aquí se presenta ya constituye un avance relevante: permite ensayar políticas de planificación energética bajo hipótesis controladas, sirve para mostrar el impacto que tienen los retrasos temporales en la instalación y desinstalación, y deja preparada la base conceptual y empírica para que la integración pueda abordarse en etapas posteriores.

En definitiva, este capítulo debe leerse como una demostración: el modelo propuesto es válido, aporta una representación más realista de la dinámica de instalación y desinstalación, y sienta las bases para futuros análisis de la transición energética.

3.2. Resultados de la calibración: reproducción de capacidades históricas

A pesar de que la calibración se ha expuesto en el capítulo anterior como un paso metodológico, conviene exponer aquí sus resultados para mostrar que esta ha sido efectiva. Además, a falta de realizar una validación completa del modelo hasta que no sea integrado en WILIAM, la comparación entre los datos simulados y los históricos constituye una primera prueba de que el modelo planteado es válido. La lógica es sencilla: si el modelo logra aproximarse a los datos reales bajo las hipótesis planteadas, se puede suponer que la misma lógica será fiable en escenarios futuros.

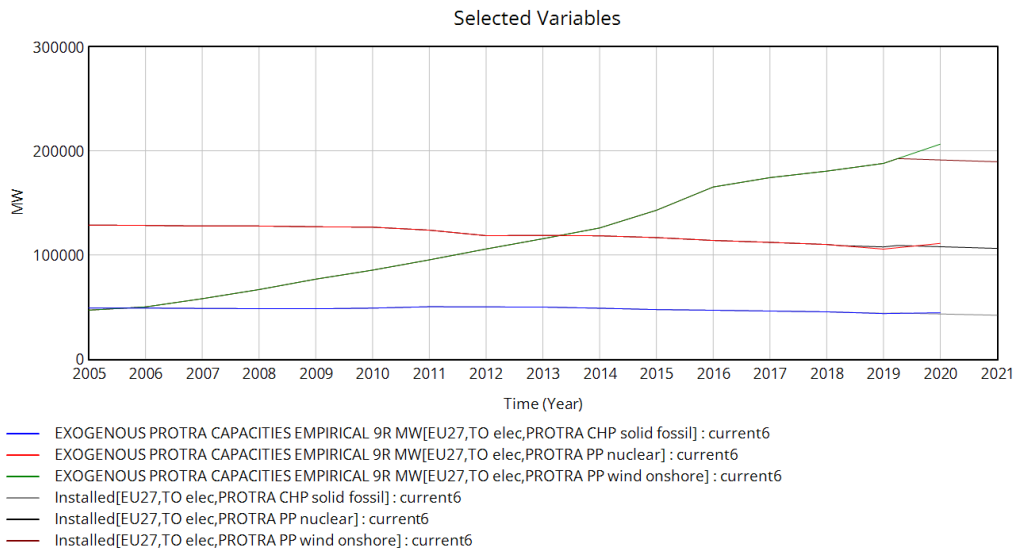
Con este objetivo, se han comparado las trayectorias simuladas con las observadas en el periodo histórico. El análisis no pretende estudiar en detalle cada país o tecnología, sino verificar que el modelo funciona en todos los casos: en episodios de expansión, en episodios de retirada y para todas las tecnologías y regiones.

Así, en la figura 32 se presenta la comparación entre la capacidad instalada histórica y la simulada en Europa para la generación eléctrica mediante las tecnologías eólica terrestre, nuclear y cogeneración con combustibles fósiles. En ella se observa cómo ambas líneas se superponen, es decir, que la simulación sigue punto por punto la evolución real de las capacidades, independientemente del tipo de trayectoria.

Con el mismo propósito, la figura 33 recoge la comparación entre la capacidad instalada real y la calculada por la simulación para la energía eólica terrestre en cuatro de las nueve regiones del modelo. Aunque todas presentan una trayectoria en expansión, este ejemplo es relevante porque permite observar que el modelo es capaz de replicar el histórico en todas las regiones.

Figura 32

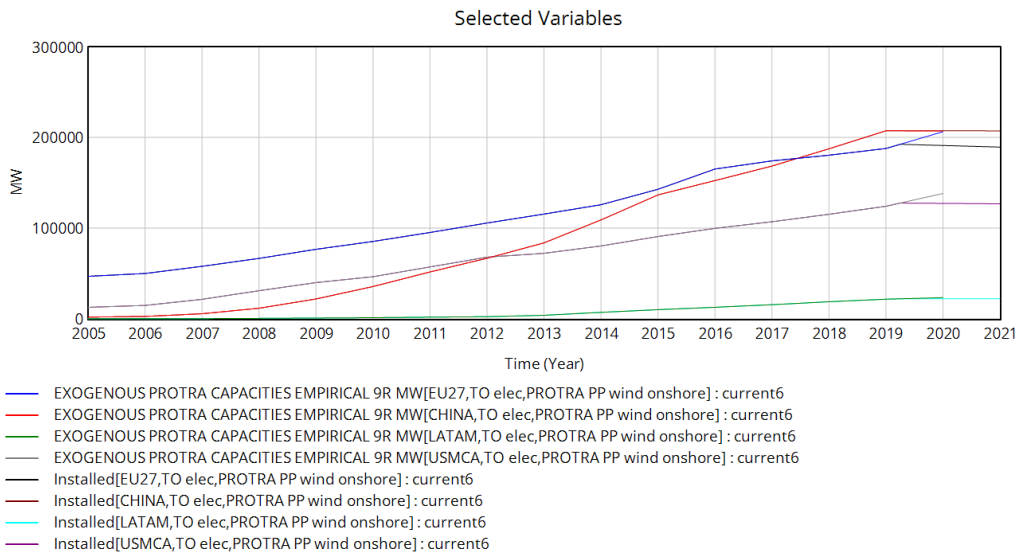
Capacidad instalada simulada y real para eólica terrestre, nuclear y cogeneración con combustibles sólidos fósiles en Europa



Nota. EXOGENOUS PROTRA CAPACITIES EMPIRICAL representa las trayectorias de datos históricos, Installed las de datos simulados. Elaboración propia.

Figura 33

Capacidad instalada simulada y real para eólica terrestre en Europa, USMCA, China y LATAM



Nota. EXOGENOUS PROTRA CAPACITIES EMPIRICAL representa las trayectorias de datos históricos, Installed las de datos simulados. Elaboración propia.

En conjunto, estos resultados muestran que el modelo reproduce de forma fiable las trayectorias históricas. Este paso constituye una prueba preliminar de validez y permite avanzar hacia el análisis de las aportaciones específicas en la desinstalación y la instalación.

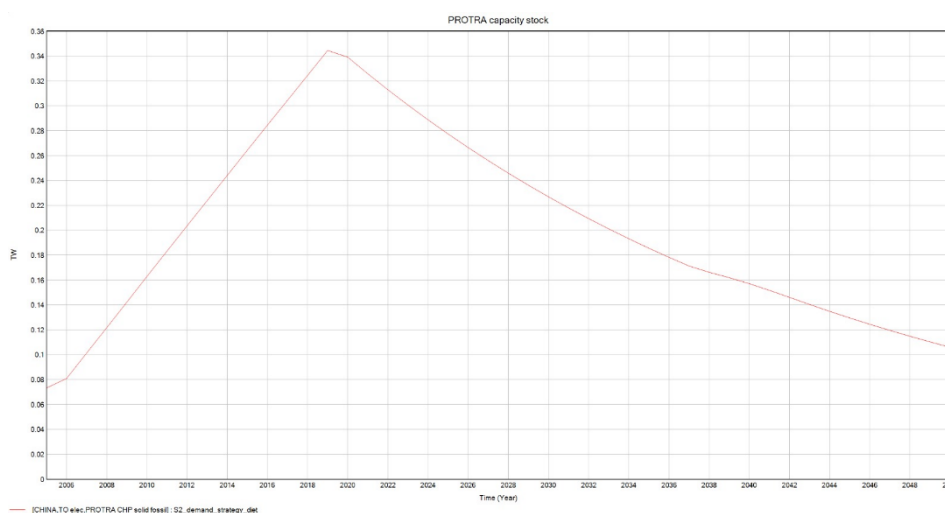
3.3. Aportaciones del modelo en la trayectoria de desinstalación

Tal y como se expuso al comienzo del capítulo de modelado, en la articulación del problema, el modelo antiguo sí introducía cierta lógica basada en el tiempo de vida útil de las tecnologías para modelar la desinstalación. Sin embargo, lo hacía mediante una simplificación significativa: en general, la desinstalación se producía siguiendo una exponencial negativa, es decir, la capacidad se reducía progresivamente según la división entre la capacidad disponible en el stock y el tiempo de vida útil de la tecnología (véase ecuación (2)).

El resultado era una trayectoria de retirada de capacidad excesivamente suave y homogénea, que no reflejaba la diversidad real de los procesos de desmantelamiento y nunca llegaba a hacerse cero. Véase la figura 34, donde se observa la evolución del stock de capacidades instaladas de la generación eléctrica en centrales de combustibles fósiles sólidos en China en ausencia de nueva instalación a partir de 2020.

Figura 34

Evolución de la potencia de generación con combustibles fósiles sólidos en China en ausencia de nuevas instalaciones



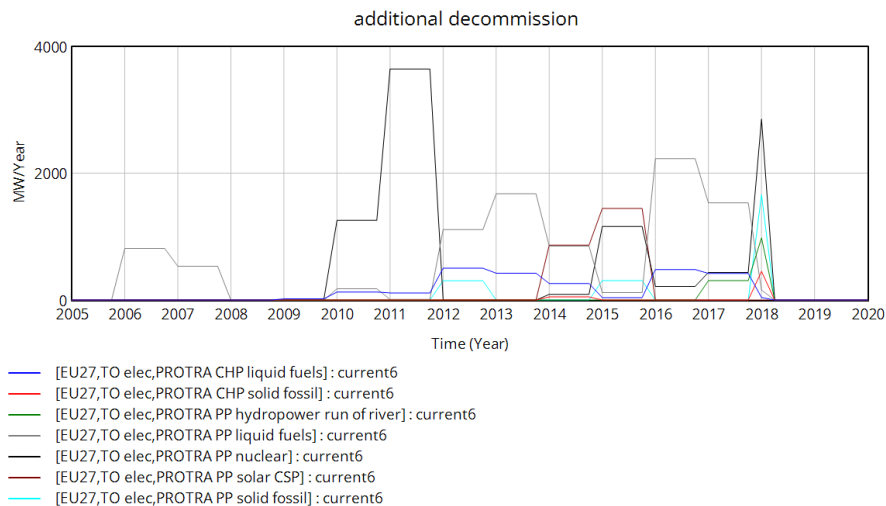
Nota. Elaboración propia

En cambio, el nuevo modelo introduce un mecanismo de desinstalación mucho más verosímil y preciso. La nueva formulación es capaz de generar trayectorias de desinstalación más abruptas y específicas para cada tecnología y región. Esto se logra, por un lado, gracias a la introducción explícita del tiempo de vida útil, que asegura que los MW se retiran una vez completado su periodo de operación; y, por otro, mediante nuevos supuestos aplicados al stock de capacidad ya existente en 2005.

Por ejemplo, la nueva formulación introduce los picos de desinstalación (*variable Additional decommission*), que representan la capacidad retirada de forma anticipada respecto a la hipótesis lineal de desinstalación y que aparecen únicamente en ciertas tecnologías. En el caso de la generación eléctrica europea, estos picos se observan solo en los siguientes *subscripts* (véase figura 35):

- PROTRA CHP LIQUID FUELS
- PROTRA CHP SOLID FOSSIL
- PROTRA PP HYDROPOWER RUN OF RIVER
- PROTRA PP LIQUID FUELS
- PROTRA PP NUCLEAR
- PROTRA PP SOLAR CSP
- PROTRA PP SOLID FOSSIL

Figura 35
Picos de desinstalación eléctrica en Europa



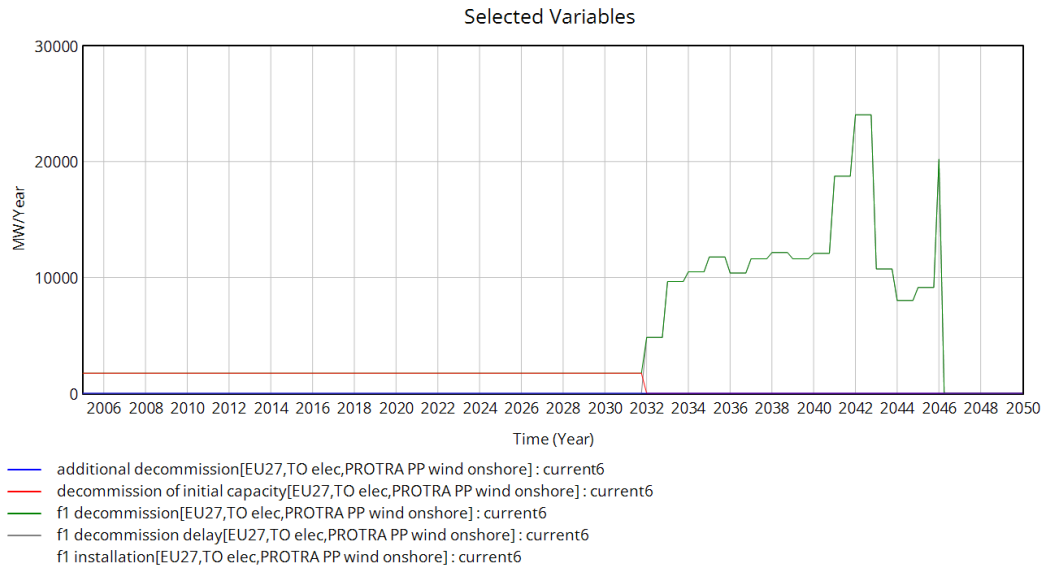
Nota. Elaboración propia.

Otra diferencia fundamental respecto a la formulación anterior es que la desinstalación ya no depende directamente del stock de capacidades instaladas. Antes, los flujos de instalación condicionaban los de desinstalación, mientras que ahora la retirada se calcula de manera independiente, tanto para las instalaciones iniciales como para las que llegan al final de su vida útil. Esto permite que cada región y cada tecnología generen trayectorias propias de desinstalación, que se convierten en un resultado en sí mismo, más allá de su uso dentro del IAM. Es decir, el modelo calcula, independientemente de que no haya planificación, cuánto se desinstalará en los próximos años, según lo que se ha instalado en las últimas décadas.

Concretamente, estas trayectorias se extienden desde 2005 hasta el horizonte temporal equivalente a $2020 + lifetime$. Aunque el periodo 2005–2025 es menos relevante, a partir de 2025 la información es valiosa porque interesa prever con antelación la capacidad que será retirada próximamente, identificar los años en los que se concentrarán los picos de desinstalación y anticipar la evolución del parque energético en ausencia de nueva planificación.

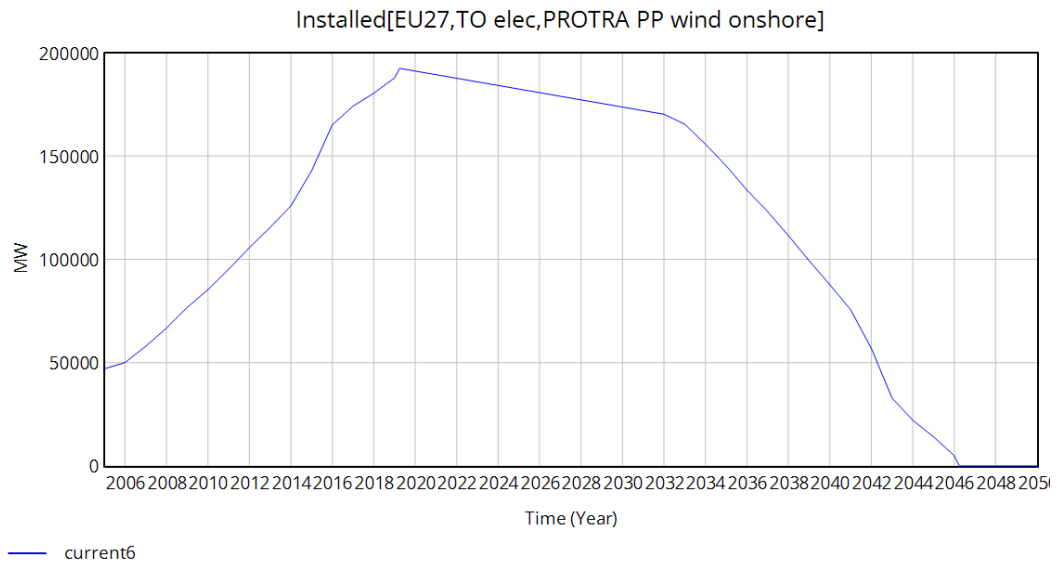
Un ejemplo de estas trayectorias puede verse en las figuras 36 y 37 para la eólica terrestre en Europa. La figura 36 recoge la desinstalación que según el modelo se producirá para esta tecnología hasta el año 2047. Mientras que la comparación de la figura 37 con la figura 34 evidencia claramente la diferencia entre la antigua formulación y la nueva: mientras que la primera suavizaba en exceso las curvas, la segunda es más abrupta, como fruto de los distintos mecanismos que se utilizan para la retirada de capacidades, y como resultado de que cada año se retire específicamente lo que se instaló unos cuantos años antes.

Figura 36
 Trayectoria de desinstalación de la eólica terrestre en Europa



Nota. Elaboración propia.

Figura 37
 Evolución de la potencia eólica terrestre en ausencia de nuevas instalaciones



Nota. Elaboración propia.

Este aporte resulta especialmente significativo en tecnologías con un crecimiento acelerado en las últimas dos décadas, como la eólica terrestre, cuya vida útil ronda los 27 años. En estos casos, el ritmo rápido de instalación que ha caracterizado las últimas décadas se traducirá, inevitablemente, en una retirada igualmente rápida en el futuro. Como es evidente, esto tendrá un impacto notable en la oferta energética a corto plazo (ver figura 36), por lo que conocer de antemano las trayectorias de desinstalación es clave para planificar inversiones que compensen la caída de capacidad asociada a esos picos.

En conclusión, la introducción del tiempo de vida útil y de los retrasos en la retirada de instalaciones ha permitido construir una dinámica de desinstalación mucho más fiel a la realidad. Además, ahora es posible obtener las trayectorias específicas de desmantelamiento para cada región y tecnología, lo cual podría ser útil para la planificación estratégica de capacidades.

El siguiente apartado abordará una mejora complementaria: la incorporación de los retrasos temporales entre la decisión de instalar y la entrada en operación de la capacidad.

3.4. Aportaciones del modelo en la planificación: un ejercicio prospectivo y la relevancia de los retrasos temporales

En WILIAM, las decisiones de inversión en instalaciones de generación de energía se traducen en capacidad instalada de forma inmediata. Este planteamiento ignora el tiempo real que transcurre entre la decisión de construir y la puesta en marcha de una central, lo que puede distorsionar los resultados de planificación.

En cambio, el nuevo modelado introduce de manera explícita los tiempos de planificación y construcción. Así, incorpora una dimensión temporal crítica que estaba ausente. De este modo, se dota al sistema de un mecanismo capaz de reflejar que la capacidad planificada hoy requiere de un desfase temporal hasta materializarse, lo que permite analizar la cobertura de demanda de manera más realista y evaluar el aspecto temporal de las políticas energéticas con mayor precisión. Este avance es, junto con la mejora en la trayectoria de desinstalación, otro de los resultados más relevantes del presente trabajo.

De hecho, con el objetivo de mostrar el potencial del modelo para ensayar políticas energéticas y evidenciar la relevancia de los retrasos temporales en la planificación, se ha diseñado un ejercicio prospectivo simplificado basado en trayectorias de planificación exógena. Este ejercicio no pretende ser un estudio

de escenarios de planificación, sino evidenciar la utilidad del modelo y la relevancia de incluir los retrasos temporales.

Para el ejercicio se han seleccionado dos tecnologías renovables: la eólica terrestre —con un tiempo de planificación y construcción de 1,5 años y un tiempo de vida de 27— y la hidroeléctrica de presa —con unos tiempos de 8 y 80 años, respectivamente—. Para su despliegue se probaron dos tipos de trayectorias de planificación a partir del año 2020: la planificación en rampa, que genera un crecimiento lineal y sostenido; y la planificación en pulso, que introduce un incremento abrupto de capacidad en un año determinado. Los parámetros utilizados en cada uno de los escenarios se recogen en la tabla que se presenta a continuación:

Tabla 12

Ejercicio prospectivo: escenarios ensayados

	PLANIFICACIÓN EN RAMPA	PLANIFICACIÓN EN PULSO
EÓLICA TERRESTRE	10000+ RAMP(500,2018.5,2070)	60000*PULSE(2025,1)
HIDROELÉCTRICA DE PRESA	500+ RAMP(100,2012,2070)	6000*PULSE(2020,7)

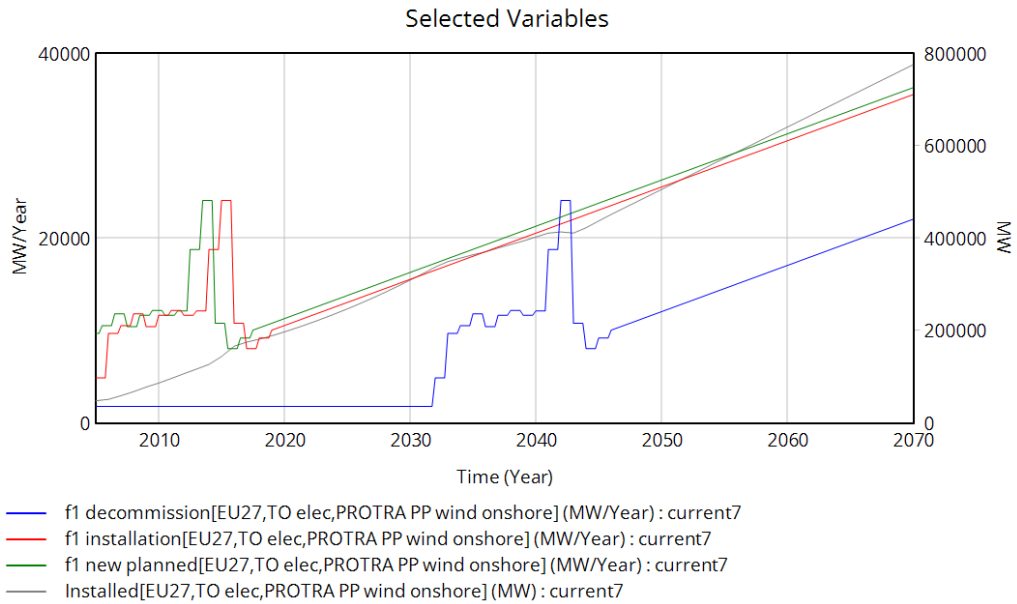
Nota. Elaboración propia.

Las trayectorias seleccionadas permitirán evaluar cómo el modelo gestiona distintas situaciones de planificación, y cómo el tiempo de construcción afecta a la instalación.

Las gráficas de las figuras 38 y 39 muestran cómo la capacidad instalada sigue de manera casi instantánea la planificación, con un pequeño desfase temporal debido al tiempo de construcción. La brecha entre la capacidad planificada y la instalada es mínima, lo que evidencia que para tecnologías de construcción rápida los retrasos no generan problemas significativos.

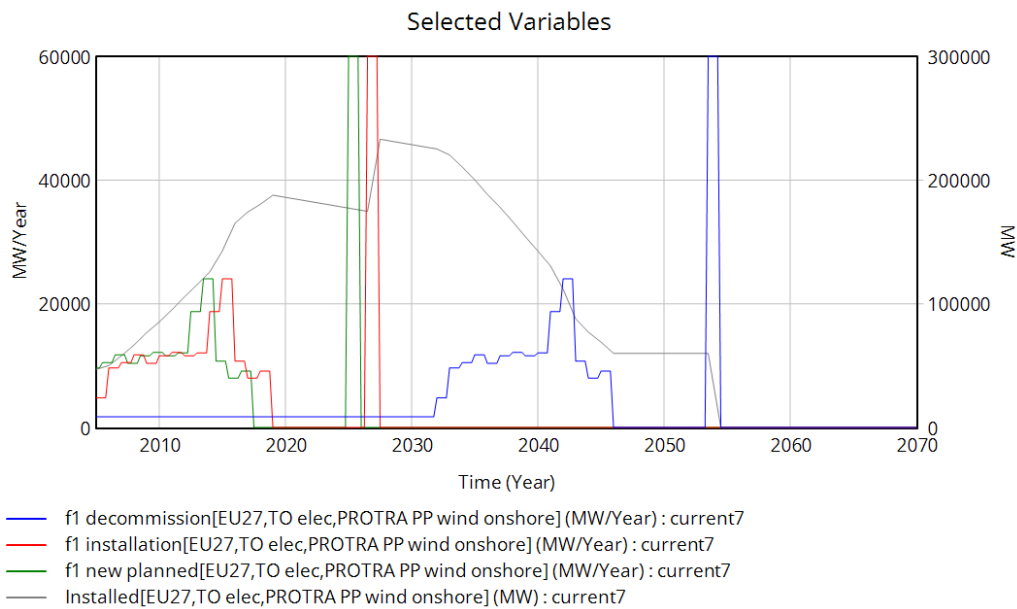
Además, en la figura 39 se observa cómo una planificación puntual no es suficiente para cubrir la desinstalación asociada al fin de la vida útil de las instalaciones.

Figura 38
Resultados de la eólica terrestre con planificación en rampa



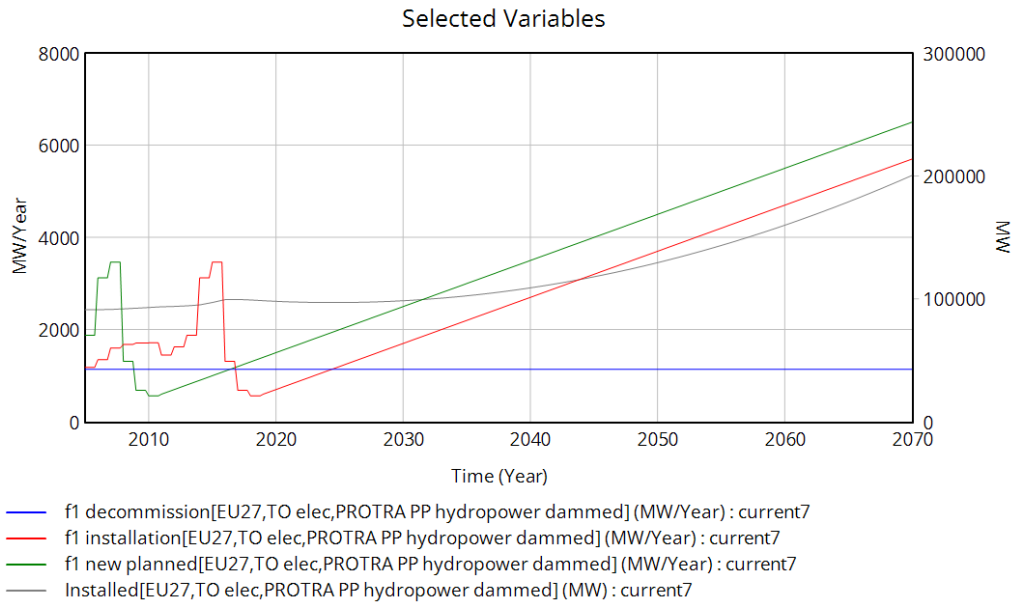
Nota. Elaboración propia.

Figura 39
Resultados de la eólica terrestre con planificación en pulso



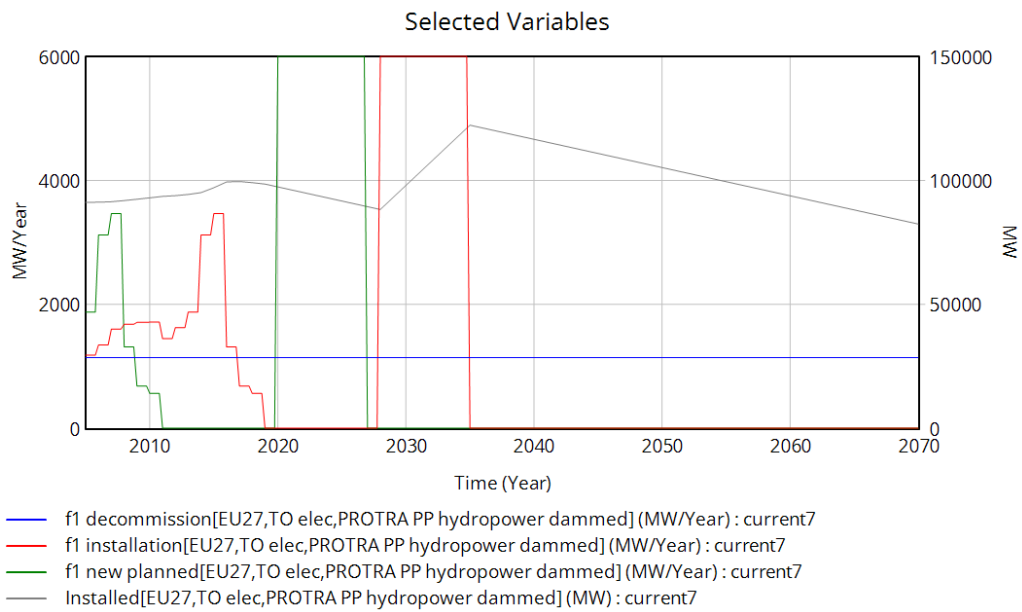
Nota. Elaboración propia.

Figura 40
Hidroeléctrica de presa con planificación en rampa



Nota. Elaboración propia.

Figura 41
Hidroeléctrica de presa con planificación en pulso



Nota. Elaboración propia.

Mientras que las gráficas de las figuras 40 y 41, correspondientes a la tecnología de construcción más lenta, ilustran cómo la instalación real se retrasa varios años respecto a la planificación, evidenciando el efecto del largo tiempo de construcción. Este comportamiento muestra cómo los proyectos de gran envergadura requieren anticipación y planificación precisa para evitar déficits de generación. De nuevo, la planificación puntual no es suficiente para compensar la desinstalación, especialmente en tecnologías con tiempos de construcción prolongados.

En resumen, el ejercicio prospectivo sirve para mostrar dos cosas: por un lado, que el modelo, incluso en su formulación actual con trayectorias de planificación exógenas, ya constituiría una herramienta útil para ensayar políticas concretas en determinadas tecnologías y regiones. Por otro, que no considerar los retrasos en la instalación podría llevar a errores en la planificación energética.

Sin embargo, aunque el modelo ya podría servir para ensayar políticas de planificación estratégica, su verdadero potencial se alcanzará al cerrar el bucle de decisión e integrarlo en WILIAM, de modo que las nuevas inversiones no dependan de supuestos externos, sino que se generen de forma endógena en función de la evolución de la demanda y de la estructura del sistema. Esto es lo que se expondrá a continuación.

3.5. La necesidad de cerrar el ciclo de planificación y otras líneas de trabajo futuro

El análisis realizado confirma que el modelo desarrollado reproduce de forma satisfactoria la dinámica de planificación, instalación y desinstalación de capacidades, al incorporar los desfases temporales y la vida útil de las tecnologías. Con ello se alcanza el objetivo principal del trabajo: dotar al módulo energético de una representación más realista de las dinámicas de instalación y retirada. Sin embargo, para que este esquema pueda aprovecharse plenamente en la simulación de escenarios futuros resulta imprescindible cerrar el ciclo de planificación.

En el diagrama causal presentado en el apartado 2.2 ya se señalaba, de manera conceptual, la relación entre la demanda futura de energía y la planificación de nuevas capacidades. En un escenario ideal, el sistema debería calcular la capacidad adicional necesaria comparando la demanda proyectada con la capacidad que estará operativa en el horizonte temporal considerado. De esta comparación surgirían las necesidades futuras de capacidad, que se traducirían en planificación de nuevas instalaciones con la antelación

suficiente para absorber los plazos de construcción y responder con solidez a los objetivos de cobertura de la demanda.

En el modelo actual, no obstante, la planificación es una entrada exógena. Esto ha permitido centrar el desarrollo en la correcta implementación de las nuevas dinámicas basadas en retrasos temporales. Sin embargo, la ausencia de planificación endógena limita su potencial prospectivo, ya que impide que el propio sistema responda de manera dinámica a cambios en la demanda, a picos de desinstalación o a retrasos acumulados en los plazos de construcción.

La integración completa del modelo en WILIAM permitiría cerrar este ciclo y lograr que la planificación se derive endógenamente de la comparación entre demanda y capacidad disponible. De este modo, el sistema se autorregularía, ajustando de forma automática las decisiones de inversión para anticipar déficits de capacidad o aplicar políticas climáticas. Así, el modelo permitiría realizar nuevas investigaciones como:

- Evaluar si una estrategia de salida acelerada de tecnologías fósiles puede sostenerse sin déficits temporales de capacidad.
- Analizar los efectos de prohibir la construcción de nuevas plantas nucleares en el equilibrio entre generación renovable y seguridad de suministro.
- Probar la eficacia de subvenciones o incentivos a tecnologías con largos plazos de construcción (por ejemplo nuclear o hidroeléctrica de gran escala).
- Explorar cómo variaciones en la curva de demanda energética proyectada afectan a la necesidad de acelerar, retrasar o redirigir la planificación de nuevas instalaciones.
- Estudiar el impacto de introducir restricciones de política climática más ambiciosas, como escenarios de neutralidad climática avanzada, sobre los ritmos de inversión y sustitución tecnológica.

Cerrar este ciclo constituye, por tanto, la principal línea de trabajo futuro identificada en el presente TFG. Más que una carencia, se trata de la evolución natural del desarrollo aquí presentado: una vez consolidadas las bases dinámicas del proceso de instalación y desinstalación, el siguiente paso lógico es que la planificación de nuevas inversiones energéticas se genere de forma endógena. De este modo, el modelo no solo mantendrá su capacidad descriptiva, sino que adquirirá una función prospectiva esencial, convirtiéndose en una herramienta de análisis robusta para la transición energética.

Sin embargo, además de cerrar el ciclo de planificación estratégica se identifican otras líneas de trabajo futuro que podrían mejorar la precisión y utilidad del modelo. Una de ellas consiste en reemplazar la consideración de tiempos constantes de planificación, construcción y vida útil por distribuciones de Weibull. Esta modificación permitiría capturar la variabilidad natural de estos procesos, reflejando de manera más realista la dispersión de los plazos de instalación y desinstalación y ofreciendo simulaciones más robustas frente a la incertidumbre temporal inherente a los proyectos energéticos.

Otra línea de investigación prometedora está relacionada con la planificación endógena: podría ser útil introducir un stock de capacidad próxima a la desinstalación, que facilite anticipar las necesidades de sustitución de infraestructura. Este enfoque permitiría al sistema proyectar con mayor precisión cuándo y dónde serán necesarias nuevas instalaciones, optimizar la cobertura de demanda y mejorar la capacidad del modelo para evaluar escenarios de transición energética en tecnologías con largos tiempos de construcción o vida útil.

Conclusión

A lo largo del presente trabajo se ha desarrollado un modelo que representa la evolución temporal de las capacidades energéticas a nivel global —tanto de generación eléctrica como de generación de calor— con dinámica de sistemas. Concretamente, el objetivo era incorporar explícitamente los tiempos de planificación, construcción y vida útil de cada tecnología. Para ello, en primer lugar, se ha expuesto la metodología, que ha servido como marco para guiar el proceso de modelado. Así, en el siguiente capítulo se ha abordado el desarrollo completo del modelo: desde la formulación del diagrama causal hasta la construcción del diagrama de flujos, la parametrización de variables y, finalmente, la calibración del modelo con datos históricos. De este modo, el propio modelo y la recopilación sistemática de tiempos de planificación, construcción y vida útil de las distintas tecnologías constituyen los principales resultados alcanzados, en coherencia con los objetivos planteados al inicio del TFG.

En cuanto a las contribuciones específicas derivadas de la integración de los tiempos, destacan dos resultados clave. Por un lado, la mejora en la representación de la trayectoria de desinstalación: la nueva formulación, independiente del stock de capacidad, es más detallada que la anterior y permite calcular trayectorias completas de retirada de las infraestructuras energéticas para cada tecnología y región, un resultado útil independiente de su integración en WILIAM. Por otro lado, la incorporación explícita de los retrasos de planificación y construcción hace posible reflejar el desfase temporal existente entre la decisión de inversión y la entrada en operación de nuevas plantas. Los ejercicios prospectivos muestran que este retraso adquiere especial relevancia en tecnologías con largos periodos de construcción, lo que subraya la necesidad de incluir la dimensión temporal en cualquier herramienta de planificación energética que aspire a servir como apoyo riguroso para la toma de decisiones.

En conjunto, este TFG demuestra que la incorporación explícita de los tiempos de planificación, construcción y vida útil aporta mejoras sustanciales en la representación dinámica del sistema energético y da lugar a un modelo sólido, listo para su integración en WILIAM y aplicable en numerosos estudios futuros. Aunque la planificación endógena aún no se ha implementado, el modelo desarrollado constituye ya una herramienta válida y robusta que permite tanto analizar escenarios de planificación energética, como obtener trayectorias de desinstalación a medio plazo. Así, se consolida la contribución de este trabajo al estudio de la transición energética desde la perspectiva de la dinámica de sistemas.

Referencias

Acciona energía. (18 de octubre de 2018). *Acciona to build Australia's first large-scale thermal waste to energy plant*. <https://www.acciona-energia.com/updates/news/acciona-build-australia-first-large-scale-thermal-waste-energy-plant/>

Bartolomé Quevedo, L. (2024). *Modelo de simulación de sistema energético para analizar alternativas de transición energética en Tanzania* [Trabajo de fin de máster, Universidad de Valladolid]. Repositorio Institucional UVA (pendiente de publicación).

Bloomfield, J., y Steward, F. (2020). The Politics of the Green New Deal. *Political Quarterly*, 91(4), 770–779. <https://doi.org/10.1111/1467-923X.12917>

Calvin, K., Clarke, L., Edmonds, J., Eom, J., Hejazi, M., Kim, S., Kyle, P., Link, R., Luckow, P., y Patel, P. (2020). GCAM v5.3 documentation: Global Change Assessment Model (GCAM). *Joint Global Change Research Institute*. <https://doi.org/10.5281/zenodo.15581183>

Capellán-Pérez, I., de Blas, I., Nieto, J., de Castro, C., Miguel, L. J., Carpintero, Ó., Mediavilla, M., Lobejón, L. F., Ferreras-Alonso, N., Rodrigo, P., Frechoso, F., y Álvarez-Antelo, D. (2020). MEDEAS: a new modeling framework integrating global biophysical and socioeconomic constraints. *Energy and Environmental Science*, 13(3), 986–1017. <https://doi.org/10.1039/C9EE02627D>

Comisión Europea. (17 de junio de 2025). *REPowerEU: Joint EU action for more affordable, secure and sustainable energy*. https://commission.europa.eu/topics/energy/repowerEU_en

Comisión Europea. (2019). *LOCOMOTION: Low-carbon society: an enhanced modelling tool for the transition to sustainability*. (Grant Agreement No. 821105). Horizon 2020. <https://doi.org/10.3030/821105>

Comisión Europea. (2021). *RethinkAction: Cross-sectoral planning decision-making platform to foster climate action* (Grant Agreement No. 101037104). Horizon 2020. <https://doi.org/10.3030/101037104>

Comisión Europea. (2022a). *IAM COMPACT: Expanding Integrated Assessment Modelling: Comprehensive and Comprehensible Science for Sustainable, Co-Created Climate Action*. (Grant Agreement No. 101056306). Horizon Europe. <https://doi.org/10.3030/101056306>

Comisión Europea. (2022b). *NEVERMORE: New Enabling Visions and tools for End-users and stakeholders thanks to a common Modeling*

*f*Ramework towards a climate neutral and resilient society. (Grant Agreement No. 101056858). Horizon Europe. <https://doi.org/10.3030/101056858>

Comisión Europea. (2022c). *ONEPlanET: Open source nExus modelling tools for Planning sustainable Energy Transition in Africa* (Grant Agreement No. 101084127). Horizon Europe. <https://doi.org/10.3030/101084127>

Comisión Europea. (2023). *HYDRA: Hydrogen economy benefits and risks: Tools development and policies implementation to mitigate possible climate impacts*. (Grant Agreement No. 101137758). Horizon Europe. <https://doi.org/10.3030/101137758>

Comisión Europea. (2024). *PANTHEON: Pathways to(wards) carbon neutrality for climate, environment, health and socio-economic co-benefits*. (Grant Agreement No. 101137905). Horizon Europe. <https://doi.org/10.3030/101137905>

Comisión Europea. (s.f.). *Pacto Verde Europeo [European Green Deal]*. https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal_en?prefLang=es

Crownhart, C. (4 de abril de 2024). Why the lifetime of nuclear plants is getting longer. *MIT Technology Review*. <https://www.technologyreview.com/2024/04/04/1090630/old-nuclear-plants/>

Danish Energy Agency. (2024). *Data sheets for carbon capture, transport and storage* [Archivo de datos]. <https://ens.dk/media/5729/download>

Danish Energy Agency. (2025a). *Data sheet for electricity and district heat production* [Archivo de datos]. Danish Energy Agency. <https://ens.dk/media/6570/download>

Danish Energy Agency. (2025b). *Technology data: energy plants for electricity and district heating generation* (Version 0016). <https://ens.dk/media/6571/download>

de Blas, I., Capellán-Pérez, I., Álvarez, D., Miguel, L. J., Crespo, Y., Samsó, R., ... y Sverdrup, H. (2021). Synthesis of the model, selected results and scenario analysis. *Low-Carbon Society: an Enhanced Modelling Tool for the Transition to Sustainability (LOCOMOTION)*. https://www.locomotion-h2020.eu/wp-content/uploads/2023/11/D.9.3_Model_results_and_scenario_assessment.pdf

de Blas, I., Miguel, L. J., y de Castro, C. (2021). Integrated assessment models (IAMs) applied to climate change and energy transition. *Dyna*, 96(3), 316–321. <https://doi.org/10.6036/9922>

Forrester, J. W. (1971). Counterintuitive behavior of social systems. *Theory and decision*, 2(2), 109-140.

Forrester, J. W. (1997). Industrial dynamics. *Journal of the Operational Research Society*, 48(10), 1037-1041.

Forrester, J. W. (2007). System dynamics—a personal view of the first fifty years. *System Dynamics Review: The Journal of the System Dynamics Society*, 23(2-3), 345-358.

Hafner, M., y Luciani, G. (Eds.). (2022). *The Palgrave handbook of international energy economics*. Palgrave Macmillan. <https://library.oapen.org/handle/20.500.12657/57011>

Hemmati, M., Bayati, N., y Ebel, T. (2024). Life cycle sustainability assessment of waste-to-electricity plants for 2030 power generation development scenarios in western Lombok, Indonesia under multi-criteria decision-making approach. *Journal of Building Engineering*, 95, 110335. <https://doi.org/10.1016/j.jobbe.2024.110335>

IEA-ETSAP. (2010a). *Coal-fired power: Technology brief E01*. https://iea-etsap.org/E-TechDS/PDF/E01-coal-fired-power-GS-AD-gct_FINAL.pdf

IEA-ETSAP. (2010b). *Gas-fired power: Technology brief E02*. https://iea-etsap.org/E-TechDS/PDF/E02-gas_fired_power-GS-AD-gct_FINAL.pdf

IEA-ETSAP. (2010c). *Combined heat and power: Technology brief E04*. https://iea-etsap.org/E-TechDS/PDF/E04-CHP-GS-gct_ADfinal.pdf

International Energy Agency. (10 de junio de 2025). *Energy statistics data browser. Electricity generation by source*. <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/energy-statistics-data-browser?country=WORLD&fuel=Electricity%20and%20heat&indicator=ElecGenByFuel>

International Energy Agency. (16 de julio de 2025). *Inflation Reduction Act of 2022*. <https://www.iea.org/policies/16156-inflation-reduction-act-of-2022>

International Energy Agency. (s.f.-a). *Energy mix, world*. <https://www.iea.org/world/energy-mix>

International Energy Agency. (s.f.-b). *World energy balances*. <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/world-energy-balances>

IRENA, e IEA-ETSAP. (2013). *Concentrating solar power: Technology brief E10*. https://iea-etsap.org/E-TechDS/PDF/E10IR_CSP_GS_Jan2013_final_GSOK.pdf

IRENA, e IEA-ETSAP. (2015a). *Biomass for heat and power: Technology brief E05*. <https://iea-etsap.org/E-TechDS/PDF/E05-BiomassforHP-GS-AD-gct.pdf>

IRENA, y IEA-ETSAP. (2015b). *Hydropower: Technology brief E06*. https://iea-etsap.org/E-TechDS/PDF/E06-hydropower-GS-gct_ADfina_gs.pdf

Krey, V., Havlik, P., Fricko, O., Zilliacus, J., Gidden, M., Strubegger, M., Kartasasmita, G., Ermolieva, T., Forsell, N., Gusti, M., Johnson, N., Kindermann, G., Kolp, P., McCollum, D. L., Pachauri, S., Rao, S., Rogelj, J., Valin, H., Obersteiner, M., y Riahi, K. (2016). *MESSAGE-GLOBIOM 1.0 documentation*. International Institute for Applied Systems Analysis (IIASA). <http://data.ene.iiasa.ac.at/message-globiom/>

LOCOMOTION. (2024). *Products derived from LOCOMOTION h2020. LOCOMOTION-h2020/WILIAM_model_VENSIM: WILIAM_v1.3*. Zenodo. Recuperado el 5 de septiembre de 2025 de <https://doi.org/10.5281/zenodo.10813034>

LOCOMOTION. (2025). *LOCOMOTION-h2020/WILIAM_model_VENSIM Wiki*. GitHub. Recuperado el 5 de septiembre de 2025 de https://github.com/LOCOMOTION-h2020/WILIAM_model_VENSIM/wiki

Markard, J. (2018). The next phase of the energy transition and its implications for research and policy. *Nature Energy*, 3(8), 628–633. <https://doi.org/10.1038/s41560-018-0171-7>

Martín García, J. (2004). *Teoría y ejercicios prácticos de dinámica de sistemas* (2ª ed. revisada). Juan Martín García.

Meadows, D. H., Meadows, D. L., Randers, J., y Behrens, W. W. (1972). *The limits to growth*. Universe Books.

Meadows, D. L., Behrens, W. W., Meadows, D. H., Naill, R. F., Randers, J., y Zahn, E. (1974). *Dynamics of growth in a finite world* (Vol. 360). Cambridge, MA: Wright-Allen Press.

Mediavilla, M., Lifi, M., Ferreras-Alonso, N., Miguel, L. J., y de Blas, I. (2025). Analysis of the competition between land, energy and food using the TERRA module of WILIAM System Dynamics IAM. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 216, 115651. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2025.115651>

Micale, V., Oliver, P., y Messent, F. (2014). The role of public finance in deploying geothermal: background paper San Giorgio Group Report. *Climate Policy Initiative*. <https://www.climatepolicyinitiative.org/publication/san-giorgio-group-report-role-public-finance-deploying-geothermal-background-paper/>

National Grid. (26 de marzo de 2024). *What is carbon capture and storage?* <https://www.nationalgrid.com/stories/energy-explained/what-is-ccs-how-does-it-work>

Organización de las Naciones Unidas. (2015). *Acuerdo de París*. https://unfccc.int/sites/default/files/spanish_paris_agreement.pdf

Pulido, D. (2022). *Requerimientos materiales y EROI de las tecnologías fotovoltaicas en la transición energética* [Trabajo fin de máster, Universidad de Valladolid]. Repositorio Institucional UVA. <https://uvadoc.uva.es/handle/10324/56539>

Rózsai, M., Jaxa-Rozen, M., Salvucci, R., Sikora, P., Tattini, J., y Neuwahl, F. (2024). *JRC-IDEES-2021: The integrated database of the European energy system – Data update and technical documentation (JRC137809)*. Publications Office of the European Union. <https://doi.org/10.2760/614599>

Samsó, R., Ramos, I., Ferreras, N., Lifi, M., Mediavilla, M., Llases, L., ... y Eggler, L. (2023). Python Translation and E-Handbook for Model Sharing and Transparency. *Low-Carbon Society: an Enhanced Modelling Tool for the Transition to Sustainability (LOCOMOTION)*. https://www.locomotion-h2020.eu/wp-content/uploads/2023/11/D11.2_Python_translation_and_e-Handbook-1.pdf

Sovacool, B. K., Gilbert, A., y Nugent, D. (2014). An international comparative assessment of construction cost overruns for electricity infrastructure. *Energy Research and Social Science*, 3, 152–160. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2014.07.016>

Statista. (2020). *Lifetime of energy sources and power plants worldwide*. <https://www.statista.com/statistics/1229935/lifetime-power-plants-energy-sources-globally/>

Statista. (2024). *Median construction time for nuclear reactors worldwide from 1981 to 2023 (in months)*. <https://www.statista.com/statistics/712841/median-construction-time-for-reactors-since-1981/>

Stehfest, E., van Vuuren, D. P., Kram, T., y Bouwman, L. (2014). *Integrated assessment of global environmental change with IMAGE 3.0: Model description and policy applications*. PBL Netherlands Environmental Assessment Agency. https://www.pbl.nl/sites/default/files/downloads/pbl-2014-integrated_assessment_of_global_environmental_change_with_image30_73_5.pdf

Sterman, J. D. (2002). *Business dynamics: systems thinking and modeling for a complex world*. McGraw-Hill.

Stern, D. I. (2011). The role of energy in economic growth. *Annals of the New York Academy of Sciences*, 1219(1), 26–51. <https://doi.org/10.1111/j.1749-6632.2010.05921.x>

Turiel, A. (13 de diciembre de 2019). Explicando el Peak Oil de manera sencilla. 15/15\15. <https://www.15-15-15.org/webzine/2019/12/13/explicando-el-peak-oil-de-manera-sencilla/>

U.S. Energy Information Administration. (2020). *Energy transformation capacities*. <https://www.eia.gov>

United States Congress. (2022). *Inflation Reduction Act of 2022*, Pub. L. No. 117-169, 136 Stat. 1818. <https://www.congress.gov/bill/117th-congress/house-bill/5376>

Welsby, D., Price, J., Pye, S., y Ekins, P. (2021). Unextractable fossil fuels in a 1.5 °C world. *Nature*, 597(7875), 230–234. <https://doi.org/10.1038/s41586-021-03821-8>

Weyant, J. (2017). Some contributions of integrated assessment models of global climate change. *Review of Environmental Economics and Policy*, 11(1), 115–137. <https://doi.org/10.1093/reep/rew018>

Woima Corporation. (s.f.). *Extending the WtE power plant lifespan. Case WasteWoima*. <https://woimacorporation.com/extending-the-wte-power-plant-lifespan/>

