



FACULTAD DE  
INGENIERÍA



UNIVERSIDAD  
DE LA REPÚBLICA  
URUGUAY

Universidad de la República

FACULTAD DE INGENIERÍA

# Planificación de la producción en simbiosis industrial aplicado a la producción de e-metanol

Proyecto presentado a la Facultad de Ingeniería de la Universidad de la República en  
cumplimiento parcial de los requerimientos para la obtención del título de Ingeniero de  
Producción

**Estudiantes:**

Ignacio Arrizala  
Sofía Cajelli  
Juan Ignacio Frechou

**Tutores:**

Héctor Cancela  
Pedro Piñeyro

Montevideo, Uruguay

Mayo 2026

# Resumen

Este documento describe el trabajo realizado para el proyecto de fin de carrera de Ingeniería de Producción sobre planificación de la producción en simbiosis industrial basado en energía. El trabajo tuvo como objetivo principal desarrollar un modelo de optimización matemática para la planificación integrada de la producción de una planta Power-to-Methanol. El foco estuvo en las decisiones de abastecimiento de CO<sub>2</sub> y biomasa, producción de e-metanol, uso de recursos energéticos y gestión de inventarios a lo largo de un horizonte de planificación multiperíodo. Como punto de partida, se realizó una revisión sistemática de la literatura sobre simbiosis industrial basada en energía, planificación de la producción y modelos de optimización matemática, en particular problemas de lot-sizing. Dicha revisión permitió identificar que, si bien existe un número significativo de trabajos orientados al diseño de redes de simbiosis industrial, los modelos de lot-sizing aplicados a la planificación operativa de sistemas de este tipo son escasos. En la búsqueda no se identificaron trabajos que aborden simultáneamente la dimensión multiproducto, la selección de proveedores con atributos diferenciados y la variabilidad de la disponibilidad energética renovable en un sistema Power-to-Methanol. Esta brecha constituyó la motivación central del trabajo. El problema se formuló como un modelo de programación lineal entera mixta de tipo lot-sizing multiproducto con selección de proveedores. El modelo incorpora balances de materia y energía, restricciones de capacidad de las unidades productivas, costos variables y fijos de operación, y decisiones asociadas a la activación de procesos. El modelo fue validado mediante casos de prueba diseñados para verificar su comportamiento ante distintas condiciones operativas y resuelto utilizando el solver GLPK y el lenguaje MathProg. Los resultados del caso base, construido a partir de datos reales proporcionados por la empresa colaboradora, mostraron que el sistema opera de manera ajustada a la demanda, utilizando exclusivamente energía renovable y abasteciendo el CO<sub>2</sub> mediante compra externa a los proveedores de menor costo, mientras que la producción local a partir de biomasa no resultó competitiva bajo las condiciones analizadas. El análisis de sensibilidad evidenció que ante variaciones en parámetros económicos y condiciones operativas las soluciones óptimas varían de forma coherente, observándose la activación del uso de inventarios como mecanismo de flexibilidad intertemporal cuando la variabilidad de la demanda o la disponibilidad de recursos así lo requiere. El modelo demostró además una escalabilidad computacional satisfactoria, manteniendo tiempos de resolución razonables al extender el horizonte de planificación hasta 36 períodos. Desde el punto de vista académico, el trabajo contribuyó a una línea de investigación en crecimiento, extendiendo los modelos de lot-sizing hacia contextos de simbiosis industrial y sistemas Power-to-Methanol, y aportando una herramienta para el análisis de la planificación integrada de sistemas industriales en el marco de la transición energética.

**Palabras clave:** Planificación de la producción, Problemas de Lot-sizing, Optimización, Power-to-Methanol, Simbiosis Industrial.

# Agradecimientos

En primer lugar le agradecemos a nuestros tutores, Pedro Piñeyro y Héctor Cancela, por habernos guiado y acompañado durante todo el proceso. Por su permanente disposición, por los conocimientos y experiencia aportados, que fueron fundamentales para el desarrollo de este trabajo.

Agradecemos también a la empresa colaboradora por la información técnica y económica proporcionada, así como por la buena disposición y apertura para atender las consultas que surgieron durante el proceso. En particular, queremos agradecer a FPE, GCT, VEC, MSa, JVa y FQu por su tiempo y dedicación. Sus aportes fueron esenciales para poder llevar adelante el trabajo.

Queremos extender nuestro agradecimiento a la Universidad de la República y a los y las docentes que a lo largo de la carrera aportaron tiempo y conocimiento para que pudiéramos formarnos como profesionales, en el marco de una educación pública y de excelente calidad.

Finalmente, queremos agradecer a nuestras familias, amigos y amigas, por acompañarnos y apoyarnos durante este proceso.

# Índice general

<b>1. Introducción</b>	<b>9</b>
<b>2. Marco teórico</b>	<b>13</b>
2.1. Simbiosis Industrial	15
2.2. Simbiosis Industrial Basada en Energía	16
2.3. Modelado de programación matemática en simbiosis industrial	17
2.3.1. Problemas de Lot-sizing en simbiosis industrial	18
2.4. Diseño de redes de simbiosis industrial	21
2.5. Revisión de la literatura	22
2.6. Sistemas Power-to-Methanol y producción de e-metanol	23
<b>3. Descripción del problema y formulación del modelo</b>	<b>25</b>
3.1. Descripción del problema	25
3.2. Modelo para abastecimiento de CO <sub>2</sub> , biomasa y operación PtM	29
3.3. Validación del modelo	36
3.4. Pruebas de esfuerzo	48
<b>4. Experimentación numérica</b>	<b>51</b>
4.1. Caso base	51
4.1.1. Análisis de resultados obtenidos para el caso base	51
4.2. Análisis de sensibilidad	55
4.2.1. Variación de parámetros de costo	56
4.2.2. Variación de condiciones operativas	67
4.2.3. Extensión del horizonte de planificación y análisis de escalabilidad	77
<b>5. Conclusiones</b>	<b>85</b>
<b>Referencias</b>	<b>89</b>
<b>Apéndices</b>	<b>95</b>
<b>A. Estado del Arte</b>	<b>97</b>
<b>B. Datos del caso base</b>	<b>129</b>
<b>C. Pruebas de validación</b>	<b>137</b>
C.1. Casos de validación	138
C.2. Resumen de casos de validación	143

# Índice de figuras

2.1. Flujo de revisión sistemática de la literatura con la cantidad de papers restantes en cada etapa . . . . .	14
2.2. Esquema del rol de los sistemas Power-to-X en un sistema energético des-carbonizado. . . . .	23
3.1. Diagrama de proceso de la planta PtM para la producción de e-metanol. Fuente: Elaboración propia . . . . .	26
4.1. Compras de CO <sub>2</sub> externo por período desagregadas por proveedor. $s_5$ opera siempre al tope de su capacidad disponible; $s_4$ absorbe la variabilidad residual. El inventario de CO <sub>2</sub> líquido es nulo en todos los períodos. . . . .	54
4.2. Comparación del costo de CO <sub>2</sub> . . . . .	58
4.3. Disponibilidad y uso de energía renovable por período. . . . .	70
4.4. Producción, demanda e inventario de e-metanol por período. . . . .	71
4.5. Evolución del costo total del sistema en función de la disponibilidad de CO <sub>2</sub> . . . . .	73
4.6. Producción de e-metanol ( $x_t^{\text{MeOH}}$ ), producción local de CO <sub>2</sub> ( $x_t^{\text{CO}_2}$ ) y consumo de biomasa seca quemada ( $u_{t,h''}^{\text{Bio}}$ ) en el escenario sin CO <sub>2</sub> externo [kt]. . . . .	76
4.7. Demanda, producción e inventario por período . . . . .	80
4.8. Demanda, producción, capacidad e inventario de e-metanol por período . . . . .	81

# Índice de tablas

3.2. Resultados de las pruebas de esfuerzo . . . . .	50
4.1. Resumen de resultados del caso base . . . . .	52
4.2. Descomposición de la función objetivo por componente de costo. . . . .	52
4.3. Resultados por período del caso base en toneladas . . . . .	53
4.4. Escenarios de variación del costo de producción local de CO <sub>2</sub> . . . . .	59
4.5. Variación del costo de la energía de la red respecto al valor base . . . . .	61
4.6. Costo total óptimo en función de la variación del costo de setup de producción de e-metanol . . . . .	62
4.7. Resultados comparativos según el costo fijo de activación de proveedores de CO <sub>2</sub> . . . . .	63
4.8. Producción, inventario y demanda de metanol en el escenario $F^{buyCO_2} = 10,000$ USD (toneladas). . . . .	64
4.9. Compras de CO <sub>2</sub> , vaporización e inventario en el escenario $F^{BuyCO_2} = \$100.000$ (toneladas). . . . .	65
4.10. Resultados ante variación de la demanda . . . . .	68
4.11. Disponibilidad de energía renovable por período para el escenario de intermitencia . . . . .	70
4.12. Costo total y períodos con inventario de e-metanol para la variación en la disponibilidad de CO <sub>2</sub> . . . . .	74
4.13. Proveedores de CO <sub>2</sub> utilizados en cada escenario . . . . .	74
4.14. Comparación entre el caso base y el escenario sin CO <sub>2</sub> externo . . . . .	75
4.15. Activación de proveedores de biomasa . . . . .	76
4.16. Períodos con inventario positivo de e-metanol (Escenario II) . . . . .	79
4.17. Producción e inventario de e-metanol por período — Escenario III . . . . .	82
4.18. Abastecimiento, vaporización e inventario de CO <sub>2</sub> por período — Escenario III . . . . .	83
4.19. Comparación de indicadores entre escenarios . . . . .	84



# Glosario

**Boil-off** Pérdidas que se producen cuando un fluido almacenado en estado líquido se evapora parcialmente al pasar a estado vapor durante su almacenamiento o manipulación [34].

**CO<sub>2</sub> biogenico** Dióxido de carbono proveniente de fuentes biológicas, generado en procesos como la combustión, fermentación o descomposición de biomasa, y que forma parte del ciclo corto del carbono al haber sido previamente capturado de la atmósfera mediante fotosíntesis [25].

**E-metanol** Metanol sintético producido a partir de CO<sub>2</sub> e hidrógeno verde obtenido mediante electrólisis del agua alimentada con electricidad renovable. La energía del proceso es de origen renovable y el carbono proviene de corrientes de CO<sub>2</sub> capturado, ya sea de origen biogénico o industrial [15].

**Just-in-time** Política de producción y abastecimiento en la cual los insumos y productos se obtienen y fabrican únicamente en el momento en que son requeridos, sin generación de inventarios intermedios. [36].

**Lot-sizing** Problema de planificación de la producción que consiste en determinar cuándo y cuánto producir en cada período de un horizonte de planificación. [38]

**Make-to-stock** Sistema de producción en el cual la fabricación se realiza anticipadamente en función de pronósticos de demanda, manteniendo inventario de producto terminado para satisfacer pedidos futuros [36].

**PtM** *Power-to-Methanol*. Ruta específica dentro de los sistemas PtX en la que el hidrógeno verde producido mediante electrólisis del agua con electricidad renovable reacciona con CO<sub>2</sub> para producir metanol sintético, denominado e-metanol [30].

**PtX** *Power-to-X*. Conjunto de tecnologías que consisten en la conversión de electricidad renovable, típicamente excedentes de generación eólica o solar, en vectores energéticos o productos químicos de valor, como hidrógeno, metanol, amoníaco o combustibles sintéticos [30].

**RFNBO** *Renewable Fuels of Non-Biological Origin* o Combustibles Renovables de Origen No Biológico. Combustibles renovables producidos a partir de electricidad de origen renovable y fuentes de carbono no biogénicas, como CO<sub>2</sub> capturado. [12]

**Ruta PtX** : Ruta *Power-to-X*. Conjunto de procesos que convierten electricidad de origen renovable, en hidrógeno y otros productos energéticos o químicos de valor agregado, como combustibles sintéticos, metanol, amoníaco o metano, mediante tecnologías de electrólisis y síntesis química [30].

**SI** Simbiosis Industrial. Cooperación entre empresas que intercambian materiales, agua, subproductos, energía o servicios, de modo que los residuos de una organización se convierten en recursos para otra. [8]

**SIE** Simbiosis Industrial Basada en Energía. Categoría específica dentro de la Simbiosis Industrial centrada en el intercambio, reutilización o aprovechamiento de flujos energéticos entre actores. [7]

# Capítulo 1

## Introducción

El presente documento describe el trabajo realizado para el proyecto de fin de carrera de Ingeniería de Producción sobre planificación de la producción en simbiosis industrial basada en energía. El trabajo tuvo como objetivo principal desarrollar un modelo de optimización matemática para la planificación de la producción de una planta e-metanol. La simbiosis industrial (SI) se entiende como la cooperación entre empresas que intercambian materiales, agua, subproductos, energía o servicios, de modo que los residuos de una organización se convierten en recursos para otra [8, 13, 41]. Según la literatura, la SI se ha consolidado como una de las estrategias más relevantes dentro de la economía circular y la ecología industrial, al permitir reducir costos, disminuir la generación de residuos y mejorar la eficiencia en el uso de recursos [8, 41]. La simbiosis industrial basada en energía (SIE) constituye una categoría específica dentro de la SI, centrada en el intercambio, reutilización o aprovechamiento de flujos energéticos entre actores, con el fin de mejorar la eficiencia global del sistema, reducir el consumo de combustibles fósiles y disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) [7, 13]

El presente proyecto aborda la planificación de la producción de una planta que produce e-metanol a partir de hidrógeno verde, obtenido mediante electrólisis del agua con electricidad renovable, y dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ) capturado, ya sea mediante compra a proveedores externos o producción local a través de oxidación de biomasa. El foco del problema está en las decisiones de abastecimiento de  $\text{CO}_2$  y biomasa, producción de e-metanol, uso de recursos energéticos y gestión de inventarios a lo largo de un horizonte de planificación multiperíodo. El problema se formula como un modelo de programación lineal entera mixta (MILP) de lot-sizing multiproducto con selección de proveedores, cuyo objetivo es minimizar el costo total de operación del sistema a lo largo de un horizonte de planificación, garantizando la satisfacción de la demanda de e-metanol en cada período.

La transición hacia sistemas energéticos descarbonizados constituye uno de los desafíos centrales del siglo XXI [19, 42]. El sector energético es responsable de más del 70 % de las emisiones globales de GEI [19, 42], y las proyecciones indican que, para alcanzar la meta de cero emisiones netas en 2050, no basta con incorporar fuentes renovables. Es necesario transformar profundamente los sistemas productivos, electrificar sectores de difícil descarbonización y desarrollar nuevos vectores energéticos que permitan almacenar, transportar e integrar la energía renovable de manera flexible [19, 42]. En este contexto, los combustibles sintéticos producidos a partir de electricidad renovable, las denominadas rutas Power-to-X (PtX), emergen como una alternativa estratégica para avanzar hacia la descarbonización de sectores como la industria química, el transporte marítimo y la aviación [37]. Entre las rutas PtX, la producción de e-metanol ha ganado especial atención en

la literatura reciente. La ruta Power-to-Methanol (PtM) consiste en la síntesis de metanol a partir de hidrógeno verde, obtenido por electrólisis del agua con electricidad renovable, y CO<sub>2</sub> capturado de origen biogénico [15,30]. El metanol resultante puede utilizarse como combustible, como insumo químico de amplio uso industrial o como portador indirecto de hidrógeno, constituyendo un caso concreto de SIE: los excedentes eléctricos renovables de un actor se convierten en insumos para otro, estableciendo un flujo energético-material que genera valor para ambas partes y reduce las emisiones netas del sistema [15,37].

Uruguay presenta condiciones particularmente favorables para el desarrollo de proyectos de producción de e-metanol. El país cuenta con una matriz eléctrica altamente descarbonizada, con una participación promedio de energías renovables cercana al 94 % en el período 2016–2022 [6]. Además, la alta calidad y disponibilidad de recursos eólicos y solares, junto con su complementariedad estacional y horaria, hacen viable la generación propia de energía renovable para alimentar los procesos de electrólisis. A esto se suma la disponibilidad de biomasa forestal y de corrientes de CO<sub>2</sub> biogénico asociadas a instalaciones industriales, que pueden ser valorizados como insumos en procesos de producción de combustibles sintéticos [6,17]. Estas características posicionan al país como un entorno propicio para implementar proyectos PtM integrados en esquemas SIE.

Como paso previo al estudio del problema y desarrollo del modelo, se llevó a cabo una revisión sistemática de la literatura sobre SIE, planificación de la producción y modelos de optimización matemática, particularmente lot-sizing, analizando 39 trabajos publicados en Scopus, ScienceDirect y SpringerLink. Entre los hallazgos más relevantes se destaca que los modelos de lot-sizing orientados a la planificación operativa en sistemas de SIE son escasos. El problema de lot-sizing consiste en determinar cuándo y cuánto producir en cada período de un horizonte de planificación para satisfacer una demanda conocida al mínimo costo, considerando costos de producción, preparación e inventario [3,21,38]. En particular, no se identificaron trabajos que aborden simultáneamente la dimensión multiproducto, la selección de proveedores con atributos diferenciados y la variabilidad de la disponibilidad energética renovable en un sistema PtM. Esta brecha constituye la motivación central del presente trabajo.

Para abordar el problema de planificación de la producción de la planta, se implementa un modelo de optimización matemática de tipo MILP formulado como un problema de lot-sizing multiproducto con selección de proveedores, que representa las interacciones entre los distintos procesos del sistema. El modelo integra balances de materia y energía, restricciones de capacidad de las unidades productivas, costos variables y fijos de operación, y variables binarias asociadas a la activación de procesos y selección de proveedores. La formulación permite gestionar no solo las decisiones de producción, sino también los flujos entre los actores que cooperan. El modelo incorpora decisiones simultáneas sobre la compra de CO<sub>2</sub> licuado a múltiples proveedores externos, el abastecimiento de biomasa con distintos niveles de humedad, la producción local de CO<sub>2</sub> mediante una caldera de oxicombustión, la operación del electrolizador y la síntesis de e-metanol, así como el almacenamiento de insumos y producto terminado entre períodos. El modelo es resuelto utilizando el solver GLPK (GNU Linear Programming Kit). Posteriormente, se analizó un caso base construido a partir de datos reales proporcionados por la empresa colaboradora, y se realizó una experimentación numérica para evaluar el impacto de variaciones en los principales parámetros del sistema sobre las decisiones óptimas de planificación. Los resultados mostraron que el punto de operación óptimo del sistema se da cuando se produce en cada período lo necesario para satisfacer la demanda, utilizando exclusivamente

energía renovable y abasteciendo el CO<sub>2</sub> mediante compra externa a los proveedores de menor costo, mientras que la producción local a partir de biomasa no resultó competitiva bajo las condiciones analizadas. El análisis de sensibilidad evidenció que la solución responde de forma coherente ante variaciones en parámetros económicos y condiciones operativas, observándose la activación del uso de inventarios como mecanismo de flexibilidad intertemporal cuando la variabilidad de la demanda o la disponibilidad de recursos así lo requiere.

El resto del documento está organizado de la siguiente manera: En el Capítulo 2 se presenta el marco teórico que sustenta el desarrollo del trabajo. En el Capítulo 3 se define el problema a resolver así como el modelo matemático desarrollado para su resolución. En el Capítulo 4 se presentan los resultados obtenidos para el caso de estudio, el análisis de los mismos y los resultados de otros casos de interés. Finalmente, en el Capítulo 5 se presentan las conclusiones y posibles líneas de trabajo futuro.



# Capítulo 2

## Marco teórico

En este capítulo se presenta un resumen del estado del arte sobre simbiosis industrial basada en energía, que se encuentra en el Apéndice A. Para su elaboración, se analizaron 39 trabajos académicos internacionales vinculados a la simbiosis industrial basada en energía, la planificación de la producción y el uso de modelos de optimización matemática. Además, se empleó bibliografía específica para incorporar los conceptos propios del caso de estudio.

Se realizó una búsqueda bibliográfica el 4 de mayo de 2025 en las plataformas Scopus, ScienceDirect y SpringerLink. La búsqueda se centró en título, resumen y palabras clave, utilizando operadores booleanos para capturar trabajos que aborden la temática de la simbiosis industrial basada en energía con foco en la planificación y programación de la producción. El término de búsqueda utilizado fue:

**(“industrial symbiosis”) AND (energy OR “renewable energy” OR “heat”) AND (“lot sizing” OR scheduling OR optimization OR “mathematical programming”)**

Dicha búsqueda arrojó 159 resultados en Scopus, 93 en ScienceDirect y 214 en SpringerLink. El proceso de filtrado eliminó duplicados entre las tres plataformas, obteniéndose 393 artículos únicos. De estos, 81 no tenían texto completo disponible, por lo que se continuó con 312 artículos. A partir de este conjunto, se seleccionaron aquellos que cumplieran al menos una de las siguientes condiciones: ser revisiones de la literatura o surveys centrados en SIE con menos de 10 años de publicados, de los cuales se retuvieron 9 trabajos; abordar problemas de diseño de red de SI mediante modelos de programación matemática con menos de 5 años de publicados, reteniéndose 25 trabajos; o abordar problemas de lot-sizing o scheduling a través de formulaciones de programación matemática, identificándose 1 trabajo de lot-sizing y ninguno de scheduling estrictamente, a pesar de que el string de búsqueda estaba dirigido a capturar este tipo de estudios. Adicionalmente, se incorporaron de forma dirigida 4 trabajos de referencia en problemas de lot-sizing.

El resultado final de la revisión sistemática consistió en 39 trabajos: 9 revisiones de la literatura, 25 trabajos que abordan problemas de diseño de red y 5 que abordan problemas de lot-sizing. El proceso de revisión sistemática de la literatura se resume en la Figura 2.1. Los trabajos de diseño de red fueron clasificados según tres niveles de integración: interplanta, que abarca los intercambios entre plantas dentro de un mismo parque eco-industrial; urbano-industrial, que incorpora flujos bidireccionales entre la industria y la ciudad; y regional o nacional, que considera sectores industriales completos

como unidades de análisis y trabaja con horizontes de largo plazo orientados a metas de descarbonización.

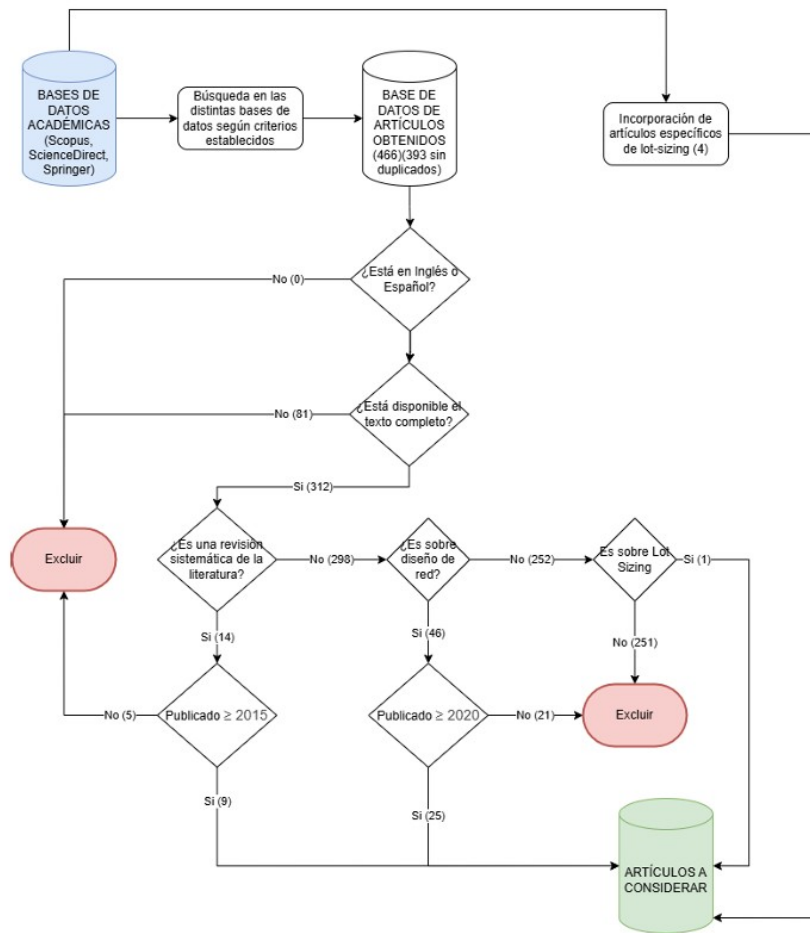


Figura 2.1: Flujo de revisión sistemática de la literatura con la cantidad de papers restantes en cada etapa

El análisis de la distribución temporal exhibido en el Estado del Arte, disponible en el Apéndice A, muestra una concentración de publicaciones en el período 2020–2025, consistente con el crecimiento sostenido de la producción académica sobre SI observado desde finales de la década de 1990 [8]. En cuanto a la distribución geográfica, se identificó una fuerte presencia de países europeos junto con China, vinculada al desarrollo de parques eco-industriales, y aportes de países emergentes como Turquía, Sudáfrica, Malasia y Colombia.

A partir de los trabajos identificados, el presente capítulo introduce y desarrolla los conceptos necesarios para el trabajo propuesto. Se presentan los fundamentos de la simbiosis industrial y su extensión basada en energía, el modelado mediante programación matemática en este tipo de sistemas con énfasis en los problemas de lot-sizing, los enfoques de diseño de redes de SI y una síntesis de la revisión literaria realizada. Adicionalmente, se incorporan conceptos específicos vinculados a la producción de e-metanol a partir de CO<sub>2</sub> e hidrógeno verde, así como las relaciones materiales que condicionan el funcionamiento del sistema analizado.

## 2.1. Simbiosis Industrial

La SI se ha consolidado en los últimos años como una de las estrategias más relevantes dentro de la economía circular (EC) y la ecología industrial (EI) [8,13,41]. La EC propone un modelo de producción y consumo que busca desacoplar el crecimiento económico del uso intensivo de recursos naturales, manteniendo materiales y energía en circulación el mayor tiempo posible mediante reutilización, reciclaje y otras estrategias que reduzcan los residuos a lo largo del ciclo de vida de los productos [26,37]. Por su parte, la EI plantea comprender las actividades industriales como parte de un ecosistema amplio, donde los flujos de materiales y energía se gestionan de forma similar a los ciclos naturales, promoviendo la colaboración entre empresas para optimizar el uso de recursos y reducir el impacto ambiental [8,10].

En este marco, la SI se entiende como la cooperación entre empresas que intercambian materiales, agua, subproductos, energía o servicios, de modo que los residuos de una organización se convierten en recursos para otra [8,13,41]. Se identifica que el concepto aparece por primera vez en 1989 para describir las actividades desarrolladas en la central eléctrica de Kalundborg, Dinamarca, considerado el caso pionero de este tipo de colaboraciones [8]. Desde entonces, el campo ha crecido significativamente, tanto en cantidad de publicaciones académicas como en diversidad de enfoques y aplicaciones.

La literatura propone distintas formas de clasificar la SI. Una de las más frecuentes es según el tipo de recurso compartido: intercambios de materiales (escorias, cenizas, subproductos), de agua (reutilización de aguas residuales, circuitos de enfriamiento compartidos), de energía (electricidad, calor, vapor) y de infraestructuras o servicios (redes de transporte, plantas de tratamiento) [7,8,26]. Otra clasificación se basa en el nivel de organización: intercambios dentro de una misma planta, bilaterales entre dos empresas, redes de múltiples actores o estructuras más complejas como los Parques Eco-Industriales (EIPs). Estos últimos se definen como comunidades de empresas manufactureras y de servicios que cooperan en la gestión eficiente de recursos, con el objetivo de obtener beneficios económicos, reducir el impacto ambiental y generar valor social para las comunidades locales [7,8,24].

Una dimensión adicional concierne al horizonte temporal y al modo de coordinación. Se distinguen sinergias oportunistas de corto plazo, surgidas de oportunidades puntuales, y sinergias planificadas de largo plazo, que requieren estructuras de gobernanza más estables. También se diferencian esquemas centralizados, donde se comparte la información y se toman decisiones conjuntas, de esquemas descentralizados, donde cada actor conserva su autonomía [10,41].

Los beneficios de la SI abarcan múltiples dimensiones. En lo económico, permite reducir costos al sustituir materias primas por subproductos, disminuir gastos de disposición final y aprovechar infraestructuras compartidas. En lo ambiental, contribuye a reducir la generación de residuos, disminuir las emisiones de GEI y mejorar la eficiencia en el uso de recursos como agua y energía [8,41]. En EIPs se han documentado reducciones significativas en la huella de carbono gracias al aprovechamiento del calor residual y la reutilización de aguas tratadas [7,13,44]. En lo social, se destacan la creación de empleo, el fortalecimiento de proveedores locales y el empoderamiento de comunidades [8,41].

Sin embargo, la implementación de la SI enfrenta barreras importantes. Entre ellas se

encuentran la falta de confianza y la asimetría de información entre actores, las barreras tecnológicas asociadas a la variabilidad en calidad y disponibilidad de los subproductos, las barreras económicas vinculadas a la distribución inequitativa de costos y beneficios, y los marcos regulatorios que clasifican los subproductos como residuos, limitando su comercialización [8, 13, 31, 44]. Adicionalmente, existen barreras operativas relacionadas con la sincronización entre oferta y demanda, especialmente críticas cuando se incorporan fuentes de energía renovable de perfil intermitente [7, 13]. Para superar estas barreras, la literatura propone estrategias como el desarrollo de métodos sistemáticos para identificar oportunidades de sinergia a partir de bases de datos y algoritmos de emparejamiento, la participación de facilitadores externos que generen confianza entre los actores, el establecimiento de contratos de largo plazo que den previsibilidad a los intercambios y el desarrollo de marcos regulatorios que reconozcan los subproductos como recursos y no como residuos [8, 24, 31].

## 2.2. Simbiosis Industrial Basada en Energía

La SIE constituye una categoría específica dentro de la SI, centrada en el intercambio, reutilización o aprovechamiento de flujos energéticos entre actores. Se define como la cooperación entre actores que comparten energía térmica, eléctrica, química o infraestructura energética, con el fin de mejorar la eficiencia global del sistema, reducir el consumo de combustibles fósiles y disminuir las emisiones de GEI [7, 13].

La literatura propone clasificar la SIE según el tipo de flujo energético compartido. Se distinguen flujos térmicos, como el uso de calor residual en redes de calefacción o para procesos industriales; flujos eléctricos, incluyendo generación distribuida e intercambio de excedentes entre redes; flujos químicos vinculados a vectores energéticos como el hidrógeno, el oxígeno, gases residuales o el biogás y, finalmente, el uso compartido de infraestructuras energéticas tales como redes de vapor, refrigeración o almacenamiento [7, 8]. Una segunda clasificación se basa en el mecanismo de aprovechamiento de la energía compartida, identificándose tres categorías principales. La primera es la cascada energética, en la que un mismo flujo de energía se utiliza de forma secuencial en distintos procesos o industrias, aprovechando los excedentes en cada etapa. La segunda es la sustitución de combustibles fósiles, donde subproductos energéticos reemplazan a fuentes convencionales. La tercera es la producción de bioenergía, a través del uso de biomasa o residuos de origen biogénico para generar energía [13, 44]. El caso de Kalundborg ejemplifica tanto la cascada energética como el flujo térmico compartido, ya que el vapor generado en la central eléctrica se emplea primero en procesos industriales y luego como calefacción urbana [8]. En EIPs europeos se documentan intercambios eléctricos a través de parques solares y eólicos compartidos, producción de biogás a partir de residuos orgánicos e industriales y sustitución de combustibles fósiles por gases residuales [7, 44]. La integración de hidrógeno verde en redes industriales, aprovechando subproductos y calor residual, representa un caso de intercambio químico vinculado a la sustitución de combustibles fósiles [37].

Los beneficios específicos de la SIE son considerables. Favorece la descarbonización de procesos de alto consumo energético al dar valor al calor residual y a subproductos energéticos. Contribuye a la seguridad energética de los EIPs al diversificar la matriz energética mediante el uso combinado de cascada energética, bioenergía y renovables. Abre oportunidades de innovación en infraestructura compartida y actúa como herramienta para alinear los sistemas industriales con políticas de transición energética y neutralidad de carbono [8, 13, 44]. En términos concretos, permite reducir costos energéticos, disminuir

emisiones de GEI y promover la generación de empleo especializado [24]. No obstante, la SIE enfrenta desafíos particulares. Uno de los más significativos es la variabilidad energética: la intermitencia de las fuentes renovables, la fluctuación de la demanda y la falta de sincronía entre generación y consumo dificultan el dimensionamiento de instalaciones y pueden provocar que los diseños queden obsoletos [2, 11, 29, 44]. Asimismo, los altos costos de inversión en infraestructuras de almacenamiento y transporte energético, la dificultad de distribuir equitativamente costos y beneficios entre los actores, las trabas regulatorias y la falta de confianza entre las partes son obstáculos frecuentes [13, 24, 28, 29]. Para las PYMEs, estas limitaciones se agravan aún más, dado que les resulta prácticamente imposible realizar grandes inversiones iniciales en renovables y almacenamiento [27]. Frente a estas dificultades, la literatura propone el uso de modelos de optimización multiobjetivo y multiperíodo bajo incertidumbre para obtener diseños más flexibles [11, 29, 40], el uso compartido de infraestructuras como plantas de cogeneración y sistemas de almacenamiento colaborativos [7, 44], y la implementación de plataformas digitales de monitoreo para sincronizar oferta y demanda en tiempo real [37]. También se destacan la incorporación de objetivos sociales y ambientales en el diseño [1] y la realización de evaluaciones previas que permitan probar configuraciones antes de tomar decisiones de inversión definitivas [24].

### 2.3. Modelado de programación matemática en simbiosis industrial

La programación matemática constituye la herramienta fundamental para representar y optimizar cuantitativamente las redes de SI y SIE. Permite formalizar las decisiones de diseño y operación de sistemas complejos, donde interactúan múltiples actores, flujos de recursos y objetivos contrapuestos, obteniendo soluciones óptimas o cercanas al óptimo bajo un conjunto de restricciones explícitas [26].

Los modelos empleados en la SI identificados en la revisión de la literatura, suelen ser de programación lineal entera mixta. Este tipo de formulaciones incluye tanto variables continuas para las cantidades producidas, inventarios o flujos de energía, como variables binarias que representan decisiones lógicas, por ejemplo si una planta está activa en un período determinado o si se establece un intercambio entre dos actores. La ventaja del MILP radica en su capacidad para capturar la estructura combinatoria de estos problemas dentro de un marco computacionalmente tratable, lo que lo convierte en la herramienta predominante en la literatura revisada. Cabe señalar que, a escalas regionales o nacionales, algunos trabajos recurren a formulaciones más agregadas o enfoques multiobjetivo, donde la complejidad reside menos en el detalle operativo y más en la representación de escenarios y políticas de transición energética. Una dimensión clave en el modelado es la distinción entre enfoques deterministas y estocásticos. Los modelos deterministas asumen que todos los parámetros, demanda, oferta de subproductos, precios, disponibilidad energética, son conocidos y fijos. Si bien permiten obtener soluciones claras e interpretables y son más sencillos de implementar, presentan la limitación de no capturar la variabilidad inherente de los sistemas industriales reales [18, 20, 45]. Los modelos estocásticos, en cambio, incorporan explícitamente la incertidumbre, por ejemplo mediante programación estocástica en dos etapas, donde en una primera etapa se toman decisiones estratégicas previas a la realización de los escenarios, y en una segunda etapa se adoptan decisiones tácticas adaptadas a cada escenario [11]. También se han propuesto enfoques de optimización robusta combinados con lógica difusa para diseñar redes que mantengan su desempeño frente a variaciones en parámetros como la disponibilidad de calor residual o la eficiencia

de equipos [5].

La dimensión temporal es otro eje organizador del modelado. Los modelos estáticos representan el sistema en un único período, siendo adecuados para diagnósticos rápidos y comparaciones de configuraciones bajo condiciones fijas [14,23]. Los modelos multiperíodo, en cambio, capturan la dinámica temporal del sistema, permitiendo incorporar perfiles energéticos variables, evaluar tecnologías intermedias y planificar la evolución de la red a lo largo de horizontes de mediano y largo plazo [2, 16, 29, 43].

En cuanto a los objetivos de optimización, la literatura muestra una evolución desde formulaciones centradas en la minimización de costos o maximización de beneficios económicos hacia enfoques multiobjetivo que incorporan simultáneamente dimensiones ambientales y sociales. Entre los objetivos ambientales más frecuentes se encuentran la minimización de emisiones de GEI, la reducción de la huella de carbono y el logro de metas de neutralidad de carbono [5, 23, 29, 47]. Algunos trabajos integran además objetivos sociales, como la creación de empleo o el impacto territorial, reconociendo que la SI no puede evaluarse únicamente bajo criterios de eficiencia económica [1, 28].

La gobernanza y la cooperación entre actores también han sido objeto de modelado formal. Se han propuesto formulaciones basadas en teoría de juegos para analizar las interacciones entre empresas sin una autoridad central reguladora [9, 33], así como modelos que incorporan mecanismos de reparto equitativo de costos y beneficios para superar las barreras de desconfianza que frecuentemente impiden la materialización de sinergias [10, 39].

### 2.3.1. Problemas de Lot-sizing en simbiosis industrial

El lot-sizing es el problema de decidir cuándo y cuánto producir en cada período dentro de un horizonte de planificación, de modo de satisfacer una demanda dada minimizando los costos involucrados, fundamentalmente los costos de producción, preparación y mantenimiento de inventario [3, 21, 38]. Aplicado al contexto de la SI, estos modelos permiten determinar no solo las cantidades de producción y los niveles de inventario, sino también cómo gestionar los flujos de subproductos y de energía entre los actores que cooperan, vinculando así la planificación operativa con las sinergias industriales.

El trabajo de Suzanne et al. [38] establece una formulación de referencia para el lot-sizing en SI. El problema considera dos unidades productivas que cooperan bajo un esquema simbiótico: la primera (PU1) genera un subproducto durante su proceso de producción, mientras que la segunda (PU2) puede utilizarlo como materia prima o complementarlo con insumos adquiridos externamente. La dificultad central está en que las decisiones de producción de ambas unidades están acopladas: la planificación de una no puede realizarse independientemente de la otra, ya que la generación del subproducto en PU1 puede no coincidir temporalmente con las necesidades de PU2. El modelo se formula como un problema de lot-sizing de dos niveles, cuya función objetivo minimiza el costo total del sistema simbiótico, incluyendo costos de producción, setup, inventario de productos finales, almacenamiento y disposición del subproducto, transporte entre unidades y compra de materia prima externa. La formulación matemática completa del modelo puede consultarse en el estado del arte disponible en el Apéndice A. Los autores demuestran que el problema pertenece a la clase NP-hard, es decir, no es posible determinar la solución óptima de forma eficiente para instancias grandes, y proponen su resolución mediante des-

composición lagrangiana. El aporte central es mostrar que, si bien el enfoque centralizado permite una mayor reducción de costos, los modelos descentralizados reflejan con mayor realismo la naturaleza independiente de las empresas [38].

Daquin et al. [10] profundizan en el mismo problema desde una perspectiva de cooperación explícita. El trabajo analiza los efectos de distintos esquemas de información compartida y mecanismos de compartimiento de costos sobre la eficiencia del sistema. Se comparan tres políticas: centralizada (con información perfecta compartida), descentralizada oportunista (donde cada empresa optimiza individualmente y luego valoriza el subproducto) y descentralizada simbiótica (con acuerdos de largo plazo donde toda decisión es tomada conjuntamente). El aporte central de este trabajo es mostrar que, aun cuando existen beneficios evidentes para ambas partes, la ausencia de mecanismos de distribución equitativa puede impedir la cooperación. El diseño de esquemas de gobernanza que equilibren los intereses de los actores es tan relevante como la optimización de los costos [10].

Suzanne et al. [39] en un trabajo más reciente, amplían el problema incorporando escenarios de información parcial o asimétrica. Además de los enfoques centralizado y descentralizado clásico, se introducen mecanismos de cooperación más sofisticados como contratos basados en teoría de juegos, negociaciones mediadas por terceros y acuerdos multilaterales. Estos permiten alcanzar soluciones estables y beneficiosas incluso en contextos de confianza limitada. Este trabajo extiende la representación del lot-sizing en SI hacia mecanismos institucionales que hacen posible la cooperación en entornos reales, mostrando que incluso ante condiciones de información incompleta se pueden alcanzar soluciones estables y beneficiosas para todos los involucrados, siempre que se mantengan reglas contractuales y estructuras de gobernanza adecuadas [39].

Albadia et al. [3] proponen un modelo de lot-sizing verde capacitado, que incorpora restricciones de emisiones de carbono al problema clásico. El modelo considera dos unidades en simbiosis: una que genera subproductos y otra que los consume, e incorpora restricciones de emisiones de dos formas: periódicas, que fijan un máximo de CO<sub>2</sub> permitido en cada período, y acumulativas, que establecen un límite global a lo largo del horizonte de planificación. El problema se formula como un MILP capacitado y los resultados muestran que las restricciones acumulativas permiten obtener mejores resultados en términos de costos, inventarios más bajos y mayor reducción en la eliminación de residuos, mientras se mantiene el cumplimiento de los límites de emisiones establecidos [3].

Liao y Gicquel [21] proponen un enfoque integrado que extiende la lógica del lot-sizing al incorporar explícitamente la gestión del suministro eléctrico proveniente de fuentes renovables intermitentes. Este trabajo es de particular relevancia para el presente trabajo, ya que conecta directamente la planificación de la producción con la disponibilidad variable de energía renovable. El modelo extiende el Proportional Lot-Sizing and Scheduling Problem, donde el horizonte temporal se divide en microperíodos en cada uno de los cuales solo puede producirse un producto por recurso, agregando restricciones energéticas que capturan la variabilidad de la generación renovable y los costos asociados a la compra y venta de electricidad en la red. El modelo incorpora además la operación de un sistema de almacenamiento, lo que permite analizar cómo las condiciones de disponibilidad energética afectan las decisiones óptimas de producción y almacenamiento [21]. Formalmente, el modelo introduce parámetros de energía específica por producto, energía de cambio y energía de preservación del setup. Las restricciones energéticas vinculan la generación

renovable disponible en cada microperíodo con las decisiones de producción, permitiendo comprar o vender energía a la red según el balance resultante. Los resultados muestran que la integración de la planificación energética en el lot-sizing conduce a soluciones significativamente más sostenibles y competitivas que los enfoques tradicionales que tratan ambas dimensiones de forma separada [21].

En muchas aplicaciones industriales, los problemas de lot-sizing se extienden a entornos donde los procesos productivos generan más de un producto. En estos casos surge el problema de lot-sizing multiproducto, en el cual deben determinarse simultáneamente las cantidades a producir de diferentes productos a lo largo del horizonte de planificación. Cada producto puede presentar demandas, costos de producción y requerimientos de inventario específicos, mientras que las decisiones comparten recursos productivos, capacidades o restricciones tecnológicas comunes. Esto introduce interacciones adicionales entre productos, que deben ser consideradas de manera conjunta en la planificación [22]. La extensión del lot-sizing a múltiples productos agrega una dimensión combinatoria sustancial al problema. En el caso multiproducto, la función objetivo incorpora costos diferenciados por producto, según producción, setup, inventario y, en su caso, gestión de subproductos, y las restricciones de balance de inventario se replican para cada uno de los productos del portafolio. La complejidad adicional reside en la necesidad de asignar la capacidad del sistema de forma simultánea entre productos que compiten por los mismos recursos de producción y almacenamiento [21].

Cuando el abastecimiento de insumos puede realizarse a partir de múltiples proveedores alternativos, cada uno con precio, capacidad y disponibilidad propios en cada período, el problema se extiende al lot-sizing con selección de proveedores. En esta formulación, las variables de decisión incluyen no solo cuánto producir y cuánto inventariar, sino también qué proveedores activar en cada período y qué cantidades adquirir de cada uno [22,46]. La selección de proveedores introduce variables binarias adicionales que determinan si un proveedor dado está activo en un período determinado, junto con restricciones de capacidad por proveedor que limitan la cantidad máxima adquirible. La función objetivo incorpora los costos diferenciados de compra, que pueden variar tanto entre proveedores como entre períodos, reflejando estacionalidades, contratos o condiciones de mercado cambiantes. Este problema es, en general, NP-hard, dado que combina la complejidad del lot-sizing clásico con la de la selección combinatoria de proveedores [22].

Lin et al. [22] analizan propiedades estructurales del problema de lot-sizing con selección de proveedores, mostrando que la relación entre las capacidades de los proveedores y la demanda determina la estructura de las soluciones óptimas. Zhao y Klabjan [46] realizan un estudio de la formulación MILP, identificando familias de desigualdades válidas que fortalecen la relajación lineal del modelo y permiten obtener soluciones exactas en tiempos computacionales razonables. Aouadni et al. [4] proveen una revisión comprehensiva del problema de selección de proveedores, mostrando que en la práctica este problema siempre está presente cuando se trabaja con múltiples fuentes de abastecimiento, y que su tratamiento explícito en el modelo genera mejoras significativas respecto a heurísticas de asignación simplificadas. La integración simultánea de decisiones de abastecimiento y producción introduce interdependencias temporales y combinatorias adicionales, ya que la activación de un proveedor en un período condiciona tanto los costos como la disponibilidad futura de inventario. Esta estructura resulta particularmente relevante en sistemas industriales complejos, donde coexisten múltiples fuentes de suministro con capacidades y costos diferenciados [46].

En el contexto de SIE energía y rutas PtX, estas extensiones adquieren especial relevancia. La coexistencia de múltiples fuentes de recursos, junto con la dependencia de la disponibilidad energética, introduce una fuerte interdependencia entre decisiones de abastecimiento, producción y almacenamiento. En este sentido, los modelos de lot-sizing multiperíodo, multiproducto y con selección de proveedores proporcionan un marco adecuado para representar la planificación integrada de estos sistemas. De esta forma, este tipo de formulaciones permite capturar de manera consistente la dinámica temporal, la interacción entre recursos y la estructura de decisiones del sistema, constituyendo la base metodológica sobre la cual se construye el modelo propuesto en este trabajo.

## 2.4. Diseño de redes de simbiosis industrial

Según la investigación realizada, se concluye que el diseño de redes de SI constituye el eje central de la investigación cuantitativa en este campo. Su objetivo es representar de forma estructurada los intercambios de materiales, agua y energía entre múltiples actores, y optimizar la configuración de la red, los flujos, las tecnologías a incorporar y la asignación de recursos, evaluando su viabilidad técnica y económica [13, 26].

En la literatura revisada, los artículos sobre diseño de red se clasifican según tres niveles de integración. El nivel interplanta comprende los intercambios entre distintas plantas dentro de un mismo EIP y concentra la mayor parte de los estudios [2, 5, 9, 11, 14, 16, 18, 27–29, 33, 40, 43–45, 47]. El nivel urbano-industrial amplía el análisis más allá del parque industrial, incorporando flujos bidireccionales entre la industria y la ciudad: infraestructuras urbanas, redes de agua, sistemas de gestión de residuos y matrices energéticas [16, 23, 28, 29]. El nivel regional o nacional aborda la SI a gran escala, considerando sectores industriales completos como unidades de análisis y vinculando los modelos con políticas públicas y metas de transición energética a nivel de décadas [23, 44, 47].

Una característica distintiva de los modelos interplanta es que suelen representar de forma detallada los flujos y procesos de cada planta y sus interacciones. En general, los costos de transporte se desprecian o no se consideran explícitamente, dado que las cortas distancias entre plantas hacen viable el intercambio de vapor o calor residual sin pérdidas significativas. Los trabajos en esta categoría abordan problemas como la optimización de redes de vapor y calor residual [14, 45], la integración de fuentes renovables y sistemas de almacenamiento en EIPs [27, 44], la incorporación del hidrógeno como vector energético [2, 29] y el análisis de la gobernanza mediante teoría de juegos [9, 33].

Los modelos de nivel urbano-industrial presentan mayor complejidad, dado que incorporan servicios públicos, infraestructuras compartidas y demandas sociales. El nexo agua-energía-residuos [23], la valorización energética de residuos urbanos y agrícolas [28] y la planificación multiperíodo de redes con múltiples vectores energéticos [16] son algunos de los problemas representativos de esta categoría. En el nivel regional o nacional, los modelos trabajan con estructuras agregadas y horizontes temporales largos, priorizando la representación de escenarios de transición y la integración de políticas regulatorias, aunque sacrificando el detalle operativo de cada planta [23, 44, 47].

Más allá del nivel de integración, la literatura identifica otras dimensiones organizadoras del diseño de redes. La distinción entre modelos estáticos y multiperíodo determina si el análisis se realiza bajo condiciones fijas o capturando la dinámica temporal del sistema. Los modelos multiobjetivo permiten evaluar simultáneamente criterios económicos, am-

bientales y sociales, evitando reducir la decisión a un único indicador. Y los enfoques de cooperación y gobernanza, desde formulaciones de líderes-seguidores hasta diseños modulares y flexibles, reconocen que la viabilidad de las redes de SI depende tanto de su estructura técnica como de los mecanismos institucionales que regulan las interacciones entre actores [9, 14, 33, 40, 44].

## 2.5. Revisión de la literatura

El campo de la SI y la SIE cuenta con una base bibliográfica en expansión. Las revisiones de literatura constituyen un insumo fundamental para establecer el estado del arte, proponer marcos conceptuales y ordenar el campo de conocimiento.

El análisis estadístico de la producción académica evidencia un crecimiento sostenido de las publicaciones sobre SI desde finales de los años 1990, con una aceleración notable a partir de 2007. La distribución geográfica muestra una fuerte presencia de países europeos y de China, vinculada al desarrollo de parques eco-industriales, junto con aportes de países emergentes como Turquía, Sudáfrica, Malasia y Colombia [8].

Entre los trabajos de revisión más relevantes se encuentra el de Fraccascia et al. [13], que clasifica 96 casos reales de sinergias energéticas en categorías según el tipo de flujo y el mecanismo de aprovechamiento, constituyendo una de las referencias más completas para el análisis de la SIE. Chertow y Park [8] ofrecen una perspectiva histórica de la evolución del campo entre 1989 y 2014, mostrando el crecimiento sostenido de las publicaciones y la diversificación temática desde estudios de caso hacia modelos cuantitativos y propuestas metodológicas. Butturi et al. [7] analizan específicamente la integración de energías renovables en EIPs y contextos urbano-industriales. Wadström et al. [41] amplían el análisis hacia los resultados de la SI, incorporando dimensiones económicas, ambientales y sociales en un marco integrador. Mestizo-Caro et al. [26] aportan una síntesis del campo de los modelos matemáticos aplicados al diseño de redes de SI, identificando tendencias, vacíos y desafíos metodológicos. Este trabajo es particularmente relevante para contextualizar los modelos de optimización dentro de un entorno real en el que las decisiones dependen de variables técnicas, organizativas y regulatorias. Mallawaarachchi et al. [24] y Simões y Vaz Júnior [37] analizan la SI desde perspectivas institucionales y vinculadas al hidrógeno verde, respectivamente, mostrando que la SI no se reduce a intercambios técnicos sino que involucra dimensiones sociales y de gobernanza. Patricio et al. [31] desarrollan un método sistemático para identificar oportunidades de SI a partir de datos estadísticos, con el objetivo de reducir los costos de transacción y facilitar la detección de sinergias sin necesidad de compartir información sensible.

La literatura revisada confirma que la SIE es un campo en consolidación, con un interés creciente y herramientas metodológicas cada vez más desarrolladas. La mayoría de los estudios se concentra en EIPs, con enfoques que evolucionan desde el diseño estático de redes hacia modelos integrados que incorporan incertidumbre, múltiples períodos y objetivos. Los problemas de lot-sizing en SI, si bien escasos en la literatura, representan una línea de investigación prometedora que conecta la planificación operativa con las sinergias energéticas. En este contexto, la extensión de estos modelos al caso multiproducto con selección de proveedores y variabilidad energética renovable puede contribuir a abordar aspectos aún poco explorados en la literatura.

## 2.6. Sistemas Power-to-Methanol y producción de e-metanol

Los sistemas PtX consisten en la conversión de electricidad renovable, típicamente excedentes de generación eólica o solar, en vectores energéticos o productos químicos de valor. Como ilustra la Figura 2.2, en un sistema energético descarbonizado a 2050 la electricidad renovable, proyectada en 120.000 TWh/a frente a los 25.000 TWh/a actuales [19], se bifurca en dos grandes flujos. Por un lado, la electricidad de alto valor, aquella cuya generación coincide con períodos de alta demanda en la red y cuyo uso directo resulta más eficiente que su conversión en otros vectores, se destina a sectores electrificables como el transporte, la calefacción o la industria en general. Por otro lado, los excedentes de menor valor, correspondientes a la generación renovable que supera la demanda instantánea de la red y que de otro modo se desperdiciaría, alimentan procesos de electrólisis para producir H<sub>2</sub> verde, en volúmenes proyectados de entre 500 y 600 Mt/a [19]. Este H<sub>2</sub> y sus derivados se orientan hacia sectores de difícil electrificación directa, como la industria química, la producción de acero, el transporte marítimo de larga distancia y la aviación [19]. Esta tecnología cumple un doble rol: por un lado, permite gestionar los excedentes de generación que de otro modo se desperdiciarían; por otro, produce insumos que pueden sustituir combustibles fósiles en sectores de difícil electrificación directa. La integración de sistemas PtX en esquemas de SI constituye un caso de SIE: los excedentes eléctricos renovables de un actor se convierten en insumos para otro, estableciendo un flujo energético-material que genera valor para ambas partes y reduce las emisiones netas del sistema [37].

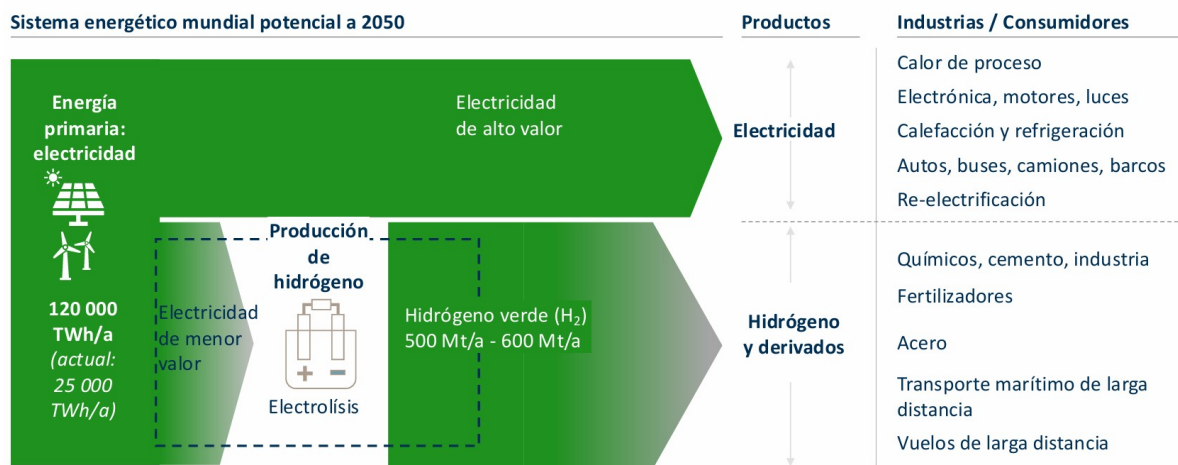
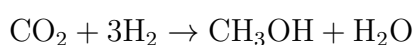


Figura 2.2: Esquema del rol de los sistemas Power-to-X en un sistema energético descarbonizado. Fuente: material proporcionado por la empresa. Reproducido con autorización.

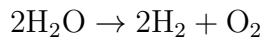
El Power-to-Methanol (PtM) es una ruta PtX específica en la que el hidrógeno verde, producido mediante electrólisis del agua con electricidad renovable, reacciona con CO<sub>2</sub> para producir metanol sintético, denominado e-metanol. La reacción global de síntesis es:



En términos másicos, 44 kg de CO<sub>2</sub> y 6 kg de H<sub>2</sub> producen 32 kg de e-metanol y 18 kg de agua [15, 30]. Estas proporciones constituyen la base de los sistemas PtM y pueden verse afectadas en la práctica por conversiones incompletas, recirculaciones y pérdidas de proceso. El e-metanol puede emplearse como combustible, solvente o materia prima para

la industria química, representando una alternativa de descarbonización para sectores que requieren portadores de energía densos.

La electrólisis del agua, de acuerdo con la reacción:



establece una relación fija entre la producción de  $\text{H}_2$  y la coproducción de  $\text{O}_2$ : en términos másicos, por cada kilogramo de  $\text{H}_2$  producido se generan 8 kilogramos de  $\text{O}_2$  [35]. El aprovechamiento del  $\text{O}_2$  coproducido como insumo en otros procesos. En particular, la oxidación de biomasa, es un elemento central en configuraciones PtX integradas, al contribuir a una mayor eficiencia global del sistema y establecer una sinergia directa en el marco de la SIE.

La oxidación es una tecnología en la cual el combustible se quema utilizando  $\text{O}_2$  de alta pureza, generando una corriente gaseosa compuesta principalmente por  $\text{CO}_2$  y vapor de agua. Esta característica simplifica significativamente los procesos de separación y captura de  $\text{CO}_2$ , respecto a la combustión convencional en aire donde el  $\text{N}_2$  diluye los gases de escape [32, 35]. Cuando la biomasa utilizada es de origen forestal (biomasa lignocelulósica), el  $\text{CO}_2$  generado es biogénico, lo que habilita escenarios de neutralidad de carbono o incluso emisiones netas negativas cuando el  $\text{CO}_2$  capturado se utiliza para producir e-metanol que sustituye combustibles fósiles. La biomasa lignocelulósica se representa mediante una fórmula empírica promedio en base seca y libre de cenizas ( $\text{C}_x\text{H}_y\text{O}_u$ ), y la relación másica entre carbono consumido y  $\text{CO}_2$  generado es  $m_{\text{CO}_2}/m_C = 44/12$  [25, 35].

El contenido de humedad de la biomasa es un parámetro crítico para el sistema. Cuando supera ciertos valores umbral, se requiere un proceso de presecado previo a la oxidación para garantizar condiciones de operación estables y eficientes. Este secado puede realizarse aprovechando el vapor generado en la propia caldera, constituyendo un consumo energético adicional que compite con otros usos térmicos internos y que debe ser considerado explícitamente en el balance global del sistema [25, 32, 35]. El conjunto de estas relaciones estequiométricas y energéticas, electrólisis, oxidación, síntesis de metanol y secado de biomasa, configura el sistema de balances que sustenta el modelo de optimización desarrollado en este trabajo.

A modo de resumen, el presente capítulo muestra que la simbiosis industrial basada en energía es un campo de estudio en crecimiento, en particular hay oportunidades de abordar aplicaciones de problemas de lot-sizing en los que existan múltiples productos y múltiples proveedores que se enlacen en la cadena productiva. La cadena productiva del e-metanol parece ser un buen caso de estudio para la SIE por su complejidad y por utilizar los excedentes tanto eléctricos renovables como de materiales para que estos se conviertan en insumos para producir combustibles sintéticos. En este contexto, los trabajos de Suzanne et al. [38], Lin et al. [22] y Laio y Gicquel [21] resultan centrales para abordar este tipo de problemáticas.

# Capítulo 3

## Descripción del problema y formulación del modelo

En este capítulo se presenta el caso de estudio considerado y la formulación matemática propuesta para su análisis. A partir del marco teórico, se define un problema de planificación asociado a la operación de una planta PtM integrada con producción local de  $\text{CO}_2$  a partir de biomasa y abastecimiento externo de insumos. En primer lugar, se describe el sistema desde un punto de vista operativo y tecnológico, identificando los principales flujos de materia y energía y los supuestos adoptados. Luego, se desarrolla la formulación MILP que permite representar formalmente las decisiones de abastecimiento, producción y almacenamiento del sistema.

### 3.1. Descripción del problema

En el contexto de la transición energética y el desarrollo del  $\text{H}_2$  verde, se estudia la operación de una planta PtM dedicada a la producción de e-metanol. El e-metanol se obtiene a partir de la reacción entre  $\text{H}_2$  verde y  $\text{CO}_2$ , por lo que el correcto abastecimiento y coordinación de estos insumos es clave para el funcionamiento del sistema. El objetivo del caso es describir el problema de planificación de la planta a lo largo de varios períodos discretos de tiempo. La planta debe satisfacer una demanda de e-metanol conocida y variable en el tiempo, establecida por contratos comerciales, la cual debe cumplirse en plazo. El sistema opera bajo una lógica make-to-stock, permitiendo el almacenamiento tanto de materias primas ( $\text{CO}_2$  y biomasa) como de producto terminado (e-metanol), sujetos a capacidades máximas y costos de mantenimiento del inventario. Para producir e-metanol es necesario coordinar los flujos de  $\text{H}_2$ ,  $\text{CO}_2$  y energía eléctrica. El foco del problema se centra en cómo abastecer  $\text{CO}_2$  y energía para cumplir la demanda de e-metanol al menor costo posible.

En la Figura 3.1 se presenta el diagrama de proceso de la planta PtM para la producción de e-metanol. El esquema representa los principales flujos de materia y energía del sistema. Si bien en el diagrama se representa el consumo de agua tanto en el electrolizador como en la caldera, únicamente el agua asociada a la generación de vapor en la caldera de oxicombustión se considera explícitamente en el problema de planificación.

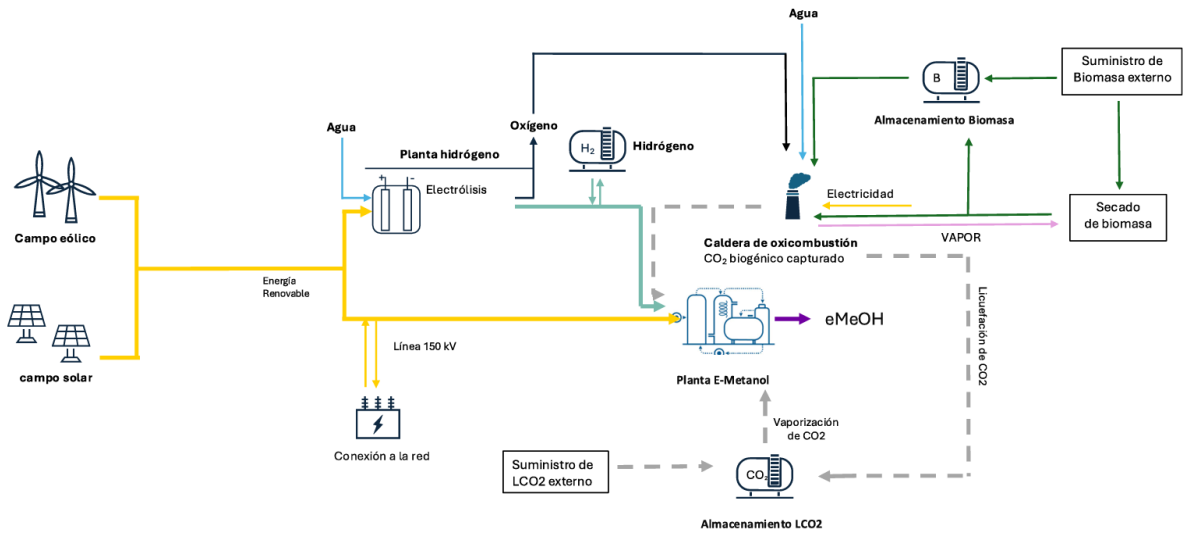


Figura 3.1: Diagrama de proceso de la planta de PtM para la producción de e-metanol. Fuente: Elaboración propia.

Las flechas representan los distintos flujos de materia y energía del sistema. Las flechas en color amarillo corresponden a flujos de energía eléctrica. Las flechas en color verde representan los flujos de biomasa desde el suministro externo hacia el almacenamiento y su posterior alimentación a la caldera de oxidación. Las flechas en color celeste indican flujos de agua. Las líneas en color verde claro indican los flujos de  $H_2$  producidos en el electrolizador y enviados a la unidad de síntesis de e-metanol. Las flechas en color gris representan flujos de  $CO_2$ , incluyendo su almacenamiento, licuefacción y vaporización. Las flechas en color negro corresponden a flujos de  $O_2$  provenientes del electrolizador hacia la caldera de oxidación. Las flechas en color rosado representan los flujos de vapor de agua generados en la caldera. La flechas en color violeta indica el flujo del producto final, e-metanol.

## Abastecimiento de $CO_2$

La planta dispone de múltiples proveedores externos de  $CO_2$  licuado ( $LCO_2$ ), cada uno con capacidades y costos específicos en cada período. Se asume que los tiempos de entrega son nulos, por lo que toda compra realizada en un período se encuentra disponible en ese mismo período para su uso o almacenamiento. El  $CO_2$  adquirido puede seguir dos destinos operativos. Por un lado, puede vaporizarse y utilizarse directamente en la síntesis de e-metanol. Este proceso implica pérdidas asociadas al manejo y al cambio de fase, representadas mediante un factor de boil-off, que reduce la cantidad de  $CO_2$  efectivamente disponible para la reacción. Por otro lado, el  $CO_2$  puede almacenarse en estado líquido en tanques criogénicos, permitiendo trasladar disponibilidad entre períodos. En este caso, se asume que el almacenamiento líquido no presenta pérdidas significativas, de modo que el  $CO_2$  conservado puede utilizarse íntegramente en períodos futuros.

Además de la compra externa de  $CO_2$ , la planta cuenta con la opción de producir  $CO_2$  localmente mediante una caldera de oxidación. Esta caldera utiliza biomasa como combustible y  $O_2$  como agente oxidante. En el caso de la generación local de  $CO_2$ , luego de la oxidación se obtiene una corriente gaseosa rica en  $CO_2$  que debe ser acondicionada antes de su uso. En este estudio no se considera en detalle la tecnología específica de captura y purificación; en su lugar, el proceso se representa mediante pará-

metros agregados de eficiencia y costo, lo que constituye una simplificación adecuada del sistema real. El  $\text{CO}_2$  producido localmente puede utilizarse directamente en la síntesis de e-metanol dentro del mismo período, cerrando un ciclo local de producción y consumo. Alternativamente, parte del  $\text{CO}_2$  puede enviarse a una unidad de licuefacción y almacenarse como  $\text{CO}_2$  líquido para su uso en períodos futuros. Esta opción permite desacoplar temporalmente la producción local de la demanda de síntesis, aunque introduce consumos adicionales de energía y pérdidas asociadas al cambio de fase. La operación de la caldera de oxidación presenta además dos características relevantes para la planificación. En primer lugar, existe un consumo energético fijo asociado al arranque de la caldera, independiente de la cantidad de biomasa procesada, que se incurre cada vez que se decide operar la unidad en un período. En segundo lugar, el proceso está vinculado a la generación de vapor. Para operar, se agrega agua a la caldera y la cantidad de vapor generado depende tanto de la cantidad de agua alimentada como del calor disponible, el cual está directamente relacionado con la cantidad de biomasa consumida y su humedad. A mayor humedad, mayor fracción de la energía se destina a evaporación, reduciendo la eficiencia global del sistema.

## Abastecimiento de biomasa

La biomasa puede provenir de distintos proveedores, cada uno con disponibilidad y costo propios en cada período. Una vez recibida en planta, la biomasa puede consumirse directamente en la caldera o almacenarse para su uso posterior. El inventario de biomasa se representa de forma agregada, sin distinguir por proveedor y se asume que no presenta pérdidas durante el almacenamiento en el horizonte de planificación considerado. Un aspecto clave de la biomasa es su contenido de humedad, parámetro que tiene un impacto directo sobre la eficiencia del proceso de oxidación y sobre la cantidad de energía requerida para la generación de vapor. En el problema se consideran rangos discretos de humedad de la biomasa. Su contenido de humedad se modela mediante rangos discretos predefinidos (por ejemplo, 0 %, 10 %, 20 %, 30 %, 40 %, 50 % y 60 %). Cada partida se clasifica en uno de estos niveles al momento de su adquisición y se asume que la humedad no varía durante el almacenamiento. Se asume que una humedad cercana al 10 % corresponde a una condición óptima de operación, mientras que valores de hasta 40 % se consideran aceptables y considerados como biomasa seca. Para humedades superiores al 40 %, se asume la necesidad de un presecado previo a la combustión. No se aceptan aceptables ni se consideran para compra, biomasa con humedad mayor a 70 %. El presecado puede realizarse utilizando parte del vapor generado en la propia caldera. Dado que la biomasa se almacena en condiciones controladas, se asume que, en horizontes de planificación cortos, la humedad de la biomasa no varía durante el almacenamiento.

## Abastecimiento de $\text{O}_2$ , $\text{H}_2$ y energía eléctrica

El  $\text{O}_2$  requerido por la oxidación surge como subproducto del electrolizador que produce  $\text{H}_2$  verde. La producción de  $\text{H}_2$  se ajusta en función de la demanda de e-metanol y no se considera almacenamiento de  $\text{H}_2$ . Esta suposición implica que toda la producción de  $\text{H}_2$  en un período debe destinarse íntegramente a la síntesis de e-metanol en ese mismo período. Si el  $\text{O}_2$  generado no se utiliza en la caldera, se libera a la atmósfera, por lo que la disponibilidad de  $\text{O}_2$  para la producción local de  $\text{CO}_2$  queda directamente vinculada al nivel de operación del electrolizador.

En cuanto a la energía eléctrica, la planta dispone de dos fuentes. La primera es la

generación renovable propia, cuya disponibilidad es limitada y variable en cada período. La segunda es la compra de energía a la red eléctrica, que se asume disponible con restricciones de capacidad. Se asume que no existe posibilidad de vender excedentes de energía renovable a la red, por lo que toda la generación propia disponible puede ser utilizada internamente o simplemente no aprovechada, sin valor de rescate asociado. La electricidad se utiliza para operar el electrolizador, los sistemas asociados al acondicionamiento del CO<sub>2</sub> local y el reactor de síntesis de e-metanol.

## Estructura de costos, supuestos y simplificaciones

El problema incorpora costos variables, como la compra de CO<sub>2</sub>, biomasa, agua y energía eléctrica, y costos fijos asociados al arranque del reactor de e-metanol, la caldera de oxidación y el secado de biomasa (costos de setup). Los costos fijos de almacenamiento de CO<sub>2</sub>, biomasa y e-metanol reflejan el compromiso entre operar de manera ajustada a la demanda o acumular inventarios para cubrir necesidades futuras. El caso plantea un problema de planificación multiperíodo donde se decide, en cada período, cuánto comprar, producir, almacenar y consumir de cada insumo, capturando los principales compromisos tecnológicos, energéticos y logísticos de una simbiosis industrial basada en energía en un contexto PtM. Desde el punto de vista operativo, en cada período el proceso sigue una secuencia definida. En primer lugar, se produce H<sub>2</sub> mediante electrólisis del agua, generándose simultáneamente O<sub>2</sub> como subproducto. Si se decide producir CO<sub>2</sub> localmente, el O<sub>2</sub> alimenta la caldera de oxidación, donde la biomasa es convertida en una corriente rica en CO<sub>2</sub>. Finalmente, con la disponibilidad de H<sub>2</sub> y CO<sub>2</sub> ya sea externo o local, se lleva a cabo la síntesis de e-metanol. El e-metanol producido se utiliza para satisfacer la demanda del período y el excedente, si existe, se almacena. Desde el punto de vista temporal, cada período comienza con los inventarios heredados del período anterior. Luego se registran las compras, se ejecutan las decisiones de producción y finalmente se satisface la demanda. El inventario final del período se determina como el inventario inicial más las compras y la producción realizadas en el período menos los consumos y la demanda satisfecha, quedando disponible para el período siguiente.

El objetivo del problema consiste en minimizar el costo total de operación del sistema a lo largo del horizonte de planificación satisfaciendo la demanda en cada período. Este costo incluye los costos variables asociados a la compra de CO<sub>2</sub> y biomasa, el consumo de energía eléctrica (renovable y de red), el uso de agua, los costos variables de producción de CO<sub>2</sub> local y de e-metanol, así como los costos fijos y variables de almacenamiento de los distintos inventarios. Asimismo, se incorporan costos fijos asociados a la activación de las unidades productivas (síntesis de e-metanol, producción local de CO<sub>2</sub> y secado de biomasa) y costos fijos por mantenimiento de inventarios cuando estos se encuentran activos en un período.

Cabe aclarar que la operación de la caldera de oxidación no tiene como objetivo primario la generación de CO<sub>2</sub> para la síntesis de e-metanol. En línea con los criterios de cumplimiento RFNBO, la combustión de biomasa se considera principalmente como un proceso de generación de energía térmica para la planta. El vapor producido constituye el objetivo principal de la operación de la caldera y puede utilizarse para cubrir requerimientos energéticos internos, incluyendo el presecado de biomasa y otras necesidades térmicas del sistema. La corriente rica en CO<sub>2</sub> generada como resultado de la combustión se considera un subproducto del proceso térmico. Si bien dicho CO<sub>2</sub> puede ser acondicionado y utilizado en la síntesis de e-metanol, su producción no constituye la finalidad principal de

la caldera. En este estudio, la valorización del vapor como fuente energética se modela de forma agregada, y no se analiza en detalle el destino específico del vapor más allá de su posible uso en el secado y en los procesos asociados a la captura y acondicionamiento del CO<sub>2</sub>.

A continuación, se presenta el modelado matemático del problema de planificación de la planta PtM descrito anteriormente.

## 3.2. Modelo para abastecimiento de CO<sub>2</sub>, biomasa y operación PtM

A partir del caso de descrito en la Sección 3.1, se formula un problema de planificación cuyo objetivo es determinar, en cada período del horizonte de planificación, las decisiones de abastecimiento, producción, almacenamiento y activación de unidades, que minimizan el costo total del sistema. El modelo integra las distintas alternativas de suministro de CO<sub>2</sub> (compra externa o producción local mediante oxcombustión), el abastecimiento de biomasa con diferentes niveles de humedad, la producción de e-metanol para satisfacer la demanda, la operación del electrolizador para la producción de H<sub>2</sub> y O<sub>2</sub> y la gestión de los recursos energéticos disponibles. También contempla explícitamente las posibilidades de almacenamiento de CO<sub>2</sub>, biomasa y e-metanol, permitiendo desacoplar temporalmente oferta y demanda. La formulación incluye balances de materia y energía, restricciones de capacidad de las unidades, costos variables y fijos de operación, y variables binarias asociadas a la activación de procesos. A continuación se presenta la formulación matemática detallada.

### Conjuntos e índices

- $\mathcal{T} = \{1, \dots, T\}$ : conjunto de períodos operativos del horizonte de planificación, con subíndice  $t$ , y  $T \in \mathbb{N}$  el número total de períodos.
- $\mathcal{T}_0 = \{0, 1, \dots, T\}$ : conjunto de períodos incluyendo el período inicial, con subíndice  $t$ .
- $\mathcal{S}$ : conjunto de proveedores externos de CO<sub>2</sub> licuado, con subíndice  $s$ .
- $\mathcal{B}$ : conjunto de proveedores de biomasa, con subíndice  $b$ .
- $\mathcal{H}$ : conjunto de rangos discretos de humedad de la biomasa, con subíndice  $h$ .
- $\mathcal{H}^{wet} \subseteq \mathcal{H}$ : subconjunto de rangos de humedad que requieren secado, con subíndice  $h'$ .
- $\mathcal{H}^{dry} \subseteq \mathcal{H}$ : subconjunto de rangos de humedad objetivo con subíndice  $h''$ .

### Parámetros

Sea  $T \in \mathbb{N}$  el número total de períodos del horizonte de planificación

- $D_t^{MeOH}$ : demanda de e-metanol en el período  $t$ , en toneladas (t).

- $\alpha^{CO_2}$ : requerimiento de CO<sub>2</sub> por unidad de e-metanol, en toneladas de CO<sub>2</sub> por tonelada de e-metanol (tCO<sub>2</sub>/tMeOH).
- $\alpha^{H_2}$ : requerimiento de H<sub>2</sub> por unidad de e-metanol, en toneladas de H<sub>2</sub> por tonelada de e-metanol (tH<sub>2</sub>/tMeOH).
- $\bar{L}_{s,t}^{CO_2}$ : capacidad de suministro del proveedor  $s$  en el período  $t$ , en toneladas (t).
- $\bar{L}_{b,t,h}^{Bio}$ : disponibilidad de biomasa del origen  $b$  con humedad  $h$  en el período  $t$ , en toneladas (t).
- $\bar{L}_t^{ERen}$ : disponibilidad de energía renovable propia en el período  $t$ , en MWh.
- $\bar{L}_t^{ERed}$ : disponibilidad de energía de red en el período  $t$ , en MWh.
- $\bar{P}_t^{CO_2}$ : capacidad máxima de producción local de CO<sub>2</sub> en el período  $t$ , en toneladas (t).
- $\bar{P}_t^{MeOH}$ : capacidad de producción de e-metanol en el período  $t$ , en toneladas (t).
- $\bar{A}^{CO_2}$ : capacidad de almacenamiento de CO<sub>2</sub> líquido, en toneladas (t).
- $\bar{A}^{Bio}$ : capacidad de almacenamiento de biomasa, en toneladas (t).
- $\bar{A}^{MeOH}$ : capacidad de almacenamiento de e-metanol, en toneladas (t).
- $\rho^{CO_2}$ : rendimiento de CO<sub>2</sub> local, en toneladas de CO<sub>2</sub> por tonelada de biomasa (tCO<sub>2</sub>/tBio).
- $\lambda^{vap}$ : fracción de pérdidas por vaporización de LCO<sub>2</sub>, adimensional.
- $\lambda^{liq}$ : fracción de pérdidas por licuefacción del CO<sub>2</sub> local, adimensional.
- $\gamma^{O_2}$ : generación de O<sub>2</sub> por electrólisis, en toneladas de O<sub>2</sub> por tonelada de H<sub>2</sub> (tO<sub>2</sub>/tH<sub>2</sub>).
- $\beta^{O_2}$ : requerimiento de O<sub>2</sub> en la oxicomustión, en toneladas de O<sub>2</sub> por tonelada de CO<sub>2</sub> producido (tO<sub>2</sub>/tCO<sub>2</sub>).
- $e^{H_2}$ : consumo eléctrico del electrolizador, en MWh por tonelada de H<sub>2</sub> (MWh/tH<sub>2</sub>).
- $e^{CO_2}$ : consumo eléctrico para producción local de CO<sub>2</sub>, en MWh por tonelada de CO<sub>2</sub> (MWh/tCO<sub>2</sub>).
- $e^{MeOH}$ : consumo eléctrico del reactor de metanol, en MWh por tonelada de metanol (MWh/tMeOH).
- $c_{s,t}^{CO_2}$ : costo de compra de CO<sub>2</sub> al proveedor  $s$  en el período  $t$ , en dólares por tonelada (\$/t).
- $c_{b,t,h}^{Bio}$ : costo de biomasa del proveedor  $b$  con humedad  $h$  en el período  $t$ , en dólares por tonelada (\$/t).
- $c_t^{ProdCO_2}$ : costo variable de producción local de CO<sub>2</sub> en el período  $t$ , en dólares por tonelada (\$/t).

- $c_t^{ProdMeOH}$ : costo variable de producción de e-metanol en el período  $t$ , en dólares por tonelada (\$/t).
- $c_h^{dry}$ : costo variable de secado de biomasa con humedad  $h'$ , en dólares por tonelada de biomasa (\$/tBio).
- $f^{CO2,loc}$ : costo fijo de setup de la caldera de oxicombustion, en dólares (\$).
- $f^{prodMeOH}$ : costo fijo de setup del reactor de e-metanol, en dólares (\$).
- $f_t^{dry}$ : costo fijo de setup del proceso de secado de biomasa en el período  $t$ , en dólares (\$).
- $F_{s,t}^{buyCO2}$ : costo fijo por comprarle CO<sub>2</sub> al proveedor  $s$  en el periodo  $t$  (\$).
- $F_{b,t}^{buyBio}$ : costo fijo por comprarle al proveedor  $b$  en el periodo  $t$  (\$).
- $h_t^{MeOH}$ : costo variable de inventario de e-metanol en el período  $t$ , en dólares por tonelada y período (\$/t·MeOH).
- $h_t^{Bio}$ : costo variable de inventario de biomasa en el período  $t$ , en dólares por tonelada y período (\$/t·bio).
- $h_t^{CO2}$ : costo variable de inventario de CO<sub>2</sub> en el período  $t$ , en dólares por tonelada y período (\$/t·CO<sub>2</sub>).
- $c_t^{ERen}$ : costo de energía renovable propia en el período  $t$ , en dólares por MWh (\$/MWh).
- $c_t^{ERed}$ : costo de energía de red en el período  $t$ , en dólares por MWh (\$/MWh).
- $w^W$ : requerimiento de agua por tonelada de biomasa, en metros cúbicos por tonelada (m<sup>3</sup>/tBio).
- $\overline{W}_t$ : disponibilidad de agua en el período  $t$ , en metros cúbicos (m<sup>3</sup>).
- $c_t^W$ : costo del agua en el período  $t$ , en dólares por metro cúbico (\$/m<sup>3</sup>).
- $\phi^V$ : conversión de agua a vapor, en toneladas de vapor por metro cúbico (tVapor/m<sup>3</sup>).
- $\kappa_{h',h''}$ : vapor requerido para secado de biomasa del rango  $h'$  a  $h''$ , en toneladas de vapor por tonelada de biomasa (tVapor/tBio).
- $\overline{Q}^{dry}$ : capacidad máxima de secado, en toneladas de biomasa por período (tBio).
- $e^{liq}$ : consumo eléctrico específico del proceso de licuefacción, en MWh por tonelada de CO<sub>2</sub> (MWh/tCO<sub>2</sub>).
- $e^{vap}$ : consumo eléctrico específico del proceso de vaporización, en MWh por tonelada de CO<sub>2</sub> (MWh/tCO<sub>2</sub>).

## VARIABLES DE DECISIÓN

- $x_t^{MeOH} \geq 0$ : cantidad de e-metanol producida en el período  $t$ , en toneladas (t).
- $I_t^{MeOH} \geq 0$ : cantidad de e-metanol almacenada en inventario en el período  $t$ , en toneladas (t).
- $q_{s,t}^{CO_2} \geq 0$ : cantidad de CO<sub>2</sub> comprada al proveedor  $s$  en el período  $t$ , en toneladas (t).
- $I_t^{CO_2} \geq 0$ : cantidad de CO<sub>2</sub> líquido almacenada en inventario en el período  $t$ , en toneladas (t).
- $v_t^{CO_2} \geq 0$ : cantidad de CO<sub>2</sub> vaporizada desde inventario en el período  $t$ , en toneladas (t).
- $x_t^{CO_2} \geq 0$ : cantidad de CO<sub>2</sub> producida localmente en el período  $t$ , en toneladas (t).
- $z_t^{CO_2} \geq 0$ : cantidad de CO<sub>2</sub> enviada a licuefacción en el período  $t$ , en toneladas (t).
- $q_{b,t,h}^{Bio} \geq 0$ : cantidad de biomasa comprada al proveedor  $b$  con humedad  $h$  en el período  $t$ , en toneladas (t).
- $I_{t,h}^{Bio} \geq 0$ : cantidad de biomasa almacenada en inventario con humedad  $h$  en el período  $t$ , en toneladas (t).
- $u_{t,h}^{Bio} \geq 0$ : cantidad de biomasa consumida con humedad  $h$  en el período  $t$ , en toneladas (t).
- $x_t^{H_2} \geq 0$ : cantidad de H<sub>2</sub> producida en el período  $t$ , en toneladas (t).
- $u_t^{ERen} \geq 0$ : cantidad de energía eléctrica consumida desde fuentes propias en el período  $t$ , en MWh.
- $u_t^{ERed} \geq 0$ : cantidad de energía eléctrica comprada a la red en el período  $t$ , en MWh.
- $u_t^W \geq 0$ : cantidad de agua consumida en el período  $t$ , en metros cúbicos (m<sup>3</sup>).
- $x_t^V \geq 0$ : cantidad de vapor generado en el período  $t$ , en toneladas de vapor (tVapor).
- $u_t^{V,dry} \geq 0$ : cantidad de vapor utilizada para secado en el período  $t$ , en toneladas de vapor (tVapor).
- $d_{t,h',h''} \geq 0$ : cantidad de biomasa secada desde el rango de humedad  $h'$  hacia  $h''$  en el período  $t$ , en toneladas (t).
- $y_t^{CO_2,loc} \in \{0, 1\}$ : 1 si se activa producción local de CO<sub>2</sub> en  $t$ , 0 en caso contrario.
- $y_t^{MeOH} \in \{0, 1\}$ : 1 si se activa producción de e-metanol en  $t$ , 0 en caso contrario.
- $y_t^{dry} \in \{0, 1\}$ : 1 si se activa el secado de biomasa en  $t$ , 0 en caso contrario.
- $y_{s,t}^{buyCO_2} \in \{0, 1\}$ : 1 si se compra CO<sub>2</sub> al proveedor  $s$  en el período  $t$ , 0 en caso contrario.
- $y_{b,t}^{buyBio} \in \{0, 1\}$ : 1 si se compra biomasa al proveedor  $b$  en el período  $t$ , 0 en caso contrario.

## Formulación matemática

$$\begin{aligned}
\text{mín} \quad & \sum_{t \in \mathcal{T}} \left[ \sum_{s \in \mathcal{S}} \left( c_{s,t}^{CO2} q_{s,t}^{CO2} + F_{s,t}^{buyCO2} y_{s,t}^{buyCO2} \right) \right. \\
& + \sum_{b \in \mathcal{B}} \sum_{h \in \mathcal{H}} c_{b,t,h}^{Bio} q_{b,t,h}^{Bio} + \sum_{b \in \mathcal{B}} F_{b,t}^{buyBio} y_{b,t}^{buyBio} \\
& + c_t^{ProdCO2} x_t^{CO2} + c_t^{ProdMeOH} x_t^{MeOH} \\
& + f^{CO2,loc} y_t^{CO2,loc} + f^{prodMeOH} y_t^{MeOH} + f^{dry} y_t^{dry} \\
& + h_t^{CO2} I_t^{CO2} + \sum_{h \in \mathcal{H}} h_t^{Bio} I_{t,h}^{Bio} + h_t^{MeOH} I_t^{MeOH} \\
& + c_t^{ERen} u_t^{ERen} + c_t^{ERed} u_t^{ERed} + c_t^W u_t^W \\
& \left. + \sum_{h' \in \mathcal{H}^{wet}} \sum_{h'' \in \mathcal{H}^{dry}} c_h^{dry} d_{t,h',h''} \right] \tag{1}
\end{aligned}$$

Sujeto a:

$$I_t^{MeOH} = I_{t-1}^{MeOH} + x_t^{MeOH} - D_t^{MeOH}, \quad \forall t \in \mathcal{T} \tag{2}$$

$$I_t^{CO2} = I_{t-1}^{CO2} + \sum_{s \in \mathcal{S}} q_{s,t}^{CO2} + (1 - \lambda^{liq}) z_t^{CO2} - v_t^{CO2}, \quad \forall t \in \mathcal{T} \tag{3}$$

$$I_{t,h'}^{Bio} = I_{t-1,h'}^{Bio} + \sum_{b \in \mathcal{B}} q_{b,t,h'}^{Bio} - u_{t,h'}^{Bio} - \sum_{h'' \in \mathcal{H}^{dry}} d_{t,h',h''}, \quad \forall t \in \mathcal{T}, \forall h' \in \mathcal{H}^{wet} \tag{4}$$

$$I_{t,h''}^{Bio} = I_{t-1,h''}^{Bio} + \sum_{b \in \mathcal{B}} q_{b,t,h''}^{Bio} - u_{t,h''}^{Bio} + \sum_{h' \in \mathcal{H}^{wet}} d_{t,h',h''}, \quad \forall t \in \mathcal{T}, \forall h'' \in \mathcal{H}^{dry} \tag{5}$$

$$I_t^{MeOH} \leq \bar{A}^{MeOH}, \quad \forall t \in \mathcal{T} \tag{6}$$

$$I_t^{CO2} \leq \bar{A}^{CO2}, \quad \forall t \in \mathcal{T} \tag{7}$$

$$\sum_{h \in \mathcal{H}} I_{t,h}^{Bio} \leq \bar{A}^{Bio}, \quad \forall t, h \in \mathcal{T}, h \in \mathcal{H} \tag{8}$$

$$x_t^{MeOH} \leq \bar{P}_t^{MeOH} y_t^{MeOH}, \quad \forall t \in \mathcal{T} \tag{9}$$

$$x_t^{CO2} \leq \bar{P}^{CO2} y_t^{CO2,loc}, \quad \forall t \in \mathcal{T} \tag{10}$$

$$\sum_{h' \in \mathcal{H}^{wet}} \sum_{h'' \in \mathcal{H}^{dry}} d_{t,h',h''} \leq \bar{Q}^{dry} y_t^{dry}, \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (11)$$

$$q_{s,t}^{CO2} \leq \bar{L}_{s,t}^{CO2} y_{s,t}^{buyCO2}, \quad \forall s \in \mathcal{S}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (12)$$

$$q_{b,t,h}^{Bio} \leq \bar{L}_{b,t,h}^{Bio} y_{b,t}^{buyBio}, \quad \forall b \in \mathcal{B}, \forall t \in \mathcal{T}, \forall h \in \mathcal{H} \quad (13)$$

$$\alpha^{CO2} x_t^{MeOH} \leq (1 - \lambda^{vap}) v_t^{CO2} + (x_t^{CO2} - z_t^{CO2}), \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (14)$$

$$z_t^{CO2} \leq x_t^{CO2}, \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (15)$$

$$x_t^{CO2} \leq \rho^{CO2} \sum_{h \in \mathcal{H}} u_{t,h}^{Bio}, \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (16)$$

$$x_t^{H2} = \alpha^{H2} x_t^{MeOH}, \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (17)$$

$$\beta^{O2} x_t^{CO2} \leq \gamma^{O2} x_t^{H2}, \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (18)$$

$$u_t^{ERen} \leq \bar{L}_t^{ERen}, \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (19)$$

$$u_t^{ERed} \leq \bar{L}_t^{ERed}, \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (20)$$

$$u_t^{ERen} + u_t^{ERed} \geq e^{H2} x_t^{H2} + e^{CO2} x_t^{CO2} + e^{liq} z_t^{CO2} + e^{vap} v_t^{CO2} + e^{MeOH} x_t^{MeOH} \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (21)$$

$$u_t^W \geq w^W \sum_{h \in \mathcal{H}} u_{t,h}^{Bio}, \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (22)$$

$$u_t^W \leq \bar{W}_t, \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (23)$$

$$x_t^V = \phi^V u_t^W, \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (24)$$

$$u_t^{V,dry} \geq \sum_{h' \in \mathcal{H}^{wet}} \sum_{h'' \in \mathcal{H}^{dry}} \kappa_{h',h''} d_{t,h',h''}, \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (25)$$

$$x_t^V \geq u_t^{V,dry}, \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (26)$$

$$I_0^{MeOH} = \bar{I}_0^{MeOH} \quad (27)$$

$$I_0^{CO2} = \bar{I}_0^{CO2} \quad (28)$$

$$I_{0,h}^{Bio} = \bar{I}_{0,h}^{Bio}, \quad \forall h \in \mathcal{H} \quad (29)$$

$$u_{t,h'}^{Bio} = 0, \quad \forall t \in \mathcal{T}, \forall h' \in \mathcal{H}^{wet} \quad (30)$$

$$\begin{aligned} x_t^{MeOH}, x_t^{CO2}, z_t^{CO2}, v_t^{CO2}, x_t^{H2}, \\ u_t^{ERen}, u_t^{ERed}, u_t^W, x_t^V, u_t^{V,dry} \geq 0, \end{aligned} \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (31)$$

$$I_t^{MeOH}, I_t^{CO2} \geq 0, \quad \forall t \in \{0\} \cup \mathcal{T} \quad (32)$$

$$I_{t,h}^{Bio} \geq 0, \quad \forall t \in \{0\} \cup \mathcal{T}, \forall h \in \mathcal{H} \quad (33)$$

$$q_{s,t}^{CO2} \geq 0, \quad \forall s \in \mathcal{S}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (34)$$

$$q_{b,t,h}^{Bio} \geq 0, \quad \forall b \in \mathcal{B}, \forall t \in \mathcal{T}, \forall h \in \mathcal{H} \quad (35)$$

$$u_{t,h}^{Bio} \geq 0, \quad \forall t \in \mathcal{T}, \forall h \in \mathcal{H} \quad (36)$$

$$d_{t,h',h''} \geq 0, \quad \forall t \in \mathcal{T}, \forall h' \in \mathcal{H}^{wet}, \forall h'' \in \mathcal{H}^{dry} \quad (37)$$

$$y_t^{MeOH}, y_t^{CO2,loc}, y_t^{dry}, y_{b,t}^{buyBio}, y_{s,t}^{buyCO2} \in \{0, 1\}, \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (38)$$

La función objetivo, definida en (1), minimiza el costo total de operación del sistema a lo largo del horizonte de planificación. En esta función los primeros cuatro términos hacen referencia a los costos de compra de CO<sub>2</sub> y biomasa respectivamente. Dentro de ellos, una parte corresponde al costo variable de comprar, mientras que la otra al costo fijo.

Los siguientes dos términos hacen referencia a los costos variables de producción de CO<sub>2</sub> y metanol respectivamente, mientras que los siguientes tres hacen referencia a los costos de setup de cada uno de los procesos productivos, es decir, producción de CO<sub>2</sub>, producción de metanol y secado de la biomasa. Los siguientes tres términos corresponden a los costos de mantener inventario de CO<sub>2</sub>, biomasa y metanol. Los siguientes tres términos hacen referencia a los costos de la electricidad renovable, la electricidad de la red y el agua respectivamente. Finalmente, el último término corresponde al costo del secado de la biomasa. Las restricciones de inventario de e-metanol (2) modelan el balance de inventario bajo una lógica make-to-stock. Las restricciones (3) describen el balance de inventario de CO<sub>2</sub> líquido, incorporando compras externas, licuefacción de CO<sub>2</sub> local y re-

tiros para su utilización. Las restricciones (4) y (5) modelan los balances de inventario de biomasa diferenciados por rangos de humedad, incorporando compras, consumo y transformaciones mediante secado. Las restricciones (6), (7), (8) limitan la capacidad máxima de almacenamiento del metanol, CO<sub>2</sub> y biomasa respectivamente. Las restricciones (9) acotan la producción de e-metanol según la capacidad instalada y condicionan dicha producción a la activación del reactor mediante la variable binaria  $y_t^{MeOH}$ . Las restricciones (10) limitan la producción local de CO<sub>2</sub> a la capacidad de la unidad de oxicombustión, habilitándola únicamente cuando  $y_t^{CO_2,loc} = 1$ . Las restricciones (11) limitan la biomasa procesada en la unidad de secado según su capacidad máxima, activando el proceso solo cuando  $y_t^{dry} = 1$ . Las restricciones (12) limitan la cantidad de CO<sub>2</sub> adquirida a cada proveedor según su capacidad de suministro y habilitan la compra únicamente cuando se activa la variable binaria  $y_{s,t}^{buyCO_2}$ . Análogamente, las restricciones (13) acotan la compra de biomasa a la disponibilidad de cada proveedor y condicionan el abastecimiento a la activación de  $y_{b,t}^{buyBio}$ .

Las restricciones (14) garantizan la disponibilidad efectiva de CO<sub>2</sub> para la síntesis de metanol, considerando las pérdidas asociadas a la vaporización y la fracción de CO<sub>2</sub> local que no es licuada. Las restricciones (15) imponen que la cantidad de CO<sub>2</sub> enviada a licuefacción no exceda la producción local y las restricciones (16) vinculan la producción local de CO<sub>2</sub> con el consumo de biomasa mediante un rendimiento agregado.

Las restricciones (17) vinculan la producción de H<sub>2</sub> con la producción de e-metanol mediante una relación estequiométrica. Las restricciones (18) imponen la disponibilidad de O<sub>2</sub> como limitante para la producción local de CO<sub>2</sub>, modelando la integración entre electrólisis y oxicombustión. Las restricciones (19) y (20) limitan el uso de energía eléctrica según su fuente. Las restricciones (21) garantizan el balance energético total del sistema, cubriendo los consumos del electrolizador, la producción local de CO<sub>2</sub>, la síntesis de e-metanol y los procesos de cambio de fase (licuefacción y vaporización). Las restricciones (22) y (23) modelan el consumo y la disponibilidad de agua. Las restricciones (24) definen la generación de vapor en función del agua consumida. Las restricciones (25) vinculan el requerimiento de vapor con el proceso de secado, mientras que las restricciones (26) aseguran que el vapor disponible sea suficiente para cubrir dicho requerimiento.

Las condiciones iniciales correspondientes al inventario de metanol se imponen en (27), mientras que en (28) y (29) se imponen las condiciones iniciales del sistema para el inventario de CO<sub>2</sub> y biomasa. La restricción (30) impone que la biomasa húmeda no pueda ser consumida directamente en el proceso de combustión, forzando su paso previo por el bloque de secado. De este modo, se asegura que únicamente la biomasa seca pueda ingresar al proceso de producción local de CO<sub>2</sub>, reforzando la coherencia física y operativa del modelo. Las restricciones (31)–(38) definen el dominio de las variables del modelo, asegurando la no negatividad de los flujos e inventarios y la naturaleza binaria de las decisiones de activación y compra.

### 3.3. Validación del modelo

Se realizaron pruebas con distintos escenarios con el objetivo de validar el modelo matemático MILP presentado en la Sección 3.2. Para cada caso se definió un conjunto específico de parámetros de entrada y se comparó el resultado obtenido con el comportamiento esperado. En aquellos casos en que el resultado obtenido no coincidía con el esperado, se realizó un análisis detallado de las variables activas y las restricciones vin-

culadas, con el fin de identificar el origen del error y resolverlo. En tales situaciones se realizaron las modificaciones necesarias hasta lograr coherencia entre la representación matemática y el comportamiento esperado del sistema productivo.

En todos los casos de validación se trabajó con un horizonte de planificación discreto de tres períodos y con instancias de tamaño reducido, con el objetivo de facilitar la interpretación de los resultados y el análisis del comportamiento del modelo. Salvo que se indique explícitamente lo contrario en cada caso, se mantuvieron constantes:

- Los coeficientes estequiométricos de consumo de CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub> para la producción de e-metanol.
- Las relaciones técnicas entre producción de H<sub>2</sub> y generación de O<sub>2</sub>.
- La estructura de costos (producción, compra, activación y almacenamiento).
- Las restricciones de balance de masa, energía, agua y vapor.
- La disponibilidad suficiente de energía renovable y de red, de modo que no constituyeran un factor limitante no deseado.

En los casos donde se buscó evaluar la factibilidad física del sistema, se fijaron inventarios iniciales nulos y se controló explícitamente la capacidad de almacenamiento para evitar que el modelo compensara déficits mediante acumulación intertemporal no deseada. De esta manera, cada escenario permite ver el efecto del parámetro que se quiere validar, garantizando que los resultados obtenidos respondan exclusivamente al cambio introducido y no a interacciones no controladas entre restricciones. Los escenarios fueron resueltos utilizando GLPK (GNU Linear Programming Kit) mediante el lenguaje MathProg. Las instancias utilizadas para validación fueron de tamaño reducido, por lo que los tiempos de resolución resultaron despreciables. El resumen de todas las pruebas de validación realizadas está disponible en el Apéndice C. En este documento se describen los casos 1, 2, 4, 5, 7, 11, 12 y 14, seleccionados por su relevancia para el proceso de validación, mientras que los restantes también se encuentran disponibles en dicho apéndice.

A continuación se describen los principales casos considerados para la validación del modelo.

## Caso 1: Demanda nula de e-metanol

El objetivo de este caso es verificar que cuando se tiene una demanda de e-metanol nula en todos los períodos de planificación, el modelo no active procesos productivos ni incurra en costos evitables. Para ello, se fijó la demanda de e-metanol igual a cero en todos los períodos operativos:

$$D_t^{MeOH} = 0 \quad \forall t \in \mathcal{T}$$

manteniendo definidos los parámetros del modelo (capacidades, disponibilidades y costos) para el horizonte de análisis.

Dado que la función objetivo minimiza los costos totales del sistema, el comportamiento óptimo esperado es la inactividad del sistema productivo, obteniéndose un costo

mínimo igual a cero (o equivalente al costo de almacenamiento, en caso de inventarios iniciales positivos). Deben verificarse las siguientes condiciones:

$$\begin{aligned}
x_t^{MeOH} &= 0 & \forall t \in \mathcal{T} \\
y_t^{MeOH} &= 0 & \forall t \in \mathcal{T} \\
x_t^{H2} &= 0 & \forall t \in \mathcal{T} \\
x_t^{CO2} &= 0 & \forall t \in \mathcal{T} \\
q_{s,t}^{CO2} &= 0 & \forall s \in \mathcal{S}, \forall t \in \mathcal{T} \\
q_{b,t,h}^{Bio} &= 0 & \forall b \in \mathcal{B}, \forall h \in \mathcal{H}, \forall t \in \mathcal{T} \\
u_{t,h}^{Bio} &= 0 & \forall h \in \mathcal{H}, \forall t \in \mathcal{T} \\
d_{t,h',h''} &= 0 & \forall h' \in \mathcal{H}^{wet}, \forall h'' \in \mathcal{H}^{dry}, \forall t \in \mathcal{T}
\end{aligned}$$

Además, no deben activarse los procesos asociados:

$$\begin{aligned}
y_t^{CO2,loc} &= 0 & \forall t \in \mathcal{T} \\
y_t^{dry} &= 0 & \forall t \in \mathcal{T}
\end{aligned}$$

En cuanto a los inventarios, inicializando los valores como nulos, deberían mantenerse en cero durante todo el horizonte:

$$I_t^{MeOH} = I_t^{CO2} = I_{t,h}^{Bio} = 0 \quad \forall t \in \mathcal{T}, \forall h \in \mathcal{H}$$

En caso de existir inventarios iniciales positivos, estos deberían mantenerse constantes, generando únicamente los costos de almacenamiento correspondientes.

Al resolver el modelo bajo este escenario, se verificó que todas las variables de producción, compra, consumo, secado y activación tomaron valor cero, y que los inventarios permanecieron en sus valores iniciales. El costo total resultó igual a cero. Esto confirma que el modelo responde de forma correcta cuando la demanda es nula. Este caso permite validar que la función objetivo esté correctamente formulada y que en caso de que no hay demanda tampoco haya producción. Además permite validar que las variables de activación no se activan si no hay producción.

## Caso 2: Capacidad de almacenamiento nula

En este caso el objetivo es evaluar el comportamiento del modelo cuando no existe posibilidad de almacenar productos ni insumos entre períodos, forzando una operación just-in-time. Bajo este escenario, todo flujo de entrada debe consumirse en el mismo período y toda producción debe destinarse a satisfacer la demanda. Se fijaron las capacidades máximas de almacenamiento iguales a cero:

$$\bar{A}^{MeOH} = \bar{A}^{CO2} = \bar{A}^{Bio} = 0$$

Dado que las restricciones de capacidad imponen  $0 \leq I_t \leq \bar{A}$  y se ha fijado  $\bar{A} = 0$ , se obtiene necesariamente  $I_t = 0$  para todo período. En consecuencia, los balances de inventario:

$$I_t = I_{t-1} + \text{entradas}_t - \text{salidas}_t$$

se reducen a:

$$\text{entradas}_t = \text{salidas}_t,$$

eliminándose la posibilidad de acumulación entre periodos.

En este contexto, se analizaron dos subcasos.

### **Caso 2.A: Demanda a lo sumo igual a la capacidad de producción**

Se definió una demanda de e-metanol que puede ser satisfecha por la capacidad de producción disponible en cada período, de modo que la restricción de capacidad no resulte un factor limitante, es decir:

$$D_t^{MeOH} \leq \bar{P}_t^{MeOH} \quad \forall t \in \mathcal{T}$$

y se aseguró disponibilidad suficiente de insumos y energía en cada período. Dado que en este caso particular los inventarios están forzados a cero y el inventario inicial también es nulo, el balance de metanol:

$$I_t^{MeOH} = I_{t-1}^{MeOH} + x_t^{MeOH} - D_t^{MeOH}$$

implica que:

$$x_t^{MeOH} = D_t^{MeOH} \quad \forall t \in \mathcal{T}$$

Es decir, la producción debe coincidir exactamente con la demanda en cada período. Entonces se espera que no exista acumulación de inventario, no se generen excedentes de producción y que las compras de CO<sub>2</sub> y biomasa se ajusten estrictamente al consumo del período.

Al resolver el modelo bajo estas condiciones, se verificó que la producción coincidió exactamente con la demanda en cada período, que los inventarios permanecieron en cero durante todo el horizonte y que no se generaron excedentes. Esto confirma que los balances y las restricciones de capacidad funcionan correctamente cuando se elimina la posibilidad de almacenamiento.

### **Caso 2.B: Demanda superior a la capacidad de producción**

En este subcaso se definió una demanda de e-metanol tal que la demanda de producción supera la capacidad de producción establecida al menos en un periodo. Es decir:

$$D_t^{MeOH} > \bar{P}_t^{MeOH} \quad \text{para algún } t \in \mathcal{T}$$

manteniendo las capacidades de almacenamiento en cero. Dado que no es posible producir más que la capacidad máxima instalada en un período y tampoco es posible acumular producción de períodos anteriores, el balance de inventario obliga a que:

$$x_t^{MeOH} = D_t^{MeOH}$$

mientras que la restricción de capacidad impone:

$$x_t^{MeOH} \leq \bar{P}_t^{MeOH}$$

Cuando  $D_t^{MeOH} > \bar{P}_t^{MeOH}$ , estas dos condiciones resultan incompatibles. Por lo que se espera que la solución sea no factible.

Al resolver el modelo bajo este escenario, el problema resultó no factible, tal como se esperaba. Esto confirma que las restricciones de capacidad están correctamente implementadas, los balances de inventario no permiten compensar déficit mediante una acumulación inexistente por lo que el modelo responde de manera consistente ante estos escenarios.

#### Caso 4: Ausencia de proveedores de biomasa

En este caso se analiza el comportamiento del modelo cuando no existe disponibilidad de biomasa. Dado que la producción local de CO<sub>2</sub> está asociada al consumo de biomasa mediante el proceso de oxidación, la ausencia de este insumo elimina la posibilidad de generar CO<sub>2</sub> local.

Se fijó la disponibilidad de biomasa igual a cero:

$$\bar{I}_{b,t,h}^{Bio} = 0 \quad \forall b \in \mathcal{B}, \forall t \in \mathcal{T}, \forall h \in \mathcal{H}.$$

Además, se consideró inventario inicial nulo y capacidad de almacenamiento nula para biomasa:

$$I_{0,h}^{Bio} = 0, \quad \bar{A}^{Bio} = 0.$$

Bajo esta configuración, el modelo fuerza la no utilización de biomasa:

$$u_{t,h}^{Bio} = 0 \quad \forall t \in \mathcal{T}, \forall h \in \mathcal{H},$$

y, en consecuencia, la alternativa de producción local de CO<sub>2</sub> queda deshabilitada, verificándose en la solución que:

$$x_t^{CO2} = 0 \quad \forall t \in \mathcal{T}.$$

Bajo esta configuración se analizaron dos subcasos.

#### Caso 4.A: Sin biomasa pero con CO<sub>2</sub> externo suficiente

En este subcaso se aseguró disponibilidad suficiente de CO<sub>2</sub> externo en cada período:

$$\bar{L}_{s,t}^{CO_2} \geq \alpha^{CO_2} D_t^{MeOH} \quad \forall t \in \mathcal{T}.$$

Además, se fijaron inventarios iniciales nulos y capacidades de almacenamiento iguales a cero para e-metanol y CO<sub>2</sub>:

$$\bar{A}^{MeOH} = \bar{A}^{CO_2} = 0.$$

Dado que no existe biomasa, se espera que toda la producción de e-metanol se base exclusivamente en la compra de CO<sub>2</sub> externo. En este escenario se espera que no exista producción local de CO<sub>2</sub>, que el CO<sub>2</sub> utilizado en cada período provenga únicamente de compras externas y que la producción de e-metanol coincida exactamente con la demanda, al no existir posibilidad de almacenamiento.

Al resolver el modelo se obtuvo una solución óptima factible. Se verificó que:

$$x_t^{MeOH} = D_t^{MeOH} \quad \forall t \in \mathcal{T},$$

y que:

$$x_t^{CO_2} = 0, \quad u_{t,h}^{Bio} = 0 \quad \forall t \in \mathcal{T}, \forall h \in \mathcal{H},$$

confirmando que el modelo reconoce correctamente la imposibilidad de producir CO<sub>2</sub> local en ausencia de biomasa y ajusta el abastecimiento utilizando CO<sub>2</sub> externo.

#### Caso 4.B: Sin biomasa y con CO<sub>2</sub> externo insuficiente

En este subcaso se mantuvo la ausencia total de biomasa y se limitó la disponibilidad total de CO<sub>2</sub> externo a un nivel inferior al requerido para satisfacer la demanda de e-metanol en al menos un período:

$$\sum_{s \in \mathcal{S}} \bar{L}_{s,t}^{CO_2} < \alpha^{CO_2} D_t^{MeOH} \quad \text{para algún } t \in \mathcal{T}.$$

Se mantuvieron además inventarios iniciales nulos y capacidades de almacenamiento iguales a cero.

Dado que no es posible producir CO<sub>2</sub> local sin biomasa ni acumular inventario entre períodos, y que el suministro externo es insuficiente para cubrir el requerimiento de CO<sub>2</sub> asociado a la producción de metanol, se espera que el problema resulte no factible.

Al resolver el modelo, el solver indicó que no existe solución factible bajo esta configuración. Este resultado confirma que las restricciones de abastecimiento de CO<sub>2</sub> están correctamente implementadas y que el modelo no genera producción cuando no existe disponibilidad suficiente de insumos.

## Caso 5: Demanda superior a la capacidad total de producción

El objetivo de este caso es validar que el modelo detecta correctamente situaciones en las que la demanda de e-metanol resulta imposible de satisfacer, incluso cuando se permite almacenamiento entre períodos. A diferencia del Caso 2, en este escenario se habilita el almacenamiento, por lo que el modelo podría producir en períodos anteriores y acumular inventario para cubrir demandas futuras.

Para eliminar el almacenamiento como posible factor limitante, se fijó una capacidad de inventario suficientemente grande:

$$\bar{A}^{MeOH} \gg 0$$

De esta manera, la única causa posible de inviabilidad es que la capacidad total de producción a lo largo del horizonte de planificación no alcance para cubrir la demanda total:

$$\sum_{t \in \mathcal{T}} D_t^{MeOH} > \sum_{t \in \mathcal{T}} \bar{P}_t^{MeOH}$$

Bajo esta condición, aun cuando el modelo produzca al máximo en todos los períodos y acumule inventario entre ellos, no existe forma de satisfacer la demanda total. En consecuencia, se espera que el problema resulte no factible.

Al resolver el modelo, GLPK indicó que no existe solución factible bajo esta configuración. Este resultado valida el comportamiento esperado del modelo ante condiciones de infactibilidad. En primer lugar, confirma que la restricción de capacidad de producción de e-metanol está correctamente implementada, dado que el solver no encuentra ninguna asignación de variables que la satisfaga simultáneamente con el resto de las restricciones. En segundo lugar, demuestra que el modelo no recurre a la generación de producción ni inventarios ficticios para satisfacer los balances de masa.

## Caso 7: Selección de proveedores

En este caso de validación se evalúa la correcta implementación de las decisiones de selección entre múltiples proveedores, tanto de CO<sub>2</sub> externo como de biomasa para producción local de CO<sub>2</sub>. El objetivo es verificar que el modelo responda coherentemente a diferencias de costos unitarios y disponibilidades, seleccionando en cada período la alternativa económicamente más conveniente, siempre que las restricciones técnicas y operativas lo permitan. Para analizar este comportamiento de manera aislada y controlada, el caso se divide en dos casos presentados a continuación.

### Caso 7.A: Selección entre proveedores externos de CO<sub>2</sub>

Este caso se busca validar que el modelo elige correctamente entre múltiples proveedores externos de CO<sub>2</sub> cuando existen diferencias de costo entre períodos. Para aislar esta decisión, se deshabilitó la producción local de CO<sub>2</sub>, de modo que el abastecimiento para la síntesis provenga necesariamente de compras externas. En particular, se fijó la capacidad de producción local de CO<sub>2</sub> igual a cero:

$$\overline{P}_t^{CO_2} = 0 \quad \forall t \in \mathcal{T}$$

y se definieron dos proveedores externos  $s1$  y  $s2$  con disponibilidad suficiente en todos los períodos, pero con costos variables en el tiempo. El proveedor  $s1$  es más barato en el período  $t = 1$ , mientras que  $s2$  resulta más conveniente en  $t = 2$  y  $t = 3$ :

$$c_{s1,1}^{CO_2} < c_{s2,1}^{CO_2}, \quad c_{s2,t}^{CO_2} < c_{s1,t}^{CO_2} \quad \forall t \in \{2, 3\}$$

Además, se fijaron inventarios iniciales nulos y capacidad de almacenamiento nula para evitar acumulación intertemporal y forzar decisiones período a período:

$$I_0^{MeOH} = I_0^{CO_2} = 0, \quad \overline{A}^{MeOH} = \overline{A}^{CO_2} = 0$$

Bajo esta configuración se espera no exista producción local de  $CO_2$  ( $x_t^{CO_2} = 0$ ), el  $CO_2$  utilizado en cada período provenga exclusivamente de compras externas y la configuración óptima de abastecimiento sea tal que, en cada período, se prioricen los proveedores de menor costo siempre que la disponibilidad lo permita.

Al resolver el modelo se obtuvo una solución óptima factible. Se verificó que la producción de e-metanol coincidió con la demanda en cada período, sin acumulación de inventario:

$$x_t^{MeOH} = D_t^{MeOH}, \quad I_t^{MeOH} = 0 \quad \forall t \in \mathcal{T}$$

Se observó que el modelo asignó las compras de  $CO_2$  al proveedor más barato en cada período: en  $t = 1$  compró a  $s1$ , mientras que en  $t = 2$  y  $t = 3$  compró a  $s2$ , cumpliendo:

$$q_{s1,1}^{CO_2} > 0, \quad q_{s2,1}^{CO_2} = 0, \quad q_{s2,t}^{CO_2} > 0, \quad q_{s1,t}^{CO_2} = 0 \quad \forall t \in \{2, 3\}$$

Se confirmó que la producción local de  $CO_2$  permaneció nula en todo el horizonte:

$$x_t^{CO_2} = 0 \quad \forall t \in \mathcal{T}$$

Este resultado valida que el modelo selecciona coherentemente el proveedor de menor costo en cada período cuando no existe almacenamiento.

### **Caso 7.B: Selección entre proveedores de biomasa para producción local de $CO_2$**

En este caso se busca validar que el modelo elige correctamente entre múltiples proveedores de biomasa cuando existen diferencias de costo, y que dicha elección impacta coherentemente en la decisión de producir  $CO_2$  local para abastecer la síntesis de metanol. Para aislar esta decisión, se consideró únicamente biomasa seca y se eliminó la posibilidad de abastecimiento externo de  $CO_2$ , de modo que la única alternativa para obtener  $CO_2$  sea producirlo localmente a partir de biomasa:

$$\bar{L}_{s,t}^{CO2} = 0 \quad \forall s \in \mathcal{S}, \forall t \in \mathcal{T}$$

Se definieron tres proveedores de biomasa  $\{b1, b2, b3\}$  con disponibilidad suficiente, pero con distintos costos unitarios. En este contexto, se espera que el modelo seleccione el proveedor de menor costo para minimizar el costo total del sistema, manteniendo la factibilidad de la operación.

Bajo esta configuración se espera que no existan compras de CO<sub>2</sub> externo ( $q_{s,t}^{CO2} = 0$ ). Que la producción de e-metanol se sostenga mediante CO<sub>2</sub> producido localmente y que la conflagración óptima sea tal que las compras de biomasa sean realizadas al proveedor más económico, mientras su disponibilidad lo permita.

Al resolver el modelo se obtuvo una solución óptima factible. Se verificó que no se realizaron compras de CO<sub>2</sub> externo:

$$q_{s,t}^{CO2} = 0 \quad \forall s \in \mathcal{S}, \forall t \in \mathcal{T}$$

y que la producción local de CO<sub>2</sub> fue activada en el primer período, satisfaciendo el requerimiento estequiométrico para la producción de metanol:

$$y_1^{CO2loc} = 1, \quad x_1^{CO2} > 0$$

Se observó que el modelo decidió producir CO<sub>2</sub> local en  $t = 1$  para abastecer la producción de metanol, concentrando también la producción de e-metanol en dicho período y utilizando inventario para cubrir los períodos posteriores:

$$x_1^{MeOH} > 0, \quad I_1^{MeOH} > 0 \tag{39}$$

Al analizar las compras de biomasa, se verificó que el modelo adquirió exclusivamente del proveedor de menor costo, cumpliendo:

$$q_{b2,1,h20}^{Bio} > 0, \quad q_{b1,1,h20}^{Bio} = q_{b3,1,h20}^{Bio} = 0$$

Este resultado valida que el modelo elige de forma correcta el proveedor más barato cuando no existen restricciones adicionales que lo impidan.

## Caso 11: Biomasa seca y húmeda

En una versión preliminar del modelo se observó un comportamiento inconsistente en el uso de biomasa, ya que se permitía el consumo directo de biomasa perteneciente al conjunto  $\mathcal{H}^{wet}$  a través de la variable  $u_{t,h}^{Bio}$ , sin requerir su secado previo. Esto contradecía el supuesto tecnológico adoptado. Como consecuencia, el modelo utilizaba biomasa húmeda directamente en la caldera, evitando el proceso de secado incluso cuando este estaba disponible. Para corregir este comportamiento, se incorporó una restricción que prohíbe su consumo directo y fuerza su procesamiento previo.

En este conjunto de pruebas se analiza el comportamiento del modelo cuando la biomasa disponible puede ser seca o húmeda, considerando además la existencia o no de capacidad de secado. Dado que:

$$u_{t,h'}^{Bio} = 0 \quad \forall h' \in \mathcal{H}^{wet}$$

no es posible consumir biomasa húmeda directamente. Por lo tanto, cuando solo hay biomasa húmeda disponible, el sistema debe secarla antes de utilizarla. Se analizaron los siguientes subcasos.

### **Caso 11A: Solo biomasa seca disponible**

En este escenario se dispone únicamente de biomasa seca y no existe biomasa húmeda en inventario. Dado que no hay material que requiera secado, se espera que no se active dicho proceso, generando que  $y_t^{dry} = 0$  para todo  $t$ , que  $d_{t,h',h''} = 0$  y que no haya consumo de vapor asociado al secado ( $u_t^{V,dry} = 0$ ).

Los resultados confirmaron este comportamiento: la biomasa seca se consumió directamente, sin activación del secado ni generación de vapor adicional. Esto valida que el modelo no activa procesos innecesarios cuando no existen requerimientos físicos que lo justifiquen.

### **Caso 11B: Solo biomasa húmeda disponible**

En este caso no existe biomasa seca inicial y toda la biomasa disponible es húmeda. Dado que no puede utilizarse directamente biomasa húmeda, el modelo debe transformar previamente dicha biomasa mediante el proceso de secado. Se analizaron dos situaciones.

#### **Caso 11B.1: Capacidad de secado suficiente**

Se definió una capacidad de secado suficientemente alta:

$$Q^{dry} \geq \text{biomasa requerida}$$

Al resolver el modelo se observó que el secado se activó en el primer período ( $y_1^{dry} = 1$ ), secándose 15 unidades de biomasa ( $d_{1,h',h''} = 15$ ). El vapor requerido fue  $u_1^{V,dry} = 15$ , coincidiendo exactamente con la generación de vapor ( $x_1^V = 15$ ). Asimismo, no se consumió biomasa húmeda directamente ( $u_{1,h'}^{Bio} = 0$ ), mientras que la biomasa seca resultante fue utilizada en producción ( $u_{1,h''}^{Bio} = 15$ ).

En los períodos siguientes no se activó el secado ( $y_t^{dry} = 0$ ), ya que no quedaba biomasa húmeda disponible. Este comportamiento confirma que el modelo activa el secado únicamente cuando es necesario, que el consumo de vapor está correctamente vinculado al volumen secado y que la restricción que impide usar biomasa húmeda funciona correctamente.

#### **Caso 11B.2: Capacidad de secado insuficiente**

En este subcaso se definió una capacidad limitada:

$Q^{dry} < \text{biomasa requerida}$

Dado que el secado no puede procesar toda la biomasa húmeda disponible, el sistema queda restringido por la capacidad de transformación. Bajo estas condiciones se verifica que el secado se activa ( $y_t^{dry} = 1$ ), que la biomasa transformada queda limitada por  $Q^{dry}$ , y que el consumo de vapor coincide exactamente con la biomasa efectivamente secada. Asimismo, el sistema no puede utilizar biomasa húmeda directamente.

Estos subcasos validan que el modelo distingue correctamente entre biomasa seca y húmeda, el secado se activa únicamente cuando existe biomasa húmeda y el consumo de vapor responde exactamente al volumen secado. Por lo tanto, el bloque de secado y balances de biomasa se comporta de manera coherente.

## Caso 12: Activación de caldera y producción local de CO<sub>2</sub>

En este caso se analiza la decisión entre producir CO<sub>2</sub> localmente mediante la caldera o comprarlo externamente. El objetivo es validar que el modelo elija la alternativa económicamente más conveniente considerando costos de setup y costo de compra. Se analizan entonces dos subcasos:

### Caso 12.A: Costo de setup elevado

Se definieron los siguientes costos para el análisis:

$$f^{CO_2,loc} = 1.000, \quad c_t^{ProdCO_2} = 1, \quad c_{s,t}^{CO_2} = 1 \quad \forall t \in T, s \in S$$

Dado que el costo fijo de arranque de la caldera  $f^{CO_2,loc}$  es muy elevado en comparación con el costo variable de producción y el costo de compra, se espera que el modelo evite producir CO<sub>2</sub> localmente y opte por abastecerse exclusivamente mediante compra.

En este escenario, el comportamiento esperado del modelo es que la variable de activación asociada a la producción local permanezca en cero para todo  $t$ , que la producción local de CO<sub>2</sub> sea nula y que la totalidad de la necesidad de CO<sub>2</sub> sea satisfecha a través de las compras a los proveedores  $s$ .

Al resolver el modelo bajo estas condiciones, se verificó que no se activa la caldera y que el CO<sub>2</sub> requerido es cubierto íntegramente mediante compras. Este resultado confirma que el costo de setup para el CO<sub>2</sub> está correctamente incorporado y que la variable de activación funciona adecuadamente.

### Caso 12.B: Costo de compra elevado

Se modificaron los costos de la siguiente manera:

$$f^{CO_2,loc} = 0, \quad c_t^{ProdCO_2} = 1, \quad c_{s,t}^{CO_2} = 100 \quad \forall t \in T, s \in S$$

En este escenario, producir CO<sub>2</sub> localmente resulta más económico que comprar a los proveedores. Por lo tanto, se espera que el modelo seleccione la producción local como única fuente de CO<sub>2</sub>.

El comportamiento esperado es que no se realicen compras de CO<sub>2</sub> a ningún proveedor  $s$ , que la producción local cubra exactamente la necesidad derivada de la demanda de e-metanol en cada período, y que la variable de activación asociada al arranque de la caldera tome valor uno en aquellos períodos en los que exista producción.

Al resolver el modelo, se verificó que no se realizaron compras y que la producción local coincidió exactamente con el consumo requerido en cada período.

## Caso 14: Costo fijo de comprar

Con el objetivo de verificar que las variables binarias de activación de compra, asociadas a los costos fijos de adquisición, se comportan de la forma esperada, se diseñaron casos de prueba en los que necesariamente debiera realizarse compra tanto de biomasa como de CO<sub>2</sub>. En particular, se buscó validar que las variables  $y_{s,t}^{buyCO2}$  y  $y_{b,t}^{buyBio}$  se activen únicamente cuando existe compra efectiva, y que, en consecuencia, se incurra en los costos fijos correspondientes definidos por los parámetros  $F_{s,t}^{BuyCO2}$  y  $F_{b,t}^{BuyBio}$ .

En un primer caso, se consideró un único proveedor de CO<sub>2</sub> externo y un único proveedor de biomasa. Con el fin de forzar la compra de CO<sub>2</sub>, se fijó la disponibilidad del proveedor de CO<sub>2</sub> como suficiente para cubrir el requerimiento estequiométrico asociado a la demanda de metanol en los períodos analizados. A su vez, para impedir la compra de biomasa se fijó su disponibilidad igual a cero. Esto se modeló mediante:

$$\bar{L}_{1,t}^{CO2} \geq \alpha^{CO2} D_t^{MeOH} \quad \forall t \in \mathcal{T}, \quad \bar{L}_{b,t,h}^{bio} = 0 \quad \forall h \in \mathcal{H}, \forall t \in \mathcal{T}$$

Bajo esta configuración, la compra de biomasa queda imposibilitada en todos los períodos del horizonte de planificación, por lo que la única alternativa factible para abastecer el CO<sub>2</sub> requerido por la síntesis de metanol es la compra externa. Los resultados obtenidos fueron consistentes con el comportamiento esperado. En todos los períodos se activó la compra de CO<sub>2</sub>, tomando  $y_{1,t}^{buyCO2} = 1$ , mientras que la variable de activación de compra de biomasa permaneció en cero, es decir,  $y_{b,t}^{buyBio} = 0$  para todo  $t \in \mathcal{T}$ .

Como segundo escenario, se diseñó un segundo caso de prueba en el que se fijó la disponibilidad de CO<sub>2</sub> externo igual a cero en todos los períodos, forzando así al modelo a satisfacer el requerimiento de carbono exclusivamente mediante la compra de biomasa para la producción local de CO<sub>2</sub>. Esto se modeló mediante:

$$\bar{L}_{s,t}^{CO2} = 0 \quad \forall s \in \mathcal{S}, \forall t \in \mathcal{T}.$$

Para este caso, se consideró un único proveedor de biomasa seca con disponibilidad suficientemente alta en todos los períodos, de modo que la biomasa no constituyera una restricción en la solución:

$$\bar{L}_{1,t,h}^{bio} \gg 0 \quad \forall h \in \mathcal{H}^{dry}, \forall t \in \mathcal{T}.$$

La biomasa se definió como seca con el objetivo de evitar la activación del proceso de secado, de forma que la solución no se viera afectada por restricciones adicionales asociadas a dicho proceso.

Los resultados confirmaron el comportamiento esperado: la variable de activación asociada a la compra de biomasa se activó en los períodos en los que se realizó la compra,

verificándose que  $y_{b,t}^{buyBio} = 1$  cuando  $q_{b,t,h}^{bio} > 0$ , mientras que no se activaron variables de compra de CO<sub>2</sub>, es decir,  $y_{1,t}^{buyCO2} = 0$  para todo  $t \in \mathcal{T}$ .

Estos dos escenarios confirman que las variables binarias de activación se encuentran correctamente vinculadas a las decisiones efectivas de abastecimiento y a la incorporación de los costos fijos correspondientes.

### 3.4. Pruebas de esfuerzo

Además de los casos de validación estructural de tamaño reducido, se realizó una prueba de esfuerzo con el objetivo de evaluar el comportamiento y el esfuerzo de resolución del modelo al aumentar el horizonte de planificación. Para ello se generaron instancias con  $T = 5$ ,  $T = 10$ ,  $T = 20$  y  $T = 40$  períodos.. Esta prueba busca no solo verificar la coherencia lógica del modelo en horizontes largos, sino también medir el tiempo de resolución requerido por GLPK, lo que permite analizar si el solver continúa siendo adecuado a medida que crece el tamaño del problema, o si sería necesario considerar herramientas más potentes para aplicaciones de mayor escala.

Para las instancias construidas como factibles, se espera que el modelo encuentre una solución óptima factible, Las decisiones de producción respeten las capacidades instaladas, las restricciones adicionales (CO<sub>2</sub>, biomasa, energía, agua y vapor) se mantengan activas cuando corresponda, sin violaciones numéricas. Desde el punto de vista computacional, se espera que el tiempo de resolución aumente al incrementar el número de períodos, el crecimiento del tiempo sea consistente con el aumento en el número de variables binarias y restricciones y no se observen dificultades computacionales en instancias de tamaño pequeño y medio.

#### Estructura de los datos utilizados en la prueba de esfuerzo

Las instancias de prueba se construyeron variando únicamente el horizonte temporal  $T$ , replicando el mismo esquema de datos a lo largo de los períodos. Cada instancia considera múltiples proveedores de CO<sub>2</sub> ( $s \in \mathcal{S}$ ) y biomasa ( $b \in \mathcal{B}$ ), con dos niveles de humedad y posibilidad de secado mediante parámetro  $\kappa$  y costo  $c^{dry}$ . Se incluyen decisiones binarias de activación para la producción local de CO<sub>2</sub> y la síntesis de e-metanol, balances de inventario para los tres productos, asignación energética entre fuente renovable y red, y demanda de e-metanol variable en el tiempo. El aumento del horizonte implica un crecimiento proporcional en variables continuas y lineal en variables binarias, incrementando el espacio de búsqueda del problema MILP.

#### Resultados obtenidos para $T = 5$ y $T = 10$

Las instancias con  $T = 5$  y  $T = 10$  períodos fueron resueltas exitosamente utilizando GLPK (`g1psol`) bajo formulación MILP, obteniéndose en ambos casos estado una solución óptima.

Para el caso  $T = 5$ , el modelo presentó un total de 180 restricciones y 149 variables, de las cuales 15 corresponden a variables binarias. El valor óptimo de la función objetivo obtenido fue  $TotalCost = 6.890$ .

Por su parte, para  $T = 10$ , el modelo alcanzó 355 restricciones y 294 variables, incluyendo 30 variables binarias. En este caso, el valor óptimo de la función objetivo fue  $\text{TotalCost} = 14.445$ .

En ambos casos se observó un comportamiento consistente con la lógica esperada. En particular, se verificó el cumplimiento de los balances de inventario sin inconsistencias, y las decisiones binarias de activación resultaron coherentes con los niveles de producción reportados por el solver. Asimismo, no se detectaron errores de factibilidad ni advertencias numéricas relevantes. Los tiempos de resolución se mantuvieron por debajo de los 70 ms, acordes al tamaño reducido del problema para estos horizontes temporales. Estos resultados indican que el modelo se comporta de forma estable y coherente en horizontes pequeños y medianos. Las instancias de mayor tamaño ( $T = 20$  y  $T = 40$ ), presentadas a continuación, permiten evaluar el crecimiento del esfuerzo computacional al aumentar el número de variables binarias y restricciones, y analizar la conveniencia de utilizar solvers más robustos en aplicaciones de mayor escala.

## Resultados obtenidos para $T = 20$ y $T = 40$

Con el objetivo de evaluar la escalabilidad temporal del modelo, se resolvieron instancias con horizontes de planificación de  $T = 20$  y  $T = 40$  períodos, manteniendo inalterada la estructura matemática del problema.

El incremento del horizonte temporal generó un crecimiento lineal en el tamaño del modelo. En particular, se observó un aumento en el número de variables continuas asociadas a inventarios y flujos intertemporales, así como en el número de variables binarias vinculadas a las decisiones de activación. Asimismo, se incrementó el número de restricciones de balance correspondientes a  $\text{CO}_2$ , biomasa y metanol. En ambos casos el modelo fue resuelto exitosamente utilizando GLPK, alcanzando estado de solución óptima, sin reportar problemas de factibilidad ni advertencias numéricas. Desde el punto de vista operativo, las soluciones obtenidas evidencian un comportamiento consistente con la lógica del sistema modelado.

Para  $T = 20$ , el tiempo de resolución fue de 78,1 ms, manteniéndose en niveles reducidos y comparables a los de las instancias menores. En el caso de  $T = 40$ , si bien el número total de variables y restricciones creció de manera significativa, alcanzando 1.285 filas, 1.020 columnas y 96 variables binarias, y el espacio de búsqueda se amplió considerablemente, el solver mantuvo un desempeño estable, convergiendo en 85,9 ms y utilizando 2,5 MB de memoria.

## Caso extendido: $T = 20$ con múltiples proveedores y niveles de humedad

Con el objetivo de evaluar la escalabilidad estructural del modelo, se construyó una instancia ampliada con 6 proveedores de  $\text{CO}_2$ , 6 proveedores de biomasa, 6 niveles discretos de humedad y  $T = 20$  períodos, alcanzando 2.030 filas, 2.057 columnas y 8.185 no-zeros. A pesar del aumento en la dimensionalidad, el problema fue resuelto en 135,7 ms utilizando 4,1 MB de memoria, obteniendo solución óptima sin inconvenientes. El incremento en el tiempo de resolución respecto a las instancias anteriores es moderado y refleja el aumento real en la complejidad estructural, confirmando que la formulación escala adecuadamente tanto en horizonte temporal como en diversidad de actores y atributos tecnológicos.

A partir de las distintas instancias analizadas, cuyos resultados se resumen en la Tabla 3.2, puede afirmarse que el solver GLPK responde de forma satisfactoria al modelo propuesto. La tabla reporta, para cada instancia evaluada, el horizonte de planificación ( $T$ ), el número de filas (restricciones) y columnas (variables) del problema, la cantidad de variables binarias, el número de coeficientes no nulos en la matriz de restricciones, el tiempo de resolución en milisegundos y la memoria utilizada en megabytes.

Tabla 3.2: Resultados de las pruebas de esfuerzo

Instancia	T	Filas	Columnas	Var. binarias	No-zeros	Tiempo (ms)	Memoria (MB)
T = 5	5	165	131	12	428	53,3	0,4
T = 10	10	325	258	24	852	66,6	0,6
T = 20	20	645	512	48	1.700	78,1	1,1
T = 40	40	1.285	1.020	96	3.396	85,9	2,5
T = 20 (múlt. prov.)	20	2.030	2.057	48	8.185	135,7	4,1

En todos los casos evaluados, tanto al aumentar el horizonte temporal hasta  $T = 40$  períodos como al incorporar mayor complejidad estructural en términos de proveedores y niveles de humedad, el modelo obtuvo una solución óptima. No se registraron problemas de factibilidad, inestabilidades numéricas ni interrupciones prematuras del proceso de resolución. Los tiempos de resolución se mantuvieron en el rango de 53,3 ms a 135,7 ms en todas las instancias analizadas, con un incremento moderado y consistente con el crecimiento del tamaño del problema. Este comportamiento sugiere que, para las dimensiones consideradas, la formulación resulta computacionalmente tractable. Se concluye que GLPK soporta adecuadamente la formulación desarrollada para instancias de tamaño pequeño y mediano, resultando una herramienta suficiente y confiable para el análisis del caso de estudio en el marco de este trabajo.

# Capítulo 4

## Experimentación numérica

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos al aplicar el modelo propuesto al caso de estudio. Para ello, se construye en primer lugar un caso base utilizando los datos técnicos y económicos proporcionados por la empresa. El caso base permite obtener una solución de referencia para la planificación de la planta a lo largo del horizonte considerado, identificando las decisiones óptimas de abastecimiento, producción y almacenamiento de los distintos recursos. A partir de esta solución de referencia, se desarrolla una experimentación numérica con el objetivo de estudiar cómo cambian las decisiones óptimas frente a variaciones en los valores de parámetros relevantes del sistema.

### 4.1. Caso base

El caso base corresponde a la aplicación del modelo MILP, formulado en la Sección 3.2, al sistema real considerado en el estudio. Para ello, se utilizan los datos técnicos y económicos proporcionados por la empresa para el escenario analizado, los cuales incluyen información sobre disponibilidad de insumos, capacidades operativas, costos de abastecimiento y parámetros tecnológicos asociados a los distintos procesos de la planta. Estos datos se encuentran detallados en el Apéndice B.

El horizonte de planificación es  $T = 12$  períodos, representando la operación del sistema a lo largo de un año. El modelo es resuelto utilizando el solver GLPK, sin introducir modificaciones en los parámetros respecto al escenario definido. El objetivo de este caso es analizar el comportamiento de la solución óptima bajo condiciones reales de operación, de manera de evaluar la consistencia de las decisiones obtenidas con la lógica operativa esperada del sistema. En este sentido, el caso base constituye un punto de referencia que permite validar la coherencia económica de la solución y sirve como base para la experimentación numérica desarrollada posteriormente.

A continuación, se presentan los resultados obtenidos y se analizan las decisiones del modelo en función de la estructura de costos, las restricciones tecnológicas y la disponibilidad de recursos del sistema.

#### 4.1.1. Análisis de resultados obtenidos para el caso base

La resolución del caso base alcanza la solución óptima con un costo total mínimo de: \$149.307.489,15. Los resultados evidencian un patrón operativo claro: la producción de e-metanol se ajusta en cada período exactamente a la demanda, sin generar inventarios. Asimismo, el sistema debe abastecerse exclusivamente de CO<sub>2</sub> externo, sin recurrir al uso

de biomasa ni a procesos de secado, y satisface sus requerimientos energéticos únicamente mediante energía renovable. En la Tabla 4.1 se presentan los principales resultados del sistema.

Tabla 4.1: Resumen de resultados del caso base

<b>Indicador</b>	<b>Valor</b>
Producción total de metanol [t]	79.296
Inventario intermedio de metanol [t]	0
CO <sub>2</sub> total consumido [t]	113.323,16
CO <sub>2</sub> producido localmente [t]	0
Biomasa consumida [t]	0
Energía renovable utilizada [MWh]	837.682,21
Energía de red utilizada [MWh]	0
<b>Costo total [USD]</b>	<b>149.307.489,15</b>

El comportamiento observado se explica por la estructura económica del problema, lo cual se evidencia al analizar la descomposición de la función objetivo presentada en la Tabla 4.2.

Tabla 4.2: Descomposición de la función objetivo por componente de costo.

<b>Componente de costo</b>	<b>Valor [USD]</b>	<b>Participación [%]</b>
Producción de metanol	109.614.400,00	73,42
Activación de metanol	19.704,00	0,01
Compra de CO <sub>2</sub>	6.166.096,84	4,13
Energía renovable	33.507.288,31	22,44
<b>Costo total</b>	<b>149.307.489,15</b>	<b>100,00</b>

La descomposición de la función objetivo permite comprender la lógica global de la solución. Dado que el costo de producción de e-metanol representa más del 73 % del costo total, cualquier decisión que implique producir de más o almacenar innecesariamente resultaría desproporcionadamente costosa, lo que explica la política de producción ajustada período a período. Aunque el costo de energía es el segundo componente en importancia (22,44 %), su precio relativo significativamente inferior al de la energía de red hace que la fuente renovable disponible resulte suficiente y económicamente dominante. En contraste, el costo del CO<sub>2</sub> representa una fracción menor del total (4,13 %), lo que refuerza la conveniencia de abastecerse externamente a través de los proveedores más económicos en lugar de incurrir en los costos adicionales que implicaría la producción local.

A nivel temporal, la producción de metanol coincide exactamente con la demanda en todos los períodos, mientras que el inventario permanece nulo. Este comportamiento se observa en la Tabla 4.3, donde se presentan las principales variables del modelo por período.

Tabla 4.3: Resultados por período del caso base en toneladas

$t$	$D_t^{MeOH}$	$x_t^{MeOH}$	$I_t^{MeOH}$	$q_{4,t}^{CO2}$	$q_{5,t}^{CO2}$	$v_t^{CO2}$	$u_t^{ERen}$
1	6.559	6.559	0	1.993,29	7.500	9.493,29	70.174,18
2	6.626	6.626	0	2.090,26	7.500	9.590,26	70.891,01
3	6.947	6.947	0	2.554,87	7.500	10.054,87	74.325,36
4	6.268	6.268	0	1.572,11	7.500	9.072,11	67.060,80
5	6.921	6.921	0	2.517,24	7.500	10.017,24	74.047,19
6	6.323	6.323	0	1.651,71	7.500	9.151,71	67.649,24
7	6.790	6.790	0	2.327,63	7.500	9.827,63	72.645,63
8	6.799	6.799	0	2.340,66	7.500	9.840,66	72.741,92
9	6.122	6.122	0	1.360,79	7.500	8.860,79	65.498,75
10	6.204	6.204	0	1.479,47	7.500	8.979,47	66.376,07
11	6.256	6.256	0	1.554,74	7.500	9.054,74	66.932,41
12	6.481	6.481	0	1.880,39	7.500	9.380,39	69.339,66

La ausencia de inventarios de e-metanol se explica por la demanda continua, la capacidad instalada y el bajo costo fijo de activación de la planta ( $f^{\text{prodMeOH}} = \$1.642$ ). Dado que hay demanda en todos los períodos y la relación entre la demanda ( $\sim 6.000$  t/período) y la capacidad instalada (8.750 t/período) impide acumular producción suficiente para abastecer períodos futuros sin necesidad de activar la planta, la activación resulta inevitable en todos los períodos. Adicionalmente, el costo de mantener inventario ( $h^{\text{MeOH}} = \$1,9/\text{t}$ ) aplicado sobre una demanda del orden de 6.000 t por período implica un costo de almacenamiento de aproximadamente \$11.400 por período, valor que supera ampliamente el costo fijo de activación. Producir anticipadamente solo implicaría incurrir en costos de inventario sin una reducción que compense los costos de activación, encareciendo la solución. Por ello, la solución óptima adopta una política de producción ajustada a la demanda de cada período, manteniendo la planta activa en todo el horizonte de planificación.

Respecto al abastecimiento de  $\text{CO}_2$ , se seleccionan únicamente a los proveedores más económicos disponibles. El proveedor  $s_5$ , que presenta el menor costo unitario (\$54/t), es utilizado al máximo de su capacidad en todos los períodos, mientras que el proveedor  $s_4$  (\$56/t) cubre la demanda restante. Los demás proveedores no son utilizados debido a sus mayores costos. La producción local de  $\text{CO}_2$  a partir de biomasa no se activa en ningún período: su costo total, que incluye costos variables más elevados (\$80/t), costos fijos de activación ( $f^{\text{CO}_2^{\text{loc}}} = \$544$ ) y costos asociados al abastecimiento y acondicionamiento de

biomasa, resulta superior al costo de adquirir CO<sub>2</sub> externamente. Esto determina también que no se registre uso de biomasa ni activación del proceso de secado. La Figura 4.1 muestra la composición de las compras de CO<sub>2</sub> externo por período, donde se muestra la participación constante del proveedor  $s_5$  al tope de su capacidad y la variabilidad del proveedor  $s_4$  en función de la demanda de cada período.

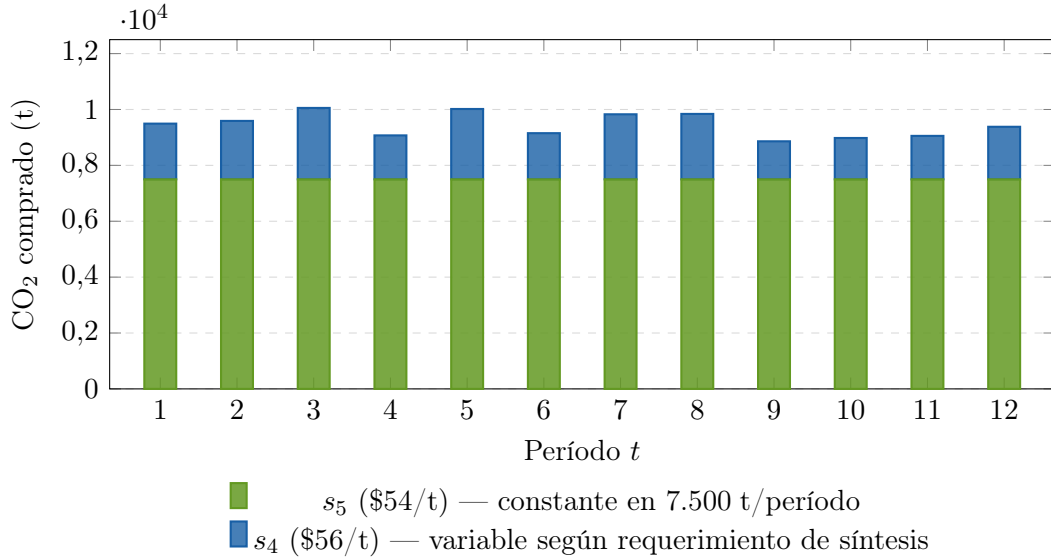


Figura 4.1: Compras de CO<sub>2</sub> externo por período desagregadas por proveedor.  $s_5$  opera siempre al tope de su capacidad disponible;  $s_4$  absorbe la variabilidad residual. El inventario de CO<sub>2</sub> líquido es nulo en todos los períodos.

En cuanto a la energía, el sistema opera totalmente con energía renovable. La disponibilidad renovable ( $L_t^{\text{ren}} = 97.065$  MWh) es suficiente para cubrir los requerimientos en todos los períodos, y su costo unitario (\$40/MWh) es significativamente menor al de la energía de red (\$90/MWh), por lo que no es efectivo utilizarla ni necesario recurrir a esta.

A partir del análisis integral de la solución óptima se identifican los siguientes hallazgos de relevancia para la toma de decisiones operativas y estratégicas.

- La captura local de CO<sub>2</sub> no resulta competitiva en el escenario base. No se activa la producción local en ningún período ( $y_t^{\text{CO}_2^{\text{loc}}} = 0, \forall t$ ), lo cual se explica por la estructura de costos de ambas alternativas. El costo efectivo de la ruta local surge de al menos tres componentes: el costo variable de producción ( $c_t^{\text{prodCO}_2} = \$80/\text{t}$ ), el costo de biomasa seca, cuyo precio mínimo disponible es \$27/t (proveedor  $b_5$ , humedad  $h_{10}$ ), equivalente a aproximadamente \$34/tCO<sub>2</sub> dado el rendimiento estequiométrico  $\rho^{\text{CO}_2} = 1,25$  tCO<sub>2</sub>/tBio, y el costo fijo de activación ( $f^{\text{CO}_2^{\text{loc}}} = \$544/\text{período}$ ). Nótese que incluso considerando únicamente el primer componente, el costo variable de producción (\$80/t) ya supera al precio del proveedor externo más económico (\$54/t, proveedor  $s_5$ ), lo que hace inviable la ruta local con independencia de los demás costos asociados. Esta conclusión es además una cota inferior: si la biomasa disponible presenta humedad superior a  $h_{10}$ , debe someterse a secado previo, introduciendo costos adicionales ( $c_h^{\text{dry}}$ ) que amplían aún más la brecha. Esto genera que toda la infraestructura asociada a biomasa y secado permanece ociosa a lo largo del horizonte. Para que esta ruta pasara a ser competitiva, su costo efectivo debería descender por debajo de \$54/t. Dado que el costo variable solo ya es \$80/t, esto no puede lograrse bajo los parámetros actuales sin cambios estructurales.

- Se observa una fuerte concentración del abastecimiento de CO<sub>2</sub> en dos proveedores. De los cinco disponibles, se selecciona exclusivamente a  $s_4$  y  $s_5$ , siendo este último utilizado sistemáticamente al máximo de su capacidad. Esta decisión introduce un potencial riesgo de abastecimiento: ante una falla en alguno de estos proveedores, el sistema debería recurrir a alternativas más costosas, incrementando el costo del CO<sub>2</sub> en al menos un 9%.
- El sistema opera bajo una lógica just-in-time, con producción continua y sin generación de inventarios. La utilización promedio de la capacidad instalada es del 74,8%, lo que implica la existencia de un margen del 25,2% que podría ser aprovechado para absorber incrementos de demanda sin necesidad de inversión adicional. No obstante, la ausencia de inventarios implica una menor robustez frente a posibles disrupciones en el suministro de insumos.
- El abastecimiento energético del sistema es completamente renovable. La diferencia de costos entre la energía renovable (\$40/MWh) y la energía de red (\$90/MWh) determina que se utilice exclusivamente la primera. Además, la disponibilidad renovable resulta suficiente en todos los períodos. Esto sugiere que, desde el punto de vista energético, el sistema podría incorporar procesos adicionales, sin restricciones operativas relevantes en términos energéticos.

Desde la perspectiva de la SIE, los resultados muestran que el sistema materializa dos flujos simbióticos concretos. El primero es el abastecimiento de CO<sub>2</sub> externo: los proveedores suministran CO<sub>2</sub> que es subproducto de otros procesos industriales, constituyendo un intercambio de tipo químico característico de la SI, donde el residuo de una industria se convierte en materia prima de otra. Este flujo representa el 100% del CO<sub>2</sub> consumido y solo el 4,13% del costo total, ilustrando el valor económico que genera la simbiosis. El segundo flujo es de tipo eléctrico y se enmarca en la categoría de sustitución de combustibles fósiles: la planta consume exclusivamente energía renovable disponible, reemplazando completamente el uso de fuentes fósiles en todos sus procesos. Por otro lado, otras dimensiones de la SIE permanecen inactivas. La producción local de CO<sub>2</sub> a partir de biomasa, que habilitaría flujos adicionales de energía y permitiría aprovechar el O<sub>2</sub> subproducto del electrolizador en la oxidación, no resulta competitiva bajo los parámetros actuales. Esto es consistente con los desafíos identificados en la literatura respecto a la dificultad de que los beneficios ambientales de la SIE se traduzcan en incentivos económicos directos bajo un esquema de minimización de costos.

## 4.2. Análisis de sensibilidad

Con el objetivo de evaluar el cambio en las soluciones óptimas frente a distintas perturbaciones, se desarrolla un análisis de sensibilidad estructurado en tres tipos de escenarios. En primer lugar, se consideran variaciones en parámetros económicos. Este análisis permite identificar la influencia de dichos parámetros sobre el costo total del sistema y sobre las decisiones óptimas de producción, abastecimiento e inventario. En segundo lugar, se analizan escenarios que implican cambios en las condiciones operativas del sistema, como variaciones en la demanda de metanol, en la disponibilidad de recursos y en otras características del entorno. Este tipo de análisis permite evaluar la capacidad del modelo para adaptarse a distintos contextos operativos. Por último, se incorpora un análisis de escalabilidad, en el cual se evalúa el desempeño del modelo al incrementar el horizonte de planificación. Este análisis permite estudiar el impacto del tamaño del problema

en el esfuerzo computacional requerido y verificar la capacidad del modelo para resolver instancias de mayor dimensión manteniendo tiempos de resolución razonables.

#### 4.2.1. Variación de parámetros de costo

En esta sección se analiza la sensibilidad de las soluciones frente a variaciones en distintos parámetros de costo, con el objetivo de evaluar su impacto sobre las decisiones óptimas del sistema. Salvo que se indique lo contrario, en todos los casos se realizan perturbaciones del parámetro analizado en un rango comprendido entre  $-25\%$  y  $+25\%$  respecto del valor del caso base, utilizando incrementos de  $5\%$ . El resto de los valores de los parámetros del modelo se mantienen iguales al caso base, incluyendo la demanda, las capacidades productivas, la disponibilidad de insumos y los parámetros tecnológicos.

#### Variación del costos de almacenamiento

En este análisis se evalúa la sensibilidad del modelo frente a variaciones en los costos de almacenamiento de e-metanol ( $h^{MeOH}$ ),  $\text{CO}_2$  líquido ( $h^{CO_2}$ ) y biomasa ( $h^{Bio}$ ), con el objetivo de determinar si estos parámetros inciden en las decisiones óptimas de producción, abastecimiento e inventario del sistema.

Al resolver el modelo para cada uno de los escenarios considerados, la solución óptima permanece invariante en todos los casos. El valor de la función objetivo se mantiene en \$149.307.489,1 en la totalidad de los escenarios, sin que se registren cambios en las decisiones operativas del sistema: la política de producción de e-metanol, el abastecimiento de  $\text{CO}_2$  y biomasa, y los niveles de inventario son idénticos a los obtenidos en el caso base. Este comportamiento se explica porque, bajo la solución óptima encontrada, los inventarios de los tres materiales son nulos a lo largo de todo el horizonte de planificación. En consecuencia, los costos de almacenamiento no contribuyen al valor de la función objetivo independientemente de su magnitud, lo que implica que la solución es insensible a cualquier variación en estos parámetros. Dentro del rango analizado, el sistema opera bajo una política de reposición ajustada a la demanda sin acumulación de stock, por lo que los costos de almacenamiento de e-metanol,  $\text{CO}_2$  y biomasa no constituyen un factor determinante para la operación óptima del sistema.

Sin embargo, es importante señalar que esta insensibilidad es una consecuencia directa de la estructura de la solución óptima bajo las condiciones del caso base, y no implica necesariamente que costos de almacenamiento más bajos sean irrelevantes en cualquier contexto. En principio, menores costos de almacenamiento podrían incentivar la acumulación anticipada de insumos o producto terminado, de modo que resultara más económico producir y comprar en mayor volumen durante períodos favorables para luego consumir el stock acumulado. No obstante, este mecanismo está bloqueado por dos factores estructurales: la capacidad de producción de e-metanol está acotada en 8.750 t/período, lo que impide adelantar producción más allá de la demanda inmediata, y los costos de activación de los procesos son relativamente bajos, de modo que activar la producción período a período no genera penalizaciones significativas. Debido a ello, la solución óptima no contempla acumulación de inventario independientemente de la magnitud de los costos de almacenamiento, y estos parámetros no resultan determinantes para la operación del sistema dentro del rango analizado.

## Variación del costos de biomasa

En este caso se analiza la sensibilidad de las soluciones frente a variaciones en el costo de compra de biomasa, con el objetivo de evaluar si este parámetro influye en la decisión de utilizar biomasa como fuente de CO<sub>2</sub> para la producción de e-metanol. Los valores considerados surgen de aplicar variaciones de 5 % en un rango de -25 % a +25 % sobre los costos de biomasa del caso base, cuyos datos se encuentran detallados en el Anexo B.

Al resolverlo la formulación propuesta para los distintos valores considerados, se observa que la solución óptima permanece inalterada en todos los escenarios analizados. No se registran cambios ni en el valor de la función objetivo ni en las decisiones operativas del sistema, manteniéndose la política de abastecimiento basada exclusivamente en la compra externa de CO<sub>2</sub>. Este comportamiento indica que, dentro del rango de variación analizado, la solución es insensible al costo de compra de biomasa.

La explicación de este resultado se fundamenta en la marcada desventaja económica de producir CO<sub>2</sub> a partir de biomasa frente a su compra externa. Para cuantificar esta brecha, es posible estimar el costo efectivo de obtener una tonelada de CO<sub>2</sub> mediante la ruta de biomasa. Considerando el proveedor de biomasa seca más económico disponible ( $b_5$ ,  $h_{10}$ ,  $c^{Bio} = 27$  USD/tBio) y el rendimiento de captura  $\rho^{CO_2} = 1,25$  tCO<sub>2</sub>/tBio, el costo de biomasa por tonelada de CO<sub>2</sub> producido asciende a aproximadamente 21,6 USD/tCO<sub>2</sub>. A este valor debe sumarse el costo operativo de producción local  $c^{ProdCO_2} = 80$  USD/tCO<sub>2</sub>, resultando en un costo variable total superior a 100 USD/tCO<sub>2</sub>. Este valor más que duplica el precio del proveedor externo más competitivo ( $s_5$ ,  $c^{CO_2} = 54$  USD/tCO<sub>2</sub>). Aun reduciendo el costo de biomasa en un 25 %, la brecha se mantiene ampliamente favorable a la compra externa, como se ilustra en la Figura 4.2, lo que explica que ninguna variación dentro del rango considerado logre modificar la política óptima de abastecimiento.

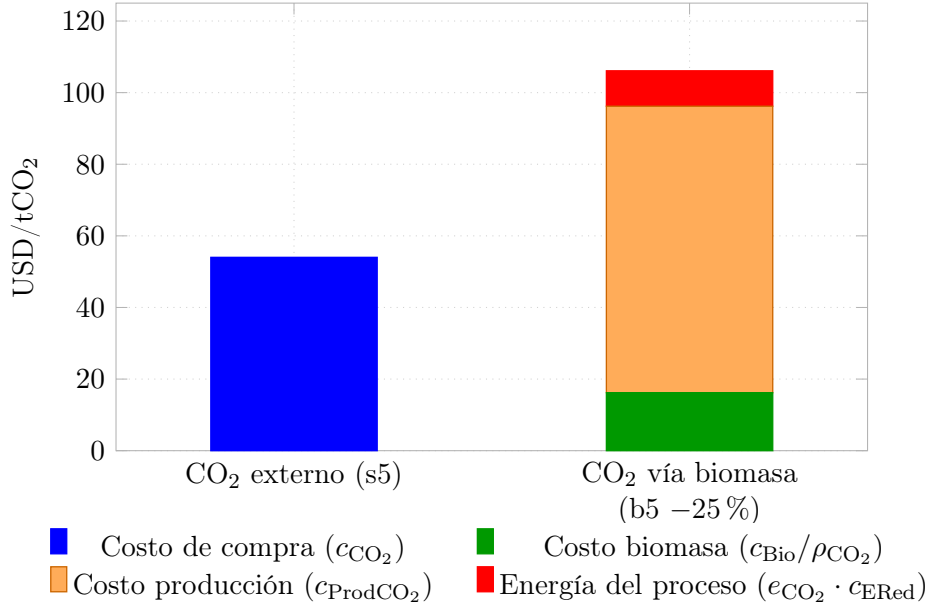


Figura 4.2: Comparación del costo efectivo de abastecimiento de CO<sub>2</sub> entre la compra externa (proveedor s5) y la producción local a partir de biomasa (proveedor b5, humedad h10, con reducción del -25% en el costo base). El costo de la ruta biomasa se descompone en tres componentes variables: costo de la biomasa por tonelada de CO<sub>2</sub> producido ( $c_{Bio}/\rho_{CO_2} = 20,25/1,25 = 16,2$  USD/tCO<sub>2</sub>), costo operativo del proceso de producción de CO<sub>2</sub> ( $c_{ProdCO_2} = 80$  USD/tCO<sub>2</sub>) y energía eléctrica asociada ( $e_{CO_2} \times c_{ERed} = 0,11 \times 90 = 9,9$  USD/tCO<sub>2</sub>). No se incluyen costos fijos de activación ( $f_{CO_2loc}$ ,  $f_{dry}$ ) ni costos de secado, que incrementarían aún más el costo de la ruta biomasa.

Adicionalmente, la activación de la ruta de biomasa conlleva costos fijos que no dependen del volumen procesado: el costo de puesta en marcha de la caldera de oxicomustión ( $f^{CO_2loc} = 544$  USD/período), los costos de secado de biomasa húmeda ( $f^{dry} = 123$  USD/período y  $c^{dry}$  según humedad), el consumo de agua y energía eléctrica adicional asociada al proceso ( $e^{CO_2} = 0,11$  MWh/tCO<sub>2</sub>). Estos costos actúan como una barrera de entrada que la reducción del costo de biomasa, por sí sola, no alcanza a compensar dentro del rango analizado.

En estas condiciones, se concluye que el costo de compra de biomasa no constituye un parámetro crítico para la operación óptima del sistema en el escenario considerado, dentro del rango de variación analizado. La insensibilidad observada no responde a una coincidencia numérica puntual, sino a una combinación de factores: la brecha estructural entre el costo efectivo de producción local de CO<sub>2</sub> y el precio de compra externa, las restricciones operativas impuestas por el balance de oxígeno, y los costos fijos asociados a la activación del proceso de captura. Para que la biomasa resultara competitiva, sería necesaria una reducción simultánea y sustancial en varios de estos componentes de costo, lo que excede ampliamente el rango de variación analizado.

Desde la perspectiva de la SIE, la biomasa representa un flujo simbiótico de tipo material: residuos o subproductos que se convierten en insumo para la producción local de CO<sub>2</sub>. Sin embargo, este análisis muestra que la reducción del costo de biomasa, por sí sola, no es suficiente para activar ese intercambio: la brecha con el CO<sub>2</sub> externo es estructural y está dominada por el costo operativo del proceso de oxicomustión, no por el precio de la biomasa. Esto sugiere que fortalecer este vínculo simbiótico requiere intervenir

simultáneamente en varios componentes de costo, y no únicamente en las condiciones de abastecimiento de biomasa.

## Variación del costo del CO<sub>2</sub> externo

En este caso se analiza la sensibilidad de la solución óptima frente a variaciones en el costo del CO<sub>2</sub>, con el objetivo de evaluar si este parámetro influye en la decisión de utilizar únicamente CO<sub>2</sub> externo para la producción de e-metanol. Los valores considerados surgen de aplicar variaciones de 5 % en un rango de -25 % a +25 % respecto a los costos definidos en el caso base, cuyos datos se presentan en el Anexo B.

Al evaluar los distintos valores considerados, se observa que si bien hay cambios en el valor de la función objetivo no los hay en las decisiones operativas del sistema, manteniéndose la política de abastecimiento basada exclusivamente en la compra externa de CO<sub>2</sub> y la producción para satisfacer la demanda en cada período. En este sentido, la variación del costo total responde únicamente al aumento de los precios del CO<sub>2</sub>, pero no a cambios en la estructura de la solución, por lo que se concluye que las decisiones operativas tomadas por la solución son insensible a cambios en el parámetro del costo del CO<sub>2</sub> externo dentro del rango analizado.

## Variación del costo de producción de CO<sub>2</sub>

En este caso se analiza la sensibilidad de la solución óptima frente a variaciones en el costo de producción de CO<sub>2</sub>, con el objetivo de evaluar si este parámetro influye en la decisión de utilizar biomasa como fuente de CO<sub>2</sub> para la producción de e-metanol. Los once escenarios evaluados se resumen en la Tabla 4.4.

Tabla 4.4: Escenarios de variación del costo de producción local de CO<sub>2</sub>.

Variación [%]	$c_t^{ProdCO2}$ [\$/tCO <sub>2</sub> ]
-25	60
-20	64
-15	68
-10	72
-5	76
0	80
+5	84
+10	88
+15	92
+20	96
+25	100

El costo total óptimo permanece en 149.307.489 USD en los once escenarios, y la programación de producción de metanol es la misma que en el caso base. La insensibilidad

total de la solución óptima a variaciones de  $c_t^{ProdCO_2}$  se debe a que la producción local de CO<sub>2</sub> no es activada en ningún período de la solución óptima:  $x_{CO_2,t} = 0$  y  $y_t^{CO_2loc} = 0$  para todo  $t \in \{1, \dots, 12\}$ .

La razón económica por la que no se activa la producción local de CO<sub>2</sub> es que los proveedores externos ofrecen precios inferiores. En particular, el proveedor s5 suministra CO<sub>2</sub> líquido a \$54/tCO<sub>2</sub> y el proveedor s4 a \$56/tCO<sub>2</sub>, mientras que el costo de producción local en el escenario base es de \$80/tCO<sub>2</sub>, un 48 % superior al más barato. Aun en el escenario de -25 %, el costo local cae a \$60/tCO<sub>2</sub>, lo que sigue siendo un 11 % más caro que s5. Cabe destacar que  $c_t^{ProdCO_2}$  representa únicamente el costo variable del proceso de producción, sin incluir el costo de adquisición de la biomasa necesaria como insumo. De considerarse este último, la brecha con respecto al CO<sub>2</sub> externo sería aún mayor, reforzando la decisión de no activar la producción local en ningún escenario.

Por lo tanto, el costo total óptimo y el plan de producción de metanol son insensibles a variaciones del costo de producción de CO<sub>2</sub> en el rango  $\pm 25$  %. En todos los escenarios evaluados, se opta por abastecerse exclusivamente de CO<sub>2</sub> externo, por lo que el parámetro analizado no influye en las decisiones dentro del rango considerado.

Desde la perspectiva de la SIE, este análisis es relevante porque  $c^{prodCO_2}$  es uno de los parámetros que determinan si la sinergia interna entre la electrólisis y la oxicomustión resulta competitiva. Sin embargo, aun en el escenario más favorable, la ruta local no se activa: el costo interno sigue siendo superior al del proveedor externo más económico, sin considerar el costo de biomasa. Esto confirma que, bajo un esquema de minimización de costos, cerrar este ciclo simbiótico requeriría reducciones estructurales del costo de producción local o incentivos externos que disminuyan la brecha con el CO<sub>2</sub> externo.

## Variación del costo de producción del e-metanol

En este caso se analiza la sensibilidad de la solución óptima frente a variaciones en el costo de producción de metanol  $c_t^{ProdMeOH}$ , con el objetivo de evaluar cómo este parámetro influye en el costo total del sistema y en la programación óptima de la producción. Los valores considerados surgen de aplicar variaciones de 5 % en un rango de -25 % a +25 % respecto al valor definido en el caso base, cuyos datos se presentan en el Anexo B.

Al resolverlo, se identifica que el costo total del sistema responde de forma estrictamente lineal a las variaciones en  $c_t^{ProdMeOH}$ . Para cada variación de 5 %, el costo total cambia en exactamente \$5.480.720, lo cual es consistente con la expresión analítica:

$$\Delta \text{Costo} = \Delta \% \cdot c_{\text{base}}^{\text{ProdMeOH}} \cdot \sum_t x_{\text{MeOH},t} = 0,05 \times 1.400 \times 78.296 = \$5.480.720$$

donde  $\sum_t x_{\text{MeOH},t} = 78.296$  t corresponde a la demanda anual total de metanol. El rango total de variación del costo oscila entre \$121,9M y \$176,7M, una amplitud de \$54,8M para una perturbación de  $\pm 25$  % en el costo de producción.

La programación óptima de producción de metanol es invariante ante todas las perturbaciones analizadas, manteniéndose inalterada respecto al caso base. En los 11 escenarios, la solución óptima es producir exactamente la demanda mensual en cada período, sin anticipación ni postergación de producción y con inventario de metanol nulo en todo el horizonte.

## Variación del costo de la energía utilizada de la red

En este caso se analiza la sensibilidad de la solución óptima frente a variaciones en el costo de compra de energía de la red, representado por el parámetro  $c^{\text{red}}$ , siendo los valores los expuestos en la Tabla 4.5. El objetivo de evaluar si este factor influye en las decisiones de producir CO<sub>2</sub>, licuarlo o vaporizarlo, dado que se trata de actividades energéticamente intensivas, así como en la elección entre utilizar energía adquirida de la red o energía generada localmente a partir de fuentes renovables.

Tabla 4.5: Variación del costo de la energía de la red respecto al valor base

Variación (%)	$c^{\text{red}}$ [USD/MWh]
-25 %	67,50
-20 %	72,00
-15 %	76,50
-10 %	81,00
-5 %	85,50
0 %	90,00
+5 %	94,50
+10 %	99,00
+15 %	103,50
+20 %	108,00
+25 %	112,50

Al resolver el problema de optimización para los distintos valores dentro del rango considerado, se observa que la solución óptima permanece inalterada en todos los escenarios analizados, no se registrándose cambios en el valor de la función objetivo. Tampoco se registran variaciones en las decisiones operativas del sistema, manteniéndose la política de utilizar únicamente energía producida localmente y abastecerse siempre de CO<sub>2</sub> externo. Este comportamiento indica que, dentro del rango de variación analizado, la solución es insensible al costo de la energía de la red. La explicación de este resultado está en que aún con variaciones en el costo de la energía de la red, sigue siendo más accesible utilizar la energía producida in situ por fuentes renovables.

## Variación de costos de setup

En esta sección se analiza la sensibilidad de la solución óptima frente a variaciones en distintos costos de setup asociados a la operación del sistema, incluyendo: (i) el costo de setup de la producción de e-metanol ( $f^{\text{prodMeOH}}$ ), (ii) el costo de setup de la producción local de CO<sub>2</sub> ( $f^{\text{CO}_2\text{loc}}$ ), y (iii) el costo de setup del proceso de secado de biomasa ( $f^{\text{dry}}$ ). Dichos parámetros se varían de forma independiente, manteniendo los demás parámetros fijos en sus valores del caso base. El objetivo es evaluar si modificaciones en estos parámetros logran alterar la estructura de la solución óptima, ya sea mediante cambios en la

programación de la producción, el uso de inventarios o la activación de rutas tecnológicas alternativas.

En el caso del costo de setup asociado a la producción de e-metanol, los resultados muestran que, para los valores analizados, no se generan cambios en las decisiones operativas del sistema. La producción se mantiene igual a la demanda en cada período, sin utilización de inventarios ni modificaciones en la programación. El único cambio observado es una variación en el valor de la función objetivo, explicada únicamente por el cambio en el parámetro  $f^{\text{prodMeOH}}$ . La Tabla 4.6 presenta los resultados correspondientes.

Tabla 4.6: Costo total óptimo en función de la variación del costo de setup de producción de e-metanol

Variación [%]	$f^{\text{prodMeOH}}$ [USD]	Costo total [USD]	$\Delta$ relativo (%)
-25	1.231,5	149.302.557	-0,0033
-20	1.313,6	149.303.541	-0,0026
-15	1.395,7	149.304.525	-0,0020
-10	1.477,8	149.305.509	-0,0013
-5	1.559,9	149.306.505	-0,0007
0	1.642,0	149.307.489	0,0000
+5	1.724,1	149.308.437	+0,0006
+10	1.806,2	149.309.457	+0,0013
+15	1.888,3	149.310.441	+0,0020
+20	1.970,4	149.311.425	+0,0026
+25	2.052,5	149.312.415	+0,0033

En los casos de variación del costo de setup de la producción local de CO<sub>2</sub> y de secado, la solución permanece completamente inalterada con respecto al caso base en todo el rango analizado, tanto en las decisiones operativas como en el valor de la función objetivo. La política de abastecimiento se mantiene basada exclusivamente en la compra externa, sin activación de la producción local en ningún período y sin utilización de biomasa ni de las etapas asociadas a su procesamiento. Este comportamiento indica que la no utilización de esta alternativa no está determinada por el costo de setup, sino por la estructura de costos del sistema en su conjunto, que continúa favoreciendo la compra externa en todo el rango considerado.

Los tres análisis muestran que, dentro del rango considerado, las variaciones en los costos de setup no modifican la estructura de la solución óptima. En el caso de la producción de e-metanol, el costo total varía de forma directamente proporcional al parámetro, sin alteraciones en la programación de la producción, el uso de inventarios ni la activación de rutas tecnológicas alternativas. Este comportamiento indica que las decisiones operativas del sistema están dominadas por diferencias estructurales entre alternativas, por lo que modificaciones en los costos fijos de setup no resultan suficientes, por sí solas, para alterar

la configuración óptima de operación.

## Variación del costo fijo de compras

El parámetro  $F_{s,t}^{\text{BuyCO}_2}$  representa el costo fijo en que se incurre al activar el proveedor  $s$  en el período  $t$ , independientemente del volumen adquirido. En el caso base, este parámetro se fija en cero para todos los proveedores y períodos; en este análisis se exploran valores de \$50, \$100, \$1.000, \$10.000 y \$100.000 por activación. El costo fijo análogo para biomasa ( $F_{b,t}^{\text{BuyBio}}$ ) se varió de forma idéntica, pero en todos los escenarios la solución de biomasa resultó invariante respecto al caso base, por lo que el presente análisis se concentra en el efecto sobre el abastecimiento de CO<sub>2</sub> líquido. La Tabla 4.7 resume los resultados de los cinco escenarios. La tabla presenta seis columnas. La primera,  $F^{\text{BuyCO}_2}$ , indica el costo fijo de activación por compra a un proveedor externo de CO<sub>2</sub>, cuyo valor varía entre escenarios. La segunda reporta el costo total óptimo de operación en el horizonte de 12 períodos, expresado en miles de USD. La tercera,  $\Delta$  vs. base, cuantifica el incremento respecto al escenario sin costo fijo. La columna *Act.* contabiliza el número total de activaciones de proveedores de CO<sub>2</sub> a lo largo del horizonte, es decir, la cantidad de veces que la variable binaria  $y_{s,t}^{\text{BuyCO}_2}$  toma valor uno. La columna *Proveedores* identifica cuáles proveedores del conjunto  $S$  fueron utilizados en cada escenario. Finalmente, las columnas  $I^{\text{CO}_2} > 0$  e  $I^{\text{MeOH}} > 0$  indican si el inventario de CO<sub>2</sub> líquido y de metanol, respectivamente, fue positivo en algún período, lo que señala comportamiento de acumulación anticipada de stock.

Tabla 4.7: Resultados comparativos según el costo fijo de activación de proveedores de CO<sub>2</sub>

$F^{\text{BuyCO}_2}$ [USD]	Costo total [MUSD]	$\Delta$ vs. base [MUSD]	Act.	Proveedores	$I^{\text{CO}_2} > 0$	$I^{\text{MeOH}} > 0$
50	149.309	+0,001	24	$s_4, s_5$	No	No
100	149.310	+0,002	24	$s_4, s_5$	No	No
1-000	149.331	+0,024	24	$s_4, s_5$	No	No
10.000	149.519	+0,212	20	$s_4, s_5$	No	<b>Sí</b>
100.000	150.830	+1,523	12	$s_3, s_5$	<b>Sí</b>	<b>Sí</b>

Para los tres valores más bajos, la política de compras permanece invariante respecto al caso base:  $s_4$  y  $s_5$  activos en los 12 períodos, siendo 24 activaciones totales, con las mismas cantidades adquiridas en los tres escenarios. Los inventarios de CO<sub>2</sub> y de metanol son nulos en todos los períodos, lo que corresponde a una política just-in-time. El incremento en el costo total se debe únicamente al costo fijo de compra.

Cuando el costo fijo de compra sube a 10.000 USD el número de activaciones de  $s_4$  se reduce de 12 a 8, eliminando su uso en los períodos 4, 7, 10 y 12. Esto genera que se active el inventario de metanol como variable operativa. En los cuatro períodos sin  $s_4$ , el único CO<sub>2</sub> externo disponible proviene de  $s_5$ , con capacidad máxima de 7.500 t. Tras la vaporización, se dispone de  $0,95 \times 7.500 = 7.125$  t para síntesis. Dado que  $\alpha^{\text{CO}_2} = 1,375$  tCO<sub>2</sub>/tMeOH,

la producción máxima de metanol en esos períodos queda limitada a:

$$x_t^{\text{MeOH}} \leq \frac{7,125}{1,375} = 5.182 \text{ t},$$

que es un valor inferior a la demanda en todos esos períodos (entre 6.204 y 6.790 t). Para satisfacer la demanda, se acumula inventario de metanol en los períodos previos, teniendo  $s_4$  activo y la producción puede superar la demanda, y lo descarga en los períodos restringidos. La Tabla 4.8 detalla este mecanismo.

Tabla 4.8: Producción, inventario y demanda de metanol en el escenario  $F^{\text{buyCO}_2} = 10,000$  USD (toneladas).

$t$	$D^{\text{MeOH}}$	$x^{\text{MeOH}}$	$I_{\text{ini}}^{\text{MeOH}}$	$I_{\text{fin}}^{\text{MeOH}}$	Modo
1	6.559	6.559	0	0	just-in-time
2	6.626	7.175	0	549	acumulación
3	6.947	7.485	549	1.086	acumulación
4	6.268	5.182	1.086	0	descarga inventario
5	6.921	7.368	0	447	acumulación
6	6.323	7.485	447	1.608	acumulación
7	6.790	5.182	1.608	0	descarga inventario
8	6.799	6.799	0	0	just-in-time
9	6.122	7.215	0	1.093	acumulación
10	6.204	5.182	1.093	71	descarga inventario
11	6.256	7.485	71	1.299	acumulación
12	6.481	5.182	1.299	0	descarga inventario

El patrón se repite en tres bloques. En  $t = 2$  y  $t = 3$ , la producción supera la demanda para cargar el inventario, que alcanza 1.086 t al cierre de  $t = 3$ ; en  $t = 4$ , la producción cae al mínimo de 5.182 t y el inventario acumulado cubre exactamente el déficit. Un bloque análogo se forma en  $t = 5$  a  $t = 7$ . El período  $t = 8$  opera en modo just-in-time. Finalmente, en  $t = 9$  a  $t = 12$  se forman dos subciclos: el inventario de 1.093 t acumulado en  $t = 9$  se descarga parcialmente en  $t = 10$ , dejando un remanente de 71 t que amortigua el segundo subciclo ( $t = 11$  y  $t = 12$ ). El inventario de  $\text{CO}_2$  permanece nulo en todo momento: la coordinación entre la restricción de  $s_4$  y el buffer de metanol resuelve el problema sin necesidad de almacenar  $\text{CO}_2$  líquido.

La solución óptima elige anular ese proveedor porque activar  $s_4$  cuesta \$10.000 fijos, pero comprar a  $s_4$  en lugar de cubrir ese volumen con la alternativa disponible ahorra \$2 por tonelada, correspondiente a la diferencia entre los costos unitarios de los proveedores  $s_4$  y  $s_5$  ( $c_{s_4} - c_{s_5} = 56 - 54 = 2$  \$/t). Para que la activación sea conveniente, el ahorro variable debe superar el costo fijo, es decir:

$$q_{s_4}^* = \frac{F^{\text{BuyCO}_2}}{c_{s_4} - c_{s_5}} = \frac{\$10.000}{\$2/\text{t}} = 5.000 \text{ t}.$$

La capacidad máxima de  $s_4$  es solo 3.333 t, por lo que nunca se alcanza ese umbral: en ningún período resulta rentable activarlo exclusivamente por su beneficio variable. Sin embargo, en los períodos de mayor demanda se activa de todas formas porque la producción local no alcanza para cubrir el faltante;  $s_4$  se convierte en proveedor de última instancia y el costo fijo se asume como inevitable. En los cuatro períodos de demanda baja, en cambio, la producción local sí puede absorber el déficit sin necesidad de activar  $s_4$ .

Cuando el costo fijo de compra es 100.000 USD se produce un cambio estructural completo. El sistema abandona  $s_4$  y adopta una estrategia de compras en bloque mediante  $s_3$  combinada con  $s_5$ , reduciendo las activaciones a 12. Ahora tanto el inventario de  $\text{CO}_2$  líquido como el inventario de metanol son utilizados activamente. La Tabla 4.9 detalla el flujo de  $\text{CO}_2$  período a período.

Tabla 4.9: Compras de  $\text{CO}_2$ , vaporización e inventario en el escenario  $F^{\text{BuyCO}_2} = \$100.000$  (toneladas).

$t$	$q_{3,t}^{\text{CO}_2}$	$q_{5,t}^{\text{CO}_2}$	$v_t^{\text{CO}_2}$	Nec. síntesis	$I_t^{\text{CO}_2}$
1	15.711	0	12.665	12.031	3.046
2	0	7.500	10.546	10.019	0
3	0	7.500	7.500	7.125	0
4	0	7.500	7.500	7.125	0
5	13.997	0	12.665	12.031	1.332
6	0	7.500	8.832	8.391	0
7	0	7.500	7.500	7.125	0
8	16.116	0	12.665	12.031	3.452
9	0	7.500	10.952	10.404	0
10	0	7.500	7.500	7.125	0
11	0	7.500	7.500	7.125	0
12	0	7.500	7.500	7.125	0

La columna “Nec. síntesis” corresponde a  $\alpha^{\text{CO}_2} \times x_t^{\text{MeOH}}$ , es decir el  $\text{CO}_2$  que efectivamente llega al reactor tras las pérdidas de vaporización  $((1 - \lambda_{\text{vap}}) \times v^{\text{CO}_2})$ .

El sistema alterna entre dos modos operativos. En los períodos  $t = 1$ ,  $t = 5$  y  $t = 8$  se activa  $s_3$  y adquiere un volumen superior a la necesidad inmediata: en  $t = 1$  se compran 15.711 t, de las cuales 12.665 t se vaporizan ese período y 3.046 t quedan almacenadas. Los niveles de inventario al cierre de esos períodos son 3.046 t, 1.332 t y 3.452 t respectivamente, siendo este último el valor más alto registrado en todo el horizonte. En el resto de los períodos solo  $s_5$  está activo y el  $\text{CO}_2$  disponible para síntesis proviene de dos fuentes: los 7.500 t comprados ese período más el remanente del inventario, si lo hubiera. Cuando el inventario llega vacío al período, el  $\text{CO}_2$  disponible queda limitado a  $0,95 \times 7.500 = 7.125$  t, lo que restringe la producción de metanol al mismo mínimo físico

de 5.182 t. En los períodos donde el tanque aún tiene stock,  $t = 2$ ,  $t = 6$  y  $t = 9$ , la vaporización del remanente permite producir por encima de ese mínimo.

El inventario de e-metanol opera de forma tal que en los períodos de compra masiva de  $s_3$  la producción alcanza la capacidad máxima de la planta y supera la demanda, acumulando stock que luego se descarga en los períodos de producción restringida. El inventario de metanol alcanza su máximo de 3.396 t en  $t = 9$  y los períodos de descarga son  $t = 3-4$ ,  $t = 6-7$  y  $t = 10-12$ .

La ventaja económica está en la reducción de activaciones: pasar de 24 a 12 supone un ahorro de  $12 \times \$100.000 = \$1.200.000$  en costos fijos. Este ahorro se compensa en parte por el sobre costo variable de emplear  $s_3$  a  $\$61/t$  en lugar de  $s_5$  a  $\$54/t$ , con un volumen total externo idéntico en todos los escenarios de aproximadamente 113.323 t anuales. El balance neto resulta en un sobre costo de  $\$1.521.538$  respecto al caso base. En los períodos de compra masiva se prefiere adquirir toda la cantidad necesaria a  $s_3$ , proveedor más caro entre los utilizados, antes que activar  $s_5$  en paralelo: pagar  $\$7$  más por tonelada durante esos períodos resulta más barato que incurrir en un costo fijo adicional de  $\$100.000$ . No es posible reducir las activaciones por debajo de 12 porque cubrir cualquier período sin  $s_5$  requeriría que el almacenamiento contenga al inicio de ese período al menos el  $\text{CO}_2$  necesario para la síntesis, corregido por las pérdidas de vaporización. El período de menor demanda es  $t = 9$ , con  $D^{\text{MeOH}} = 6.122$  t, lo que implica un requerimiento de:

$$\frac{\alpha^{\text{CO}_2} \cdot D^{\text{MeOH}}}{1 - \lambda_{\text{vap}}} = \frac{1.375 \times 6.122}{0,95} = 8.861 \text{ t,}$$

más del doble de la capacidad actual del almacenamiento de  $\text{CO}_2$ , 3.960 t. En cualquier otro período la cantidad requerida sería aún mayor, lo que impide eliminar completamente las compras periódicas a  $s_5$ . Sin embargo, si la capacidad de almacenamiento de  $\text{CO}_2$  fuera suficiente para almacenar el excedente de varios períodos, se podría concentrar todas las compras en  $s_3$  con solo 6 activaciones anuales. El impacto económico puede descomponerse como:

$$\text{Costo variable actual} = 45.823 \times 61 + 67.500 \times 54 = \$6.440.203$$

$$\text{Costo variable alternativo} = 113.323 \times 61 = \$6.912.703$$

$$\text{Sobrecoste variable} = 6.912.703 - 6.440.203 = \$472.500$$

$$\text{Ahorro en costos fijos} = (12 - 6) \times \$100.000 = \$600.000$$

$$\text{Beneficio neto} = 600.000 - 472.500 = \$127.500$$

Este resultado muestra que, aun con un mayor costo variable, la reducción en el número de activaciones permitiría obtener un beneficio neto positivo.

El impacto del costo fijo de activación depende fuertemente de su magnitud. Para valores del orden de  $\$10.000$ , la recomendación es negociar con  $s_4$  un mayor volumen disponible por período o una reducción de precio que amplíe el diferencial frente a  $s_5$ . Con la estructura actual, el ahorro variable nunca alcanza para justificar la activación en períodos de demanda baja, y el sistema compensa acumulando inventario de e-metanol en lugar de resolver el problema en el abastecimiento de  $\text{CO}_2$ . Para valores del orden de  $\$100.000$ , en cambio, la recomendación es invertir en mayor capacidad de almacenamiento de  $\text{CO}_2$ : el solución óptima ya opera consolidando compras en bloques, pero la capacidad

actual del almacenamiento de CO<sub>2</sub> lo limita a tres activaciones de  $s_3$  por año; con mayor almacenamiento sería posible reducirlas a seis en total, con un beneficio neto estimado de \$127.500 solo por ese concepto.

Desde la perspectiva de la SIE, este análisis muestra cómo los costos fijos de activación afectan la estabilidad de los flujos simbióticos. Con costo fijo nulo, el intercambio de CO<sub>2</sub> opera de forma continua:  $s_4$  y  $s_5$  se activan en todos los períodos, generando una sinergia regular y predecible. A medida que el costo fijo crece, esta continuidad disminuye: para  $F^{BuyCO_2} = \$10.000$  el sistema corta la relación con  $s_4$  en cuatro períodos, compensando la restricción con acumulación de inventario de e-metanol en lugar de resolver el problema en el abastecimiento. En el extremo de  $F^{BuyCO_2} = \$100.000$ , el cambio es estructural: las compras se consolidan en compras puntuales concentradas, reduciendo las activaciones a 12 anuales y debilitando el vínculo de simbiosis. Esta dinámica es consistente con los desafíos identificados en la literatura respecto a los costos de transacción como barrera para la implementación sostenida de la SIE.

#### 4.2.2. Variación de condiciones operativas

En esta sección se analiza la sensibilidad de las soluciones frente a cambios en las condiciones operativas del sistema, con el objetivo de evaluar cómo factores externos y variaciones en el entorno de operación afectan las decisiones óptimas de producción, abastecimiento y almacenamiento. A diferencia de la sección anterior, donde se modifican parámetros económicos, en este caso se introducen cambios en variables que representan la dinámica del sistema, como la demanda de e-metanol, la disponibilidad de energía renovable y la disponibilidad de CO<sub>2</sub>. Salvo que se indique lo contrario, en todos los casos se realizan perturbaciones del parámetro analizado en un rango comprendido entre  $-25\%$  y  $+25\%$  respecto del valor del caso base, utilizando incrementos de  $5\%$ , manteniéndose constantes los valores del resto de los parámetros. Estos escenarios permiten analizar la capacidad de adaptación de la solución óptima frente a condiciones más realistas de operación.

#### Variación de la demanda de e-metanol

En este caso se analiza la sensibilidad de la solución óptima frente a variaciones en la demanda de e-metanol, con el objetivo de evaluar cómo este parámetro afecta las decisiones óptimas de producción, abastecimiento y almacenamiento del sistema. Los valores considerados surgen de aplicar variaciones de  $5\%$  en un rango de  $-25\%$  a  $+25\%$  respecto a la demanda definida en el caso base, cuyos datos se presentan en el Anexo B. En cada escenario, la demanda de todos los períodos se ajustó proporcionalmente. La Tabla 4.10 resume los principales resultados obtenidos para incrementos y disminuciones de la demanda.

Tabla 4.10: Resultados ante variación de la demanda

Escenario	Costo total [USD]	Períodos con $I_t^{MeOH} > 0$
-25 %	111.950.629,1	2, 4
-20 %	119.416.449,7	4,6,11
-15 %	126.887.321,4	–
-10 %	134.360.710,6	–
-5 %	141.834.099,9	–
0	149.307.489,1	–
+5 %	156.780.878	–
+10 %	164.254.810	2,4
+15 %	171.738.291,8	4, 6
+20 %	179.231.901,4	9, 10, 11
+25 %	186.732.725	–

Los resultados muestran que la respuesta del sistema frente a variaciones en la demanda no es uniforme, sino que presenta distintos regímenes operativos según el nivel de exigencia. En primer lugar, al analizar incrementos de la demanda, se observa que para variaciones de +5 % la solución óptima mantiene el patrón del caso base: la producción de e-metanol se ajusta exactamente a la demanda en cada período y no se registran inventarios, lo que indica que el sistema dispone de suficiente capacidad y flexibilidad para absorber estas variaciones sin modificar su operativa. Ante incrementos mayores, como el caso +10 %, comienzan a observarse cambios en la estructura de la solución, con la aparición de inventarios de e-metanol. A medida que la demanda continúa aumentando a +15 % y +20 %, el uso de inventarios aumenta y se extiende a un mayor número de períodos. En estos casos, el sistema adelanta producción en períodos favorables y utiliza el almacenamiento para satisfacer la demanda en períodos más exigentes. Este comportamiento está asociado al abastecimiento de CO<sub>2</sub>. Se concentra la producción en períodos en los que dispone de fuentes de CO<sub>2</sub> más convenientes, incrementando la producción en dichos momentos y almacenando el producto para su uso posterior. Entre los proveedores disponibles, los de menor costo son  $s_4$  (56 USD/t) y  $s_5$  (54 USD/t), mientras que  $s_1$  y  $s_2$  tienen costos de 94 y 90 USD/t respectivamente, lo que genera un incentivo claro para concentrar producción en períodos donde los proveedores más baratos tienen mayor disponibilidad. De esta forma, el inventario permite aprovechar oportunidades de abastecimiento más económicas. En el escenario +25 %, el inventario desaparece nuevamente. Sin embargo, esto no se debe a una saturación de la capacidad de producción, ya que los valores de producción se mantienen por debajo del límite de 8.750 t/período en todos los casos. La ausencia de inventario indica que en este nivel de demanda el sistema puede satisfacer cada período directamente con producción propia, sin necesidad de adelantar producción.

En los escenarios de disminución de demanda, el comportamiento es diferente. En los casos de reducciones de -5 %, -10 % y -15 %, el sistema mantiene una política sin

almacenamiento, similar al caso base. Recién a partir de reducciones de  $-20\%$  comienza a generar inventario, asociados a la posibilidad de concentrar producción en períodos con condiciones de abastecimiento más favorables. El almacenamiento actúa como un mecanismo de flexibilidad intertemporal que permite desacoplar producción y demanda. Su activación no está relacionada a una saturación de capacidad, sino a una estrategia económica. Dado que no se observa almacenamiento de  $\text{CO}_2$ , el inventario de e-metanol funciona como variable de ajuste para optimizar el uso de insumos. También se observa una asimetría en la activación del almacenamiento: mientras que aparece para incrementos pequeños de la demanda, en el caso de reducciones se requiere una variación mayor. Esto sugiere que el sistema presenta una mayor tendencia a adelantar producción ante aumentos de demanda que a concentrarla ante reducciones. Cabe destacar que los niveles de inventario registrados son en todos los casos muy reducidos: el valor máximo observado en el rango analizado es de 276 t (escenario  $+15\%$ , período 4), lo que representa menos del  $1,3\%$  de la capacidad de almacenamiento disponible. Esto confirma que el inventario opera exclusivamente como mecanismo de compensación operativa, y no como un buffer de volumen significativo. En todos los escenarios, el costo total varía de forma consistente con la demanda. La relación presenta una tendencia aproximadamente lineal en el rango analizado. Sin embargo, a nivel operativo, no es estrictamente lineal, ya que en niveles intermedios la utilización de inventarios modifica la estructura de costos. En niveles elevados, esta flexibilidad desaparece, mientras que en niveles bajos la mayor disponibilidad de capacidad permite una mayor libertad en la producción.

Los resultados indican que la capacidad de almacenamiento actual es ampliamente suficiente en todo el rango analizado, dado que el inventario nunca supera el  $1,3\%$  de dicha capacidad. Por tanto, ante un escenario de crecimiento sostenido de la demanda, el cuello de botella relevante no es el almacenamiento sino la capacidad de producción de e-metanol, que podría saturarse ante aumentos mayores de la demanda. Se recomienda evaluar una expansión de la capacidad productiva si se anticipa una demanda sistemáticamente superior al caso base.

## Variabilidad de energía renovable

En este escenario se analiza el comportamiento del sistema frente a una disponibilidad variable de energía renovable, incorporando la intermitencia propia de las fuentes eólica y solar mediante el parámetro  $L_t^{ERen}$ , cuyos valores se presentan en la Tabla 4.11. Al resolver el problema bajo estas condiciones, se obtiene un costo total de sistema de 149.352.476,26 USD, lo que representa un incremento respecto al escenario base y refleja el impacto económico de operar bajo restricciones variables de energía renovable.

El primer resultado relevante concierne al uso de las fuentes energéticas. En ningún período del horizonte de planificación se recurre a energía de red ( $u_t^{ERed} = 0, \forall t$ ), a pesar de que en varios períodos la disponibilidad de energía renovable resulta notoriamente inferior a la del escenario base. Este comportamiento evidencia que, bajo la estructura de costos considerada, donde  $c^{ERed} = 90$  USD/MWh frente a  $c^{ERen} = 40$  USD/MWh, el diferencial de costos energéticos hace que el almacenamiento de e-metanol sea preferible a cubrir déficits de producción con energía de red. En cuanto al uso efectivo de la energía renovable, la restricción  $u_t^{ERen} \leq L_t^{ERen}$  resulta activa en los períodos 4 a 8, que son precisamente los de menor disponibilidad (70.000, 85.000, 65.000, 50.000 y 52.000 MWh respectivamente), como se observa en la Figura 4.3. En dichos períodos el sistema consume toda la energía renovable disponible. En contraste, en los períodos 1, 2, 3, 9, 10, 11 y 12,

donde la oferta renovable es mayor, la restricción no se activa: se utiliza únicamente la fracción de energía necesaria para sostener el nivel de producción óptimo dado el plan de inventarios, sin aprovechar la totalidad del recurso disponible.

Tabla 4.11: Disponibilidad de energía renovable por período para el escenario de intermitencia

Período	$L_t^{ERen}$ [MWh]
1	120.000
2	115.000
3	95.000
4	70.000
5	85.000
6	65000
7	50.000
8	52.000
9	75.000
10	90.000
11	110.000
12	137.900

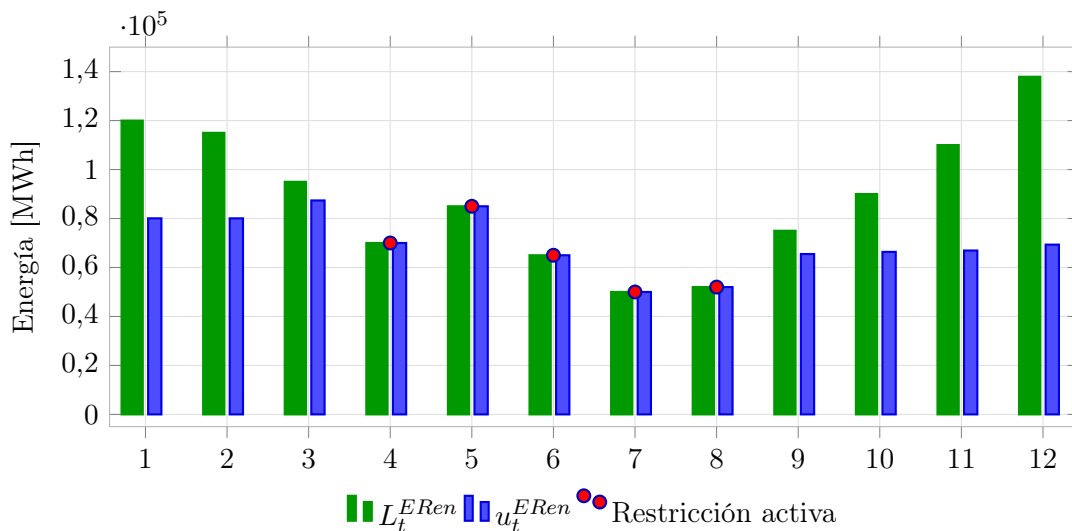


Figura 4.3: Disponibilidad y uso de energía renovable por período.

La estrategia productiva resultante muestra una clara lógica de anticipación intertemporal. La producción de e-metanol supera significativamente la demanda en los primeros periodos: en  $t = 1$  y  $t = 2$  se producen 7.485 t/período, y en  $t = 3$  y  $t = 5$  se alcanzan 8.167 t y 7.945 t respectivamente, acumulando un inventario creciente que llega a su máximo de

4.303 t en el período 5, como se observa en la Figura 4.4. Esta sobreproducción anticipada permite que, durante los períodos 7 y 8, de mayor restricción energética, la producción caiga a sus valores mínimos (4.673 t y 4.860 t respectivamente), siendo el déficit respecto a la demanda absorbido por el inventario acumulado previamente. A partir del período 8 el inventario se agota completamente y el sistema retorna a una operación just-in-time, produciendo exactamente lo demandado en cada período.

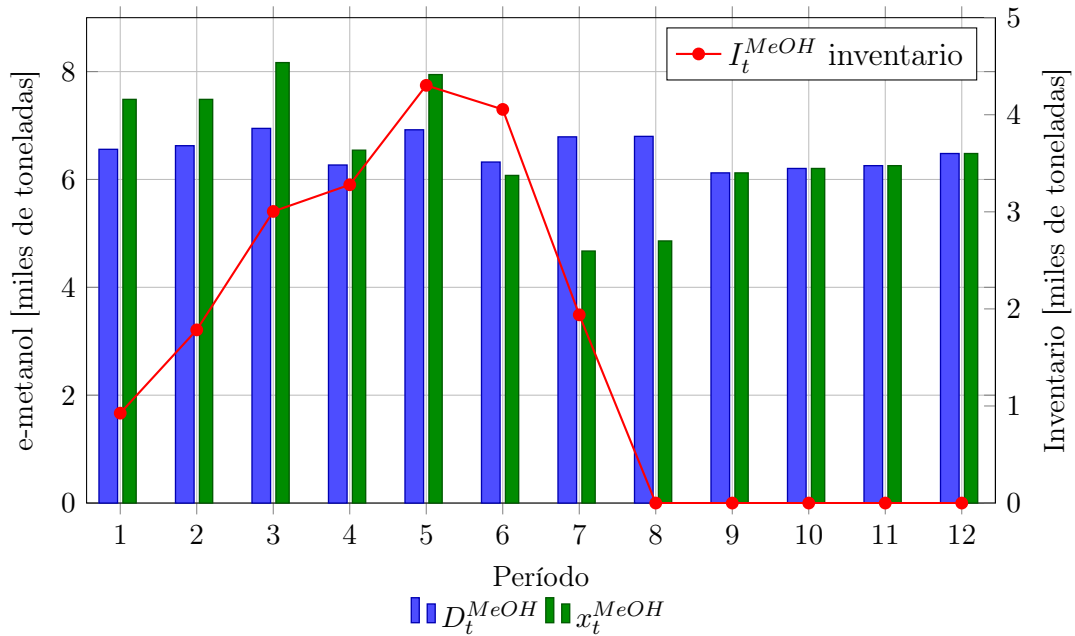


Figura 4.4: Producción, demanda e inventario de e-metanol por período.

En cuanto al  $\text{CO}_2$ , el inventario líquido permanece en cero en la mayoría de los períodos, con excepción de  $t = 4$  ( $I_t^{CO_2} = 665,95$  t) y  $t = 8$  ( $I_t^{CO_2} = 465,35$  t), lo que indica que la solución óptima recurre puntualmente al almacenamiento de  $\text{CO}_2$  como mecanismo auxiliar de flexibilidad. La producción local de  $\text{CO}_2$  no es activada en ningún período ( $y_t^{CO_2^{loc}} = 0, \forall t$ ), por lo que el abastecimiento de este insumo se realiza íntegramente a través de compras externas, preferentemente a los proveedores de menor costo ( $s_4$  y  $s_5$  en la mayoría de los períodos).

Estos resultados muestran cómo la solución óptima gestiona la variabilidad renovable sin recurrir a fuentes de mayor costo: reorganiza la producción en el tiempo, concentrando la fabricación en los períodos con mayor holgura energética y utilizando el inventario de e-metanol como amortiguador frente a los períodos restrictivos. El adecuado dimensionamiento de la capacidad de almacenamiento resulta, por tanto, un factor determinante para mantener la viabilidad operativa del sistema frente a la intermitencia de las fuentes renovables.

Desde la perspectiva de la SIE, este comportamiento es consistente con los desafíos identificados en la literatura respecto a la variabilidad e intermitencia como barrera para la implementación sostenida de sistemas de SIE basados en energía renovable, y muestra que el inventario de producto puede operar como mecanismo de integración simbiótica ante la falta de sincronía entre generación y consumo.

## Variación de la disponibilidad de CO<sub>2</sub>

En este caso se analiza la sensibilidad de la solución óptima frente a variaciones en la disponibilidad de CO<sub>2</sub> externo, con el objetivo de evaluar su impacto sobre las decisiones de abastecimiento, producción y programación del sistema. Los valores considerados surgen de aplicar variaciones de 5 % en un rango de -25 % a +25 % respecto a la disponibilidad definida en el caso base, cuyos datos se presentan en el Anexo B.

Los resultados muestran que el sistema opera exclusivamente con CO<sub>2</sub> externo en todos los escenarios analizados, sin activarse la producción local a partir de biomasa. Sin embargo, se observan cambios en la forma de operación según el nivel de disponibilidad. Para los niveles de -25 % y -20 %, la solución óptima agota los tres proveedores más económicos disponibles ( $s_3$ ,  $s_4$  y  $s_5$ ) en cada período, produciendo exactamente lo que demanda. En estos escenarios no aparecen inventarios de e-metanol. En los niveles -15 % y -10 %, en cambio, aparecen inventarios de e-metanol como resultado de la distribución temporal desigual del suministro. En estos casos el solo se utiliza  $s_4$  y  $s_5$ , pero su disponibilidad conjunta varía entre períodos: en aquellos donde supera los requerimientos de síntesis, se adelanta producción y se acumula stock para cubrir períodos posteriores más ajustados. Este comportamiento refleja una decisión intertemporal ante la distribución temporal desigual del suministro disponible. A partir de -5 % y hasta +15 %, la solución se simplifica: el abastecimiento se concentra en  $s_4$  y  $s_5$ , desaparecen los inventarios y la producción sigue el perfil de la demanda período a período. En los escenarios de +20 % y +25 % reaparecen inventarios de e-metanol, aunque por razones opuestas a los niveles intermedios negativos: la mayor disponibilidad de CO<sub>2</sub> permite agotar la capacidad de los proveedores de menor costo ( $s_5$  y  $s_4$ ) en períodos donde esto es posible, adelantando producción y acumulando stock para cubrir períodos en los que dicha capacidad no alcanza a satisfacer la demanda directamente. El inventario es consecuencia de aprovechar al máximo el abastecimiento más económico disponible, y no de una restricción de suministro.

En términos económicos, la variación total del costo en el rango analizado es de aproximadamente 166.000 USD, equivalente a menos del 0,12 % del costo total del sistema, lo que indica una baja sensibilidad global frente a este parámetro. Los resultados indican que la disponibilidad de CO<sub>2</sub> afecta el costo y la flexibilidad operativa, pero no induce cambios en la estructura tecnológica del sistema dentro del rango analizado. La Figura 4.5 muestra la evolución del costo total del sistema en función de la variación de la disponibilidad de CO<sub>2</sub> externo. Se observa una tendencia decreciente a medida que aumenta la disponibilidad, lo cual es consistente con una mayor holgura en el abastecimiento.

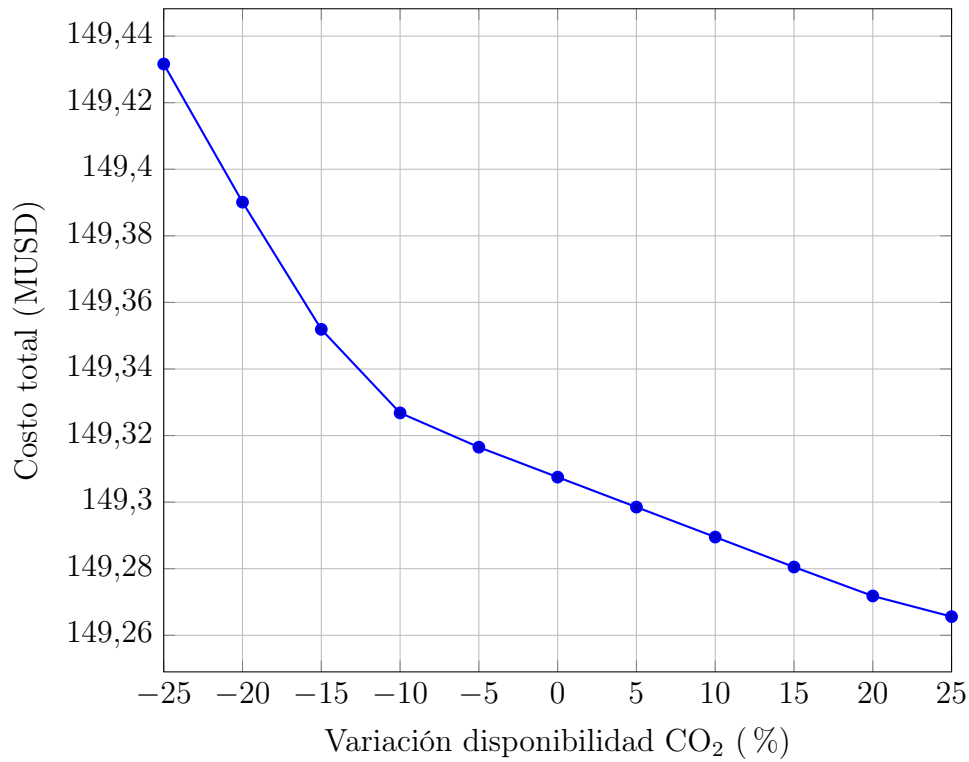


Figura 4.5: Evolución del costo total del sistema en función de la disponibilidad de CO<sub>2</sub>

La curva muestra una tendencia decreciente a medida que aumenta la disponibilidad de CO<sub>2</sub>, con una pendiente más pronunciada en los escenarios de restricción que se atenúa progresivamente hacia los escenarios de mayor holgura. Esto refleja que el sistema es más sensible a reducciones en la disponibilidad que a incrementos, dado que las restricciones de abastecimiento obligan a recurrir a proveedores de mayor costo. La Tabla 4.12 resume el costo total del sistema y los períodos en los que se registran inventarios de e-metanol para cada escenario analizado.

Tabla 4.12: Costo total y períodos con inventario de e-metanol para la variación en la disponibilidad de CO<sub>2</sub>

Variación de disponibilidad de CO <sub>2</sub> [%]	Costo total [USD]	Períodos con $I_t^{MeOH} > 0$
-25	149.431.604,9	No presenta
-20	149.390.144,9	No presenta
-15	149.351.911,7	4, 6, 10 y 11
-10	149.326.770,6	1, 2, 4, 6 y 7
-5	149.316.489,1	No presenta
0	149.307.489,2	No presenta
+5	149.298.489,1	No presenta
+10	149.289.489,1	No presenta
+15	149.280.489,1	No presenta
+20	149.271.794,5	10
+25	149.265.636,2	4, 6 y 11

Por su parte, la Tabla 4.13 presenta los proveedores de CO<sub>2</sub> utilizados en cada escenario, mostrando las combinaciones de abastecimiento en función de la disponibilidad relativa.

Tabla 4.13: Proveedores de CO<sub>2</sub> utilizados en cada escenario

Variación de disponibilidad de CO <sub>2</sub> [%]	Proveedores utilizados
-25	$s_3, s_4, s_5$
-20	$s_3, s_4, s_5$
-15	$s_3, s_4, s_5$
-10	$s_4, s_5$
-5	$s_4, s_5$
0	$s_4, s_5$
+5 a +25	$s_4, s_5$

Los resultados destacan la relevancia estratégica del abastecimiento de CO<sub>2</sub> en la operación del sistema. Dado que  $s_5$  es el proveedor de menor costo y es utilizado en todos los escenarios analizados, asegurar su acceso mediante contratos de largo plazo constituye la medida de mayor impacto. El proveedor  $s_4$  opera como complemento en la mayoría de los escenarios, mientras que  $s_3$ , aunque de mayor costo unitario, representa una reserva estratégica ante condiciones de restricción severa. La diversificación entre

estos proveedores contribuye a reducir riesgos operativos y a mantener la flexibilidad del sistema frente a variaciones en la disponibilidad del insumo.

## Disponibilidad nula de CO<sub>2</sub> externo

En este escenario se elimina completamente la disponibilidad de CO<sub>2</sub> externo durante todo el horizonte de planificación, forzando al sistema a abastecer este insumo exclusivamente mediante producción local. El objetivo es analizar cómo se reconfigura la operación y cuál es el impacto económico de esta restricción.

Los resultados muestran que la solución continúa siendo factible y satisface la demanda de e-metanol en todos los períodos sin generación de inventarios. Sin embargo, la estructura operativa cambia: el sistema pasa a depender completamente de la producción local de CO<sub>2</sub>, activando este bloque en todos los períodos. Desde el punto de vista económico, el costo total aumenta de 149,31 MUSD en el caso base a 155,26 MUSD, lo que representa un incremento de 5,95 MUSD (3,99 %). Este aumento refleja el mayor esfuerzo operativo requerido para producir internamente el CO<sub>2</sub> en lugar de adquirirlo externamente. La Tabla 4.14 resume la comparación con el caso base.

Tabla 4.14: Comparación entre el caso base y el escenario sin CO<sub>2</sub> externo

Indicador	Caso base	Sin CO <sub>2</sub> externo
Costo total [MUSD]	149,31	155,26
Variación [%]	–	+3,99
Compra externa de CO <sub>2</sub>	Sí	No
Producción local de CO <sub>2</sub>	No	Sí
Consumo de biomasa	No	Si
Secado de biomasa	No	Capacidad máxima

En términos operativos, la producción local de CO<sub>2</sub> se ajusta período a período a los requerimientos de la síntesis de e-metanol, sin almacenamiento intermedio de CO<sub>2</sub> ni de e-metanol ( $I_t^{\text{CO}_2} = 0$ ,  $I_t^{\text{MeOH}} = 0 \forall t$ ) y sin recurrir a energía de red ( $u_t^{\text{ERed}} = 0 \forall t$ ). Sin embargo, el sistema sí utiliza inventario de biomasa seca como mecanismo de anticipación: en los períodos 4 a 7 se acumula stock de hasta 4.254 t ( $t = 5$ ), comprando por encima del consumo inmediato para garantizar el abastecimiento en períodos de mayor demanda. Esto genera un acople directo entre la producción de CO<sub>2</sub>, el consumo de biomasa y la síntesis de e-metanol. El cambio más relevante se observa en el bloque de biomasa. El sistema consume exclusivamente biomasa seca, pero compra la mayor cantidad posible de biomasa húmeda disponible para luego secarla y utilizarla en el proceso. En consecuencia, el secado opera a plena capacidad durante todo el horizonte, por lo que esta restricción se vuelve activa y condiciona la operación global del sistema:

$$\sum_{h \in \mathcal{H}^{\text{wet}}, h' \in \mathcal{H}^{\text{dry}}} d_{t,h \rightarrow h'} = Q^{\text{dry}} \quad \forall t$$

La Figura 4.6 muestra el acople entre la producción de e-metanol, la producción local de CO<sub>2</sub> y el consumo de biomasa seca.

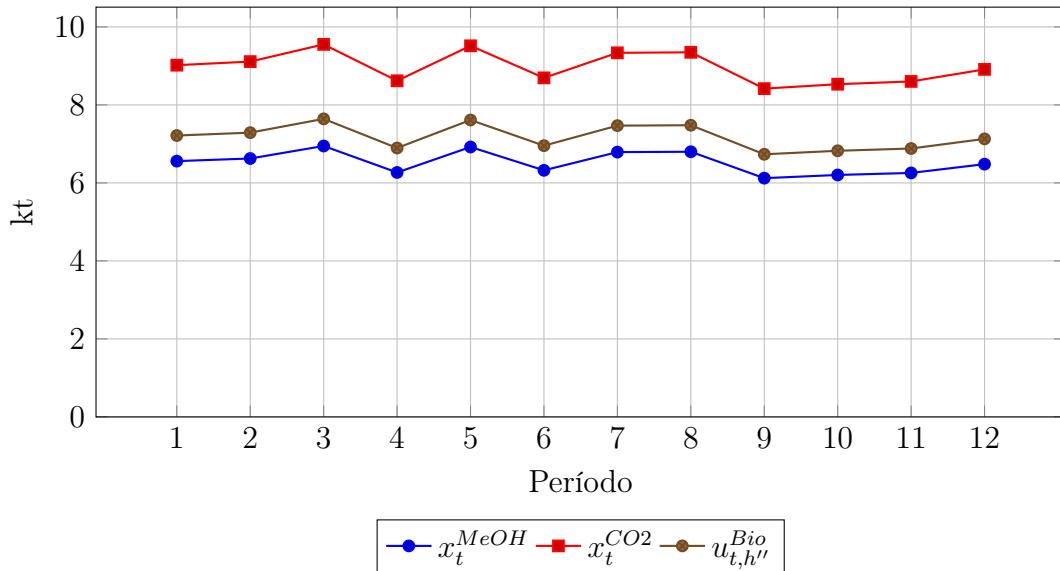


Figura 4.6: Producción de e-metanol ( $x_t^{MeOH}$ ), producción local de CO<sub>2</sub> ( $x_t^{CO_2}$ ) y consumo de biomasa seca quemada ( $u_{t,h''}^{Bio}$ ) en el escenario sin CO<sub>2</sub> externo [kt].

La mayor demanda de biomasa en este escenario se refleja también en la estrategia de aprovisionamiento. La solución óptima activa los proveedores  $b_3$ ,  $b_4$  y  $b_5$  en la totalidad de los períodos, mientras que  $b_1$  y  $b_2$  únicamente son convocados en el período 8, cuando la demanda de e-metanol alcanza uno de sus valores más elevados (6.799 t) y es necesario movilizar la totalidad de la oferta disponible. Esta jerarquía es consistente con la estructura de costos:  $b_3$ ,  $b_4$  y  $b_5$  ofrecen biomasa a menor precio por tonelada que  $b_1$  y  $b_2$ , por lo que el optimizador los prioriza sistemáticamente. La Tabla 4.15 resume la activación de cada proveedor a lo largo del horizonte.

Tabla 4.15: Activación de proveedores de biomasa ( $y_{b,t}^{BuyBio}$ ) en el escenario sin CO<sub>2</sub> externo. **1** indica proveedor activo, **0** inactivo.

Proveedor	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Total
$b_1$	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1
$b_2$	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1
$b_3$	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	12
$b_4$	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	12
$b_5$	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	12

Este patrón de selección muestra que, bajo una restricción de autosuficiencia en CO<sub>2</sub>, el sistema no solo aumenta el volumen de biomasa adquirida, sino que concentra su abastecimiento en los proveedores de menor costo disponibles, recurriendo a los más caros únicamente cuando la disponibilidad de los primeros resulta insuficiente para cubrir los requerimientos del período.

El sistema mantiene una política sin inventario de e-metanol y continúa operando exclusivamente con energía renovable, sin recurrir a energía de red. En este escenario, la principal limitación no es energética, sino material, asociada a la disponibilidad y al

procesamiento de biomasa para la producción interna de  $\text{CO}_2$ . En particular, la capacidad de secado se vuelve una restricción activa, condicionando la operación del sistema. Si bien la solución óptima demuestra ser robusta frente a la eliminación del  $\text{CO}_2$  externo, esto se logra a costa de una operación más compleja, intensiva en biomasa y con un mayor costo total. En este contexto, la producción local de  $\text{CO}_2$  se presenta como una alternativa de respaldo más que como una estrategia principal. No obstante, en escenarios donde sea necesario garantizar la autosuficiencia, resulta recomendable evaluar un aumento en la capacidad de secado y asegurar el acceso a biomasa a menor costo y en volúmenes suficientes, con el fin de mejorar la viabilidad económica del sistema.

Desde la perspectiva de la SIE, este escenario activa una dimensión simbiótica que permanecía inactiva en el caso base: la producción local de  $\text{CO}_2$  a partir de biomasa habilita el aprovechamiento del  $\text{O}_2$  subproducto del electrolizador en la oxicomustión, y el vapor generado por la caldera se reutiliza internamente para el secado de biomasa húmeda, configurando flujos de intercambio químico y térmico entre procesos. A diferencia del caso base, en este caso el sistema cierra ciclos internos entre la electrólisis, la oxicomustión y el secado. Sin embargo, este escenario también muestra los desafíos de la SIE señalados en la literatura: la autosuficiencia en  $\text{CO}_2$  se logra a un costo mayor y con una operación más compleja, lo que confirma que los beneficios técnicos de una integración simbiótica más profunda no siempre se traducen en ventajas económicas bajo un esquema de minimización de costos.

### **4.2.3. Extensión del horizonte de planificación y análisis de escalabilidad**

Esta sección evalúa el comportamiento de la solución óptima ante un incremento en la dimensión temporal del problema, extendiendo el horizonte de planificación de 12 a 36 períodos. El análisis se estructura en tres etapas. La primera considera el caso en que los datos se repiten de forma idéntica a lo largo del horizonte extendido, lo que permite verificar la consistencia de la solución y evaluar la escalabilidad computacional. La segunda introduce variabilidad en la demanda de e-metanol, con el objetivo de analizar el comportamiento operativo del sistema frente a condiciones heterogéneas a lo largo del horizonte de planificación. La tercera incorpora adicionalmente variabilidad en la capacidad de producción, evaluando la capacidad del sistema para coordinar múltiples fuentes de variabilidad de forma simultánea.

#### **Escenario I: Horizonte extendido con datos repetidos**

Para construir este escenario, se replicaron los datos correspondientes a los 12 períodos originales del caso base tres veces de forma consecutiva, obteniendo un horizonte de planificación de 36 períodos con condiciones operativas idénticas en cada ciclo. La decisión de replicar los datos originales es debido a que se busca ver el efecto del incremento en la dimensión del problema, sin introducir variabilidad en los datos que pudiera confundir el análisis de escalabilidad.

La solución óptima obtenida tiene un costo total de \$447.922.467,4, equivalente a tres veces el costo del caso base de 12 períodos, lo que es consistente con la replicación exacta de los datos. Desde el punto de vista computacional, el solución resultante cuenta con 2.491 variables (de las cuales 468 son binarias y 2.023 continuas no negativas), 2.348 restricciones y 9.691 coeficientes no nulos. A pesar del aumento en la dimensión respecto

al caso base de 12 períodos, el solver resuelve el problema en un tiempo equivalente al del caso original, sin incrementos perceptibles en el esfuerzo computacional. Este resultado indica que la formulación propuesta exhibe una escalabilidad adecuada, manteniendo su eficiencia al triplicar el número de períodos considerados.

## Escenario II: Horizonte extendido con demanda variable

A partir del escenario anterior, se introduce variabilidad en la demanda de e-metanol, permitiendo que esta tome valores distintos en cada período dentro del rango [6.200, 8.900] toneladas. El resto de los valores de los parámetros se mantienen constantes respecto al escenario anterior. El objetivo de este análisis es evaluar cómo responde la solución óptima ante fluctuaciones en la demanda a lo largo de un horizonte de 36 períodos, examinando en particular las decisiones de producción, abastecimiento e inventario.

Desde el punto de vista computacional, la incorporación de variabilidad en la demanda no produce cambios en los tiempos de resolución respecto al escenario anterior: el solver obtiene la solución óptima entera en tiempos equivalentes, con el mismo tamaño de problema (2.491 variables, 2.348 restricciones). El costo total mínimo obtenido en este escenario asciende a \$513.908.729 USD, superior al del escenario con demanda constante, lo cual es consistente con la mayor variabilidad en los requerimientos de producción y la necesidad de recurrir a fuentes de abastecimiento más costosas en ciertos períodos.

En términos operativos, la variabilidad en la demanda introduce una dinámica más compleja en las decisiones de la solución óptima. A diferencia del escenario anterior, donde la producción se ajustaba exactamente a la demanda en cada período sin necesidad de inventario, en este caso es necesario equilibrar simultáneamente tres objetivos: satisfacer la demanda de cada período, minimizar el costo total de abastecimiento y producción, y gestionar el inventario de e-metanol de forma eficiente a lo largo del horizonte.

Un aspecto central de la solución obtenida es el papel que juega la estructura de costos del CO<sub>2</sub>. El sistema cuenta con cinco proveedores ( $s_1$  a  $s_5$ ) con costos unitarios de \$94, \$90, \$61, \$56 y \$54 por tonelada respectivamente, siendo  $s_4$  y  $s_5$  los más económicos pero con capacidades limitadas (3.333 y 7.500 toneladas por período). Esta diferencia genera un incentivo a anticipar la producción: en períodos de demanda relativamente baja, la solución óptima produce por encima de la demanda inmediata aprovechando el CO<sub>2</sub> barato disponible, acumulando inventario para períodos de mayor demanda o abastecimiento más costoso.

El análisis de la solución óptima muestra que en 20 de los 36 períodos se genera inventario positivo de e-metanol, tal como se detalla en la Tabla 4.16. Los niveles de inventario oscilan entre 52,6 y 1.488,2 toneladas, representando entre el 0,2 % y el 6,5 % de la capacidad máxima de almacenamiento. En la mayoría de estos períodos, la producción se sitúa en 7.484,6 t, valor que corresponde al máximo alcanzable dada la disponibilidad de CO<sub>2</sub> de menor costo, confirmando que la solución aprovecha al máximo las fuentes más económicas independientemente de la demanda inmediata. En los períodos restantes, la producción se ajusta exactamente a la demanda y el inventario final es nulo.

Tabla 4.16: Períodos con inventario positivo de e-metanol (Escenario II)

Período	$D_t^{MeOH}$	$x_t^{MeOH}$	$I_t^{MeOH}$	Período	$D_t^{MeOH}$	$x_t^{MeOH}$	$I_t^{MeOH}$
	[t]	[t]	[t]		[t]	[t]	[t]
1	7.432	7.484,6	52,6	19	8.611	7.484,6	176,9
3	6.628	7.484,6	856,6	21	6.599	7.484,6	885,6
5	7.094	7.484,6	390,6	24	6.206	6.992,8	786,8
6	6.387	7.484,6	1.488,2	25	7.562	7.484,6	709,4
7	8.543	7.484,6	429,9	27	6.735	7.484,6	749,6
9	6.710	7.484,6	774,6	29	7.027	7.260,1	233,1
12	6.289	7.125,8	836,8	30	6.318	7.484,6	1.399,8
13	7.486	7.484,6	835,4	31	8.479	7.484,6	405,4
15	6.881	7.484,6	603,6	33	6.664	7.484,6	820,6
17	7.214	7.484,6	270,6				
18	6.452	7.484,6	1.303,2				

La Figura 4.7 permite visualizar de forma integrada la evolución conjunta de la demanda, la producción y el inventario a lo largo del horizonte de planificación. Se observa que la producción se mantiene relativamente estable, concentrada en torno a 7.484,6 toneladas por período, mientras que el inventario actúa como mecanismo de amortiguación frente a las fluctuaciones de la demanda. Los picos de inventario tienden a ocurrir en los períodos inmediatamente anteriores a episodios de alta demanda, reflejando la anticipación a los requerimientos futuros. Por su parte, los períodos de demanda muy elevada, como los períodos 4, 7, 10, 16, 19 y 28, con valores superiores a 8.500 toneladas, son aquellos en los que el inventario acumulado se consume en su totalidad, retornando a cero.

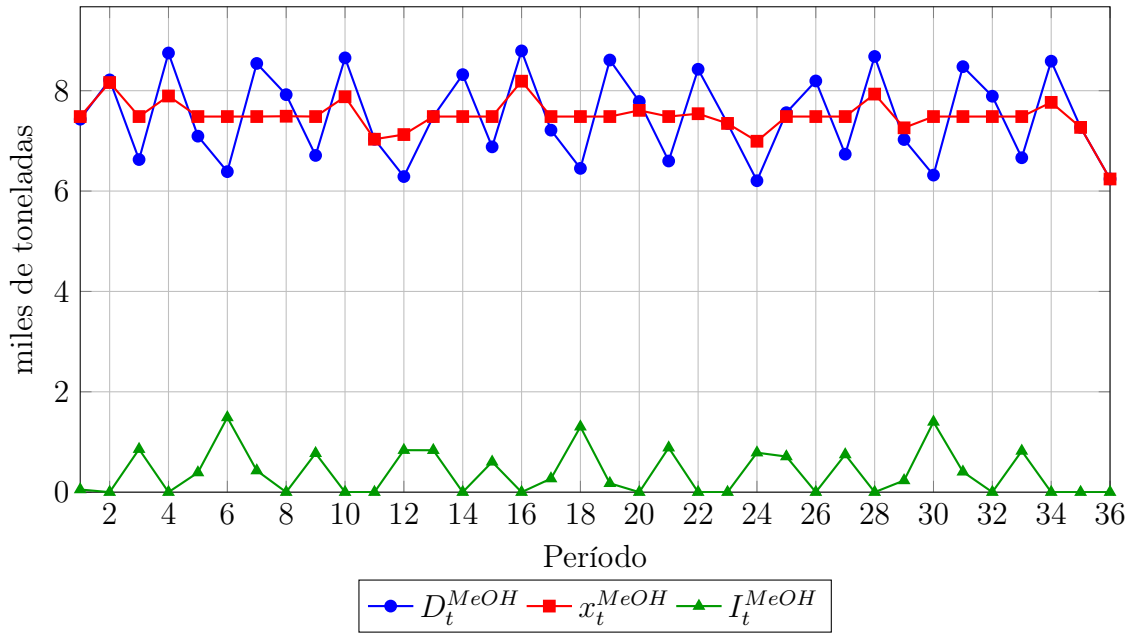


Figura 4.7: Demanda, producción e inventario por período

Los resultados de ambos escenarios permiten extraer dos conclusiones relevantes. En primer lugar, la formulación propuesta demuestra una escalabilidad computacional satisfactoria: la resolución con 36 períodos no implica un incremento en el tiempo de cómputo respecto al caso base de 12 períodos, lo que sugiere que es aplicable a horizontes de planificación más grandes sin comprometer su tractabilidad. En segundo lugar, ante la incorporación de variabilidad en la demanda, la solución óptima ajusta de forma coherente las decisiones de producción e inventario, generando stocks en los períodos donde resulta conveniente y consumiéndolos cuando la demanda o los costos de abastecimiento así lo requieren.

### Escenario III: demanda variable con capacidad de producción variable

En este escenario se incorpora una nueva fuente de complejidad: la capacidad de producción de e-metanol  $P_t^{MeOH}$  varía a lo largo del horizonte de planificación de 36 períodos, tomando valores distintos en cada período, variando entre 4.200 y 11.500 toneladas. La demanda mantiene el mismo perfil variable del Escenario II, oscilando entre 6.206 y 8.793 toneladas por período, con una demanda total acumulada de 269.428 toneladas. El resto de los parámetros del sistema permanecen idénticos a los escenarios anteriores. La solución óptima obtenida tiene un costo total de \$515.745.043,7, representando un incremento marginal de 0,36% respecto al Escenario II y de 15,1% respecto al Escenario I. Desde el punto de vista computación, se mantiene la misma dimensión que en los casos anteriores (2.491 variables, 2.348 restricciones y 9.691 coeficientes no nulos), resolviéndose en un tiempo de cómputo comparable.

Desde el punto de vista operativo, la solución óptima coordina simultáneamente inventarios e-metanol y CO<sub>2</sub> líquido para compensar diferencias entre la capacidad de producción variable y la demanda. En 21 de los 36 períodos la producción opera a capacidad plena ( $x_t^{MeOH} = P_t^{MeOH}$ ), principalmente en períodos de baja capacidad donde esta no alcanza a cubrir la demanda y la solución recurre al inventario de e-metanol acumulado previamente. En los períodos de alta capacidad, la producción queda acotada por el

CO<sub>2</sub> barato disponible: con las compras corrientes de  $s_4$  y  $s_5$  el límite efectivo sería de aproximadamente 7.485 toneladas, pero el inventario de CO<sub>2</sub> acumulado en períodos anteriores, donde la baja capacidad impedía consumirlo, permite extender la producción hasta 9.072 toneladas, e incluso superarlo puntualmente (10.205 t en el período 10, 9.786 t en el período 34). El inventario de CO<sub>2</sub> se activa en 17 períodos y llega al tope de almacenamiento (3.960 t) en los períodos 6, 24 y 30. La Figura 4.8 ilustra la dinámica de producción, capacidad e inventario a lo largo del horizonte. Las Tablas 4.17 y 4.18 detallan la solución período a período. Desde el punto de vista energético, la demanda eléctrica es cubierta casi toda por energía renovable, representando el 98,8% del consumo total (2.848.974 MWh). El complemento de energía de red (33.613 MWh, 1,2%) se concentra en 6 períodos ( $t = 2, t = 4, t = 10, t = 22, t = 28$  y  $t = 34$ ), que coinciden con los períodos de mayor producción donde la disponibilidad renovable no alcanza a cubrir la carga eléctrica completa. Al igual que en los escenarios anteriores, la solución óptima no activa en ningún período la producción local de CO<sub>2</sub> a partir de biomasa ( $x_t^{\text{CO}_2} = 0$ ), dado que el abastecimiento externo mediante los proveedores  $s_4$  y  $s_5$  resulta más económico que la ruta de oxidación a lo largo de todo el horizonte.

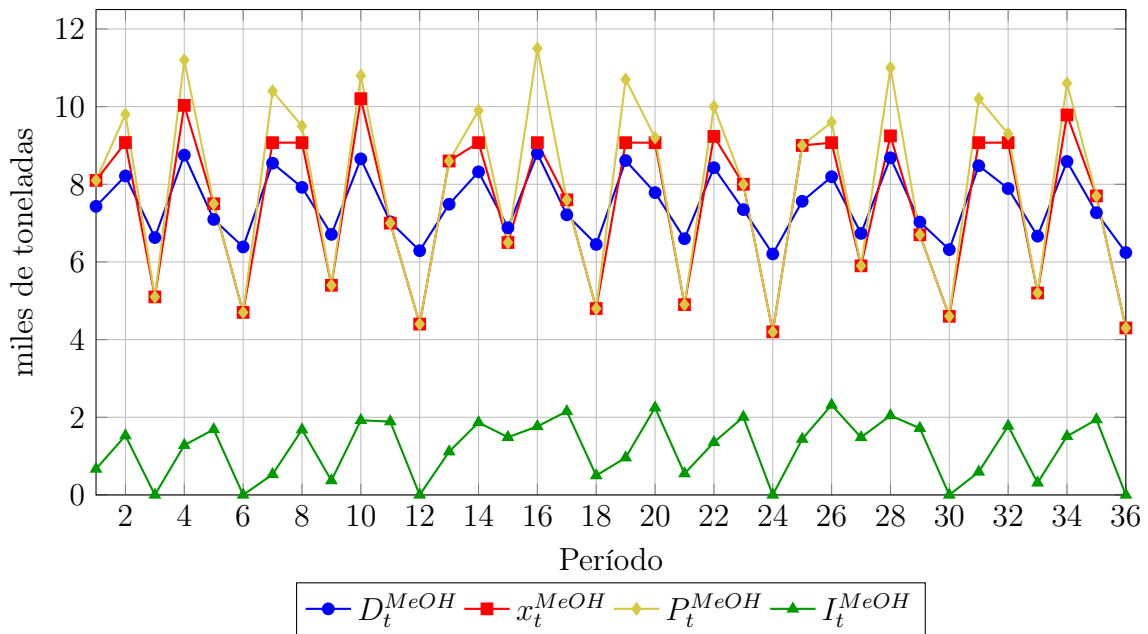


Figura 4.8: Demanda, producción, capacidad e inventario de e-metanol por período

La Tabla 4.17 reporta, para cada período, la capacidad disponible  $P_t^{\text{MeOH}}$ , la demanda  $D_t^{\text{MeOH}}$ , la producción  $x_t^{\text{MeOH}}$ , el inventario de cierre  $I_t^{\text{MeOH}}$  y su variación  $\Delta_t$  respecto al período anterior.

Tabla 4.17: Producción e inventario de e-metanol por período — Escenario III

$t$	$P_t^{\text{MeOH}}$	$D_t^{\text{MeOH}}$	$x_t^{\text{MeOH}}$	$I_t^{\text{MeOH}}$	$\Delta_t$	$t$	$P_t^{\text{MeOH}}$	$D_t^{\text{MeOH}}$	$x_t^{\text{MeOH}}$	$I_t^{\text{MeOH}}$	$\Delta_t$
	[t]	[t]	[t]	[t]	[t]		[t]	[t]	[t]	[t]	[t]
1	8.100	7.432	8.100	668	+668	19	10.700	8.611	9.072	960	+461
2	9.800	8.215	9.075	1.528	+860	20	9.200	7.785	9.072	2.248	+1.287
3	5.100	6.628	5.100	0	-1.528	21	4.900	6.599	4.900	549	-1.699
4	11.200	8.751	10.032	1.281	+1.281	22	10.000	8.427	9.232	1.354	+805
5	7.500	7.094	7.500	1.687	+406	23	8.000	7.348	8.000	2.006	+652
6	4.700	6.387	4.700	0	-1.687	24	4.200	6.206	4.200	0	-2.006
7	10.400	8.543	9.072	529	+529	25	9.000	7.562	9.000	1.438	+1.438
8	9.500	7.921	9.072	1.681	+1.152	26	9.600	8.194	9.072	2.316	+878
9	5.400	6.710	5.400	371	-1.310	27	5.900	6.735	5.900	1.481	-835
10	10.800	8.654	10.205	1.922	+1.551	28	11.000	8.682	9.246	2.045	+564
11	7.000	7.033	7.000	1.889	-33	29	6.700	7.027	6.700	1.718	-327
12	4.400	6.289	4.400	0	-1.889	30	4.600	6.318	4.600	0	-1.718
13	8.600	7.486	8.600	1.114	+1.114	31	10.200	8.479	9.072	593	+593
14	9.900	8.320	9.072	1.866	+752	32	9.300	7.890	9.072	1.776	+1.182
15	6.500	6.881	6.500	1.485	-381	33	5.200	6.664	5.200	312	-1.464
16	11.500	8.793	9.072	1.765	+280	34	10.600	8.588	9.786	1.510	+1.198
17	7.600	7.214	7.600	2.151	+386	35	7.700	7.269	7.700	1.941	+431
18	4.800	6.452	4.800	499	-1.652	36	4.300	6.241	4.300	0	-1.941

$\Delta_t = I_t^{\text{MeOH}} - I_{t-1}^{\text{MeOH}}$ ; variación del inventario respecto al período anterior.

La Tabla 4.18 muestra las compras a cada proveedor activo ( $s_3, s_4, s_5$ ), el  $\text{CO}_2$  vaporizado  $v_t^{\text{CO}_2}$  y el inventario de  $\text{CO}_2$  líquido al cierre  $I_t^{\text{CO}_2}$ .

Tabla 4.18: Abastecimiento, vaporización e inventario de CO<sub>2</sub> por período — Escenario III

t	$q_{s_3,t}$	$q_{s_4,t}$	$q_{s_5,t}$	$v_t^{\text{CO}_2}$	$I_t^{\text{CO}_2}$	t	$q_{s_3,t}$	$q_{s_4,t}$	$q_{s_5,t}$	$v_t^{\text{CO}_2}$	$I_t^{\text{CO}_2}$
	[t]	[t]	[t]	[t]	[t]		[t]	[t]	[t]	[t]	[t]
1	890,7	3.333,0	7.500,0	11.723,7	0,0	19	0,0	3.333,0	7.500,0	13.131,1	1.587,5
2	2.301,9	3.333,0	7.500,0	13.134,9	0,0	20	710,6	3.333,0	7.500,0	13.131,1	0,0
3	0,0	3.333,0	7.500,0	7.381,6	3.451,4	21	0,0	2.867,7	7.500,0	7.092,1	3.275,5
4	235,6	3.333,0	7.500,0	14.520,0	0,0	22	0,0	3.333,0	7.500,0	13.362,6	746,0
5	22,3	3.333,0	7.500,0	10.855,3	0,0	23	0,0	3.333,0	7.500,0	11.578,9	0,0
6	0,0	3.262,6	7.500,0	6.802,6	3.960,0	24	0,0	2.538,9	7.500,0	6.079,0	3.960,0
7	0,0	3.333,0	7.500,0	13.131,1	1.661,9	25	0,0	3.333,0	7.500,0	13.026,3	1.766,7
8	636,3	3.333,0	7.500,0	13.131,1	0,0	26	531,4	3.333,0	7.500,0	13.131,1	0,0
9	0,0	3.333,0	7.500,0	7.815,8	3.017,2	27	0,0	3.333,0	7.500,0	8.539,5	2.293,5
10	920,4	3.333,0	7.500,0	14.770,6	0,0	28	255,2	3.333,0	7.500,0	13.381,8	0,0
11	0,0	2.631,6	7.500,0	10.131,6	0,0	29	0,0	2.197,4	7.500,0	9.697,4	0,0
12	0,0	2.780,9	7.500,0	6.368,4	3.912,5	30	0,0	3.117,9	7.500,0	6.657,9	3.960,0
13	0,0	3.333,0	7.500,0	12.447,4	2.298,1	31	0,0	3.333,0	7.500,0	13.131,1	1.661,9
14	0,0	3.333,0	7.500,0	13.131,1	0,0	32	636,3	3.333,0	7.500,0	13.131,1	0,0
15	0,0	3.333,0	7.500,0	9.407,9	1.425,1	33	0,0	3.333,0	7.500,0	7.526,3	3.306,7
16	873,0	3.333,0	7.500,0	13.131,1	0,0	34	24,5	3.333,0	7.500,0	14.164,2	0,0
17	167,0	3.333,0	7.500,0	11.000,0	0,0	35	311,7	3.333,0	7.500,0	11.144,7	0,0
18	0,0	3.333,0	7.500,0	6.947,4	3.885,6	36	0,0	0,0	6.223,7	6.223,7	0,0

Proveedores  $s_1$  y  $s_2$  no activos en ningún período.  $s_5$  siempre al máximo salvo en  $t = 36$ .

La Tabla 4.19 resume los aspectos clave de los tres escenarios analizados.

Tabla 4.19: Comparación de indicadores entre escenarios

Indicador	Escenario I	Escenario II	Escenario III
Costo total (\$)	447.922.467	513.908.729	515.745.044
Períodos con $I^{\text{MeOH}} > 0$	0	20	30
Inventario MeOH máximo (t)	0	1.488,2	2.316,4
Períodos activos $I^{\text{CO}_2} > 0$	0	0	17
$I^{\text{CO}_2}$ máximo (t)	0	0	3.960,0
$x^{\text{CO}_2}$ local activa	No	No	No
Uso energía renovable (%)	100,0	100,0	98,8
Restricción de capacidad $P^{\text{MeOH}}$ activada	No	No	21 períodos

El Escenario III extiende las conclusiones del escenario anterior: la incorporación de variabilidad en la capacidad de producción obliga a coordinar simultáneamente los inventarios de e-metanol y  $\text{CO}_2$  líquido, añadiendo complejidad operativa, sin que ello se traduzca en un aumento importante de costos respecto al Escenario II. El incremento sustancial de costos (15,1 %) se produce al pasar del Escenario I al II, es decir, al introducir variabilidad en la demanda; la variabilidad adicional en la capacidad de producción agrega apenas un 0,36 % más. El tiempo de resolución resulta prácticamente igual al observado en los escenarios anteriores, lo que indica que la formulación propuesta logra incorporar de forma eficiente la variabilidad simultánea de la demanda y la capacidad, no solo desde el punto de vista económico, sino también computacional.

Desde la perspectiva de la SIE, el Escenario III es el más representativo de los tres porque activa simultáneamente múltiples dimensiones del sistema simbiótico: el inventario de  $\text{CO}_2$  líquido opera como amortiguador del flujo químico externo, el inventario de e-metanol amortigua la variabilidad conjunta de demanda y capacidad, y la energía de red complementa puntualmente el flujo eléctrico renovable en los períodos de mayor exigencia energética. Esta coordinación simultánea de flujos energéticos y materiales ilustra la complejidad operativa propia de un sistema de SIE y la capacidad del sistema para gestionarla de forma coherente a lo largo de un horizonte extendido bajo condiciones operativas dinámicas.

# Capítulo 5

## Conclusiones

El presente documento describe el trabajo realizado para el proyecto de fin de carrera de Ingeniería de Producción sobre planificación de la producción en simbiosis industrial basada en energía. En el presente capítulo se presentan los resultados principales obtenidos, las conclusiones del trabajo realizado y las oportunidades identificadas para futuras líneas de investigación.

Se cumplió con el objetivo principal del proyecto, que consistía en abordar un problema de planificación de la producción enfocado en la simbiosis industrial. Particularmente se abordaron dos caminos para cumplir con el objetivo, por un lado la realización de una revisión sistemática de la literatura sobre la temática y por otro desarrollar un modelo de optimización, en este caso para atacar un problema de lot-sizing en una planta PtM. El modelo formulado permite determinar decisiones óptimas de abastecimiento de CO<sub>2</sub> y biomasa, producción de e-metanol, uso de recursos energéticos y gestión de inventarios, minimizando el costo total del sistema a lo largo de un horizonte de planificación multiperíodo. La formulación propuesta demostró ser matemáticamente consistente y computacionalmente tratable, comportándose de manera coherente ante distintas condiciones operativas y manteniendo su eficiencia al escalar hacia horizontes de planificación más grandes y configuraciones de mayor complejidad estructural que la del caso base de estudio.

A partir del caso base, que representa el caso de operación en una empresa del rubro y surge de los datos obtenidos de la misma, se observa que el sistema opera de manera ajustada a la demanda, sin recurrir al uso de inventarios y utilizando exclusivamente energía renovable. Este comportamiento refleja una situación eficiente desde el punto de vista económico y energético, en el cual se prioriza el abastecimiento externo de CO<sub>2</sub>, evitando la activación de la producción local cuando esta resulta más costosa. La descomposición de la función objetivo muestra que el costo de producción de e-metanol representa más del 73% del costo total, seguido por el costo energético con un 22%, lo que evidencia que las decisiones de producción y energía son los principales determinantes del costo del sistema.

La experimentación numérica permitió profundizar en el comportamiento del sistema frente a variaciones en parámetros económicos y condiciones operativas. En particular, se identificó que ciertos costos, como los de almacenamiento o compra de biomasa, no tienen un impacto significativo en la determinación de la solución óptima. En contraste, cambios en la disponibilidad de CO<sub>2</sub> o en la demanda generan modificaciones en la estructura operativa, afectando tanto los costos como las decisiones de producción y abastecimiento.

La variabilidad en la disponibilidad de energía renovable introduce además una dinámica relevante: la solución óptima reorganiza la producción en el tiempo y utiliza el inventario de e-metanol como mecanismo de flexibilidad, sin recurrir a la energía de red como fuente de ajuste. El análisis del costo fijo de activación de proveedores de CO<sub>2</sub> evidencia que ante valores elevados para este costo fijo, la solución óptima consolida compras en menos proveedores y activa el inventario de CO<sub>2</sub> y de e-metanol como mecanismos de compensación. Entre los experimentos relevantes se destaca también el escenario sin disponibilidad de CO<sub>2</sub> externo, ya que la solución óptima recurre completamente a la producción interna a partir de biomasa. Esto genera que la capacidad de secado esté completamente utilizada y que la estrategia de compra esté basada en biomasa húmeda de menor costo. Sin embargo, esta configuración implica una operación más exigente y un aumento del costo total del 3,99 %, dejando en evidencia que la producción local de CO<sub>2</sub> constituye una alternativa de respaldo viable pero no competitiva bajo las condiciones del caso base. El análisis con horizonte extendido y capacidad de producción variable mostró además que la formulación es capaz de coordinar simultáneamente múltiples inventarios ante variabilidad conjunta de demanda y capacidad, sin que ello implique un aumento sustancial de costos ni del esfuerzo computacional.

Desde el punto de vista del estado del arte, el trabajo realizado contribuye a una línea de investigación en crecimiento. Tal como se identificó en la revisión bibliográfica, la literatura sobre problemas de lot-sizing en contextos de simbiosis industrial es aún limitada. En este marco, el modelo de programación matemática propuesto aporta a la representación de sistemas integrados al considerar de manera conjunta decisiones de abastecimiento, producción y uso de recursos energéticos, extendiendo los modelos existentes hacia la dimensión multiproducto con selección de proveedores y variabilidad energética renovable en un sistema de SIE de tipo PtM.

En cuanto a las recomendaciones para la operación del sistema, los resultados permiten identificar los siguientes lineamientos estratégicos. Resulta fundamental asegurar una disponibilidad suficiente y estable de CO<sub>2</sub> externo, priorizando el acceso a proveedores de menor costo mediante contratos de largo plazo y manteniendo una diversificación mínima de proveedores como mecanismo de resguardo ante interrupciones. Por otro lado, el dimensionamiento actual del almacenamiento de e-metanol es adecuado para el rango de demanda analizado, por lo que ante un crecimiento sostenido de la demanda los recursos deberían orientarse a expandir la capacidad de producción. Asimismo, en contextos de variabilidad en la capacidad de producción, resulta relevante contar con una capacidad suficiente de almacenamiento de CO<sub>2</sub> líquido, ya que este inventario actúa como un mecanismo de transferencia entre períodos con baja y alta capacidad productiva. Finalmente, en escenarios donde sea necesario garantizar la autosuficiencia en CO<sub>2</sub>, resulta recomendable evaluar un aumento en la capacidad de secado y asegurar el acceso a biomasa a menor costo y en volúmenes suficientes.

En cuanto a las líneas de trabajo futuro, durante el desarrollo del proyecto se identificaron diversas oportunidades que permitirían ampliar el alcance del modelo propuesto. Una primera extensión sería la incorporación del almacenamiento de hidrógeno, lo que permitiría desacoplar la producción de electrólisis de la síntesis de e-metanol, capturando de manera más precisa el impacto de la variabilidad de la energía renovable sobre las decisiones de planificación. Asimismo, sería de interés analizar estrategias de coordinación entre la producción de la planta y la operación de los proveedores seleccionados, con el objetivo de sincronizar el flujo de subproductos como CO<sub>2</sub> y biomasa en el marco de la

simbiosis industrial. En esa misma dirección, podría evaluarse la posibilidad de incorporar decisiones de venta de excedentes de energía a la red eléctrica en períodos de baja demanda interna, lo que introduciría una nueva dimensión económica al problema. Por otro lado, extender el modelo para incluir objetivos ambientales, en particular la minimización de emisiones de gases de efecto invernadero, permitiría analizar las relaciones de compromiso entre costo y desempeño ambiental, alineando el modelo con los criterios de sostenibilidad propios de los sistemas de SIE. Finalmente, una línea de trabajo relevante consiste en profundizar en la modelización del uso del vapor generado en la caldera de oxidación. En el modelo actual este flujo energético se representa limitándose a su rol en el proceso de secado de biomasa; sin embargo, el vapor constituye un recurso interno de valor que podría destinarse a otros usos de alto impacto, como el soporte energético a procesos de captura y purificación de CO<sub>2</sub> o la generación de energía para otros procesos de la planta. Incorporar este nivel de detalle técnico al modelo introduciría una dimensión adicional de optimización energética y abriría la posibilidad de evaluar configuraciones más eficientes de la planta desde una perspectiva de simbiosis industrial basada en energía.



# Referencias

- [1] H. Afshari, B. M. Tosarkani, M. Y. Jaber, and C. Searcy. The effect of environmental and social value objectives on optimal design in industrial energy symbiosis: A multi-objective approach. *Resources, Conservation & Recycling*, 158:104825, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.resconrec.2020.104825>.
- [2] F. M. Al-Fadhli, H. Baaqeel, and M. M. El-Halwagi. Designing an eco-industrial park with planning over a time horizon. *ACS Sustainable Chemistry & Engineering*, 8:18324–18334, 2020. <https://doi.org/10.1021/acssuschemeng.0c07061>.
- [3] K. S. Albadia, I. A. Kazeem, and M. A. M. Abdel-Aal. The green capacitated lot sizing for industrial symbiosis. *Transportation Research Procedia*, 84:610–617, 2025. <https://doi.org/10.1016/j.trpro.2025.03.115>.
- [4] A. Aouadni, M. Nouria, and A. Frein. A systematic review on supplier selection and order allocation problems. *Journal of Industrial Engineering International*, 15(Suppl 1):S267–S289, 2019. <https://doi.org/10.1007/s40092-019-00334-y>.
- [5] M. Asghari, H. Afshari, M. Jaber, and C. Searcy. Credibility-based cascading approach to achieve net-zero emissions in energy symbiosis networks using an organic rankine cycle. *Applied Energy*, 340:121010, 2023. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.121010>.
- [6] Ausenco and SEG Ingeniería. Undp-ury-00012: Análisis en logística, infraestructura y localizaciones para la cadena de valor de derivados de hidrógeno verde en uruguay. producto 7: Reporte final. Technical Report 108159-01-P7-R0, Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD) and Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM), Uruguay, Uruguay, 2024. Proyecto N° 108159-01, Rev. 0, 20 de diciembre de 2024, Accessed: Mar.2026. [https://www.gub.uy/ministerio-industria-energia-mineria/sites/ministerio-industria-energia-mineria/files/2025-01/108159-01-P7-R0\\_Reporte%20final\\_V2\\_compressed-1-200%20Part%201.pdf](https://www.gub.uy/ministerio-industria-energia-mineria/sites/ministerio-industria-energia-mineria/files/2025-01/108159-01-P7-R0_Reporte%20final_V2_compressed-1-200%20Part%201.pdf).
- [7] M. Butturi, F. Lolli, M. Sellitto, E. Balugani, R. Gamberini, and B. Rimini. Renewable energy in eco-industrial parks and urban-industrial symbiosis: A literature review and a conceptual synthesis. *Applied Energy*, 255:113825, 2019. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113825>.
- [8] M. Chertow and J. Park. Scholarship and practice in industrial symbiosis: 1989–2014. In *Taking Stock of Industrial Ecology*, pages 87–116. Springer, Cham, 2016. [https://doi.org/10.1007/978-3-319-20571-7\\_5](https://doi.org/10.1007/978-3-319-20571-7_5).
- [9] T. B. Chitsiga and A. J. Isafiade. Game theoretic approach for the synthesis and optimization of economically optimal coalitions in integrated renewable energy and

- polygeneration networks. *Journal of Cleaner Production*, 470:143308, 2024. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2024.143308>.
- [10] C. Daquin, H. Allaoui, G. Goncalves, and T. Hsu. Collaborative lot-sizing problem for an industrial symbiosis. *IFAC-PapersOnLine*, 52(13):1325–1330, 2019. <https://doi.org/10.1016/j.ifacol.2019.11.382>.
- [11] G. S. Daş, M. Yeşilkaya, and B. Birgören. A two-stage stochastic model for an industrial symbiosis network under uncertain demand. *Applied Mathematical Modelling*, 125:444–462, 2024. <https://doi.org/10.1016/j.apm.2023.10.007>.
- [12] European Commission. Commission delegated regulation (eu) 2023/1184 of 10 february 2023 supplementing directive (eu) 2018/2001 by establishing a methodology for determining the greenhouse gas emissions savings of renewable fuels of non-biological origin. Official Journal of the European Union, 2023. OJ L 157, 20.6.2023. Accessed: Mar. 2026, [https://eur-lex.europa.eu/eli/reg\\_del/2023/1184/oj](https://eur-lex.europa.eu/eli/reg_del/2023/1184/oj).
- [13] L. Fraccascia, V. Yazdanpanah, G. van Capelleveen, and D. M. Yazan. Energy-based industrial symbiosis: a literature review for circular energy transition. *Environment, Development and Sustainability*, 23:4791–4825, 2021. <https://doi.org/10.1007/s10668-020-00840-9>.
- [14] A.-L. Galvan-Cara, M. Graells, and A. Espuña. Application of industrial symbiosis principles to the management of utility networks. *Applied Energy*, 305:117734, 2022. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.117734>.
- [15] H. Ghiasirad and A. Skorek-Osikowska. Biomethanol production via electrolysis, oxy-fuel combustion, water-gas shift reaction, and lng cold energy recovery. *International Journal of Hydrogen Energy*, 52:610–626, 2024. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.10.089>.
- [16] Q. H. Goh, Y. K. Wan, Y. K. Ho, J. Tan, and I. M. L. Chew. Multi-criteria optimisation of fermentative and solar-driven electrolytic hydrogen and electricity supply-demand network with hybrid storage system. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 181:113341, 2023. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113341>.
- [17] S. Gutiérrez, C. Philippi, R. Kreimerman, P. Ures, and A. I. Torres. Relevamiento de la biomasa disponible en uruguay utilizable como materia prima en la producción de químicos. *VI Encuentro Regional de Ingeniería Química*, pages 1–6, 2017. <https://hdl.handle.net/20.500.12008/36885>.
- [18] L. Huang, L. Zhen, and L. Yin. Waste material recycling and exchanging decisions for industrial symbiosis network optimization. *Journal of Cleaner Production*, 276:124073, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.124073>.
- [19] International Energy Agency. World energy outlook 2024. Technical report, Oct. 2024. Accessed Mar.2026. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024>.
- [20] I. Kantor, J.-L. Robineau, H. Bütün, and F. Maréchal. A mixed-integer linear programming formulation for optimizing multi-scale material and energy integration. *Frontiers in Energy Research*, 8:49, 2020. <https://doi.org/10.3389/fenrg.2020.00049>.

- [21] R. Liao and C. Gicquel. Integrated lot-sizing and energy supply planning with onsite generation of renewables and industrial symbiosis. *International Journal of Production Research*, 61(24):8262–8284, 2023. <https://doi.org/10.1080/00207543.2023.2241132>.
- [22] M. Lin, W. T. Huh, and G. Wan. Multi-period lot-sizing with supplier selection: Structural results, complexity and algorithms. *Operations Research Letters*, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.orl.2021.05.013>.
- [23] Y. Liu, H. Gao, H. Xu, J. Tian, and L. Chen. Unraveling economic-environmental coupling in china’s petrochemical industry towards carbon peaking. *Resources, Conservation and Recycling Advances*, 24:200236, 2024. <https://doi.org/10.1016/j.rcradv.2024.200236>.
- [24] H. Mallawaarachchi, Y. Sandanayake, G. Karunasena, and C. Liu. Optimising the industrial symbiosis (is): The proposed redevelopment. In *Proceedings of the 8th World Construction Symposium*, pages 464–472, Colombo, Sri Lanka, 2019. <https://doi.org/10.31705/WCS.2019.46>.
- [25] P. McKendry. Energy production from biomass (part 1): Overview of biomass. *Biore-source Technology*, 83(1):37–46, 2002. [https://doi.org/10.1016/S0960-8524\(01\)00118-3](https://doi.org/10.1016/S0960-8524(01)00118-3).
- [26] M. Mestizo-Caro, J. Orjuela-Castro, and J. Orejuela-Cabrera. Mathematical optimization models for the design of industrial symbiosis networks: Challenges and trends. *Communications in Computer and Information Science*, 1928:336–350, 2023. [https://doi.org/10.1007/978-3-031-46739-4\\_30](https://doi.org/10.1007/978-3-031-46739-4_30).
- [27] A. Neri, M. A. Butturi, and F. Lolli. Inter-firm exchanges, distributed renewable energy generation and battery storage system integration via microgrids for energy symbiosis. *Journal of Cleaner Production*, 414:137529, 2023. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2023.137529>.
- [28] A. Neri, M. A. Butturi, F. Lolli, and R. Gamberini. Enhancing waste-to-energy and hydrogen production through urban–industrial symbiosis: A multi-objective optimisation model incorporating a Bayesian Best-Worst Method. *Smart Cities*, 7(2):735–757, 2024. <https://doi.org/10.3390/smartcities7020030>.
- [29] K. Y. Pang, P. Y. Liew, K. S. Woon, W. S. Ho, S. R. W. Alwi, and J. J. Klemeš. Multi-period multi-objective optimisation model for multi-energy urban-industrial symbiosis with heat, cooling, power and hydrogen demands. *Energy*, 262:125201, 2023. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.125201>.
- [30] D. Parigi, M. Bianchi, and A. D. Pascale. Power-to-fuels through carbon dioxide re-utilization and high temperature electrolysis: A technical and economical comparison between synthetic methanol and methane. *Energy Procedia*, 148:1056–1063, 2018. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.04.087>.
- [31] J. Patricio, Y. Kalmykova, L. Rosado, J. Cohen, A. Westin, and J. Gil. Method for identifying industrial symbiosis opportunities. *Resources, Conservation & Recycling*, 185:106437, 2022. <https://doi.org/10.1016/j.resconrec.2022.106437>.
- [32] B. Raho, G. Colangelo, M. Milanese, and A. de Risi. A critical analysis of the oxy-combustion process: From mathematical models to combustion product analysis. *Energies*, 15(18):6514, 2022. <https://doi.org/10.3390/en15186514>.

- [33] M. A. Ramos, M. Boix, D. Aussel, and L. Montastruc. Development of a multi-leader multi-follower game to design industrial symbioses. *Computers and Chemical Engineering*, 183:108598, 2024. <https://doi.org/10.1016/j.compchemeng.2024.108598>.
- [34] M. Seyyedattar and S. Zendehboudi. Carbon capture and storage: A comprehensive review on current trends, techniques, and future prospects in north america. *Fuel*, 407:137276, 2026. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2025.137276>.
- [35] S. E. Shcheklein and A. V. Tchikovani. Stoichiometric analysis of air oxygen consumption in modern vehicles using natural and synthetic fuels. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 177(1):012020, 2018. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/177/1/012020>.
- [36] E. A. Silver, D. F. Pyke, and D. J. Thomas. *Inventory and Production Management in Supply Chains*. CRC Press, 4th edition, 2016. <https://doi.org/10.1201/9781315374406>.
- [37] J. C. T. Simões and S. Vaz Júnior. Industrial symbiosis concept applied to green hydrogen production: a critical review based on bibliometric analysis. *Discover Sustainability*, 5(504), 2024. <https://doi.org/10.1007/s43621-024-00780-8>.
- [38] E. Suzanne, N. Absi, V. Borodin, and W. van den Heuvel. Lot-sizing for industrial symbiosis. *Computers & Industrial Engineering*, 160:107464, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.cie.2021.107464>.
- [39] E. Suzanne, N. Absi, V. Borodin, and W. van den Heuvel. Collaborative lot-sizing for industrial symbiosis. *International Journal of Production Economics*, 290:109788, 2025. <https://doi.org/10.1016/j.ijpe.2025.109788>.
- [40] P. S. Varbanov, H. H. Chin, L. Gai, and J. J. Klemeš. Minimisation of energy resource demands and environmental footprints for industrial and urban symbiosis using the circularity concept. *Computer Aided Chemical Engineering*, 50:1531–1536, 2021. <https://doi.org/10.23919/SpliTech52315.2021.9566400>.
- [41] C. Wadström, M. Johansson, and M. Wallén. A framework for studying outcomes in industrial symbiosis. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 151:111526, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111526>.
- [42] World Meteorological Organization. State of the climate 2024: Update for COP29. Technical report, World Meteorological Organization, 2024. Accessed Mar.2026 <https://doi.org/10.1175/BAMS-D-23-0284.1>.
- [43] M. Yeşilkaya, G. S. Daş, and A. K. Türker. A multi-objective multi-period mathematical model for an industrial symbiosis network based on the forest products industry. *Computers & Industrial Engineering*, 150:106883, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.cie.2020.106883>.
- [44] J. Zhang, Q. Qiao, and J. Liu. Evaluation of carbon emission reduction potential of industrial symbiosis in industrial parks. *Clean Technologies and Environmental Policy*, 2025. <https://doi.org/10.1007/s10098-025-03154-4>.

- [45] Y. Zhang, S. Zheng, Y. Geng, T. Fujita, X. Dong, and J. Xue. Evaluating the environmental benefit of energy symbiosis networks in eco-industrial parks: A case study. *Resources, Conservation & Recycling*, 77:94–106, 2013. <https://doi.org/10.1016/j.resconrec.2013.06.001>.
- [46] Y. Zhao and D. Klabjan. A polyhedral study of lot-sizing with supplier selection. *Operations Research Letters*, 40(5):372–377, 2012. <https://doi.org/10.1016/j.disopt.2011.09.001>.
- [47] Y. Zhao, S. Wang, G. Gao, X. Xue, H. Song, and R. Zhang. Exploring the green and low-carbon development pathway for an energy-intensive industrial park in China. *Journal of Cleaner Production*, 459:142384, 2024. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2024.142384>.



# Apéndice



# Apéndice A

## Estado del Arte



FACULTAD DE  
INGENIERÍA



UNIVERSIDAD  
DE LA REPÚBLICA  
URUGUAY

**Universidad de la República**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Simbiosis Industrial basada en Energía**

**Estado del Arte**

**Diciembre 2025**

Ignacio Arrizala 5.138.323-5

Sofía Cajelli 5.127.469-8

Juan Ignacio Frechou 5.103.570-9

# Índice

<b>1. Introducción</b>	<b>100</b>
<b>2. Procedimiento de revisión sistemática de la literatura</b>	<b>101</b>
2.1. Análisis estadístico de los resultados de búsqueda.	103
<b>3. Simbiosis Industrial</b>	<b>105</b>
3.1. Conceptos generales sobre Simbiosis Industrial	105
3.2. Simbiosis Industrial basada en energía	107
<b>4. Clasificación de los resultados de la búsqueda</b>	<b>109</b>
4.1. Revisión literaria	110
4.2. Problemas de lot-sizing	111
4.2.1. Lot-sizing colaborativo en SI y su extensión orientada a energía	113
4.3. Diseño de red	118
4.4. Nivel de integración	121
<b>5. Conclusiones</b>	<b>125</b>
<b>6. Referencias</b>	<b>126</b>

# 1. Introducción

El cambio climático es uno de los desafíos principales del siglo XXI, teniendo impactos cada vez más notorios debido al aumento de la temperatura, eventos climáticos extremos, generando presión tanto a nivel social como sobre ecosistemas [36]. El calentamiento global está directamente relacionado con las emisiones de dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ), metano ( $\text{CH}_4$ ) y otros gases de efecto invernadero, posicionándose el sector energético como el primer responsable de estas emisiones. Más del 70 % de dichas emisiones provienen de la obtención, producción y consumo de energía, siendo la principal la de la quema de combustibles fósiles como el carbón, petróleo y gas natural [16]. En 2023, se registró que las emisiones energéticas a nivel global de  $\text{CO}_2$  superaron las 36 Gton, alcanzando su máximo histórico [16]. Si bien la expansión de las energías renovables también aumentó, el carbón sigue representando aproximadamente un tercio de la generación eléctrica mundial y el petróleo la principal fuente para el transporte. El gas natural sigue aumentando su uso en la industria y en la generación eléctrica, dificultando la independencia de fuentes fósiles [16]. Como consecuencia, la temperatura media global se encuentra alrededor de 1.3–1.5 °C por encima de los niveles preindustriales, colocando al 2023 como uno de los años más cálidos registrados en la historia [36]. En paralelo, la demanda mundial de energía aumenta continuamente, proyectándose un crecimiento de entre un 15 % y un 25 % para el 2050. Dicho incremento se ve impulsado por la rápida urbanización y por el crecimiento poblacional, esperando que la población alcance los 9.7 mil millones de personas en 2050. [16] Frente a esta realidad, el mundo se enfrenta a reducir rápidamente las emisiones de carbono y al mismo tiempo no comprometer la seguridad energética ni el acceso global a la energía accesible [16]. Se indica que, para cumplir con la meta de cero emisiones netas (NZE) en 2050, no alcanza solo con sumar energías renovables, si no que también es necesario consumir menos energía primaria. Se proyecta que la demanda mundial debe reducirse alrededor de un 10 % respecto a la actualidad [16]. Lograrlo implica usar la energía de forma más eficiente, electrificar sectores hoy dependientes de combustibles fósiles y transformar los sistemas productivos y energéticos. Para alcanzar este objetivo no basta con cambios tecnológicos, también se requiere fortalecer la cooperación entre gobiernos, industrias y comunidades, con el fin de expandir el uso de energías renovables, desarrollar nuevas soluciones de almacenamiento y avanzar en la descarbonización de aquellos sectores que presentan mayores dificultades para electrificarse [16].

En este contexto, la simbiosis industrial (SI) se presenta como alternativa factible para contribuir en el doble dilema presentado, considerada como una estrategia con potencial para reducir el consumo de combustibles fósiles [11]. De acuerdo a la literatura, el concepto de SI apareció por primera vez en 1989 con el fin de describir las actividades desarrolladas en la central eléctrica de Kalundborg, Dinamarca. [7]. La SI, considerada un subcampo de la ecología industrial [7], refiere, en términos generales, a cuando una empresa utiliza como insumo los residuos de otra [21]. Implica una colaboración entre actores que resulta en un intercambio de recursos, pudiendo ser tanto materiales como energía, subproductos y/o agua [28]. Estas colaboraciones contribuyen a un beneficio no solamente económico para las partes involucradas en relación a la optimización de uso de recursos, sino que también, un beneficio ambiental, generando menores emisiones de gases de efecto invernadero, menor cantidad de residuos y menor consumo de combustibles fósiles [11]. A esto, se le suma beneficios sociales como creación y retención de puestos de trabajo [21]. La literatura resalta que los resultados de la SI deben evaluarse considerando además de la eficiencia material y energética, los impactos económicos, sociales y ambientales en el largo plazo [35].

En los últimos años, ha aumentado el interés en la SI, impulsado por la necesidad de usar de manera más eficiente los materiales y la energía, reducir las emisiones y avanzar hacia una producción más sostenible [11]. Este interés se muestra en la cantidad cada vez mayor de estudios no solamente enfocados en la idea de la SI, sino en metodologías orientadas a diseñar, optimizar y evaluar redes de colaboración entre industrias en distintos contextos [22]. La incorporación de flujos energéticos en estas redes pasa a ser un tema de suma importancia, ya que representa una oportunidad clave para la descarbonización y para acelerar la transición hacia la economía circular [6]. Investigaciones recientes aplican el concepto de SI a la producción de hidrógeno verde, dándole principal importancia tanto a su potencial para mejorar la eficiencia en el uso de recursos y subproductos energéticos, como a su posibilidad de descarbonizar sectores de difícil electrificación [30]. Este enfoque se vincula directamente con los escenarios planteados en los reportes internacionales, que marcan la urgencia de transformar los sistemas energéticos y explorar soluciones innovadoras como el hidrógeno.

El objetivo de este documento es realizar una revisión sistemática de la literatura académica internacional vinculada a la planificación y programación de la producción en sistemas de SI con foco en los intercambios energéticos. Se busca, a través de este análisis, identificar los principales enfoques metodo-

lógicos utilizados, los tipos de problemas abordados y los desafíos que surgen al momento de representar cuantitativamente este tipo de redes colaborativas con el fin de establecer una base conceptual y metodológica para el desarrollo del caso de estudio propuesto. Esta revisión tiene como objetivo no solo comprender el estado actual del conocimiento en la materia, sino también identificar tendencias, vacíos y oportunidades que contribuyan a fortalecer el estudio de la planificación y programación de sistemas de SI. Además, servirá como base para clasificar los diferentes enfoques encontrados según criterios técnicos, objetivos perseguidos y recursos energéticos involucrados.

El resto del documento se estructura de la siguiente forma: la Sección 2 presenta la metodología utilizada para realizar la revisión sistemática de la literatura. En la Sección 3, se realiza un análisis de SI, desde una perspectiva general para luego centrarse en la SI basada en energía. A continuación, la Sección 4 analiza los resultados de la búsqueda bibliográfica y la Sección 5 presenta las conclusiones.

## 2. Procedimiento de revisión sistemática de la literatura

La metodología de revisión sistemática de la literatura es un procedimiento utilizado para abordar la literatura existente sobre la temática de una forma organizada, eficiente y que permita reproducirse en el futuro [14].

Para realizar la revisión bibliográfica de la literatura se siguió un procedimiento específico de revisión sistemática de la literatura. Este proceso consistió en:

1. Definición de las bases de datos en las que se llevará a cabo la búsqueda.
2. Consolidación de resultados y eliminación de duplicados.
3. Lectura rápida de títulos, abstractos y cuerpos de los artículos para descartar aquellos que no relacionados con el objeto de estudio.
4. Incorporación de trabajos relevantes para completar vacíos en la bibliografía.

El presente estudio se basa en una búsqueda bibliográfica realizada el 4 de mayo de 2025. El primer paso fue la búsqueda bibliográfica de literatura dirigida a recopilar trabajos que presenten casos de simbiosis industrial basados en energía (SIE) en los cuales se hayan utilizado modelos de programación matemática para resolver las distintas problemáticas. Los trabajos se recopilaron de Scopus, Science Direct y SpringerLink. La consulta de la búsqueda inicial se centra en título, resumen y palabras clave del autor. Se utilizan operadores booleanos para capturar todos los documentos que estén enfocados en la temática antes mencionada. Para una primera aproximación al tema se comenzó con las palabras clave más simples: Industrial Symbiosis, Energy, Optimization y Lot-sizing. Se continuó refinando la búsqueda, para ello se realiza una iteración entre distintos criterios de búsqueda y finalmente se seleccionaron los siguientes términos a buscar entre el título, resumen y palabras clave de los trabajos:

**(“industrial symbiosis”) AND (energy OR “renewable energy” OR “heat”) AND (“lot sizing” OR scheduling OR optimization OR “mathematical programming”)**

Dicha búsqueda entregó como resultados la siguiente cantidad de trabajos en cada buscador.

- Scopus: 159
- ScienceDirect: 93
- SpringerLink 214

El segundo paso de la revisión consistió en una etapa de filtrado que incluyó en eliminar duplicados entre los 3 buscadores y quedarse únicamente con aquellos que estuvieran publicados en inglés o español y que se tuviera acceso a la versión completa de la publicación. Al eliminar los artículos duplicados, quedaron 393 artículos únicos, todos en idioma inglés o español. De estos 393 artículos, 81 no tenían el texto completo disponible, por lo que se seleccionaron los 312 que si tenían disponible el texto completo.

El tercer paso consistió en seleccionar aquellos trabajos que cumplieran al menos una de las siguientes condiciones:

- Fueran revisiones de la literatura o *surveys* centrados en SIE con menos de 10 años de publicados. De los 312 artículos, 14 cumplían la condición de ser una revisión sistemática de la literatura, pero solo 9 eran posteriores al año 2015.
- Fueran trabajos que aborden problemas de diseño de una red de SI a través de un modelo de programación matemática con menos de 5 años de publicados. De los 312 artículos, 46 resolvían un problema de diseño de red, pero solo 25 de ellos eran posteriores al año 2020.
- Fueran trabajos que aborden problemas de lot-sizing o scheduling a través de formulaciones de programación matemática. De los 312 artículos, a pesar de que el string de búsqueda estaba dirigido, solo 1 abordaba problemas de lot-sizing y ningún problema estrictamente de scheduling.

Finalmente, para fortalecer la búsqueda en problemas de lot-sizing se decidió incorporar los trabajos de Suzane et al [32], de Liao y Giquel [19] de los cuales se tenía conocimiento previo, así como aquellos trabajos que citen a estos dos en los buscadores utilizados y cumplan con los criterios establecidos anteriormente. En total se sumaron 4 trabajos seleccionados por este concepto, [32], [19] y 2 trabajos adicionales que citan a estos dos.

El resultado final de la búsqueda consiste en 39 trabajos, de los cuáles 9 son trabajos de revisión de la literatura, 25 son trabajos que abordan problemas de diseño de red y 5 son trabajos que abordan problemas de lot-sizing o scheduling.

El resumen de este proceso de revisión sistemática de la literatura puede verse en la Figura 1

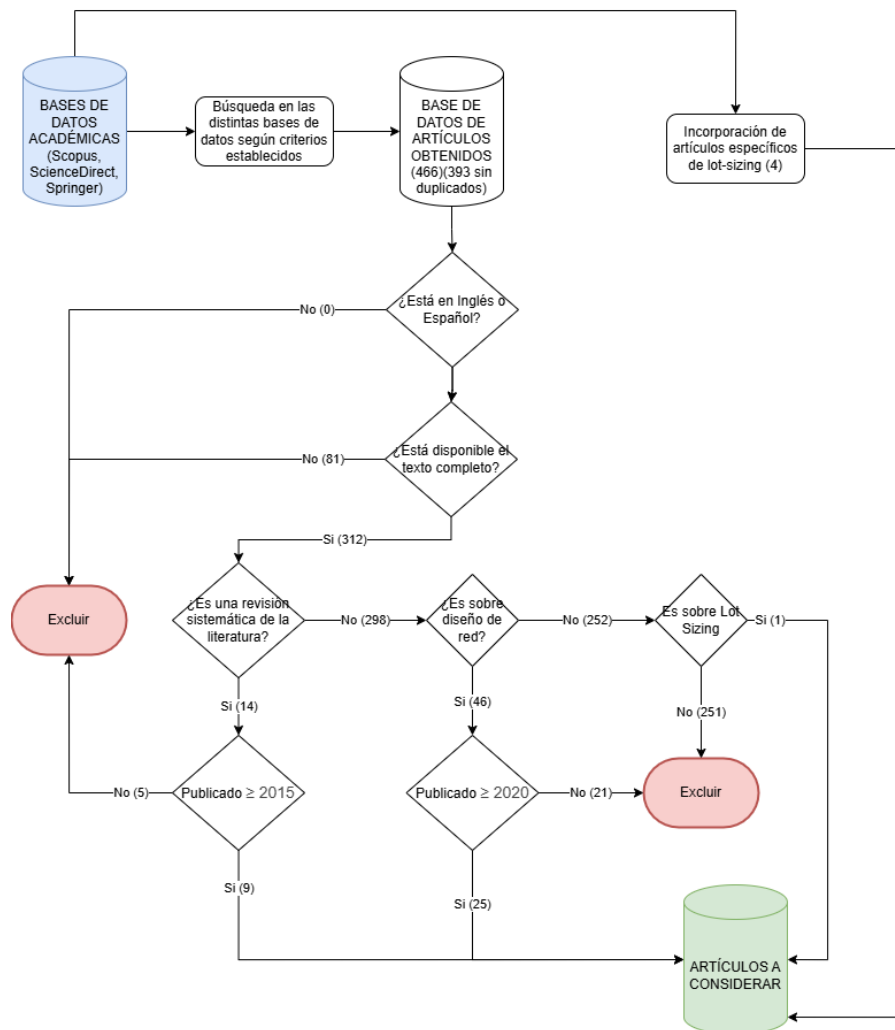


Figura 1: Flujo de revisión sistemática de la literatura con la cantidad de papers restantes en cada etapa

Este procedimiento permitió construir un conjunto de trabajos acotado pero representativo, alineado con los objetivos del trabajo y con foco específico en la SIE y su modelado mediante programación

matemática. El proceso sistemático de búsqueda dirigida a trabajos clave permitió, por un lado, asegurar la trazabilidad y reproducibilidad de la revisión y, por otro, cubrir vacíos identificados en áreas específicas como los problemas de lot-sizing y scheduling. A partir de este conjunto final de artículos, en las secciones siguientes se presenta el análisis del estado del arte, organizado según las características de los problemas abordados y los enfoques de modelado adoptados.

## 2.1. Análisis estadístico de los resultados de búsqueda.

Siguiendo el procedimiento descrito en la Sección 2, se obtuvieron un total de 39 artículos relacionados con la SI. Este conjunto constituye la base de la revisión. A continuación se presenta un breve análisis estadístico de estos resultados.

En primer lugar, se analizó la distribución temporal de las publicaciones. En la Figura 2 se presenta la distribución de los artículos incluidos en nuestra revisión en el período 2020–2025 para los trabajos de problemas de lot-sizing y redes de SI, y desde 2015 en el caso de las revisiones bibliográficas. La concentración de publicaciones en los últimos años es consistente con lo señalado en [7], donde se muestra un crecimiento de los artículos académica sobre SI desde finales de 1990.

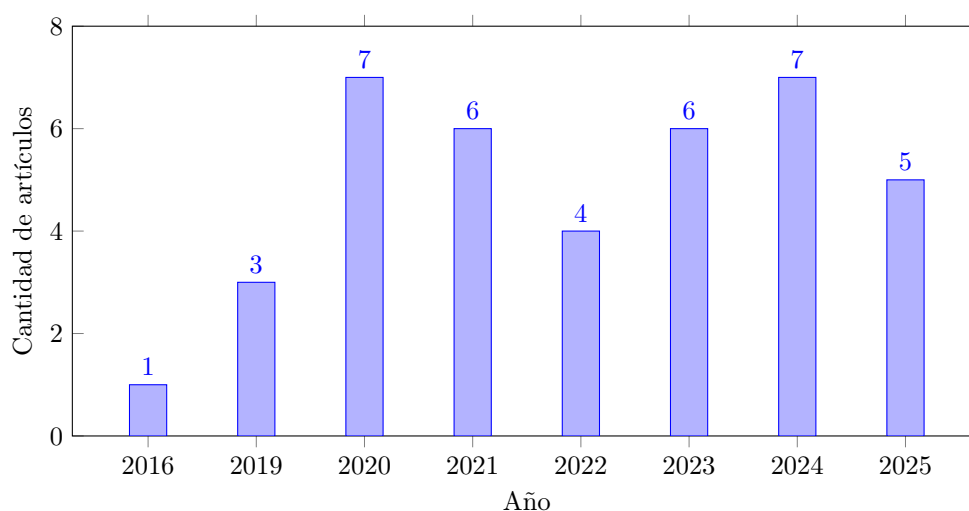


Figura 2: Cantidad de artículos revisados por año de publicación.

Para dar mayor contexto, la Figura 3, adaptada de [7], muestra cómo, entre 1995 y 2014, la investigación en SI pasó de ser un tema apenas estudiado a convertirse en uno con mucho más presencia, con una producción académica cada vez mayor. En sus inicios, la SI aparecía en la literatura con apenas unos pocos artículos por año. Sin embargo, a partir de la década de 2000 se observa un crecimiento sostenido, especialmente desde 2007 en adelante, donde el volumen anual de publicaciones prácticamente se duplica. Además, también se muestra un aumento en la diversificación temática. En un principio, los trabajos conceptuales y estudios de casos fueron predominantes, mientras que con el tiempo se fueron estudiando categorías más complejas como mecanismos de implementación, modelos cuantitativos, propuestas metodológicas y análisis de desempeño. Esta diversificación es considerada como indicativa de que la SI pasó de ser un concepto emergente a consolidarse como campo de investigación multidimensional.

En cuanto a la distribución geográfica, la Figura 4 muestra la cantidad de artículos por país. Se observa una fuerte presencia de países europeos como Francia, Alemania, Italia y Países Bajos, acompañada por la participación de China, especialmente vinculada al desarrollo de parques eco-industriales. También aparecen aportes desde países emergentes como Turquía, Sudáfrica, Malasia y Colombia, lo que muestra que la investigación en simbiosis industrial se está extendiendo geográficamente y adaptando a diversos contextos productivos.

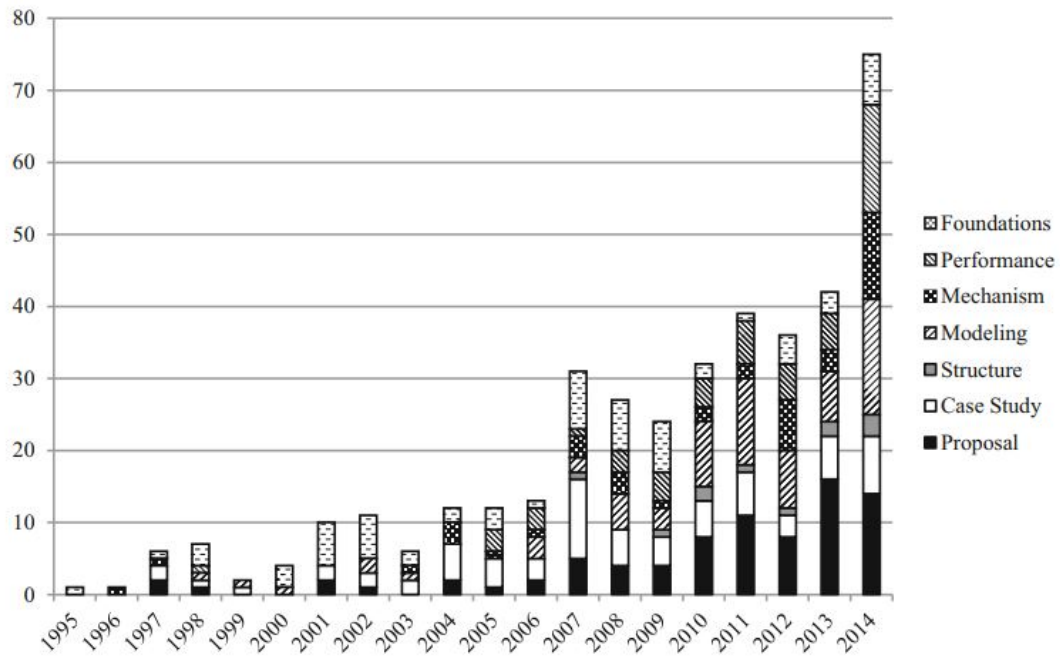


Figura 3: Evolución de la producción académica SI, adaptado de [7]

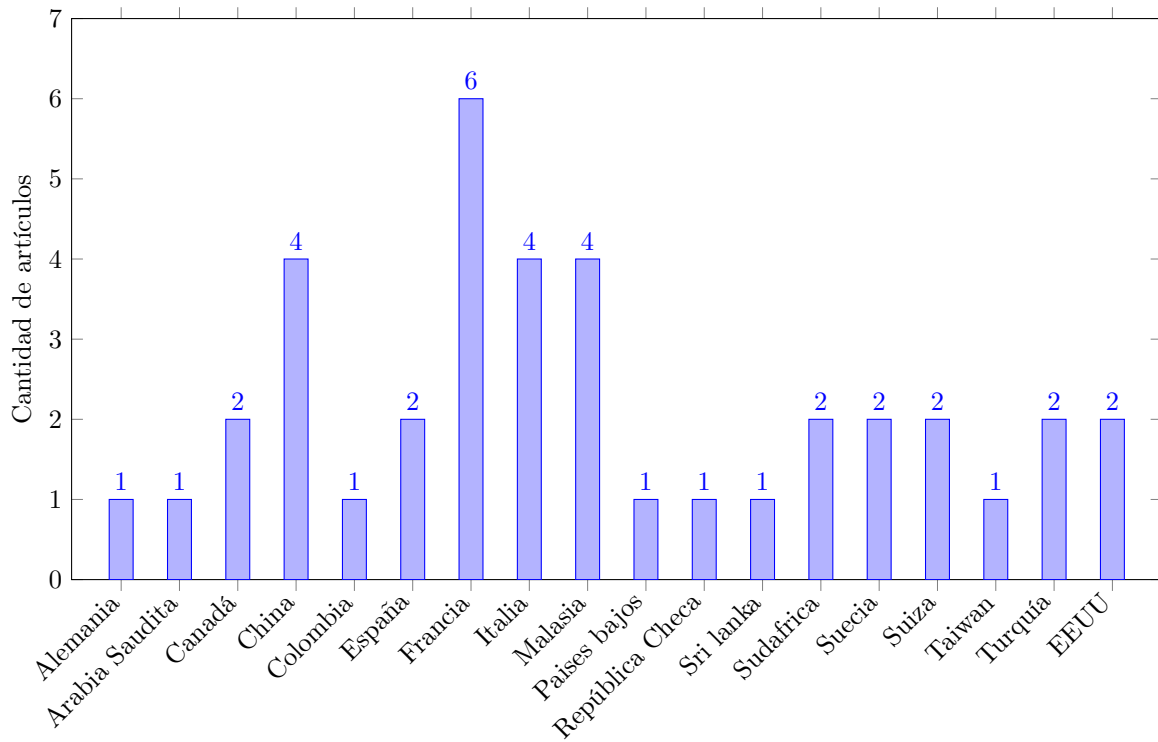


Figura 4: Distribución de los artículos revisados según país de origen.

Este análisis estadístico de los resultados de búsqueda muestra que la SI es un campo que ha ganado importancia y presencia de en los últimos años. El aumento de publicaciones y la distribución geográfica, se concibe como un interés creciente por aplicar este enfoque en distintos contextos productivos y territoriales. Esto refuerza la idea de que la SI ha dejado de ser un concepto principalmente exploratorio y paso a ser un tema de investigación activo, con enfoques más específicos y herramientas analíticas más desarrolladas.

### 3. Simbiosis Industrial

Con el fin de establecer el marco teórico para el análisis posterior de sistemas industriales integrados desde una perspectiva energética, esta Sección presenta los conceptos fundamentales de la SI y de la SIE. En primer lugar, se introducen los principios generales de la SI, su vínculo con la economía circular y la ecología industrial, junto con sus principales clasificaciones, beneficios y desafíos de implementación. Luego, se aborda la SIE como una categoría específica, describiendo sus tipologías, aplicaciones reportadas en la literatura y su contribución a la transición energética, así como las barreras y estrategias asociadas a su implementación.

#### 3.1. Conceptos generales sobre Simbiosis Industrial

La SI se ha posicionado en los últimos años como una de las estrategias más importantes de la economía circular y de la ecología industrial [35, 11, 7]. La economía circular se define como un enfoque de producción y consumo que busca desvincular el crecimiento económico del uso intensivo de los recursos naturales. Su propósito es mantener los materiales y la energía en circulación el mayor tiempo posible mediante la reutilización, el reciclaje y otras estrategias que reduzcan los residuos y prolonguen el valor de los recursos a lo largo de su ciclo de vida [30, 22]. Por su parte, la ecología industrial plantea entender las actividades industriales como parte de un ecosistema más amplio, donde los flujos de materiales y energía se gestionan de forma similar a los ciclos que ocurren en la naturaleza. Este enfoque promueve la colaboración entre empresas para optimizar el uso de los recursos, reducir el impacto ambiental y avanzar hacia sistemas productivos más sostenibles [7, 9]. En este contexto, se entiende la SI como la cooperación entre empresas que intercambian materiales, agua, subproductos, energía o servicios, de modo que los residuos de una organización se convierten en recursos para otra [35, 11, 7]. Este concepto es un cambio ante la forma que se tenía en un principio de extraer para producir y luego desechar, por redes interconectadas, donde los recursos se aprovechan de manera más eficiente, generando beneficios tanto económicos como ambientales [35]. Este enfoque se vincula con la transición hacia economías más sostenibles, ya que se reduce la extracción de materias primas, disminuye la generación de residuos y las emisiones de gases de efecto invernadero. Además, la SI se identifica como un instrumento de gran importancia en políticas de transición hacia economías circulares y bajas en carbono, como en el caso de la Unión Europea, que incluye la SI dentro de sus programas de política industrial [35, 11].

La literatura propone distintas formas de clasificar la SI. Una de las categorías más nombrada en la literatura, es la clasificación según el tipo de recurso compartido, diferenciando entre intercambios de materiales, como escorias, cenizas o subproductos; de agua, por ejemplo la reutilización de aguas residuales o el uso compartido de circuitos de enfriamiento; de energía, que incluyen desde transferencias de electricidad, calor o vapor hasta esquemas más complejos que forman parte de la SIE; y de infraestructuras o servicios, como redes de transporte, instalaciones de tratamiento de residuos o servicios logísticos compartidos [7, 6, 22, 39, 11]. Otra clasificación es según el nivel de organización, diferenciando entre intercambios dentro de una misma planta, bilaterales entre dos, redes de múltiples actores en las que participan varias industrias, y estructuras más complejas como los parques eco-industriales (EIPs). Estos son definidos en la literatura como comunidades de empresas tanto manufactureras como de servicios que cooperan en la gestión eficiente de recursos naturales y económicos, con el objetivo un mayor beneficio económico, reducir el impacto ambiental y generar beneficios sociales para las comunidades locales [6, 21, 7]. Otra categoría considera el horizonte temporal y el modo de coordinación: se identifican sinergias oportunistas de corto plazo, que surgen a partir de una oportunidad puntual e inmediata, y sinergias planificadas de largo plazo, que requieren gobernanza más estables. Por otro lado, se diferencian esquemas centralizados, en los que se comparte la información y se toman decisiones conjuntas, de esquemas descentralizados, donde cada actor conserva mayor autonomía en la toma de decisiones [35, 9].

Además de sus distintas formas de clasificación, en la literatura se resalta que la SI genera varios beneficios. En cuanto a lo económico, permite a las empresas reducir costos al sustituir materias primas por subproductos de menor precio, disminuir los gastos de disposición final y aprovechar infraestructuras

compartidas como redes de energía o plantas de tratamiento. En muchos casos, se abren nuevas fuentes de ingresos cuando lo que antes era un residuo pasa a convertirse en un producto con valor de mercado [7]. En cuanto a los beneficios ambientales, la SI contribuye a reducir la generación de residuos y las emisiones de gases de efecto invernadero, a la vez que mejora la eficiencia en el uso de recursos como agua y energía [35, 7]. En EIPs, por ejemplo, se documentaron reducciones significativas en la huella de carbono gracias al aprovechamiento del calor residual y a la reutilización de aguas tratadas para procesos productivos o riego [39, 6, 11]. Estas prácticas no solo disminuyen la demanda de recursos naturales, sino que también aceleran la transición hacia modelos de producción más limpios y bajos en carbono. En relación a los beneficios sociales y territoriales, los efectos suelen ser menos tangibles, pero son fundamentales para entender la relevancia de la SI a largo plazo [35]. La creación de empleo, el fortalecimiento de proveedores locales y el empoderamiento de comunidades locales son algunos de los impactos que se mencionan en la literatura. La SI, al promover redes colaborativas, se pueden generar beneficios que van más allá de lo económico [35, 7]. En conjunto, estos beneficios explican por qué la SI se presenta como un instrumento estratégico dentro de las políticas de economía circular y transición energética. No solo ofrece ventajas económicas y ambientales directas, sino que también aporta al desarrollo social y a la sostenibilidad de los sitios en los que se implementa [6, 30]

La implementación de la SI enfrenta desafíos que explican por qué muchas oportunidades identificadas en la teoría no llegan a realizarse en la práctica [28]. Una de las más frecuentes es la falta de confianza y la asimetría de información entre las empresas participantes. Muchas veces los actores no están dispuestos a compartir datos sobre sus procesos, volúmenes de residuos, costos o consumos energéticos, por miedo a perder ventajas competitivas o dar información estratégica. Esta situación es una limitante en la identificación de posibles sinergias y dificulta el diseño de acuerdos de cooperación duraderos [28]. Existen también barreras tecnológicas, asociadas a la naturaleza misma de los subproductos. La variabilidad en su calidad, la estacionalidad en su disponibilidad o la necesidad de tratamientos adicionales para hacerlos útiles generan incertidumbre sobre la continuidad y estabilidad del intercambio [39, 7, 11]. Por ejemplo, un subproducto puede ser técnicamente reutilizable, pero si requiere procesos de pretratamiento costosos o si su composición química cambia frecuentemente, la viabilidad de la sinergia se reduce [39]. También están las barreras económicas, que incluyen tanto la falta de claridad en la repartición de costos y beneficios como el riesgo de que las inversiones en infraestructura no se recuperen si la sinergia se interrumpe. Estas barreras se intensifican cuando una de las partes obtiene más beneficios que la otra, lo que puede desincentivar la cooperación y generar conflictos sobre la distribución de ganancias [7, 21]. En cuanto a las regulaciones, los marcos normativos generalmente son un freno adicional. En muchos países los subproductos continúan siendo clasificados legalmente como residuos. Esta categorización limita su transporte y comercialización, y obliga a las empresas a cumplir con normativas de gestión de residuos más estrictas, lo que aumenta los costos y retrasa los acuerdos de cooperación [39, 11]. También se encuentran las barreras operativas, relacionadas con la sincronización entre oferta y demanda en los intercambios. Muchas sinergias fracasan porque lo generado no coincide con lo requerido por la empresa que recibe, o porque los momentos de generación y consumo no están alineados. Este problema se intensifica en el caso de la energía renovable, cuyo perfil intermitente introduce variaciones difíciles de gestionar sin sistemas de almacenamiento o estrategias tanto de flexibilidad como de complementariedad [6, 11, 7]. En EIPs, por ejemplo, la falta de infraestructura adecuada para almacenar calor residual o electricidad renovable puede impedir que los flujos energéticos se utilicen de forma continua [6].

Ante estas barreras, se proponen diferentes estrategias para superarlas y hacer que la SI pase de la teoría a la práctica. Una de ellas ha sido el desarrollo de métodos más sistemáticos para identificar oportunidades, que reemplazan los talleres o entrevistas tradicionales por herramientas basadas en bases de datos, algoritmos de emparejamiento o minería de datos. De esa forma, se logra detectar posibles sinergias de manera más rápida y objetiva, reduciendo costos de transacción y, al mismo tiempo, evitar que las empresas tengan que compartir información sensible directamente [28]. Otra estrategia fundamental ha sido la incorporación de facilitadores externos o actores en roles de coordinadores, como agencias públicas, asociaciones industriales o incluso gestores de EIPs [7]. Su rol no se limita a hacer de intermediarios, sino que también ayuda a generar confianza, reducir las asimetrías de información y establecer pautas de cooperación. En la literatura se remarca que los casos más exitosos de SI casi siempre han contado con este tipo de actores generando una dinámica más fluida y sostienen la colaboración [7]. Los contratos de largo plazo han tenido un papel más importante con el paso del tiempo, funcionando como garantías frente al riesgo de que una de las partes abandone el intercambio. Estos acuerdos fijan volúmenes, calidades, precios y responsabilidades, lo que da previsibilidad, justifica las inversiones en infraestructura y evita conflictos. A esto se suma la importancia de los cambios regulatorios, especialmente cuando las leyes comienzan a reconocer flujos como subproductos y no como residuos. Este ajuste tiene gran importancia

porque habilita su transporte y comercialización, reduciendo la carga administrativa y facilitando su valorización [21].

A pesar de los avances logrados, todavía hay muchos aspectos de la SI que permanecen poco explorados. La mayoría de los estudios se concentran en mostrar beneficios económicos y ambientales inmediatos, como ahorro de costos o reducción de emisiones, pero dejan de lado los impactos sociales, que son claves para sostener los proyectos en el tiempo [35]. También se destaca un enfoque en casos simples o bilaterales, cuando en la práctica las redes industriales suelen involucrar a muchos actores con flujos complejos y cambiantes, lo que exige modelos más realistas y adaptados a esa diversidad [22]. Otro punto débil es la falta de consideración de la incertidumbre: los precios, volúmenes y calidades de los flujos tienden a asumirse constantes, cuando en realidad varían permanentemente debido a factores de mercado o tecnológicos [39]. Además, existe una débil conexión entre la SI y las políticas públicas, especialmente en relación a energía y clima, lo que dificulta pasar de los modelos teóricos a implementaciones prácticas alineadas con metas de descarbonización [11].

En la literatura, la SI se presenta como estrategia clave dentro de la EC y la EI, con claros beneficios económicos, sociales y ambientales, aunque también con desafíos de implementación. Dada la importancia particular que tiene los flujos energéticos en este marco, la siguiente Sección se profundiza en la simbiosis industrial basada en energía (SIE), explorando sus principales aplicaciones, aportes específicos y tipologías expuestas en la bibliografía revisada.

### 3.2. Simbiosis Industrial basada en energía

La SIE surge como una categoría específica dentro de la simbiosis industrial, donde el foco está en el intercambio, la reutilización o el aprovechamiento de flujos energéticos entre actores. En la literatura, se presenta como la cooperación entre empresas que comparten energía térmica, eléctrica, química o infraestructura energética, con el fin de mejorar la eficiencia global, reducir el consumo de combustibles fósiles y disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero [11, 6].

En la bibliografía revisada, se proponen diferentes formas de clasificar la SIE. Una de ellas, se basa en el tipo de flujo energético compartido. Se diferencia en térmico, como el uso de calor residual en redes como pueden ser de calefacción o el necesario para procesos industriales; eléctrico, lo que incluye tanto generación distribuida como el intercambio de excedentes de una red hacia otra; químico: relacionado con vectores energéticos como es el hidrógeno, oxígeno, gases residuales o biogás y por último, infraestructuras energéticas de uso compartido, pudiendo ser desde redes de vapor, refrigeración o almacenamiento [7, 6]. Otra clasificación presentada se centra en el mecanismos de uso de esa energía compartida, dividiéndose en 3 categorías. En primer lugar está la de cascada energética, donde un mismo flujo de energía se usa de forma secuencial tanto en distintos procesos como en distintas industrias. Luego está la categoría de sustitución de combustible fósiles, en donde estos son reemplazados por subproductos energéticos. Por último, la producción de bioenergía, a través del uso de biomasa o residuos de origen biogénico [11, 39].

La Figura 5 muestra un esquema gráfico de estas tres sinergias, elaborado en base a [11].

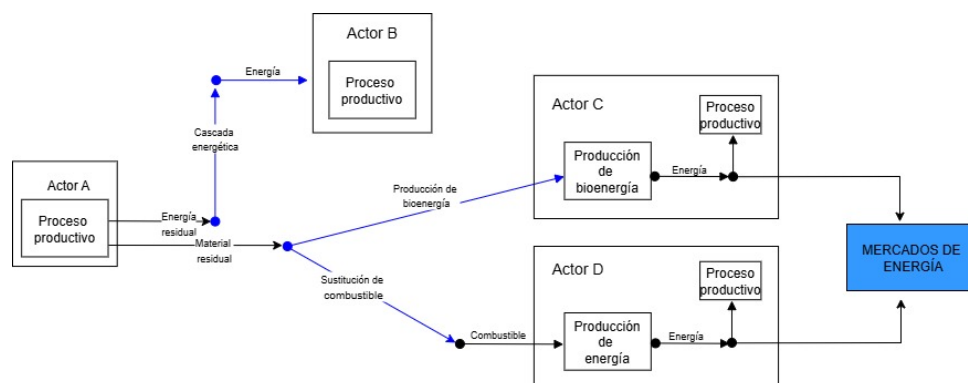


Figura 5: Esquema gráfico de las sinergias de SI energética: cascada energética, sustitución de combustibles fósiles y producción de bioenergía. Fuente: adaptado de [11].

Los casos documentados en la literatura revisada, permiten dar ejemplos para estas categorías. El caso

de Kalundborg, se clasifica tanto en función del flujo térmico compartido y a la vez en la categoría de cascada energética, ya que se el vapor generado en la central eléctrica se usa en primer lugar en procesos industriales y luego como calefacción [7]. En EIPs europeos, la instalación de parques solares y eólicos compartidos corresponde a intercambios de tipo eléctricos y además a uso de infraestructuras energéticas compartidas a través de redes industriales. A esto se suma la producción de biogás a partir de residuos orgánicos e industriales que puede clasificarse como intercambio químico y dentro de la categoría de producción de bioenergía [6]. Otro caso es el de EIPs, se documenta la sustitución de combustibles fósiles por flujos químicos como el uso de gases residuales y lodos, reduciendo el consumo de carbón [39]. La integración de hidrógeno verde en redes industriales aprovechando subproductos y calor residual, es un caso de intercambio químico, vinculado a la sustitución de combustibles fósiles [30].

Si bien los beneficios pueden incluirse en los listados en la Sección anterior, la SIE aporta ventajas particulares al enfocarse en los flujos energéticos. En primer lugar, se favorece la descarbonización de procesos de alto gasto energético al reducir directamente el consumo de combustibles fósiles, dándole valor al calor residual, la sustitución de subproductos energéticos y al uso de vectores como el hidrógeno verde [11, 30]. Además, contribuye a la seguridad energética en EIPs y alrededores, independizando su demanda de energía de fuentes externas y permitiéndole una diversificación en su matriz energética mediante el uso combinado de cascada energética, bioenergía y renovables [6]. En cuanto a la tecnología, la SIE presenta una oportunidad de innovación a nivel de infraestructura compartida, mejorando no solo la eficiencia del sistema productivo local sino que también habilita la oportunidad de colaboraciones estratégicas [7]. La SIE también es considerada como una herramienta clave para alinear a sectores industriales con políticas en el cumplimiento de transición energética y neutralidad de carbono [39]. Traducido a impactos más concretos, la SIE permite reducciones de costos energéticos gracias a un uso más eficiente de los recursos. En cuanto a beneficios ambientales, contribuye a la disminución de emisiones de gases de efecto invernadero. En lo social y territorial, promueve la generación de empleo especializado y el fortalecimiento de zonas industriales a través de nuevas infraestructuras energéticas compartidas [21]. Estos beneficios no se quedan solamente en la teoría, sino que la literatura muestra casos concretos donde se ponen en práctica. En Italia, la combinación de digestión anaeróbica, cogeneración y electrólisis hizo posible transformar residuos en energía renovable e hidrógeno verde, reduciendo emisiones y generando empleo local [26]. En el sector forestal, se muestra con un caso, que incluso con la incertidumbre de la demanda, las redes de SIE logran sostener el intercambio de subproductos energéticos y mantener la rentabilidad, dando estabilidad económica [10]. Al planificar un EIP, la optimización de las redes carbono-hidrógeno-oxígeno (CHOSYN) mostró que la cooperación entre plantas permite reducir emisiones y mejorar el desempeño económico [2]. La aplicación del principio de circularidad a los flujos energéticos permitió encontrar puntos de equilibrio que combinan viabilidad económica con reducción de impactos ambientales, disminuyendo el consumo de recursos fósiles [34].

La implementación de SIE se enfrenta a desafíos particulares además de los ya expuestos en la Sección anterior. En primer lugar, existe un conflicto entre los objetivos ambientales y los económicos, ya que el nivel de optimización varía dependiendo de si se prioriza costos o impactos ambientales [34]. Otro problema central es el de la variabilidad energética. Esto incluye tanto la variabilidad de la oferta y la demanda energética como la intermitencia de las fuentes renovables, la calidad de la energía y la falta de sincronía entre la generación y el consumo. Esto se traduce en dificultades en dimensionamiento de instalaciones, generando el riesgo de que diseños queden obsoletos por no contemplar consumos y suministros [2, 39, 27, 10]. En cuanto a lo tecnológico y económico, la SIE se encuentra limitada por altos costos de inversión y operación, la complejidad de incorporar sistemas de almacenamiento que implican tecnologías muy costosas [26, 27]. A esto se le suma la necesidad de adaptar infraestructuras para el transporte y almacenamiento energético, que dentro de la característica novedosa de la SIE, aumenta el riesgo de obsolescencia, provocando que no se tomen decisiones de inversión [11, 30]. Además, la dificultad de que se distribuyan de forma justa y equitativa tanto costos como beneficios, puede desincentivar la participación de los actores [7]. También existen barreras sociales e instituciones. Se destacan trabas regulatorias, relacionadas al no reconocimiento de los subproductos energéticos para su comercialización [11, 21], así como los desafíos de adaptar infraestructuras ya existentes para que sean compatibles con nuevas redes y la incorporación de objetivos sociales en los diseños, fundamentales para una aceptación social y sostenibilidad en el largo plazo [1]. La falta de confianza y asimetría de información entre los actores, así como la ausencia de políticas energéticas, hacen que buenas oportunidades no logren concretarse [28, 11]. En relación a actores con menores posibilidades financieras, como PYMEs, las limitaciones se agravan todavía más ya que les es prácticamente imposible realizar grandes inversiones en renovables y almacenamiento [25].

Ante las dificultades expuestas, la literatura plantea diferentes formas posibilitar la SIE. Para enfrentar la variabilidad de la oferta y la demanda energética, se proponen modelos de optimización multiobjetivo, multiperíodo y bajo incertidumbre que evalúan escenarios de precios, disponibilidad, impuestos y demanda dinámica, obteniendo como resultado diseños más flexibles y con menor riesgo a quedar obsoletos [27, 10, 34]. Los altos costos de inversión y operación pueden disminuirse mediante el uso compartido de infraestructuras como plantas de cogeneración, redes de calor y sistemas de almacenamiento colaborativos, lo que distribuye riesgos y mejora la viabilidad económica [39, 6]. La falta de confianza entre actores se enfrenta mediante contratos energéticos de largo plazo y la participación de facilitadores externos, que aseguran continuidad y reducen asimetrías de información [7, 28, 11]. Frente a la incertidumbre en la calidad y continuidad de los flujos, se propone el uso de plataformas digitales de monitoreo que permiten sincronizar oferta y demanda en tiempo real, mejorando trazabilidad y disminuyendo riesgos [30]. Las limitaciones de acceso de PYMEs a renovables y almacenamiento pueden superarse con micro-redes y esquemas de generación y consumo conjuntos, reduciendo la necesidad de grandes inversiones iniciales [25]. La incorporación de objetivos sociales y ambientales en el diseño, además, fortalece la aceptación y sostenibilidad de estos sistemas [1]. Para aumentar las probabilidades de una implementación exitosa de SIE, se recomienda realizar evaluaciones previas a finalizar los diseños, que permitan probar las configuraciones permitiendo modificaciones a menores costos [21].

#### 4. Clasificación de los resultados de la búsqueda

Para ordenar los artículos revisados y facilitar el análisis, se agruparon en tres categorías. La primera es la de los trabajos sobre problemas de lot-sizing, enfocados en la planificación de la producción y control de inventario en un contexto de SI. Son problemas de toma de decisiones sobre el intercambio de subproductos, la colaboración entre empresas, la incorporación de restricciones ambientales y, en algunos casos, la gestión de la energía. La segunda categoría corresponde a los estudios de redes de SI, el foco está en el diseño y la optimización de los flujos entre varios actores, analizando cómo se pueden establecer relaciones de cooperación que permitan aprovechar mejor los recursos. La tercera categoría incluye las revisiones de literatura, que cumplen un papel fundamental para establecer el estado del arte y ofrecer marcos conceptuales. La distribución de los artículos en cada categoría se muestra en la Figura 6.

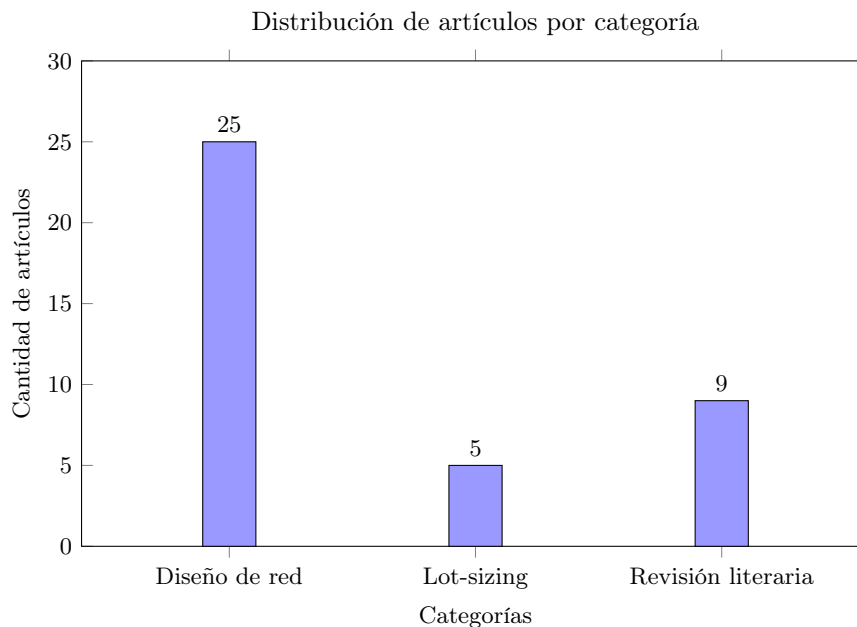


Figura 6: Distribución de los artículos por categoría.

Dentro de la categoría de redes se identifican tres subcategorías, denominadas niveles de integración. El nivel interplanta abarca los intercambios entre dos o más procesos pertenecientes a industrias independientes, por lo general dentro de un mismo EIP. El nivel regional o nacional comprende casos donde la coordinación entre actores se vuelve más compleja e involucra la consideración de políticas públicas y de la infraestructura de transporte. El nivel urbano-industrial analiza la integración entre las industrias

y las ciudades cercanas, por ejemplo, mediante el aprovechamiento del calor residual de las plantas para calefacción urbana.

A partir de esta clasificación, en las siguientes Secciones se profundiza en las características de los artículos.

#### 4.1. Revisión literaria

La literatura dedicada a revisar y sistematizar el conocimiento SI y la SIE constituye la base conceptual de este documento. Estos trabajos ofrecen una visión sobre cómo se estructuran los flujos entre actores, qué tipos de sinergias pueden establecerse y cuáles son las condiciones que habilitan su desarrollo [7, 11, 6]. Además, aportan elementos que permiten entender la evolución del campo desde casos pioneros hasta redes complejas que integran industrias, infraestructuras urbanas y sistemas energéticos.

Un eje central de estas revisiones es el análisis detallado de los flujos físicos como punto de partida para identificar y clasificar posibles sinergias. Trabajos como [28] desarrollan métodos sistemáticos para detectar oportunidades de SI a partir de datos estadísticos. Otras revisiones amplían este enfoque al discutir criterios para evaluar la viabilidad técnica, económica y ambiental de los intercambios [35, 22]. Este conjunto de enfoques no solo permite identificar dónde pueden surgir sinergias, sino también comprender cómo se forman las alianzas entre actores, qué sectores presentan mayor potencial para la cooperación y qué barreras pueden limitar su desarrollo. La vinculación entre SI y transición energética es otro tema ampliamente abordado en la literatura. La revisión sistemática de [11] constituye uno de los aportes que se considera más relevantes dentro de este análisis, al clasificar 96 casos reales de sinergias energéticas y proponer categorías que facilitan su análisis. Este enfoque se complementa con estudios que examinan cómo tecnologías emergentes pueden integrarse en las redes industriales para mejorar su desempeño ambiental y energético [6, 30]. Estos trabajos muestran que los flujos térmicos, eléctricos y bioenergéticos toman un rol cada vez más estratégico dentro de la SI y pueden contribuir significativamente a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero [39]. En esta misma línea, los EIP surgen como entornos clave para la articulación de intercambios energéticos. La revisión de [6] describe cómo la integración de energías renovables puede fortalecer la cooperación entre empresas dentro de un EIP, mientras que [39] demuestran que la planificación conjunta de flujos energéticos puede traducirse en reducciones ambientales importantes. Ambas revisiones coinciden en que los beneficios de estas redes se amplifican cuando los intercambios se gestionan de forma coordinada y estratégica [11, 22].

Por otra parte, la literatura también contribuye a entender la SI desde perspectivas institucionales y dinámicas. En la revisión del trabajo [7] se muestra cómo el campo ha evolucionado desde iniciativas locales hasta configuraciones urbano-industriales más flexibles. Este enfoque se vincula con trabajos que destacan el papel de factores como el marco normativo, la disponibilidad de información o la confianza entre actores para sostener y escalar las sinergias. En esta línea, [21] y [30] remarcan que la SI no es simplemente un conjunto de intercambios técnicos, sino un proceso social y organizativo afectado por percepciones de riesgo, costos iniciales y estructuras de gobernanza.

Las revisiones también ofrecen marcos analíticos que permiten evaluar los impactos económicos, ambientales y sociales de la SI. El trabajo de [35] amplía la mirada sobre los resultados de la SI incorporando efectos no monetarios y dimensiones sociales, mientras que la síntesis presentada por [22] ordena el campo de los modelos matemáticos aplicados a SI, identificando tendencias, vacíos y desafíos metodológicos. Estos aportes se consideran fundamentales para contextualizar los modelos de optimización dentro de un entorno real en el que las decisiones dependen tanto de variables técnicas como organizativas y regulatorias.

Estas revisiones ofrecen el marco teórico de base de las secciones anteriores dedicadas a la SI y a la SIE. Gracias a estos aportes se es posible definir conceptos, clasificar sinergias, comprender los marcos analíticos disponibles. Estos trabajos también respaldan los criterios utilizados para caracterizar y modelar los flujos entre actores, y permiten justificar la importancia de adoptar un enfoque energético dentro de la simbiosis industrial. Se considera que proporcionan elementos clave para interpretar con mayor profundidad los resultados de los modelos matemáticos analizados en las secciones siguientes.

## 4.2. Problemas de lot-sizing

En los estudios sobre SI, el uso de modelos de lot-sizing aparece como un enfoque específico para abordar la planificación conjunta de la producción entre empresas que comparten recursos. El lot-sizing es el problema de decidir cuándo y cuánto producir para satisfacer una determinada demanda, optimizando el sistema mediante la minimización de los costos involucrados, fundamentalmente los costos de producción y los costos de mantenimiento de inventario [9, 32, 19]. Aplicado a la SI, estos problemas permiten definir no solo cuánto producir y cuánto mantener en inventario, sino también cómo gestionar los flujos de subproductos y de energía entre los actores. Desde ese punto, la cooperación entre las empresas se vuelve fundamental, ya que permite obtener beneficios económicos, reduciendo costos, y beneficios ambientales, gracias al mejor aprovechamiento de los recursos y la disminución de emisiones [32, 9, 19, 3].

En [32], se parte de un escenario de dos unidades productivas que cooperan mediante un sistema de simbiosis, donde la primera genera un subproducto que puede utilizarse por la segunda unidad como materia prima o eliminarse, adicionándole un costo de eliminación. El desafío aparece porque las decisiones de producción de ambas unidades están conectadas, es decir, la planificación de una no puede realizarse independientemente de la otra. Esto se modela como un problema de lot-sizing de dos niveles. En el primer nivel se decide la producción de la unidad que genera subproducto y en segundo nivel es de la unidad que lo consume. La dificultad está en sincronizar ambas producciones, ya que la producción del subproducto en la unidad productora puede no coincidir con la necesidad de uso en la unidad receptora. Esto obliga a considerar inventarios limitados o incluso la imposibilidad de almacenarlo. Los autores demuestran que se trata de un problema NP-hard, es decir, un problema de alta complejidad computacional que no tiene un algoritmo eficiente que lo resuelva en tiempo polinomial. Esto significa que el tiempo de cómputo crece exponencialmente con el tamaño del problema, no permitiendo que se obtengan soluciones exactas de problemas grandes. Por este motivo, resuelven utilizando descomposición lagrangiana, permitiendo dividir el problema en subproblemas más manejables. El estudio también hace un análisis comparativo entre políticas centralizadas, resolviendo el problema de forma conjunta, y descentralizadas, donde cada empresa decide de forma independiente. El aporte principal de este trabajo es que muestra que los modelos descentralizados reflejan mucho mejor la realidad de que las empresas no siempre comparten toda la información aunque el enfoque centralizado permite una mayor reducción de costos.

En [9], se profundiza en el mismo problema pero desde un punto de vista de colaboración explícita. El problema aparece porque, incluso cuando existe una oportunidad clara de aprovechar un subproducto, al coordinación entre las empresas independientes termina fallando debido a la falta de mecanismos de repartición equitativa de los beneficios. Frente a esto, los autores formulan el problema como un lot-sizing colaborativo en el que la planificación de la producción de dos empresas se modela comparando soluciones con diferentes esquemas de información. En primer lugar se presenta un enfoque centralizado, que tiene la máxima eficiencia pero requiere de transparencia total. En segundo lugar el descentralizado, más real pero menos eficiente. En este último, se diferencian dos políticas, las oportunistas y las simbióticas. La primera representa un escenario de cooperación de corto plazo, donde cada empresa optimiza de forma individual y luego se valoriza el subproducto. La segunda representa acuerdos de largo plazo, donde toda decisión es tomada de forma conjunta. Para resolver el problema que se plantea, se aplican modelos de programación entera y analizan mecanismos de cost-sharing, permitiendo repartir beneficio de forma que ninguna parte quede en desventaja. Este enfoque se motiva por la necesidad de superar barreras de desconfianza con el fin de evitar la pérdida de oportunidades de simbiosis. Aún teniendo evidencia de existencia de beneficios para las partes, la falta de reglas de distribución impide colaboraciones. Se considera que este trabajo aporta una visión todavía más real del lot-sizing en SI, mostrando que no solo es importante optimizar costos sino que también es fundamental diseñar mecanismos de gobernanza que equilibren los intereses de las partes involucradas.

En un trabajo más reciente [33], el problema se formula también como un lot-sizing colaborativo de dos niveles, con una unidad productiva que actúa como proveedora de subproductos y otra que los utiliza como materia prima, con decisiones de producción sincronizadas. Lo novedoso de este trabajo es que además de analizar las políticas centralizadas y descentralizadas como en [9], agrega otra dimensión de intercambio de información. Como ya se comentó anteriormente, una de las dificultades que se enfrenta la SIE es la falta de transparencia en el intercambio de información. En el caso centralizado, se supone confianza y compartición total de información, considerado poco real pero obteniéndose un plan óptimo a nivel global. Luego, está el enfoque descentralizado clásico, donde cada parte toma decisiones independientes y solamente se coordinan los flujos de subproducto. Este método reduce la eficiencia global. Por último, se consideran escenarios de información parcial o asimétrica, introduciéndose mecanismos de cooperación

mas sofisticados, como por ejemplo contratos basados en teorías de juegos, negociaciones mediadas por terceros o acuerdos multilaterales para equilibrar beneficios. Esto genera una ampliación del problema de lot-sizing, alcanzando mecanismos institucionales que hacen posible cooperaciones en contextos donde no existe confianza plena. Este trabajo muestra que incluso ante condiciones de información incompleta, se pueden alcanzar soluciones estables y beneficiosas para todos los involucrados, mientras se mantengan reglas contractuales y gobernanzas adecuadas.

En [3], el problema planteado parte de un escenario distinto. El foco de este trabajo está en la necesidad de compatibilizar la planificación de la producción con restricciones ambientales, particularmente con límites de emisiones de carbono. El problema se considera importante porque en la realidad planteada, las regulaciones ambientales terminan obligando a que las empresas ajusten su producción a cuotas de emisiones periódicas o acumulativas, cambiando la manera de tomar decisiones de cuanto producir, cuanto almacenar y cuando desechar. El modelo considera dos unidades en la simbiosis. La primera, genera subproductos que pueden ser usados en la segunda unidad o eliminados como residuos, similar a los trabajos planteados en los trabajos anteriores. Lo innovador de este es que incorpora restricciones de emisiones de dos formas: periódicas, fijando un máximo de CO<sub>2</sub> permitido en cada período, y acumulativas que establecen un límite global en la planificación. El problema es formulado como un modelo de programación lineal entera mixta (MILP) capacitado. Los resultados muestran que las restricciones acumulativas obtienen mejores resultados logrando mejores costos, inventarios más bajos y una gran reducción de eliminación de residuos, manteniéndose por debajo del límite de emisiones estipulado. El uso de MILP permite contemplar múltiples restricciones de capacidad, inventario y emisiones en un único marco. La motivación para plantear el problema con restricciones ambientales aparece debido a presión de normativas y de la necesidad de las empresas de alinear sus decisiones con objetivos de sostenibilidad.

El último trabajo revisado, [19], se aborda un el lot-sizing en un contexto todavía más amplio. Integra de forma simultánea la planificación de la producción y de la energía en zonas industriales abastecidos de forma parcial por energías renovables intermitentes. Este problema surge de que en la práctica la disponibilidad de fuentes renovables como la energía solar o la eólica, es variable y no siempre coincide con las necesidades de la producción. No tener eso en vista lleva a que planes de producción económicamente viables resulten inviables o muy costosos al contemplar el suministro energético real. Para resolverlo los autores extienden el problema clásico Proportional Lot-Sizing and Scheduling Problem (PLSP), agregando restricciones energéticas que dependen de la disponibilidad de la energía y restricciones relacionadas a tiempos de cambio de secuencia entre productos. El modelo resultante es un MILP de bucket chico, refiriéndose a una variante de MILP donde el horizonte temporal se divide en intervalos de tiempo corto, en los cuales solo es posible la producción de un producto por recurso. A este se le adicionan restricciones adicionales de energía, permitiendo capturar mejor la dinámica del sistema productivo que acopla fuentes energéticas variables. Esta metodología permite un equilibrio entre una buena representación del detalle de la realidad y la solvencia computacional. Permite una buena representación de la variabilidad de las renovables y se obtiene un problema tratable que se puede resolver. Los resultados obtenidos muestran que la interacción de la energía en la planificación cambia las decisiones óptimas de producción, llegando a soluciones mucho más sostenibles y competitivas en comparación con enfoques tradicionales que tratan la planificación de la producción y la energía separadas.

Estos trabajos muestran cómo los problemas de lot-sizing en SI han evolucionado desde modelos simples centrados en el intercambio de subproductos hacia enfoques más complejos y colaborativos que incorporan mecanismos de reparto de beneficios entre empresas. En trabajos recientes se agregan esquemas de gobernanza que consideran distintos niveles de intercambio de información y proponen herramientas para posibilitar la cooperación en contextos de confianza limitada. También se han desarrollado modelos que incluyen de forma explícita restricciones ambientales en forma de límites de emisiones. Luego, surgen enfoques integradores que coordinan al mismo tiempo la producción y la gestión energética de fuentes renovables intermitentes. Esto muestra una complejidad creciente en la planificación de la producción bajo esquemas de SI. Los modelos matemáticos ya no buscan únicamente eficiencia económica. También intentan reflejar de manera más realista la interacción entre actores, considerando dimensiones ambientales, energéticas y de gobernanza en un contexto de transición hacia un uso sostenible de los recursos.

A pesar de los avances, la literatura específica sobre lot-sizing en SI encontrada en nuestra revisión es limitada. Los cinco artículos revisados analizan escenarios acotados. Esto hace que, a pesar de sus grandes aportes, todavía se esté lejos de reflejar la complejidad de las redes de SI que existen en la realidad. Por eso, este campo parece ser una oportunidad de investigación, en la que se podría profundizar en modelos capaces de resolver problemas de mayor escala manteniendo el equilibrio entre realismo, sostenibilidad y

viabilidad computacional.

#### 4.2.1. Lot-sizing colaborativo en SI y su extensión orientada a energía

El trabajo de [9] constituye un punto de partida de esta línea de investigación [32] en la que se propone la aplicación de modelos de planificación colaborativa al contexto de la SI. En dicho estudio, los autores analizan la cooperación entre dos empresas que comparten flujos de materiales, comparando políticas centralizadas y descentralizadas de planificación, y destacando la necesidad de mecanismos de coordinación que permitan repartir los beneficios de manera equitativa.

Sobre esta base, [32] desarrollan una formulación matemática detallada del problema, estableciendo un modelo de referencia dentro del grupo de investigación LGI2A (*Université d'Artois*). En este estudio se plantea un *two-level lot-sizing problem* que integra explícitamente los flujos de subproductos entre dos unidades productivas que cooperan bajo un esquema simbiótico. La primera unidad (PU1) genera un subproducto durante su proceso de producción, mientras que la segunda (PU2) lo utiliza como materia prima para su propio producto. El objetivo del modelo es determinar, a lo largo de un horizonte de planificación discreto, las cantidades de producción, inventario y transferencia que minimizan el costo total del sistema, considerando costos de producción, inventario, preparación, transporte y eliminación de residuos.

La importancia de este modelo radica en que introduce una representación cuantitativa y formal del acoplamiento productivo entre empresas, permitiendo analizar los beneficios económicos y operativos de la simbiosis industrial mediante un enfoque de MILP [32]. Además, el trabajo demuestra que el problema pertenece a la clase NP-hard y propone su resolución mediante descomposición lagrangiana, técnica que divide el problema en subproblemas correspondientes a cada unidad [32]. A continuación se presenta la formulación matemática completa del modelo propuesto por los autores, que servirá como base para los desarrollos posteriores identificados en la literatura.

##### Parámetros y conjuntos:

- $T$ : conjunto de períodos del horizonte de planificación.
- $p_t^i$ : costo unitario de producción de la unidad  $i$  en el período  $t$ .
- $f_t^i$ : costo de setup de la unidad  $i$  en el período  $t$ .
- $h_t^i$ : costo unitario de almacenamiento de producto final en la unidad  $i$  en el período  $t$ .
- $\hat{h}_t$ : costo de almacenamiento del subproducto en la unidad  $PU_1$  en el período  $t$ .
- $g_t$ : costo de disposición del subproducto de la unidad  $PU_1$  en el período  $t$ .
- $b_t^i$ : costo de transporte o tratamiento asociado al flujo  $W_t$  para la unidad  $i$  en el período  $t$ .
- $q_t$ : costo de compra de materia prima externa para la unidad  $PU_2$  en el período  $t$ .
- $M_t^i$ : parámetro grande ("big-M") que activa la producción si  $Y_t^i = 1$ .
- $B$ : capacidad máxima de almacenamiento del subproducto en la unidad  $PU_1$  en el período  $t$ .
- $d_t^i$ : demanda del producto principal de la unidad  $i$  en el período  $t$ .

##### VARIABLES DE DECISIÓN:

- $X_t^i$ : cantidad producida por la unidad  $i$  en el período  $t$ .
- $Y_t^i$ : variable binaria de setup de producción (1 si se produce, 0 si no) en el período  $t$ .
- $I_t^i$ : inventario final de producto principal en la unidad  $i$  en el período  $t$ .
- $J_t$ : inventario de subproducto almacenado en  $PU_1$  al final del período  $t$ .
- $W_t$ : cantidad de subproducto enviada desde  $PU_1$  a  $PU_2$  en el período  $t$ .
- $Z_t$ : cantidad de materia prima adquirida externamente por  $PU_2$  en el período  $t$ .
- $L_t$ : cantidad de subproducto eliminado en el período  $t$ .

## Función objetivo

$$\min \sum_{i=1}^T \left( p_i^1 X_i^1 + f_i^1 Y_i^1 + h_i^1 I_i^1 + \hat{h}_i J_i + g_i L_i + b_i^1 W_i \right) + \sum_{i=1}^T \left( p_i^2 X_i^2 + f_i^2 Y_i^2 + h_i^2 I_i^2 + q_i Z_i + b_i^2 W_i \right) \quad (1)$$

Sujeto a:

$$I_{t-1}^1 + X_t^1 - I_t^1 = d_t^1, \quad \forall t \in \{1, 2, \dots, T\} \quad (2)$$

$$I_{t-1}^2 + X_t^2 - I_t^2 = d_t^2, \quad \forall t \in \{1, 2, \dots, T\} \quad (3)$$

$$I_0^1 = I_0^2 = 0, \quad (4)$$

$$X_t^1 \leq M_t^1 Y_t^1, \quad \forall t \in \{1, 2, \dots, T\} \quad (5)$$

$$X_t^2 \leq M_t^2 Y_t^2, \quad \forall t \in \{1, 2, \dots, T\} \quad (6)$$

$$J_{t-1} + X_t^1 = W_t + L_t + J_t, \quad \forall t \in \{1, 2, \dots, T\} \quad (7)$$

$$J_0 = J_T = 0, \quad (8)$$

$$J_t \leq B, \quad \forall t \in \{1, 2, \dots, T\} \quad (9)$$

$$W_t + Z_t = X_t^2, \quad \forall t \in \{1, 2, \dots, T\} \quad (10)$$

$$X_t^1, X_t^2, I_t^1, I_t^2, W_t, Z_t, J_t, L_t \geq 0, \quad \forall t \in \{1, 2, \dots, T\} \quad (11)$$

$$Y_t^1, Y_t^2 \in \{0, 1\}, \quad \forall t \in \{1, 2, \dots, T\} \quad (12)$$

La función objetivo (1) busca minimizar el costo total del sistema simbiótico a lo largo del horizonte de planificación. Incluye los costos de producción  $p_i^i X_t^i$ , que representan el gasto variable asociado a cada unidad productiva; los costos de preparación  $f_t^i Y_t^i$ , que penalizan los cambios de lote entre períodos; y los costos de almacenamiento  $h_t^i I_t^i$  vinculados al mantenimiento de inventario de los productos principales. Adicionalmente, se incorporan los costos específicos de la simbiosis: el costo de mantener inventario del subproducto  $\hat{h}_t J_t$ , el costo de disposición o eliminación  $g_t L_t$ , y los costos de transporte o manipulación del subproducto  $b_t^i W_t$  asociados a su transferencia entre las unidades. Por último, el término  $q_t Z_t$  representa el costo de adquisición de materia prima externa por parte de la segunda unidad cuando el subproducto no es suficiente para satisfacer su demanda.

Las restricciones (2)–(4) establecen los balances de inventario de los productos principales en ambas unidades. Las ecuaciones (2) y (3) garantizan que, en cada período, la producción, sumada al inventario del período anterior, cubra la demanda y defina el inventario final. La condición inicial (4) fija que no exista inventario al inicio del horizonte de planificación. Las restricciones de setup (5)–(6) vinculan las variables binarias  $Y_t^i$  con las decisiones de producción  $X_t^i$ , asegurando que solo pueda producirse en un período si la unidad está activada. Esta estructura típica del lot-sizing permite modelar costos fijos, activación/desactivación de la planta y decisiones de secuenciamiento a nivel agregado. La restricción (12) define formalmente la naturaleza binaria de estas variables. Las ecuaciones (7) a (10) modela el flujo del subproducto generado por la primera unidad. La ecuación (7) representa el balance del subproducto: todo lo que se genera debe almacenarse, transferirse a la segunda unidad o eliminarse. La condición (8) establece que el subproducto no puede acumularse ni al inicio ni al final del horizonte. La restricción de capacidad (9) limita el inventario máximo de subproducto, lo cual es fundamental para modelar la factibilidad física del almacenamiento. Finalmente, (10) vincula el flujo de subproducto enviado  $W_t$  con el requerimiento de insumos de la segunda unidad, permitiendo complementar la disponibilidad del subproducto con compras externas  $Z_t$ . La restricción de no negatividad (11) garantiza que todas las variables continuas se mantengan dentro de rangos físicamente plausibles, completando así la estructura del modelo.

Este modelo constituye una base metodológica sobre la cual se apoyan las extensiones posteriores identificadas en la literatura, que incorporan mecanismos de gobernanza colaborativa [33], restricciones ambientales [3] y la integración de la planificación energética [19].

Entre los trabajos que amplían esta línea se encuentra el de [19] quien propone un modelo integrado de planificación de la producción y del suministro energético, combinando decisiones de lot-sizing con la gestión de energía proveniente de fuentes renovables. Este trabajo extiende la lógica del modelo de [32] al incorporar restricciones energéticas y la variabilidad temporal de la generación renovable. El modelo

resultante permite analizar cómo las condiciones de disponibilidad de energía afectan las decisiones óptimas de producción y almacenamiento, aportando una perspectiva más realista para sistemas industriales que buscan operar con energías limpias. A continuación se presenta la formulación matemática completa del modelo propuesto por los autores.

### Conjuntos y parámetros

- $J$ : número total de productos finales.
- $T$ : número de macro-períodos en el horizonte de planificación.
- $R$ : número total de micro-períodos en todos los macro-períodos.
- $J$ : conjunto de productos (incluye el producto ficticio  $j = 0$ ).
- $T$ : conjunto de macro-períodos.
- $\mathcal{R}$ : conjunto de micro-períodos.
- $\mathcal{R}_t$ : subconjunto de micro-períodos pertenecientes al macro-período  $t$ .
- $l$ : duración total de un macro-período.
- $l^e$ : duración de un micro-período.
- $\bar{I}_{j,0}$ : inventario inicial del producto  $j$ .
- $d_{j,t}$ : demanda del producto  $j$  al final del macro-período  $t$ .
- $k_j$ : tiempo necesario para producir una unidad del producto  $j$ .
- $f_{c_{j',j}}$ : costo de cambio del producto  $j'$  al producto  $j$ .
- $h_{c_j}$ : costo de mantenimiento unitario de inventario del producto  $j$  por período.
- $pc_j$ : costo de preservación del producto  $j$  por unidad de tiempo.
- $st_{j',j}$ : tiempo de cambio del producto  $j'$  y el producto  $j$ .
- $qu_{j',j}$ : cociente entero de la división modular de  $st_{j',j}$  por la longitud del micro-período, definido como:
 
$$qu_{j',j} = \left\lfloor \frac{st_{j',j}}{l^e} \right\rfloor$$
- $re_{j',j}$ : resto de dicha división modular, el tiempo residual del último micro-período del setup:
 
$$re_{j',j} = st_{j',j} - qu_{j',j} l^e$$
 (si  $re_{j',j} = 0$ , entonces  $qu_{j',j} = \frac{st_{j',j}}{l^e} - 1$  y  $re_{j',j} = l^e$ ).
- $e_j^M$ : energía necesaria para fabricar una unidad del producto  $j$ .
- $e_{j',j}^F$ : energía consumida por unidad de tiempo durante un cambio de producto  $j' \rightarrow j$ .
- $e_j^P$ : energía consumida por unidad de tiempo durante la preservación del setup del producto  $j$ .
- $\pi_r^{GP}$ : precio unitario de compra de electricidad a la red durante el micro-período  $r$ .
- $\pi_r^{GS}$ : precio unitario de venta de electricidad a la red durante el micro-período  $r$ .
- $P_r^R$ : energía generada por el sistema renovable en el micro-período  $r$ .
- $c^B$ : capacidad máxima de la batería (MWh).
- $m^C$ : potencia máxima de carga de la batería (MW).
- $m^D$ : potencia máxima de descarga de la batería (MW).
- $\eta^C$ : eficiencia de carga de la batería.
- $\eta^D$ : eficiencia de descarga de la batería.
- $\eta^G$ : eficiencia del transformador de red.
- $\bar{P}_0^B$ : estado inicial de carga de la batería (MWh).

## VARIABLES DE DECISIÓN

- $Q_{j,r}$ : cantidad producida del producto  $j$  en el micro-período  $r$ .
- $I_{j,t}$ : inventario del producto  $j$  al final del macro-período  $t$ .
- $Y_{j,r} \in \{0, 1\}$ : variable binaria que indica si la máquina está configurada para el producto  $j$  al final del micro-período  $r$ .
- $W_{j',j,r}^\delta \in \{0, 1\}$ : variable binaria que indica si un cambio de producto  $j' \rightarrow j$  comienza en el micro-período  $r$ , con una duración de  $\delta$  micro-períodos, donde  $\delta \in \{1, 2\}$ .
- $L_{j',j,r}^F$ : tiempo de ejecución del cambio de producto de  $j' \rightarrow j$  en el micro-período  $r$ .
- $L_{j,r}^P$ : tiempo de preservación del setup del producto  $j$  en el micro-período  $r$ .
- $A_{j,r}, B_{j,r}$ : tiempos reservados antes y después del cambio de producto para el producto  $j$  en el micro-período  $r$ .
- $P_r^U$ : energía total utilizada por la planta en el micro-período  $r$ .
- $P_r^{GP}$ : energía comprada a la red en el micro-período  $r$ .
- $P_r^{GS}$ : energía vendida a la red en el micro-período  $r$ .
- $P_r^C$ : energía cargada en la batería en el micro-período  $r$ .
- $P_r^D$ : energía descargada de la batería en el micro-período  $r$ .
- $P_r^B$ : energía almacenada en la batería al final del micro-período  $r$ .
- Todas las variables continuas son no negativas.

## Función objetivo

$$\min \sum_{r \in \mathcal{R}} \sum_{j' \in J} \sum_{j \in J, j \neq j'} \sum_{\delta \in \{1,2\}} f c_{j',j} W_{j',j,r}^\delta + \sum_{t \in T} \sum_{j \in J} h c_j I_{j,t} + \sum_{r \in \mathcal{R}} \sum_{j \in J} p c_j L_{j,r}^P + \sum_{r \in \mathcal{R}} (\pi_r^{GP} P_r^{GP} - \pi_r^{GS} P_r^{GS}) \quad (13)$$

Sujeto a:

$$I_{j,t-1} + \sum_{r \in \mathcal{R}_t} Q_{j,r} = I_{j,t} + d_{j,t}, \quad \forall j \in J, t \in T \quad (14)$$

$$\sum_{j \in J} Y_{j,r} = 1, \quad \forall r \in \mathcal{R} \quad (15)$$

$$Y_{j,r} - Y_{j,r-1} = \sum_{j' \in J, j \neq j'} \sum_{\delta \in \{1,2\}} (W_{j',j,r}^\delta - W_{j,j',r}^\delta), \quad \forall j \in J, r \in \mathcal{R} \quad (16)$$

$$\sum_{j \in J} \sum_{j' \in J, j \neq j'} \sum_{\delta \in \{1,2\}} W_{j',j,r}^\delta \leq 1, \quad \forall r \in \mathcal{R} \quad (17)$$

$$Y_{j,r-1} + \sum_{j' \in J, j \neq j'} \sum_{\delta \in \{1,2\}} W_{j',j,r}^\delta \leq 1, \quad \forall j \in J, r \in \mathcal{R} \quad (18)$$

$$\sum_{j \in J} \left( k_j Q_{j,r} + \sum_{j' \in J, j \neq j'} L_{j',j,r}^F + L_{j,r}^P \right) = l^e, \quad \forall r \in \mathcal{R} \quad (19)$$

$$\sum_{j \in J} (B_{j,r} + A_{j,r}) = l^e \sum_{j \in J} \sum_{j' \in J, j \neq j'} \sum_{\delta \in \{1,2\}} W_{j',j,r}^\delta, \quad \forall r \in \mathcal{R} \quad (20)$$

$$B_{j,r} \leq l^e \sum_{j' \in J, j \neq j'} \sum_{\delta \in \{1,2\}} W_{j',j,r}^\delta, \quad \forall j \in J, r \in \mathcal{R} \quad (21)$$

$$A_{j,r} \leq l^e \sum_{j' \in J, j \neq j'} \sum_{\delta \in \{1,2\}} W_{j',j,r}^\delta, \quad \forall j \in J, r \in \mathcal{R} \quad (22)$$

$$k_j Q_{j,r} + \sum_{j' \in J, j \neq j'} L_{j',j,r}^F + L_{j,r}^P \leq l^e \left( Y_{j,r} - \sum_{j' \in J, j \neq j'} \sum_{\delta \in \{1,2\}} W_{j',j,r}^\delta \right) + A_{j,r} + B_{j,r}, \quad \forall j \in J, r \in \mathcal{R} \quad (23)$$

$$L_{j',j,r}^F \geq r e_{j',j} W_{j',j,r}^1, \quad \forall (j', j) \in J^2 : j' \neq j, r \in \mathcal{R} \quad (24)$$

$$L_{j',j,r}^F \leq (r e_{j',j} - l^e) W_{j',j,r}^2 + l^e, \quad \forall (j', j) \in J^2 : j' \neq j, r \in \mathcal{R} \quad (25)$$

$$\sum_{\tau=0}^{q_{j',j}} L_{j',j,r+\tau}^F \geq s t_{j',j} W_{j',j,r}^1, \quad \forall (j', j) \in J^2 : j' \neq j, r \in \mathcal{R} \quad (26)$$

$$\sum_{\tau=0}^{qu_{j',j}+1} L_{j',j,r+\tau}^F \geq st_{j',j} W_{j',j,r}^2, \quad \forall (j',j) \in J^2 : j' \neq j, r \in \mathcal{R} \quad (27)$$

$$\sum_{\tau=0}^{qu_{j',j}} L_{j',j,r+\tau}^F \leq (st_{j',j} - (qu_{j',j} + 1)l^e) W_{j',j,r}^1 + (qu_{j',j} + 1)l^e, \quad \forall (j',j) \in J^2 : j' \neq j, r \in \mathcal{R} \quad (28)$$

$$\sum_{\tau=0}^{qu_{j',j}+1} L_{j',j,r+\tau}^F \leq (st_{j',j} - (qu_{j',j} + 1)l^e) W_{j',j,r}^2 + (qu_{j',j} + 1)l^e, \quad \forall (j',j) \in J^2 : j' \neq j, r \in \mathcal{R} \quad (29)$$

$$L_{j',j,r}^F \geq A_{j,r} - l^e (Y_{j,r} - W_{j',j,r}^2), \quad \forall (j',j) \in J^2 : j' \neq j, r \in \mathcal{R}, (qu_{j',j} = 0) \quad (30)$$

$$L_{j',j,r}^F \geq A_{j,r} - l^e (Y_{j,r} - W_{j',j,r}^1 - W_{j',j,r}^2), \quad \forall (j',j) \in J^2 : j' \neq j, r \in \mathcal{R}, (qu_{j',j} \geq 1) \quad (31)$$

$$L_{j',j,r}^F \geq W_{j',j,r-1}^2 l^e, \quad \forall (j',j) \in J^2 : j' \neq j, r \in \mathcal{R}, (qu_{j',j} = 1) \quad (32)$$

$$L_{j',j,r}^F \geq \left( \sum_{\tau=1}^{qu_{j',j}} W_{j',j,r-\tau}^2 + \sum_{\tau=1}^{qu_{j',j}-1} W_{j',j,r-\tau}^1 \right) l^e, \quad \forall (j',j) \in J^2 : j' \neq j, r \in \mathcal{R}, (qu_{j',j} \geq 2) \quad (33)$$

$$P_r^U = \sum_{j'=0}^J \sum_{j=0}^J e_{j',j}^F L_{j',j,r}^F + \sum_{j=1}^J e_j^M Q_{j,r} + \sum_{j=0}^J e_j^P L_{j,r}^P, \quad \forall r \in \mathcal{R} \quad (34)$$

$$P_r^U + \frac{P_r^{GS}}{\eta^G} + \frac{P_r^C}{\eta^C} = \eta^G P_r^{GP} + P_r^R + \eta^D P_r^D, \quad \forall r \in \mathcal{R} \quad (35)$$

$$P_r^B = P_{r-1}^B + P_r^C - P_r^D, \quad \forall r \in \mathcal{R} \quad (36)$$

$$0 \leq P_r^B \leq c^B, \quad \forall r \in \mathcal{R} \quad (37)$$

$$0 \leq P_r^C \leq m_C, \quad \forall r \in \mathcal{R} \quad (38)$$

$$0 \leq P_r^D \leq m_D, \quad \forall r \in \mathcal{R} \quad (39)$$

$$I_{j,0} = \bar{I}_{j,0}, \quad \forall j \in J \quad (40)$$

$$Y_{0,0} = 1, \quad (41)$$

$$P_0^B = \bar{P}_0^B, \quad (42)$$

$$I_{j,T} \geq \bar{I}_{j,0}, \quad \forall j \in J \quad (43)$$

$$P_T^B \geq P_0^{B,init}. \quad (44)$$

$$I_{j,t} \geq 0, \quad \forall j \in J, t \in T \quad (45)$$

$$Q_{j,r} \geq 0, \quad \forall j \in J, r \in \mathcal{R} \quad (46)$$

$$L_{j',j,r}^F \geq 0, \quad \forall (j',j) \in J^2 : j' \neq j, r \in \mathcal{R} \quad (47)$$

$$L_{j,r}^P \geq 0, A_{j,r} \geq 0, B_{j,r} \geq 0, \quad \forall j \in J, r \in \mathcal{R} \quad (48)$$

$$P_r^U \geq 0, P_r^{GP} \geq 0, P_r^{GS} \geq 0, P_r^C \geq 0, P_r^D \geq 0, P_r^B \geq 0, \quad \forall r \in \mathcal{R} \quad (49)$$

$$Y_{j,r} \in \{0, 1\}, \quad \forall j \in J, r \in \mathcal{R} \quad (50)$$

$$W_{j',j,r}^\delta \in \{0, 1\}, \quad \forall (j',j) \in J^2 : j' \neq j, r \in \mathcal{R}, \delta \in \{1, 2\} \quad (51)$$

La función objetivo (13) minimiza el costo total del sistema a lo largo del horizonte de planificación, considerando simultáneamente los costos de cambio de producto  $fc_{j',j} W_{j',j,r}^\delta$ , los costos de inventario  $hc_j I_{j,t}$ , los costos de preservación de setup  $pc_j L_{j,r}^P$  y el costo neto asociado a la compra y venta de energía ( $\pi_r^{GP} P_r^{GP} - \pi_r^{GS} P_r^{GS}$ ). Las restricciones (14) aseguran el balance de inventarios y la satisfacción de la demanda por macroperíodo, mientras que (15)–(18) definen el estado operativo de la máquina y la lógica de los cambios de producto. Las ecuaciones (19)–(23) imponen el uso total de la capacidad de máquina y la asignación de los tiempos de producción, setup y preservación. Los conjuntos (24)–(29) vinculan la duración de los cambios con el número de microperíodos que abarcan, y (30)–(33) garantizan

la continuidad de los setups que se extienden sobre varios períodos consecutivos. La ecuación (34) calcula el consumo energético total del sistema, y las restricciones (35)–(39) modelan el balance entre la energía consumida, la generación renovable, los intercambios con la red y la operación de la batería. Finalmente, (40)–(44) establecen las condiciones iniciales y finales de inventario, configuración y energía almacenada. Por último, se presentan las restricciones de dominio (45)–(51). Estas restricciones establecen la no negatividad de las variables continuas y el carácter binario de las asociadas a decisiones lógicas y de secuenciamiento.

El modelo integra la planificación detallada de la producción con la gestión del suministro eléctrico, permitiendo representar el efecto de la intermitencia renovable y de los precios de la energía sobre la programación óptima de los lotes. Complementa así al modelo de [32], que aborda la coordinación material entre plantas, al incorporar explícitamente la dimensión energética y la resolución temporal fina necesaria para analizar la SIE. Esta integración es particularmente relevante en el contexto de las transiciones energéticas industriales, donde los sistemas simbióticos basados en energía requieren coordinar la operación productiva con la variabilidad de fuentes renovables y con mercados eléctricos dinámicos. El modelo de [19] aporta así una herramienta útil para evaluar la viabilidad técnica y económica de estrategias de gestión energética en redes industriales cooperativas.

### 4.3. Diseño de red

El diseño de redes constituye la base metodológica de investigación en SI, ya que permite representar de forma estructurada los intercambios de materiales, agua y energía entre múltiples actores, evaluando su viabilidad técnica y económica [22, 11].

En este trabajo, los artículos analizados se clasifican según tres niveles de integración, como se indicó anteriormente. Esta categorización permite ordenar la literatura de acuerdo con la escala de los intercambios y el tipo de actores involucrados. Sin embargo, antes de entrar en los detalles, se considera relevante destacar otras dimensiones que aparecen frecuentemente en la literatura y que condicionan el diseño de las redes: el carácter determinista o estocástico de los modelos, el horizonte temporal considerado, los objetivos de optimización planteados y los enfoques de cooperación y gobernanza.

#### **Determinismo versus incertidumbre.**

En la literatura revisada, la mayoría de los modelos se formulan bajo un enfoque determinista. La demanda, la oferta de subproductos y los parámetros técnicos se toman como valores fijos y conocidos. Este enfoque tiene como ventaja la obtención de soluciones claras, una implementación sencilla a nivel computacional incluso en problemas de gran escala y resultados que son fácilmente interpretables. En, [18] se propone una superestructura que integra de forma conjunta distintos flujos de materiales y energía mediante un modelo MILP. Parte de la hipótesis de que todos los parámetros son conocidos e invariantes. De forma similar, en [15] se usa un enfoque multiobjetivo determinista para decidir cuando reciclar, intercambiar o descartar subproductos, evaluando los costos de cada alternativa. Otro ejemplo es [17], que evalúa el problema de acoplar la cadena logística de biomasa con el intercambio de calor en un EIP bajo la hipótesis de parámetros nominales fijos. En esta línea, [40] toma balances deterministas de masa y energía para cuantificar beneficios, llegando a la conclusión que aún sin tener en cuenta la variabilidad se puede evaluar el potencial de reducción de emisiones y del ahorro energético.

A estos, se le suman trabajos que, si bien se mantienen dentro del carácter deterministas, agregan algunas variantes. En [31], se ofrece un marco para evaluar, comparar y seleccionar tecnologías, incorporando variantes de análisis según los escenarios. En [34], se introducen métricas ambientales de circularidad y exergía. Esto permite evaluar los intercambios desde un punto de vista de eficiencia de recursos y calidad energética en un marco determinista. Otros trabajos amplían todavía más el espectro de objetivos, permitiendo evaluar aspectos sociales, también sin abandonar el supuesto de datos fijos [1, 26].

El problema de estas formulaciones es que dejan fuera la variabilidad los sistemas industriales. En la realidad, la disponibilidad de residuos no es un dato fijo, la demanda energética varía. Ante esas condiciones de variabilidad, una solución que parece óptima puede volverse costosa de implementar o incluso inviable [10]. Esta brecha entre el modelo y la realidad se presenta como un incentivo para explorar alternativas no deterministas, capaces de incorporar la incertidumbre y diseñar redes que mejor se adapten a la realidad. En [10], se introducen escenarios de variabilidad en la demanda, resolviéndolos mediante programación estocástica en dos etapas. En la primera, se definen las decisiones estratégicas, antes de

conocerse la evolución de la demanda. En la segunda, las decisiones tácticas se ajustan a cada escenario para adaptar la red a las condiciones efectivas. Este enfoque permite obtener un diseño con buen desempeño incluso frente a contextos de incertidumbre. En el trabajo [4] se presenta un enfoque que combina optimización robusta con lógica difusa tipo dos para manejar dos incertidumbres: la disponibilidad del calor residual y la eficiencia de los ciclos de Rankine Orgánicos (ORC). El modelo genera un diseño flexible y capaz de adaptarse a cambios en los parámetros, garantizando al mismo tiempo que la red cumpla con los objetivos de neutralidad de carbono.

Finalmente, en [5] se plantea una alternativa distinta al introducir la flexibilidad dentro del diseño. En vez de presentar una configuración única y óptima bajo supuestos fijos, el modelo propone la creación de redes con redundancias, módulos y rutas alternativas. De esa forma, se puede adaptar a cambios en las condiciones sin necesidad de hacer todo el diseño desde cero.

La diferencia entre ambos enfoques es clara. Los modelos deterministas se consideran esenciales para sentar las bases del área, ya que permiten representar superestructuras y estimar con precisión el potencial de las simbiosis. Los modelos bajo incertidumbre, en cambio, buscan asegurar que las soluciones sean más realistas y aplicables, reconociendo que los sistemas industriales funcionan en contextos dinámicos. Aun así, los dos enfoques se complementan: los deterministas resultan útiles en etapas iniciales de análisis y exploración, mientras que los estocásticos, son más importantes en fases de planificación e implementación, cuando se necesita que las redes sean capaces de adaptarse a la variabilidad del entorno [42, 41]

## Horizonte temporal

En cuanto al horizonte temporal, la diferencia está entre los modelos estáticos, que representan la red en un único período, y los multiperíodo, que capturan como cada aspecto de la red cambia a lo largo del tiempo. Los modelos estáticos analizan el sistema en equilibrio. Son más sencillos de implementar y permiten cuantificar beneficios ambientales o económicos bajo condiciones dadas. Esto que los convierte en una buena herramienta a usar en las etapas iniciales de diagnóstico. Por ejemplo, [12] propone un modelo para aplicar los principios de simbiosis a redes de servicios públicos, tomando supuestos fijos de operación y sin agregar dinámicas temporales. De forma similar, [20] usa un modelo estático para analizar los objetivos económicos y ambientales en el sector petroquímico, sin necesidad de simular trayectorias. También [1] amplía la función objetivo para incluir variables sociales, como empleo o aceptación comunitaria, manteniendo un horizonte único. Estos ejemplos muestran que el enfoque estático es bueno para identificar oportunidades de intercambio y establecer comparaciones entre diferentes alternativas, pero no permite anticipar cómo se comportará la red ante escenarios distintos a los utilizados.

En cuanto a los modelos multiperíodo, al representar la dinámica temporal, permiten que se incorporen diferentes aspectos que son fundamentales para planificaciones a largo plazo, como la evaluación de tecnologías intermedias o representación de perfiles energéticos variables. Como ejemplo, [2], plantea un plan de desarrollo en el que las inversiones en procesos Carbono-Hidrógeno-Oxígeno (C-H-O) se implementan en diferentes momentos, mostrando cómo el parque industrial puede evolucionar en etapas hacia configuraciones más integradas. En, [37] se aplica un modelo multiperíodo al sector forestal, para coordinar el uso de biomasa y energía en distintos momentos, con objetivos a cumplirse en cada etapa.

Otros trabajos usan horizontes multiperíodo para representar perfiles energéticos más complejos. En [27], el modelo integra de manera simultánea varios vectores energéticos con demanda cambiante a lo largo del tiempo. [13] agrega perfiles horarios de generación y consumo, junto a un sistema de almacenamiento híbrido, lo que permite analizar cómo las decisiones de despacho y acoplamiento energético deben variar a lo largo del día y de la estación. En [24] se plantea un horizonte de planificación multiperíodo para seleccionar capacidades de tecnologías, evaluando el impacto acumulado en costos y emisiones. En estos casos, el multiperíodo permite identificar qué medidas son efectivas en el corto plazo y cuáles deben implementarse en etapas posteriores aportando una visión estratégica.

Los modelos estáticos son adecuados para diagnósticos rápidos y comparaciones de configuraciones bajo condiciones fijas, haciéndolos útiles en las etapas iniciales de desarrollo [12, 20]. Los modelos multiperíodo, en cambio, son fundamentales para la planificación y la implementación, ya que permiten representar la evolución de las redes en contextos complejos [24, 41]. La literatura muestra que el horizonte temporal es un elemento central para que los modelos de SI puedan servir como herramienta de diagnóstico y, a la vez, convertirse en instrumentos de planificación estratégica a largo plazo [2, 13, 24].

## Objetivos de optimización

Otra dimensión clave en el diseño de redes en SI es la de los objetivos de optimización. La literatura muestra como evolucionan los modelos pasando de un fuerte foco de optimización económica hacia un enfoque mas amplio, agregando objetivos ambientales, sociales y de sostenibilidad.

En los trabajos enfocados en objetivos económicos, los modelos se centran en minimizar costos o maximizar beneficios en los intercambios. En [18] se presenta un modelo que busca el costo mínimo optimizando la integración de materiales y energía en una superestructura. En el caso de [15], el decidir si reciclar, descartar o intercambiar subproductos se hace siempre en función de costos y beneficios óptimos. En cuanto a [17], su formulación de integración de biomasa y redes de calor se hace bajo un criterio de costo mínimo. En [24], el foco esta en la mejor selección de tecnologías para obtener un menor costo de energía. Otro caso es el de [12], que busca mediante encontrar el punto optimo para reducir costos relativos a uso de agua, electricidad y vapor. En [25], se toma como prioridad minimizar costos totales de suministro energético usando micro-redes y almacenamientos compartidos. En contextos mas complejos y con enfoques mas avanzados, como en [8] y [29], se busca maximizar beneficios de los actores mediante cooperaciones o negociando intercambios. En [23] se plantea de forma explicita la importancia de la minimización de costos como un concepto que debe estar integrado en el análisis de recursos.

Otros trabajos, incorporan de forma explicita objetivos ambientales, ademas de económicos, en sus formulaciones multiobjetivo. El caso de [40], cuantifica los ahorros energéticos y las reducciones de emisiones de GEI en la simbiosis. En [20] y [42] se modela la reducción de la huella de carbono en EIPs como uno de sus objetivos de optimización principales. En [27], se busca minimizar emisiones asociadas al uso simultaneo de calor, frio, electricidad e hidrógeno. En el trabajo [13] se busca determinar el nivel óptimo de sustitución de combustibles fósiles por hidrógeno verde, con el objetivo de reducir emisiones de GEI, al mismo tiempo que se mantienen condiciones económicas competitivas. En [23], se trabaja sobre la reducción de consumos y emisiones dentro de una red de colaboración de energía-agua-residuos, mientras que [26] toma como prioridad la valoración energética de residuos para disminuir los impactos ambientales. En [4], se plantea como objetivo explicito la neutralidad de carbono. Estos artículos muestran como las metas ambientales van mas allá de las reducciones de emisiones y se alinean con compromisos de descarbonización a largo plazo.

Algunos trabajos, incluyen ademas objetivos sociales. El articulo [1], evalúa como los criterios sociales, como la creación de empleos, tienen impacto directo en los diseños de redes de SI. En [26], agrega de forma explicita el objetivo de generación de empleo en su modelo matemático, dándole un lugar junto a la optimización económica y ambiental. La literatura muestra una evolución desde una optimización centrada en la eficiencia económica hacia una visión holística. Los modelos no se limitan a minimizar costos, sino que buscan un equilibrio entre diferentes objetivos, integrando dimensiones ambientales y sociales. Como resultado, se obtienen redes de SI con mayor aceptación y adaptabilidad, compatibles con metas de transición energética y compromisos de descarbonización a largo plazo.

## Enfoques de cooperación

La literatura reconoce que el éxito de la SI depende, en parte, de como interactúan las empresas y de los mecanismos que rigen estas interacciones. Desde este enfoque, hay trabajos que incorporan la cooperación como elemento central en el diseno de las redes de SI.

En [29], el modelo se formula tomando empresas que actúan como líderes y otras como seguidores. Este modelo representa negociaciones que se ven influenciadas por intereses particulares de las partes. En el caso de [8] se aplica teoría de juegos para analizar cómo la formación de alianzas estables permite alcanzar beneficios mucho mayores a los que se alcanzarían en escenarios centralizados o puramente competitivos.

Otros trabajos, como [5], resaltan la importancia de la flexibilidad institucional. En este caso, se enfatiza en que las redes deben diseñarse de forma modular y con varias vías de intercambio. Esto permite que sean adaptables a cambios del entorno, no siendo necesario renegociaciones.

También se remarca la importancia de una gobernanza compartida, lo que implica una coordinación entre las empresas, autoridades locales y gestores de EIPs. Esta colaboración es clave para generar estabilidad en los intercambios y generar confianza entre los actores [12, 25]. Trabajos como [12], muestra como la gestión conjunta de servicios públicos termina facilitando acuerdos de colaboración. En [25], se muestra

como los mecanismos de colaboración son fundamentales para una buena integración de renovables y almacenamiento distribuido en las redes compartidas por varios actores. Estos conceptos refuerzan la idea de que la SIE no solo depende de conceptos técnicos relacionados a los intercambios, sino que también de arreglos flexibles y estructuras de gobernanza que permitan la colaboración en entornos dinámicos.

#### 4.4. Nivel de integración

Para estructurar el análisis de la literatura sobre diseño de redes de SI, como se introdujo anteriormente, los artículos se clasifican según el nivel de integración en el que se desarrollan los intercambios. En la tabla 4 se presentan los 25 trabajos revisados, categorizados en tres grupos principales:

1. Interplanta: trabajos que analizan los intercambios entre distintas plantas dentro de un mismo EIP. El foco está en cómo se comparten los servicios y cómo optimizar redes comunes de calor, agua o energía. También incluye los trabajos que plantean la creación de centros que funcionan como punto de conexión y coordinación entre las empresas.
2. Urbano-Industrial: trabajos que amplían el análisis más allá del parque e incorporan flujos entre la industria y la ciudad. Los intercambios son de doble vía: la industria puede usar residuos sólidos o aguas residuales urbanos, y a su vez proveer servicios energéticos o agua tratada. La simbiosis conecta no solo plantas industriales, sino también infraestructuras y servicios urbanos, generando sinergias entre ambos.
3. Regional/Nacional: analizan la simbiosis a gran escala, ya sea en clusters sectoriales o en parques industriales muy intensivos en energía. Estos modelos se relacionan de forma directa con las políticas públicas, buscando apoyar la reducción de emisiones en sectores estratégicos y la transición energética a nivel regional o nacional.

En la Tabla 4 se ve que la mayoría de los artículos se concentran en el nivel interplanta (EIP): 18 de los 25 trabajos analizados (72%). En comparación, sólo 4 estudios (16%) abordan la escala urbano-industrial, y 3 (12%) el nivel regional/nacional. Esto confirma que la literatura sobre diseño de redes de SI sigue poniendo el foco principalmente en los EIPs como unidad de análisis, mientras que son menos los aportes que amplían hacia la interacción con la ciudad o la transformación de sectores y regiones enteras. Para visualizar esta distribución de forma más clara, en la Figura 7 se presenta un gráfico que resume la cantidad de artículos por nivel de integración.

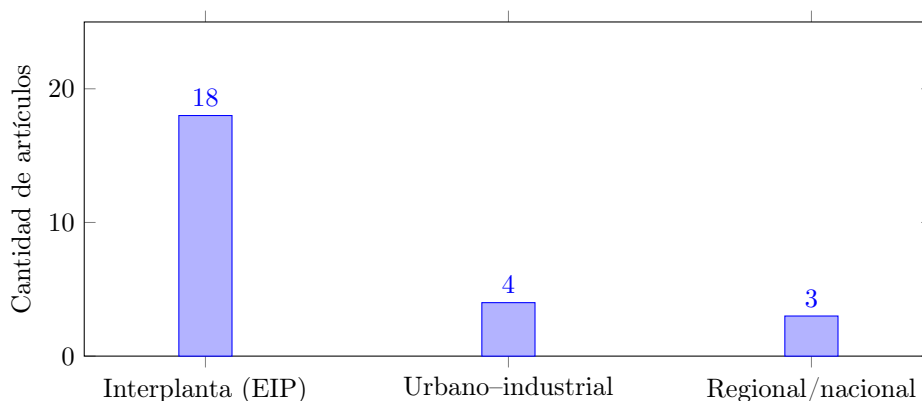


Figura 7: Distribución de artículos por nivel de integración.

A continuación, se presenta el análisis de cada una de estas categorías.

##### Interplanta

Los trabajos en esta categoría en general se modelan de forma detallada los flujos y procesos de cada una de las plantas y la interacción entre cada una de ellas. En general se centran en el modelado de parques industriales.

En los trabajos que analizan parques industriales, en general no se consideran de forma explícita o directamente se desprecian los costos de transporte de la energía o materiales. Un caso de esto es en

Artículo	Interplanta (EIP)	Urbano-industrial	Regional/nacional
[18]	✓		
[37]	✓		
[10]	✓		
[12]	✓		
[4]	✓		
[2]	✓		
[29]	✓		
[26]		✓	
[40]	✓		
[42]			✓
[5]	✓		
[8]	✓		
[41]			✓
[25]	✓		
[38]	✓		
[34]		✓	
[13]	✓		
[27]		✓	
[23]		✓	
[24]	✓		
[31]	✓		
[17]	✓		
[1]	✓		
[20]			✓
[15]	✓		

Tabla 4: Clasificación de los artículos revisados según el nivel de integración. Se marca con check si el paper está centrado en la categoría indicada.

[38] dónde el centro está puesto en el ahorro de agua pero no en el costo que se incurre para construir las tuberías. Otro ejemplo es en [40] dónde si bien se considera la distancia entre plantas, ésta no se considera a la hora de evaluar el costo del transporte de la energía a lo largo de esa distancia. Para el caso del [31], tampoco se modela el costo de transportar los desechos, sino que solo se modelan las cantidades y las tecnologías de tratamiento de los mismos. Además, las cortas distancias en las que suceden los intercambios permiten el intercambio de vapor o calor residual que en distancias más largas no sería conveniente debido a las pérdidas energéticas. En este contexto [18] modela los intercambios de energía térmica que suceden en distintos procesos como calderas, bombas de calor y motores para poder identificar la tecnología que pueda satisfacer la demanda energética de los procesos y optimice los costos aprovechando el calor y vapor residual de cada uno de los procesos. En la misma línea [17] y [8] también se centran en el modelado de los flujos de aguas caliente, vapor y agua fría que ingresan y salen de cada uno de las etapas del proceso productivo y los intercambiadores en un EIP. Por otro lado [12] aprovecha la ventaja de la cercanía entre las plantas para planificar los intercambios y producción de vapor para una red de servicios de un parque industrial. En el mismo sentido [4] se propone aprovechar el calor residual de baja temperatura para la generación eléctrica a través de un ciclo Rankine orgánico. En este trabajo se elabora un modelo donde se decide los flujos energéticos transferidos en cada periodo con el objetivo de conseguir un beneficio económico, social y ambiental, teniendo en cuenta la incertidumbre en el suministro energético.

Al modelarse cada una de las plantas de forma individual, deben modelarse las interacciones entre las empresas, es decir la forma de gobierno de los intercambios y como estos impactan en cada empresa de forma individual. En este sentido [29] a través de teoría de juegos analiza las interacciones entre las empresas sin que haya un ente que regule de forma centralizada los intercambios, para esto modelan a los productores como líderes y a los consumidores como seguidores. [10] analiza la rentabilidad de cada

uno de los actores que participan de la red y como ésta se ve afectada por cambios en la demanda de productos terminados. En la misma línea [5] se encarga de generar una red que permita manejar demandas nominales y sus desviaciones sin perjudicar a algún actor individual.

La intensidad energética generada en una zona específica a raíz de los parques industriales hace que el almacenamiento de energía, la generación de energías renovables y la utilización de vectores energéticos alternativos como el biogas y el hidrógeno sean una alternativa buscada en este tipo de desarrollos, en ese contexto [24, 25] utilizan un modelo de programación matemática para analizar la incorporación de energías renovables y almacenamiento de energía dentro del parque eco-industrial para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. En el mismo sentido, [13, 2] incorporan al hidrógeno como un vector energético, para el almacenamiento de energía y para la producción de otros productos, en estos trabajos se analizan distintos escenarios a lo largo del ciclo de vida del EIP centrado en el hidrógeno. Mientras que [2] se centra en los aspectos económicos, [13] incorpora los aspectos ambiental a la hora de la toma de decisiones.

Si bien generalmente dentro de los intercambios en parques industriales no se consideran los costo del transporte de los materiales o energía, algunos casos de intercambios ente plantas como [15, 1] incorporan explícitamente la distancia y el costo de transporte como parámetros en sus modelos. Por otro lado, en [2, 37], se utiliza el factor distancia para optimizar la localización en el parque de cada una de las plantas.

### **Urbano-industrial**

Los trabajos que se ubican en la categoría urbano-industrial amplían el alcance de la simbiosis más allá de los límites de un parque industrial, integrando los flujos y servicios de la ciudad. A diferencia de los modelos interplanta, donde las conexiones se dan principalmente entre fábricas, en este enfoque se consideran infraestructuras urbanas como redes de agua, sistemas de gestión de residuos, o matrices energéticas, que interactúan con procesos industriales. Los intercambios son de doble vía: la industria aprovecha insumos urbanos como residuos sólidos y aguas residuales, y a su vez aporta servicios energéticos, agua tratada o infraestructuras compartidas.

En el trabajo [34] se introduce el concepto de circularidad como criterio de diseño para evaluar la eficiencia de los intercambios urbano-industriales. El estudio plantea métricas que no solo consideran el costo, sino también indicadores termodinámicos y ambientales, reflejando la necesidad de evaluar de manera más integral la interacción entre la ciudad y la industria. De manera complementaria, [26] aborda la valorización energética de residuos urbanos y agrícolas, integrando tecnologías de conversión y almacenamiento, como cogeneración y electrólisis, para diversificar la oferta energética. Aquí, además de los aspectos técnicos, se incorpora un enfoque multicriterio que refleja las preferencias de actores sociales y económicos, mostrando la importancia de la gobernanza en este tipo de sistemas. El artículo [23] representa otro ángulo de este enfoque, al trabajar con el nexo agua-energía-residuos en áreas urbanas. A través de un modelo de planificación a escala de distrito, se estudia cómo coordinar de manera eficiente la recuperación de recursos, la generación de energía y la gestión de desechos, destacando que en esta categoría los intercambios no se limitan a energía o materiales industriales, sino que incluyen servicios urbanos esenciales. En [27] se introduce la dimensión temporal en la planificación de redes urbano-industriales, considerando múltiples vectores energéticos, como calor, frío, electricidad e hidrógeno, a lo largo del tiempo. Este tipo de formulación muestra que los horizontes de planificación capturan tanto la variabilidad de la demanda urbana como las inversiones necesarias en infraestructura energética.

Estos trabajos muestran que la simbiosis urbano-industrial se caracteriza por un nivel de complejidad mayor que los modelos interplanta, debido a que incorpora servicios públicos, infraestructuras compartidas y demandas sociales. La programación matemática sigue siendo la herramienta principal, pero con modelos que deben equilibrar múltiples vectores de recursos, objetivos económicos y ambientales, y, en varios casos, las preferencias de actores urbanos. El valor de esta categoría radica en que permite analizar la integración de la industria con la ciudad, aportando soluciones que contribuyen a la sostenibilidad urbana y a la transición energética.

### **Regional/nacional.**

Los trabajos analizados dentro de este nivel de integración presentan diferencias importantes, en comparación con los otros dos niveles. En primer lugar, los flujos y procesos no se modelan planta a planta, sino de forma conjunta. Se consideran sectores industriales completos como unidades de análisis. Además,

trabajan con horizontes de largo plazo, orientado a metas de transición energética proyectadas en escalas de décadas. También se suma la necesidad de integrar de forma explícita políticas, regulaciones e inventivos nacionales, temas que no suelen ser el foco en modelos más locales. La complejidad institucional es mayor, debido a que los actores participantes incluyen gobiernos, reguladores y centros industriales, exigiendo que se contemplen mecanismos de gobernanza a gran escala.

En el trabajo [42] se analizan escenarios de transformación para un EIP intensivo en energía. Se evalúan diferentes alternativas como eficiencia energética, SI y sustitución de combustibles. La complejidad que presenta es que no solamente trata un intercambio, sino que evalúa estrategias combinadas de transición con horizontes de largo plazo. Además, vincula metas de reducción de GEI. En [41] se propone un modelo de optimización integrado que combina objetivos económicos y ambientales con el fin de guiar la transición de EIPs hacia una producción baja en carbono. El estudio plantea como objetivo balancear costos económicos con impactos ambientales, generando compromisos mediante un enfoque multiobjetivo. La particularidad de este trabajo, es que plantea que las decisiones tomadas afectan, además del EIP, al entorno. Debido a eso, el modelo planteado contempla de forma explícita las interacciones entre los actores y las políticas regulatorias. En el caso de [20], se analiza la relación entre el crecimiento económico y las emisiones de carbono en la industria petroquímica en China. A diferencia de los modelos de EIP, la resolución no es a nivel de planta ni de sus propios flujos, sino que se plantea en una escala sectorial y nacional. El objetivo principal es alcanzar el carbon peaking, es decir, lograr desacoplar el desarrollo económico y las emisiones con el fin de carbon peaking. Es decir, lograr que las emisiones de carbono lleguen a su máximo anual y luego comiencen a descender. Con esto se busca desacoplar el desarrollo económico del incremento de emisiones, permitiendo un crecimiento de la industria mientras se reduce su huella de carbono. En el artículo se presentan desafíos como la incertidumbre de la demanda y la necesidad de la coordinación intersectorial y la influencia de las políticas nacionales de energía y clima.

Desde el punto de vista computacional, también utilizan modelos de programación matemática, pero con un enfoque distinto a los modelos de los modelos interplanta o urbano/industrial. Si bien en estos últimos se usan mayoritariamente MILP con altos niveles de detalle, en los de escala regional/nacional se trabajan con estructuras agregadas y horizontes temporales más largos. En [42] se plantea un modelo de optimización determinista basado en balances de energía y emisiones de todo un parque industrial intensivo. El modelo se resuelve con un MILP simplificado en solvers comerciales, lo que permite explorar distintos escenarios de transición sin necesidad de representar el detalle operativo de cada planta. Por su parte, [41] presenta un modelo de programación entera mixta con múltiples objetivos, pensado como una herramienta para apoyar el proceso de transformación hacia un funcionamiento más limpio y eficiente de los parques industriales intensivos en energía. El modelo se resuelve con el método  $\epsilon$ -constraint, que consiste en ejecutar varias veces la optimización para obtener distintas combinaciones entre costos y reducción de emisiones. En este caso, la dificultad no está en el tamaño del modelo, sino en el trabajo adicional de realizar y comparar múltiples simulaciones para poder entender mejor los compromisos entre los objetivos. Por último, en [20] se combina programación matemática y simulación a través de un modelo de acoplamiento económico y ambiental. El enfoque utiliza formulaciones lineales y cuadráticas que permiten proyectar cómo evolucionan las emisiones bajo distintos escenarios de crecimiento económico y de aplicación de políticas de carbono.

Estos trabajos muestran que, si bien la programación matemática sigue siendo la herramienta fundamental, en la escala regional o nacional los modelos son menos detallados en los flujos individuales, pero más complejos en la representación de escenarios, la consideración de múltiples objetivos y la integración explícita de políticas de transición energética. Esto los diferencia de los modelos a menor escala, donde la dificultad computacional radica en la precisión de los balances y en la coordinación operativa entre empresas.

## 5. Conclusiones

El objetivo de este documento ha sido establecer el estado del arte sobre la Simbiosis Industrial Basada en Energía (SIE), analizando su evolución, enfoques predominantes y herramientas metodológicas que la literatura propone para su estudio. La SIE se entiende como una forma de cooperación entre empresas que aprovechan flujos energéticos residuales generados por un proceso productivo para sustituir energía externa en otro. Este enfoque, que forma parte del concepto más amplio de SI, contribuye a reducir el consumo de energía primaria, disminuir emisiones y avanzar hacia modelos circulares más eficientes mediante estrategias como cascadas energéticas, sustitución de combustibles fósiles y producción conjunta de bioenergía.

Se logró analizar un número considerable de artículos sobre SIE. A partir de esta revisión, se comprueba que es una temática en consolidación, con un interés que crece y con una presencia cada vez mayor en el ámbito académico. La mayoría de los estudios encontrados se concentran en EIPs, donde se analizan sinergias de energía, reducción de emisiones y estrategias para avanzar hacia una producción más sostenible. Si bien el string de búsqueda utilizado estaba orientado, en parte, a encontrar trabajos que abordaran problemas de lot-sizing en el contexto de la SIE, se hallaron pocos artículos centrados específicamente en este tema. Esta falta de investigaciones muestra que se trata de un campo todavía poco explorado. El lot-sizing permite llevar las sinergias de la SI al plano operativo, analizando cómo se integran en la planificación diaria de la producción. Este tipo de modelos ayuda a responder preguntas concretas sobre cuánto y cuándo producir, considerando las restricciones energéticas, ambientales y de cooperación entre empresas y/o procesos. De esta forma, ofrece una perspectiva complementaria a los estudios centrados en redes, que suelen enfocarse más en el diseño y la identificación de sinergias.

Durante la revisión también se identificaron diversas herramientas de modelado y optimización que pueden resultar valiosas para seguir avanzando en la representación cuantitativa de la SIE. Los trabajos revisados muestran una evolución hacia enfoques más integrados, que buscan conectar los aspectos económicos, energéticos y ambientales de la planificación productiva. Sin embargo, todavía persisten desafíos importantes vinculados a la escalabilidad de los modelos, la gestión de la incertidumbre y la integración de múltiples fuentes de energía en la toma de decisiones.

La revisión permitió construir una visión actualizada del estado del arte sobre la SIE y sus modelos de optimización. El panorama que se observa es el de un campo de investigación en expansión, que sigue evolucionando y ofrece amplias oportunidades para el desarrollo de nuevas metodologías y aplicaciones.

## 6. Referencias

- [1] H. Afshari, B. M. Tosarkani, M. Y. Jaber, and C. Searcy. The effect of environmental and social value objectives on optimal design in industrial energy symbiosis: A multi-objective approach. *Resources, Conservation & Recycling*, 158:104825, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.resconrec.2020.104825>.
- [2] F. M. Al-Fadhli, H. Baaqeel, and M. M. El-Halwagi. Designing an eco-industrial park with planning over a time horizon. *ACS Sustainable Chemistry & Engineering*, 8:18324–18334, 2020. <https://doi.org/10.1021/acssuschemeng.0c07061>.
- [3] K. S. Albadia, I. A. Kazeem, and M. A. M. Abdel-Aal. The green capacitated lot sizing for industrial symbiosis. *Transportation Research Procedia*, 84:610–617, 2025. <https://doi.org/10.1016/j.trpro.2025.03.115>.
- [4] M. Asghari, H. Afshari, M. Jaber, and C. Searcy. Credibility-based cascading approach to achieve net-zero emissions in energy symbiosis networks using an Organic Rankine Cycle. *Applied Energy*, 340:121010, 2023. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.121010>.
- [5] M. Boix, S. Négny, L. Montastruc, and F. Mousqué. Flexible networks to promote the development of industrial symbioses: A new optimization procedure. *Computers and Chemical Engineering*, 169:108082, 2023. <https://doi.org/10.1016/j.compchemeng.2022.108082>.
- [6] M. Butturi, F. Lolli, M. Sellitto, E. Balugani, R. Gamberini, and B. Rimini. Renewable energy in eco-industrial parks and urban-industrial symbiosis: A literature review and a conceptual synthesis. *Applied Energy*, 255:113825, 2019. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113825>.
- [7] M. Chertow and J. Park. Scholarship and practice in industrial symbiosis: 1989–2014. In R. Clift and A. Druckman, editors, *Taking Stock of Industrial Ecology*, pages 87–116. Springer, 2016. [https://doi.org/10.1007/978-3-319-20571-7\\_5](https://doi.org/10.1007/978-3-319-20571-7_5).
- [8] T. B. Chitsiga and A. J. Isafiade. Game theoretic approach for the synthesis and optimization of economically optimal coalitions in integrated renewable energy and polygeneration networks. *Journal of Cleaner Production*, 470:143308, 2024. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2024.143308>.
- [9] C. Daquin, H. Allaoui, G. Goncalves, and T. Hsu. Collaborative lot-sizing problem for an industrial symbiosis. *IFAC-PapersOnLine*, 52(13):1325–1330, 2019. <https://doi.org/10.1016/j.ifacol.2019.11.382>.
- [10] G. S. Daş, M. Yeşilkaya, and B. Birgören. A two-stage stochastic model for an industrial symbiosis network under uncertain demand. *Applied Mathematical Modelling*, 125:444–462, 2024. <https://doi.org/10.1016/j.apm.2023.10.007>.
- [11] L. Fraccascia, V. Yazdanpanah, G. van Capelleveen, and D. M. Yazan. Energy-based industrial symbiosis: a literature review for circular energy transition. *Environment, Development and Sustainability*, 23:4791–4825, 2021. <https://doi.org/10.1007/s10668-020-00840-9>.
- [12] A.-L. Galvan-Cara, M. Graells, and A. Espuña. Application of industrial symbiosis principles to the management of utility networks. *Applied Energy*, 305:117734, 2022. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.117734>.
- [13] Q. H. Goh, Y. K. Wan, Y. K. Ho, J. Tan, and I. M. L. Chew. Multi-criteria optimisation of fermentative and solar-driven electrolytic hydrogen and electricity supply-demand network with hybrid storage system. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 181:113341, 2023. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113341>.
- [14] A. Halty, R. Sanchez, V. Vazquez, V. Viana, P. Pineyro, and D. A. Rossit. Scheduling in cloud manufacturing systems: Recent systematic literature review. *Mathematical Biosciences and Engineering*, 17(6):7378–7397, 2020. <https://doi.org/10.3934/mbe.2020377>.
- [15] L. Huang, L. Zhen, and L. Yin. Waste material recycling and exchanging decisions for industrial symbiosis network optimization. *Journal of Cleaner Production*, 276:124073, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.124073>.

- [16] International Energy Agency. World energy outlook 2024. *IEA Report*, Oct. 2024. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024>.
- [17] A. J. Isafiade, N. Cowen, A. Vogel, L. Čuček, and Z. Kravanja. Synthesis of utility supply chain network and industrial symbioses for heat integration. *Journal of Cleaner Production*, 380:134921, 2022. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2022.134921>.
- [18] I. Kantor, J.-L. Robineau, H. Bütün, and F. Maréchal. A mixed-integer linear programming formulation for optimizing multi-scale material and energy integration. *Frontiers in Energy Research*, 8:49, 2020. <https://doi.org/10.3389/fenrg.2020.00049>.
- [19] R. Liao and C. Gicquel. Integrated lot-sizing and energy supply planning with onsite generation of renewables and industrial symbiosis. *International Journal of Production Research*, 262, 2023. <https://doi.org/10.1080/00207543.2023.2241132>.
- [20] Y. Liu, H. Gao, H. Xu, J. Tian, and L. Chen. Unraveling economic-environmental coupling in China’s petrochemical industry towards carbon peaking. *Resources, Conservation & Recycling Advances*, 24:200236, 2024. <https://doi.org/10.1016/j.rcradv.2024.200236>.
- [21] H. Mallawaarachchi, Y. Sandanayake, G. Karunasena, and C. Liu. Optimising the industrial symbiosis (is): The proposed redevelopment. In *Proceedings of the 8th World Construction Symposium*, pages 464–472, Colombo, Sri Lanka, 2019. <https://doi.org/10.31705/WCS.2019.46>.
- [22] M. Mestizo-Caro, J. Orjuela-Castro, and J. Orejuela-Cabrera. Mathematical optimization models for the design of industrial symbiosis networks: Challenges and trends. 1928:336–350, 2023. [https://doi.org/10.1007/978-3-031-46739-4\\_30](https://doi.org/10.1007/978-3-031-46739-4_30).
- [23] M. A. Misrol, S. R. W. Alwi, J. S. Lim, and Z. A. Manan. Optimization of energy-water-waste nexus at district level: A techno-economic approach. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 152:111637, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111637>.
- [24] M. A. Misrol, S. R. W. Alwi, J. S. Lim, and Z. A. Manan. Optimising renewable energy at the eco-industrial park: A mathematical modelling approach. *Energy*, 261:125345, 2022. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.125345>.
- [25] A. Neri, M. A. Butturi, F. Lolli, and R. Gamberini. Inter-firm exchanges, distributed renewable energy generation, and battery energy storage system integration via microgrids for energy symbiosis. *Journal of Cleaner Production*, 414:137529, 2023. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2023.137529>.
- [26] A. Neri, M. A. Butturi, F. Lolli, and R. Gamberini. Enhancing waste-to-energy and hydrogen production through urban–industrial symbiosis: A multi-objective optimisation model incorporating a Bayesian Best-Worst Method. *Smart Cities*, 7(2):735–757, 2024. <https://doi.org/10.3390/smartcities7020030>.
- [27] K. Y. Pang, P. Y. Liew, K. S. Woon, W. S. Ho, S. R. W. Alwi, and J. J. Klemeš. Multi-period multi-objective optimisation model for multi-energy urban-industrial symbiosis with heat, cooling, power and hydrogen demands. *Energy*, 262:125201, 2023. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.125201>.
- [28] J. Patricio, Y. Kalmykova, L. Rosado, J. Cohen, A. Westin, and J. Gil. Method for identifying industrial symbiosis opportunities. *Resources, Conservation & Recycling*, 185:106437, 2022. <https://doi.org/10.1016/j.resconrec.2022.106437>.
- [29] M. A. Ramos, M. Boix, D. Aussel, and L. Montastruc. Development of a multi-leader multi-follower game to design industrial symbioses. *Computers and Chemical Engineering*, 183:108598, 2024. <https://doi.org/10.1016/j.compchemeng.2024.108598>.
- [30] J. C. T. Simões and S. Vaz Júnior. Industrial symbiosis concept applied to green hydrogen production: a critical review based on bibliometric analysis. *Discover Sustainability*, 5(504), 2024. <https://doi.org/10.1007/s43621-024-00780-8>.
- [31] A. Somoza-Tornos, C. Pozo, M. Graells, A. Espuña, and L. Puigjaner. Process screening framework for the synthesis of process networks from a circular economy perspective. *Resources, Conservation & Recycling*, 164:105147, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.resconrec.2020.105147>.

- [32] E. Suzanne, N. Absi, V. Borodin, and W. van den Heuvel. Lot-sizing for industrial symbiosis. *Computers & Industrial Engineering*, 160:107464, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.cie.2021.107464>.
- [33] E. Suzanne, N. Absi, V. Borodin, and W. van den Heuvel. Collaborative lot-sizing for industrial symbiosis. *International Journal of Production Economics*, 2025. <https://doi.org/10.1016/j.ijpe.2025.109788>.
- [34] P. S. Varbanov, H. H. Chin, L. Gai, and J. J. Klemeš. Minimisation of the energy resource demands and environmental footprints for industrial and urban symbiosis using the circularity concept. *IEEE*, 2021. <https://doi.org/10.3303/CET2189071>.
- [35] C. Wadström, M. Johansson, and M. Wallén. A framework for studying outcomes in industrial symbiosis. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 151:111526, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111526>.
- [36] World Meteorological Organization. State of the climate 2024: Update for COP29. Technical report, World Meteorological Organization, 2024. <https://doi.org/10.1175/BAMS-D-23-0284.1>.
- [37] M. Yeşilkaya, G. S. Daş, and A. K. Türker. A multi-objective multi-period mathematical model for an industrial symbiosis network based on the forest products industry. *Computers Industrial Engineering*, 150:106883, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.cie.2020.106883>.
- [38] L. W. Yip, Y.-C. Yeh, and J.-Y. Lee. Interplant water network design with multiple water reuse headers and regeneration units in practical configurations. *Process Safety and Environmental Protection*, 197:106964, 2025. <https://doi.org/10.1016/j.psep.2025.106964>.
- [39] J. Zhang, Q. Qiao, and J. Liu. Evaluation of carbon emission reduction potential of industrial symbiosis in industrial parks. *Clean Technologies and Environmental Policy*, 2025. <https://doi.org/10.1007/s10098-025-03154-4>.
- [40] Y. Zhang, S. Zheng, Y. Geng, T. Fujita, X. Dong, and J. Xue. Evaluating the environmental benefit of energy symbiosis networks in eco-industrial parks: A case study. *Resources, Conservation and Recycling*, 77:94–106, 2013. <https://doi.org/10.1016/j.resconrec.2013.05.009>.
- [41] Y. Zhao, S. Wang, G. Gao, Y. Wu, and R. Zhang. Integrated optimization model to explore the green transformation of energy-intensive industrial parks from environmental-economic perspectives. *Energy*, 325:136200, 2025. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2025.136200>.
- [42] Y. Zhao, S. Wang, G. Gao, X. Xue, H. Song, and R. Zhang. Exploring the green and low-carbon development pathway for an energy-intensive industrial park in China. *Journal of Cleaner Production*, 459:142384, 2024. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2024.142384>.

# Apéndice B

## Datos del caso base

Tabla B.1: Parámetros generales del caso base

Parámetro	Valor	Unidad
$T^{\text{máx}}$	12	períodos
$\alpha^{CO_2}$	1,375	tCO <sub>2</sub> /tMeOH
$\alpha^{H_2}$	0,1875	tH <sub>2</sub> /tMeOH
$\rho^{CO_2}$	1,25	–
$\lambda^{Vap}$	0,05	–
$\lambda^{Liq}$	0,05	–
$\gamma^{O_2}$	8	tO <sub>2</sub> /t2H <sub>2</sub>
$\beta^{O_2}$	0,7273	–
$e^{H_2}$	53,83	MWh/tH <sub>2</sub>
$e^{CO_2}$	0,11	MWh/tCO <sub>2</sub>
$e^{MeOH}$	0,49	MWh/tMeOH
$e^{liq}$	0,10	MWh/tCO <sub>2</sub>
$e^{vap}$	0,08	MWh/tCO <sub>2</sub>
$\bar{A}^{CO_2}$	3.960	t
$\bar{A}^{Bio}$	14.192	t
$\bar{A}^{MeOH}$	22.939	t
$w^W$	3,8	t agua/t biomasa
$\phi^V$	1,25	–
$Q^{dry}$	1.333	t
$I_0^{MeOH}$	0	t
$I_0^{CO_2}$	0	t
$f^{CO_2loc}$	544	USD
$f^{prodMeOH}$	1.642	USD
$f^{dry}$	123	USD

Tabla B.2: Parámetros asociados a la humedad de la biomasa

<b>Parámetro</b>	<b>humedad</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidad</b>
$C_{h40}^{dry}$	$h40$	8	USD/t
$C_{h50}^{dry}$	$h50$	9	USD/t
$C_{h60}^{dry}$	$h60$	10	USD/t
$C_{h70}^{dry}$	$h70$	12	USD/t
$\kappa_{h40,h10}$	$(h40, h10)$	0,275	tVapor/tBio
$\kappa_{h50,h10}$	$(h50, h10)$	0,275	tVapor/tBio
$\kappa_{h60,h10}$	$(h60, h10)$	0,275	tVapor/tBio
$\kappa_{h70,h10}$	$(h70, h10)$	0,275	tVapor/tBio
$I_{0,h10}^{Bio}$	$h10$	0	t
$I_{0,h40}^{Bio}$	$h40$	0	t
$I_{0,h50}^{Bio}$	$h50$	0	t
$I_{0,h60}^{Bio}$	$h60$	0	t
$I_{0,h70}^{Bio}$	$h70$	0	t

Tabla B.3: Capacidades y costos unitarios constantes por período

<b>Parámetro</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidad</b>
$\bar{P}_t^{CO_2}$	25.000	t/período
$\bar{P}_t^{MeOH}$	8.750	t/período
$\bar{L}_t^{ERen}$	97.065	MWh/período
$\bar{L}_t^{ERed}$	43.800	MWh/período
$\bar{W}_t$	100.000	t/período
$c_t^{ProdCO_2}$	80	USD/t
$c_t^{ProdMeOH}$	1.400	USD/t
$h_t^{CO_2}$	1,7	USD/t
$h_t^{Bio}$	1,2	USD/t
$h_t^{MeOH}$	2,0	USD/t
$c_t^{ERen}$	40	USD/MWh
$c_t^{ERed}$	90	USD/MWh
$c_t^W$	1	USD/t

Tabla B.4: Demanda de metanol por período

<b>Período <math>t</math></b>	<b><math>D_t^{MeOH}</math> [t]</b>
1	6.559
2	6.626
3	6.947
4	6.268
5	6.921
6	6.323
7	6.790
8	6.799
9	6.122
10	6.204
11	6.256
12	6.481

Tabla B.5: Proveedores de CO2 considerados en el caso base

Conjunto	Proveedores
$\mathcal{S}$	$s1, s2, s3, s4, s5$

Tabla B.6: Disponibilidad y costo del CO<sub>2</sub> por proveedor

Proveedor	Disponibilidad $L_{s,t}^{CO_2}$ [t/periodo]	Costo $c_{s,t}^{CO_2}$ [USD/t]	Costo fijo $F_{s,t}^{BuyCO_2}$ [USD/periodo]
$s1$	16.667	94	0
$s2$	7.917	90	0
$s3$	21.667	61	0
$s4$	3.333	56	0
$s5$	7.500	54	0

Tabla B.7: Proveedores de biomasa considerados en el caso base

Conjunto	Proveedores
$\mathcal{B}$	$b1, b2, b3, b4, b5$

Tabla B.8: Costo de compra de biomasa por proveedor y nivel de humedad

Proveedor	$h10$ [USD/t]	$h40$ [USD/t]	$h50$ [USD/t]	$h60$ [USD/t]	$h70$ [USD/t]
$b1$	120	108	96	84	72
$b2$	111	100	89	78	67
$b3$	44	40	35	31	26
$b4$	32	29	26	23	19
$b5$	27	25	22	19	16

Tabla B.9: Costo fijo de compra de biomasa por proveedor

<b>Proveedor</b>	$F_{b,t}^{BuyBio}$ [USD]
<i>b1</i>	0
<i>b2</i>	0
<i>b3</i>	0
<i>b4</i>	0
<i>b5</i>	0

Tabla B.10: Disponibilidad de biomasa por proveedor, período y nivel de humedad

<b>Proveedor</b>	<b>Período</b>	<i>h10</i>	<i>h40</i>	<i>h50</i>	<i>h60</i>	<i>h70</i>
	<i>t</i>	[t]	[t]	[t]	[t]	[t]
<i>b1</i>	1	6.200	775	388	233	155
<i>b1</i>	2	6.200	775	388	233	155
<i>b1</i>	3	5.425	969	465	446	446
<i>b1</i>	4	4.650	969	969	581	581
<i>b1</i>	5	3.875	969	969	969	969
<i>b1</i>	6	2.325	1.163	1.163	1.550	1.550
<i>b1</i>	7	2.325	1.163	1.163	1.550	1.550
<i>b1</i>	8	2.325	775	775	1.938	1.938
<i>b1</i>	9	3.875	969	969	969	969
<i>b1</i>	10	4.650	969	969	581	581
<i>b1</i>	11	4.650	969	969	581	581
<i>b1</i>	12	5.425	969	465	446	446
<i>b2</i>	1	2.933	367	183	110	73
<i>b2</i>	2	2.933	367	183	110	73
<i>b2</i>	3	2.567	458	220	211	211
<i>b2</i>	4	2.200	458	458	275	275
<i>b2</i>	5	1.833	458	458	458	458
<i>b2</i>	6	1.100	550	550	733	733
<i>b2</i>	7	1.100	550	550	733	733

<b>Proveedor</b>	<b>Período</b>	<i>h10</i>	<i>h40</i>	<i>h50</i>	<i>h60</i>	<i>h70</i>
	<i>t</i>	[t]	[t]	[t]	[t]	[t]
<i>b2</i>	8	1.100	367	367	917	917
<i>b2</i>	9	1.833	458	458	458	458
<i>b2</i>	10	2.200	458	458	275	275
<i>b2</i>	11	2.200	458	458	275	275
<i>b2</i>	12	2.567	458	220	211	211
<i>b3</i>	1	8.067	1.008	504	303	202
<i>b3</i>	2	8.067	1.008	504	303	202
<i>b3</i>	3	7.058	1.260	605	580	580
<i>b3</i>	4	6.050	1.260	1.260	756	756
<i>b3</i>	5	5.042	1.260	1.260	1.260	1.260
<i>b3</i>	6	3.025	1.513	1.513	2.017	2.017
<i>b3</i>	7	3.025	1.513	1.513	2.017	2.017
<i>b3</i>	8	3.025	1.008	1.008	2.521	2.521
<i>b3</i>	9	5.042	1.260	1.260	1.260	1.260
<i>b3</i>	10	6.050	1.260	1.260	756	756
<i>b3</i>	11	6.050	1.260	1.260	756	756
<i>b3</i>	12	7.058	1.260	605	580	580
<i>b4</i>	1	1.267	158	79	48	32
<i>b4</i>	2	1.267	158	79	48	32
<i>b4</i>	3	1.108	198	95	91	91
<i>b4</i>	4	950	198	198	119	119
<i>b4</i>	5	792	198	198	198	198
<i>b4</i>	6	475	238	238	317	317
<i>b4</i>	7	475	238	238	317	317
<i>b4</i>	8	475	158	158	396	396
<i>b4</i>	9	792	198	198	198	198
<i>b4</i>	10	950	198	198	119	119
<i>b4</i>	11	950	198	198	119	119
<i>b4</i>	12	1.108	198	95	91	91

<b>Proveedor</b>	<b>Período</b>	<i>h</i> 10	<i>h</i> 40	<i>h</i> 50	<i>h</i> 60	<i>h</i> 70
	<i>t</i>	[t]	[t]	[t]	[t]	[t]
<i>b5</i>	1	2.800	350	175	105	70
<i>b5</i>	2	2.800	350	175	105	70
<i>b5</i>	3	2.450	438	210	201	201
<i>b5</i>	4	2.100	438	438	263	263
<i>b5</i>	5	1.750	438	438	438	438
<i>b5</i>	6	1.050	525	525	700	700
<i>b5</i>	7	1.050	525	525	700	700
<i>b5</i>	8	1.050	350	350	875	875
<i>b5</i>	9	1.750	438	438	438	438
<i>b5</i>	10	2.100	438	438	263	263
<i>b5</i>	11	2.100	438	438	263	263
<i>b5</i>	12	2.450	438	210	201	201

# Apéndice C

## Pruebas de validación

## C.1. Casos de validación

### Caso 3: Costo de almacenamiento nulo

El objetivo de este caso es analizar el comportamiento de la solución óptima cuando los costos de almacenamiento son nulos, verificando que el sistema aproveche diferencias intertemporales de costos mediante producción anticipada y acumulación de inventarios. Para ello, se fijaron los costos de mantenimiento de inventario iguales a cero en todos los períodos:

$$h_t^{MeOH} = h_t^{CO2} = h_t^{Bio} = 0 \quad \forall t \in \mathcal{T}$$

Asimismo, se permitió una capacidad de almacenamiento suficientemente grande para metanol:

$$\bar{A}^{MeOH} \gg 0$$

Se definieron costos variables de producción de e-metanol dependientes del período, estableciendo un costo menor en el primer período y mayor en los siguientes:

$$c_1^{ProdMeOH} < c_2^{ProdMeOH} = c_3^{ProdMeOH}$$

La demanda se mantuvo constante a lo largo del horizonte de planificación.

Dado que no existe costo por mantener inventarios y que producir en el primer período resulta más económico, se espera que la solución concentre la producción en dicho período, sujeto a la capacidad máxima instalada:

$$x_1^{MeOH} = \min \left\{ \bar{P}_1^{MeOH}, \sum_{t \in \mathcal{T}} D_t^{MeOH} \right\}$$

En este escenario, la producción del primer período puede superar la demanda del mismo, generando inventarios positivos que serán utilizados en los períodos posteriores.

Los inventarios evolucionan conforme a los balances intertemporales:

$$\begin{aligned} I_1^{MeOH} &= x_1^{MeOH} - D_1^{MeOH} \\ I_2^{MeOH} &= I_1^{MeOH} - D_2^{MeOH} \\ I_3^{MeOH} &= I_2^{MeOH} - D_3^{MeOH} \end{aligned}$$

La solución obtenida confirmó el comportamiento esperado: se concentró la producción en el período de menor costo, generando inventarios positivos en el primer período que fueron utilizados para satisfacer la demanda en los períodos siguientes, sin incurrir en costos adicionales de almacenamiento. Este resultado valida que los balances de inventario están correctamente formulados, reflejan la dinámica del sistema y permiten que el modelo responda ante diferencias de costos entre periodos adelantando producción cuando sea económicamente conveniente.

## Caso 6: O<sub>2</sub> como insumo limitante

En este caso se analiza el comportamiento de la solución óptima cuando la disponibilidad de O<sub>2</sub> generado a partir de la electrólisis limita la producción local de CO<sub>2</sub>. En el modelo formulado, el O<sub>2</sub> disponible está vinculado directamente a la producción de H<sub>2</sub>, dado que ambos se generan simultáneamente en la electrólisis. Esta relación se encuentra representada mediante la restricción de balance de O<sub>2</sub>:

$$\beta^{O_2} x_t^{CO_2} \leq \gamma^{O_2} x_t^{H_2} \quad \forall t \in \mathcal{T}$$

Para este escenario se fijaron los parámetros estequiométricos de manera tal que el O<sub>2</sub> generado resultara insuficiente para sostener producción local de CO<sub>2</sub>. En particular, la relación entre generación de H<sub>2</sub> y disponibilidad de O<sub>2</sub> volvió activa la restricción anterior, impidiendo la producción local de CO<sub>2</sub>. Se mantuvo disponibilidad suficiente de biomasa y capacidad instalada para producir CO<sub>2</sub> local, de modo que la única limitación efectiva proviniera del balance de O<sub>2</sub>. Bajo esta configuración se espera que la producción local de CO<sub>2</sub> quede limitada por la disponibilidad de O<sub>2</sub>, que se evite producir CO<sub>2</sub> local si el O<sub>2</sub> no resultaba suficiente y que, en presencia de abastecimiento externo, la configuración óptima de abastecimiento priorice la compra de CO<sub>2</sub> para satisfacer la demanda de metanol.

Al resolver el problema se obtuvo una solución óptima factible. Se verificó que no se produjo CO<sub>2</sub> local:

$$x_t^{CO_2} = 0 \quad \forall t \in \mathcal{T}$$

confirmando que la restricción de balance de O<sub>2</sub> resultó efectivamente vinculante. La demanda de e-metanol fue satisfecha íntegramente mediante la compra de CO<sub>2</sub> externo. Dado que el almacenamiento de e-metanol estaba habilitado y no presentaba costo asociado, se concentró la producción en el primer período y utilizó inventarios para abastecer los períodos siguientes. Este comportamiento es coherente con la estructura de la formulación matemática y no afecta la validación del mecanismo de limitación por O<sub>2</sub>. Este resultado confirma que la restricción de balance de O<sub>2</sub> está correctamente integrada, que el sistema reconoce la limitación física asociada a la generación conjunta de H<sub>2</sub> y O<sub>2</sub>, y que, ante la imposibilidad de producir CO<sub>2</sub> local, las decisiones de abastecimiento se ajustan coherentemente recurriendo al suministro externo.

## Caso 8: Energía de red extremadamente costosa

En este caso se analiza cómo responde el sistema cuando el costo de la energía proveniente de la red eléctrica es significativamente mayor que el de la energía renovable disponible. El objetivo es comprobar que la solución óptima utilice prioritariamente la energía renovable y que solo recurra a la energía de red cuando sea estrictamente necesario para satisfacer los requerimientos eléctricos del proceso.

Para generar este escenario se definió un costo unitario de energía de red muy superior al de la energía renovable,

$$c^{ERed} \gg c^{ERen}$$

mientras que la energía renovable mantiene una disponibilidad limitada en cada período,

$$u_t^{ERen} \leq \bar{L}_t^{ERen} \quad \forall t \in \mathcal{T}$$

y el balance energético exige que toda la demanda eléctrica sea cubierta por la suma de ambas fuentes,

$$\text{Consumo eléctrico}_t = u_t^{ERen} + u_t^{ERed} \quad \forall t \in \mathcal{T}$$

Bajo estas condiciones, desde el punto de vista económico resulta claramente más conveniente utilizar toda la energía renovable disponible antes de recurrir a la red. Solo cuando la disponibilidad renovable no alcanza para cubrir la demanda del proceso debería activarse el suministro desde la red, lo que inevitablemente incrementa el costo total del sistema.

Al resolverlo se observa exactamente ese comportamiento. La energía renovable se utiliza sistemáticamente hasta su límite de disponibilidad en todos los períodos, lo que indica que su restricción actúa como factor operativo relevante. La energía de red aparece únicamente como fuente complementaria cuando la demanda excede la energía renovable disponible. En consecuencia, el costo total del sistema aumenta de forma significativa respecto de escenarios donde la energía de red tiene un precio menor, lo cual es coherente con el encarecimiento del recurso marginal utilizado para completar el balance energético. La solución óptima reproduce el comportamiento económicamente esperable frente a un fuerte diferencial de precios entre fuentes de energía, mostrando que la asignación energética responde correctamente tanto a la estructura de costos como a las restricciones de disponibilidad.

## Caso 9: Incremento de demanda

En este caso se busca validar que la solución responde de manera consistente frente a incrementos en la demanda de e-metanol, reflejando correctamente el impacto de mayores niveles de producción sobre el costo total del sistema. Para analizar este comportamiento se consideran distintos niveles crecientes de demanda de metanol, manteniendo constantes todas las demás condiciones: capacidades productivas, disponibilidad de insumos, parámetros tecnológicos y estructura de costos. De esta forma, cualquier cambio observado en la solución se debe exclusivamente a la variación en el nivel de demanda. Se impone la siguiente relación entre los escenarios analizados:

$$D_1^{MeOH} < D_2^{MeOH} < D_3^{MeOH}$$

Bajo esta configuración se espera que: el sistema aumente la producción de e-metanol para satisfacer la mayor demanda. Eso debe generar que se utilicen mayor cantidad de insumos y energía en consecuencia al aumento del nivel de producción. Por último, se espera que el costo óptimo total del sistema aumente conforme se incrementa la demanda.

Al resolverlo evaluando los distintos niveles de demanda se obtuvo una solución óptima factible en todos los casos. Se verificó que la solución óptima incrementa la producción de e-metanol para satisfacer el mayor requerimiento de demanda:

$$x_t^{MeOH}(D_1^{MeOH}) < x_t^{MeOH}(D_2^{MeOH}) < x_t^{MeOH}(D_3^{MeOH})$$

Asimismo, el valor de la función objetivo aumenta de forma consistente con el incremento en el nivel de producción requerido:

$$Z(D_1^{MeOH}) < Z(D_2^{MeOH}) < Z(D_3^{MeOH})$$

Este resultado refleja que la solución óptima responde utilizando mayores cantidades de recursos para cumplir con la nueva demanda productiva, lo que lleva a un mayor costo total del sistema. Dado que todos los parámetros estructurales permanecen constantes entre escenarios, la variación observada en el costo se explica únicamente por el aumento en la demanda. Este caso permite validar que la formulación reproduce correctamente la relación económica esperada entre demanda, nivel de producción y costo total del sistema.

## Caso 10: Capacidad de almacenamiento ilimitada

En este caso se analiza el comportamiento de la solución óptima cuando la capacidad de almacenamiento es suficientemente alta, permitiendo acumular gran cantidad de inventario entre períodos. El objetivo es verificar que responda correctamente ante distintos costos de mantenimiento de inventario.

Es esperable que ante costos de mantener el inventario bajo, es decir mucho menores que el costo de setup, el sistema tome la decisión de producir en un único período y almacenar para los siguientes. Y que cuando el costo de almacenar sea alto, decida una producción más del estilo just in time. Para probar estas hipótesis se analizó la solución óptima en dos subcasos

### Caso 10.A: Capacidad ilimitada de almacenamiento de MeOH y costo de inventario nulo

Se fijaron las capacidades máximas de almacenamiento en un valor elevado :

$$A^{MeOH} = A^{CO_2} = A^{Bio} = 200 \gg \sum_{t \in \mathcal{T}} D_t^{MeOH}$$

Se definieron costos de setup bajos y costo de almacenamiento nulo para el metanol:

$$\begin{aligned} f^{prodMeOH} &= 1, \\ h_t^{MeOH} &= 0 \end{aligned}$$

Dado que la capacidad de almacenamiento no es restrictiva y el costo de mantener inventario es cero, se espera que la solución concentre la producción en los primeros períodos para minimizar costos de activación.

Al resolver el problema de optimización, se observó que efectivamente se produjo todo el e-metanol necesario en el primer período y se almacenó para los siguientes.

## Caso 10.B: Capacidad ilimitada de almacenamiento de MeOH y costo de inventario elevado

Posteriormente, se fijó un costo elevado de mantenimiento de inventario:

$$h_t^{MeOH} = 100$$

Dado que almacenar se vuelve económicamente costoso, se espera que la solución produzca únicamente lo necesario en cada período:

$$x_t^{MeOH} = D_t^{MeOH} \quad \forall t \in T$$

El resultado obtenido confirmó este comportamiento. La solución óptima obtenida produjo exactamente lo necesario en cada período.

## Caso 13: Rendimientos de vaporización y licuefacción

En este caso se analiza el impacto de las pérdidas de vaporización y licuefacción del CO<sub>2</sub>, representadas mediante  $\lambda^{vap}$  y  $\lambda^{liq}$ . El objetivo es evaluar el comportamiento de la solución óptima ante distintos niveles de pérdidas al utilizar CO<sub>2</sub> comprado. Para ello, se prohíbe la producción local de CO<sub>2</sub> fijando la capacidad máxima de producción en 0.

$$P_t^{CO_2} = 0 \quad \forall t \in T$$

De esta manera, la necesidad de CO<sub>2</sub> debe satisfacerse mediante compras, incurriendo en pérdidas para vaporizarlo y utilizarlo en proceso de producción del MeOH.

### Caso 13.A: Sin pérdidas

Se fijan pérdidas nulas:

$$\lambda^{vap} = 0, \quad \lambda^{liq} = 0$$

En este escenario no existen pérdidas por licuar o vaporizar, por lo que se espera que se compre exactamente la cantidad requerida para satisfacer la necesidad. Al ejecutar, se verificó que las compras coinciden exactamente con los requerimientos estequiométricos.

### Caso 13.B: Pérdidas intermedias

Se consideran pérdidas positivas, por ejemplo:

$$\lambda^{vap} = 0,5, \quad \lambda^{liq} = 0,5$$

En este caso, una fracción del CO<sub>2</sub> comprado se pierde durante el acondicionamiento, por lo que se debe incrementar el volumen de compra para satisfacer la necesidad. Se espera un aumento en el costo total del sistema. Los resultados obtenidos mostraron un incremento en el costo total y mayores volúmenes de compra.

## Caso 13.C: Pérdidas totales

Se analiza el caso extremo, en el que todo es pérdida al vaporizar o licuar.

$$\lambda^{vap} = 1, \quad \lambda^{liq} = 1$$

Con estos parámetros, la totalidad del CO<sub>2</sub> comprado se pierde en el proceso. Dado que por el diseño del caso, la producción local está prohibida, no es posible satisfacer la demanda de CO<sub>2</sub> y en consecuencia de metanol. Se espera entonces que el problema resulte no factible, lo cual se confirmó al ejecutar el modelo con ese conjunto de parámetros.

## C.2. Resumen de casos de validación

Con el objetivo de sintetizar los resultados obtenidos en los distintos escenarios de validación, se presenta en la Tabla C.1 un resumen de los casos analizados.

Caso	Configuración	Resultado esperado	Resultado obtenido	Estado
1	Demanda nula	No producción ni compras	Todas las variables operativas en cero	Óptimo
2A	Sin almacenamiento, demanda compatible	Producción igual a demanda por período	$x_t^{MeOH} = D_t^{MeOH}$	Óptimo
2B	Sin almacenamiento, demanda mayor a capacidad	Inviabile	No existe solución factible	Inviabile
3	Costo de almacenamiento cero	Producción anticipada y acumulación	Producción concentrada en primer período	Óptimo
4A	Sin biomasa, CO <sub>2</sub> externo disponible	Producción usando solo CO <sub>2</sub> externo	$xCO2_t = 0, qCO2_t > 0$	Óptimo
4B	Sin biomasa y CO <sub>2</sub> externo insuficiente	Inviabile	Restricción de balance violada	Inviabile
5	Demanda total mayor a capacidad total	Inviabile aun con almacenamiento	Status: INTEGER EMPTY	Inviabile
6	O <sub>2</sub> limitante	No debe producirse CO <sub>2</sub> local si O <sub>2</sub> es insuficiente	$xCO2_t = 0$ , abastecimiento externo activo	Óptimo
7A	Selección de proveedores de CO <sub>2</sub>	Compra a proveedor de menor costo	Se compró al proveedor más barato	Óptimo

Caso	Configuración	Resultado esperado	Resultado obtenido	Estado
7B	Selección de proveedores de biomasa	Compra a proveedor de menor costo	Se compró al proveedor más barato	Óptimo
8	Energía de red muy costosa	Utilizar primero toda la energía renovable	Se cubrió la necesidad solo con energía renovable	Óptimo
9	Reacción ante incremento de demanda	A mayor demanda, mayor costo total	Al aumentar la demanda, el costo óptimo del sistema aumenta	Óptimo
10A	Almacenamiento ilimitado, costo nulo	Producción de toda la necesidad en un período	Producción concentrada en primer período	Óptimo
10B	Almacenamiento ilimitado, costo elevado	Producción just in time	Producción en el período exacto requerido	Óptimo
11A	Solo biomasa seca disponible	No se activa el proceso de secado	$y_t^{dry} = 0$ $d_{t,h^{wet},h^{dry}} = 0$ $uV_t^{dry} = 0$	Óptimo
11B	Solo biomasa húmeda y capacidad de secado suficiente	Se activa el secado y se procesa toda la biomasa húmeda	Se seca la totalidad de la biomasa húmeda disponible	Óptimo
11C	Necesidad de biomasa mayor a capacidad de secado	Inviabile	No existe solución factible	Inviabile
12A	Costo setup producción CO <sub>2</sub> elevado	Solo compra externa	Se compró la totalidad del CO <sub>2</sub> , sin producción local	Óptimo
12B	Costo compra CO <sub>2</sub> elevado	Solo producción local	Se produjo localmente la totalidad del CO <sub>2</sub>	Óptimo
13A	Pérdidas por vaporización nulas	Uso exacto del CO <sub>2</sub> comprado	Compras coherentes con relación estequiométrica	Óptimo
13B	Pérdidas por vaporización medias	Mayor necesidad de CO <sub>2</sub> comprado	Aumentó la compra y el costo total	Óptimo
13C	Pérdidas por vaporización totales	Inviabile	No existe solución factible	Inviabile

Caso	Configuración	Resultado esperado	Resultado obtenido	Estado
14	Forzar periodos con compra y sin compra	Solo en los periodos con compra se activa la variable	$y_{1,1}^{buyCO2} = 1$ $y_{1,1}^{buyBio} = 0$ $y_{1,t}^{buyBio} = 1$ $y_{1,t}^{buyCO2} = 0$	Óptimo