



UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial

Propuesta de una metodología para analizar la evolución  
temporal del diseño de la red de aprovisionamiento del  
sistema de suministro energético

Trabajo Fin de Máster

Máster Universitario en Ingeniería Avanzada de Producción,  
Logística y Cadena de Suministro

AUTOR/A: Pontzen, Florian

Tutor/a: Andrés Navarro, Beatriz

CURSO ACADÉMICO: 2022/2023

## Resumen

El objetivo de este trabajo es desarrollar una metodología para analizar el desarrollo del diseño de la red de aprovisionamiento del sistema de suministro energético alemán. El análisis de desarrollo temporal de las infraestructuras energéticas incluye las redes de electricidad, hidrógeno y metano, desde el año 2025 hasta 2045.

La metodología consiste en la vinculación de dos modelos de optimización previos, que minimizan los costes anuales considerando límites de emisiones de gases invernadero. El primero, FINE.NESTOR, calcula en base a demandas de por ejemplo la producción de bienes industriales y demandas de movilidad, un perfil óptimo de tecnologías del sistema de energía. Además, es un modelo de nodo único, que calcula las demandas de electricidad, hidrógeno y metano teniendo en cuenta incertidumbres de costes. El segundo, FINE.Infrastructure, con lo que se trabaja dentro de este trabajo, es un modelo multirregional, tiene como entrada las demandas calculadas por FINE.NESTOR y da como resultado la asignación espacial de los componentes de las redes de aprovisionamiento energéticas. Sin embargo, la vinculación de los dos modelos de optimización no permite la consideración de las infraestructuras de los años anteriores en el diseño de la red de suministro de los años siguientes.

La ampliación de esta metodología, desarrollada en este trabajo, tiene en cuenta la instalación de los componentes de infraestructura en los años anteriores. Además, vigila la vida útil restante de componentes individuales. Así, el modelo garantiza el diseño óptimo de la red de suministro en costes y permite el análisis constante a lo largo del marco temporal. Se observan diferencias en el diseño de la red de suministro tanto a corto plazo para 2030 como a largo plazo para 2045. Las diferencias consisten por ejemplo en las potencias instaladas para la distribución de electricidad e hidrógeno.



---

---

## Abstract

The aim of this work is to develop a methodology for analyzing the development of the supply network design of the German energy supply system. The temporal development analysis of energy infrastructures includes electricity, hydrogen, and methane networks, from 2025 to 2045.

The methodology consists of linking two previous optimization models, which minimize annual costs considering greenhouse gas emission limits. The first, FINE.NESTOR, calculates based on demands such as industrial goods production and mobility demands, an optimal profile of energy system technologies. It is also a single-node model that calculates electricity, hydrogen, and methane demands considering cost uncertainties. The second, FINE.Infrastructure, which is the focus of this work, is a multiregional model, takes the demands calculated by FINE.NESTOR as input, and results in the spatial assignment of the components of the energy supply networks. However, linking the two optimization models does not allow for the consideration of the infrastructures of previous years in the supply network design of the following years.

The extension of this methodology, developed in this work, takes into account the installation of infrastructure components in previous years. In addition, it monitors the remaining lifespan of individual components. Thus, the model guarantees the optimal design of the supply network in costs and allows for constant analysis over the temporal framework. Differences in the design of the supply network are observed both in the short term for 2030 and in the long term for 2045. The differences consist for example of installed capacities for the distribution of electricity and hydrogen.

---

---

## Resum

L'objectiu d'aquest treball és desenvolupar una metodologia per a analitzar el desenvolupament del disseny de la xarxa de proveïment del sistema de subministrament energètic alemany. L'anàlisi de desenvolupament temporal de les infraestructures energètiques inclou les xarxes d'electricitat, hidrogen i metà, des de l'any 2025 fins a 2045.

La metodologia consisteix en l'enllaç de dos models d'optimització previs, que minimitzen els costos anuals considerant límits d'emissions de gasos hivernacle. El primer, FINE.NESTOR, calcula en base a demandes d'per exemple la producció de béns industrials i demandes de mobilitat, un perfil òptim de tecnologies del sistema d'energia. A més, és un model de node únic, que calcula les demandes d'electricitat, hidrogen i metà tenint en compte incerteses de costos. El segon, FINE.Infraestructure, amb el qual es treballa dins d'aquest treball, és un model multiregional, té com a entrada les demandes calculades per FINE.NESTOR i dóna com a resultat l'assignació espacial dels components de les xarxes de proveïment energètiques. No obstant això, l'enllaç dels dos models d'optimització no permet la consideració de les infraestructures dels anys anteriors en el disseny de la xarxa de subministrament dels anys següents.

L'ampliació d'aquesta metodologia, desenvolupada en aquest treball, té en compte la instal·lació dels components d'infraestructura en els anys anteriors. A més, vigila la vida útil restant de components individuals. Així, el model garanteix el disseny òptim de la xarxa de subministrament en costos i permet l'anàlisi constant al llarg del marc temporal. S'observen diferències en el disseny de la xarxa de subministrament tant a curt termini per a 2030 com a llarg termini per a 2045. Les diferències consisteixen per exemple en les potències instal·lades per a la distribució d'electricitat i hidrogen.

---

---

## ABREVIATURAS

CHP	Combined Heat and Power
CMA-ES	Covariance Matrix Adaption Evolution Strategy
DAC	Direct Air Capture
DSM	Demand Side Management
ETHOS	Energy Transformation Pathway Optimization Suite
FINE	Framework for Integrated Energy Systems Assessment
LHV	Lower Heating Value
LOPF	Linear Optimal Power Flow
MILP	Mixed Integer Linear Program
NESTOR	National Energy System Model with Sector Coupling
NLP	Non-linear program
NUTS	Nomenclature of Territorial Units for Statistics
ODS	Objetivos de desarrollo sostenible
PSO	Particle Swarm Optimization
PV	Photovoltaics
QR	Quadratic Problem
REMod-D	Regenerative Energien Modell Deutschland
TFM	Trabajo fin de máster
TIMES	The Integrated MARKAL-EFOM System
TSAM	Time Series Aggregation Module

---

# Índice

Índice de tablas	XI
Índice de figuras	XIII
<b>1 Introducción</b>	<b>1</b>
1.1 Motivación . . . . .	1
1.2 Objetivo y estructura del trabajo . . . . .	2
1.3 Justificación del trabajo . . . . .	4
1.3.1 Alineación con las asignaturas del máster . . . . .	4
1.3.2 Alineamiento con los objetivos de desarrollo sostenible . . . . .	5
<b>2 Estado del arte</b>	<b>9</b>
2.1 Diseño de redes de suministro de energía . . . . .	9
2.1.1 Redes de suministro . . . . .	9
2.1.2 Redes de suministro de energía . . . . .	10
2.2 Modelización del sistema energético . . . . .	12
2.3 Resolución temporal y espacial . . . . .	14
2.3.1 Agregación de series temporales . . . . .	15
2.3.2 Agregación espacial . . . . .	15
2.3.3 Traslado de aspectos del modelo . . . . .	16
2.3.4 Análisis del camino de transformación . . . . .	17
2.4 Modelos energéticos nacionales . . . . .	20
2.4.1 TIMES . . . . .	21
2.4.2 REMod-D . . . . .	22
2.4.3 Modelos basados en FINE . . . . .	24
2.4.4 Discusión . . . . .	29
<b>3 Metodología propuesta para el análisis del desarrollo temporal</b>	<b>35</b>
3.1 Acoplamiento de modelos . . . . .	35
3.2 Miopía . . . . .	40
3.3 Discusión de la Metodología . . . . .	42
<b>4 Análisis de Escenarios</b>	<b>45</b>
4.1 Definición de escenarios . . . . .	45
4.1.1 Resolución temporal y espacial . . . . .	46
4.1.2 Flujos de energía y masa . . . . .	46
4.1.3 Modelado de la infraestructura energética . . . . .	50
4.2 Desarrollo a corto plazo: 2030 . . . . .	54
4.2.1 Análisis regionalmente diferenciado y específico de la tecnología del sector eléctrico . . . . .	59
4.2.2 Sector de hidrógeno . . . . .	66
4.3 Desarrollo a largo plazo: 2045 . . . . .	73
4.3.1 Sector eléctrico alemán . . . . .	73



4.3.2	Análisis tecnológico específico y diferenciado regionalmente del sector eléctrico . . . . .	79
4.3.3	Sector del hidrógeno . . . . .	85
4.4	Análisis de la transformación del sistema . . . . .	92
4.4.1	Camino de transformación de las infraestructuras energéticas . . . . .	92
4.4.2	Abandono del uso del carbón . . . . .	95
<b>5</b>	<b>Conclusiones</b>	<b>97</b>
5.1	Metodología . . . . .	97
5.2	Análisis . . . . .	98
	<b>Bibliografía</b>	<b>101</b>
<b>A</b>	<b>Análisis de escenarios</b>	<b>111</b>

# Índice de tablas

1.1	Alineamiento del trabajo con los objetivos de desarrollo sostenible . . . . .	8
2.1	Mecanismos de reducción de complejidad . . . . .	14
2.2	Comparación de los enfoques de acoplamiento de modelos . . . . .	18
2.3	TIMES - Clasificación en criterios principales . . . . .	22
2.4	REMod-D - Clasificación según criterios centrales . . . . .	24
2.5	FINE.NESTOR . . . . .	26
2.6	FINE.Infraestructure . . . . .	28
2.7	Comparación de modelos energéticos nacionales . . . . .	31
2.8	Comparación de FINE.NESTOR y FINE.Infraestructure . . . . .	32
4.1	Límites de emisiones de CO <sub>2</sub> . . . . .	47
4.2	Corredores de expansión para la generación de energía a partir de FINE.NESTOR	52
4.3	Corredores de expansión para la provisión de hidrógeno de FINE.NESTOR . .	53
A.1	Componentes integrados, ordenados por clase de modelo . . . . .	112



# Índice de figuras

2.1	Enfoques fundamentales del análisis del camino de transformación . . . . .	18
2.2	Esquema de FINE.NESTOR . . . . .	27
2.3	Esquema de FINE.Infrastructure . . . . .	29
3.1	Acoplamiento de modelos anterior . . . . .	36
3.2	Acoplamiento de modelos por parte de FINE.NESTOR . . . . .	37
3.3	Acoplamiento de modelos por parte de FINE.Infrastructure, estado actual . .	38
3.4	Acoplamiento de modelos por parte de FINE.Infrastructure, enfoque miope .	39
3.5	Acoplamiento de modelos con el enfoque miope desarrollado . . . . .	39
3.6	Enfoque miópico, diagrama de flujo esquemático . . . . .	41
4.1	Demanda acumulada de FINE.NESTOR, regionalizada, 2030 . . . . .	48
4.2	Demanda acumulada de FINE.NESTOR, regionalizada, 2045 . . . . .	49
4.3	Potencia neta acumulada instalada para la generación de electricidad en 2030	55
4.4	Generación acumulada de energía eléctrica nacional, 2030 . . . . .	56
4.5	Instalaciones de generación de energía eléctrica, regionalizadas, 2030 . . . .	58
4.6	Generación de energía eléctrica doméstica, regionalizada, 2030 . . . . .	60
4.7	Potencia neta de PV (tierra), regionalizada, 2030 . . . . .	61
4.8	Potencia neta instalada de aerogeneradores (onshore), regionalizado, 2030 .	61
4.9	Capacidad neta instalada para la generación de electricidad en BR1, 2030 . .	62
4.10	Mezcla de energía eléctrica en BR1, 2030 . . . . .	63
4.11	Capacidad neta instalada de reelectrificación, regionalizada, 2030 . . . . .	63
4.12	Diferencia regional de la potencia instalada entre el escenario miope y no miope, 2030 . . . . .	64
4.13	Combinación de energía eléctrica de BR2, 2030 . . . . .	65
4.14	Capacidad neta instalada para la generación de electricidad en BR2, 2030 . .	65
4.15	Suministro acumulado de hidrógeno, 2030 . . . . .	67
4.16	Capacidad neta instalada de electrólisis, regionalizado, 2030 . . . . .	68
4.17	Mezcla de electricidad en BR3, 2030 . . . . .	69
4.18	Capacidad instalada para la generación de electricidad en BR3, 2030 . . . . .	70
4.19	Capacidades instaladas de las tuberías para el transporte de hidrógeno (convertidas y nuevas acumuladas), 2030 . . . . .	72
4.20	Potencia neta instalada acumulada para la generación de electricidad, 2045 .	74
4.21	Generación de electricidad acumulada nacional, 2045 . . . . .	75
4.22	Capacidad instalada para la generación de electricidad, regionalizada, 2045 .	77
4.23	Generación de electricidad nacional, regionalizada, 2045 . . . . .	78
4.24	Potencia neta instalada PV (techo), diferenciada regionalmente, 2045 . . . .	80
4.25	Potencia neta instalada eólica (onshore), diferenciada regionalmente, 2045 . .	80
4.26	Potencia neta instalada para la generación de electricidad en BR1, 2045 . . .	82
4.27	Demanda y producción de electricidad en BR1, 2045 . . . . .	83
4.28	Potencia neta instalada para la reelectrificación de hidrógeno, resolución regional, 2045 . . . . .	83
4.29	Potencia neta instalada para la generación de electricidad en BR2, 2045 . . .	84

4.30 Mezcla de electricidad en BR2, 2045 . . . . .	84
4.31 Suministro acumulado de hidrógeno, 2045 . . . . .	86
4.32 Capacidad instalada de electrólisis, distribuida regionalmente, 2045 . . . . .	87
4.33 Mezcla de electricidad en BR3, 2045 . . . . .	88
4.34 Potencia neta instalada de generación de electricidad en BR3, 2045 . . . . .	89
4.35 Capacidades instaladas de pipelines para el transporte de hidrógeno (renovados y nuevos), 2045 . . . . .	90
4.36 Potencias netas instaladas PV (techo) y diferencia entre los años . . . . .	94
4.37 Capacidad neta instalada de plantas eléctricas de carbón . . . . .	96

# 1 Introducción

## 1.1 Motivación

La modificación de la Ley Federal de Protección del Clima, que entró en vigor el 31 de agosto de 2021, ha endurecido los requisitos de protección del clima aplicables anteriormente. Para 2030, las emisiones de gases de efecto invernadero deberán reducirse en un 65% con respecto al nivel de 1990. Además, se estableció el objetivo de neutralidad de emisiones de gases de efecto invernadero de Alemania para 2045 [1].

Para poder evaluar las distintas medidas y estrategias para alcanzar los ambiciosos objetivos climáticos, es necesario realizar un análisis intersectorial del sistema energético de Alemania en su conjunto. Parte del sistema energético forman las redes de aprovisionamiento y la logística tanto de electricidad como de metano y de hidrógeno.

Para evaluar las diferentes posibilidades de suministro, la modelización del sistema energético permite simplificar el complejo sistema energético real, al tiempo que se cartografían las interacciones dentro del sistema y con el entorno exterior al mismo [2]. Para modelizar la transformación del sistema durante un largo periodo de observación, se aplica el análisis de la evolución temporal de la red de suministro del sistema energético alemán. De este modo, los objetivos de reducción de emisiones para los años intermedios pueden integrarse en el proceso de modelización.

Para la evaluación del coste óptimo de las estrategias de reducción de gases de efecto invernadero, se desarrollaron modelos de optimización con la ayuda del package FINE (Framework for Integrated Energy System Assessment) para *python* [3], que puede describirse del siguiente modo:

- El modelo de nodo único, FINE.NESTOR (National Energy System Model with Sector Coupling), simplifica Alemania en una sola región. Este modelo calcula la combinación óptima de tecnologías y de las fuentes de energía desde la energía primaria hasta las energías finales. Tiene en cuenta una gran variabilidad de tecnologías (más de 1300), que compiten entre ellas para lograr los límites anuales de emisiones de CO<sub>2</sub> [4].
- Las entradas del modelo son por un lado los datos de las tecnologías utilizables, entre ellos datos económicos como costes de inversión y vida útil y datos técnicos como

la eficiencia y la potencia, y por otro lado las demandas macroeconómicas como por ejemplo la movilidad o producción de bienes industriales [4]. En contra a esta alta resolución técnica, tiene una baja resolución espacial, lo que no permite al modelo representar el transporte de las fuentes de energías.

- El modelo incluye un análisis para determinar estrategias coherentes en un horizonte de observación largo [5].
- El modelo multirregional, FINE.Infrastructure, se utiliza para determinar el diseño de las redes de suministro óptimo en términos de costes [6]. Por lo tanto, se modela la logística óptima de las fuentes de energía (electricidad, metano e hidrógeno) en una planificación integrada de la red [7]. Comparado con el modelo FINE.NESTOR tiene poca profundidad tecnológica. Esto significa que el número de tecnologías seleccionables es menor.
- FINE.Infrastructure tiene como entradas los perfiles de demanda de las fuentes de energía calculados por FINE.NESTOR, los datos de las tecnologías incluidas, los límites de emisiones de CO<sub>2</sub> y el portfolio de los elementos de infraestructura para incluir, también calculado por FINE.NESTOR (esto incluye límites de potencias como restricciones por cada tecnología).

El acomplamiento y la aplicación iterativa de los dos modelos presentado por Gross et al. [6] permiten aprovechar los puntos fuertes de ambos. Entre ellos se incluyen las interacciones de las diferentes redes de suministro, una alta resolución espacial y sectorial y la identificación de estrategias de reducción de emisiones robustas y óptimas teniendo en cuenta las incertidumbres de los costes [7]. No obstante, el modelo FINE.Infrastructure no incluye el cálculo de una trayectoria de transformación, es decir un desarrollo constante a lo largo de multiples períodos de tiempo. La optimización de las infraestructuras se lleva a cabo independientemente de los resultados anteriores [7]. Esto conduce a resultados incoherentes si el modelo FINE.NESTOR pretende una transformación del sistema coherente durante el periodo considerado.

## 1.2 Objetivo y estructura del trabajo

El objetivo de este trabajo es desarrollar una metodología para analizar la evolución temporal de las redes de suministro energéticas para Alemania. De este modo, se pretende conseguir una optimización de la red integrada y coherente temporalmente, que sea óptima en términos de costes. Para ello, este trabajo fin de máster (TFM) propone una metodología, que

acopla los dos modelos FINE.NESTOR y FINE.Infraestructure. Se añade una metodología para FINE.Infraestructure, la que permite la consideración de las infraestructuras de los años anteriores en el diseño de la red de suministro de los años siguientes. Además, se vigila la vida útil restante de los elementos de infraestructura individuales. Así, el modelo garantiza el diseño óptimo de la red de suministro de energía en costes y permite el análisis constante a lo largo del marco temporal.

Esto plantea la cuestión de cómo difiere el diseño óptimo de las redes de suministro energéticas de la metodología desarrollada (con acoplamiento de FINE.Infraestructure y FINE.NESTOR y la consideración de infraestructura de la red de suministro en los años siguientes) y de la metodología anterior (sin consideración de la red instalada). Los análisis se centran en las diferencias en la distribución espacial de la red de infraestructuras energéticas como los componentes logísticos. El análisis responde a las siguientes preguntas de investigación.

- ¿Difiere el diseño de las redes de suministro óptimo en costes para la electricidad e hidrógeno en una visión a corto plazo hasta 2030 para las dos metodologías? En caso afirmativo, ¿en qué?
- ¿Difiere el diseño de las redes de suministro óptimo en costes para la electricidad e hidrógeno a largo plazo hasta 2045 en las dos metodologías? En caso afirmativo, ¿en qué? Además, ¿se observan diferencias al desarrollo a corto plazo?
- ¿Proporciona la metodología desarrollada una estrategia coherente para la transformación óptima de las redes de suministro hasta la neutralidad de los gases de efecto invernadero en 2045?

Para desarrollar la metodología, el capítulo 2 expone primero los fundamentos del trabajo. Tras una introducción a las prácticas del diseño de redes aplicado al suministro de energía en sección 2.1, en sección 2.3, se discuten los métodos para reducir la complejidad con respecto a la dimensión temporal y espacial de los modelos de las redes de suministro de energía. Los modelos existentes se presentan en sección 2.4 y se explican los modelos implementados con FINE. En el capítulo 3 se elabora y discute la metodología desarrollada. Para ello, también se destaca el acoplamiento de modelos ya implementado. A continuación, se responde a las preguntas de investigación en el capítulo 4. Para ello, primero se lleva a cabo la definición del escenario en la sección 4.1. El análisis del desarrollo a corto plazo se documenta en 4.2, el análisis del desarrollo a largo plazo en 4.3. La consideración del desarrollo a lo largo del marco temporal entero se realiza en 4.4. Este trabajo concluye con las conclusiones y en el capítulo 5.



## 1.3 Justificación del trabajo

En los párrafos siguientes se justifica el trabajo. Para esto, primeramente, se destaca el alineamiento del trabajo con las asignaturas del máster universitario en ingeniería avanzada de producción, logística y cadena de suministro de la ETSII, que forma parte de la UPV de Valencia. Después, se muestra como se alinea el trabajo con los objetivos de desarrollo sostenible, propuestos por el ministerio de derechos sociales y agenda 2030 [8].

### 1.3.1 Alineación con las asignaturas del máster

Tanto en el proceso como en la documentación de este trabajo, se ha abordado múltiples aspectos del máster, que justifican la idoneidad de este trabajo. Estos incluyen:

- **30384, Técnicas de modelado cuantitativo para la gestión de la cadena de suministro:**  
Se estudiaron aspectos fundamentales de modelos matemáticos y modelos de optimización, tanto en teoría como aplicados a la programación en Python. Esto ha sido extremadamente útil para entender los modelos previos (FINE.NESTOR y FINE.Infraestructure) y para trabajar en ellos (como para corregir errores en las restricciones).
- **30455, Gestión de transporte: infraestructuras y medios:**  
Durante la asignatura se abordaron algunos aspectos y principios básicos del transporte de mercancías. Estos aspectos sirvieron como base y se extendieron en este trabajo al transporte de mercancías diferentes: electricidad y gases, como hidrógeno y metano. Aunque son mercancías diferentes, se aplican los mismos principios básicos como la ubicación de terminales (centros de distribución), diferentes formas posibles de organizar redes de distribución y la composición de precios de distribución.
- **30456, Simulación de la cadena de suministro:**  
En la asignatura se trabajó extensivamente en la modelización de cadenas de suministro. La modelización comprende el proceso de identificar y extraer los aspectos centrales de un sistema complejo. Estos principios se aprendieron durante la asignatura y se aplicaron con mayor detalle en el trabajo, uno para entender los modelos existentes y dos para aplicar la metodología, para lo cual era necesario entender los principios de los modelos y añadir la herencia de los componentes.

- **30463, Planificación y programación de producción en entornos distribuidos:**  
Para entender trabajos previos la asignatura ha sido útil, porque se profundizó en la comprensión de las metodologías de artículos científicos. Además, en la asignatura se programó un algoritmo en Python, que ha sido muy útil para el trabajo de programación de la metodología del análisis de la evolución temporal del diseño de la red de aprovisionamiento del sistema de suministro energético. Durante la asignatura, se adquirieron tanto conceptos básicos como avanzados de la programación en Python.
  
- **32602, Logística de aprovisionamiento y distribución:**  
Con respecto a las herramientas utilizadas para el TFM, en la asignatura se trabajó en la utilización y cálculo con Microsoft Excel. Durante el trabajo, uno para la preparación de datos y dos para la visualización de algunos de los resultados, esta práctica con Excel ha resultado muy útil. Además, se trabajó con Python, con lo cual se familiarizó a través de un trabajo de la asignatura.
  
- **32603, Gestión avanzada en sistemas de producción e inventario**  
La asignatura proporcionó conocimientos para la previsión de la demanda, los cuales se han aplicado al entendimiento y seguimiento de la previsión y propuesta de la demanda de consumo eléctrico.
  
- **32609, Gestión de procesos colaborativos en la cadena de suministro:**  
En la asignatura se aplicó el concepto de definir parámetros, restricciones y objetivos en un proceso colaborativo. Aunque en el trabajo no se trató un proceso colaborativo, el concepto de identificar y extraer parámetros, restricciones necesarias y objetivos ha sido útil para entender los modelos existentes.

### 1.3.2 Alineamiento con los objetivos de desarrollo sostenible

La Agenda 2030 abarca aspectos como la igualdad y la protección del planeta. En total, se han formulado 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), que se dividen en 169 metas [8]. Las relaciones directas e indirectas entre este trabajo y los ODS se resumen en la Tabla 1.1 y se describen a continuación.

El enfoque de este trabajo es la transformación de la red de suministro de energía alemana hacia una red sostenible. La principal restricción es la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero a lo largo de los años, incluso hasta 2030, lo que resulta en la reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub> a nivel nacional. Los objetivos que están directamente relacionados con este trabajo son principalmente los *ODS4: Educación de calidad*, *ODS7: Energía asequi-*

*ble y no contaminante, ODS8: Trabajo decente y crecimiento económico, ODS9: Industria, innovación e infraestructura y ODS13: Acción por el clima.*

Como trabajo académico, el objetivo didáctico de este TFM es la educación de los lectores. Como tales, se pueden identificar a los estudiantes y profesores de todo el mundo (4.7: *Educación global para el desarrollo sostenible*), interesados en un desarrollo sostenible y en detener el cambio climático (4.C: *Cualificación de docentes*). El tema central del trabajo son las energías renovables, además de la infraestructura y logística (7.2: *Energías renovables*). Esto incluye tanto la generación de electricidad como la generación y transporte de hidrógeno. En su conjunto, el trabajo debería estimular las inversiones en fuentes de energía sostenibles (7.A: *Investigación e inversión en energías limpias*). Además, el cambio del sector energético hacia las energías renovables genera un crecimiento sostenible en forma de inversiones en nueva infraestructura y plantas de generación de electricidad (8.1: *Crecimiento económico*). Los resultados de este trabajo representan una estrategia para el cambio de la infraestructura energética hacia un sistema sostenible (9.1: *Infraestructura sostenible, 9.4: Modernizar infraestructura, 9.5: Investigación científica, capacidad tecnológica*). Se estimulan las innovaciones e inversiones por parte de la economía (9.2: *Industrias inclusiva y sostenible*). El último ODS directamente relacionado con este trabajo es el ODS13. El trabajo presenta un plan a largo plazo para la transformación de la red de suministro de energía. Este plan sirve como orientación tanto para la ciencia, la política y la economía (13.2: *Políticas, estrategias y planes nacionales, 13.3: Educación y sensibilización*).

Además, se pueden identificar numerosas conexiones indirectas entre los resultados de este trabajo y los ODS *ODS3: Salud y bienestar, ODS6: Agua limpia y saneamiento, ODS7: Energía asequible y no contaminante, ODS8: Trabajo decente y crecimiento y ODS17: Alianzas para lograr los objetivos*. La adaptación, aunque sea parcial, del diseño de la red de suministro de energía en Alemania tendría el efecto de, por un lado, construir un know-how sobre la transformación hacia un sistema energético sostenible y, por otro lado, la demanda de tecnología podría resultar en una reducción de precios y un aumento de la eficiencia de las tecnologías. Especialmente el Sur global podría beneficiarse de estos efectos, ya que las energías renovables permiten la construcción de redes locales y descentralizadas de suministro. Esto contribuiría a garantizar un suministro de energía seguro en estos países, que suelen tener condiciones meteorológicas favorables. De esto se pueden derivar numerosos efectos potenciales, como por ejemplo, garantizar el suministro de energía a hospitales en regiones remotas (3.8: *Cobertura universal y acceso a medicamentos*). Además, las instalaciones de limpieza que funcionan con electricidad pueden reducir la contaminación local (3.9: *Salud medioambiental (químicos y polución)*), así como permitir el suministro de agua potable. Esto incluiría plantas de tratamiento de agua (*Calidad de agua. Contaminación y aguas residuales*) y plantas de desalinización (6.1: *Acceso al agua potable*). Parte de este desarrollo local también sería la construcción de infraestructura local (7.B: *Infraestructura y tecnología*

*en países en desarrollo*). Finalmente, parte de un escenario como este podría ser la producción sostenible de otros portadores de energía, como el hidrógeno. Debido a las condiciones meteorológicas localmente mucho mejores y menos problemas de espacio que en muchos países industrializados, el hidrógeno verde podría ser transportado desde el sur global al norte. Esto promovería el comercio global con los países en desarrollo (*8.A: Ayuda para el comercio en países en desarrollo*) y aumentaría especialmente las posiciones de negociación del Sur global (*17.10: Comercio multilateral universal, 17.11: Exportaciones en países de desarrollo*). Esto cambiaría las estructuras unilaterales en los mercados mundiales, de modo que los países en desarrollo podrían actuar como socios comerciales (*17.12: Acceso a mercado para países en desarrollo*). En última instancia, las relaciones comerciales intensivas también resultarían en una mayor estabilidad global (*17.13: Estabilidad macroeconómica mundial*).

Tabla 1.1: Alineamiento del trabajo con los objetivos de desarrollo sostenible

---

<b>ODS 3: Salud y bienestar</b> Relación indirecta: 3.8: Cobertura universal y acceso a medicamentos 3.9: Salud medioambiental (químicos y polución)
<b>ODS 4: Educación de calidad</b> Relación directa: 4.7: Educación global para el desarrollo sostenible 4.C: Cualificación de docentes
<b>ODS 6: Agua limpia y saneamiento</b> Relación indirecta: 6.1: Acceso al agua potable 6.3: Calidad de agua. Contaminación y aguas residuales
<b>ODS 7: Energía asequible y no contaminante</b> Relación directa: 7.2: Energías renovables 7.A: Investigación e inversión en energías limpias Relación indirecta: 7.B: Infraestructura y tecnología en países en desarrollo
<b>ODS 8: Trabajo decente y crecimiento</b> Relación directa: 8.1: Crecimiento económico Relación indirecta: 8.A: Ayuda para el comercio en países en desarrollo
<b>ODS 9: Industria, innovación e infraestructuras</b> Relación directa: 9.1: Infraestructura sostenible 9.2: Industrias inclusiva y sostenible 9.4: Modernizar infraestructura 9.5: Investigación científica, capacidad tecnológica
<b>ODS 13: Acción por el clima</b> Relación directa: 13.2: Políticas, estrategias y planes nacionales 13.3: Educación y sensibilización
<b>ODS 17: Alianzas para lograr los objetivos</b> Relación indirecta: 17.10: Comercio multilateral universal 17.11: Exportaciones en países en desarrollo 17.12: Acceso a mercado para países en desarrollo 17.13: Estabilidad macroeconómica mundial

---

## 2 Estado del arte

Para poder responder a las preguntas de la política y la investigación, el análisis de las redes de suministro energéticas es un instrumento central. Se analizan las infraestructuras para el suministro y la conversión de energía. Las redes de suministro se abstraen en el marco de la modelización de sistemas energéticos. Los modelos resultantes de esta abstracción son una simplificación del sistema real, que representan las interacciones dentro, pero también con el medio ambiente fuera del sistema [2].

En el contexto de este capítulo, se ofrece una visión general de los aspectos de la modelización de redes de suministro energéticas relevantes para este TFM. Para ello, en la sección 2.1 se aborda el concepto de diseño de redes de suministro en el contexto de suministro de energía. Luego, en la sección 2.2 se mencionan en primer lugar los conceptos básicos para la clasificación de los modelos. A continuación, en la sección 2.3, se discuten los retos de la modelización con respecto a la resolución temporal y espacial. Se mencionan los cuatro mecanismos de reducción de la complejidad con respecto a la dimensión temporal y espacial. Los modelos existentes a escala nacional se presentan en la sección 2.4 y se examinan especialmente en relación con la dimensión temporal y espacial.

### 2.1 Diseño de redes de suministro de energía

En esta sección, primero, se describe los aspectos centrales a considerar para el diseño de una red de suministro. Luego, se mencionan aspectos de redes de suministro en el contexto de energías.

#### 2.1.1 Redes de suministro

El diseño de una red de suministro implica la planificación y organización de todos los elementos y procesos necesarios para asegurar un flujo eficiente y efectivo de productos o servicios desde los proveedores hasta los clientes finales. Implica tomar decisiones estratégicas y tácticas para optimizar la cadena de suministro y lograr los objetivos empresariales. Al diseñar una red de suministro, se deben considerar varios aspectos importantes [9]:

**1. Localización de instalaciones:**

Esto implica determinar dónde ubicar las instalaciones de producción, almacenamiento y distribución. La elección de la ubicación debe basarse en factores como la proximidad a los proveedores, la disponibilidad de mano de obra, los costes de transporte, los mercados objetivo y las consideraciones legales y medioambientales.

**2. Diseño de la red de transporte:**

Esto incluye decidir cómo se transportarán los productos o servicios a través de la red de suministro. Se deben considerar los modos de transporte (carretera, ferrocarril, marítimo, aéreo), las rutas de transporte, la consolidación de carga y la gestión de flotas para garantizar una entrega oportuna y eficiente.

**3. Estrategias de almacenamiento:**

Implica decidir dónde y cómo se almacenarán los productos dentro de la red de suministro. Esto puede incluir el diseño de almacenes, la determinación de los niveles de inventario, la gestión de la cadena de frío, si es necesario, y la implementación de sistemas de gestión de almacenes para optimizar el flujo de productos.

En resumen, el diseño de una red de suministro implica tomar decisiones estratégicas y tácticas para establecer la estructura, los flujos y los procesos óptimos que permitan una gestión eficiente de la cadena de suministro, desde la adquisición de materias primas hasta la entrega final al cliente [9].

### **2.1.2 Redes de suministro de energía**

Las redes de aprovisionamiento del sistema de suministro energético han sido, desde la industrialización, diseñadas en su mayoría de forma centralista. Esto significa que tradicionalmente, una gran cantidad de consumidores de energía han sido abastecidos por una pequeña cantidad de proveedores. Como consecuencia, estas redes son muy complejas e inflexibles, lo que puede llevar a problemas de seguridad [10]. Sin embargo, para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, se están integrando en las actuales redes de distribución de energía proveedores más pequeños como las fuentes de energía renovable. Como resultado, los grandes proveedores son sustituidos por otros más pequeños, situados más cerca de los consumidores. Estos sistemas se llaman sistemas de energía distribuida. Como consecuencia del aumento de la cantidad de proveedores y distribuidores, la toma de decisiones, la pericia, la propiedad y la responsabilidad del suministro de energía también se reubicarán [10]. Como resultado, puede ser difícil distinguir entre consumidores y proveedores. Aparecen los llamados *prosumers*, es decir, consumidores que producen y comparten energía excedente con la red de distribución [11].

Para hacer frente a los nuevos desafíos, donde las redes de suministro previamente unidireccionales ahora deben ser más flexibles y adaptables, el marco de diseño de las redes de distribución está cambiando. Un ejemplo de ello son las *smart grids*, que se definen como redes de distribución que incluyen infraestructura de comunicación integrada. De este modo, tanto el flujo de información como de energía son bidireccionales [11]. Alanne y Saari [10] afirman además que el futuro de la distribución de energía favorecerá principalmente una mezcla de sub-sistemas centralizados y descentralizados, operando paralelamente entre sí. Otro desafío para las redes de distribución de energía actuales y futuras es el desarrollo sostenible. Las redes de distribución sostenibles tienen el potencial de ser más eficientes (en costes), fiables y respetuosas con el medio ambiente. Además, la introducción de nuevas tecnologías y soluciones políticas individuales es más fácil.

Existe poca investigación sobre la planificación óptima de la cadena de suministro para sistemas de energía distribuida, es decir, la incorporación de proveedores de energía de primer grado y consumidores finales [12]. Como consecuencia, los autores incluyen un marco de planificación de dos niveles y aplican un algoritmo híbrido para optimizar la distribución regional de los componentes para el problema de planificación de la red de energía. De este modo, los sectores de energía y calor forman parte de la optimización. Como contrapartida, el modelo incorpora solo una pequeña red de distribución regional a nivel de ciudad. Chicco y Mancarella [13] promueven la aplicación de dichas redes de multi-generación distribuida. Estas redes buscan aumentar las eficiencias mediante el acoplamiento de diferentes fuentes de energía y la producción combinada de diferentes vectores energéticos, por ejemplo, la generación combinada de calor y electricidad en plantas de cogeneración. Como resultado, se logra una planificación de red integrada. Además, los autores recomiendan la integración de un alto nivel de componentes, consumidores y flujos de energía. De este modo, las redes diseñadas se vuelven más flexibles y resilientes, al tiempo que aumentan el rendimiento medioambiental.

Otras obras sobre las decisiones óptimas de la capacidad, ubicación y operación de sistemas de energía distribuida incluyen centros de suministro. Algunos trabajos utilizan algoritmos genéticos para resolver el problema de optimización [14, 15]. Sin embargo, esos enfoques no incorporan múltiples vectores de energía, sino que se centran más bien en un vector, por ejemplo, calor, o en una fuente de suministro de energía, por ejemplo, suministro de bioenergía.

Diferentes entidades como la producción, conversión, transmisión, distribución y el consumo de energía forman parte de la red de suministro o cadena de suministro de energía. Como tal, la red puede ser modelada como un sistema de energía [10]. Por lo tanto, en la siguiente parte del capítulo del estado del arte, se explicará la modelización de dichos sistemas de energía.



## 2.2 Modelización del sistema energético

En la literatura, existen diferentes enfoques para evaluar y diferenciar los modelos de sistemas energéticos existentes; Ringkjøb et al. [16] subdividen los modelos presentados en términos de metodología en modelos de equilibrio, simulación y optimización. Jebaraj y Iniyar [17], por su parte, agrupan los modelos de sistemas energéticos en función de su finalidad: planificación energética, oferta-demanda-ratio, previsión, optimización o reducción de emisiones. Matteo Giacomo Prina et al. [18] nombran cuatro categorías en las que son posibles diferentes grados de resolución: tiempo, espacio, detalle tecnoeconómico y acoplamiento sectorial. Del mismo modo, Welder [3] argumenta que para una misma capacidad computacional, la cobertura de diferentes sectores, el detalle tecno-económico y el diseño o la operación de la infraestructura de almacenamiento y transmisión están en conflicto.

En los últimos años, la importancia de la modelización de los sistemas energéticos ha aumentado [19], mientras que la modelización con alta resolución temporal y espacial es uno de los mayores retos computacionales. También se señalan las crecientes incertidumbres en relación con las tecnologías innovadoras, las previsiones de precios de las fuentes de energía primaria y el comportamiento de los consumidores en los próximos 20 a 50 años. A este respecto, Alabi et al. [20] cita sinergias potenciales entre la optimización y el aprendizaje automático. Estas podrían reducir las incertidumbres y facilitar así la toma de decisiones. Sin embargo, el potencial del aprendizaje automático aún no se ha explorado lo suficiente. Otros aspectos que están cobrando importancia son el acoplamiento de sectores y la gestión de la demanda (inglés: *Demand Side Management*, DSM). Según Häfner [21], DSM significa ajustar la demanda de energía a la oferta fluctuante, especialmente debido a la creciente cuota de fuentes de energía renovables. La relevancia del sistema de DSM, el acoplamiento sectorial y la integración del almacenamiento de energía aumentarán [22, 23]. El aumento de la integración de DSM, el acoplamiento de sectores y la infraestructura de almacenamiento de energía en la modelización del sistema energético está vinculado a los requisitos relativos a la resolución temporal [5].

De forma análoga al trabajo de Lopion [5], Welder [3] y Stolten et al. [4], el sistema energético alemán se considera a nivel nacional en el contexto de este trabajo. Según Welder [3], pueden identificarse tres tipologías para los modelos de sistemas energéticos nacionales. Estos tienen diferentes niveles de detalle en términos de resolución temporal, espacial, tecnoeconómica y sectorial. A continuación se describen los respectivos casos de uso y las ventajas e inconvenientes:

### 1. Modelos de un solo nodo

Aplicación:	Toma de decisiones de expansión de la red
Ventaja:	Análisis detallado de la infraestructura de transporte, posibilidad de representar los flujos de carga
Desventaja:	Poca integración tecnológica y acoplamiento de sectores

### 2. Modelos multinodo

Aplicación:	Análisis de los efectos del acoplamiento de sectores
Ventaja:	Resolución espacial posible, consideración de las condiciones del emplazamiento, integración de varias fuentes de energía
Desventaja:	No hay trayectorias tecnológicas individuales, los detalles técnicos de la infraestructura de transporte son limitados

Asignar modelos a una de estas tipologías no siempre está claro. Incluir alta resolución es posible, pero aumenta la complejidad del modelo. Kotzur et al. [24] afirman que la complejidad de un sistema energético real viene dada y no puede reducirse con ello. La complejidad del proceso de modelización depende de la experiencia de la persona que modela. Sin embargo, la complejidad de un modelo matemático en el que se traduce el modelo del sistema energético puede definirse claramente. A este respecto, pueden formularse tres métodos de análisis de modelos de sistemas energéticos [16]. Se trata de formulaciones cuantificables y matemáticas:

1. **Modelos de simulación** se basan en suposiciones sobre las variables o el comportamiento de las partes que actúan y toman decisiones dentro del sistema energético. Estos supuestos se implementan en forma de relaciones causales, lo que significa que los modelos de simulación no requieren análisis matemático para resolver [25]. Los modelos de simulación son adecuados para probar topologías de sistemas y analizar los efectos de diferentes escenarios o cambiar los datos de entrada [16].
2. **Modelos de optimización** se basan en la asignación de valores numéricos a las variables y a la función objetivo [26]. Dentro del espacio de soluciones resultante de la adición de restricciones, se minimiza o maximiza el valor de la función objetivo. En la modelización de sistemas energéticos, las restricciones se derivan de las condiciones límite técnicas, ecológicas y socioeconómicas [27]. Por lo tanto, se supone un mercado perfecto. Por lo tanto, los modelos de optimización son adecuados para evaluar y analizar la rentabilidad de las estrategias de reducción de CO<sub>2</sub>, ya que las decisiones se toman exclusivamente sobre la base de los costes resultantes.
3. **Modelos de equilibrio** perciben el sector energético como parte del sector económico en el contexto de la modelización de los sistemas energéticos. Así, los modelos de

equilibrio se utilizan para examinar la influencia de las medidas en la economía en su conjunto. De este modo, pueden determinarse parámetros económicos como el producto interior bruto [16].

La complejidad de un modelo informático puede definirse por el tiempo de computación necesario para resolver dicho modelo. Así, la complejidad de un problema matemático de optimización resulta de su tamaño, la naturaleza y la conectividad dentro de él [24]. Por lo tanto, generar un problema de optimización de un modelo de sistema energético con alta resolución temporal, espacial, tecnoeconómica y sectorial da como resultado un modelo de optimización complejo. Dado que la alta resolución temporal y espacial se mencionan en la literatura como criterios importantes de los modelos de sistemas energéticos, estos dos criterios se discuten con más detalle a continuación [5, 19, 28]. Se destacan los mecanismos para reducir la complejidad del problema de optimización resultante.

### 2.3 Resolución temporal y espacial

Para reducir la complejidad del problema de optimización resultante, las cuatro dimensiones de tiempo, espacio, detalle tecnoeconómico y acoplamiento sectorial entran en conflicto entre sí si se quiere que el esfuerzo computacional esté dentro de unos límites aceptables [18]. En este capítulo se analizan con más detalle distintos aspectos de la resolución temporal y espacial. A este respecto, la tabla 2.1 enumera los problemas relacionados con la dimensión temporal espacial según Lopion [5]. A estos se les asignan mecanismos de reducción de la complejidad, que se explican con más detalle a continuación.

Tabla 2.1: Mecanismos de reducción de complejidad

Definición del problema	Mecanismo de reducción de la complejidad
Alta resolución temporal	Agregación de series temporales
Alta resolución espacial	Agregación espacial
Alta resolución en las cuatro dimensiones	Traslado de aspectos del modelo
Periodo de observación largo y continuo	Análisis del camino de transformación

### 2.3.1 Agregación de series temporales

En general, la complejidad temporal se divide en la resolución temporal y el horizonte de observación. El análisis de la ruta de transformación para la observación de largos periodos de tiempo en un tiempo de computación aceptable se tratará más adelante.

La agregación de series temporales combina periodos en un número reducido de periodos tipo [29]. Cuando se modelan sistemas energéticos, se agregan series temporales como perfiles de demanda, carga y generación de energías renovables [30]. El enfoque desarrollado por Kotzur et al. [31] detecta patrones y secuencias en los datos que cambian cada hora. Estas secuencias se combinan en periodos tipo representativos, minimizando la desviación cuadrática media de los puntos de datos sintéticos respecto a los puntos de datos reales. Estos periodos tipo resultantes pueden ser periodos representativos ficticios. Así, con el algoritmo *k-mean* se generan nuevos períodos tipo. Por el contrario, el algoritmo *k-medoids* desarrollado por Domínguez-Muñoz et al. [32] utiliza periodos reales existentes como periodos tipo.

Dependiendo de la configuración del sistema eléctrico, la elección del algoritmo adecuado y el *número de periodos tipo* deben determinarse individualmente [30, 33]. A lo largo de todo el periodo considerado, estos periodos se repiten, de modo que se optimizan una sola vez y se repiten a continuación. En el caso de los perfiles de carga y los datos de generación fotovoltaica (inglés: *photovoltaics*, PV), los patrones estacionales a largo plazo se superponen a patrones diarios de alta frecuencia. Por ejemplo, al modelizar tecnologías de almacenamiento estacional a largo plazo, debe conservarse la secuencia de días tipo consecutivos [31]. La *integración de periodos extremos* es esencial para que el modelo del sistema energético sea robusto [34]. Los periodos extremos pueden dar lugar a picos en los perfiles de carga y, al mismo tiempo, a valores mínimos para las energías renovables [35]. Además de los periodos extremos, también pueden producirse valores extremos acumulados, por ejemplo durante varios días [36].

### 2.3.2 Agregación espacial

Según Kotzur et al. [24], una alta resolución espacial de un modelo energético puede dividirse en la *agregación de regiones del modelo* por un lado y la disponibilidad de *tecnologías dentro de una región* por otro. Al hacerlo, el tiempo de computación, sino también la pérdida de información debe ser minimizada [24]. Al fusionar varias regiones (también llamadas nodos según la teoría de grafos), se desprecian las pérdidas y capacidades de transmisión dentro de una de estas regiones. Se supone que la región es un *copperplate* [37], que se aplica por igual a todas las fuentes de energía. Si se agregan las regiones, las pérdidas y capacidades de transmisión entre regiones ya no pueden representarse adecuadamente. La agregación

espacial basada en las infraestructuras de red existentes aumenta la fidelidad a la realidad. En este contexto, la fusión de regiones entre sí sólo es posible si están conectadas por las correspondientes líneas de transmisión (por ejemplo, líneas de alta tensión). Esto impide que las regiones que no están conectadas a los potenciales de producción o transporte de fuentes de energía tengan, sin embargo, acceso a ellos a través de la agregación [38].

#### Supuesto de copperplate

Si un nodo (una entidad modelada espacialmente) del modelo se denomina *copperplate*, se supone que es una red perfecta [39]. Esto implica una conectividad sin restricciones dentro del nodo. Aproximándose a la realidad, se pueden asumir pérdidas de transmisión para tales nodos sin modelar físicamente la transmisión. Este concepto es análogamente transferible a otras fuentes de energía como los gases [3].

Para resolver un modelo de sistema energético con alta resolución temporal y espacial como un problema de optimización con un tiempo de computación aceptable, se puede utilizar el acoplamiento de diferentes modelos. Por ejemplo, la infraestructura puede analizarse en el marco de un modelo de red o multinodo, mientras que un modelo de nodo único tiene principalmente una alta resolución sectorial. A continuación se describe con más detalle cómo se acoplan los modelos entre sí.

### 2.3.3 Traslado de aspectos del modelo

Dado que no todas las dimensiones de tiempo, espacio, detalle tecnoeconómico y acoplamiento sectorial pueden resolverse en gran medida cuando el tiempo de cálculo es limitado, el traslado de determinados aspectos del modelo es una opción. Cuando se trasladan aspectos del modelo, por ejemplo, los aspectos relacionados con las infraestructuras se analizan en un modelo separado. Los modelos resultantes pueden ponerse en relación entre sí en el marco del acoplamiento de modelos.

Por un lado, se pueden acoplar diferentes modelos de sistemas energéticos con un mecanismo sencillo; por ejemplo, Reuß et al. [40] modelan la construcción de una red robusta de tuberías de hidrógeno en la que se tienen en cuenta las pérdidas de presión. Para ello, se utiliza un modelo de optimización lineal para calcular el suministro de energía utilizando la demanda subyacente y los datos tecnoeconómicos. Las capacidades de transporte óptimas resultantes se transmiten como escenario a otro modelo de optimización. Por otro lado, el acoplamiento de modelos puede lograrse mediante un flujo de trabajo iterativo. Así, Pesch et al. [41] combina un modelo de nodo único, que tiene una alta resolución sectorial del sistema energético de toda Alemania, con un modelo de mercado europeo de la electricidad y un modelo de red de transporte de Alemania. El modelo de nodo único genera capacidades de generación y

demandas de electricidad. Estos datos se introducen en el modelo de mercado y en el modelo de red, que generan electricidad, importaciones y exportaciones que, a su vez, se introducen en el modelo de nodo único. En cuanto se cumple un criterio de convergencia, se detiene la iteración. El resultado es un mecanismo de retroalimentación.

Los estudios descritos son aplicaciones de *soft-coupling* o *soft-linking* [42]. Se caracteriza por el hecho de que los resultados de un modelo sirven como parámetros de entrada del otro modelo. Como ya se ha explicado en los ejemplos, este enfoque puede dar lugar a un procedimiento iterativo que finaliza en cuanto se cumple un determinado criterio de convergencia. Por otra parte, también puede ser un acoplamiento singular. La ventaja de *soft-coupling* es su sencilla implementación: se pueden acoplar modelos de diferente resolución espacial y temporal y los resultados intermedios permiten realizar análisis iterativos.

En contraposición está el enfoque de *hard-coupling*, en el que los modelos se conectan para formar un modelo general más grande. En este marco, también se deben acoplar las restricciones secundarias. Por lo tanto, este enfoque requiere un esfuerzo considerable. Una ventaja de este método es que los resultados son óptimos para el sistema general subyacente. En el *soft-coupling*, esto no puede ser garantizado, solo aproximado [43]. Se puede encontrar una aplicación del *hard-coupling* en Bauer et al. [43]. Se comparan los enfoques de *hard-* y *soft-coupling*. Se acoplan un modelo macroeconómico y un modelo del sistema energético. El *hard-coupling* conduce a un programa no lineal altamente complejo (inglés: *non-linear program*, NLP). Esto limita la resolución posible del modelo, ya que los NLP representan un gran desafío computacional [44]. La utilización del *hard-coupling* se considera mejor porque el enfoque de *soft-coupling* no garantiza una solución óptima. Aunque ambos modelos son simples, el *hard-coupling* ya requiere una limitación en la complejidad del modelo del sistema energético. La ventaja del enfoque de *soft-coupling* es que se puede implementar un mayor nivel de detalle en el modelo [43]. Las ventajas y desventajas descritas de ambos enfoques se resumen en la tabla 2.2.

#### 2.3.4 Análisis del camino de transformación

Similar a una alta resolución temporal, el tiempo de cálculo de un problema de optimización aumenta con la duración del período de tiempo considerado para la optimización [45]. La implementación de un enfoque de análisis del camino de transformación miope reduce la complejidad. En este enfoque, se optimizan años de soporte individuales a lo largo de todo el horizonte de observación que siguen intervalos de optimización en ciertos intervalos. Además, se pueden representar las curvas de aprendizaje técnico mediante diferentes intervalos de optimización [46].

Tabla 2.2: Comparación de los enfoques de acoplamiento de modelos

Enfoque de acoplamiento	<i>Soft-coupling</i>	<i>Hard-coupling</i>
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Acoplamiento sencillo</li> <li>▪ Los resultados intermedios permiten análisis iterativos</li> <li>▪ Mayor nivel de detalle del modelo posible</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Resultados óptimos para el modelo general</li> </ul>
Desventajas	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ La solución óptima solo se puede aproximar</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Acoplamiento costoso</li> </ul>

En términos generales, en el análisis de la ruta de transformación se distingue entre los dos enfoques de previsión perfecta (*perfect foresight*) y previsión no perfecta (miope) (*myopic foresight*). Con respecto a la *myopic foresight*, se puede hacer otra distinción: por un lado, existe el *forecasting* y, por otro lado, el *backcasting*. Los enfoques mencionados se muestran gráficamente en la figura 2.1 y se explican a continuación.

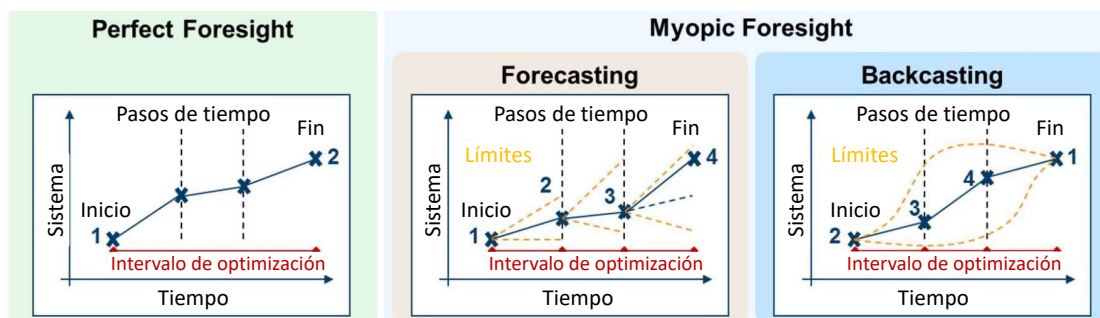


Ilustración 2.1: Enfoques fundamentales del análisis del camino de transformación (de [5])

En la figura 2.1, el tiempo se representa en el eje horizontal. El inicio, los pasos temporales y el objetivo se indican a lo largo del eje. Estos están marcados con números que resaltan el orden de los cálculos. Por lo tanto, en el enfoque de *perfect foresight*, se optimiza todo el horizonte de observación desde el año de inicio hasta el año objetivo en una sola iteración de optimización. Los intervalos de optimización marcados en rojo son más pequeños en los enfoques de *myopic foresight*. El *forecasting* y el *backcasting* difieren en la secuencia de optimización (marcada en azul) y en la información disponible para la optimización [47]. En consecuencia, en el enfoque de *forecasting*, los límites indicados en amarillo surgen de los intervalos de optimización anteriores, mientras que en el enfoque de *backcasting*, se estable-

cen para todos los años de soporte después de la optimización del año objetivo. Por lo tanto, se pueden distinguir los enfoques mencionados por un lado por el horizonte de observación de un intervalo de optimización y por otro lado por la disponibilidad de información dentro de un intervalo de optimización [5]. Los enfoques se enumeran a continuación, con viñetas, junto con sus respectivas ventajas y desventajas.

### 1. **Visión perfecta** (*perfect foresight*)

**Descripción:** Todos los parámetros se fijan al principio para todo el periodo. Se optimiza todo el horizonte de análisis en una sola ejecución de optimización.

**Ventaja:** Camino de transformación óptimo en costes.

**Desventaja:** No se obtiene un sistema de destino óptimo. Se requiere un cálculo muy alto. Las interacciones y correlaciones dentro del horizonte de análisis solo se pueden representar limitadamente.

### 2. **Visión no perfecta** (*myopic foresight*)

#### a) *Previsión*

**Descripción:** Optimización paso a paso. Los límites dependen del sistema anterior.

**Ventaja:** Cálculo muy bajo. Se tiene en cuenta las interacciones no lineales entre los periodos.

**Desventaja:** No se obtiene un camino de transformación óptimo, ni en el año de destino ni en los años de soporte.

#### b) *Backcasting*

**Descripción:** Optimización libre del año de destino. Fijación de los límites para los años de soporte y optimización paso a paso.

**Ventaja:** Año de destino óptimo. Cálculo muy bajo. Se tiene en cuenta las interacciones no lineales entre los periodos.

**Desventaja:** No se obtiene un camino de transformación óptimo.

Que el método *perfect foresight* resulte en un camino de transformación óptimo no significa que el sistema objetivo al final del intervalo de optimización también sea óptimo. Esto se debe a que el intervalo de optimización abarca todo el período de análisis. Un camino de transformación óptimo en costes significa que se minimizan los costes acumulados en todos los pasos de tiempo. Si bien un camino de transformación óptimo implica que el sistema objetivo (es decir, solo el último paso de tiempo) no es óptimo, según Lopion [5], esto se debe a que un sistema complejo tiene muchas soluciones equivalentes. El hecho de que el camino



de transformación sea óptimo puede deberse, por ejemplo, a que se realizan inversiones tempranas que enfoques miopes no harían hasta períodos posteriores [48].

Además de los enfoques presentados, existen formas híbridas. Un ejemplo de ello es el enfoque con horizonte de evaluación móvil (*rolling horizon*) [49]. Este enfoque optimiza gradualmente a lo largo de todo el período de evaluación, similar a los enfoques miopes. Sin embargo, los pasos de tiempo se superponen dentro de un intervalo de optimización. Los intervalos de optimización respectivos optimizan con *perfect foresight* los pasos de tiempo correspondientes, que a su vez proporcionan información de la *myopic foresight* de la historia a los intervalos de optimización posteriores. Marquant et al. [50] documentan que con este enfoque, el esfuerzo computacional se reduce de diez a cien veces en comparación con el enfoque *perfect foresight*, sin comprometer significativamente la precisión de la solución. Al aplicar el enfoque de *rolling horizon*, la elección de la longitud de los intervalos juega un papel decisivo [50]. En otros trabajos, se aplica el enfoque para modelar el almacenamiento a largo plazo. De esta manera, las relaciones no lineales se pueden transferir de un período al siguiente [51]. Bischi et al. [49] utilizan *rolling horizon* para operar la operación óptima semanal de una planta de cogeneración (inglés: *combined heat and power*, CHP) utilizando datos históricos promedio anuales.

## 2.4 Modelos energéticos nacionales

Después de haber discutido los criterios y categorizaciones fundamentales de la modelación de sistemas energéticos en la sección 2.2, se examinaron los mecanismos para reducir la complejidad en términos de resolución temporal y espacial en la sección 2.3. A continuación, se presentan brevemente cuatro enfoques para la modelación de sistemas energéticos nacionales de la literatura y se analizan los criterios seleccionados que se presentarán a continuación. Los criterios se basan en publicaciones previamente mencionadas [5, 16].

Siguiendo el enfoque de Lopion [5], se destacan las características fundamentales de los enfoques: el nombre del modelo o entorno, el instituto que lo publica y el año de publicación. Además, se establecen criterios metodológicos. En primer lugar, se asignan las metodologías a las presentadas en la sección 2.2. Además, se menciona la formulación del problema matemático y el entorno de software correspondiente en el que se resuelve el problema. Como se discutió en la sección 2.3, se centra en la resolución temporal y espacial. En este contexto, se mencionan la resolución temporal y espacial. También se menciona la resolución sectorial, en la que, según Welder [3], debe tomarse una decisión sobre el grado de detalle si el tiempo de cálculo debe permanecer limitado (ver sección 2.2). En cuanto a la dimensión temporal, también se examina si se aplica una agregación temporal y un análisis de trayectorias de

transformación. Este último se relaciona con el horizonte temporal representado. Por último, se enumera un criterio para otras características notables de los enfoques. En lo siguiente se analizan el entorno TIMES, el modelo REMod-D, FINE.NESTOR y FINE.Infrastructure.

### 2.4.1 TIMES

The Integrated MARKAL-EFOM System (TIMES) es una herramienta flexible de generación de modelos desarrollada por la Agencia Internacional de Energía (IEA) en 2004. TIMES es una evolución de los modelos MARKAL [52] y EFOM [53]. En general, la herramienta está diseñada para comparar escenarios contrastantes [54].

En cuanto a la metodología, se utiliza una combinación de un modelo de equilibrio y un modelo de optimización. El primero calcula las demandas y precios de los combustibles de manera que se establezca un equilibrio. Para ello, se sigue un enfoque técnico y económico, calculando el equilibrio entre oferta y demanda. Esto significa que tanto la demanda de energía como la oferta son endógenas al modelo. Las demandas se especifican exógenamente en forma de funciones que dependen del precio de mercado de cada combustible, es decir, son elásticas al precio. En un mercado dominado por la competencia, los agentes operan con *perfect foresight* durante todo el período de análisis. Esto resulta en una formación de precios de límite (el precio de cada combustible es igual al beneficio marginal en el sistema) [54]. Este modelo de equilibrio se traduce en un modelo de optimización en un segundo paso. Para ello, se utiliza el software GAMS. Se maximiza el beneficio total de la economía, es decir, las ganancias acumuladas de la demanda y oferta de energía. Matemáticamente, la función no lineal resultante se linealiza por partes y se minimiza su negativo. La inclusión de variables binarias hace que sea una optimización de enteros mixtos (inglés: *Mixed Integer Linear Program*, MILP) [54].

Se proporcionan herramientas para implementar numerosas tecnologías, que incluyen componentes de recursos, transformación, transporte, conversión y almacenamiento. La producción primaria y secundaria, la importación y exportación, así como la extracción de combustibles fósiles se representan en el nivel de suministro de energía. Los sectores consumidores de energía incluyen los sectores doméstico, comercial, agrícola, de transporte e industrial.

La desagregación sectorial es flexible y se puede implementar un sistema energético completamente integrado verticalmente como máximo [54]. La resolución espacial puede ser local, nacional, multi-regional o global [54]. Los datos de demanda, las instalaciones existentes y los datos de tecnología no están predefinidos, sino que deben proporcionarse para cada caso de aplicación específico [54]. Además de los combustibles, también se pueden modelar emisiones como CO<sub>2</sub> u otras sustancias emitidas [55].

La resolución temporal es seleccionable, pero no se implementa ninguna agregación temporal. La clasificación en los criterios elaborados se resume en la tabla 2.3.

Tabla 2.3: TIMES - Clasificación en criterios principales

Criterio	Característica
Nombre del modelo	El sistema integrado MARKAL-EFOM
Instituto	IEA-ETSAP
Publicación	2004
Metodología	Modelo de equilibrio + modelo de optimización
Formulación matemática	MILP
Entorno de software	GAMS
Resolución sectorial	Flexible. Se puede implementar un modelo integrado verticalmente de todo el sistema energético
Resolución temporal	Flexible
Agregación temporal	Ninguna
Resolución espacial	Flexible
Acoplamiento del modelo	Ninguno
Horizonte temporal	Flexible
Análisis de trayectorias de transformación	Perfect foresight
Otros	Modelo económico, elasticidad de precios de los combustibles (formación de precios de umbral), mercado energético basado en la competencia

La plataforma TIMES es utilizada por Markus Blesl et al. [56] para implementar un modelo de sistema energético alemán (TIMES-Alemania). Los datos relacionados fueron recopilados en la década de 2000, por ejemplo, en el marco del proyecto IKARUS [57]. Sin embargo, en este trabajo se prescinde de comparar este modelo específico con otros modelos. Además, existen modelos basados en TIMES para Noruega (TIMES-Noruega) y para Oslo (TIMES-Oslo), por ejemplo. Para obtener más información sobre la plataforma o los modelos de sistemas energéticos nacionales específicos, se hace referencia a las publicaciones de Loulou et al. [54] (TIMES), Markus Blesl et al. [56] (TIMES-Alemania), Rosenberg et al. [58] (TIMES-Noruega) y Lind y Espegren [59] (TIMES-Oslo).

#### 2.4.2 REMod-D

El Modelo de Energías Renovables de Alemania (alemán: *Renewable Energy Model Deutschland*, REMod-D) tiene como objetivo calcular una infraestructura de sistema económicamente y ecológicamente razonable que garantice la seguridad del suministro y muestre cómo los diferentes sectores energéticos se afectan mutuamente [60]. Para ello, se consideran los sec-

tores de calefacción, electricidad, industria y transporte. Las tecnologías representadas son: medidas de eficiencia energética para edificios, tecnologías para la generación y almacenamiento de electricidad y calor, tecnologías para la conversión de electricidad o biomasa en combustibles o carburantes, tecnologías para proporcionar calor de proceso a la industria y conceptos de propulsión para el sector del transporte. Se optimiza en función del coste total del sistema y las emisiones de CO<sub>2</sub> se integran como restricción.

El REMod-D se divide metodológicamente en dos submodelos: el modelo anual REMod-D-JahrSim y el submodelo superior REMod-D-TRANS [60]. En REMod-JahrSim, se calcula la estructura del sistema de energía optimizada por costo de un año en una resolución horaria. Este submodelo requiere condiciones límite exógenas, como límites de potencial y emisiones de CO<sub>2</sub>. No hay agregación temporal en este submodelo. Este submodelo incluye los componentes mencionados anteriormente, que interactúan entre sí en una resolución horaria. Por lo tanto, se optimiza el diseño dentro de los límites dados y la operación del sistema de energía. En el submodelo REMod-D-TRANS, se utiliza el modelo JahrSim para analizar el camino de transformación del sistema de energía hasta el año 2050 para cada año. Para ello, se establecen límites de interdependencia intertemporal en la optimización estructural del modelo JahrSim. Además, se calcula una matriz de tecnología en una optimización anterior con *perfect foresight*. Esta matriz contiene potenciales de destino para cada una de las tecnologías optimizadas. Los límites de potencial de las tecnologías de un año se componen de las plantas existentes y de las tasas de construcción y reemplazo de cada tecnología. Es importante destacar en primer lugar que los límites de construcción se establecen de forma exógena, en segundo lugar, que las tecnologías son independientes entre sí y, en tercer lugar, que no se optimizan. Por lo tanto, no se puede representar la competencia entre diferentes tecnologías [60].

En el área de las tecnologías de almacenamiento, no se modelan los depósitos de metano, ya que se supone que tienen una capacidad suficiente de 210 TWh. En comparación con otros modelos, se puede mencionar que el sector de la edificación se representa con hasta cuatro tipos de edificios. Hay 18 posibles tecnologías de calefacción implementadas para cada uno de ellos, que están disponibles en el contexto de medidas de renovación. Los datos de carga se basan en perfiles de carga de los operadores de red de transmisión europeos. La operación a carga parcial de las plantas es posible [60].

El modelo está implementado en Delphi y Python versión 2.7. Se utiliza una optimización modificada de enjambre de partículas (inglés: *Particle Swarm Optimization*, PSO) para optimizar el problema de optimización. Este método fue desarrollado por Kennedy en 1995 y está inspirado en el comportamiento natural de los enjambres. Una ventaja de este algoritmo es que la función a optimizar no necesita ser diferenciable. Se menciona como enfoque alternativo de optimización la estrategia de evolución de la matriz de covarianza (inglés: *covariance*

*matrix adaptation evolution strategy*, CMA-ES) [60]. En resumen, se describe la asignación del modelo REMod-D a los criterios en la tabla 2.4.

Tabla 2.4: REMod-D - Clasificación según criterios centrales

Criterio	Característica
Nombre del modelo	Modelo de energías renovables para Alemania (REMod-D)
Institución	Fraunhofer ISE
Publicación	2016
Metodología	Modelo de simulación + modelo de optimización
Formulación matemática	No lineal; optimizador de enjambre de partículas modificado
Entorno de software	Delphi / Python
Resolución sectorial	Calefacción, electricidad, industria, transporte
Resolución temporal	Horaria
Agregación temporal	Ninguna
Resolución espacial	Modelo de un solo nodo (ninguna)
Acoplamiento de modelos	Acoplamiento flexible
Horizonte temporal	De 2020 a 2045 o 2050
Análisis del camino de transformación	Perfect foresight
Otros	Integración de medidas de eficiencia energética para edificios

### 2.4.3 Modelos basados en FINE

FINE (Framework for Integrated Energy Systems Assessment) es un marco genérico para la optimización de sistemas energéticos. Permite la creación de una abstracción matemática de sistemas energéticos [3]. Se pueden modelar diferentes flujos de energía con alta resolución temporal y espacial [4]. FINE está disponible como paquete de *Python* de forma gratuita [61]. Los modelos resultantes son modelos de optimización lineal que minimizan los costes totales anuales y presentan restricciones políticas, técnicas y ambientales [4]. La adición de variables binarias permite considerar los efectos de escala en las funciones de coste, lo que resulta en un MILP a partir del LP [3]. La formulación matemática subyacente del marco FINE se puede encontrar en el trabajo de Welder [3]. Además, se documenta detalladamente la implementación orientada a objetos.

En las aplicaciones del marco FINE, se utiliza el paquete de *Python tsam* (time series aggregation module) para la agregación temporal [30, 31, 62]. Este se basa en el enfoque mencionado anteriormente por Kotzur et al. [31] para la agregación temporal, que utiliza un

algoritmo *k-mean*. La longitud de un período de tipo en los modelos basados en FINE es de 24 horas. Para poder observar los efectos estacionales, se optimiza un año continuo en una sola ejecución de optimización. El número de períodos de tipo diferentes dentro del año es libremente elegible [3].

En cuanto a las tecnologías representadas, se puede afirmar que el enfoque mencionado anteriormente para la agregación temporal garantiza una representación adecuada y reducida de las unidades de almacenamiento estacionales [31]. Además, se han implementado ciclos de vida cíclicos (para almacenamiento eléctrico) y límites de potencial compartido para estos. Este último, también disponible para otros tipos de tecnología, modela las capacidades regionales máximas y mínimas de tecnologías competidoras. Un ejemplo de ello son las cavidades de sal, que se pueden llenar ya sea con metano o con hidrógeno [3].

Dos modelos creados sobre la base del marco FINE son, por un lado, el modelo de un solo nodo con alta resolución sectorial FINE.NESTOR (National Energy System Model with Sector Coupling) [5] y, por otro lado, el modelo de múltiples nodos con alta resolución regional FINE.Infrastructure [3, 4]. Ambos modelos forman parte de la familia de modelos ETHOS (Energy Transformation Pathway Optimization Suite) [4] y se presentan brevemente a continuación, junto con un análisis de los criterios presentados. Sin embargo, FINE no se limita a la modelización del sistema energético nacional; el marco se utilizó en el trabajo de Caglayan et al. [63] para modelar un mercado interno europeo de hidrógeno.

## **FINE.NESTOR**

El sistema energético modelado con la ayuda de FINE-NESTOR abarca desde la generación de energía primaria hasta la operación de los consumidores, incluyendo los componentes de conversión. En total, se representan más de 1000 posibles rutas. Las condiciones límite que restringen el espacio de solución de los costes totales como función objetivo son proporcionadas por los requisitos políticos (objetivos de reducción de emisiones predefinidos exógenamente) y las limitaciones tecnológico-económicas (costes y potenciales mínimos y máximos) [6].

FINE.NESTOR está resuelto por hora y ofrece una alta resolución sectorial (energía, transporte, edificios, industria) [4, 5]. En la práctica, se optimizan los años 2020 a 2045 [4] o 2050 [5]. El año objetivo depende de las directrices del gobierno federal, cuya deseada neutralidad climática tuvo que adelantarse al año 2045 debido a la sentencia del Tribunal Constitucional Federal del 24.03.2021 [64] [1, 4]. Por lo tanto, el horizonte de análisis se divide en seis o siete años de soporte, separados por cinco años cada uno [6]. Se trata de un modelo de un solo nodo, por lo que no hay resolución espacial. Sin embargo, se implementa una resolución

pseudoespacial de nueve regiones en lo que respecta a la generación de energía eléctrica a partir de energías renovables fluctuantes. Los costes de transmisión de materiales y energía se aproximan en función de modelos de infraestructura espacialmente altamente resueltos.

Tabla 2.5: FINE.NESTOR

Criterio	Característica
Nombre del modelo	FINE.NESTOR
Institución	Centro de Investigación Jülich, IEK-3
Publicación	2020
Metodología	Modelo de optimización
Formulación matemática	Problema de optimización cuadrático
Entorno de software	Python
Resolución sectorial	Energía, transporte, edificios, industria
Resolución temporal	Horaria
Agregación temporal	tsam
Resolución espacial	Modelo de un solo nodo (ninguno)
Acoplamiento de modelos	Soft-linking
Horizonte temporal	2020 a 2045 o 2050
Análisis del camino de transformación	<i>Myopic backcasting</i>
Otros	Inclusión de una calma oscura e incertidumbres de costes, modelización de almacenamiento estacional, límites potenciales compartidos

Además, se incluyen incertidumbres de costes, principalmente debido al desarrollo tecnológico, mediante un problema de optimización cuadrático (inglés: quadratic problem, QP). La validación de esta metodología muestra una mayor robustez de los resultados y un espectro de tecnologías más realista en la solución. En comparación con el enfoque de optimización mixto-entero, el tiempo de cálculo aumenta en un factor de 2,3. Esto resulta en una función objetivo cuadrática convexa para minimizar los costos totales del sistema [5]. Además, se implementa una calma fría, ya que los datos de generación de energía renovable y la demanda de calor se basan en datos meteorológicos y climáticos. Para ello, se determina un período de dos semanas en el que el potencial de importación y generación de energía de los componentes afectados se reduce en un 90%. Además, la demanda de calefacción y agua caliente se aumenta en un 25% durante el mismo período [5].

Para el análisis de la trayectoria de transformación, se implementa un enfoque de *myopic backcasting* para determinar un sistema óptimo en términos de coste en el año objetivo. El concepto de este enfoque se describe en detalle en la sección 2.3.4 y se encuentra aplicado a FINE.NESTOR gráficamente en la ilustración 2.2. Se elige este enfoque porque la determinación de un sistema objetivo óptimo (indicado por el eje vertical) en términos de coste en el

último año tiene la más alta prioridad, lo cual no se puede garantizar con los otros enfoques mencionados. Se integra una metodología para capturar los efectos de retroalimentación a fin de garantizar un amplio espacio de solución (mostrado en verde y azul) para la optimización de los años intermedios, los cuales se documentan en el eje horizontal. La herencia de los elementos de infraestructuras de las redes de suministro se ilustran con flechas rojas, que conectan los años de soporte. En este contexto, se pretende representar el desarrollo de inventarios, pero también aspectos como las curvas de aprendizaje, la demanda, la vida útil técnica y el potencial de las tecnologías. Debido a estos efectos miopes, el sistema objetivo libremente optimizado solo se puede lograr fuera del camino de transformación con la aceptación de tolerancias mínimas [5]. Se puede encontrar un resumen de las características de FINE.NESTOR en la tabla 2.5.

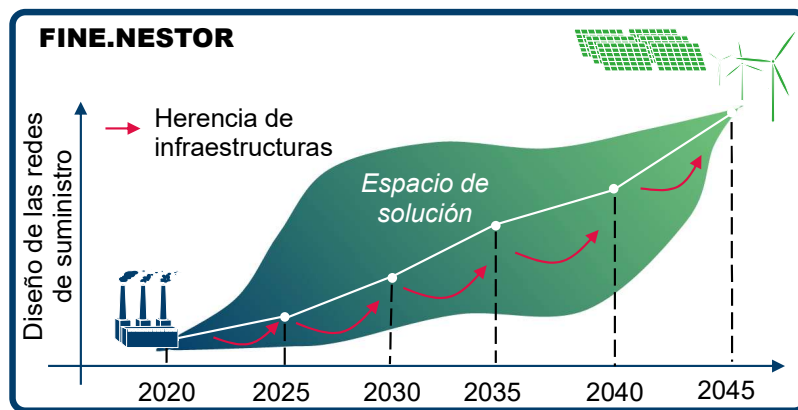


Ilustración 2.2: Esquema de FINE.NESTOR, ilustración propia.

### FINE.Infrastructure

FINE.Infrastructure calcula la distribución espacial y la operación óptima en términos de costes de los componentes de generación, almacenamiento y transmisión de energía. El objetivo del modelo es determinar la asignación regional de alta resolución y de coste óptimo, así como la operación de las instalaciones de generación de energía y de la infraestructura de la red necesaria, incluyendo tanto la infraestructura de transmisión como la de almacenamiento [6].

Para lograr una adecuada resolución espacial, primero se discretiza la dimensión espacial continua. Para ello, se aplica la *hipótesis de copperplate* (véase 2.3) para las regiones resultantes. En un segundo paso, estas regiones discretas se agrupan en un número menor de regiones. El funcionamiento de este proceso se describe en detalle en la sección 2.3.2. La agregación espacial se realiza utilizando la clase *Voronoi* del paquete *SciPy* en *Python* [65]. Las regiones de *Voronoi* resultantes se pueden agregar aún más utilizando el enfoque propuesto por Hörsch y Brown [38], implementado con la ayuda del paquete *PyPSA* de *Py-*



Tabla 2.6: FINE.Infrastructure

Criterio	Características
Nombre del modelo	FINE.Infrastructure
Instituto	Forschungszentrum Jülich, IEK-3
Publicación	2018
Metodología	Modelo de optimización
Formulación matemática	MILP
Entorno de software	Python
Resolución sectorial	Energía, transporte, edificios, industria
Resolución temporal	Horaria
Agregación temporal	tsam
Resolución espacial	Modelo de múltiples nodos (hasta 475 nodos)
Acoplamiento de modelos	Ninguno
Horizonte temporal	2020 a 2045 o 2050
Análisis del camino de transformación	Ninguno
Otros	Número variable de regiones, modelado de almacenamiento estacional, límites de potencial compartidos

*thon* [66]. El enfoque de agregación se basa en datos reales de la red eléctrica y sus nodos de alta tensión, lo que permite representar detalladamente las regiones con alta demanda de consumo o generación de energía [6]. Las conexiones de transmisión (para electricidad y gas) se modelan en base a los datos de la red de cada fuente de energía [67, 68]. Además, se puede importar energía a las regiones fronterizas correspondientes. El número máximo de regiones discretas individuales está limitado a 475 debido a los nodos de alta tensión. Estos se implementan utilizando la clase *Voronoi* de *PyPSA*, lo que permite elegir libremente el número de regiones en el rango de 1 a 475 [6]. Las características de los criterios descritos anteriormente se detallan en la tabla 2.6. Para obtener más información sobre la agregación espacial, consulte el trabajo de Welder [3].

En contrario al modelo FINE.NESTOR, no se calcula la trayectoria de las redes de suministro con FINE.Infrastructure. El esquema del modelo y de su marco temporal se ilustran en la figura 2.3. Igual a la ilustración del esquema de FINE.NESTOR se marca los años de soporte con el eje horizontal y el diseño de las redes de suministro se mide cualitativamente en el eje vertical. El espacio de solución se determina individualmente para cada año y no existe ninguna herencia o conexión entre los años discretos.

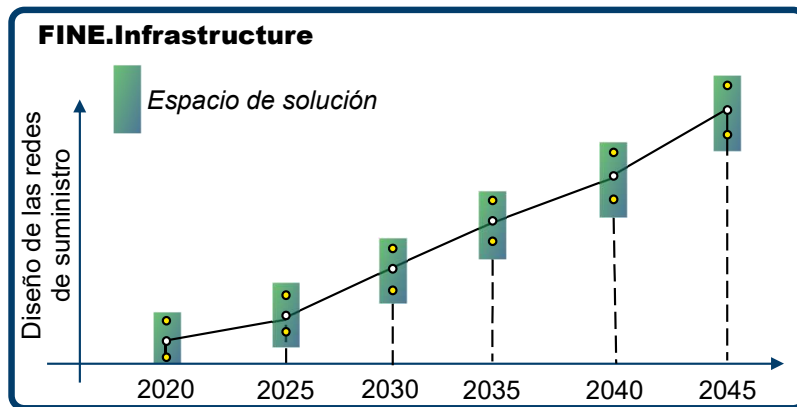


Ilustración 2.3: Esquema de FINE.Infrastructure, ilustración propia.

#### 2.4.4 Discusión

Después de presentar cuatro modelos nacionales de sistemas energéticos que fueron examinados en función de los criterios previamente mencionados, se resumen y discuten brevemente los resultados a continuación. Los criterios centrales de los enfoques presentados en términos de la dimensión temporal y espacial se resumen en la tabla 2.7. A continuación, se comparan los dos modelos propios del IEK-3, FINE.NESTOR y FINE.Infrastructure, se mencionan sus respectivas ventajas y desventajas y, finalmente, se presenta el enfoque de acoplamiento de modelos implementado por Gross et al. [6]. A partir de esto, se deriva el objetivo de este trabajo en la discusión final.

Los modelos de sistemas energéticos examinados fueron desarrollados en los últimos diez años. Aunque el entorno de TIMES fue desarrollado en la década de 2000, todavía se ha aplicado en forma de los modelos TIMES-Norway y TIMES-Oslo, por ejemplo, en los últimos años. Como se mencionó anteriormente en 2.2, una razón para esto es la transición del sistema energético nacional hacia una mayor cantidad de energías renovables y el acoplamiento de sectores. La complejidad resultante en la provisión de energía aumenta la necesidad de modelos de sistemas energéticos con una resolución temporal y espacial alta. La optimización se encuentra como un componente central en todas las publicaciones examinadas. TIMES también utiliza un modelo de equilibrio, lo que permite representar la demanda elástica al precio en un mercado energético competitivo. Mientras que en REMod-D se utiliza además un modelo de simulación, en FINE.NESTOR se implementa un problema de optimización cuadrático para contrarrestar las desventajas de los modelos de optimización lineal. A diferencia de TIMES y FINE.Infrastructure, que optimizan un MILP, en REMod-D el problema de optimización no necesita ser diferenciable, ya que se utiliza un enfoque modificado de PSO. Para resolver los problemas matemáticos, se utiliza el lenguaje de programación *python*, mientras que TIMES utiliza GAMS.

Debido a la aplicación de los modelos de sistemas energéticos desarrollados para los desafíos actuales en el marco de la transición energética, es posible lograr una alta resolución sectorial en todas las configuraciones; solo en FINE.Infrastructure se restringe significativamente el portafolio tecnológico en comparación con FINE.NESTOR. Sin embargo, esta restricción se realiza en favor de una alta resolución espacial, que es significativamente mayor en comparación con los otros modelos (REMod-D y FINE.NESTOR no tienen resolución espacial). En comparación con TIMES, esta resolución espacial es flexible y el método de agregación utilizando regiones de *Voronoi* es realista.

En cuanto a la resolución temporal, en los modelos presentados, la resolución horaria es posible en todas las configuraciones. El marco FINE tiene la gran ventaja sobre los otros dos enfoques de modelado de la agregación de series de tiempo en forma de un algoritmo de *k-means*. Por otro lado, el enfoque tsam ha sido validado y aplicado en numerosas publicaciones [4, 5, 6, 30, 31, 62]. Se pueden observar grandes diferencias en los modelos de sistemas energéticos nacionales con respecto al análisis de caminos de transformación a largo plazo: mientras que TIMES y REMod-D utilizan la *perfect foresight*, FINE.NESTOR implementa un enfoque de *myopic backcasting*. Hasta el momento, FINE.Infrastructure no tiene un método para el análisis de caminos de transformación. En este contexto, es importante mencionar que, en los enfoques de *perfect foresight* de TIMES y REMod-D, se optimiza la serie temporal completa y cada año individual. En FINE.NESTOR, debido al amplio portafolio tecnológico y la alta complejidad del problema de optimización, no solo se realiza una agregación temporal, sino que se optimiza solo un año base cada cinco años.

La metodología de *myopic backcasting* desarrollada en el marco de FINE.NESTOR se valora positivamente debido a las siguientes **ventajas sobre la *perfect foresight*** [5]:

- Determinación de un sistema objetivo de coste óptimo
- Consideración de complejos efectos de retroalimentación
- Reducción del tiempo de cálculo

La desventaja del *myopic backcasting* radica en la falta de optimización de costes del camino de transformación. La consideración de complejos efectos de retroalimentación no solo representa una ventaja sobre los enfoques de **myopic foresight**, sino también sobre otros enfoques de *backcasting* existentes en la literatura. Además, los enfoques de *myopic forecasting* no pueden determinar un sistema objetivo de coste óptimo. Para una clasificación más detallada del enfoque, se hace referencia al trabajo de Lopion [5] (pp. 101-103).

Tabla 2.7: **Comparación de modelos energéticos nacionales según criterios seleccionados. Abreviaturas utilizadas en la tabla:** MB - Myopic backcasting, PF - Perfect foresight, SC - Soft-coupling

Criterio	TIMES	REMod-D	FINE.NESTOR	FINE.Infrastructure
Resolución temporal	Flexible	Por hora	Por hora	Por hora
Agregación temporal	Ninguna	Ninguna	tsam	tsam
Resolución espacial	Flexible	Ninguna	Ninguna	Alta
Acoplamiento de modelo	Ninguno	SC	Ninguno	Ninguno
Análisis del camino de transformación	PF	PF	MB	Ninguno

Un significativo beneficio del marco de trabajo FINE es su alta variabilidad en la resolución temporal y espacial. Esta flexibilidad permite encontrar un equilibrio individualizado y orientado a la aplicación entre la resolución correspondiente y el tiempo de cómputo [3]. Por lo tanto, las exigencias sobre los datos del escenario son elevadas. Los modelos generados con FINE proporcionan los resultados más confiables con datos georeferenciados y temporalmente altamente resueltos, que luego se pueden agregar [3].

En comparación con otros modelos en la literatura, los efectos de escala se representan con variables binarias utilizando FINE [3]. Lopion [5] señala en este sentido que muchos enfoques utilizan metodologías híbridas. Esto se debe a que para problemas de optimización lineal, se debe presuponer una toma de decisiones económicamente racional. Esto puede no corresponder necesariamente a las condiciones económicas reales [5]. Por lo tanto, en los modelos nacionales de sistemas energéticos TIMES y REMod-D presentados en el marco de este trabajo, se utiliza un modelo de equilibrio o simulación en combinación con modelos de optimización [55, 60]. El enfoque de modelado cuadrático implementado en FINE.NESTOR, que representa incertidumbres de costes, aumenta la calidad de la solución en comparación con la formulación MILP [5]. Por otro lado, el enfoque QP aumenta aún más el tiempo de cómputo, lo que dificulta su uso en FINE.Infrastructure con una alta resolución espacial [6]. Otra característica de los modelos FINE es la representación de tecnologías de almacenamiento estacional y la implementación de límites potenciales compartidos. Estos últimos pueden aplicarse tanto para una región resuelta como para todas las regiones acumuladas. También son posibles límites potenciales compartidos entre diferentes componentes y portadores de energía [3].

### Comparación directa de los modelos basados en FINE

En la comparación directa de FINE.NESTOR y FINE.Infrastructure, se puede afirmar que FINE.NESTOR permite una alta resolución sectorial y la opción de optimizar un largo período de tiempo debido a la implementación del análisis del camino de transformación. Por otro lado, FINE.Infrastructure puede representar las características espaciales debido a su alta resolución espacial, lo que incluye diferentes potenciales regionales y una asignación de almacenamiento más realista. Además, la transmisión de los portadores de energía puede ser representada adecuadamente [6]. Las ventajas y desventajas de ambos modelos se resumen en la tabla 2.8.

Tabla 2.8: Comparación de FINE.NESTOR y FINE.Infrastructure

Modelo	FINE.NESTOR	FINE.Infrastructure
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Alta resolución sectorial</li> <li>▪ Análisis del camino de transformación</li> <li>▪ Integración de incertidumbres de costes</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Representación detallada de las características regionales</li> <li>▪ Representación detallada de la transmisión de la energía</li> </ul>
Desventajas	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Sin resolución espacial</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Sin análisis del camino de transformación</li> </ul>

### Acoplamiento de FINE.NESTOR y FINE.Infrastructure

En Gross et al. [6], se acoplan los dos modelos mediante un enfoque de *soft-coupling* descrito en la sección 2.3.3. Para ello, se proporcionan perfiles de demanda optimizados endógenamente de los sectores de consumo final y límites de potencial para la provisión de esta energía final. Este enfoque busca aprovechar las ventajas de ambos modelos. De esta manera, se pueden verificar los resultados del modelo de nodo único y determinar la asignación de costes óptima y el funcionamiento de las tecnologías de generación, transporte y almacenamiento. Debido a las diferentes resoluciones espaciales, temporales y tecnoeconómicas, los datos proporcionados deben ser regionalizados en primer lugar. Para ello, se asignan las diferentes tecnologías de la demanda de energía final a los sectores de construcción (edificios residenciales y comerciales), industria y transporte. Esta asignación se realiza en base a la clasificación de la nomenclatura de las unidades territoriales estadísticas (inglés: *Nomenclature of Territorial Units for Statistics*, NUTS). Alemania se divide en 401 regiones según el conjunto de

datos NUTS 3 [69]. Las regiones se asemejan a las del nivel de comarcas. La asignación de la demanda se realiza mediante claves de distribución, basadas en el trabajo de Gotzens et al. [70] y Cerniauskas et al. [71]. Se utilizan datos de población, ingresos, superficie habitable o número de empleados, entre otros. A continuación, en un segundo paso, se agregan los datos de resolución espacial de acuerdo con el modelo de nodo múltiple [6]. Las capacidades instaladas de componentes como la producción de hidrógeno, la retroalimentación o la energía eólica y solar se integran como condiciones de frontera adicionales en FINE.Infrastructure. Para ello, como se explicó anteriormente en esta sección, se introducen límites de potencial. Se establecen desviaciones de estos valores como límites mínimo y máximo.

Durante la transición de FINE.NESTOR a FINE.Infrastructure, se realiza tanto en forma de potenciales completos de tecnologías individuales como de potenciales compartidos de varias tecnologías. En ambos casos, sin embargo, se trata de límites de potencial acumulados que no están resueltos espacialmente. La distribución espacial de esto es objeto de optimización [6].

Se optimiza el sistema energético nacional alemán del año 2050; se supone que es neutro en emisiones netas de gases de efecto invernadero. La modelización se realiza según el llamado enfoque de *Green Field*, que se refiere a una optimización casi libre del sistema objetivo [72]. En ocasiones, se suponen componentes del sistema ya instalados, como la infraestructura de transporte de energía eléctrica. Gross et al. [6] muestran que mediante el enfoque de acoplamiento de modelos para FINE.Infrastructure, se obtiene un sistema similar al de los resultados de FINE.NESTOR. Las diferencias surgen principalmente de los diferentes portafolios de tecnologías de los dos modelos y de la representación reducida del sector térmico en FINE.Infrastructure. El acoplamiento de modelos y los resultados de FINE.Infrastructure también permiten validar los resultados de FINE.NESTOR, que se amplían con una distribución espacial. En consecuencia, el acoplamiento de modelos aborda las desventajas de la menor amplitud del portafolio de tecnologías de FINE.Infrastructure y de la falta de resolución espacial de FINE.NESTOR. Se logra una planificación integrada de la expansión. Sin embargo, la desventaja de FINE.Infrastructure sigue siendo que no se integra un horizonte de análisis a largo plazo. Aunque el análisis del camino de transformación está implementado en FINE.NESTOR y los modelos pueden acoplarse para cada paso de tiempo individual, FINE.Infrastructure no tiene un enfoque genérico para considerar los caminos de transformación regionalmente resueltos.



## 3 Metodología propuesta para el análisis del desarrollo temporal

En el marco de este trabajo, se propone una metodología para analizar el desarrollo temporal de la red de aprovisionamiento del sistema de suministro de energía de alta resolución espacial. En este enfoque se consideran las infraestructuras energéticas instaladas en un intervalo de optimización en los intervalos subsiguientes.

En la sección 3.1 se describe la metodología del acoplamiento de modelos. A partir de allí, se presenta la ampliación de la metodología, incluyendo una descripción sistemática de la herencia de los componentes logísticas de la red de suministro en la sección 3.2. Los aspectos temporales definidos en la figura 2.1 para el análisis del camino de transformación, como el año inicial y final, la longitud de los intervalos de optimización y los años de soporte resultantes, son libremente seleccionables. Finalmente, se discute la metodología en este capítulo.

### 3.1 Acoplamiento de modelos

El enfoque para analizar el desarrollo del diseño de la red de aprovisionamiento del sistema de suministro energético alemán desarrollado en este trabajo se basa en el enfoque de acoplamiento de modelos de Gross et al. [6]. Esto permite la consideración de los resultados del modelo de un solo nodo de alta resolución tecnológica y sectorial FINE.NESTOR en el modelo de múltiples nodos de alta resolución espacial FINE.Infrastructure. De esta manera, se verifica la plausibilidad de los resultados del modelo de un solo nodo bajo las limitaciones de las infraestructuras de transmisión. Gráficamente, se documenta el acoplamiento de los dos modelos en la ilustración 3.1. Están documentados los esquemas de los modelos como en el capítulo anterior. Adicionalmente, por la derecha, se ilustran las siluetas de Alemania. Está destacado que para el modelo FINE.NESTOR existe una sola región, mientras en el modelo FINE.Infrastructure se define 80 regiones, cada una con demandas individuales y conexiones hacia otras regiones. Como se explica en la sección 2.4.3, FINE.NESTOR ya ha implementado un enfoque de análisis de trayectorias de transformación para analizar el desarrollo del sistema para un marco temporal largo (señalado por las flechas rojas, las que representan la herencia de infraestructuras). Se selecciona un enfoque de *myopic backcasting*, que per-



mite la consideración de relaciones no lineales y efectos de retroalimentación a lo largo del horizonte de observación.

La metodología se desarrolla para el modelo FINE.Infrastructure presentado en la sección 2.4.3. Este es un modelo de optimización de sistema energético de alta resolución temporal y espacial que representa infraestructuras energéticas de la red. Además de la función objetivo para minimizar costes, se han implementado condiciones técnicas y socioeconómicas. Se optimiza un año con resolución horaria en cada intervalo de optimización. Las restricciones de emisiones limitan los impactos ambientales anuales. El enfoque de acoplamiento de modelos con FINE.NESTOR (descrito en la sección 2.4.4) aumenta la resolución sectorial y la cantidad de tecnologías consideradas. Para ello, se regionalizan los datos de demanda determinados endógenamente en FINE.NESTOR y se integran como perfiles de demanda exógenos en FINE.Infrastructure. Además, se adoptan corredores de expansión para algunas de las plantas eléctricas implementadas en el modelo de múltiples nodos de FINE.NESTOR (todos indicados por las flechas amarillas). Así se logra una planificación integrada de la expansión del sistema energético nacional. Para la siguiente explicación más detallada del acoplamiento de modelos, se consideran FINE.NESTOR y FINE.Infrastructure por separado.

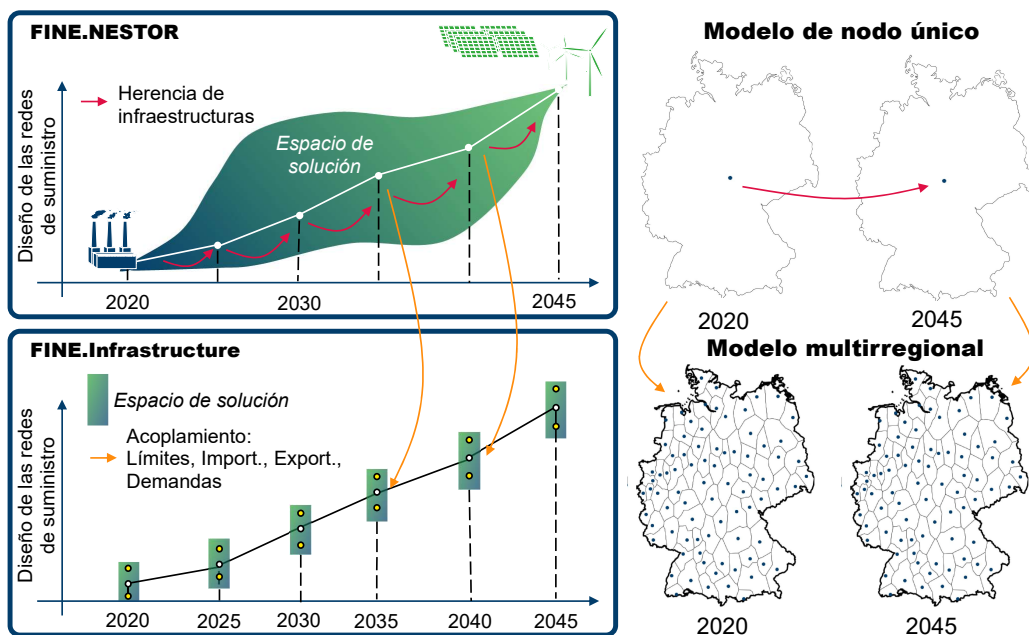


Ilustración 3.1: Acoplamiento de modelos anterior

### Acoplamiento de modelos: FINE.NESTOR

Esquemáticamente, el acoplamiento del modelo en FINE.NESTOR se muestra en la figura 3.2. Esta representación es una aproximación muy simplificada de la metodología implementada. El enfoque se centra en el funcionamiento del enfoque del *myopic backcasting*.

Además, solo se ilustran el flujo esquemático y los datos relevantes para el acoplamiento del modelo con FINE.Infrastructure.

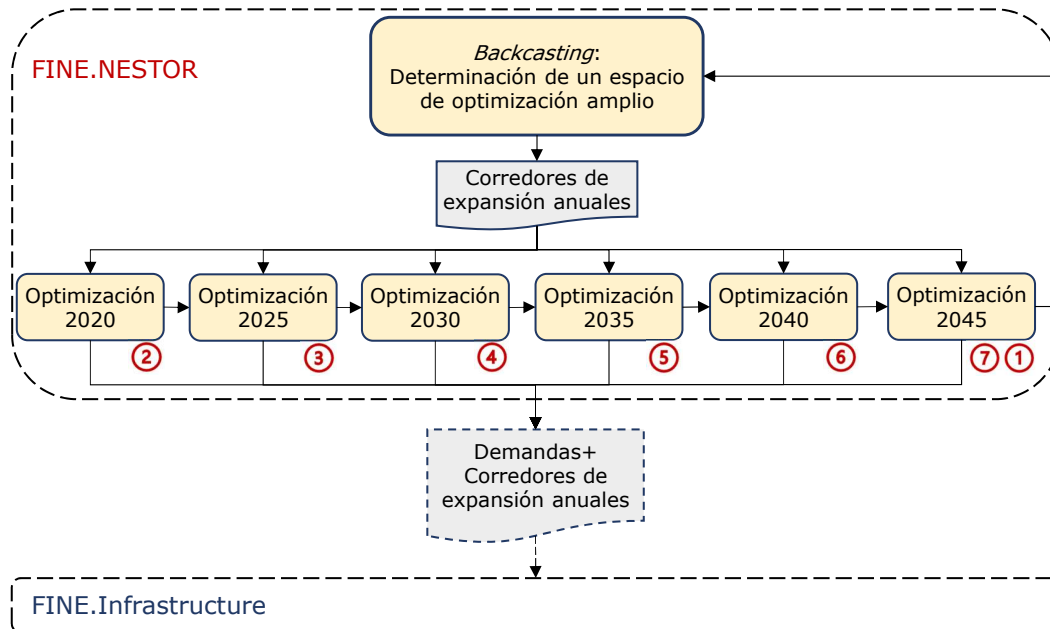


Ilustración 3.2: Acoplamiento de modelos por parte de FINE.NESTOR

Como se mencionó al principio de este capítulo, tanto FINE.Infrastructure como FINE.NESTOR permiten elegir libremente el año de inicio y finalización, así como los intervalos de optimización. Para una mejor comprensión de la metodología, en la figura se enumeran los años considerados en el análisis de este trabajo. Se optimiza desde el año 2020 hasta el 2045, con intervalos de optimización de cinco años. Los números rojos muestran el orden de las optimizaciones: en el enfoque de *myopic backcasting*, esquematizado en la sección 2.3.4, se optimiza primero el año objetivo de forma libre, luego el año de inicio y luego los años intermedios con una visión miope hasta el año objetivo. En el enfoque de *backcasting* de Lopion [5], descrito en la sección 2.4.3, se calcula un espacio de optimización lo más amplio posible para el horizonte temporal considerado. Se garantiza que el diseño del sistema del año objetivo se alcance con una tolerancia dada desde el camino de transformación. La determinación del espacio de optimización resulta, entre otras cosas, en los corredores de expansión anuales que se transfieren a las optimizaciones de los años soporte correspondientes. A partir de las optimizaciones de los años soporte se obtienen, por un lado, los perfiles de demanda y, por otro, las capacidades instaladas de la planta de energía. Las demandas y capacidades de los componentes considerados en este trabajo se especifican exógenamente para cada año soporte en FINE.Infrastructure. Para más detalles, consulte la definición de escenario en la sección 4.1.

### Acoplamiento de modelos: FINE.Infrastructure

El acoplamiento de modelos por parte de FINE.Infrastructure, en el que se basa el enfoque de este trabajo, se muestra en la figura 3.3. Los datos anuales de demanda y los corredores de expansión para algunas tecnologías del parque de generación se importan desde FINE.NESTOR y se establecen exógenamente en el modelo de optimización de FINE.Infrastructure. El procedimiento de regionalización de los datos de demanda se describe en la sección 2.4.4. Sin un enfoque para el análisis de la trayectoria de transformación, se optimiza casi libremente cada año. No se tienen en cuenta las infraestructuras energéticas de años anteriores. Por lo tanto, la optimización de cada año se realiza básicamente de forma independiente, por lo que no se indica una cronología.

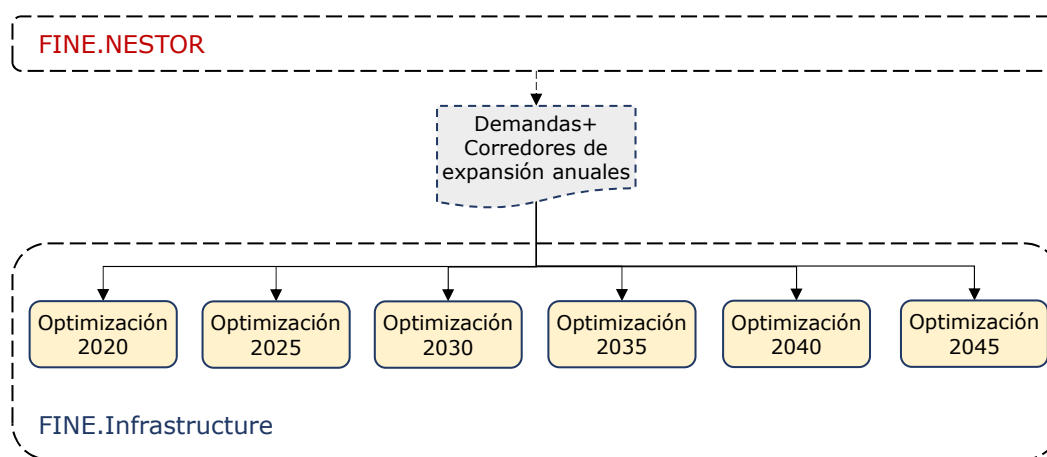


Ilustración 3.3: Acoplamiento de modelos por parte de FINE.Infrastructure, estado actual

En el marco de este trabajo, se amplía el enfoque de acoplamiento de modelos en FINE.Infrastructure mediante la introducción de una miopía. Se muestra de manera simplificada en la figura 3.3. En este caso, se optimiza primero el año inicial, luego los años intermedios y, por último, el año objetivo, siguiendo un enfoque similar al de la predicción miópica (véase la sección 2.3.4). La cronología se indica en la figura mediante la numeración en azul. A diferencia de los enfoques de predicción miope, sin embargo, los límites superiores e inferiores de un intervalo de optimización no se basan en el diseño del sistema del año de referencia anterior. En cambio, los límites se definen mediante los corredores de expansión proporcionados por FINE.NESTOR.

La metodología desarrollada se ve reproducida esquemáticamente en la ilustración 3.5. Se ve que por el enfoque miope se ha añadido la herencia de infraestructuras en el modelo FINE.Infrastructure (señalada por las flechas rojas en la parte de abajo de la ilustración). Esta herencia se aplica individualmente para cada infraestructura lo que permite analizar el desarrollo en cada región.

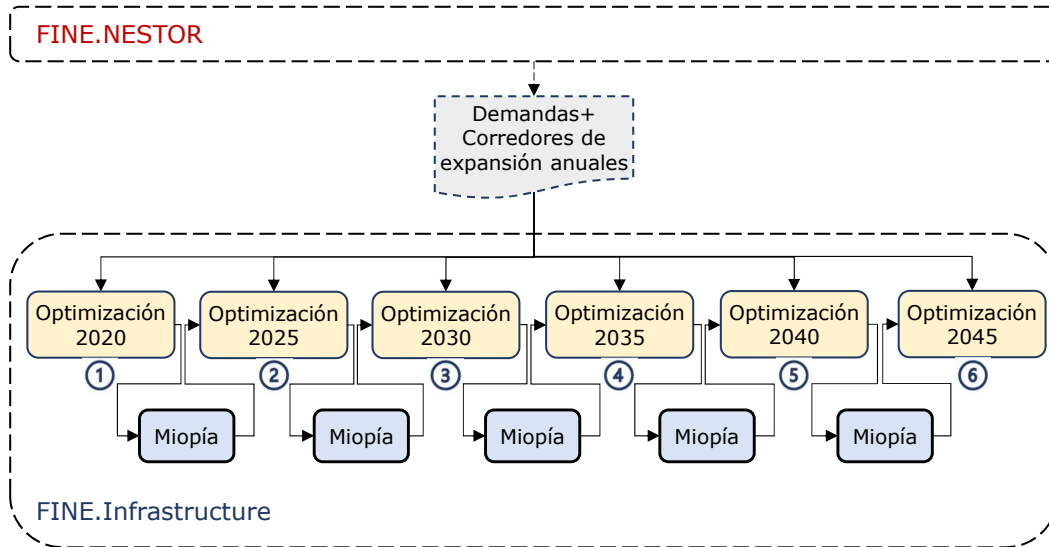


Ilustración 3.4: Acoplamiento de modelos por parte de FINE.Infrastructure, enfoque miope

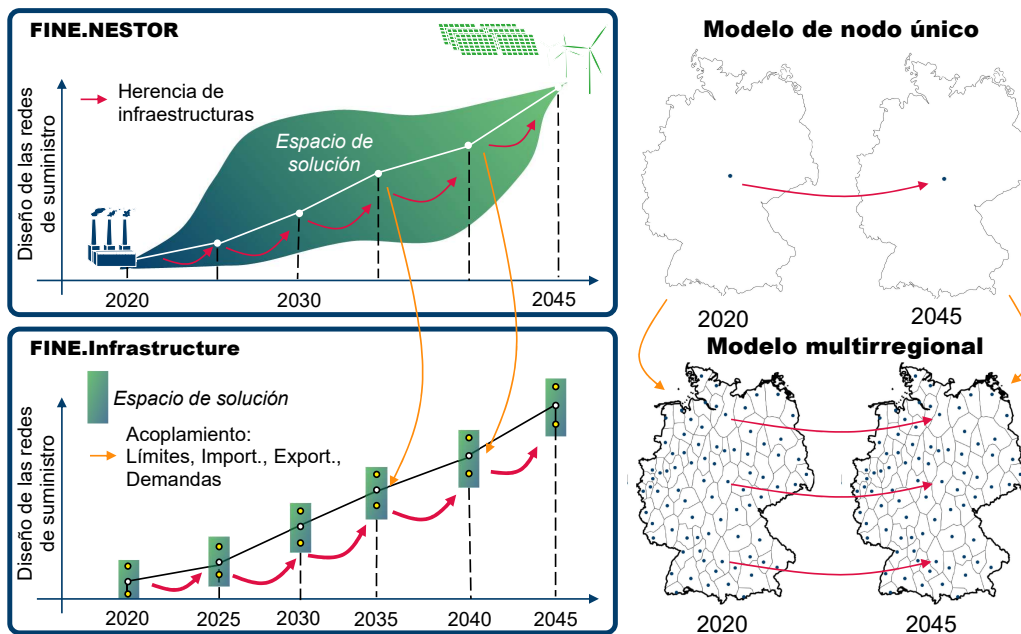


Ilustración 3.5: Acoplamiento de modelos con el enfoque miope desarrollado

En cuanto a la miopía entre los años de apoyo, se incluyen, por un lado, la *permanencia de infraestructura energética* teniendo en cuenta las capacidades instaladas regionalmente en el año respectivo y su vida útil restante. Además, dependiendo de los corredores de expansión, se implementa un enfoque para representar la "curva de mortalidad". Esto significa la retirada de ciertos elementos de infraestructura, como plantas nucleares o de carbón. La motivación puede ser tanto política como económica. El proceso detallado del proceso marcado con miopía en la figura 3.4 se explica a continuación.

## 3.2 Miopía

Todo el proceso del enfoque miópico se presenta en forma de un diagrama de flujo en la figura 3.6. El proceso se realiza después de la optimización de cada año para cada componente del sistema diseñado óptimo. El enfoque miópico se divide en la *permanencia de infraestructura energética* y la *integración de la curva de mortalidad*.

### **Permanencia de infraestructura energética**

El proceso del enfoque miópico comienza para cada uno de los componentes del sistema de energía óptimo con la extracción de datos específicos de la componente. Se extraen los datos depositados para la componente, como la vida útil técnica restante y otros datos técnicos. Entre los datos técnicos se incluyen datos como los corredores de expansión descritos anteriormente, mínimos y máximos de capacidad regional y eficiencias. El diseño óptimo del sistema de un año resulta en datos operativos y del diseño óptimo de cada componente. Si una componente se adopta como componente de existencia, depende tanto de su vida útil como de su diseño óptimo.

Para cada componente se define una vida útil técnica individual que se ajusta a lo largo de los años mediante el enfoque miope. Esto se logra probando primero si la vida útil restante es mayor que la duración del próximo intervalo de optimización. Si no es así, la componente se elimina del inventario de infraestructura energética para el próximo período. Si la vida útil restante es mayor que la duración del intervalo de optimización, entonces la vida útil se reduce por la duración del intervalo de optimización.

En cuanto al diseño óptimo, se verifica si se instala una potencia. La razón por la cual no se instala una potencia puede ser que no se trate de una componente vinculada a la potencia. Un ejemplo de ello son las emisiones de CO<sub>2</sub>. Ellas dependen de las respectivas plantas de generación de energía, pero se representan como una componente virtual en el

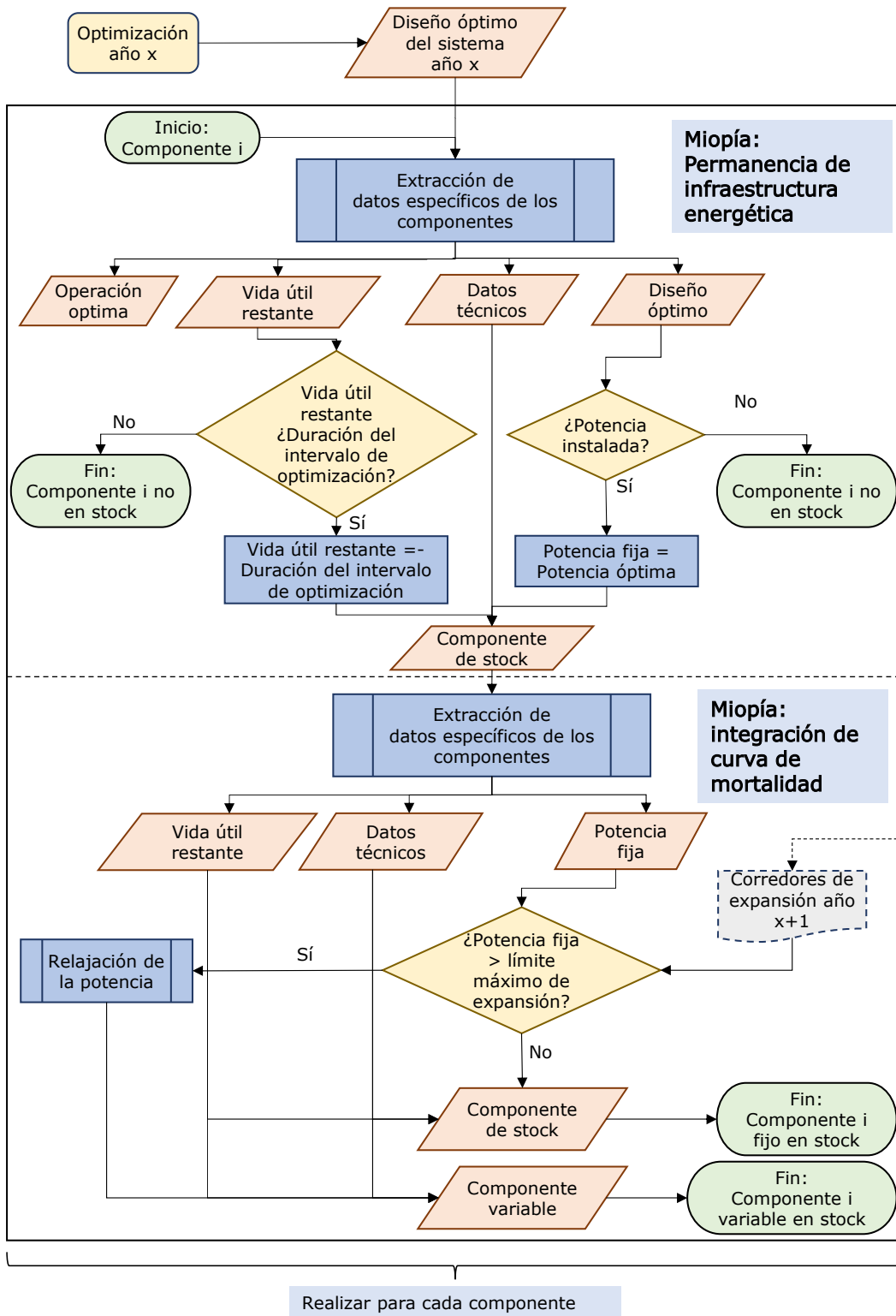


Ilustración 3.6: Enfoque miópico, diagrama de flujo esquemático

modelo del sistema energético, lo que permite la integración de límites de emisión de CO<sub>2</sub> correspondientes. Tal componente se elimina del inventario.

Si se establece una potencia óptima para la componente, esta se considera una potencia fija para todas las siguientes optimizaciones. Si se cumplen ambas condiciones descritas, se verifica si se necesita integrar una curva de mortalidad para la componente del inventario.

### **Integración de la curva de mortalidad**

Para poder representar correctamente la reducción de las potencias instaladas durante el horizonte de observación, se permite la integración de curvas de mortalidad entre las optimizaciones. Este enfoque es relevante, por ejemplo, para el modelado adecuado de la eliminación del carbón. Si las decisiones políticas establecen una eliminación del carbón hasta cierto año, esto resulta en una reducción de las potencias máximas de los corredores de expansión durante el horizonte de observación.

Para ello, al igual que en el proceso de *permanencia de infraestructura energética*, primero se extraen los datos específicos de la componente. Los datos de operación y diseño óptimo ya no están almacenados. Los datos de operación se determinan nuevamente en el marco de la siguiente optimización y la potencia se define como un parámetro fijo en lugar de variable. Con la incorporación de los corredores de expansión anuales del próximo año (año  $x + 1$ ), se verifica si la potencia fija es mayor que el límite máximo de expansión (potencia máxima) del próximo año. Si no es así, la componente del inventario se transfiere con la potencia fija a la optimización del próximo año. Si la potencia fija instalada es mayor que la potencia máxima, se relaja la potencia. Esto significa que la potencia ya no se modela como fija, sino como variable. La potencia fija anterior en cada región se define como la potencia regional máxima. Esto otorga al problema de optimización del siguiente intervalo de optimización una flexibilidad adicional y permite un diseño de la curva de mortalidad óptimo en términos de costes.

## **3.3 Discusión de la Metodología**

En este capítulo se presentó el enfoque miópico desarrollado. Este enfoque no se clasifica como enfoque de *forecasting* ni de *backcasting*. Según Lopion [5], el enfoque de *forecasting* se clasifica en función de que los límites del espacio de optimización dependen de los resultados del año anterior. En el enfoque de *backcasting*, implementado en FINE.NESTOR, los límites del espacio de optimización se determinan en función de los resultados para el diseño del sistema del año objetivo (véase 3.2). En el enfoque desarrollado, los límites son generados

por otro modelo de optimización energética y se transmiten a FINE.Infrastructure mediante el acoplamiento de modelos. Por lo tanto, se trata de un enfoque miópico que utiliza el *soft-coupling* presentado en la sección 2.3.3 para delimitar el espacio de optimización.

La miopía permite la separación de componentes por año de construcción. Esto significa que los componentes de una tecnología se consideran por separado y se tienen en cuenta las vidas útiles individuales, regionalmente resueltas. Además, la metodología permite cambios en los parámetros de los componentes recién instalados a lo largo del horizonte temporal. Así, los efectos de las curvas de aprendizaje, como el aumento de la eficiencia, pueden ser considerados a lo largo del período de evaluación, dependiendo del año en que se instale un componente.

El enfoque implementado para la integración de las curvas de mortalidad proporciona una mayor flexibilidad al modelo de optimización. Al mismo tiempo, se mantiene la miopía, ya que solo se considera la desactivación de las instalaciones ya existentes. Otra posibilidad es no considerar de forma miópica los componentes cuya capacidad máxima disminuye de un año a otro. Sin embargo, esto no necesariamente significaría que las capacidades se instalen en las mismas regiones que el año anterior.





## 4 Análisis de Escenarios

En este capítulo se aplica la metodología desarrollada en el capítulo anterior al modelo FINE.Infrastructure. Además, se examinan los efectos del enfoque miope implementado en el diseño resultante del sistema de energía. El enfoque se centra en las diferencias en el diseño del sistema entre el enfoque miope y el enfoque no miope anterior. El enfoque principal se encuentra en el diseño de la red de aprovisionamiento de la infraestructura energética implementada. Para ello, se presenta primero la definición del escenario, que incluye la resolución temporal y espacial del escenario, los flujos de energía y masa implementados, así como la infraestructura energética relacionada anteriormente. El análisis se realiza primero mediante una evaluación a corto plazo hasta el año 2030. Luego se considera el desarrollo a largo plazo para una Alemania climáticamente neutral en el año 2045. Las diferencias entre el escenario no miope y el miope se analizan primero a nivel nacional. Luego se abordan las diferencias regionales. Para ello, se examinan tres regiones de ejemplo y se analizan los aspectos del diseño del sistema. En el análisis de del diseño a largo plazo, se comparan el desarrollo de los diseños de las redes de aprovisionamiento de del sistema de suministro energético durante el período de observación entre el enfoque miope y el no miope. Esto se hace mediante los años de soporte.

### 4.1 Definición de escenarios

Como se describió en el capítulo 3, este trabajo se basa en el modelo FINE.Infrastructure, que se basa en el marco FINE. Es un modelo de optimización de alta resolución espacial y temporal para la operación y diseño del sistema energético alemán, donde se minimizan los costos totales anuales. En este trabajo se consideran elementos de infraestructura para la electricidad, el gas natural y el hidrógeno. Por lo tanto, se pueden observar y analizar los efectos de la interconexión de los sectores. El sector de calefacción no está modelado en detalle. A continuación, se aborda la resolución temporal y espacial, los flujos de energía y masas modelados y las infraestructuras de energía implementadas. La definición del escenario se basa en el trabajo de Welder [3], al que se hace referencia para obtener información más detallada. Otras aplicaciones del modelo FINE.Infrastructure se pueden encontrar en las publicaciones de Stolten et al. [4] o Cerniauskas et al. [7].

### 4.1.1 Resolución temporal y espacial

Al igual que en el trabajo de Cerniauskas et al. [7], Alemania se divide en 80 regiones utilizando la clase Voronoi de *PyPSA*, como se describe en la sección 2.4.3. Además, hay tres regiones offshore en el Mar del Norte y el Mar Báltico que sirven como ubicaciones para parques eólicos offshore. En estas regiones, solo es posible la instalación de parques eólicos offshore que están conectados al continente a través de líneas de corriente continua. Las suposiciones al respecto se basan en el trabajo de Cerniauskas et al. [7]. La longitud de un intervalo de optimización es de cinco años. Representativo de un intervalo de optimización de cinco años se optimiza un año continuo. A lo largo del horizonte de tiempo considerado, de 2020 a 2045, se optimizan seis años discretizados temporalmente. Además, un año está dividido en horas. A diferencia de otros trabajos, no se aplica una agregación temporal. Por lo tanto, la resolución espacial y temporal es igual o mayor que en otros estudios (por ejemplo, [3, 5, 7, 60]), mientras que el tiempo de cálculo se mantiene dentro de un marco aceptable.

### 4.1.2 Flujos de energía y masa

Los flujos de energía y masa modelados se pueden dividir en los límites de emisiones de CO<sub>2</sub> dados, los datos de demanda regionalizados para la electricidad, el hidrógeno y el gas natural, así como las posibilidades de importación y exportación.

#### Límites de emisiones de CO<sub>2</sub>

En el marco de este trabajo, se limita la consideración del gas de efecto invernadero CO<sub>2</sub>. Debido a la reducción del modelo global de Alemania al sector energético, solo se analiza una parte de las emisiones y los impactos ambientales totales. Para que Alemania pueda alcanzar la neutralidad climática para el año 2045, el sector energético debe ser descarbonizado rápidamente. Según Stolten et al. [4], se requerirán emisiones negativas a través de la captura directa de aire (inglés: *Direct Air Capture*, DAC) de CO<sub>2</sub>, ya que en sectores como la industria y la agricultura no se logrará la neutralidad climática. Por lo tanto, las emisiones no evitables se compensan mediante el almacenamiento de CO<sub>2</sub>. Los límites absolutos de emisiones de CO<sub>2</sub> resultantes para el sector energético considerado en este trabajo se resumen en la siguiente tabla 4.1.

Tabla 4.1: Límites de emisiones de CO<sub>2</sub> en Mt<sub>CO<sub>2</sub></sub> por año

2020	2025	2030	2035	2040	2045
291	154	51	22	22	0,6

### Datos de Demanda

Los perfiles de demanda, que se especifican exógenamente en este trabajo, son resultados del modelo FINE.NESTOR. De acuerdo con el enfoque descrito en la sección 2.3.3, se regionalizan y se asignan a las 80 regiones de Voronoi. Para ello, en primer lugar se distribuyen los perfiles de demanda según las regiones NUTS3, que constan de 401 regiones. La integración de DAC en el sistema energético mencionado anteriormente se representa mediante una demanda de energía eléctrica separada para DAC. Por lo tanto, se asigna a cada una de las 80 regiones de Voronoi un perfil de demanda por hora para DAC, energía eléctrica, gas natural e hidrógeno para cada uno de los años base (2020, 2025, 2030, 2035, 2040 y 2045). Se pueden encontrar más detalles sobre el cálculo de las demandas totales en los trabajos sobre FINE.NESTOR [4]. Además, se puede obtener una explicación más detallada sobre la regionalización de los datos de demanda para FINE.Infrastructure en el trabajo de Welder [3]. Las demandas regionales acumuladas se resumen gráficamente para el escenario a corto plazo (año 2030) en la figura 4.1 y para el escenario a largo plazo (año 2045) en la figura 4.2. A continuación, se proporciona una breve explicación sobre la composición de las respectivas demandas [3].

1. La **demanda eléctrica** es más alta en el sector industrial. Además, se integran demandas para bombas de calor. Las demandas acumuladas más altas se pueden identificar en el oeste y sur de Alemania. La demanda de energía eléctrica aumenta fuertemente a lo largo de los años.
2. La **demanda de gas natural** como gas de proceso no se ha incluido. Sin embargo, las regiones con una fuerte industrialización tienen la mayor demanda de gas natural. La demanda de gas natural disminuye a lo largo del período de análisis.
3. La **demanda de hidrógeno** está dominada por los sectores industrial y de transporte. Los impulsores industriales de la demanda de hidrógeno son las industrias química, del acero y del cemento. Como alternativa futura al gas natural, los perfiles de demanda van en dirección opuesta. Por lo tanto, la demanda de hidrógeno aumenta con el tiempo. Solo se representa la demanda adicional, la oferta actual de hidrógeno no está incluida.

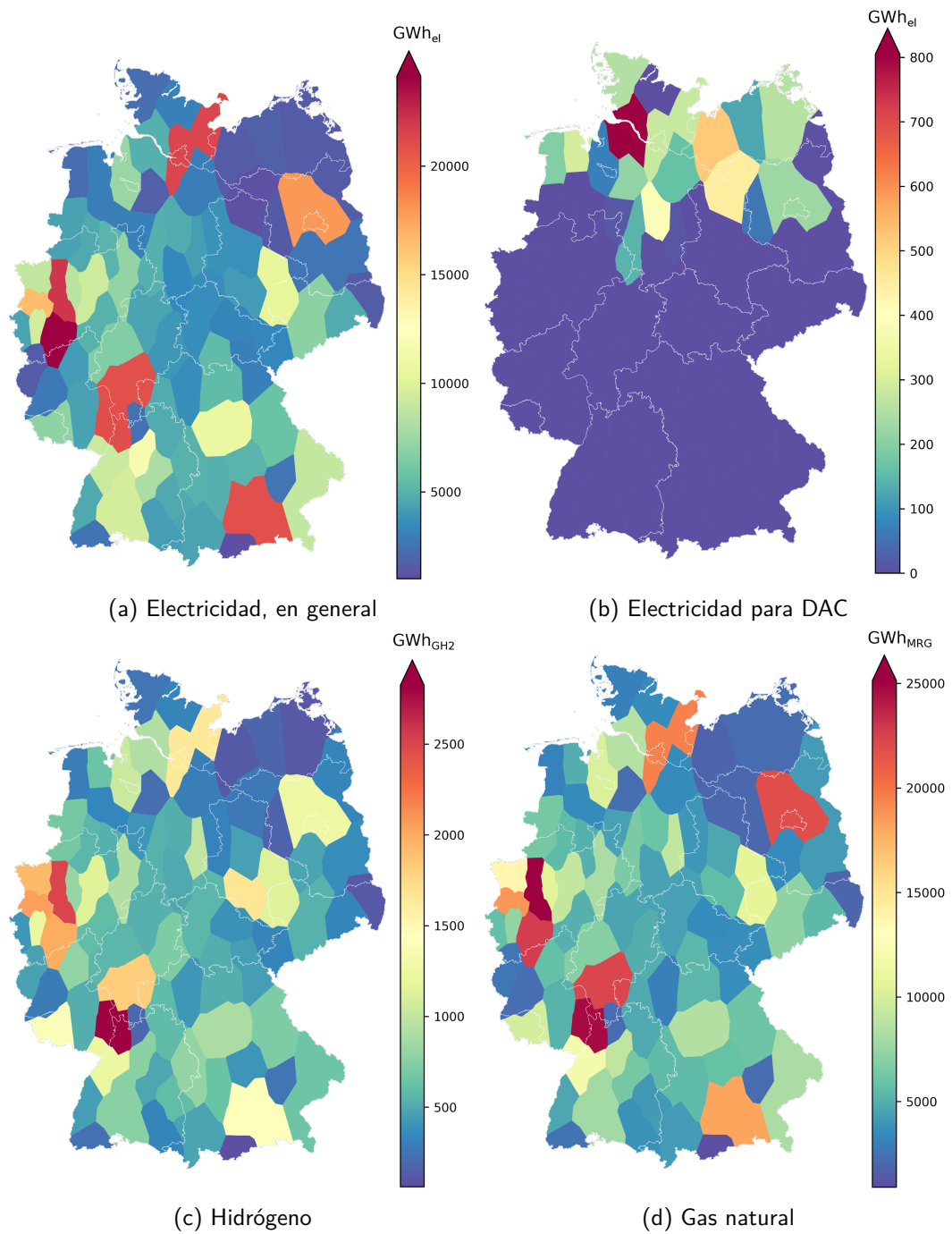


Ilustración 4.1: Demanda acumulada de FINE.NESTOR, regionalizada, 2030

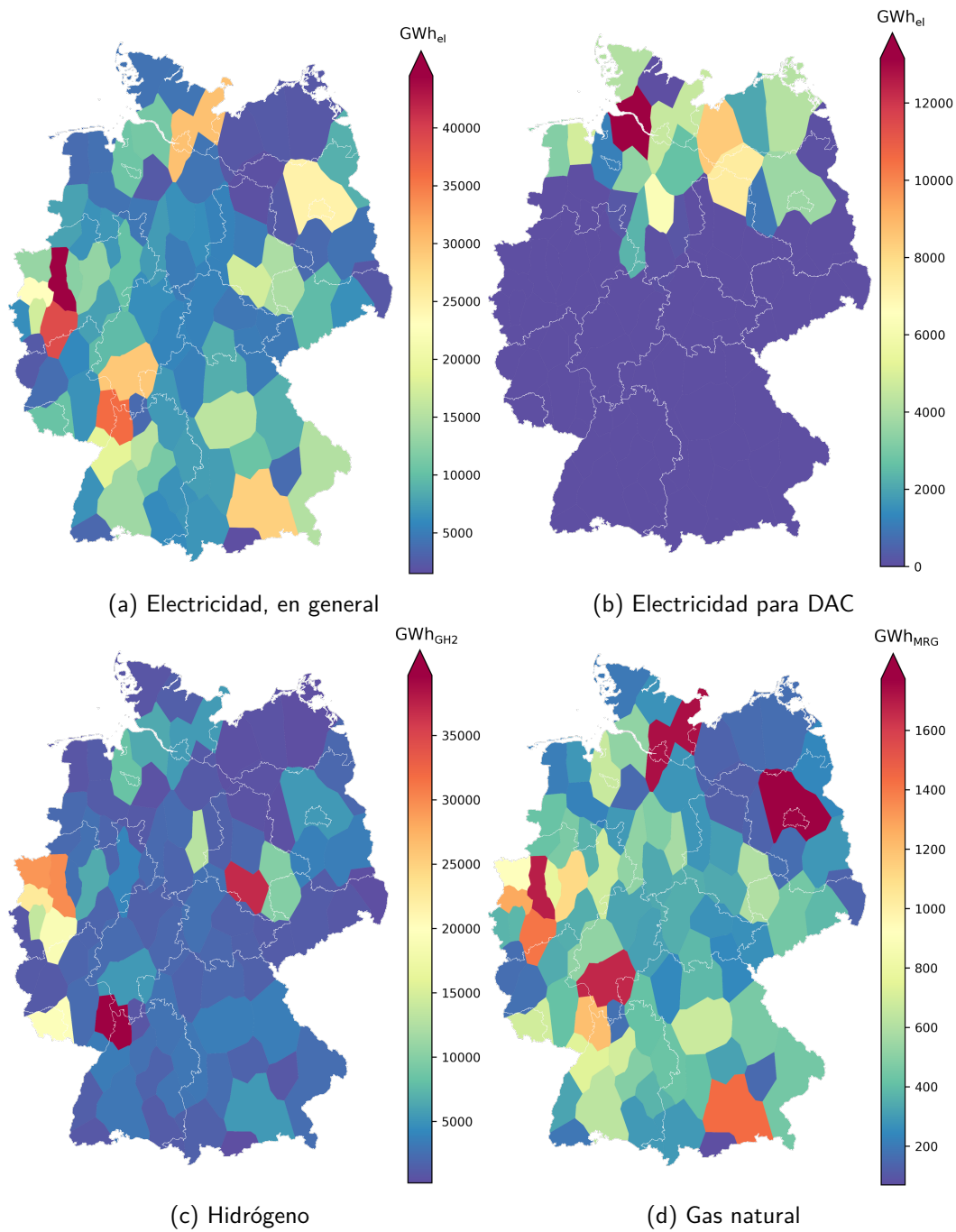


Ilustración 4.2: Demanda acumulada de FINE.NESTOR, regionalizada, 2045

## Importación y exportación

La importación de electricidad, gas natural e hidrógeno solo está prevista en regiones fronterizas designadas para tal fin. Otros combustibles como uranio, petróleo y carbón pueden ser adquiridos en cualquier región para operar plantas de energía convencionales. Además, el gas natural y el hidrógeno no pueden ser exportados. Por lo tanto, las posibilidades de importación y exportación de electricidad se encuentran en regiones fronterizas con los Países Bajos, Bélgica, Luxemburgo, Francia, Suiza, Austria, la República Checa, Polonia, Suecia y Noruega. La importación de gas natural es posible a través de tuberías desde la República Checa, Polonia, Rusia (a través del Nord-Stream), Dinamarca y Noruega. El hidrógeno se puede importar en forma gaseosa a través de tuberías desde los Países Bajos, Francia y Suiza, o en forma líquida a través de terminales de gas natural licuado en el Mar del Norte. Para obtener más información sobre la infraestructura de importación y exportación, consulte el trabajo de Welder [3].

### 4.1.3 Modelado de la infraestructura energética

Como se mencionó anteriormente en la sección 2.4.3, FINE.Infrastructure se basa en el marco de trabajo FINE. En FINE se implementan diferentes clases de componentes que permiten una representación espacial y temporalmente alta de un sistema energético. El diseño y la operación de estos componentes pueden realizarse de manera óptima en términos de costes. Las cinco clases centrales de componentes, según Welder [3], se enumeran a continuación y se describen brevemente. Se puede encontrar una lista de todos los componentes integrados, ordenados por clase, en la tabla del apéndice A.

1. Los componentes *source* proporcionan energía al sistema desde fuera de los límites del sistema. Esto incluye tanto las energías renovables como los componentes de importación. Esta clase de componentes también representa la adquisición de combustibles como petróleo o carbón.
2. Los componentes *sink* extraen energía del sistema. Esto se realiza en forma de demandas, exportaciones o emisiones de gases de efecto invernadero.
3. Los componentes *conversion* convierten un portador de energía en otro. Esto incluye, por ejemplo, centrales térmicas o electrolizadores. El sistema no recibe ni entrega energía. Una componente puede tener varios inputs o outputs.

4. Los componentes *storage* almacenan portadores de energía. Se representan tanto los sistemas de almacenamiento de energía a corto plazo típicos, como las baterías de iones de litio, como los sistemas de almacenamiento a largo plazo, como las cavidades de sal. Tanto la electricidad como el hidrógeno y el gas natural se pueden almacenar.
5. Los componentes *transmission* transportan portadores de energía entre regiones. El hidrógeno y el gas natural se transportan por medio de tuberías. La electricidad se transporta por medio de líneas de corriente continua o alterna. Con la subclase de *Linear Optimal Power Flow* (LOPF), las relaciones no lineales se linealizan.

### Corredores de expansión de FINE.NESTOR

Además de los perfiles de demanda, se toman en cuenta las capacidades instaladas de algunos componentes de FINE.NESTOR, ya que FINE.NESTOR está altamente resuelto tecnológicamente y sectorialmente. De esta manera, el diseño del parque de generación del sistema energético nacional puede ser mejor representado en FINE.NESTOR. Las capacidades instaladas óptimas se especifican como corredores de expansión en el modelo FINE.Infrastructure de alta resolución espacial, como restricciones adicionales. De esta forma, se garantiza la factibilidad de los resultados en términos de las condiciones espaciales. A diferencia de los límites de expansión regionales establecidos para algunos componentes, estos límites de expansión acumulados se aplican a la instalación de capacidades sumadas en todas las regiones. Con el fin de no restringir demasiado el espacio de solución del problema de optimización, se especifica un corredor de expansión con una desviación de  $\pm 5\%$  de las capacidades óptimas. Estas restricciones se aplican a la energía renovable, las plantas de electrólisis para la producción de hidrógeno y la retroalimentación de hidrógeno a la red. En el caso de las centrales térmicas convencionales, no se establece una capacidad mínima, lo mismo aplica al importe de hidrógeno. Este último está limitado por una desviación máxima tolerada de hasta el 1% de los valores de NESTOR. Las condiciones de límites de capacidad para los componentes de generación de energía se pueden encontrar en la tabla 4.2.

Los corredores de expansión para la provisión de hidrógeno se enumeran en la tabla 4.3. Se debe tener en cuenta que para el año inicial 2020 se asume que no existe una economía del hidrógeno. Para la producción de hidrógeno nacional, solo se considera la electrólisis. No se consideran más diferencias, por ejemplo en su tamaño, en el contexto de este trabajo. Otros componentes de la economía del hidrógeno son las tuberías y las cavernas de sal. Estos son componentes con límites regionales resueltos. Además, el gas natural y el hidrógeno compiten, ya que las tuberías y las cavernas de sal existentes pueden ser convertidas para el funcionamiento del hidrógeno. Otras restricciones regionales también se aplican a los componentes de la generación de electricidad y su importación y exportación [3]. Para



Tabla 4.2: Corredores de expansión agregados espacialmente para la capacidad de los componentes de generación de energía a partir de FINE.NESTOR en  $GW_{el}$ 

Tecnología		2020	2025	2030	2035	2040	2045
PV (tierra)	Min	13,68	43,61	93,67	141,0	186,1	236,0
	Max	15,12	48,20	103,5	155,8	205,7	260,8
PV (techo)	Min	35,15	43,13	48,45	97,95	142,7	190,2
	Max	38,85	47,67	53,55	108,3	157,7	210,2
Eólica (tierra)	Min	51,75	58,24	84,84	123,4	159,0	202,2
	Max	57,25	64,37	93,77	136,4	175,8	223,4
Eólica (mar)	Min	7,60	8,93	11,97	31,73	49,7	68,7
	Max	8,4	9,87	13,23	35,07	54,9	75,9
Reelectrificación	Min	-	0,67	9,22	20,14	22,99	30,12
	Max	0	0,74	10,19	22,26	25,41	33,29
Planta de gas natural	Min	-	-	-	-	-	-
	Max	32,13	36,75	37,07	37,80	41,06	56,81
Planta de petróleo	Min	-	-	-	-	-	-
	Max	4,62	3,68	2,73	1,79	0,95	0
Planta de lignito	Min	-	-	-	-	-	-
	Max	20,90	14,7	9,45	3,57	0	0
Planta de carbón	Min	-	-	-	-	-	-
	Max	23,84	14,7	8,4	0,74	0	0
Planta nuclear	Min	-	-	-	-	-	-
	Max	9,98	0	0	0	0	0

Tabla 4.3: Corredores de expansión agregados espacialmente para la capacidad de los componentes para la provisión de hidrógeno de FINE.NESTOR en  $GW_{H_2}$

Tecnología		2020	2025	2030	2035	2040	2045
Importación	Mín	-	-	-	-	-	-
	Máx	0	0,51	5,20	14,85	16,84	22,58
Electrólisis	Mín	-	2,19	22,35	44,60	57,72	98,4
	Máx	-	2,42	24,70	49,29	63,80	108,7

garantizar la solvencia del problema de optimización, no se especifican límites de expansión acumulados para los componentes de *Storage*.

## 4.2 Desarrollo a corto plazo: 2030

En esta sección se aborda el desarrollo a corto plazo de las redes de aprovisionamiento del sistema de suministro energético hasta el año 2030. El enfoque del análisis se centra principalmente en las diferencias en la distribución espacial de las infraestructuras energéticas entre el enfoque miope recién implementado y el enfoque no miope previamente presente. Para ello, primero se analiza la generación de electricidad a nivel nacional. A continuación, se aborda la asignación regional de los componentes de generación de electricidad. Posteriormente, se analiza el sector del hidrógeno, en el marco del cual también se ilumina la infraestructura de transporte. Durante los análisis, se destacan tres regiones discretas para destacar las diferencias entre el enfoque miope y el enfoque no miope de implementación.

Los datos de demanda se muestran en la figura 4.1. Hasta 2030, la demanda de hidrógeno gaseoso es baja ( $56,53 \text{ TWh}_{GH_2}$ ), mientras que la demanda de gas natural es alta ( $553,42 \text{ TWh}_{CH_4}$ ). La demanda de electricidad para DAC es de  $4,47 \text{ TWh}_{el}$ , mientras que la otra demanda de electricidad se calcula en  $499,28 \text{ TWh}_{el}$ . En adelante, se denominan las demandas exógenas prescritas como *demands*, mientras que el término demandas se compone de estas y de las demandas endógenas del sector energético. El límite de emisiones de  $\text{CO}_2$  documentado en la tabla 4.1 es de  $51 \text{ Mt}_{CO_2}$ .

### Potencia y generación acumulada

A continuación, se examina en primer lugar el sector eléctrico alemán en su conjunto a nivel nacional. Para ello, se analizan primero la potencia y la generación acumuladas antes de presentarlas desglosadas regionalmente.

### Análisis del sector eléctrico en su totalidad

En la figura 4.3 se muestra la potencia neta acumulada instalada para la generación de electricidad en el año 2030. Se observa que en el escenario miope se instala un 5,6% menos de potencia neta en total, tanto en las fuentes renovables como en las convencionales. En el caso de las fuentes renovables, se observan diferencias principalmente en las turbinas eólicas terrestres (onshore). En el escenario no miope, se instala la máxima potencia neta dentro del corredor de expansión previsto, mientras que en el caso miope se instala la mínima. Lo mismo ocurre con las plantas de conversión de hidrógeno en electricidad. En cuanto a las instalaciones solares fotovoltaicas en superficies abiertas y las turbinas eólicas marinas (offshore), se instalan en ambos escenarios hasta el máximo previsto. En el caso de las instalaciones

solares fotovoltaicas en techos, se instala la potencia mínima en ambos escenarios (consulte la tabla 4.2).

En cuanto a las centrales eléctricas convencionales, se observa que en el escenario miope se instala menos potencia en total. Esto se debe a que en el año 2030 no se instalan centrales eléctricas de carbón ni de lignito en el escenario miope. Las diferencias en la expansión de las centrales eléctricas de petróleo son marginales, mientras que las centrales eléctricas de gas se expanden hasta la máxima capacidad en ambos escenarios.

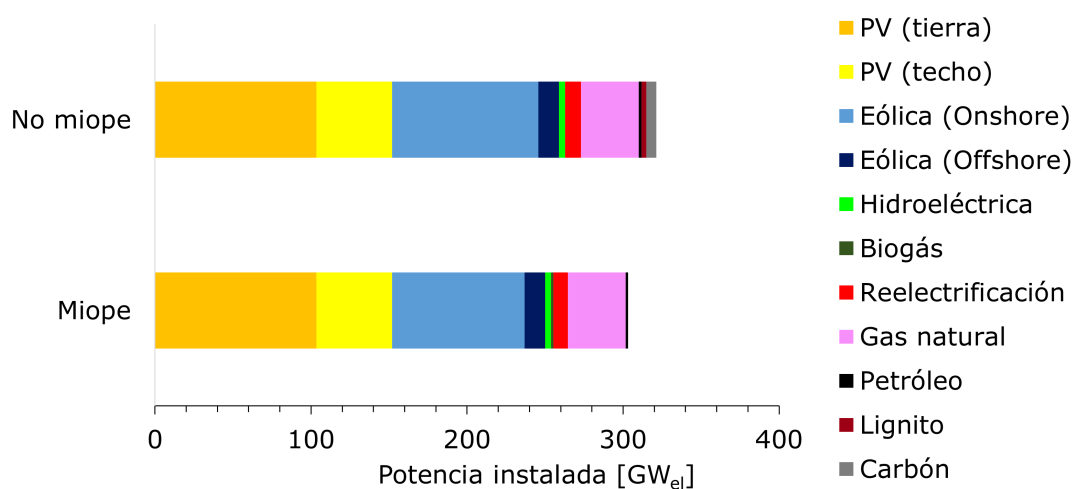


Ilustración 4.3: Potencia neta acumulada instalada para la generación de electricidad en 2030

En contraste con la capacidad instalada, en el sistema energético miope optimizado del año 2030 se genera un 2,3% más de electricidad en el país que en el sistema no miope (ver la figura 4.4). En general, la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables es igual en ambos sistemas. A pesar de que la capacidad neta instalada de los aerogeneradores eólicos (onshore) es un 9,5% más baja, su generación acumulada de electricidad es solo un 2,1% menor que en el escenario no miope. Esto sugiere que la asignación en el escenario miope lleva a un mayor número de horas de carga completa de los aerogeneradores eólicos. Se observa un ligero aumento en la generación de electricidad en el escenario miope de ambas tecnologías de paneles solares fotovoltaicos. Solo en el caso de la conversión inversa de hidrógeno a electricidad se observa que en el escenario no miope se genera tres veces más energía en forma de electricidad, pero debido a las pequeñas magnitudes, esto no es significativo (en el miope es 0,23%, en el escenario no miope es 0,77% de la generación total de electricidad).

En cuanto a las centrales eléctricas convencionales, cabe destacar que la generación en el escenario miope es mayor que en el no miope. En el caso no miope, solo el 0,38% de la electricidad total se suministra a través de las centrales eléctricas de carbón y lignito. En

cambio, en el escenario miope, la generación de energía eléctrica de las centrales eléctricas de gas natural es un 9,3% mayor que en el sistema no miope.

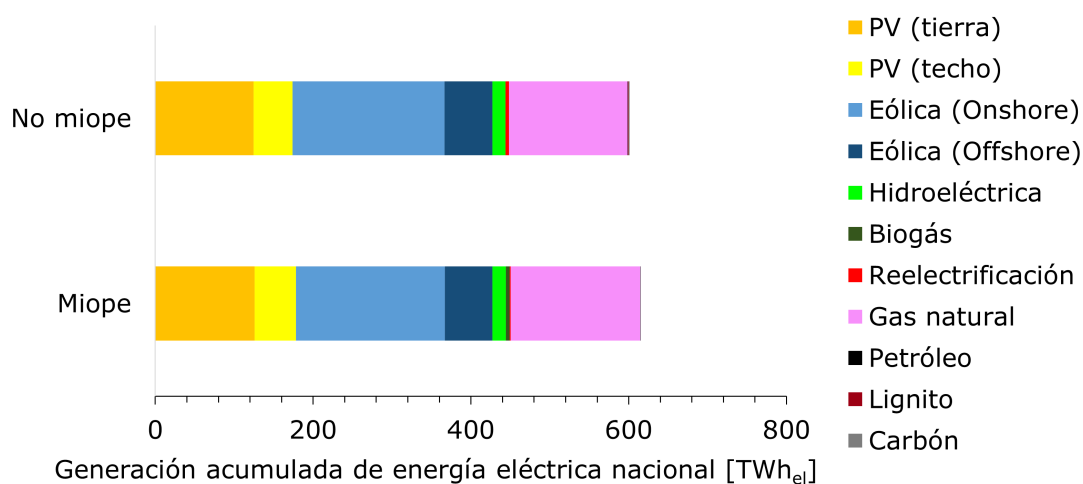


Ilustración 4.4: Generación acumulada de energía eléctrica nacional, 2030

En resumen, en la evaluación general de Alemania, se puede decir que en el escenario miope, la salida del carbón se ha completado para el año 2030. Una capacidad neta instalada globalmente más baja se compensa con una mayor utilización, especialmente de las centrales eléctricas de gas natural y los componentes eólicos (onshore).

### Asignación regional de la generación de energía eléctrica en Alemania

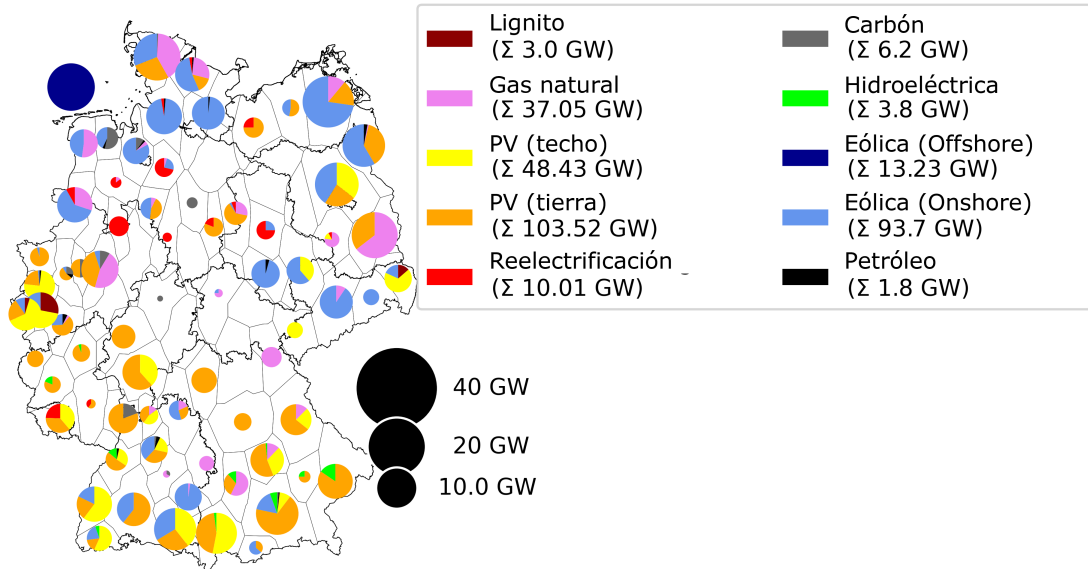
Después de comparar la generación de energía eléctrica en Alemania en ambos escenarios, a continuación se aborda con más detalle la asignación regional de las capacidades netas y la consiguiente generación de energía eléctrica desglosada por regiones. Las capacidades netas instaladas se muestran en la figura 4.5. Cuanto más grande sea un círculo en la representación, mayor será la capacidad neta instalada en la región correspondiente. A continuación, se enumeran las observaciones principales:

- En el escenario miope se instalan plantas de biogás y cogeneración, mientras que en el escenario no miope no se instalan.
- Las centrales hidroeléctricas se amplían hasta su capacidad máxima desglosada por regiones en ambos escenarios. Estas se encuentran en las regiones del sur de Alemania.
- Las instalaciones de energía eólica (offshore) solo están presentes en la costa del mar del Norte en el escenario no miope, mientras que en el escenario miope también lo están en la costa del mar Báltico. La capacidad neta instalada total permanece igual.

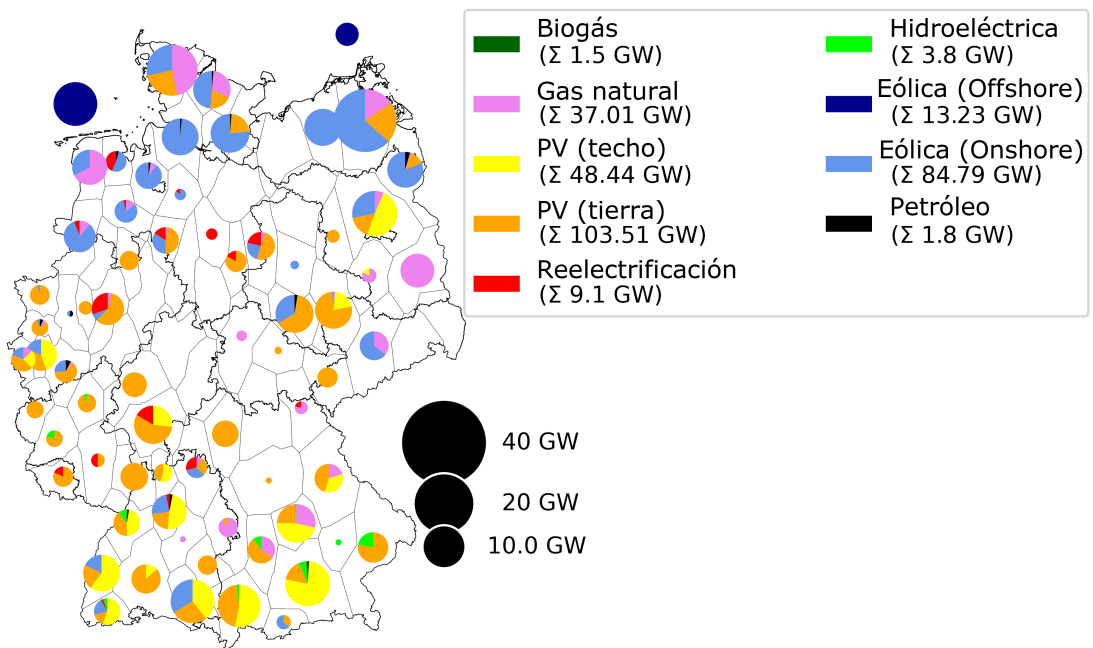
- Las instalaciones de energía eólica (onshore) están generalmente más presentes en las regiones del norte. En el escenario no miope, están menos concentradas en las regiones costeras y se encuentran más en el este y en algunas regiones del sudoeste.
- Las instalaciones fotovoltaicas están instaladas principalmente en el oeste y sur de Alemania en ambos escenarios. En el escenario miope se observa una mayor capacidad neta de instalaciones fotovoltaicas de suelo en el este de Alemania en comparación con el escenario no miope.
- La capacidad instalada para la generación de energía en Alemania central es baja. Algunas regiones como Hesse, Baja Sajonia, Turingia y Baviera no tienen capacidades netas instaladas significativas.
- Las capacidades para la combustión de gas natural se encuentran principalmente en las regiones del norte y este, así como en Baviera.
- Las plantas de conversión de hidrógeno a electricidad están instaladas en las regiones de importación de hidrógeno y también en las regiones de baja generación en Alemania central.

Análogamente a la representación de las potencias netas instaladas, en la figura 4.6 se muestra la generación de energía eléctrica doméstica resultante con diferenciación regional. Los puntos centrales se resumen de la siguiente manera:

- En el oeste de Alemania, la generación de energía eléctrica en ambos escenarios es baja en comparación con la demanda. En el escenario no miope, la generación de energía eléctrica de las centrales de gas natural al este del Ruhr es mayor que en el escenario miope.
- En el norte de Alemania, la generación de energía eléctrica a través de turbinas eólicas es alta. En la generación de energía eléctrica se puede identificar un marcado gradiente norte-sur.
- En el este de Alemania, la generación de energía eléctrica se basa principalmente en centrales de gas natural y turbinas eólicas.
- De manera análoga a la potencia instalada, la generación de energía eléctrica a través de turbinas eólicas (onshore) en el sur de Alemania en el escenario miope es considerablemente menor que en el escenario no miope.



(a) No miope



(b) Miope

Ilustración 4.5: Instalaciones de generación de energía eléctrica, regionalizadas, 2030

- La generación de energía eléctrica mediante la reelectrificación del hidrógeno es casi inexistente en el escenario miope, mientras que en el escenario no miope representa una parte significativa de la generación regional en algunas áreas de Baja Sajonia, Sarre, Mecklemburgo-Pomerania Occidental y Sajonia-Anhalt.
- La mayor utilización de las centrales de gas natural en el escenario miope se puede atribuir a las regiones orientales de Brandeburgo, Sajonia y algunas regiones de Baviera.

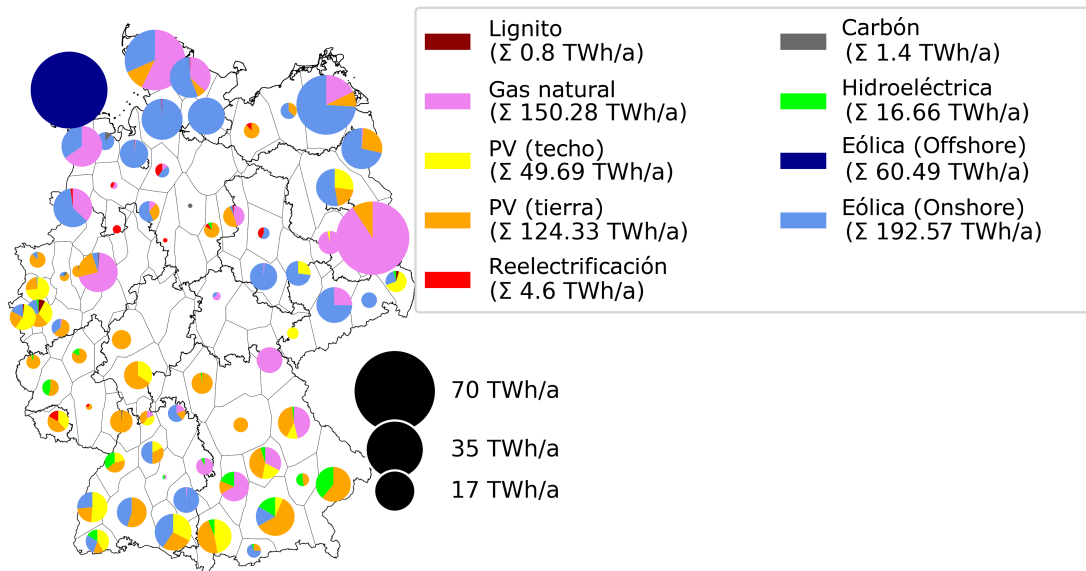
La consideración hasta ahora de toda Alemania muestra que la potencia neta instalada en el escenario miope es menor, pero la utilización de las centrales de gas natural y de las instalaciones eólicas (onshore) es mayor. Este último se logra mediante una mayor concentración de instalaciones eólicas en regiones cercanas a la costa. Las mayores emisiones debido a la generación de electricidad con centrales eléctricas de carbón en el escenario no miope se compensan en el escenario miope mediante una mayor utilización de las centrales eléctricas de gas natural en regiones orientales y sudorientales. Para profundizar en las observaciones realizadas hasta ahora, a continuación se examinarán en detalle tecnologías individuales a nivel regional. Con esto, se desarrollarán las dos primeras regiones de ejemplo, antes de examinar más de cerca el sector del hidrógeno más adelante.

#### **4.2.1 Análisis regionalmente diferenciado y específico de la tecnología del sector eléctrico**

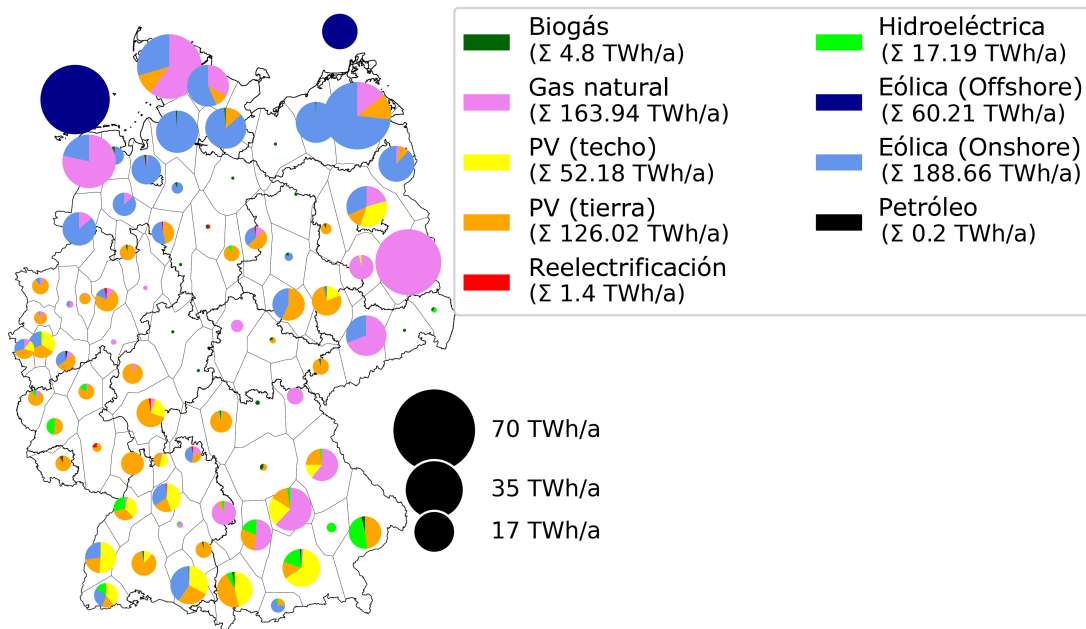
En este párrafo se examinarán más de cerca las diferencias en la asignación de energías renovables. Para ello, en la figura 4.7 se muestra la potencia neta instalada de las instalaciones de PV (tierra). A la izquierda de la figura se ilustran las potencias netas absolutas instaladas en el escenario no miope. Junto a ello, se muestra lo mismo para el escenario miope. En la parte derecha de la figura, se puede ver la diferencia de capacidades en las respectivas regiones. Si una región en esta representación está coloreada en un tono verde, esto significa que la potencia neta instalada en el escenario miope es mayor que en el escenario no miope. Por otro lado, un color rojizo indica una mayor potencia neta en el escenario no miope. La escala correspondiente resalta las mayores diferencias absolutas (tanto positivas como negativas). Por lo tanto, la escala en la figura 4.7c muestra que en el escenario no miope se instala una potencia regional máxima de 5,53 GW<sub>el</sub>, mientras que en el escenario miope, la potencia neta de PV (tierra) en una región es 5,73 GW<sub>el</sub> mayor. Este último se refiere a la Región de ejemplo 1 (BR1) identificada en el marco de la asignación de energías renovables.

En la figura 4.8 se muestra, de manera análoga a la representación descrita anteriormente, la potencia neta regionalmente diferenciada de las instalaciones eólicas (onshore). De manera análoga a las observaciones de los resultados a nivel de toda Alemania, se puede ver en la





(a) No miope



(b) Miope

Ilustración 4.6: Generación de energía eléctrica doméstica, regionalizada, 2030

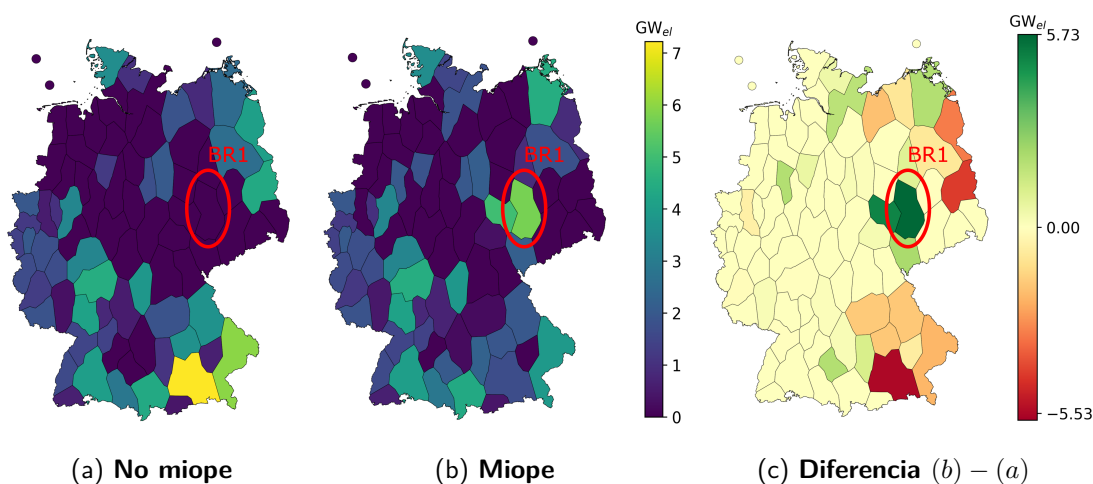


Ilustración 4.7: Potencia neta de PV (tierra), regionalizada, 2030

figura 4.8c una mayor potencia instalada en las regiones de la costa del Mar Báltico. Para la región de ejemplo marcada, se puede observar que, a diferencia de la componente de PV (tierra), en el escenario miope la potencia neta instalada aquí es menor que en el escenario no miope. A continuación, se investigarán más detenidamente las repercusiones de estas diferentes asignaciones regionales en la Región de Ejemplo 1.

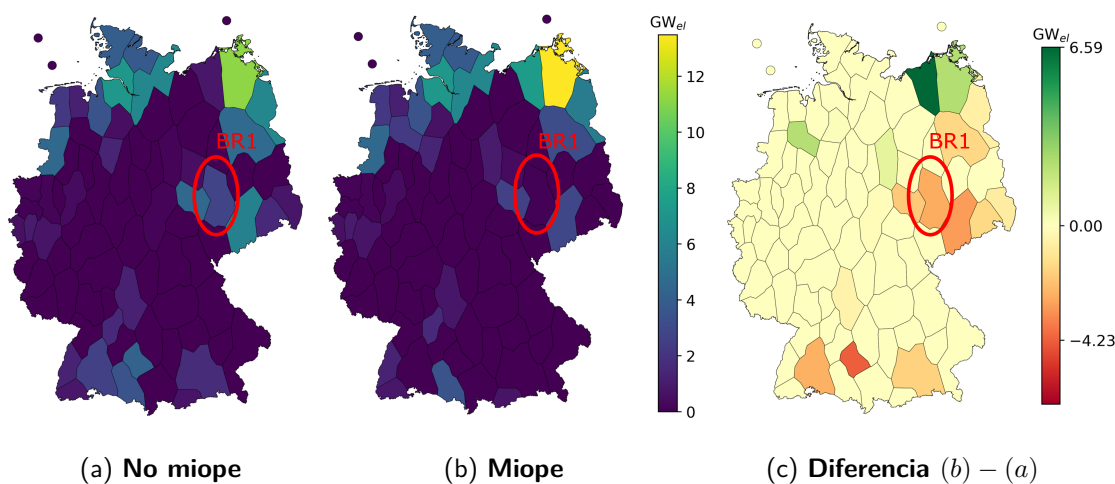


Ilustración 4.8: Potencia neta instalada de aerogeneradores (onshore), regionalizado, 2030

### Asignación de energías renovables: Región de ejemplo 1

La región de ejemplo 1 abarca Leipzig y áreas circundantes. A partir de los datos de demanda eléctrica, se puede observar que esta región tiene una demanda alta en comparación con las regiones vecinas. A continuación, se examinará de cerca la mezcla de energía eléctrica en la región.

En total, se acumula una demanda eléctrica a lo largo del año de 10,68 TWh<sub>el</sub>. El promedio de todas las regiones es de 6,30 TWh<sub>el</sub>, lo que indica que la demanda es superior al promedio. Las capacidades netas instaladas por componente para la generación de energía eléctrica se muestran en 4.9. Como se mencionó anteriormente, en el escenario miope, la capacidad neta instalada de PV (tierra) es significativamente mayor, mientras que la capacidad neta de energía eólica (onshore) es menor que en el escenario no miope. En total, se instala una capacidad neta acumulada de 7,43 GW<sub>el</sub> en el escenario miope y 4,43 GW<sub>el</sub> en el escenario no miope.

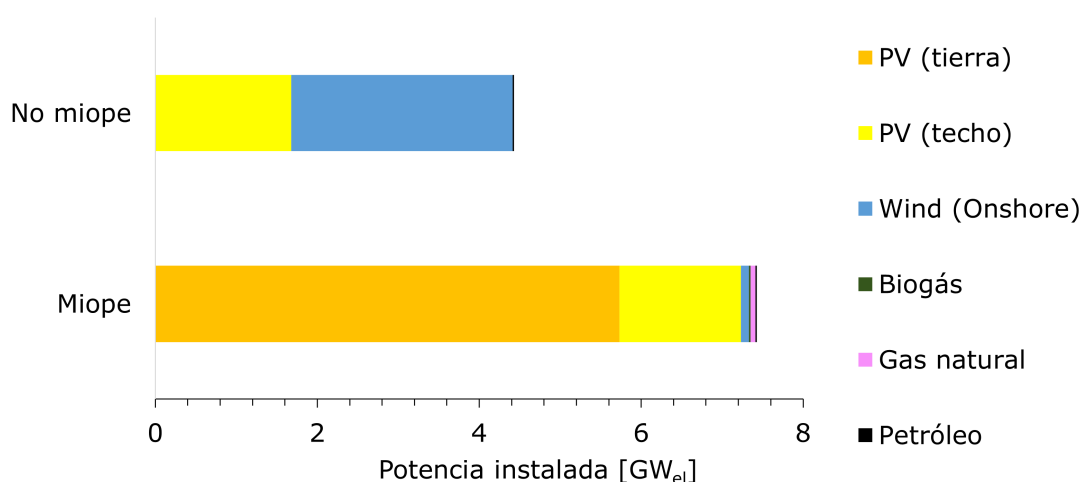


Ilustración 4.9: Capacidad neta instalada para la generación de electricidad en BR1, 2030

La mezcla de energía eléctrica en la región de Leipzig refleja la capacidad instalada. Las instalaciones de PV (tierra) en el caso miope producen más electricidad que la cantidad total producida en el caso no miope. Además de la generación de electricidad, se presenta la demanda eléctrica de la región. Debido a la menor generación regional de electricidad en el caso no miope, las importaciones también son significativamente mayores (4,42 TWh<sub>el</sub> frente a 2,06 TWh<sub>el</sub>). Sin embargo, en ambos escenarios, se trata de una región neta importadora de electricidad.

### Reelectrificación del hidrógeno

En general, en figura 4.4, se puede observar que en el año 2030, la electrificación del hidrógeno no representa una gran proporción en la generación de energía eléctrica. En el escenario miope, solo el 0,23% de la electricidad generada en el país se produce mediante la electrificación del hidrógeno. En el escenario no miope, es del 0,77%.

Con respecto a la capacidad instalada, se pueden identificar diferencias regionales en los dos escenarios de Abbildung 4.11. De manera análoga a las figuras 4.8 y 4.7, se muestran las

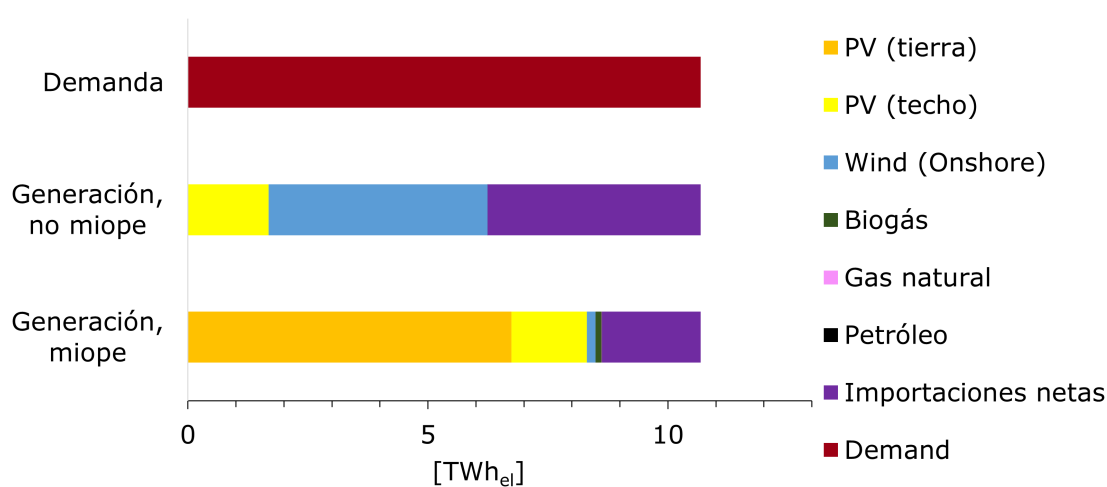


Ilustración 4.10: Mezcla de energía eléctrica en BR1, 2030

capacidades netas instaladas absolutas de las plantas de reelectrificación en ambos escenarios. Además, en la parte derecha de la figura se presenta la diferencia entre los dos escenarios. En el escenario no miope se instala una mayor capacidad (igual al límite máximo del corredor de expansión según la tabla 4.2), mientras que en el escenario miope se instala la capacidad mínima.

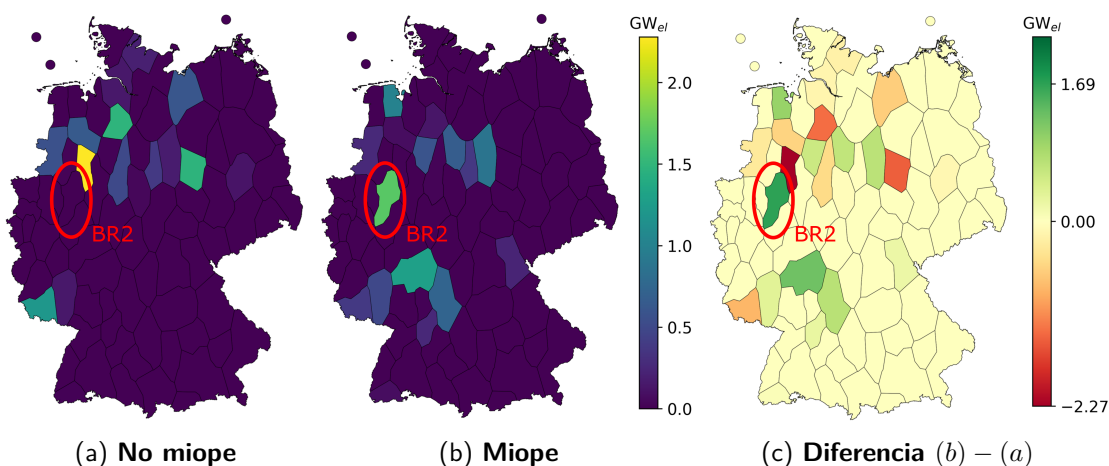


Ilustración 4.11: Capacidad neta instalada de reelectrificación, regionalizada, 2030

En la figura 4.12, se presentan las diferencias en las capacidades netas instaladas entre el escenario miope y el no miope para las plantas de reelectrificación y las centrales eléctricas de carbón. El hecho de que todas las regiones en 4.12b estén coloreadas en rojo se debe a que en el escenario miope, a diferencia del escenario no miope, no hay capacidades instaladas.

De la figura 4.12 se puede observar que en algunas regiones del norte se instalan plantas de reelectrificación en el escenario miope, donde en el escenario no miope se instalan centrales

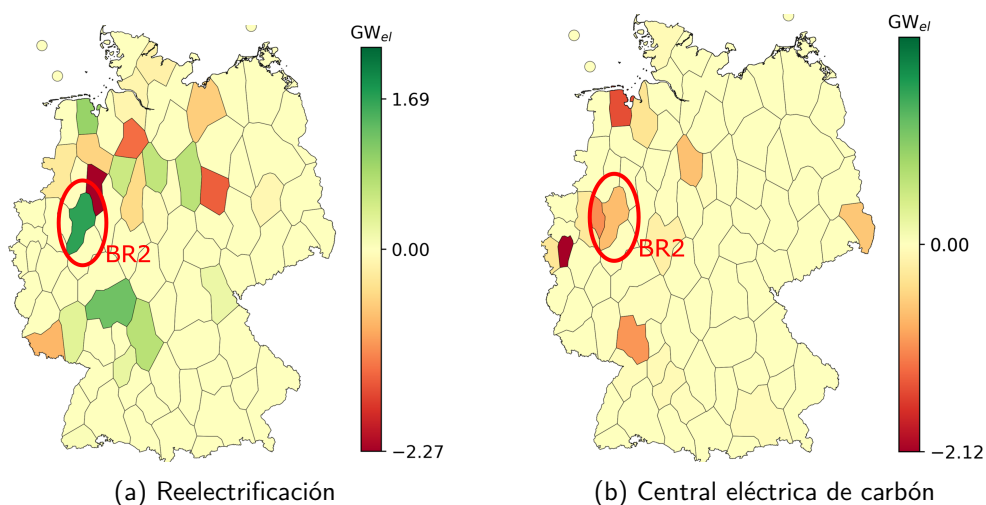


Ilustración 4.12: Diferencia regional de la potencia instalada entre el escenario miope y no miope, 2030

eléctricas de carbón. En algunos casos, se puede observar que las centrales eléctricas de carbón instaladas en el escenario no miope son reemplazadas por plantas de reelectrificación en el escenario miope. Un ejemplo de esto es la región de ejemplo 2 (BR2) marcada en el oeste de Alemania. Esta región se encuentra al este de Dortmund y Münster, donde se encuentra Hamm. Este efecto también se puede observar en las dos regiones del norte alrededor de Wilhelmshaven y la región al noreste de Hannover. Sin embargo, como ya se explicó en base a la figura 4.4, la eliminación de centrales eléctricas de carbón en el escenario miope se compensa principalmente con una mayor utilización de las centrales eléctricas de gas. Es posible que las plantas de reelectrificación en las regiones mencionadas anteriormente operen durante períodos de demanda pico. La verificación de esta suposición podría ser objeto de un análisis más profundo de las plantas de reelectrificación. Si en algunas regiones la eliminación del carbón se compensa con plantas de reelectrificación o una mayor utilización de centrales eléctricas de gas natural se investigará más detalladamente en el siguiente párrafo para la región de ejemplo 2 marcada.

### Reelectrificación de hidrógeno: Región de ejemplo 2

Como ya se describió en la introducción a esta sección y se ilustra en la figura 4.12, en el escenario miope en la región de ejemplo 2, se ha instalado una capacidad neta de reelectrificación de hidrógeno de  $1,69 \text{ GW}_{el}$ . Al mismo tiempo, en el escenario no miope, se ha instalado una central eléctrica de carbón con una capacidad nominal de  $0,72 \text{ GW}_{el}$ , mientras que en el escenario miope ya se ha realizado una salida del carbón en 2030. Para ello, en 4.14 se resumen gráficamente la capacidad neta acumulada instalada para la generación de electri-

idad en la región de ejemplo 2. La combinación regional de energía eléctrica, incluyendo las importaciones y exportaciones netas, se muestra en la figura 4.13.

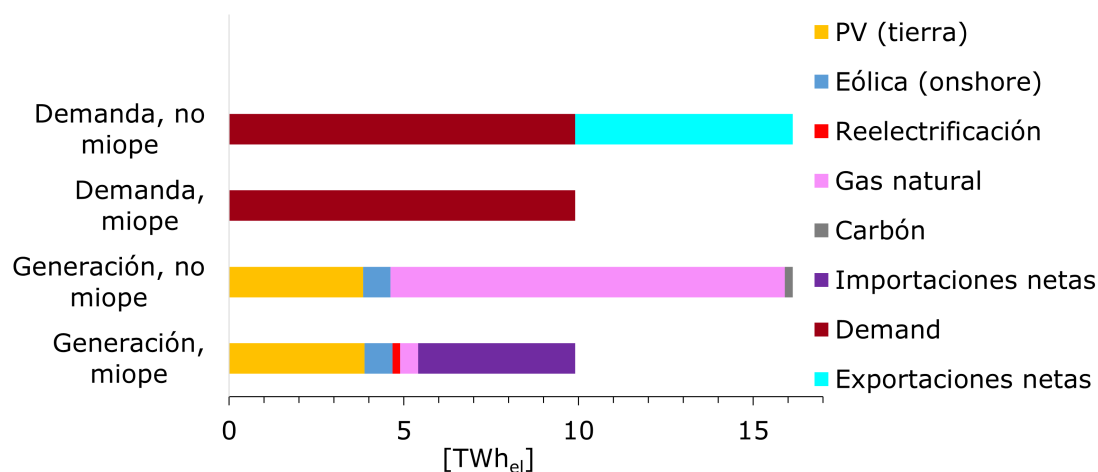


Ilustración 4.13: Combinación de energía eléctrica de BR2, 2030

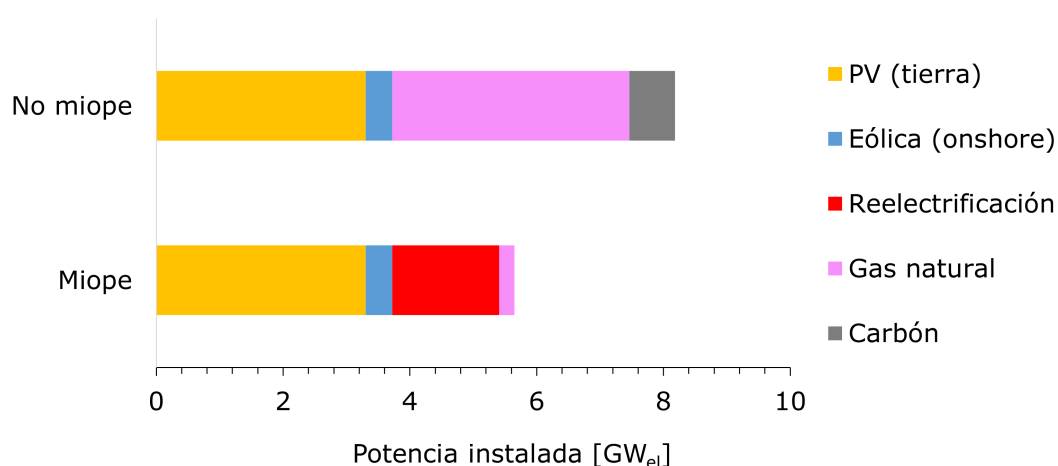


Ilustración 4.14: Capacidad neta instalada para la generación de electricidad en BR2, 2030

Llama la atención que las emisiones de CO<sub>2</sub> asignadas a la región debido a la producción de electricidad son significativamente diferentes. En el escenario miope, estas emisiones son de 143 kt<sub>CO<sub>2</sub></sub>, mientras que en el escenario no miope son de 3.842 kt<sub>CO<sub>2</sub></sub>. Cabe señalar que la producción de electricidad en el escenario no miope es aproximadamente tres veces mayor que en el escenario miope. El 71% de la producción de electricidad proviene de energías convencionales, en este caso gas natural y carbón.

Se debe tener en cuenta que la importación neta de electricidad desde otras regiones en el caso miope (4,495 TWh<sub>el</sub>) también causa emisiones en la región donde se produce la electricidad. Por otro lado, en el escenario no miope se da una exportación neta de electricidad

de 6,229 TWh<sub>el</sub>. Aquí, la demanda total regional se compone de la exportación neta de electricidad y la demanda de electricidad dada exógenamente (etiquetada como Demand).

La capacidad instalada de las plantas de reelectrificación en el escenario miope es mayor que la capacidad instalada de las centrales eléctricas de carbón en el escenario no miope. Al mismo tiempo, la capacidad instalada de las centrales eléctricas de gas natural en el caso no miope es significativamente mayor. Estas operan con un número de horas de carga completa de 3.021 h en el escenario no miope. La capacidad instalada de energías renovables es igual en ambos escenarios.

En secciones anteriores se formuló la hipótesis de que en algunas regiones la desaparición de las centrales eléctricas de carbón en el escenario miope se compensaría con una mayor utilización de las centrales eléctricas de gas natural. Esto no puede confirmarse para la región de ejemplo 2 cuando se la considera como un sistema cerrado. El intercambio de electricidad con otras regiones varía mucho en los dos escenarios para esta región. En el escenario miope, las centrales eléctricas de gas natural en la región se operan y expanden mucho menos. No se puede determinar si las plantas de reelectrificación compensan la desaparición de las centrales eléctricas de carbón en el escenario miope basándose en la región de ejemplo 2. Más bien, se trata de reemplazar las centrales eléctricas de gas natural y carbón con plantas de reelectrificación. A partir de las emisiones de CO<sub>2</sub> de la región, sin embargo, queda claro que las plantas de reelectrificación representan una opción de flexibilidad baja en emisiones para reemplazar las centrales eléctricas convencionales.

#### 4.2.2 Sector de hidrógeno

En esta sección, después de analizar el sector eléctrico en general y las diferencias regionales en términos de infraestructuras energéticas instaladas, nos centraremos en el sector del hidrógeno. Primero, examinaremos la provisión de hidrógeno y la asignación regional de la capacidad de electrólisis. A continuación, se analizará con más detalle la capacidad de transmisión instalada para el hidrógeno.

La demanda exógena de hidrógeno (la "demand") es especialmente alta en la región del Ruhr y la región de Colonia. La región con la mayor demanda de hidrógeno es la región alrededor de Ludwigshafen, donde se encuentra la planta de producción de BASF (industria química) (véase la figura 4.1c).

En la figura 4.15 se muestra la provisión acumulada de hidrógeno para el año 2030 en ambos escenarios. Las conclusiones clave sobre la provisión de hidrógeno en toda Alemania se pueden resumir de la siguiente manera. Además de la figura mencionada anteriormente, también se

hace referencia a los corredores de expansión predefinidos para el sector del hidrógeno en la tabla 4.3.

- La energía proporcionada en forma de hidrógeno en el escenario no miope es 3,26% mayor que en el escenario miope.
- La capacidad instalada para la electrólisis es igual en ambos escenarios. Esto corresponde al límite mínimo del corredor de expansión (ver 4.3).
- En el escenario miope, la utilización de los electrolizadores es mayor. La producción de hidrógeno es 16,49% mayor que en el escenario no miope.
- Las capacidades instaladas para la importación de hidrógeno en ambos escenarios están por debajo de los límites máximos de los corredores de expansión.
- En el escenario no miope, se importa un 29,58% más de hidrógeno para compensar la menor operación de electrólisis en comparación con el escenario miope.
- La importación de hidrógeno líquido representa solo una pequeña parte de la cantidad total importada (3,41% en el escenario miope, 0,18% en el escenario no miope).
- En ambos escenarios, la mayor parte de las importaciones de hidrógeno proviene de Francia. También se importa desde Suiza. No se importa hidrógeno desde los Países Bajos.

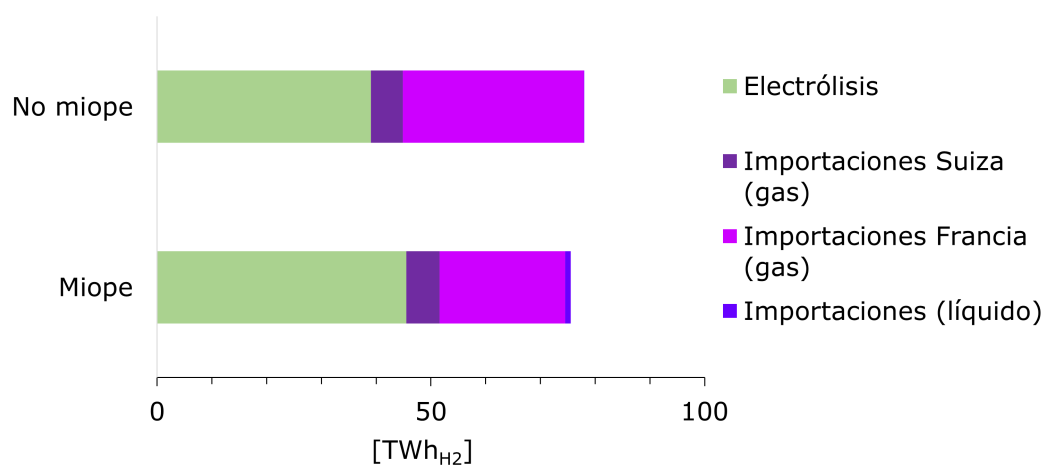


Ilustración 4.15: Suministro acumulado de hidrógeno, 2030



### Suministro de hidrógeno a través de la electrólisis

A continuación, nos centraremos en el suministro de hidrógeno mediante electrólisis. Para ello, en la figura 4.16 se muestra la capacidad neta instalada para la electrólisis regionalmente resuelta para el año 2030. Comparando con la figura 4.6, se puede ver que la producción de hidrógeno se acumula geográficamente en la generación de electricidad, pero no en regiones de alta demanda de hidrógeno. Por lo tanto, la capacidad de electrólisis se concentra principalmente en las regiones del norte. Esto se debe a la alta generación de electricidad allí, combinada con una baja demanda exógena de electricidad. La generación de electricidad es generada principalmente por turbinas eólicas, tanto en tierra como en mar.

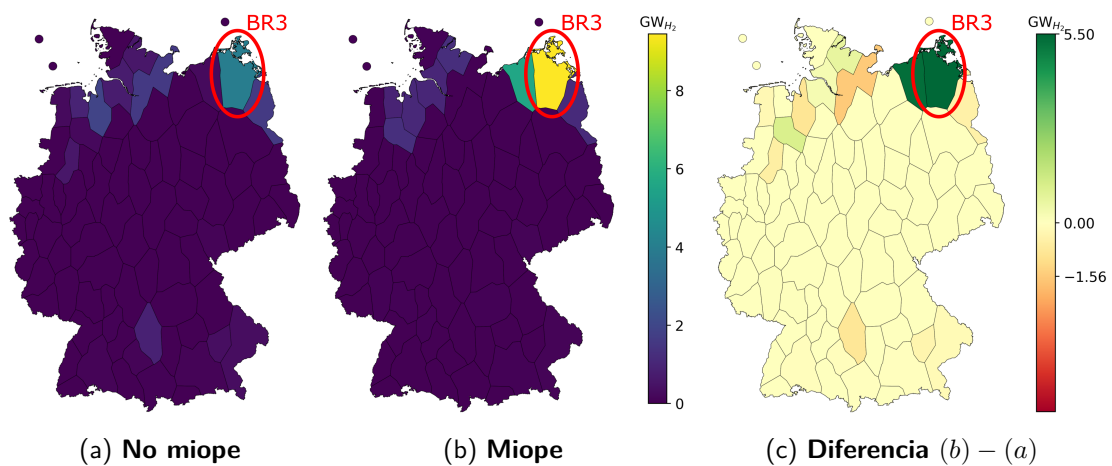


Ilustración 4.16: Capacidad neta instalada de electrólisis, regionalizado, 2030

En el escenario miope, se instalan capacidades significativas de electrólisis (superiores a  $0,04 \text{ GW}_{GH_2}$ ) exclusivamente en el norte de Alemania, mientras que en el escenario no miope también se instalan capacidades de electrólisis en tres regiones del sur. Además, se puede observar que en el escenario miope las capacidades están más agregadas, es decir, se construyen capacidades en menos regiones. Las capacidades construidas por región son, en promedio, más altas. Así, solo en el escenario no miope se instalan capacidades de electrólisis en el sur de Alemania. En la región de Aalen, en ambos escenarios, se encuentra instalada una planta de energía de ciclo combinado, en la que se quema gas natural. A diferencia de otras regiones con capacidad de electrólisis instalada, no hay instalaciones eólicas en tierra (onshore) ni apenas instalaciones fotovoltaicas. Aparte de eso, se produce electricidad a través de la energía hidroeléctrica en la región y se importa electricidad desde otras regiones.

Una razón para la mayor concentración de las capacidades nominales de electrólisis en el escenario miope se puede encontrar en la figura 4.8c: en las dos regiones adyacentes al mar Báltico, donde se ubican altas capacidades de electrólisis en el escenario miope, la capacidad instalada de turbinas eólicas en tierra (onshore) en el escenario miope es significativamente mayor. En la región oriental de estas dos regiones, la capacidad neta instalada de PV (tierra),

eólica (onshore) y electrólisis en el escenario miope es mayor que en el escenario no miope. Esta región, marcada como región de ejemplo 3 (BR3), se examinará más detalladamente en lo sucesivo.

### Electrólisis: Región de ejemplo 3

La región de ejemplo 3 se encuentra al este de Rostock. Dentro de esta región se encuentra, por ejemplo, Greifswald. Aquí, Alemania está conectada a los gasoductos Nord Stream para la importación de gas natural desde Rusia. La demanda de gas natural exógenamente preestablecida en la región es de  $2,2 \text{ TWh}_{\text{CH}_4}$ . A través de los gasoductos Nord Stream, se importan en total  $25,6 \text{ TWh}_{\text{CH}_4}$  de gas natural. Además, como se describió anteriormente, se trata de una región con alta producción de electricidad a partir de energías renovables. La demanda de hidrógeno preestablecida exógenamente es baja, con  $100 \text{ GWh}_{\text{GH}_2}$ . Para un análisis más detallado, en la figura 4.18 se muestra la capacidad neta instalada en la Región de ejemplo 3. Se puede observar que en el escenario miope, la capacidad neta instalada es un 37,8% más alta que en el escenario no miope. En la región de importación de gas natural, se instalan centrales eléctricas de gas natural además de instalaciones PV (a gran escala) y eólicas (onshore).

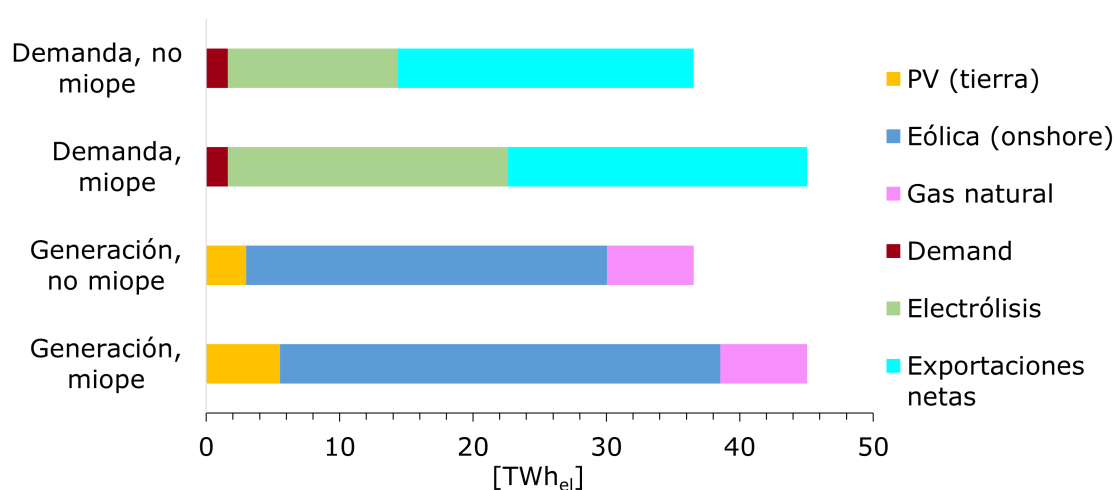


Ilustración 4.17: Mezcla de electricidad en BR3, 2030

El efecto de la mayor capacidad instalada en la mezcla de electricidad en la región de Greifswald se muestra en la figura 4.17. Para ambos escenarios, tanto la generación total de electricidad como su demanda se muestran. La exportación neta de electricidad a otras regiones se incluye aquí en forma de demanda.

La capacidad instalada para la electrólisis es de  $6,41 \text{ GW}_{\text{GH}_2}$  en el escenario miope. A lo largo del año se producen  $13,48 \text{ TWh}_{\text{GH}_2}$  de hidrógeno. En total, durante todo el año en

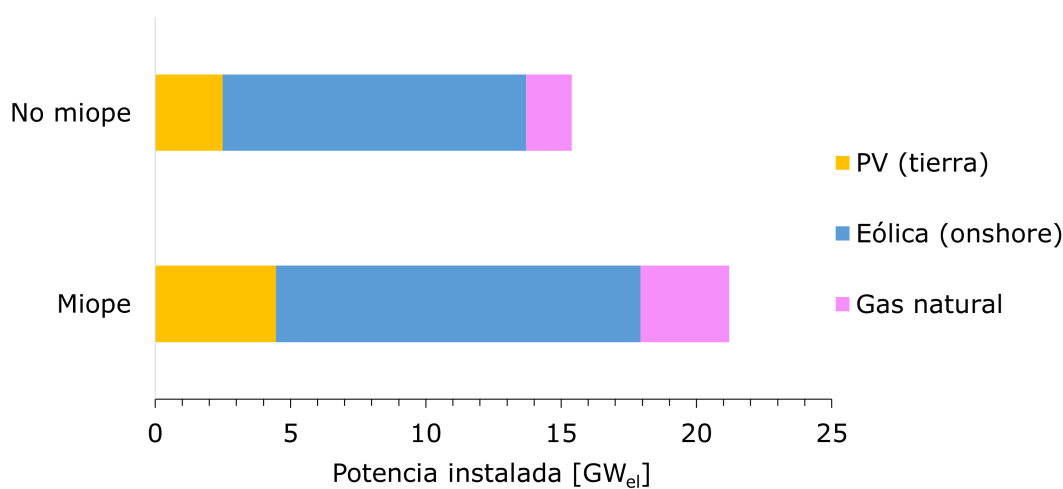


Ilustración 4.18: Capacidad instalada para la generación de electricidad en BR3, 2030

el escenario miope, se importan  $49 \text{ GWh}_{GH_2}$  de hidrógeno mediante la red de tuberías y se exportan  $13,4 \text{ TWh}_{GH_2}$ . Por lo tanto, se trata de una región de exportación neta en términos de hidrógeno. A nivel nacional, es la región con el segundo mayor saldo neto de exportación de hidrógeno, después de la región de Sarrebruck, donde se importa hidrógeno desde Francia. Allí, la exportación neta de hidrógeno gaseoso es de  $21,3 \text{ TWh}_{GH_2}$ . Incluyendo los compresores y la demanda de electricidad, la demanda total de electricidad en la región de Greifswald en el escenario miope es de  $22,6 \text{ TWh}_{el}$ . De estos,  $20,7 \text{ TWh}_{el}$  corresponden únicamente a la producción de hidrógeno mediante electrólisis. Para la producción de electricidad, en la región se instalan centrales eléctricas de gas natural de ciclo combinado con una capacidad de  $3,27 \text{ GW}_{el}$  en el escenario miope. En el escenario miope, estas centrales generan el 14,4% de la electricidad producida. El 73,28% de la producción de electricidad en el escenario miope corresponde a instalaciones eólicas en tierra (onshore).

Aunque en el escenario no miope se instala una capacidad menor de centrales eléctricas de gas natural de ciclo combinado, producen la misma cantidad de electricidad que en el escenario miope debido a una mayor utilización. La exportación neta de electricidad es similar a la exportación neta en el escenario miope, con  $22,18 \text{ TWh}_{el}$ . En comparación con el escenario miope, la exportación neta de hidrógeno es un 39,55% menor.

### Infraestructura de transmisión para hidrógeno

En el escenario miope, se expanden más las tuberías para el transporte de hidrógeno que en el escenario no miope. La capacidad total instalada es un 54% más alta. Sin embargo, la operación de las tuberías es similar en ambos escenarios. Esto sugiere una mayor utilización de las tuberías de hidrógeno instaladas en el escenario no miope. En la figura 4.19 se muestran

gráficamente las capacidades instaladas para el transporte de hidrógeno en tuberías a nivel regional. Estas incluyen la suma de las tuberías convertidas y las nuevas. Los datos se proporcionan en función del poder calorífico inferior (inglés: *Lower Heating Value*, LHV). Además, en la figura 4.19a se pueden ver las capacidades de las tuberías en el escenario no miope y en la figura 4.19b las capacidades de las tuberías en el escenario miope. La capacidad máxima de transferencia de las estructuras de tuberías más desarrolladas en el escenario miope es de  $7,38 \text{ GW}_{GH_2,LHV}$  y en el escenario no miope es de  $3,86 \text{ GW}_{GH_2,LHV}$ . En general, sin embargo, se puede observar en ambos escenarios que se perfilan rutas de transporte similares y básicas, que se enumeran a continuación:

1. Desde los sitios de los electrolizadores en la costa del Mar Báltico hacia la Alemania central
2. Desde los sitios de los electrolizadores y las regiones de importación de gas licuado en el Mar del Norte hacia la región del Ruhr
3. Desde las regiones fronterizas importadoras de Francia alrededor de Sarrebruck hacia el oeste (región del Ruhr) y Alemania central
4. Desde la región de importación ubicada al suroeste desde Suiza hacia Baden-Wurtemberg y Hesse

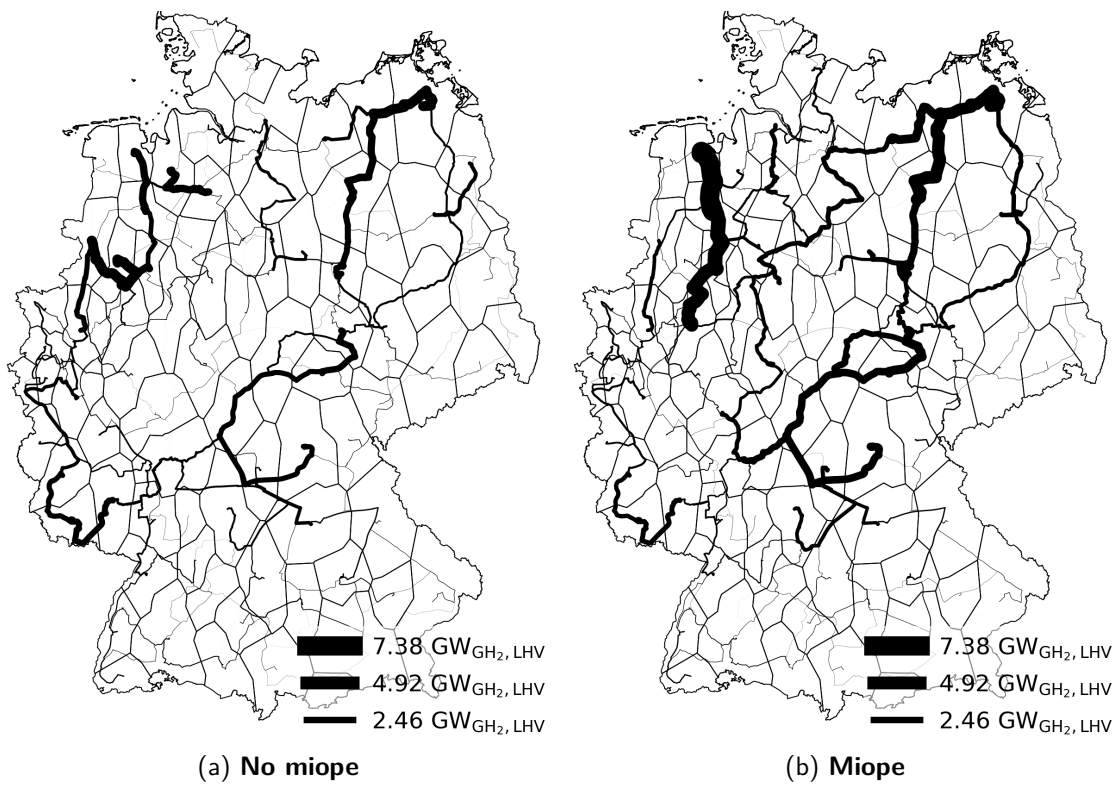


Ilustración 4.19: Capacidades instaladas de las tuberías para el transporte de hidrógeno (convertidas y nuevas acumuladas), 2030

## 4.3 Desarrollo a largo plazo: 2045

A continuación, se investiga el desarrollo a largo plazo de las redes de aprovisionamiento del sistema de suministro energético. Primero se considera el nivel nacional, luego se abordan aspectos regionales. En este contexto, se retoman y examinan las regiones de ejemplo ya analizadas. Se analiza la provisión de electricidad e hidrógeno en ambos enfoques.

Los perfiles de demanda para el año 2045 se ilustran en la figura 4.2. En el escenario a largo plazo, se observa que la demanda de hidrógeno es casi siete veces mayor en comparación con el escenario a corto plazo ( $387,23 \text{ TWh}_{GH_2}$ ). En contraste, la demanda de gas natural es de  $39,21 \text{ TWh}_{CH_4}$ . La demanda general de electricidad aumenta a  $777,14 \text{ TWh}_{el}$ , mientras que la demanda de electricidad a través del DAC es de  $73,14 \text{ TWh}_{el}$ .

### 4.3.1 Sector eléctrico alemán

En primer lugar, se presenta la capacidad instalada acumulada para la generación de electricidad a nivel nacional. A continuación, se investiga la generación de electricidad resultante. Este paso se examina a nivel regional. En este contexto, también se abordan las regiones de ejemplo en el escenario a largo plazo.

#### Capacidad acumulada y generación

En el desarrollo a largo plazo, en el escenario miope se instala en total menos capacidad neta para la generación de electricidad a partir de energías renovables que en el escenario no miope. En este último escenario, la capacidad es 2,96% mayor. La capacidad neta total instalada es mayor en el escenario miope que en el no miope debido a una mayor existencia de plantas de gas natural. Las capacidades netas instaladas se muestran gráficamente en la figura 4.20. Las plantas de gas natural tienen una vida útil de al menos 30 años. Además, en 2045 no se instalan nuevas plantas de gas natural, por lo que en el escenario miope se trata exclusivamente de existencias antiguas de los intervalos de tiempo anteriores.

En relación con las energías renovables, se observa un panorama similar al análisis a corto plazo: las instalaciones fotovoltaicas, tanto en superficies libres como en tejados, se amplían hasta la misma capacidad acumulada en ambos escenarios. A diferencia del año 2030, ambas tecnologías se amplían hasta el máximo del corredor de expansión dado en la tabla 4.2. De manera análoga al desarrollo a corto plazo, las turbinas eólicas (onshore y offshore) se amplían mínimamente en el escenario miope. En el escenario no miope, se amplía al máximo la capacidad neta total instalada de la tecnología eólica (onshore), mientras que

la capacidad neta de las instalaciones eólicas (offshore) se encuentra dentro del corredor de expansión y no es ni máxima ni mínima. A diferencia de 2030, la capacidad total instalada para la reconversión de hidrógeno en electricidad en 2045 también es máxima en el escenario miope.

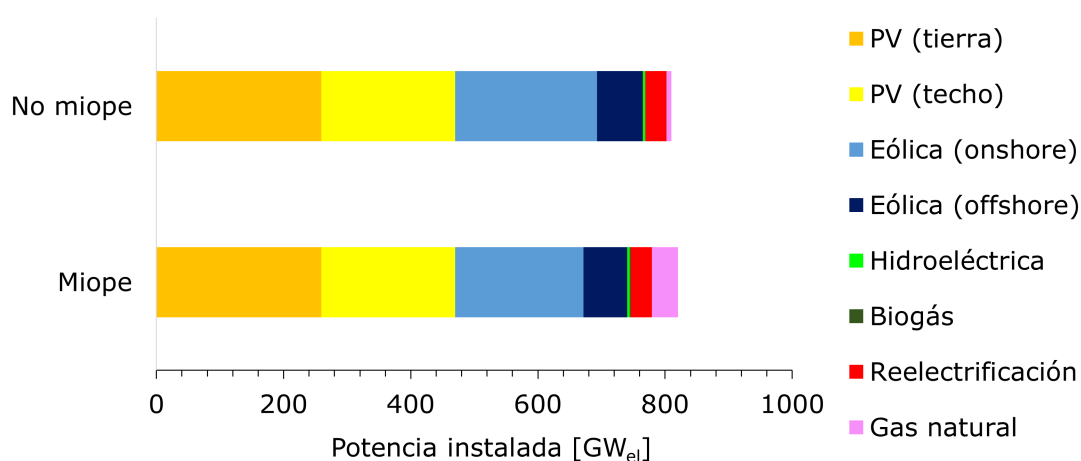


Ilustración 4.20: Potencia neta instalada acumulada para la generación de electricidad, 2045

La generación de electricidad nacional, representada en la figura 4.21, se comporta de manera similar a la capacidad neta instalada en cuanto a energías renovables. En 2030, la menor capacidad instalada de turbinas eólicas se compensó con una mayor utilización en la generación. Este efecto es mucho menos pronunciado en 2045: la capacidad en el caso no miope es un 10,5% mayor, mientras que la generación de esta es un 9,2% mayor. A diferencia del desarrollo a corto plazo, en el desarrollo a largo plazo se observa que la utilización de la reconversión en el escenario miope es un 31,04% mayor. En total, la reconversión representa el 1,83% de toda la generación de electricidad (1302,61 TWh<sub>el</sub>). En el escenario no miope, es el 1,35% de toda la generación de electricidad nacional de 1349,68 TWh<sub>el</sub>.

Aunque en el escenario no miope, las centrales eléctricas de gas natural solo tienen una capacidad neta instalada del 18,7% en comparación con el escenario miope, la generación de estas es un 56,7% mayor. En el escenario miope, esto representa el 0,89% de la generación total, mientras que en el escenario no miope es igual a la generación de reconversión, es decir, el 1,35%.

### Asignación regional de la generación de electricidad en Alemania

A continuación, se examina la capacidad neta instalada y la generación de electricidad a nivel nacional, pero resuelta a nivel regional. Para ello, las capacidades netas instaladas regionalmente de las tecnologías se ilustran en la figura 4.22. Además, las capacidades insta-

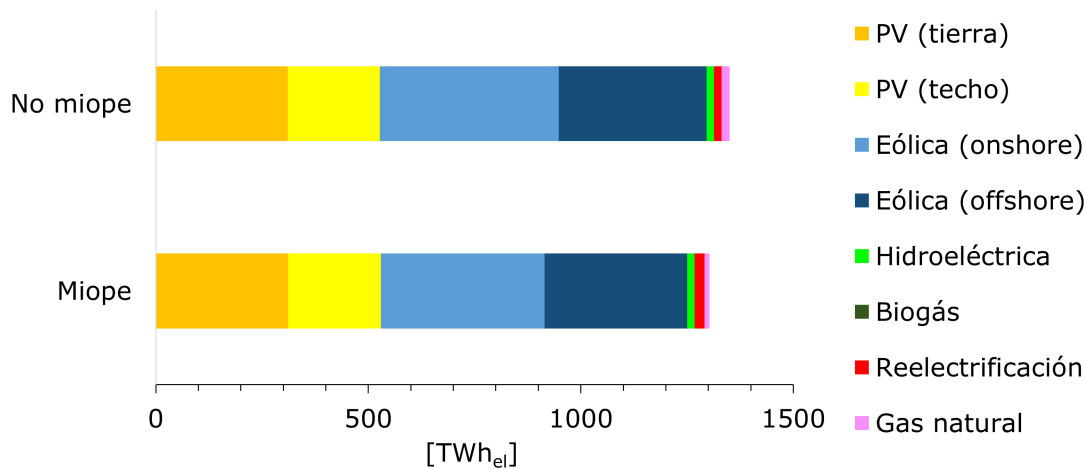


Ilustración 4.21: Generación de electricidad acumulada nacional, 2045

Las capacidades totales están documentadas en la leyenda. El área de un círculo indica la capacidad neta instalada respectiva. Las conclusiones clave del gráfico se enumeran a continuación:

- Las plantas de cogeneración de biogás solo están instaladas en el escenario miope. Se trata de los mismos activos antiguos ya observados para el año 2030.
- Las centrales hidroeléctricas de flujo se instalan con la máxima capacidad y se encuentran principalmente en el sur de Alemania.
- A diferencia del desarrollo a corto plazo, en 2045 las instalaciones eólicas (offshore) están instaladas en ambos escenarios, tanto en las ubicaciones del Mar del Norte como en las del Mar Báltico.
- Las instalaciones eólicas (onshore) se instalan principalmente en el norte de Alemania. En el escenario no miope, se instalan capacidades más altas en las regiones no costeras de Turingia, Sajonia-Anhalt, Brandeburgo y Baja Sajonia que en el escenario miope. Sin embargo, en las regiones del sur y centro de Alemania, se instalan capacidades más altas en el escenario miope. Además, en el escenario miope, hay más regiones con instalaciones eólicas (onshore) instaladas.
- En 2045, hay una capacidad de instalaciones PV (tierra) en cada una de las 80 regiones de Voronoi. Esto es válido tanto para el escenario no miope como para el miope.
- Las capacidades instaladas del componente PV (techo) se identifican principalmente en las regiones del sur, como en 2030. Además, la capacidad instalada en el oeste ha aumentado en comparación con 2030, en ambos escenarios. En el escenario no miope,

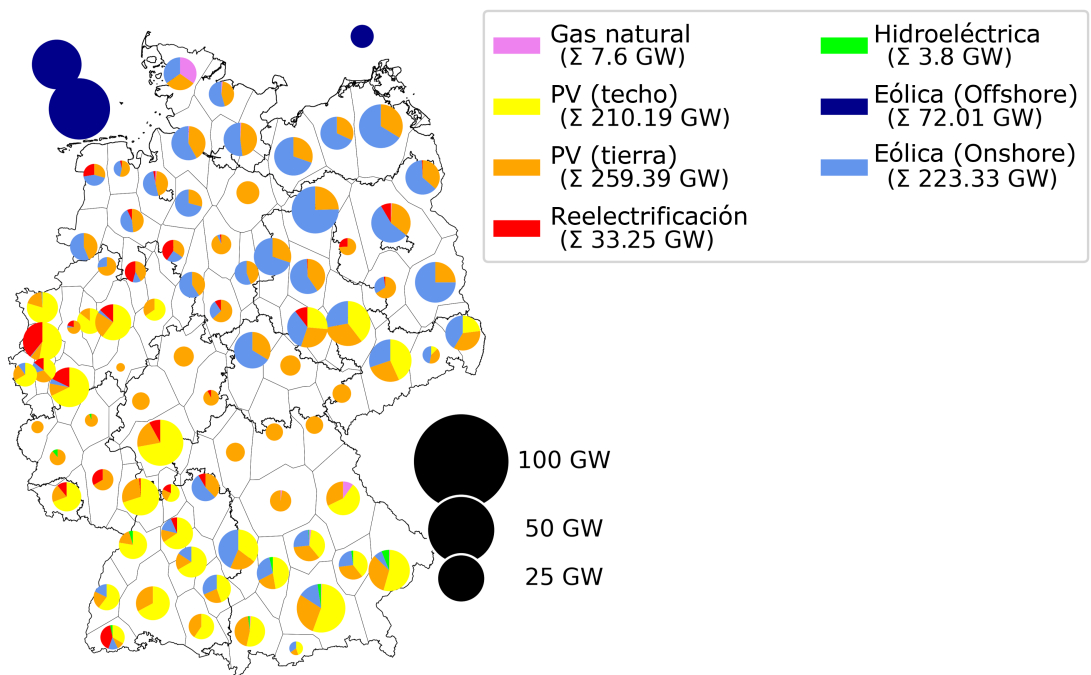


también se instalan capacidades de este componente en Sajonia y partes de Sajonia-Anhalt. En el escenario miope, hay muchas más regiones en el este y norte de Alemania con instalaciones PV (techo) instaladas que en el escenario no miope.

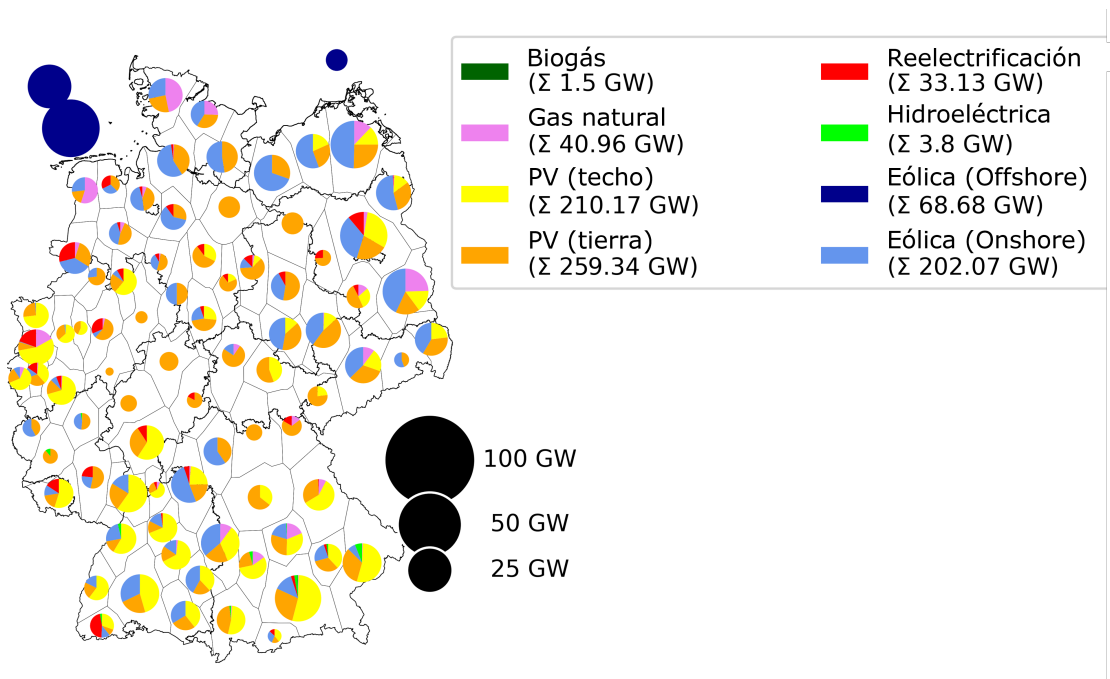
- Las centrales eléctricas de gas natural están instaladas en significativamente menos regiones en el escenario no miope que en el escenario miope.
- Las plantas de reconversión de hidrógeno están instaladas principalmente en el oeste en ambos escenarios. En el escenario no miope, las capacidades netas instaladas en el oeste (NRW) son mayores que en el miope, mientras que en el escenario miope se instalan más en el este de Baja Sajonia, en Sajonia-Anhalt y Brandeburgo.
- Aún se instalan capacidades más altas en el norte y sur de Alemania que en el centro de Alemania. Sin embargo, debido a una distribución más uniforme, especialmente de las instalaciones PV, en comparación con el año 2030, las diferencias son menores.

La generación de electricidad nacional regionalizada por las capacidades netas instaladas en las respectivas áreas se muestra en la figura 4.23. El área de los círculos representa la energía proporcionada en cada caso. Las observaciones centrales son las siguientes:

- Al igual que en 2030, la generación de electricidad en 2045 es más alta en el norte. Sin embargo, el gradiente norte-sur en la generación de electricidad es menor debido a la eliminación de la alta producción de electricidad a partir del gas natural en el norte y la adición de instalaciones PV en toda Alemania.
- La producción de energía de las instalaciones eólicas (offshore) es proporcionalmente mucho más alta en 2045 que en el desarrollo a corto plazo en comparación con la producción onshore.
- En el escenario no miope, hay diferencias más pronunciadas en el norte y este en comparación con el sur y oeste que en el escenario miope. Esto se debe a la asignación diferenciada de energía eólica (onshore).
- A pesar de la instalación de reconversión en las regiones orientales de Alemania en el escenario miope, la generación de electricidad de esta tecnología es principalmente observable en el oeste de Alemania, en y alrededor de las regiones de importación. Esto se aplica tanto al escenario miope como al no miope.

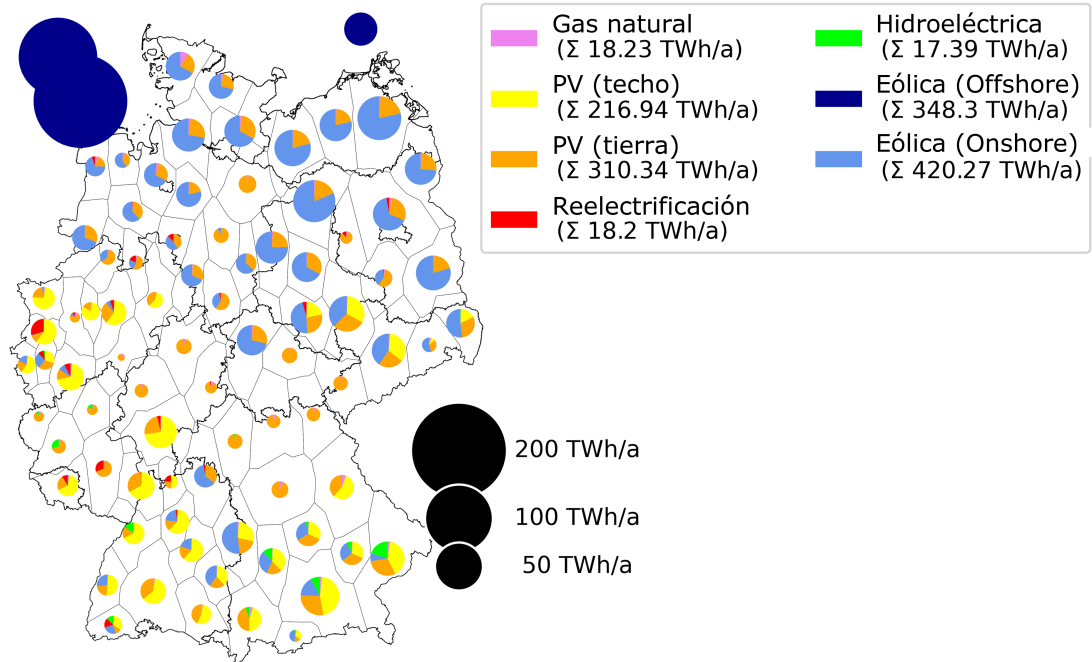


(a) No miope

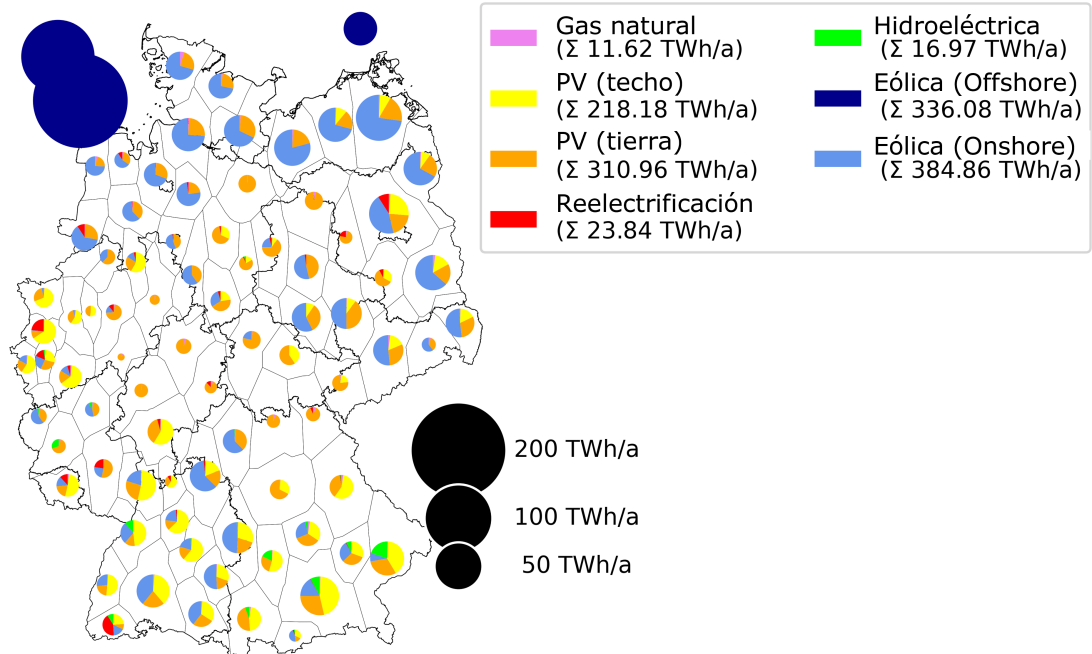


(b) Miope

Ilustración 4.22: Capacidad instalada para la generación de electricidad, regionalizada, 2045



(a) No miope



(b) Miope

Ilustración 4.23: Generación de electricidad nacional, regionalizada, 2045

En resumen, al observar a nivel nacional, las diferencias en la distribución regional entre el escenario miope y el no miope en 2045 son menores que en el diseño óptimo del sistema en 2030. Las razones de esto son, por un lado, la instalación más generalizada de las instalaciones PV (tierra), PV (techo) y eólicas (onshore). Para las instalaciones PV (tierra), se alcanzan los máximos regionales depositados en FINE. Infraestructure en ambos escenarios. También para las eólicas (onshore) se alcanzan los máximos regionales en las regiones del norte, por lo que en comparación con 2030 se instalan turbinas eólicas en más regiones. En las regiones con el mayor beneficio marginal, se instalan las capacidades máximas regionales depositadas para ambos escenarios. Como resultado, las diferencias observadas en la utilización de las energías renovables en 2030 disminuyen. Otra razón para las diferencias regionales en la generación de electricidad en 2030 fue la generación a través de centrales eléctricas de gas natural. Para el año 2045, el límite de emisiones de CO<sub>2</sub> es de 600 kt<sub>CO<sub>2</sub></sub> (ver tabla 4.1) debido al objetivo de neutralidad climática. Esto resulta en una baja generación de electricidad a través de centrales eléctricas de gas natural. De manera análoga a la sección 4.2, a continuación, se profundizarán en las observaciones diferenciadas regionalmente y específicas de la tecnología. En este contexto, se retomarán nuevamente las regiones de ejemplo identificadas previamente.

#### 4.3.2 Análisis tecnológico específico y diferenciado regionalmente del sector eléctrico

Como ya se mencionó en la última sección, la asignación regional de las instalaciones PV (tierra) en 2045 es idéntica para ambos escenarios. Por lo tanto, a diferencia de la sección 4.2, se considera la asignación de la tecnología PV (techo). Como se muestra en la figura 4.20, la potencia acumulada de las instalaciones PV (techo) es idéntica en ambos escenarios. Sin embargo, se pueden observar diferencias en la asignación regional de las instalaciones montadas en los techos. Gráficamente, estas se muestran en la figura 4.24. Análogo a las ilustraciones anteriores, las capacidades totales instaladas en el escenario no miope se muestran en 4.24a, en el escenario miope en 4.24b y la diferencia en 4.24c. Una región coloreada de verde indica, por lo tanto, una potencia instalada más alta en el escenario miope, mientras que una región coloreada de rojo indica una potencia más alta en el escenario no miope.

En general, la comparación de las figuras 4.24a y 4.24b muestra que en el escenario miope se instala potencia PV (techo) en un mayor número de regiones, mientras que en el escenario no miope, en algunas regiones, las potencias instaladas regionalmente son más altas que en el escenario miope. Esto es cierto, por ejemplo, para la región de ejemplo 1. La representación también muestra que en el noreste de Alemania, la potencia PV instalada en techos es más alta en el escenario miope. Por ejemplo, en la región alrededor de Berlín, la potencia neta instalada en el escenario no miope es igual a cero y en el escenario miope está por encima

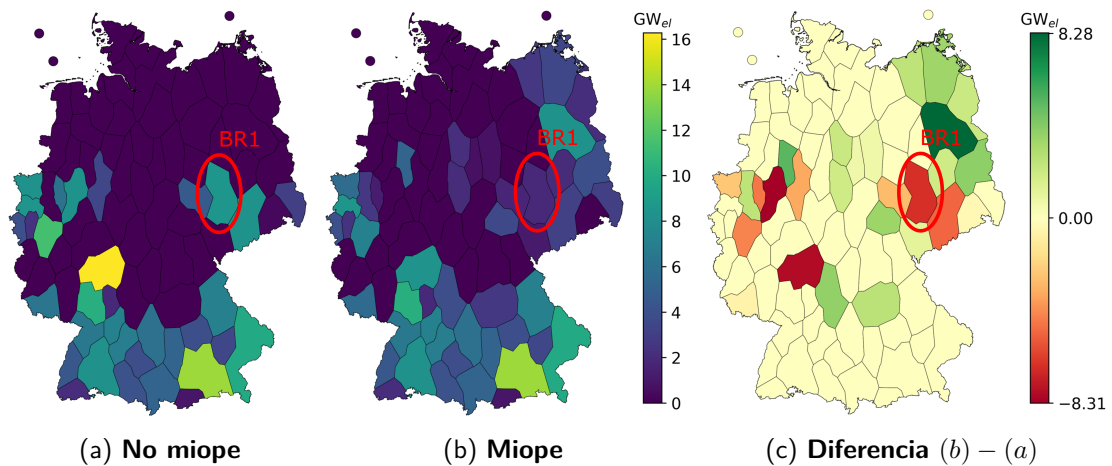


Ilustración 4.24: Potencia neta instalada PV (techo), diferenciada regionalmente, 2045

de  $8 \text{ GW}_{el}$ . Se pueden observar efectos similares en algunas regiones de la Baja Sajonia en Alemania central. En el este de Alemania, se puede ver que en tres regiones de Sajonia y Sajonia-Anhalt, la capacidad en el escenario no miope es mayor. En cambio, en el oeste de Alemania, las instalaciones de PV (techo) se expanden en general con una mayor capacidad en el escenario no miope. Las mayores diferencias en la capacidad instalada se encuentran en las regiones al este de Dortmund y Münster, así como en la región donde se encuentran Frankfurt am Main, Offenbach, Wiesbaden y Maguncia. En estos casos, las capacidades instaladas son más de  $8 \text{ GW}_{el}$  más altas.

De manera análoga al desarrollo a corto plazo, también se examina con más detalle la distribución regional del componente eólico (onshore) en el diseño del sistema a largo plazo (ver la figura 4.25).

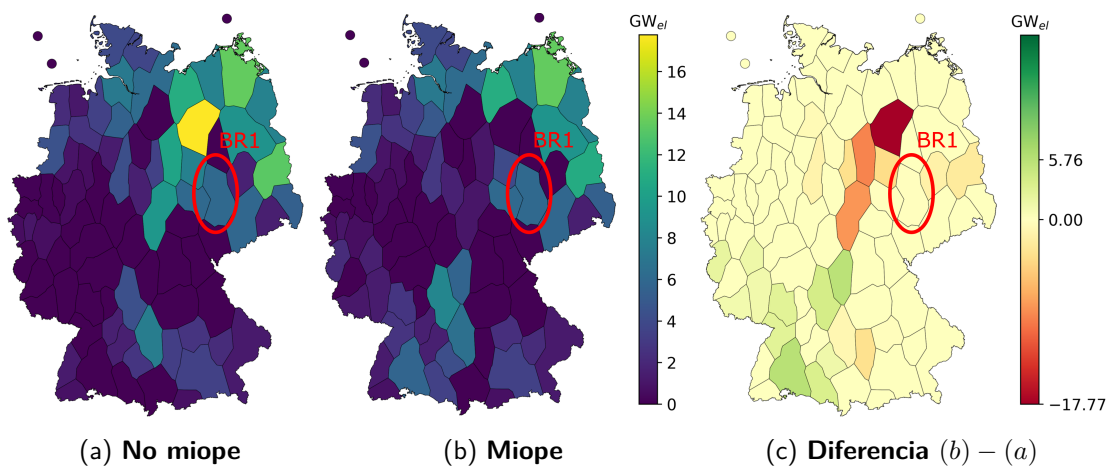


Ilustración 4.25: Potencia neta instalada eólica (onshore), diferenciada regionalmente, 2045

En las regiones cercanas a la costa, no hay diferencias en las potencias instaladas de las instalaciones eólicas (onshore). En ambos casos, se aprovechan al máximo las potencias máximas almacenadas regionalmente. Sin embargo, se pueden observar diferencias claras en el este y suroeste de Alemania. En un total de siete regiones orientales, en Brandeburgo, Turingia y Sajonia-Anhalt, las potencias instaladas en el escenario no miope son más altas. La mayor diferencia se encuentra en la región que se extiende sobre la parte noroeste de Brandeburgo y la parte norte de Sajonia-Anhalt. Esta región se destaca en rojo oscuro en la figura 4.25c, lo que indica una diferencia en la potencia instalada de casi  $18 \text{ GW}_{el}$ . En el escenario no miope, se trata de la región con la mayor expansión de instalaciones eólicas, mientras que en el escenario miope no se construyen instalaciones eólicas allí. Se pueden observar efectos opuestos en Baden-Wurtemberg, el noroeste de Baviera y, en menor medida, en partes de Renania-Palatinado. Las diferencias de capacidad regionales son de hasta  $5,76 \text{ GW}_{el}$ . Especialmente en algunas regiones fronterizas con Suiza y Francia, se observa que en el escenario no miope no se instalan aerogeneradores, mientras que en el escenario miope sí lo hacen.

Al comparar los dos escenarios en 2030 (ver 4.8) y 2045 (ver 4.25), se observa que para 2030 en el escenario miope, las potencias netas cerca de la costa son más altas, mientras que en el interior del país son más altas en el escenario no miope. Como se mencionó anteriormente, sin embargo, las capacidades en estas regiones se ajustan para el año 2045. Asimismo, las mayores potencias netas en el escenario no miope en Sajonia y el sur de Alemania en 2030 se compensan más que en 2045. También se puede ver que en dos regiones fronterizas con Suiza en 2030 en el escenario no miope se instalaron potencias eólicas (onshore) que ya no se instalan en el diseño óptimo del sistema para 2045. A diferencia de 2030, en el escenario miope se instalan potencias en estas regiones. Por lo tanto, se trata de efectos opuestos en el marco del análisis de trayectorias de transformación. Se describen más efectos de este tipo en la siguiente sección 2.3.4. La diferencia en la potencia instalada de eólica (onshore) entre el escenario miope y no miope en la región de ejemplo 1, identificada en el desarrollo a corto plazo, no existe en el desarrollo a largo plazo. A continuación, se examina con más detalle el diseño del sistema de la región de ejemplo en torno a Leipzig en 2045.

### **Asignación de energías renovables: Región de ejemplo 1**

La demanda promedio de electricidad por región en el escenario a largo plazo es de  $11,28 \text{ TWh}_{el}$  (en comparación: para 2030 es de  $6,30 \text{ TWh}_{el}$ ). En la región alrededor de Leipzig, la demanda exógena en 2045 es de  $15,10 \text{ TWh}_{el}$  en total. Por lo tanto, en el desarrollo a largo plazo, esta sigue siendo una región con una demanda por encima del promedio (véase también: 4.2).

Las potencias netas instaladas para la generación de electricidad regional se muestran en la figura 4.26. Comparado con el desarrollo a corto plazo, se destaca que, por un lado, se instala la misma potencia neta de la tecnología PV (área libre) (como ya se mencionó en este capítulo). Además, como ya se descubrió en el análisis de la figura 4.25, la potencia neta instalada de eólica (onshore) es igual. Las diferencias en la generación de electricidad se deben a la potencia instalada de las instalaciones PV (techo). En el escenario no miope, esta es 4,5 veces más alta que en el escenario miope. En total, en el escenario no miope, se instala una potencia mayor que en el escenario miope, a diferencia del año 2030.

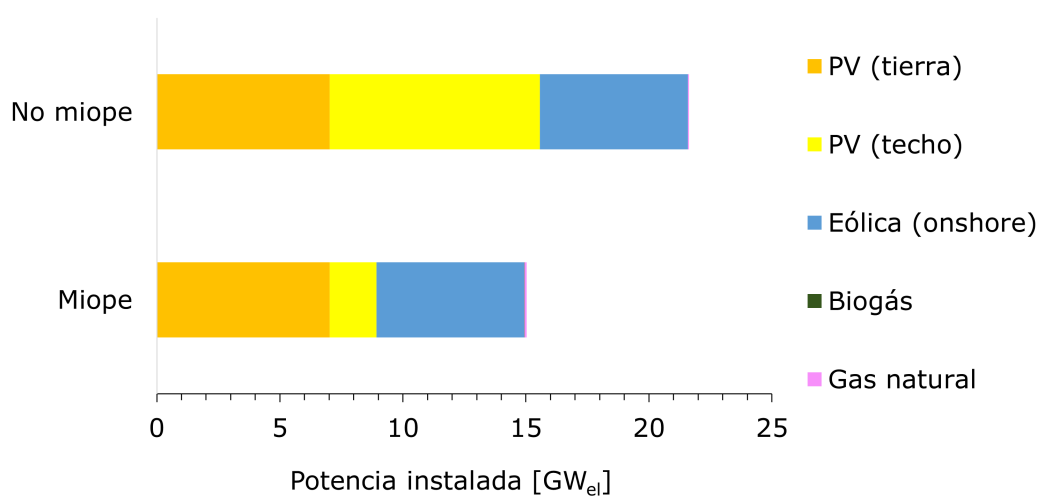


Ilustración 4.26: Potencia neta instalada para la generación de electricidad en BR1, 2045

Esto también se refleja en la generación de electricidad, que se presenta gráficamente en la figura 4.27. En el escenario no miope, la Región de ejemplo 1 es una región de exportación neta de electricidad. En el escenario miope, en cambio, se importa electricidad en una consideración acumulada anual. Cabe señalar que se trata de una consideración acumulada. No se aborda lo que sucede en los pasos de tiempo individuales dentro del año. También se puede ver en la demanda dentro de la región que en ambas situaciones se instala una capacidad de electrólisis. Con  $3,35 \text{ GW}_{GH_2}$ , esto es más alto en el escenario miope que en el escenario no miope con  $1,45 \text{ GW}_{GH_2}$ . La demanda de electricidad para la electrólisis en el escenario miope es solo un 18,8% más alta, ya que la utilización de la electrólisis en el escenario no miope es mayor. Esto resulta en una provisión de hidrógeno de  $9,26 \text{ TWh}_{GH_2}$  en el escenario miope y  $7,79 \text{ TWh}_{GH_2}$  en el escenario no miope.

### Reelectrificación de hidrógeno

En la figura 4.28, se muestra la distribución regional de las plantas de reelectrificación de hidrógeno en el escenario miope y no miope. Además, se muestra la diferencia entre ambos escenarios. La ilustración muestra que las potencias netas instaladas de las plantas de

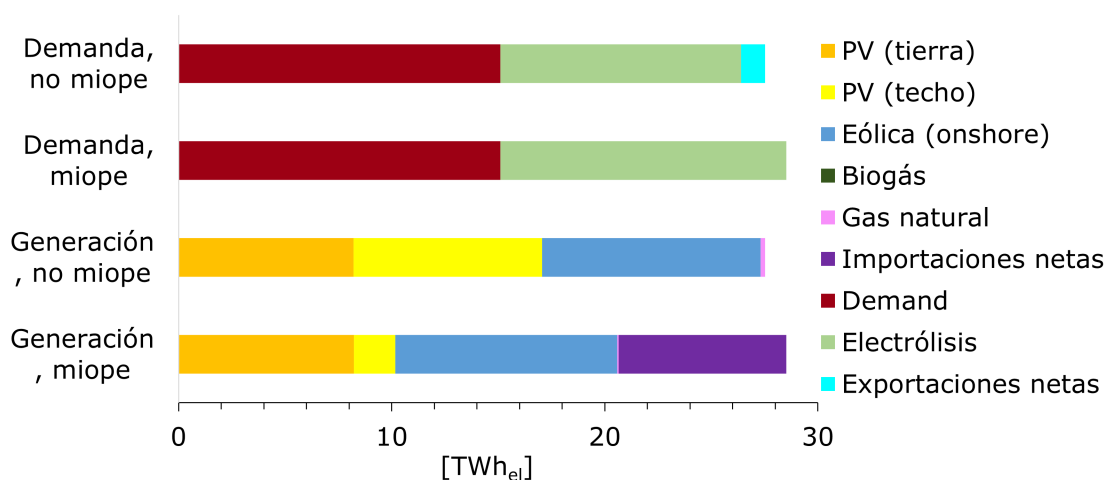


Ilustración 4.27: Demanda y producción de electricidad en BR1, 2045

reelectrificación en el norte y sureste de Alemania son más altas en el escenario miope que en el escenario no miope. A diferencia del año 2030, para el año 2045 se puede ver que en el noroeste de NRW se instalan potencias en ambos escenarios. Estas son más altas en el escenario no miope que en el escenario miope. En la región de ejemplo 2, no se instala ninguna potencia neta para el desarrollo a corto plazo en el escenario no miope. En el escenario a largo plazo, se instala la misma capacidad en ambas situaciones en la región. A continuación, se examinará más detenidamente esta región.

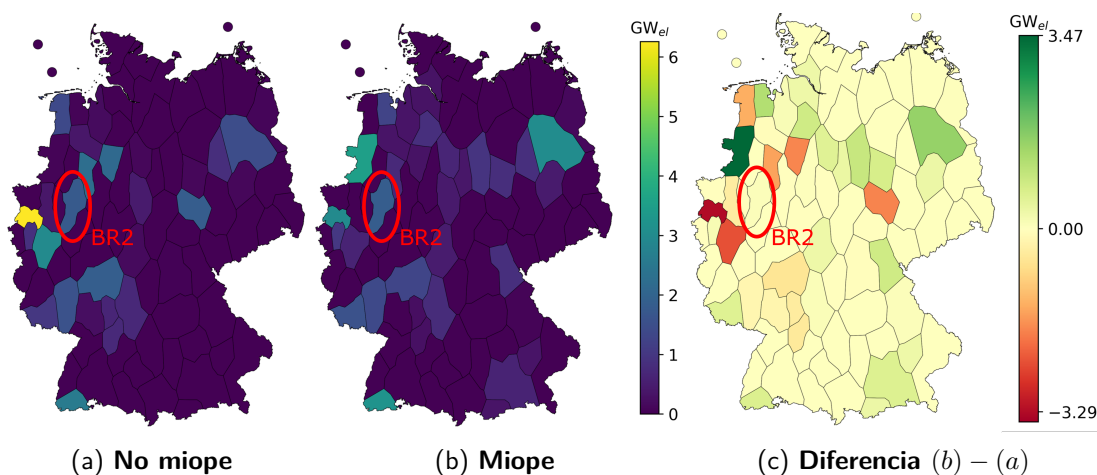


Ilustración 4.28: Potencia neta instalada para la reelectrificación de hidrógeno, resolución regional, 2045

### Región de ejemplo 2: Reelectrificación de hidrógeno

Para la región de ejemplo 2, en la figura 4.34 se muestra la potencia neta instalada acumulada para la generación de electricidad. Se puede observar que la potencia instalada para



la generación de electricidad en el escenario miope es significativamente menor que en el escenario no miope. Un componente central de esto es la potencia neta instalada de PV en superficies de techo. En el escenario miope, esto es cero, mientras que en el escenario no miope es de 8,31 GW<sub>el</sub>. La potencia neta instalada en el escenario miope es solo un 4,57% más alta que en el escenario no miope. Esto también se refleja en la generación de electricidad, que se muestra en la figura 4.30. En el escenario no miope, se generan 13,56 TWh<sub>el</sub> a nivel regional, mientras que en el escenario miope son 5,38 TWh<sub>el</sub>. La demanda regional de electricidad es un 16,15% más alta debido a una potencia instalada para la electrólisis en el escenario no miope (16,47 TWh<sub>el</sub> frente a 14,18 TWh<sub>el</sub>). Como resultado, en el escenario no miope hay una importación neta de electricidad de 2,91 TWh<sub>el</sub>. Esto es significativamente más alto en el escenario miope: sin la generación de electricidad a través de instalaciones de PV (techo), la importación neta de electricidad es de 8,81 TWh<sub>el</sub> anuales.

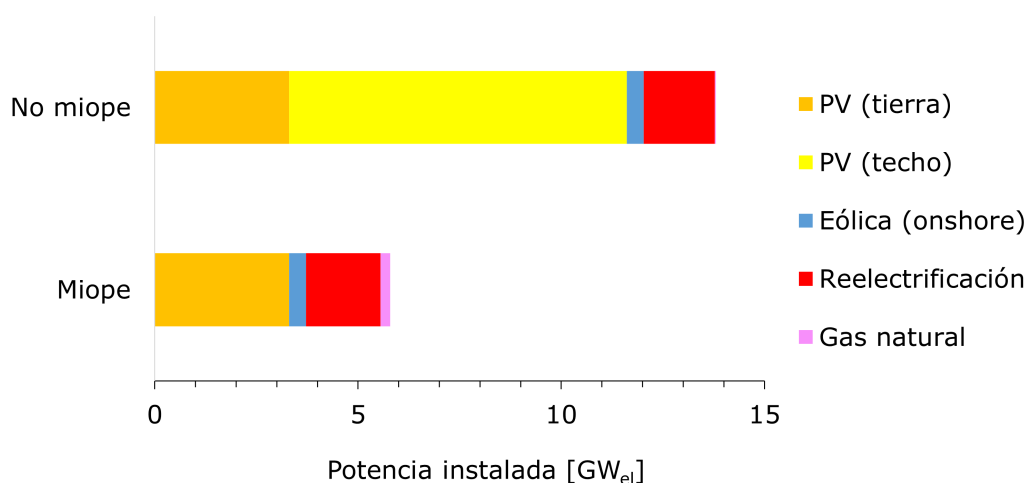


Ilustración 4.29: Potencia neta instalada para la generación de electricidad en BR2, 2045

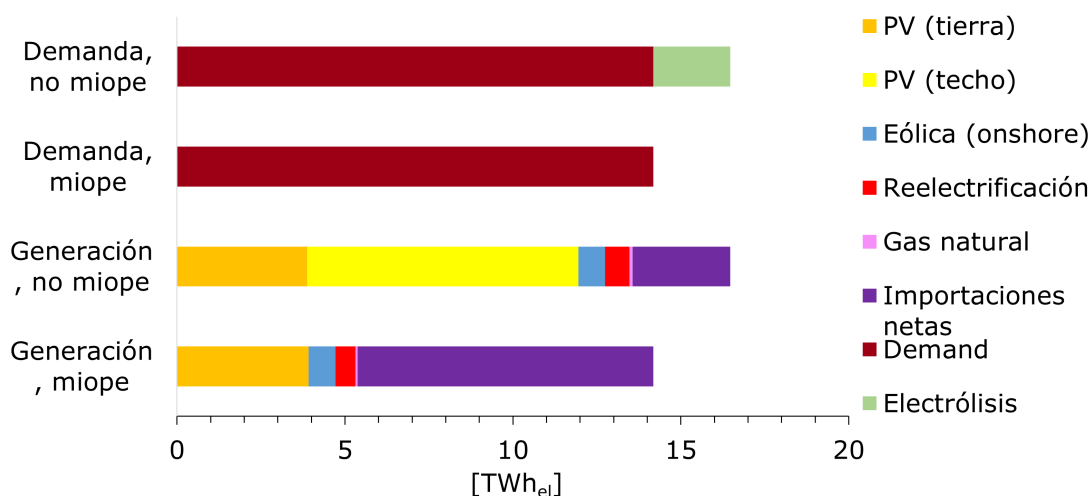


Ilustración 4.30: Mezcla de electricidad en BR2, 2045

En el escenario no miope, en comparación con el escenario miope, se instala una capacidad de electrólisis en la región de 0,51 GW<sub>GH<sub>2</sub></sub>. En total, se opera con electrólisis durante 3.102 h a plena carga, lo que resulta en 1,58 TWh<sub>GH<sub>2</sub></sub> de hidrógeno anualmente. La demanda total de hidrógeno en la región se deriva de la *demanda* de hidrógeno, que se encuentra en 6,737 TWh<sub>GH<sub>2</sub></sub>, y la demanda de hidrógeno para la re-conversión. En el escenario miope, la demanda resultante de la re-conversión es de 1,375 TWh<sub>GH<sub>2</sub></sub>, mientras que en el escenario no miope es de 1,209 TWh<sub>GH<sub>2</sub></sub>. Como resultado, en ambos casos se trata de una región de importación neta de hidrógeno en 2045. En el escenario miope, se importan 8,109 TWh<sub>GH<sub>2</sub></sub> de hidrógeno y en el escenario no miope 6,364 TWh<sub>GH<sub>2</sub></sub>. La producción de hidrógeno a través de la electrólisis reduce así la importación necesaria.

Al observar el sector eléctrico para el año 2045, se destaca que en ambas regiones de ejemplo estudiadas se ha instalado una capacidad de electrólisis. Esto sugiere una expansión del sector del hidrógeno en 2045. Se examinará esto con más detalle a continuación.

### 4.3.3 Sector del hidrógeno

En la sección anterior, se identificó una mayor interacción entre sectores: en ambas regiones de ejemplo, se instalan capacidades de electrólisis (dependiendo del escenario) y la potencia neta de las instalaciones de re-conversión es mayor que para el desarrollo a corto plazo. En este párrafo, por lo tanto, se analizará con más detalle la provisión total de hidrógeno en Alemania, la distribución regional de la capacidad necesaria y las capacidades de transporte. En la figura 4.31 se muestra la producción acumulada de hidrógeno para el año 2045. A continuación, se enumeran las conclusiones clave sobre el sector del hidrógeno en Alemania:

- La cantidad total de hidrógeno producido en Alemania es solo un 0,12% mayor en el escenario miope que en el no miope.
- En el escenario miope, se produce un 12,98% menos de hidrógeno por electrólisis que en el escenario no miope. Para el año 2030, la producción por electrólisis fue mayor en el escenario miope (ver figura 4.15).
- En ambos escenarios, la potencia neta instalada para la electrólisis es igual al límite mínimo del corredor de expansión exógeno definido (ver tabla 4.3).
- La potencia instalada para la importación de hidrógeno en el escenario miope es igual al límite máximo del corredor de expansión, mientras que en el escenario no miope es un 19,81% menor.

- Se importa la misma cantidad de hidrógeno de Francia en ambos escenarios. La importación de Suiza es un 103,40% mayor.
- En el escenario miope, se importa un 0,25% del hidrógeno total en forma líquida. En el escenario no miope no se importa hidrógeno líquido.
- De manera análoga a 2030, no se importa hidrógeno de los Países Bajos en ninguno de los dos escenarios.

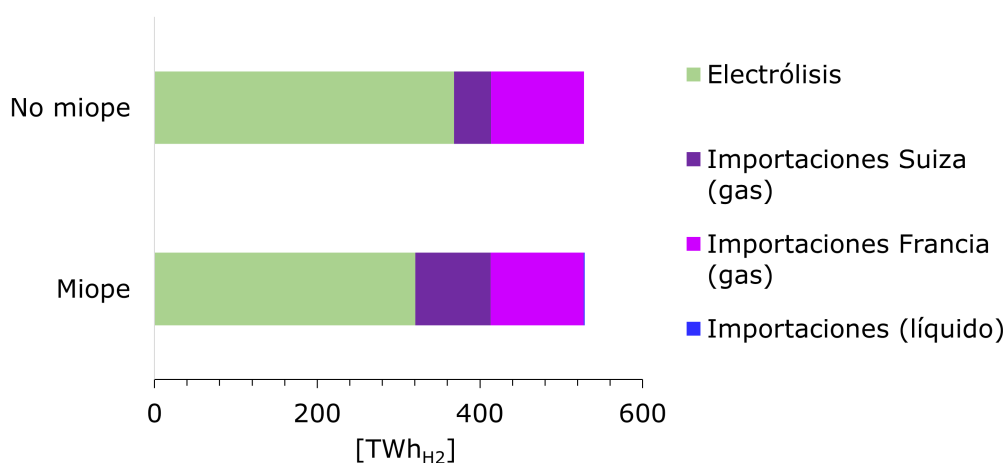


Ilustración 4.31: Suministro acumulado de hidrógeno, 2045

### Suministro de hidrógeno por electrólisis

En la distribución regional de la potencia neta instalada de electrólisis se pueden observar diferencias entre el escenario miope y el no miope. Esto se muestra en la figura 4.32.

Al igual que en los resultados del año 2030, la potencia neta instalada de la electrólisis en las regiones alrededor de Greifswald (región de ejemplo 3) y la región vecina al oeste es mayor en el escenario miope. Mientras que la diferencia en 2030 es de aproximadamente  $5 \text{ GW}_{GH_2}$ , en 2045 es de 2 y  $3 \text{ GW}_{GH_2}$ , respectivamente.

En la costa noroeste, por otro lado, la capacidad en el escenario no miope es mayor, lo que se relaciona con la mayor generación de energía eólica (offshore) en ese escenario. Además, en el este de Alemania, se observan diferencias en regiones apartadas de las situadas en el Mar Báltico. Se puede observar una correlación entre las diferencias en la capacidad neta instalada de la electrólisis (4.32) y la capacidad neta instalada de la energía eólica (onshore) (4.25). En la región donde se instala una capacidad neta de  $17,77 \text{ GW}_{el}$  de energía eólica (onshore) en el escenario no miope, se instala una capacidad de electrólisis de  $3,35 \text{ GW}_{GH_2}$ .

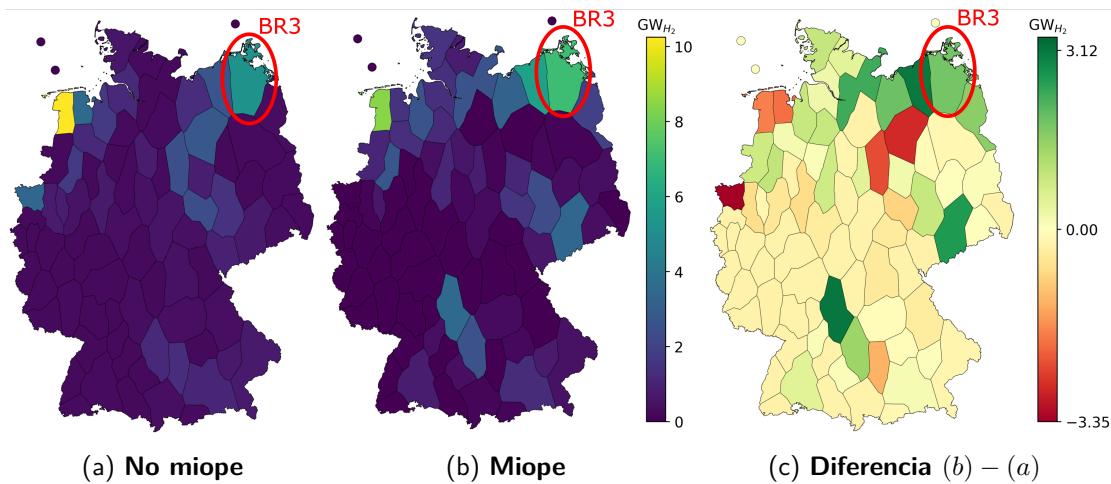


Ilustración 4.32: Capacidad instalada de electrólisis, distribuida regionalmente, 2045

Se refiere a la región en el noroeste de Brandeburgo y el norte de Sajonia-Anhalt. Se puede observar un efecto similar en la región situada al suroeste. De manera similar a lo observado en la capacidad neta instalada de la energía eólica (onshore), en 2030 solo se instalarán electrólisis en el sur de Alemania en el escenario no miope (véase la sección 4.2.2). En 2045, este efecto se invierte y la capacidad neta instalada en el sur es mayor en el escenario miope. La región que destaca en este sentido es la que se extiende por el noroeste de Baviera y el noreste de Baden-Wurtemberg. La capacidad instalada para producir hidrógeno verde es  $3,12 \text{ GW}_{GH_2}$  mayor en el escenario miope. Esto se muestra en la figura 4.32c en verde oscuro. En esta región, tanto la capacidad neta instalada de la energía eólica (onshore) (véase la figura 4.25c) como la capacidad neta instalada de la energía PV (techo) (véase la figura 4.24c) son mayores en el escenario miope.

En cuanto a la demanda de hidrógeno establecida, en 2045 se pueden identificar tres centros con una demanda concentrada y significativamente superior (4.2c). Uno de ellos se encuentra en las regiones occidentales de NRW, incluyendo principalmente la región del Ruhr. Los impulsores de la demanda son, por ejemplo, la industria del acero en esa zona. Otro centro surge de las plantas de BASF en Ludwigshafen, en la región entre Renania-Palatinado, Hesse y Baden-Wurtemberg. En la región de Sajonia-Anhalt meridional se encuentra el centro con la segunda mayor demanda de hidrógeno. Tanto en esta región como en las regiones del oeste de NRW, una parte de la producción de hidrógeno se lleva a cabo en la región correspondiente en el escenario no miope. En el este de Alemania, la capacidad de electrólisis se instala principalmente cerca de la oferta, pero en regiones aisladas con una alta demanda de hidrógeno exógena, la capacidad de electrólisis es mayor en el escenario no miope. En el oeste de NRW se observa que en el escenario miope no se instalan capacidades de electrólisis en las dos regiones con demandas de alrededor de  $30 \text{ TWh}_{GH_2}$ , mientras que en el escenario no miope la capacidad de electrólisis alcanza hasta  $3,35 \text{ GW}_{GH_2}$  en estas regiones. En las

regiones del suroeste (Saarland y Ludwigshafen), no se instalan capacidades de electrólisis en ninguno de los dos escenarios. La demanda se cubre principalmente mediante importaciones de Francia. En el escenario miope, se instalan electrolizadores cerca de Ludwigshafen.

### Región de ejemplo 3: Electrólisis

Como se mencionó anteriormente, la región al este de Rostock es una zona con una alta generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables. La capacidad neta instalada de generación de energía eléctrica se muestra en la 4.34 y la mezcla regional de electricidad con datos de demanda y generación se muestra en la figura 4.33. La capacidad neta instalada de las tecnologías PV (tierra) y eólica (onshore) es igual en ambos escenarios. En contraste con el escenario no miope, en el escenario miope se instala una capacidad neta de energía PV (techo) de 3,48  $\text{GW}_{el}$ . Además, en ambos escenarios se instala una capacidad de producción de electricidad a partir de gas natural. En el escenario miope, esta capacidad es de 3,27  $\text{GW}_{el}$ , mientras que en el escenario no miope es de 0,04  $\text{GW}_{el}$ .

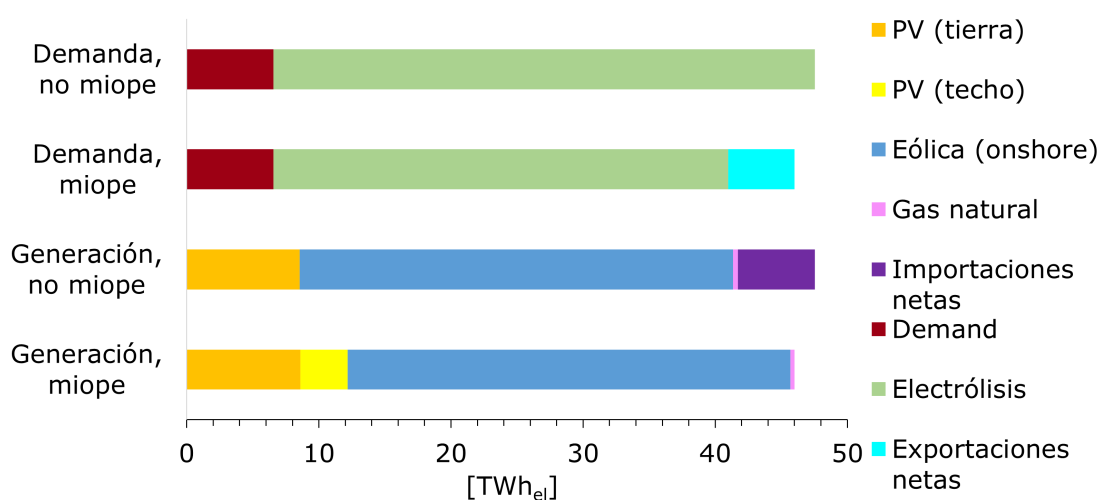


Ilustración 4.33: Mezcla de electricidad en BR3, 2045

A pesar de las grandes diferencias en la capacidad instalada, la producción de energía eléctrica de las centrales térmicas de gas natural es casi la misma con menos de 0,4  $\text{TWh}_{el}$ . La mayor parte de la generación de energía eléctrica en ambos escenarios es cubierta por la energía eólica (onshore), en el escenario miope es de 72,85%, en el escenario no miope es de 69,00%. Similar a la región de ejemplo 1 (ver 4.27), dependiendo del escenario, la región puede ser una zona de importación o exportación neta de electricidad. Por lo tanto, en el escenario miope se exporta más electricidad que la que se importa en el transcurso del año. En contraste, en el escenario no miope se importa más electricidad que la que se exporta.

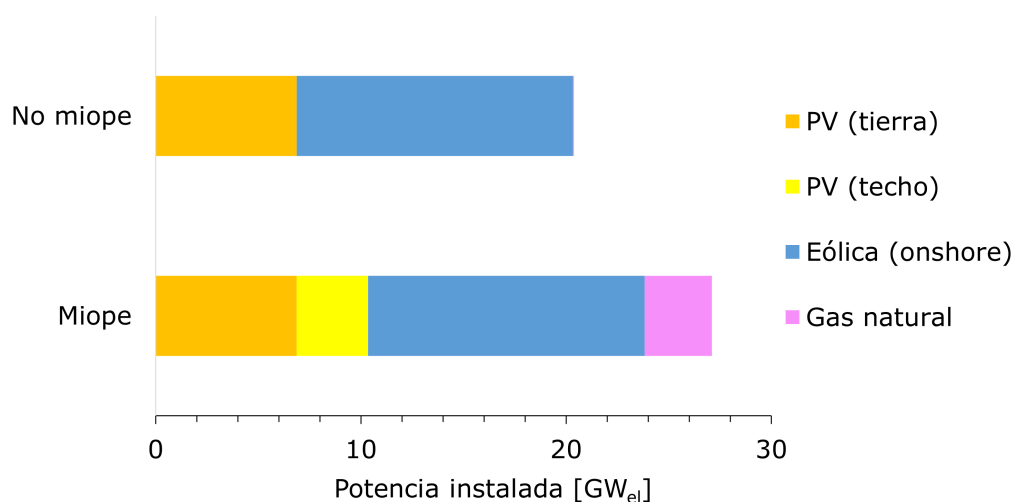


Ilustración 4.34: Potencia neta instalada de generación de electricidad en BR3, 2045

En el balance de generación y demanda de electricidad en esta región, la electrólisis juega un papel importante. En el escenario miope, la potencia neta instalada para la electrólisis es de  $7,04 \text{ GW}_{GH_2}$ , produciendo  $23,76 \text{ TWh}_{GH_2}$  durante todo el año. En el escenario no miope, en cambio, la potencia neta instalada para la electrólisis es de  $5,19 \text{ GW}_{GH_2}$ , produciéndose  $28,28 \text{ TWh}_{GH_2}$ . Por lo tanto, la utilización de los electrolizadores en el escenario no miope es mayor. La demanda de hidrógeno exógena es baja en comparación con la producción, siendo de  $0,43 \text{ TWh}_{GH_2}$ . Durante todo el año, en el escenario miope se importan  $0,03 \text{ TWh}_{GH_2}$  por medio de tuberías hacia la región, mientras que se exportan  $23,35 \text{ TWh}_{GH_2}$ . En el escenario no miope, se importan  $0,02 \text{ TWh}_{GH_2}$  y se exportan  $27,87 \text{ TWh}_{GH_2}$ . Por lo tanto, en ambos escenarios se trata de una región con un alto neto de exportación de hidrógeno. En comparación nacional, es una de las regiones con el mayor neto de exportación de hidrógeno. La región con el mayor neto de exportación es la región alrededor de Sarrebruck, que funciona como la única región de importación de hidrógeno de Francia. Allí, el neto de exportación de hidrógeno gaseoso en el año 2045 es de  $93,41 \text{ TWh}_{GH_2}$ . Se describirá más detalles sobre la infraestructura de tuberías necesaria en la próxima sección.

### Infraestructura de transmisión de gas hidrógeno

En la figura 4.35 se muestra gráficamente las capacidades instaladas para el transporte de hidrógeno en pipelines. Estas capacidades se refieren a la suma de pipelines renovados y nuevos construidos. Los valores se presentan en términos de poder calorífico inferior (LHV). Además, en la figura 4.35a se pueden observar las capacidades de pipeline en el escenario no miope y en la figura 4.35b las capacidades de pipeline en el escenario miope.

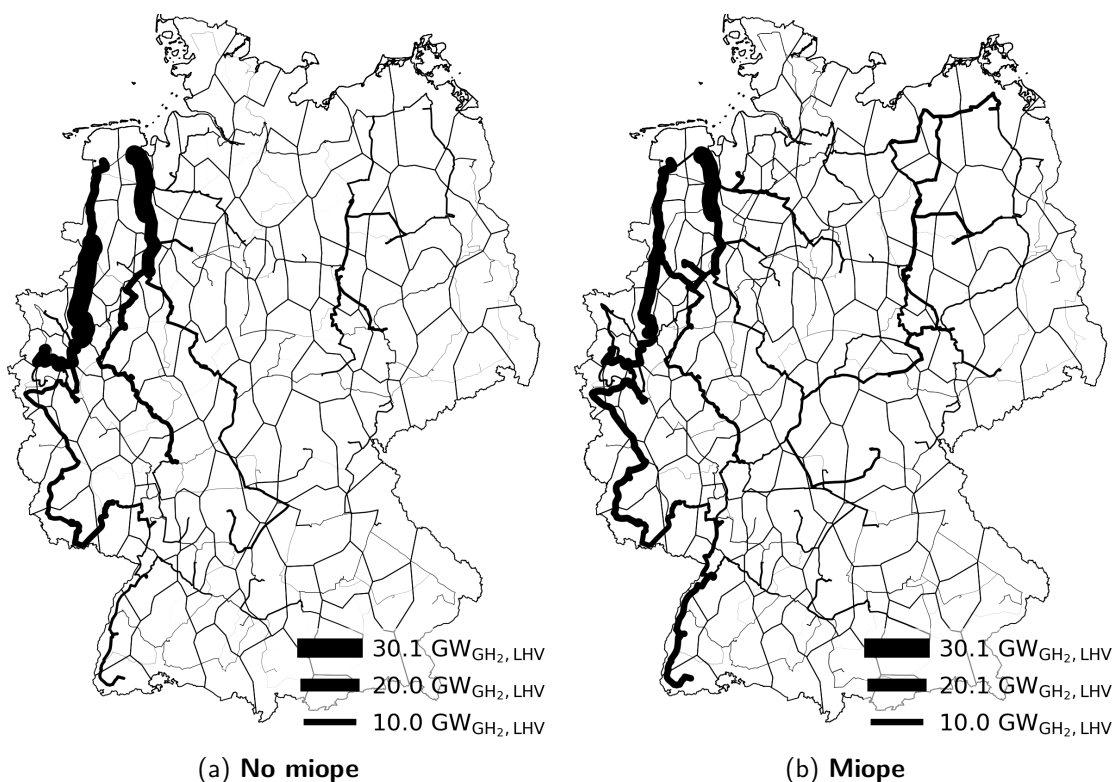


Ilustración 4.35: Capacidades instaladas de pipelines para el transporte de hidrógeno (renovados y nuevos), 2045

En la 4.35 se pueden obtener conclusiones similares para el año 2045 como para el año 2030. Estas están estrechamente relacionadas con las capacidades netas de la electrólisis (ver 4.32). La capacidad máxima de expansión en el escenario no miope es de  $30,1 \text{ GW}_{GH_2, LHV}$  y es mayor que en el escenario miope con  $24,7 \text{ GW}_{GH_2, LHV}$ . Las conclusiones principales se pueden resumir de la siguiente manera:

- La capacidad máxima de las tuberías es menor en el escenario miope que en el no miope. Se trata de aquellas tuberías que conectan las regiones con alta capacidad de electrólisis en la costa del Mar del Norte con las regiones al sur de ellas. En este sentido, la capacidad instalada de electrólisis en estas dos regiones es menor en el escenario miope que en el no miope, lo que justifica una menor dimensión de las tuberías.
- En comparación con el año 2030, se construyen tuberías en ambos escenarios que van desde la costa del Mar del Norte hacia el centro de Alemania (Hesse y las regiones del norte de Baviera y Baden-Wurtemberg).
- Las tuberías que van desde la costa del Mar Báltico hacia el centro de Alemania están menos desarrolladas que las tuberías del noroeste en ambos escenarios.

- Las capacidades de electrólisis que no existían en el este de Alemania en 2030 se conectan con el noreste y centro de Alemania y directamente con Baviera a través de tuberías de mayor capacidad.
- También, la nueva electrólisis en el sur de Alemania resulta en una red de tuberías más desarrollada en el sur.
- En el escenario miope, las capacidades de las tuberías que parten de la costa del Mar Báltico son más altas que en el escenario no miope, igualando las capacidades de electrólisis allí.
- En general, la capacidad de las tuberías en la parte occidental de Alemania es significativamente mayor que en el resto del país. Las diferencias son mayores que en 2030.
- Las tuberías en el oeste y suroeste de Alemania que parten de las regiones de importación están más desarrolladas en el escenario miope que en el no miope, debido a que la importación desde Suiza y Francia es mayor (ver la figura 4.31).
- En general, excepto por las altas capacidades mencionadas anteriormente en el noroeste, las capacidades de las tuberías en el escenario miope son más altas que en el escenario no miope.



## 4.4 Análisis de la transformación del sistema

Después de analizar por un lado, el desarrollo a corto plazo y, por otro, el desarrollo a largo plazo del diseño de la red de aprovisionamiento del sistema de suministro energético alemán en su conjunto, en esta parte se examinarán los efectos del desarrollo en el diseño del sistema mediante el enfoque miope implementado en el contexto de este trabajo. Para ello, se examinarán de manera general todos los años de referencia dentro del horizonte de observación, en lugar de referirse al diseño de las redes de años específicos.

Como se explica en el capítulo 3, en ambos escenarios se optimizan todos los años entre 2020 y 2045 con un intervalo de optimización de cinco años. En el contexto de una optimización, se calcula un año completo con una resolución temporal horaria. Mediante la integración de un enfoque miope, las infraestructuras energéticas ya instaladas se incorporan al siguiente año de referencia, teniendo en cuenta la vida útil técnica. En la siguiente parte del análisis, se investigará en qué consisten las diferencias entre las dos metodologías en la transformación del sistema. Para ello, en la primera parte del análisis se analizará la variación neta anual y espacialmente resuelta de las potencias netas instaladas. A modo de ejemplo, se examinará la trayectoria de transformación de la componente PV (techo). En la segunda parte del análisis, se examinará con más detalle la eliminación gradual del carbón, ya mencionada en 4.2, en ambos escenarios.

### 4.4.1 Camino de transformación de las infraestructuras energéticas

La motivación detrás de la metodología desarrollada en este trabajo fue complementar el modelo FINE.Infrastructure con un método para el análisis de la evolución temporal. Esto incluye la consistencia de las infraestructuras energéticas instaladas a lo largo del período de observación. Por lo tanto, se supone que los componentes instalados del sistema energético permanecerán, siempre que su vida útil individual no haya sido superada.

A modo de ejemplo, en la figura 4.36 se muestran los caminos de transformación de la componente PV (techo) en el escenario no miope y miope. En la parte izquierda de la representación se muestra el camino de transformación en el escenario no miope, y en la parte derecha el camino de transformación en el escenario miope. En las dos columnas centrales se ilustran las potencias netas instaladas, regionalmente resueltas, de los componentes PV (techo) para cada uno de los años optimizados. Lateralmente se indican las diferencias netas de la potencia instalada entre dos años. Así, si en una región la potencia aumenta de un año a otro, estas regiones están resaltadas en un tono verde. Si la potencia instalada en una región disminuye en comparación con el año anterior, la región está resaltada en rojo. El final de la vida útil de un componente instalado, por lo tanto, no tiene ningún efecto en esta

representación si la misma potencia se vuelve a instalar en la región en el año siguiente. Esto es especialmente relevante para componentes que tienen una vida útil corta. Por ejemplo, los electrolizadores se instalan con una vida útil de 10 años, mientras que las centrales de gas natural tienen una vida útil de al menos 30 años (y, por lo tanto, más larga que el horizonte de observación en su totalidad). Las escalas correspondientes se pueden encontrar en el lado izquierdo de la figura para el escenario no miope y en el lado derecho para el escenario miope. La representación con escalas diferentes permite una diferenciación específica del escenario de los años y la lectura directa de las potencias mínimas y máximas.

Las potencias totales instaladas del componente PV (techo) son iguales para el año 2020, ya que en ambos casos se optimiza según un enfoque de terreno baldío, ya que no se presupone ningún sistema energético existente. Posteriormente, en ambos escenarios, se puede ver que en el año 2025 las potencias netas de PV se instalan principalmente en el sur y este de Alemania. En los años siguientes, la potencia instalada aumenta principalmente en el sur de Alemania en ambos escenarios. Las observaciones centrales del camino de transformación para las instalaciones PV (techo) en el escenario no miope se enumeran a continuación:

- En el este de Alemania, la potencia instalada varía considerablemente entre los años 2025 y 2045.
- En los años 2020 y 2025 se instalan potencias en el este de Alemania, que luego parcial o totalmente desaparecen en el sistema energético óptimo del año 2030.
- En 2035, las potencias instaladas en todas las regiones son más altas en comparación con 2030. En este contexto, también se pueden ver las potencias instaladas para 2025 en el año 2035.
- En el año 2040, apenas hay instalaciones de PV (techo) en el este de Alemania.
- En el año 2045, hay instalaciones de PV (techo) en el este de Alemania nuevamente, pero parcialmente más al sur que en los años 2020, 2025 y 2035.
- Se pueden observar efectos similares en algunas regiones del sur y en puntos aislados del oeste de Alemania.
- Las diferencias netas regionales de un año a otro varían desde  $11,42 \text{ GW}_{el}$  hasta  $-5,57 \text{ GW}_{el}$ .

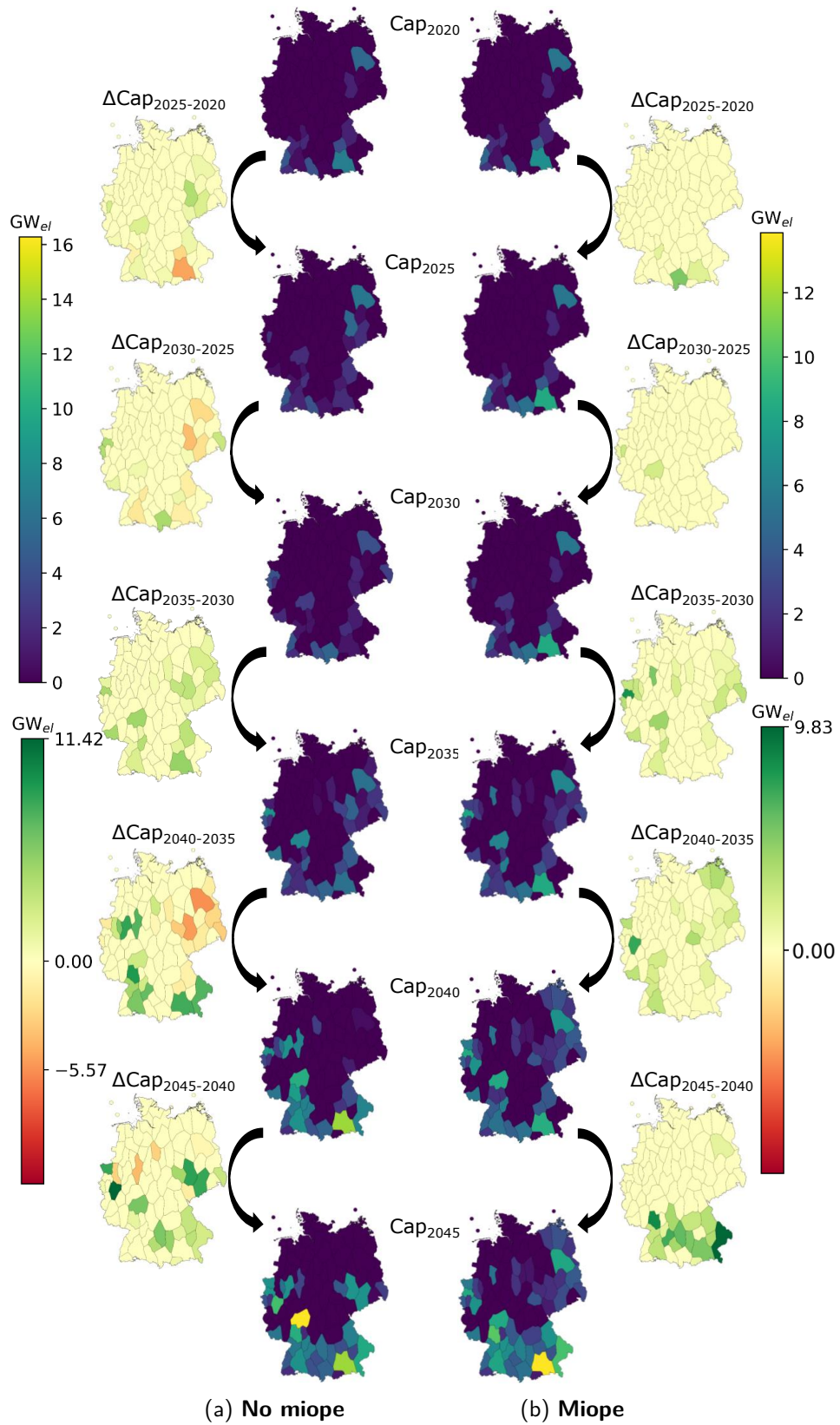


Ilustración 4.36: Potencias netas instaladas PV (techo) y diferencia entre los años

En contraste, en el escenario miope se puede ver que no hay ninguna diferencia neta negativa a lo largo del horizonte de observación. A partir de las escalas del escenario miope, se puede ver que la potencia regional máxima instalada es inferior a  $14 \text{ GW}_{el}$ . De manera similar a las declaraciones hechas en la sección 4.3, se puede observar una mayor diversificación regional de la potencia neta instalada en el escenario miope. Después de que en los años 2020 y 2025 se instalen potencias principalmente en el sur de Alemania, también se instalarán potencias en el noreste, este, suroeste y oeste de Alemania en los años 2030 a 2040. En la diferencia entre los años 2045 y 2040, destaca que solo se instalan instalaciones en el sur. Al pasar de un año a otro, se puede ver la mayor diferencia en todo el escenario miope, que es de  $9,83 \text{ GW}_{el}$ .

De esto se puede concluir que el enfoque miope es adecuado para representar la transformación del sistema. Hay una expansión consistente de las capacidades instaladas a lo largo del período de observación. En el escenario no miope, hay una asignación alternante de la capacidad instalada. Por lo tanto, el enfoque no miope no es aplicable para una transformación del sistema consistente.

#### 4.4.2 Abandono del uso del carbón

Como se documenta en 4.2, en el escenario miope para el año 2030 no hay centrales eléctricas de carbón instaladas, mientras que en el escenario no miope sí las hay. El abandono del uso del carbón, es decir, el momento en que ya no se mantiene centrales eléctricas de lignito o carbón, se examina más de cerca en la siguiente evaluación de la transformación del sistema. Para ello, en la figura 4.37 se muestra la capacidad neta instalada de las centrales eléctricas de carbón, desglosada regionalmente, para el escenario miope y no miope, para los años 2020 a 2035. Los años 2040 y 2045 no están incluidos, ya que en ninguno de los dos escenarios las centrales eléctricas de carbón forman parte del sistema energético óptimo en esos años.

En 2020, las mismas plantas eléctricas de carbón existentes están instaladas en ambos escenarios. Mientras que en el diseño óptimo del sistema para 2025 en el escenario miope ya se han instalado capacidades menores, este desarrollo es apenas observable en el escenario no miope. En el escenario miope, la retirada del carbón se ha completado para 2030. Esta observación es consistente, por ejemplo, con los resultados de Stolten et al. [4]. En el escenario no miope, las capacidades de las centrales eléctricas de carbón siguen instaladas hasta el año 2035. Para el año 2040, la retirada del carbón también se ha completado en ese escenario.

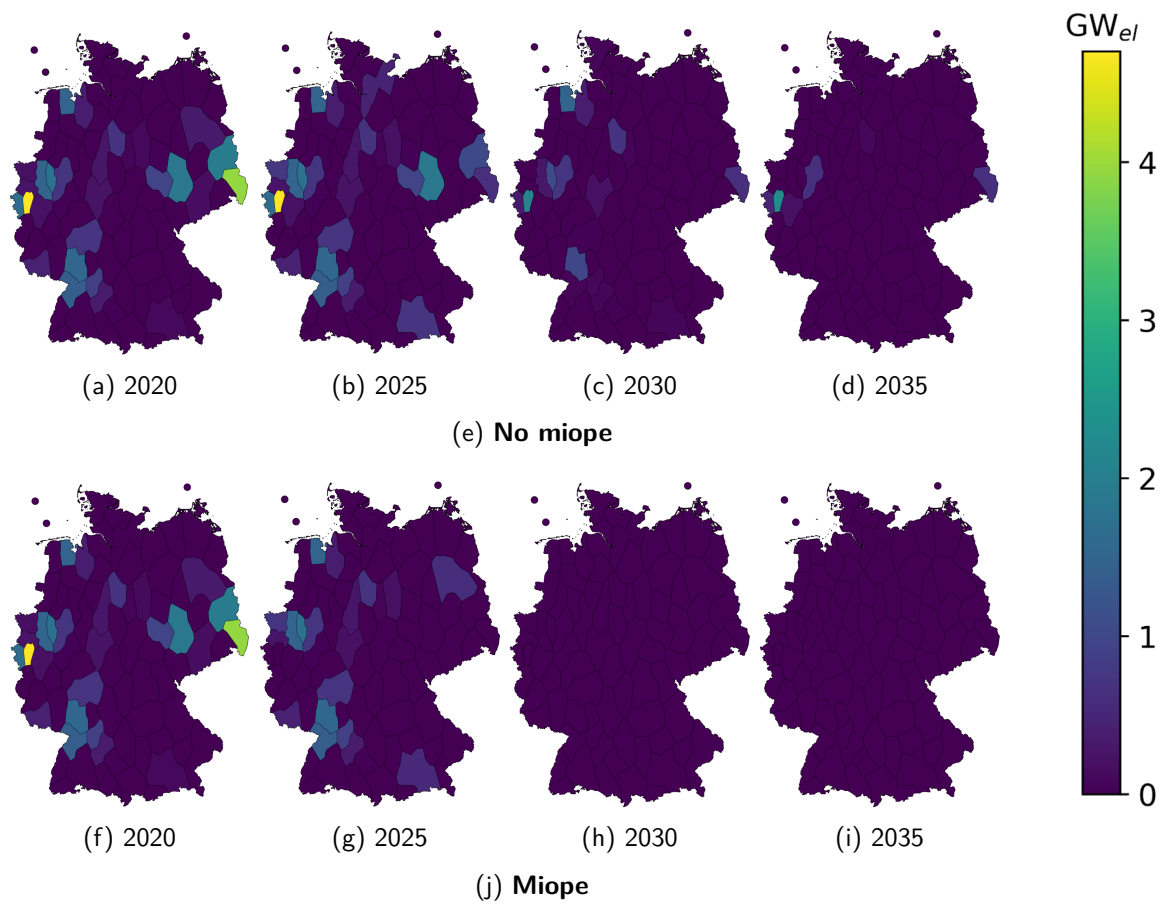


Ilustración 4.37: Capacidad neta instalada de plantas eléctricas de carbón

## 5 Conclusiones

En este capítulo se concluyen los resultados de este trabajo. Para ello, en la sección 5.1 se discute la metodología. En la sección 5.2 se responden las preguntas de investigación formuladas en el capítulo 1 en función de los resultados.

### 5.1 Metodología

El objetivo del trabajo es implementar una metodología para analizar el desarrollo temporal de la red de aprovisionamiento del sistema de suministro energético. Para ello, se aplica un enfoque para el análisis de la trayectoria de transformación en el modelo de optimización FINE.Infrastructure, que es de alta resolución espacial. Así, se pretende determinar una transformación óptima de la red de aprovisionamiento a lo largo de un período de tiempo basándose en años de referencia discretos. El enfoque miope presentado se desarrolla en complemento al acoplamiento de modelos ya implementado entre FINE.NESTOR y FINE.Infrastructure.

La miopía incluye, por un lado, la herencia de componentes de las redes de suministro en el siguiente intervalo de optimización y, por otro lado, una metodología para la integración genérica de una línea de mortalidad: para ser incluida en el inventario, el componente debe tener una vida útil restante que sea mayor que la longitud del siguiente intervalo de optimización. Además, debe haber instalada una capacidad, lo que confiere al componente un carácter de infraestructura. Los componentes cuya capacidad máxima disminuye a lo largo del tiempo pueden tener una capacidad variable en lugar de una capacidad fija. Este es el caso cuando la capacidad instalada de la componente de la red es mayor que el límite máximo del corredor de expansión para la siguiente optimización.

Los corredores de expansión mencionados se transfieren mediante un enfoque de *soft-coupling* para el acoplamiento de los modelos FINE.NESTOR y FINE.Infrastructure. Además, los datos de demanda calculados endógenamente en el modelo de un solo nodo FINE.NESTOR se regionalizan y funcionan en FINE.Infrastructure como datos de demanda exógenos. Los datos transferidos son el resultado de estrategias de reducción consistentes y óptimas en cuanto a costes a lo largo del horizonte de observación en el modelo FINE.NESTOR de alta resolución sectorial. Mediante la combinación de acoplamiento de modelos y la metodología miope desarrollada, se calcula el diseño óptimo de las redes de suministro energético en cuanto a costes hasta 2045.

## 5.2 Análisis

En la sección 4.1 se explican las configuraciones básicas del modelo. Se presentan los límites de emisiones de CO<sub>2</sub> y los datos de demanda. Luego, se examinan los corredores de expansión que se transfieren al modelo. En la sección 4.2 se considera el desarrollo a corto plazo de la red de aprovisionamiento, en 4.3 el desarrollo a largo plazo. En este último, se comparan las redes de aprovisionamiento para la provisión de electricidad e hidrógeno de las dos metodologías. A continuación, en la sección 4.4, se analiza el desarrollo de las redes a lo largo del tiempo hasta 2045. En lugar de considerar el diseño de las redes de aprovisionamiento para años individuales de manera aislada, se abordan los efectos a lo largo del horizonte de observación. El resumen de los resultados del análisis está dado por las preguntas de investigación formuladas en el capítulo 1. Estas se mencionan a continuación y se responden enumerando los principales resultados.

**¿Difiere el diseño de las redes de suministro óptimo en costes para la electricidad e hidrógeno en una visión a corto plazo hasta 2030 para las dos metodologías? En caso afirmativo, ¿en qué?**

- En el escenario miope, se instala menos capacidad para la generación de electricidad a corto plazo que en el escenario no miope. Esto se debe a la energía eólica (en tierra), las plantas de energía de reconversión y las centrales eléctricas de carbón.
- La menor capacidad se compensa con una mayor utilización para la metodología miope, especialmente de los componentes de la red que generan electricidad con el gas natural. En general, la generación de electricidad nacional en el escenario miope es mayor que en el escenario no miope.
- En el análisis de ambas metodologías se observa un gradiente norte-sur en la generación de electricidad nacional.
- La capacidad neta de electrólisis se instala en regiones donde el suministro de electricidad es alto.
- En el escenario miope, se observa una mayor concentración de capacidades netas de electrólisis en el mar Báltico. Esto está relacionado con un mayor suministro neto por instalaciones eólicas (en tierra) en estas regiones.

- Para 2030, el suministro de hidrógeno mediante electrólisis en el escenario miope es mayor que en el escenario no miope. Además de las importaciones, se suministra menos hidrógeno en el escenario miope.
- La red instalada para el aprovisionamiento de hidrógeno es más extensiva para la metodología miope que para la metodología no miope. No obstante, se desarrollan las mismas rutas de transporte en ambos casos.
- Las opciones de flexibilidad se agotan más en el escenario miope. Esto incluye la capacidad de la red de suministro de hidrógeno y la mayor utilización de las centrales eléctricas de gas natural flexibles.

**¿Difiere el diseño de las redes de suministro óptimo en costes para la electricidad e hidrógeno a largo plazo hasta 2045 en las dos metodologías? En caso afirmativo, ¿en qué? Además, ¿se observan diferencias al desarrollo a corto plazo?**

- De manera similar al desarrollo a corto plazo, se instalan menos capacidades de componentes de la red de aprovisionamiento de energías renovables para el año 2045 en el escenario miope que en el escenario no miope. Esto se debe a las instalaciones eólicas (offshore) y eólicas (onshore).
- A diferencia del año 2030, en el desarrollo a largo plazo se suministra menos electricidad en el país en el escenario miope que en el escenario no miope.
- Las diferencias en el diseño de las redes de aprovisionamiento entre las regiones son menores en ambos escenarios para el año 2045 que para el año 2030.
- A diferencia de 2030, en el desarrollo a largo plazo, el suministro de hidrógeno mediante electrólisis es menor en el escenario miope que en el escenario no miope. Esto se compensa en el escenario miope con mayores importaciones de hidrógeno.
- A diferencia del año 2030, se puede observar que para 2045, la capacidad máxima de la red de aprovisionamiento de hidrógeno es la misma en ambos escenarios. En general, las rutas de transporte desde el noroeste de Alemania hacia el sur son de más baja capacidad en el escenario miope. No obstante, las rutas de aprovisionamiento desde el noreste hacia el centro de Alemania están más desarrolladas. Además, las rutas de transporte desde las regiones de importación están dimensionadas más grandes en el escenario miope.



- Una opción de flexibilidad más grande en el escenario miope es la red de aprovisionamiento de hidrógeno más desarrollada. Además, las capacidades mayores de las centrales eléctricas de gas natural flexibles en funcionamiento contribuyen a este efecto.
- En general, las diferencias en el diseño de las redes regionales de las infraestructuras energéticas entre el escenario miope y el no miope son menores en 2045 que en 2030.

### **¿Proporciona la metodología desarrollada una estrategia coherente para la transformación óptima de las redes de suministro hasta la neutralidad de los gases de efecto invernadero en 2045?**

- El análisis del desarrollo del diseño de la red de aprovisionamiento del sistema de suministro energético utilizando la metodología propuesta en este trabajo permite formular estrategias consistentes a lo largo del período de estudio.
- La implementación de las vidas útiles individuales mediante la metodología desarrollada garantiza una transformación consistente hasta 2045. En el análisis de la metodología no miope, por otro lado, se producen irregularidades regionales en el diseño de las redes a lo largo de los años.
- La eliminación gradual del carbón se lleva a cabo mediante la integración de la línea de vida variable en el escenario miope hasta 2030, en el escenario no miope hasta 2040.

Los resultados muestran que hay diferencias entre los resultados para la metodología propuesta y la metodología anterior tanto en el desarrollo a corto como a largo plazo. Al analizar el desarrollo a lo largo del tiempo, queda claro que solamente la metodología propuesta proporciona una estrategia constante para el diseño de las redes a lo largo del período de estudio. Por lo tanto la metodología propuesta permite una planificación consistente e integrada de las redes de aprovisionamiento del sistema de suministro energético alemán.

# Bibliografía

- [1] BMUV. Bundes-klimaschutzgesetz vom 12. dezember 2019 (bgbl. i s. 2513), das durch artikel 1 des gesetzes vom 18. august 2021 (bgbl. i s. 3905) geändert worden ist, 2021. URL <https://www.bmuv.de/gesetz/bundes-klimaschutzgesetz>.
- [2] Uwe Remme. *Zukünftige Rolle erneuerbarer Energien in Deutschland: Sensitivitätsanalysen mit einem linearen Optimierungsmodell*. Dissertation, Universität Stuttgart, Stuttgart, 2006.
- [3] Lara Welder. *Optimizing Cross-linked Infrastructure for Future Energy Systems*. Dissertation, RWTH Aachen University, Aachen, 2020.
- [4] Detlef Stolten, Peter Markewitz, Stefan Kraus, David Franzmann, Thomas Schöb, Thomas Grube, Heidi Heinrichs, Bastian Gillessen, Jochen Linssen, Noah Pflugradt, et al. Neue ziele auf alten wegen? strategien für eine treibhausgasneutrale energieverorgung bis zum jahr 2045.
- [5] Peter Marco Lopion. *Modellgestützte Analyse kosteneffizienter CO2-Reduktionsstrategien*. Dissertation, RWTH Aachen University, Jülich, 2020. URL <https://publications.rwth-aachen.de/record/795478>.
- [6] Theresa Gross, Jochen Linssen, y Detlef Stolten. Integrierte ausbauplanung durch kopplung zweier energieoptimierungsmodelle. In *12. Internationale Energiewirtschaftstagung der TU Wien, Wien (Austria), 8 Sep 2021 - 10 Sep 2021*. URL <https://juser.fz-juelich.de/record/905124>.
- [7] Simonas Cerniauskas, Peter Markewitz, Jochen Linßen, Felix Kullmann, Theresa Groß, Peter Lopion, Philipp-Matthias Heuser, Thomas Grube, Martin Robinius, y Detlef Stolten. *Wissenschaftliche Begleitstudie der Wasserstoff Roadmap Nordrhein-Westfalen*, volume 535 of *Schriften des Forschungszentrums Jülich. Reihe Energie & Umwelt / Energy & Environment*. Forschungszentrum Jülich GmbH Zentralbibliothek, Verlag, Jülich, 2021. ISBN 978-3-95806-547-5. URL <https://juser.fz-juelich.de/record/892364>.
- [8] Ministerio de derechos sociales y agenda 2030. Estrategia de desarrollo sostenible 2030: Un proyecto de país para hacer realidad la agenda 2030. URL <https://www.mdsocialesa2030.gob.es/agenda2030/documentos/eds-cast-acce.pdf>.

- [9] Reza Alikhani, Majid Eskandarpour, y Hamed Jahani. Collaborative distribution network design with surging demand and facility disruptions. *International Journal of Production Economics*, 262:108912, 2023. ISSN 0925-5273. doi: 10.1016/j.ijpe.2023.108912. URL <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0925527323001445>.
- [10] Kari Alanne y Arto Saari. Distributed energy generation and sustainable development. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 10(6):539–558, 2006. ISSN 1364-0321.
- [11] Rehman Zafar, Anzar Mahmood, Sohail Razzaq, Wamiq Ali, Usman Naeem, y Khuram Shehzad. Prosumer based energy management and sharing in smart grid. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82:1675–1684, 2018. ISSN 1364-0321. doi: 10.1016/j.rser.2017.07.018. URL <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032117310894>.
- [12] Ming Dong, Fenglan He, y Hairui Wei. Energy supply network design optimization for distributed energy systems. *Computers & Industrial Engineering*, 63(3):546–552, 2012. ISSN 0360-8352. doi: 10.1016/j.cie.2012.01.006. URL <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360835212000186>.
- [13] Gianfranco Chicco y Pierluigi Mancarella. Distributed multi-generation: A comprehensive view. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13(3):535–551, 2009. ISSN 1364-0321.
- [14] Céline Isabelle Weber, François Maréchal, y Daniel Favrat. Network synthesis for district heating with multiple heat plants. In *International Conference Energy-Environment CIEM 2005, Bucharest, Romania*, pages 347–354, 2005.
- [15] Nasser Ayoub, Elsayed Elmoshi, Hiroya Seki, y Yuji Naka. Evolutionary algorithms approach for integrated bioenergy supply chains optimization. *Energy Conversion and Management*, 50(12):2944–2955, 2009.
- [16] Hans-Kristian Ringkjøb, Peter M. Haugan, y Ida Marie Solbrekke. A review of modeling tools for energy and electricity systems with large shares of variable renewables. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 96:440–459, 2018. ISSN 1364-0321. doi: 10.1016/j.rser.2018.08.002. URL <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032118305690>.
- [17] Sargunam Jebaraj y S. Iniyan. A review of energy models. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 10(4):281–311, 2006. ISSN 1364-0321.

- [18] Matteo Giacomo Prina, Giampaolo Manzolini, David Moser, Benedetto Nastasi, y Wolfram Sparber. Classification and challenges of bottom-up energy system models - a review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 129, 2020. ISSN 1364-0321. doi: 10.1016/j.rser.2020.109917. URL <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032120302082>.
- [19] Marte Fodstad, Pedro Crespo del Granado, Lars Hellemo, Brage Rugstad Knudsen, Paolo Pisciella, Antti Silvast, Chiara Bordin, Sarah Schmidt, y Julian Straus. Next frontiers in energy system modelling: A review on challenges and the state of the art. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 160:112246, 2022. ISSN 1364-0321. doi: 10.1016/j.rser.2022.112246. URL <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S136403212200168X>.
- [20] Tobi Michael Alabi, Emmanuel I. Aghimien, Favour D. Agbajor, Zaiyue Yang, Lin Lu, Adebisola R. Adeoye, y Bhushan Gopaluni. A review on the integrated optimization techniques and machine learning approaches for modeling, prediction, and decision making on integrated energy systems. *Renewable Energy*, 194:822–849, 2022. ISSN 09601481. doi: 10.1016/j.renene.2022.05.123. URL <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148122007741>.
- [21] Lukas Häfner. Demand side management. *HMD Praxis der Wirtschaftsinformatik*, 55 (3):627–645, 2018. ISSN 2198-2775. doi: 10.1365/s40702-017-0363-9.
- [22] Thomas Pregger, Joachim Nitsch, y Tobias Naegler. Long-term scenarios and strategies for the deployment of renewable energies in germany. *Energy Policy*, 59:350–360, 2013. ISSN 0301-4215. doi: 10.1016/j.enpol.2013.03.049. URL <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421513002279>.
- [23] Alexander Zerrahn y Wolf-Peter Schill. Long-run power storage requirements for high shares of renewables: review and a new model. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 79:1518–1534, 2017. ISSN 1364-0321.
- [24] Leander Kotzur, Lars Nolting, Maximilian Hoffmann, Theresa Groß, Andreas Smolenko, Jan Priesmann, Henrik Büsing, Robin Beer, Felix Kullmann, Bismark Singh, Aaron Praktijnjo, Detlef Stolten, y Martin Robinius. A modeler's guide to handle complexity in energy systems optimization. *Advances in Applied Energy*, 4:100063, 2021. ISSN 2666-7924. doi: 10.1016/j.adapen.2021.100063. URL <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S266679242100055X>.
- [25] Francisco Campuzano y Josefa Mula. Introduction to supply chain simulation. In *Supply Chain Simulation: A System Dynamics Approach for Improving Performance*,

- pages 1–10. Springer London, London, 2011. ISBN 978-0-85729-719-8. doi: 10.1007/978-0-85729-719-8-1.
- [26] Jorge Nocedal y Stephen Wright. *Numerical optimization*. Springer Science & Business Media, 2006.
- [27] Dominik Möst y Wolf Fichtner. Einführung zur energiesystemanalyse. In *Energiesystemanalyse*, pages 11–31. Universitätsverlag Karlsruhe, 2009. ISBN 978-3-86644-389-1.
- [28] Daniel Horak, Ali Hainoun, Georg Neugebauer, y Gernot Stoeglehner. A review of spatio-temporal urban energy system modeling for urban decarbonization strategy formulation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 162, 2022. ISSN 1364-0321. doi: 10.1016/j.rser.2022.112426. URL <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S136403212200332X>.
- [29] Maximilian Hoffmann, Leander Kotzur, Detlef Stolten, y Martin Robinius. A review on time series aggregation methods for energy system models. *Energies*, 13(3), 2020. doi: 10.3390/en13030641. URL <https://www.mdpi.com/1996-1073/13/3/641>.
- [30] Leander Kotzur, Peter Markewitz, Martin Robinius, y Detlef Stolten. Impact of different time series aggregation methods on optimal energy system design. *Renewable Energy*, 117:474–487, 2018. ISSN 09601481. doi: 10.1016/j.renene.2017.10.017. URL <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148117309783>.
- [31] Leander Kotzur, Peter Markewitz, Martin Robinius, y Detlef Stolten. Time series aggregation for energy system design: Modeling seasonal storage. *Applied Energy*, 213:123–135, 2018. ISSN 03062619. doi: 10.1016/j.apenergy.2018.01.023. URL <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261918300242>.
- [32] Fernando Domínguez-Muñoz, José M. Cejudo-López, Antonio Carrillo-Andrés, y Manuel Gallardo-Salazar. Selection of typical demand days for chp optimization. *Energy and Buildings*, 43(11):3036–3043, 2011. ISSN 0378-7788. doi: 10.1016/j.enbuild.2011.07.024. URL <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S037877881100329X>.
- [33] Thomas Schütz, M. Hans Schraven, Hassan Harb, Marcus Fuchs, y Dirk Müller. Clustering algorithms for the selection of typical demand days for the optimal design of building energy systems. *Efficiency, cost, optimization, simulation and environmental impact of energy systems*, 2016.
- [34] Matteo Zatti, Marco Gabba, Marco Freschini, Michele Rossi, Agostino Gambarotta, Mirko Morini, y Emanuele Martelli. k-milp: A novel clustering approach to select typical

- and extreme days for multi-energy systems design optimization. *Energy*, 181:1051–1063, 2019. ISSN 0360-5442. doi: 10.1016/j.energy.2019.05.044. URL <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544219309077>.
- [35] Paul Stadler, Araz Ashouri, y François Maréchal. Model-based optimization of distributed and renewable energy systems in buildings. *Energy and Buildings*, 120: 103–113, 2016. ISSN 0378-7788. doi: 10.1016/j.enbuild.2016.03.051. URL <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378778816302079>.
- [36] Paolo Gabrielli, Florian Fürer, Georgios Mavromatidis, y Marco Mazzotti. Robust and optimal design of multi-energy systems with seasonal storage through uncertainty analysis. *Applied Energy*, 238:1192–1210, 2019. ISSN 03062619. doi: 10.1016/j.apenergy.2019.01.064. URL <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261919300649>.
- [37] Karl-Kiên Cao, Kai von Krbeke, Manuel Wetzel, Felix Cebulla, y Sebastian Schreck. Classification and evaluation of concepts for improving the performance of applied energy system optimization models. *Energies*, 12(24):4656, 2019.
- [38] Jonas Hörsch y Tom Brown. The role of spatial scale in joint optimisations of generation and transmission for european highly renewable scenarios. In *2017 14th international conference on the European Energy Market (EEM)*, pages 1–7, 2017.
- [39] Konstantinos Syranidis, Martin Robinius, y Detlef Stolten. Control techniques and the modeling of electrical power flow across transmission networks. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82:3452–3467, 2018. ISSN 1364-0321. doi: 10.1016/j.rser.2017.10.110. URL <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032117314740>.
- [40] Markus Reuß, Lara Welder, Johannes Thürauf, Jochen Linßen, Thomas Grube, Lars Schewe, Martin Schmidt, Detlef Stolten, y Martin Robinius. Modeling hydrogen networks for future energy systems: A comparison of linear and nonlinear approaches. *International Journal of Hydrogen Energy*, 44(60):32136–32150, 2019. ISSN 0360-3199. doi: 10.1016/j.ijhydene.2019.10.080. URL <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319919338625>.
- [41] Thiemo Christian Pesch, Hans-Josef Allelein, y Dirk Müller. *Multiskalare Modellierung integrierter Energie-und Elektrizitätssysteme*. E. ON Energy Research Center, 2020.
- [42] Sabine Messner y Leo Schrattenholzer. Message–macro: linking an energy supply model with a macroeconomic module and solving it iteratively. *Energy*, 25(3):267–

- 282, 2000. ISSN 0360-5442. doi: 10.1016/S0360-5442(99)00063-8. URL <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544299000638>.
- [43] Nico Bauer, Ottmar Edenhofer, y Socrates Kypreos. Linking energy system and macroeconomic growth models. *Computational Management Science*, 5(1):95–117, 2008. ISSN 1619-6988. doi: 10.1007/s10287-007-0042-3. URL <https://link.springer.com/article/10.1007/s10287-007-0042-3>.
- [44] Ottmar Edenhofer, Nico Bauer, y Elmar Kriegler. The impact of technological change on climate protection and welfare: Insights from the model mind. *Ecological Economics*, 54(2):277–292, 2005. ISSN 0921-8009. doi: 10.1016/j.ecolecon.2004.12.030. URL <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0921800905000376>.
- [45] Peter Lopion, Peter Markewitz, Martin Robinius, y Detlef Stolten. A review of current challenges and trends in energy systems modeling. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 96:156–166, 2018. ISSN 1364-0321. doi: 10.1016/j.rser.2018.07.045. URL <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032118305537>.
- [46] P. Criqui, S. Mima, P. Menanteau, y A. Kitous. Mitigation strategies and energy technology learning: An assessment with the poles model. *Technological Forecasting and Social Change*, 90:119–136, 2015. ISSN 0040-1625. doi: 10.1016/j.techfore.2014.05.005. URL <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0040162514001620>.
- [47] Nicole van Beeck. *Classification of energy models*. Citeseer, 2000.
- [48] Volker Krey. *Vergleich kurz- und langfristig ausgerichteter Optimierungsansätze mit einem multi-regionalen Energiesystemmodell unter Berücksichtigung stochastischer Parameter*. Doctoralthesis, Ruhr-Universität Bochum, Universitätsbibliothek, 2006.
- [49] Aldo Bischi, Leonardo Taccari, Emanuele Martelli, Edoardo Amaldi, Giampaolo Manzolini, Paolo Silva, Stefano Campanari, y Ennio Macchi. A rolling-horizon optimization algorithm for the long term operational scheduling of cogeneration systems. *Energy*, 184:73–90, 2019. ISSN 0360-5442. doi: 10.1016/j.energy.2017.12.022. URL <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544217320418>.
- [50] Julien F. Marquant, Ralph Evins, y Jan Carmeliet. Reducing computation time with a rolling horizon approach applied to a milp formulation of multiple urban energy hub system. *Procedia Computer Science*, 51:2137–2146, 2015. ISSN 1877-0509. doi: 10.1016/j.procs.2015.05.486. URL <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1877050915012946>.

- [51] Gerrit Erichsen, Tobias Zimmermann, y Alfons Kather. Effect of different interval lengths in a rolling horizon milp unit commitment with non-linear control model for a small energy system. *Energies*, 12(6), 2019. doi: 10.3390/en12061003. URL <https://www.mdpi.com/1996-1073/12/6/1003>.
- [52] Leslie G. Fishbone y Harold Abilock. Markal, a linear-programming model for energy systems analysis: Technical description of the bnl version. *International journal of Energy research*, 5(4):353–375, 1981.
- [53] E. van der Voort, E. Donni, C. Thonet, E. Bois d'Enghien, C. Dechamps, y J. F. Guilmot. *Energy supply modelling package EFOM-12C Mark I user's guide*, volume 3. 1985.
- [54] Richard Loulou, Uwe Remne, Amit Kanudia, Antti Lehtila, y Gary Goldstein. Documentation for the times model: Part i, 2005. *Energy Technology Systems Analysis Programme (ETSAP)*, 2005.
- [55] Richard Loulou, Gary Goldstein, Ken Noble, et al. Documentation for the markal family of models. *Energy Technology Systems Analysis Programme*, pages 65–73, 2004.
- [56] Markus Blesl, Anjana Das, Ulrich Fahl, y Uwe Remme. Role of energy efficiency standards in reducing co2 emissions in germany: An assessment with times. *Energy Policy*, 35(2):772–785, 2007. ISSN 0301-4215. doi: 10.1016/j.enpol.2006.05.013. URL <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421506002345>.
- [57] S. Briem, A. R. Diaz, M. Blesl, U. Fahl, y A. VOß. Chancen und perspektiven innovativer kraftwerkssysteme. *das IKARUS-projekt: energietechnische perspektiven für Deutschland. Schriften des forschungszentrum Jülich, reihe umwelt/environment*, 39, 2004.
- [58] Eva Rosenberg, Arne Lind, y Kari Aamodt Espegren. The impact of future energy demand on renewable energy production – case of norway. *Energy*, 61:419–431, 2013. ISSN 0360-5442. doi: 10.1016/j.energy.2013.08.044. URL <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544213007330>.
- [59] Arne Lind y Kari Aamodt Espegren. The use of energy system models for analysing the transition to low-carbon cities – the case of oslo. *Energy Strategy Reviews*, 15: 44–56, 2017. ISSN 2211-467X. doi: 10.1016/j.esr.2017.01.001. URL <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2211467X17300019>.
- [60] Andreas Palzer. *Sektorübergreifende Modellierung und Optimierung eines zukünftigen deutschen Energiesystems unter Berücksichtigung von Energieeffizienzmaßnahmen im*



- Gebäudesektor*. Doctoral thesis, Karlsruhe, Institut für Technologie, Karlsruhe, 2016. URL <https://publica.fraunhofer.de/handle/publica/281042>.
- [61] Lara Welder, D. Severin Ryberg, Leander Kotzur, Thomas Grube, Martin Robinius, y Detlef Stolten. Spatio-temporal optimization of a future energy system for power-to-hydrogen applications in germany. *Energy*, 158:1130–1149, 2018. ISSN 0360-5442. doi: 10.1016/j.energy.2018.05.059. URL <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S036054421830879X>.
- [62] Maximilian Hoffmann, Leander Kotzur, y Detlef Stolten. The pareto-optimal temporal aggregation of energy system models. *Applied Energy*, 315:119029, 2022. ISSN 03062619. doi: 10.1016/j.apenergy.2022.119029. URL <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261922004342>.
- [63] Dilara Gulcin Caglayan, Heidi Heinrichs, Jochen Linssen, Martin Robinius, y Detlef Stolten. Impact of different weather years on the design of hydrogen supply pathways for transport needs. *International Journal of Hydrogen Energy*, 44(47): 25442–25456, 2019. ISSN 0360-3199. doi: 10.1016/j.ijhydene.2019.08.032. URL <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319919329489>.
- [64] BVerfG. Beschluss des ersten senats vom 24. märz 2021. URL [https://www.bundesverfassungsgericht.de/e/rs20210324\\_1bvr265618.html](https://www.bundesverfassungsgericht.de/e/rs20210324_1bvr265618.html).
- [65] Pauli Virtanen, Ralf Gommers, Travis E. Oliphant, Matt Haberland, Tyler Reddy, David Cournapeau, Evgeni Burovski, Pearu Peterson, Warren Weckesser, Jonathan Bright, Stéfan J. van der Walt, Matthew Brett, Joshua Wilson, K. Jarrod Millman, Nikolay Mayorov, Andrew R. J. Nelson, Eric Jones, Robert Kern, Eric Larson, C. J. Carey, Polat, VanderPlas, Jake, Denis Laxalde, Josef Perktold, Robert Cimrman, Ian Henriksen, E. A. Quintero, Charles R. Harris, Anne M. Archibald, Antônio H. Ribeiro, Fabian Pedregosa, Paul van Mulbregt, y SciPy 1.0 Contributors. Scipy 1.0: Fundamental algorithms for scientific computing in python. *Nature Methods*, 17:261–272, 2020. doi: 10.1038/s41592-019-0686-2.
- [66] Tom Brown, Jonas Hörsch, y David Schlachtberger. Pypsa: Python for power system analysis. *Journal of Open Research Software*, 6(4), 2018. doi: 10.5334/jors.188.
- [67] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Umsetzungsbericht zum netzentwicklungsplan strom 2030, version 2019.
- [68] Simonas Cerniauskas, Antonio Jose Chavez Junco, Thomas Grube, Martin Robinius, y Detlef Stolten. Options of natural gas pipeline reassignment for hydrogen: Cost

- 
- assessment for a germany case study. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45 (21):12095–12107, 2020. ISSN 0360-3199. doi: 10.1016/j.ijhydene.2020.02.121. URL <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319920307023>.
- [69] Eurostat. Statistical regions in the european union and partner countries. URL <https://ec.europa.eu/eurostat/documents/3859598/15193590/KS-GQ-22-010-EN-N.pdf>.
- [70] Fabian Gotzens, B. Gillessen, S. Burges, W. Hennings, J. Müller-Kirchenbauer, S. Seim, P. Verwiebe, S. Tobias, F. Jetter, y T. Limmer. Demandregio: Harmonisierung und entwicklung von verfahren zur regionalen und zeitlichen auflösung von energienachfragen. *Final Report*, 2020.
- [71] Simonas Cerniauskas, Thomas Grube, Aaron Praktijnjo, Detlef Stolten, y Martin Robinius. Future hydrogen markets for transportation and industry: The impact of co2 taxes. *Energies*, 12(24), 2019. doi: 10.3390/en12244707. URL <https://www.mdpi.com/1996-1073/12/24/4707>.
- [72] Dilara Gulcin Caglayan, Heidi Heinrichs, Martin Robinius, y Detlef Stolten. Robust design of a future 100% renewable european energy supply system with hydrogen infrastructure. *International Journal of Hydrogen Energy*, 46(57):29376–29390, 2021. ISSN 0360-3199. doi: 10.1016/j.ijhydene.2020.12.197. URL <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319920348606>.



## **A Análisis de escenarios**

Tabla A.1: Componentes integrados, ordenados por clase de modelo

<i>Source</i>	<i>Sink</i>	<i>Conversion</i>	<i>Storage</i>	<i>Transmission</i>
PV (techo)	Emisiones de CO <sub>2</sub>	Licuefacción	Baterías de Li-Ion	Líneas de corr. continua
PV (tierra)	Demandas	Regasificación	Almacenamiento por bombeo	Líneas de corr. alterna
Eólica (offshore)	Export. de electricidad	Compresor	Almacenamiento en poros	Tuberías
Eólica (onshore)		Válvula	Cavernas de sal	
Central hidroeléctrica		Metanización	Almacenamiento en tuberías	
Import. de electricidad		Electrólisis	Tanques criogénicos	
Import. de H <sub>2</sub> líquido		Recuperación de electricidad	Almacenamiento de biogás	
Import. de H <sub>2</sub> gaseoso		Central térmica de biogás		
Import. de gas natural		Central térmica convencional		
Biomasa				
Compra de energía primaria				