

STUDIEN



Energieforschungsprogramm: Publizierbarer Endbericht

Energieinfrastruktur 2040

Szenarien und Ausbaupläne für ein nachhaltiges
Wirtschaftssystem in Österreich

Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft mbH (FFG)
Im Auftrag des Klima- und Energiefonds

Wien, 15.08.2023

Energieinfrastruktur 2040

Szenarien und Ausbaupläne für ein nachhaltiges Wirtschaftssystem in Österreich

Ausschreibung	Energieforschung 2020
Projektstart	01.10.2021
Projektende	15.08.2023
Auftragnehmer (Institution)	Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation/TU Graz (IEE), Projektleitung Lehrstuhl für Energieverbundtechnik/Montanuniversität Leoben (EVT) Österreichisches Institut für Wirtschaftsforschung (WIFO)
Ansprechpartner	Udo Bachhiesl
Telefon	+43 316/873-7903
E-Mail	bachhiesl@tugraz.at
Website	iee.tugraz.at

Diese Studie wurde im Auftrag des Klima- und Energiefonds, dotiert aus Mitteln des Klimaschutzministeriums (BMK), unter der Leitung des Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation an der TU Graz gemeinsam mit dem Lehrstuhl für Energieverbundtechnik an der Montanuniversität Leoben durchgeführt.

Kurzfassung

Das Projekt InfraTrans2040 widmet sich der umfassenden Analyse und Bewertung der zukünftigen Energieinfrastruktur in Österreich bis zum Jahr 2040. Durch die Entwicklung und Untersuchung von drei verschiedenen Szenarien – Import/Export, Nachfrage-Effizienzoptimierung und Sektorkopplung – werden mögliche Entwicklungspfade der Energienachfrage untersucht. Die Szenarien berücksichtigen eine breite Palette von Einflussfaktoren, darunter die Effizienzsteigerung, Elektrifizierung, den Einsatz erneuerbarer Energien und den Ausbau von Flexibilitätselementen wie Batteriespeichern und Power-to-Gas- sowie Power-to-Heat-Technologien. Auf Seiten der erneuerbaren Stromerzeugung durch Photovoltaik, Wind- und Wasserkraft werden die Ausbauziele der österreichischen Bundesregierung bis 2030 linear bis 2040 fortgeschrieben.

Das Szenario Import/Export basiert auf dem WAM2019-Szenario des Österreichischen Umweltbundesamtes und dient als Referenzpunkt für den derzeit zu erwarteten Transitionsfad bis 2040. Es zeigt auf, wie die Energieinfrastruktur aussehen könnte, wenn die bisherigen Entwicklungen im Energiebedarf fortgesetzt werden. Für 2040 wurde dabei als Ergebnis des Stakeholder-Dialogs unterstellt, dass der im WAM2019 als Erdgas modellierte Gasbedarf überwiegend durch Wasserstoff gedeckt wird.

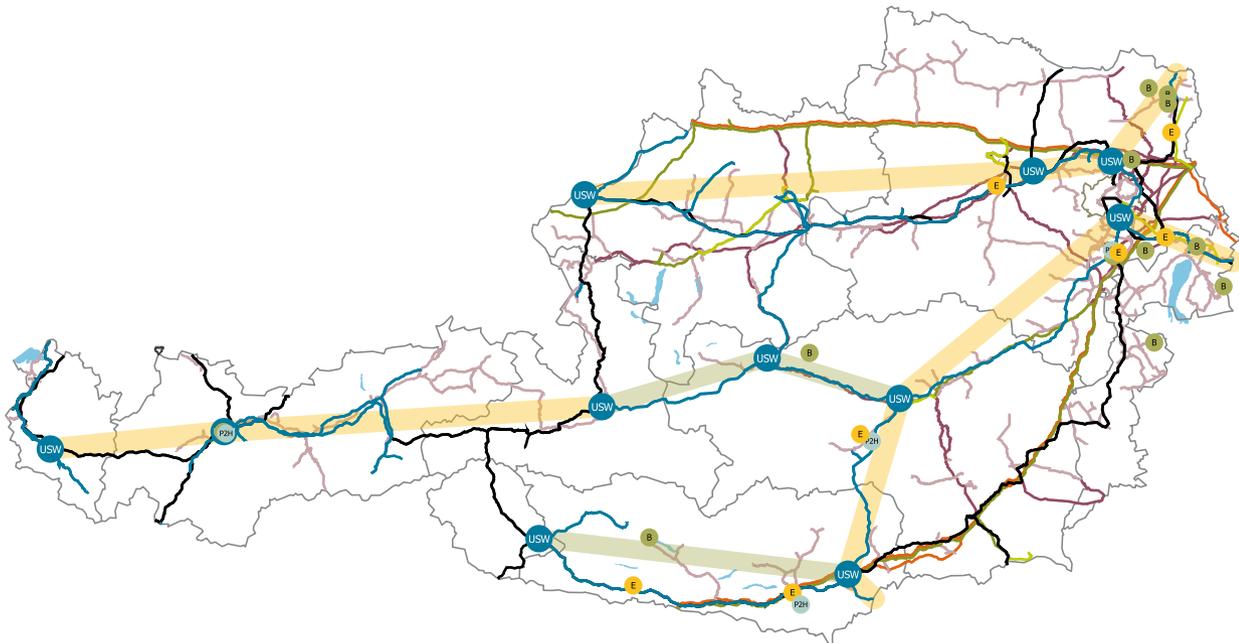
Das Szenario Nachfrage-Effizienzoptimierung modelliert die Jahresenergienachfrage nach der Kurzstudie für das Energieeffizienzgesetz des Umweltbundesamtes. Dieses sieht eine ambitionierte Effizienzsteigerung auf Seiten der Verbraucher vor. In der Primärstahlerzeugung wird ab dem Jahr 2040 eine Direktreduktionsroute mit Wasserstoff und Elektrolichtbogenofen modelliert.

Das Szenario Sektorkopplung leitet sich durch eine exergiebasierte Analyse der in Österreich nachgefragten Energieanwendungen aus dem Szenario WAM2019 ab. Darüber hinaus werden für die industriellen Verbraucher Energiebedarfe für die Primärstahlerzeugung mittels Direktreduktion und Elektrolichtbogenofen, die Erzeugung von Methanol, Ammoniak, Harnstoff und Olefinen in der chemischen Industrie und für die CO₂-Sequestration im Sektor Steine und Erden, Glas berücksichtigt. Mittels linearer Optimierung wird ein Szenario ermittelt, in dem der Primärenergiebedarf Österreichs über das gesamte Jahr gerechnet den Minimalwert erreicht.

Die Ergebnisse der technischen Modellierung zeigen, dass unabhängig von den Szenarien ähnliche Korridore erhöhter Netzbelastung im Stromnetz bis 2030, insbesondere entlang der Achsen Ost-West und Nord-Süd, auftreten. Um diese Engpässe zu bewältigen, werden im Jahr 2030 geeignete Maßnahmen im Stromleitungsausbau sowie der Einsatz von sektorkoppelnden Elementen und Batteriespeichern benötigt, welche in *Abbildung 1* dargestellt sind. Es zeigt sich, dass ein Leitungsausbau im Stromnetz nicht zwingend durch eine Ausbaumaßnahme an derselben Stelle erfolgen muss, an der die erhöhte Leitungsüberlastung festgestellt wird, sondern eine Entlastung neben dem Einsatz von energieträgerübergreifenden Lösungen auch im vermaschten Netz, insbesondere durch Ringschlüsse oder auf Parallelzweigen, herbeigeführt werden kann. Durch die dargestellte Vermaschung des Höchstspannungsnetzes kann ein resilientes Stromsystem durch die Einbindung der erneuerbaren volatilen Erzeugung, die Nutzung der im Westen Österreichs in Form von Pumpspeicherkraftwerken beheimateten Speicherkapazitäten und die

Einbettung in das europäische Verbundsystem sicher-
gestellt werden. Im Gasnetz stellen sich unter Berücksichtigung der bereits geplanten Elektrolyse-Projekte und der bis 2030 erwartbaren Großverbraucher, die Umwidmung eines Strangs der Südleitung und deren

Verlängerung bis Leoben für die Integration zweier Elektrolyseprojekte im Mürztal sowie die Einbindung der Stahlindustrie neben der H₂-Anbindung im Burgenland und der Umstellung jeweils eines Strangs der Transitleitungen WAG und TAG als vorteilhaft heraus.



Hybride Elemente & Batteriespeicher

- P₂H P₂H-Kandidaten
- B Batterie-Kandidaten
- E Elektrolyseur-Kandidaten

Bestehendes Stromnetz

- USW USW-Knoten
- 220 kV
- 380 kV

Zusätzliche Transportbedarfe

- Stromtransportbedarfskorridor (Leitungsverstärkung bereits eingeleitet)
- Stromtransportbedarfskorridor

Bestehendes Gasnetz

- Fernleitungen
- Netzebene 1
- Netzebene 2

Neubau & Umwidmungen von CH₄ zu H₂

- Neubau H₂
- Umwidmung CH₄ zu H₂

Abbildung 1
Integrierter Infrastrukturplan 2030

Für das Jahr 2040 hingegen gibt es noch signifikante Unsicherheiten bezüglich der Entwicklungen in der Gas- und Strominfrastruktur. Durch den fortschreitenden Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung und die zunehmende Elektrifizierung wird auch 2040 in einem im Vergleich zum Bestandsnetz bereits ausgebauten Stromnetz eine signifikante Belastung entlang mehrerer einzelner Korridore festgestellt. Die für die Lösung dieser Bottlenecks in Frage kommenden Elemente müssen vor dem Hintergrund der zu erwarteten Entwicklungen bis 2040 im Bereich der sektorkoppelnden Flexibilitätselemente und Batteriespeicher betrachtet werden. Diese sind mit heutigem Wissensstand sowohl in der Art der Technologien als auch in deren verfügbaren Energiemengen und Leistungskapazitäten von großen Unsicherheiten geprägt, weshalb weitere Untersuchungen notwendig sein werden. Bei diesen weiterführenden Untersuchungen können beispielsweise die Auswirkungen noch deutlich größerer Elektrolysekapazitäten (eventuell in Verbindung mit dezentralen KWK-Anlagen), eine Erhöhung der Pumpspeicherkapazitäten im Zentralalpenraum und die Entlastung der Netzknoten bei der Einspeisung volatiler Erneuerbarer durch flächendeckende Batteriespeicherkapazitäten im Fokus stehen.

Der Ausbau der Netzinfrastruktur (inkl. Flexibilitäten) wurde für die Szenarien Import/Export und Nachfrage-Effizienzoptimierung für die Periode bis 2030 sowie für die Periode 2030 bis 2040 makroökonomisch bewertet. Der geplante Netzausbau von APG und AGGM – mit Ausnahme von Umstellungen von Gasleitungen auf H₂-Leitungen – wird dabei nicht berücksichtigt, in diesem Sinn handelt es sich bei den ausgewiesenen makroökonomischen Effekten um Zusatzeffekte. Je nach Szenario liegen die Wertschöpfungseffekte bei 6–10 Mrd. € über 10 Jahre (2030–2040), d. h.

rund 1 Mrd. € p.a. Der recht hohe Importanteil (speziell bei Gasleitungen und Flexibilitätsoptionen) führt zu einem relativ moderaten Effekt auf die heimische Wirtschaft, was allerdings allgemein bei Investitionen zu beobachten ist.

InfraTrans2040 liefert wichtige Erkenntnisse für die zukünftige Entwicklung der Energienachfrage und -infrastruktur in Österreich bis 2040. Das Projekt zeigt mögliche Handlungsoptionen und Herausforderungen auf dem Weg zu einem effizienten und nachhaltigen Energiesystem. Für den Betrachtungszeitraum bis 2030 kann bereits ein sehr klares Bild notwendiger Lösungen gezeichnet werden. Für den Zeitraum 2030 bis 2040 hängt die Entwicklung des zukünftigen leitungsgebundenen Energiesystems stark von bis dahin zur Verfügung stehenden Elektrolyse- und Batteriespeicherkapazitäten, sowie einer effizienten Abwärmenutzung ab. Im Rahmen des Projekts wurde deutlich, dass eine enge Zusammenarbeit zwischen Regierungsbehörden, Industrie und Forschungsinstitutionen notwendig ist, um eine erfolgreiche Energiewende zu gewährleisten. Die Ergebnisse dieser Studie können als Grundlage für die Gestaltung und Implementierung von politischen Maßnahmen wie beispielsweise dem österreichischen integrierten Netzinfrastrukturplan dienen, um eine kohärente und nachhaltige Energiezukunft für Österreich zu gestalten.

In Anbetracht der sich rasch ändernden Voraussetzungen und technologischen Entwicklungen ist es ratsam, diese Untersuchung in regelmäßigen Abständen zu wiederholen, um aktuelle Daten und Entwicklungen einzubeziehen, die Bandbreite an untersuchten Szenarien systematisch zu erweitern, und damit die Strategie zur Erreichung einer klimaneutralen Energieversorgung bis 2040 kontinuierlich anpassen zu können.

Kurzfassung	02
1.0 Aufgabenstellung und Schwerpunkte des Projekts	07
1.1 Verwendete Modelle	08
1.1.1 LEGO	08
1.1.2 HyFlow	08
1.1.3 ASCANIO	08
2.0 Methodik und inhaltliche Darstellung	09
2.1 Szenarien der Energienachfrage	09
2.1.1 Szenario Import/Export	10
2.1.2 Szenario Nachfrage-Effizienzoptimierung	11
2.1.3 Szenario Sektorkopplung	12
2.2 Erneuerbare Aufbringung in den Szenarien	14
2.3 Regionalisierung und Dynamisierung von Aufbringung und Verbrauch	15
2.3.1 Regionalisierung von Aufbringung und Nachfrage	15
2.3.2 Zeitprofile von Aufbringung und Nachfrage	18
2.4 Technische Modellierung der integrierten Planung	19
2.4.1 Modellierung im Stromsektor	21
2.4.2 Modellierung im Gassektor	26
2.4.3 Modellierung im Wärmesektor	28
2.4.4 Szenarienspezifische und sektorübergreifende Lösung der Bottlenecks	28
2.5 Techno-ökonomische, ökologische und volkswirtschaftliche Bewertung	29
3.0 Ergebnisse und Schlussfolgerungen	33
3.1 Technische Ausbaupfade	33
3.2 Makroökonomische Bewertung und Multikriterien-Analyse	46
3.2.1 Makroökonomische Effekte	46
3.2.2 Zusammenfassende Betrachtung im Rahmen der Multikriterienanalyse	51
4.0 Ausblick und Empfehlungen	55
4.1 Erkenntnisse aus dem Projekt	55
4.2 Relevanz für andere Zielgruppen	56
4.3 Ausblick	57
Literaturverzeichnis	58

Anhang	62
Regionalisierte Energiemengen	62
Szenario Import/Export	63
Szenario Nachfrage-Effizienzoptimierung	66
Szenario Sektorkopplung	69
Modellierungsgrundlagen	72
Detaillierergebnisse der Multikriterienanalyse	74
Kontaktdaten	82

1.0 Aufgabenstellung und Schwerpunkte des Projekts

Generelles Ziel des Projekts InfraTrans2040 ist die umfassende qualitative und quantitative Erarbeitung und Bewertung von drei Ausbauszenarien für die Energieinfrastruktur in den Bereichen Strom, Gas und Wärme, um bis zum Jahr 2040 ein nachhaltiges, klimaneutrales Wirtschafts- und Energiesystem in Österreich zu ermöglichen und damit die Erstellung des österreichischen integrierten Netzinfrastukturplans (ÖNIP) bestmöglich zu unterstützen. Dazu ist ein Szenarien-Ansatz mit entsprechender modellbasierter Untersuchung eine zielführende Vorgangsweise.

Im vorliegenden innovativen Projektansatz werden drei für den jeweiligen Untersuchungszweck spezialisierte und bewährte Modelle (LEGO, HyFlow, ASCANIO) gekoppelt. Das abgestimmte interdisziplinäre Projektkonsortium bringt umfassende Expertise und eine Reihe relevanter Vorergebnisse für die Durchführung des Projekts ein. Durch die intensive Einbindung einer breiten Gruppe von Stakeholdern in fünf spezialisierten Workshops, wird sichergestellt, dass Vorstellungen und Expertise der Stakeholder in das Projekt einfließen können und ihre Anforderungen entsprechend berücksichtigt werden.

Im Hinblick auf die Herausforderungen der Energieinfrastruktur der Zukunft werden im Projekt drei Szenarien erarbeitet, welche als Schwerpunkt Import/Export-Orientierung, Effizienzoptimierung bzw. Sektorkopplung aufweisen. Die Szenarien werden auf die Zielhorizonte 2030 und 2040 ausgerichtet und in zeitlicher Abfolge – zunächst Modellierung des Jahres 2030, darauffolgend 2040 – bearbeitet. Bei der Ausgestaltung der Szenarien werden außerdem neue Strukturen und Technologien – insbesondere im Hinblick auf die angestrebte Klimaneutralität 2040 – berücksichtigt.

Die Ergebnisse des Projekts stellen somit eine solide Entscheidungsgrundlage für die Erstellung des österreichischen integrierten Netzinfrastukturplans (ÖNIP) dar.

Auf Basis der Szenarien werden als **erstes Kernziel konkrete technische Ausbaupläne** für die notwendigen Energieinfrastrukturen im Strom-, Gas- und Wärmebereich bis 2030 sowie 2040 erarbeitet. Dafür werden zunächst zeitlich und räumlich aufgelöste Residuallasten ermittelt, die sich aus der Gegenüberstellung von Energieerzeugung und -verbrauch ergeben. Auf deren Basis finden Lastflussrechnungen statt, um kritische Stellen (Bottlenecks) in den Energieinfrastrukturen zu identifizieren. Im Strombereich wird aufgrund der intensiven internationalen Verflechtung Österreichs in der kontinentaleuropäischen Energiewirtschaft auch das entsprechende relevante europäische Umfeld in die Berechnungen miteinbezogen. Für den Gasbereich wird szenarienabhängig untersucht, welcher Anteil des zukünftig benötigten erneuerbaren Gasbedarfs (CH₄ und H₂) anhand welcher Technologie und an welchen Standorten in Österreich bereitgestellt werden kann, welche Infrastrukturen (Netze und Speicher) dafür nötig sind bzw. welche Importe vorgesehen werden müssen. Die vorhandene Wärmeverteilungsinfrastruktur wird als Lösungsmöglichkeit für die Aufnahme negativer Residuallasten aus dem Stromnetz ebenfalls mitbetrachtet.

Für die anschließende Erstellung von **szenarienbasierten Transformationspfaden (zweites Kernziel)** werden im Rahmen eines Multikriterienansatzes techno-ökonomische, ökologische und makroökonomische Bewertungen der Ausbaupläne durchgeführt. Diese Vorgangsweise zeigt Interdependenzen der untersuchten Kriterien auf

und ermöglicht eine klare Gegenüberstellung bzw. systematische Vergleichbarkeit der Szenarien. Die Transformationspfade dienen als Grundlage für Entscheidungsträger und Stakeholder.

Drittes Kernziel des Projekts ist die Darstellung der Ergebnisse in GIS-basierten Landkarten zur Visualisierung von Energiebedarf und -angebot erneuerbarer Potentiale, sowie der Energieinfrastruktur. Damit kann das an sich komplexe und unübersichtliche Netzwerk unterschiedlicher Energieträger klar und einfach veranschaulicht werden.

1.1 Verwendete Modelle

Im Folgenden werden die in der Bearbeitung der Projektaufgabenstellung herangezogenen Berechnungsmodelle vorgestellt.

1.1.1 LEGO

LEGO ist ein gemischt, ganzzahliges, quadratisch beschränktes Optimierungsproblem um verschiedene Aspekte des Energie- und Elektrizitätssektors untersuchen zu können (Wogrin *et al.*, 2022a). Das am Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation der Technischen Universität Graz entwickelte open-source Modell ist durch seinen modularen Aufbau flexibel einsetzbar; vom kurzfristigen Kraftwerkseinsatz bis zur langfristigen Planung des Erzeugungs- und Übertragungsausbaus. LEGO bietet die Möglichkeit, Simulationen sowohl mit chronologischen Zeitreihen als auch mit repräsentativen Tagen durchzuführen und so auch für große Modelle einen optimalen Kompromiss zwischen Genauigkeit und Rechenkapazitäten zu ermöglichen.

1.1.2 HyFlow

Das am Lehrstuhl für Energieverbundtechnik an der Montanuniversität Leoben entwickelte Simulations- und Betriebsoptimierungstool für Multi-Energie-Systeme „HyFlow“ ermöglicht die energieträgerübergreifende Lösung der komplexen Herausforderungen der zukünftigen Energieinfrastruktur. In HyFlow sind die leitungsgebundenen Energieträger Strom, CH₄, H₂ und Wärme implementiert. Neben den implementierten Lastflussmodellen ermöglicht das Modell die Interaktion der Strom-, Gas- und Wärmenetze durch den Einsatz von Hybridelementen eine sachgerechte Beurteilung von Zukunftsszenarien – nicht nur für die Infrastruktur eines Energieträgers, sondern für das gesamte Energiesystem (Böckl *et al.*, 2019).

1.1.3 ASCANIO

Das Modell ASCANIO des österreichischen Wirtschaftsforschungsinstituts WIFO bildet die Verflechtungen zwischen den Wirtschaftssektoren auf der Ebene der österreichischen Bundesländer (Kratena and Streicher, 2017; Kratena *et al.*, 2017) wider. Die grundlegende Strukturinformation beruht dabei auf der österreichischen Input-Output-Tabelle des Jahres 2019, die um wirtschaftstheoretisch fundierte Verhaltensgleichungen ergänzt wurde, die den privaten Konsum (in Abhängigkeit von Einkommen und Preisen), die Faktornachfrage nach Arbeit, Kapital und Vorleistungen sowie die Preisbildung beschreiben. Die wesentlichen Variablen, die ASCANIO modelliert, sind Wertschöpfung und Beschäftigung nach Sektoren und Bundesländern. Diese können auch getrennt nach den genannten Wirkungsstufen (direkt, indirekt und induziert) abgeschätzt werden.

2.0 Methodik und inhaltliche Darstellung

Das folgende Kapitel bildet die zugrundeliegende Vorgangsweise im Projekt sowie die berücksichtigten Netzebenen ab. Die Ermittlung der Infrastrukturszenarien folgt dem unten aufgelisteten Schema 1–5.

1. Erarbeitung von Jahres-Energiemengen (Kapitel 2.1)
2. Regionalisierung der ermittelten Energiemengen je Wirtschaftssektor (Kapitel 2.3)
3. Zeitliche Auflösung im Stundenintervall (Kapitel 2.3)
4. Implementierung in den Modellen (LEGO, HyFlow) (Kapitel 2.4)
5. Technoökonomische, ökologische und volkswirtschaftliche Bewertung der Szenarienergebnisse (Kapitel 2.5)

In den Abschnitten 2.1 bis 2.5 wird in der Folge im Detail auf diese Teilschritte eingegangen.

2.1 Szenarien der Energienachfrage

Um die Bandbreite möglicher Entwicklungen der Energienachfrage in Österreich abbilden zu können, werden drei Szenarien erarbeitet. Während zwei dieser Szenarien in enger Anlehnung an bereits verfügbare Szenariostudien erarbeitet wurden, stellt ein Optimierer-basiertes drittes Szenario den absolut minimal not-

wendigen Bruttoinlandsverbrauch Österreichs bis 2040 dar. Die gewählte Szenarienbandbreite dient dem Zweck, eine infrastrukturelle Validierung bereits bestehender High-Level Szenarien für Österreichs Energiesystem durchführen zu können und andererseits die Notwendigkeiten der Energieinfrastruktur in einem hocheffizienten System gegenüberstellen zu können. Die verwendeten Szenarien werden in der Folge zunächst qualitativ beschrieben. Im Anhang werden die regionalisierten Energiemengen je Sektor und Szenario mittels Landkarte dargestellt.

Abbildung 2 stellt die verwendete Bilanzgrenze der Verbrauchssektoren (produzierende Industrie, Haushalte, Dienstleistungen, Verkehr) dar. Neben den Endverbrauchsanwendungen gemäß Nutzenergieanalyse der Statistik Austria (Statistik Austria, 2020c) wird auch jener Energiebedarf in den energieintensiven produzierenden Industrien berücksichtigt, der durch industrielle Umwandlungsprozesse ausgelöst wird. Auf Seiten der leitungsgebundenen Energieträger beinhaltet dies insbesondere den Gasbedarf der Primärstahlproduktion und der chemischen Industrie bzw. den Einsatz in industriell geführten KWK-Anlagen.



Abbildung 2

Zugrundeliegende Bilanzgrenze der wirtschaftlichen Verbrauchssektoren produzierende Industrie, Haushalte, Dienstleistungen und Verkehr

2.1.1 Szenario Import/Export

Die Energienachfrage in diesem Szenario folgt dem Szenario WAM2019 des Österreichischen Umweltbundesamtes (Umweltbundesamt, 2020b). Damit kann aufgezeigt werden, welche Energieinfrastruktur für die Versorgung des aktuell zu erwartenden Transitionspfades in Österreich notwendig ist. Im Bereich der Chemie- und Stahlindustrie wird die Szenarienbasis durch aktualisierte Annahmen in Bezug auf nicht-

energetische Nutzung von Wasserstoff (z. B. Primärstahlproduktion) angepasst. Darüber hinaus wird für 2040 angenommen, dass der im WAM2019 als Erdgas modellierte Gasbedarf überwiegend durch Wasserstoff gedeckt wird. *Abbildung 3* stellt den im Szenario Import/Export modellierten Strom- und Gasbedarf je Sektor für 2030 und 2040 dar.

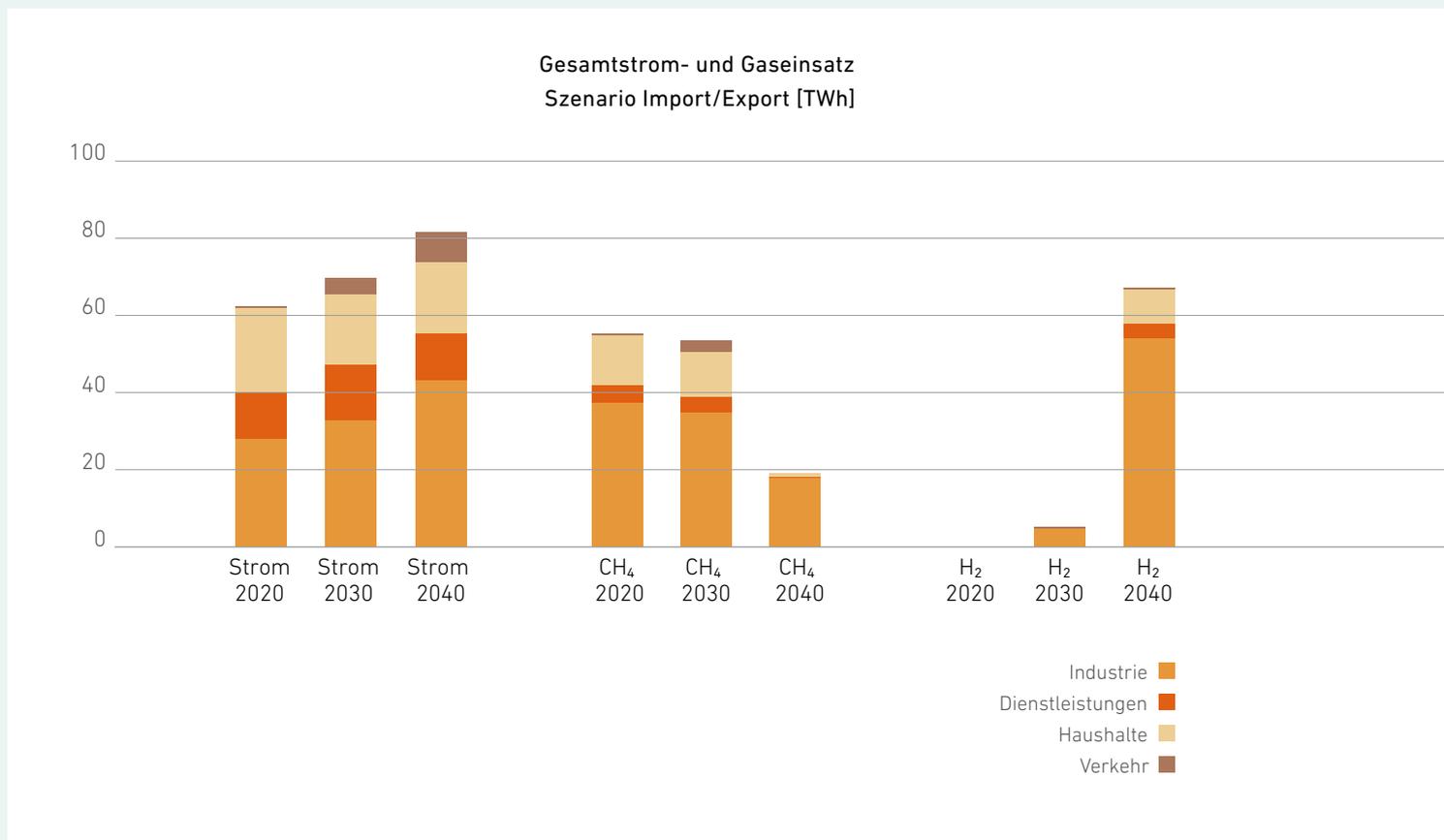


Abbildung 3
Gesamtstrom- und Gaseinsatz im Szenario Import/Export nach Sektor in den Betrachtungsjahren 2030 und 2040 sowie im Vergleichsjahr 2020

2.1.2 Szenario Nachfrage-Effizienzoptimierung

Das Szenario Nachfrage-Effizienzoptimierung (EEff) modelliert die Jahresenergienachfrage nach der Kurzstudie für das Energieeffizienzgesetz des Umweltbundesamtes (Umweltbundesamt, 2021). Dieses sieht eine ambitionierte Effizienzsteigerung auf Seiten der Verbraucher vor. In der Primärstahlerzeugung wird ab dem Jahr 2040 eine Direktreduktionsroute mit

Wasserstoff und Elektrolichtbogenofen modelliert. In allen übrigen Sektoren mit prozessbedingten Emissionen sind ähnliche Prozessveränderungen nicht vorgesehen. Abbildung 4 stellt den im Szenario Nachfrage-Effizienzoptimierung modellierten Strom- und Gasbedarf je Sektor für 2030 und 2040 dar.

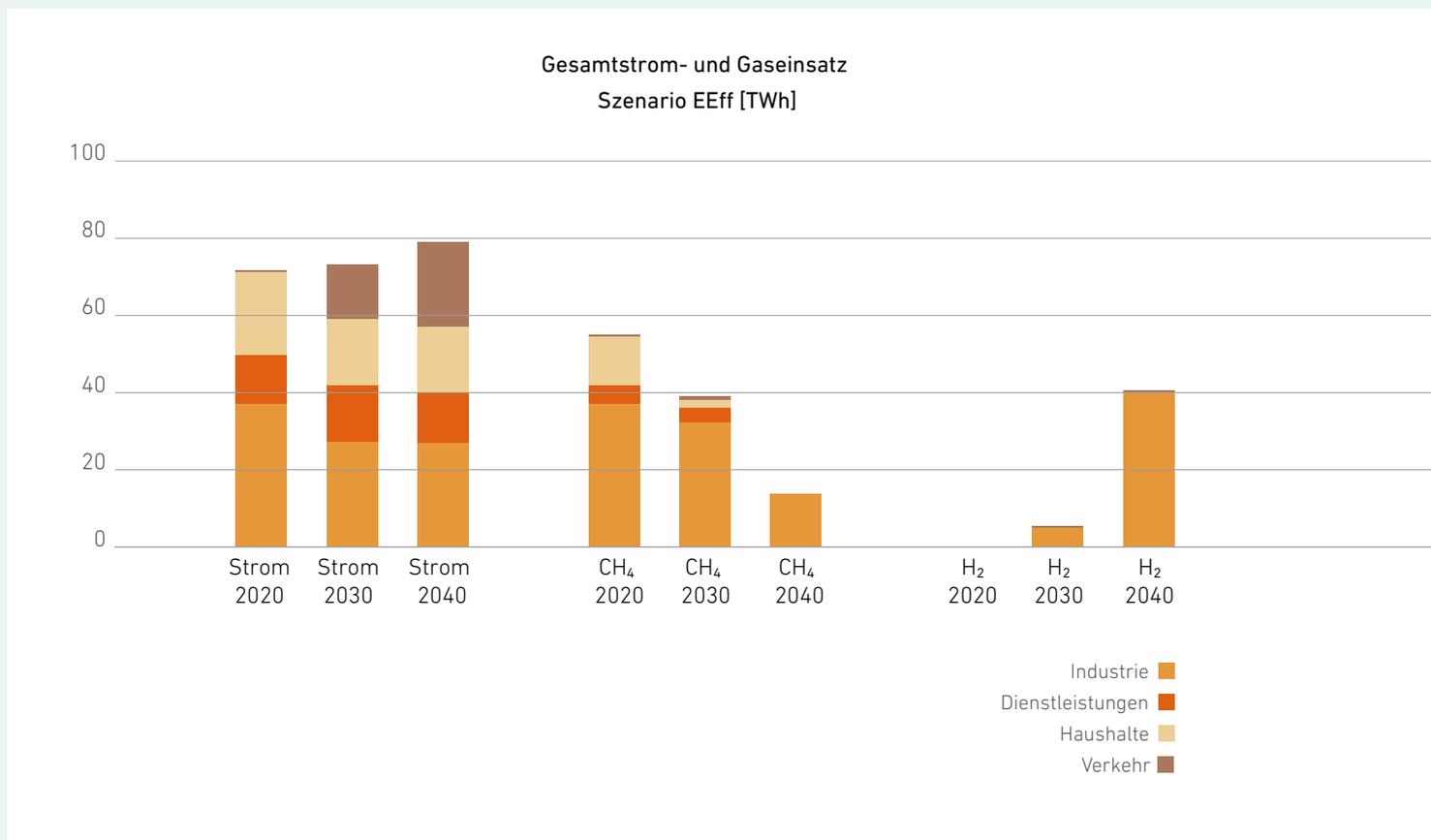


Abbildung 4
Gesamtstrom- und Gaseinsatz im Szenario Nachfrage-
Effizienzoptimierung nach Sektor in den Betrachtungsjahren 2030
und 2040 sowie im Vergleichsjahr 2020

2.1.3 Szenario Sektorkopplung

Das Energiemengengerüst im Szenario Sektorkopplung leitet sich durch eine exergetische Analyse¹ der in Österreich nachgefragten Energieanwendungen aus dem Szenario WAM2019 ab (Umweltbundesamt, 2020b). Damit bildet diese Herangehensweise lediglich eine konservative Einschätzung zu Suffizienzmaßnahmen in der Bevölkerung ab. Mithilfe der Nutzenergieanalyse des Jahres 2019 werden den im WAM ermittelten

Energieträgern je Sektor die nachgefragten Nutzenergiekategorien zugeordnet und mit mittleren Technologieeffizienzen zunächst auf Nutzenergien umgerechnet. In einem weiteren Schritt werden diese Nutzenergien mithilfe von auf Temperaturniveau bzw. Art der Nutzenergie (thermisch vs. mechanisch oder elektrisch) ermittelten Exergetiefaktoren auf Nutzexergien umgerechnet.

¹ Exergie ist ein Maß für die Menge an Arbeit, die aus einem thermodynamischen System gewonnen werden kann.

Darüber hinaus wurden für die industriellen Verbraucher Energiebedarfe für die Primärstahlerzeugung mittels Direktreduktion und Elektrolichtbogenofen, die Erzeugung von Methanol, Ammoniak, Harnstoff und Olefinen in der chemischen Industrie und für die CO₂-Sequestration im Sektor Steine und Erden, Glas berücksichtigt. Mittels linearer Optimierung die den Ausführungen nach (Sejkora *et al.*, 2022) entspricht, wird ein Szenario ermittelt, in dem der Primärenergiebedarf Österreichs über das gesamte Jahr gerechnet den Minimalwert erreicht. In diesem Szenario fließen neben den Energiemengen aus Photovoltaik, Windkraft, Wasserkraft und Biomasse insbesondere auch Potentiale

der industriellen Abwärme in die Berechnungen ein. Abbildung 5 stellt den im Szenario Sektorkopplung modellierten Strom- und Gasbedarf je Wirtschaftssektor für 2030 und 2040 dar.

In der parallel zu dieser Studie durchgeführten Studie TransformIndustry werden die Ergebnisse dieses Szenarios auf Ebene der industriellen Subsektoren tiefgehend analysiert (AIT Austrian Institute of Technology; Lehrstuhl für Energieverbundtechnik an der MU Leoben; Energieinstitut an der JKU Linz; AEA Österreichische Energieagentur, 2021).

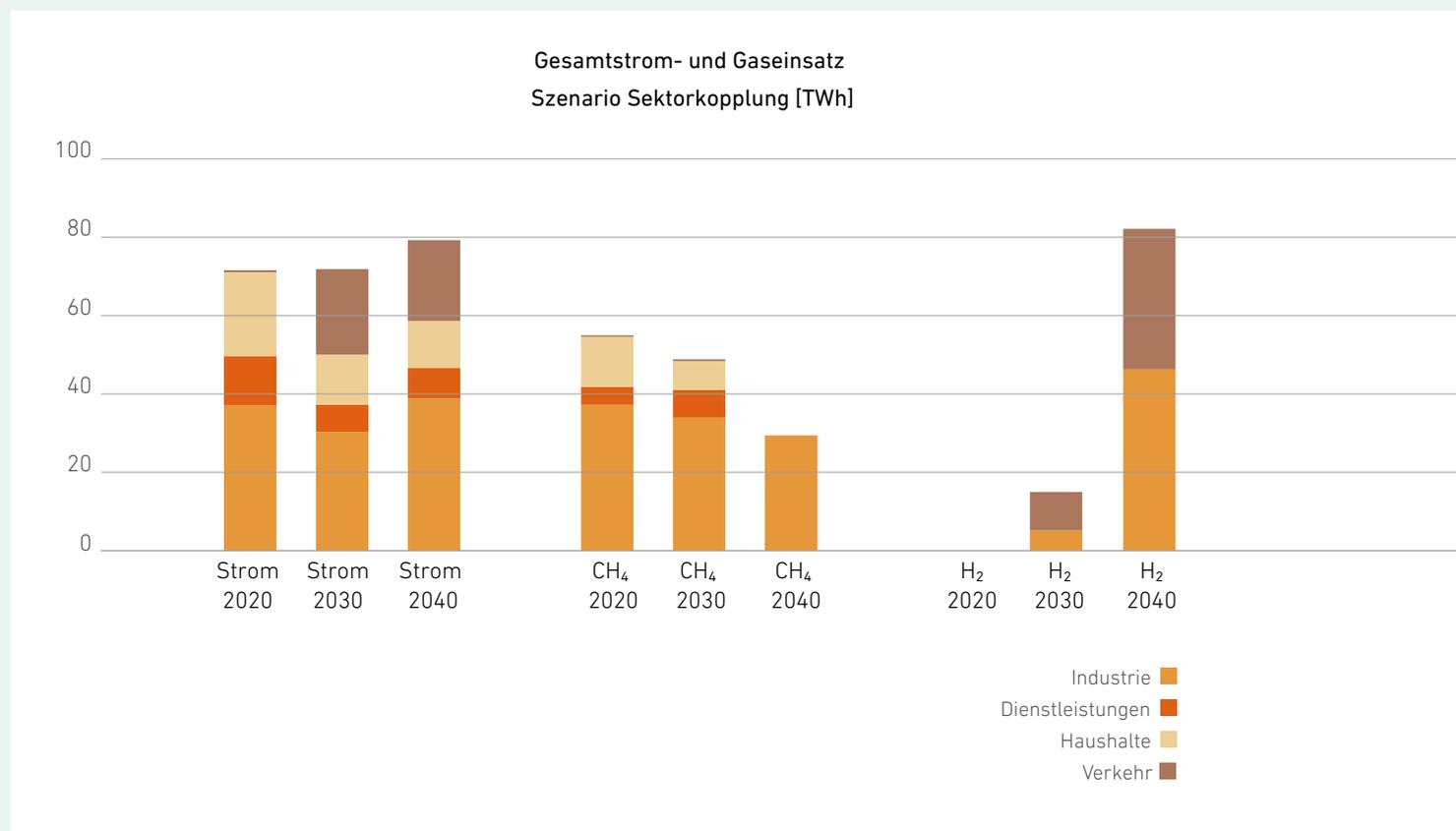


Abbildung 5
Gesamtstrom- und Gaseinsatz im Szenario Sektorkopplung nach Sektor
in den Betrachtungsjahren 2030 und 2040 sowie im Vergleichsjahr 2020

2.2 Erneuerbare Aufbringung in den Szenarien

Der Ausbau erneuerbarer Energiequellen erfolgt entsprechend den im EAG festgesetzten Ausbauzielen bis 2030 (BGBI. I Nr. 150/2021, 2021). Auf Seiten der erneuerbaren Energieaufbringung durch Wasser- und Windkraft sowie Photovoltaik werden die verfügbaren

Energiemengen für 2030 aufbauend auf den Erzeugungsmengen von 2018 gemäß EAG ausgebaut. Für 2040 wird die Entwicklung zwischen 2018 und 2030 linear extrapoliert. Die sich ergebenden Energiemengen erneuerbarer Stromerzeugung sind in *Abbildung 6* dargestellt.

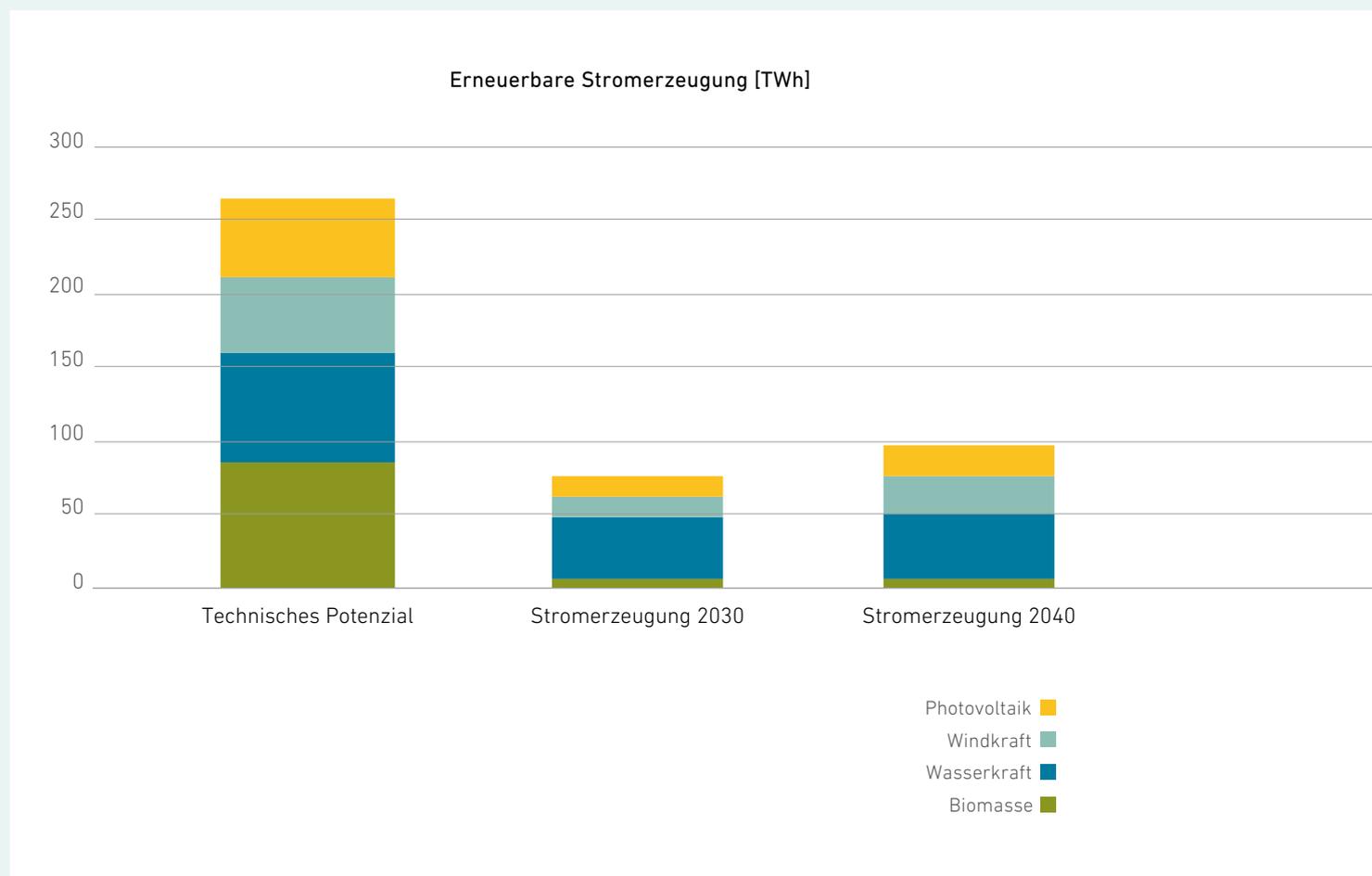


Abbildung 6
Ausbau erneuerbarer Stromerzeugungsquellen
(Biomasse, Windkraft, Photovoltaik, Wasserkraft) 2030
bzw. 2040. Abbildung ohne KWK-Anlagen, die gegebenenfalls
in Zukunft mit grünen Gasen betrieben werden.

Fernwärme wird grundsätzlich nachfragegetrieben anhand der Narrative der oben beschriebenen Nachfrageszenarien ausgebaut. Für den Ausbau von Biomasse und Biogasverstromung, wo auch Wärme anfällt, wird bei der Regionalisierung der Fokus auf die Stromerzeugung bzw. die Ressourcenverfügbarkeit gelegt. Für biogene Energieerzeugung werden in den Szenarien Import/Export und Nachfrage-Effizienzoptimierung neben dem energetischen Endverbrauch von Biomasse drei Wege der Biomassenutzung in der Energiewirtschaft mit Bezug zur Energieinfrastruktur betrachtet; Strom aus Biogas, CH₄ aus anaerober Vergärung, sowie Strom und Wärme aus Biomasse.

- Strom aus Biogas: Aus Biogasanlagen werden 0,5 TWh elektrische Energie erzeugt (2030 und 2040 selbe Höhe).
- CH₄ aus anaerober Vergärung: Im Jahr 2030 wird eine Bio-CH₄-Erzeugung von 3,5 TWh angenommen; im Jahr 2040 6,5 TWh.
- Strom und Wärme aus Biomasse: Im Jahr 2030 werden 5,5 TWh, im Jahr 2040 6,5 TWh Stromerzeugung aus fester Biomasse angenommen.

Im Szenario Sektorkopplung steht darüber hinaus die Energiemenge der derzeit energetisch verwendeten festen Biomasse im Rahmen der Optimierung zur Verfügung. Neben einem geringen Anteil, der energetisch in Form von holzartiger Biomasse direkt verwendet wird, wird der größte Anteil der Energie unter Berücksichtigung der Zielfunktion „Minimierung des inländischen Primärenergieverbrauchs“ nach Vergasung zur Deckung von Hochtemperaturwärmebedarfen in der Industrie herangezogen (vgl. Sejkora *et al.* (2022)).

2.3 Regionalisierung und Dynamisierung von Aufbringung und Verbrauch

Für die Untersuchung der österreichischen Energieinfrastruktur ist eine detaillierte regionale sowie zeitliche Auflösung der zuvor erhobenen Energiemengen – sowohl auf Seiten der Energieerzeugung als auch auf Seiten des Energieverbrauchs – unerlässlich. Da einige der angenommenen Zeitreihen in Verbindung mit dem Heizbedarf von Gebäuden örtlich unterschiedlich sind, wird zunächst in 2.3.1 auf die Regionalisierung eingegangen bevor in 2.3.2 die zeitliche Auflösung mittels Erzeugungs- und Lastprofilen erklärt wird.

2.3.1 Regionalisierung von Aufbringung und Nachfrage

Die Regionalisierung von erneuerbarer Energieaufbringung und Energieverbrauch (Strom, Gas, Wärme) wird spezifisch nach Energieträger und -quelle bzw. Wirtschaftssektor durchgeführt.

2.3.1.1 Regionalisierung der erneuerbaren Aufbringung

Für den Ausbau erneuerbarer Energiequellen wurde getrennt nach Aufbringungsart vorgegangen.

– Photovoltaik

Die Regionalisierung der Stromerzeugung aus Photovoltaik erfolgt unter Berücksichtigung der in Sejkora *et al.* (2020) ermittelten technischen Potentiale. Die oben beschriebenen Zielmengen der Stromerzeugung aus Photovoltaik werden darauf basierend proportional zum Anteil des USW-Bezirks am österreichweiten Gesamtpotential verortet.

– Windkraft

Im Bereich der Stromerzeugung aus Windkraft wurden zunächst die bereits installierten Windenergiekapazitäten laut IG Windkraft (2022) und den Gesamtenergiebilanzen der Bundesländer (Statistik Austria, 2022a) verortet. Für die Verortung der für die EAG-Ziele noch zusätzlich zu installierenden Windkapazitäten wird der für Photovoltaik beschriebene Ansatz mithilfe der technischen Potentiale nach Gaugl *et al.* (2021) wiederholt.

– Wasserkraft

Für die Wasserkraft wird zwischen großen Kraftwerken (>10MW) und Kleinwasserkraft unterschieden. Großwasserkraftwerke werden standortscharf nach Oesterreichs Energie (2022) verortet. Für bestehende Kleinwasserkraftwerke liefert Kleinwasserkraft Österreich (2021) Gesamterzeugungszahlen für Österreich. Diese wurden der Methodik nach Greiml *et al.* (2022) folgend anhand der Potentialdaten aus Pöyry (2018) verortet. Die gemäß EAG zusätzlich auszubauenden 5 TWh werden basierend auf dem von Pöyry identifizierten technisch-wirtschaftlichen Restpotential berücksichtigt.

– Biomasse

Die Regionalisierung der biogenen Energieerzeugung folgt den drei oben beschriebenen Wegen der energetischen Biomassennutzung. Strom aus Biogas wird in USW-Bezirken erzeugt, in denen auch heute schon Biogasstromerzeugung stattfindet. Biomethan-Erzeugung aus anaerober Vergärung wird neben aktuell bestehenden Biogas-Kraftwerksstandorten auch in USW-Bezirken mit besonders hohen Potentialen ausgebaut. Biomasseeinsatz zur Strom- und Wärmeerzeugung folgt ebenfalls diesem kombinierten Ansatz bestehend aus Bestandsanlagen und technischen Potentialen.

2.3.1.2 Regionalisierung des Verbrauchs

Auf Seiten der Verbraucher erfolgt die Aufteilung der oben ermittelten Energiemengen auf die Umspannwerkbezirke im Anschluss basierend auf den wirtschaftlichen Sektoren produzierende Industrie, Haushalte, Dienstleistungen und Verkehr. Für den Bedarf an Wasserstoff wird die Entwicklung der notwendigen Infrastruktur mit dem technischen Bedarf an Wasserstoff bzw. klimaneutralen Gasen kombiniert. Im Jahr 2030 fokussiert sich der mengenmäßig noch geringe Anteil an H₂-Bedarf auf einige wenige industrielle Zentren (Leoben, Wien, Linz) bzw. die Regionen, durch die dafür notwendigen Leitungen führen. Wie in Abschnitt 2.4.2 dargestellt, orientiert sich der dafür notwendige Leitungsbau an der bis dahin erwartbaren Erzeugung sowie bestehenden Infrastrukturprojekten der übergeordneten internationalen Netzebene. Für das Jahr 2040 unterscheiden sich die Szenarien in ihren Annahmen bezüglich der international verfügbaren Gasarten (CH₄ oder H₂), was zusätzlichen Einfluss auf den Bedarf an Leitungsumwidmung bzw. Neubau und damit die Verfügbarkeit von Gasinfrastruktur hat.

– Produzierende Industrie

Für die Regionalisierung der Industrie in den Szenarien Import/Export und Nachfrage-Energieeffizienz wird auf eine Kombination aus Bottom-up- und Top-down-Methodik zurückgegriffen. Um die größten Energiebedarfe möglichst genau verorten zu können, wurden insgesamt 89 Unternehmen der energieintensiven Industrie über deren Unternehmens- bzw. Umweltberichte im Status quo verortet. Für 2030 bzw. 2040 orientiert sich die Entwicklung des Energieverbrauchs an den Zahlen der UBA-Szenarien. Die verbliebenen Energiemengen je Sektor wurden anhand der sektorspezifischen wirtschaftlichen Entwicklung der Regionen und der Anzahl der Beschäftigten aufgeteilt. Zu diesem Zweck wurden der wirtschaftliche Beitrag sowie die

Anzahl der Beschäftigten der bereits bottom-up verteilten Unternehmen zuvor zum Abzug gebracht. Im Szenario Sektorkopplung erfolgt zunächst eine Bottom-up-Zuteilung von Carbon Capture-Anlagen im Sektor Steine und Erden, Glas, und in der Primärstahlerzeugung, sowie der wesentlichen chemischen Prozesse mit nicht-energetischem Bedarf auf Basis der erhobenen Unternehmensinformationen. Die verbleibenden Energiemengen je Sektor werden zunächst anhand der sektorspezifischen Nutzexergiebedarfe auf die Bundesländer, und in weiterer Folge auf Basis des aus dem Szenario EEff abgeleiteten sektorspezifischen Gesamtenergieverbrauchs je Umspannwerkbezirk aufgeteilt.

– Haushalte

Im Sektor Haushalte wird die Nachfrage nach den Energieträgern Öl, Gas, Kohle, Fernwärme, Biomasse, sonstige Erneuerbare und Strom ausgehend von den regionalen Energiebilanzen für die einzelnen Bundesländer (Statistik Austria, 2020c) auf Basis der Anzahl der Hauptwohnsitze auf einzelne Bezirke heruntergebrochen. Für Elektrizität erfolgt die Regionalisierung auf Basis der Bevölkerung in den jeweiligen Bezirken. Die zukünftige Entwicklung der Energiebedarfe in den Szenarien Import/Export und Nachfrage-Energieeffizienz wird mit Hilfe der Bevölkerungs- und Haushaltsprognose gemäß der österreichischen Raumordnungskonferenz (Österreichische Raumordnungskonferenz, 2017, 2018) fortgeschrieben. Im Szenario Sektorkopplung wird analog zu den Ausführungen im Sektor Industrie vorgegangen.

– Dienstleistungen

Im Sektor Dienstleistungen wird auf die Spezifika der darin zusammengefassten Branchen auf ÖNACE Abteilungsebene (2-Steller) mithilfe der physischen Energieflussrechnung der Statistik Austria (Statistik Austria, 2022c) eingegangen und innerhalb dieser Branchen mithilfe der Nutzenergieanalyse (Statistik Austria, 2020c) der Energiebedarf pro Bundesland ermittelt. Im Anschluss wird der spezifische Energiebedarf je Abteilungsebene über die Leistungs- und Strukturhebung (Statistik Austria, 2022b) nach Arbeitsplätzen auf die USW-Bezirke hochgerechnet. Auch hier wird im Szenario Sektorkopplung analog zu den Ausführungen im Sektor Industrie vorgegangen.

– Verkehr

Im Sektor Verkehr dienen die Zahlen des aktuellen Zulassungsregisters als Basis für die Regionalisierung nach PKW, leichten Nutzfahrzeugen, schweren Nutzfahrzeugen bzw. Verdichterstationen. Der Energieverbrauch der PKW wird zuerst für das Jahr 2020 mit Hilfe von KFZ Bestandsdaten (Statistik Austria, 2020b), Fahrleistungen der privaten PKW (Statistik Austria, 2019) und dem Energieverbrauch pro Bundesland pro Treibstoff (Statistik Austria, 2020c) auf Zulassungsbezirke regionalisiert. Die Hochskalierung auf die Jahre 2030 und 2040 erfolgt mit dem berechneten Motorisierungsgrad, und der Bevölkerungsprognose der österreichischen Raumordnungskonferenz (2018). Bei Lastkraftwägen wird zwischen Leicht- und Schwernutzfahrzeugen (LNF bzw. SNF) unterschieden. Der Energieverbrauch von LNF und regional betriebener SNF für 2020 (Statistik Austria, 2020c) wird mittels

KFZ Bestandsdaten (Statistik Austria, 2020b), durchschnittlichem Verbrauch je LKW-Typ (Umweltbundesamt, 2020a) und Inlandskilometer-Fahrleistung (Statistik Austria, 2020a) für die Zulassungsbezirke berechnet. Der mit den gleichen Datensätzen ermittelte Energieverbrauch für den Fernverkehr von SNF wird nur auf Bezirke mit Autobahnen nach Autobahnkilometern regionalisiert. Die Hochskalierung auf die UBA-Szenarien für 2030 und 2040 wird anhand des prozentuellen Energieverbrauchs je LKW-Kategorie und Treibstoffart durchgeführt.

Für den Energieverbrauch von Verdichtern, die für den Gastransport in Rohrfernleitungen eingesetzt werden, wird die Nutzenergieanalyse von 2020 (Statistik Austria, 2020c) je Bundesland als Basis verwendet. Dieser wird auf die Bezirke mit Verdichterstationen (siehe Kapitel 2.4.2) anhand der jeweils installierten Leistungen aufgeteilt. Der sich daraus ergebende prozentuale Bezirksschlüssel wird dann für die Verteilung des Verbrauchs der UBA-Szenarien für 2030 und 2040 verwendet. Anschließend werden die resultierenden Energiemengen von Zulassungsbezirken auf die benötigten Umspannwerkbezirke mittels Flächenverschneidung aufgeteilt. Im Szenario Sektorkopplung erfolgt die Regionalisierung wiederum analog zu den Ausführungen im Sektor Industrie auf Basis der regionalisierten Energiemengen des Szenarios EEff.

2.3.2 Zeitprofile von Aufbringung und Nachfrage

Der Herangehensweise aus Kapitel 2.3.1 folgend, wird auch bei der an die Regionalisierung angeschlossene Dynamisierung zur Erlangung der für die Infrastruktur-betrachtung notwendigen Zeitprofile eine nach Energieträger und -quelle bzw. Wirtschaftssektor angepasste Vorgangsweise gewählt.

2.3.2.1 Zeitliche Auflösung von Aufbringung

Die zeitliche Auflösung von PV und Wind folgt den aus Pfenninger und Staffell (2019) abgeleiteten Faktoren für den Standort der einzelnen Umspannwerke der USW-Bezirke für 2019. Für Wasserkraft wird nach Greiml *et al.* (2022) ein Erzeugungsprofil aus bekannten Fließparametern erstellt. Wo dies nicht möglich ist, wird derselben Publikation folgend auf ein Standarderzeugungsprofil für Wasserkraft in Österreich zurückgegriffen. Biomasse und Biogasanlagen laufen im Dauerbetrieb mit 8760 Volllaststunden. Im Szenario Sektorkopplung kann auf die örtliche Unterscheidung der Erzeugungsprofile im Optimierungsschritt für die Ermittlung der Nachfragezeitreihen keine Rücksicht genommen werden. Es wird daher auf mittlere Erzeugungsprofile je Energiequelle zurückgegriffen (Sejkora *et al.*, 2022). Bei der darauffolgenden Infrastruktur-betrachtung werden die regional unterschiedlichen Profile auf Ebene der USW-Bezirke verwendet.

2.3.2.2 Zeitliche Auflösung der Verbraucher

Um die für die Betrachtung der Energieinfrastruktur so wichtige zeitliche Auflösung und damit die bereitzustellenden Leistungen je Zeitschritt und Umspannwerkbezirk ermitteln zu können, werden den Verbrauchern synthetische Lastprofile zugeordnet. Diese werden in den Szenarien Import/Export und EEff wie folgt ermittelt und – analog zur Szenarienerstellung – nach Wirtschaftssektor angewandt:

— Produzierende Industrie

Für die Berechnung der zeitlichen Komponente des Energiebedarfs wird in der Industrie auf die Besonderheiten der 13 industriellen Subsektoren eingegangen. Zu diesem Zweck wird ein am EVT vorhandener synthetischer Lastprofilgenerator benutzt, welcher die

Erstellung von branchenspezifischen Lastprofilen je Energieträger erlaubt (vgl. dazu Binderbauer, Kienberger und Staubmann (2022)). Mit dessen Hilfe kann neben sektorspezifischen Standardprofilen auch auf standortspezifische Besonderheiten, wie beispielsweise Drehrohröfen, Elektrolichtbogenöfen, und betriebseigene KWK-Anlagen in der energieintensiven Industrie, eingegangen werden.

– Haushalte und Dienstleistungen

Im Sektor Haushalte sowie im Bereich der Dienstleistungen werden im Strombereich Standardlastprofile (H0, G0) nach APCS Power Clearing and Settlement AG (2021) verwendet. Jener Strombedarf, der in den Szenarien für Wärmepumpen hinterlegt ist, wird getrennt durch ein Wärmelastprofil mittels der SiGLinDe Funktion nach BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2018) in Kombination mit ortsaufgelösten Temperaturdaten (ZAMG Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik, 2020) dargestellt. Diese Funktion wird auch für die Lastprofile im Bereich Gas und Fernwärme in diesen Sektoren verwendet.

– Verkehr

Im Sektor Verkehr, welcher im Bereich der leitungsgebundenen Energieträger insbesondere auf elektrische Energie zurückgreift, werden unter anderem im Projekt FlyGrid erarbeitete Profile für PKW, SNF und LNF zur Anwendung für die Ladeprofile gebracht (Vopava, Thormann and Kienberger, 2017; Vopava, Bergmann and Kienberger, 2020). Im Bereich der gasbetriebenen Fahrzeuge wird von einem zentralen Tankstellensystem ausgegangen, welches unter Verwendung von Pufferspeichern eine Dauerlast für das Netz darstellt. Ein Dauerlastprofil wird ebenfalls für das Profil des Energieverbrauchs der Verdichterstationen (sowohl elektrisch als auch gasbetrieben) angewandt.

Das Szenario Sektorkopplung wird unter Zuhilfenahme einer zeitlich aufgelösten Optimierungsumgebung erarbeitet und bezieht aus diesem Grund notwendige Verbrauchs- und Erzeugungsprofile schon in die Szenarienmodellierung mit ein. Die Zeitprofile der zu deckenden Energiedienstleistungen werden nach Sejkora *et al.* (2022) parametrisiert. Neben bereits darin etablierten Bedarfsprofilen im Bereich Verkehr, werden aus den oben abgeleiteten synthetischen Lastprofilen sektorspezifische Profile erarbeitet, die die vorherrschende Bedarfsstruktur in den industriellen Subsektoren abbilden.

2.4 Technische Modellierung der integrierten Planung

Abbildung 7 stellt die angewandte Methodik der integrierten Planung als Prozessschaubild dar. Durch die zunehmende Elektrifizierung und aufgrund der physikalisch limitierten Speicherfähigkeit elektrischer Energie und der im Vergleich zum Gassektor limitierten Transportkapazität stellt der Stromsektor das für die Anpassung an das Energiesystem der Zukunft kritischste System dar. Aus diesem Grund bildet die Erarbeitung von Lösungen für die Herausforderungen im Stromsektor die Basis für die Formulierung des vorliegenden Plans. Um Engpässe für das Gesamtsystem effizient vermeiden zu können, werden sektorübergreifende hybride Elemente wie beispielsweise Elektrolyseure oder große Power-to-Heat Anlagen untersucht, die die Kapazität anderer Energieträgersysteme zur Entlastung des Stromsystems nutzen können.

Das österreichische Stromsystem wird in die kontinental-europäische Elektrizitätswirtschaft eingebettet. Dies ermöglicht die für Österreich als Stromtransitland wichtige Berücksichtigung von Import- und Exportströmen. Diese stündlichen Import-/Exportzeitreihen bilden die Basis für eine darauffolgende detaillierte Kraftwerkseinsatzplanung aller steuerbaren Kraftwerke in Österreich auf

Basis des Merit Order Prinzips. Die sich daraus und aus der zeitlichen und räumlichen Auflösung von Aufbringung und Verbrauch ergebenden Lastflüsse resultieren in der Identifikation von Bottlenecks der Energieinfrastruktur. Mithilfe des hybriden Lastflusssimulationsmodells HyFlow werden im Projekt (sektorübergreifende)

und flexibel betreibbare Lösungsmöglichkeiten wie beispielsweise Elektrolyseure oder Batterien erarbeitet. Die integrierten Entwicklungspläne für das österreichische Energiesystem entstehen durch das Ergänzen der erarbeiteten flexiblen und gegebenenfalls sektorkoppelnden Elemente mittels gezieltem Leitungsausbau.

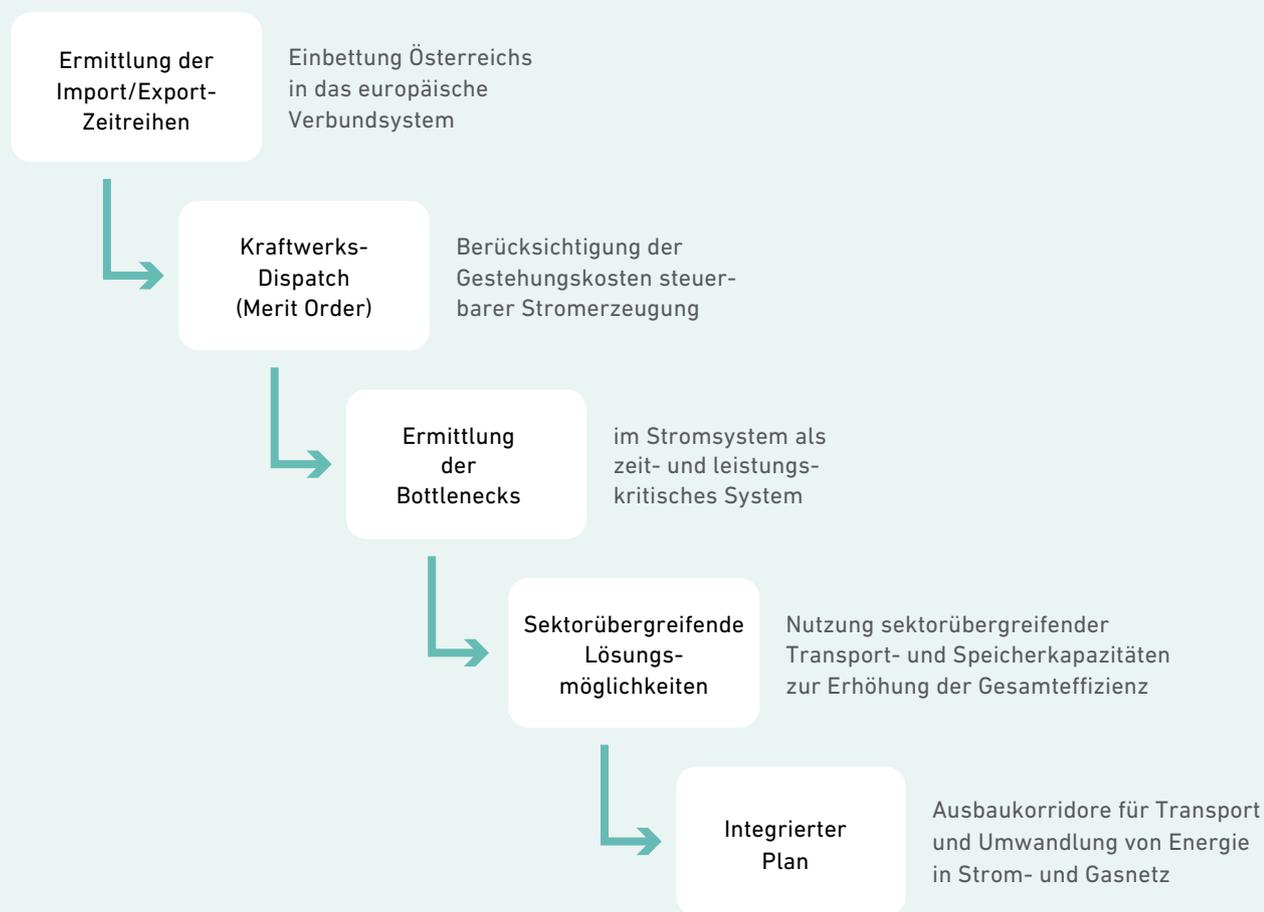


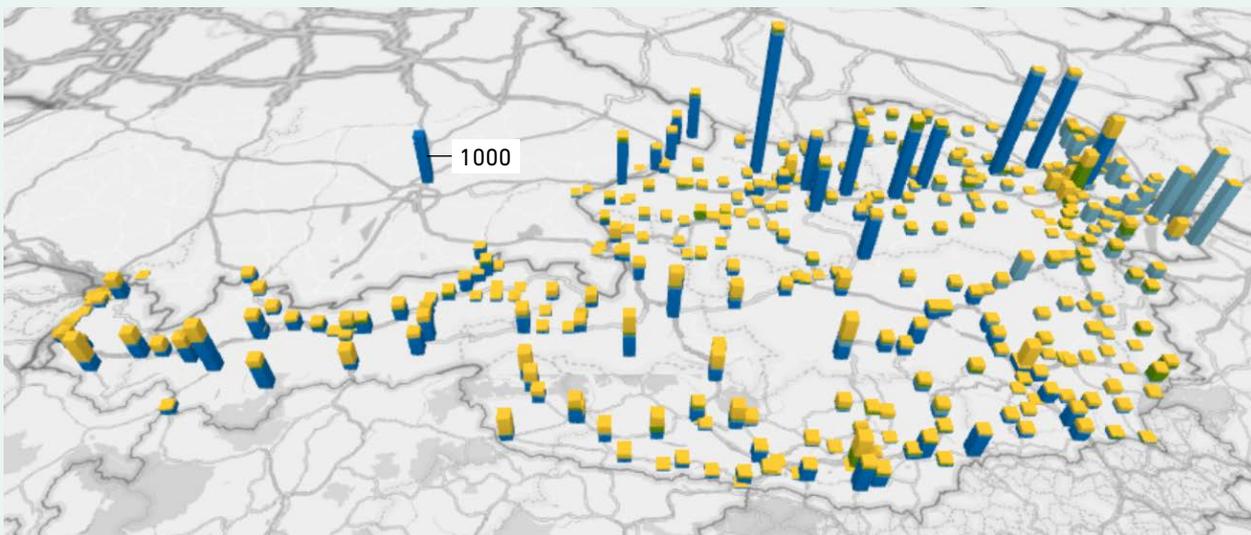
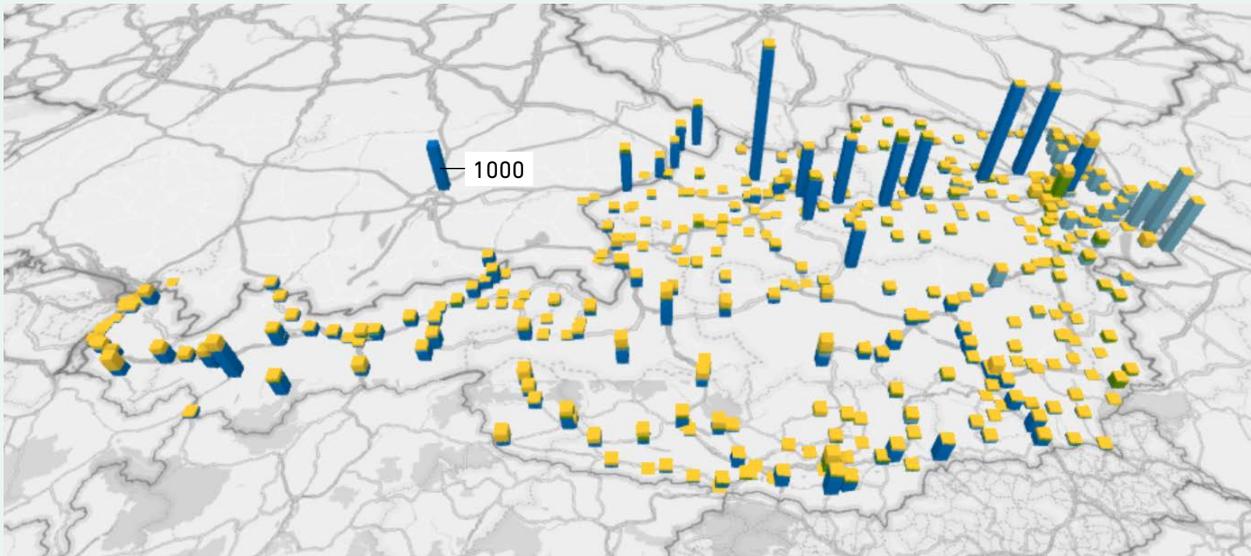
Abbildung 7
Methodik der integrierten Infrastrukturplanung

Im Folgenden wird die Modellierung von Strom- (2.4.1), Gas- (2.4.2) und Wärmesektor (2.4.3) im Detail diskutiert.

2.4.1 Modellierung im Stromsektor

Im Sektor Strom erfolgt die Modellierung auf Basis der erwähnten Umspannwerkbezirke. Im Bereich der erneuerbaren Stromerzeugung aus Photovoltaik, Windkraft und Wasserkraft wird auf die anhand des technischen Potentials verorteten Energiemengen zurückgegriffen. Abbildung 8 stellt die regionalisierten Stromerzeugungsmengen aus erneuerbaren Energiequellen für 2030 und 2040 dar. Die erneuerbare Stromerzeugung aus Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken unter Berücksichtigung des natürlichen Zuflusses wird aufgrund deren Flexibilität, welche im Rahmen des Kraftwerks-Dispatchs eingesetzt wird, hier nicht dargestellt. Während der Ausbau der Photovoltaik flächendeckend über ganz Österreich in allen USW-Bezirken angenommen wird, wird die Erzeugung aus Wind- und Wasserkraft stärker durch die regionalen Gegebenheiten hinsichtlich zur Verfügung stehender Potentiale beeinflusst. Während Wasserkraft – und hier insbesondere die Donaukraftwerke – weiterhin als wichtiger Baustein in der erneuerbaren Erzeugung agiert, werden insbesondere die Windkraftpotentiale in den östlichen Bundesländern Niederösterreich und Burgenland ausgebaut. In der Betrachtung des Ausbaustands erneuerbarer Energiequellen zur Stromerzeugung 2040 (unten) ändert sich das Bild im Wesentlichen lediglich in Bezug auf die Höhe der Balken. Nähere Informationen zu den Erzeugungskapazitäten auf Bundesland-Niveau können den Modellierungsgrundlagen im Anhang entnommen werden.

Die sich je Szenario ergebende Verteilung der Stromnachfrage für 2030 und 2040 nach Wirtschaftssektor (Industrie, Dienstleistungen, Haushalte, Verkehr) ist den Abbildungen im Anhang zu entnehmen. Darin ist über alle Szenarien hinweg zu erkennen, dass trotz der höheren Dichte an USW-Bezirken in den Ballungsräumen auch die Balken der einzelnen USW-Bezirke deutlich von den umliegenden zu unterscheiden sind. Darüber hinaus ist insbesondere der Einfluss der Industriezentren (bspw. Leoben, Linz, Wien) und Täler (z. B. Inntal) auf die Verortung des Stromverbrauchs klar zu erkennen. Den mit Abstand größten Verbrauchssektor stellt die produzierende Industrie dar, insbesondere in den Bundesländern mit sehr energieintensiven Industriestandorten Oberösterreich, Steiermark und Niederösterreich. Die Verortung der Stromnachfrage im Sektor Verkehr ist insbesondere in jenen USW-Bezirken mit wichtigen Autobahnknoten bzw. in Ballungsräumen anteilig stärker in den dargestellten Balken zu erkennen.



- PV (Summe)
- Biomasse (Summe)
- Wind (Summe)
- Laufwasserkraft (Summe)

Abbildung 8
Regionalisierung der Stromerzeugung 2030 (oben) und 2040 (unten)
aus PV, Windkraft, und Biomasse in der Stromnetzmodellierung

Auf Seiten der Netzinfrastruktur werden die Netzebenen 1 (220 kV, 380 kV) sowie 3 (110 kV) berücksichtigt. Das in *Abbildung 9* dargestellte Netz enthält darüber hinaus die für 2030 bzw. 2040 bereits von den Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern publizierten Ausbauprojekte. Auf der Netzebene 1 werden die Netzentwicklungspläne (NEP) der Austrian Power Grid AG (APG) bis inkl. NEP 2021 berücksichtigt (Austrian Power Grid AG, 2021). Die Netzebene 3 wird im Wesentlichen von den neun lokalen Versorgungsunternehmen betrieben, deren öffentlichen Pläne ebenfalls mitmodelliert wurden (Land Kärnten, 2014; Austrian Power Grid AG; Linz Netz GmbH; Netz Oberösterreich GmbH, 2018). Die genaue Lage

der Umspannwerke und Stromleitungen wird mithilfe der GIS-Software QGIS, Satellitenbildern und OpenStreetMap bestimmt. Die APG stellt detaillierte technische Daten für das Übertragungsnetz bereit, die zur Parametrierung des 220- und 380-kV-Netzes verwendet werden (Austrian Power Grid AG, 2022). Das 110-kV-Netz wird anhand der maximalen Übertragungsstromstärke im Übertragungsnetzplan mit Literaturwerten sowie anhand bereits veröffentlichter Projekte mit Impedanz, Reaktanz und Admittanz parametriert (Heuck, K; Dettmann, K.-D.; Schulz, 2013; Greiml, Fritz and Kienberger, 2021).

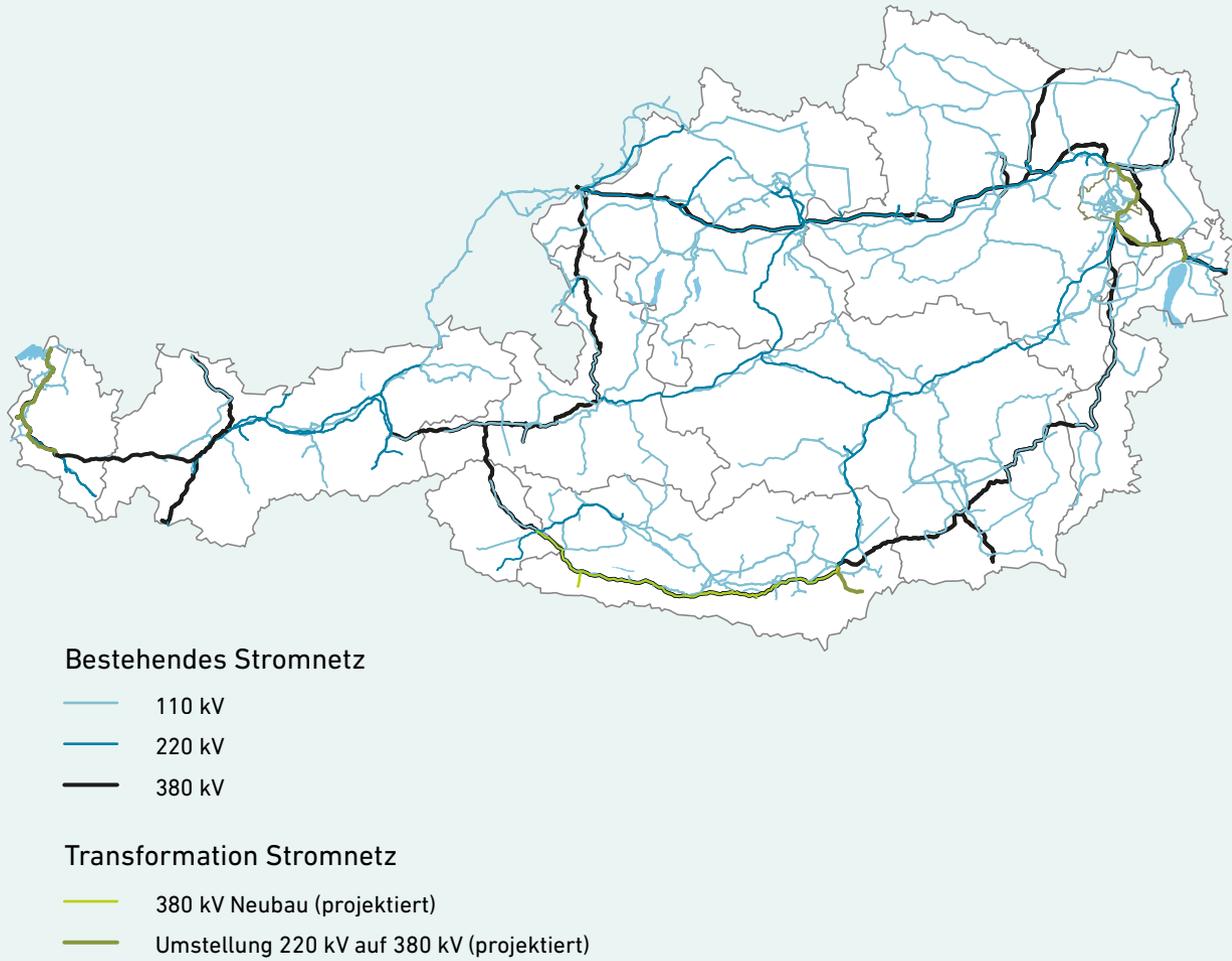


Abbildung 9
Berücksichtigtes Stromnetz der Netzebenen 1 und 3
inklusive bekannter Ausbauprojekte bis 2040

Für die Darstellung und Identifikation von Bottlenecks im Stromnetz werden alle Stromleitungen abhängig von Auslastungsgrad und Auslastungsdauer einer Kategorie zugeteilt. Kategorie 1 entspricht Leitungen mit sehr hoher Auslastung. In diese fallen alle Leitungen, welche in einer Stunde im Jahr höher als 110% ausgelastet sind. Da Leitungen kurzzeitig auch über ihrer thermischen Grenzleistung betrieben werden können, werden in Kategorie 2 (hohe Auslastung) Leitungen zusammen-

gefasst, welche öfter als 24 (≥ 25) Stunden für mehr als 100% ausgelastet sind (sofern sie nicht schon Kategorie 1 zugeteilt wurden). Für die Berücksichtigung des vereinfachten (n-1)-Kriteriums werden Leitungen der Kategorie 3 zugeteilt, wenn sie für mehr als 50 Stunden im Jahr über 60% ausgelastet sind und nicht bereits den Kategorien 1 oder 2 zugeteilt wurden. Die Einteilung der Leitungen anhand dieses Systems ermöglicht eine anschauliche Bottleneckdarstellung eines Jahres in einer einzigen Grafik.

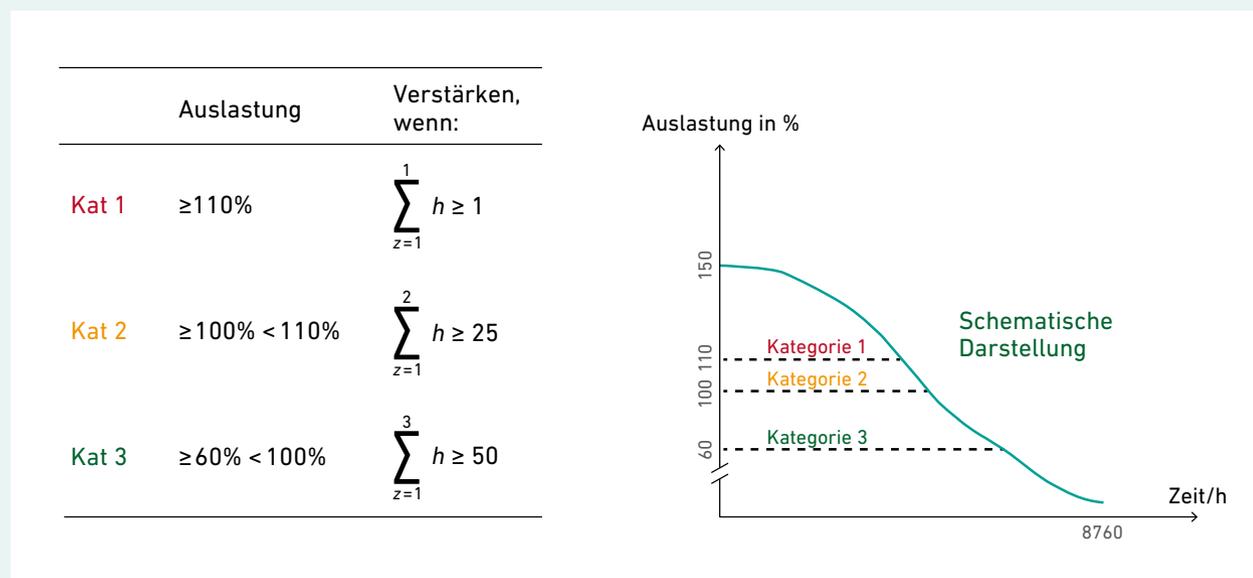


Abbildung 10

Schematische Darstellung der Feststellung der Leitungsauslastung im Stromnetz

Das am Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation der Technischen Universität Graz entwickelte open-source Modell LEGO (Wogrin *et al.*, 2022b) (vgl. 1.1.1) bildet die kontinentaleuropäische Elektrizitätswirtschaft auf Basis der Daten des TYNDP 2020 ab und bettet so das österreichische Stromsystem in Europa ein (ENTSO-E, 2020). Österreich ist ein Teil im europäischen Verbundnetz, welches für Importe und Exporte (europäischer Stromhandel) genutzt wird und in dem Österreich

auch eine wichtige Rolle als Strom-Transitland zwischen Nordwest- und Südost-Europa innehat. Dafür werden im Modell die Leitungsdaten (Übertragungsnetz inklusive der im TYNDP dargestellten Projekte bis 2030 bzw. 2040) sowie die Erzeugungs- und Verbrauchsdaten des National Trend Szenarios für Kontinentaleuropa übernommen und Österreich in dieses als Single-Node unter Berücksichtigung der Auslandsleitungen implementiert. Da aus Gründen der Größe des kontinentaleuropäischen

Modells eine stündliche Berechnung nicht möglich und aus Modelllaufzeitgründen auch nicht zielführend ist, wird ein jährliches DC-OPF Modell basierend auf 12 repräsentativen Tagen für die Ermittlung der österreichischen Stromimporte und -exporte erstellt. Durch die Verwendung eines DC-OPF Modells wird der Handel am europäischen Großhandelsmarkt, inklusive eventuell notwendiger zonenübergreifender Redispatchmaßnahmen außerhalb von Österreich, berücksichtigt.

Die stündlichen Ergebnisse für Import und Export werden aus dieser Modellierung für eine detaillierte Kraftwerkseinsatzplanung aller steuerbaren Kraftwerke in Österreich (Speicher-, Pumpspeicher- und KWK-Kraftwerke) auf Basis des Merit Order Prinzips übergeben. Zu diesem Zweck werden die zu berücksichtigenden Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke anhand der bekannten Energy-to-Power Verhältnisse in jeweils vier Gruppen unterteilt. KWK-Anlagen, die neben der Stromerzeugung auch einen wichtigen Teil der Fernwärmeversorgung in den jeweiligen Wärmenetzen erfüllen, werden auf Basis ihrer Wärmenetzzugehörigkeit modelliert. Dies stellt sicher, dass sogenannte Must-Run-Kapazitäten dieser Kraftwerke ebenfalls in der Kraftwerkseinsatzplanung berücksichtigt werden. Die Zeitreihen der Erzeugung bzw. der Einspeicherung dieser kontrollierbaren Kraftwerke ist das Ergebnis einer Single-Node-Modellierung, welche die bereits ermittelten Import-/Export- und Residuallastzeitreihen für Österreich berücksichtigt. Die Erzeugung je Kraftwerksblock wird im Anschluss über die jeweils installierte elektrische Leistung aus den Gruppenergebnissen ermittelt.

Das hybride Lastflussmodell HyFlow des Lehrstuhls für Energieverbundtechnik an der Montanuniversität Leoben (vgl. 1.1.2) nimmt diese Information auf, um energieträgerübergreifend die sich einstellenden Lastflüsse im Stromnetz und den CH₄ bzw. H₂-Netzen auf auftretende Bottlenecks-Korridore und sektorübergreifende Lösungsmöglichkeiten zu untersuchen.

2.4.2 Modellierung im Gassektor

Um die österreichische Gasinfrastruktur darzustellen, wird ein dem oben beschriebenen Stromnetz ähnlicher Zugang gewählt. Länge und Durchmesser von internationalen Übertragungsleitungen werden vom Marktgebietsmanager Austrian Gas Grid Management (AGGM) veröffentlicht. Dazu gehören einerseits bereits bestehende Leitungen (Austrian Gas Grid Management, 2021; E-Control, 2022a), und andererseits die koordinierten Netzentwicklungspläne (KNEP) bzw. langfristige und integrierte Planungen (LfP) bis inkl. 2022 (Austrian Gas Grid Management, 2023a, 2023b). Das Pipeline-Routing und die Länge des nationalen Netzwerks der Netzebene 1 (das nationale Übertragungsnetz) und 2 (das nationale Verteilungsnetz) werden von der E-Control (2022b) übernommen. Durchmesser und Druckpegel werden mithilfe von statistischen Daten (E-Control, 2021) sowie Informationen von Versorgungsunternehmen, die auf Anfrage und durch frühere Projekte bereitgestellt wurden, bestimmt (Greiml, Matthias; Traupmann, Anna; Sejkora, Christoph; Kriechbaum, Lukas; Böckl, Benjamin; Pichler, Patrick; Kienberger, 2020). Für die Wandrauheit werden die Werte von geschweißten und nahtlosen Stahlrohren nach Cerbe (2004) angenommen.

In allen untersuchten Szenarien kommt es bis 2030 vermehrt zum Einsatz von Wasserstoff. Dafür benötigte Infrastruktur findet sich auch in den aktuellen Infrastrukturplanungen der Netzbetreiber wieder. Für das Jahr 2030 fließen im Projekt die bereits kommunizierten Vorhaben entlang der internationalen Übertragungsleitungen TAG, WAG und Penta-West, die Speicheranbindung in Puchkirchen sowie der H₂-Kollektor Ost als gegeben ein. Weitere Projekte des LfP 2022, die im Rahmen der H₂-Strategie der AGGM vorgestellt wurden, werden wegen der unterschiedlichen zugrundeliegenden Energiemengen nicht auf dieselbe Art vorausgesetzt, sondern auf deren Nutzen im Rahmen der drei zu untersuchenden Szenarien untersucht. Neben den unterschiedlichen Energiemengen und deren Verortung, welche eine

wesentliche Einflussgröße der Infrastrukturplanung darstellt, ist dies insbesondere auf die parallel verlaufende Zeitschiene der beiden Projekte (InfraTrans2040 und H₂-Roadmap) zurückzuführen. Für die angesprochene Evaluierung werden neben den verorteten Wasserstoff-

bedarfen auch bereits bekannte Elektrolyse-Projekte berücksichtigt. Abbildung 11 stellt die vorab auf Basis der Planungen der AGGM eingeflossenen Leitungsprojekte sowie die bis 2030 bereits bekannten Elektrolyse-Projekte und große H₂-Verbraucher dar.

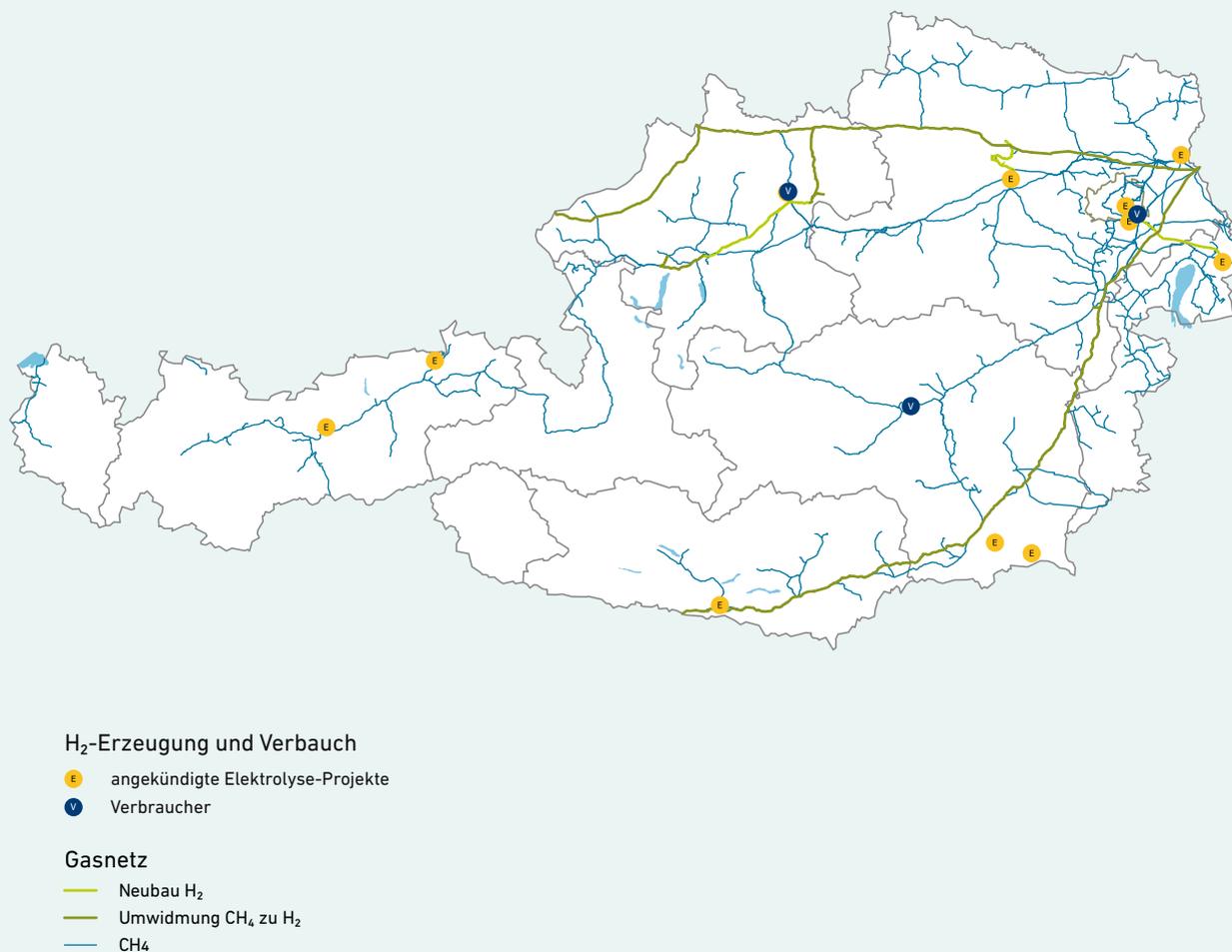


Abbildung 11
Berücksichtigtes Gasnetz (H₂ bzw. CH₄) vor szenarienbasierter
weiterer Modellierung der Gasnetzentwicklung

Die Einbettung in das europäische Gesamtsystem erfolgt im Gassektor aufgrund der vergleichsweise großen Übertragungskapazitäten nicht im selben zeitaufgelösten Verfahren wie oben für den Stromsektor beschrieben. Stattdessen wird der Fokus auf europäische Entwicklungen in der Flussrichtung sowie im Bereich der H₂-Wirtschaft (insbesondere die Einbindung Österreichs in die Initiative *European Hydrogen Backbone*) gelegt. Die in Österreich bestehenden Gasspeicher werden weiterverwendet und können sowohl für Methan als auch Wasserstoff eingesetzt werden. Diese bieten eine über die ebenfalls in großer Menge vorhandenen Übertragungskapazitäten hinaus eine wichtige saisonale Flexibilität bei der Einbindung von Methan und Wasserstoff in das Energiesystem. Die Entwicklung der Gasspeicher in Bezug auf die Zusammensetzung aus CH₄ und H₂ über den Zeitraum bis 2030 hinaus kann noch nicht abgeschätzt werden, allerdings erscheint eine Orientierung der Speichermedien anhand des zu diesem Zeitpunkt vorherrschenden Mix im Gesamtsystem (in den Szenarien unterschiedlich) sinnvoll.

Bundesland	Kapazität der Gasspeicher (in GWh CH ₄)
Niederösterreich	32943
Oberösterreich	62538
Summe	95481

Tabelle 1
Berücksichtigte Gasspeicherkapazitäten
für Methan und Wasserstoff

2.4.3 Modellierung im Wärmesektor

Für die Modellierung des Wärmesektors dient die Klassifizierung der Austrian Heatmap (Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie, 2021) als Grundlage, welche in der Folge an das Aggregationsniveau der USW-Bezirke angepasst wird. Nur jene USW-Bezirke, welche anhand dieser Klassifizierung ein Fernwärmenetz führen, werden bei der Regionalisierung des Verbrauchs anhand der in 2.3.1 dargestellten Methodik berücksichtigt. In den USW-Bezirken enthaltene Anschlussleistungen fließen lediglich insofern in die Modellierung mit ein, dass etwaige als Bottleneck-Löser zu Verfügung stehende Power-to-Heat-Anlagen bevorzugt in Bezirken mit hohen Anschlussleistungen verortet werden.

2.4.4 Szenarienspezifische und sektorübergreifende Lösung der Bottlenecks

Für die szenarienspezifischen und sektorübergreifende Lösung der Bottlenecks wird ein DC-OPF basierter Optimierer eingesetzt. Dafür werden die zuvor ermittelten Importe und Exporte und der Kraftwerkseinsatz vorgegeben. Um die in HyFlow ermittelten Bottlenecks zu lösen, werden Investitionskandidaten mit entsprechenden Investitionskosten für Leitungen (basierend auf Abstimmungen mit dem Institut für Elektrische Anlagen und Netze der TU Graz), Elektrolyseure, Power-to-Heat Anlagen, Batterien, und Brennstoffzellen (X-to-Power; nur in Sensitivitätsanalysen) (Danish Energy Agency, 2022) zur Investition zur Verfügung gestellt. Durch den kostenminimierenden Ansatz des DC-OPF basierten Optimierers wird der kostengünstigste Investitionsmix aus Leitungszubau und Flexibilitäten zur Beseitigung der Bottlenecks ermittelt wobei auf die Infrastrukturverfügbarkeit, den Bedarf im Wasserstoff- und Wärmenetz sowie die auftretenden negativen Residuallasten Rücksicht genommen wird.

Für die Basisszenarien Import/Export und Energieeffizienz wird zusätzlich eine Mindestinvestition für Elektrolyseure, Power-to-Heat Anlagen und Batteriespeicher vorgegeben. Tabelle 2 gibt einen Überblick über die angewandten Zielgrößen. Die Zielgröße für die Wasserstoffherstellung mittels Elektrolyse wird aus den Vorgaben der Wasserstoffstrategie (Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation

und Technologie, 2022) verringert um die bereits verorteten Projekte abgeleitet. Die Größen von PtH und Batteriespeicheranwendungen stützen sich auf Vorstudien zum österreichischen Energiesystem (Sejkora *et al.*, 2022). Im Szenario Sektorkopplung kommen diese Zielgrößen bereits im Schritt der Ermittlung des energieeffizienten Optimums auf Basis des Single-Node Optimierers zum Einsatz.

	2030			2040		
	Energie (in GWh _{el})	Leistung (in MW _{el})	Min. Volllast- stunden	Energie (in GWh _{el})	Leistung (in MW _{el})	Min. Volllast- stunden
PtG/Elektrolyse	2045	-	2000	13000	-	2000
PtH/Wärmepumpe	250	-	1200	350	-	1200
Batteriespeicher	2,5	1250	-	11,8	5900	-

Tabelle 2

Angewandte Zielgrößen für netzdienliche
Flexibilitätselemente 2030 und 2040

2.5 Techno-ökonomische, ökologische und volkswirtschaftliche Bewertung

Die ökonomischen Effekte der Veränderungen im Strom-, Gas- und Wärmesystem werden für die drei Szenarien mit dem makroökonomischen Modell ASCANIO (vgl. 1.1.3) ermittelt. ASCANIO, ist ein regionales Wirtschaftsmodell, das die Verflechtungen zwischen den Wirtschaftssektoren auf der Ebene der österreichischen Bundesländer abbildet, ergänzt um wirtschaftstheoretisch fundierte Verhaltensgleichungen. Diese Verhaltensgleichungen beschreiben

- die Faktornachfrage nach Arbeit, Kapital und Vorleistungen (in Abhängigkeit von Löhnen, Preisen und Produktionsmenge sowie – im Fall von Kapital und den daraus abgeleiteten Investitionen – dem Zinsniveau) sowie

- die Preisbildung; hierzu zählen die Produktionspreise sowie ein Modell für die Lohnbildung. Von den Produktionspreisen sind alle weiteren Preise – unter Berücksichtigung von Transport- und Handelsspannen, Gütersteuern, etc. – in konsistenter Weise abgeleitet.
- den privaten Konsum sowie die Investitionen der Unternehmen (in Abhängigkeit von Einkommen bzw. Betriebsüberschuss und Kapazitätsauslastung sowie Preisen);

Die Verflechtungen zwischen den Sektoren werden in den regionalen Input-Output-Tabellen abgebildet. Diese definieren die Vorleistungsverflechtungen zwischen den Wirtschaftssektoren. Die Herkunft

Als Bundesländermodell hat ASCANIO allerdings einige Besonderheiten, die Mechanismen abbilden, die als „regionale Umverteilungsprozesse“ bezeichnet werden können, wie Pendlerverflechtungen, Inlandtourismus oder interregionale Einkäufe.

Die Modellebenen von ASCANIO bestehen aus:

- neun Bundesländern (die in ein System mit 42 weiteren Ländern eingebettet sind)⁵
- 64 Gütern bzw. Wirtschaftssektoren,
- den Endnachfragekategorien privater und öffentlicher Konsum, Investitionen sowie Exporten.

Die wesentlichen Variablen, die ASCANIO modelliert, sind Wertschöpfung und Beschäftigung⁶ nach Sektoren und Regionen. Diese können auch getrennt nach den genannten Wirkungstufen (direkt, indirekt und induziert) abgeschätzt werden:

- Erstens, die direkten Effekte, welche die Bruttowertschöpfung und Beschäftigung (sowie Produktionswert) der unmittelbar mit dem Netzausbau befassten Unternehmen und Branchen darstellen.
- Zweitens, die indirekten Effekte, die sich aus den, durch den Nachfrageimpuls der direkten Effekte ausgelösten Zulieferungen ergeben und mehrere Ebenen des Produktionssystems durchlaufen (Lieferungen dritter Unternehmen an die direkten Auftragnehmer, Lieferungen an diese Zulieferer usw.).

- Und drittens, die induzierten Effekte, die dadurch entstehen, dass in den mit den direkten und indirekten Effekten in Zusammenhang stehenden Wirtschaftsbranchen zusätzliches Einkommen (in Form von Löhnen, Gehältern und Gewinnen) geschaffen wird, das zum Einen Auswirkungen auf den privaten Konsum nach sich zieht; weiters die Investitionstätigkeit anregen kann, wenn durch die zusätzliche Nachfrage Kapazitätsengpässe entstehen (Erweiterungsinvestitionen) oder die zusätzliche Liquidität für Ersatzinvestitionen herangezogen wird.

Im vorliegenden Projekt InfraTrans2040 werden die makroökonomischen Effekte des Infrastrukturausbaus auf Ebene der Bundesländer bewertet. Die Abschätzung der Kosten für den Infrastrukturausbau sowie für Änderungen in den Instandhaltungskosten erfolgt sowohl im Hinblick auf die Höhe der Kosten je Leitungskilometer als auch in Hinblick auf die sektorale Disaggregation der Kosten in enger Abstimmung mit APG bzw. AGGM. Der geplante Netzausbau von APG und AGGM – mit Ausnahme von Umstellungen von Gasleitungen auf H₂-H Leitungen (s. Abschnitt 2.4.2) – wird dabei nicht berücksichtigt, in diesem Sinn handelt es sich bei den ausgewiesenen makroökonomischen Effekten um Zusatzeffekte.

⁵ Die Datenbasis beruht auf der World Input Output Database (WIOD; s. (Timmer *et al.*, 2015); aktualisiert wurden die Tabellen für das aktuelle Basisjahr 2018 auf Basis von EUROSTAT und OECD), in der die Tabellen für „Austria“ durch die Matrizen für „österreichische Bundesländer“ ersetzt sind. Diese sind vollständig in das WIOD-Handelsmodul integriert.

⁶ Sowie der Produktionswert; dieser stellt allerdings nur eine Umsatzgröße dar, die nur sehr bedingt Aussagen über die Leistung eines Wirtschaftssektors zulässt.

Abschließend werden die Simulationsergebnisse für die drei Szenarien systematisch aufbereitet und Interdependenzen aufgezeigt. Im Rahmen eines Multikriterienansatzes werden dabei unterschiedliche Aspekte (technisch, techno-ökonomisch, makroökonomisch sowie ökologisch) einer Transformation der Strom-, Gas- und Wärmesysteme berücksichtigt.

Die gewählten Indikatoren umfassen sechs Dimensionen:

- Investitionskosten für den Netzinfrastrukturausbau und Flexibilitäten
- Effekte des Infrastrukturausbaus und damit verbundenen Veränderungen in den Instandhaltungskosten bzw. Importen und Exporten auf BIP, Bruttowertschöpfung und Beschäftigung auf Ebene der Bundesländer

- Energieverbrauch nach Sektor und Energieträger mit besonderem Fokus auf die leitungsgebundenen Energieträger
- Stromerzeugung nach Energieträger und Kapazitäten von Flexibilitätsoptionen
- energiebedingte CO₂-Emissionen nach Sektor
- Energieimportanteil für Wasserstoff, Methan und Elektrizität

Die Betrachtung der Indikatoren erfolgt – soweit verfügbar – für die Zieljahre 2030 und 2040 in allen Szenarien (vgl. Abbildung 13).

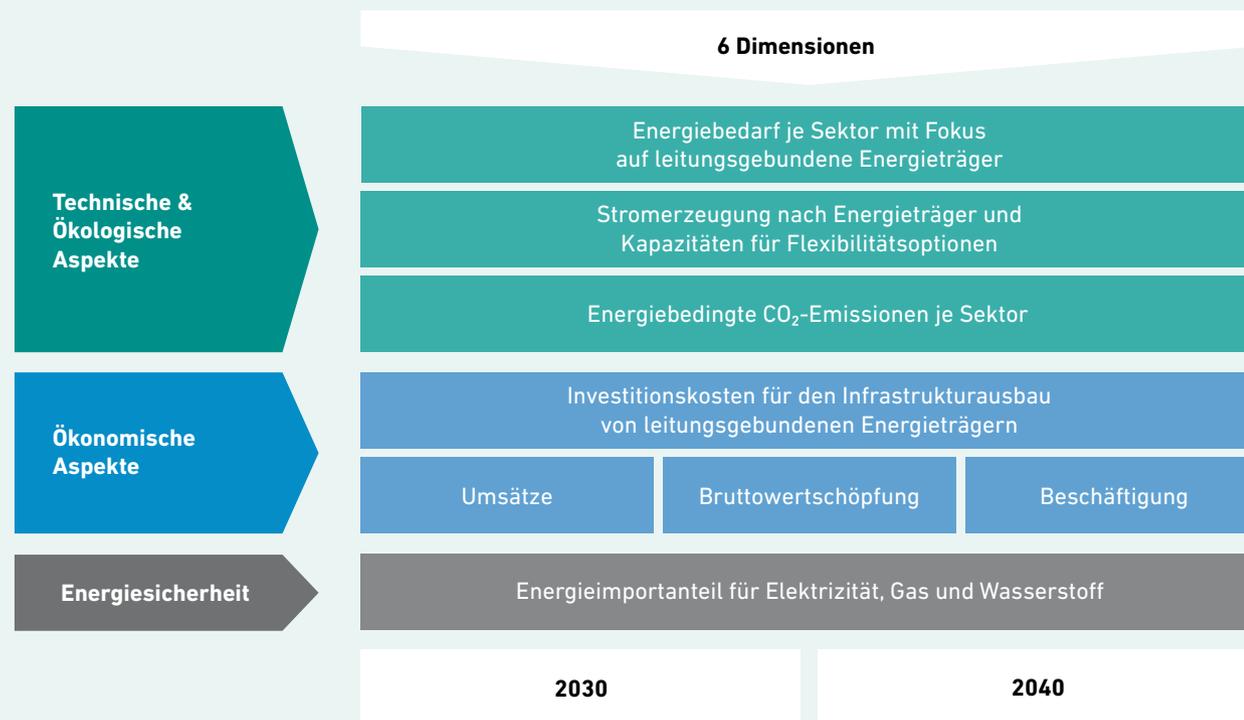


Abbildung 13
Überblick über die Dimensionen der Multikriterienanalyse

3.0 Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Im folgenden Kapitel werden die Ergebnisse der technischen Modellierung der Energieinfrastruktur in den Szenarien (Kapitel 3.1) sowie der nachgeschalteten Multi-kriterienanalyse und makroökonomischen Bewertungen (Kapitel 3.2) präsentiert und diskutiert.

3.1 Technische Ausbaupfade

Die Untersuchung der Energieinfrastrukturbelastungen erfolgt wie in Kapitel 2 beschrieben sequenziell. Zunächst wird das Jahr 2030 auf auftretende Bottlenecks im System untersucht und darauf aufbauend geeignete Ausbaumaßnahmen – im Bereich des Leitungsaus- und -neubaus, der Leitungsumwidmung im Gasnetz, sowie sektorkoppelnden Elementen (z. B. PtG oder PtH) und zusätzlichen Flexibilitätselementen (in Form von Batteriespeichern) erarbeitet. Daraus ergibt sich in der Folge das Startnetz für die Untersuchungen des Jahres 2040, welche sich wiederum der gleichen Methodik für die Ermittlung des notwendigen Ausbaus der Energieinfrastruktur bedient.

Abbildung 14 bis Abbildung 16 zeigen die auftretenden Stromnetzbelastungen im in Kapitel 2.4.1 dargestellten Startnetz für das Betrachtungsjahr 2030. Es zeigt sich,

dass es szenarienübergreifend im Wesentlichen zu denselben Korridoren der erhöhten Netzbe- bzw. -überlastung kommt. Dies betrifft insbesondere den Stromtransport auf den Achsen Ost – West, sowie Nord – Süd. In diesen Bereichen muss das untersuchte Leitungsnetz die volatile erneuerbare Erzeugung im Osten des Landes einerseits mit den ausgeprägten Speicherkapazitäten im Zentralalpenraum, und andererseits mit den im Land verteilten Verbrauchszentren sowie den europäischen Nachbarstaaten ermöglichen. Die notwendige Verstärkung der identifizierbaren Korridore in den Abbildungen wird untenstehend unter Berücksichtigung der Entwicklungen im Gassystem erarbeitet. Schon an dieser Stelle soll jedoch darauf hingewiesen werden, dass ein Leitungsausbau im Stromnetz nicht zwingend durch eine Ausbaumaßnahme an derselben Stelle erfolgen muss, an der die erhöhte Leitungsüberlastung festgestellt wird, sondern eine Entlastung neben der Entlastung durch den Einsatz von energieträgerübergreifenden Lösungen auch im vermaschten Netz, insbesondere durch Ringschlüsse oder auf Parallelzweigen, herbeigeführt werden kann.



Abbildung 14
Stromnetzauslastung im Startnetz 2030
im Szenario Import/Export



Abbildung 15
Stromnetzauslastung im Startnetz 2030 im
Szenario Nachfrage-Effizienzoptimierung



Abbildung 16
Stromnetzauslastung im Startnetz 2030
im Szenario Sektorkopplung

Für die Betrachtung des Gasnetzes ist es wie bereits in Kapitel 2.4 erwähnt von Vorteil, die beiden Energieträger Methan und Wasserstoff gemeinsam zu diskutieren, da die Entwicklungen der dafür jeweils notwendigen Leitungsinfrastruktur voneinander abhängen. Auf Basis des in Kapitel 2.4.1 dargestellten Ausgangsnetzes ergibt sich für 2030 unter Berücksichtigung bereits bekannter Elektrolyseprojekte sowie industrieller Großverbraucher das in Abbildung 17 dargestellte Gassystem 2030. Unter Berücksichtigung der bereits geplanten Elektrolyse-

Projekte und der bis 2030 erwartbaren Großverbraucher, stellen sich die Umwidmung eines Strangs der Südleitung und deren Verlängerung bis Leoben für die Integration zweier Elektrolyseprojekte im Mürztal sowie die Einbindung der Stahlindustrie als vorteilhaft heraus. Im Süden dient ein weiterer Neubau in der H₂-Infrastruktur der Einbindung von bekannten Wasserstoffprojekten. Die dargestellten Umwidmungs- bzw. Neubaubedarfe ergeben sich im Jahr 2030 unabhängig vom betrachteten Szenario.

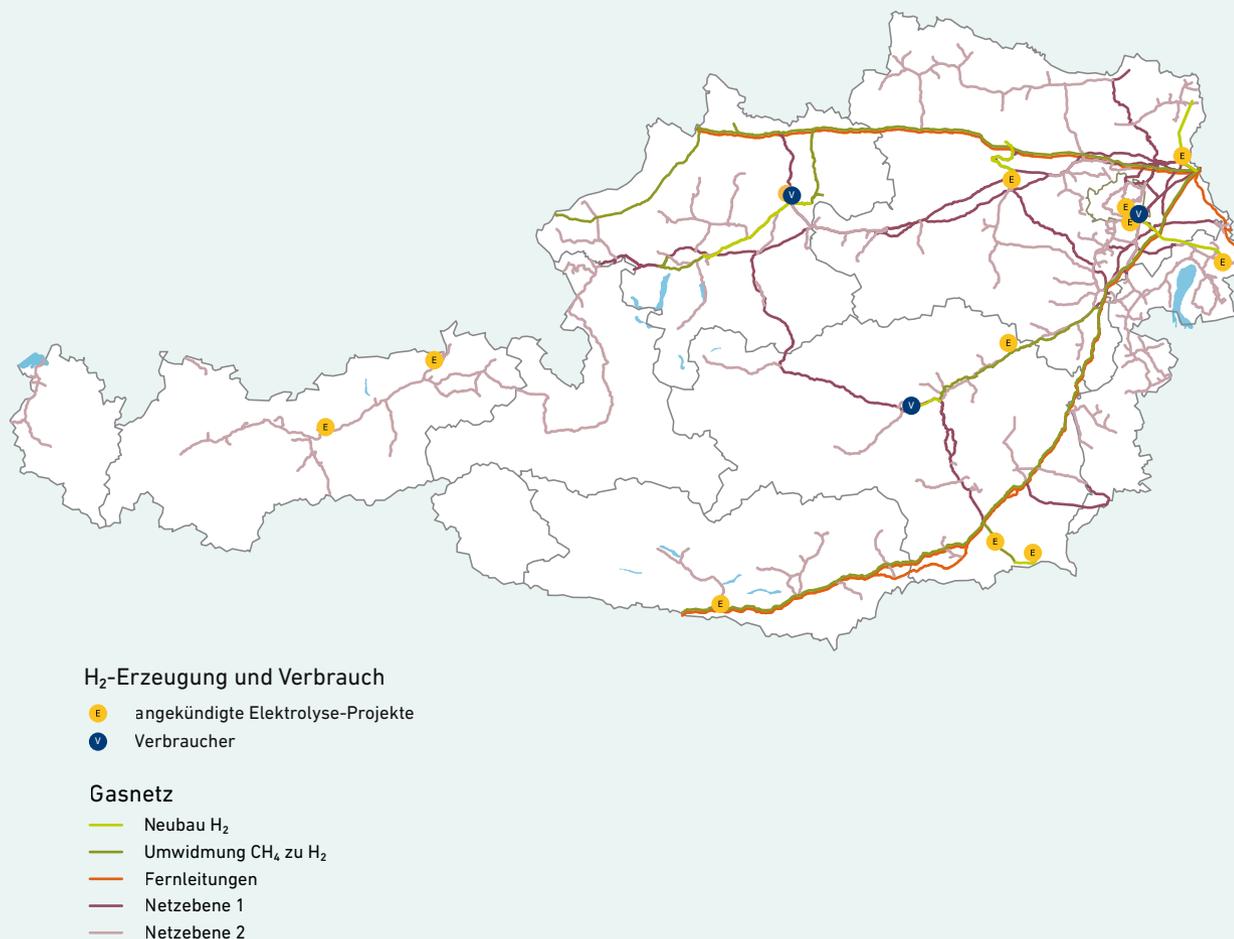


Abbildung 17
Ergebnisse der Gasnetzmodellierung (CH₄ und H₂)
für das Jahr 2030

Um den Einfluss sektorkoppelnder Elemente und von Batteriespeichern bis 2030 einschätzen zu können, zeigt Abbildung 18 exemplarisch für das Szenario Import/Export die Stromleitungsbelastungen unter Berücksichtigung der mittels Optimierer platzierten Flexibilitätselemente. Die dafür berücksichtigten Zielwerte je Technologie sind Kapitel 2.4 zu entnehmen. Diese konzentrieren sich auf jene Umspannwerkbezirke mit besonders großen

und häufig auftretenden negativen Residuallasten. Insbesondere im Burgenland sowie dem östlichen Niederösterreich bieten sich solche Standorte aufgrund der Kombination von Windkraft und Photovoltaik und der hohen eingespeisten Energiemengen an. Da der erneuerbare Ausbau in allen Szenarien gleich angenommen wird (vgl. Kapitel 2.2), unterscheiden sich auch die Ergebnisse der Szenarien in Bezug auf die Verortung der Flexibili-

tätselemente nur äußerst geringfügig. Im Vergleich mit Abbildung 14 zeigt sich das limitierte Entlastungspotential der angenommenen Ausbaumengen auf Seiten der energieträgerübergreifenden Flexibilitätselemente und Batteriespeicher. Diese können in der angenommenen

Größenordnung bis 2030 nur punktuell zu Veränderungen im dargestellten Farbcode beitragen – die wesentlichen Transportbedarfskorridore im Stromsystem bis 2030, die bereits in Abbildung 14 bis Abbildung 16 identifiziert werden konnten, bleiben erhalten.

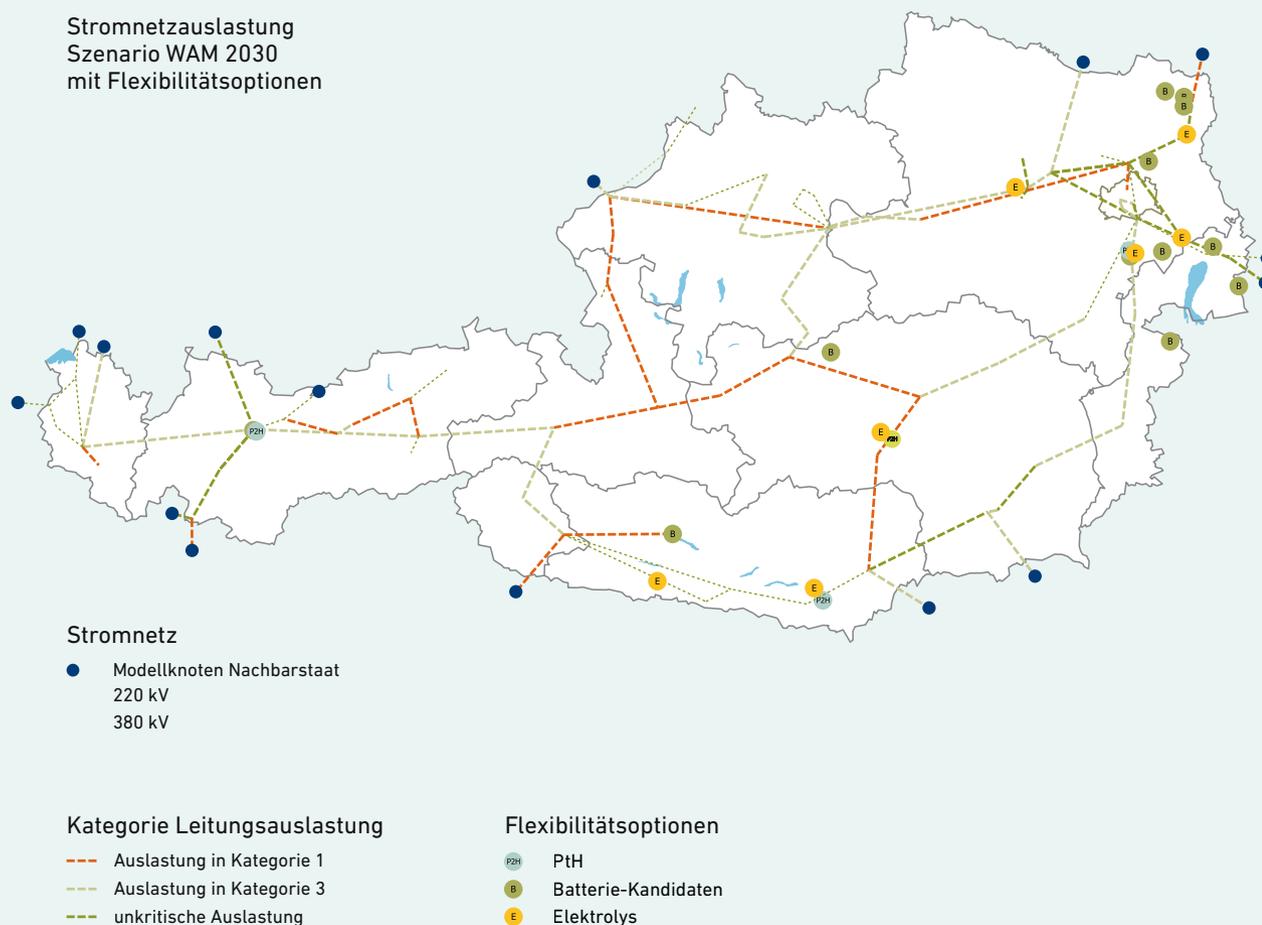


Abbildung 18

Stromnetzauslastungen im Szenario Import/Export unter Einsatz der in Kapitel 2.4.4 beschriebenen Flexibilitätsoptionen

Auf Basis der gezeigten Ergebnisse für die Leitungsbelastung im Stromnetz – sowohl mit als auch ohne Flexibilitätselemente – und dem notwendigen Aus- und Umbau des Gassystems, lassen sich die in *Abbildung 20* gezeigten Stromtransportbedarfskorridore einerseits, sowie die für eine Entlastung des Stromsystems und eine Verbesserung der Gesamtsystemeffizienz integrierten hybriden Elemente im Szenario Import/Export für das Jahr 2030 darstellen. Wie bereits eingangs in der Analyse der Stromnetzbelastungen aufgezeigt, unterscheiden sich die Ergebnisse der Szenarien im Wesentlichen nur in Nuancen – dies trifft auch auf die sich ergebenden notwendigen Ausbauten zu. Aus diesem Grund wird untenstehend das Szenario WAM dargestellt, während auf eine Darstellung der beiden anderen Szenarien an dieser Stelle verzichtet werden kann. Auch auf der aus Übersichtlichkeitsgründen nicht dargestellten Verteilnetzebene (110 kV) setzt sich dieser Trend fort. Die hier mittels OPF-Ansatz (vgl. Kapitel 2.4.4) identifizierten Ausbaubedarfe beschränken sich auf einzelne regionale bzw. punktuelle Leitungsbauten.

Der sich ergebende integrierte Infrastrukturplan für das Jahr 2030 in *Abbildung 19* erfüllt die bereits eingangs identifizierten Transportbedarfe. Die Bottlenecks resultieren insbesondere aus dem Auftreten großer

negativer Residuallasten im Osten Österreichs, der zentralen Einbettung Österreichs in das europäische Verbundsystem, und den im Westen in Form von Pumpspeicherkraftwerken beheimateten Speicherkapazitäten. Die bis 2030 aufgrund des begrenzten Zeithorizonts für die Entwicklung dieser Systeme nur in geringer Zahl eingesetzten Flexibilitätselemente (PtG, PtH, Batteriespeicher) können zwar punktuell wertvolle Entlastungen des Stromnetzes darstellen, deren Auswirkungen auf den grundsätzlichen Transportbedarf bleibt jedoch wie oben gezeigt noch überschaubar.

Durch die dargestellte Vermaschung des Höchstspannungsnetzes kann ein resilientes Stromsystem durch die Einbindung der erneuerbaren volatilen Erzeugung, die Nutzung der im Westen Österreichs in Form von Pumpspeicherkraftwerken beheimateten Speicherkapazitäten und die Einbettung in das europäische Verbundsystem sichergestellt werden.

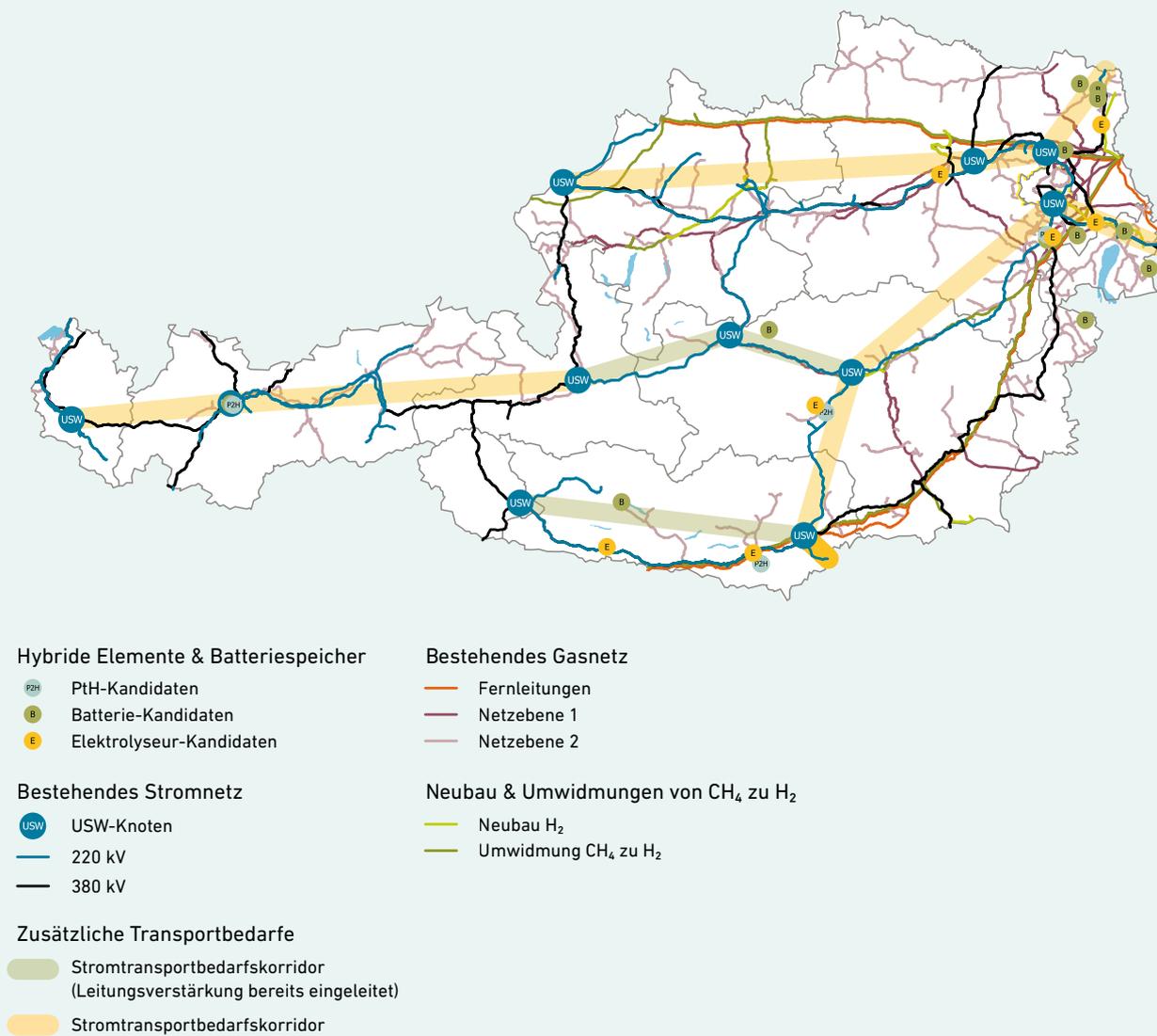


Abbildung 19
Integrierter Infrastrukturplan 2030

Für die Untersuchung der Bottlenecks der Energieinfrastruktur im Jahr 2040 werden Leitungsprojekte entlang der oben identifizierten Korridore im Modell integriert. Damit bildet *Abbildung 20* (oben) die Netzbelastung im Jahr 2040 nach dem zwischen 2030 und 2040 bereits erfolgten Netzausbau (entlang der identifizierten Ausbaukorridore) ab. Durch den unterstellten fortschreitenden Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung (vgl. Kapitel 2.2) einerseits und die zunehmende Elektrifizierung andererseits, zeigt sich auch in diesem im Vergleich zum heutigen Netzausbaustand deutlich ausgebauten Netz eine signifikante Belastung entlang mehrerer einzelner Korridore. Die für die Lösung der auch 2040 entstehenden Bottlenecks in Frage kommenden Elemente müssen vor dem Hintergrund der zu erwarteten Entwicklungen bis 2040 im Bereich der sektorkoppelnden Flexibilitätselemente und Batteriespeicher betrachtet werden. Diese ist mit

heutigem Wissensstand sowohl in der Art der Technologien als auch in deren verfügbaren Energiemengen und Leistungskapazitäten von großen Unsicherheiten geprägt. Aus diesem Grund muss an dieser Stelle besonders hervorgehoben werden, dass basierend auf den hier beispielhaft im Szenario Import/Export in *Abbildung 20* (unten) dargestellten Ergebnissen zum notwendigen Ausbaupfad für 2040 weitere Untersuchungen notwendig sind. Bei diesen weiterführenden Untersuchungen können beispielsweise die Auswirkungen noch deutlich größerer Elektrolysekapazitäten (eventuell in Verbindung mit dezentralen KWK-Anlagen), eine Erhöhung der Pumpspeicherkapazitäten im Zentralalpenraum und die Entlastung der Netzknoten bei der Einspeisung volatiler Erneuerbarer durch flächendeckende Batteriespeicherkapazitäten im Fokus stehen.

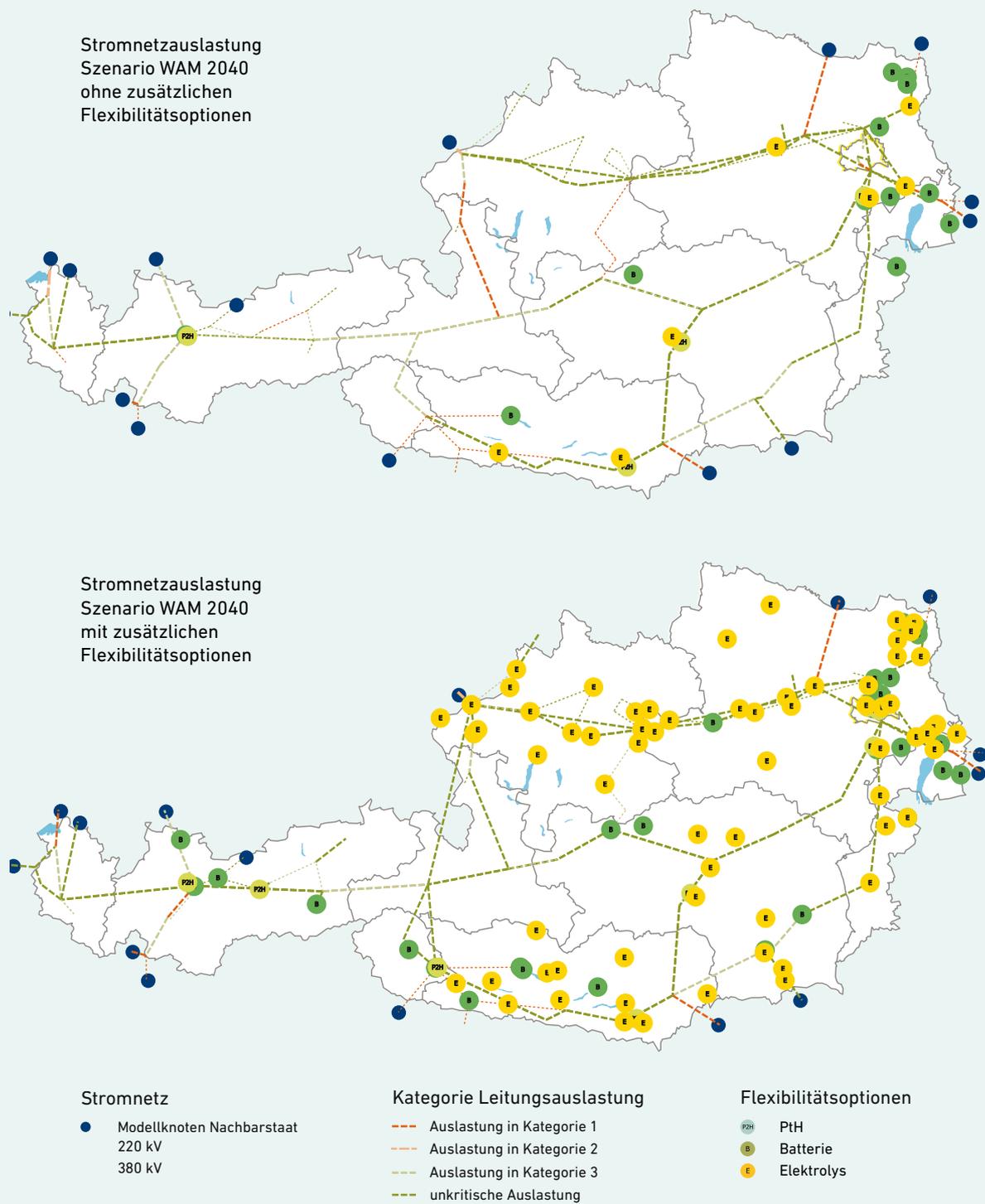


Abbildung 20
Stromnetzauslastung 2040 im Szenario Import/Export vor
zusätzlichem Flexibilitäts- und Leitungsausbau

Ähnlich dem soeben diskutierten Stromnetz, welches sich bis 2040 im Vergleich zu 2030 eines breiteren Feldes an Lösungsmöglichkeiten bedienen kann und noch großen Unsicherheiten unterliegt, welche Gegenstand weiterer Untersuchungen sein müssen, ist auch die weitere Entwicklung im Gassystem bis 2040 von mehreren Unsicherheitsfaktoren geprägt. Dabei ist die Entwicklung der Wasserstoffinfrastruktur auf der einen Seite und die Beibehaltung der Methaninfrastruktur auf der anderen insbesondere von den international herrschenden Verfügbarkeiten CO₂-armer oder CO₂-neutraler Gase sowie den Ambitionen bei der Realisierung von in Österreich erzeugtem Biomethan abhängig. Im Projekt wird diese Bandbreite an Entwicklungsmöglichkeiten

in den drei Szenarien – wie in Abbildung 21 bis Abbildung 23 dargestellt – abgebildet.

Im in Abbildung 21 dargestellten Szenario Import/Export wird für 2040 von großen internationalen Verfügbarkeiten für erneuerbaren Wasserstoff ausgegangen. Eine Beibehaltung der Methaninfrastruktur wird soweit auf Basis vorhandener Doppelstrukturen angestrebt, um dezentral erzeugtes Biomethan aufnehmen zu können und damit einen wichtigen Beitrag zur erneuerbaren Energieaufbringung zu leisten. Regionen ohne vorhandene Doppelstrukturen werden auf Wasserstoffversorgung umgestellt.

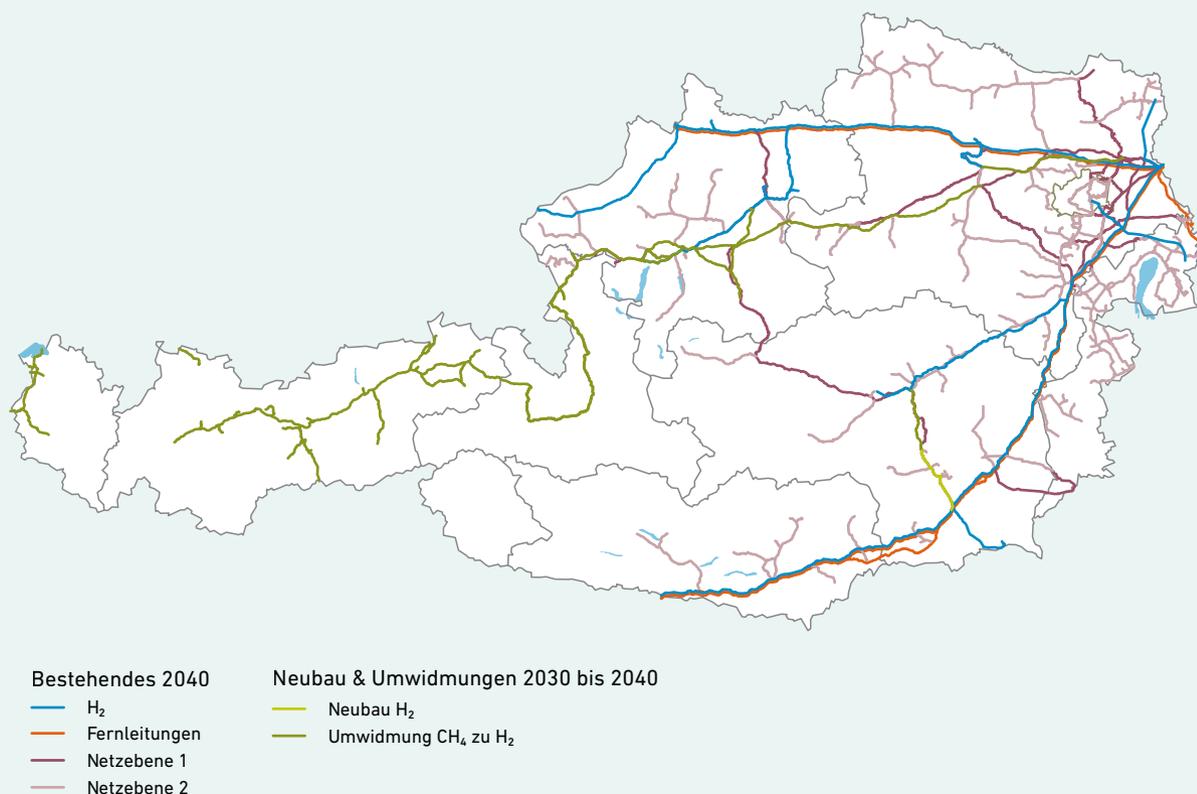
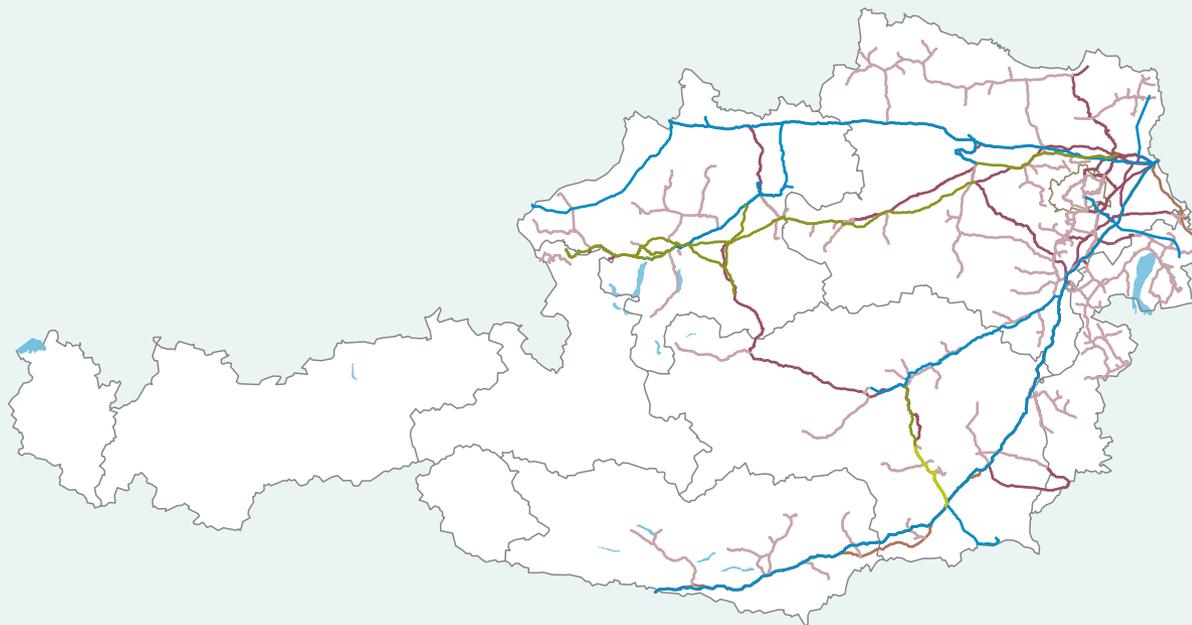


Abbildung 21
Gassystem 2040 im Szenario Import/Export

Abbildung 22 zeigt die Modellierung des Gasnetzes 2040 im Szenario Nachfrage-Effizienzoptimierung. Hier wird neben der Wasserstoffversorgung in insbesondere industriellen Anwendungen, welche oftmals auf eine bestimmte Gasart angewiesen sind (z. B. Chemieindustrie, Stahlindustrie, Halbleiterindustrie) in Regionen ohne

Doppelstrukturen auf eine Gasversorgung basierend auf erneuerbarem Methan gesetzt. Damit erhöht sich im Vergleich zu Szenario Import/Export auch das technisch zur Verfügung stehende Biomethanpotential, welches mittels Pipelines transportiert werden kann.



Neubau & Umwidmungen 2030 bis 2040

- Neubau H₂
- Umwidmung CH₄ zu H₂

Bestehendes 2040

- H₂
- Fernleitungen
- Netzebene 1
- Netzebene 2

Abbildung 22
Gassystem 2040 im Szenario
Nachfrage-Effizienzoptimierung

Das Szenario Sektorkopplung nutzt aufgrund des in Kapitel 2 erklärten exergiebasierten Optimierungsansatzes auch die Gasifizierung von holzartiger Biomasse. Dies erhöht die heimische Aufbringung von erneuerbarem Methan und setzt somit eine geeignete Methaninfrastruktur voraus. Andererseits werden im Vergleich zu den beiden anderen Szenarien vermehrt H₂-basierte

Antriebe im Verkehr angenommen. Das für dieses Szenario modellierte Gasnetz ist Abbildung 23 zu entnehmen. Wie den regionalisierten Energiemengen im Anhang zu entnehmen ist, könnte in diesem Szenario eine Wasserstoffversorgung von zentral gelegenen Wasserstofftankstellen entlang der Hauptverkehrsrouten abseits der H₂-Leitungen durch Tankwägen erfolgen.

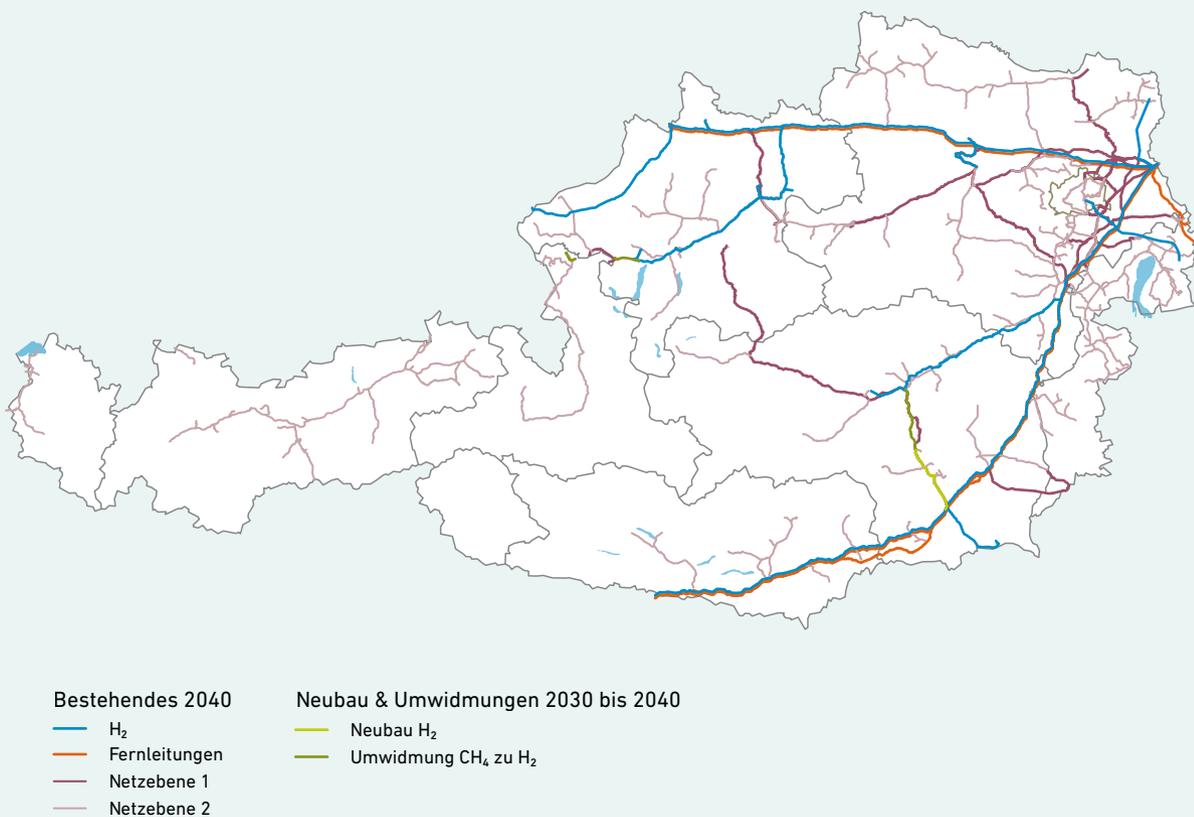


Abbildung 23
Gassystem 2040 im Szenario Sektorkopplung

Fazit

In der vergleichenden Betrachtung der Ergebnisse bis 2030 bzw. 2040 zeigt sich, dass für ersteren Zeithorizont schon ein sehr klares Bild vorliegt, welche Entwicklungen der leitungsgebundenen Energieträger für ein leistungsstarkes Energiesystem in Österreich notwendig sind. Diese wurden in **Abbildung 19** dargestellt. Im **Hinblick auf 2040** hingegen gibt es **noch große Unsicherheiten** auf mehreren Ebenen der Infrastrukturentwicklung. Dies betrifft zum einen die weitere **Kapazitätsentwicklung im Bau der flexiblen Elemente** und andererseits die **Entwicklung der Verfügbarkeit erneuerbarer Gase im internationalen Kontext**. Als Beispiele für auf deren Auswirkungen zu untersuchenden flexiblen Elemente sind beispielsweise noch deutlich größere Elektrolysekapazitäten (eventuell in Verbindung mit dezentralen KWK-Anlagen (**Power-to-gas-to-power**)), eine **Erhöhung der Pumpspeicherkapazitäten** im Zentralalpenraum und die Entlastung der Netzknoten bei der Einspeisung volatiler Erneuerbarer durch **flächendeckende Batteriespeicherkapazitäten zu nennen**. Im Zusammenspiel mit weiteren Netzentlastungsmöglichkeiten wie beispielsweise Demand Side Management oder Curtailment, sind in diesem Zusammenhang auf dieser Studie aufbauende **weiterführende Untersuchungen der Entwicklungen bis 2040** notwendig.

3.2 Makroökonomische Bewertung und Multikriterien-Analyse

3.2.1 Makroökonomische Effekte

Die makroökonomischen Effekte des Infrastrukturausbaus wurden für die Szenarien Import/Export („I/E“) und Nachfrage-Energieeffizienzoptimierung („EEff“) mit dem Modell ASCANIO für die Periode bis 2030 sowie für die Periode bis 2040 abgeschätzt. Dabei wurde analog zur Abschätzung der Netzinfrastruktur Projekte des Netzausbauplans der APG als gegeben angenommen und daher von der Analyse nicht berücksichtigt.⁷ Bei den ausgewiesenen Investitionsvolumina und makroökonomischen Effekten handelt es sich daher im Wesentlichen um Zusatzkosten bzw. Zusatzeffekte⁸.

Die Ermittlung der Netzkilometer (Luftlinie) sowie der notwendigen Flexibilitätsoptionen erfolgte durch IEE und EVT. Die Kosten des Ausbaus der physischen Netzinfrastruktur wurden dann auf Basis des *Deutschen Netzentwicklungsplans Strom 2037/2045, Version 2023, 2. Entwurf* und auf Basis von Experteneinschätzungen der APG (z. B. Anpassung der Leitungslinien an topologische Erfordernisse⁹, Annahmen zu Verkabelungen, Anzahl der Umspannwerke), des AGGM¹⁰ sowie Schätzungen des EVT auf Basis der Danish Energy Agency berechnet.

7 Die Gesamtkosten für NEP werden auf rund 10 Mrd. € veranschlagt (Preisbasis 2023).

8 Umstellungen von Gasleitungen auf Wasserstoff wie in Abschnitt 2.4.2 beschrieben stellen hingegen nicht in allen Fällen Zusatzeffekte dar.

9 Hier wurde ein durchschnittlicher Aufschlag von 20% angenommen; dieser Faktor gilt annahmegemäß auch für das Gasnetz.

10 Den Experten von APG und AGGM sei an dieser Stelle Dank für die Bereitstellung der notwendigen Informationen und Diskussion der Ergebnisse ausgesprochen.

Damit ergeben sich folgende Investitionssummen für die beiden Energieszenarien, die den Simulationsinput für die makroökonomische Modellierung bilden (Tabelle 3); über die Gesamtperiode bis 2040 ergeben sich Gesamtkosten von rund 22 Mrd. € im I/E-Szenario; im Effizienz-szenario liegen die Kosten um rund 6 Mrd. € höher. Zusätzlich zu diesem Basisszenario, in dem für das

auszubauende Stromnetz nur Freileitungen unterstellt wurden, wurde ein Alternativszenario mit 15 % Erdkabeln geschätzt; da die spezifischen Kosten von Erdkabeln dreimal so hoch sind wie für Freileitungen, erhöhen sich unter dieser Annahme die Gesamtkosten je nach Energieszenario um 5–15 % (s. Tabelle 4).

	I/E (in Mio. €)		EEff (in Mio. €)	
	2030	2040	2030	2040
Gesamt	11706	10402	11186	17681
Netze H ₂	1227	264	1227	459
Netze Strom	8814	4584	8896	8864
Elektrolyseure	446	3393	441	4269
Power-to-Heat	232	211	195	370
Batteriespeicher	524	1486	57	2421
Wärmespeicher	464	464	371	1299
Burgenland	252	546	342	639
Kärnten	1540	771	1808	1215
Niederösterreich	3162	2406	2647	4687
Oberösterreich	1905	1806	1302	3657
Salzburg	122	578	850	1692
Steiermark	1854	504	2221	1503
Tirol	937	2469	1592	2534
Vorarlberg	1692	184	182	176
Wien	242	1139	242	1577

Tabelle 3

Investitionskosten für den Infrastrukturausbau in den Szenarien I/E und EEff, für die Periode bis 2030 und die Periode 2030–2040 (Mio. €) – nur Freileitungen

	I/E (in Mio. €)		EEff (in Mio. €)	
	2030	2040	2030	2040
Gesamt	13487	10741	12967	18862
Netze H ₂	1227	264	1227	459
Netze Strom	10594	4923	10676	10045
Elektrolyseure	446	3393	441	4269
Power-to-Heat	232	211	195	370
Batteriespeicher	524	1486	57	2421
Wärmespeicher	464	464	371	1299

Tabelle 4

Investitionskosten für den Infrastrukturausbau in den Szenarien I/E und EEff, für die Periode bis 2030 und die Periode 2030–2040 (Mio. €) – Alternativszenario mit 15 % Erdkabel

Tabelle 5 zeigt die Effekte des Infrastrukturausbaus, die sich auf Basis der angenommenen Investitionskosten für die Periode bis 2030 bzw. die Periode 2030 bis 2040, insgesamt und nach Bundesland, ergeben. Je nach Szenario liegen die Wertschöpfungseffekte bei 6–10 Mrd. € über 10 Jahre (2030–2040), d. h. rund 1 Mrd. € p.a.¹¹ Der recht hohe Importanteil (speziell bei Gasleitungen und Flexibilitätsoptionen) führt zu einem relativ moderaten Effekt auf die heimische Wirtschaft¹². Dies ist allerdings allgemein bei Investitionen zu beobachten – Investitionsgüter weisen einen recht hohen internationalen Spezialisierungs-

grad auf; dies kommt auch der österreichischen Exportwirtschaft zugute, die in investitionsnahen Produkten spezialisiert ist (Metallerzeugnisse, Maschinenbau, aber auch KFZ-Zulieferungen).

Der innerösterreichische Handel bewirkt, dass Wien – neben dem wichtigen Beitrag der Wiener Elektrotechnik – einen überproportionalen Anteil an Effekten aufweist, bedingt durch Headquarter-Funktion und unternehmensnahe Dienstleistungen.

11 Für das Alternativszenario mit 15 % Erdverkabelung liegen die geschätzten Effekte – als Folge der höheren Kosten – rund 5–20% höher als im Basisszenario (s. Tabelle 6).

12 Rund die Hälfte der Gesamtkosten „kommt bei heimischen Unternehmen an“, entweder direkt oder über Zulieferverflechtungen; der Rest fließt an ausländische Unternehmen

	Umsätze (in Mio. €)	Wertschöpfung (in Mio. €)	Beschäftigte	Umsätze (in Mio. €)	Wertschöpfung (in Mio. €)	Beschäftigte
	I/E 2030			EEff 2030		
Gesamt	17.125	7.225	86.750	16.650	7.000	84.600
Burgenland	350	150	2.200	375	150	2.300
Kärnten	1.600	650	8.550	1.875	750	9.900
Niederösterreich	2.800	1.200	15.500	2.525	1.075	13.950
Oberösterreich	3.150	1.275	15.150	2.625	1.075	12.600
Salzburg	700	325	3.900	1.125	500	6.250
Steiermark	2.650	1.050	13.850	2.875	1.150	15.000
Tirol	1.500	550	7.200	1.975	725	9.550
Vorarlberg	1.600	625	7.550	600	225	2.700
Wien	2.775	1.400	12.850	2.675	1.350	12.350
	I/E 2040			EEff 2040		
Gesamt	14.100	5.975	73.250	24.750	10.450	127.600
Burgenland	375	150	2.500	600	225	3.750
Kärnten	900	375	5.050	1.550	625	8.650
Niederösterreich	2.300	975	12.900	4.075	1.750	23.200
Oberösterreich	2.800	1.150	13.700	5.375	2.175	26.050
Salzburg	900	400	5.000	2.000	875	11.000
Steiermark	1.525	600	8.050	3.100	1.225	16.350
Tirol	2.125	825	11.150	2.750	1.050	13.850
Vorarlberg	625	225	2.800	900	325	4.000
Wien	2.550	1.275	12.100	4.400	2.200	20.750

Tabelle 5

Makroökonomische Effekte in den Szenarien I/E und EEff,
kumuliert über Periode bis 2030 bzw. die Periode 2030–2040 – nur Freileitungen

	Umsätze (in Mio. €)	Wertschöpfung (in Mio. €)	Beschäftigte	Umsätze (in Mio. €)	Wertschöpfung (in Mio. €)	Beschäftigte
	I/E 2030			EEff 2030		
Gesamt	20.325	8.550	103.400	19.875	8.400	101.400
Burgenland	400	150	2.550	425	175	2.650
Kärnten	1.875	750	10.050	2.275	925	12.000
Niederösterreich	3.300	1.400	18.350	3.025	1.275	16.650
Oberösterreich	3.700	1.500	17.900	3.100	1.275	15.050
Salzburg	800	375	4.500	1.375	625	7.650
Steiermark	3.175	1.275	16.700	3.475	1.400	18.250
Tirol	1.825	675	8.750	2.350	875	11.450
Vorarlberg	1.975	775	9.400	700	250	3.050
Wien	3.275	1.650	15.200	3.150	1.600	14.650
	I/E 2040			EEff 2040		
Gesamt	14.700	6.250	76.300	27.000	11.450	139.500
Burgenland	400	150	2.550	625	250	3.950
Kärnten	950	400	5.350	1.650	675	9.300
Niederösterreich	2.325	1.000	13.150	4.325	1.850	24.600
Oberösterreich	2.900	1.175	14.200	6.025	2.450	29.400
Salzburg	1.000	450	5.550	2.325	1.025	12.750
Steiermark	1.550	625	8.250	3.350	1.325	17.700
Tirol	2.300	900	12.000	3.025	1.150	15.250
Vorarlberg	650	250	2.850	950	350	4.250
Wien	2.625	1.300	12.400	4.725	2.375	22.300

Tabelle 6

Makroökonomische Effekte in den Szenarien I/E und EEff,
kumuliert über Periode bis 2030 bzw. die Periode 2030–2040 –
Alternativszenario mit 15 % Erdkabel

3.2.2 Zusammenfassende Betrachtung im Rahmen der Multikriterienanalyse

Im Rahmen der Multikriterienanalyse erfolgt eine zusammenfassende Betrachtung der Entwicklung zentraler Parameter in den drei Szenarien Import/Export („I/E“), Nachfrage-Effizienzoptimierung („EEff“) und Sektorkopplung („SC“) in den Jahren 2030 und 2040.

Abbildung 24 gibt einen Überblick über die Entwicklung der unterschiedlichen Indikatoren nach Szenario im Jahr 2030; die Indikatoren werden dabei aggregiert für Österreich dargestellt – detaillierte Ergebnisse für die Bundesländer finden sich im Anhang. Auf den ersten Blick unterscheidet sich schon der Gesamtenergieverbrauch deutlich zwischen dem Szenario I/E (280 TWh) und den beiden anderen Szenarien, in denen eine Reduktion um jeweils rund 20% gegenüber I/E erreicht wird. Die sektorale Zusammensetzung fällt hingegen in I/E und EEff ähnlich aus, während sich im Szenario SC der Endverbrauch in Richtung Industrie verschiebt. Das Szenario I/E ist durch einen deutlich höheren Anteil an fossilen Energieträgern als die beiden anderen Szenarien gekennzeichnet (insb. durch einen höheren Verbrauch an Benzin und Diesel im Verkehrssektor). EEff und SC weisen hingegen einen deutlich höheren Anteil an Elektrizität auf; in SC kommt noch eine deutliche Steigerung des Gasanteils dazu.

In Hinblick auf die Stromerzeugung sind I/E und EEff im Jahr 2030 praktisch ident (91 TWh), in SC liegt die Erzeugung leicht darunter. SC weist im Vergleich zu den beiden anderen Szenarien deutlich höhere Anteile von Elektrizität aus Pumpspeichern und Abfall aus. In Hinblick auf die eingesetzten Flexibilitätsoptionen unterscheiden sich die Szenarien I/E und EEff in Hinblick auf den Einsatz von Batteriespeichern deutlich: In I/E werden Batteriespeicher mit einer Kapazität von 1,2 GW installiert, in EEff hingegen lediglich 130 MW.

Die Unterschiede im Energieträgermix 2030 spiegeln sich deutlich in den energiebedingten Emissionen je Szenario. Sie liegen in EEff (20 Mt) und SC (19 Mt) jeweils ca. 40% unter den Emissionen in I/E (35 Mt).

In Hinblick auf die Investitionskosten für den Netzaufbau (inkl. Flexibilitäten) spielen die Kosten für den Ausbau des Stromnetzes sowohl im Szenario I/E als auch im Szenario EEff die zentrale Rolle. Im Vergleich zum EEff sind bis 2030 in I/E insbesondere die Investitionskosten in Batterien höher. In Summe belaufen sich die kumulierten Investitionskosten bis zum Jahr 2030 auf 11,7 Mrd. € in I/E und auf 11,2 Mrd. € in EEff.

Die mit diesen Investitionskosten verbundenen Effekte auf die Umsätze der heimischen Wirtschaft werden kumuliert bis 2030 auf rund 17,1 Mrd. € (I/E) bzw., 16,7 Mrd. € (EEff) geschätzt, aus denen Wertschöpfung von rund 7,2 bzw. 7,0 Mrd. € generiert wird. Zudem sind die Ausbauten mit rund 87 Tsd. (I/E) bzw. 85 Tsd. Beschäftigten (EEff) verbunden.

Betrachtet man die Veränderung der Energieimporte zeigt sich, dass Österreich bis 2030 in allen drei Szenarien zum einem Netto-Exporteur von Strom wird. Bei Gas kann im Szenario SC die Importquote im Vergleich zu den anderen beiden Szenarien deutlich reduziert werden (79% vs. 96%). Für Wasserstoff wird einheitlich ein Importanteil von 70% über alle Szenarien angenommen. Die Kosten für die Importe von Gas belaufen sich 2030 auf 3,4 Mrd. € in I/E und 2,8 Mrd. € in EEff; dem stehen Stromexporte in Höhe von 3,7 bzw. 3,2 Mrd. € gegenüber.

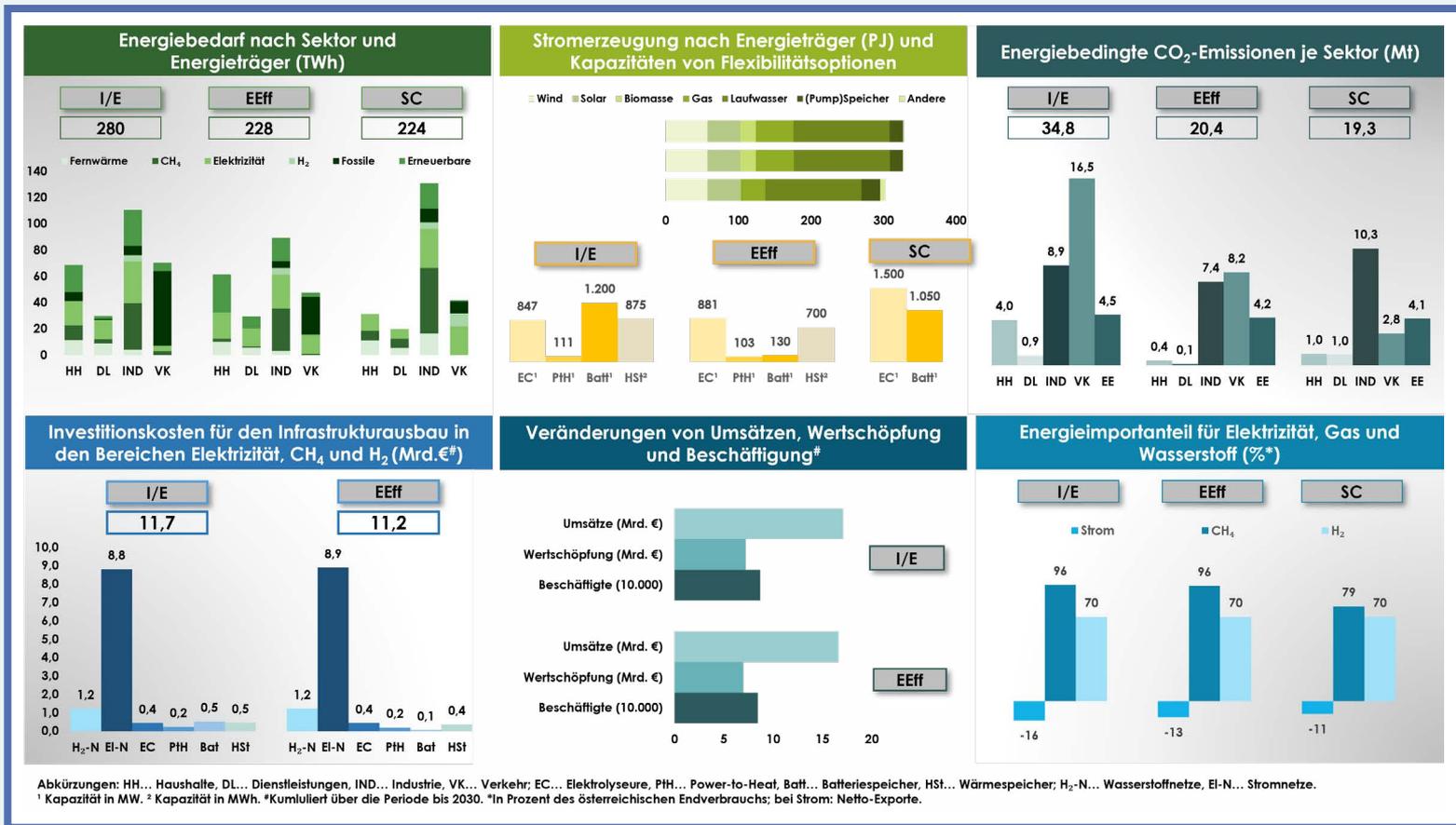


Abbildung 24
 Ergebnisse der Multikriterienanalyse 2030

Für das Jahr 2040 sind die Ergebnisse der Multikriterienanalyse in Abbildung 25 für Österreich dargestellt. Die Indikatoren werden dabei aggregiert dargestellt – detaillierte Ergebnisse für die Bundesländer finden sich wiederum im Anhang. Der Energiebedarf geht im Vergleich zum Jahr 2030 im Szenario EEff stark auf 209 TWh¹³. In den Szenarien Import-Export und Sektorkopplung erfolgt hingegen ein Anstieg des Energieverbrauchs – v. a. in der Industrie. Der Energieträgermix verschiebt sich weiter in Richtung Strom, Erneuerbare und Wasserstoff, wobei letzterer v. a. in den Szenarien I/E und SC an Relevanz gewinnt.

Auch die erneuerbare Stromerzeugung wird in allen Szenarien um knapp 22 TWh ausgebaut. Die Stromerzeugung aus Gas wird in allen Szenarien reduziert; im Szenario SC wird zusätzlich die Stromerzeugung aus Biomasse eingestellt¹⁴. Auch Flexibilitätsoptionen werden zwischen 2030 und 2040 weiter ausgebaut. Das betrifft insb. Elektrolyseure und Batteriespeicher.

Die energiebedingten CO₂-Emissionen werden weiter reduziert. In I/E liegen sie mit 20,5 Mt jedoch deutlich über dem Ziel der Netto-Null-Emissionen. In den Szenarien EEff und SC fallen im Jahr 2040 noch energiebedingte CO₂ Emissionen im Ausmaß von 3,3 bzw. 3,5 Mt in den Sektoren Verkehr und Industrie an; insb. im Verkehrsbereich könnten diese Emissionen durch einen Shift zu klimaneutralen Treibstoffen weiter reduziert werden.

Die kumulierten Investitionen für die Transformation der Strom- und Gasnetzinfrastuktur sowie der Flexibilitätsoptionen belaufen sich in der Periode 2030–2040 im Szenario I/E auf 10,4 Mrd. €; in EEff liegen sie bei rund 18 Mrd. €. Wie schon in der Periode bis 2030 entfällt der höchste Anteil der Investitionskosten auf den Ausbau der Stromnetze; Investitionen in Flexibilitätsoptionen gewinnen aber an Bedeutung, speziell im Szenario EEff (hier betragen sie bereits fast die Hälfte der Gesamtkosten).

Die makroökonomischen Effekte stellen sich für die Periode bis 2040 kumuliert wie folgt dar: In I/E beläuft sich die mit den Infrastrukturinvestitionen verbundene Wertschöpfung heimischer Unternehmen auf 6 Mrd. €, bei Umsätzen von 14,1 Mrd. € (die dadurch ausgelastete Beschäftigung wird auf 73 Tsd. Beschäftigte geschätzt). In EEff fallen die Effekte deutlich höher aus: Die Umsätze werden auf 25 Mrd. € und die Bruttowertschöpfung auf 10,5 Mrd. € geschätzt, bei einem Arbeitsbedarf, der fast 130 Tsd. Beschäftigten entspricht.

Im Jahresdurchschnitt ist Österreich auch 2040 in allen Szenarien ein Netto-Exporteur von Strom. Für Gas geht der Importanteil in I/E und EEff leicht auf 85 % zurück, in SC erfolgt eine Reduktion auf 30 %. Die Kosten für die Importe von Gas belaufen sich 2040 auf 1,5 Mrd. € in I/E und 2,1 Mrd. € in EEff; dem stehen Stromexporte in Höhe von 4,3 bzw. 3,9 Mrd. € gegenüber. Bis zum Jahr 2040 wird in allen Szenarien von stark steigenden Wasserstoffimporten ausgegangen; inwieweit diese gedeckt werden können, war nicht Gegenstand des aktuellen Projekts.

13 Während sich die Szenarien I/E und EEff gs. am Szenario WAM2019 bzw. der Kurzstudie für das Energieeffizienzgesetz des Umweltbundesamtes (Umweltbundesamt, 2020b, 2021) orientieren, unterscheiden sie sich in zwei wesentlichen Punkten: Einerseits wurde der Verbrauch an leitungsgelassenen Energieträgern auf Sektorebene im Zuge der technischen Modellierung neu berechnet (wobei unter anderem auch der Energieeinsatz für die Eigenerzeugung berücksichtigt wurde), was vor allem für die Industrie zu einem deutlichen Anstieg des Verbrauchs an leitungsgelassenen Energieträgern führte; andererseits wurde als Ergebnis des Stakeholder-Dialogs unterstellt, dass der im WAM2019 als Erdgas modellierte Gasbedarf überwiegend durch Wasserstoff gedeckt wird.

14 Jedoch wird in diesem Szenario Biomethan aus fester Biomasse erzeugt und der Primärenergiebedarf reduziert.

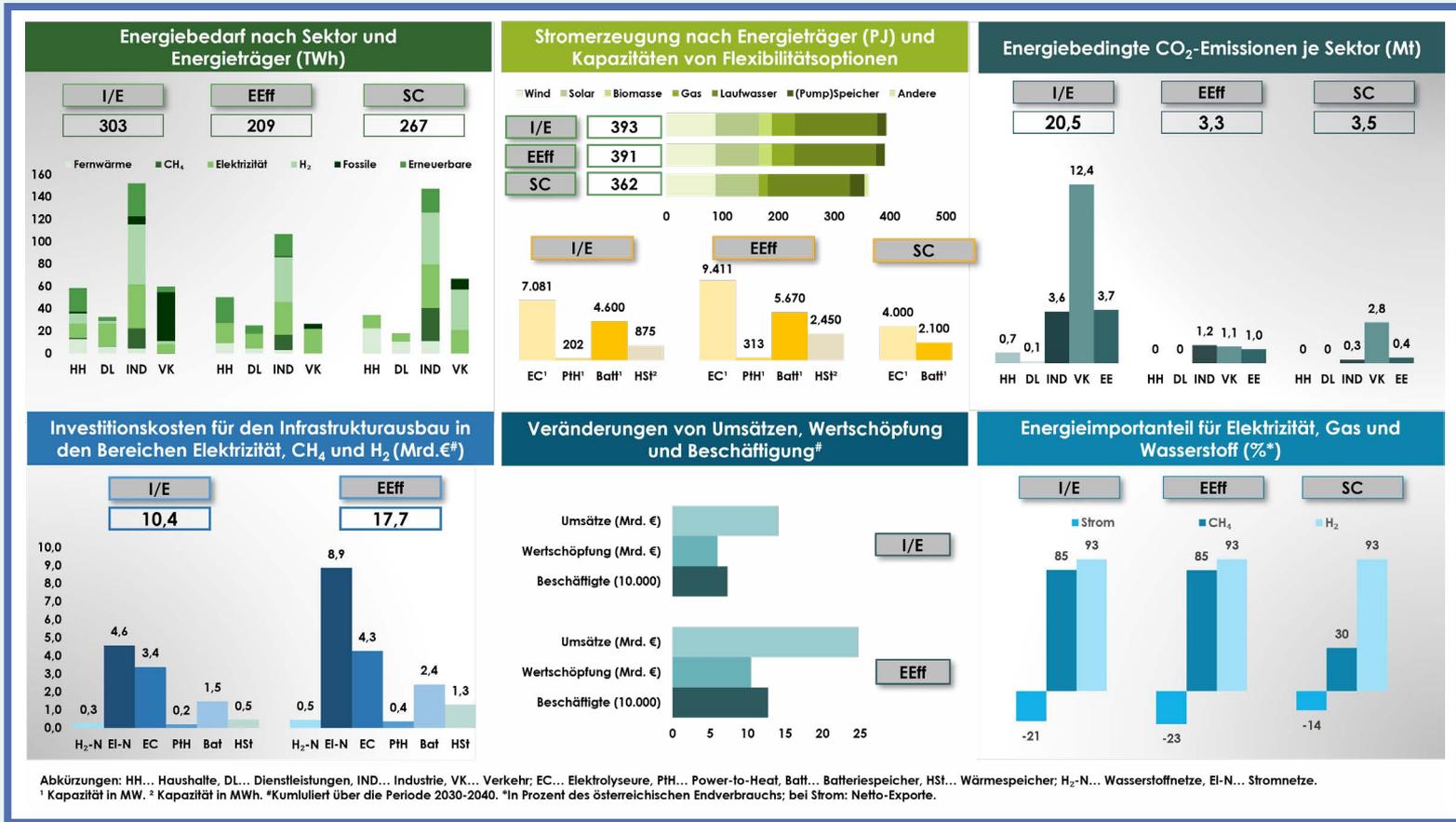


Abbildung 25
 Ergebnisse der Multikriterienanalyse 2040

4.0 Ausblick und Empfehlungen

In diesem Projekt haben wir erstmals für Österreich eine sektorübergreifende Betrachtung des notwendigen Infrastrukturausbaus zur Erreichung der österreichischen Klimaneutralität aufgezeigt.

Die Ergebnisse haben die Bedeutung solcher integrierten ganzheitlichen Energiesystembewertungen unterstrichen und offene Herausforderungen aufgezeigt.

4.1 Erkenntnisse aus dem Projekt

Es ist deutlich erkennbar, dass ein verstärkter Ausbau des Stromübertragungsnetzes erforderlich ist, um den zukünftigen Entwicklungen hin zu einem klimaneutralen Österreich gerecht zu werden. Auf Grundlage der Analyse der drei untersuchten Szenarien wurden die im Bericht präsentierten Hauptkorridore identifiziert, welche sich zusätzlich zu den bereits von den Netzbetreibern zum Zeitpunkt des Projektes bekannten Vorhaben ergeben. Diese Hauptkorridore weisen in allen Szenarien eine ähnliche Ausprägung auf und stellen somit ein konsistentes und robustes Ergebnis dar.

Biomethan und grüner Wasserstoff werden auch in einem klimaneutralen Energiesystem eine wichtige Rolle spielen. Es wird erwartet, dass sich ihre Verwendung im Vergleich zur aktuellen Situation ändert. Gas wird hauptsächlich in der Industrie eingesetzt und spielt eine geringere Rolle bei der Bereitstellung von Niedertemperaturwärme. Es wird erwartet, dass erneuerbares Gas fossile Brennstoffe wie Kohle und Naphtha in Bereichen wie Eisen und Stahl sowie der Chemieindustrie ersetzt. Darüber hinaus wird erneuerbares Gas benötigt, um Gaskraftwerke zu betreiben, insbesondere in Zeiten, in denen erneuerbarer Strom lokal nicht ausreichend verfügbar ist, beispielsweise in den Wintermonaten.

Im Hinblick auf die Herausforderungen der Klimaneutralität ergeben sich im Gassystem im Vergleich zur Stromversorgung unterschiedliche Aufgabenstellungen. Um den Übergang zu erneuerbaren Gasen zu ermöglichen, ist es erforderlich, die Infrastruktur bereits bis zum Jahr 2030 anzupassen. Dabei stehen zwei wesentliche Aspekte im Fokus: Zum einen müssen H₂-Korridore für den Import etabliert werden, da nur ein Teil der Versorgung aus Österreich erfolgen kann. Auf der anderen Seite ist es erforderlich, regionale CH₄-Netze zu entwickeln, um Biomethan effizient zu den Verbraucherschwerpunkten zu transportieren. Die Anpassung dieser Infrastruktur ist von zentraler Bedeutung, um die Integration erneuerbarer Gase in das Energiesystem zu ermöglichen.

Bis 2030 wird erwartet, dass der Beitrag sektorenübergreifender Flexibilitäten im Vergleich zum Ausbau erneuerbarer Energien und der Elektrifizierung begrenzt sein wird. Obwohl dies Auswirkungen auf den Netzausbau haben kann, wird erwartet, dass weitere Entwicklungen bis 2040 eine größere Rolle spielen werden. Die genaue Richtung und Potenziale dieser Entwicklungen sind derzeit noch offen und müssen Gegenstand weiterführender Untersuchungen sein. Wie in Kapitel 3.1 diskutiert, können bei diesen weiterführenden Untersuchungen beispielsweise die Auswirkungen noch deutlich größerer Elektrolysekapazitäten (eventuell in Verbindung mit dezentralen KWK-Anlagen), eine Erhöhung der Pumpspeicherkapazitäten im Zentralalpenraum und die Entlastung der Netzknoten bei der Einspeisung volatiler Erneuerbarer durch flächendeckende Batteriespeicherkapazitäten im Fokus stehen.

Es empfiehlt sich zusätzlich weitere Energieszenarien, insbesondere im Kontext der Kreislaufwirtschaft und des veränderten Ausbaus erneuerbarer Energien zu entwickeln und zu analysieren. Des Weiteren sollten diese Szenarien mit den tatsächlichen Entwicklungen der nächsten Jahre regelmäßig abgeglichen und neu bewertet werden.

Ein bedeutsamer Aspekt im Zusammenhang mit der Integration erneuerbarer Energien ist die Mittelspannungsebene, welche nicht Teil dieses Projekt war. Während des Projekts und der Workshops wurde jedoch mehrfach diskutiert und betont, dass erhebliche Investitionen in die Mittelspannungsebene erforderlich sind, um eine erfolgreiche Integration erneuerbarer Energien in das Elektrizitätsnetz zu ermöglichen und somit die Erreichung der EAG-Ziele und darüber hinaus zu ermöglichen. Die begrenzte Zugänglichkeit von Daten zu Verteilnetzen, im Gegensatz zum Übertragungsnetz, stellt eine Herausforderung dar, die es erschwert, umfassende Analysen durchzuführen.

Des Weiteren sollten Curtailment-Maßnahmen, welche eine begrenzte Reduktion der erneuerbaren Stromerzeugung während Spitzenzeiten ermöglichen, sowie Demand Side Management-Optionen zur effizienten Nutzung und Steuerung des Energieverbrauchs untersucht und eine detaillierte Analyse des Einflusses dieser Maßnahmen auf den Infrastrukturausbau durchgeführt werden.

Die Berücksichtigung des europäischen Kontextes ist von besonderer Bedeutung aufgrund der Integration Österreichs in das europäische Übertragungsnetz. Die zukünftigen Stromimporte und -exporte sind stark von der Entwicklung im europäischen Umfeld abhängig. Daher könnte eine Untersuchung verschiedener europäischer Szenarien einen Mehrwert bieten, um ein umfassenderes Verständnis zu gewinnen.

4.2 Relevanz für andere Zielgruppen

Die Anwendung der entwickelten Methodik im Rahmen dieses Projekts sowie die Berücksichtigung der erarbeiteten Methodik sowie der erzielten Ergebnisse bei der Erstellung des integrierten österreichischen Netzinfrastukturplans (ÖNIP) für das Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK) liefern einen signifikanten Mehrwert für das Projekt und weisen eine umfassende Relevanz für politische Entscheidungsträger in Österreich auf. Darüber hinaus erlangen sie eine weite Bedeutung für verschiedene Interessensgruppen, einschließlich der wissenschaftlichen Gemeinschaft und privater Unternehmen, die ihren Übergang zur Klimaneutralität vorbereiten.

Die im Rahmen dieses Projekts erzielten Ergebnisse verdeutlichen den zusätzlichen Ausbaubedarf neben den bekannten und geplanten Projekten der Netzbetreiber im Strom- und Gassektor, um eine klimaneutrale Zukunft Österreichs bis 2040 zu ermöglichen und zu erreichen. Die durchgeführten makroökonomischen Bewertungen und die Multikriterien-Analyse ermöglichen eine Einschätzung der Auswirkungen dieser Investitionen auf die Wirtschaftsverflechtung Österreichs. Des Weiteren können die Ergebnisse als Indikator für den zukünftigen Wert und die optimale Systemintegration erneuerbarer Energien dienen, was sowohl die Elektrizitätswirtschaft, die Energieregulierungsbehörden als auch die österreichische und europäische Energiepolitik betrifft.

Zusammenfassend lassen sich aus den Projektergebnissen drei große Zielgruppen ableiten:

Politik und Verwaltung: Die Stakeholder- und Verbreitungsworkshops stellten eine Plattform für intensive Diskussionen mit und zwischen politischen und verwaltungstechnischen Stakeholdern dar. Die Integration

der Methodik und der Ergebnisse von InfraTrans2040 in den integrierten österreichischen Netzinfrasturkturplan (ÖNIP) hat einen doppelten Mehrwert für die politischen Entscheidungsträger und die Verwaltung geschaffen. Die Robustheit des ÖNIPS konnte durch die Anzahl der einfließenden Szenarien durch das Projekt InfraTrans2040 nachhaltig gestärkt werden.

Wissenschaft: Forscher und Akademiker in verschiedenen Institutionen und Forschungsumgebungen können auf den Ergebnissen aufbauen, weitere Untersuchungen zum Thema anstellen und eine wissenschaftliche Debatte über die Transformationspfade zu einem klimaneutralen Österreich anstoßen.

Andere Stakeholder: Das Projekt wurde in enger Zusammenarbeit mit relevanten Stakeholdern durchgeführt, insbesondere aus der Elektrizitäts- und Gaswirtschaft, der Regulierungsbehörde und verschiedenen Interessengruppen. Dabei wurde ihr spezifisches Fachwissen genutzt, um wertvolle Einblicke aus ihren jeweiligen Perspektiven in das Projekt einzubringen. Diese Stakeholder-Gruppen können von den erzielten Ergebnissen für das Jahr 2040 profitieren, welche insbesondere im Bereich der untersuchten sektorkoppelnden flexiblen Elemente über die bekannten Ausbaupläne der Elektrizitäts- und Gaswirtschaft hinausgehen und somit einen Mehrwert bieten.

Um unsere Methodik für politische Entscheidungsträger und andere relevante Interessengruppen zugänglich und anwendbar zu machen, wurde ein Methodikdokument vorab auf der Projektwebseite veröffentlicht. Zusätzlich wurde eine breitere Gruppe von Interessengruppen über die Projektwebseite sowie die Social-Media-Konten der Projektmitglieder (LinkedIn, Twitter, Mastodon) regelmäßig erreicht. Darüber hinaus wurde die Bedeutung des Projekts durch Erwähnungen in Interviews in verschiedenen Medienkanälen (TV, Zeitungen und Fachzeitschriften) betont und einer breiteren Öffentlichkeit nähergebracht.

4.3 Ausblick

Es ist geplant die Methodik sowie die erzielten Ergebnisse auf Konferenzen (z. B. der OVE-Energie-technik-Fachtagung 2023 bzw. dem 18. Symposium Energieinnovation EnInnov2024) zu präsentieren.

Des Weiteren ist angedacht mindestens eine peer-reviewed Publikation in einem renommierten Journal zu veröffentlichen.

Literaturverzeichnis

AIT Austrian Institute of Technology; Lehrstuhl für Energieverbundtechnik an der MU Leoben; Energieinstitut an der JKU Linz; AEA Österreichische Energieagentur (2021) *TransformIndustry*. Available at: projekte.ffg.at/projekt/4176705.

APCS Power Clearing and Settlement AG (2021) *Synthetic load profiles. Consumption forecasts based on load profiles*. Available at: www.apcs.at/en/clearing/physical-clearing/synthetic-load-profiles.

Austrian Gas Grid Management (2021) *Netzinformationen: Infrastruktur*. Available at: www.aggm.at/netzinformationen/infrastruktur.

Austrian Gas Grid Management (2023a) *Koordinierter Netzentwicklungsplan*. Available at: www.aggm.at/netzinformationen/netzentwicklungsplaene/knep.

Austrian Gas Grid Management (2023b) *Langfristige und integrierte Planung*. Available at: www.aggm.at/netzinformationen/netzentwicklungsplaene/lfp?fullversion=1.

Austrian Power Grid AG; Linz Netz GmbH; Netz Oberösterreich GmbH (2018) *Stromnetz-Masterplan Oberösterreich 2028: Ausbau des Hochspannungs-Stromnetzes (≥110 kV) in Oberösterreich. Planungszeitraum 2018–2028*.

Austrian Power Grid AG (2021) *Netzentwicklungsplan 2021*. Wien. Available at: pb1-medien.apg.at/im/dl/pboxx-pixelboxx-10661/f,p/APG_Netzentwicklungsplan_2021.pdf?width=0.

Austrian Power Grid AG (2022) *Statistische Netzdaten*. Wien. Available at: www.jao.eu/static-grid-model.

BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2018) *BDEW/VKU/GEODE Leitfaden. Abwicklung von Standardlastprofilen Gas*. Berlin.

BGBl. I Nr. 150/2021 (2021) *Bundesgesetz über den Ausbau von Energie aus erneuerbaren Quellen. Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz – EAG*. Available at: www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20011619.

Binderbauer, P.J., Kienberger, T. and Staubmann, T. (2022) 'Synthetic load profile generation for production chains in energy intensive industrial subsectors via a bottom-up approach', *Journal of Cleaner Production*, 331, p. 130024. Available at: doi.org/10.1016/j.jclepro.2021.130024.

Böckl, B. et al. (2019) 'HyFlow—A Hybrid Load Flow-Modelling Framework to Evaluate the Effects of Energy Storage and Sector Coupling on the Electrical Load Flows', *Energies*, 12(5), p. 956. Available at: doi.org/10.3390/en12050956.

Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (2021) *Austrian Heat Map: Fernwärme und Kraft-Wärme-Kopplung in Österreich*. Available at: www.austrian-heatmap.gv.at/das-projekt.

Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (2022) *Wasserstoffstrategie für Österreich*. Available at: www.bmk.gv.at/themen/energie/energieversorgung/wasserstoff/strategie.html.

Cerbe, G. (2004) *Grundlagen der Gastechnik: Gasbeschaffung, Gasverteilung, Gasverwendung*. München: Hanser.

Danish Energy Agency (2022) *Technology Data*. Available at: ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data.

E-Control (2021) *Erdgas – Bestandsstatistik: Leitungslängen zum 31. Dezember-Jahresreihen. Leitungslängen von Fern- und Verteilungen zum Jahresende*. Available at: www.e-control.at/statistik/e-statistik/archiv/bestandsstatistik.

E-Control (2022a) *Erdgasleitungen und Erdgasspeicher in Österreich*. Available at: www.e-control.at/industrie/gas/gasnetz.

E-Control (2022b) *Erdgasleitungen und Erdgasspeicher in Österreich*.

ENTSO-E (2020) *TYNDP 2020 Joint Scenario Report*. Brussels. Available at: eepublicdownloads.azureedge.net/tyndp-documents/TYNDP_2020_Joint_Scenario_Report_ENTSOG_ENTSOE_200629_Final.pdf.

Gaugl, R. et al. (2021) 'GIS-based optimization – achieving Austria's 2030 wind energy target', *e & i Elektrotechnik und Informationstechnik*, 138(8), pp. 590–596. Available at: doi.org/10.1007/s00502-021-00932-y.

Greiml, Matthias; Traupmann, Anna; Sejkora, Christoph; Kriechbaum, Lukas; Böckl, Benjamin; Pichler, Patrick; Kienberger, T. (2020) 'Modelling and model assessment of grid Multi-Energy Systems', *International Journal of Sustainable Energy Planning and Management*, 29. Available at: doi.org/10.5278/ijsepm.3598.

Greiml, M. et al. (2022) 'Modelling and Simulation/Optimization of Austria's National Multi-Energy System with a High Degree of Spatial and Temporal Resolution', *Energies*, 15(10), p. 3581. Available at: doi.org/10.3390/en15103581.

Greiml, M., Fritz, F. and Kienberger, T. (2021) 'Increasing installable photovoltaic power by implementing power-to-gas as electricity grid relief – A techno-economic assessment', *Energy*, 235, p. 121307. Available at: doi.org/10.1016/j.energy.2021.121307.

Heuck, K; Dettmann, K.-D.; Schulz, D. (2013) *Elektrische Energieversorgung*. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden.

IG Windkraft (2022) *Windrad-Landkarte*. Available at: [www.igwindkraft.at/?xmlval_ID_KEY\[0\]=1055](https://www.igwindkraft.at/?xmlval_ID_KEY[0]=1055) (Accessed: 8 October 2022).

Kleinwasserkraft Österreich (2021) *Nutzen der Kleinwasserkraft*. Available at: www.kleinwasserkraft.at/fakten.

Kratena, K. et al. (2017) *FIDELIO 2: Overview and theoretical foundations of the second version of the Fully Interregional Dynamic Econometric Long-term Input-Output model for the EU-27*.

Kratena, K. and Streicher, G. (2009) *Macroeconomic Input-Output modelling – structures, functional forms and closure rules*, *International Input-Output Association*.

Kratena, K. and Streicher, G. (2017) *Fiscal Policy Multipliers and Spillovers in a Multi-Regional Macroeconomic Input-Output Model*.

Land Kärnten (2014) *Energie Masterplan Kärnten*. Klagenfurt. Available at: www.ktn.gv.at/DE/repos/files/ktn.gv.at/Abteilungen/Abt8/Dateien/energie/energiemasterplan_kaernten?exp=478252&fps=cbe8bb636710ede50d5a94df838d40cbae6d1.

Oesterreichs Energie (2022) *Kraftwerkskarte*. Available at: oesterreichsenergie.at/kraftwerkskarte.

Österreichische Raumordnungskonferenz (2017) *ÖROK Regionalprognosen 2014 bis 2030. Haushaltsprognose 2016*.

Österreichische Raumordnungskonferenz (2018) 'ÖROK-Bevölkerungsprognose 2018'. Available at: www.oerok.gv.at/raum/daten-und-grundlagen/oerok-prognosen/oerok-bevoelkerungsprognose-2018 (Accessed: 28 April 2020).

Pfenninger, S. and Staffell, I. (2019) *Renewables.ninja*. Available at: www.renewables.ninja.

Pöyry (2018) *Wasserkraftpotenzialstudie Österreich – Aktualisierung 2018*. Available at: oesterreichsenergie.at/fileadmin/user_upload/Oesterreichs_Energie/Publikationsdatenbank/Studien/2018/WasserkraftpotenzialOesterreichH2018.pdf.

Sejkora, C. et al. (2020) 'Exergy as Criteria for Efficient Energy Systems—A Spatially Resolved Comparison of the Current Exergy Consumption, the Current Useful Exergy Demand and Renewable Exergy Potential', *Energies*, 13(4), p. 843. Available at: doi.org/10.3390/en13040843.

Sejkora, C. et al. (2022) 'Exergy as criteria for efficient energy systems – Maximising energy efficiency from resource to energy service, an Austrian case study', *Energy*, 239, p. 122173. Available at: doi.org/10.1016/j.energy.2021.122173.

Statistik Austria (2019) 'Mikrozensus 2019/2020'. Available at: www.statistik.at/fileadmin/pages/100/09FahrleistungenTreibstoffeinsatzPkwNachBundeslaender1999Bis2020.ods (Accessed: 28 April 2020).

Statistik Austria (2020a) 'Fahrten im Straßengüterverkehr ab 2006'. Available at: data.statistik.gv.at/web/meta.jsp?dataset=OGD_gvk_fahrt_2010_GVK_F10_1 (Accessed: 28 April 2020).

Statistik Austria (2020b) 'KFZ Bestandsdaten'. Available at: www.statistik.at/statistiken/tourismus-und-verkehr/fahrzeuge/kfz-bestand (Accessed: 28 April 2020).

Statistik Austria (2020c) 'Nutzenergieanalyse'. Available at: www.statistik.at/statistiken/energie-und-umwelt/energie/nutzenergieanalyse (Accessed: 28 April 2020).

Statistik Austria (2022a) *Energiebilanzen Bundesländer*.

Statistik Austria (2022b) *Leistungs- und Strukturhebung*.

Statistik Austria (2022c) *Physische Energieflussrechnungen*.

Streicher, G. and Stehrer, R. (2015) 'Whither Panama? Constructing a consistent and balanced world SUT system including international trade and transport margins', *Economic Systems Research*, 27(2), pp. 213–237.

Timmer, M.P. et al. (2015) 'An Illustrated User Guide to the World Input–Output Database: the Case of Global Automotive Production', *Review of International Economics*, 23, pp. 575–605.

Umweltbundesamt (2020a) 'Emissionsfaktoren für Verkehrsmittel'. Available at: www.umweltbundesamt.at/umweltthemen/mobilitaet/mobilitaetsdaten/emissionsfaktoren-verkehrsmittel (Accessed: 28 April 2020).

Umweltbundesamt (2020b) *Szenario WAM – NEKP Evaluierung*. Available at: www.umweltbundesamt.at/fileadmin/site/themen/energie/szenario_wam_nekp_2020_bf.pdf.

Umweltbundesamt (2021) *Kurzstudie zum Energieeffizienzgesetz*. Available at: www.umweltbundesamt.at/fileadmin/site/publikationen/rep0772.pdf.

Vopava, J., Bergmann, U. and Kienberger, T. (2020) 'Synergies between e-Mobility and Photovoltaic Potentials—A Case Study on an Urban Medium Voltage Grid', *Energies*, 13(15), p. 3795. Available at: doi.org/10.3390/en13153795.

Vopava, J., Thormann, B. and Kienberger, T. (2017) 'Development of a Model for Power Grids Based on the Cellular Approach for an Optimum Integration of Electric Charging Infrastructure', in *1st E-Mobility Power System Integration Symposium*. Berlin.

Wogrin, S. et al. (2022a) 'LEGO: The open-source Low-carbon Expansion Generation Optimization model', *SoftwareX*, 19. Available at: doi.org/10.1016/j.softx.2022.101141.

Wogrin, S. et al. (2022b) 'LEGO: The open-source Low-carbon Expansion Generation Optimization model', *SoftwareX*, 19. Available at: doi.org/10.1016/j.softx.2022.101141.

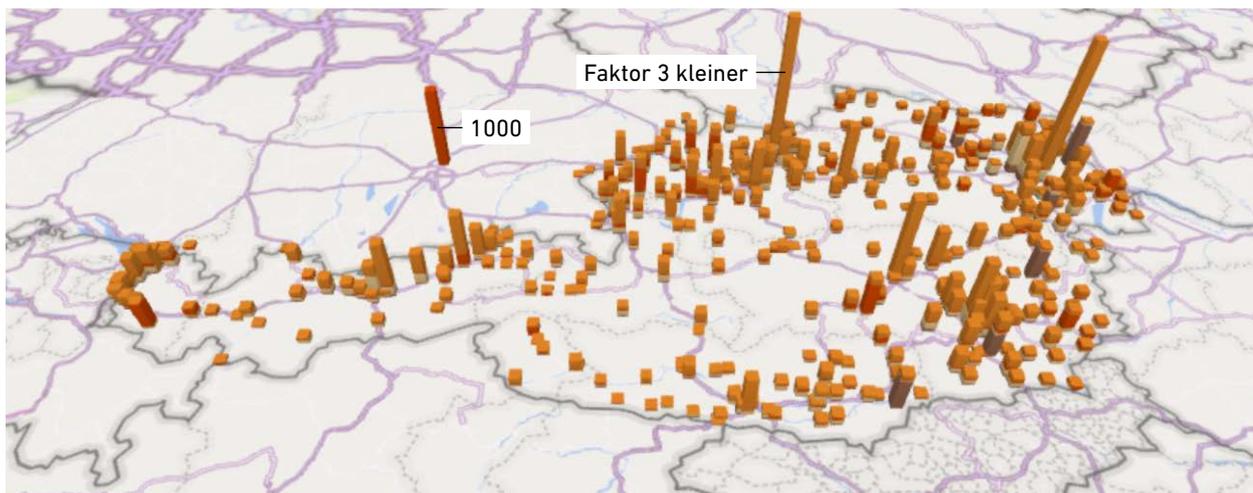
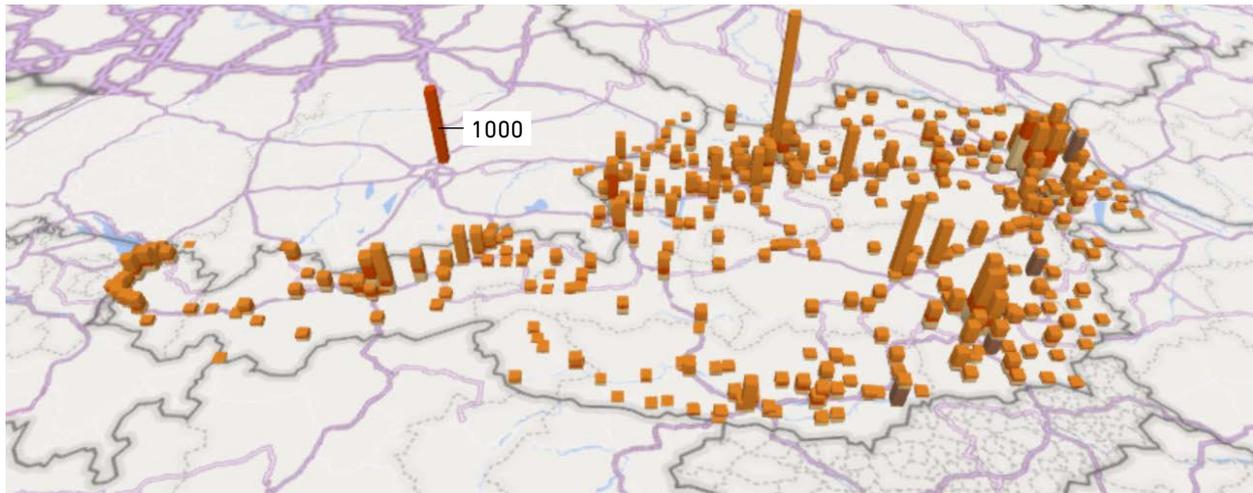
ZAMG Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik (2020) *Einstrahlungsmessdaten und Temperaturmesswerte*.

Anhang

Regionalisierte Energiemengen

In diesem Abschnitt werden die regionalisierten Energiemengen für elektrische Energie, Methan und Wasserstoff je Szenario und Betrachtungsjahr (2030, 2040) für die Wirtschaftssektoren Industrie, Dienstleistungen, Haushalte und Verkehr dargestellt.

Szenario Import/Export



- Industrie (Summe)
- Dienstleistungen (Summe)
- Haushalte (Summe)
- Verkehr (Summe)

Abbildung 26
Regionalisierung des Stromverbrauchs im Szenario Import/Export 2030 (oben)
und 2040 (unten) in den Sektoren Industrie, Dienstleistungen, Haushalte und Verkehr

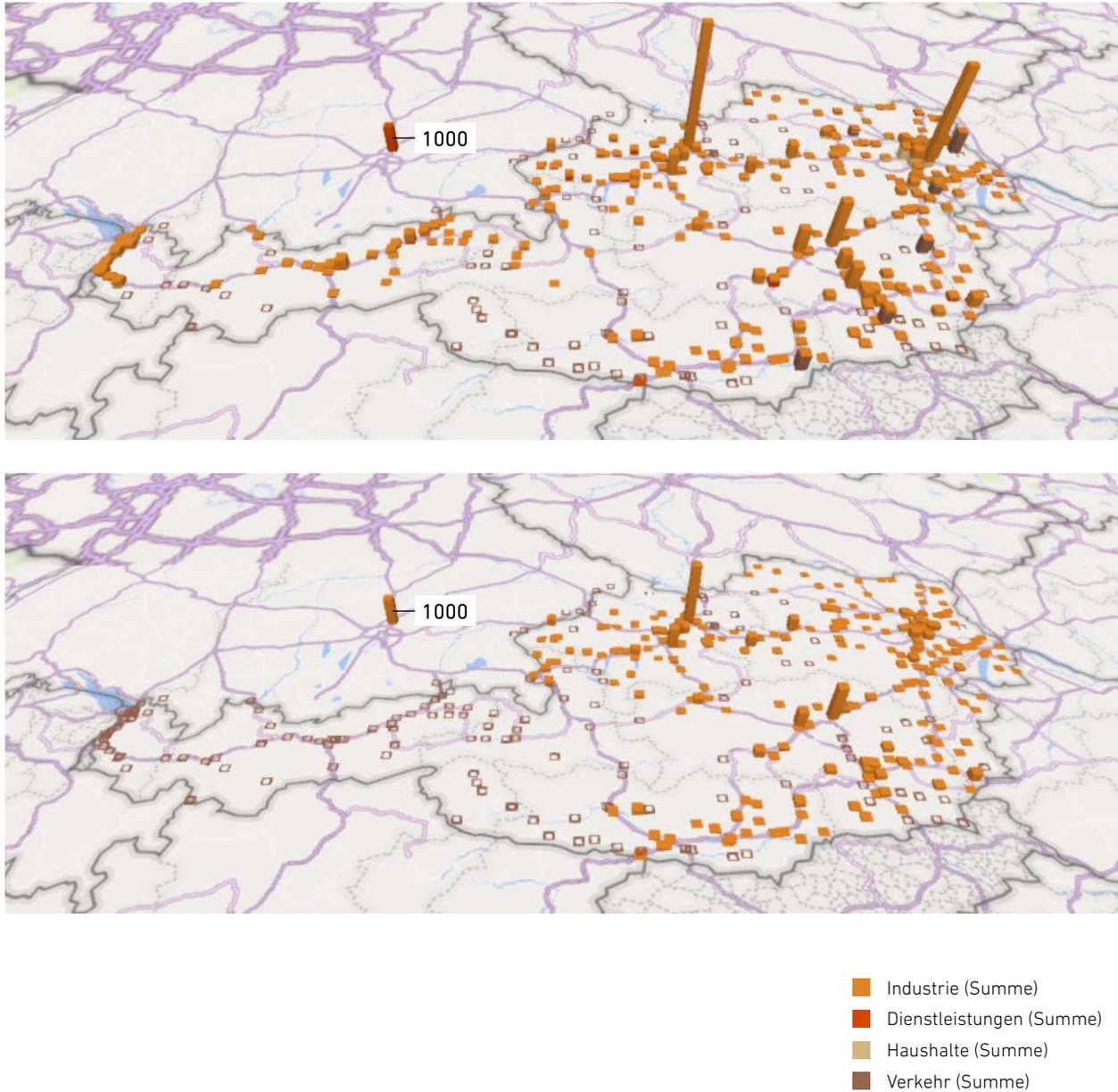


Abbildung 27
Regionalisierung des CH₄-Verbrauchs im Szenario Import/Export 2030 (oben)
und 2040 (unten) in den Sektoren Industrie, Dienstleistungen, Haushalte und Verkehr

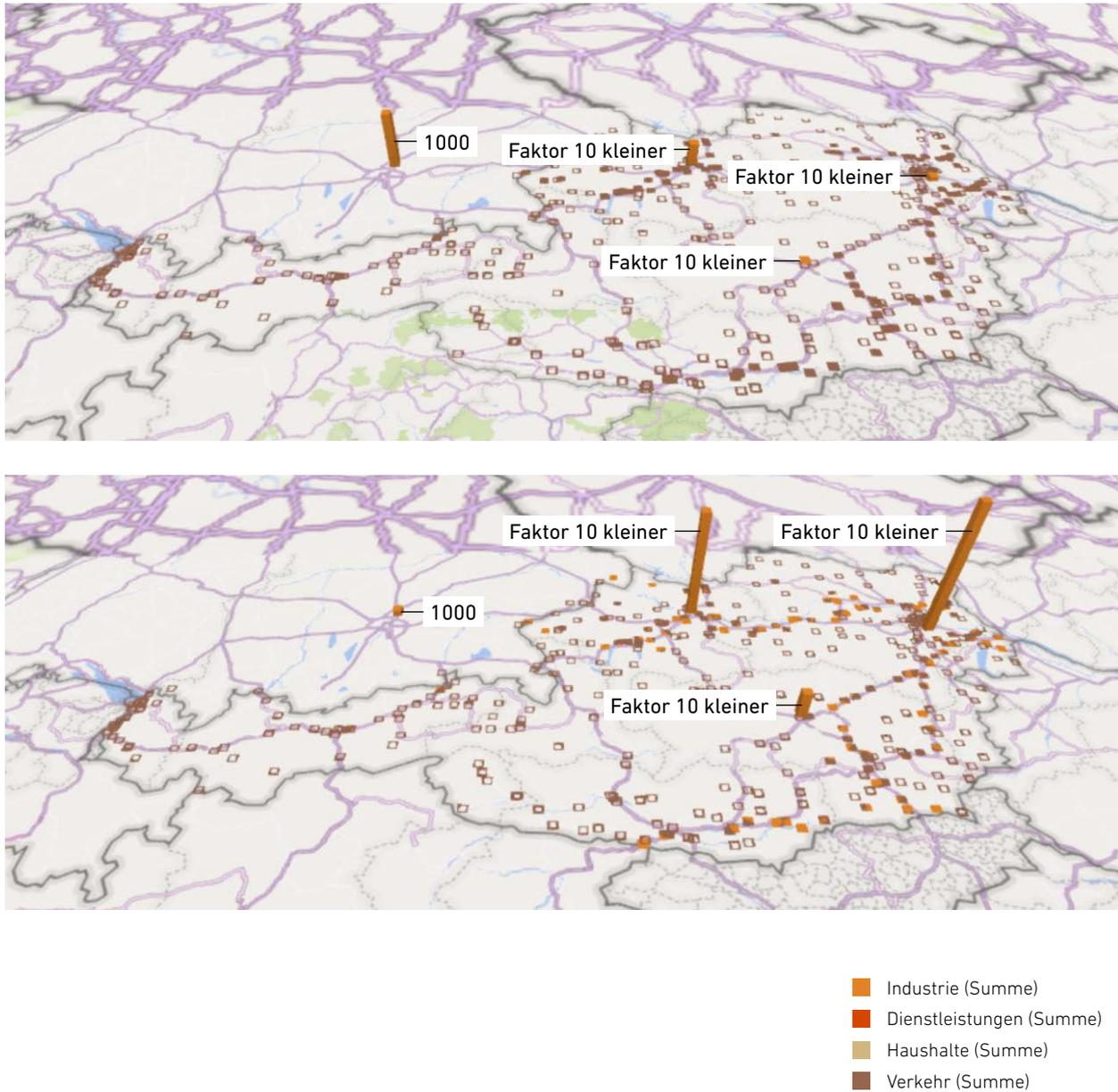
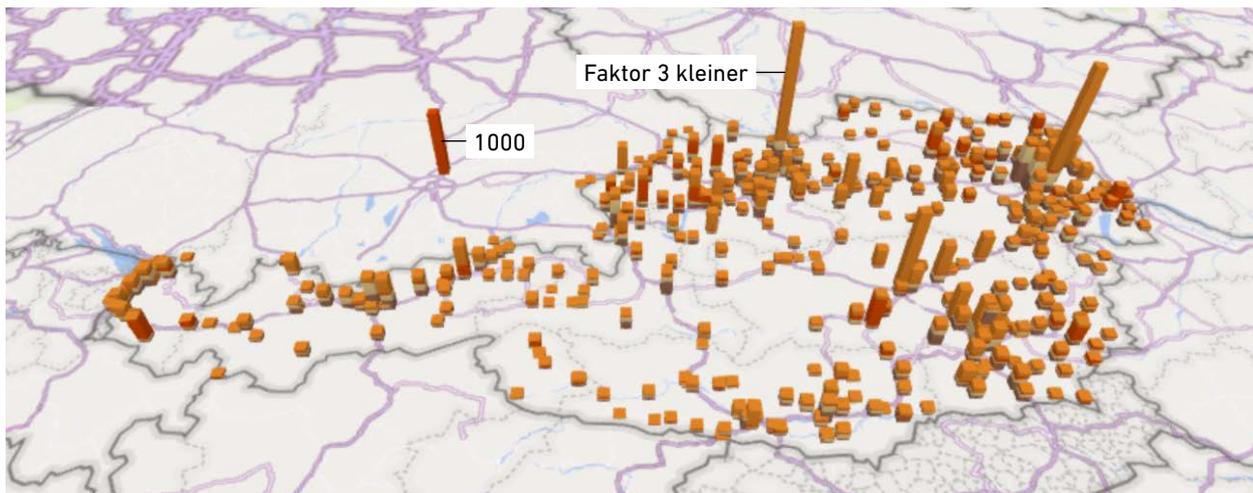
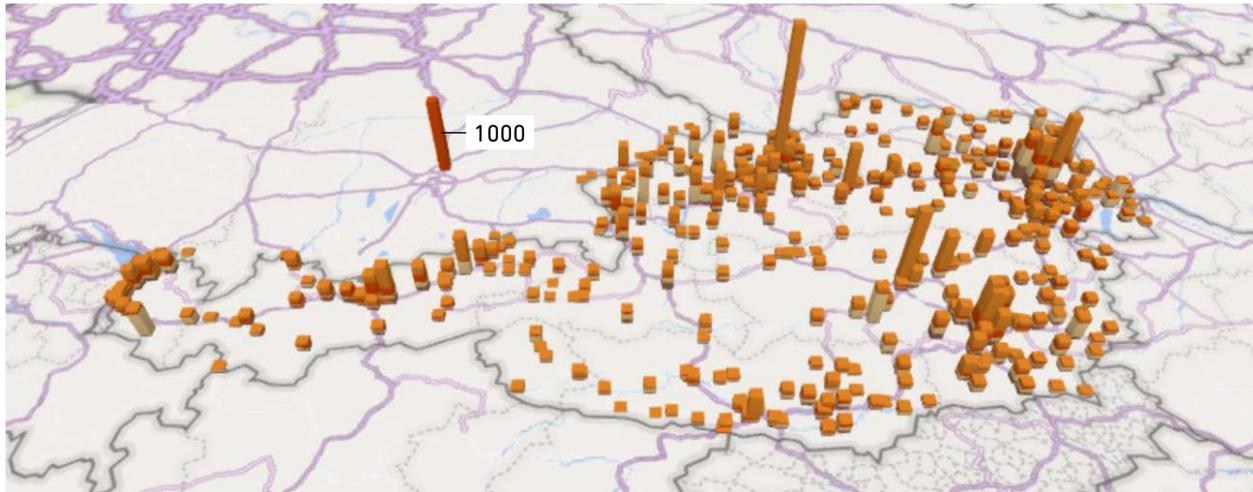


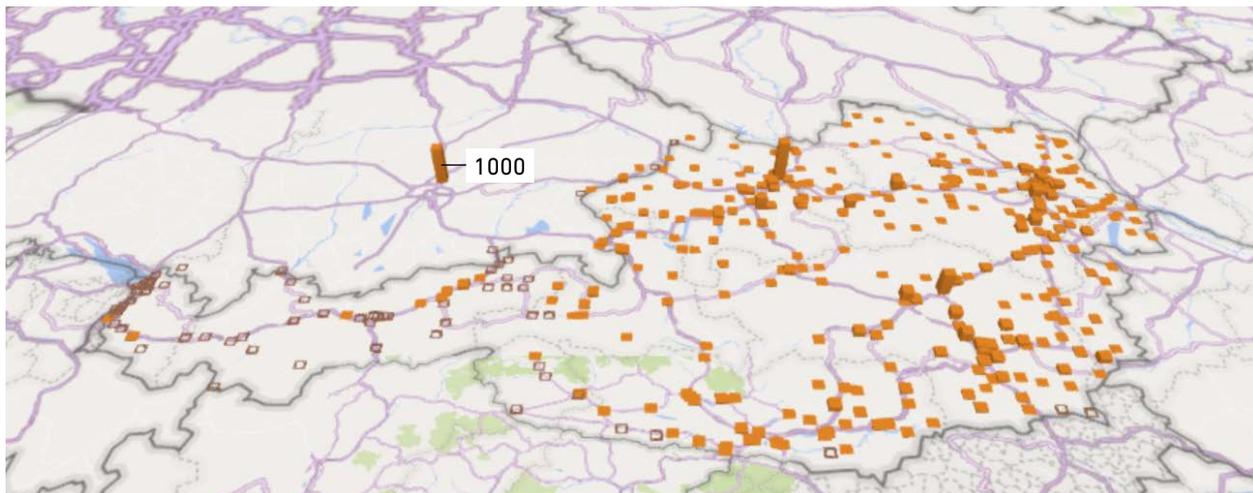
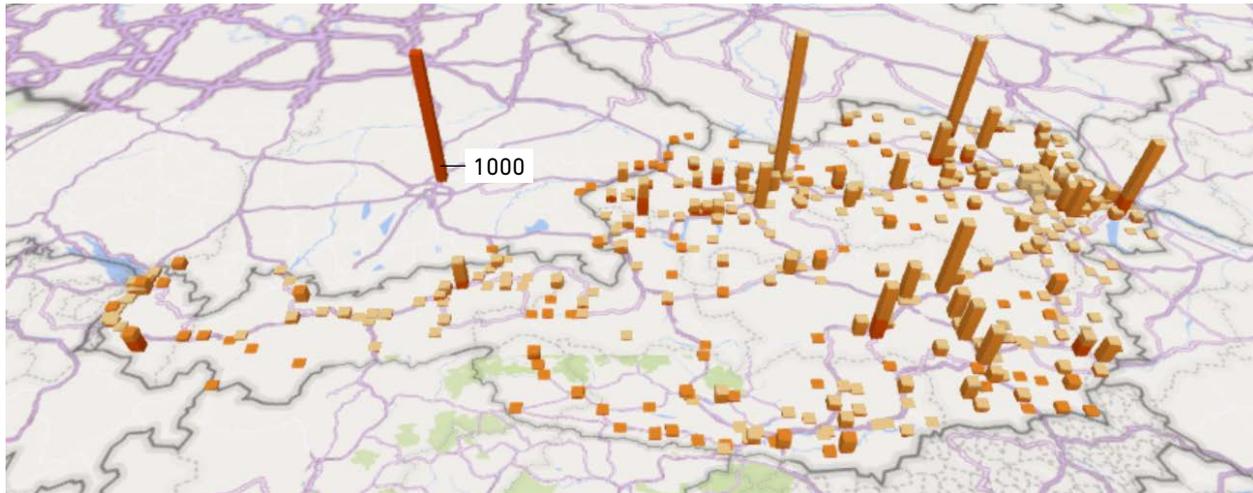
Abbildung 28
 Regionalisierung des Wasserstoffverbrauchs im Szenario Import/Export 2030 (oben)
 und 2040 (unten) in den Sektoren Industrie, Dienstleistungen, Haushalte und Verkehr

Szenario Nachfrage-Effizienzoptimierung



- Industrie (Summe)
- Dienstleistungen (Summe)
- Haushalte (Summe)
- Verkehr (Summe)

Abbildung 29
Regionalisierung des Stromverbrauchs im Szenario EEff 2030 (oben)
und 2040 (unten) in den Sektoren Industrie, Dienstleistungen, Haushalte und Verkehr



- Industrie (Summe)
- Dienstleistungen (Summe)
- Haushalte (Summe)
- Verkehr (Summe)

Abbildung 30
Regionalisierung des CH₄-Verbrauchs im Szenario EEff 2030 (oben)
und 2040 (unten) in den Sektoren Industrie, Dienstleistungen, Haushalte und Verkehr

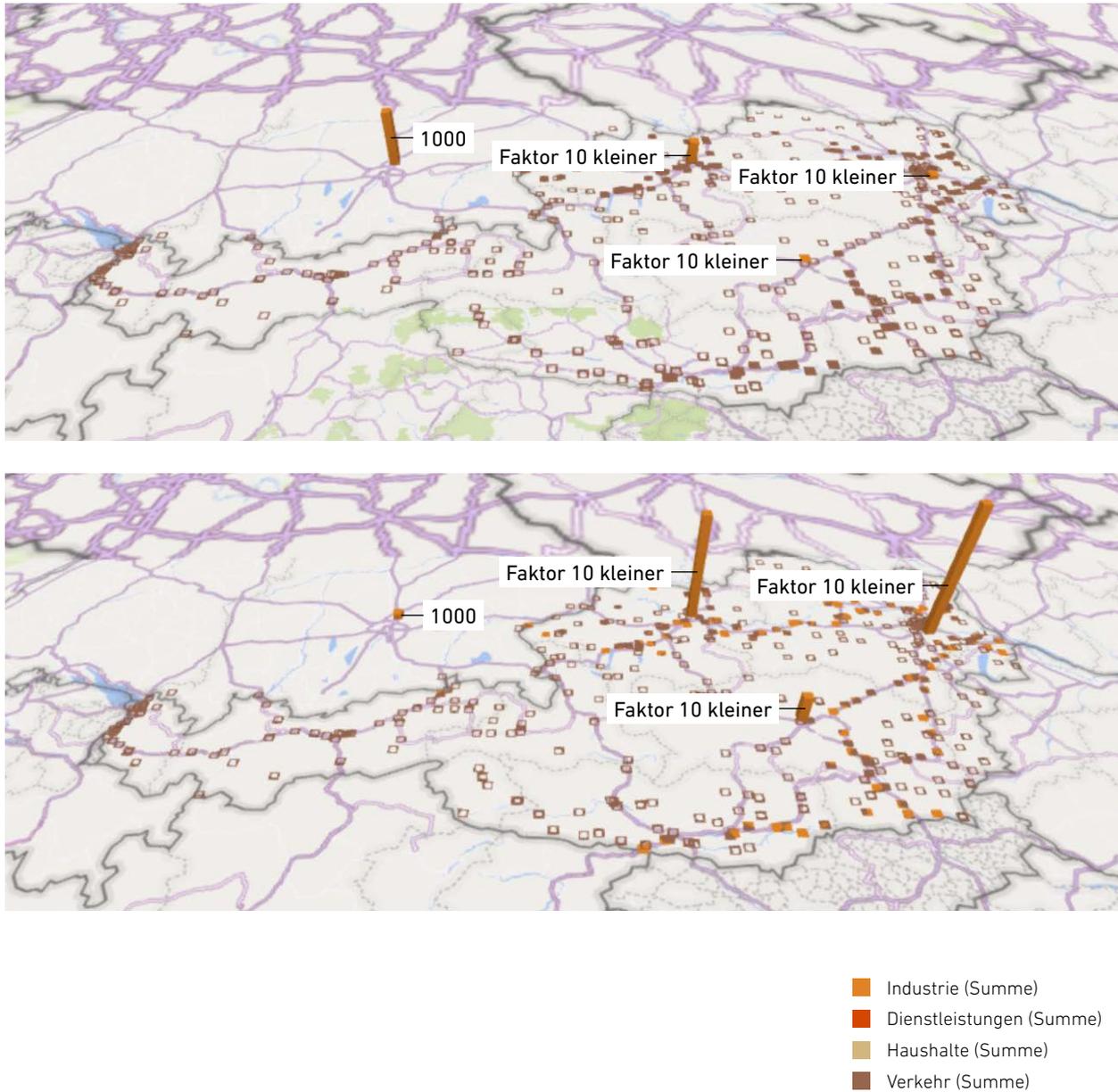
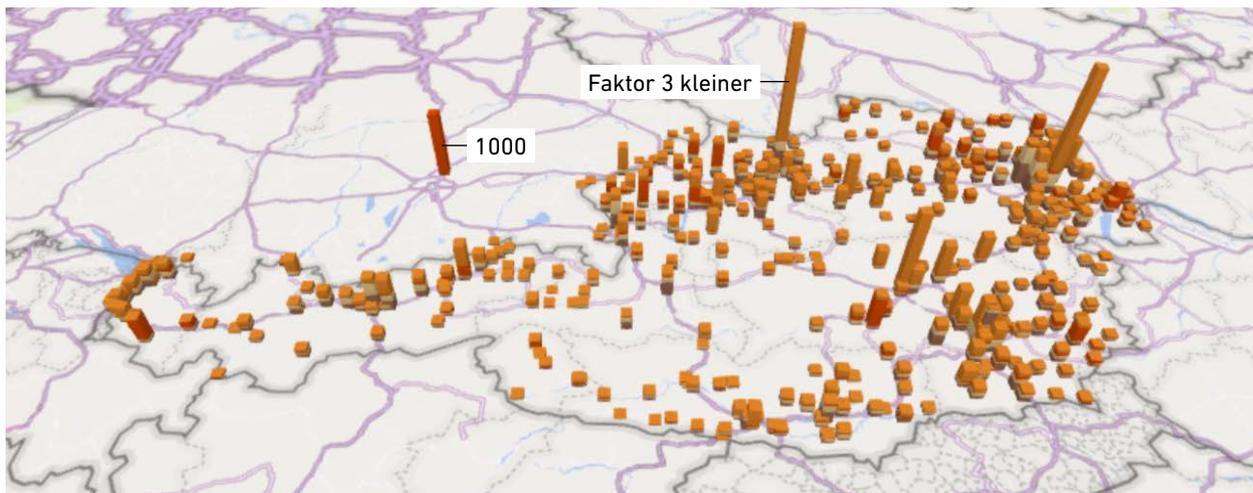
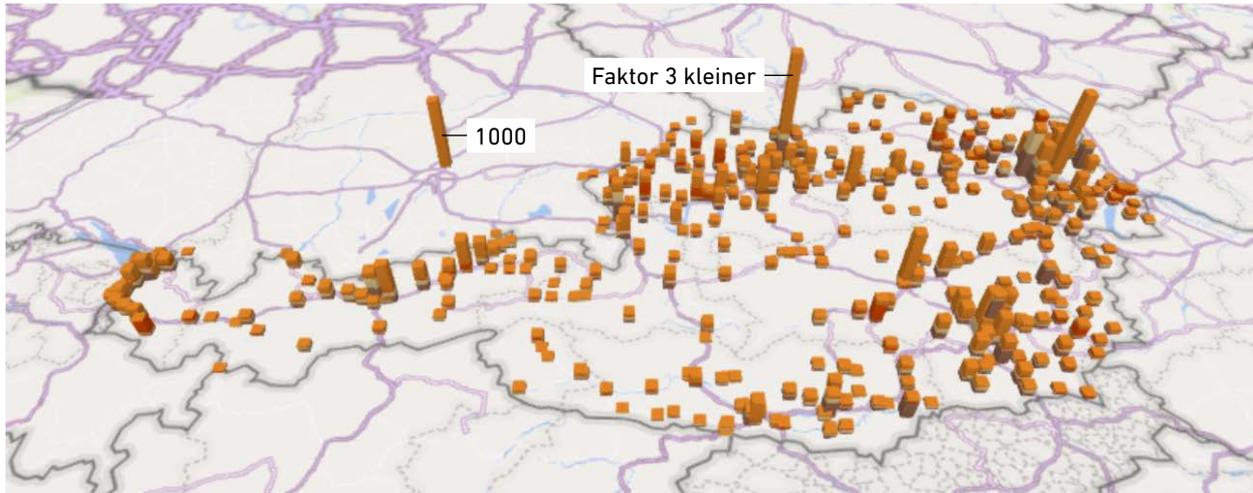


Abbildung 31
 Regionalisierung des Wasserstoffverbrauchs im Szenario EEff 2030 (oben)
 und 2040 (unten) in den Sektoren Industrie, Dienstleistungen, Haushalte und Verkehr

Szenario Sektorkopplung



- Industrie (Summe)
- Dienstleistungen (Summe)
- Haushalte (Summe)
- Verkehr (Summe)

Abbildung 32
Regionalisierung des Stromverbrauchs im Szenario Sektorkopplung 2030 (oben)
und 2040 (unten) in den Sektoren Industrie, Dienstleistungen, Haushalte und Verkehr

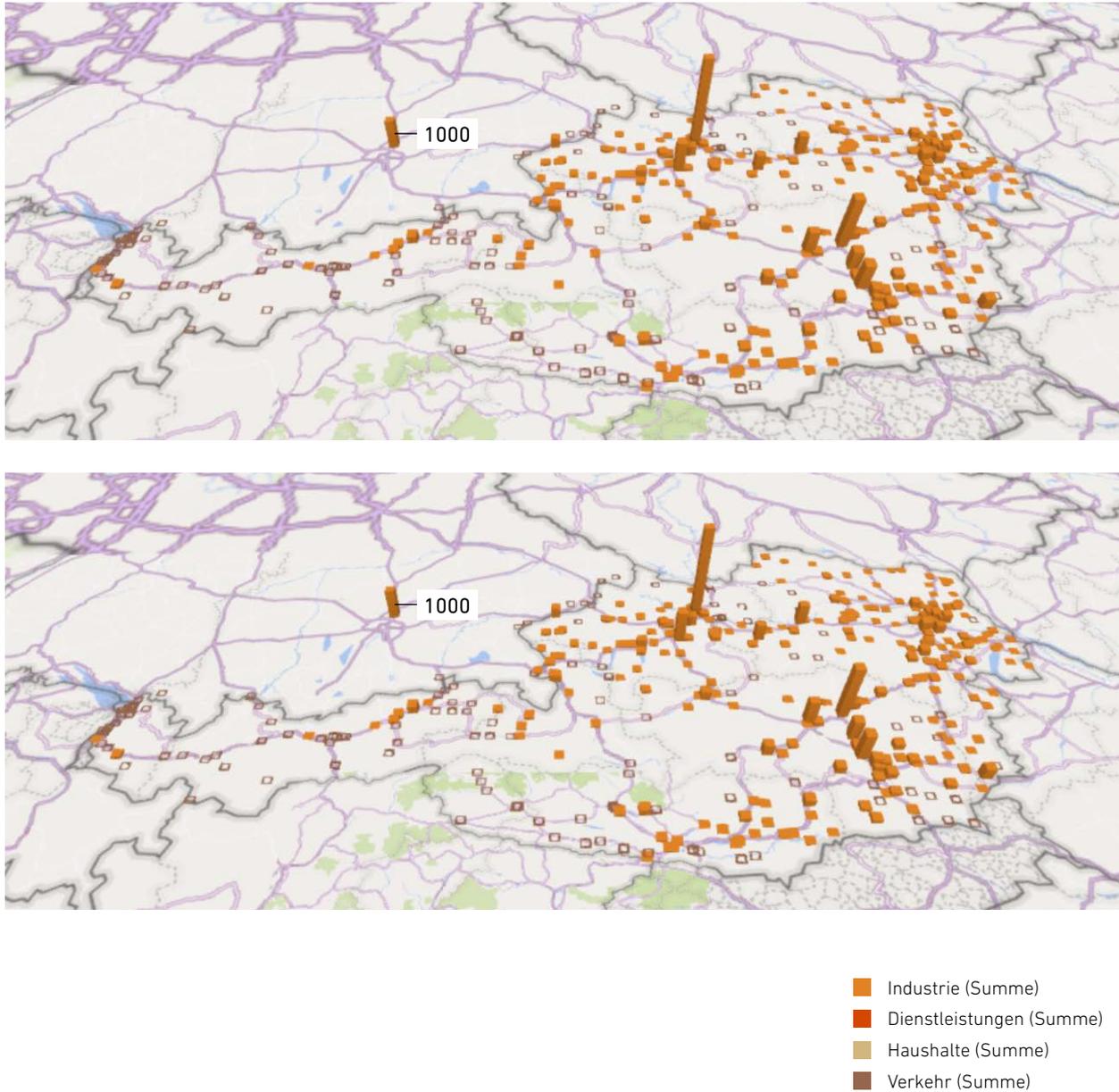


Abbildung 33
Regionalisierung des CH₄-Verbrauchs im Szenario Sektorkopplung 2030 (oben)
und 2040 (unten) in den Sektoren Industrie, Dienstleistungen, Haushalte und Verkehr

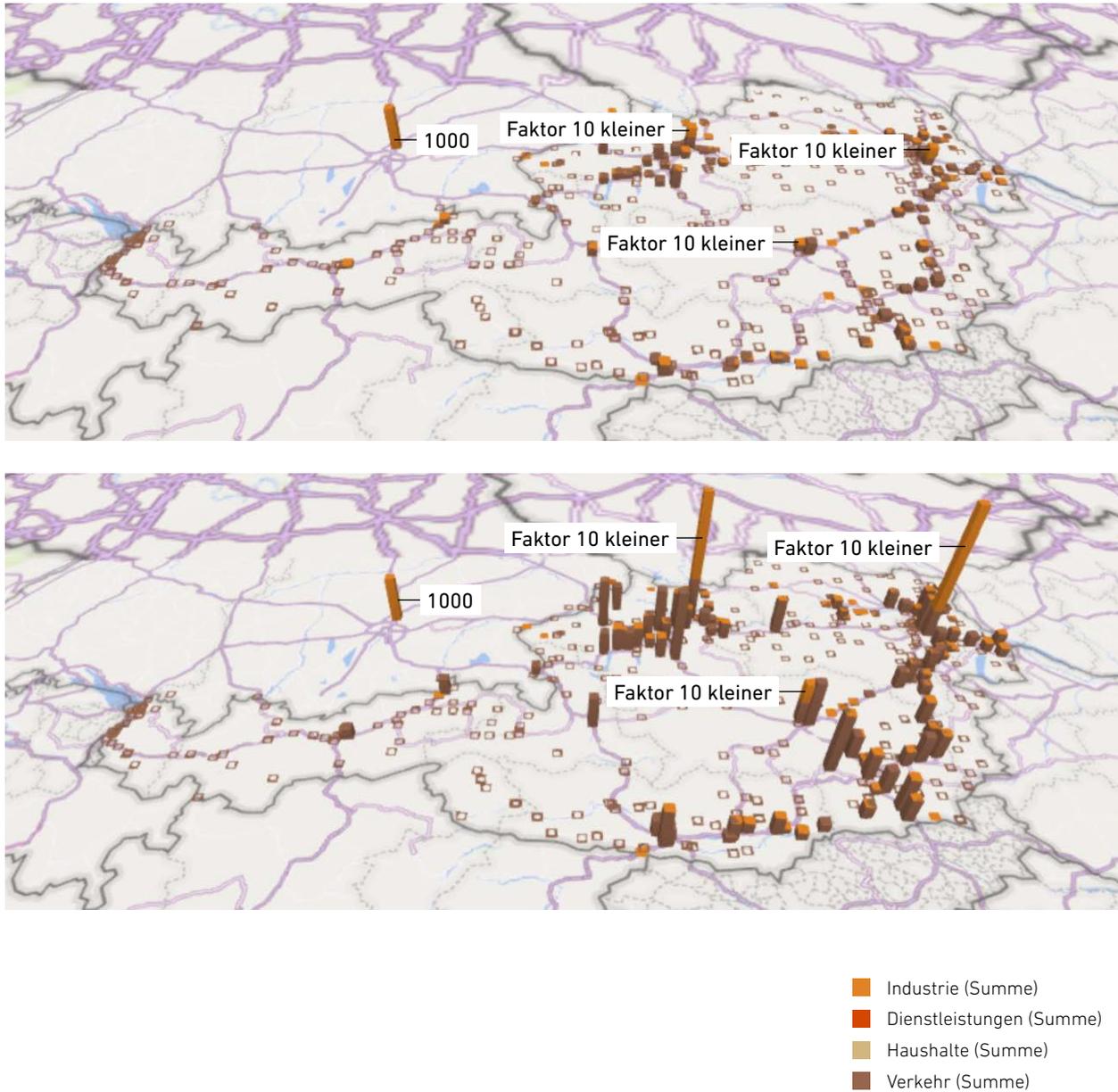


Abbildung 34

Regionalisierung des Wasserstoffverbrauchs im Szenario Sektorkopplung 2030 (oben) und 2040 (unten) in den Sektoren Industrie, Dienstleistungen, Haushalte und Verkehr

Modellierungsgrundlagen

Bundesland	Biomasse (in GWh)	Laufwasserkraft (in GWh)	PV (in GWh)	Wind (in GWh)
Wien	718	1153	1335	182
Niederösterreich	1655	7275	1338	7655
Oberösterreich	977	11460	1234	1268
Burgenland	649	14	506	4697
Salzburg	348	2357	1201	169
Vorarlberg	56	1052	812	96
Tirol	385	5545	2338	229
Steiermark	558	4343	2117	1400
Kärnten	911	3580	1619	305
Summe	6256	36780	12500	16000

Tabelle 7

Nicht steuerbare erneuerbare Stromerzeugung
je Bundesland für das Jahr 2030

Bundesland	Biomasse (in GWh)	Laufwasserkraft (in GWh)	PV (in GWh)	Wind (in GWh)
Wien	766	1155	2303	223
Niederösterreich	1788	7356	2309	10886
Oberösterreich	1059	11669	2128	2875
Burgenland	705	14	872	5923
Salzburg	379	2868	2072	398
Vorarlberg	59	1504	1402	205
Tirol	420	7161	4034	539
Steiermark	600	4913	3653	2611
Kärnten	994	4139	2794	671
Summe	6770	40778	21567	24333

Tabelle 8

Nicht steuerbare erneuerbare Stromerzeugung
je Bundesland für das Jahr 2040

Bundesland	Turbinenleistung (in MW)	Pumpleistung (in MW _{el})	Arbeitskapazität (in MWh _{el})
Niederösterreich	48	18	2834
Oberösterreich	19	14	1280
Salzburg	1232	1230	81541
Vorarlberg	1619	1403	11780
Tirol	1010	990	29588
Kärnten	1800	1221	44772
Summe	5728	4876	171795

Tabelle 9

Berücksichtigte Pumpspeicherkraftwerkleistungen-
und Kapazitäten je Bundesland

Bundesland	Turbinenleistung (in MW _{el})	Speicherkapazität (in MWh _{el})
Niederösterreich	16	146
Oberösterreich	34	353
Salzburg	563	195343
Vorarlberg	651	138674
Tirol	1750	409575
Steiermark	194	514509
Kärnten	309	174096
Summe	3517	1432696

Tabelle 10

Berücksichtigte Speicherkraftwerkleistungen
und -kapazitäten je Bundesland

Bundesland	Kapazität der Gasspeicher (in GWh CH ₄)
Niederösterreich	32943
Oberösterreich	62538
Summe	95481

Tabelle 11

Berücksichtigte Gasspeicherkapazitäten
für Methan und Wasserstoff

Bundesland	KWK P _{el} (in MW)	KWK P _{therm} (in MW)
Wien	1546	1050
Niederösterreich	921	130
Oberösterreich	917	404
Salzburg	98	177
Steiermark	832	400
Summe	4314	2190

Tabelle 12

Berücksichtigte KWK-Leistungen
je Bundesland

Detailergebnisse der Multikriterienanalyse

	Szenario Import/Export					Szenario Energieeffizienz					Szenario Sektorkopplung				
	Haushalte	Dienstleistungen	Industrie	Verkehr	Gesamt	Haushalte	Dienstleistungen	Industrie	Verkehr	Gesamt	Haushalte	Dienstleistungen	Industrie	Verkehr	Gesamt
Energieverbrauch (in GWh)	68675	29786	110627	70450	279538	61560	29583	89513	47496	228152	31335	19926	131157	41898	224316
Fernwärme	11533	8798	3976	0	24307	10168	5817	3301	0	19286	11222	5514	16623	0	33359
Burgenland	94	642	105	0	841	83	592	62	0	737	112	308	454	0	874
Kärnten	876	425	236	0	1537	772	586	203	0	1561	866	305	1008	0	2179
Niederösterreich	872	2209	719	0	3800	769	2827	655	0	4251	1790	1472	3560	0	6822
Oberösterreich	2026	2261	869	0	5156	1786	2313	691	0	4791	1939	1204	3572	0	6715
Salzburg	948	292	244	0	1484	835	630	155	0	1620	943	328	1104	0	2375
Steiermark	1849	1470	773	0	4093	1630	1727	624	0	3982	1755	899	3089	0	5743
Tirol	714	646	405	0	1764	629	865	328	0	1822	683	450	1685	0	2819
Vorarlberg	238	601	243	0	1082	210	655	173	0	1038	228	341	1021	0	1591
Wien	3916	254	382	0	4552	3452	396	411	0	4260	2904	206	1131	0	4242
Gas (inkl. Biogas)	11268	3408	35507	3001	53184	2385	733	32277	943	36338	7500	7000	49900	0	64400
Burgenland	533	279	839	3	1654	113	344	778	8	1242	355	616	1203	0	2173
Kärnten	162	122	1201	5	1490	34	120	1070	162	1386	108	214	1654	0	1977
Niederösterreich	3768	1128	8927	18	13841	797	1258	8250	284	10590	2508	2255	12754	0	17517
Oberösterreich	1746	764	9788	15	12313	370	852	8518	44	9784	1162	1528	13169	0	15859
Salzburg	418	204	1095	5	1723	89	254	988	4	1335	279	456	1527	0	2262
Steiermark	767	535	8043	12	9356	162	648	7688	226	8724	510	1162	11886	0	13558
Tirol	570	213	2043	6	2832	121	245	1851	4	2220	379	439	2862	0	3679
Vorarlberg	491	89	1441	3	2024	104	102	1256	2	1464	327	183	1942	0	2451
Wien	2814	74	2131	12	5031	595	82	1878	11	2567	1873	148	2903	0	4924
Strom	18256	14487	31699	3882	68323	19784	13826	25802	14315	73728	12613	7412	29776	21966	71767
Burgenland	729	330	579	94	1732	968	733	357	520	2578	617	382	425	866	2291
Kärnten	1393	808	1739	165	4104	1182	996	1307	928	4415	754	519	1557	1546	4376
Niederösterreich	3778	2493	7115	590	13976	4613	3501	5365	3293	16772	2941	1825	6387	5484	16637
Oberösterreich	3090	2243	8313	456	14102	4187	2526	6547	2633	15893	2670	1317	7795	4384	16166
Salzburg	1185	1184	1717	152	4238	1352	894	1120	874	4240	862	466	1333	1456	4117
Steiermark	2825	1891	6612	357	11684	3011	2188	5359	2022	12580	1920	1141	6381	3366	12807
Tirol	1712	1342	2994	198	6245	1400	1481	2126	1109	6117	892	772	2532	1847	6043
Vorarlberg	892	522	1807	94	3315	985	878	1357	497	3717	628	458	1616	827	3528
Wien	2653	3674	2144	254	8726	2086	1022	1470	1316	5894	1330	533	1750	2191	5803



	Szenario Import/Export					Szenario Energieeffizienz					Szenario Sektorkopplung				
	Haushalte	Dienstleistungen	Industrie	Verkehr	Gesamt	Haushalte	Dienstleistungen	Industrie	Verkehr	Gesamt	Haushalte	Dienstleistungen	Industrie	Verkehr	Gesamt
Energieverbrauch (in GWh)	68675	29786	110627	70450	279538	61560	29583	89513	47496	228152	31335	19926	131157	41898	224316
Wasserstoff	0	0	4991	85	5076	0	0	4991	237	5228	0	0	5000	9832	14832
Burgenland	0	0	0	3	3	0	0	0	7	7	0	0	0	288	288
Kärnten	0	0	0	10	10	0	0	0	28	28	0	0	0	1164	1164
Niederösterreich	0	0	900	18	918	0	0	900	50	950	0	0	902	2038	2940
Oberösterreich	0	0	4000	30	4030	0	0	4000	83	4083	0	0	4007	3416	7423
Salzburg	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Steiermark	0	0	91	21	112	0	0	91	59	150	0	0	91	2410	2501
Tirol	0	0	0	1	1	0	0	0	2	2	0	0	0	85	85
Vorarlberg	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Wien	0	0	0	4	4	0	0	0	11	11	0	0	0	432	432
Kohle	69	21	5027	0	5118	0	0	3649	0	3649	0	0	10449	0	10449
Öl (inkl. Biogene)	6800	865	2093	63483	73241	0	0	1435	32000	33435	0	0	0	10100	10100
Biomasse	16904	2207	23662	0	42773	17017	2221	15527	0	34765	0	0	19409	0	19409
SonstigeRES	3844	0	3672	0	7516	12207	6984	2530	0	21721	0	0	0	0	0
Emissionen (in ktCO₂)	4017	880	8857	16543	30297	427	131	7413	8239	16210	1024	956	10348	2836	15163

Tabelle 13

Detailergebnisse Energieverbrauch und resultierende CO₂-Emissionen nach Szenario im Jahr 2030

	Szenario Import/Export					Szenario Energieeffizienz					Szenario Sektorkopplung				
	Haushalte	Dienstleistungen	Industrie	Verkehr	Gesamt	Haushalte	Dienstleistungen	Industrie	Verkehr	Gesamt	Haushalte	Dienstleistungen	Industrie	Verkehr	Gesamt
Energieverbrauch (in GWh)	58597	32722	152272	59882	303473	50223	25224	106667	26716	208829	34553	17812	147207	67263	266836
Fernwärme	12957	6047	4409	0	23413	9383	4468	2979	0	16829	22410	10383	11063	0	43856
Burgenland	106	442	129	0	677	77	327	71	0	474	223	581	302	0	1106
Kärnten	984	291	251	0	1527	713	215	168	0	1096	1730	574	671	0	2975
Niederösterreich	980	1522	764	0	3266	710	1125	860	0	2694	3575	2771	2369	0	8715
Oberösterreich	2276	1552	959	0	4787	1648	1147	720	0	3516	3873	2267	2377	0	8517
Salzburg	1065	202	289	0	1556	771	149	132	0	1052	1883	618	734	0	3235
Steiermark	2078	1008	858	0	3944	1505	745	577	0	2826	3505	1693	2056	0	7253
Tirol	802	444	477	0	1723	581	328	0	0	908	1365	848	1121	0	3334
Vorarlberg	267	412	287	0	966	194	305	0	0	498	456	642	679	0	1778
Wien	4400	174	394	0	4968	3186	128	451	0	3765	5800	388	753	0	6941
Gas (inkl. Biogas)	984	282	17937	277	19480	0	0	13653	0	13653	0	0	29273	0	29273
Burgenland	52	9	596	0	656	0	0	530	0	530	0	0	2576	0	2576
Kärnten	284	47	2991	122	3444	0	0	699	0	699	0	0	897	0	897
Niederösterreich	153	49	5353	17	5572	0	0	2609	0	2609	0	0	9428	0	9428
Oberösterreich	15	12	820	51	898	0	0	3743	0	3743	0	0	6390	0	6390
Salzburg	39	27	657	0	723	0	0	585	0	585	0	0	1907	0	1907
Steiermark	71	34	5278	88	5471	0	0	3485	0	3485	0	0	4858	0	4858
Tirol	0	0	346	0	346	0	0	194	0	194	0	0	1834	0	1834
Vorarlberg	0	0	41	0	41	0	0	17	0	17	0	0	765	0	765
Wien	370	104	1855	0	2329	0	0	1790	0	1790	0	0	617	0	617
Strom	12772	20473	39372	8116	80733	17736	13328	29346	22092	82503	12143	7429	39382	21072	80026
Burgenland	774	992	591	339	2696	900	792	332	842	2866	594	383	563	831	2370
Kärnten	787	1402	1648	380	4218	1153	763	897	1475	4288	726	521	2059	1483	4788
Niederösterreich	1943	3162	6804	1552	13462	2699	2046	5771	3465	13981	2831	1829	8448	5261	18369
Oberösterreich	939	1875	3372	488	6675	1239	1384	1997	1828	6448	2570	1320	10310	4206	18406
Salzburg	730	1119	2131	244	4224	860	857	1136	808	3660	830	467	1763	1397	4457
Steiermark	792	1945	2820	713	6269	1805	612	1542	2193	6151	1848	1143	8439	3229	14660
Tirol	708	1349	1928	814	4798	1058	923	1257	1604	4843	859	774	3349	1772	6753
Vorarlberg	3208	4787	8195	2316	18506	4182	3519	6865	5486	20052	604	459	2137	793	3994
Wien	2891	3843	11883	1268	19885	3841	2434	9548	4391	20213	1280	534	2314	2101	6230



	Szenario Import/Export					Szenario Energieeffizienz					Szenario Sektorkopplung				
	Haushalte	Dienstleistungen	Industrie	Verkehr	Gesamt	Haushalte	Dienstleistungen	Industrie	Verkehr	Gesamt	Haushalte	Dienstleistungen	Industrie	Verkehr	Gesamt
Energieverbrauch (in GWh)	58597	32722	152272	59882	303473	50223	25224	106667	26716	208829	34553	17812	147207	67263	266836
Wasserstoff	8852	2540	53812	2693	67897	0	0	40118	85	40203	0	0	46189	36169	82358
Burgenland	413	67	218	9	707	0	0	21	3	24	0	0	1058	1058	
Kärnten	2253	349	22106	1147	25854	0	0	33	6	39	0	0	4282	4282	
Niederösterreich	1383	410	19670	197	21660	0	0	20087	20	20107	0	0	8329	7497	15826
Oberösterreich	119	109	338	475	1041	0	0	16126	19	16146	0	0	37018	12566	49584
Salzburg	308	220	125	16	669	0	0	6	7	13	0	0	0	0	
Steiermark	601	285	7362	823	9072	0	0	3784	15	3799	0	0	842	8864	9706
Tirol	458	231	1639	0	2329	0	0	14	7	21	0	0	0	314	314
Vorarlberg	386	124	1199	0	1709	0	0	37	2	39	0	0	0	0	
Wien	2930	745	1155	28	4857	0	0	10	6	16	0	0	0	1588	1588
Kohle	28	17	5081	0	5125	0	0	443	0	443	0	0	0	0	0
Öl (inkl. Biogene)	1970	287	2145	48797	53198	0	0	512	4538	5050	0	0	0	10022	10022
Biomasse	16715	3077	25641	0	45433	12238	2253	17831	0	32322	0	0	21300	0	21300
SonstigeRES	4319	0	3875	0	8195	10866	5175	1785	0	17826	0	0	0	0	0
Emissionen (in ktCO₂)	728	134	3578	12378	16817	0	0	1250	1147	2397	0	0	252	2814	3066

Tabelle 14

Detailergebnisse Energieverbrauch und resultierende CO₂-Emissionen nach Szenario im Jahr 2040

	Szenario Import/Export								Szenario Energieeffizienz								Szenario Sektorkopplung							
	Wind	PV	Biomasse	Gas	LW	(P)SP	Andere	Gesamt	Wind	PV	Biomasse	Gas	LW	(P)SP	Andere	Gesamt	Wind	PV	Biomasse	Gas	LW	(P)SP	Andere	Gesamt
Stromerzeugung (in GWh)	16000	12500	6002	14363	36780	5166	254	91066	16000	12500	6002	14506	36780	4938	254	90980	16000	12500	200	9383	36780	7198	2100	84161
Burgenland	4988	622	662	0	48	0	0	6320	4988	622	662	0	48	0	0	6320	4988	622	22	0	48	0	0	5681
Kärnten	322	2067	964	0	4162	1434	0	8950	322	2067	964	0	4162	1408	0	8924	322	2067	34	0	4162	1772	210	8569
Niederösterreich	7825	1778	1841	2234	11019	117	53	24866	7825	1778	1841	2549	11019	120	53	25185	7825	1778	60	2004	11019	75	420	23181
Oberösterreich	1173	1327	843	2595	8909	61	0	14909	1173	1327	843	2419	8909	61	0	14733	1173	1327	28	2009	8909	55	420	13921
Salzburg	139	1018	258	747	2100	807	0	5069	139	1018	258	714	2100	736	0	4965	139	1018	9	214	2100	1357	0	4836
Steiermark	1242	1940	534	3050	3344	92	0	10201	1242	1940	534	3318	3344	92	0	10469	1242	1940	16	1822	3344	140	210	8713
Tirol	216	2071	367	0	5250	1515	0	9419	216	2071	367	0	5250	1458	0	9363	216	2071	13	0	5250	2117	0	9667
Vorarlberg	89	691	52	0	820	1140	0	2792	89	691	52	0	820	1062	0	2714	89	691	1	0	820	1681	0	3282
Wien	6	986	481	5737	1127	0	201	8538	6	986	481	5506	1127	0	201	8308	6	986	18	3335	1127	0	840	6312
Emissionen (in ktCO ₂)				4480				4480				4214				4214				4132				4132
Importe (in % des Verbrauchs)																								
Strom (netto)								-16								-13								-11
Gas								96								96								79
Wasserstoff								70								70								70

Tabelle 15
 Detailergebnisse Stromerzeugung und resultierende
 CO₂-Emissionen sowie Energieimporte nach Szenario im Jahr 2030

	Szenario Import/Export								Szenario Energieeffizienz								Szenario Sektorkopplung								
	Wind	PV	Biomasse	Gas	LW	(P)SP	Andere	Gesamt	Wind	PV	Biomasse	Gas	LW	(P)SP	Andere	Gesamt	Wind	PV	Biomasse	Gas	LW	(P)SP	Andere	Gesamt	
Stromerzeugung (in GWh)	24333	21567	6515	11505	40779	4487	254	109440	24333	21567	6515	11092	40779	4260	254	108800	24333	21567	0	4485	40779	7198	2100	100462	
Burgenland	6404	1073	718	0	61	0	0	8256	6404	1073	718	0	61	0	0	8256	6404	1073	0	0	61	0	0	0	7537
Kärnten	714	3567	1052	0	4963	1350	0	11645	714	3567	1052	0	4963	1324	0	11619	714	3567	0	0	4963	1939	210	0	11393
Niederösterreich	11285	3068	1994	1473	11119	126	53	29117	11285	3068	1994	1369	11119	130	53	29016	11285	3068	0	958	11119	96	420	0	26945
Oberösterreich	2662	2290	914	1838	9215	61	0	16980	2662	2290	914	1530	9215	61	0	16672	2662	2290	0	960	9215	59	420	0	15606
Salzburg	325	1756	281	757	2590	599	0	6307	325	1756	281	725	2590	523	0	6200	325	1756	0	102	2590	1323	0	0	6096
Steiermark	2244	3347	575	2505	3872	92	0	12635	2244	3347	575	2812	3872	92	0	12942	2244	3347	0	871	3872	140	210	0	10683
Tirol	508	3572	400	0	6637	1349	0	12467	508	3572	400	0	6637	1292	0	12410	508	3572	0	0	6637	2083	0	0	12801
Vorarlberg	187	1192	54	0	1194	910	0	3537	187	1192	54	0	1194	838	0	3465	187	1192	0	0	1194	1557	0	0	4131
Wien	6	1701	527	4933	1128	0	201	8496	6	1701	527	4656	1128	0	201	8220	6	1701	0	1594	1128	0	840	0	5270
Emissionen (in ktCO ₂)				3693				3693				965				965				390					390
Importe (in % des Verbrauchs)																									
Strom (netto)								-21								-19								-11	
Gas								85								85								30	
Wasserstoff								93								93								93	

Tabelle 16

Detailergebnisse Stromerzeugung und resultierende
CO₂-Emissionen sowie Energieimporte nach Szenario im Jahr 2040

	Szenario Import/Export				Szenario Energieeffizienz				Szenario Sektorkopplung	
	Elektrolyseure (MW)	Power-to-Heat (MW)	Batteriespeicher (MW)	Wärmespeicher (MWh)	Elektrolyseure (MW)	Power-to-Heat (MW)	Batteriespeicher (MW)	Wärmespeicher (MWh)	Elektrolyseure (MW)	Batteriespeicher (MW)
Kapazitäten Flexibilitätsoptionen	847	111	1.200	875	881	103	130	700	1.500	1.050
Burgenland	0	0	300	0	98	40	0	175	302	43
Kärnten	242	15	100	175	294	0	0	0	203	75
Niederösterreich	484	61	600	350	490	39	0	175	337	239
Oberösterreich	0	0	0	0	0	0	0	0	444	185
Salzburg	0	0	0	0	0	0	0	0	0	57
Steiermark	121	15	100	175	0	0	0	0	152	156
Tirol	0	19	100	175	0	24	100	175	9	65
Vorarlberg	0	0	0	0	0	0	30	175	0	27
Wien	0	0	0	0	0	0	0	0	53	202

Tabelle 17
 Detailergebnisse Flexibilitätsoptionen
 nach Szenario im Jahr 2030

	Szenario Import/Export				Szenario Energieeffizienz				Szenario Sektorkopplung	
	Elektrolyseure (MW)	Power-to-Heat (MW)	Batteriespeicher (MW)	Wärmespeicher (MWh)	Elektrolyseure (MW)	Power-to-Heat (MW)	Batteriespeicher (MW)	Wärmespeicher (MWh)	Elektrolyseure (MW)	Batteriespeicher (MW)
Kapazitäten Flexibilitätsoptionen	7081	202	4600	1750	9411	313	5670	3150	4000	2100
Burgenland	320	0	380	0	348	40	280	175	805	144
Kärnten	956	22	460	350	1654	20	540	350	542	176
Niederösterreich	3135	61	980	350	3390	79	2350	700	899	628
Oberösterreich	1413	0	100	0	2100	0	160	0	1183	377
Salzburg	0	0	0	0	0	20	80	175	0	94
Steiermark	354	15	280	175	840	10	60	175	405	313
Tirol	0	65	2160	350	0	64	2010	350	24	116
Vorarlberg	0	0	0	0	0	0	110	175	0	43
Wien	903	39	240	525	1080	80	80	1050	142	209

Tabelle 18
 Detailergebnisse Flexibilitätsoptionen
 Szenario im Jahr 2040

	Szenario Import/Export				Szenario Energieeffizienz			
	Investitionen (Mio. €)	Umsätze (Mio. €)	Wertschöpfung (Mio. €)	Beschäftigte (1000)	Investitionen (Mio. €)	Umsätze (Mio. €)	Wertschöpfung (Mio. €)	Beschäftigte (1000)
Gesamt	11706	17125	7225	87	11186	16650	7000	85
Burgenland	252	1600	150	2	342	375	150	2
Kärnten	1540	2800	650	9	1808	1875	750	10
Niederösterreich	3162	3150	1200	16	2647	2525	1075	14
Oberösterreich	1905	700	1275	15	1302	2625	1075	13
Salzburg	122	2650	325	4	850	1125	500	6
Steiermark	1854	1500	1050	14	2221	2875	1150	15
Tirol	937	1600	550	7	1592	1975	725	10
Vorarlberg	1692	2775	625	8	182	600	225	3
Wien	242	7225	1400	13	242	2675	1350	12

Tabelle 19

Detailergebnisse Investitionskosten und
makroökonomische Effekte nach Szenario im Jahr 2030

	Szenario Import/Export				Szenario Energieeffizienz			
	Investitionen (Mio. €)	Umsätze (Mio. €)	Wertschöpfung (Mio. €)	Beschäftigte (1000)	Investitionen (Mio. €)	Umsätze (Mio. €)	Wertschöpfung (Mio. €)	Beschäftigte (1000)
Gesamt	10402	14100	5975	73	17681	24750	10450	128
Burgenland	546	375	150	3	639	600	225	4
Kärnten	771	900	375	5	1215	1550	625	9
Niederösterreich	2406	2300	975	13	4687	4075	1750	23
Oberösterreich	1806	2800	1150	14	3657	5375	2175	26
Salzburg	578	900	400	5	1692	2000	875	11
Steiermark	504	1525	600	8	1503	3100	1225	16
Tirol	2469	2125	825	11	2534	2750	1050	14
Vorarlberg	184	625	225	3	176	900	325	4
Wien	1139	2550	1275	12	1577	4400	2200	21

Tabelle 20

Detailergebnisse Investitionskosten und
makroökonomische Effekte nach Szenario im Jahr 2040

Kontaktdaten

Udo Bachhiesl

Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation/TU Graz

Inffeldgasse 18, 8020 Graz

+43 316/873-7903

bachhiesl@tugraz.at

Thomas Kienberger

Lehrstuhl für Energieverbundtechnik/Montanuniversität Leoben

Franz Josef-Straße 18, 8700 Leoben

+43 3842/402-5400

thomas.kienberger@unileoben.ac.at

Claudia Kettner-Marx

Österreichisches Institut für Wirtschaftsforschung

Arsenal Objekt 20, 1030 Wien

+43 1/7982601-406

claudia.kettner@wifo.ac.at

Herausgeber

Klima- und Energiefonds der österreichischen Bundesregierung

Leopold-Ungar-Platz 2 / Stiege 1 / Top 142, 1190 Wien

Tel: (+43 1) 585 03 90

office@klimafonds.gv.at

www.klimafonds.gv.at

AutorInnen:

Sonja Wogrin, Udo Bachhiesl, Robert Gaugl, Alexander Konrad, Thomas Klatzer, Lia Gruber

Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation/TU Graz (IEE)

Thomas Kienberger, Peter Nagovnak, Lisa Kühberger, Stefan Wallner, Thomas Vouk

Lehrstuhl für Energieverbundtechnik/Montanuniversität Leoben (EVT)

Claudia Kettner-Marx, Gerhard Streicher, Susanne Markytan, Katharina Köberl-Schmid,

Eva Wretschitsch, Mark Sommer, Fabian Gabelberger

Österreichisches Institut für Wirtschaftsforschung (WIFO)

Für den Inhalt verantwortlich

Die AutorInnen tragen die alleinige Verantwortung für den Inhalt dieser Studie.

Er spiegelt nicht notwendigerweise die Meinung des Klima- und Energiefonds wider.

Weder der Klima- und Energiefonds noch das Bundesministerium für Klimaschutz,

Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK) sind für die

Weiternutzung der hier enthaltenen Informationen verantwortlich.

Gestaltung

www.angieneering.net

Titelfoto

Franz Michael Schneeberger

Herstellungsort: Wien

Wir haben diese Broschüre mit größtmöglicher Sorgfalt erstellt und die Daten überprüft.

Rundungs-, Satz- oder Druckfehler können wir dennoch nicht ausschließen.

www.klimafonds.gv.at



 **Bundesministerium**
Klimaschutz, Umwelt,
Energie, Mobilität,
Innovation und Technologie