

# **Integrierter österreichischer Netzinfrastukturplan**



# **Integrierter österreichischer Netzinfrasturukturplan**

Wien, 2024

## **Impressum**

Medieninhaber, Verleger und Herausgeber:  
Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität,  
Innovation und Technologie (BMK)  
Radetzkystraße 2, 1030 Wien  
+43 (0) 800 21 53 59  
Fotonachweis Portrait FBM: BMK/Cajetan Perwein  
bmk.gv.at  
Wien, 2024

## Vorwort

Eine sichere erneuerbare Energieversorgung und stabile Netze sind das Fundament der Energiewende. Sie sind die Grundlage für eine gut funktionierende Gesellschaft, eine konkurrenzfähige Industrie und eine florierende Wirtschaft. Derzeit erleben wir einen Boom bei der erneuerbaren Stromerzeugung, und das ist großartig. Nun müssen wir sicherstellen, dass die Netzinfrastrukturen mit der dynamischen Entwicklung Schritt halten. Mit Speichern und Flexibilitäten treffen wir Vorsorge auch für Zeiten, in denen die Sonne nicht scheint und der Wind nicht bläst.

Der integrierte österreichische Netzinfrastrukturplan (ÖNIP) betrachtet erstmals die Strom- und Gasinfrastruktur gemeinsam. Strom gewinnt im Verkehrssektor, der Wärmeerzeugung und auch in Industrieprozessen zunehmend an Bedeutung. Erneuerbarer Wasserstoff wird bei der Transformation der Industrieprozesse und bei der Balancierung des Energiesystems eine große Rolle spielen.

Wir sind europaweit die ersten, die mit einem integrierten Plan das Energiesystem in seiner Gesamtheit darstellen und vorausplanen. Ausgangspunkt sind der zukünftige Energiebedarf und die regional verorteten Erzeugungspotentiale. Davon wurde der notwendige Ausbau der Strom-Übertragungsnetze für die Einbindung und Verteilung der erneuerbaren Stromerzeugung abgeleitet. Der ÖNIP stellt auch die Veränderung im Gasnetz im Rahmen des Übergangs von fossilem Gas auf Wasserstoff dar und zeigt das entstehende Wasserstoff-Startnetz für die klimaneutrale Industrie in Österreich ab 2030.

Ich freue mich, mit diesem Plan die Basis für die Weiterentwicklung der Energienetze und der Infrastrukturen für die Energiewende vorzulegen.

Der ÖNIP wurde in Zusammenarbeit mit Expert:innen aus der Wissenschaft erarbeitet sowie mit Energiewirtschaft, Umweltorganisationen, Sozialpartnern, Politik und Verwaltung in Bund und Ländern intensiv diskutiert und abgestimmt. Ihnen allen gilt mein Dank für die wertvollen Beiträge zu dieser wichtigen Arbeit.



Bundesministerin  
Leonore Gewessler

## Inhalt

|  |           |
|--|-----------|
| <b>1 Einleitung</b> .....  | <b>7</b>  |
| 1.1 Hintergrund.....   | 7         |
| 1.2 Integrierter Netzinfrastrukturplan (NIP).....  | 9         |
| 1.3 Aufbau und Inhalte des integrierten Netzinfrastrukturplans.....                                | 10        |
| <b>2 Bestandsaufnahme der Energieinfrastruktur – die Grundlage unserer Energieversorgung</b> ..... | <b>12</b> |
| 2.1 Nationaler Energieverbrauch.....   | 12        |
| 2.2 Strom.....   | 14        |
| 2.2.1 Stromverbrauch.....  | 14        |
| 2.2.2 Stromerzeugung.....  | 17        |
| 2.2.3 Strominfrastruktur.....  | 21        |
| 2.3 Gas.....   | 24        |
| 2.3.1 Gasverbrauch.....  | 24        |
| 2.3.2 Gasproduktion.....   | 28        |
| 2.3.3 Gasinfrastruktur.....  | 30        |
| <b>3 Energieverbrauch und -aufbringung 2030 und Ausblick 2040</b> .....                            | <b>34</b> |
| 3.1 Nationaler Energieverbrauch 2030 und Ausblick 2040.....  | 34        |
| 3.1.1 Energiebedarfe NIP.....  | 35        |
| 3.2 Erzeugung erneuerbare Energieträger 2030 und Ausblick 2040.....                                | 44        |
| 3.2.1 Derzeitiger Stand der Länder-Planungen für den Erneuerbaren-Ausbau.....                      | 44        |
| 3.2.2 Angenommene erneuerbare Aufbringung für 2030 und 2040.....                                   | 52        |
| 3.3 (Inter-)nationale Netzinfrastrukturplanungen.....  | 66        |
| 3.3.1 Europäische Planung (TYNDP).....   | 66        |
| 3.3.2 Netzplanungen APG und VÜN.....   | 70        |
| 3.3.3 Netzplanungen AGGM.....  | 73        |
| <b>4 Integrierte Infrastrukturplanung</b> .....  | <b>80</b> |
| 4.1 Prinzipien und wirtschaftlicher Nutzen einer integrierten Planung.....                         | 80        |

|   |            |
|---|------------|
| 4.2 Methodik.....   | 82         |
| 4.3 Bedarf.....   | 86         |
| 4.3.1 Strom.....  | 88         |
| 4.3.2 Wasserstoff.....                                    | 89         |
| 4.4 Erzeugung.....  | 91         |
| 4.4.1 Strom.....  | 91         |
| 4.4.2 Biomethan.....                                      | 95         |
| 4.4.3 Wasserstoff.....                                    | 96         |
| 4.5 Stromnetz und Flexibilitätsoptionen.....              | 98         |
| 4.5.1 Leitungsauslastungen Übertragungsnetz 2030.....     | 99         |
| 4.5.2 Flexibilitäten und Speicher.....                    | 104        |
| 4.5.3 Sensitivitätsanalyse.....                           | 108        |
| 4.5.4 Maximaler Flexibilitätsausbau.....                  | 119        |
| 4.5.5 Transportbedarfskorridore 2030.....                 | 122        |
| 4.5.6 Ausblick 2040.....                                  | 124        |
| 4.5.7 Planungsansätze Stromnetz.....                      | 137        |
| 4.6 Gasinfrastruktur.....                                 | 139        |
| 4.6.1 Gasnetz (Methan und Wasserstoff) 2030.....          | 139        |
| 4.6.2 Ausblick Gasnetz 2040 (Methan und Wasserstoff)..... | 142        |
| 4.6.3 Gasspeicher.....                                    | 145        |
| 4.7 Integrierter Plan.....                                | 147        |
| <b>5 Ergebnisdarstellung und -diskussion.....</b>         | <b>150</b> |
| 5.1 Ergebnisvergleich.....                                | 150        |
| 5.1.1 Einordnung in Planungen der APG.....                | 150        |
| 5.1.2 Einordnung in Planungen der AGGM.....               | 153        |
| 5.1.3 Einordnung aktuelle Forschungsprojekte Strom.....   | 155        |
| 5.1.4 Einordnung aktuelle Forschungsprojekte Gas.....     | 158        |
| 5.2 Ergebniszusammenfassung.....                          | 162        |

|   |            |
|---|------------|
| <b>6 Exkurs: Der Einsatz von Erdkabeln im Übertragungsnetz als mögliche Technologievariante</b> ..... | <b>166</b> |
| 6.1 Aktueller Stand des Einsatzes von Erdkabeln in österreichischen Stromnetzen                       | 166        |
| 6.2 Technologie von Höchstspannungs-Erdkabeln.....  | 167        |
| 6.3 Verlegung von Erdkabeln.....  | 169        |
| 6.4 Betrieb.....  | 171        |
| 6.5 Elektrisches und magnetisches Feld.....   | 172        |
| 6.6 Kosten.....   | 173        |
| 6.7 Öffentliche Akzeptanz von Höchstspannungs-Freileitungen im Vergleich zu Erdkabeln.....            | 173        |
| 6.8 Mögliche Umweltauswirkungen von Freileitungen und Erdkabeln.....                                  | 174        |
| 6.8.1 Freileitungen.....  | 174        |
| 6.8.2 Erdkabel.....   | 174        |
| 6.9 Ausblick.....   | 175        |
| <b>7 Exkurs: Windkraftherzeugung 2030 in den Bundesländern</b> .....                                  | <b>176</b> |
| <b>Quellenverzeichnis</b> .....   | <b>178</b> |
| <b>Abkürzungsverzeichnis</b> .....  | <b>186</b> |
| <b>Einheiten</b> .....  | <b>188</b> |
| <b>Abbildungsverzeichnis</b> .....  | <b>189</b> |
| <b>Tabellenverzeichnis</b> .....  | <b>196</b> |



# 1 Einleitung

## 1.1 Hintergrund

Österreich hat das Ziel definiert, bis zum Jahr 2040 klimaneutral zu werden und will so in Europa zu einem Vorreiter bei der Energiewende und im Klimaschutz werden. Gesetzlich verankert ist das Ziel der Klimaneutralität im Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) und Gaswirtschaftsgesetz (GWG). Zur Erreichung der Klimaneutralität ist eine Transformation des Energiesystems erforderlich, mit der eine vollständige Substitution fossiler Energieträger durch erneuerbare Energieträger erreicht wird. Der Transformationsprozess stellt darüber hinaus wichtige Beiträge zur Erhöhung der Resilienz und Sicherstellung der österreichischen Energieversorgung, zur Klimawandelanpassung, zur Leistbarkeit von Energie für die Bevölkerung und Attraktivierung des Wirtschaftsstandortes dar. Eine vorausschauende und planungssichere, kalkulierbare Entwicklung ermöglicht rechtzeitige und zielgerichtete Investitionsentscheidungen von Privaten und Unternehmen und trägt damit auch zur Vermeidung von Stranded Costs bei. Außerdem können durch eine vorausschauende Planung die Folgen des Klimawandels beim Aus- und Umbau der Energieinfrastruktur berücksichtigt werden. Österreich ist durch seine Lage im Alpenraum besonders vom Klimawandel betroffen. Die Folgen des Klimawandels werden die Verfügbarkeit erneuerbarer Energieträger beeinflussen und können eine Gefährdung der Energieinfrastruktur darstellen (siehe auch Österreichische Strategie zur Anpassung an den Klimawandel).

Es ist bereits heute im Bereich von Energieerzeugung und -verbrauch eine deutlich zunehmende Elektrifizierungstendenz sichtbar. Da elektrische Energie vielseitig und meist mit besonders hohen Wirkungsgraden eingesetzt werden kann, wird sich der Trend zur Elektrifizierung von Energieanwendungen im Laufe der Transformation hin zu einem klimaneutralen Energiesystem weiter fortsetzen. Aus diesem Grund wird dem Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen, im Zuge des Ausstiegs aus fossilen Energieträgern, besonders hohe Bedeutung zukommen. Im EAG wurde das Ziel verankert, den Anteil aus heimischen erneuerbaren Energien am österreichischen Gesamtstromverbrauch in einer national-bilanziellen Betrachtung bis 2030 auf 100% zu erhöhen. Die bestehende Strominfrastruktur wird an die neuen Bedingungen anzupassen sein.

Im Bereich der Gasversorgung steht Österreich vor der Herausforderung, bis 2040 aus der Nutzung von Erdgas auszusteigen. Dazu muss Erdgas durch erneuerbare Gase, wie Biomethan und erneuerbaren Wasserstoff ersetzt werden oder es muss ein Energieträgerwechsel auf erneuerbaren Strom oder andere erneuerbare Energieträger durchgeführt werden. Darüber hinaus hat die aktuelle geopolitische Lage, insbesondere der Angriffskrieg Russlands auf die Ukraine, zu einer Krisensituation am Energiemarkt

geführt, in der die hohe Abhängigkeit Österreichs von Erdgaslieferungen aus Russland eine große Herausforderung darstellt. In Summe führt diese Tatsache und die begrenzte Verfügbarkeit von erneuerbaren Gasen wie Biomethan und erneuerbarem Wasserstoff dazu, dass diese vor allem in jenen Anwendungen eingesetzt werden, wo keine Alternativen verfügbar sind.

Bei der erforderlichen Transformation des Energiesystems kommt dem Ausbau und der Weiterentwicklung der Netzinfrastrukturen für Strom, Erdgas und erneuerbare Gase besondere Bedeutung zu. In der Vergangenheit wurden Ausbauplanungen im Bereich der Strom- und Gasinfrastruktur von den zuständigen Netzbetreibern relativ unabhängig voneinander durchgeführt. Heute ist jedoch ein strategischer integrierter Ansatz zum Ausbau der Netzinfrastuktur erforderlich, da für den langfristigen und kontinuierlichen Erhalt der Versorgungssicherheit eine rechtzeitige und laufende Erweiterung, Umgestaltung und Modernisierung der Energieinfrastruktur von entscheidender Bedeutung sind. Durch einen integrierten Ansatz erfolgt die Weiterentwicklung der Energieinfrastruktur nicht länger auf Basis von individuellen Sektorbetrachtungen, sondern wird anhand eines gemeinsamen Versorgungsziels geplant. Diese integrierte Netzinfrastukturplanung ermöglicht einen kosteneffizienten und zielgerichteten Stromnetzausbau und unterstützt Maßnahmen zu einem geeigneten Umbau der Gasinfrastruktur. Mit diesem Ansatz soll auch eine verbesserte Koordinierung eines effizienten und bedarfsgerechten Netzausbaus mit dem Ausbau von Anlagen zur Erzeugung und Speicherung von Strom und Gas aus erneuerbaren Quellen ermöglicht werden.

Um den künftigen Anforderungen gerecht zu werden, wurde in § 94 EAG festgelegt, dass die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie einen integrierten Netzinfrastukturplan (NIP) zu erstellen hat. Dieser ist als begleitende Maßnahme nach der „Governance-Verordnung“ (EU) 2018/1999 auszurichten und einer strategischen Umweltprüfung (SUP) zu unterziehen.

Im Rahmen der SUP wird geprüft, ob und inwieweit sich die im NIP vorgesehenen Maßnahmen voraussichtlich erheblich positiv oder negativ auf einen oder mehrere Umweltbereiche auswirken können. Die Ergebnisse der strategischen Umweltprüfung werden im Umweltbericht veröffentlicht.

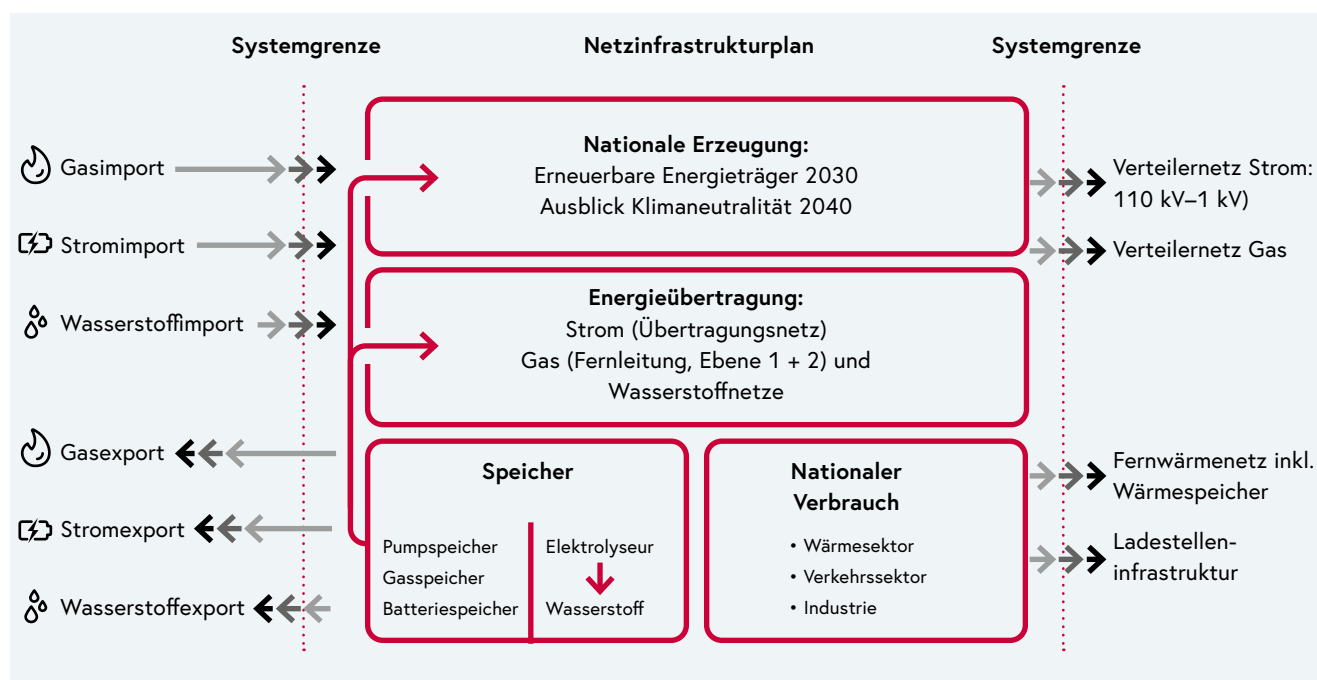
Die vorliegende Version des integrierten Netzinfrastukturplans stellt die erste Endfassung des NIP dar. Der Entwurf wurde am 7. Juli 2023 veröffentlicht, Stellungnahmen dazu konnten im Rahmen einer öffentlichen Konsultation bis zum 15. September 2023 abgegeben werden. Die Stellungnahmen wurden, sofern möglich, in der vorliegenden ersten Endfassung des NIP berücksichtigt.

## 1.2 Integrierter Netzinfrasturkturplan (NIP)

Der integrierte Netzinfrasturkturplan ist ein übergeordnetes strategisches Instrument, das die grundsätzlichen Erfordernisse und Zielrichtungen der Netzplanung im Strom- und Gasbereich für eine ganzheitliche Energiewende aufzeigt. Mit Blick auf das Gesamtenergiesystem soll der NIP – entsprechend des gesetzlichen Auftrags – die konkreten Netzplanungen von Strom-Übertragungsnetzen, Gasnetzen im Bereich der Fernleitungen und der Netzebenen 1 und 2 sowie die Planung des Aufbaus einer Wasserstoff-Infrastruktur unterstützen. Er ist den Netzplanungsaktivitäten der jeweiligen Unternehmen vorgelagert und ergänzt diese auf strategischer Ebene. Seine zusammenschauende Betrachtung trägt dazu bei, dass bei der Planung, Errichtung und dem Betrieb von Infrastruktur die spezifischen Wechselwirkungen erkannt und Synergien zwischen Energieträgern, Erzeugungs- und Verbrauchssektoren bereits in der Planungsphase von Energieinfrastrukturen genutzt werden, beispielsweise bei der Netzeinbindung von Elektrolyseprojekten.

In einem integrierten Energiesystem kommt der Sektorkopplung besondere Bedeutung zu. Dies betrifft nicht nur „klassische Anwendungen“, wie gasbefeuerte Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, sondern in zunehmendem Ausmaß auch Infrastruktur für Biomethan und erneuerbaren Wasserstoff, sowie damit verbundene Erzeugungsanlagen, wie Elektrolyseure und auch entsprechende Speichertechnologien.

Abbildung 1: Betrachtungsraum und Systemgrenzen des integrierten Netzinfrasturkturplans



Die in Abbildung 1 dargestellten Systemgrenzen zeigen, welche Inhalte im NIP berücksichtigt werden. Im Mittelpunkt steht entsprechend des gesetzlichen Auftrags der Bereich der Energie-Übertragung. Im Strombereich sind das die 380-kV- und 220-kV-Übertragungsnetze bis zu den Umspannwerken, an welche die unterlagerten Verteilernetze angeschlossen sind. Diese Verteilernetze sind nicht Teil des Betrachtungsraums im NIP. Im Bereich der Gasversorgung konzentriert sich der NIP einerseits auf das Fernleitungsnetz und die Netzebenen 1 und 2 sowie auf die künftige Netzinfrastruktur für Wasserstoff.

Die Betrachtungen basieren auf aktuellen Szenarien zur Entwicklung des nationalen Energieverbrauchs und der nationalen Erzeugung von elektrischer Energie aus erneuerbaren Energieträgern inkl. erneuerbaren Gasen. Sie werden ergänzt um Fragestellungen über den Einsatz von notwendiger thermischer Stromerzeugung, Speichertechnologien und Flexibilitätsoptionen.

Um der dynamischen Entwicklung bei der Transformation des Energiesystems entsprechend Rechnung zu tragen, ist der Netzinfrastrukturplan in dieser ersten Fassung auf einen Planungszeitraum bis 2030 ausgelegt. Da aber die Nutzung von Infrastruktur auf Jahrzehnte ausgelegt ist und die Transformation des Energiesystems jedenfalls bis 2040 andauern wird, bietet der NIP darüber hinaus einen Ausblick auf das Jahr 2040. Er wird in weiterer Folge – gemäß EAG alle fünf Jahre – entsprechend aktualisiert, weiterentwickelt und ergänzt.

### **1.3 Aufbau und Inhalte des integrierten Netzinfrastrukturplans**

Ausgangsbasis des integrierten Netzinfrastrukturplans ist eine Bestandsaufnahme der bestehenden Energieinfrastruktur sowie der aktuellen Aufbringung und des aktuellen Verbrauchs von elektrischer Energie und Gas, die in Kapitel 2 erfolgt.

In weiterer Folge werden in Kapitel 3 der angenommene zukünftige Energieverbrauch und die Aufbringung in den Jahren 2030 und 2040 dargestellt. Dies erfolgt auf Basis des vom Umweltbundesamt entwickelten Transition-Szenarios, in dem die möglichen Energiemengengerüste für das Jahr 2030 und das Jahr 2040 – in dem die Klimaneutralität erreicht werden soll – enthalten sind. Dieses Szenario wurde für den NIP ausgewählt, da die Infrastruktur mittel- und langfristig auf die Klimaneutralität, d. h. den vollständigen Ersatz fossiler Energieträger, ausgelegt werden muss.

Erzeugungseitig werden die erneuerbaren Ausbaupotenziale für Strom- bzw. Biomethan aus der Studie „Szenarien für die realisierbare erneuerbare Stromerzeugung im Jahr 2030 und 2040“ des Umweltbundesamtes herangezogen. Weiters wird für das Jahr 2030 auch ein Überblick über die derzeit geltenden Ausbauziele und -planungen der Bundesländer gegeben. Abschließend werden die aktuellen Netzinfrastrukturplanungen auf europäischer Ebene anhand des TYNDP (Ten Year Network Development Plans) und auf nationaler Ebene anhand der Netzentwicklungspläne der Austrian Power Grid AG (APG) und der Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH (VÜN) sowie anhand des

Koordinierten Netzentwicklungsplans und der langfristigen integrierten Planung der Austrian Gas Grid Management AG (AGGM) überblicksmäßig dargestellt.

Im Kapitel 4 erfolgt eine Beschreibung der Prinzipien und des wirtschaftlichen Nutzens einer künftigen integrierten Planung der Netzinfrastruktur für elektrische Energie, Methan und Wasserstoff. Hauptteil des Kapitels ist die Ableitung von Transporterfordernissen und Netznotwendigkeiten für die Jahre 2030 und 2040 auf der angepassten Grundlage, der in Kapitel 3 beschriebenen Energiemengengerüste und die ermittelten Flächenpotenziale für die erneuerbare Strom- bzw. Biomethanerzeugung. Dies erfolgt auf Basis umfassender wissenschaftlicher modellgestützter Methoden, die im Rahmen einer Forschungsk Kooperation für den NIP entwickelt wurden. Die Planungen der APG und AGGM (Stand September 2023) fließen in die im NIP dargestellte Netzinfrastruktur ein.

Eine Ergebnisdarstellung und –diskussion erfolgt im Kapitel 5. Es werden die Erkenntnisse und Berechnungsgrundlagen des NIP mit den Planungen der APG und AGGM sowie mit den Ergebnissen der Studien „Rolle der Gasinfrastruktur in einem klimaneutralen Österreich 2040“ und „Energieinfrastruktur 2040 – Szenarien und Ausbaupläne für ein nachhaltiges Wirtschaftssystem in Österreich“ verglichen und diskutiert.

Mit dem Exkurs zum Einsatz von Erdkabeln im Stromübertragungsnetz als mögliche Technologievariante werden technologische Entwicklungen und neue Erkenntnisse zu Erdkabeln im Bereich der Übertragungsnetzebene ausgeführt. Im zusätzlichen Exkurs zu Windkraftherzeugung im Jahr 2030 werden die EAG-Ziele, bzw. die im § 4a UVP-G referenzierten Ziele, für den Windkraftausbau auf die Bundesländer heruntergebrochen.

# 2 Bestandsaufnahme der Energieinfrastruktur – die Grundlage unserer Energieversorgung

## 2.1 Nationaler Energieverbrauch

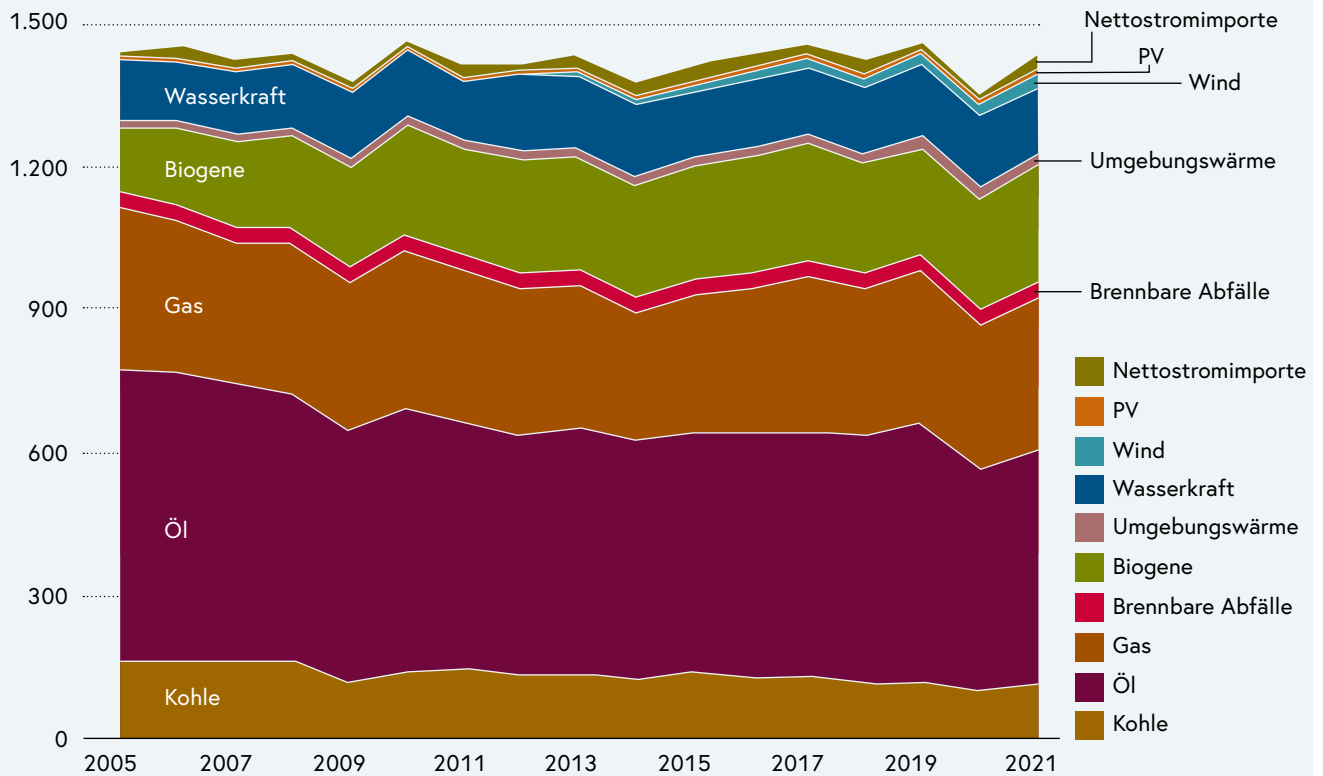
Der österreichische Bruttoinlandsverbrauch (BIV) an Energie, welcher den gesamten Energiebedarf Österreichs darstellt, hat sich zwischen 2005 und 2021, trotz Bevölkerungs- und Wirtschaftswachstum stabilisiert. Signifikante Rückgänge waren jeweils 2009, verursacht durch die Finanzkrise, und 2020, durch die COVID-19 Pandemie zu beobachten (Abbildung 2). 2021 erhöhte sich der BIV wieder gegenüber 2020. Ausschlaggebend hierfür waren neben dem Konjunkturaufschwung und geringeren Effekten aus den Notfallmaßnahmen zur Eindämmung der Corona-Krise auch die kälteren Witterungsverhältnisse, die einen Anstieg des Raumwärmebedarfs im Vergleich zum Vorjahr zur Folge hatten. Der Anteil fossiler Energieträger dominiert nach wie vor, zeigt jedoch seit 2005 aufgrund der zunehmenden Nutzung erneuerbarer Energieträger einen abnehmenden Trend. Um die Klimaneutralität bis 2040 zu erreichen, muss die Energieversorgung de facto auf 100% erneuerbare Energieträger umgestellt werden.

Im Fokus des integrierten österreichischen Netzinfrastukturplans stehen gemäß EAG, § 94, Abs. 3 die leitungsgebundenen Energieträger Strom und Gas. In diesem Kapitel wird in Folge auf die bestehende Verbrauchs- und Erzeugungsstruktur sowie die bestehende Infrastruktur zum Transport dieser Energieträger näher eingegangen.

## Bruttoinlandsverbrauch nach Energieträgern 2005–2021

Quelle: BMK, 2022

in Petajoule



### Wachstum und Rückgang der Energieträger

|                   | p.a. 2005–2021 | 2020–2021 |
|-------------------|----------------|-----------|
| PV                | +35,8%         | +37,5%    |
| Wind              | +10,7%         | -0,8%     |
| Nettostromimporte | +6,8%          | +243,5%   |
| Umgebungswärme    | +8,1%          | +5,5%     |
| Brennbare Abfälle | +3,2%          | -0,9%     |
| Biogene Energien  | +3,0%          | +6,7%     |
| Wasserkraft       | +0,3%          | -7,7%     |
| Gas               | -0,3%          | +6,2%     |
| Öl                | -1,3%          | +6,8%     |
| Kohle             | -2,7%          | +3,8%     |

**-0,1% p.a.**  
Bruttoinlandsverbrauch 2005–2021

Abbildung 2:  
Bruttoinlandsverbrauch  
Österreich 2005–2021 nach  
Energieträgern

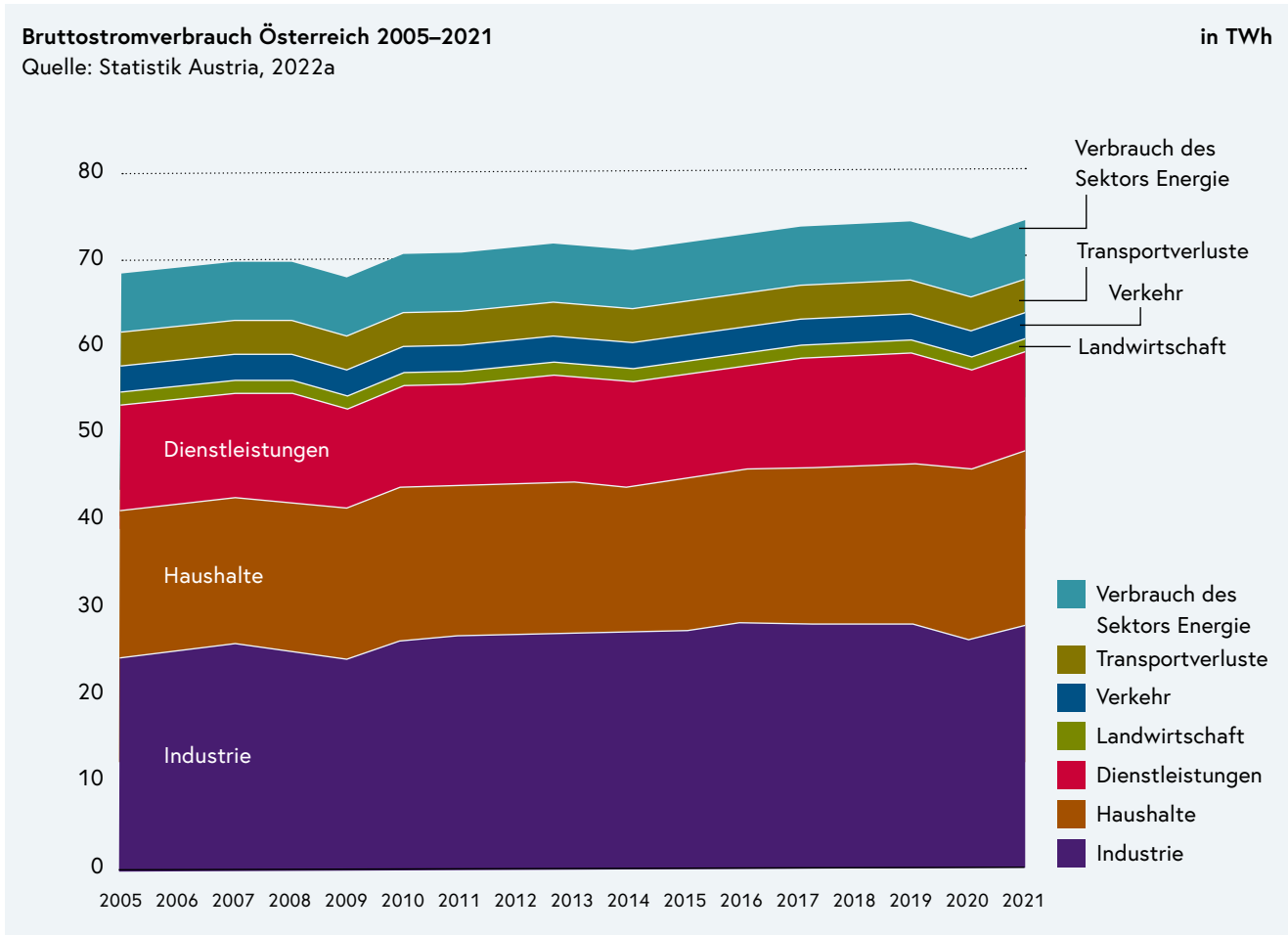


Abbildung 3:  
 Entwicklung des österreichischen Bruttostromverbrauchs 2005–2021

## 2.2 Strom

### 2.2.1 Stromverbrauch

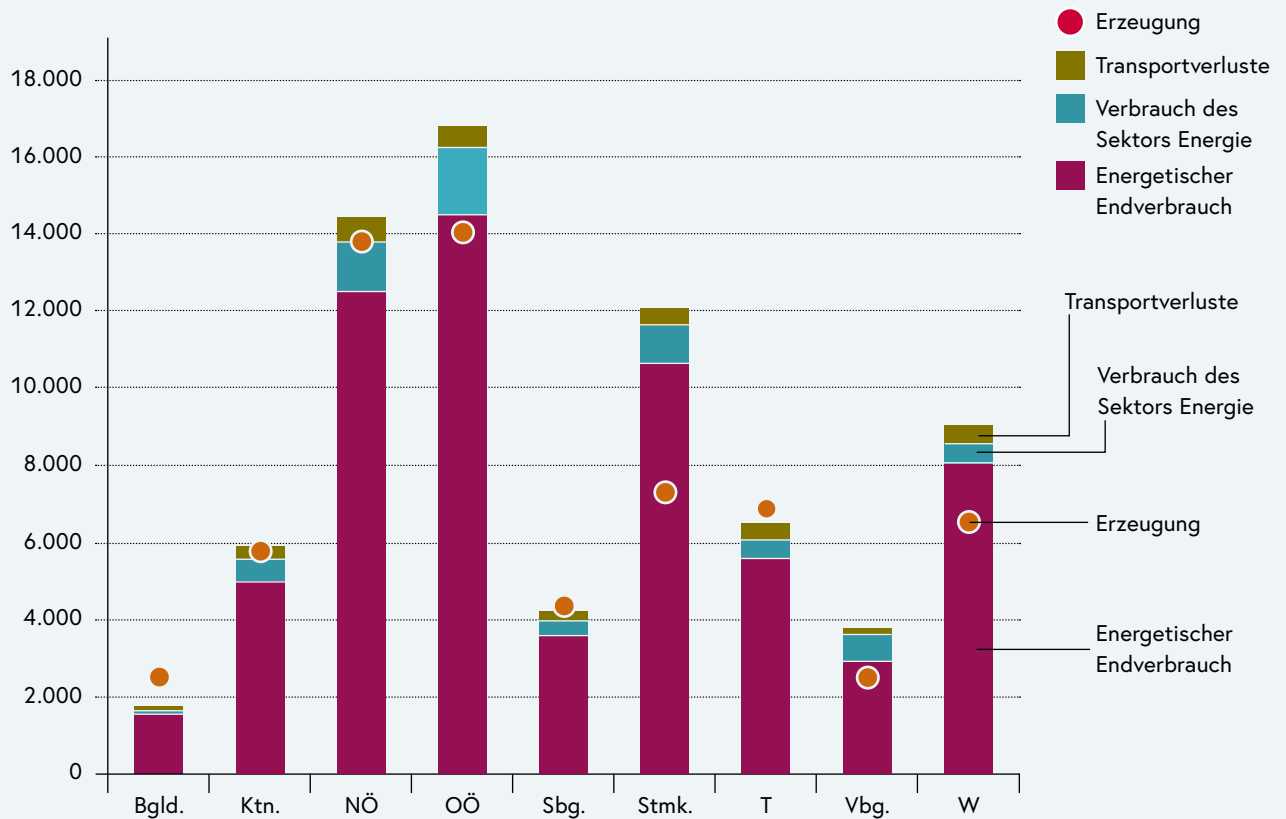
Der Bruttostromverbrauch in Österreich unterliegt seit 2005 einem wachsenden Trend (Abbildung 3). Ausschlaggebend war hierbei die fast kontinuierliche Zunahme des Endenergieverbrauchs (EEV) von elektrischer Energie in den Verbrauchssektoren Industrie, Haushalte, Dienstleistungen, Landwirtschaft und Verkehr. Zwar kam es besonders 2009 und 2020 krisenbedingt zu kurzzeitigen Rückgängen des Bruttostromverbrauchs, danach nahm dieser jedoch wieder rasch zu. 2021 erreichte der österreichische Bruttostromverbrauch seinen historischen Höchststand von rund 74,5 TWh. Knapp 90% davon konnten durch die inländische Erzeugung gedeckt werden. Die restlichen 10% (bzw. 7,5 TWh) an elektrischer Energie wurden importiert. Bis 2030 soll der Anteil heimischer erneuerbarer Energiequellen am gesamten Stromverbrauch gemäß EAG 2021 auf 100% (national bilanziell) erhöht werden.



### Bruttostromverbrauch und Stromerzeugung je Bundesland 2021

Quelle: Statistik Austria, 2022a

in GWh



Das größte Wachstum hatte der Endenergieverbrauch von elektrischer Energie in den Sektoren Haushalte und Industrie. Die stärksten Treiber waren hierbei einerseits das Wirtschaftswachstum und andererseits das Bevölkerungswachstum. Zwischen 2005 und 2021 stieg die gesamte nachgefragte Wohnfläche in Österreich um mehr als 20% an. Diese Treiber überlagern sich weiters mit Elektrifizierungstrends in den verschiedenen Sektoren, wodurch sich der Stromverbrauch ebenso erhöhte. Maßgebliche Anteile am österreichischen Bruttostromverbrauch im Jahr 2021 hatten die energetischen Endverbräuche von elektrischer Energie im Industriesektor mit rund 27,7 TWh und im Haushaltssektor mit rund 20,3 TWh. Knapp 11,9 TWh waren dem Dienstleistungssektor zuzurechnen, auf Landwirtschaft und Verkehr entfielen rund 4,6 TWh.

Die Bundesländer unterscheiden sich auf Grund ihrer unterschiedlichen Größen, Bevölkerungsanzahlen und Wirtschaftsstrukturen signifikant im Hinblick auf ihren Bruttostromverbrauch. Abbildung 4 veranschaulicht den Bruttostromverbrauch im Jahr 2021 für jedes der Bundesländer. Zusätzlich ist die jeweilige jährliche Stromerzeugungsmenge dargestellt.

Abbildung 4:  
Bruttostromverbrauch je  
Bundesland 2021

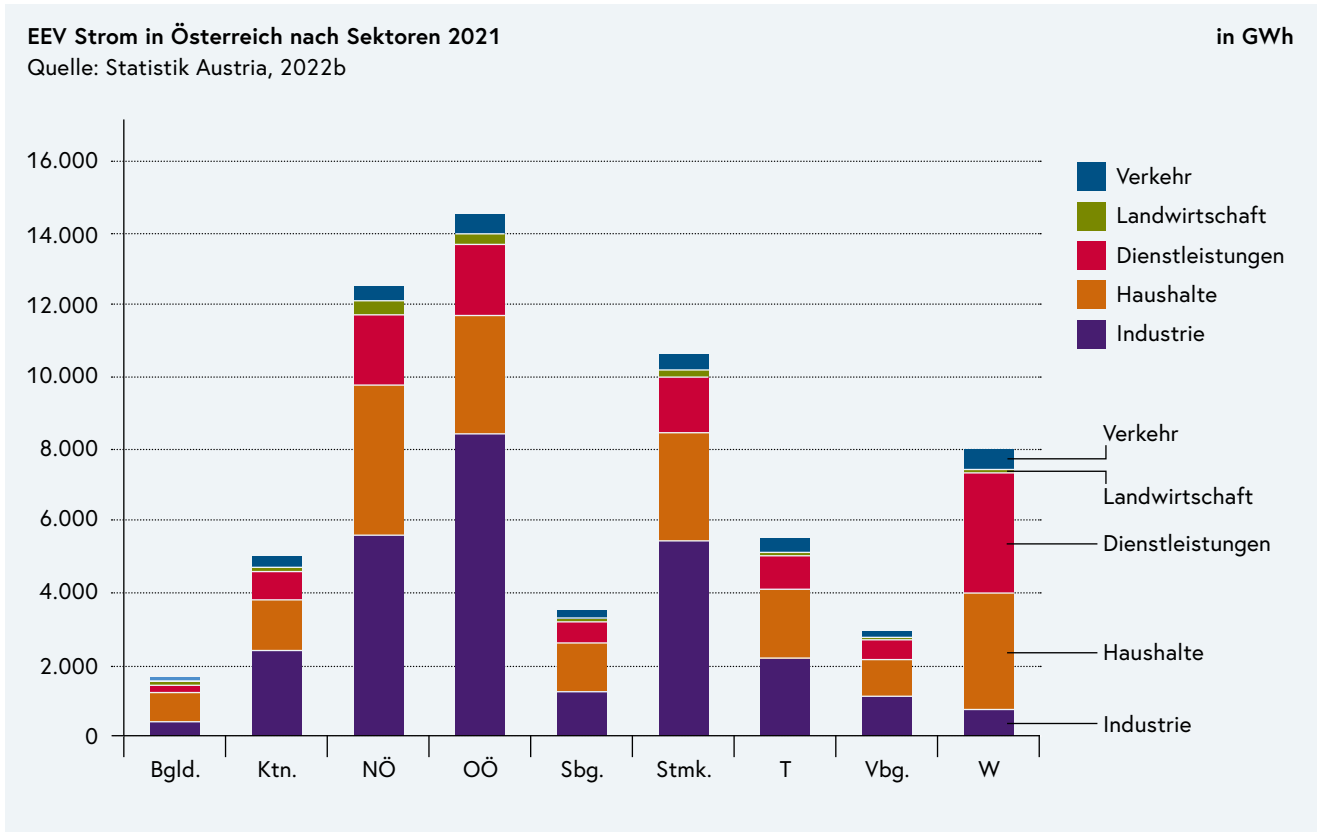


Abbildung 5:  
 Energetischer Endverbrauch  
 Strom 2021 nach Sektoren je  
 Bundesland

Der Blick auf die Bundesländer zeigt dazu stark unterschiedliche Verhältnisse: Während in Salzburg, Kärnten und Tirol der jährlich bilanzielle Bruttostromverbrauch und die Erzeugung im Jahr 2021 relativ ausgeglichen waren, hatten die anderen Bundesländer einen Importbedarf. Davon ausgenommen war das Burgenland, in dem die jährliche Erzeugung den jährlichen Verbrauch um mehr als 40% überstieg. Um die nationalen Energie- und Klimaziele bis 2030 und 2040 zu erreichen, müssen in Zukunft weitere Bundesländer ihre erneuerbare Stromerzeugungsinfrastruktur über den eigenen Stromverbrauch hinweg weiter ausbauen.

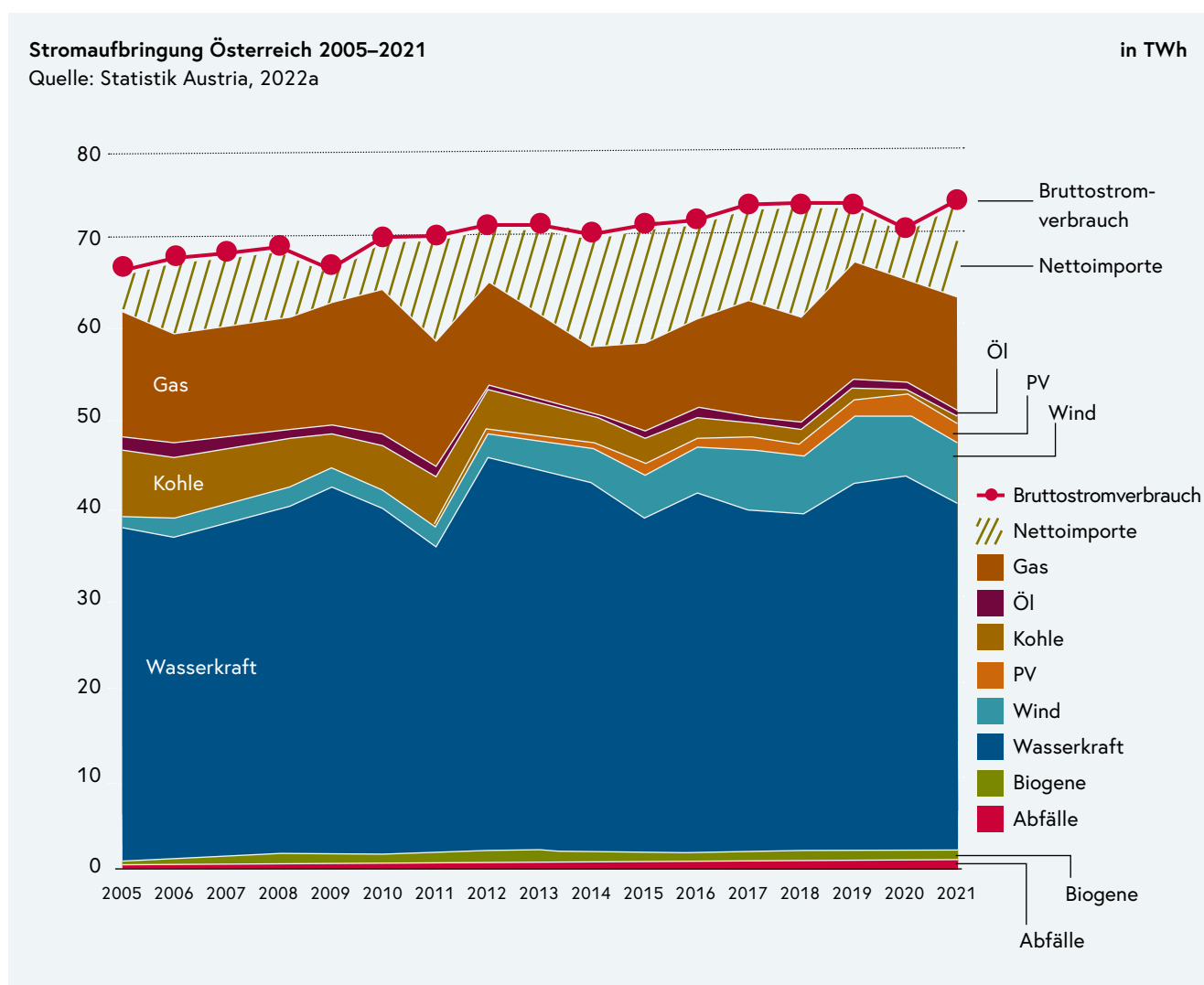
Der energetische Endverbrauch von elektrischer Energie für Österreich belief sich 2021 insgesamt auf knapp 64,5 TWh; in Abbildung 5 ist dieser nach Sektoren auf die Bundesländer aufgeteilt dargestellt.

Der Blick auf die Bundesländer zeigt, dass in Wien – im Vergleich zu den anderen Bundesländern – ein relativ hoher Anteil des energetischen Endverbrauchs auf den Dienstleistungssektor zurückzuführen ist. Der größte energetische Endverbrauch ist in den Bundesländern mit der stärksten industriellen Aktivität zu sehen: Oberösterreich, Niederösterreich und Steiermark.

## 2.2.2 Stromerzeugung

Die erneuerbare Stromerzeugung in Österreich nimmt seit 2005 annähernd kontinuierlich zu. Die stärksten Zuwächse verzeichnete die Stromerzeugung aus Windkraft und Photovoltaik. Den deutlichsten Rückgang zeigte die Kohleverstromung, die mit der Stilllegung des letzten österreichischen Kohlekraftwerks – der Steinkohle-KWK-Anlage in Mellach – im Jahr 2020 im Bereich der öffentlichen Stromversorgung beendet wurde. Die verbleibende Stromerzeugung aus Kohle über 2020 hinaus ist auf unternehmens-eigene Anlagen zurückzuführen, welche jedoch hauptsächlich der Eigenversorgung der Industrie dient und nicht ins öffentliche Netz eingespeist wird. Die Stromerzeugung aus Gaskraftwerken unterlag seit 2011 deutlichen Schwankungen, hierbei spielten neben den Erdgaspreisen und den Großhandelspreisen für Strom auch die Importmöglichkeiten an elektrischer Energie eine wesentliche Rolle (Abbildung 6).

Abbildung 6: Entwicklung der österreichischen Stromaufbringung 2005–2021



## Stromerzeugung Österreich 2021

Quelle: Statistik Austria, 2022a

in GWh

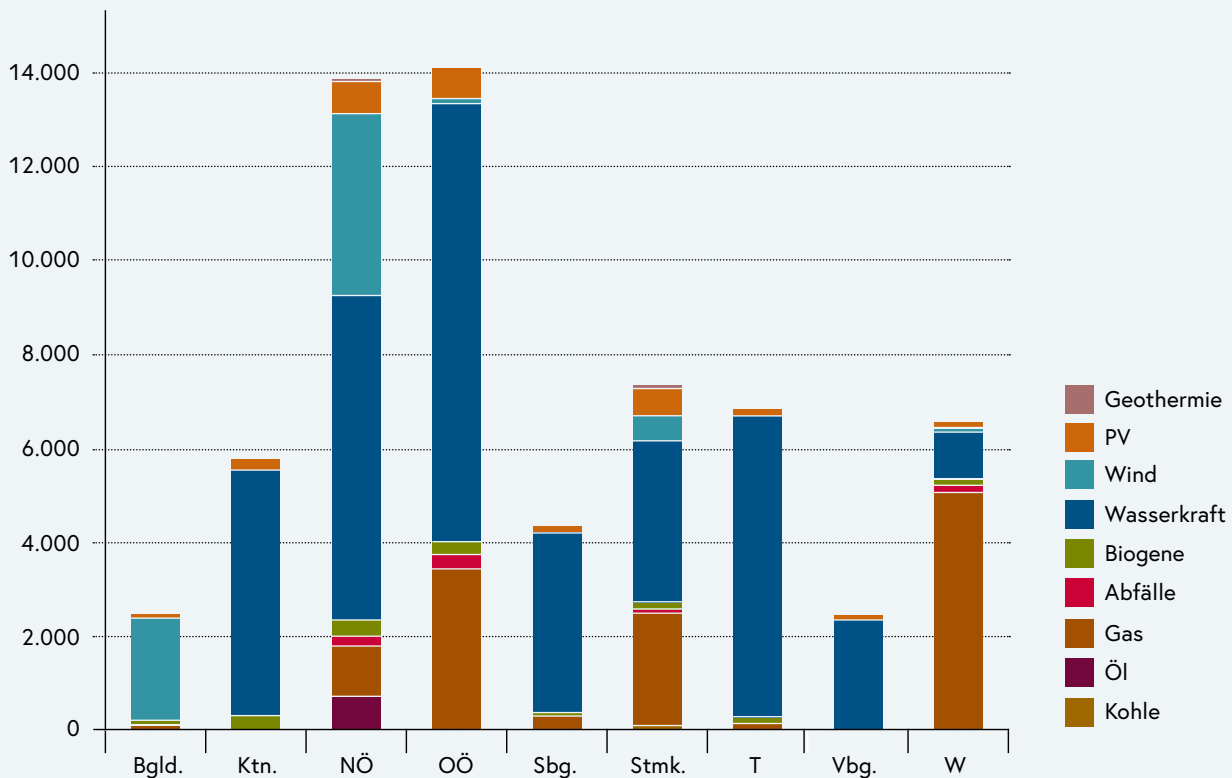


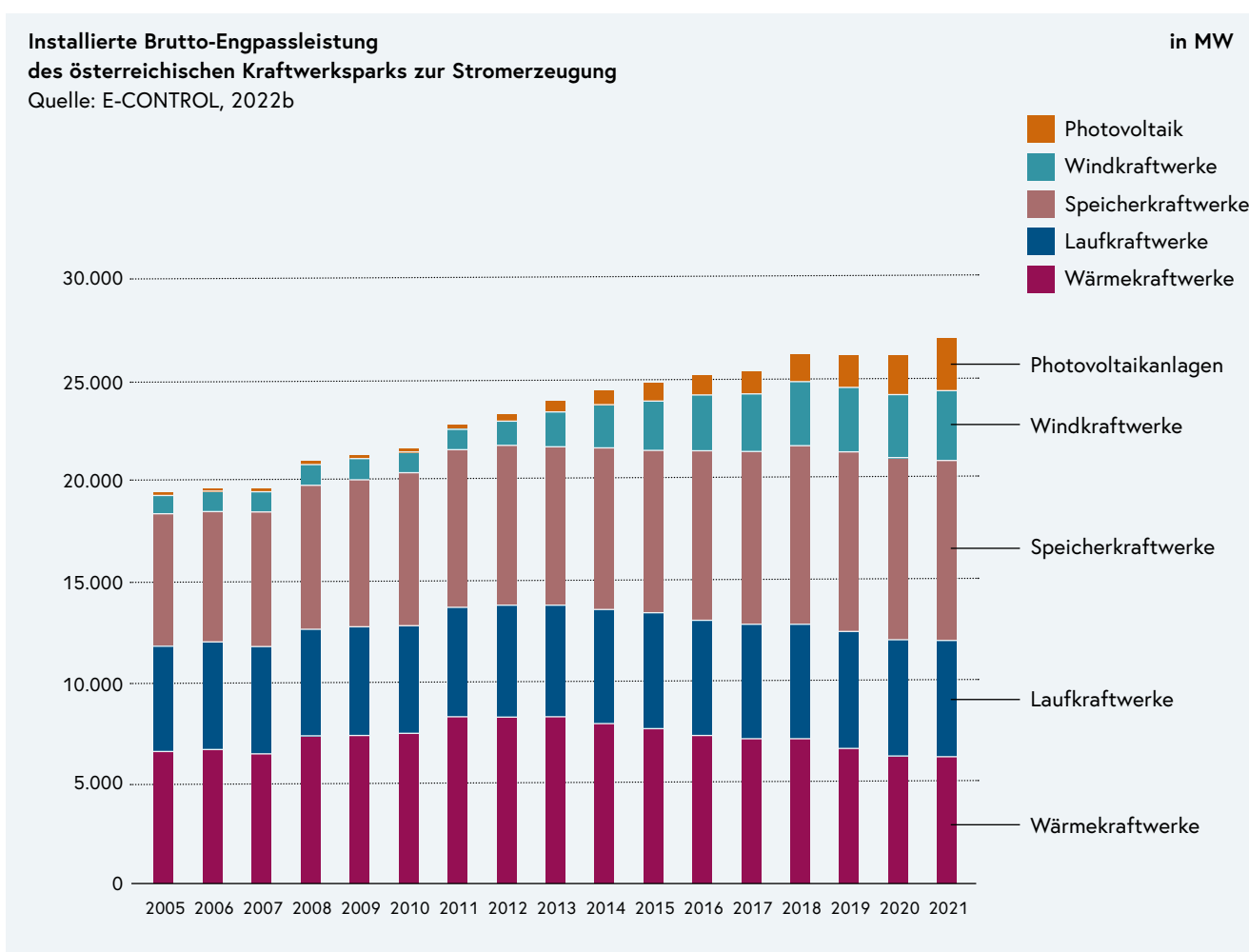
Abbildung 7:  
Stromerzeugung 2021 je  
Bundesland

Das Stromaufkommen in Österreich ist stark durch die Erneuerbaren geprägt. Im Jahr 2021 betrug der Anteil der anrechenbaren erneuerbaren Stromerzeugung am nationalen Stromverbrauch (berechnet gemäß EU-Richtlinie 2009/28/EG) rund 76%. Bei dieser Berechnungsmethodik werden für Windenergie und Wasserkraft Mittelwerte für die Volllaststunden über mehrere Jahre hinterlegt, um witterungsbedingte jährliche Erzeugungsschwankungen zu glätten. Daraus können sich Unterschiede zu anderen Statistiken ergeben, wenn diese z. B. die tatsächliche (nicht gemittelte) Erzeugung angeben. Die Wasserkraft dominiert traditionell die österreichische Stromerzeugung. Sie erzeugte im Jahr 2021 tatsächlich 38,8 TWh. Windkraft und PV trugen mit rund 9,6 TWh zur Erzeugung bei. Bei den dargestellten Erzeugungsmengen an Wasserkraft wird auf die aktuellste Energiebilanz der Statistik Austria zurückgegriffen. Aufgrund der zugrundeliegenden Berechnungsmethodik der Statistik Austria wird nur jene Stromerzeugung aus Wasserkraft berücksichtigt, welche aus dem natürlichen Wasserdargebot (natürlicher Zufluss) gewonnen werden kann. Die Stromerzeugung aus dem gepumpten Zufluss von Pumpspeichern ist in diesen Erzeugungsmengen nicht enthalten. Dadurch können sich Unterschiede zu anderen Statistiken, wie beispielsweise der Elektrizitätsstatistik der E-Control, ergeben.

Während die Wasserkraft im Großteil der Bundesländer – ausgenommen Burgenland und Wien – einen großen Anteil der Stromerzeugung ausmachte (Abbildung 7), ist die Stromerzeugung aus Windkraftanlagen hauptsächlich im Burgenland und in Niederösterreich sowie in geringerem Ausmaß in der Steiermark verortet. Die fossile Stromerzeugung (inkl. Abfall) hatte 2021 einen Anteil von 21% an der nationalen Erzeugung. Der Anteil von Erdgas an der Bruttostromerzeugung betrug 2021 15,9%.

Betrachtet man die gesamte installierte Brutto-Engpassleistung zur Stromerzeugung in Österreich (Abbildung 8), so verdeutlicht sich die oben angeführte Rolle der Wasserkraft. Von der gesamten installierten Brutto-Engpassleistung in ganz Österreich im Jahr 2021 waren ca. 5,8 GW Laufkraftwerke sowie rund 8,9 GW Speicherkraftwerke. Einen wesentlichen Anteil an der Brutto-Engpassleistung hatten dabei auch Wind- und Solarkraftwerke. Diese erreichten 2021 gemeinsam eine installierte Brutto-Engpassleistung von rund 6 GW. Die installierten Kraftwerksleistungen von Wärmekraftwerken beliefen sich auf circa 6,3 GW.

Abbildung 8:  
Installierte Brutto-Engpassleistung Stromerzeugung in Österreich



Stellt man die jeweiligen Monatssummen von Stromverbrauch und Stromerzeugung aus Wasserkraft, Windkraft, PV und Biomasse im öffentlichen Netz gegenüber, so zeigt sich, dass im Mai 2021 die gesamte Last monatlich bilanziell durch die nationale erneuerbare Erzeugung gedeckt werden konnte (Abbildung 9)<sup>1</sup>. Während in den Sommermonaten im Jahr 2021 der Deckungsgrad sehr hoch war, sank dieser signifikant in den Herbst- und Wintermonaten. Ausschlaggebend dafür war die im Vergleich zum Sommer deutlich verminderte Erzeugung aus Wasserkraft (exkl. Pumpspeicher). Die Stromerzeugung aus Windkraft war über das Jahr hinweg deutlich stabiler, allerdings unterliegt diese ebenfalls saisonalen und jährlichen Schwankungen. Diese weist eine höhere Erzeugung in den Wintermonaten auf und stellt daher eine gute Ergänzung zu der Erzeugung aus PV-Anlagen und Wasserkraft dar. Die PV-Erzeugung unterliegt deutlichen saisonalen Schwankungen, wobei die Erzeugung in den Sommermonaten jene in den Wintermonaten deutlich übersteigt. In Abbildung 9 hat die PV aber aufgrund der damals noch geringeren Erzeugungsmengen deutlich weniger Einfluss auf die Lastdeckung der jeweiligen Monate, weshalb auch die saisonalen Schwankungen kaum in Erscheinung treten.

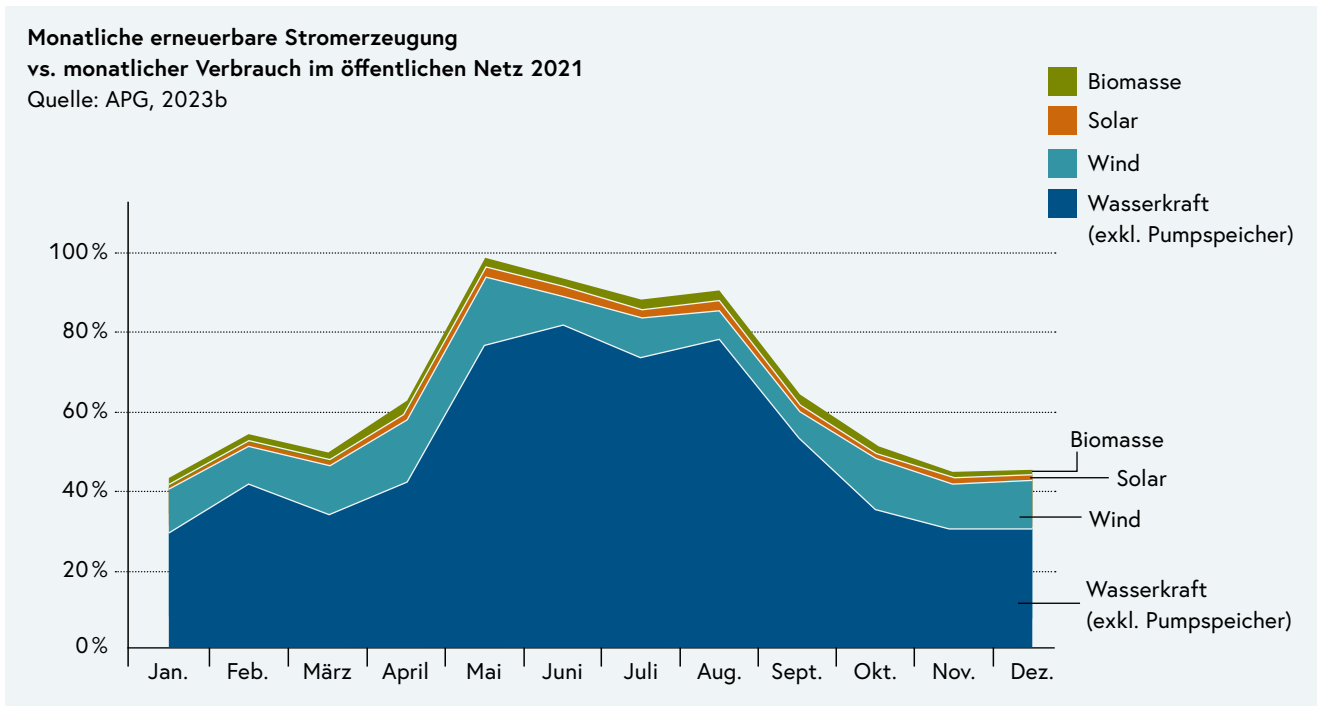


Abbildung 9:  
Lastdeckung Strom durch  
erneuerbare Energien 2021  
auf Monatsbasis

1 Die Daten zur Erzeugung inkludieren nur die Werte, welche in das öffentliche Netz der österreichischen Regelzone eingespeist worden sind. Vor allem bei Photovoltaik (PV) unterscheidet sich dieser Wert daher von der gesamten PV-Erzeugung, welche zu einem Großteil hinter dem Zähler des Netzbetreibers bereits verbrauchsmindernd genutzt und deshalb nur zum Teil ins öffentliche Netz eingespeist wird. Auch der monatliche Verbrauch berücksichtigt nur den Verbrauch im öffentlichen Netz, und beinhaltet somit weder den Eigenverbrauch von unternehmenseigenen Anlagen noch den Eigenverbrauch von Haushalten oder den Verbrauch des Sektors Energie.

Im Sommer 2023 konnte u. a. aufgrund des massiven PV-Ausbaus der letzten Jahre nahezu die gesamte Last im öffentlichen Netz durch nationale erneuerbare Stromerzeugung gedeckt werden. Im Herbst-Winter 2023 wurde über 70% der Last im öffentlichen Stromnetz vor allem durch Wasser- und Windkraft gedeckt.

Die in diesem Kapitel dargestellten jährlich bilanziellen Betrachtungen der elektrischen Erzeugungs- und Verbrauchsmengen zeigen den Status Quo als Vergleich für die berücksichtigten Zukunftsszenarien (siehe Kapitel 3.1), welche ebenfalls Strommengen ausweisen. Für Netzplanungen sind – neben diesen bilanzellen Betrachtungen – die Erzeugungs- und Verbrauchsspitzen bzw. Leistungsbetrachtungen maßgeblich, welche in Kapitel 4 genauer betrachtet werden.

### 2.2.3 Strominfrastruktur

Die österreichische Stromnetz-Infrastruktur wird gemäß § 63 ElWOG in sieben verschiedene Netzebenen unterteilt (Tabelle 1). Der Betrachtungsraum des integrierten Netzinfrastukturplans ist im Sinne des § 94 Abs. 3 EAG das Übertragungsnetz, das die Netzebenen 1 (Höchstspannung 380 kV und 220 kV; einschließlich 380/220-kV-Umspannung) und Netzebene 2 (Umspannung von Höchst- zu Hochspannung) umfasst und dem überregionalen Transport von elektrischer Energie dient. Die dem Übertragungsnetz nachgelagerten Verteilernetze umfassen die restlichen Netzebenen 3 bis 7. Diese bilden die Niederspannungs-, Mittelspannungs- und 110-kV-Hochspannungsnetze. Große einspeisende Anlagen (z. B. Pumpspeicherkraftwerke, große Wasserkraftwerke) sind zum Teil in das Übertragungsnetz eingebunden. Die Versorgung großer Verbrauchern sowie die Energieableitung mittelgroßer Kraftwerke erfolgt über die 110-kV-Hochspannungsnetze. Mittelgroße Verbraucher:innen sowie kleinere Kraftwerke befinden sich an den Mittelspannungsnetzen. Die Niederspannungsnetze dienen in erster Linie der Versorgung von Haushalts- und kleineren Gewerbekundinnen und -kunden, in steigendem Ausmaß speisen aber auch kleine Erzeugungsanlagen (wie z. B. PV-Anlagen) in diese Netze ein.

Tabelle 1: Netzebenen im Stromsystem und Nennspannung; Quelle: ElWOG, 2010

| Netzebene | Nennspannung   |
|-----------|--|
| 1         | Höchstspannung (380 kV und 220 kV; einschließlich 380/220-kV-Umspannung)   |
| 2         | Umspannung von Höchst- zu Hochspannung   |
| 3         | Hochspannung (110 kV; einschließlich Anlagen mit einer Betriebsspannung zwischen mehr als 36 kV und 220 kV)            |
| 4         | Umspannung von Hoch- zu Mittelspannung   |
| 5         | Mittelspannung (mit einer Betriebsspannung zwischen mehr als 1 kV bis einschließlich 36 kV sowie Zwischenumspannungen) |
| 6         | Umspannung von Mittel- zu Niederspannung   |
| 7         | Niederspannung (1 kV und darunter)   |

Die Austrian Power Grid (APG) ist als nationaler Regelzonenführer für die Betriebsführung des Übertragungsnetzes zuständig. Das österreichische Übertragungsnetz hatte 2021 eine Trassenlänge von rund 3.400 km und eine Systemlänge von knapp 6.800 km sowie 65 Umspannwerke (E-Control, 2022a). Es wird von der Austrian Power Grid und der Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH (VÜN) betrieben. Bestehende 380-kV-Leitungen verbinden derzeit Ost- und Zentralösterreich zwischen den Umspannwerken Wien Südost – Bisamberg – Sankt Peter sowie Ost- und Südösterreich zwischen Wien Südost und Obersielach (Abbildung 10). Weitere 380-kV-Verbindungen bestehen zwischen Lienz und den Umspannwerken in Zell am Ziller sowie dem Umspannwerk Tauern. Die geplante Lückenschließung zwischen dem Umspannwerk Tauern und dem Umspannwerk Sankt Peter soll innerhalb des Projekts „380-kV-Salzburgleitung“ erfolgen. Dieser Leitungsabschnitt befindet sich in Bau und dient dem Ziel, einen 380-kV-Leitungs-Ring in Österreich zu errichten. Der Lückenschluss der 380-kV-Verbindung zwischen Obersielach und Lienz ist laut APG (2023) für das Jahr 2032/33 geplant.



Abbildung 10:  
 Österreichisches Strom-  
 übertragungsnetz, Bild: APG,  
 2023a

Das nationale Übertragungsnetz hat unter anderem eine hohe Bedeutung für den Export und Import elektrischer Energie und die Verbindung großer Kraftwerke mit Pumpspeicherkraftwerken und Verbrauchsschwerpunkten. Während im Westen und Süden des Landes aufgrund der Topographie die größten Pumpspeicherkraftwerke zu finden sind, konzentriert sich die installierte Laufwasserkraftwerksleistung hauptsächlich entlang der Donau und die installierte Windleistung vor allem auf den Nord-Osten Österreichs. Gebiete, in denen derzeit das Übertragungsnetz nur aus 220-kV-Leitungen



besteht, erstrecken sich vorrangig über den österreichischen Zentralraum und den mittleren Teil Tirols im Bereich des Innsbrucker Raums.

Österreich ist Teil des kontinentaleuropäischen Synchronnetzes und damit im Verbundnetz mit seinen Nachbarländern. Wie in Abbildung 6 dargestellt, war Österreich 2021 Nettostromimporteure und steht in engem Austausch mit seinen angrenzenden Nachbarländern. Einzig mit der Slowakei besteht derzeit keine Netzverbindung und damit auch keine direkte Möglichkeit elektrische Energie auszutauschen. Die stärksten Austauschkapazitäten bestehen zwischen Österreich und Deutschland mit 4.900 MW in beide Richtungen (Abbildung 11). Ebenfalls große Kapazitäten sind zwischen Österreich und Tschechien, Ungarn, Slowenien sowie der Schweiz (800-1.200 MW) gegeben. Merklich geringere Kapazitäten stehen an der Grenze zu Italien zur Verfügung. Hier stehen Importkapazitäten von 190 MW den Exportkapazitäten von 380 MW gegenüber. In Zukunft ist, laut ENTSO-E, ein Ausbau der gesamten grenzüberschreitenden Übertragungsnetzinfrastruktur geplant, siehe Kapitel 3.3.1.

Insgesamt importierte Österreich im Jahr 2021 rund 26,4 TWh an Strom und exportierte 18,9 TWh. Damit ist Österreich aufgrund seiner Lage in Zentraleuropa auch ein wichtiges Transitland für elektrische Energie. Betrachtet man in Folge die nationalen physikalischen Stromimporte genauer, so zeigt sich, dass mit rund 13 TWh im Jahr 2021 aus Deutschland am meisten Strom importiert wurde. Aus bzw. über Tschechien kamen mit 11 TWh die zweithöchsten physikalischen Stromimporte. Neben seiner Rolle als wichtigstes Importland ist Deutschland auch gleichzeitig das wichtigste Exportland für Österreich. Rund 6,1 TWh wurden 2021 nach Deutschland exportiert. Weitere wichtige Exportländer waren die Schweiz, Slowenien und Ungarn. Im Gegensatz zu den hohen physikalischen Importmengen aus Tschechien exportierte Österreich nur sehr geringe Mengen dorthin (Abbildung 12).

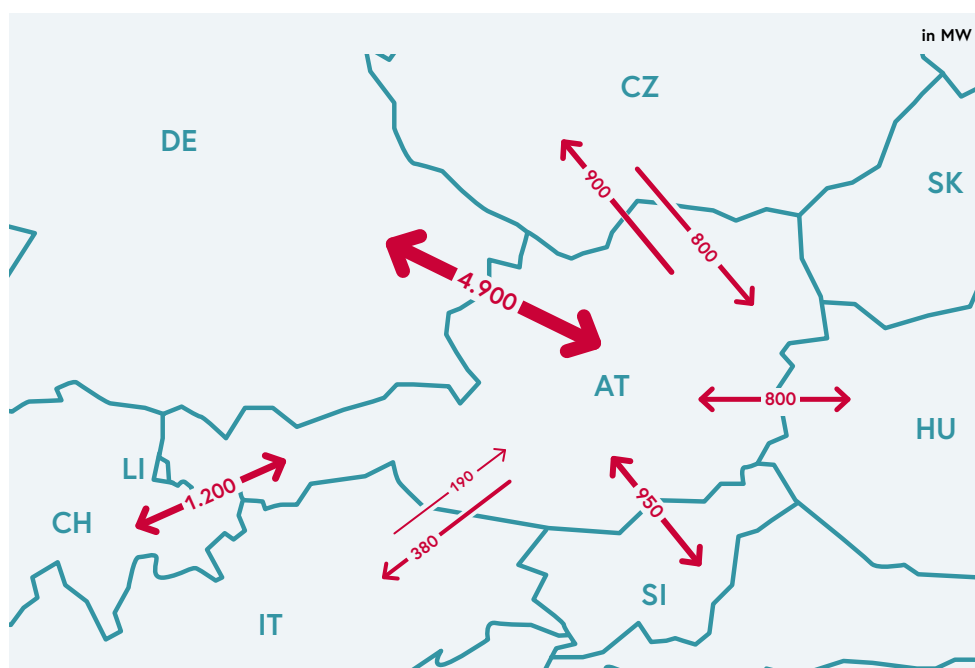
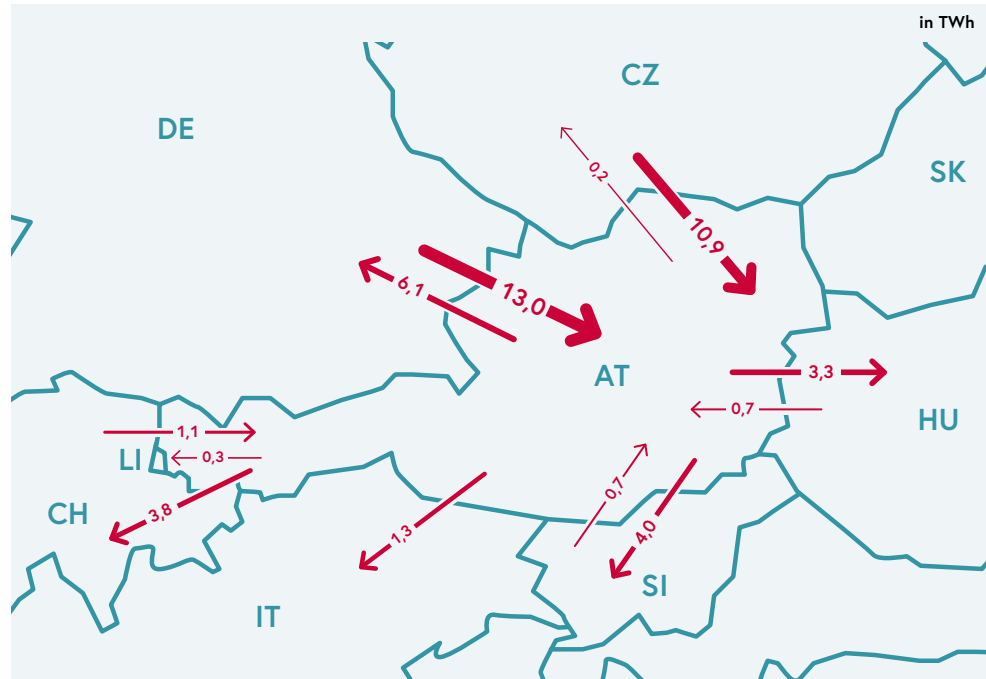


Abbildung 11: Österreichische Strom Austauschkapazitäten mit Nachbarländern 2020, in MW; Quelle: ENTSO-E, 2023

Abbildung 12:  
Austausch Strom zwischen  
Österreich und Nachbar-  
ländern 2021,  
Quelle: E-CONTROL, 2023



## 2.3 Gas

### 2.3.1 Gasverbrauch

Der österreichische Bruttoinlandsverbrauch an Gas betrug vor 2022 rund 90 TWh (Abbildung 13). Im Jahr 2022 war der Bruttoinlandsverbrauch geringer und lag bei 85 TWh. Die Inlandsproduktion nahm in den letzten Jahren ab und betrug 2021 knapp 7 TWh (Abbildung 16). Zudem verfügt Österreich über zahlreiche Erdgasspeicher, in denen mehr als ein Jahresverbrauch gespeichert werden kann. Zu Beginn der Heizsaison 2020/2021 lag der Füllstand der österreichischen Gasspeicher bei ca. 90%. Mit dem Beginn des russischen Angriffskriegs in der Ukraine im Februar 2022 und den damit verbundenen massiven Preissteigerungen für Erdgas wurde deutlich, welche Nachteile die hohe Importabhängigkeit bei Gas im Allgemeinen und die von Russland im Besonderen für die Versorgungssicherheit und den Wirtschaftsstandort hat. Im Zusammenhang mit dem EU-Ziel zur Einstellung von Erdgasimporten aus Russland bis 2027 besteht für Österreich entsprechend Bedarf zur Diversifizierung der Erdgasimporte. Darüber hinaus sind die Reduktion des Gasverbrauchs und die Substitution von Erdgas durch erneuerbare Energieträger erforderlich, um die Klimaziele zu erreichen.

Historisch gesehen war der Gasverbrauch in Österreich zwischen 2005 und 2021 trotz zunehmender Wirtschaftsleistung relativ stabil, auffällig ist jedoch der deutliche Rückgang des Gaseinsatzes in Kraftwerken (Umwandlungseinsatz) zwischen 2010 und 2014 (siehe dazu auch Abbildung 6). Als Folge hoher Erdgaspreise und niedriger Strommarktpreise zwischen 2010 und 2014 wurde in Österreich die Stromerzeugung aus Gaskraftwerken merklich reduziert, was durch deutlich höhere Stromimporte ausgeglichen wurde. Ereignisse wie die COVID-19-Pandemie und die Finanzkrise führten zu

geringen lokalen Einbrüchen des Endenergieverbrauchs im Industriesektor, der Bruttoinlandsverbrauch erreichte nach diesen Krisen jedoch schnell wieder das Vorkrisenniveau bzw. übertraf dieses.

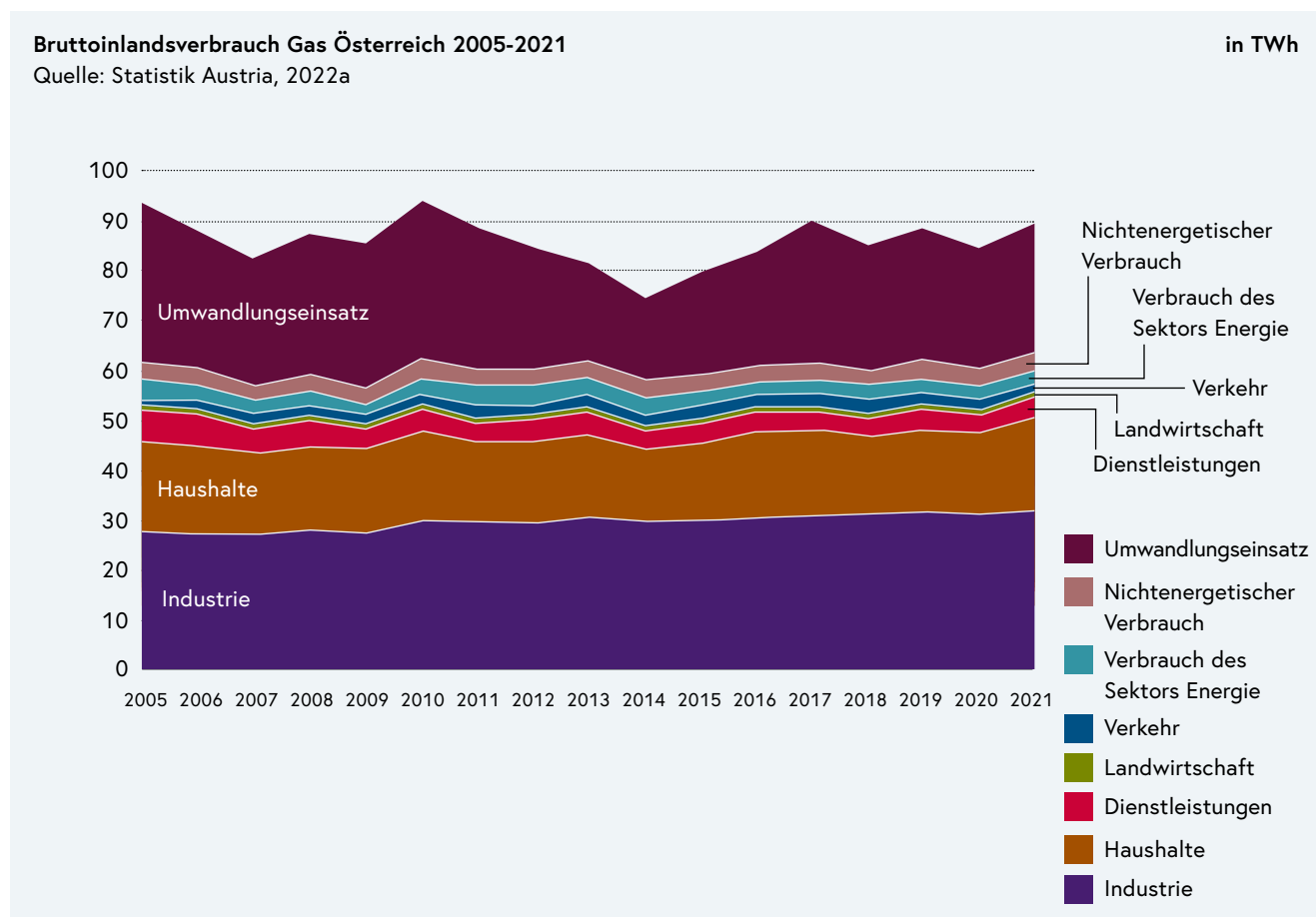


Abbildung 14 zeigt den Bruttoinlandsverbrauch von Gas aller Bundesländer im Jahr 2021. Der höchste Endenergieverbrauch an Gas in den Bundesländern ist in Niederösterreich, Oberösterreich und der Steiermark zu finden. In diesen Bundesländern spielt der Verbrauch der Industrie eine große Rolle. Besonders in Oberösterreich spiegelt sich dies auch im nichtenergetischen Verbrauch an Gas wider. In diesem Sektor wird Erdgas nicht nur energetisch genutzt, sondern auch als Ausgangsstoff von beispielsweise chemischen Produkten wie Dünger verwendet. Der Umwandlungseinsatz von Gas beschreibt den Gaseinsatz zur Bereitstellung von Strom und Wärme in Kraftwerken, Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen) und Heizwerken. Dieser lag 2021 bei circa 26 TWh. Transportverluste im Gasnetz nahmen einen sehr geringen Teil des Bruttoinlandsverbrauchs von unter 0,01% ein, der Verbrauch des Sektors Energie verursachte rund 3% des Bruttoinlandsverbrauchs an Gas. Der Verbrauch des Sektors Energie umfasst beispielsweise den Gaseinsatz zur Erdgasförderung und –speicherung, aber auch den Gaseinsatz in der Raffinerie Schwechat (Umwandlung von Erdöl in Erdölderivate).

Abbildung 13:  
 Entwicklung des österreichischen Bruttoinlandsverbrauchs an Gas 2005–2021

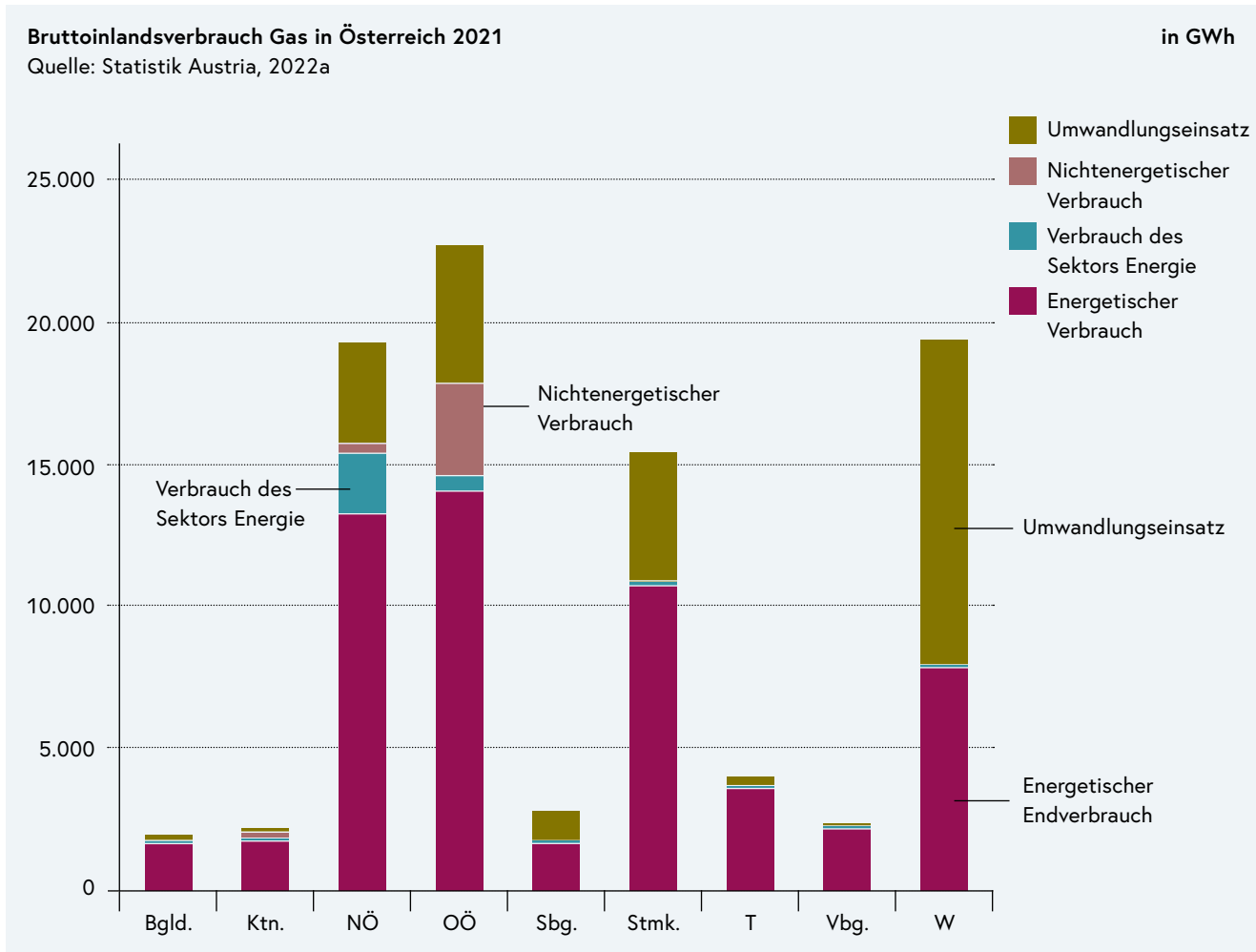


Abbildung 14:  
 Bruttoinlandsverbrauch Gas  
 2021 je Bundesland

Ähnlich dem Bruttoinlandsverbrauch blieb auch der energetische Endverbrauch an Gas in Österreich gegenüber 2005 weitgehend stabil, mit nur einer sehr geringen Zunahme. 2021 zeigte mit rund 57,4 TWh eine Zunahme von mehr als 5% gegenüber dem Jahr 2020, bedingt durch die wieder angesprungene Nachfrage nach den aufgrund der Covid-19-Pandemie bedingten Rückgängen im Vorjahr. In Abbildung 15 ist der energetische Endverbrauch an Gas des Jahres 2021 unterteilt nach Sektoren und Bundesländern dargestellt. Die größten Verbräuche in Österreich entfallen dabei auf industrielle Großabnehmer:innen im produzierenden Bereich (rund 32 TWh) und die privaten Haushalte (rund 19 TWh). Die Nutzung von Gas in privaten Haushalten dient zur Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser, sowie in geringem Ausmaß auch für Kochzwecke. Der größte Verbrauch an Gas in privaten Haushalten ist in Wien und Niederösterreich zu finden. Diese Bundesländer haben die größte Anzahl an gasbasierten Heizsystemen im Haushaltssektor. Der Dienstleistungssektor hatte in Österreich im Jahr 2021 einen Anteil von knapp 7,5% (4,4 TWh) am gesamten energetischen Endverbrauch von Erdgas. Die größten Verbräuche gab es dabei in Wien und Tirol. Eine untergeordnete Rolle nahm der Einsatz von Gas im Verkehrssektor ein. Dieser hatte in Österreich 2021 einen Anteil von circa 3,5%.

Den größten Anteil am Erdgasverbrauch des Verkehrssektors nimmt der Transport in Rohrleitungen (Pipelines) ein. Dieser Anteil am Verkehrssektor beträgt ca. 90% und umfasst insbesondere den Erdgasverbrauch von Verdichterstationen im Gas-Fernleitungsnetz.

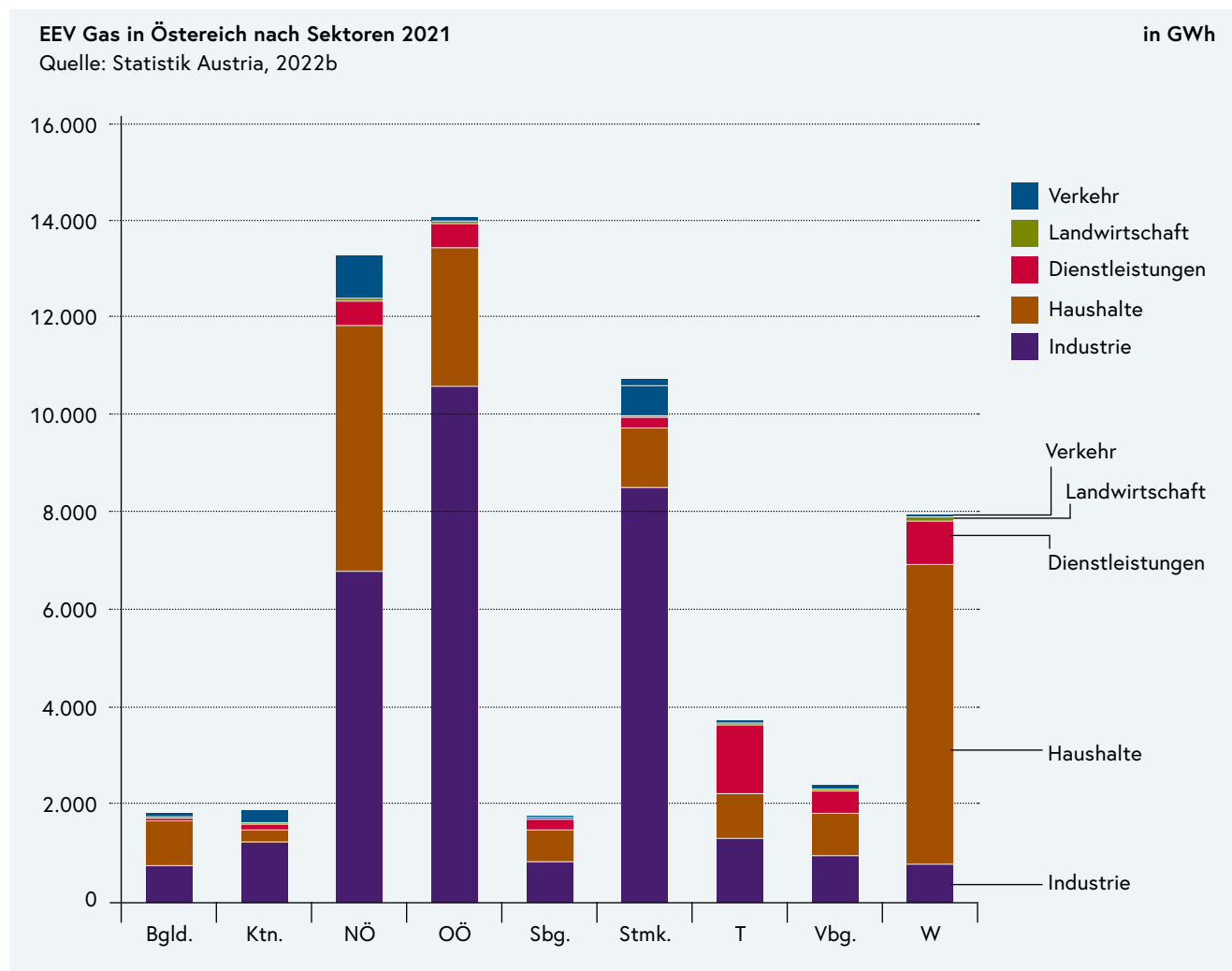


Abbildung 15:  
 Energetischer Endverbrauch  
 Gas 2021 nach Sektoren je  
 Bundesland

### 2.3.2 Gasproduktion

In Österreich wird sowohl Biogas gewonnen und zu Biomethan aufgereinigt als auch Erdgas gefördert (Abbildung 16). 2021 beliefen sich die geförderten Erdgasmengen auf ca. 6,6 TWh, wovon rund 6 TWh in Niederösterreich gefördert wurden. Die verbleibenden Mengen wurden in Oberösterreich und Salzburg gefördert. Die Erdgasgewinnung im Inland hat seit 2012 fast kontinuierlich abgenommen und halbierte sich zwischen 2012 und 2021. Mittelfristig kann die Stabilisierung der österreichischen Förderung von Erdgas, das Ziel, die Abhängigkeit von Importen von Erdgas soweit wie möglich zu reduzieren, unterstützen. Die Produktion von Biogas in Österreich belief sich 2021 auf ca. 1,3 TWh. Die Mengen an aufgereinigtem Biomethan aus Biogas nehmen eine vergleichsweise untergeordnete Rolle ein, insgesamt wurden im Jahr 2021 rund 130 GWh an Biomethan ins öffentliche Gasnetz eingespeist. Im Begutachtungsentwurf des Erneuerbare-Gase-Gesetzes vom Februar 2023 ist der Ausbau von erneuerbaren Gasen (also Biomethan und erneuerbarem Wasserstoff) in der Höhe von mindestens 7,5 TWh bis 2030 vorgesehen. Historisch gesehen schwankten die Mengen an nationalem Biomethan seit 2005 auf niedrigem Niveau. Der größte Anteil an in Österreich produziertem Biogas wird direkt verstromt.

Abbildung 16:  
Erdgasförderung und Bio-  
gas/-methanproduktion in  
Österreich 2005–2021

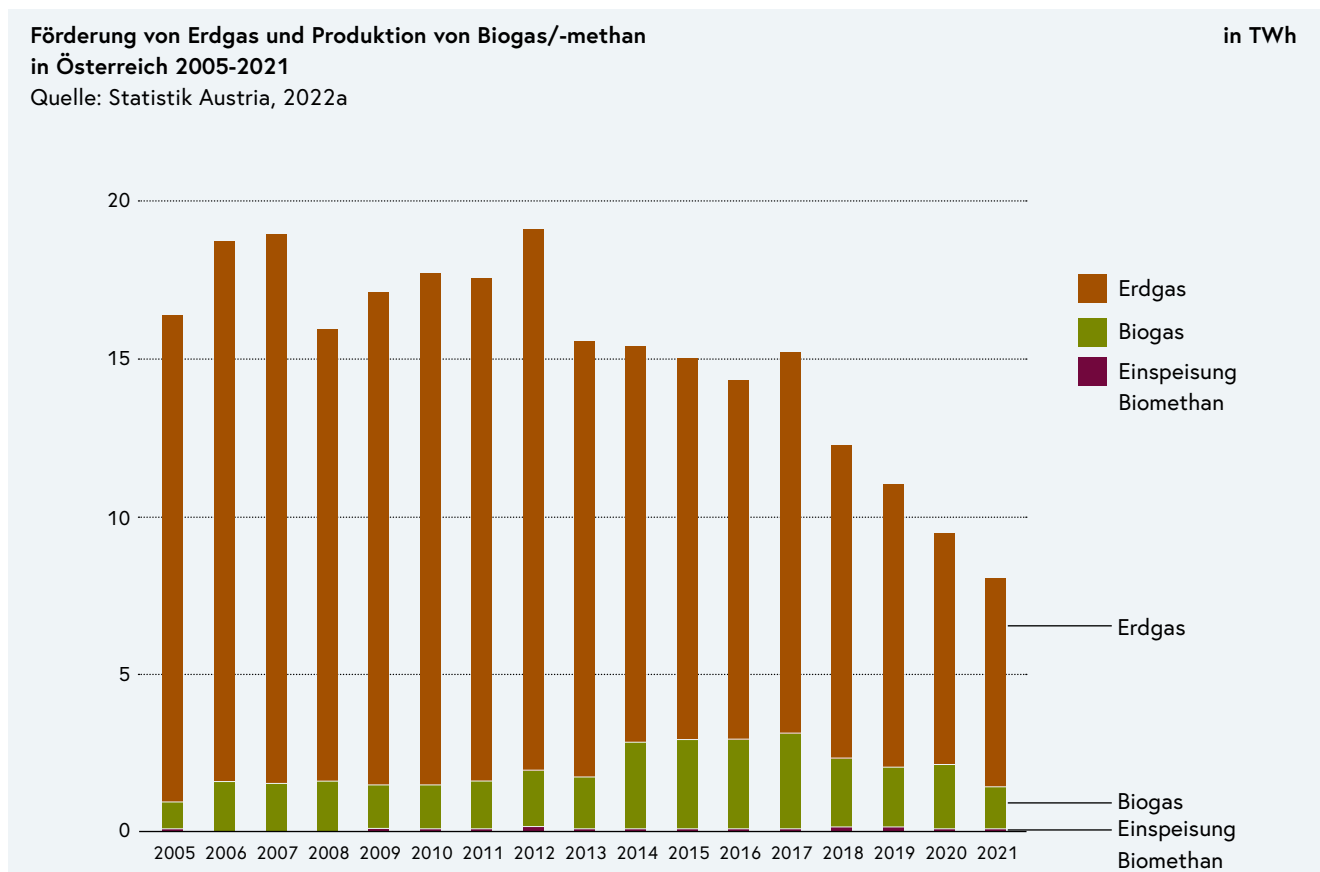


Abbildung 17 veranschaulicht die Biogas- und Biomethanproduktion in den Bundesländern im Jahr 2021. Der maßgebliche Anteil von rund 91% des in Österreich produzierten Biogases 2021 wurde zur Stromerzeugung eingesetzt, lediglich knapp 9% davon wurden aufgereinigt und danach in Form von Biomethan ins öffentliche Gasnetz eingespeist. Von den knapp 130 GWh in das Netz eingespeistem Biomethan wurde mehr als die Hälfte in Niederösterreich erzeugt. Die gesamte inländische Einspeisung von Biomethan in die Gasnetze deckte im Jahr 2021 rund 0,2% des österreichischen Bruttoinlandsverbrauches ab.

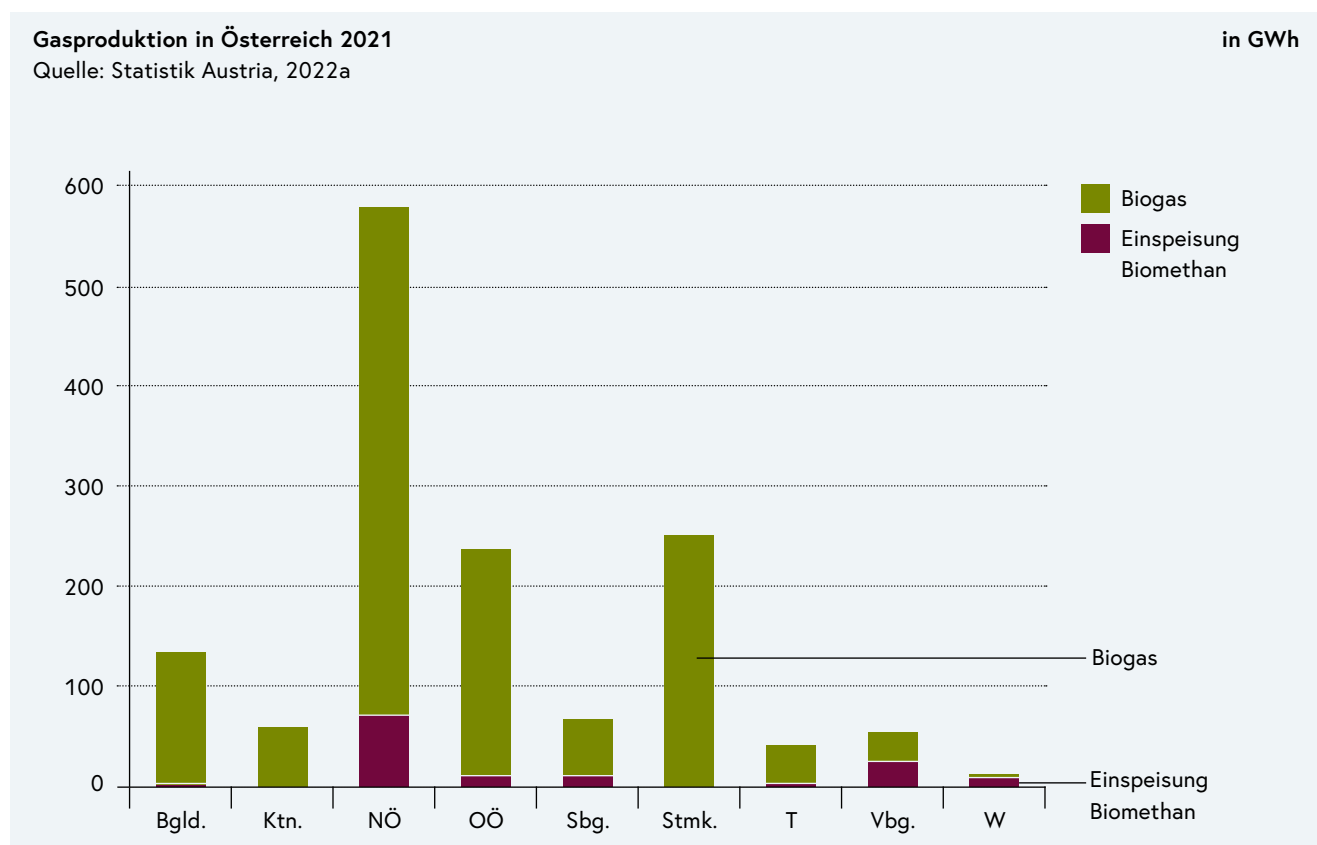


Abbildung 17:  
 Gasproduktion 2021 je  
 Bundesland

### 2.3.3 Gasinfrastruktur

Das österreichische Gasnetz ist gemäß § 84 GWG in vier Netzebenen unterteilt (Tabelle 2). Die höchste Ebene umfasst die österreichischen Fernleitungsanlagen. Über diese erfolgt die Einbindung in das europäische Gasnetz und der Gastransport innerhalb Österreichs. Dem Fernleitungsnetz untergeordnet sind die Netzebenen 1-3. Während auf der Netzebene 1 die überregionalen Gasflüsse in Richtung der Verbrauchszentren der unterlagerten Netzebenen passieren, dienen die Netzebenen 2 und 3 zur unmittelbaren Versorgung von Gaskundinnen und -kunden. Für das Fernleitungsnetz und die Netzebene 1 erfolgt eine Koordination der Netzsteuerung durch die Austrian Gas Grid Management AG (AGGM), welche die Funktion des Marktgebietsmanagers und Verteilergebietsmanagers ausübt. Für den NIP sind gemäß des EAG 2021, § 94, Abs. 3 die Fernleitungsebene sowie die Netzebenen 1 und 2 des Gasnetzes miteinzubeziehen.

Tabelle 2: Netzebenen, Funktionen und Längen;

Quelle: E-Control, 2022a/ E-Control, 2022

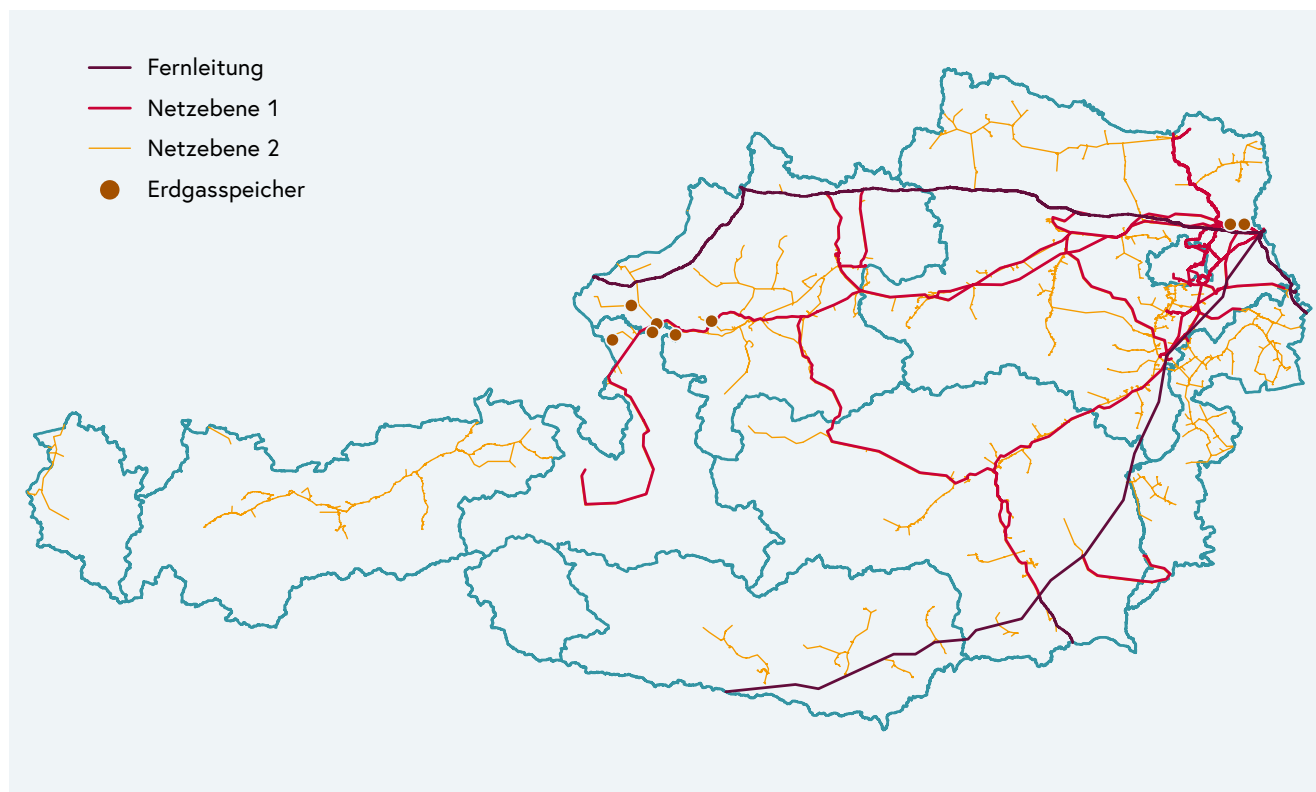
| Netzebene                | Funktion   | Leitungslängen |
|--------------------------|--|----------------|
| <b>Fernleitungsebene</b> | Leitungen der Fernleitungsnetzbetreiber. Versorgung der Nachbarländer und Österreichs mit Gas; jedoch keine direkte Kundenversorgung | 1.700 km       |
| <b>1</b>                 | Verteilerleitungen dienen zum überregionalen Transport zu den Verbrauchszentren der Ebenen 2 und 3.                                  | 2.000 km       |
| <b>2</b>                 | Verteilerleitungen dienen zur unmittelbaren Versorgung der Kundinnen und Kunden Betriebsdruck: > 6 bar                               | 3.800 km       |
| <b>3</b>                 | Verteilerleitungen dienen zur unmittelbaren Versorgung der Kundinnen und Kunden. Betriebsdruck: ≤ 6 bar                              | 39.500 km      |

Das österreichische Gasnetz ist aufgrund seiner Topographie in drei Marktgebiete strukturiert (§ 12 GWG 2011): das Marktgebiet Vorarlberg, das Marktgebiet Tirol und das Marktgebiet Ost. Während die Marktgebiete Vorarlberg und Tirol die jeweiligen Netze in diesen Bundesländern umfassen, beinhaltet das Marktgebiet Ost die Netze aller übrigen Bundesländer. Tirol und Vorarlberg sind jeweils an das deutsche Fernleitungsnetz angebunden.

Für die Gasversorgung innerhalb Österreichs sind die Gasfernleitungen Trans-Austria-Gasleitung (TAG) und die West-Austria-Gasleitung (WAG) die wichtigsten (siehe Abbildung 18). Die TAG besteht aus drei Leitungssträngen und verbindet den Gas-Knoten Baumgarten an der slowakischen Grenze mit dem Gas-Knoten Arnoldstein an der italienischen Grenze. Die WAG, die nur in manchen Leitungsabschnitten über zwei parallele



Leitungsstränge verfügt, verläuft vom Gas-Knoten Baumgarten bis zum Gas-Knoten Oberkappel/Neustift an der deutschen Grenze.



Die österreichischen Gasspeicher sind überwiegend in Oberösterreich und Salzburg situiert (rund 75% des gesamtösterreichischen Speichervolumens), insbesondere im oberösterreichischen Innviertel und dem Salzburger Flachgau. Geringere Speicherkapazitäten (rund 25% des gesamtösterreichischen Speichervolumens) sind im Osten Niederösterreichs gelegen. Im Jahr 2023 beträgt die gesamte Erdgasspeicherkapazität 96,9 TWh.

Abbildung 18:  
Erdgasinfrastruktur in Österreich 2022, Quelle: E-Control

Anhand der Gaspipeline-Importleistungen nach Österreich erkennt man die hohe Relevanz der Leitungsverbindungen mit der Slowakei. Mit mehr als 1,5 GW Importleistung stellen diese Leitungen für Österreich die mit Abstand wichtigste Route für den Import von Erdgas dar, wenngleich große Anteile der Leistungen auch für Transitlieferungen ins benachbarte Ausland bestimmt sind. Dies ist eine Folge der jahrzehntelangen Ausrichtung der Infrastruktur in Richtung einer dominierenden Versorgung durch russisches Gas, die eine Herausforderung für eine rasche Diversifizierung darstellt. Deutlich geringere Importleistungen bestehen aus den Ländern Deutschland und Italien. Aus Slowenien und Ungarn bestehen derzeit keine Importmöglichkeiten.

Insgesamt verfügt das österreichische Gas-Fernleitungsnetz über ähnlich große Import- wie Exportleistungen. Dies unterstreicht die historische Rolle Österreichs als Weiterverteiler von russischem Gas innerhalb der Europäischen Union. Die größten Exportleistungen bestehen zu Italien (mehr als 1,1 GW) und Deutschland (rund 0,5 GW). Die Verteilung der Import- und Exportleistungen lassen Rückschlüsse auf die Gasflüsse im österreichischen Fernleitungsnetz ziehen (Abbildung 19). Importiert wurde Gas im Jahr 2021 hauptsächlich über die Slowakei. Dieses wurde in größerem Ausmaß nach Italien und Deutschland im kleineren Ausmaß nach Slowenien und Ungarn weitergeleitet. Dieses Bild wird durch die Export- und Importmengen von Erdgas unterstrichen (Abbildung 20). 2021 wurden insgesamt ca. 445 TWh an Erdgas importiert (der Jahresverbrauch liegt wie oben dargestellt bei rd. 90 TWh), davon rund 88 % über die Slowakei. Die übrigen 12 % kamen aus Deutschland. Dem gegenüber wurden 2021 rund 394 TWh exportiert, knapp 76 % davon nach Italien und rund 15 % nach Deutschland. Die übrigen Exportmengen teilten sich sehr gleichmäßig auf die Länder Slowenien, Ungarn und Slowakei auf.

Der russische Angriffskrieg auf die Ukraine hatte auch einen signifikanten Einfluss auf die Gastransite durch Österreich, die Rolle als Transitland ist merklich geringer geworden. Seit dem Beginn des russischen Angriffskrieges zeigt sich, dass die Importe von russischem Gas über die Slowakei um über 50 % zurückgegangen sind, während die Importe aus Deutschland merklich gestiegen sind. Exporte nach Italien sind seit März 2022 stark rückläufig (E-Control, 2023).

Die historisch einseitig ausgerichtete Infrastruktur steht einem sehr raschen Ausstieg aus dem Bezug von russischem Gas entgegen. Die Notwendigkeit, ausreichende Kapazität für den Umkehrfluss von Gas-Transitleitungen zur Verfügung zu stellen, ist daher in den Fokus gerückt. Im Jahr 2022 wurde im REPowerEU Plan sowie in der EU Security-of-Gas-Supply Regulation diese Notwendigkeit durch die Europäische Kommission verankert.

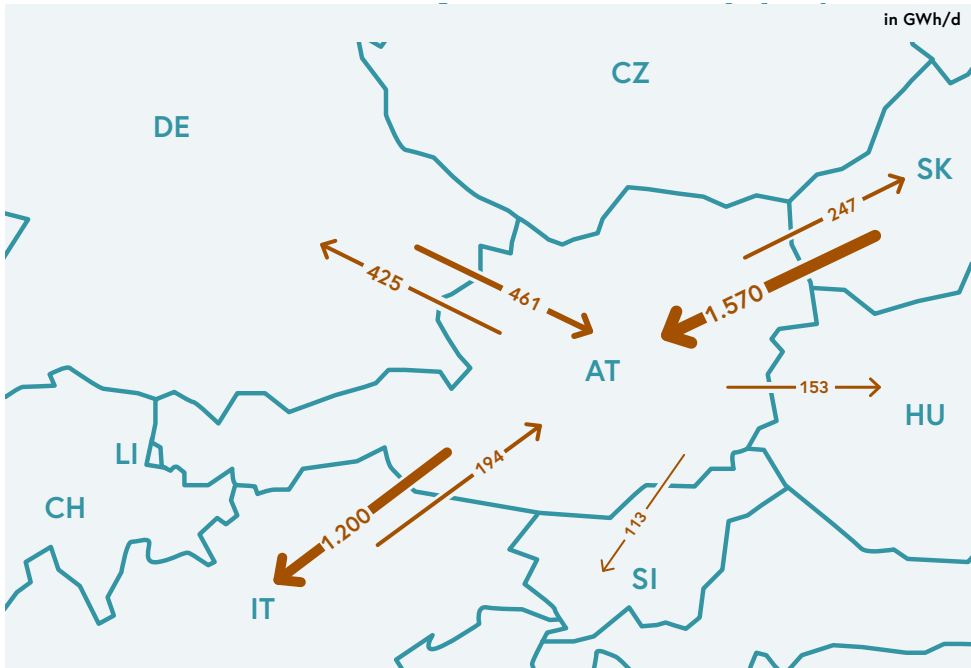


Abbildung 19:  
Maximale Gasimportleistungen/  
Gasexportleistungen  
zwischen Österreich und  
seinen Nachbarländern  
(Stand 1.1.2023),  
Quelle: ENTSOG, 2023

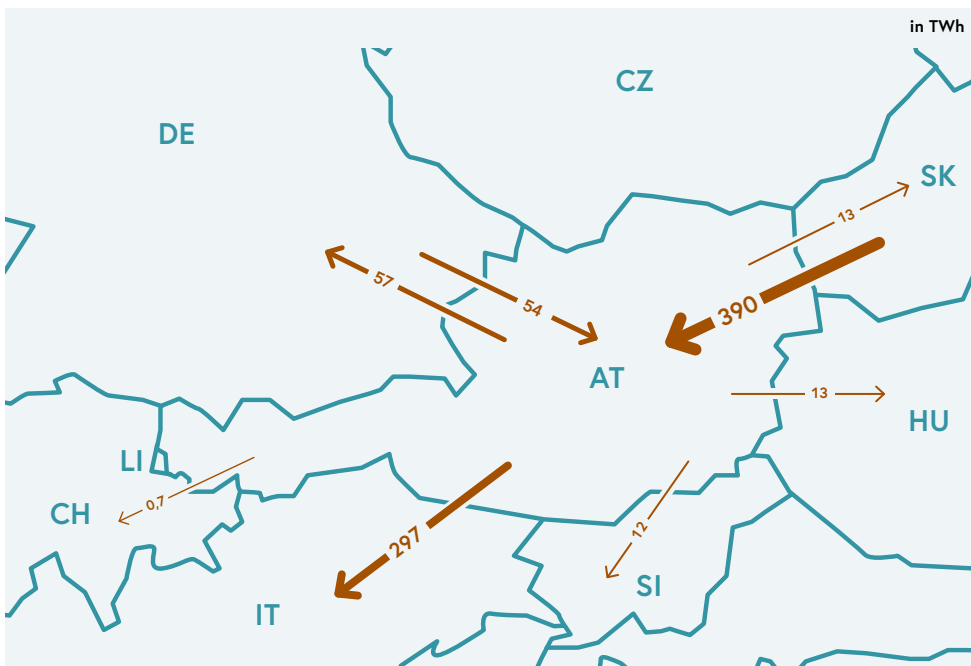


Abbildung 20:  
Austausch von Gas zwischen  
Österreich und seinen Nach-  
barländern im Jahr 2021,  
Quelle: E-CONTROL, 2023

# 3 Energieverbrauch und -aufbringung 2030 und Ausblick 2040

## 3.1 Nationaler Energieverbrauch 2030 und Ausblick 2040

Das Umweltbundesamt erstellt in regelmäßigen Abständen im Auftrag des BMK Szenarien zur möglichen Entwicklung der österreichischen Treibhausgasemissionen (Umweltbundesamt 2023c). Diese Szenarien werden als Grundlage für den Nationalen Energie- und Klimaplan (NEKP) und damit für die Berichtslegung an die EU im Rahmen der Governance-Verordnung (VO 2018/1999/EU) verwendet. Sie sind ein wichtiger Input für die politische Diskussion und Entscheidungsfindung zur Umsetzung der österreichischen klima- und energiepolitischen Zielsetzungen, wie der des Klimaneutralitätsziels bis 2040. Das nach derselben Methodik erstellte Transition Szenario des Umweltbundesamts zeigt einen Pfad zur Erreichung der Klimaneutralität bis 2040 auf und wird unter anderem deshalb als Grundlage für den NIP herangezogen (Umweltbundesamt 2023e). Für die integrierte Infrastrukturplanung im NIP wurden die Energiebedarfs- und bereitstellungsmengen des Transition Szenarios als Grundlage herangezogen und zeitlich und regional aufgelöst. Durch diese detaillierten Betrachtungen kommt es bei den Berechnungen für den NIP zu Abweichungen vom Transition Szenario, insbesondere bei der Stromerzeugung aus thermischen Kraftwerken. Diese Abweichungen im NIP Szenario werden in Kapitel 3.1.1 detailliert erläutert.

Um Versorgungssicherheit und Leistbarkeit bei der Dekarbonisierung des Energiesystems gewährleisten zu können, muss die Planung von Strom- und Gasinfrastruktur mit einer langfristigen Perspektive auf hohe Anforderungen für die Transport- und Leitungsinfrastruktur ausgerichtet und an die sich verändernden Bedingungen aufgrund des voranschreitenden Klimawandels angepasst werden. Das ist ein weiterer Grund, weshalb im vorliegenden NIP die strategische Entwicklung der Infrastruktur im Strom- und Gasbereich auf Basis des Transition Szenarios entwickelt wird. In diesem Szenario werden im Vergleich zum Status quo deutlich steigende Stromverbräuche (da Industrieprozesse, Wärmeerzeugung und Verkehr zunehmend elektrifiziert werden) sowie ein starker Anstieg bei der erneuerbaren Stromerzeugung im Inland für das Jahr 2030 und in Form eines Ausblicks für 2040 abgebildet. Anders ist die Situation bei gasförmigen Energieträgern. Das Transition Szenario zeigt, wie viele andere Szenarien auch, eine für Methan abnehmende und für grünen Wasserstoff stark zunehmende Aufbringungs- und Verbrauchsentwicklung. Die Dimensionierung der im NIP

betrachteten Infrastruktur zum Transport gasförmiger Energieträger ist jedoch jedenfalls ausreichend, um eine Bandbreite an Mengenszenarien abzubilden, die entsprechend mehr oder weniger Transportbedarf für gasförmige Energieträger annehmen.

Szenarien stellen immer nur mögliche Entwicklungen bzw. mögliche Zukunftsbilder im Rahmen definierter Annahmen dar. Um robuste Aussagen zu tätigen, müssen Ergebnisse eines Szenarios immer mit Ergebnissen anderer Szenarien verglichen werden. In Kapitel 5 werden daher die im NIP angenommenen Energiebedarfe mit weiteren Szenarien verglichen. Darauf aufbauend werden die Erfordernisse an die zukünftigen Strom- und Gasnetze zusammengefasst und ebenfalls bezugnehmend auf die Ergebnisse anderer Szenarien diskutiert.

### 3.1.1 Energiebedarfe NIP

Die Ergebnisse des Transition Szenarios sind im Bericht „Energie- und Treibhausgas-Szenarien 2023“ (Umweltbundesamt, 2023c) im Detail beschrieben. Im Folgenden werden die für den NIP relevanten Auszüge aus diesem Bericht wiedergegeben<sup>2</sup>, da die NIP-Berechnungen im Wesentlichen auf den Mengengerüsten des Transition Szenarios aufbauen. Das Transition Szenario basiert auf jährlich bilanziellen Verbrauchs- und Erzeugungsberechnungen. Für die Netzplanung sind jedoch die entsprechenden Leistungen für Lastflussberechnungen notwendig. Die Regionalisierung des Energieverbrauchs und der Energieerzeugung, die angenommenen Export- und Importmengen sowie die zeitliche Auflösung der Verbrauchs- und Erzeugungslastgänge werden in den Kapiteln 4.2–4.4 näher erläutert. Diese weiterführenden Berechnungen führen zu Anpassungen der im NIP Szenario verwendeten Ergebnisse des Transition Szenarios z. B. durch die Erhöhung des Wasserstoffesatzes in der Strom- und Fernwärmeerzeugung und die Berücksichtigung von Flexibilitäten, Residuallasten sowie Umwandlungsverlusten von Pumpspeicher-Kraftwerken und Batteriespeichern. Diese Anpassungen werden überblicksmäßig in den folgenden Tabellen dargestellt.

Das Transition Szenario zeigt einen Weg auf, wie das Ziel der Klimaneutralität bis 2040 erreicht werden kann, insbesondere durch ein fast vollständiges Phase-out von fossiler Energie. Das Szenario dient nicht einer exakten Festlegung aller Detailschritte der Transformation, sondern identifiziert Handlungsfelder für die unser Energiesystem weiterentwickelt werden muss, um langfristig eine verlässliche, leistbare und erneuerbare Energieversorgung sicherstellen zu können. Für die Bereitstellung der nötigen Infrastruktur orientieren sich das Transition und NIP Szenario, aufgrund der langen Vorlaufzeiten für den Infrastrukturaus- und umbau zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit, an einem ambitionierten Ausbaupfad erneuerbarer Energieerzeugung. Dies geschieht in Übereinstimmung mit europäischen und nationalen Zielsetzungen.

---

2 Die Werte für die Energiebilanz 2021 und das Transition Szenario in diesem Kapitel wurden dem Bericht des UBA zum Transition Szenario 2023 entnommen. Die Werte des NIP Szenarios zeigen die Unterschiede für jährlich bilanzielle Betrachtungen aufgrund der NIP-Analysen.

Auf Grund der voraussichtlich hohen Nachfrage nach erneuerbarem Strom und Gas sowie der begrenzten Verfügbarkeit von erneuerbarem Gas ist eine verstärkte Elektrifizierung notwendig, welche auch zu höherer Energieeffizienz in den meisten Anwendungen führt. So wird zusätzlicher Strom für die Elektrifizierung des Verkehrs, für die Erzeugung von Raumwärme, für die Dekarbonisierung der Industrie und für die Erzeugung anderer Energieträger (z. B. Wasserstoff) benötigt. Im Transition Szenario wird daher von einem Ausbau der jährlichen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern von rund 39 TWh zwischen 2020–2030 ausgegangen. Für die Dekarbonisierung des gesamten Energiesystems wird im Transition Szenario von 2030 bis 2040 von einem noch stärkeren Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung ausgegangen und ein Ausbau der Windkraft und PV-Erzeugung im Ausmaß auf insgesamt 70 TWh angenommen.

Gleichzeitig sinkt im Transition Szenario der Endenergieverbrauch bis 2040 um rund 36% gegenüber 2021, vor allem durch Effizienzmaßnahmen und Einsparungen in den Sektoren Verkehr (-59%), Haushalte (-32%) und Industrie (-16%) (Tabelle 3). Im Verkehrssektor führen eine insgesamt geringere Verkehrsnachfrage (inkl. Tourismus- und Transitverkehr), die Elektrifizierung des verbleibenden Personen- und Güterverkehrs und der Ausbau des öffentlichen Verkehrs zu Energieeinsparungen. Im Gebäudesektor, der Haushalte und Dienstleistungen umfasst, werden vor allem durch höhere Energieeffizienzstandards und Gebäudesanierungen erhebliche Einsparungen erzielt. Die Industrie reduziert in diesem Szenario ihren Energieverbrauch durch Energieeffizienzmaßnahmen, Prozessumstellungen und verstärkte Kreislaufwirtschaft (z. B. verstärkter Einsatz von Sekundärrohstoffen). Obwohl der Endenergieverbrauch bis 2040 sinkt, steigt der Stromverbrauch gegenüber 2021 um rund 70% an.

Tabelle 3: Bruttoinlandsverbrauch, Primärenergieverbrauch und energetischer Endverbrauch nach Sektoren für ausgewählte Jahre nach Energiebilanz, Transition Szenario und NIP Szenario, in TWh; Quellen: Statistik Austria 2021b, Umweltbundesamt 2023c, EVT MU Leoben 2023

| Kategorie   | Energiebilanz 2021 (TWh) | Szenario Transition |            | Szenario NIP |            |
|---|--------------------------|---------------------|------------|--------------|------------|
|   |                          | 2030 (TWh)          | 2040 (TWh) | 2030 (TWh)   | 2040 (TWh) |
| <b>Bruttoinlandsverbrauch</b>                           | 396                      | 314                 | 260        | 314          | 268        |
| <b>Nichtenergetischer Verbrauch</b>                     | 25                       | 18                  | 13         | 18           | 15         |
| <b>Primärenergieverbrauch</b>                           | 371                      | 296                 | 247        | 296          | 253        |
| <b>Umwandlungseinsatz</b>                               | 241                      | 252                 | 241        | 260          | 253        |
| <b>Umwandlungsausstoß</b>                               | -218                     | -231                | -224       | -238         | -234       |
| <b>Verbrauch des Sektors Energie, Transportverluste</b> | 37                       | 32                  | 30         | 32           | 40         |
| <b>Energetischer Endverbrauch</b>                       | 312                      | 244                 | 201        | 242          | 194        |
| <b>Verkehr</b>  | 103                      | 69                  | 42         | 67           | 40         |
| <b>Industrie</b>  | 86                       | 74                  | 72         | 71           | 67         |
| <b>Haushalte</b>  | 89                       | 73                  | 61         | 73           | 61         |
| <b>Dienstleistungen</b>                                 | 30                       | 26                  | 23         | 26           | 23         |
| <b>Landwirtschaft</b>                                   | 4                        | 3                   | 3          | 3            | 3          |

Im Transition Szenario sinken die Treibhausgasemissionen außerhalb des Emissionshandels bis zum Jahr 2040 gegenüber 1990 um 86% und bis zum Jahr 2030 gegenüber 2005 um 57%. Die EU Effort-Sharing Verordnung sieht für Österreich eine Reduktion der Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2030 um 48% gegenüber 2005 vor. Im Transition Szenario verbleiben im Jahr 2040 Emissionen von insgesamt 11 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalenten in den Sektoren Landwirtschaft, Abfallwirtschaft, F-Gasen sowie energie- und prozessbedingte Industrieemissionen. Daher wird im Szenario auch Ausbau der natürlichen Kohlenstoffspeicherung („Senken“). Manche Sektoren sind jedoch „hard-to-abate“ und können ihre Emissionen nicht vollständig vermeiden. Das betrifft insbesondere bestimmte Prozesse in der Industrie, wo aus heutiger Sicht der Weg der technologischen Abscheidung und Speicherung von CO<sub>2</sub> bzw. dessen langfristige Bindung in Produkten grundsätzlich in Frage kommt. Interessant wäre diese Option auch für Energie- und Industrieanlagen, welche nachhaltige Biomasse einsetzen, wodurch eine Speicherung bzw. Nutzung von CO<sub>2</sub> zu Negativemissionen führen könnte (Bioenergy CCS – BECCS).

Neben der rechtlich und politisch derzeit offenen Frage der geologischen Speicherung im Inland (siehe u. a. Evaluierungsbericht 2023 zum Gesetz über das Verbot der geologischen Speicherung von CO<sub>2</sub>) wird von Teilen der Industrie auch der Aufbau einer CO<sub>2</sub>-Rohrleitungsinfrastruktur gefordert. Das BMK hat hierzu eine Machbarkeitsstudie vergeben, deren Ergebnisse zum Zeitpunkt der Veröffentlichung des NIP noch nicht vorlagen.

Tabelle 4 veranschaulicht den angenommenen Stromeinsatz bis 2030 und 2040 nach Sektoren gemäß Transition Szenario. Der gesamte Bedarf an elektrischer Energie steigt dabei zwischen 2021 und 2030 um 19 TWh an, zwischen 2030 und 2040 nimmt dieser nochmals um 32 TWh zu. Die größten Zuwächse verzeichnet der Verkehrssektor mit knapp 22 TWh und der Umwandlungseinsatz (insbesondere Elektrolyse) mit rund 16 TWh bis 2040. Während der Industriesektor ebenfalls einer Zunahme von knapp 11 TWh bis 2040 unterliegt, bleibt der Bedarf im Gebäudesektor relativ stabil. Begründet liegt dies in den Annahmen zu verstärkten Sanierungsaktivitäten und deutlichen Effizienzgewinnen durch Heizsystemwechsel. Im NIP Szenario kommt es aufgrund methodischer Unterschiede und einer detaillierteren Betrachtung des Bahnverkehrs zu einem geringeren Stromeinsatz im Verkehrssektors im Vergleich zum Transition Szenario. Die Abweichung im Verbrauch des Sektors Energie ist Ergebnis der Netzberechnungen, welche den Einsatz von thermischen Kraftwerken, Pumpspeichern und Batterien mittels Marktoptimierung und regionalisierten Residuallastprofilen berücksichtigt. Der Verbrauch des Sektors Energie setzt sich unter anderem aus dem Strombedarf für die Eisen- und Stahlerzeugung (Direktreduktion von Eisenerz), dem Eigenbedarf von Kraftwerken, den Speicherverlusten von Pumpspeicherkraftwerken und Batterien und dem Strombedarf von Großwärmepumpen zusammen.



Tabelle 4: Strombedarf nach Sektoren für ausgewählte Jahre nach Energiebilanz, Transition Szenario und NIP Szenario, in TWh; Quellen: Statistik Austria 2021b, Umweltbundesamt 2023c, EVT MU Leoben 2023.

| Sektor                        | Energiebilanz<br>2021<br>(TWh) | Szenario Transition |               | Szenario NIP  |               |
|-------------------------------|--------------------------------|---------------------|---------------|---------------|---------------|
|                               |                                | 2030<br>(TWh)       | 2040<br>(TWh) | 2030<br>(TWh) | 2040<br>(TWh) |
| Verkehr                       | 3                              | 13                  | 25            | 12            | 23            |
| Gebäude                       | 32                             | 30                  | 30            | 30            | 30            |
| Landwirtschaft                | 1                              | 1                   | 1             | 1             | 1             |
| Industrie                     | 28                             | 31                  | 39            | 31            | 39            |
| Verbrauch des Sektors Energie | 7                              | 8                   | 9             | 7             | 8             |
| Transportverluste             | 3                              | 4                   | 5             | 4             | 5             |
| Umwandlungseinsatz            | 0                              | 5                   | 16            | 5             | 16            |
| <b>Strombedarf gesamt</b>     | <b>74</b>                      | <b>93</b>           | <b>125</b>    | <b>90</b>     | <b>121</b>    |

Die inländische Stromerzeugung im Transition Szenario steigt von 2021 bis 2040 um 90%. Die Deckung des inländischen Stromverbrauchs erfolgt ab dem Jahr 2030 bilanziell zu 100% erneuerbar, dadurch wird das 100%-Ziel des EAG im Szenario erreicht. Dies entspricht für 2030 einer Versiebenfachung bei PV-Erzeugung und einer Verdreifachung der Winderzeugung gegenüber 2021. Im Ausblick auf das Jahr 2040 ist die Stromerzeugung zu 100% erneuerbar mit einem Netto-Stromexport von 2 TWh (Tabelle 5). Im Vergleich zu 2021 wird 2040 viermal so viel Strom aus Windkraft und vierzehnmal so viel Strom aus Photovoltaik erzeugt. Dies erfordert eine entsprechende Verstärkung der bestehenden Erzeugungskapazitäten: 2030 auf ca. 21 GW für PV und auf ca. 8 GW für Wind, 2040 auf ca. 41 GW für PV und ca. 12 GW für Wind. Dieser Ausbau erfordert jedoch eine Reihe von unterstützenden Maßnahmen, wie z. B. die ausreichende Ausweisung von Eignungsgebieten, Flächenwidmungen und den Netzausbau.

Wie oben beschrieben, folgt der Betrieb der thermischen Kraftwerke im NIP Szenario nicht den Annahmen des Transition Szenarios, sondern wird marktpreisoptimiert ermittelt. Aufgrund der stündlichen Auflösung der Last- und Erzeugungszeitreihen und der sich dadurch ergebenden Residuallast, errechnen sich im NIP Szenario höhere Volllaststunden der thermischen Kraftwerke, folglich eine höhere thermische Stromerzeugung und ein erhöhter Gasbedarf im Umwandlungseinsatz. Im Jahr 2030 kommt es dadurch bei der Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern (Erdgas) im NIP Szenario zu einer Abweichung in der Produktion von rund 4 TWh gegenüber dem Transition Szenario. Für 2040 ist der Einsatz von Wasserstoff und Biomethan in thermischen Kraftwerken vorgesehen und es ergibt sich aus der im NIP angenommenen

marktoptimierten Fahrweise eine Stromerzeugung von rund 9 TWh im Vergleich zu 1 TWh laut Transition Szenario. Geothermie wird im NIP Szenario vorwiegend für die Wärmebereitstellung und nicht für die Stromproduktion angenommen.

Tabelle 5: Stromerzeugung nach Energieträgern für ausgewählte Jahre nach Energiebilanz, Transition Szenario und NIP Szenario, in TWh; Quellen: Statistik Austria 2021b, Umweltbundesamt 2023c, EVT MU Leoben 2023.

| Kategorie                    | Energiebilanz<br>2021 (TWh) | Szenario Transition |               | Szenario NIP  |               |
|------------------------------|-----------------------------|---------------------|---------------|---------------|---------------|
|                              |                             | 2030<br>(TWh)       | 2040<br>(TWh) | 2030<br>(TWh) | 2040<br>(TWh) |
| <b>fossile Energieträger</b> | 14                          | 6                   | 0             | 10            | 0             |
| <b>Wasserkraft</b>           | 39                          | 47                  | 48            | 47            | 48            |
| <b>Biomasse</b>              | 4                           | 6                   | 6             | 6             | 6             |
| <b>Geothermie</b>            | 0                           | 0                   | 1             | 0             | 0             |
| <b>Photovoltaik</b>          | 3                           | 21                  | 41            | 21            | 41            |
| <b>Wind</b>                  | 7                           | 21                  | 29            | 21            | 29            |
| <b>Wasserstoff/Biomethan</b> | –                           | 0                   | 1             | 0             | 9             |
| <b>Stromerzeugung gesamt</b> | 67                          | 100                 | 127           | 105           | 133           |
| <b>Nettoimporte</b>          | 8                           | -7                  | -2            | -15           | -12           |

Erdgas als Energieträger spielt bis 2040 eine immer geringere Rolle (Tabelle 6). Im Jahr 2021 war Erdgas nach Erdöl und Strom noch einer der wichtigsten Energieträger. Bis 2040 wird Erdgas sowohl im Transition Szenario als auch im NIP Szenario vollständig durch andere Energieträger ersetzt.

Die unterschiedlichen Stromproduktionsmengen der thermischen Kraftwerke im Transition Szenario und im NIP Szenario sowie Unterschiede in der Bilanzierung von unternehmenseigenen KWK-Anlagen führen auch zu Abweichungen im Erdgas-Umwandlungseinsatz. Aus dieser Anpassung resultiert für das Jahr 2030 im NIP ein Mehrbedarf beim Umwandlungseinsatz von 8 TWh Erdgas. Weitere Unterschiede entstehen aufgrund abweichender Bilanzierungsmethoden beim Energiebedarf von Verdichterstationen für den Energietransport in Gas-Fernleitungen. Durch all diese Anpassungen weicht der Erdgasbedarf im NIP Szenario um rund 6 TWh vom Transition Szenario ab.

Tabelle 6: Erdgaseinsatz nach Sektoren für ausgewählte Jahre nach Energiebilanz, Transition Szenario und NIP Szenario, in TWh; Quellen: Statistik Austria 2021b, Umweltbundesamt 2023b, EVT MU Leoben 2023.

| Kategorie                     | Energiebilanz<br>2021 (in TWh) | Szenario Transition |                  | Szenario NIP     |                  |
|-------------------------------|--------------------------------|---------------------|------------------|------------------|------------------|
|                               |                                | 2030<br>(in TWh)    | 2040<br>(in TWh) | 2030<br>(in TWh) | 2040<br>(in TWh) |
| Umwandlungseinsatz            | 26                             | 10                  | 0                | 18               | 0                |
| Verbrauch des Sektors Energie | 3                              | 1                   | 0                | 2                | 0                |
| Transportverluste             | 0                              | 0                   | 0                | 0                | 0                |
| Nichtenergetischer Verbrauch  | 4                              | 2                   | 0                | 2                | 0                |
| Energetischer Endverbrauch    | 57                             | 24                  | 0                | 22               | 0                |
| <b>Erdgaseinsatz gesamt</b>   | <b>90</b>                      | <b>38</b>           | <b>0</b>         | <b>44</b>        | <b>0</b>         |

Für Biogas aus anaerober Vergärung wird in Österreich im Ausblick auf 2040 ein Potenzial und eine Nutzung von ca. 10,7 TWh aus landwirtschaftlichen Quellen (Wirtschaftsdünger, Zwischenfrüchte, Stroh) und biogenen Abfällen angenommen (AEA 2021, Umweltbundesamt 2023b). Im Gegensatz zu 2021 wird der größte Anteil des produzierten Biogases nicht mehr verstromt, sondern aufgereinigt und ab 2025 zunehmend ins Gasnetz eingespeist (Tabelle 7). Dazu muss das Biomethan (40–75% Methananteil im Rohbiogas) von den anderen Bestandteilen (v. a. CO<sub>2</sub>) abgetrennt werden. Biomethan und erneuerbarer Wasserstoff werden ab 2040 Erdgas vollständig ersetzen, wobei die Menge an gasförmigen Energieträgern insgesamt durch die zunehmende Elektrifizierung reduziert wird. Abweichungen zwischen Transition Szenario und NIP Szenario ergeben sich hier auch aufgrund von Unterschieden in der Bilanzierung von unternehmenseigenen KWK-Anlagen.

Tabelle 7: Biomethaneinsatz nach Sektoren für ausgewählte Jahre nach Energiebilanz, Transition Szenario und NIP Szenario, in TWh; Quellen: Statistik Austria 2021b, Umweltbundesamt 2023c, EVT MU Leoben 2023.

| Kategorie                          | Energiebilanz<br>2021 (TWh) | Szenario Transition |               | Szenario NIP  |               |
|------------------------------------|-----------------------------|---------------------|---------------|---------------|---------------|
|                                    |                             | 2030<br>(TWh)       | 2040<br>(TWh) | 2030<br>(TWh) | 2040<br>(TWh) |
| Umwandlungseinsatz                 | 2                           | 0                   | 3             | 0             | 5             |
| Verbrauch des Sektors Energie      | 0                           | 0                   | 1             | 0             | 0             |
| Transportverluste                  | 0                           | 0                   | 0             | 0             | 0             |
| Nichtenergetischer Verbrauch       | 0                           | 0                   | 0             | 0             | 0             |
| Energetischer Endverbrauch         | 0                           | 7                   | 6             | 7             | 5             |
| <b>Biomethaneinsatz<br/>gesamt</b> | 2                           | 7                   | 10            | 7             | 10            |

In beiden Szenarien wird in Österreich 2040 ausschließlich erneuerbarer Wasserstoff erzeugt bzw. eingesetzt (Tabelle 8). Der Bedarf an erneuerbarem Wasserstoff beträgt 2030 in beiden Szenarien 5 TWh. Der aktuelle fossile Wasserstoffverbrauch der Industrie liegt bei ca. 4,6 TWh. Dies wird aber in der Energiebilanz nicht eigens ausgewiesen.

Im Transition Szenario steigt der Wasserstoffbedarf bis 2040 durch die Umstellung in der Eisen- und Stahlerzeugung, der Ammoniak- und Düngemittelproduktion sowie durch die Substitution von fossilen Energieträgern in der Industrie, bei KWK-Anlagen und im Güterverkehr auf 29 TWh. Die NIP-Modellierung zeigt einen höheren Bedarf an thermischen Kraftwerken, welche erneuerbaren Wasserstoff und Biomethan nutzen. Dies führt im NIP Szenario im Vergleich zum Transition Szenario zu einem deutlich höheren Umwandlungseinsatz von rund 10 TWh Wasserstoff. Der Wasserstoffeinsatz im Verbrauch des Sektors Energie entsteht hauptsächlich aus dem Bedarf für die Direktreduktion in der Eisen- und Stahlproduktion. Der nicht-energetische Bedarf von Wasserstoff beruht auf der Kunststoff- und Düngemittelherstellung im Sektor Chemie. Die Bedarfsmengen in beiden Kategorien wurden für das NIP Szenario infolge von Stakeholder-Rückmeldungen aus dem Industriebereich angepasst.

Die angenommene inländische Produktion erfolgt mittels Elektrolyse aus erneuerbarem Strom. Bis zum Jahr 2030 wird entsprechend der österreichischen Wasserstoffstrategie (BMK und BMDW, 2022) 1 GW Elektrolysekapazität errichtet und damit die im Transition Szenario angenommenen rund 3,75 TWh erneuerbarer Wasserstoff erzeugt. Im NIP Szenario wird von geringfügig niedrigeren Wirkungsgraden der Elektrolyseure ausgegangen, weshalb bei selber Leistung nur rund 3,5 TWh erneuerbarer Wasserstoff im Jahr 2030 erzeugt werden. Bis 2040 werden die heimischen

Elektrolysekapazitäten weiter ausgebaut. Im Transition Szenario werden ca. 3 GW installierte Kapazität im Jahr 2040 und eine inländische Wasserstofferzeugung von ca. 12 TWh angenommen. Das NIP Szenario geht auch hier aufgrund niedrigerer Wirkungsgrade von etwas weniger inländischer Erzeugung in der Höhe von 11,2 TWh aus.

Zusätzlich werden 2040 im Transition Szenario ca. 60% des eingesetzten Wasserstoffs importiert. Im NIP Szenario beträgt der Anteil des Wasserstoffimports aufgrund des höheren Bedarfe ca. 75%. Der Aufbau eines EU Hydrogen Backbones (EHB 2022) und der beteiligten österreichischen Leitungsprojekte, zum Transport großer Mengen erneuerbarem Wasserstoff aus Ländern mit vergleichsweise niedrigen Gesteungskosten ist von europäischen Gasnetzbetreibern bis zum Jahr 2030 geplant und soll bis 2040 weiter ausgebaut werden. Diese Planungen wurden im NIP berücksichtigt.

Tabelle 8: Wasserstoffverbrauch nach Sektoren für ausgewählte Jahre nach Energiebilanz, Transition Szenario und NIP Szenario, in TWh; Quellen: Statistik Austria 2021b, Umweltbundesamt 2023c, EVT MU Leoben 2023.

| Kategorie                              | Energiebilanz<br>2021 (TWh) | Szenario Transition |               | Szenario NIP  |               |
|--|-----------------------------|---------------------|---------------|---------------|---------------|
|  |                             | 2030<br>(TWh)       | 2040<br>(TWh) | 2030<br>(TWh) | 2040<br>(TWh) |
| Verkehr                                | 0                           | 1                   | 2             | 1             | 2             |
| Gebäude                                | 0                           | 0                   | 0             | 0             | 0             |
| Landwirtschaft                         | 0                           | 0                   | 0             | 0             | 0             |
| Industrie                              | 0                           | 2                   | 12            | 2             | 7             |
| Umwandlungseinsatz                     | 0                           | 0                   | 3             | 0             | 13            |
| Verbrauch des Sektors Energie          | 0                           | 0                   | 9             | 0             | 21            |
| Transportverluste                      | 0                           | 0                   | 0             | 0             | 0             |
| Nichtenergetischer Verbrauch           | 0                           | 1                   | 3             | 1             | 5             |
| <b>Wasserstoffverbrauch<br/>gesamt</b> | 0                           | 5                   | 29            | 5             | 48            |

## 3.2 Erzeugung erneuerbare Energieträger 2030 und Ausblick 2040

### 3.2.1 Derzeitiger Stand der Länder-Planungen für den Erneuerbaren-Ausbau

Das Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz hat das Ziel, dass der österreichische Gesamtstromverbrauch ab dem Jahr 2030 zu 100% national bilanziell aus erneuerbaren Energiequellen gedeckt wird. Dafür ist im EAG bis 2030 ein Zubau an jährlicher Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern um insgesamt 27 TWh vorgesehen. Das Transition Szenario weist einen Zubaubedarf von zusätzlichen 12 TWh aus. Da für den Erneuerbaren-Ausbau eine Vielzahl an rechtlichen Kompetenzen und Handlungsmöglichkeiten auf Ebene der Bundesländer liegen, sind die Ziele der Länder von großer Bedeutung für die Einschätzung der erwarteten regionalen Verteilung der zukünftigen erneuerbaren Stromerzeugung. In den folgenden Unterkapiteln werden daher die Ausbauziele der Bundesländer für Wasserkraft, Windkraft und Photovoltaik beschrieben. Diese beruhen auf den Energie- und Klimastrategien sowie auf Aussagen und Auskünfte der Länder.

#### 3.2.1.1 Bundesländerziele Wasserkraft

Die Zubauziele der Bundesländer im Zeitraum 2021 bis 2030 für die Stromerzeugung aus Wasserkraft sind in Abbildung 21 überblicksmäßig dargestellt. In Tabelle 9 wurden diese auf Basis der normalisierten Stromerzeugung im Jahr 2020 auf das Ausbauziel im Jahr 2030 hochgerechnet und mit dem EAG-Ziel verglichen. Kärnten (KTN, 2014) plant einen Zubau von 0,05 TWh bis 2025, Niederösterreich (NÖ, 2019) einen Zubau von 0,3 TWh und Salzburg einen Zubau von 0,22 (SBG, 2021) bis 2030. Oberösterreich hat ein zusätzlich realisierbares Potenzial von 0,49 TWh angegeben (OÖ, 2022), dieses wird als Zubau-Ziel angenommen. Die Steiermark plant einen Ausbau auf 4,5 TWh (STMK, 2017) und Vorarlberg einen Zubau von 0,15 TWh bis 2030 (VBG, 2021). Tirol hat das Ziel zwischen 2011 und 2036 Wasserkraftwerke mit einer jährlichen Erzeugung von 2,8 TWh zusätzlich zu errichten (TIR, 2022). Umgerechnet für 2030 ergibt dies für Tirol für das Jahr 2030 ein Ausbauziel von 8,2 TWh. Burgenland und Wien haben wegen fehlender Wasserkraftpotenziale auch keine Ziele für den weiteren Ausbau der Wasserkraft.

In Summe ergeben die Ziele der Bundesländer für Wasserkraft einen Zubau von 2021 bis 2030 im Ausmaß von 3,1 TWh und einen Ausbau auf insgesamt 44,8 TWh im Jahr 2030. Das EAG-Ziel ist ein Zubau von 5 TWh bis 2030 und ein Ausbau auf insgesamt 46,8 TWh, berechnet auf Basis der normalisierten Wasserkrafterzeugung, laut Energiebilanzen der Bundesländer, im Jahr 2020. Die Potenziale in den Bundesländern bzw. für den NIP erstellte Ausbauszenarien für Wasserkraft werden in Kapitel 3.3.2 beschrieben. Die im NIP hinterlegte regionalisierte Wasserkrafterzeugung für die Jahre 2030 und 2040 wird für Laufwasserkraft in Kapitel 4.4 und für Pumpspeicher- und Speicherkraftwerke in Kapitel 4.5 ausgeführt.

### Wasserkraft Erzeugung 2020 und Zubauziele 2030

in TWh

Quelle: KTN, 2014; NÖ, 2019; OÖ, 2022; SBG, 2021; STMK, 2017; TIR, 2022; Vbg, 2021; BGBl. I Nr. 150/2021, 2021

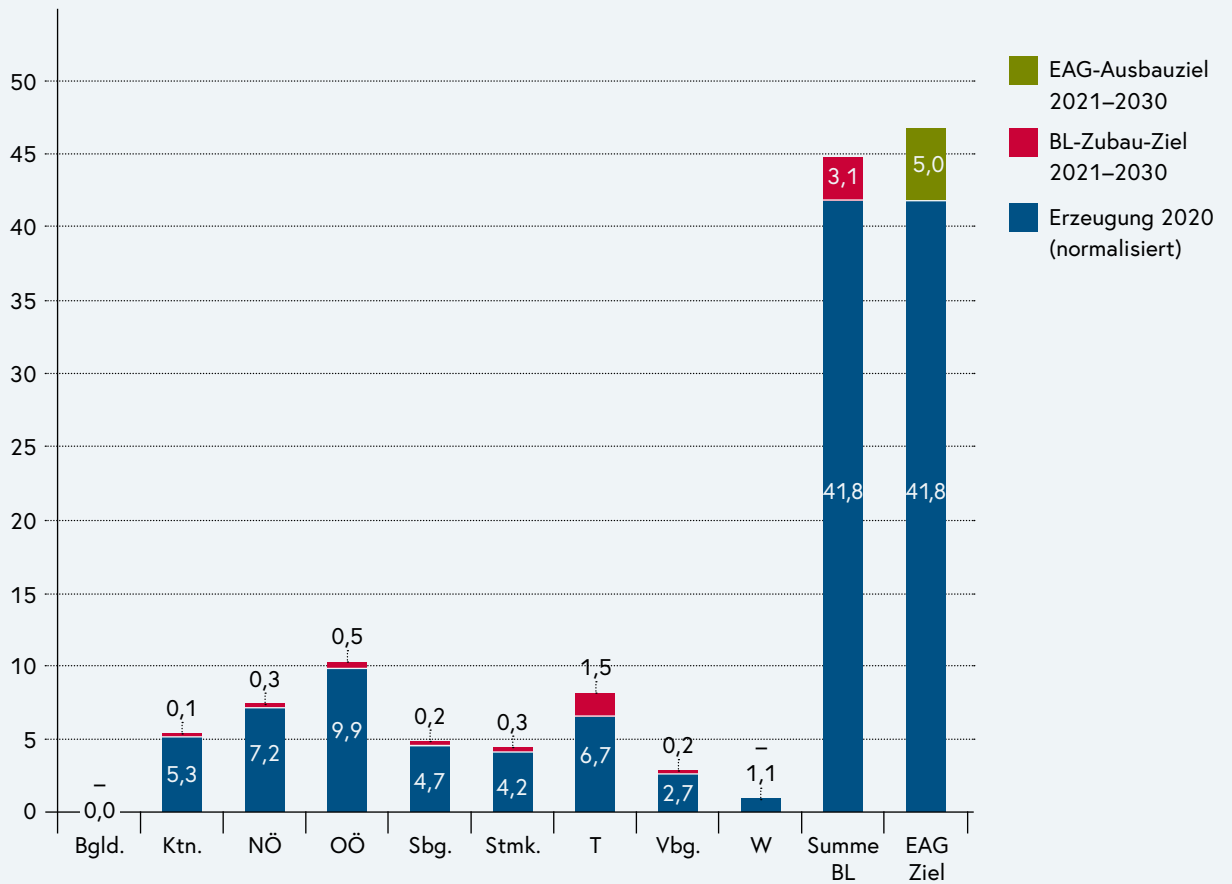


Abbildung 21: Erzeugung 2020 (normalisiert) und Zubauziele bis 2030 für die Stromerzeugung mittels Wasserkraftwerken, je Bundesland, aggregiert für die Länder und verglichen mit dem EAG-Ziel

Tabelle 9: Wasserkraft – normalisierte Erzeugung 2020, Länder Zubauziele 2021-2030, Länder Ausbauziele 2030, in TWh; Quelle: (KTN, 2014), (NÖ, 2019), (OÖ, 2022), (SBG, 2021), (STMK, 2017), (TIR, 2022), (VBG, 2021), (Statistik Austria, 2022a) und (BGBl. I Nr. 150/2021, 2021)

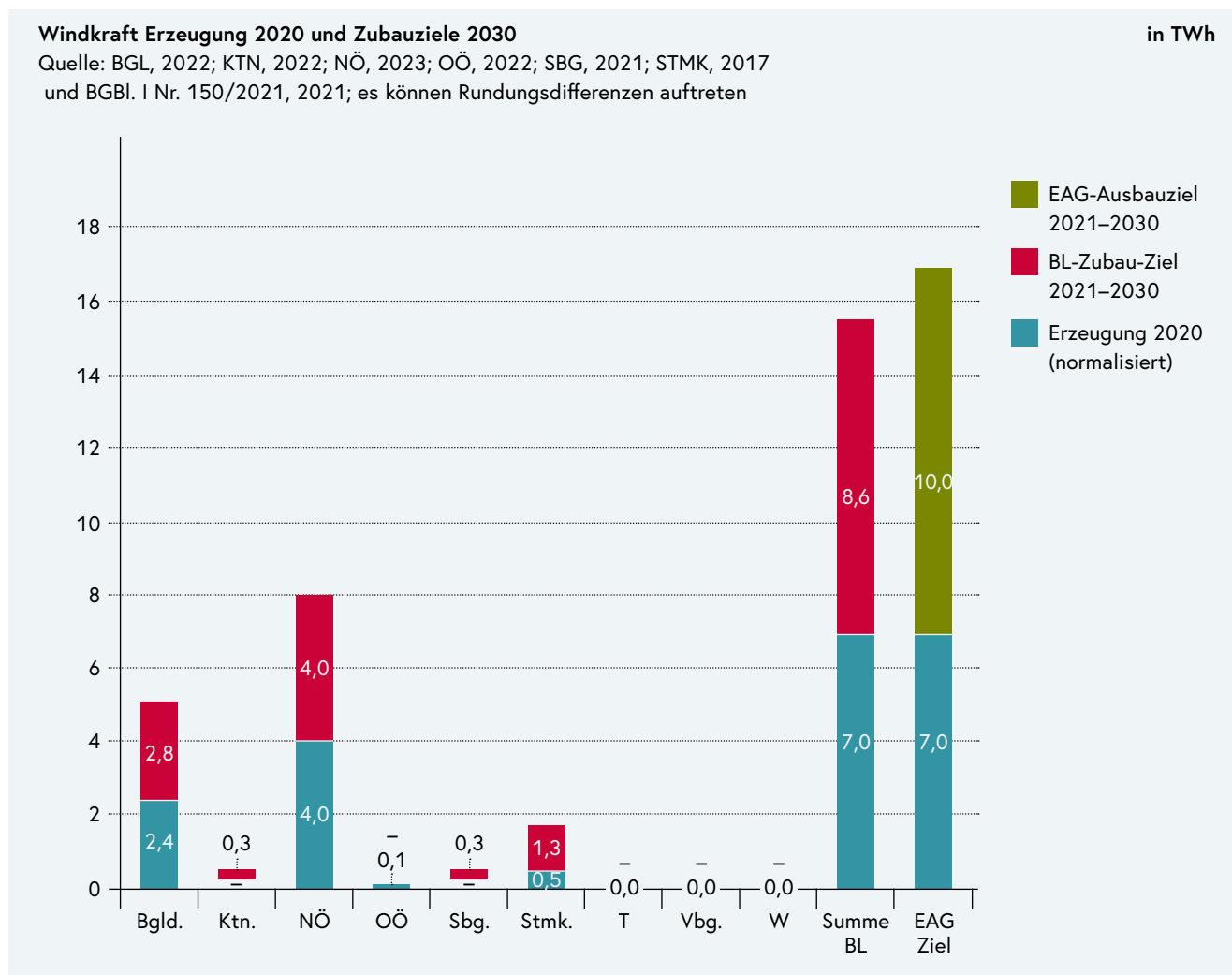
| Bundesland       | Erzeugung 2020 (normalisiert) (TWh) | BL-Zubauziel 2030 (TWh) | BL-Ausbauziel 2030 (TWh) | Quelle für Zubauziel oder Ausbauziel                  |
|------------------|-------------------------------------|-------------------------|--------------------------|---|
| Burgenland       | 0,0                                 | –                       | 0,0                      | –   |
| Kärnten          | 5,3                                 | 0,1                     | 5,4                      | KTN Energiemasterplan (Zubauziel bis 2025 festgelegt) |
| Niederösterreich | 7,2                                 | 0,3                     | 7,5                      | NÖ Klima- und Energiefahrplan 2020 bis 2030           |
| Oberösterreich   | 9,9                                 | 0,5                     | 10,4                     | OÖ Klima- und Energiestrategie                        |
| Salzburg         | 4,7                                 | 0,2                     | 4,9                      | Masterplan Klima+Energie 2030                         |
| Steiermark       | 4,2                                 | 0,3                     | 4,5                      | Klima- und Energiestrategie Steiermark 2030           |
| Tirol            | 6,7                                 | 1,5                     | 8,2                      | Tiroler Nachhaltigkeits- und Klimastrategie           |
| Vorarlberg       | 2,7                                 | 0,2                     | 2,9                      | Strategie Energieautonomie+ 2030                      |
| Wien             | 1,1                                 | –                       | 1,1                      | –   |
| <b>Summe BL</b>  | <b>41,8</b>                         | <b>3,1</b>              | <b>44,8</b>              | –   |
| <b>EAG Ziel</b>  | <b>41,8</b>                         | <b>5,0</b>              | <b>46,8</b>              | –   |



### 3.2.1.2 Bundesländerziele Windkraft

Die Zubauziele der Bundesländer im Zeitraum 2021 bis 2030 für die Stromerzeugung aus Windkraftanlagen (WKA) sind in Abbildung 22 überblicksmäßig dargestellt. In Tabelle 10 werden diese auf Basis der normalisierten Stromerzeugung im Jahr 2020 auf das Ausbauziel im Jahr 2030 hochgerechnet und mit dem EAG-Ziel verglichen. Das Burgenland hat die Errichtung von 350 zusätzlichen Windkraftanlagen mit einer Leistung von insgesamt 1,8 GW angekündigt (Landesmedienservice Burgenland, 2022). Unter Berücksichtigung des Repowerings aller Anlagen, die vor 2012 errichtet wurden und durch einen Teil der zusätzlichen Windkraftanlagen ersetzt werden, ergibt dies einen Zubau von 2,8 TWh bis 2030 (bei 2.000 Volllaststunden). Kärnten hat ein Ausbauziel von 0,25 TWh für das Jahr 2025 (KTN, 2014). Derzeit wird in Kärnten eine neue Energiestrategie erarbeitet. Niederösterreich hat ein Ausbauziel von 8,0 TWh (NÖ, 2023), Salzburg von 0,25 TWh (SBG, 2021) und die Steiermark von 1.000 MW bis 2030 (laut steirischer Klima- und Energiestrategie), was bei 1.750 Volllaststunden 1,75 TWh ergibt (STMK, 2017). Oberösterreich, Tirol, Vorarlberg und Wien haben keine bzw. im Fall von Vorarlberg nur sehr niedrige Ziele für den Windkraftausbau.

Abbildung 22: Erzeugung 2020 (normalisiert) und Zubauziele bis 2030 für die Stromerzeugung mittels Windkraftanlagen, je Bundesland, aggregiert für die Länder und verglichen mit dem EAG-Ziel



In Summe ergeben die Ziele der Bundesländer für Windkraft einen Zubau von 2021 bis 2030 um eine Jahreserzeugung von 8,6 TWh und einen Ausbau auf insgesamt 15,5 TWh im Jahr 2030. Das EAG-Ziel ist ein Zubau von 10 TWh bis 2030 und damit ein Ausbau auf insgesamt 17,0 TWh, berechnet auf Basis der normalisierten Windkrafterzeugung im Jahr 2020. Die Potenziale in den Bundesländern bzw. die für den NIP erstellten Ausbauszenarien für Windkraft werden in Kapitel 3.2.2 beschrieben. Die im NIP hinterlegte regionalisierte Windkrafterzeugung für die Jahre 2030 und 2040 wird in Kapitel 4.4.1 ausgeführt.

Tabelle 10: Windkraft – normalisierte Erzeugung 2020, Länder Zubauziele 2021-2030, Länder Ausbauziele 2030, in TWh; Quelle: (Landesmedienservice Burgenland 2022), (KTN, 2014) (NÖ, 2023), (OÖ, 2022), (SBG, 2021), (STMK, 2017), (Statistik Austria, 2022a) und (BGBl. I Nr. 150/2021, 2021), es können Rundungsdifferenzen auftreten

| Bundesland       | Erzeugung 2020 (normalisiert) (TWh) | BL-Zubauziel 2030 (TWh) | BL-Ausbauziel 2030 (TWh) | Quelle für Zubauziel oder Ausbauziel                  |
|------------------|-------------------------------------|-------------------------|--------------------------|---|
| Burgenland       | 2,4                                 | 2,8                     | 5,2                      | Landesmedienservice Burgenland                        |
| Kärnten          | 0,0                                 | 0,3                     | 0,3                      | KTN Energiemasterplan (Zubauziel bis 2025 festgelegt) |
| Niederösterreich | 4,0                                 | 4,0                     | 8,0                      | Energie- und Umweltagentur NÖ                         |
| Oberösterreich   | 0,1                                 | –                       | 0,1                      | –   |
| Salzburg         | 0,0                                 | 0,3                     | 0,3                      | Masterplan Klima+Energie 2030                         |
| Steiermark       | 0,5                                 | 1,25                    | 1,75                     | Klima- und Energiestrategie Steiermark 2030           |
| Tirol            | –                                   | –                       | –                        | –   |
| Vorarlberg       | –                                   | 0,0                     | 0,0                      | –   |
| Wien             | 0,0                                 | –                       | 0,0                      | –   |
| <b>Summe BL</b>  | <b>7,0</b>                          | <b>8,6</b>              | <b>15,5</b>              | –   |
| <b>EAG Ziel</b>  | <b>7,0</b>                          | <b>10,0</b>             | <b>17,0</b>              | –   |

### 3.2.1.3 Bundesländerziele Photovoltaik

Die Ziele der Bundesländer für den Zubau der Stromerzeugung aus Photovoltaikanlagen für den Zeitraum von 2021 bis 2030 beziehungsweise der Ausbau im Jahr 2030 sind in Abbildung 23 überblicksmäßig dargestellt. In Tabelle 11 werden diese auf Basis der Stromerzeugung im Jahr 2020 auf das Ausbauziel im Jahr 2030 hochgerechnet und mit dem EAG-Ziel verglichen.

Jedes der Bundesländer hat sich Ziele für den PV-Ausbau gesetzt. Das Burgenland hat ein 2,35-TWh-Zubauziel, Salzburg ein 0,5-TWh-Zubauziel und Vorarlberg ein 0,33-TWh-Zubauziel bis 2030. Kärnten hat ein 0,18-TWh-Ausbauziel bis 2025, Niederösterreich hat ein 3,0-TWh-Ausbauziel im Jahr 2030, Oberösterreich ein 3,5-TWh-Ausbauziel, die Steiermark ein 1,08-TWh-Ausbauziel, Tirol ein 1,15 TWh bis 1,5-TWh-Ausbauziel und Wien ein 0,8-TWh-Ausbauziel für das Jahr 2030. Der Zubau bzw. Ausbau wird auf Grundlage der PV-Stromerzeugung der Bundesländer im Jahr 2020 errechnet.

In Summe ergeben die Ziele der Bundesländer für Photovoltaik einen Zubau im Ausmaß von 11,2 TWh bis 11,5 TWh von 2021-2030 und einen Ausbau auf insgesamt 13,2 TWh bis 13,6 TWh im Jahr 2030. Das EAG-Ziel ist ein Zubau von 11 TWh bis 2030 und ein Ausbau auf insgesamt 13,0 TWh, berechnet auf Basis der PV-Stromerzeugung im Jahr 2020. Die Länder haben somit ein leicht höheres Ziel als der im EAG angenommene PV-Zubau bis 2030. Ausbauszenarien für Photovoltaik in den Bundesländern werden in Kapitel 3.2.2 beschrieben. Die im NIP hinterlegte regionalisierte PV-Stromerzeugung für die Jahre 2030 und 2040 wird in Kapitel 4.4.1 ausgeführt.

### Photovoltaik Erzeugung 2020 und Zubauziele 2030

in TWh

Quelle: BGL, 2023; KTN, 2014; NÖ, 2023; OÖ, 2022; SBG, 2021; STMK, 2023; VBG, 2021; WIE, 2022; und BGBl. I Nr. 150/2021, 2021; es können Rundungsdifferenzen auftreten

- EAG-Ausbauziel 2021–2030
- BL-Zubau-Ziel 2021–2030
- Erzeugung 2020 (normalisiert)

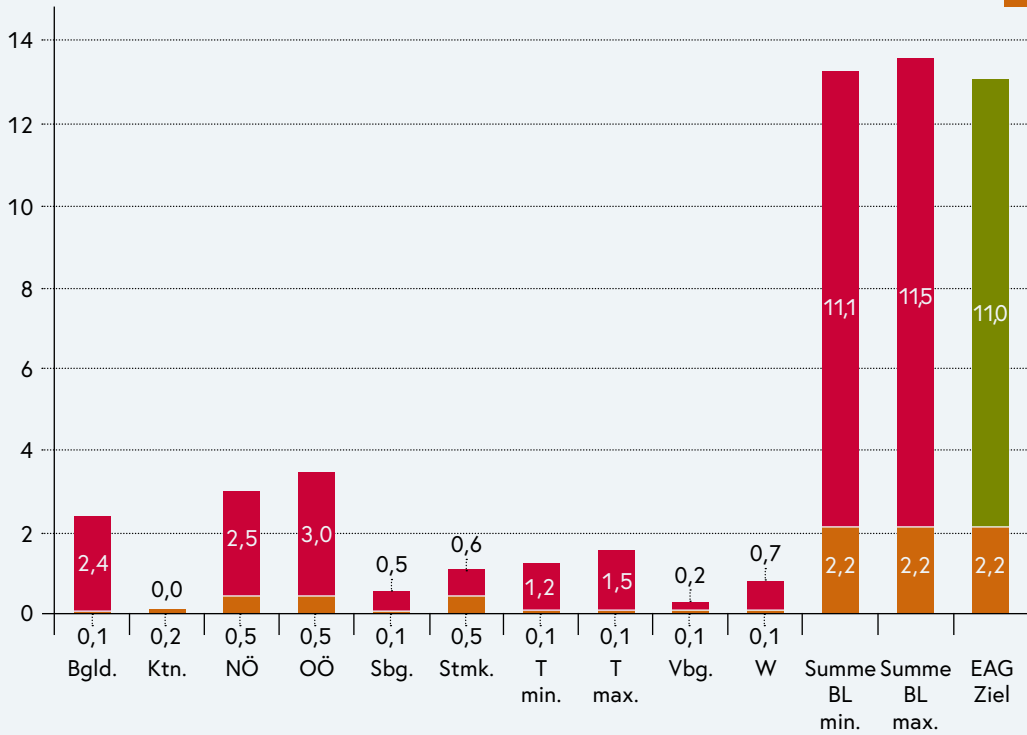


Abbildung 23:  
Erzeugung 2020 und Zubauziele bis 2030 für die Stromerzeugung mittels Photovoltaik, je Bundesland, aggregiert für die Länder und verglichen mit dem EAG-Ziel

Tabelle 11: Photovoltaik Erzeugung 2020, Länder Zubauziele 2021-2030, Länder Ausbauziele 2030, in TWh; Quelle: (BGLD, 2023), (KTN, 2014), (NÖ, 2023), (OÖ, 2022), (SBG, 2021), (STMK, 2023), (VBG, 2021), (WIE, 2022), (Statistik Austria, 2022a) und (BGBl. I Nr. 150/2021, 2021), es können Rundungsdifferenzen auftreten

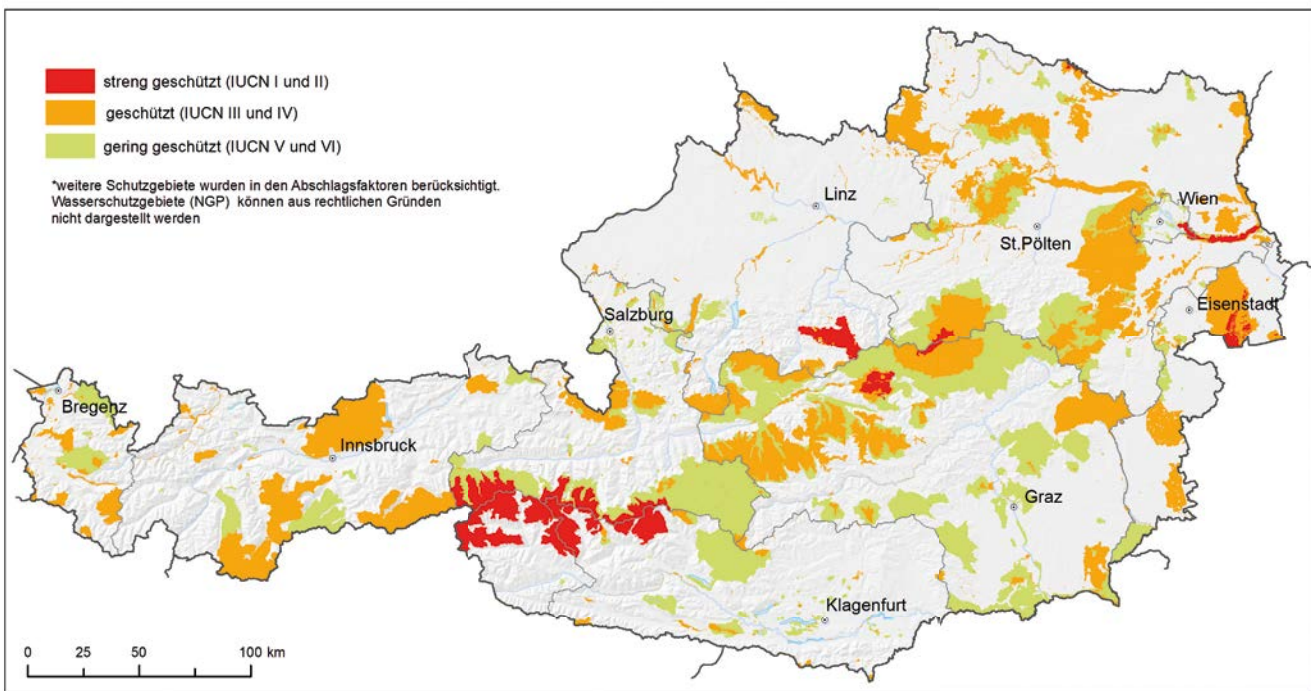
| Bundesland       | Erzeugung 2020 (TWh) | BL-Zubauziel 2030 (TWh) | BL-Ausbauziel 2030 (TWh) | Quelle für Zubauziel oder Ausbauziel |
|------------------|----------------------|-------------------------|--------------------------|--------------------------------------|
| Burgenland       | 0,1                  | 2,2                     | 2,3                      | BGL Klimastrategie                   |
| Kärnten          | 0,2                  | 0,0                     | 0,2                      | KTN Energie-masterplan (EMAP)        |
| Niederösterreich | 0,5                  | 2,5                     | 3,0                      | Energie- und Umweltagentur           |
| Oberösterreich   | 0,5                  | 3,0                     | 3,5                      | OÖ Klima- und Energiestrategie       |
| Salzburg         | 0,1                  | 0,5                     | 0,6                      | Masterplan Klima+Energie 2030        |
| Steiermark       | 0,5                  | 0,6                     | 1,1                      | Sachprogramm EE – Solarenergie       |
| Tirol            | 0,1                  | 1,2–1,5                 | 1,3–1,6                  | Auskunft Land Tirol                  |
| Vorarlberg       | 0,1                  | 0,2                     | 0,3                      | Strategie Energieautonomie+ 2030     |
| Wien             | 0,1                  | 0,7                     | 0,8                      | Wiener Klimafahrplan                 |
| <b>Summe BL</b>  | <b>2,0</b>           | <b>11,1–11,5</b>        | <b>13,2–13,5</b>         | –                                    |
| <b>EAG Ziel</b>  | <b>2,0</b>           | <b>11,0</b>             | <b>13,0</b>              | –                                    |

Die Ziele der Bundesländer wurden mit den Szenarien für den Ausbau in den Bundesländern laut dem nächsten Kapitel (3.2.2) verglichen. Im Fall, dass die Ziele der Bundesländer höher als die vom Umweltbundesamt (2023d) ermittelten realisierbaren Potenziale sind, wurde für die jeweilige Technologie und Bundesland das Ausbauziel des Bundeslandes in der NIP-Modellierung angenommen. Dies ist für das Burgenland der Fall.

### 3.2.2 Angenommene erneuerbare Aufbringung für 2030 und 2040

Um die zukünftige regionalisierte erneuerbare Stromerzeugung der Jahre 2030 und 2040 für die Berechnungen des NIP abzuschätzen, wurden für Windkraft, Photovoltaik, Wasserkraft und die Verstromung fester Biomasse technologiespezifische Potenzialabschätzungen herangezogen. Dieselbe Vorgehensweise wurde auch für die Produktion von Biogas bzw. Biomethan gewählt. In den jeweiligen Unterkapiteln werden die methodischen Vorgehensweisen und die daraus resultierenden Ergebnisse der jeweiligen Studien und Analysen genauer beschrieben. Die in den folgenden Unterkapiteln beschriebenen Ausbauszenarien wurden für den Infrastrukturbedarf im NIP herangezogen. Sie bieten Anhaltspunkte für mögliche Verteilungsvarianten des Ausbaus. Weitere Details können dem Bericht "Erzeugung von erneuerbarem Strom und Biomethan" (Umweltbundesamt, 2023d) entnommen werden.

#### Vorbehaltsflächen Naturschutzgebiete\*



Quellen: Umweltbundesamt, Bundesländer, CDDA Reporting (2023 Abbildung, 2021 Berechnungen),  
Länderschutzegebietsdatensätze konsolidiert, BEV  
Bearbeitung: Umweltbundesamt, April 2023

umweltbundesamt<sup>®</sup>

Abbildung 24:  
Vorbehaltsflächen Naturschutz in Österreich,  
Bild: Umweltbundesamt,  
2023d

### 3.2.2.1 Potenziale für Photovoltaik und Windkraft

Das Umweltbundesamt hat drei unterschiedliche Szenarien für die Stromerzeugung aus Windkraft- und PV-Anlagen für 2030 und 2040 ermittelt (Umweltbundesamt, 2023d). Zur Ermittlung der Szenarien wurden im ersten Schritt Regionen identifiziert, in denen aus Gründen des Naturschutzes, des Artenschutzes und des Gewässerschutzes generell kein oder nur ein beschränkter Ausbau von erneuerbaren Energieträgern erfolgen soll (Abbildung 24). Während für Flächen der IUCN-Kategorien I-IV (u. a. Nationalparks, Wildnisgebiete, Europaschutzgebiete, Naturschutzgebiete) eine energetische Nutzung komplett ausgeschlossen wurde, besteht die Möglichkeit eines geringen Ausbaus auf den Flächen mit einem Schutzstatus der Kategorien V-VI (z. B. Landschaftsschutzgebiete und Entwicklungszonen von Biosphärenparks).

Auf den verbleibenden Gebieten werden theoretisch-technischen Potenziale zur Stromerzeugung ermittelt, welche physikalische Faktoren (z. B. Globalstrahlung, Windgeschwindigkeiten, technische Effizienz) und topographische Faktoren (z. B. Hangneigungen, Seehöhen) berücksichtigen. Bei zukünftigen Potenzialabschätzungen müssen auch die Folgen des voranschreitenden Klimawandels (z. B. extreme Wetterereignisse, Änderungen der Niederschlagsverteilung etc.) beachtet werden. Energieanlagen können in exponierten Lagen durch extreme Wetterereignisse (Hagel, Sturm) beschädigt oder in ihrer Effizienz (hohe Temperaturen und langanhaltende Hitzeperioden etc.) eingeschränkt werden (siehe auch Aktionsplan der Österreichischen Strategie zur Anpassung an den Klimawandel).

Mittels technologiespezifischen Abschlägen für Flächennutzung, Wirtschaftlichkeit und Umsetzbarkeit, wurden aus den theoretisch-technischen Potenzialen die drei Szenarien für die Stromerzeugung aus Windkraft und PV-Anlagen abgeleitet, welche sich im ermittelten Ausbau unterscheiden.

Im Szenario „Rahmenbedingungen 2021“ wird ein ambitionierter Ausbau erneuerbarer Stromerzeugung angenommen, welcher über den aktuell im EAG angeführten Ausbaupfad von plus 27 TWh bis 2030 hinausgeht. In allen Bundesländern werden für den angenommenen Zubau ausreichend Eignungszonen ausgewiesen, wobei der Netzanschluss und mangelnde politische und gesellschaftliche Akzeptanz wesentliche Barrieren in der Umsetzung darstellen.

Das Szenario „aktuelle Entwicklungen“ baut auf dem Szenario Rahmenbedingungen 2021 auf. Zusätzlich werden europäische und nationale Entwicklungen berücksichtigt, welche den Erneuerbaren-Ausbau fördern und beschleunigen (z. B. die Umsetzung von „renewables acceleration areas“, und anderer Maßnahmen zur Beschleunigung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien wie sie in der Renewable Energy Directive vorgesehen sind, oder die Novelle des Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetzes (UVP-G)). Dieses Szenario bildet auch die Aufbringung für Wind- und PV-Erzeugung im Transition Szenario ab. Auch hier werden die EAG-Ausbauziele deutlich übertroffen, u. a. durch ein höheres Akzeptanzlevel für Wind und PV gegenüber dem Szenario „Rahmenbedingungen 2021“. Im Szenario „beschleunigter Ausbau“ wurden sehr gute Rahmenbedingungen für den Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung unterstellt. In allen Bundesländern

werden ausreichende Eignungszonen ausgewiesen und rechtlich implementiert, die Genehmigungsverfahren für Wind und PV-Anlagen werden anhand von Best-Practice-Kriterien durchgeführt. Ein weiter erhöhtes Akzeptanzlevel gegenüber dem Szenario „aktuelle Entwicklungen“ führt zu einem zusätzlich erhöhten Ausbau an Wind- und PV-Erzeugung.

Diese Potenziale der Szenarien wurden regional abgeschätzt und verortet. Im Zuge der NIP Erstellung wurden jedoch nur die Ausbauzahlen des Szenarios „aktuelle Entwicklungen“ herangezogen, weshalb in diesem Kapitel auch nur die Potenziale aus diesem Szenario beschrieben werden. Die Potenziale für PV umfassen Anlagen auf Frei-, Dach- und Fassadenflächen sowie auf weiteren nutzbaren Bauwerken wie beispielsweise Lärmschutzwänden und Gleisanlagen. Freiflächen inkludieren hier sowohl klassische Freiflächen wie Agrarflächen und Grünland als auch bereits anderweitig genutzte (versiegelte) Flächen (z. B. Betriebsgebiete).

Das berechnete theoretisch-technische Potenzial für die PV Erzeugung in Österreich beläuft sich dabei auf knapp 279 TWh/a (Tabelle 12). Nach Anwendung der Abschläge für Flächennutzung, Wirtschaftlichkeit und Umsetzbarkeit werden jedoch bis 2030 rund 21 TWh/a als realisierbar erachtet. Es wird angenommen, dass davon ca. 8 TWh/a auf Dach- und Fassadenflächen realisiert werden können. Bis 2040 wird mit einer Verdopplung des realisierbaren Potenzials auf knapp 41 TWh/a gerechnet (jeweils inklusive Bestandsanlagen). Dabei wird angenommen, dass ca. 13 TWh auf Dach- und Fassadenflächen realisiert werden können. 2030 können somit circa 8% des technisch-theoretischen Potenzials erschlossen werden, bis 2040 wird dieser Anteil auf knapp 15% gesteigert werden. Die größten absolut realisierbaren Potenziale werden dabei in Niederösterreich, Oberösterreich und der Steiermark gesehen. Hervorzuheben in dieser Betrachtung ist das Burgenland, hier ist, im Einklang mit dem Ausbauziel, ein bis 2030 vergleichsweise hoher Zubau geplant, während der weitere Ausbau nach 2030 langsamer verläuft.

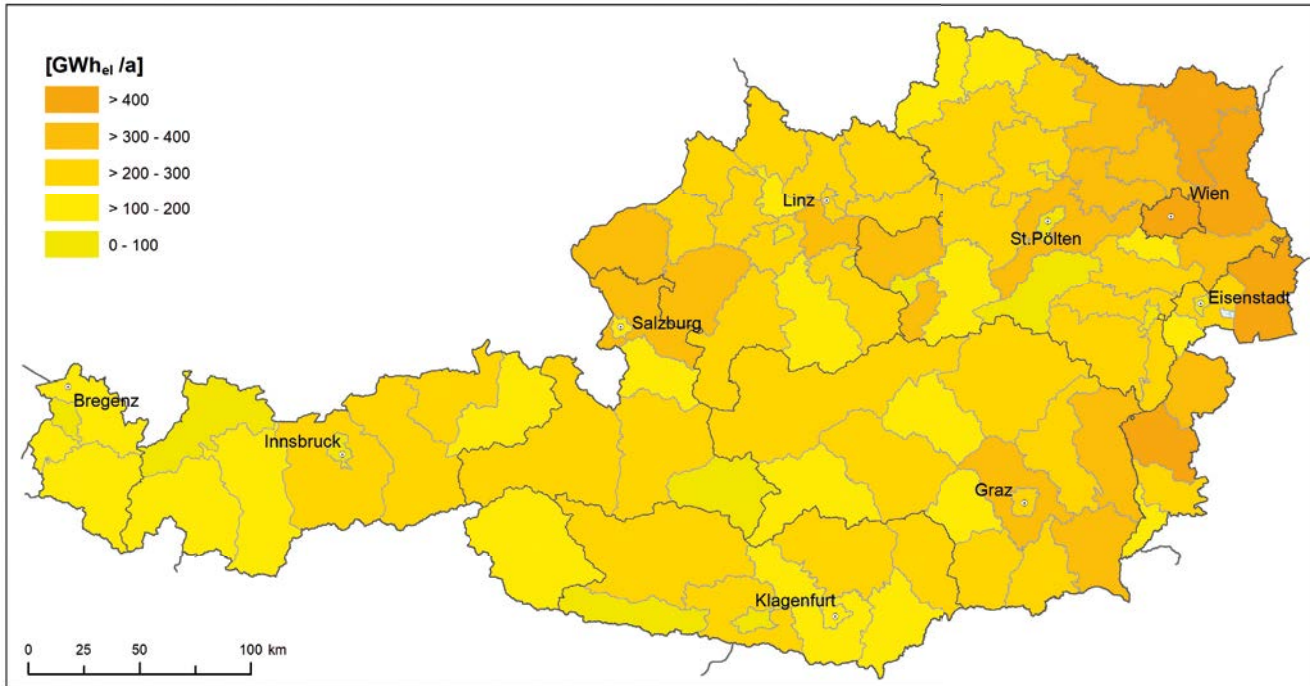


Tabelle 12: Angenommene PV-Erzeugung aus dem Szenario „aktuelle Entwicklungen“ je Bundesland; Quelle: (Umweltbundesamt, 2023d)

| Bundesland       | theoretisch-<br>technisch<br>(TWh/a) | angenommene<br>Erzeugung (2030)<br>(TWh/a) | angenommene<br>Erzeugung (2040)<br>(TWh/a) |
|------------------|--------------------------------------|--|--|
| Burgenland       | 17,5                                 | 2,5  | 3,1  |
| Kärnten          | 25,7                                 | 1,7  | 3,6  |
| Niederösterreich | 77,3                                 | 5,6  | 11,4                                       |
| Oberösterreich   | 51,7                                 | 3,8  | 7,6  |
| Salzburg         | 17,6                                 | 1,1  | 2,4  |
| Steiermark       | 48,1                                 | 3,3  | 6,8  |
| Tirol            | 23,3                                 | 1,5  | 3,1  |
| Vorarlberg       | 7,8                                  | 0,5  | 1,1  |
| Wien             | 10,1                                 | 1,0  | 1,9  |
| Österreich       | 279,1                                | 21,1                                       | 41,1                                       |

Der räumliche Schwerpunkt der höchsten realisierbaren Potenziale auf Bezirksebene im Jahr 2030 (Abbildung 25) und 2040 (Abbildung 26) liegt in Ostösterreich, dem nördlichen Salzburg und dem Innviertel sowie der südlichen Steiermark. Im Großteil der österreichischen Bezirke besteht zumindest ein mittleres bzw. hohes Potenzial.

## Realisierbare Aufbringung der Photovoltaik in Bezirken Österreichs bis 2030 - Szenario aktuelle Entwicklungen (21 TWh)



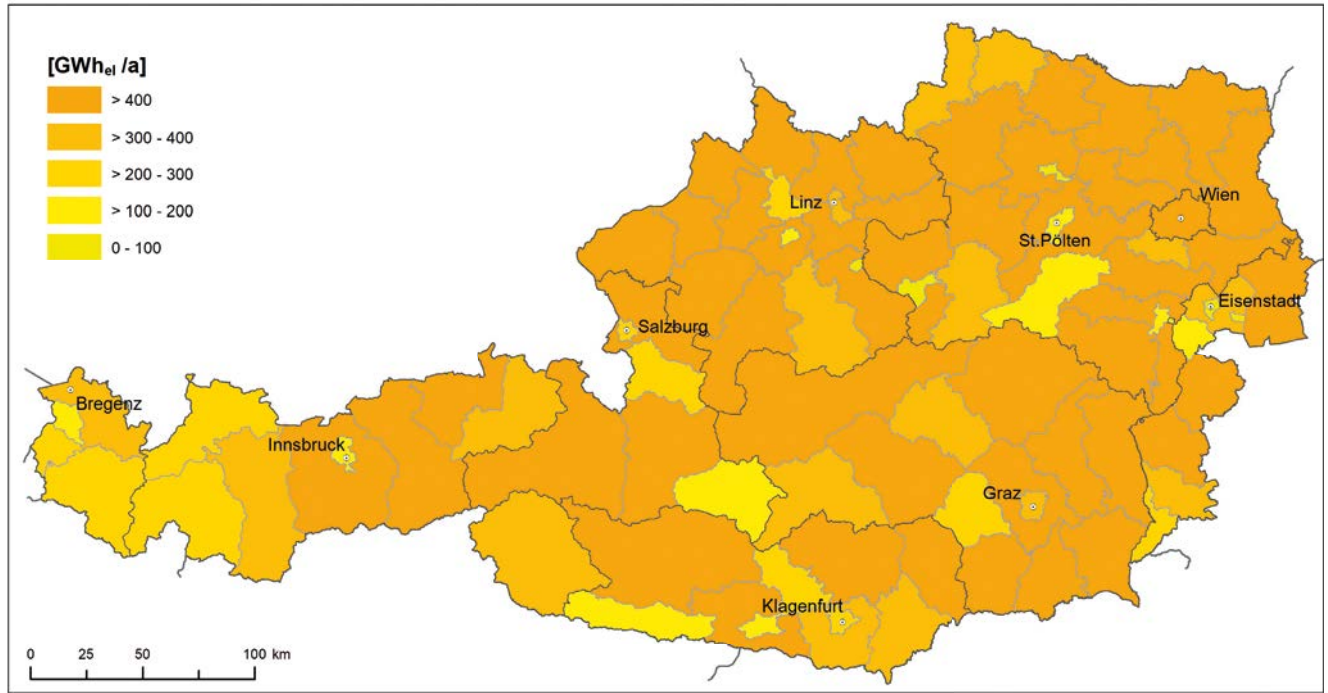
Quelle: JRC Globalstrahlung, Basemap Gebäude (Bundesländer), Solarkataster Kärnten (Land Kärnten), Corine Landcover 2018, DKM (BEV), GIP Straßengraph, Lärmschutzwände (BMK), Dauersiedlungsraum (Statistik Austria), eigene Berechnungen, Verwaltungsgrenzen (BEV)  
Bearbeitung: Umweltbundesamt; 16.06.2023

umweltbundesamt<sup>®</sup>

Abbildung 25:  
PV-Erzeugungspotenziale  
nach Bezirken 2030,  
Bild: Umweltbundesamt,  
2023d

Das theoretisch-technische Potenzial für die Stromerzeugung mittels Windenergieanlagen in Österreich wurde mit rund 228 TWh/a abgeschätzt (Tabelle 13). Von diesem theoretisch-technischen Potenzial werden 2030 rund 21 TWh/a (rund 9%) als realisierbar erachtet, 2040 erhöht sich das realisierbare Potenzial auf 29 TWh/a (ca. 13%). Die größten realisierbaren Potenziale weisen Niederösterreich und das Burgenland mit insgesamt 20,6 TWh/a im Jahr 2040 auf. Darauf folgt die Steiermark mit 3,5 TWh/a bis 2040. Die westlichen Bundesländer haben insgesamt ein geringes Potenzial für Windkraftnutzung, da große Teile der Bundesländer aus naturschutzrechtlichen oder topographischen Gründen ungeeignet sind. Ähnlich wie bei den PV Potenzialen wird bis 2030 im Burgenland der größte Anteil des verfügbaren technisch-theoretischen Potenzials realisiert, dies steht im Einklang mit den bundeslandspezifischen Ausbauzielen bis 2030.

## Realisierbare Aufbringung der Photovoltaik in Bezirken Österreichs bis 2040 - Szenario aktuelle Entwicklungen (41 TWh)



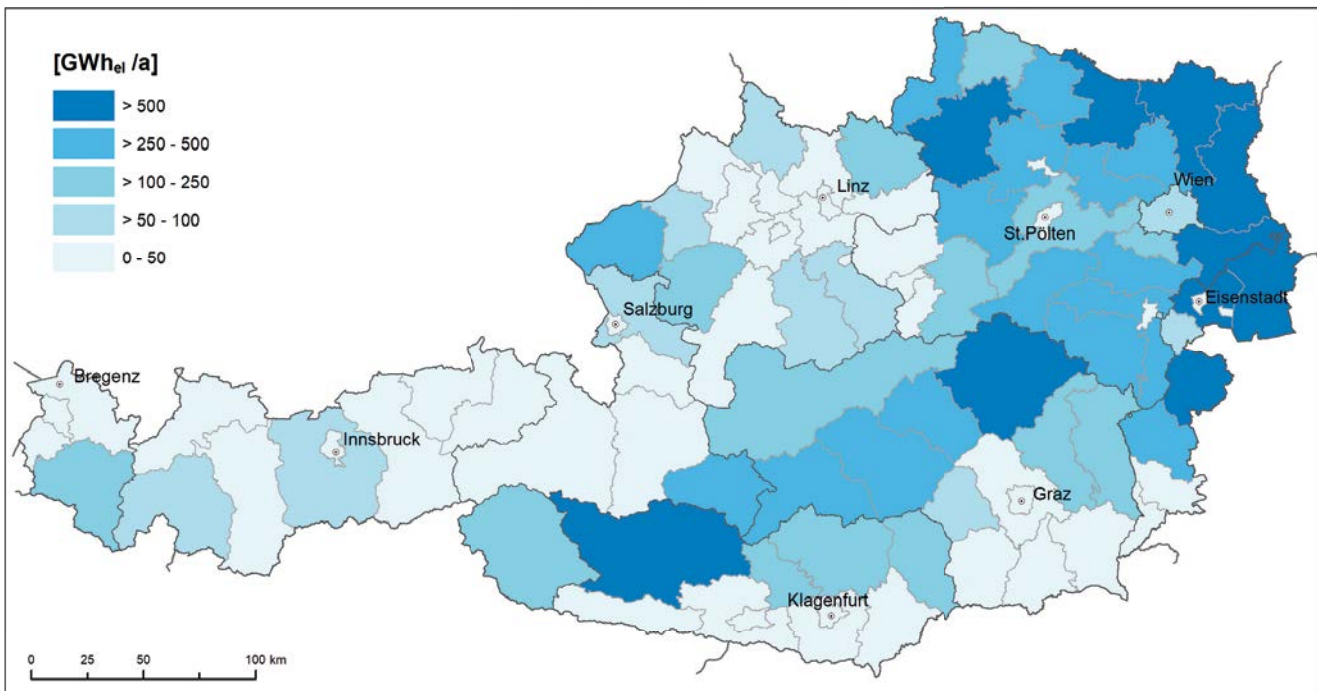
Quelle: JRC Globalstrahlung, Basemap Gebäude (Bundesländer),  
Solarkataster Kärnten (Land Kärnten), Corine Landcover 2018, DKM (BEV), GIP Straßengraph, Lärmschutzwände (BMK),  
Dauersiedlungsraum (Statistik Austria), eigene Berechnungen, Verwaltungsgrenzen (BEV)  
Bearbeitung: Umweltbundesamt; 16.06.2023

umweltbundesamt<sup>®</sup>

Abbildung 26:  
PV-Erzeugungspotenziale  
nach Bezirken 2040,  
Bild: Umweltbundesamt,  
2023d

Die räumliche Verteilung der Windenergiepotenziale auf Bezirksebene unterstreicht deren Schwerpunkte in Ostösterreich und in großen Teilen der Steiermark und Kärntens im Jahr 2030 (Abbildung 27). Die höchsten zusammenhängenden Windenergiepotenziale sind im nördlichen Burgenland und im östlichen Niederösterreich zu finden. In weiten Teilen der Steiermark und in Niederösterreich sind fast flächendeckend mittlere Potenziale vorhanden. 2040 zeigt ein leicht verändertes Bild zu 2030, insbesondere im südlichen Niederösterreich kommt es zu einer Zunahme der realisierbaren Windenergiepotenziale (Abbildung 28).

### Realisierbare Aufbringung der Windkraft in Bezirken Österreichs bis 2030 - Szenario aktuelle Entwicklungen (21TWh)

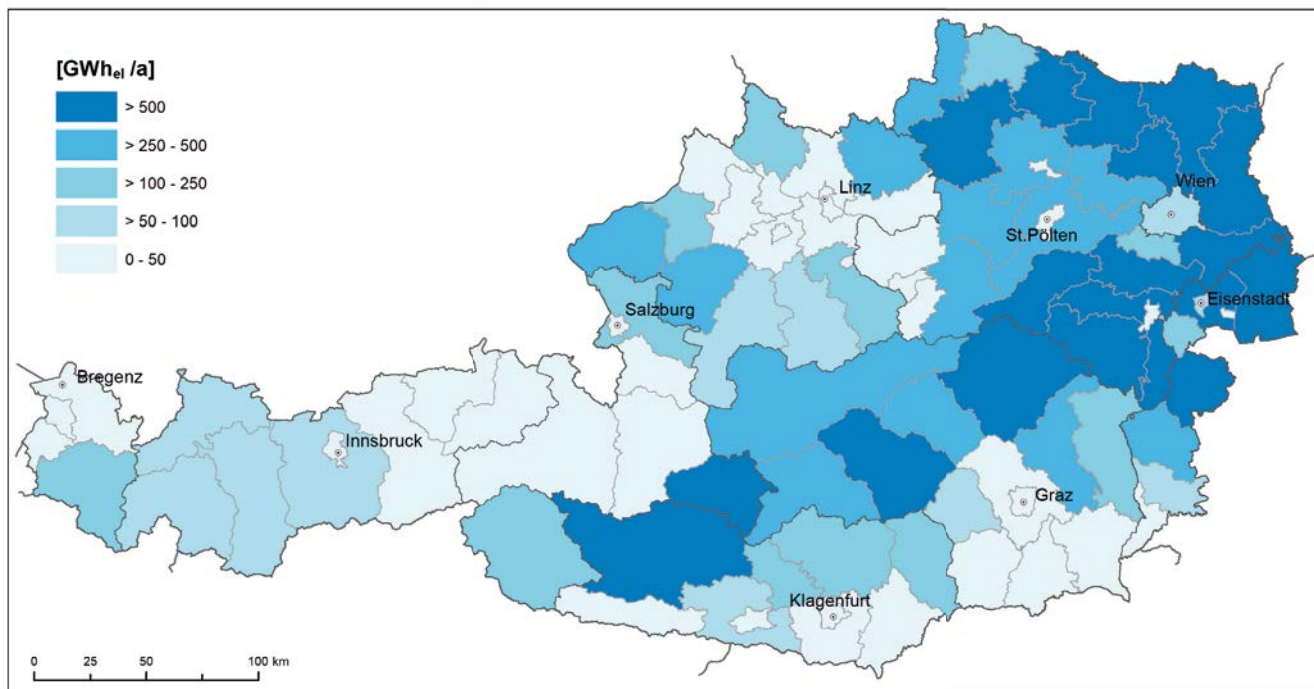


Datenquellen: Statistik Austria (2021), NEWA Windatlas, Corine Land Cover 2018, BEV (2021)  
Kartenerstellung: Umweltbundesamt; 16.06.2023

umweltbundesamt<sup>U</sup>

Abbildung 27:  
Realisierbare Winderzeugungspotenziale nach Bezirken 2030,  
Bild: Umweltbundesamt, 2023d

## Realisierbare Aufbringung der Windkraft in Bezirken Österreichs - Szenario aktuelle Entwicklungen 2040 (29TWh)



Datenquellen: Statistik Austria (2021), NEWA Windatlas, Corine Land Cover 2018, BEV (2021)  
Kartenerstellung: Umweltbundesamt; 16.06.2023

umweltbundesamt<sup>U</sup>

Tabelle 13: Angenommene Winderzeugung aus dem Szenario „aktuelle Entwicklungen“ je Bundesland; Quelle: (Umweltbundesamt, 2023d)

Abbildung 28:  
Realisierbare Winderzeugungspotenziale nach Bezirken 2040,  
Bild: Umweltbundesamt,  
2023d

| Bundesland       | theoretisch-<br>technisch<br>(TWh/a) | angenommene<br>Erzeugung (2030)<br>(TWh/a) | angenommene<br>Erzeugung (2040)<br>(TWh/a) |
|------------------|--------------------------------------|--|--|
| Burgenland       | 35,5                                 | 5,2  | 6,8  |
| Kärnten          | 14,0                                 | 1,1  | 1,6  |
| Niederösterreich | 118,8                                | 10,0                                       | 13,8                                       |
| Oberösterreich   | 13,0                                 | 1,0  | 1,8  |
| Salzburg         | 6,2                                  | 0,5  | 0,8  |
| Steiermark       | 33,8                                 | 2,8  | 3,5  |
| Tirol            | 4,5                                  | 0,3  | 0,5  |
| Vorarlberg       | 1,7                                  | 0,1  | 0,2  |
| Wien             | 0,7                                  | 0,1  | 0,1  |
| Österreich       | 228,2                                | 21,1                                       | 29,0                                       |

### 3.2.2.2 Wasserkraft

Das vom Umweltbundesamt (2023d) abgeschätzte Ausbaupotenzial für Wasserkraftanlagen setzt sich einerseits aus dem technisch-wirtschaftlichen Restpotenzial für Wasserkraftausbau und andererseits aus dem Optimierungspotenzial bestehender Anlagen zusammen.

Das technische-wirtschaftliche Restpotenzial wurde unter Ausschluss besonders schutzwürdiger Strecken (Abbildung 29) abgeschätzt und basiert auf dem Abflusslinienpotenzial der Teileinzugsgebiete abzüglich des bestehenden Kraftwerksbestands. Die Untergrenze der schutzwürdigen Strecken setzt sich aus Flächen der IUCN Kategorien I-II, UNESCO-Weltkulturerbestätten, Flächen verordneter Regionalprogramme der Bundesländer die einen Neubau von Wasserkraftanlagen untersagen, Strecken in sehr gutem ökologischen Zustand sowie Strecken in sehr gutem hydromorphologischem Zustand mit einer Länge von über einem Kilometer zusammen. Die Obergrenze der schutzwürdigen Strecken umfasst zusätzlich Strecken an und in Auen mit überragender Bedeutung für den Naturschutz sowie Strecken im potenziellen Verbreitungsgebiet gefährdeter Fischarten und Strecken an Natura 2000 Gebieten (FFH Richtlinie). Für weitere Details wird auf den Bericht „Erzeugung von erneuerbarem Strom und Biomethan“ (Umweltbundesamt, 2023d) verwiesen.

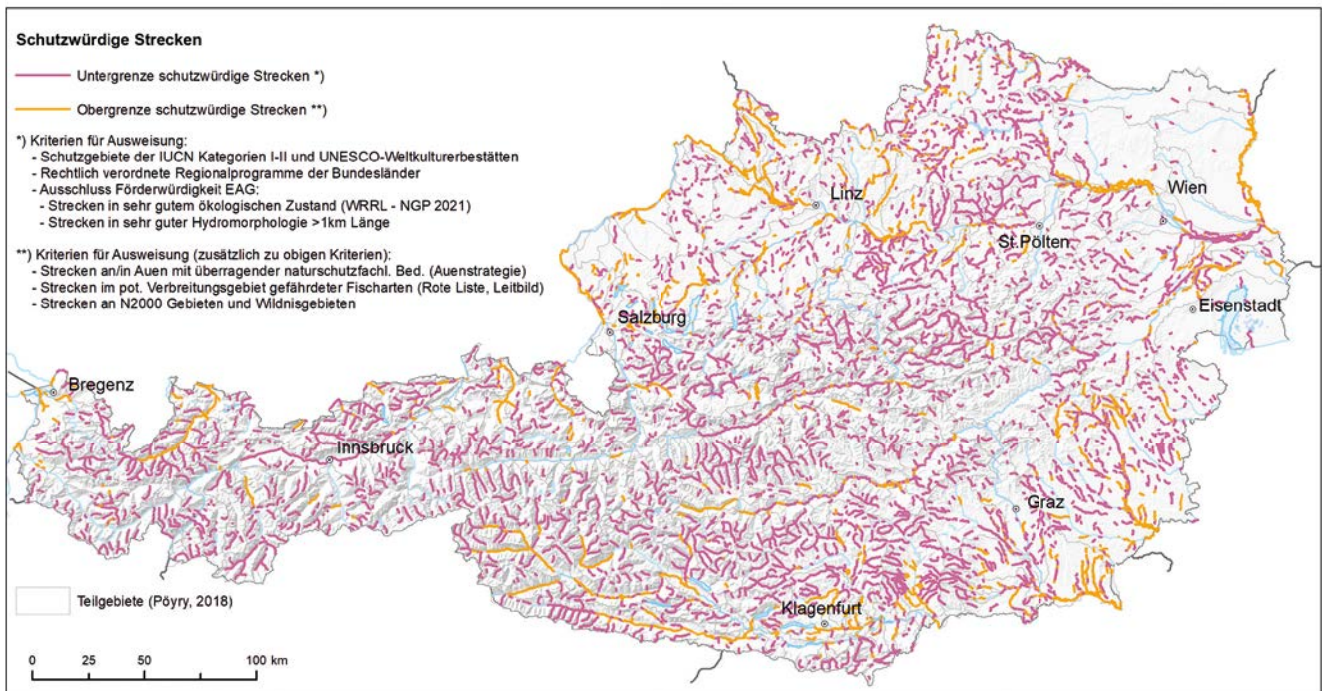
Nach dem Ausschluss schutzwürdiger Strecken wurden aus der Literatur Faktoren für die unterschiedlichen Teileinzugsgebiete abgeleitet (z. B. Nutzungsgraden), mittels denen aus den verbleibenden Abflusslinienpotenzialen die technisch-wirtschaftlichen Restpotenziale abgeschätzt wurden. Die herangezogenen Teileinzugsgebiete sind aus (PÖYRY, 2018) abgeleitet.

Eine Abschätzung des Optimierungspotenzials erfolgte auf Basis der österreichischen Wasserkraftanlagen im Jahr 2022. Diese Potenziale wurden für Lauf- und Speicherkraftwerke ermittelt, Pumpspeicherkraftwerke waren nicht Teil dieser Berechnungen (werden aber separat anhand der geplanten Kraftwerkskapazitäten für die Berechnungen des NIPs in Kapitel 4 berücksichtigt).

Tabelle 14 zeigt die berechneten Wasserkraftrestpotenziale je Bundesland. Aufgrund der gewählten Methodik sind diese Werte als die insgesamt realisierbaren Potenziale zu verstehen. Unter Ausschöpfung des maximalen Optimierungspotenzials und des maximalen Restpotenzials unter Berücksichtigung einer geringeren Gewässerschutzwürdigkeit ergäbe sich ein übriges Potenzial von ca. 10,1 TWh/a für Österreich. Umgekehrt würde sich das Potenzial lediglich auf rund 6,9 TWh/a belaufen, vorausgesetzt man könnte das Optimierungspotenzial nur minimal erschließen und würde eine höhere Gewässerschutzwürdigkeit unterstellen (Abbildung 29). Während die größten Optimierungspotenziale in Oberösterreich zu finden sind, weisen Tirol und Steiermark die größten Ausbaupotenziale auf.



## Schutzwürdige Strecken



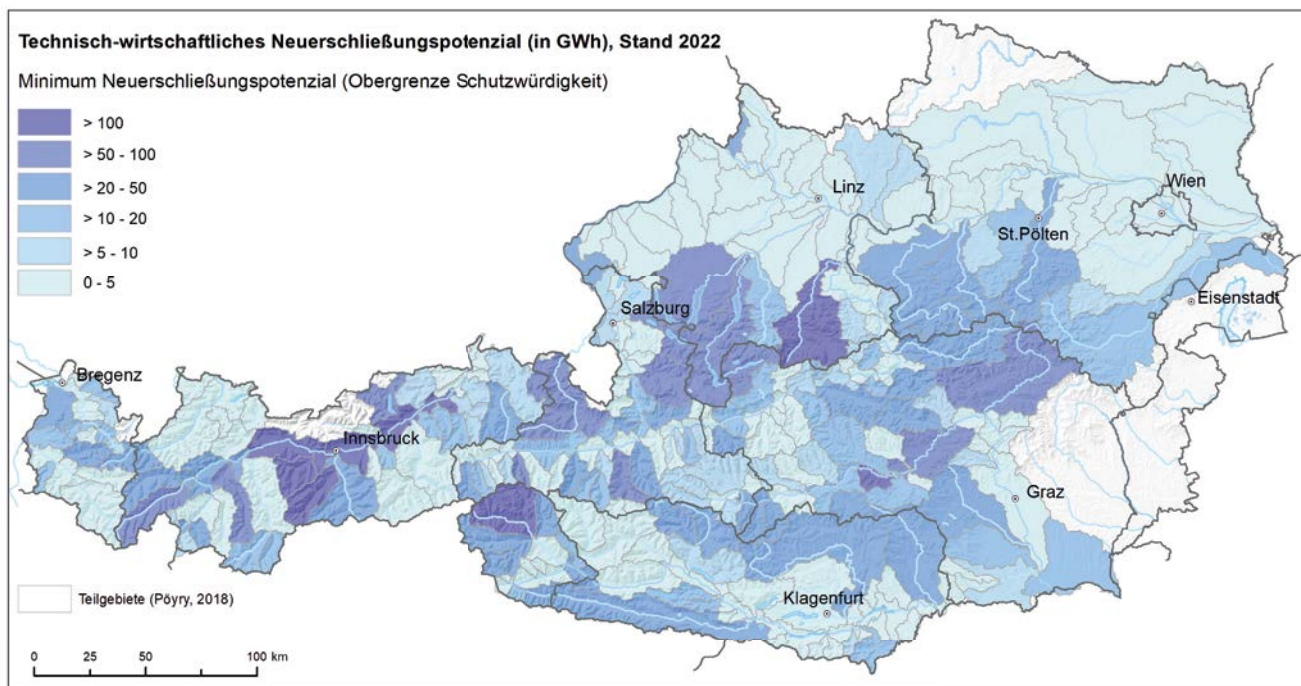
Datenquellen: BML - Nationaler Gewässerbewirtschaftsplan (NGP) 2021, Umweltbundesamt - sonstige Fachdaten  
Kartenerstellung: Umweltbundesamt; 19.06.2023

umweltbundesamt<sup>11</sup>

Die Umsetzung der Wasserrahmenrichtlinie kann zu einer Reduktion der Stromerzeugung aus bestehenden Wasserkraftwerken führen (z.B. zur Erhöhung der Restwassermengen, Verbesserung der Durchgängigkeit). Auch diese Reduktion durch Ökologierungsmaßnahmen muss durch den Neubau bzw. die Optimierung von Wasserkraftwerken kompensiert werden, um die österreichischen Ausbauziele für die Wasserkraft zu erreichen. Zusätzlich erhöht der Klimawandel (Zunahme von Extremwetterereignissen, Veränderungen im Abflussverhalten, längere Trockenperioden, Niederwasserstände, Rückgang der Gletscher und der Schneedecke in alpinen Lagen) die Unsicherheit der jährlichen Stromerzeugung aus Wasserkraft.

Abbildung 29:  
Schutzwürdige Gewässer-  
strecken in Österreich,  
Bild: Umweltbundesamt,  
2023d

## Neuerschließungspotenzial (ohne Optimierungspotenzial)



Datenquellen: BML - Nationaler Gewässerbewirtschaftsplan (NGP) 2021; Umweltbundesamt - sonstige Fachdaten; TU Wien - Mittlere jährliche Abflussdaten; BEV - Digitales Höhenmodell; Kraftwerksbestand (Umweltbundesamt, Länder, BMK, Kleinwasserkraft)  
Kartenerstellung: Umweltbundesamt; 19.06.2023

umweltbundesamt<sup>®</sup>

Abbildung 30:  
Ausbaupotenziale Wasserkraft unter hoher Schutzwürdigkeit von Gewässerstrecken,  
Bild: Umweltbundesamt, 2023d

Tabelle 14: Bandbreiten der Wasserkraftpotenziale je Bundesland; Quelle: Umweltbundesamt, 2023d.

| Bundesland                        | Optimierungspotenzial Minimum (TWh/a) | Optimierungspotenzial Maximum (TWh/a) | Obergrenze Schutzwürdigkeit – Minimum Restpotenzial (TWh/a) | Untergrenze Schutzwürdigkeit – Maximum Restpotenzial (TWh/a) |
|-----------------------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|---|--|
| Burgenland                        | –                                     | –                                     | –   | –  |
| Kärnten                           | 0,31                                  | 0,53                                  | 0,25  | 0,46   |
| Niederösterreich (inklusive Wien) | 0,36                                  | 0,61                                  | 0,16  | 0,17   |
| Oberösterreich                    | 0,72                                  | 1,37                                  | 0,39  | 0,65   |
| Salzburg                          | 0,31                                  | 0,48                                  | 0,62  | 0,77   |
| Steiermark                        | 0,41                                  | 0,55                                  | 0,88  | 1,12   |
| Tirol                             | 0,53                                  | 0,77                                  | 1,44  | 1,98   |
| Vorarlberg                        | 0,25                                  | 0,42                                  | 0,24  | 0,24   |
| Wien                              | –                                     | –                                     | –   | –  |
| Österreich                        | 2,89                                  | 4,73                                  | 3,96  | 5,39   |



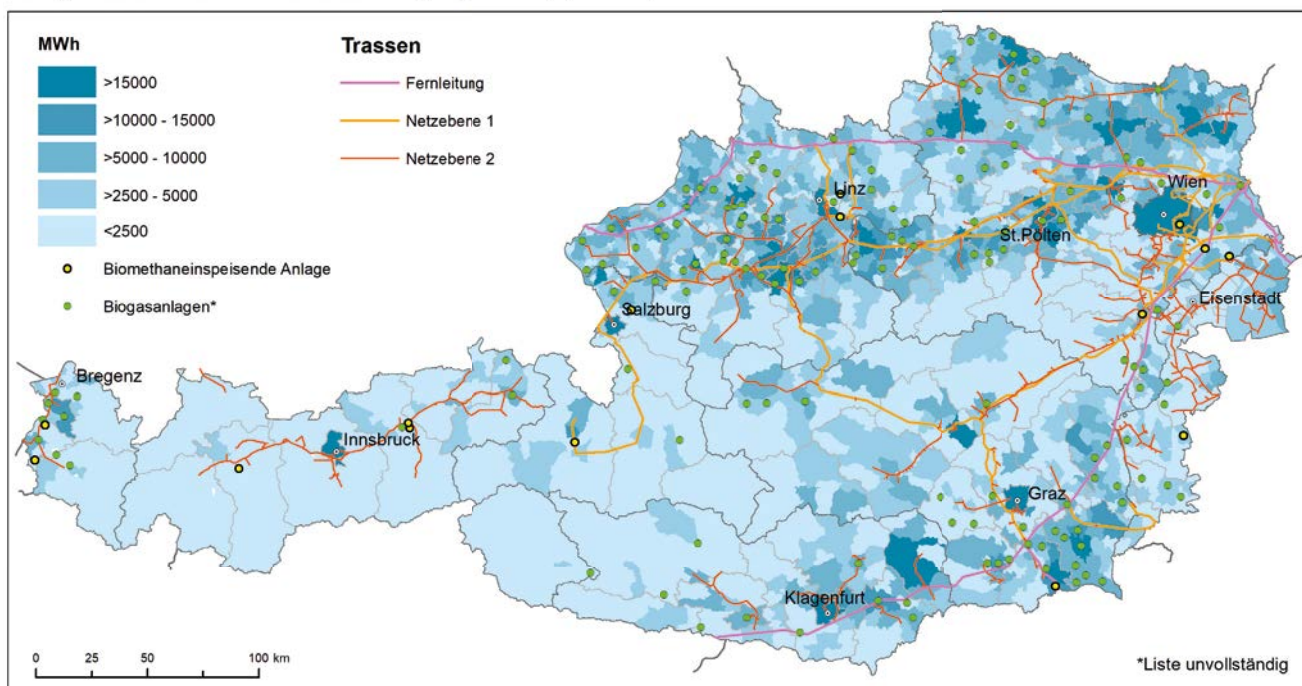
Unter Berücksichtigung hoher Schutzwürdigkeit von Gewässerstrecken sind die größten regionalen Ausbaupotenziale im Tiroler Oberland, im nördlichen Osttirol sowie im Südosten Oberösterreichs verortet (Abbildung 30). Mittlere zusammenhängende Ausbaupotenziale zeigen sich besonders im Süden und Westen der Steiermark und im Südwesten Niederösterreichs.

### 3.2.2.3 Biomethan

Die nationalen Biomethanpotenziale wurden auf Basis von ausgewählten biogenen Substraten erhoben und innerhalb verschiedener Ausbauszenarien dargestellt (Umweltbundesamt, 2023d). Dabei wurden Wirtschaftsdünger, Stroh, Blätter, Zwischenfrüchte, Lebensmittelabfälle, Biotonne und Grünschnitt sowie Hausgartenkompost als Ausgangsbasis für die potenzielle Biomethanproduktion berücksichtigt. Sowohl die Nutzung von Energiepflanzen als auch die Vergärung stärkehaltiger Kulturpflanzen wie Mais oder Getreide war nicht Teil der Potenzialabschätzungen für Biomethan. Um Nutzungskonflikte zu vermeiden, wurden nur Reststoffe, Nebenprodukte oder Abfälle für die Abschätzung des theoretisch-technischen Potenzials verwendet. Das errechnete theoretisch-technische Potenzial (Tabelle 15) für Gesamtösterreich beläuft sich dabei auf rund 14,5 TWh/a. Die größten Potenziale weisen Niederösterreich, Oberösterreich und die Steiermark auf.

Die realisierbaren Potenziale an Biomethan belaufen sich insgesamt auf 10,7 TWh/a. Dazu ist anzumerken, dass in den weiteren Berechnungen des NIP im Jahr 2030 von einer Biomethaneinspeisung von insgesamt 6,8 TWh ausgegangen wird (siehe Abbildung 31). Bis 2040 erhöht sich die angenommene Biomethanproduktion dann auf 10,7 TWh (siehe Abbildung 32). Für den NIP wird die realisierbare Produktion von Biomethan in den Bundesländern ausgehend von dem Jahr 2040 auf das Jahr 2030 aliquot auf 6,8 TWh reduziert. 2040 werden diese Potenziale wie in Tabelle 15 vollständig realisiert.

## Angenommene Biomethan-Erzeugung 2030 (6,8 TWh)



Aliquote Verteilung von 6,8 TWh Biomethan auf Basis des Gemeindepotenzials - abgeleitet nach dem realisierbaren Potenzial von 10,7 TWh.  
 Datenquellen: Statistik Austria (2021), Agrarmarkt Austria (2021), Kompost- und Biogas Verband (2022),  
 Veterinärinformationssystem VIS (2018), Austrian Gas Grid Management (2022), Gas Connect Austria (2022), BEV (2021),  
 Kartenerstellung: Umweltbundesamt; 23.05.2023

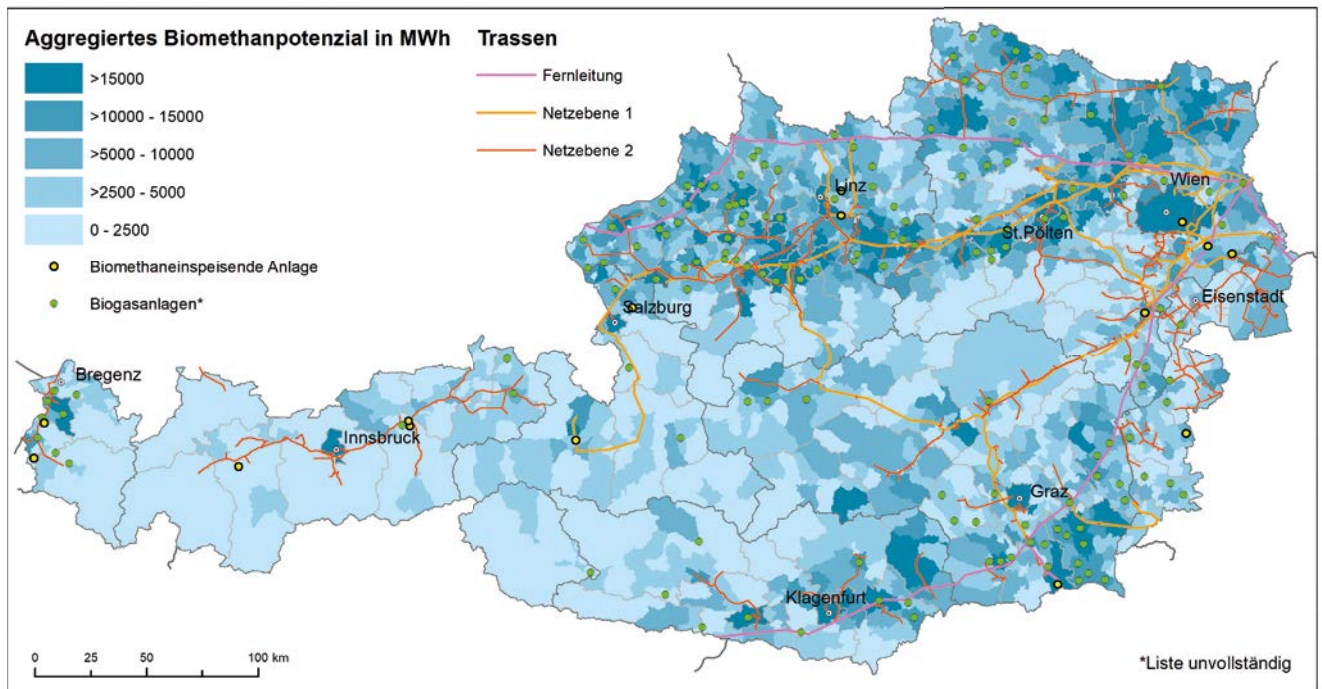
umweltbundesamt<sup>U</sup>

Abbildung 31:  
 Angenommene Biomethan  
 –Einspeisung 2030,  
 Bild: Umweltbundesamt,  
 2023 (extra für den NIP  
 erstellt)

Tabelle 15: Biomethanpotenziale je Bundesland in Österreich; Quelle:  
 Umweltbundesamt, 2023d und Berechnungen NIP.

| Bundesland       | theoretisch-<br>technisch<br>(TWh/a) | Angenommene<br>Erzeugung (2030)<br>(TWh/a) | Angenommene<br>Erzeugung (2040)<br>(TWh/a) |
|------------------|--------------------------------------|--|--|
| Burgenland       | 0,50                                 | 0,29                                       | 0,46                                       |
| Kärnten          | 1,04                                 | 0,39                                       | 0,62                                       |
| Niederösterreich | 4,60                                 | 2,45                                       | 3,86                                       |
| Oberösterreich   | 3,91                                 | 1,94                                       | 3,05                                       |
| Salzburg         | 0,83                                 | 0,28                                       | 0,44                                       |
| Steiermark       | 2,23                                 | 0,96                                       | 1,51                                       |
| Tirol            | 0,86                                 | 0,25                                       | 0,40                                       |
| Vorarlberg       | 0,32                                 | 0,12                                       | 0,19                                       |
| Wien             | 0,17                                 | 0,11                                       | 0,17                                       |
| Österreich       | 14,5                                 | 6,81                                       | 10,71                                      |

## Realisierbares Potenzial Biomethan (10,7 TWh)



Wirtschaftsdünger 60%, Abfälle 100% und Stroh 40% (Umweltbundesamt 2023)  
 Datenquellen: Statistik Austria (2021), Agrarmarkt Austria (2021),  
 Veterinärinformationssystem VIS (2018), Austrian Gas Grid Management (2022), Gas Connect Austria (2022),  
 Kompost- und Biogas Verband (2022), BEV (2021),  
 Kartenerstellung: Umweltbundesamt, 23.05.2023

umweltbundesamt<sup>®</sup>

### 3.2.2.4 Verstromung fester Biomasse

Für die Zukunft gibt es, laut Umweltbundesamt (2023d) keine belastbaren Aussagen, welche Holzströme aus der Waldbewirtschaftung (z. B. Industrieholz, Sägenebenprodukte, Brennholz) in welcher Menge und zu welchem Preis für die energetische Nutzung zur Verfügung stehen können. Die Gründe dafür liegen in den komplexen Zusammenhängen der Holzströme (aufkommens- und verwendungsseitig), aber auch darin, dass die EU Zielvorgabe für die Senkenwirkung der Landnutzungssektoren erhöht wurde. Daher wurde für diese Potenzialerhebung auf einen stark vereinfachten Ansatz zurückgegriffen. Laut EAG soll bis Jahr 2030 zusätzlich 1 TWh Strom aus Biomasse erzeugt werden. Diese Zielsetzung wird als Gesamtpotenzial für Österreich herangezogen. Die räumliche Verteilung erfolgte nachfrageseitig über den Wärmebedarf bzw. durch Substitutionsmöglichkeiten von bestehenden fossilen KWK-Anlagen.

Abbildung 32:  
 Angenommene Biomethan  
 –Einspeisung 2040,  
 Bild: Umweltbundesamt,  
 2023d

## 3.3 (Inter-)nationale Netzinfrastrukturplanungen

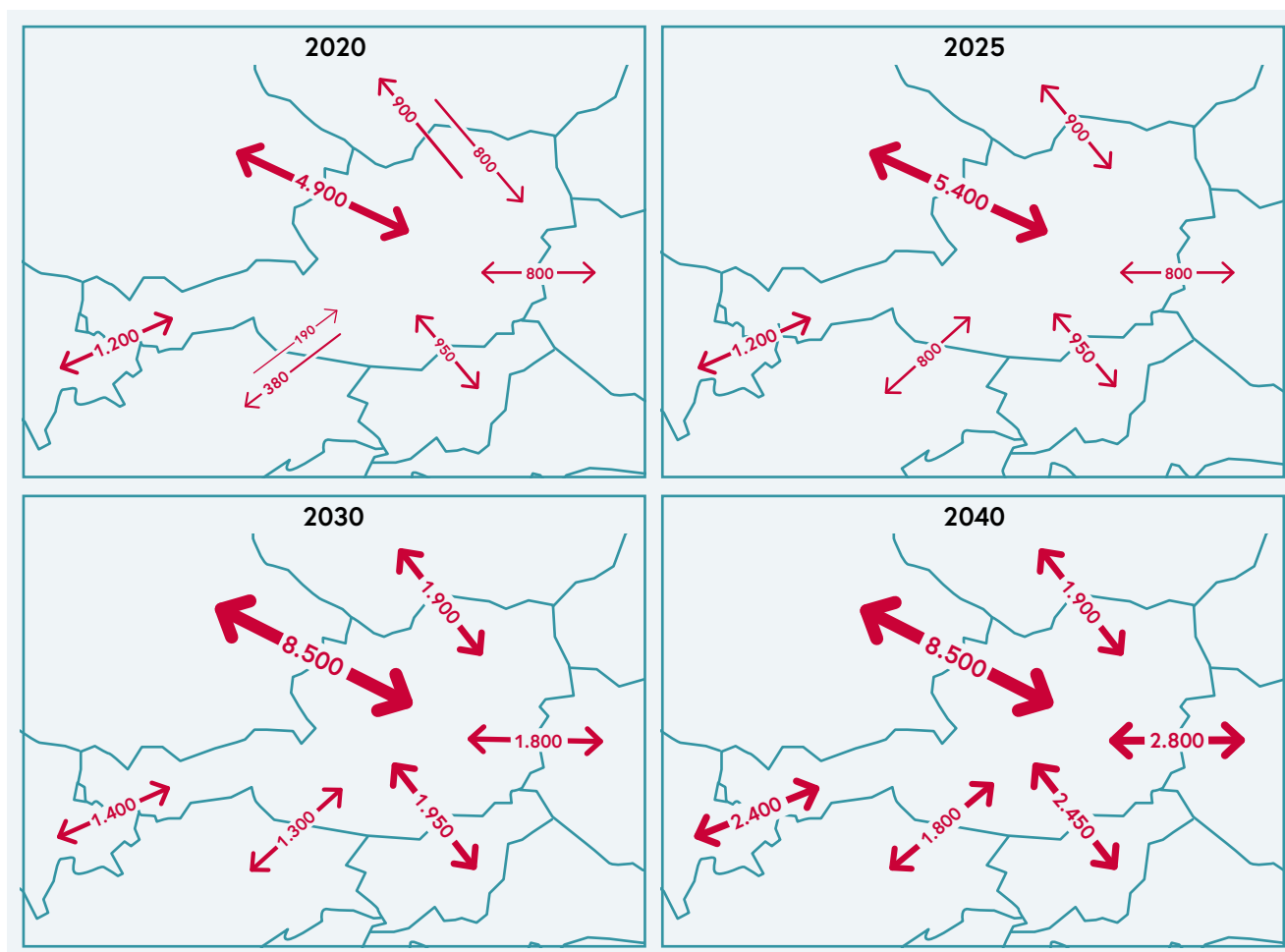
Für die österreichische Strom- und Gasinfrastruktur ist die europäische Einbindung von großer Bedeutung, insbesondere da Österreich in engem Austausch mit seinen Nachbarländern steht und als Transitland eine wichtige Rolle in Europa einnimmt. Die nationalen Netzinfrastrukturplanungen müssen daher mit den europäischen Netzinfrastrukturplanungen im Einklang stehen und entsprechend koordiniert sein. Diese europäischen und nationalen Planungen der Strom- und Gasnetzinfrastruktur wurden bei der Erstellung des NIP berücksichtigt und werden in Folge genauer beschrieben.

### 3.3.1 Europäische Planung (TYNDP)

ENTSO-E, der Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber, und ENTSO-G, der Verband Europäischer Fernleitungsnetzbetreiber für Gas, haben die EU-rechtliche Verpflichtung, alle zwei Jahre einen „Ten Year Network Development Plan“ (TYNDP) zu erstellen. Diese TYNDPs bündeln die Netzausbauplanung für das Stromübertragungsnetz und für das Gasfernleitungsnetz auf europäischer Ebene und ermöglichen und ergänzen damit die nationalen Netzplanungen. Für die TYNDPs werden u. a. auf Basis von Szenarien sowie Markt- und Netzmodellen neue Projekte für das Übertragungs- und Fernleitungsnetz identifiziert und mit Kosten-Nutzen-Analysen bewertet. Diese Inhalte fließen auch u. a. in die Bestimmung weiterer sogenannter Projects of Common Interest (PCI), aktuell auf Basis der TEN-E VO (EU) 2022/869 zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur, ein.

ENTSO-E und ENTSO-G entwickeln alle zwei Jahre mehrere gemeinsame Szenarien, um die möglichen Anforderungen an die Strom- und Gasinfrastruktur bis 2050 zu testen. APG und AGGM stellen Eingangsdaten für die Szenarien bereit und verwenden die Ergebnisse des TYNDP für die Planung von grenzüberschreitenden Übertragungsleitungen zum Transport von Energie. Der entwickelte Szenariorahmen unterstützt die Identifikation robuster Infrastrukturlösungen auf europäischer und nationaler Ebene. Die Szenarien unterscheiden sich unter anderem in den Annahmen zur Verbrauchsentwicklung und zur Entwicklung des Kraftwerksparks, sowohl für erneuerbare als auch für konventionelle Energieträger. Das „National Trends Szenario“ wird von den Übertragungsnetzbetreibern für die jeweiligen Länder befüllt. Es baut auf den Nationalen Energie- und Klimaplänen (NEKPs) der EU-Mitgliedstaaten auf und berücksichtigt weitere Angebots- und Nachfragedaten aus offiziellen Datenquellen der EU und der Mitgliedstaaten sowie von Gas- und Stromübertragungsnetzbetreibern und Branchenprognosen. Die Szenarien „Global Ambition“ und „Distributed Energy“ verwenden jeweils einen Top-Down-Ansatz mit dem Bestreben, das 1,5°-Grad-Ziel des Übereinkommens von Paris und das Ziel des EU-Klimaschutzgesetzes von mindestens 55% THG-Emissionsreduktion bis 2030 und Netto-Null bis 2050 abzubilden.

Für die aktuellen TYNDP-Szenarien (TYNDP 2022) wurden erstmals neue Sektorkopplungs-Technologien, wie Elektrolyseure zur Herstellung von Wasserstoff, auf gesamteuropäischer Ebene modelliert. Allerdings spiegeln die TYNDP-2022-Szenarien derzeit noch nicht die Auswirkungen des russischen Angriffskriegs in der Ukraine auf die Energiepolitik und die energiepolitischen Ziele in Bezug auf Energiesicherheit und Diversifizierung der Versorgung wider. Der Grund dafür besteht darin, dass die TYNDP-Szenarien jeweils zu Beginn des zweijährigen Prozesses definiert werden (für TYNDP 2022 also im Jahr 2020). Die aktuellen Szenarien des TYNDP 2022 können im Detail auf der TYNDP-Homepage ([tyndp.entsoe.eu/scenarios](https://tyndp.entsoe.eu/scenarios)) eingesehen werden.



Die entwickelten Szenarien dienen als Grundlage für die Systembedarfsstudien. Die ENTSO-E Systembedarfsstudie (2022) für elektrische Energie zeigt unter anderem den Bedarf an zusätzlicher grenzüberschreitender Übertragungsnetzinfrastruktur auf. Für Österreich wird für das Jahr 2025 eine grenzüberschreitende Übertragungsnetzinfrastruktur mit Übertragungskapazitäten von insgesamt 10,05 GW angenommen. Für das Jahr 2030 wird von ENTSO-E ein Bedarf an erforderlicher grenzüberschreitender Übertragungskapazität von 16,85 GW und für das Jahr 2040 von 19,85 GW errechnet,

Abbildung 33: ENTSO-E Systembedarf an grenzüberschreitender Übertragungsnetzinfrastruktur in MW; Quelle: angepasst auf Basis von TYNDP, 2022b, TYNDP, 2023

siehe Abbildung 33. Die TYNDP Pläne bzgl. der grenzüberschreitenden Kapazitäten für Strom wurden im NIP für das Basisnetz im Jahr 2030 verwendet. Der weitere Ausbau dieser Kapazitäten wurde anhand konkreter bei TYNDP eingereicherter Projekte bis zum Jahr 2040 wurde im vorliegenden NIP berücksichtigt.

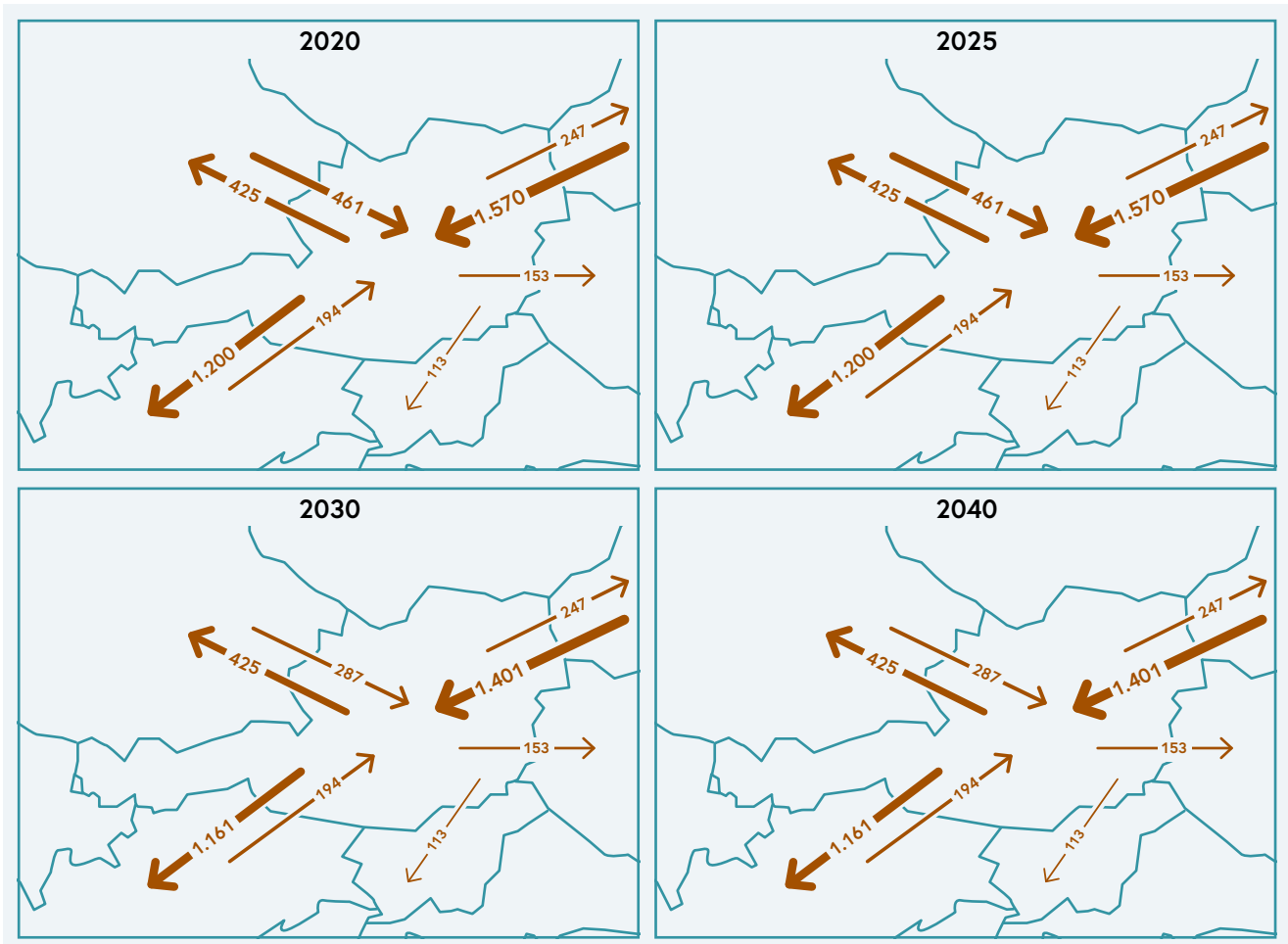


Abbildung 34:  
Methan-Fernleitungsnetz  
Peak-Kapazität (Stand  
1.1.2023) in GWh/d;  
Quelle: ENTSOG, 2023

Grundsätzlich wird für jedes der potenziellen TYNDP-Projekte eine Kosten-Nutzen-Analyse anhand einer Multi-Kriterien-Analyse durchgeführt. Eine Beschreibung des TYNDP mit Fokus auf Österreich kann in Kapitel II des Netzentwicklungsplans der österreichischen Übertragungsnetzbetreiber nachgelesen werden. Die Regionalisierung der Szenariendaten sowie die Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse mit Fokus auf Österreich finden sich im Anhang des APG-Netzentwicklungsplans (APG, 2021c).

Für das Gas-Fernleitungsnetz gingen die Systembedarfsstudien von ENTSO-G (2022) von weitgehend stabilen grenzüberschreitenden Kapazitäten aus. In den letztverfügbaren öffentlichen Daten des TYNDP (siehe Abbildung 34) konnten allerdings die Auswirkungen des Angriffskriegs von Russland in der Ukraine auf die grenzüberschreitende Gasinfrastruktur noch nicht vollständig berücksichtigt werden. Ebenso konnten die zukünftigen Effekte der teilweisen Umstellung des Gas-Fernleitungsnetzes



für den grenzüberschreitenden Transport von Wasserstoff noch nicht vollständig beachtet werden. Die in Abbildung 35 dargestellten Kapazitäten wurden für den Zweck der Modellierung des TYNDP 2022 von ENTSO-G auf Basis von Rückmeldungen an die Fernleitungsbetreiber verwendet.

Da die öffentlich verfügbaren AGGM-Pläne (2023) aktuellere Entwicklungen und die teilweise Umstellung des Gasfernleitungsnetzes für den Transport von Wasserstoff im Detail berücksichtigen, werden diese Pläne im NIP als Basis für die weiteren Betrachtungen verwendet.

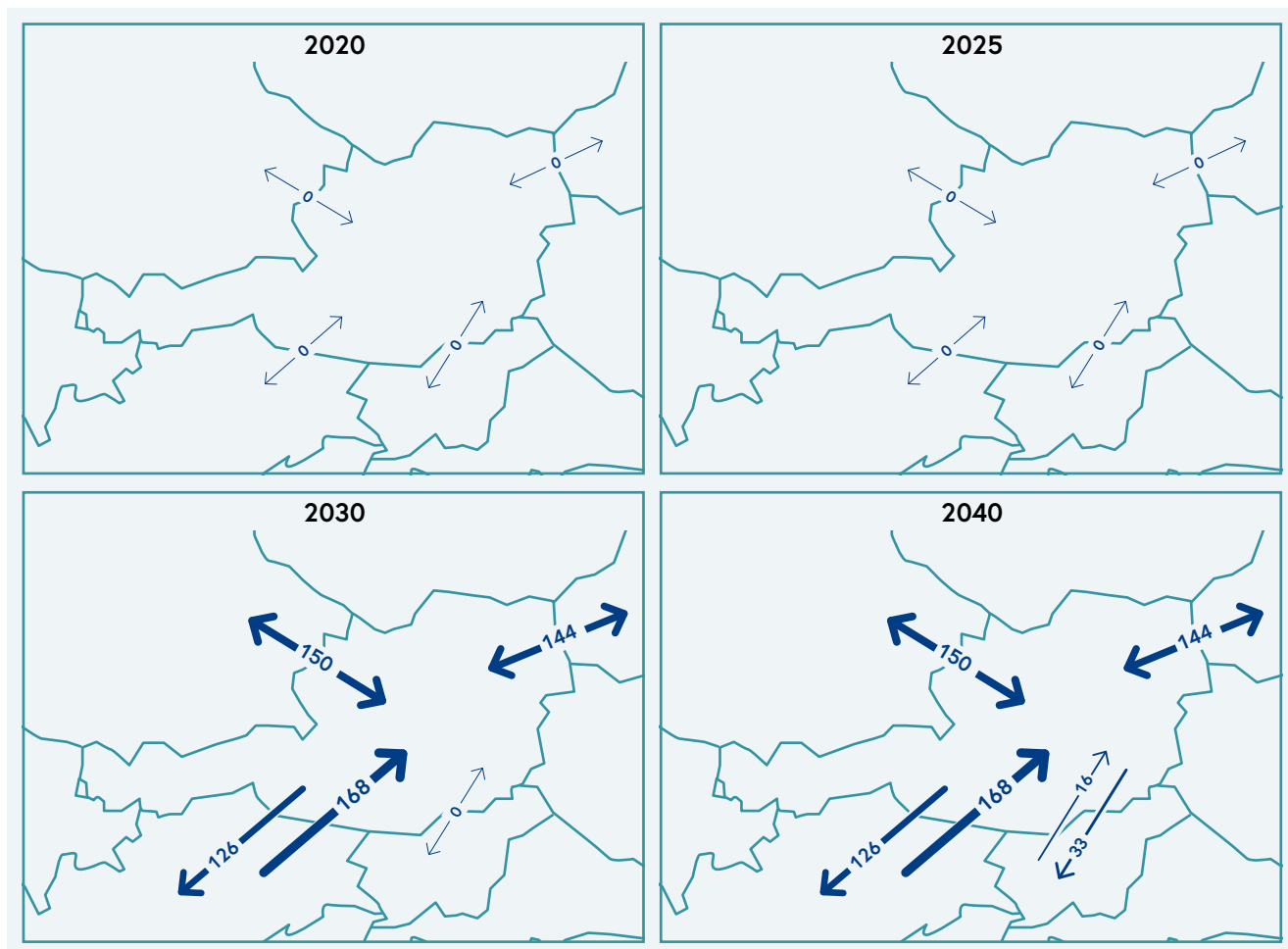


Abbildung 35:  
Wasserstoff-Fernleitungsnetz  
Peak-Kapazität Level 1 Stand  
2022, in GWh/d;  
Quelle: ENTSG, 2023







und Pumpspeichern in den Alpen, aus. Die APG folgt in ihrer Planung dem NOVA-Prinzip (Netzoptimierung vor Netzverstärkung vor Netzausbau), welches zuerst Modernisierungen bzw. Ertüchtigungen vor dem Bau neuer Leitungsverbindungen vorsieht.

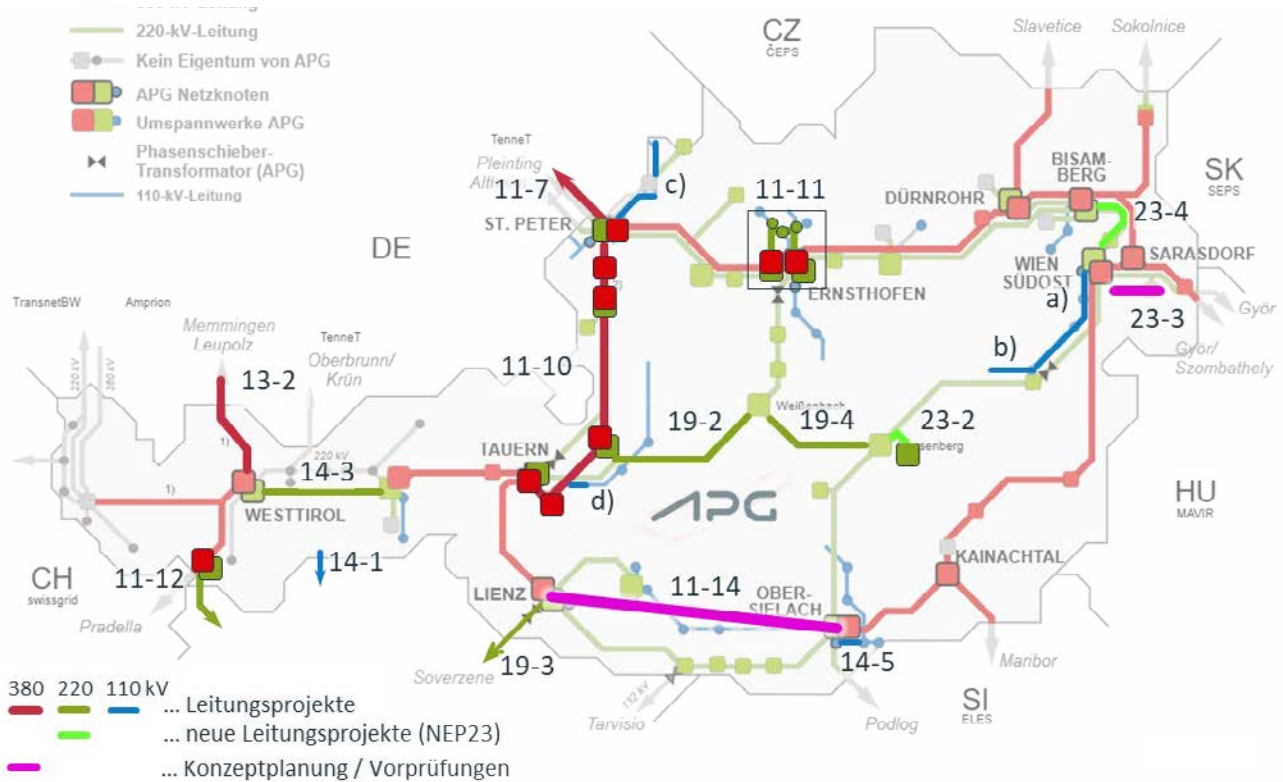


Abbildung 38:  
Projektübersicht Netzentwicklung Strom (Umspannwerke und Leitungen) Teil 2;  
Quelle: APG 2023c

Durch den Zehn-Jahres-Horizont der Netzentwicklungspläne werden im Netzentwicklungsplan aus dem Jahr 2023 nur Projekte bis inklusive 2033 beschrieben. Im vorliegenden NIP werden die zukünftigen Netzausbauprojekte der APG sowie jene der VÜN aus dem Netzentwicklungsplan 2023 verwendet. Für die NIP-Betrachtungen im Jahr 2030 werden die Netzausbauprojekte, für welche die Fertigstellung bis 2030 geplant ist, als Basisnetz genutzt. Für die Betrachtung im Jahr 2040 ebenfalls jene Projekte, für die eine Fertigstellung nach 2030 geplant ist.

### 3.3.3 Netzplanungen AGGM

Die Austrian Gas Grid Management AG (AGGM) hat die Aufgabe, alle zwei Jahre einen Koordinierten Netzentwicklungsplan und eine langfristige und integrierte Planung für Österreich zu erstellen. Der Koordinierte Netzentwicklungsplan (KNEP) betrachtet das Gasfernleitungsnetz und die langfristige und integrierte Planung (LFiP) die Verteilungsanlagen auf Netzebene 1.

#### 3.3.3.1 Koordinierter Netzentwicklungsplan (KNEP)

Der Koordinierte Netzentwicklungsplan (KNEP) wird von der AGGM, in ihrer Funktion als Marktgebietsmanager gemäß Gaswirtschaftsgesetz, gemeinsam mit den Fernleitungsnetzbetreibern, Gas Connect Austria (GCA) und Trans Austria Gasleitung GmbH (TAG), für einen Planungszeitraum von jeweils zehn Jahren erstellt. Vor Einreichung des Antrags auf Genehmigung des KNEP bei der Regulierungsbehörde E-Control ist der KNEP mit allen betroffenen Marktteilnehmern zu konsultieren. Zweck des Netzentwicklungsplans ist es insbesondere, Informationen über den Auf- und Ausbau wichtiger Infrastrukturen zu liefern, beschlossene und neue Investitionen aufzulisten und den Zeitplan aller Investitionsvorhaben festzulegen.

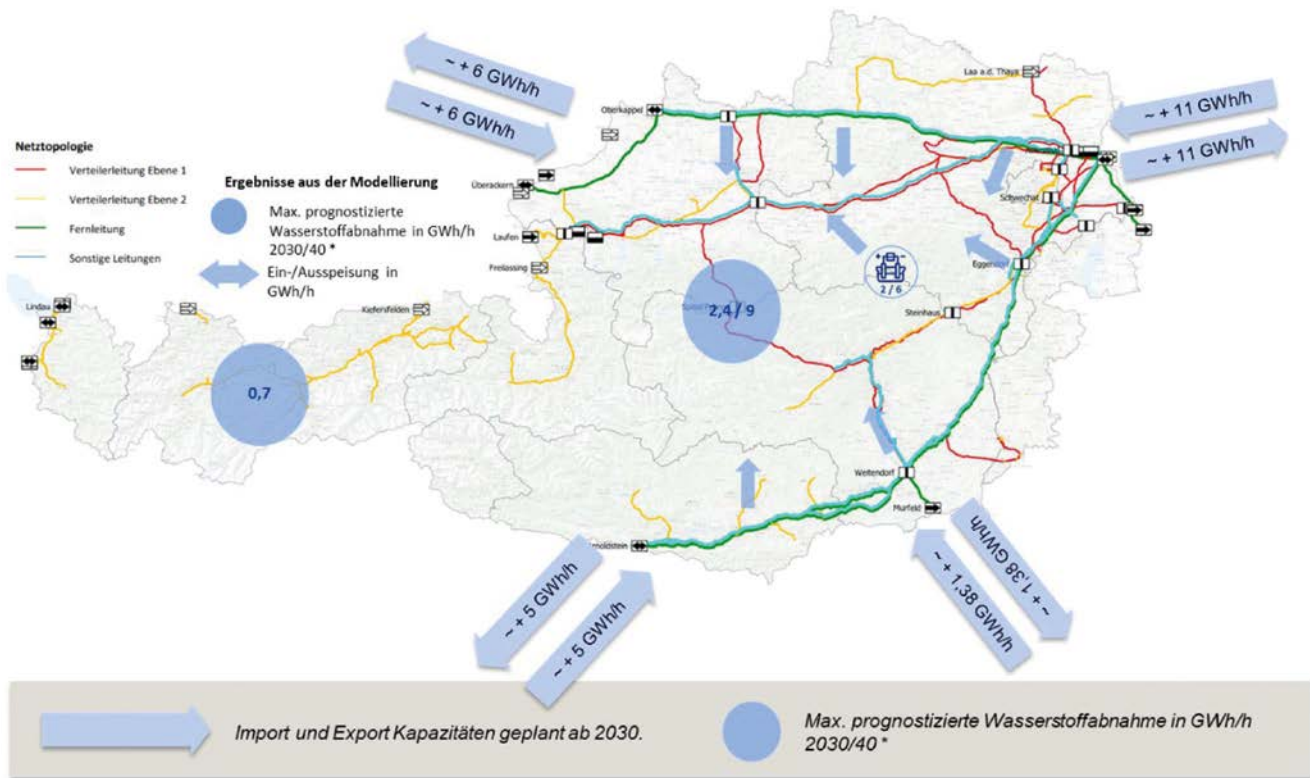
Der KNEP hat gemäß § 63 Abs. 4 GWG ausdrücklich folgende Ziele

- die Deckung der Nachfrage an Leitungskapazitäten zur Versorgung der Endverbraucher:innen unter Berücksichtigung von Notfallszenarien,
- die Erzielung eines hohen Maßes an Verfügbarkeit von Leitungskapazität (Versorgungssicherheit der Infrastruktur),
- die Deckung der Transporterfordernisse,
- die Pflicht zur Erfüllung des Infrastrukturstandards gemäß Art. 6 der Verordnung (EU) Nr. 2017/1938 im Marktgebiet zu erfüllen, sowie
- die Integration des Energiesektors unter Bedachtnahme auf die Hochwertigkeit gasförmiger Energieträger und durch die Verknüpfung verschiedener Energieträger und Sektoren.

Bei der Erstellung des Netzentwicklungsplans sind insbesondere die technische und wirtschaftliche Zweckmäßigkeit, das Ziel der Klimaneutralität bis 2040, die Interessen aller Marktteilnehmer sowie die Kohärenz mit dem integrierten Netzinfrasturkturplan gemäß § 94 EAG, dem gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan und der langfristigen integrierten Planung zu berücksichtigen. Der Koordinierte Netzentwicklungsplan betrachtet die Fernleitungsnetze in Österreich, die im Marktgebiet Ost liegen. Da es im Marktgebiet Tirol und im Marktgebiet Vorarlberg keine Fernleitungen gibt, sind diese Marktgebiete nicht im Koordinierten Netzentwicklungsplan enthalten.

Im Koordinierten Netzentwicklungsplan 2022 (AGGM, GCA u. TAG, 2023) wurden die neu angemeldeten Kapazitätsbedarfe aufgenommen und entsprechende Projekte von den Fernleitungsnetzbetreibern geplant. Die Entwicklung der Projekte erfolgte in Abstimmung mit den in- und ausländischen Fernleitungsnetzbetreibern und unter

Berücksichtigung der von den Verteilnetzbetreibern erwarteten Entwicklung des Gasbedarfs in den Verteilernetzen. Von Gas Connect Austria wurden für den KNEP 2022 zur Erfüllung der Ziele gemäß § 63 Abs. 4 GWG fünf neue Kapazitätsprojekte und sieben neue Ersatzinvestitionsprojekte sowie von Trans Austria Gasleitung GmbH ein neues Kapazitätsprojekt und sechs neue Ersatzinvestitionsprojekte eingereicht. Die neuen Projekte dienen laut Projektwerbern vor allem der Diversifizierung von Quellen und Routen im Sinne von REPowerEU sowie dem Aufbau einer Wasserstoff-Fernleitungsinfrastruktur. REPowerEU ist ein von der Europäischen Kommission im Mai 2022 veröffentlichter Plan, der die rasche Unabhängigkeit von fossiler Energie aus Russland fördern und zur Beschleunigung des ökologischen Wandels führen soll. Zentrale Ziele dieses Plans sind die Senkung des Energieverbrauchs, die Erzeugung sauberer Energie und die Diversifizierung der europäischen Energieversorgung (Europäische Kommission, 2022).



\* Wenn kein Zweiter Wert dann gibt es keine Veränderung zwischen 2030 und 2040

Abbildung 39:  
Wasserstoff Kapazitäts-  
szenario,  
Quelle: AGGM, GCA u. TAG,  
2023

Für die langfristige Planung der Wasserstofffernleitung wurden drei Bezugsszenarien berechnet. Das Bezugsszenario mit überwiegender Import von Wasserstoff geht von einer Einspeiseleistung von Fernleitungen in das österreichische Verteilernetz von 3.300 MW bis 2030 und 9.000 MW bis 2040 aus. Aus diesem Grund haben sowohl Gas Connect Austria als auch die Trans Austria Gasleitung GmbH in den europäischen Netzentwicklungsplan TYNDP 2022 mehrere Projekte für die Kapazitätserweiterung für



den Wasserstofftransport von Süd-Nord und Ost-West eingereicht. Bis 2030 soll dafür jeweils einen Leitungsstrang der WAG, der TAG und der Süd-Ost-Leitung (SOL) auf eine wasserstofftaugliche Infrastruktur umgerüstet werden. Bei Umsetzung der eingereichten Projekte kann auf der WAG eine indikative Transportkapazität für Wasserstoff von 6 GW, auf der TAG von ca. 5 GW und auf der SOL von mindestens 1,38 GW geschaffen werden. Somit können in Oberkappel/Überackern 6 GW, in Arnoldstein 5 GW und in Baumgarten 11 GW Entry/Exit-Kapazität ausgewiesen werden (siehe Abbildung 39). Mit der Umstellung dieser Leitungsstränge von WAG, TAG und SOL auf Wasserstoff geht eine Reduktion der Methan-Transportkapazitäten im Fernleitungsnetz einher.

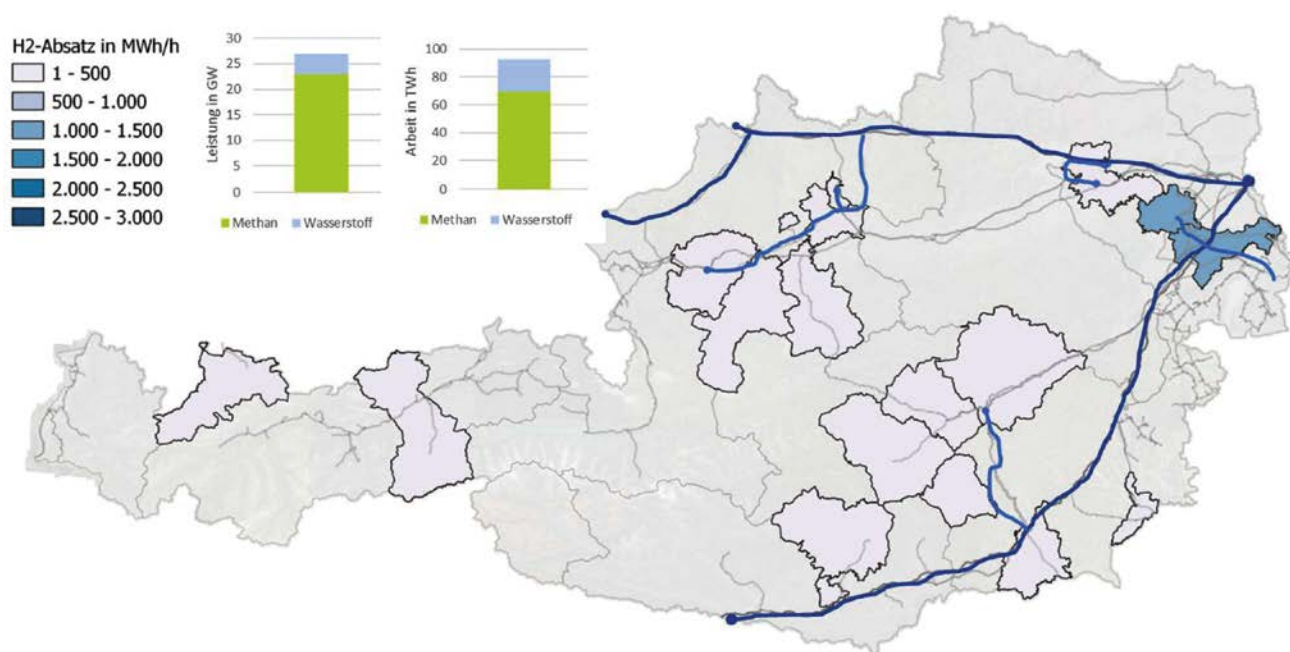


Abbildung 40:  
LFiP H2 Roadmap 2030,  
Quelle: AGGM, 2023a

Gas Connect Austria und Trans Austria Gasleitung GmbH streben durch die Einreichung der oben beschriebenen Wasserstoffprojekte im TYNDP 2022 die Anerkennung als Project of Common Interest (PCI) in der sechsten PCI-Liste der europäischen Kommission an. Die teilweise Umrüstung der TAG, WAG und Penta-West Fernleitungen für einen Betrieb mit Wasserstoff wurden von der Europäischen Kommission Ende 2023 bestätigt (EC, 2023). Zwei Wasserstoffprojekte der Gas Connect Austria und Trans Austria Gasleitung GmbH wurden damit in den entsprechenden Entwurf der PCI-Liste von November 2023 aufgenommen. Mit deren Inkrafttreten wird im Frühjahr 2024 gerechnet. PCIs sind prioritäre Projekte, die aktuell auf Basis der TEN-E VO (EU) 2022/869 im Rahmen eines umfangreichen Prozesses auf EU-Ebene unter Beteiligung zahlreicher Akteure (wie u. a. Europäische Kommission, Mitgliedsstaaten, Projektwerber, Verbände der Netzbetreiber, Regulierungsbehörden, ACER, Stakeholder, usw.) alle zwei Jahre ausgewählt und dann jeweils in einer sogenannten Liste zusammengefasst werden. PCIs genießen eine Reihe von Vorteilen, insbesondere in Bezug auf straffe Genehmigungsverfahren, Umweltverträglichkeitsprüfungen, Möglichkeit zur Aufteilung der Investitionskosten auf

die EU-Mitgliedstaaten und Möglichkeit zur Beantragung finanzieller Unterstützung im Rahmen der Fazilität „Connecting Europe“ (CEF). Die derzeit noch gültige fünfte PCI-Liste aus dem Jahr 2021 auf Basis der ursprünglichen TEN-E VO (EU) 347/2013 enthält erstmals weder neue Gasinfrastrukturprojekte noch neue Ölprojekte, jedoch noch 20 im Jahr 2019 wieder eingereichte Gasinfrastrukturprojekte aus der vierten PCI-Liste. Dies zeigt deutlich die neue Prioritätensetzung auf EU-Ebene in Richtung Dekarbonisierung des Energiesystems und Ausbau von erneuerbaren Energien, u. a. durch eine Reduzierung der Förderung von Transportinfrastruktur für fossile Brennstoffe.

Im vorliegenden NIP wird davon ausgegangen, dass die GCA- und TAG-Projekte des Gasfernleitungsnetzes bis 2030 wie derzeit geplant umgesetzt werden. Diese sind daher in dem für die Modellierung angenommenen Startnetz der Methan- und Wasserstofftransportinfrastruktur berücksichtigt.

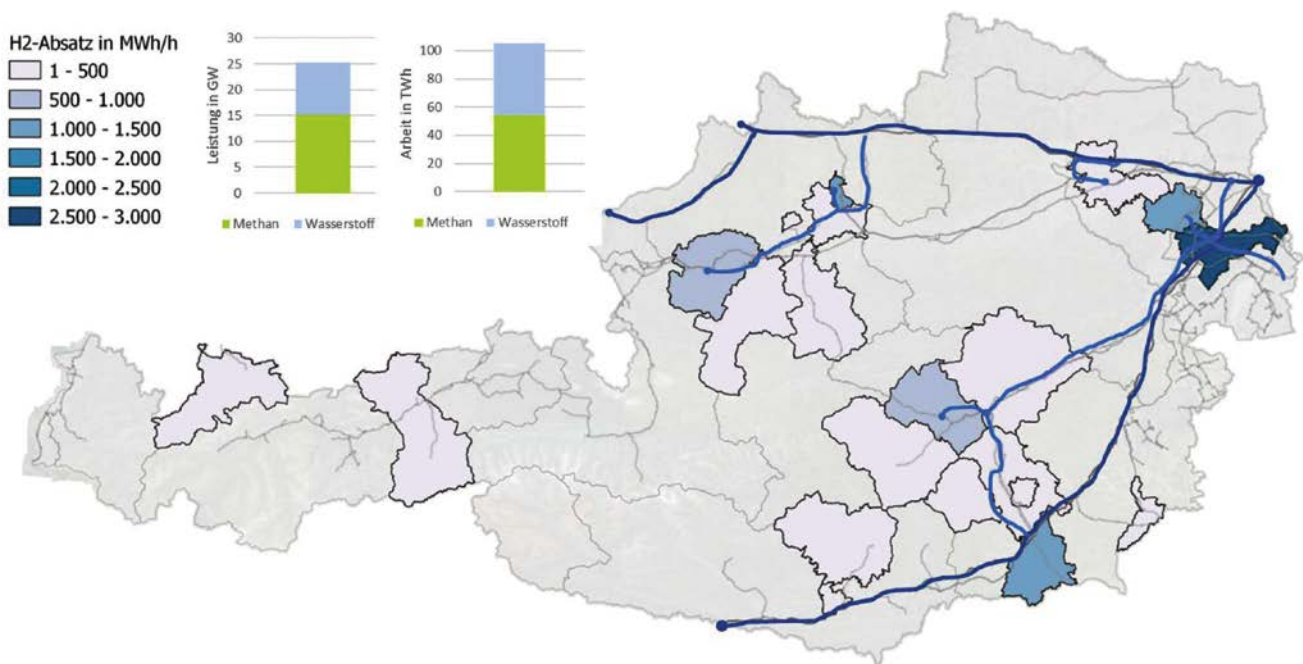


Abbildung 41:  
LFiP H2 Roadmap 2040,  
Quelle: AGGM, 2023a

### 3.3.3.2 Langfristige und integrierte Planung (LFiP)

Die Austrian Gas Grid Management AG hat als Verteilergiebtsmanagerin, gemäß Gaswirtschaftsgesetz, die Aufgabe, mindestens alle zwei Jahre die langfristige und integrierte Planung (LFiP) für das österreichische Verteilergiebtsgebiet (Ebene 1) zu erstellen. Diese wird von der Regulierungsbehörde E-Control Austria genehmigt. Die Ziele der langfristigen und integrierten Planung sind laut Gaswirtschaftsgesetzes § 22 GWG:

- die Ziele gemäß § 4 GWG, insbesondere das Ziel der Klimaneutralität bis 2040, unter Berücksichtigung der Wechselwirkung mit anderen Energieträgern, Infrastrukturen und Verbrauchssektoren zu unterstützen; und
- die Verteilerleitungsanlagen der Ebene 1 gemäß Anlage 1 GWG 2011 hinsichtlich
  - der Deckung der Nachfrage an Transportkapazitäten zur Versorgung der Endverbraucher:innen unter Berücksichtigung von Notfallszenarien,
  - der Erzielung eines hohen Maßes an Verfügbarkeit der Transportkapazität (Versorgungssicherheit der Infrastruktur),
  - und der Kapazitätsanforderungen an den Ein- und Ausspeisepunkten zum Fernleitungsnetz sowie zu Speicheranlagen zu planen;
  - die Kohärenz mit dem gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan (Ten-Year-Network Development-Plan „TYNDP“) sowie dem koordinierten Netzentwicklungsplan (KNEP) gemäß §§63 ff GWG 2011 herzustellen;
  - den Infrastrukturstandard gemäß Art. 5 der Verordnung (EU) 2017/1938 im Marktgebiet zu erfüllen;
  - die Transparenz und Nachvollziehbarkeit in Bezug auf geplante und bereits beschlossene Netzerweiterungen und Netzertüchtigungen, inklusive des Zeitplanes der Investitionsprojekte, für den Markt zu erhöhen
  - die Einspeisung und Versorgung mit erneuerbaren Gasen zu ermöglichen.

Im LFiP 2022 wurde erstmals neben dem Methan- auch der zukünftige Wasserstoffbedarf der Endkundinnen und Endkunden ermittelt und in den Absatzszenarien bis 2050 dargestellt. Da sechs der sieben im LFiP berücksichtigten Kapazitätserweiterungsanträge Wasserstoff-Projekte betreffen, ist die Beschreibung des LFiP auf diesen Fokus ausgerichtet. Das Ergebnis der von der AGGM durchgeführten Befragung von Netzbetreibern, Industriebetrieben und Kraftwerksbetreibern zeigt einen Wasserstoffbedarf in Österreich von 2,3 TWh im Jahr 2025, ca. 12 TWh im Jahr 2030, 47 TWh ab dem Jahr 2040 und 58 TWh im Jahr 2050.<sup>3</sup>

---

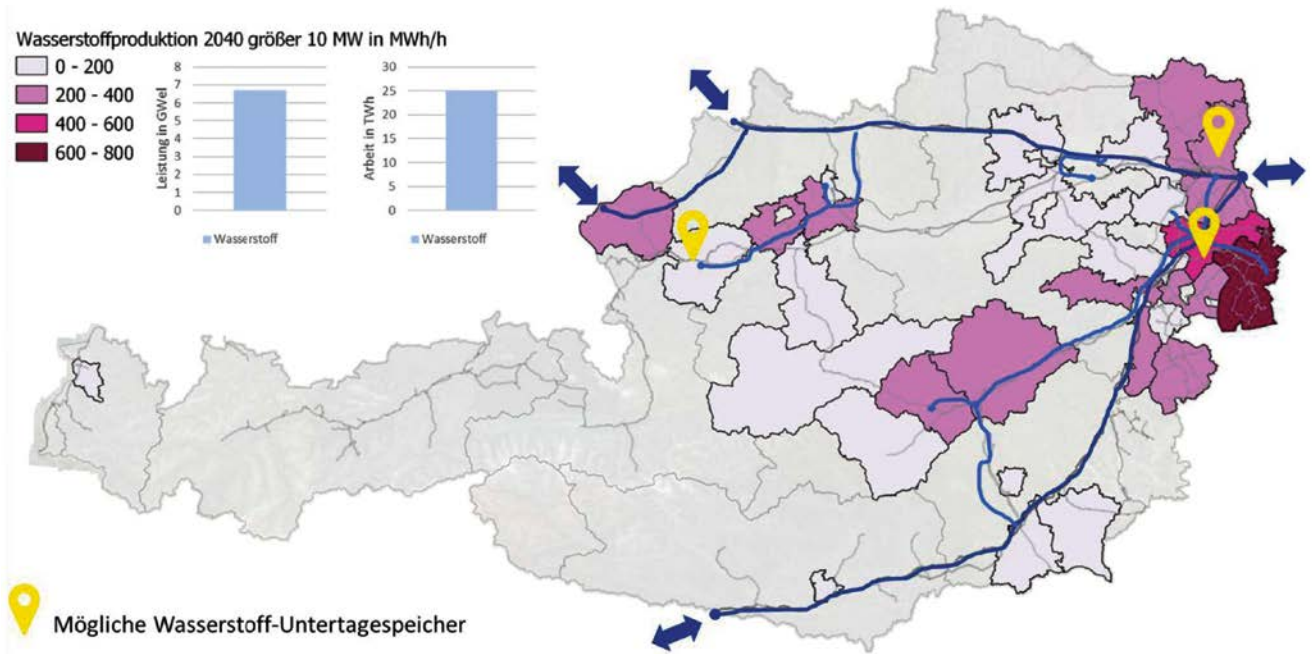
3 Die Bedarfserhebung berücksichtigt nicht mögliche zukünftige Kosten bzw. Preise für Wasserstoff oder Biomethan sowie die Zahlungsbereitschaft von Kundinnen und Kunden bei relativ hohen Preisen und möglichen Energieträger-Alternativen für die Energieversorgung von Prozessen.

In der langfristigen und integrierten Planung wurden für Methan und Wasserstoff mit einem kombinierten Transportmodell drei Absatzszenarien unter Berücksichtigung unterschiedlicher Bezugsmodelle (Import, inländische Produktion, Speicherung) analysiert. Allen Szenarien liegt die Prämisse zugrunde, die bestehende öffentliche Gasinfrastruktur so weit wie möglich zu nutzen. Für die Ergebnisse wurde der Transportbedarf in der Gasinfrastruktur bedarfsgerecht konzipiert und für die Jahre 2025, 2030, 2040 und 2050 hydraulisch modelliert. Bei der Planung neu zu errichtender Leitungen wird der Kapazitätsbedarf bis 2040 und 2050 berücksichtigt, um eine vorausschauende Dimensionierung zu ermöglichen. Abbildung 40 und Abbildung 41 zeigen die im LFiP beschriebene H<sub>2</sub>-Infrastruktur für die Jahre 2030 und 2040.

Im LFiP 2022 wurde die erste H<sub>2</sub>-ready-Gasleitung – der H<sub>2</sub>-Collector-Ost – von Zurndorf über Sarasdorf und Schwechat nach Mannswörth und Wien Simmering geplant. Das Projekt wird in drei Teilen bei der E-Control zur Genehmigung eingereicht und kann, diese vorausgesetzt, innerhalb von drei Jahren vor 2030 realisiert werden. Die Dimensionierung des H<sub>2</sub>-Collector-Ost berücksichtigt laut AGGM die Einspeisung erneuerbarer Wasserstoffpotenziale und langfristiger Bedarfe der Industrie und Kraftwerke in der Region. Laut AGGM-Planung kann bis 2030 eine Leitung von der WAG-Übergabestation Rainbach nach Puchkirchen den Wasserstoffbedarf in Linz und im oberösterreichischen Zentralraum abdecken und ein erster Wasserstoffspeicher in Oberösterreich angeschlossen werden, mit der Perspektive weitere potenzielle Wasserstoffspeicher im niederösterreichischen Weinviertel anzuschließen. In der Steiermark sieht die Planung vor, den Raum Bruck an der Mur/Kapfenberg bis 2030 über eine TAG-Anbindung in Weitendorf mit Wasserstoff zu versorgen. Bis 2040 wird im LFiP mit einer Adaptierung der Südschiene zwischen Gänserndorf und Bruck an der Mur gerechnet.

Die Wasserstoffaufbringung in den untersuchten LFiP-Szenarien erfolgt einerseits durch Importe über Fernleitungen aus Italien, Deutschland oder der Slowakei und andererseits durch inländische Produktion. Die angenommene inländische Produktion von erneuerbarem Wasserstoff aus Elektrolyse im Jahr 2040 entspricht einer Wasserstoffeinspeisung von 5,3 GW (entspricht einer Elektrolyseleistung von 6,7 GW<sub>e</sub>) und erfolgt in den in Abbildung 42 dargestellten Regionen.





### 3.3.3.3 Potenzielle Einspeisepunkte bzw. Eignungszonen für erneuerbare Gase

Der Verteilungsmanager hat laut §18 (12a) GWG die Aufgabe, in Kooperation mit den Netzbetreibern sowie dem Regelzonenführer potentielle Einspeisepunkte bzw. Eignungszonen für erneuerbare Gase in den Marktgebieten unter Berücksichtigung des regionalen Aufbringungs- und Absatzpotenzials und sonstiger Standortfaktoren zu ermitteln und zu veröffentlichen.

Die AGGM hat im Jahr 2023 die Website „inGRID“ (AGGM, 2023b) veröffentlicht. In dieser werden potenzielle Einspeisepunkte und Eignungszonen für erneuerbare Gase und dazugehörige Berechnungsgrundlagen in Form einer Web-Karte dargestellt. Für detaillierte Informationen wird auf [aggm.at/en/energy-transition/ingrid/](https://aggm.at/en/energy-transition/ingrid/) verwiesen.

Abbildung 42:  
LFiP Wasserstoffproduktion  
für 2040,  
Quelle: AGGM, 2023a

# 4 Integrierte Infrastrukturplanung

## 4.1 Prinzipien und wirtschaftlicher Nutzen einer integrierten Planung

Der integrierte Netzinfrasturkturplan (NIP) ist das erste strategische Planungsdokument seiner Art, das die zukünftig erforderliche Strom- und Gasinfrastruktur in Österreich bis zum Jahr 2030 und in Form eines Ausblicks bis 2040 gemeinsam betrachtet. Vorrangiges Ziel des NIP ist es, den Transportbedarf für Strom und Gas zwischen Regionen, unter Berücksichtigung der zeitlichen und räumlichen Verteilung von Erzeugung und Bedarf, aufzuzeigen. Der Vorteil der angewendeten, energieträgerübergreifenden Planung besteht darin, dass der Netzaus- und Umbaubedarf unter Berücksichtigung sektorübergreifender Lösungen betrachtet wird.

Im Zentrum des NIP steht die Planung der übergeordneten leitungsgebundenen Energieinfrastruktur für Strom und Gas. Aufgrund der volatilen Erzeugung aus Windkraft und Photovoltaik ist im Stromsystem bereits 2030 und verstärkt 2040 mit lokal hohen negativen wie positiven Residuallasten<sup>4</sup> zu rechnen. Zur Bewältigung dieser Herausforderungen werden hybride Lösungen zur Kopplung von Energieträgern untersucht, welche die Energieträger Strom, Gas und Wärme integrieren. Durch die Kopplung von Strom- und Gasnetzen können effiziente Technologien zum Umgang mit positiven wie negativen Residuallasten sowie saisonale Speicher in die Planung integriert (Fraunhofer-ISI, 2019) (Kienberger, Greiml, & Braunstein, 2021) und langfristig die dazu notwendige Infrastruktur aufgebaut werden.

Es wird erwartet, dass diese energieträgerübergreifende Kopplungs- und Speicherelemente wie Großelektrolyseure, flexibel zu betreibende Großwärmepumpen oder Großbatteriespeicher in der im NIP betrachteten Übertragungsebene in den wenigen Jahren bis 2030 nur geringe Durchdringungsgrade aufweisen werden. Im Zeitraum bis 2040 ist eine deutlich stärkere Marktdurchdringung dieser Technologien zu erwarten (IEA, 2023). Durch die integrierte Betrachtung können Synergien zwischen den Energieträgern

---

4 Als Residuallast wird der Stromverbrauch bezeichnet, der nach Abzug der fluktuierenden erneuerbaren Stromerzeugung noch „übrig bleibt“. Vereinfacht ausgedrückt handelt es sich dabei um den Stromverbrauch, der nicht durch die Stromerzeugung aus Wasserkraft, Windkraft oder Photovoltaik gedeckt werden kann. Eine negative Residuallast bedeutet somit, dass die Stromerzeugung aus Wasserkraft, Windkraft oder Photovoltaik den Verbrauch übersteigt. Eine positive Residuallast bedeutet, dass die Stromerzeugung aus diesen Anlagen nicht ausreicht, um die überwiegend nicht beeinflussbaren Verbrauchslasten zu decken und in diesem Umfang steuerbare Erzeugungseinheiten zugeschaltet, Strom importiert oder steuerbare Lasten abgeschaltet werden müssen (HM, 2023).

Strom und Gas genutzt und damit das gesamte österreichische Energiesystem optimiert werden. Dieser Ansatz stellt sicher, dass zukünftige Infrastrukturentwicklungen aufeinander abgestimmt und heimische Ressourcen bestmöglich genutzt werden. Die langen Planungshorizonte für den Ausbau von Energieinfrastruktur erfordern einen solchen abgestimmten Ansatz zum frühestmöglichen Zeitpunkt. Durch die Koordination des Infrastrukturausbaus werden schließlich auch die Kosten minimiert, die von den Endkund:innen über die Netztarife abgegolten werden müssen.

Der notwendige erhebliche Ausbau der Erneuerbaren und die infolge des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine sichtbar gewordene große Abhängigkeit von Gasimporten aus Russland, unterstreichen die Notwendigkeit einer adäquaten Infrastrukturplanung sowohl unter Kostengesichtspunkten als auch unter dem Aspekt der Versorgungssicherheit. Die Diversifizierung der Gasversorgung und die Verringerung der Importabhängigkeit von russischem Erdgas sowie die Vorbereitung von zukünftigen Importoptionen für erneuerbare Gase (insbesondere Wasserstoff) sind von zentraler Bedeutung für die Versorgungssicherheit. Die Planung des NIP berücksichtigt daher auch das Ziel der notwendigen Diversifizierung der aktuellen Erdgasversorgung und der kommenden Importrouten für erneuerbaren Wasserstoff.

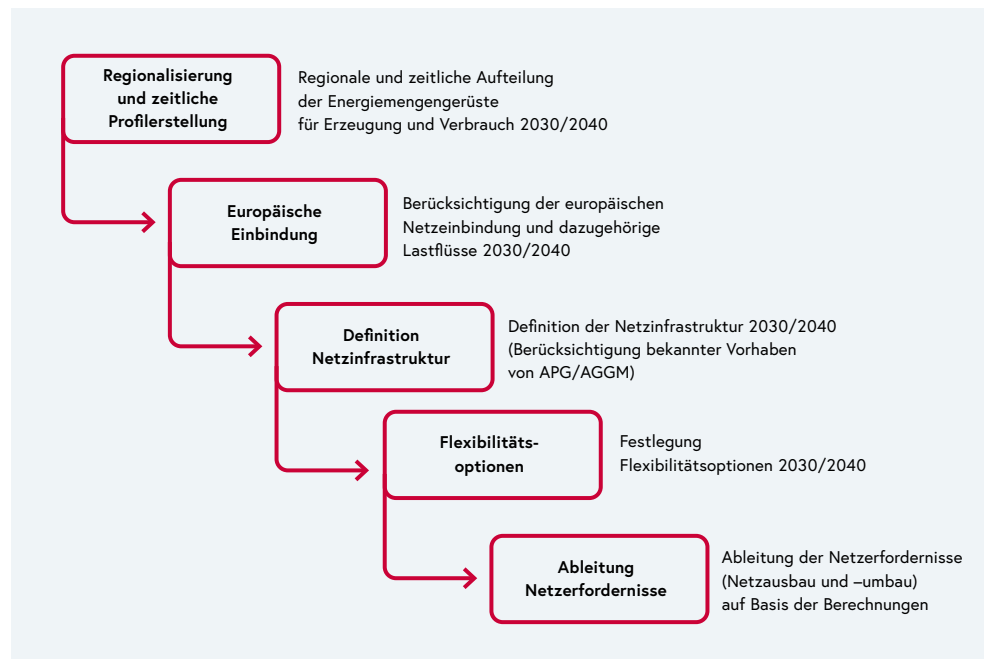
Entscheidende Hebel zur Verringerung der nationalen Importabhängigkeit sind die Reduktion des Energieverbrauchs und die Forcierung der inländischen Energieerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern. Somit steht die Erschließung der ökonomische und ökologisch sinnvoll nutzbaren inländischen Potenziale, neben der Effizienzsteigerung, im Vordergrund. Dabei spielt die zunehmende Elektrifizierung des Energiesystems eine entscheidende Rolle. Der Ersatz fossiler Energieträger durch elektrische Energie führt einerseits zu deutlichen Effizienzsteigerungen – z. B. beim Einsatz von Wärmepumpen oder der Elektromobilität – aber andererseits führt diese Umstellung auch zu einem Anstieg des Strombedarfs. Um diesen steigenden Strombedarf zu decken, ist nicht nur ein rascher Ausbau der nationalen erneuerbaren Stromerzeugung, sondern auch der zugehörigen Netzinfrastruktur notwendig, um den Transport zwischen Erzeugungsanlagen und Verbrauchszentren zu gewährleisten. Neben der Gewährleistung der Versorgungssicherheit hat ein hoher Anteil erneuerbarer Erzeugung auch eine preisdämpfende Wirkung auf die Großhandelspreise für Strom. Davon profitieren nicht nur die österreichischen Kund:innen, sondern der gesamte Wirtschaftsstandort Österreich. Industriebetriebe können in Österreich klimafreundlich produzieren und tragen zur Wettbewerbsfähigkeit der österreichischen Wirtschaft bei. Darüber hinaus kann die österreichische Wirtschaft nachhaltig wachsen und Arbeitsplätze schaffen und sichern.

Insgesamt ist daher davon auszugehen, dass der gesellschaftliche Nutzen eines integrierten Energieinfrastrukturausbaus im Sinne des NIP die Kosten deutlich übersteigen wird. Wie bereits in diesem Kapitel dargestellt, bringt ein integriertes erneuerbares Energiesystem sowohl aus technischer als auch aus ökonomischer und ökologischer Sicht wesentliche Vorteile für Österreich. Darüber hinaus kann ein potenzieller Beitrag zur weiteren Integration erneuerbarer Energietechnologien, zur Einsparung von Treibhausgas-Emissionen sowie zur langfristigen Versorgungssicherheit geleistet werden.

## 4.2 Methodik

Grundlage für die Modellierung des Stromübertragungsnetzes und der Gasinfrastruktur (Fernleitungen sowie Netzebene 1 und 2) für Methan, Biomethan und Wasserstoff in diesem Kapitel ist das Energiemengengerüst des NIP Szenarios (siehe Kapitel 3.1), die regionale Verteilung der erneuerbaren Erzeugung (siehe Kapitel 3.2.2), und die bestehende Netzinfrastruktur inkl. der Infrastrukturausbaupläne bis zum Jahr 2030 von APG, VÜN und AGGM (siehe Kapitel 3.3). Darauf aufbauend wird der Ausbaubedarf einer integrierten Energieinfrastruktur unter Berücksichtigung der internationalen Netzeinbindung abgeleitet.

Abbildung 43:  
Ablaufdiagramm Methodik  
NIP Berechnungen;  
Quelle: EVT MU Leoben und  
IEE TU Graz, 2023



Der Ablauf der Modellierung des Infrastrukturbedarfs ist in Abbildung 43 in Form eines übersichtlichen Ablaufdiagramms dargestellt. Der Fokus liegt dabei auf dem Jahr 2030, für das Jahr 2040 wird ein Ausblick erstellt.

Zuerst werden Bedarf und Erzeugung nach Energieträgern und Sektoren auf sogenannte Umspannwerk-Bezirke (USW-Bezirke)<sup>5</sup> heruntergebrochen und mit Hilfe umfangreicher, für die jeweiligen Bedarfe geeigneter Lastprofile<sup>6</sup> stündlich auf 8760 Zeitschritte aufgelöst. Für die Berechnungen werden 398 USW- Bezirke anhand repräsentativ gewählter Umspannwerke der Stromnetzebene 4 abgeleitet. Die Größe der

5 Als Umspannwerksbezirke werden jene räumlichen Aggregate bezeichnet die, unter Verwendung bekannter Koordinaten der Umspannwerke zwischen Hoch- und Mittelspannung (NE4) als Zentrum, alle Punkte des Raumes umfassen, die näher am jeweiligen Zentrum des USW-Bezirks liegen als an jedem anderen Zentrum. Zur Ermittlung der USW-Bezirke wird der Voronoi-Algorithmus verwendet.

6 Die zugrundeliegenden Ansätze werden weiter unten im Kapitel etwas ausführlicher erklärt.

USW-Bezirke ergibt sich dabei aus der Lage und der Entfernung der Umspannwerke zueinander. In Ballungsräumen ist die Dichte der Umspannwerke höher, sodass dort mehr USW-Bezirke liegen als zum Beispiel im Alpenraum. Abbildung 44 zeigt die in der NIP-Modellierung verwendete regionale Einteilung Österreichs in die beschriebenen Umspannwerkbezirke.



Für die Ermittlung der Netzerfordernisse im Stromübertragungsnetz werden zunächst „Basisnetze“ für die Jahre 2030 und 2040 definiert. Diese Basisnetze berücksichtigen die europäische Netzplanung des TYNDP2020 (ENTSO-E, 2020) und die damit verbundenen Lastflüsse sowie die bereits bekannten Planungen von APG und VÜN bezüglich Netzausbau und Netzoptimierung. Darauf aufbauend werden die Stromlastflüsse zuerst ohne die Berücksichtigung von sektorenübergreifenden Flexibilitäten im Übertragungsnetz (Elektrolyseure, flexible Großwärmepumpen bzw. Großbatterien) simuliert. Anschließend finden Rechnungen statt, in denen mittels Sensitivitätsanalysen die genannten Flexibilitätsoptionen und ihre möglichen Wirkungen zur Entlastung der identifizierten Netzengpässe im Übertragungsnetz untersucht werden. Mit Hilfe dieser Methodik lässt sich ableiten, wo im Jahr 2030 Netzengpässe zu erwarten sind und wo, unter Berücksichtigung von Vermaschungen und Parallelstrukturen im Leitungsausbau, eine Erhöhung der Transportkapazität erforderlich ist, bzw. wie diese durch unterschiedliche Betriebsweisen und Szenario-Varianten der genannten Flexibilitäten beeinflusst wird. Für 2040 wird unter Anwendung derselben Methodik ein Ausblick zu zukünftigen Netzengpässen erstellt, im Vergleich zum Basisnetz 2040, welches die Ausbauplanung der Übertragungsnetzbetreiber bis 2040 berücksichtigt.

Abbildung 44:  
Räumliche Einheiten des  
Berechnungsmodells (USW-  
Bezirke) und deren Einzugs-  
gebiet in Österreich,  
Bild: EVT MU Leoben, 2023

Der notwendige Ausbau des Wasserstoffnetzes wird durch den regionalisierten Wasserstoffbedarf bzw. die geplante nationale Wasserstofferzeugung und Wasserstoffimportrouten definiert. Die im NIP ermittelten Infrastrukturanforderungen für Wasserstoff bestätigen für das Jahr 2030 weitestgehend die Planungen der AGGM. Im Ausblick 2040 bestimmt der mögliche Ausbau in Richtung Westen sowie Fragen zur Umstellung von heutigen Erdgas-Stichleitungen, die Planung des zukünftigen Wasserstoffnetzes. Die Erschließung des nationalen Biomethanpotenzials und der sinkende Methanbedarf bestimmt die Struktur des zukünftigen Methanetzes im Sinne eines „Sammelnetzes“ auf den oberen Netzebenen.

Die NIP-Modellierungen berücksichtigen die Einbindung in das europäische Strom- und Gasnetz. Im Strombereich wird die kontinentaleuropäische Elektrizitätswirtschaft auf Basis des TYNDP 2020 und mit Hilfe eines übergeordneten Optimierungsmodells, dem Lego-Modell der TU-Graz (Wogrin et al, 2022), welches stündliche Stromimporte und -exporte (bzw. die entsprechenden Import- und Exportleistungen) ermittelt, abgebildet. Unter Verwendung der ermittelten Import- und Exportzeitreihen wird mit einem intertemporalen mixed-integer basierenden Österreich-Optimierungsmodells, der Kraftwerkseinsatz aller steuerbaren Kraftwerke in Österreich (Speicher-, Pumpspeicher- und KWK-Kraftwerke) entsprechend ihrer variablen Grenz- bzw. Opportunitätskosten (nach Merit-Order) berechnet. Dabei werden bei der Berechnung des Einsatzes von KWK-Anlagen, die einen wesentlichen Anteil der Fernwärmebereitstellung übernehmen, zusätzlich Must-Run-Betriebszeiten für die Fernwärmeerzeugung berücksichtigt. Diese leiten sich im Sinne des integrierten Ansatzes des NIP, aus den regionalisierten Fernwärmebedarfen ab. Mit den nunmehr vorliegenden, zeitlich und räumlich aufgelösten Energienachfragen, ungesteuerten wie gesteuerten Erzeugungen sowie Importen/Exporten werden in einem nächsten Schritt die Lastflüsse im Stromübertragungsnetz berechnet und hinsichtlich auftretender Engpässe und sektorübergreifender Lösungsmöglichkeiten untersucht.

Auch das österreichische Gasfernleitungsnetz ist in das europäische Gesamtsystem eingebunden. Die Entwicklungen im europäischen Gasnetz sind daher für die Erreichung der Klimaneutralität im österreichischen Gassystem von besonders großer Bedeutung. Die dem NIP zugrundeliegenden Annahmenreflektieren diese Entwicklungen, insbesondere auf die Anbindung Österreichs an den „südlichen Wasserstoffkorridor“ bis 2030, der Teil des REPowerEU-Plans der Europäischen Kommission ist. Nachdem der Aufbau einer europäischen Wasserstoffwirtschaft mit den entsprechenden Infrastrukturerfordernissen noch am Anfang steht, ist jede Planung mit vielen Unbekannten entlang der gesamten Wertschöpfungskette (Produktion, Transport, Nachfrage) einschließlich eines noch ausstehenden Genehmigungs- und Regulierungsrahmens konfrontiert. Für die Zwecke des NIP wird davon ausgegangen, dass die bestehenden Planungen der ENTSO-G bis 2030 für umzuwidmende bzw. neu zu errichtende Wasserstoffleitungen in dieser Form realisiert und ausreichende Transportkapazitäten für Wasserstoff geschaffen werden. In der Studie „Importmöglichkeiten für erneuerbaren Wasserstoff“ werden explizit Abschätzungen zu Importrouten von Wasserstoff vorgenommen. Es wird davon ausgegangen, dass im Jahr 2030 die mengenmäßig wichtigste Route für Wasserstoffimporte über Italien

nach Österreich verläuft und die Wasserstoff-Importe bis 2040 weiter diversifiziert werden, sodass nennenswerte Mengen dann neben Italien auch über die Slowakei und Deutschland fließen (AIT, Frontier Economics, 2022). Diese Annahmen wurden ebenfalls dem NIP hinterlegt. Aufgrund der vergleichsweise großen Transportkapazitäten im Gasnetz erfolgt die NIP-Modellierung für Methan, Wasserstoff und Biomethan jedoch nicht wie im Stromsektor mit Stundenauflösung. Vielmehr steht die Betrachtung von auf USW-Bezirke regionalisierten Jahresenergiemengen und deren sichere Versorgung mit den zukünftig benötigten Gasarten (Methan oder Wasserstoff) im Vordergrund.

In den folgenden Kapiteln 4.3 und 4.4 werden die räumlichen und zeitlichen Bedarfsstrukturen für die Betrachtungsjahre 2030 und 2040 und in gleicher Weise die Erzeugungsstruktur von Strom, Methan bzw. Biomethan und Wasserstoff dargestellt. In Kapitel 4.5 wird die Modellierung von Flexibilitäten – sowohl im Stromsektor als auch sektorübergreifend in Form von Power-to-Gas und Power-to-Heat – dargestellt und die notwendigen Stromtransportbedarfskorridore aufgezeigt. Kapitel 4.6 beleuchtet die zukünftig notwendige Gasinfrastruktur für Methan und Wasserstoff. In Kapitel 4.7 erfolgt eine integrierte Beschreibung der Modellierungsergebnisse gemeinsam für den Strom- und Gassektor. Der Fokus der Analysen in diesen Kapiteln liegt auf dem Jahr 2030. Ein langfristiger Ausblick bezüglich der Strom- und Gasinfrastruktur wird aber auch für das Jahr 2040 gegeben.



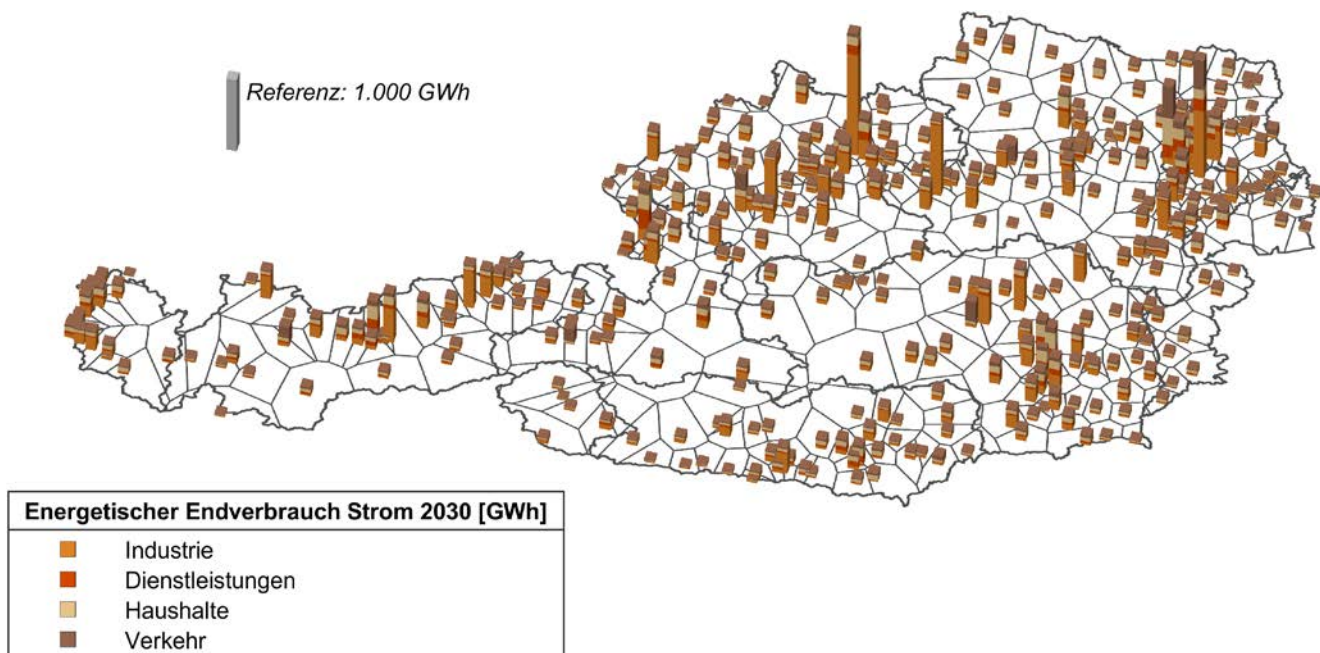
### 4.3 Bedarf

Die Energie-Bedarfsmengen in der Infrastrukturmodellierung orientieren sich an den in Kapitel 3 angenommenen erneuerbaren Strom-, Methan- und Wasserstoffbedarfen gemäß den Berechnungen im Rahmen des Transition Szenarios des Umweltbundesamtes. Anpassungen des NIP Szenarios im Vergleich zum Transition Szenario werden im Kapitel 3.1 beschrieben.

Ausgehend vom Jahresenergieverbrauch für Österreich im NIP Szenario erfolgt eine räumliche und in weiterer Folge zeitliche Verteilung der Energiemengen für die Energieträger Strom, Methan und Wasserstoff. Die dazu verwendete Methodik folgt jener der Forschungs- und Entwicklungsdienstleistung „InfraTrans2040 – Szenarien und Ausbaupläne für ein nachhaltiges Wirtschaftssystem in Österreich“ (EVT MU Leoben, IEE TU Graz und WIFO, 2023). Die angewandte Regionalisierung und zeitliche Auflösung der einzelnen Verbrauchssektoren wird im Folgenden kurz beschrieben. Weitere Details sind im Methodikdokument des Projektes InfraTrans2040 (EVT MU Leoben, IEE TU Graz und WIFO 2023) beschrieben.

Die Regionalisierung des industriellen Energieverbrauchs für Strom und Gas erfolgt für 89 energieintensive Unternehmen anhand der jeweiligen Energiebedarfe, welche aktuellen Unternehmens- und Umweltberichten entnommen wurden. Dieser wurde auf die jeweiligen Industriesektorbedarfe des NIP Szenarios für 2030 und 2040 umgelegt. Die verbleibenden Energiemengen der industriellen Sektoren wurden anhand der heutigen Anzahl der Beschäftigten regionalisiert. Die zeitliche Auflösung der Energiemengen erfolgt für die 13 industriellen Teilsektoren mit Hilfe eines sektorspezifischen Lastprofilgenerators, um die für die Modellierung relevanten Leistungen zu berechnen (Binderbauer, P.J.; Kienberger, T; Staubmann, T, 2022).

Abbildung 45:  
Regionalisierung des Strombedarfs in Industrie, Dienstleistungen, Haushalten und Verkehr 2030;  
Quelle: EVT MU Leoben, 2023





Im Sektor Haushalte wird die Energienachfrage, ausgehend von den Nutzenergieanalysen der einzelnen Bundesländer (Statistik Austria, 2020), auf Basis der Anzahl der Hauptwohnsitze auf die einzelnen USW-Bezirke heruntergebrochen. Die zukünftige Entwicklung des Energiebedarfs wird mit Hilfe der Bevölkerungs- und Haushaltsprognose der Österreichischen Raumordnungskonferenz (ÖROK, 2018) fortgeschrieben. Im Sektor Dienstleistungen wird der Energiebedarf nach Branchen anhand statistischer Daten auf die Bundesländer verteilt und nach Arbeitsplätzen regional weiter aufgeteilt. Der grundlegende Strombedarf in den Sektoren Haushalte und Dienstleistungen wird mittels Standardlastprofilen nach APCS Power Clearing and Settlement AG (2021) zeitlich auf die entsprechenden Leistungen heruntergebrochen. Der Strombedarf für Wärmepumpen und der Gasbedarf wird im Haushalts- und Dienstleistungssektor mit eigenen Lastprofilen in Kombination mit orts aufgelösten Temperaturdaten, zeitlich aufgeschlüsselt (BDEW, 2018; ZAMG, 2020). Diese Lastprofile berücksichtigen die Gebäudeträgheit aber keine Flexibilisierung des Betriebs der jeweiligen Wärmebereitstellungsanlagen. Die Berücksichtigung von orts aufgelösten und zeitlich aufgeschlüsselten Temperaturdaten führt zu unterschiedlichen Lastprofilen je Umspannwerksbezirk für Haushalte und Dienstleistungen.

Der Verkehrssektor wird nach verschiedenen Kategorien (Pkw, leichte Nutzfahrzeuge, schwere Nutzfahrzeuge) differenziert und anhand der aktuellen Zulassungsstatistik regionalisiert. Der im NIP Szenario beschriebene Strom- und Wasserstoffbedarf im Verkehrssektor wird, anhand von Lastprofilen, die in Forschungsprojekten erarbeitet wurden, zeitlich verteilt (Vopava, J.; Thormann, B.; Kienberger, T., 2017). Der zugrundeliegende Ansatz berücksichtigt dabei die zukünftige Verteilung unterschiedlicher Ladeleistungen zwischen 3,7 kW und 11 kW sowie die Verteilung der Ankunfts- und Abfahrzeiten der Fahrzeuge. Anhand die sich daraus ergebenden Gleichzeitigkeiten ergibt sich eine Verteilung der netzwirksamen Leistung über den Tag – eine explizite Flexibilisierung der Fahrzeugladungen wird jedoch nicht berücksichtigt. Der Strombedarf der Eisenbahn wird anhand der Standorte der Umformerwerke der Bahn regionalisiert und mit einem eigenen Lastprofil für Sommer und Winter zeitlich aufgelöst (Sejkora, C.; et al., 2022). Die Regionalisierung des Energiebedarfs der Verdichterstationen im Fernleitungsgasnetz erfolgt anhand der installierten Leistungen der Stationen entlang den Fernleitungen, dabei wird ein Dauerlastprofil angenommen (Europäische Kommission, 2020).

Einflüsse von Lastflexibilisierungselementen auf den Strombedarf in der Verteilernetzebene (Demand-Side-Management), wie z. B. Verbrauchsanpassungen an den Spotmarktpreis oder an die aktuelle Belastung der jeweiligen untergelagerten Netzebenen, wird demnach in den verwendeten Lastprofilen von Industrie, Haushalten, Dienstleistungen und Verkehr nicht direkt berücksichtigt.

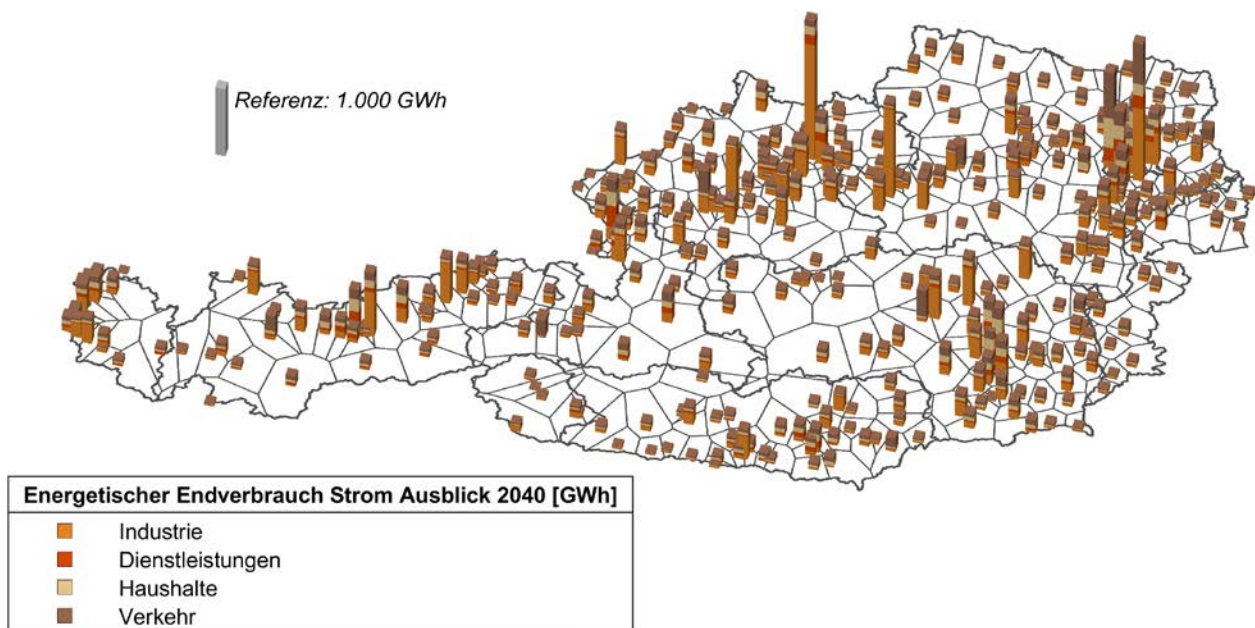
Der Stromverbrauch von Elektrolyseuren, Großbatteriespeichern und flexiblen Großwärmepumpen der direkt auf die Übertragungsnetzebene wirkt, wird jedoch einerseits auf Basis von Spotmarktpreisen, andererseits in Abhängigkeit von regionalen Residuallasten flexibilisiert (Details siehe Kapitel 4.5.2.2).

Um zusätzlich Auswirkungen eines durch Flexibilisierungsmaßnahmen auf der Verteilernetzebene veränderten Stromverbrauchs auf Netzengpässe in der Übertragungsnetzebene analysieren zu können, wurde die Szenario-Variante maximaler Flexibilitätsausbau für 2030 bzw. als Ausblick für 2040 berechnet. Diese stellt extreme Aussteuerungen des Flexibilitätseinsatzes dar und erlaubt dadurch Rückschlüsse auf den maximalen Einfluss von Verteilernetztechnologien wie Heimspeichern, flexibel gesteuerten Wärmepumpen oder Vehicle-to-Grid auf das Übertragungsnetz (siehe Kapitel 4.5.4).

### 4.3.1 Strom

Die Regionalisierung des Strombedarfs in den einzelnen Nachfragesektoren für 2030 und im Ausblick für 2040 ist in Abbildung 45 und Abbildung 46 dargestellt. Im Jahr 2030 beträgt der Strombedarf der Nachfragesektoren (bzw. das zeitliche Summenlastprofil) in Österreich ohne den Verbrauch des Energiesektors, d. h. ohne den Stromverbrauch von Pumpspeicherkraftwerken, Elektrolyseuren und Großbatterien, maximal 15 GW. Der Anstieg der Spitzenlast ist neben der allgemeinen Elektrifizierung insbesondere auf die zunehmende Nutzung elektrischer Energie im Industrie-, Gebäude- und Verkehrssektor zurückzuführen. Im Jahr 2030 werden vor allem die Ballungsräume einen hohen Strombedarf aufweisen. Darüber hinaus ist insbesondere der Einfluss der Industriezentren (z. B. Linz, Leoben, Wien) und der Tallagen (z. B. Inntal) auf die räumliche Verteilung des Strombedarfs deutlich zu erkennen. Die Industrie stellt insgesamt auch weiterhin den größten Verbrauchssektor dar, insbesondere in den Bundesländern mit sehr energieintensiven Industriestandorten Oberösterreich, Steiermark und Niederösterreich. Der Schwerpunkt der Stromnachfrage im Sektor Verkehr ist insbesondere in den USW-Bezirken mit wichtigen Autobahnknotenpunkten bzw. in den Ballungsräumen zu erkennen. Die Bundesländer mit den größten absoluten Stromverbräuchen von jeweils rund 17 TWh im Jahr 2030 sind Oberösterreich und Niederösterreich.

Abbildung 46:  
Regionalisierung des Strombedarfs in Industrie, Dienstleistungen, Haushalten und Verkehr 2040;  
Quelle: EVT MU Leoben, 2023



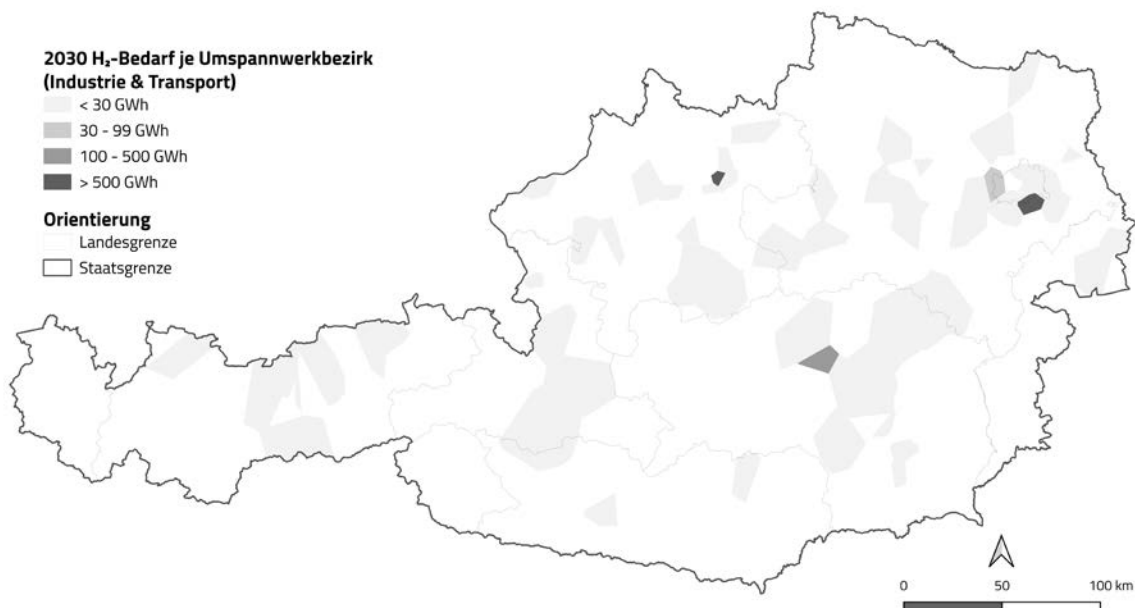
Der Ausblick für das Jahr 2040 unterscheidet sich von dem für 2030 insbesondere hinsichtlich der Bedarfsmengen, die regionale Verteilung bleibt jedoch ähnlich (Abbildung 46). Darüber hinaus ist eine Verschiebung der sektoralen Anteile am Stromverbrauch in Richtung Verkehr zu erkennen. Neben dem bereits 2030 erkennbaren Strombedarf an den wichtigen Verkehrsknotenpunkten, steigt der Anteil des Verkehrssektors am Strombedarf auch abseits der Ballungsräume.

Der Strombedarf der Nachfragesektoren in Österreich zeigt im Jahr 2040 eine deutlich höhere nachgefragte elektrische Leistung als im Jahr 2030. Die Spitzenlast der Nachfragesektoren steigt im Jahr 2040 auf bis zu ca. 20 GW an.

### 4.3.2 Wasserstoff

Im Jahr 2030 konzentriert sich der mengenmäßig noch geringe Wasserstoffbedarf auf wenige große Industriezentren z. B. Linz, Leoben und Wien (den größten Standorten der betroffenen Industriesektoren Eisen und Stahl bzw. Chemie) bzw. im Schwerverkehr auf bestimmte USW-Bezirke entlang der Hauptverkehrsachsen (siehe Abbildung 47). Der Wasserstoffbedarf (bzw. das Summenprofil) ergibt für 2030 noch sehr geringe Leistungsspitzen von maximal 1,2 GW, diese treten konzentriert im ersten und vierten Quartal auf.

Abbildung 47:  
Regionalisierung des Wasserstoffbedarfs 2030;  
Quelle: EVT MU Leoben,  
2023

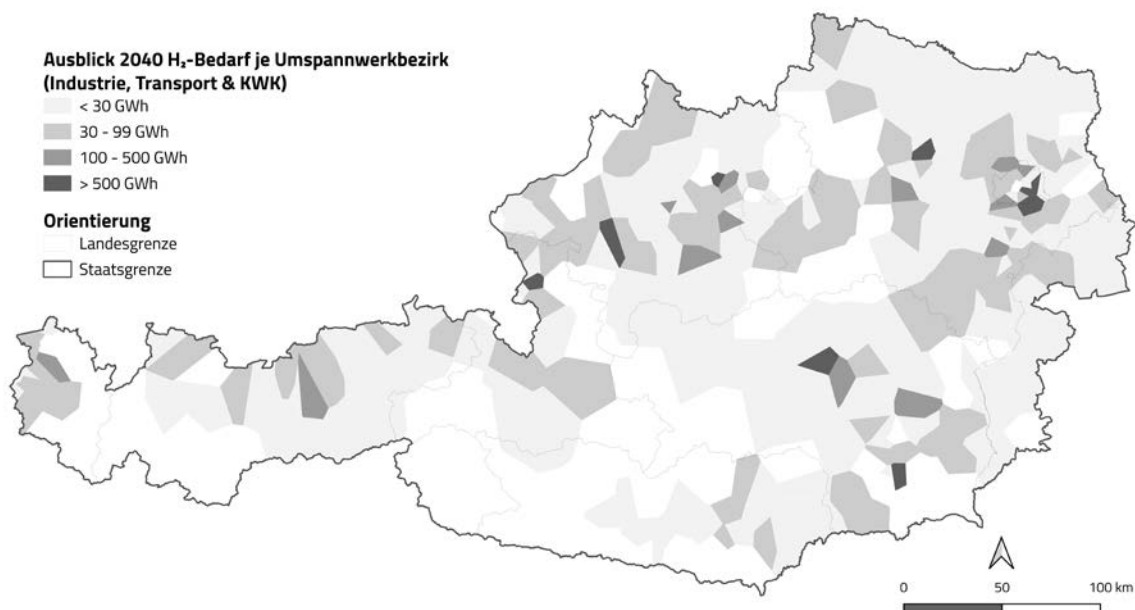


Das Wasserstoff-Startnetz wird ausgehend von den bereits bekannten Leitungsbauprojekten zum Anschluss an die internationalen Fernleitungen (TAG, WAG und Penta-West) aufgebaut. Es umfasst die Speichieranbindung in Puchkirchen/OÖ, den H<sub>2</sub>-Kollektor Ost sowie Anbindungen an Industrie- und Erzeugungszentren im Osten Österreichs. Die nationale Wasserstofferzeugung erfolgt im Startnetz 2030 nahe der Industriebetriebe oder an Standorten mit hoher erneuerbarer Stromerzeugung aus Windkraft und Photovoltaik. Insgesamt orientiert sich der notwendige Leitungsum- und ausbau an den bis dahin zu erwartenden internationalen Transportverbindungen und an der erforderlichen Versorgung der Verbrauchszentren der Industrie sowie an der Aufnahme der erzeugten Wasserstoffmengen aus Großprojekten (Details siehe Kapitel 4.6).

Regionale H<sub>2</sub>-Cluster ohne Verbindung zum Wasserstoff-Startnetz können sich darüber hinaus trotzdem bilden. Im NIP werden solche regionale H<sub>2</sub>-Cluster mit H<sub>2</sub>-Elektrolyse und lokaler Verwendung (Sektor Chemie, Schwerverkehr) für 2030 im Westen Österreichs angenommen, da für die westlichen Bundesländer Vorarlberg, Tirol und Salzburg bis 2030 kein Anschluss an das aufzubauende, internationale Wasserstoffnetz des European Hydrogen Backbones (EHB, 2024) zu erwarten ist. Derzeit rechtfertigen die sehr geringen Bedarfsmengen im Jahr 2030 keinen Aufbau einer parallelen Wasserstoffinfrastruktur und somit keine Verbindung zum österreichischen Wasserstoff-Startnetz.

Die Verteilung des angenommenen Wasserstoffbedarfs 2040 wird in Abbildung 48 dargestellt. Die Konzentration der angenommenen Wasserstoffnachfrage auf die großen industriellen Verbrauchszentren im Osten Österreichs besteht weiterhin, wobei auch im Westen Österreichs ein zunehmender Wasserstoffbedarf, in Salzburg, Tirol und Vorarlberg angenommen wird. Bis 2040 steigen die Leistungsspitzen für den Wasserstoffbedarf deutlich und liegen saisonal bedingt zwischen 5 GW und 9 GW, wobei die größten Spitzen weiterhin im ersten und vierten Quartal auftreten.

Festzuhalten ist, dass noch große Unsicherheiten bei der Abschätzung zur Höhe und Regionalisierung der Wasserstoffnachfrage im Jahr 2040 bestehen, wie dies auch aus den unterschiedlichen externen Szenarien (siehe Kapitel 5) ersichtlich ist. Unterschiede im Wasserstoffbedarf können langfristig in der Regionalisierung zu unterschiedlichen Wasserstoff-Transporterfordernissen führen, wobei in den in Abbildung 48 entsprechend markierten Gebieten grundsätzlich Stichtagsumstellungen von Methan-Infrastrukturen für den Wasserstoff-Transport, oder neu zu errichtende Wasserstoff Parallelstrukturen zu diskutieren sind. Dies wird jedenfalls in zukünftigen NIP-Überarbeitungen weiter zu untersuchen sein.



## 4.4 Erzeugung

Die Erzeugungsmengen von Energie in der Infrastrukturmodellierung orientieren sich an der in Kapitel 3 angenommenen erneuerbaren Strom- und Biomethanerzeugung gemäß den Berechnungen im Rahmen des Transition Szenarios des Umweltbundesamtes. Anpassungen der thermischen Erzeugung im NIP Szenario im Vergleich zum UBA Transition Szenario werden in Kapitel 3.1 beschrieben. Im Folgenden wird die Methodik zur räumlich- und zeitlich aufgelösten Modellierung der Stromerzeugung aus unterschiedlichen Energiequellen sowie der Erzeugung von Biomethan und Wasserstoff erklärt und wesentliche Ergebnisse erläutert.

### 4.4.1 Strom

In diesem Unterkapitel werden die im NIP Szenario angenommenen Mengen an erneuerbarer Stromerzeugung (siehe Kapitel 3.1.1) bis 2030 bzw. im Ausblick für 2040 zugrunde gelegt. Für die Regionalisierung bzw. für die zeitliche Auflösung der aus den Energiequellen Wasserkraft, Wind, PV und Biomasse erzeugten Strommengen kommen unterschiedliche Ansätze zur Anwendung, die in weiterer Folge kurz erklärt werden. Die sich daraus ergebende räumliche Verteilung nach USW-Bezirken der ungesteuerten Erzeugung ist für das Jahr 2030 in Abbildung 49, für das Jahr 2040 in Abbildung 50 dargestellt.

Abbildung 48:  
Regionalisierung des Wasserstoffbedarf 2040;  
Quelle: EVT MU Leoben,  
2023

Die Wasserkraft – und hier insbesondere die Stromerzeugung der Laufkraftwerke – wird weiterhin einen wesentlichen Beitrag zur erneuerbaren Erzeugung leisten. Für das Jahr 2030 wird auf Basis der normalisierten Erzeugungsmenge des Wasserjahrs 2020 (41,8 TWh) gemäß des Transition und NIP Szenarios ein Ausbau von zusätzlich 5 TWh modelliert. In diesem Zusammenhang ist es wichtig, darzulegen, dass es sich dabei um zusätzliche Energiemengen aus erhöhter Nutzung natürlicher Zuflüsse sowie durch verbesserte Anlagenwirkungsgrade sowohl von Laufwasser-, Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken handelt. Weitere Stromerzeugungsmengen, die sich aus zusätzlichem gepumpten Zufluss von Pumpspeicherkraftwerken ergeben, werden dabei nicht berücksichtigt.

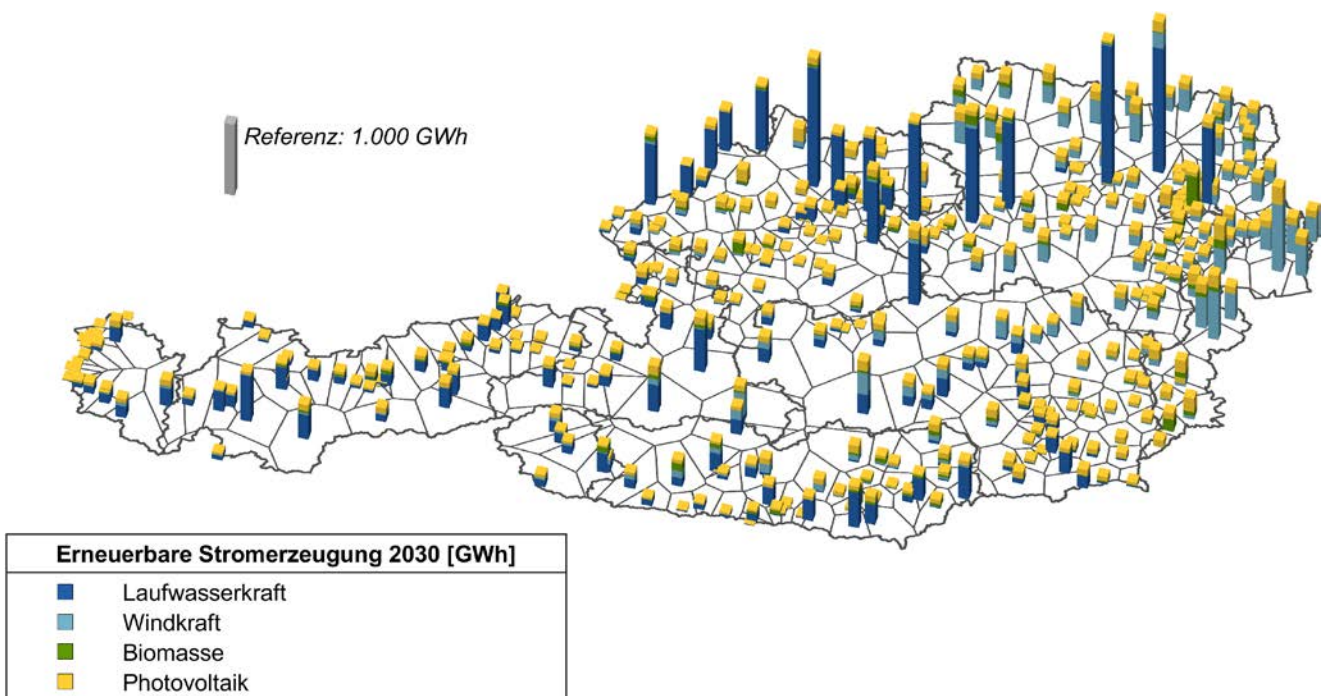


Abbildung 49:  
Regionalisierung der un-  
gesteuerten erneuerbaren  
Stromerzeugung 2030;  
Bild: EVT MU Leoben, 2023



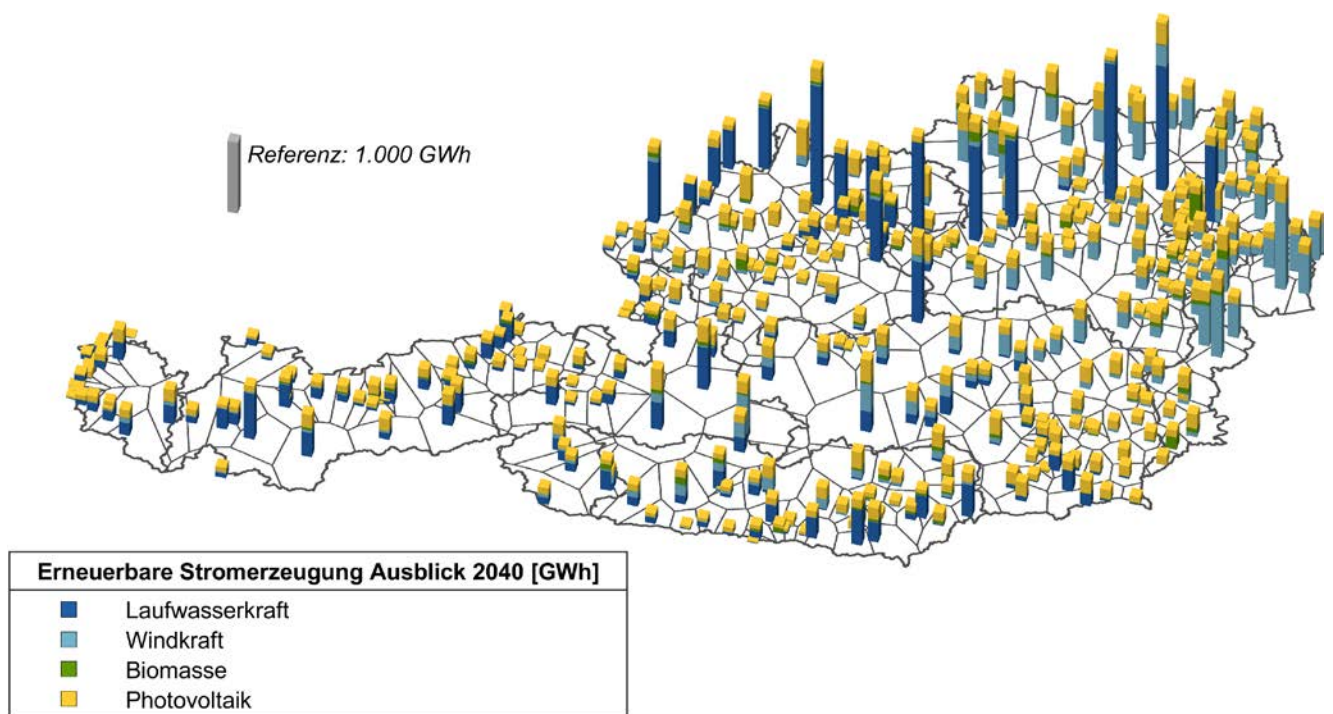


Abbildung 50:  
Regionalisierung der un-  
gesteuerten erneuerbaren  
Stromerzeugung 2040;  
Bild: EVT MU Leoben, 2023

Bei der Modellierung der zusätzlichen 5 TWh erfolgt zunächst eine energiemengen- und leistungsmäßige Berücksichtigung gemäß der OE-Kraftwerksliste (Oesterreichs Energie, 2023) regionalisierten Laufwasserkraftprojekte. Aufgrund der darin angeführten wirkungsgradsteigernden Maßnahmen, Zubauten oder Neubauten ergibt sich so eine zusätzliche Strommenge aus Laufwasserkraft von 2,2 TWh. Zusätzliche 0,3 TWh werden aliquot allen bestehenden Pumpspeicher- und Speicherkraftwerken zugeordnet und bilden allgemeine wirkungsgradsteigernde Maßnahmen ab. Die restlichen 2,5 TWh welche mittels den UBA-Potenzialen (siehe Kapitel 3.2) erhoben wurden, werden energiemengen-aliquotiert auf die USW-Bezirke mit vorhandener Kleinwasserkraft umgelegt. Damit werden die vorhandenen Optimierungspotenziale (wirkungsgradsteigernde Maßnahmen bestehender Kraftwerke) und allfällige Neubauten berücksichtigt.

Im Ausblick auf 2040 ist gemäß UBA-Transition Szenario eine weitere Zubaumenge von 1 TWh vorgesehen. Bei der Modellierung wird analog wie zuvor vorgegangen: Zunächst erfolgt die Einarbeitung der energiemengen- und leistungsmäßig regionalisierten Projekte gemäß der OE-Kraftwerksliste. Dies ergibt eine zusätzliche Stromerzeugung von 0,4 TWh für Laufwasserkraft (durch Wirkungsgradsteigerung, Zu- und Neubau) sowie zusätzliche 0,3 TWh für Pumpspeicher- und Speicherkraftwerke (durch allgemeine, wirkungsgraderhöhende Maßnahmen) sowie einen Kleinwasserkraftausbau von 0,3 TWh.

Unabhängig bzw. zusätzlich zu den (Netto-)Zahlen des Transition Szenarios werden, ebenfalls der OE-Kraftwerksliste folgend, sowohl für 2030 als auch für den Ausblick auf 2040 zusätzliche Leistungen von Pumpspeicherkraftwerken berücksichtigt und entsprechend verortet.

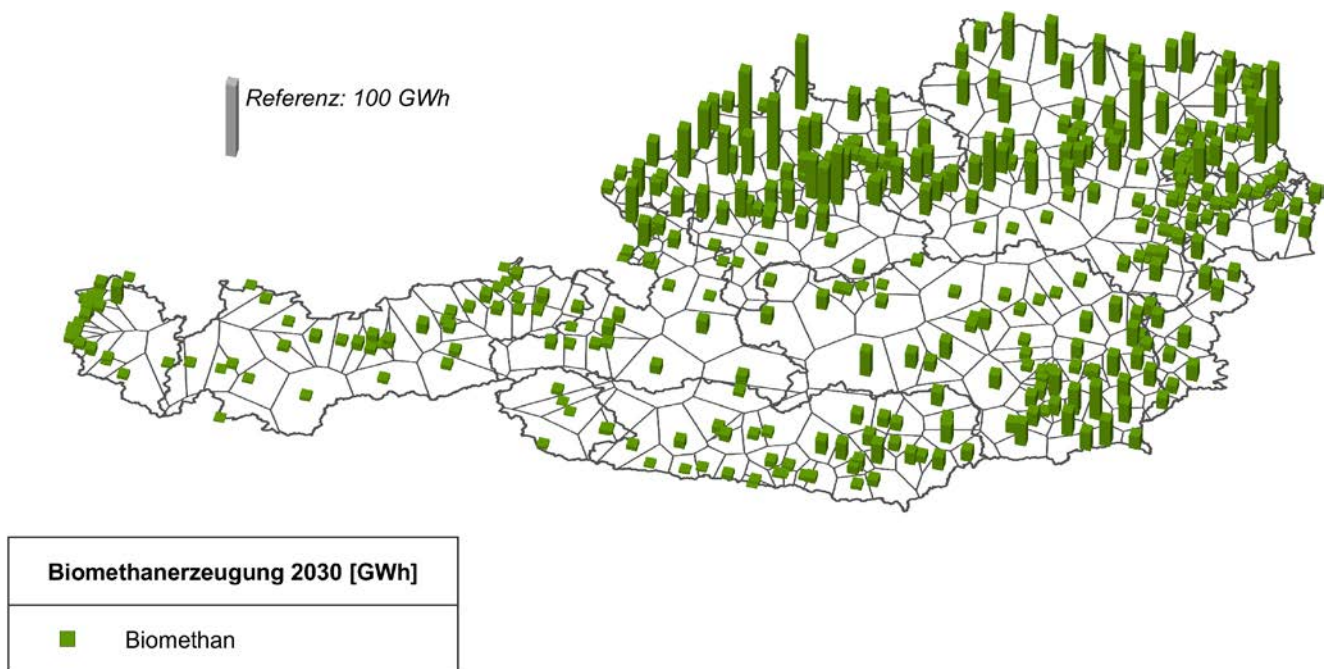


Abbildung 51:  
Regionalisierung der Bio-  
methanerzeugung 2030;  
Bild: EVT MU Leoben, 2023

Hinsichtlich des zeitlichen Verlaufs werden für die ungesteuerten Wasserkraftanlagen aus den räumlich unterschiedlichen Fließparametern, spezifische Erzeugungsprofile modelliert (Greiml et al., 2022). Wo dies nicht möglich ist (z. B. Kleinwasserkraft), wird derselben Publikation folgend auf ein Standarderzeugungsprofil zurückgegriffen. Die Modellierung des zeitlichen Verlaufs der Erzeugung aus steuerbaren Wasserkraftanlagen (Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke) folgt dem in Kapitel 4.2 beschriebenen Optimierungsansatz.

Bei der Windkraft wird der zusätzliche Ausbau gemäß des Transition Szenarios (gegenüber 2020 +14 TWh 2030 und +22 TWh gegenüber 2040) nach den Windpotentialen, wie sie in Kapitel 3.2.2 beschrieben sind, regionalisiert. Demnach, konzentriert sich die Erzeugung aus Windkraft auf die Bezirke mit hohem Windpotenzial, die in den Bundesländern Niederösterreich und Burgenland liegen. Im Ausblick auf das Jahr 2040 ändern sich im Vergleich zu 2030 zwar die Erzeugungsmengen, nicht aber deren regionale Verteilung (Abbildung 50). Für die zeitlich aufgelöste Modellierung wird der Ansatz aus dem Projekt InfraTrans2040 verwendet und auf Basis von Pfenninger und Staffell (2019) für alle 398 USW-Bezirke ein spezifisches Erzeugungsprofil erstellt. Dieses errechnet sich aus den mittleren Windgeschwindigkeiten der letzten Jahre und wird entsprechend der ausgebauten Erzeugungsmengen skaliert.

Bei der PV-Stromerzeugung wird ein ähnlicher Ansatz wie beim Windstrom verfolgt: Die Regionalisierung der gemäß Transition Szenario für 2030 und 2040 (Ausblick) auszubauenden Energiemengen (2030 +18 TWh, 2040 +39 TWh gegenüber 2020) erfolgt nach der in Kapitel 3.2.2 beschriebenen Potentialverteilung. Anders als bei der Windkraft sind diese, wie in Abbildung 49 und Abbildung 50 dargestellt, annähernd gleichmäßig über das Bundesgebiet verteilt. Hinsichtlich der zeitlichen Auflösung wird ebenfalls auf die Methodik von Pfenninger und Staffell (2019) zurückgegriffen und für jeden der 398



USW-Bezirke ein spezifisches Erzeugungsprofil errechnet, das sich aus der mittleren Einstrahlleistung der letzten Jahre sowie der jeweiligen Ausbauenergiemenge ergibt.

Die zusätzliche Stromerzeugung aus Biomasse gemäß Transition Szenario (+1 TWh, 2040 +1 TWh gegenüber 2020) wird energiemengenäquivalently auf die bereits heute bestehenden Biomasse-KWK Standorte verteilt. Für die zeitliche Auflösung wird ein Dauerprofil angenommen.

Die Stromerzeugung aus steuerbaren Kraftwerkskapazitäten (Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke bzw. thermische Kraftwerke; siehe Kapitel 4.5.2.1) wird im NIP-Modell kraftwerksscharf endogen optimiert. Die Importe und Exporte werden entsprechend der internationalen Strommarkteinbindung, ebenfalls über Optimierung bestimmt. Daraus ergeben sich einerseits die Erzeugungsprofile der jeweiligen Anlagen, bzw. die Import/Exportprofile auf den Grenzleitungen. Andererseits ergibt sich dadurch im NIP Szenario eine im Jahr 2030 um 4 TWh und im Ausblick 2040 um 8 TWh höhere thermische Erzeugung als im Transition Szenario (insgesamt 10 TWh<sub>el</sub> 2030, und 9 TWh<sub>el</sub> 2040). Die gesamten erneuerbaren Erzeugungsleistungen und die thermische Erzeugungsleistung werden im Kapitel 3.1. sowie in Kapitel 4.5 beschrieben.

#### **4.4.2 Biomethan**

Im NIP Szenario ersetzen Biomethan und erneuerbarer Wasserstoff bis 2040 fossiles Erdgas als Energieträger vollständig. Allerdings ist das Erzeugungspotenzial für Biomethan in Österreich begrenzt, sodass der Großteil des Gasbedarfs durch Wasserstoff ersetzt wird (siehe Kapitel 4.4.3). Die Biomethanerzeugung in Österreich wird entsprechend der in Kapitel 3.2.2 beschriebenen Analyse angenommen. Im Jahr 2030 werden rund 6,8 TWh und im Ausblick auf das Jahr 2040 rund 10,7 TWh inländische Biomethanerzeugung in den USW-Bezirken für die verortet (Abbildung 51 und Abbildung 52). Die Verortung für die Jahre 2030 und 2040 erfolgen auf Basis der Potenzialanalyse für Biomethan und der zugrundeliegenden Regionalisierung der verschiedenen Ausgangsstoffe, wie z.B. Wirtschaftsdünger, Stroh, Laub, Zwischenfrüchte, Lebensmittelabfälle, Biotonnenabfälle, Grünschnitt sowie Hausgartenkompost (siehe Kapitel 3.2.2.3). Die Potenziale für die Biomethanerzeugung sind in der NIP-Modellierung vor allem in Niederösterreich, Oberösterreich und der Steiermark hinterlegt. In den westlichen Bundesländern sind diese gering. Für die zeitliche Verteilung der Biomethanerzeugung wird ein Dauerprofil angenommen.

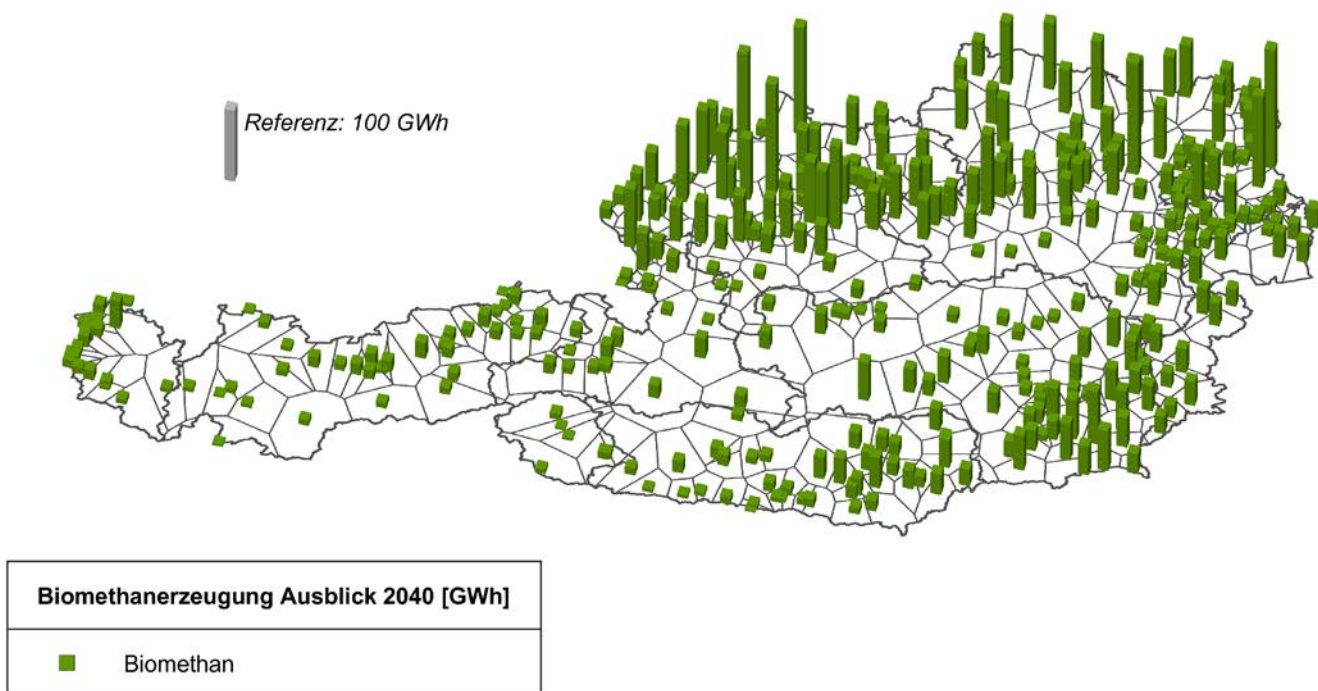


Abbildung 52:  
Regionalisierung der Bio-  
methanerzeugung für den  
Ausblick 2040;  
Bild: EVT MU Leoben, 2023

#### 4.4.3 Wasserstoff

Bis zum Jahr 2030 sollen entsprechend der „Wasserstoffstrategie für Österreich“ (BMK, 2022b) 80 % des Verbrauchs von fossil erzeugtem Wasserstoff in der energieintensiven Industrie durch klimaneutralen Wasserstoff ersetzt werden. Die Wasserstoffstrategie sieht dazu den Aufbau von 1 GW<sub>el</sub> Elektrolysekapazität mit einem Betrieb von ca. 5.000 Volllaststunden bis 2030 vor. Dies wird dem NIP-Basisszenario zugrunde gelegt. Für den Ausblick ins Jahr 2040 gibt es noch keine offiziellen Ziele für Österreich, daher wurden die Annahmen des Transition Szenarios für die Elektrolyseleistung als Grundlage für die Berechnungen des NIP-Basisszenarios verwendet.

Zur Verortung der nationalen Wasserstoffherzeugung wurden zwei unterschiedliche Ansätze kombiniert. Zunächst werden alle derzeit bekannten bestehenden und geplanten Elektrolyseprojekte mit Fertigstellung bis 2030 erfasst. Diese befinden sich größtenteils an Standorten in der Nähe von Industrieunternehmen, die Wasserstoff nutzen. In einem zweiten Schritt wird die zusätzliche inländische Wasserstoffherzeugung, welche laut NIP Szenario erforderlich ist, im Modell endogen netzdienlich verortet und betrieben. Als „netzdienlich“ wird in diesem Zusammenhang ein Einsatz verstanden, der die Spitzen der auftretenden negativen Residuallasten glättet und damit das Stromnetz punktuell entlastet. Das hierfür verwendete Optimierungsverfahren und die sich daraus ergebenden Wasserstoffherzeugungsstandorte, Leistungen und Energiemengen, können Kapitel 4.5 entnommen werden.

Die resultierenden zeitlichen Summenprofile aus den bekannten verbrauchsnahe Projekten und den netzdienlichen Elektrolyseuren in Österreich für 2030 und für den Ausblick auf 2040 spiegeln im Wesentlichen das Erzeugungsprofil der erneuerbaren Stromerzeuger wider. Im Ausblick 2040 steigt neben der deutlich höheren Leistungen der Wasserstoffherzeugung durch den Zubau von Elektrolyseurleistung zur punktuellen Entlastung des Stromnetzes im Jahr 2040, auch die erzeugte Wasserstoffmenge von 3,5 TWh im Jahr 2030 auf rund 11 TWh im Jahr 2040 an<sup>7</sup>. Um den Wasserstoffbedarf im Jahr 2030 (5 TWh) zu decken sind sowohl diese nationale Wasserstoffproduktion als auch Wasserstoffimporte von 1,5 TWh notwendig. Im Jahr 2040 belaufen sich die notwendigen Wasserstoffimporte laut NIP Szenario auf 37 TWh (um die insgesamt 48 TWh Wasserstoffbedarf zu decken). Die insgesamt erzeugte Wasserstoffmenge ist in Tabelle 16 für die Bundesländer dargestellt. Der dafür notwendige Stromverbrauch und die entsprechende Elektrolyseurleistung sind in Kapitel 4.5.2.2 beschrieben.

Tabelle 16: Berücksichtigte erzeugte Wasserstoffmengen je Bundesland für die Jahre 2030 und 2040; Quelle: EVT MU Leoben, 2023.

| Bundesland       | 2030 in TW <sub>h2</sub> | 2040 in TW <sub>h2</sub> |
|------------------|--------------------------|--------------------------|
| Burgenland       | 1,13                     | 2,33                     |
| Kärnten          | 0,09                     | 0,16                     |
| Niederösterreich | 0,75                     | 2,69                     |
| Oberösterreich   | 0,50                     | 1,97                     |
| Salzburg         | 0,00                     | 0,85                     |
| Steiermark       | 0,54                     | 0,90                     |
| Tirol            | 0,04                     | 0,99                     |
| Wien             | 0,45                     | 1,27                     |
| Summe            | 3,5                      | 11,17                    |

<sup>7</sup> Im NIP Szenario wird von einer leicht geringeren erneuerbaren Wasserstoffherzeugung als im Transition Szenario ausgegangen, da mit unterschiedlichen durchschnittlichen Wirkungsgraden für die Wasserstoff-Elektrolyseure gerechnet wird (Wirkungsgrad: 70% NIP Szenario, 75% Transition Szenario).

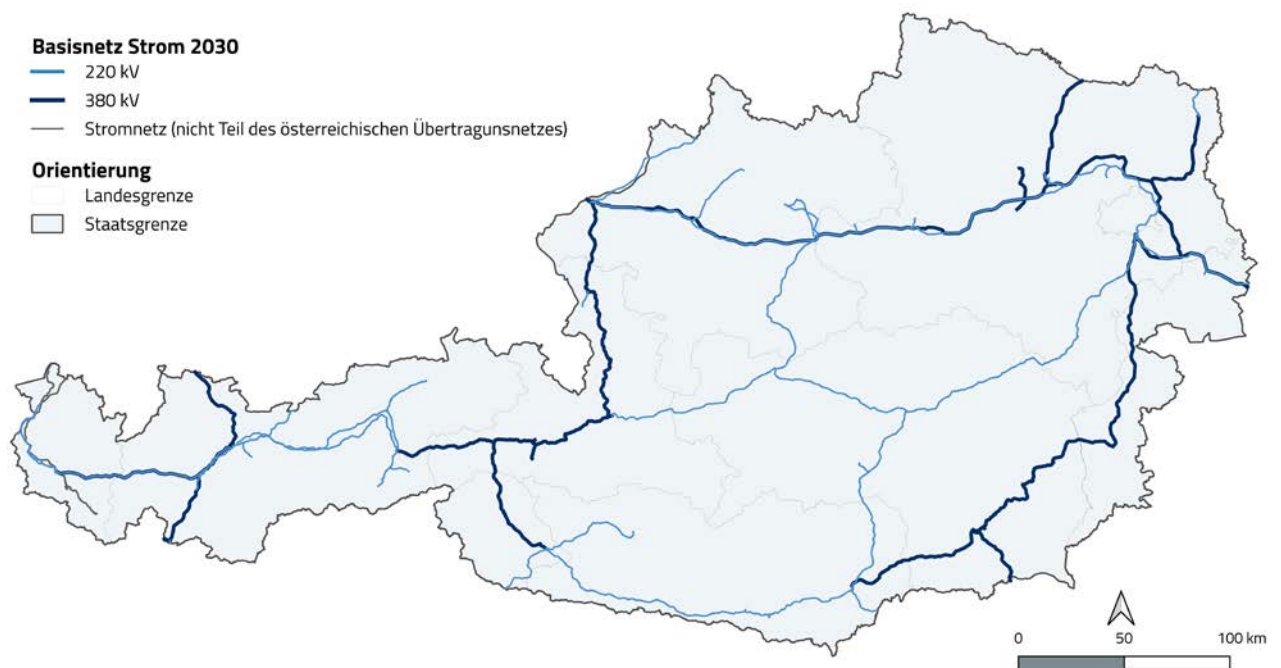
## 4.5 Stromnetz und Flexibilitätsoptionen

In diesem Kapitel liegt der Schwerpunkt auf der Analysemethodik und den Ergebnissen zur Ermittlung der Transportbedarfe im Stromübertragungsnetz. In Kapitel 4.7 werden die Ergebnisse dieser Analyse integriert mit dem Gasnetz beschrieben.

Für das Stromübertragungsnetz werden die Transportbedarfe anhand der erwarteten Auslastung der bestehenden Leitungsinfrastruktur (Basisnetz 2030) im Rahmen des NIP Szenarios für 2030 ermittelt. Die modellierten Leitungsauslastungen werden mittels einem Basisszenario und anschließenden Sensitivitätsanalysen zu verschiedenen Betriebs- und Ausbaustrategien von Flexibilitätsoptionen untersucht. Diese Szenario-Varianten werden näher in Kapitel 4.5.3 und 4.5.4 erläutert.

Für die Analyse der Leitungsauslastungen werden zuerst die stündlichen Lastflüsse, die sich aus den zeitlich aufgelösten Erzeugungen und Bedarfen in den 398 USW-Bezirken und den Exporten und Importen über die Grenz-Kuppelleitungen ergeben, in einem Übertragungsnetzmodell berechnet. Die Lastflüsse aus Export und Import basieren auf den das gesamte europäische Übertragungsnetz umfassenden Optimierungsrechnungen der TU-Graz, siehe InfraTrans2040-Methodendokument (EVT MU Leoben, IEE TU Graz und WIFO, 2023).

In Abbildung 53 ist das für das Jahr 2030 verwendete Basis-Übertragungsnetz dargestellt. Das Basisnetz enthält neben den bestehenden Leitungen des Übertragungsnetzes auch jene Ausbauprojekte aus den Netzentwicklungsplänen 2023 der Übertragungsnetzbetreiber, deren Fertigstellung bis 2030 geplant ist. Die Kapazitäten der Kuppelleitungen zu den Nachbarländern wurden entsprechend dem europäischen TYNDP 2020 der ENTSO-E angepasst. Das Basisnetz 2040, welches für den Ausblick 2040 verwendet wird, wird nach der gleichen Vorgehensweise ermittelt.



#### 4.5.1 Leitungsauslastungen Übertragungsnetz 2030

Für die Modellierung der Belastungen werden die Leitungen des Übertragungsnetzes vereinfacht dargestellt<sup>8</sup> und ihre Belastung anhand der errechneten, zeitlich aufgelösten Lastflüsse und verfügbaren Übertragungskapazitäten in verschiedene Kategorien eingeteilt (siehe Abbildung 54). Für jede Belastungskategorie werden Grenzwerte bezüglich der Auslastung und Auslastungsdauer der Übertragungsleitungen definiert, um daraus Überlastungsfälle zu identifizieren und zu klassifizieren. Dabei wird die Auslastung auf der jeweiligen Übertragungsleitung mit deren thermischen Maximalbelastung ins Verhältnis gebracht. Für die Auslastungsdauer wird ausgewertet, wie viele Stunden pro Jahr bestimmte Auslastungen auf den entsprechenden Leitungen auftreten. Die angenommenen Grenzwerte berücksichtigen in vereinfachter Weise, dass die Einhaltung des (n-1)-Kriteriums<sup>9</sup> in der Modellierung nicht direkt bewertet wird. Daher werden bereits ab einer Auslastung von 60% Leitungsüberlastungen angezeigt.

Abbildung 53:  
Berücksichtigtes Basisnetz  
2030;  
Bild: EVT MU Leoben, 2023.

- 
- 8 Das Stromnetz wird in dieser Darstellung nicht mit den genauen geographischen Verläufen, sondern als vereinfachtes Knoten-Kanten-Modell mit den Stromleitungen als gerade Verbindungslinien zwischen den Umspannungsknoten abgebildet.
- 9 „(N-1)-Kriterium“ bezeichnet die Regel, wonach die nach dem Auftreten eines Ausfalls, weiter in Betrieb befindlichen Betriebsmittel innerhalb der Regelzone eines ÜNB in der Lage sind, sich an die neue Betriebssituation anzupassen, ohne betriebliche Sicherheitsgrenzwerte zu überschreiten. (Verordnung (EU) 2017/1485)

Leitungsauslastungen werden der Kategorie 1 (sehr hohe Auslastung) zugeordnet, wenn mindestens eine Stunde pro Jahr eine Auslastung von mehr als 110 Prozent auftritt. Die Leitungsauslastung dieser Kategorie sind in den entsprechenden Abbildungen rot dargestellt. Kategorie 2 umfasst Leitungen mit hoher Auslastung, die für mehr als 24 Stunden pro Jahr über 100 Prozent ausgelastet sind (sofern sie nicht bereits der Kategorie 1 zugeordnet sind) – sie werden orange dargestellt. Kategorie 3 umfasst Leitungen, die mehr als 50 Stunden pro Jahr eine Auslastung von mehr als 60 Prozent aufweisen (und nicht bereits den Kategorien 1 oder 2 zugeordnet sind) – sie werden hellgrün dargestellt. Leitungen, die keine kritische Auslastung aufweisen, sind dunkelgrün dargestellt.

|        | Auslastung           | Verstärken, wenn:        |
|--------|----------------------|--------------------------|
| Kat. 1 | $\geq 110\%$         | $\sum_{z=1}^1 h \geq 1$  |
| Kat. 2 | $\geq 100\% < 110\%$ | $\sum_{z=1}^2 h \geq 25$ |
| Kat. 3 | $\geq 60\% < 100\%$  | $\sum_{z=1}^3 h \geq 50$ |

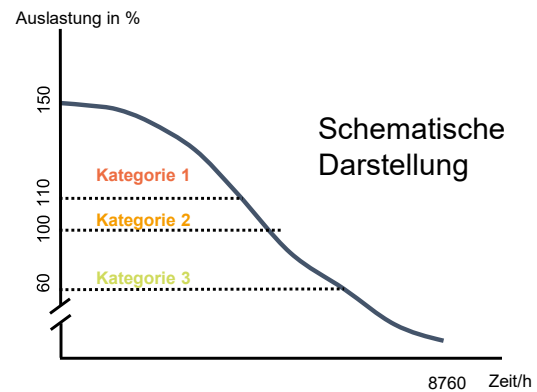
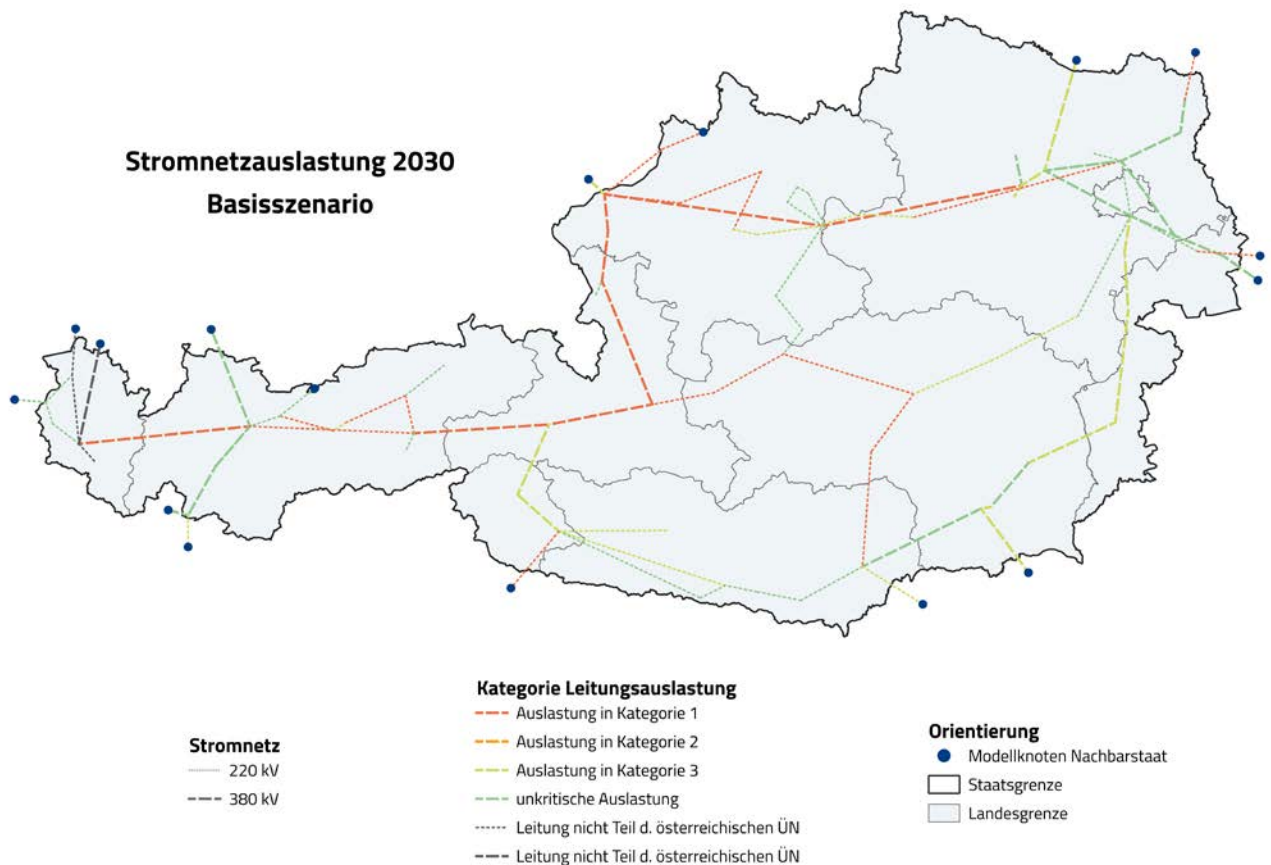


Abbildung 54:  
Schematische Darstellung der Feststellung der Leitungsauslastung im Stromnetz;  
Quelle: EVT MU Leoben, IEE TU Graz und WIFO, 2023

Die Netzbewertung für das Basisszenario 2030 ist in Abbildung 55 dargestellt. Dieses Basisszenario beinhaltet den Einsatz von Flexibilitäten<sup>10</sup>. Deren Betrieb entspricht der Szenario-Variante „marktorientierter“ Flexibilitätseinsatz (für Details dieser Variante siehe Kapitel 4.5.3). Insbesondere die Leitungen, die den Stromtransport von Osten nach Westen ermöglichen, sind im Jahr 2030 ohne eine Erhöhung der Transportkapazitäten im Stromnetz stark überlastet. Die dargestellten Leitungsüberlastungen spiegeln nicht direkt den Netzausbaubedarf wider, da bereits die Verstärkung einzelner Leitungen Auswirkungen auf alle Lastflüsse in Österreich hat und somit das Gesamtbild der Netzauslastung verändert.

<sup>10</sup> Die Lastflussrechnung für das Basisszenario verwendet die Bedarfs- und Aufbringungsdaten aus Kapitel 4.3 und 4.4. Flexibilitätsoptionen (Großbatteriespeicher, flexible Großwärmepumpen, Elektrolyseure) werden gemäß den in Unterkapitel 4.5.2 erläuterten marktorientierten Einsatzstrategie ausgelegt und betrieben (siehe Tabelle 19).



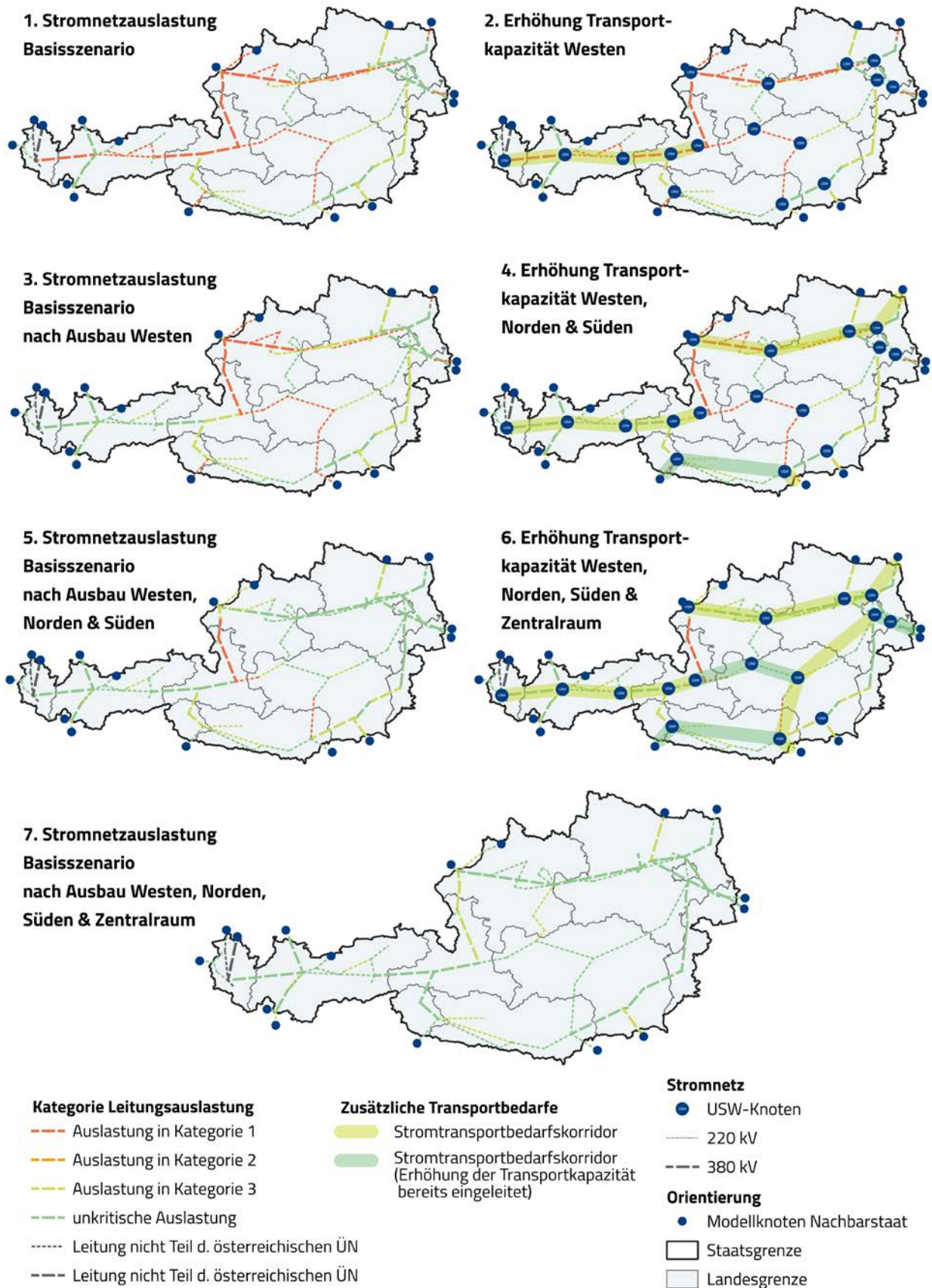
Um Aussagen über die Wirkung einer einzelnen Maßnahme treffen zu können, ist daher nach jeder angenommenen Umsetzung einer Maßnahme eine Neuauswertung der Lastflüsse bzw. der sich einstellenden Leitungsauslastungen, erforderlich. Die darauf aufbauende Vorgehensweise zur Ermittlung des Ausbaubedarfs ist in Abbildung 56 dargestellt: Die Netzauslastung im Basisszenario (1) zeigt Überlastungen im Westen von Österreich. Diese können aufgrund fehlender innerösterreichischer Alternativrouten, nur durch Maßnahmen im Stromtransportbedarfskorridor Bürs-Westtirol-Zell am Ziller-Tauern-Pongau behoben werden (2). Eine Erhöhung der Transportkapazität auf dieser Route ermöglicht eine bessere Einbindung der österreichischen Pumpspeicherkraftwerke in das europäische Stromverbundnetz und damit eine Reduktion der Leitungsüberlastungen (3). In einem weiteren Schritt werden Maßnahmen im Bereich St. Peter-Ernsthofen-Dürnröhr-Bisamberg sowie Lienz-Obersielach zur Schließung und Verstärkung des österreichischen 380-kV-Rings umgesetzt (4). Projekte in diesen Bedarfskorridoren können durch den oben beschriebenen Effekt der Lastfluss-Verschiebung auch die Netzauslastung entlang der Burgenlandleitung und im österreichischen Zentralraum reduzieren. Eine vollständige Vermeidung von Überlastungen ist damit jedoch noch nicht möglich (5). Als letzter Schritt wird daher eine stärkere Vermaschung des 380-kV-Rings im Zentralraum Pongau-Weißenbach-Hessenberg Wien Südost und Hessenberg-Obersielach modelliert (6).

Abbildung 55:  
 Modellierter Stromnetzauslastung für das Basisszenario im Betrachtungsjahr 2030;  
 Bild: EVT MU Leoben, 2023

Wie Abbildung 56 zeigt, können durch die Kombination der Maßnahmen alle Überlastungen entlang des innerösterreichischen Übertragungsnetzes in diesen Stromtransportbedarfskorridoren behoben werden (7).

Abbildung 56:  
Identifikation der Stromtransportbedarfskorridore für das Betrachtungsjahr 2030;  
Bild: EVT MU Leoben, 2023.





## 4.5.2 Flexibilitäten und Speicher

Für die detaillierte Analyse der in Kapitel 4.5.1 dargestellten Überlastungen im Übertragungsnetz werden im NIP die steuerbaren Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke, Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK), sowie auf Hoch- und Höchstspannungsebene eingesetzte Großbatterien, flexibel einsetzbare Großwärmepumpen und Elektrolyseure berücksichtigt. Hierfür werden die Auswirkungen des Einsatzes dieser Flexibilitätsoptionen auf die Auslastung des Übertragungsnetzes mittels weiterer Lastflussanalysen berechnet. Dezentrale Flexibilitätspotentiale auf Seiten der Endverbraucher:innen, wie zum Beispiel Wärmepumpen in Haushalten oder E-Pkw, werden im Basisszenario nicht betrachtet. Um dennoch den Einfluss dezentraler netzdienlich betriebener Flexibilitäten auf die Übertragungsnetzinfrastruktur abzuschätzen, wird die Szenario-Variante „maximaler Flexibilitätsausbau“ eingeführt. Diese erlaubt Rückschlüsse auf den maximalen Einfluss von heute diskutierten Verteilernetztechnologien wie Heimspeichern, flexibel gesteuerten Wärmepumpen oder Vehicle-to-Grid auf das Übertragungsnetz.

### 4.5.2.1 Steuerbare Kraftwerke

Die steuerbaren Kraftwerke (Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke, KWK-Anlagen) werden auf Basis des bestehenden Kraftwerksparks und der geplanten Ausbau-, Erweiterungs- und Revitalisierungsvorhaben für Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke für die Jahre 2030 und 2040 eingearbeitet.<sup>11</sup> Die im NIP berücksichtigten steuerbaren Kraftwerkskapazitäten im Jahr 2030 sind in Tabelle 17, Tabelle 18 und Tabelle 19 nach Bundesländern aufgelistet.<sup>12</sup> Für den Betrieb der steuerbaren Kraftwerke wird ein merit-order-basierter, marktorientierter Optimierungsansatz verfolgt. Aus den Lastprofilen der nicht steuerbaren Erzeugungstechnologien (PV, Wind, Laufwasserkraft, Biomasse und Müllverbrennungsanlagen), den angenommenen Verbrauchsprofilen und aus den Importen und Exporten eine gemeinsame Residuallastzeitreihe für das österreichische Energiesystem gebildet, das hierfür als einzelner Knoten (Single-Node) betrachtet wird. Die Einsatzplanung der österreichischen Pumpspeicherkraftwerke, Speicherkraftwerke und KWK-Anlagen erfolgt dann kraftwerkscharf anhand dieses Residuallast-Signals zur Marktpreis-Optimierung bzw. für KWK-Anlagen aus dem Wärmebedarf in Fernwärmenetzen. Der Kraftwerkseinsatz dieser steuerbaren Kraftwerke wird grundsätzlich nach ihren Grenzkosten modelliert. Die über das gesamte Jahr geschlossene, intertemporale Optimierung erlaubt dabei nicht nur die Berücksichtigung

---

11 Für Wasserkraftwerke wird die Kraftwerksliste von Oesterreichs Energie (2023) als Quelle für zukünftige geplante Projekte verwendet. Die bestehenden Arbeits- und Speicherkapazitäten wurden Greiml et al. (2022) entnommen.

12 In vielen Fällen stehen Speicherbecken von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken in Kraftwerksgruppen miteinander in Verbindung. Die Kapazitäten und Leistungen berücksichtigen diese Interdependenzen und können sich deshalb von der Summe der Kraftwerks-einzelbetrachtungen unterscheiden. Bei Pumpspeicherkraftwerken wurde nicht die gesamte Speicherkapazität berücksichtigt, sondern der tatsächlich für den Pumpbetrieb zur Verfügung stehenden Arbeitskapazität, die vorrangig von der Größe der Unterbecken abhängig ist (Moser, S.; et al, 2018).

der Grenzkosten für den KWK-Einsatz, sondern auch der Opportunitätskosten für den Pumpspeicher- und Speichereinsatz. Darüber hinaus müssen die an ein Fernwärmenetz angeschlossenen KWK-Anlagen auch zur Deckung des stündlichen Wärmebedarfs in den jeweiligen Fernwärmenetzen beitragen. Daraus ergibt sich für jeden Zeitschritt, insbesondere in den Wintermonaten, eine „Must-Run-Kapazität“ mit der eine KWK-Anlage mindestens betrieben werden muss, um ausreichend Wärme bereitzustellen. Aufgrund dieser Bedingungen kann sich die Fahrweise einer KWK-Anlage deutlich von einem rein statischen Grenzkosten-Betrieb unterscheiden, da diese sowohl durch die Speicherstrategie als auch durch die „Must-Run-Kapazität“ für den Fernwärmeeinsatz beeinflusst wird. Die in KWK-Anlagen erzeugten Strommengen können (und werden) dadurch höher ausfallen als in bilanziellen Betrachtungen. Die Abweichung der thermischen Erzeugung im NIP Szenario gegenüber dem Transition Szenario (siehe Kapitel 3.1) ist auf diese detaillierte Modellierung des Kraftwerkseinsatzes zurückzuführen.

Tabelle 17: Berücksichtigte Kraftwerksleistungen und eingespeiste Energiemengen je Bundesland für Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen im Betrachtungsjahr 2030; Quelle: EVT MU Leoben, 2023.

| Bundesland       | Kraftwerksleistung in MW <sub>el</sub> | Aufbringung in GWh <sub>el</sub> |
|------------------|--|----------------------------------|
| Niederösterreich | 920                                    | 1.220                            |
| Oberösterreich   | 920                                    | 1.710                            |
| Salzburg         | 100                                    | 750                              |
| Steiermark       | 830                                    | 1.990                            |
| Wien             | 1.520                                  | 4.590                            |
| Österreich       | 4.290                                  | 10.250                           |

Tabelle 18: Berücksichtigte Pump- und Turbinenleistung und Energiemengen je Bundesland für Pumpspeicherkraftwerke im Betrachtungsjahr 2030; Quelle: EVT MU Leoben, 2023.

| Bundesland       | Turbinenleistung in MW <sub>el</sub> | Pumpleistung in MW <sub>el</sub> | Aufbringung in GWh <sub>el</sub> | Pumpbedarf in GWh <sub>el</sub> |
|------------------|--------------------------------------|----------------------------------|----------------------------------|---------------------------------|
| Kärnten          | 1.932                                | 1.353                            | 2.844                            | 1.386                           |
| Niederösterreich | 48                                   | 18                               | 77                               | 22                              |
| Oberösterreich   | 189                                  | 184                              | 235                              | 284                             |
| Salzburg         | 1.723                                | 1.720                            | 2.701                            | 2.021                           |
| Tirol            | 1.152                                | 1.132                            | 1.749                            | 1.217                           |
| Vorarlberg       | 1.619                                | 1.403                            | 2.170                            | 1.216                           |
| Österreich       | 6.663                                | 5.810                            | 9.776                            | 6.145                           |

Tabelle 19: Berücksichtigte Turbinenleistung und Energiemengen je Bundesland für Speicherkraftwerke im Betrachtungsjahr 2030; Quelle: EVT MU Leoben, 2023.

| Bundesland       | Turbinenleistung in MW <sub>el</sub> | Aufbringung in GWh <sub>el</sub> |
|------------------|--------------------------------------|----------------------------------|
| Kärnten          | 309                                  | 271                              |
| Niederösterreich | 16                                   | 14                               |
| Oberösterreich   | 34                                   | 30                               |
| Salzburg         | 563                                  | 494                              |
| Steiermark       | 194                                  | 170                              |
| Tirol            | 1.750                                | 1.535                            |
| Vorarlberg       | 651                                  | 571                              |
| Österreich       | 3.517                                | 3.086                            |

#### 4.5.2.2 Großbatterien, flexible Großwärmepumpen und Elektrolysen

Derzeit bereits bekannte und geplante Elektrolyseprojekte mit Fertigstellung bis 2030 werden in allen betrachteten Szenario-Varianten in ihren jeweiligen Umspannwerkbezirken leistungsspezifisch verortet. Für die Elektrolysekapazität die gemäß NIP Szenario verbleibt, liegen keine Angaben zu geplanten Standorten und Leistungen vor. Dies ist ebenfalls bei flexiblen Großwärmepumpen und Großbatterien der Fall. Die Standorte und Leistungen für diese restlichen Flexibilitäten werden daher aus den angenommenen Zielen abgeleitet und in Tabelle 20 zusammengefasst. Die Zielwerte für Großbatterien und flexible Großwärmepumpen stammen aus wissenschaftlichen Studien zum österreichischen Energiesystem (Sejkora et al., 2022). Der jährliche Bedarf an elektrischer Energie für die Elektrolyse ergibt sich aus dem Wasserstoff-Erzeugungsbedarf des Transition Szenarios unter Berücksichtigung eines Umwandlungswirkungsgrades von durchschnittlich 70 Prozent. Für Großbatterien, flexiblen Großwärmepumpen und Elektrolyseure werden für 2030 nur relativ geringe Kapazitäten auf der Hoch- und Höchstspannungsebene erwartet.

In allen Szenario-Varianten können flexible Großwärmepumpen und Elektrolyseure nur in Umspannwerkbezirken mit Zugang zu einem Fernwärmenetz bzw. zum Wasserstoffnetz verortet werden. Für den Ausblick 2040 basiert das angenommene Wasserstoffnetz auf der derzeit existierenden Methaninfrastruktur und dies begrenzt die möglichen Standorte für Elektrolyseure. Für PtH-Anlagen (flexible Großwärmepumpen) werden zusätzlich die im jeweiligen USW-Bezirk zu deckenden Wärmebedarfe in Fernwärmenetzen bei der Optimierung berücksichtigt. Der Einsatz führt dabei zu einer entsprechenden Reduzierung der „Must-Run-Kapazität“ für KWK-Anlagen.

Tabelle 20: Angewandte Zielgrößen für Großbatterien, flexible Großwärmepumpen und Elektrolyseure im Betrachtungsjahr 2030; Quelle: EVT MU Leoben, 2023.

| Kategorie                   | Leistung<br>in MW <sub>el</sub> | Speicherkapazität<br>in MWh <sub>el</sub> | Jahresbedarf<br>in GWh <sub>el</sub> |
|-----------------------------|---------------------------------|---|--------------------------------------|
| Großbatterien               | 1.250                           | 2.500                                     | -                                    |
| Elektrolyseure              | -                               | -   | 5.000                                |
| Flexible<br>Großwärmepumpen | -                               | -   | 250                                  |

### 4.5.3 Sensitivitätsanalyse

Mittels Sensitivitätsanalysen werden die Flexibilitäten gemäß Tabelle 20 angewendet, um ihre mögliche Wirkung zur Entlastung der identifizierten Netzengpässe im Übertragungsnetz zu untersuchen. Die Flexibilitäten werden in der Modellierung sowohl für 2030 als auch für den Ausblick auf 2040 anhand von zwei unterschiedlichen Varianten regionalisiert und betrieben, wobei entweder eine marktorientierte oder eine netzunterstützende Betriebsweise zugrunde gelegt wird:

- Die marktorientierte Variante beruht auf einer marktpreisoptimierten Einsatzstrategie und der Vorgabe von Standorten, die aufgrund ihrer Residuallasten und sonstigen Randbedingungen<sup>13</sup> hohe Volllaststunden (5.000 Stunden pro Jahr) für die Flexibilitäten erlauben. Dadurch ergeben sich relativ wenige Standorte mit vergleichsweise hohen Wasserstofferzeugungs- und Batteriespeicherleistungen, und es werden unter anderem Skaleneffekte (Economies-of-Scale) für Investition und Betrieb für die Flexibilitäten simuliert. Die österreichweit aggregierten Einsatzprofile für Großbatterien, flexible Großwärmepumpen und Elektrolyseure entstehen mit Hilfe des selben Optimierungsansatzes, wie er auch für den Betrieb der steuerbaren Kraftwerke verwendet wird (vgl. 4.5.2.1). Die Regionalisierung der Flexibilitäten auf die oben genannten Bedingungen gemäß Volllaststunden etc. zutreffen, erfolgt in der marktorientierten Variante analog zur netzunterstützenden Variante (Beschreibung siehe unten). Anhand dieser werden die jeweiligen Einsatzprofile auf die ermittelten Standorte und damit auf die USW-Bezirke verteilt.
- Die netzunterstützende Variante reduziert hohe Last- und Einspeisespitzen in den USW-Bezirken, um so zu einer Reduktion der Netzauslastung auf Übertragungsnetzebene beizutragen. Dafür zielt die Einsatzstrategie auf eine Glättung der Residuallastkurven in den entsprechenden Umspannungswerkbezirken ab und bestimmt geeignete Standorte für den Flexibilitätsausbau anhand der Höhe der Residuallasten.<sup>14</sup> Der Ausbau von Flexibilitätsleistungen in den einzelnen USW-Bezirken wird durch die Vorgabe von minimalen Volllaststunden begrenzt. Um eine netzunterstützende Betriebsweise abzubilden, werden in dieser Szenario-Variante nur geringe minimale Volllaststunden im Ausmaß von 2.000 Stunden für PtG-Anlagen und 1.200 Stunden für PtH-Anlagen angenommen. Wie bei der marktorientierten Variante, wird auch bei der netzunterstützenden Variante auf die

---

13 Wärmebedarfe im Fernwärmenetz, Anschluss ans Wasserstoffnetz

14 Mittels Fast-Fourier-Transformation erfolgt in jedem Umspannungswerkbezirk die Zerlegung des jeweiligen Residuallastsignals in seine einzelnen periodischen Bestandteile. Die dominantesten periodischen Kurven können dann anhand ihrer Amplituden und ihrer Zeitkonstanten bewertet werden. Durch Betrachtung der Zeitkonstante kann entschieden werden, welche Flexibilitätstechnologien sich für eine Glättung des Signals anbieten (Großbatterien als Tagesspeicher, flexible Großwärmepumpen und Elektrolyseure für einen langfristigen oder saisonalen Ausgleichsbedarf), während die Amplitudenhöhe Aufschluss darüber gibt, wie hoch die mit dieser Periodizität auftretenden Last- oder Einspeisespitzen sind.

Erreichung der in Tabelle 20 vorgegebenen österreichweiten Flexibilitätsgrößen abgezielt. Die Gesamtleistung der Großbatterien, flexiblen Großwärmepumpen und Elektrolyseure je Umspannwerkbezirk wird iterativ, auf die minimal erlaubten Volllaststunden hin, bestimmt. Für Großbatterien ist für die Iteration die maximale Ein- bzw. Ausspeicherleistung aus der jeweiligen Residuallast je USW-Bezirk gegeben. Das Verhältnis von Lade- und Entladeleistung zu Speicherkapazität wird mit einer C-Rate von 0,5 angenommen und als Grundlage für die Optimierung angewendet. Der Einsatz der Flexibilitäten wird für diese Szenario-Variante von einem Algorithmus bestimmt, der die zugeteilten Leistungen und Speicherkapazitäten je Umspannwerkbezirk berücksichtigt. Dieser Algorithmus verschiebt im Fall von Kurzzeitspeichern verfügbare Energie von Zeiten mit negativen Residuallastspitzen zu Zeiten mit positiven Residuallastspitzen, und verwendet im Fall von flexiblen Großwärmepumpen und Elektrolyseuren, die Energie zu Zeiten von negativen Residuallastspitzen für die Erzeugung von Wärme und Wasserstoff. Die Wärmebereitstellung folgt dabei dem zeitaufgelösten Bedarfsprofil der Fernwärmenetze, wodurch es wiederum zu einer entsprechenden Reduktion der Must-Run-Kapazitäten der KWK-Anlagen kommt.

Es werden in weiterer Folge die Lastflüsse auf Übertragungsnetzebene für das Jahr 2030 anhand von drei Sensitivitätsanalysen – Referenz-Variante "ohne zusätzliche Flexibilitäten", „marktorientierte“ Variante und „netzunterstützende“ Variante – untersucht. Die den Sensitivitätsanalysen zugrunde liegenden Lastflussberechnungen und Netzanalysen werden nach der in Kapitel 4.2 beschriebenen Methodik durchgeführt. Die daraus resultierenden Ergebnisse für das Jahr 2030 sind in Abbildung 57 dargestellt. Die Variante ohne zusätzliche Flexibilitäten ist als Referenz zu verstehen und zeigt die Netzauslastung im Übertragungsnetz ohne den Ausbau von Flexibilitäten auf der Hoch- und Höchstspannungsebene. In den „marktorientierten“ und „netzunterstützenden“ Varianten wird der jeweils oben beschriebene Flexibilitätsausbau und -einsatz gemäß Tabelle 20 verwendet. Im Basisszenario zur Ermittlung der Strombedarfskorridore in Kapitel 4.5.1 sind wie erwähnt die Flexibilitäten nach marktorientierter Variante hinterlegt. Daher entsprechen die in Abbildung 55 ermittelten Netzauslastungen denen der Sensitivitätsanalyse für die Szenario-Variante „marktorientierter Betrieb“ für das Jahr 2030.

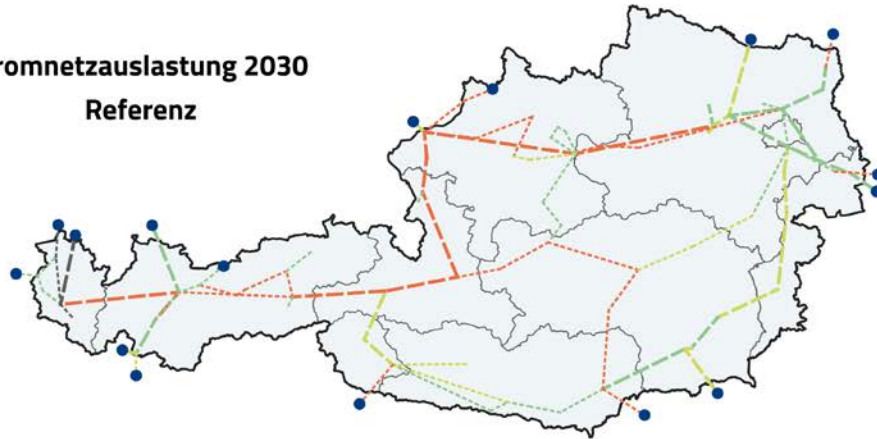
Die in den Sensitivitätsanalysen „marktorientierte“ Variante und „netzunterstützende“ Variante je Bundesland verorteten Kapazitäten sind in Tabelle 21 und Tabelle 22 aufgelistet. Die Aufteilung der zugebauten Leistungen auf Ebene der Umspannwerkbezirke ist in Abbildung 58 und Abbildung 59 dargestellt. Bei den Großbatteriespeichern kommt es zwar abhängig von der Strategie zu unterschiedlichen Einsatzprofilen, aber aufgrund der gleichbleibenden Methodik für die Standortermittlung zu keinen Abweichungen bei der Regionalisierung. Für flexible Großwärmepumpen und Elektrolyseure ergeben sich durch die jeweils gewählten Volllaststunden je Anlage (1.200 Stunden für PtH netzunterstützend und 2.000 Stunden für PtG netzunterstützend, 5.000 Stunden PtH und PtG

für marktorientiert) auch Unterschiede in der räumlichen Verteilung. Die Verortung als auch die Energiemengen/Leistungen von Großbatterien, flexiblen Großwärmepumpen und Elektrolyseuren basiert auf Szenarioannahmen. Sie kann in der Realität im Jahr 2030 von der in der NIP-Modellierung ermittelten Verteilung je USW-Bezirk, welche im Folgenden je Bundesland dargestellt wird, abweichen. Die in den NIP Szenariovarianten ermittelte Verteilung ist daher nicht als Vorgabe oder Einschränkung für die Nutzung von netzdienlichen Großbatteriespeichern zu verstehen. Die niedrige Leistung von Kurzzeitspeichern in manchen Bundesländern lässt sich u. a. durch die verfügbaren Leistungen von Pumpspeicherkraftwerken erklären.

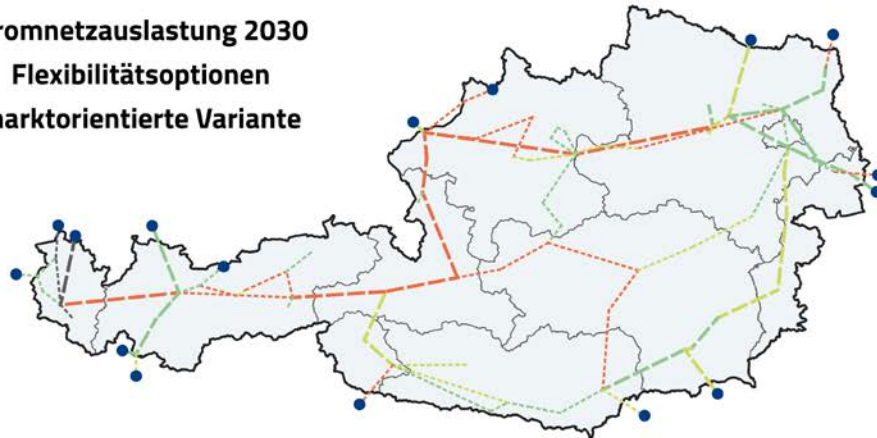
Abbildung 57:  
Modellierte Stromnetzauslastung im Betrachtungsjahr 2030 ohne zusätzlichen Ausbau von Flexibilitäten (oben), marktorientierte Variante (mittig) und netzunterstützende Variante (unten);  
Bild: EVT MU Leoben, 2023



**Stromnetzauslastung 2030**  
Referenz



**Stromnetzauslastung 2030**  
Flexibilitätsoptionen  
marktorientierte Variante



**Stromnetzauslastung 2030**  
Flexibilitätsoptionen  
netzunterstützende Variante

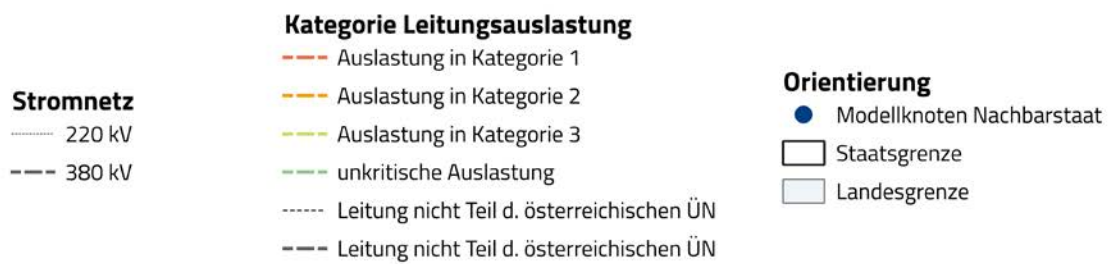
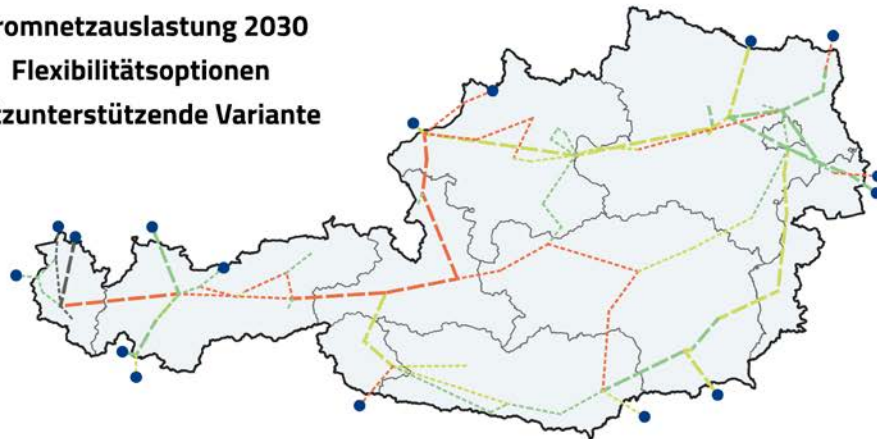


Tabelle 21: Berücksichtigte Leistung, Speicherkapazität und umgesetzte Energiemenge je Bundesland für Großbatterien, flexible Großwärmepumpen und Elektrolyseure für die marktorientierte Variante im Betrachtungsjahr 2030; Quelle: EVT MU Leoben, 2023.

| Bundesland       | Großbatterien                |                                |                                     | Elektrolyseure               |                             | Flexible Großwärmepumpen     |                             |
|------------------|------------------------------|--------------------------------|-------------------------------------|------------------------------|-----------------------------|------------------------------|-----------------------------|
|                  | Leistung in MW <sub>el</sub> | Kapazität in MWh <sub>el</sub> | Speicherumsatz in GWh <sub>el</sub> | Leistung in MW <sub>el</sub> | Umsatz in GWh <sub>el</sub> | Leistung in MW <sub>el</sub> | Umsatz in GWh <sub>el</sub> |
| Burgenland       | 500                          | 1.000                          | 480                                 | 320                          | 1.620                       | 0                            | 0                           |
| Kärnten          | 0                            | 0                              | 0                                   | 30                           | 130                         | 0                            | 0                           |
| Niederösterreich | 260                          | 520                            | 250                                 | 210                          | 1.070                       | 0                            | 0                           |
| Oberösterreich   | 180                          | 350                            | 170                                 | 140                          | 720                         | 0                            | 0                           |
| Salzburg         | 70                           | 130                            | 60                                  | 0                            | 0                           | 10                           | 50                          |
| Steiermark       | 130                          | 250                            | 120                                 | 150                          | 770                         | 10                           | 50                          |
| Tirol            | 0                            | 0                              | 0                                   | 10                           | 60                          | 0                            | 0                           |
| Vorarlberg       | 0                            | 0                              | 0                                   | 0                            | 0                           | 0                            | 0                           |
| Wien             | 130                          | 250                            | 120                                 | 130                          | 640                         | 30                           | 150                         |
| Österreich       | 1.250                        | 2.500                          | 1.210                               | 1.000                        | 5.000                       | 50                           | 250                         |

Tabelle 22: Berücksichtigte Leistung, Speicherkapazität und umgesetzte Energiemenge je Bundesland für Großbatterien, flexible Großwärmepumpen und Elektrolyseure für die netzunterstützende Variante im Betrachtungsjahr 2030; Quelle: EVT MU Leoben, 2023.

| Bundesland       | Großbatterien                |                                |                                     | Elektrolyseure               |                             | Flexible Großwärmepumpen     |                             |
|------------------|------------------------------|--------------------------------|-------------------------------------|------------------------------|-----------------------------|------------------------------|-----------------------------|
|                  | Leistung in MW <sub>el</sub> | Kapazität in MWh <sub>el</sub> | Speicherumsatz in GWh <sub>el</sub> | Leistung in MW <sub>el</sub> | Umsatz in GWh <sub>el</sub> | Leistung in MW <sub>el</sub> | Umsatz in GWh <sub>el</sub> |
| Burgenland       | 500                          | 1.000                          | 370                                 | 420                          | 1.980                       | 0                            | 0                           |
| Kärnten          | 0                            | 0                              | 0                                   | 50                           | 120                         | 0                            | 0                           |
| Niederösterreich | 260                          | 520                            | 200                                 | 320                          | 710                         | 0                            | 0                           |
| Oberösterreich   | 180                          | 350                            | 130                                 | 370                          | 880                         | 0                            | 0                           |
| Salzburg         | 70                           | 130                            | 50                                  | 0                            | 0                           | 10                           | 30                          |
| Steiermark       | 130                          | 250                            | 90                                  | 350                          | 840                         | 10                           | 30                          |
| Tirol            | 0                            | 0                              | 0                                   | 20                           | 30                          | 0                            | 0                           |
| Vorarlberg       | 0                            | 0                              | 0                                   | 0                            | 0                           | 0                            | 0                           |
| Wien             | 130                          | 250                            | 100                                 | 200                          | 440                         | 30                           | 190                         |
| Österreich       | 1.250                        | 2.500                          | 940                                 | 1.720                        | 5.000                       | 50                           | 250                         |

In der marktorientierten Variante kommt es im Vergleich mit der Referenz-Variante (ohne zusätzliche Flexibilitäten) zu keinen Verbesserungen der Netzauslastung. In der netzunterstützenden Variante kann durch den Einsatz von Flexibilitäten teilweise eine Verbesserung der Netzauslastung erzielt werden, siehe Abbildung 57.

Diese Verbesserungen sind hauptsächlich auf den Einsatz von Großbatterien und Wasserstoff-Elektrolyseuren zurückzuführen. Die Wirkung der flexiblen Großwärmepumpen wird durch die im NIP Szenario angenommene vergleichsweise geringe Ausbau-Zielgröße beschränkt. Der PtH-Einsatz wird zusätzlich durch den lokalen Wärmebedarf limitiert, der sich aufgrund des zeitlichen Ungleichgewichts zwischen hohem elektrischen Flexibilitätsbedarf im Sommer und hohem Wärmebedarf im Winter ergibt. Deshalb werden nur flexible Großwärmepumpen mit relativ geringen Leistungen verortet. Diese werden vom verwendeten Algorithmus, obwohl flexibel einsetzbar, zur Deckung der ganzjährigen Wärme-Grundlast, mit ähnlich hohen Volllaststunden in der „marktorien

tierten“ und der „netzdienlichen“ Variante verwendet. Grundsätzlich wird eine höhere Anzahl an Wärmepumpen zur Versorgung des Wärmebedarfs angenommen, deren Betrieb wurde jedoch nicht flexibel in der Modellierung berücksichtigt.

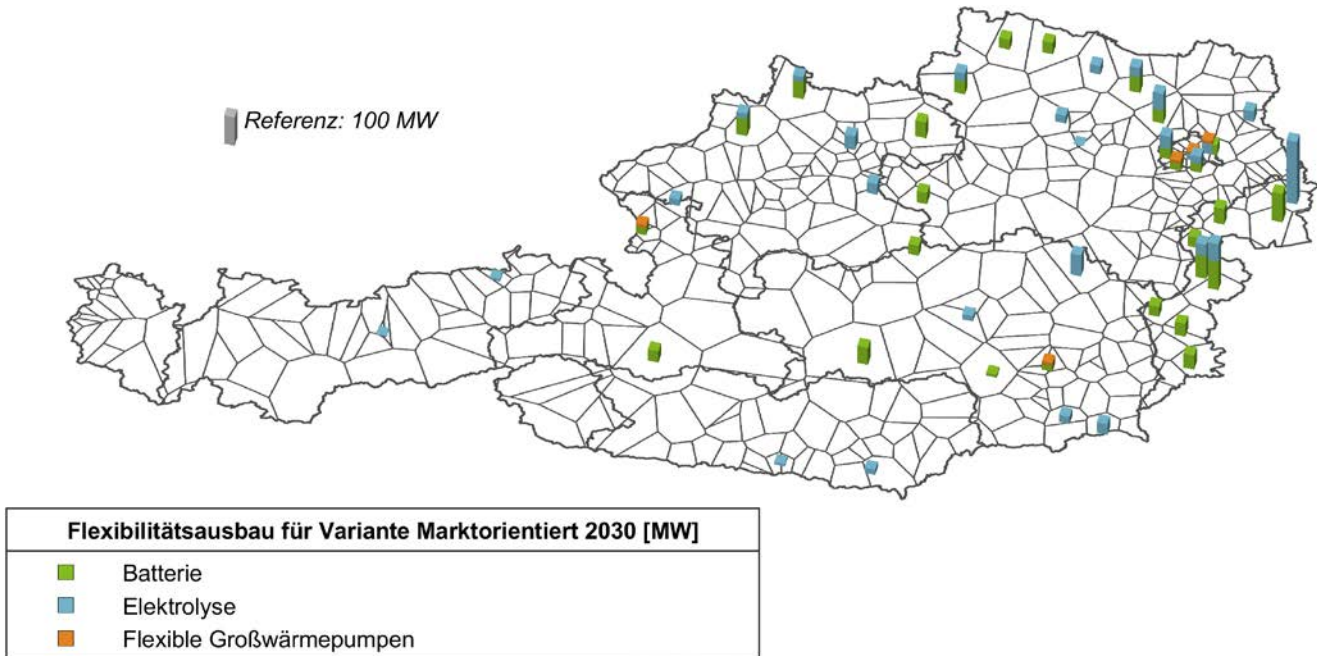


Abbildung 58:  
Regionalisierung der zugebauten Leistungen für Großbatterien, flexible Großwärmepumpen und Elektrolyse bei marktorientierter Variante im Betrachtungsjahr 2030;  
Bild: EVT MU Leoben, 2023.

Die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse zeigen Verbesserungen der Netzauslastung durch den angenommenen netzunterstützenden Flexibilitätsausbau. Es ist anzumerken, dass diese durch den residuallast-ausgleichenden Betrieb der genannten Flexibilitäten in entscheidenden USW-Bezirken entstehen. Für einen derartigen Betrieb gibt es gegenwärtig nur wenige Pilotprojekte. Es wird daher für 2030 nicht davon ausgegangen, dass derartige Maßnahmen bereits großflächig im Netz eingesetzt werden können. Somit wird von keiner Reduktion der notwendigen Netzentwicklungsmaßnahmen zur Deckung der im NIP identifizierten Transporterfordernisse im Übertragungsnetz (z. B. im Korridor Bisamberg–Dürnröhr–Ernsthofen–St. Peter) ausgegangen. Um zu überprüfen, ob dieser Umstand unter anderem durch die konservativen Annahmen für den Flexibilitätsausbau bis zum Jahr 2030 begründet ist, wird in Kapitel 4.5.4 mit der hypothetischen Szenario-Variante „maximaler Flexibilitätsausbau“ ein massiver Ausbau von zentralen und dezentralen Flexibilitätspotentialen untersucht.

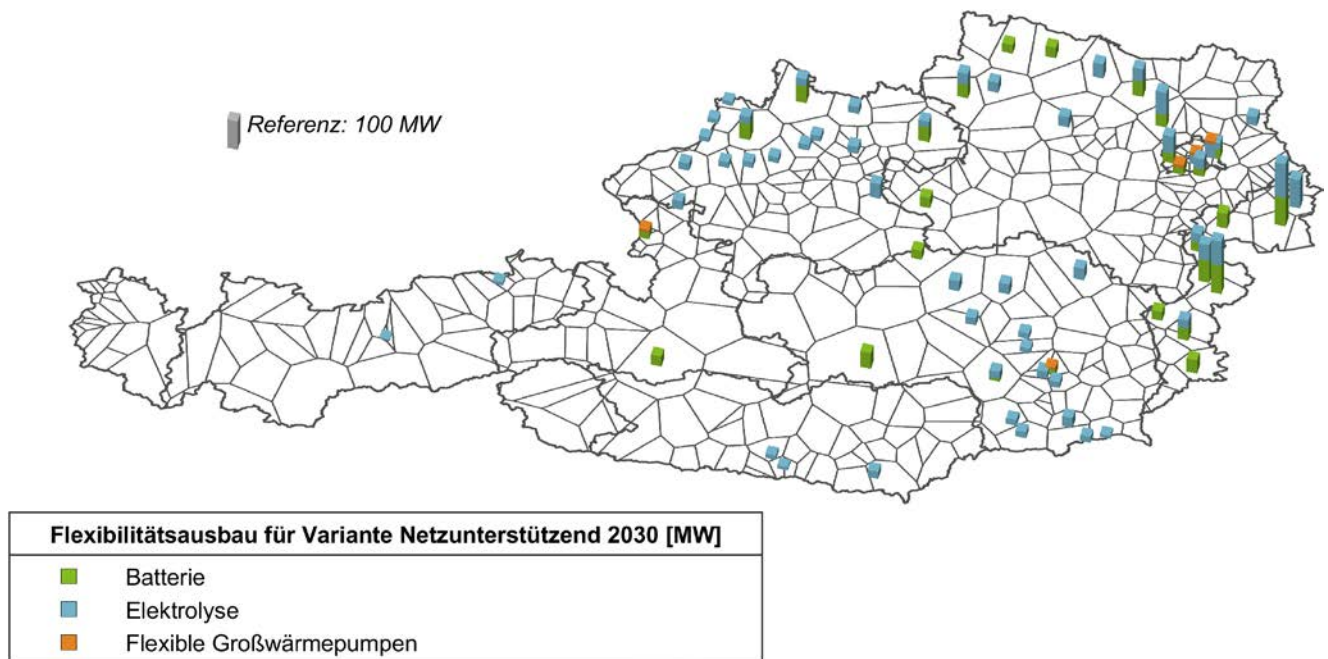


Abbildung 59:  
Regionalisierung der zu-  
gebaute Leistungen für  
Großbatterien, flexible Groß-  
wärmepumpen und Elektro-  
lyse bei netzunterstützender  
Variante im Betrachtungsjahr  
2030;  
Bild: EVT MU Leoben, 2023.

#### 4.5.3.1 Zeitliche Auflösung Erzeugung und Bedarf

In diesem Kapitel werden die zeitlichen Summenprofile der Stromerzeugung und des Strombedarfs, inkl. Flexibilitätseinsatz nach der marktorientierten Variante, für Österreich in Abbildung 60 und Abbildung 61 jeweils für eine ausgewählte Sommer- und Winterwoche für das Jahr 2030 dargestellt und beschrieben.

Für die Auslegung von elektrischen Netzen sind grundsätzlich Leistungsbetrachtungen maßgeblich. Während in Österreich Laufwasserkraftwerke im Jahr 2022 ca. 4.300 Volllaststunden pro Jahr erreichten (E-Control, 2023), erreichen Windkraftanlagen derzeit im Durchschnitt nur ca. 2.200 Volllaststunden pro Jahr (Statistik Austria, 2022). Moderne Windkraftanlagen an guten Standorten erreichen im Vergleich dazu bis zu 2.600 Volllaststunden und PV-Anlagen ca. 1.050 Volllaststunden pro Jahr. Für die gleiche jährlich erzeugte Energiemenge ist somit im Vergleich mit Laufwasserkraftwerken ca. doppelt so viel installierte Windkraft- und viermal so viel PV-Anlagenleistung erforderlich, was zu entsprechend höheren Netzanschlussleistungen (ohne Eigenverbrauch oder Batterieeinsatz) führt. Die Netzanschlussleistung von PV-Anlagen kann deutlich geringer ausfallen als deren Höchstleistung, wenn diese als Überschusseinspeiseanlagen ausgeführt werden oder der netzdienliche Einsatz von zusätzlichen Batteriespeichern vorgesehen wird.

Die Stromerzeugung aus Laufwasserkraft stellt auch 2030 eine wichtige Säule des österreichischen Stromsystems dar. Darüber hinaus ist die Stromerzeugung aus Photovoltaik (mit dem typischen Tag-Nacht-Profil) in den Sommermonaten und die dazu teilweise gegenläufige Stromerzeugung aus Windkraft in den Wintermonaten hervorzuheben. Gerade in den Wintermonaten kann die Stromerzeugung aus Windkraftanlagen die Stromerzeugung aus Photovoltaik und Wasserkraft gut ergänzen und so zu

einer gleichmäßigeren Erzeugung beitragen. Darüber hinaus können Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke aufgrund ihrer großen Leistungen wichtige Beiträge zum Ausgleich – vor allem im Tagesverlauf und teilweise auch saisonal – leisten. In den gewählten Beispielwochen für 2030 entstehen Spitzenwerte der kumulierten Brutto-Stromaufbringung zwischen 19 GW im Winter und über 23 GW im Sommer.

Der Brutto-Stromverbrauch (bzw. das zeitliche Brutto-Summenlastprofil) für Österreich zeigt für das Jahr 2030 eine nachgefragte elektrische Leistung von ca. 12 GW im Sommer bis 15 GW im Winter für die Nachfragesektoren (Industrie, Verkehr, Haushalte, Dienstleistungen und Landwirtschaft). Zusätzlich sind noch der Verbrauch von Pumpspeichern, Elektrolyseuren und Großbatterien nach der marktorientierten Variante sowie die Exporte auf der Verbrauchsseite in Abbildung 60 und Abbildung 61 dargestellt. In diesen Abbildungen ist ersichtlich, dass der zunehmende Ausbau von Photovoltaik und Wind im Szenario 2030 zu hohen negativen und positiven Residuallasten führt. Durch den Einsatz von Elektrolyseuren zur Nutzung von lokalen Erzeugungsüberschüssen aus erneuerbarer Stromerzeugung bzw. durch den Betrieb von verbrauchsnahe Elektrolyseuren auf der einen Seite, dem Austausch von elektrischer Energie im europäischen Verbundnetz bzw. dem Betrieb von thermischen Kraftwerken zur Deckung von Fernwärmebedarfen auf der anderen Seite, kann es in der kumulierten Gesamtbetrachtung für Österreich auch zu einer Kombination aus Power-to-Gas und Gas-to-Power im selben Zeitschritt kommen. Dabei wird an einem Kraftwerksstandort Gas zur Stromerzeugung eingesetzt, während an davon entfernten Elektrolyse-Standorten Wasserstoff aus Strom erzeugt wird.

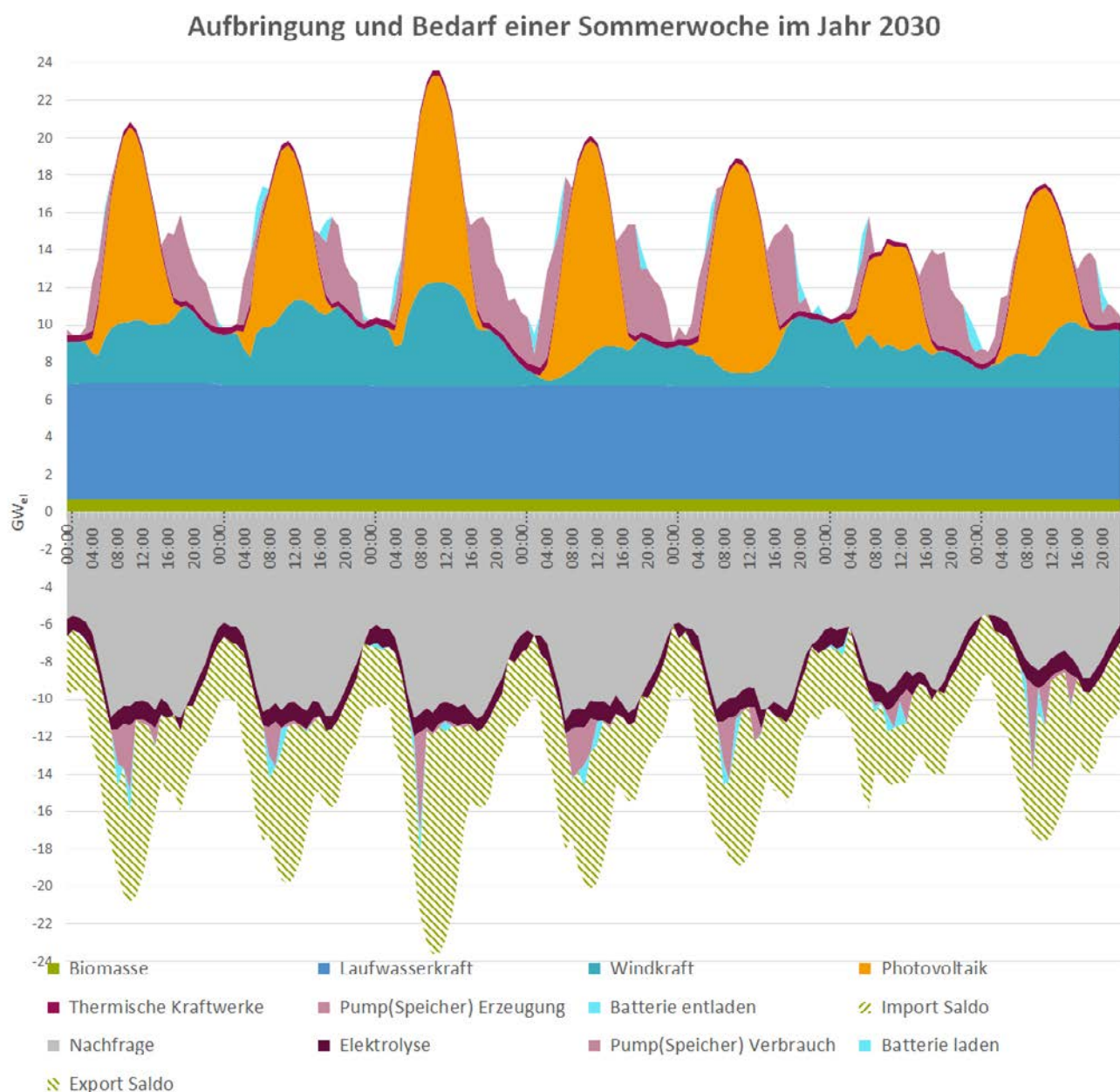
Im Jahr 2030 überwiegt sowohl im Sommer als auch im Winter die Exportsituation in der Nettobetrachtung vor allem (aber nicht ausschließlich) aufgrund der exportierten Strommengen aus PV-Erzeugung. Exporte und Importe wurden in der Modellierung grundsätzlich auf Basis der TYNDP2020-Szenarien für die europäischen Staaten und auf Basis des NIP Szenarios für Österreich berechnet. Im NIP Szenario wird die aktuelle österreichische Ausbaugeschwindigkeit der PV berücksichtigt, während in den älteren TYNDP2020-Szenarien von einer deutlich geringeren Ausbaugeschwindigkeit ausgegangen wurde. Dies kann dazu führen, dass das Exportpotenzial für PV-Strom in der aktuellen NIP-Modellierung aufgrund der geringeren angenommenen PV-Stromerzeugung in den Nachbarländern überschätzt wird.

Alternative Ausbauszenarien zur Optimierung der saisonalen Erzeugung und der netzdienlichen Erzeugungsleistung (z. B. mehr Wind und weniger PV oder eine andere Verortung des Ausbaus) wurden nicht untersucht. Grundsätzlich lässt sich aus den vorliegenden Analysen im NIP, aber auch aus weiteren Analysen (z. B. TYNDP-, APG- und Infratrans2040-Szenarien) ableiten, dass aus Sicht der notwendigen Netzkapazitäten und der Versorgungssicherheit ein höherer Anteil der Windstromerzeugung im Verhältnis zur PV-Stromerzeugung in Österreich anzustreben ist, als derzeit im Transition Szenario und damit auch im NIP Szenario hinterlegt ist.



Bei hohen Erzeugungsspitzen und geringeren zeitgleichen Lasten und Exporten, kann zukünftig auch Verteilernetzflexibilität – z. B. mittels Heimspeichern, flexibel gesteuerten Wärmepumpen oder einer zeitlich begrenzten Reduktion der Einspeiseleistung von Stromerzeugungsanlagen – eine Rolle zur Vermeidung oder Beseitigung von Netzengpässen im Übertragungsnetz spielen. Die durchgeführte Sensitivitätsanalyse „Maximaler Flexibilitätsausbau“ untersucht u. a. diese beiden Möglichkeiten implizit.

Abbildung 60:  
 Stromerzeugungs- und Stromlastzeitreihen inklusive betrachteter Flexibilitäten für eine Sommerwoche 2030 für die marktorientierte Variante;  
 Bild: EVT MU Leoben und IEE TU Graz, 2023.



## Aufbringung und Bedarf einer Winterwoche im Jahr 2030

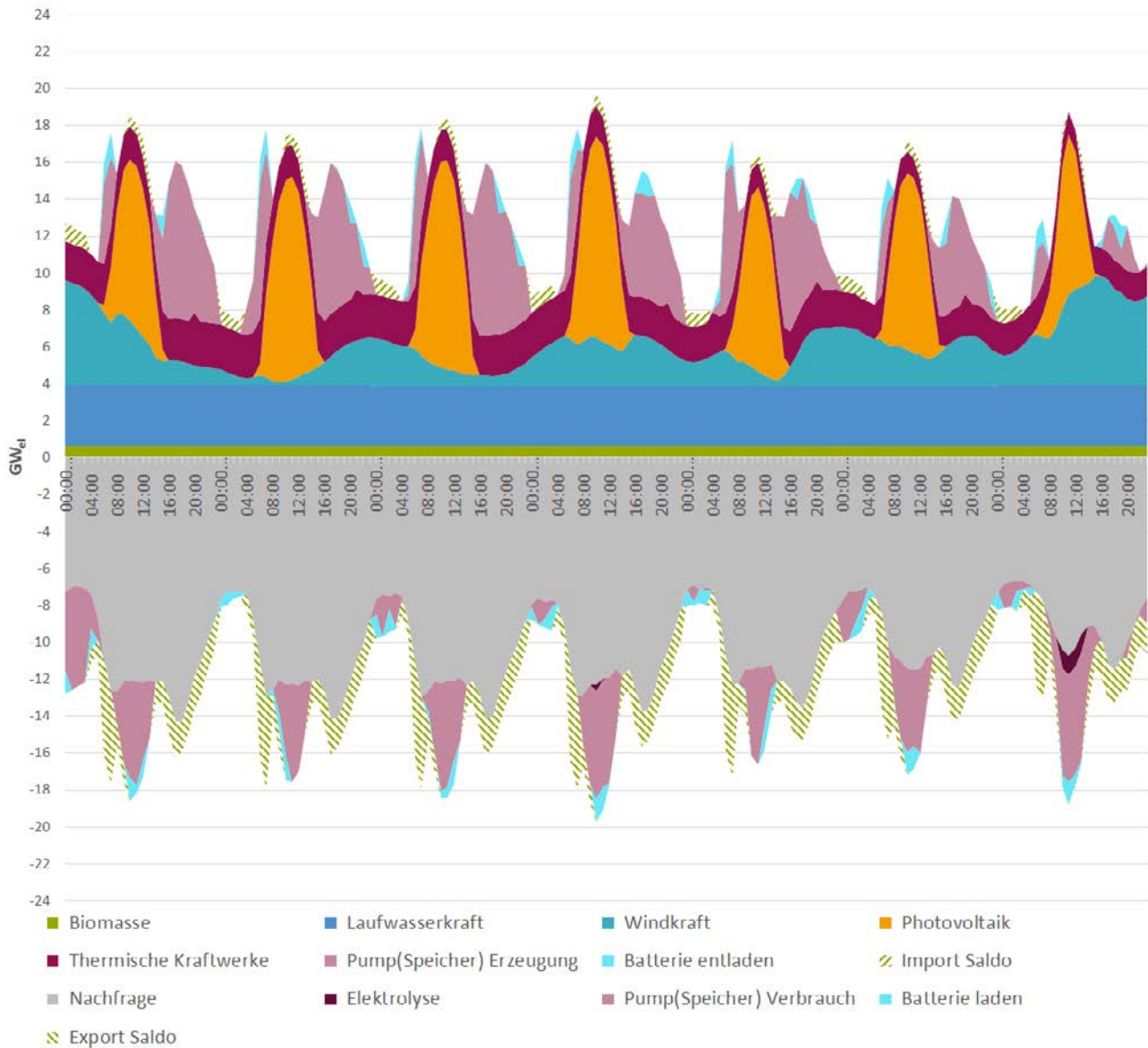


Abbildung 61:  
 Stromerzeugungs- und  
 Stromlastzeitreihen inklusive  
 betrachteter Flexibilitäten für  
 eine Winterwoche 2030 für  
 die marktorientierte Variante;  
 Bild: EVT MU Leoben und IEE  
 TU Graz, 2023.



#### 4.5.4 Maximaler Flexibilitätsausbau

Die Szenario-Variante „maximaler Flexibilitätsausbau“ unterscheidet sich von den betrachteten Sensitivitätsanalysen in Kapitel 4.5.3. Es werden für das Betrachtungsjahr 2030 die Auswirkungen eines forcierten Ausbaus und netzunterstützenden Einsatzes von Flexibilitätsoptionen auf Übertragungsebene untersucht. Die Methodik für den Flexibilitätseinsatz folgt jener in der „netzunterstützenden“ Variante. Durch den massiven österreichweiten Ausbau von Flexibilitätsleistungen und Speicherkapazitäten können die negativen und positiven Residuallasten in jedem USW-Bezirk über die Speicherperioden der verschiedenen flexiblen Technologien hinweg komplett ausgeglichen werden (anders als in der „netzunterstützenden Variante“). Unterschieden wird dabei zwischen Kurzzeitspeichern für den Einsatz als Tagesspeicher sowie Mittel- und Langfristspeichern für die Verlagerung von Energie über Zeiträume von einigen Wochen bis hin zum saisonalen Ausgleich für das gesamte Jahr. Abgesehen von dieser Einteilung erfolgt der Flexibilitätsausbau technologieoffen und umfasst daher indirekt alle in den vorherigen Kapiteln genannten Flexibilitätsmaßnahmen sowohl auf der Übertragungsnetz- als auch auf den Verteilernetzebenen. Anhand dieser Variante wird die hypothetische Auswirkung einer tiefgreifenden Umstrukturierung des österreichischen Energiesystems auf die Netzauslastung untersucht. Es ist anzumerken, dass es sich dabei um eine kaum realisierbare und damit theoretische Szenario-Variante handelt, die zu Vergleichszwecken dient und die laut derzeitigem Stand des Wissens weder als wirtschaftlich noch als wahrscheinlich erachtet wird. Insbesondere erfolgt dabei keine Ermittlung eines optimalen Verhältnisses zwischen Flexibilitäts- und Leitungsausbau.

Die Netzauslastung bei ausschließlichem Ausbau von Kurzzeitspeichern für den Tagesmittelwert-Ausgleich ist in Abbildung 62 dargestellt. Die Auswirkung auf die Netzinfrastruktur bei gemeinsamem Einsatz von Kurzzeitspeichern und Mittel- bzw. Langzeitspeichern wird in Abbildung 63 aufgezeigt. Insgesamt werden in den Varianten „Kurzzeitspeicher“ und „Kurz-, Mittel- und Langzeitspeicher“ die in Tabelle 23 und Tabelle 24 beschriebenen Leistungen, Speicherkapazitäten und Speicherumsätze hinterlegt.<sup>15</sup>

---

15 Zur Einordnung der Werte für Kurzzeitspeicher ist ein Vergleich mit der im Auftrag der E-Control erstellten Studie „Flexibilitätsangebot und –Nachfrage im Elektrizitätssystem Österreich 2020/2030“ (AIT, TU Wien und FfE, 2022) zweckdienlich. In dieser Studie werden für das Jahr 2030 um ein Vielfaches geringere positive und negative Flexibilitäten Leistungen für eine Stunde für die entsprechenden Anwendungen bzw. Sektoren ermittelt als in der Szenario-Variante Maximaler Flexibilitätsausbau. Die Flexibilitätsleistungen dieser Studie betragen für 2030 für E-Mobilität 300 MW durch Smart Charging (kein realisierbares Vehicle to Grid Potenzial), für dezentrale Batteriespeicher wegen Eigenverbrauchsoptimierung 0 MW (theoretisch 1.000 MW), für Demand Side Management (Wärmepumpen, Elektroboiler und im Gewerbe) ca. 900 MW positive Flexibilität und 1.600 MW negative Flexibilität.

Tabelle 23: Ausbaugrößen für Kurzzeitspeicher in Szenario-Variante maximaler Ausbau von Kurzzeitspeichern im Betrachtungsjahr 2030; Quelle EVT MU Leoben, 2023.

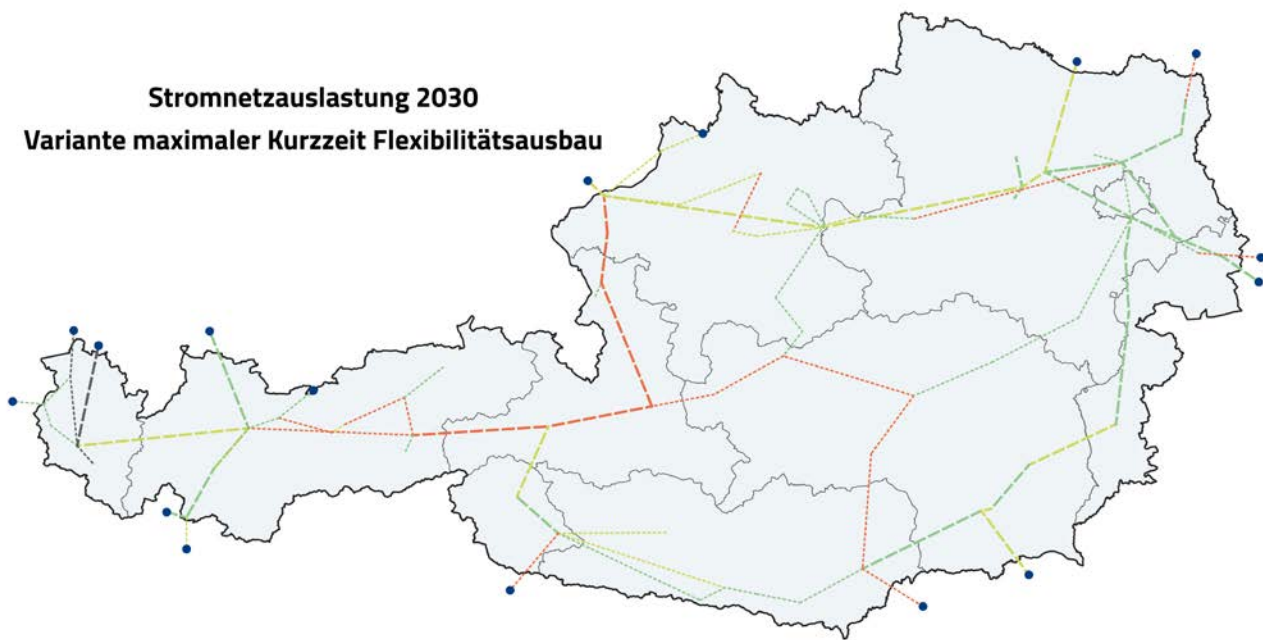
| Kategorie               | Leistung in GW <sub>el</sub> | Speicherkapazität in GWh <sub>el</sub> | Speicherumsatz in GWh <sub>el</sub> |
|-------------------------|------------------------------|--|-------------------------------------|
| <b>Kurzzeitspeicher</b> | 12                           | 96                                     | 12.960                              |

Tabelle 24: Ausbaugrößen für Kurzzeitspeicher sowie Mittel- und Langzeitspeicher in Szenario-Variante maximaler Flexibilitätsausbau im Betrachtungsjahr 2030; Quelle EVT MU Leoben, 2023.

| Kategorie                           | Leistung in GW <sub>el</sub> | Speicherkapazität in GWh <sub>el</sub> | Speicherumsatz in GWh <sub>el</sub> |
|-------------------------------------|------------------------------|--|-------------------------------------|
| <b>Kurzzeitspeicher</b>             | 12                           | 96                                     | 12.960                              |
| <b>Mittel- und Langzeitspeicher</b> | 9                            | 8.950                                  | 12.070                              |

Besonders bei der Variante mit reinem Tages-Ausgleich, aber auch bei der Variante für kurz-, mittel- und langfristige Speicherung, treten in der Modellierung immer noch teilweise starke Netzüberlastungen auf. Diese Überlastungen im Übertragungsnetz resultieren aus hohen Lastflüssen durch Transitströme, welche u. a. bedingt sind durch die Erhöhung des Strombedarfs und der erneuerbaren Erzeugung in Europa und durch den marktgetriebenen Einsatz von österreichischen Kraftwerken und Pumpspeicherkraftwerken für den nationalen und europäischen Strommarkt. Selbst bei maximaler Flexibilität auf Übertragungs- und Verteilernetzebene ist deshalb ein Ausbau des Übertragungsnetzes unabdingbar und es werden selbst bei einem extremen Flexibilitätsausbau ähnliche Transportbedarfskorridore wie im Basisszenario (vgl. Abbildung 55) identifiziert. Auf Ebene der Verteilernetze kann die Nutzung von Flexibilitäten allerdings zu wichtigen Netzentlastungen führen. Dies wird im vorliegenden NIP jedoch nicht näher untersucht, da der Fokus auf der Übertragungsnetzinfrastruktur liegt.

**Stromnetzauslastung 2030**  
**Variante maximaler Kurzzeit Flexibilitätsausbau**



**Stromnetz**  
 — 220 kV  
 --- 380 kV

**Kategorie Leitungsauslastung**

- Auslastung in Kategorie 1
- Auslastung in Kategorie 2
- Auslastung in Kategorie 3
- unkritische Auslastung
- ..... Leitung nicht Teil d. österreichischen ÜN
- Leitung nicht Teil d. österreichischen ÜN

**Orientierung**

- Modellknoten Nachbarstaat
- Staatsgrenze
- Landesgrenze

Abbildung 62:  
 Modellierte Stromnetzauslastungen mit maximalem Ausbau von Kurzzeitspeichern im Betrachtungsjahr 2030;  
 Bild: EVT MU Leoben, 2023.

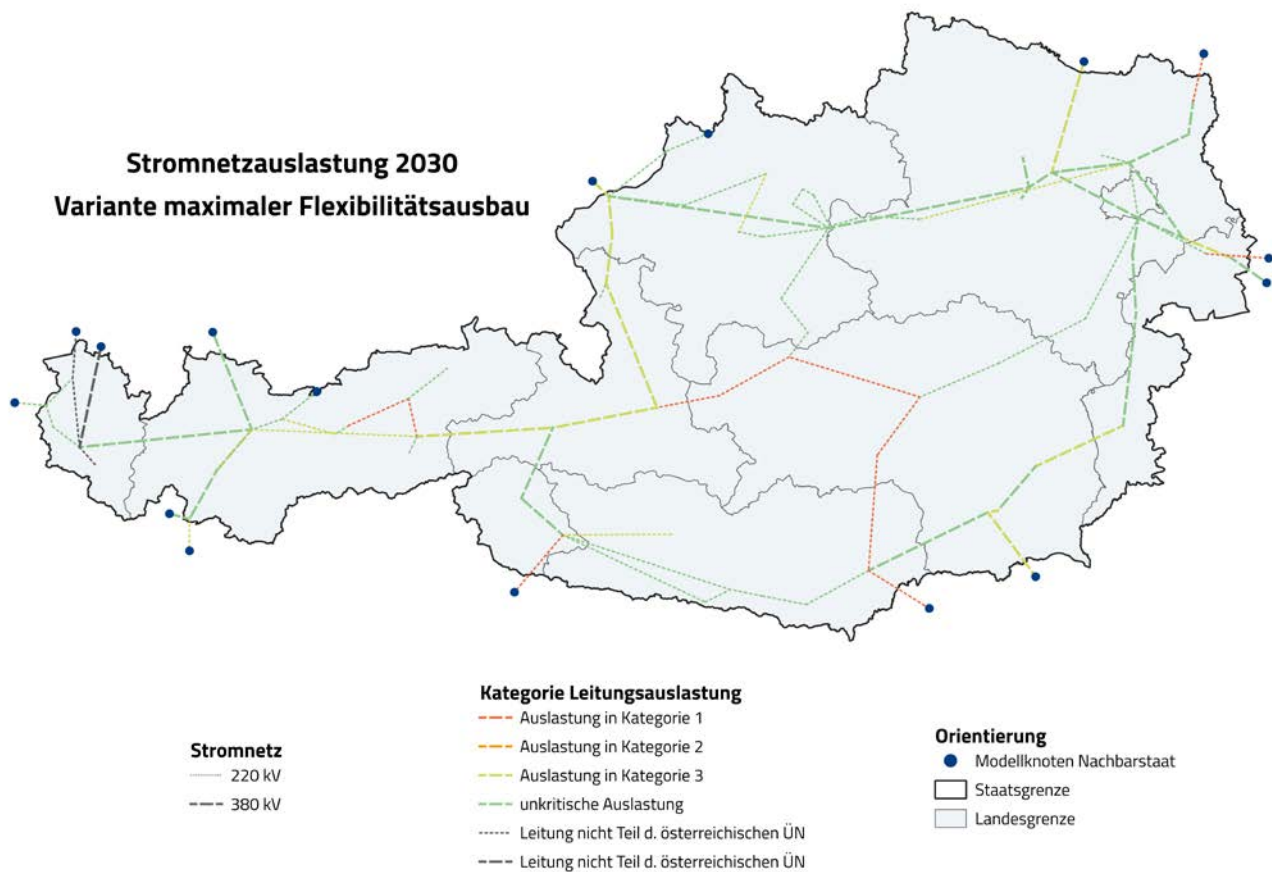


Abbildung 63:  
 Modellierte Stromnetzauslastungen mit maximalem Flexibilitätsausbau im Betrachtungsjahr 2030;  
 Bild: EVT MU Leoben, 2023.

#### 4.5.5 Transportbedarfskorridore 2030

Die aus der Netzanalyse – samt Sensitivitätsanalysen – abgeleiteten Transportbedarfe im Übertragungsnetz resultieren sowohl aus dem steigende Transportbedarf von den Standorten der erneuerbaren Erzeugung zu den Lastzentren innerhalb Österreichs als auch aus der deutlich verstärkten Einbindung Österreichs in das europäische Stromübertragungsnetz. Die zusätzlichen Austauschkapazitäten an den Grenzen werden für Importe nach oder Exporte aus Österreich benötigt und für den Transit im Rahmen des großräumigen europäischen Stromaustausches. Die Transportbedarfskorridore werden in Abbildung 64 und Tabelle 25, bezugnehmend auf die betroffenen Netzknoten, konkret dargestellt.

Die technische Planung der notwendigen Netzentwicklungsmaßnahmen innerhalb dieser Transportbedarfskorridore wird im NIP nicht definiert, da solche Planungen Aufgabe der Übertragungsnetzbetreiber sind. Für die Korridore 6, 7 und 9 bis 11 sind seitens der APG bereits Planungen zum Kapazitätsausbau eingeleitet. Korridor 11 und Korridor 13 sind zudem in Listen der Europäischen Union als Projects of Common Interest (PCI) ausgewiesen.

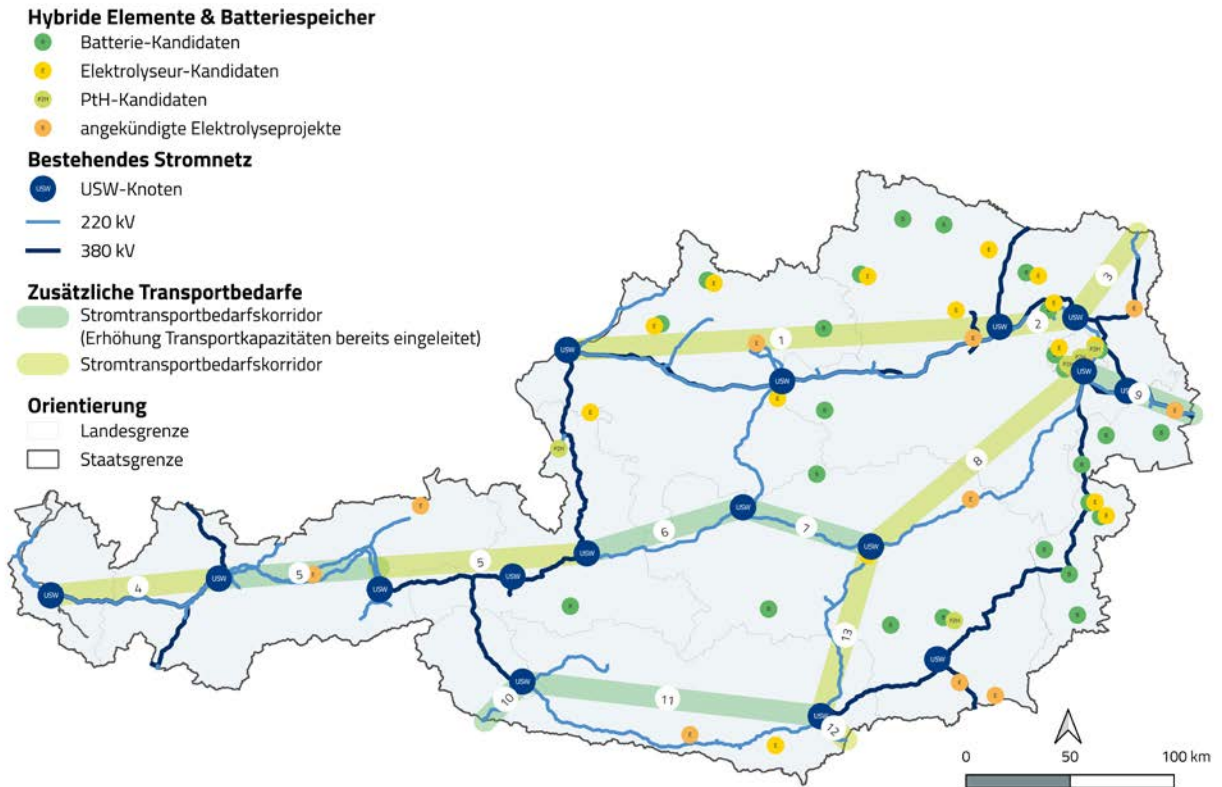


Tabelle 25: Stromtransportbedarfskorridore gemäß Abbildung 64 samt betroffenen Netzknoten

Abbildung 64: Identifizierte Transportbedarfskorridore im Stromnetz; Bild: EVT MU Leoben und IEE TU Graz, 2023

| Nr. | Betroffene Netzknoten                          | Leitungsverstärkung bereits eingeleitet (Stand: Juni 2023) |
|-----|--|--|
| 1   | UW St. Peter – UW Dürnrohr                     | Nein   |
| 2   | UW Dürnrohr – UW Bisamberg                     | Nein   |
| 3   | UW Bisamberg/Seyring – Staatsgrenze Tschechien | Nein   |
| 4   | UW Westtirol – UW Bürs                         | Nein   |
| 5   | UW Pongau – UW Westtirol                       | Nein   |
| 6   | UW Weißenbach – UW Pongau                      | Ja   |
| 7   | UW Weißenbach – UW Hessenberg                  | Ja   |
| 8   | UW Wien Südost – UW Hessenberg                 | Nein   |
| 9   | UW Wien Südost – Staatsgrenze Ungarn           | Ja   |
| 10  | UW Lienz – Staatsgrenze Italien                | Ja   |
| 11  | UW Obersielach – UW Lienz                      | Ja   |
| 12  | UW Obersielach – Staatsgrenze Slowenien        | Nein   |
| 13  | UW Hessenberg – UW Obersielach                 | Nein   |

Die im NIP identifizierten Stromtransportbedarfskorridore wurden mit Hilfe von Sensitivitätsanalysen, dem NEP2023 der Übertragungsnetzbetreiber, drei zusätzlichen Szenarien des Projektes Infratrans2040 und in Stakeholder-Meetings validiert. Die zusätzlichen Szenarien der Übertragungsnetzbetreiber und Infratrans2040 gehen von unterschiedlichen Entwicklungen des österreichischen Stromsystems bis 2030 aus, die in Kapitel 4.5.3 dargestellten Sensitivitätsanalysen im NIP von einer höheren Nutzung von Flexibilitäten.

Die dargestellten Stromtransportbedarfskorridore zeigen durch die weitgehende Übereinstimmung der Ergebnisse mit den Planungsräumen der Übertragungsnetzbetreiber sowie den Ergebnissen aus den Sensitivitätsanalysen und den Ergebnissen des Projektes InfraTrans2040, dass die NIP-Ergebnisse robust sind. Somit sind Maßnahmen zur Erfüllung der Infrastrukturerfordernisse in den identifizierten Stromtransportbedarfskorridoren für die Erreichung der nationalen Energie- und Klimaziele sowie zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit notwendig. Der NIP-Ausblick für das Jahr 2040 (Kapitel 4.5.6) zeigt ebenfalls, dass die Belastung bestimmter Leitungsabschnitte nach dem Jahr 2030 noch weiter zunehmen wird. Aus all diesen Gründen handelt es sich bei den Netzentwicklungsmaßnahmen zur Deckung der im NIP identifizierten Transporterfordernisse um „no-regret“-Maßnahmen und um Infrastrukturerfordernisse mit überragendem öffentlichen Interesse.

#### **4.5.6 Ausblick 2040**

Die in den vorangehenden Kapiteln erklärte Methodik zum Ausbau und Einsatz der Flexibilitäten und zur Analyse der Netzauslastung im Betrachtungsjahr 2030 wird auch im Rahmen des quantitativen Ausblicks bis 2040 angewendet. Für die Netzanalyse 2040 werden die Netzbelastungen gemäß NIP Szenario (Kapitel 3) zugrunde gelegt. Bei der Modellierung des Stromnetzes für das Jahr 2040 werden bereits publizierte Ausbauprojekte für das Jahr 2040 aus den Netzentwicklungsplänen der Übertragungsnetzbetreiber (Kärnten-Leitung, Westtirol-Zell am Ziller und Pongau-Weißenbach-Hessenberg) sowie konkrete Projekte aus dem TYNDP 2020 (Würmlach-Italien und Obersielach-Slowenien) inkludiert. Für Projekte, die für den Planungshorizont 2040 zwar seitens der Übertragungsnetzbetreiber genannt werden, für die aber noch keine genaueren Projektspezifikationen (technische Details oder genauere Angaben des Leitungsverlaufs) vorliegen, wie etwa bei der geplanten Kärnten-Leitung zwischen Lienz und Obersielach, wird ein Ausbau mittels standardisierter 380-kV-Leitungen (2 Systeme a 2.300 MW) zusätzlich zu den bestehenden Leitungen im Basisnetz angenommen. An dieser Stelle soll auch deutlich darauf hingewiesen werden, dass nur diese geplanten Projekte und nicht etwa Ausbaumaßnahmen für alle in Kapitel 4.5.1 identifizierten Stromtransportbedarfskorridore im Modell hinterlegt sind. Ausgehend von diesem Netzmodell und der darauf aufbauenden Lastflussrechnung ergibt sich als Ausblick für das Jahr 2040 die in Abbildung 65 dargestellte Klassifikation der Netzauslastung. Im Vergleich zur Netzauslastung im Betrachtungsjahr 2030 (Abbildung 55) kommt es als Folge der veröffentlichten Netzausbauten in den Bereichen Westtirol-Zell am Ziller,

Pongau-Weißenbach-Hessenberg und Lienz-Obersielach zu einer teilweisen Entlastung des Stromnetzes. Durch die Verschiebung von Lastflüssen kommt es dabei zudem auch zwischen St. Peter und Bisamberg zu einer Entlastung. Aufgrund der im Vergleich zu 2030 noch weiter angestiegenen Stromerzeugung aus dargebotsabhängigen Energieerzeugung wie Windkraft oder PV, verbunden mit einer fortgesetzten Elektrifizierung des Bedarfs, wird allerdings in anderen Bereichen (wie z. B. Hessenberg-Wien Südost) zum Teil eine deutliche Erhöhung der Netzauslastung festgestellt.

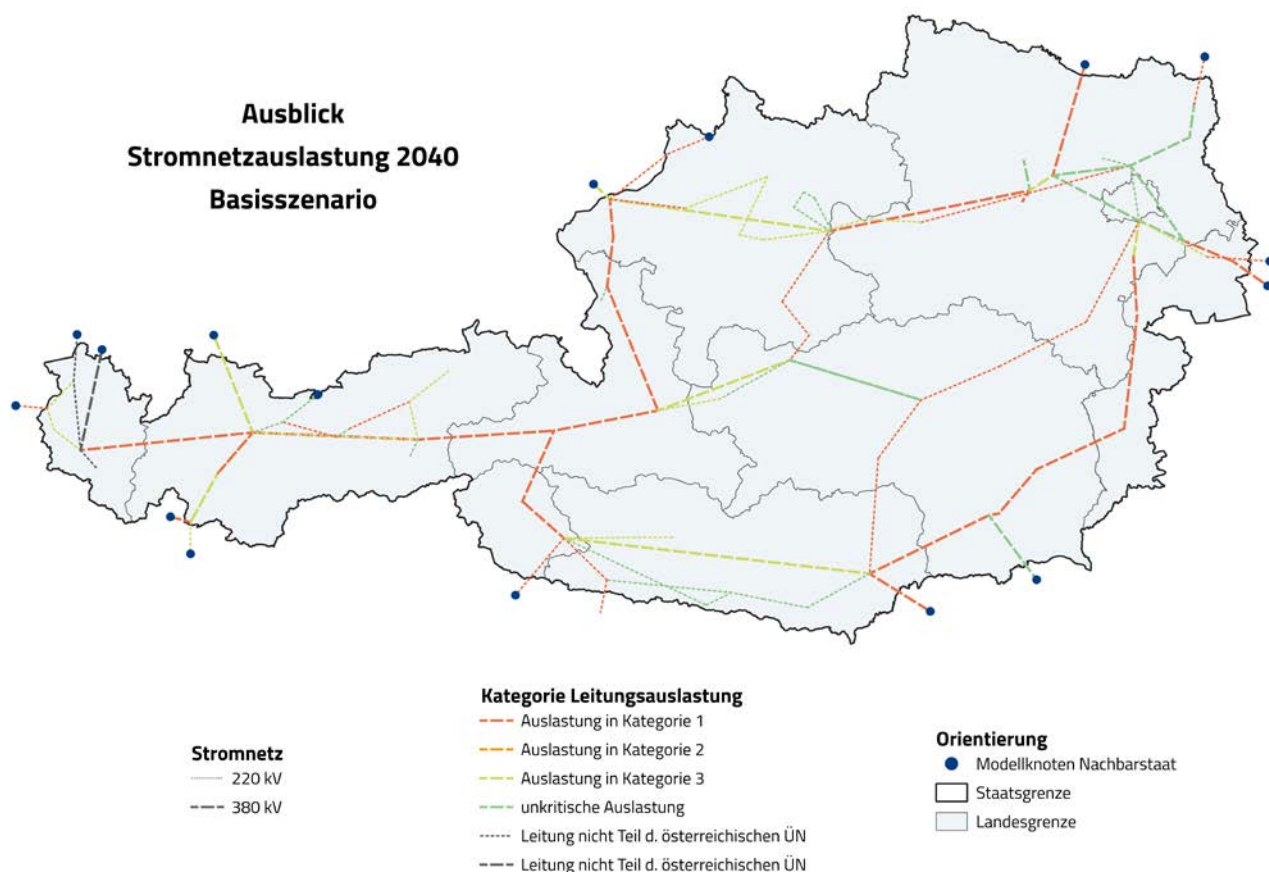


Abbildung 65:  
 Modellierter Stromnetzauslastung für das Basisszenario im Ausblick 2040;  
 Bild: EVT MU Leoben, 2023

Steuerbare Kraftwerke (Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke, KWK-Anlagen) werden analog zum Vorgehen für 2030 auch für den Ausblick 2040 verortet und marktpreis-optimiert betrieben. Die berücksichtigten Leistungen, Speicherkapazitäten und umgesetzten Energiemengen für diese Kraftwerke sind nachfolgend in Tabelle 26, Tabelle 27 und Tabelle 28 aufgelistet. Unterschiede zum Betrachtungsjahr 2030 ergeben sich bei den Leistungen der Pumpspeicher- und Speicherkraftwerke durch die beschriebenen Ausbaumaßnahmen bis 2040. Bei den von den steuerbaren Kraftwerken umgesetzten Energiemengen kommt es durch den gestiegenen Strombedarf und den Ausbau der volatilen Erneuerbaren ebenfalls zu Unterschieden im Vergleich zu 2030. Insgesamt lässt sich anhand von Tabelle 26, Tabelle 27 und Tabelle 28 eine aufgrund der stark dargebotsabhängigen Stromerzeugung erhöhte Nutzung der Speicher erkennen, während die Aufbringung aus den – im Jahr 2040 ausschließlich mit erneuerbaren Gasen betriebenen – KWK-Anlagen sinkt.

Tabelle 26: Berücksichtigte Kraftwerksleistungen und eingespeiste Energiemengen je Bundesland für Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen im Ausblick 2040; Quelle: EVT MU Leoben, 2023.

| Bundesland       | Kraftwerksleistung in MW <sub>el</sub> | Aufbringung in GWh <sub>el</sub> |
|------------------|--|----------------------------------|
| Niederösterreich | 920                                    | 980                              |
| Oberösterreich   | 920                                    | 1.350                            |
| Salzburg         | 100                                    | 740                              |
| Steiermark       | 830                                    | 1.930                            |
| Wien             | 1.520                                  | 4.420                            |
| Österreich       | 4.290                                  | 9.420                            |



Tabelle 27: Berücksichtigte Pump- und Turbinenleistung und Energiemengen je Bundesland für Pumpspeicherkraftwerke im Ausblick 2040; Quelle: EVT MU Leoben, 2023.

| Bundesland       | Turbinenleistung in MW <sub>el</sub> | Pumpleistung in MW <sub>el</sub> | Aufbringung in GWh <sub>el</sub> | Pumpbedarf in GWh <sub>el</sub> |
|------------------|--------------------------------------|----------------------------------|----------------------------------|---------------------------------|
| Kärnten          | 1.932                                | 1.353                            | 3.101                            | 1.496                           |
| Niederösterreich | 48                                   | 18                               | 82                               | 25                              |
| Oberösterreich   | 489                                  | 484                              | 530                              | 628                             |
| Salzburg         | 2.203                                | 2.200                            | 3.705                            | 2.978                           |
| Tirol            | 1.152                                | 1.132                            | 1.888                            | 1.381                           |
| Vorarlberg       | 1.619                                | 1.403                            | 2.396                            | 1.388                           |
| Österreich       | 7.443                                | 6.590                            | 11.701                           | 7.897                           |

Tabelle 28: Berücksichtigte Turbinenleistung und Energiemengen je Bundesland für Speicherkraftwerke im Ausblick 2040; Quelle: EVT MU Leoben, 2023.

| Bundesland       | Turbinenleistung in MW <sub>el</sub> | Aufbringung in GWh <sub>el</sub> |
|------------------|--------------------------------------|----------------------------------|
| Kärnten          | 309                                  | 236                              |
| Niederösterreich | 16                                   | 15                               |
| Oberösterreich   | 34                                   | 31                               |
| Salzburg         | 563                                  | 384                              |
| Steiermark       | 194                                  | 176                              |
| Tirol            | 2.663                                | 1.769                            |
| Vorarlberg       | 651                                  | 576                              |
| Österreich       | 4.430                                | 3.186                            |

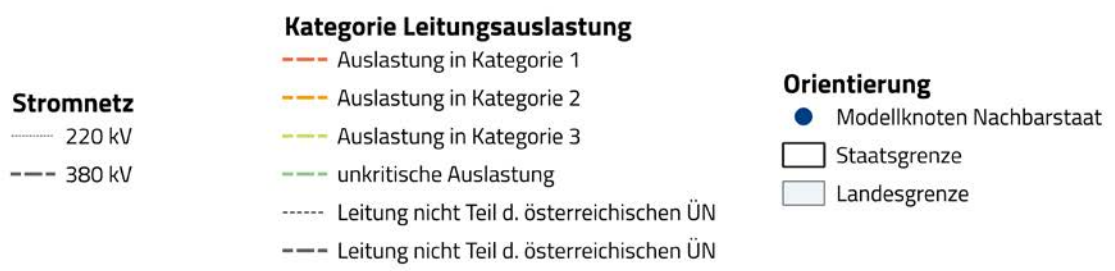
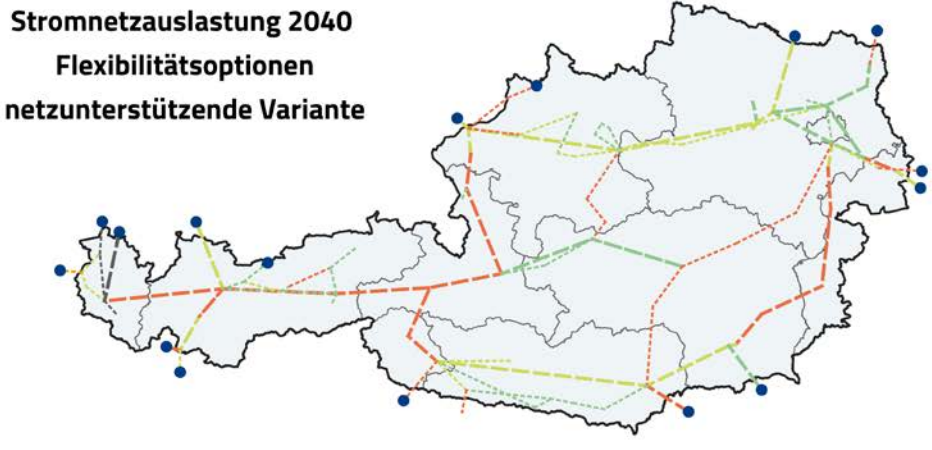
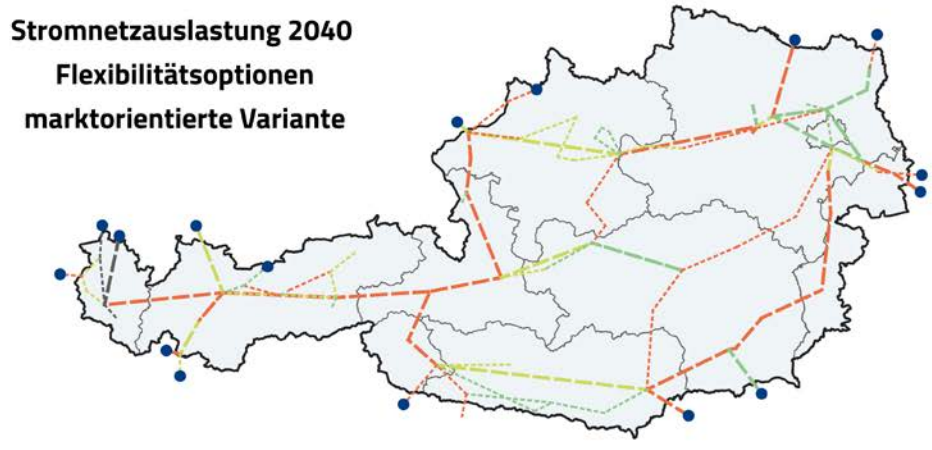
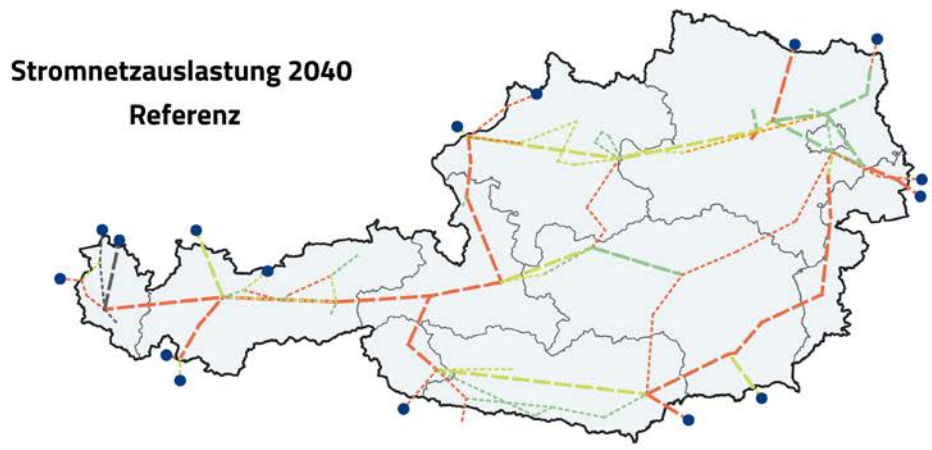
Die für den Ausblick 2040 angepassten Zielgrößen der Kurzzeitspeicher, Elektrolyseure und flexiblen Großwärmepumpen sind in Tabelle 29 dargestellt. Wie für das Jahr 2030 stammen auch die Zielgrößen für Kurzzeitspeicher und Großwärmepumpen im Ausblick 2040 aus Studien zum österreichischen Energiesystem (Sejkora et al., 2022), während der elektrische Jahresenergiebedarf der Elektrolyse aus dem Transition Szenario folgt. Besonders bei der Elektrolyse zeigt sich ein starker Anstieg im Vergleich zum Jahr 2030, der im bis dahin ebenfalls vorgesehenen Anstieg des Wasserstoffbedarfs begründet ist. Alle Zielgrößen in der Tabelle sind dabei als Gesamtwerte für den Ausblick 2040 und nicht etwa als Zusatzmengen on-top zu den Zielgrößen für 2030 zu verstehen.

Tabelle 29: Angewandte Zielgrößen für Großbatterien, flexible Großwärmepumpen und Elektrolyseure im Ausblick 2040; Quelle: EVT MU Leoben, 2023.

| Kategorie                | Leistung in MW <sub>el</sub> | Speicherkapazität in MWh <sub>el</sub> | Jahresbedarf in GWh <sub>el</sub> |
|--------------------------|------------------------------|--|-----------------------------------|
| Großbatterien            | 5.900                        | 11.800                                 | -                                 |
| Elektrolyseure           | -                            | -                                      | 15.960                            |
| Flexible Großwärmepumpen | -                            | -                                      | 350                               |

Analog zur Bewertung des Ausbaus und des Einsatzes von Flexibilitäten im NIP Szenario 2030 wird auch im Ausblick 2040 eine Sensitivitätsanalyse anhand von drei Varianten durchgeführt. Die Variante „ohne zusätzliche Flexibilität“ zeigt als Referenz die Netzauslastung im Übertragungsnetz bei ausbleibendem Ausbau der betrachteten Flexibilitätsoptionen. Die Varianten „marktorientiert“ und „netzunterstützend“ bilden die Netzauswirkungen der in Kapitel 4.5.3 beschriebenen Betriebsweisen der Flexibilitäten, angewandt auf die Zielgrößen für 2040, ab. Die Netzauslastung für alle drei Varianten ist in Abbildung 66 dargestellt.

Abbildung 66:  
Modellierte Stromnetzauslastung im Ausblick 2040 ohne zusätzlichen Ausbau von Flexibilitäten (oben), marktorientierte Variante (mittig) und netzunterstützende Variante (unten);  
Bild: EVT MU Leoben, 2023.



Die abhängig von der Szenario-Variante je Bundesland verorteten Kenngrößen für Großbatterien, Elektrolyseure und flexible Großwärmepumpen sind in Tabelle 30 und Tabelle 31 aufgelistet. Weiters sind die laut Ausblick 2040 verorteten Leistungen auf Ebene der Umspannwerkbezirke in Abbildung 67 und Abbildung 68 dargestellt.

Tabelle 30: Berücksichtigte Leistung, Speicherkapazität und umgesetzte Energiemenge je Bundesland für Großbatterien, flexible Großwärmepumpen und Elektrolyseure bei marktorientiertem Betrieb im Ausblick 2040; Quelle: EVT MU Leoben, 2023.

| Bundesland       | Großbatterien                |                                |                                     | Elektrolyseure               |                             | Flexible Großwärmepumpen     |                             |
|------------------|------------------------------|--------------------------------|-------------------------------------|------------------------------|-----------------------------|------------------------------|-----------------------------|
|                  | Leistung in MW <sub>el</sub> | Kapazität in MWh <sub>el</sub> | Speicherumsatz in GWh <sub>el</sub> | Leistung in MW <sub>el</sub> | Umsatz in GWh <sub>el</sub> | Leistung in MW <sub>el</sub> | Umsatz in GWh <sub>el</sub> |
| Burgenland       | 520                          | 1.030                          | 350                                 | 670                          | 3.330                       | 0                            | 0                           |
| Kärnten          | 320                          | 640                            | 220                                 | 50                           | 230                         | 0                            | 0                           |
| Niederösterreich | 1.710                        | 3.420                          | 1.160                               | 770                          | 3.840                       | 0                            | 0                           |
| Oberösterreich   | 1.180                        | 2.350                          | 800                                 | 560                          | 2.820                       | 10                           | 50                          |
| Salzburg         | 510                          | 1.020                          | 350                                 | 240                          | 1.210                       | 10                           | 50                          |
| Steiermark       | 980                          | 1.950                          | 660                                 | 260                          | 1.280                       | 10                           | 50                          |
| Tirol            | 180                          | 360                            | 120                                 | 280                          | 1.420                       | 0                            | 0                           |
| Vorarlberg       | 100                          | 190                            | 60                                  | 0                            | 0                           | 0                            | 0                           |
| Wien             | 420                          | 840                            | 290                                 | 360                          | 1.820                       | 40                           | 200                         |
| Österreich       | 5.900                        | 11.800                         | 4.010                               | 3.190                        | 15.960                      | 70                           | 350                         |

Abbildung 68: Regionalisierung der zugebauten Leistungen für Großbatterien, flexible Großwärmepumpen und Elektrolyseure bei netzunterstützender Variante im Ausblick 2040; Bild: EVT MU Leoben, 2023.

Abbildung 67:  
 Regionalisierung der zu-  
 gebauten Leistungen für  
 Großbatterien, flexible Groß-  
 wärmepumpen und Elektro-  
 lyse bei marktorientierter  
 Variante im Ausblick 2040;  
 Bild: EVT MU Leoben, 2023.

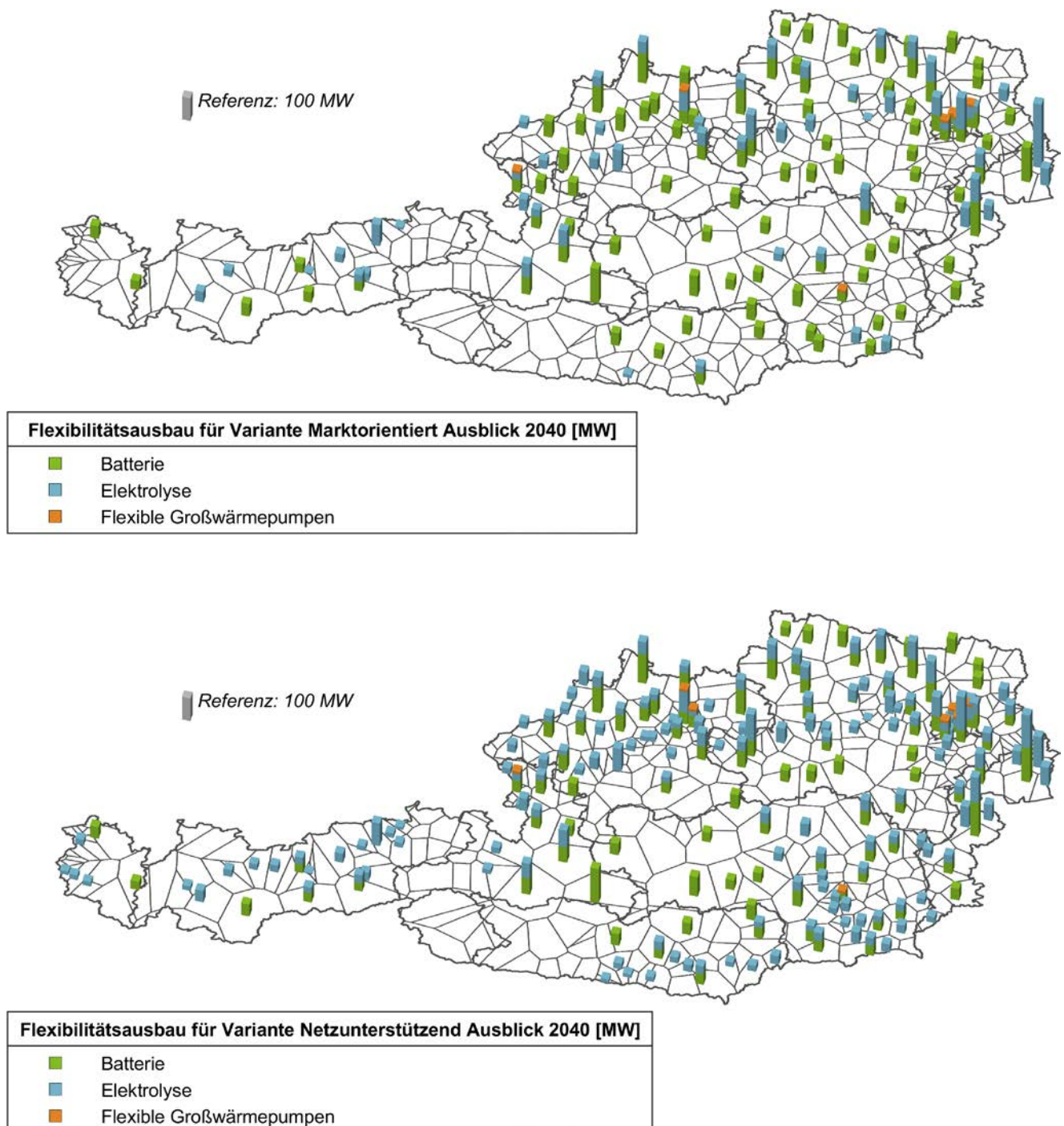


Tabelle 31: Berücksichtigte Leistung, Speicherkapazität und umgesetzte Energiemenge je Bundesland für Großbatterien, flexible Großwärmepumpen und Elektrolyseure bei netzunterstützendem Betrieb im Ausblick 2040; Quelle: EVT MU Leoben, 2023.

| Bundesland       | Großbatterien                |                                |                                     | Elektrolyseure               |                             | Flexible Großwärmepumpen     |                             |
|------------------|------------------------------|--------------------------------|-------------------------------------|------------------------------|-----------------------------|------------------------------|-----------------------------|
|                  | Leistung in MW <sub>el</sub> | Kapazität in MWh <sub>el</sub> | Speicherumsatz in GWh <sub>el</sub> | Leistung in MW <sub>el</sub> | Umsatz in GWh <sub>el</sub> | Leistung in MW <sub>el</sub> | Umsatz in GWh <sub>el</sub> |
| Burgenland       | 520                          | 1.030                          | 380                                 | 890                          | 3.190                       | 0                            | 0                           |
| Kärnten          | 320                          | 640                            | 240                                 | 310                          | 900                         | 0                            | 0                           |
| Niederösterreich | 1.710                        | 3.420                          | 1.290                               | 1.480                        | 3.350                       | 0                            | 0                           |
| Oberösterreich   | 1.180                        | 2.350                          | 870                                 | 1.300                        | 3.220                       | 20                           | 30                          |
| Salzburg         | 510                          | 1.020                          | 370                                 | 380                          | 780                         | 10                           | 30                          |
| Steiermark       | 980                          | 1.950                          | 740                                 | 900                          | 2.000                       | 10                           | 40                          |
| Tirol            | 180                          | 360                            | 140                                 | 500                          | 1.060                       | 0                            | 0                           |
| Vorarlberg       | 100                          | 190                            | 70                                  | 80                           | 180                         | 0                            | 0                           |
| Wien             | 420                          | 840                            | 320                                 | 600                          | 1.270                       | 60                           | 240                         |
| Österreich       | 5.900                        | 11.800                         | 4.420                               | 6.400                        | 15.960                      | 100                          | 350                         |

Die Ergebnisse dieser Sensitivitätsanalyse decken sich mit den Erkenntnissen für das Betrachtungsjahr 2030. Während die marktorientierte Variante gegenüber der Referenz zu keiner Verbesserung der Netzsituation führt, können Flexibilitäten in der netzunterstützenden Variante zu einer teilweisen Entlastung des Stromnetzes beitragen. Allerdings bleiben auch bei dieser Variante hohe Leitungsauslastungen im Übertragungsnetz bestehen. Insgesamt zeigt sich im Ausblick für 2040 ein höherer Auslastungsgrad des Übertragungsnetzes als im Betrachtungsjahr 2030. Ein Umstand der anhand des im Vergleich zu 2030 noch deutlich gestiegenen Anteils der volatilen Stromerzeugung erklärt werden kann. Abbildung 69 und Abbildung 70 zeigen die zeitlich aufgelösten Summenprofile der Stromerzeugung und des Stromverbrauchs für eine ausgewählte Sommer (Juni)- und eine Winterwoche (Februar) für das Jahr 2040, wobei Flexibilitäten nach der marktorientierten Variante betrieben werden. In beiden Abbildungen fallen im Vergleich zu den Summenprofilen für das Jahr 2030 (Abbildung 60 und Abbildung 61)



die hohen mittäglichen Erzeugungsspitzen aus PV auf, welche u. a. durch die hohe angenommene PV-Erzeugung im Verhältnis zur Wind-Erzeugung stammen. Im Ausblick auf das Jahr 2040 übersteigen die ermittelten kumulierten Spitzenwerte in der Beispiel-Winterwoche 2040 28 GW.

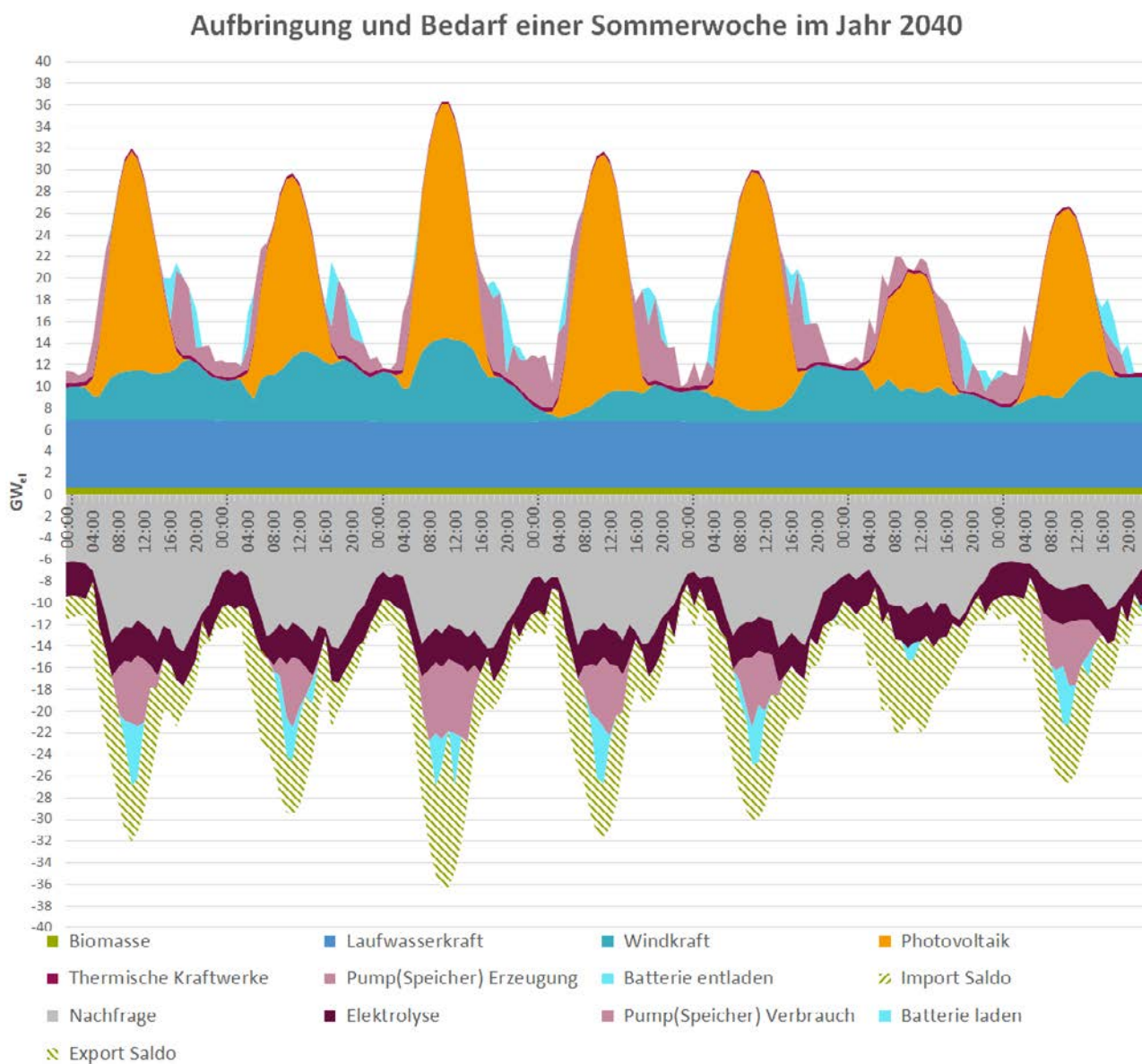


Abbildung 69:  
 Stromerzeugungs- und  
 Stromlastzeitreihen inklusive  
 betrachteter Flexibilitäten für  
 eine Sommerwoche 2040 für  
 die marktorientierte Variante;  
 Bild: EVT MU Leoben und IEE  
 TU Graz, 2023.

## Aufbringung und Bedarf einer Winterwoche im Jahr 2040

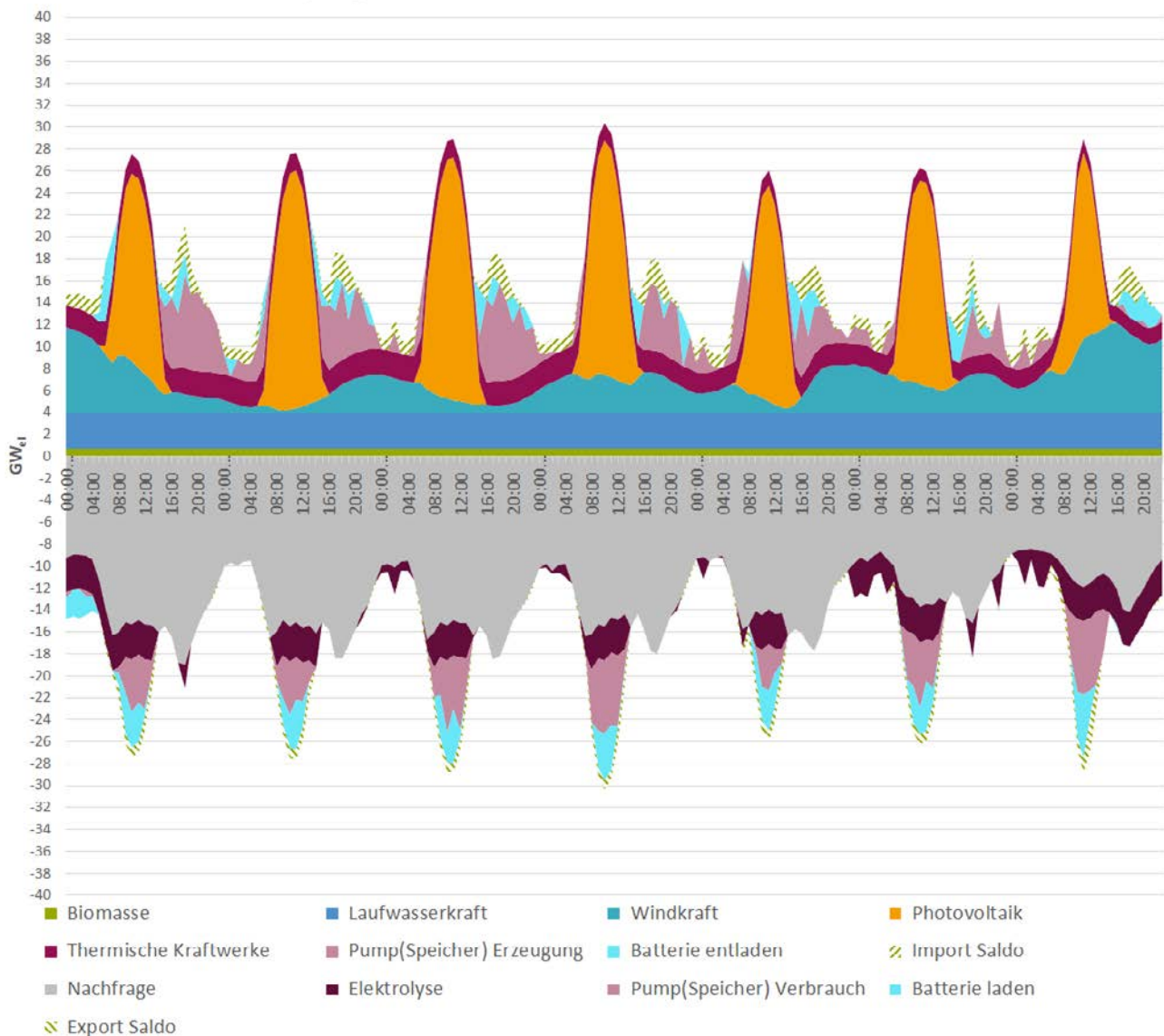


Abbildung 70:  
Stromerzeugungs- und Stromlastzeitreihen inklusive betrachteter Flexibilitäten für eine Winterwoche 2040 für die marktorientierte Variante; Bild: EVT MU Leoben und IEE TU Graz, 2023.

Die im Ausblick 2040 bestehenden Überlastungen gemäß Abbildung 66 zeigen sich auch in der für die Rahmenbedingungen im Jahr 2040 berechneten Variante „maximaler Flexibilitätsausbau“, wobei analog zu der in Kapitel 4.5.4 beschriebenen Variante für das NIP Szenario 2030 vorgegangen wird. Dabei wird einerseits der ausschließliche Ausbau von Kurzzeitspeichern für den Tagesmittelwert-Ausgleich modelliert und andererseits der Einsatz von Kurz-, Mittel- und Langzeitspeichern für einen Ausgleich über das gesamte Jahr. Wie in Abbildung 71 und Abbildung 72 gezeigt, ergibt sich durch keine dieser Varianten eine vollständige Entlastung des Übertragungsnetzes.

Insgesamt werden in den Varianten „Kurzzeitspeicher“ und „Kurz-, Mittel- und Langzeitspeicher“ für das Jahr 2040 die in Tabelle 32 und Tabelle 33 beschriebenen Leistungen, Speicherkapazitäten und Speicherumsätze hinterlegt.



**Ausblick Stromnetzauslastung 2040**  
**Variante maximaler Kurzzeit Flexibilitätsausbau**

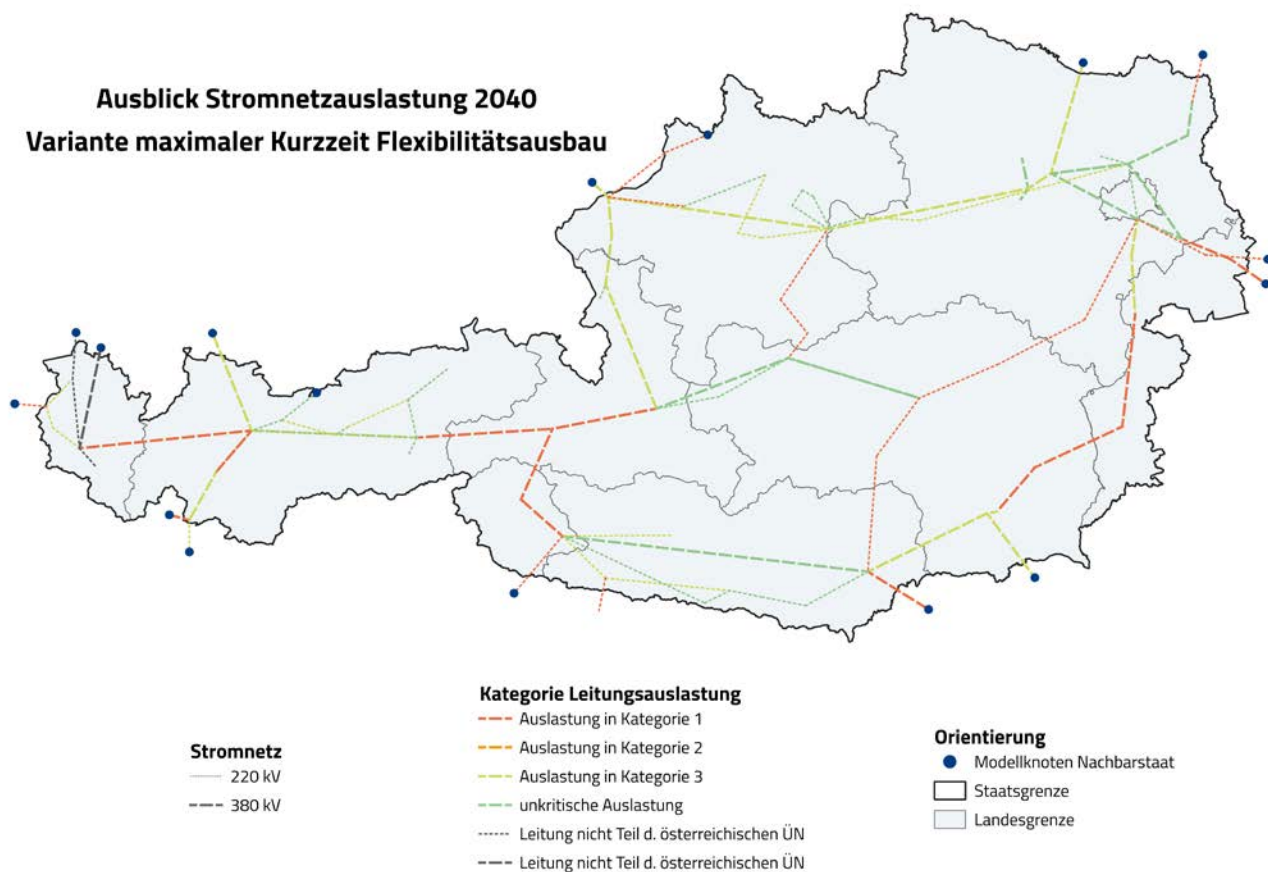


Abbildung 71:  
 Modellierte Stromnetzauslastungen mit maximalem Ausbau von Kurzzeitspeichern im Ausblick 2040;  
 Bild: EVT MU Leoben, 2023.

**Ausblick Stromnetzauslastung 2040**  
**Variante maximaler Flexibilitätsausbau**

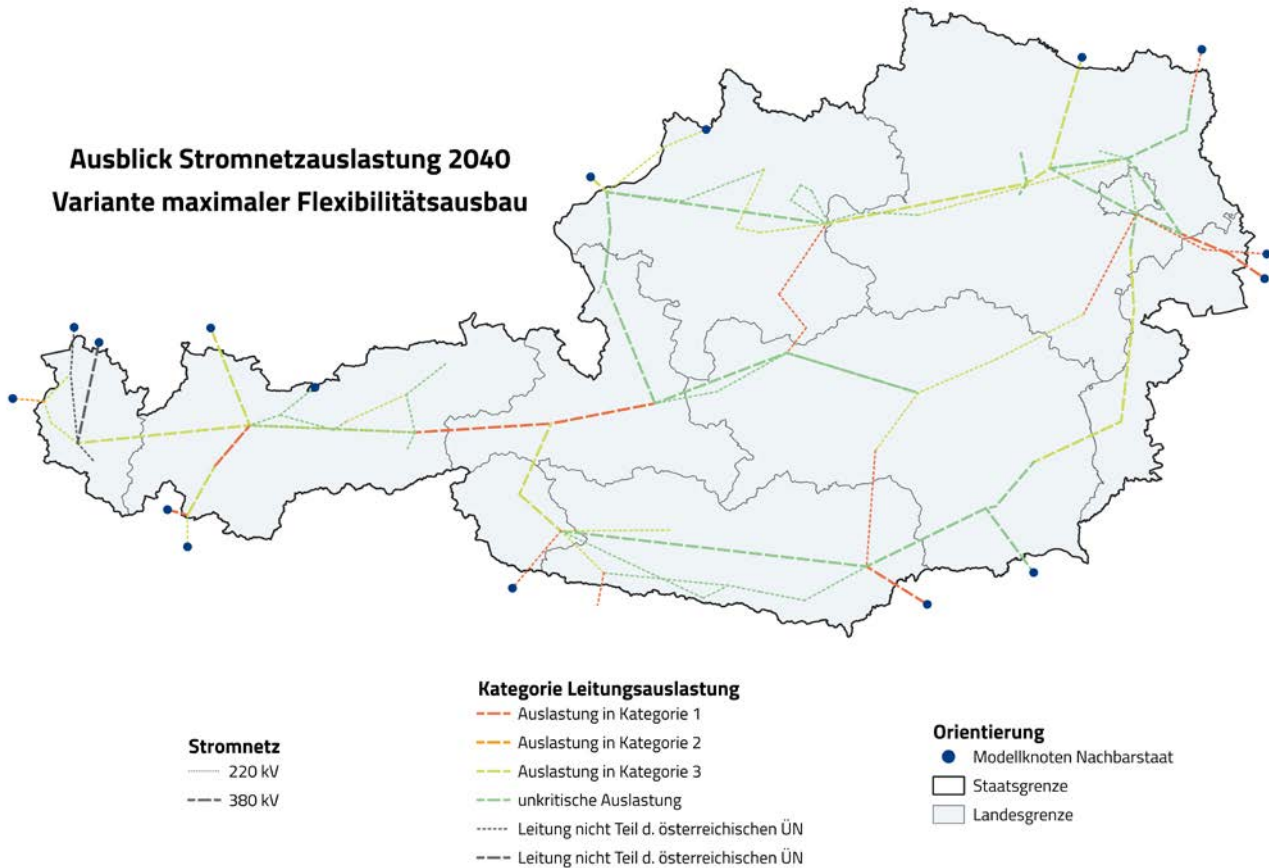


Abbildung 72:  
 Modellierte Stromnetzauslastungen mit maximalem Flexibilitätsausbau im Ausblick 2040;  
 Bild: EVT MU Leoben, 2023.

Tabelle 32: Ausbaugrößen für Kurzzeitspeicher in Szenario-Variante maximaler Ausbau von Kurzzeitspeichern im Ausblick 2040; Quelle EVT MU Leoben, 2023.

| Kategorie               | Leistung in GW <sub>el</sub> | Speicherkapazität in GWh <sub>el</sub> | Speicherumsatz in GWh <sub>el</sub> |
|-------------------------|------------------------------|--|-------------------------------------|
| <b>Kurzzeitspeicher</b> | 22                           | 164                                    | 24.353                              |

Tabelle 33: Ausbaugrößen für Kurzzeitspeicher sowie Mittel- und Langzeitspeicher in Szenario-Variante maximaler Flexibilitätsausbau im Ausblick 2040; Quelle EVT MU Leoben, 2023.

| Kategorie                           | Leistung in GW <sub>el</sub> | Speicherkapazität in GWh <sub>el</sub> | Speicherumsatz in Gh <sub>el</sub> |
|-------------------------------------|------------------------------|--|------------------------------------|
| <b>Kurzzeitspeicher</b>             | 22                           | 164                                    | 24.353                             |
| <b>Mittel- und Langzeitspeicher</b> | 12                           | 13.377                                 | 17.955                             |

#### 4.5.7 Planungsansätze Stromnetz

Die Übertragungsnetzbetreiber haben die Kohärenz mit den im NIP dargestellten Transportbedarfen entlang der identifizierten Stromtransportbedarfskorridore in ihren künftigen Netzentwicklungsplänen gemäß § 37 (5) ElWOG zu berücksichtigen.

Für die Planung der Netzentwicklungsmaßnahmen im Übertragungsnetz, die zur Erfüllung identifizierter Transporterfordernisse erforderlich sind, sind bestimmte Planungsansätze zu berücksichtigen. Zu diesen Planungsansätzen zählen insbesondere:

- Neue Leitungsverbindungen im Übertragungsnetz sind entsprechend dem Stand der Technik in der Regel als 2-systemige 380-kV-Freileitungen zu planen und zu errichten.
- Den Empfehlungen des Rates zur Begrenzung der Exposition der Bevölkerung gegenüber elektromagnetischen Feldern (1999/519/EG) folgend, darf das von der Starkstromfreileitung verursachte elektrische Feld 5 kV/m und das magnetische Feld 100 µT nicht überschreiten.
- Einschlägige elektrotechnische Sicherheitsvorschriften sind einzuhalten.
- Starkstromfreileitungen, die in einer neuen Trasse errichtet werden, dürfen weder Gebäude noch Gebäudeteile überspannen, welche zum dauerhaften Aufenthalt von Menschen bestimmt sind. Bei maßgeblichen Änderungen von bestehenden Starkstromfreileitungen sind Trassenoptimierungen, v. a. hinsichtlich Naturgefahren und Siedlungsstruktur, zu prüfen. Im Bereich sensibler Nutzungen, wie Wohngebäuden, Schulen, Krankenhäusern, Kindergärten, Spielplätzen oder ähnlichen Einrichtungen sind möglichst Auswinkelungen vorzusehen.
- Berühren Starkstromfreileitungen besondere Schutzgebiete
  - der Kategorie A, Anhang 2 UVP-G 2000 (Europaschutzgebiete, Bannwälder, Nationalparks, durch Verwaltungsakt ausgewiesene, genau abgegrenzte Gebiete im Bereich des Naturschutzes oder durch Verordnung ausgewiesene, gleichartige kleinräumige Schutzgebiete oder ausgewiesene einzigartige Naturgebilde sowie UNESCO-Welterbestätten) ist die Funktion dieser Schutzgebiete bestmöglich zu wahren. Bei unmittelbaren Beeinträchtigungen der Schutzgüter dieser Schutzgebiete sind, wenn möglich oder erforderlich, entsprechende Ausgleichs- und Ersatzmaßnahmen vorzusehen.
  - der Kategorie C, Anhang 2, UVP-G 2000 (Wasserschutz- und Schongebiete gemäß §§34, 35 und 37 WRG 1959) sowie archäologische Fundstätten und Kleindenkmäler sind bei der Festlegung von Leitungstrassen bestmöglich zu meiden.
- Ein sicherer Abfluss von Hochwässern ist zu gewährleisten.
- Die klimatischen Veränderungen, die durch den fortschreitenden Klimawandel zu erwarten sind, gilt es umfassend in Planung, Errichtung und Wartung zu berücksichtigen.

- Im Zusammenhang mit der Planung von Starkstromfreileitungen sind folgende Grundsätze zu beachten:
  - Starkstromfreileitungen sind nach Möglichkeit mit bestehenden Trassen oder anderen technischen Strukturen zu bündeln.
  - Im Falle von Trassenoptimierungen ist eine Trassenführung entlang bestehender land- oder forstwirtschaftlicher Erschließungswege und zwischen Betriebsbaugebieten anzustreben.
  - Es ist eine landschaftsgerechte Trassenführung durch Anpassung an die Geländeformen, wie Wälder, Täler oder Flüsse vorzusehen.
  - Die Möglichkeit geringer Masthöhen, möglichst gerader Leitungszüge und farblicher Optimierung der Maste ist zu prüfen.
  - Bei der Ausgestaltung der Mastfundamente ist auf einen geringen Flächenbedarf zu achten. So sind etwas aufgelöste Fundamente den Plattenfundamenten vorzuziehen.

## 4.6 Gasinfrastruktur

Für die Betrachtung des überregionalen Gasnetzes und der österreichischen Gasspeicher werden die Energieträger Methan und Wasserstoff gemeinsam diskutiert, da in den Szenarioannahmen der fossile Methanbedarf bis 2040 weitgehend durch Wasserstoff und Biomethan ersetzt wird und die Entwicklungen der jeweils notwendigen Netz- und Speicherinfrastruktur voneinander abhängen. Die zukünftige Methan- und Wasserstoffinfrastruktur wird geprägt durch die Höhe und die regionale Verortung des zukünftigen Bedarfs, der nationalen Erzeugung sowie der Einbettung in den nationalen und internationalen Markt.

Die Methan- und Wasserstoffnetze werden in der NIP-Modellierung aufgrund der in Summe hohen Übertragungskapazitäten und unterschiedlicher technischer Anforderungen nicht mit der gleichen zeitlichen Auflösung und Genauigkeit modelliert wie das Stromnetz. Trassenverläufe, Leitungslängen, -durchmesser und -drücke werden in der NIP-Modellierung folgendermaßen berücksichtigt: Für die Längen und Durchmesser internationaler Fernleitungen wird auf Daten der AGGM zurückgegriffen. Die aktuelle Leitungsführung und die Längen der nationalen Fernleitungsnetze sowie der Netzebenen 1 und 2 werden aus Quellen der E-Control (2022c) übernommen. Weitere technische Parameter werden aus statistischen Daten der E-Control (2022a) ermittelt oder aus wissenschaftlichen Projekten übernommen (Greiml, et al., 2020). Für eine detaillierte Beschreibung der Methodik wird auf das Methodikdokument des InfraTrans-Projekts verwiesen (EVT MU Leoben, IEE TU Graz, WIFO, 2023).

### 4.6.1 Gasnetz (Methan und Wasserstoff) 2030

Im Jahr 2030 wird im NIP Szenario der Großteil des Bedarfs an gasförmigen Energieträgern (57 TWh) durch Erdgas gedeckt (45 TWh). Biomethan deckt mit 7 TWh und erneuerbarer Wasserstoff mit 5 TWh noch einen kleineren Anteil des Bedarfs. Für die in der Modellierung angenommenen Basisnetze im Gassektor 2030 wird das bereits bestehende Methanleitungsnetz, laut AGGM (2021) und E-Control (2022) als Grundlage verwendet. Darauf aufbauend werden geplante Projekte aus dem Koordinierten Netzentwicklungsplan (KNEP) (AGGM, GCA u. TAG, 2023) und der langfristigen und integrierten Planung (LFiP) (AGGM, 2023) berücksichtigt. Bereits bestehende Wasserstoffvorhaben werden entlang der Fernleitungen TAG, WAG und Penta-West, die Speicheranbindung in Puchkirchen/OÖ und der „H<sub>2</sub>-Collector Ost“<sup>16</sup> sowohl im Methan- als auch im Wasserstoffnetz berücksichtigt. Das so entstehende Startnetz wird mit den regionalisierten Bedarfen bzw. Erzeugungspotentialen verglichen und entsprechende (für 2030 geringfügige) Adaptionen vorgenommen.

---

16 Beim „H<sub>2</sub>-Collector Ost“ handelt es sich um einen geplanten Neubau einer Leitung, mittels welcher Wasserstoff zwischen Zurndorf im Burgenland und Wien Simmering transportiert werden soll. Das Projekt ist erstmalig in der langfristigen und integrierten Planung 2022 enthalten (LFiP 2022).

Im Jahr 2030 wird weiterhin ein durchgängiges Methanetz auf der Fernleitungsebene sowie auf den Verteilernetzebenen 1 und 2 benötigt (siehe Abbildung 73). Im NIP wird weiters angenommen, dass der Ausbau des WAG-Teil-Loop zwischen Oberkappl und Bad Leonfelden bis spätestens 2027 fertig gestellt wird, um die Transportkapazität aus Deutschland zu erhöhen und so die Versorgungssicherheit durch die Ermöglichung der Diversifizierung der Gasversorgungsrouten zu stärken. 2030 ergeben sich weitere Veränderungen im Methanetz vor allem durch die Umwidmung<sup>17</sup> von Leitungssträngen der internationalen Fernleitungen TAG und WAG auf Wasserstoff, sowie durch die teilweise Umwidmung weiterer Leitungen der Netzebene 1 auf Wasserstoff zur Anbindung von Wasserstoffverbrauchern, -erzeugern und -speichern.

Um die Versorgung der Industrie- und Kraftwerksstandorte mit gasförmigen Energieträgern jederzeit zu gewährleisten, wird im NIP ab 2030 eine parallele Methan- und Wasserstoff-Infrastruktur vorgesehen. Grundsätzlich kann die Umstellung von Produktionsprozessen auf erneuerbaren Wasserstoff in der Industrie erst erfolgen, wenn einerseits die Infrastruktur für den Wasserstofftransport zu den Standorten aufgebaut ist und, andererseits, ausreichende Mengen an erneuerbarem Wasserstoff verfügbar sind. Gleiches gilt für die Strom- und Fernwärmeerzeugung aus erneuerbarem Wasserstoff.

Das Wasserstoffstartnetz im Jahr 2030 ist aufgrund der Konzentration des Wasserstoffbedarfs an bestimmten Industrie-<sup>18</sup> und Kraftwerksstandorten sowie Schwerverkehrsknotenpunkten und den ersten Standorten der Wasserstoffproduktion räumlich entsprechend begrenzt.

Aufgrund der begrenzten Potenziale zur Erzeugung von erneuerbarem Wasserstoff in Österreich, wird im NIP Szenario von einem Wasserstoff-Import ausgegangen. Es wird angenommen, dass ab 2030 erneuerbarer Wasserstoff in gasförmigem Zustand über Fernleitungen importiert werden kann. Weiters wird in Anlehnung an die Studie „Importmöglichkeiten für erneuerbaren Wasserstoff“ von AIT/Frontier Economics (2022) angenommen, dass die Hauptimportroute im Jahr 2030 die Südroute sein wird. Diese wird erneuerbaren Wasserstoff aus dem nordafrikanischen Raum über Italien, mittels der österreichischen Fernleitungen TAG, WAG und Penta-West, nach Österreich und nach Deutschland transportieren. Somit wird es auch in Zukunft einen Transitbedarf durch Österreich geben, der bei der Leitungsauslegung zu berücksichtigen ist.

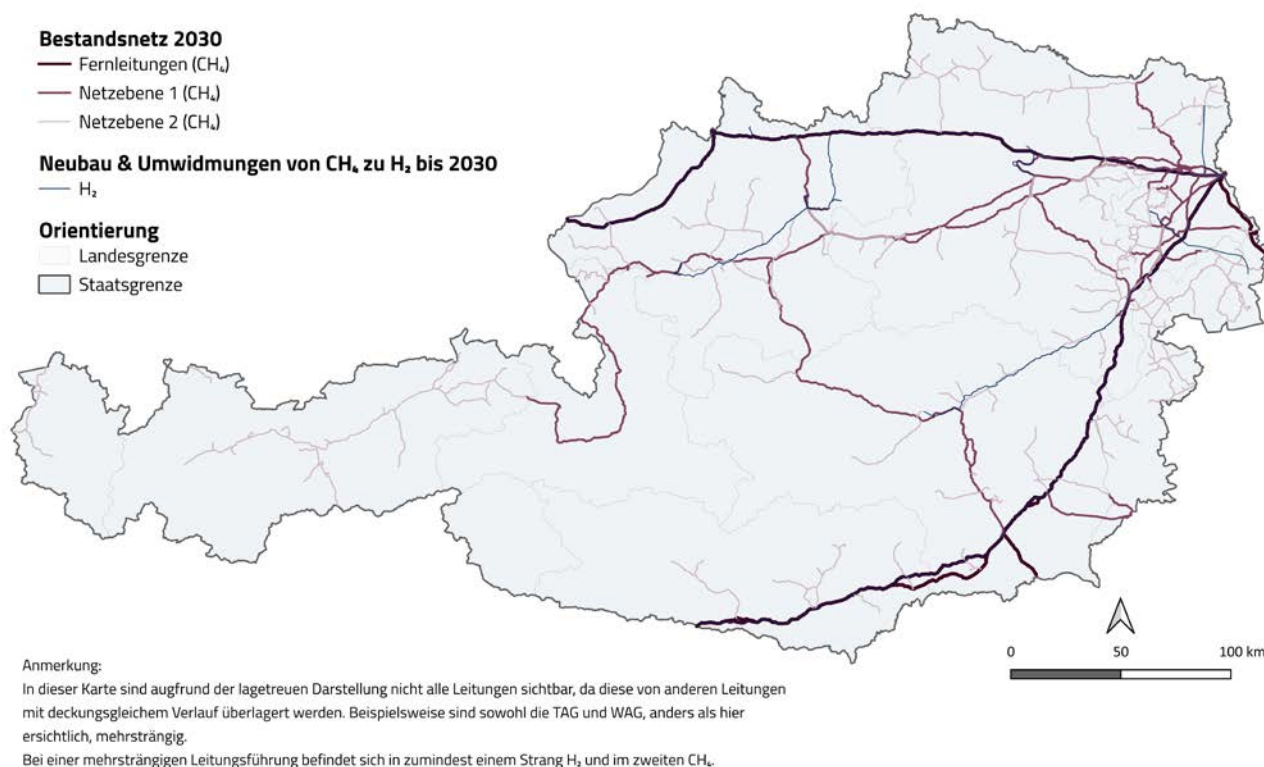
Die teilweisen Umwidmungen der Fernleitungen TAG, WAG und der Bau eines zweiten Strangs der Leitung Penta-West, die bis 2030 einen Betrieb mit Wasserstoff ermöglichen sollen, sind ebenfalls bereits Projects-of-Common-Interest auf europäischer Ebene. Die Umwidmungen dieser Fernleitungen auf Wasserstoff werden somit sowohl in der LFiP und KNEP der AGGM, im NIP, in einer Vielzahl an wissenschaftlichen Studien (z. B. der Studie „Rolle der Gasinfrastruktur in einem klimaneutralen Österreich“ (Frontier

---

17 Gemäß TEN-E VO (EU) 2022/869 wird Umwidmung wie folgt definiert: Technische Modernisierung oder Änderung bestehender Erdgasinfrastruktur, um sicherzustellen, dass sie dediziert für die Nutzung von reinem Wasserstoff ist.

18 Das NIP Szenario sieht 2030 industrielle Wasserstoffbedarfe ausschließlich in der Eisen-, Stahl bzw. in der Chemieindustrie.

Economics und TU Wien, 2023)) und auf europäischer Ebene unterstützt. Die Umwidmungen dieser Fernleitungen auf Wasserstoff werden auch als eine notwendige Voraussetzung für die zukünftige Erreichung der Klimaneutralität bei Erhalt einer hohen Versorgungssicherheit verstanden.



Weitere Projekte aus der LFiP 2022 für das Jahr 2030 werden nicht automatisch übernommen, da sich die Szenarioannahmen bezüglich des Wasserstoffbedarfs unterscheiden. Relevante Szenarioannahmen gemäß NIP sind unter anderem der verortete Wasserstoffbedarf (siehe Kapitel 4.3.2) und die angekündigten Elektrolyseprojekte (siehe Kapitel 4.4.3). Das auf dieser Grundlage im NIP ermittelte Wasserstoffstartnetz 2030 ist in Abbildung 74 dargestellt. Der Unterschied zwischen LFiP und NIP in der Wasserstoffinfrastruktur in der Steiermark für 2030 ergibt sich aus den Wasserstoffbedarfen, die sich gemäß dem NIP Szenario zum großen Teil in der Eisen- und Stahlindustrie ergeben. Gewisse Bedarfe sind u. a. im steirischen Mürztal verortet. Um diese, gemeinsam mit dem Bedarf der voestalpine Donawitz, versorgen zu können, wird im NIP das Wasserstoffstartnetz 2030 entlang der Route Eggendorf – Steinhaus – Bruck an der Mur aufgebaut. Für 2030 wird in Westösterreich noch keine Wasserstoffinfrastruktur angenommen, da im NIP nur der überregionale H<sub>2</sub>-Transportbedarf abgebildet wird. Regionale H<sub>2</sub>-Cluster mit Erzeugungs- und Bedarfsschwerpunkten können sich wie bereits erwähnt dennoch bilden.

Abbildung 73:  
 Methannetz 2030;  
 Bild: EVT MU Leoben, 2023.



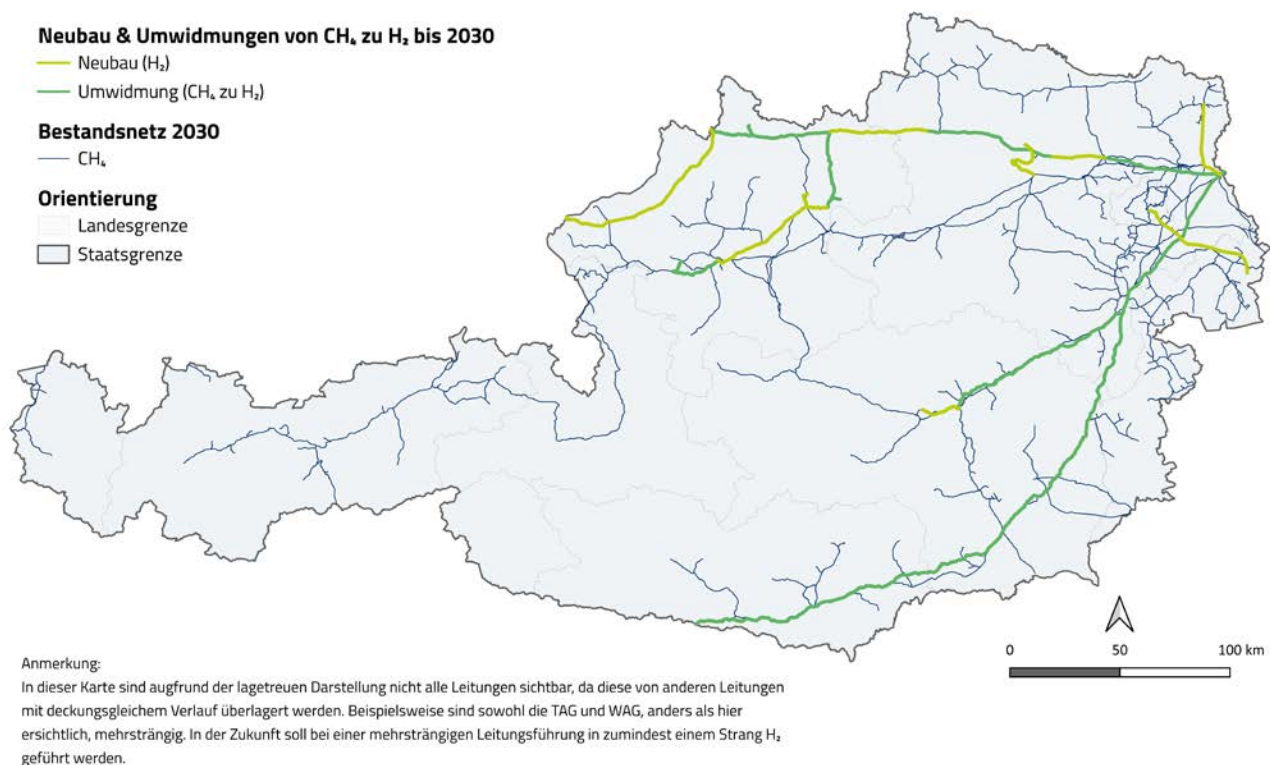


Abbildung 74:  
Wasserstoffnetz 2030;  
Bild: EVT MU Leoben 2023

#### 4.6.2 Ausblick Gasnetz 2040 (Methan und Wasserstoff)

Mögliche Aussagen zu Aufbringung und Bedarf von Wasserstoff und Methan im Jahr 2040 sind aufgrund ungewisser technologischer, wirtschaftlicher und geopolitischer Entwicklungen mit großen Unsicherheiten behaftet. Im NIP Szenario wird der Großteil des verbleibenden Gasbedarfs im Jahr 2040 durch Wasserstoff gedeckt. Dazu werden 48 TWh an grünem Wasserstoff aus österreichischer Produktion oder Importen benötigt. Der Wasserstoff kommt in der Industrie (33 TWh), im Schwerverkehr (2 TWh) bzw. zu Versorgung von thermischen Kraftwerken (13 TWh) zum Einsatz.

Für Methan wird im NIP Szenario angenommen, dass im Jahr 2040 kein Erdgas energetisch genutzt wird und 10 TWh Biomethan aus österreichischen Erzeugungsanlagen in das Gasnetz eingespeist werden können. Der im Ausblick auf 2040 angenommene Methanbedarf beträgt 10 TWh und wird jeweils zur Hälfte in der Industrie und zur thermischen Erzeugung eingesetzt. Da die Kapazitäten des im Jahr 2040 noch bestehenden Methanetzes für einen deutlich höheren Gastransport ausgelegt sind, kann davon ausgegangen werden, dass trotz teilweiser Umwidmung auf Wasserstoff die Transportkapazitäten für eine theoretisch höhere nationale Methanaufbringung und höhere Methanbedarfe, als im NIP Szenario hinterlegt, jedenfalls ausreichen. Das zukünftige Methanetz auf der Fernleitungsebene und den Netzebenen 1 und 2 wird (neben allfälliger internationaler Transite) jedoch grundsätzlich vor allem dazu benötigt



werden, um die regional verteilten Biomethanpotenziale erschließen zu können<sup>19</sup>. Die Funktion des Methanetzes ändert sich von einem „Verteilernetz“ zu einem „Sammelnetz“.

Die Umwidmung von bestehenden Methanleitungen auf Wasserstoffleitungen ist dem Neubau von Leitungen aus Effizienzgründen vorzuziehen. Damit wird mittelfristig ungenutzte Infrastruktur (Stranded Assets) vermieden. Die östlichen Bundesländer werden auf der im NIP betrachteten überregionalen Transportebene großteils bereits über mehrsträngige Methanleitungen versorgt, welche die Möglichkeit bieten, jeweils einen der bestehenden Leitungsstränge für die Wasserstoffnutzung umzuwidmen. Im Westen Österreichs, in Salzburg, Tirol und Vorarlberg, sowie in Kärnten ist die Ausgangssituation anders. In diesen Bundesländern sind die Methanleitungen überwiegend einsträngig ausgeführt. Das bedeutet, dass eine zukünftige höherrangige Wasserstoffinfrastruktur entweder parallel neu aufgebaut werden muss oder mit Stichtag von Erdgas-/Methaninfrastruktur auf Wasserstoffinfrastruktur umgewidmet werden muss. Auch der Anschluss an den European Hydrogen Backbone ist vertieft zu diskutieren, da dieser für 2030 für die westlichen Bundesländer nicht zu erwarten ist. Ob es sich bei dem bis 2040 zu erwartenden Wasserstoffnetz in Westösterreich um einen Neubau parallel zur bestehenden Methaninfrastruktur, um eine Umwidmung und Ersatz des Methanetzes zu einem Stichtag oder langfristig um regionale H<sub>2</sub>-Cluster oder CH<sub>4</sub>-Cluster handelt, ist aktuell noch nicht gesichert vorhersehbar und wird erst in einigen Jahren zu konkretisieren sein.

Für 2040 wäre ein Anschluss Vorarlbergs an den Hydrogen Backbone über Lindau am Bodensee denkbar. Die Anbindung Tirols ergibt sich entweder über eine Umwidmung bzw. einen Parallelausbau der Leitung über den Hochfilzensattel oder über Deutschland. Die bisherigen 2040er Planungen des Hydrogen Backbones sehen allerdings bisher noch keine H<sub>2</sub>-Leitung in Richtung Grenzübergabepunkt Kiefersfelden vor. Wie das Wasserstoffnetz in Österreich bestmöglich ausgebaut und angebunden werden kann, wird in zukünftigen Aktualisierungen des NIP weiter untersucht und neu bewertet. Die Karten in Abbildung 75 und Abbildung 76 geben daher vorerst einen Ausblick auf die Entwicklungsmöglichkeiten der Gasinfrastruktur bis zum Jahr 2040 und die dafür notwendigen Umwidmungen und Neubauten. Vor allem in Westösterreich muss das Bild der Methan- und Wasserstoffinfrastruktur aus den oben genannten Gründen als Konzeptdarstellung und nicht als konkrete Infrastrukturplanung verstanden werden, und somit lediglich als Variante, die zum jetzigen Zeitpunkt noch mit großen Unsicherheiten verbunden ist.

---

19 Vergleiche für eine detailliertere Diskussion dazu bietet auch die Studie „Rolle der Gasinfrastruktur in einem klimaneutralen Österreich“(Frontier Economics und TU Wien, 2023).

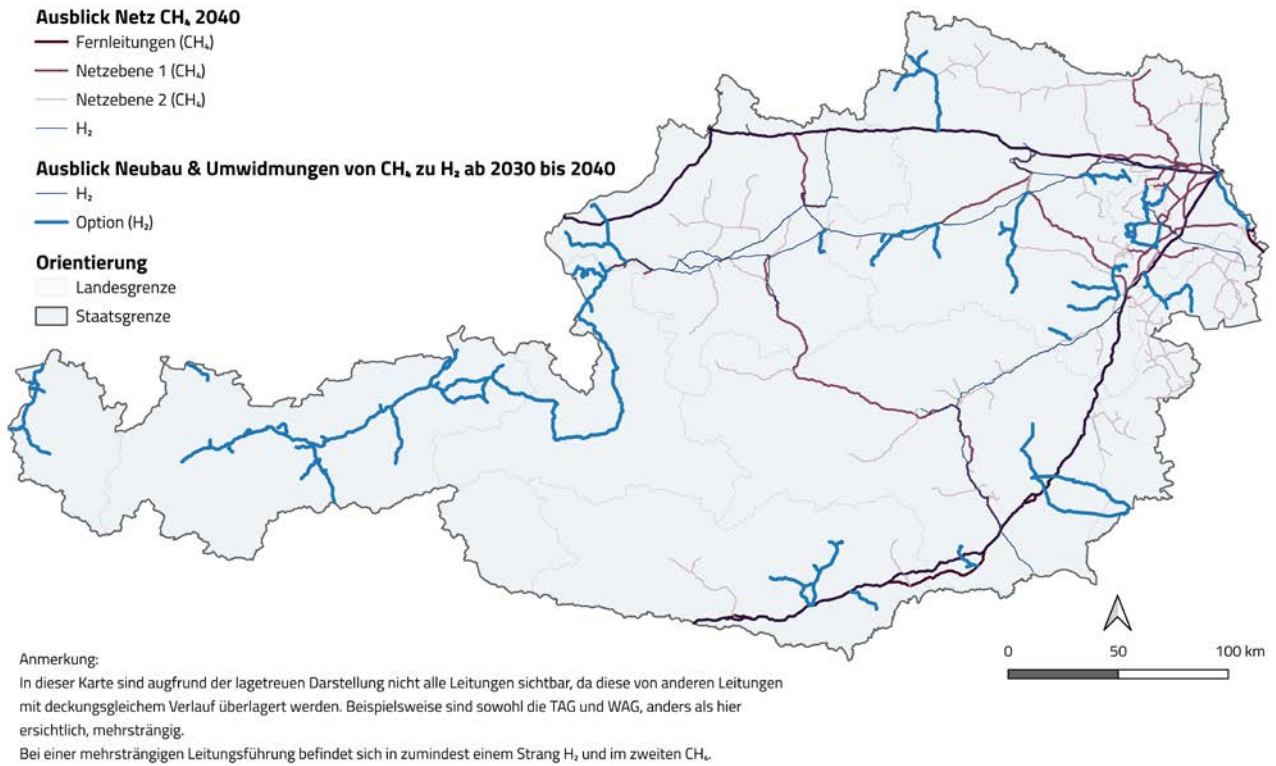
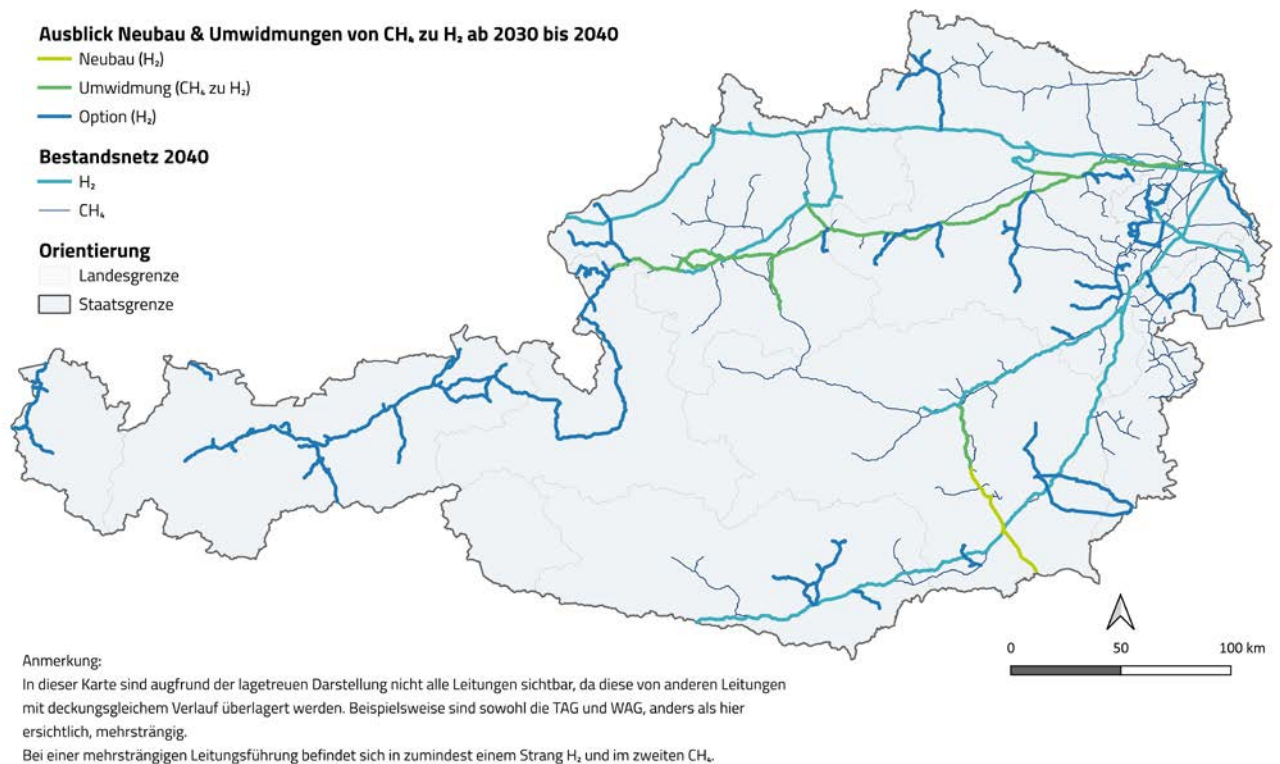


Abbildung 75:  
 Gasnetz 2040 inklusive be-  
 rücksichtigte Umwidmungen  
 und Neubauten für Wasser-  
 stoff-Transport;  
 Bild: EVT MU Leoben, 2023



### 4.6.3 Gasspeicher

In der NIP-Modellierung wird angenommen, dass die in Österreich vorhandenen großvolumigen Gasspeicher (unterirdische Porenspeicher) zukünftig sowohl für Methan als auch für Wasserstoff genutzt werden können.<sup>20</sup> Diese Speicher werden unter anderem dafür benötigt, um kurz- bis langfristige Unterschiede zwischen dem Bedarf und der Aufbringung von Wasserstoff auszugleichen. Die österreichischen Gasspeicher bieten aufgrund ihrer großen Kapazitäten eine wichtige Grundlage für die strategische Absicherung und Bereitstellung saisonaler Flexibilität zur Integration von Methan und Wasserstoff in das Energiesystem in Österreich und in Nachbarländern. Der Bedarf an großtechnischen Wasserstoffspeichern ergibt sich aus der zu erwartenden steigenden Nachfrage nach Wasserstoff. Das erste bereits in Planung befindliche Wasserstoffspeicherprojekt bei Puchkirchen/Oberösterreich wurde in der Modellierung berücksichtigt.

Abbildung 76:  
 Wasserstoffnetz 2040;  
 Bild: EVT MU Leoben und IEE  
 TU Graz, 2023

<sup>20</sup> Die Möglichkeit der Nutzung von unterirdischen Porenspeichern für die Wasserstoffspeicherung ist im NIP als Annahme zu verstehen, da finale Ergebnisse aus laufenden wissenschaftlichen Untersuchungen zu diesem Thema noch nicht vorliegen.

Tabelle 34 zeigt die insgesamt berücksichtigten Speicherkapazitäten im Gassektor. Dabei ist zu beachten, dass die Speicherkapazitäten bei der Nutzung als Wasserstoffspeicher aufgrund der geringeren volumetrischen Energiedichte von Wasserstoff in Bezug auf Methan (ca. 1:3) im Vergleich zur Methanspeicherung nur ein Drittel betragen. Aufgrund des zu erwartenden Wasserstoffbedarfs in Österreich und in den auf österreichische Gasspeicher angewiesenen Nachbarländern kann daher ein weiterer Ausbau von Gasspeicherkapazitäten in unterirdischen Porenspeichern notwendig werden.

Für 2030 berücksichtigt der NIP die Anbindung der ersten Wasserstoffspeicherprojekte der RAG (Underground Sun Storage, Krift Energy Valley). Die Entwicklung der Gasspeicher hinsichtlich ihrer mengenmäßigen Nutzung für Methan und Wasserstoff über diesen Zeitraum hinaus kann derzeit noch nicht abgeschätzt werden, weshalb sich die angenommenen Speichermedien grob an dem zu diesem Zeitpunkt absehbar vorherrschenden Energiemix im Gesamtsystem orientieren. Zur genauen Analyse des Bedarfs an Gasspeicherkapazitäten, sind Ergebnisse bezüglich der Speicherung von Wasserstoff in Porenspeichern aus derzeit laufenden Forschungsprojekten abzuwarten.

Tabelle 34: Berücksichtigte Gasspeicherkapazitäten 2030;  
Quelle: EVT MU Leoben und IEE TU Graz, 2023.

| <b>Bundesland</b> | <b>Kapazität der Gasspeicher in TWh (Methan)</b> |
|-------------------|--|
| Niederösterreich  | 32,9   |
| Oberösterreich    | 62,5   |
| Summe             | 95,5   |

## 4.7 Integrierter Plan

Aus der integrierten Modellierung für den NIP ergeben sich für 2030 zukünftige Infrastrukturerfordernisse sowohl für das Stromübertragungsnetz als auch für die übergeordneten Netzinfrastrukturen im Gasbereich (Fernleitungsnetz und die Netzebenen 1 und 2). Die ermittelten Stromtransportbedarfskorridore und die notwendigen Umwidmungen bzw. Erweiterungen im Gasbereich, die vor allem dem zukünftigen Wasserstofftransport dienen, sind in Abbildung 77 integriert dargestellt. Bei den Stromtransportbedarfskorridoren handelt es sich um jene Korridore, die sich in der Analyse des Gesamtsystems als notwendig für die Behebung der in Kapitel 4.5 identifizierten Engpässe herausgestellt haben. Die dargestellten Umwidmungen und Ausbauten in der Gasinfrastruktur ergeben sich aus dem regionalisierten modellierten Wasserstoffbedarf und den geplanten Elektrolyseprojekten, siehe Kapitel 4.6. Die berücksichtigten sektorkoppelnden Elemente, die auf die im NIP betrachtete übergeordnete Systemebene wirken (Elektrolyseure, Großwärmepumpen und Großbatteriespeicher), welche in Kapitel 4.5 erläutert werden, werden in Abbildung 78 dargestellt. Die Sektorkopplung zwischen Strom und Gas erfolgt in der integrierten Analyse des NIP hauptsächlich über Elektrolyse- und Rückverstromungs-Standorte und basiert auf den zugrundeliegenden aufeinander abgestimmten Szenario-Annahmen für den Strom- und Gassektor. Die Ergebnisse des NIP zeigen, dass obwohl die für 2030 untersuchten Flexibilitäten punktuell wertvolle Entlastungen bringen, dennoch erhebliche zusätzliche Übertragungskapazitäten im Stromübertragungsnetz erforderlich sind.

Abbildung 77: Integrierter Plan im betrachteten Strom- und Gasnetz; Bild: EVT MU Leoben und IEE TU Graz, 2023

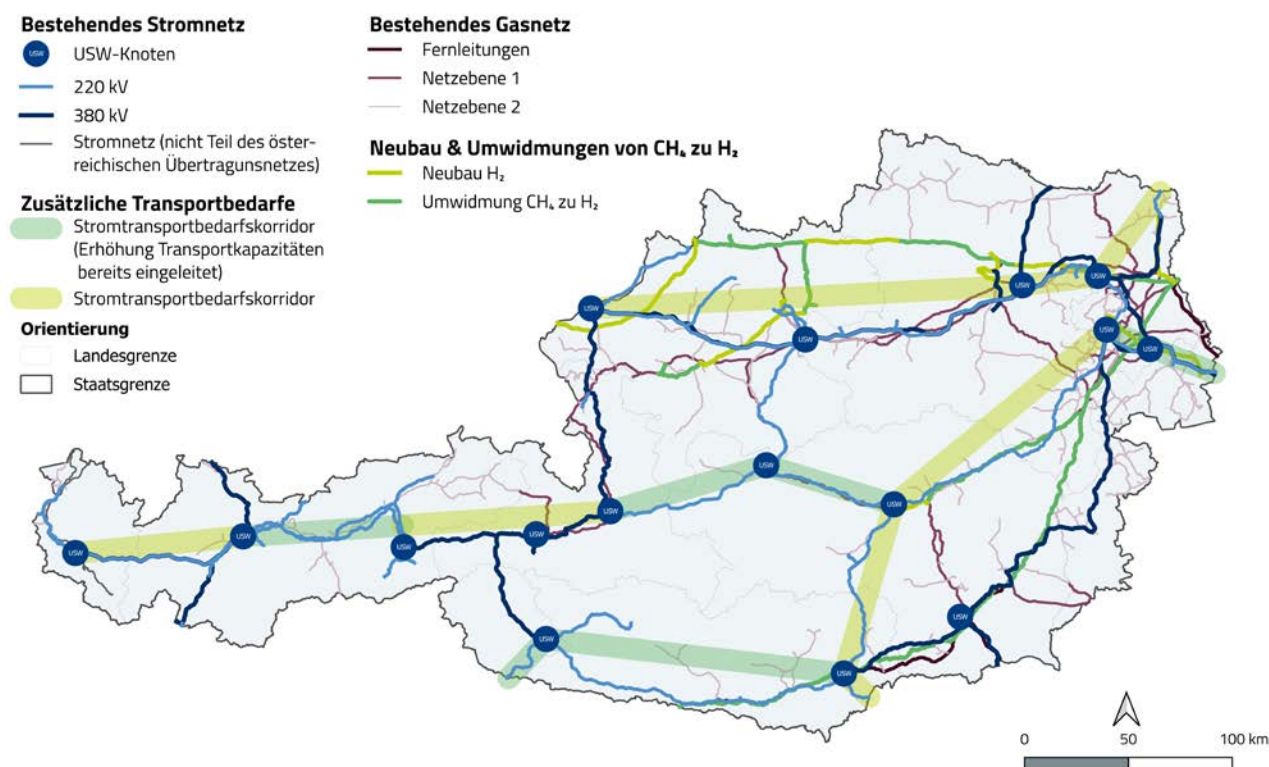




Abbildung 78:  
Stromtransportbedarfskorridore inklusive Flexibilitätsmaßnahmen (Power-to-X, Batteriespeicher);  
Bild: EVT MU Leoben und IEE TU Graz, 2023

Die ermittelten Transportbedarfskorridore ergeben sich aus der Möglichkeit der Nutzung hoher Erzeugungspotenziale erneuerbarer Energien im Osten, der zentralen Einbettung Österreichs in das europäische Verbundsystem und den in Westösterreich in Form von Pumpspeicherkraftwerken vorhandenen Speicherkapazitäten. Der für ein resilientes „erneuerbares Verbundsystem Österreich“ notwendige Ost-West-Ausgleich kann am besten durch ein vermaschtes Höchstspannungsnetz erreicht werden, wie es in Abbildung 77 dargestellt ist. In den dunkelgrün hervorgehobenen Bereichen – Umspannwerk (UW) Hessenberg nach UW Weißenbach, UW Obersielach nach UW Lienz sowie UW Pongau nach UW Weißenbach – wurden von der APG mit Stand Jänner 2024 bereits Maßnahmen zur Leitungsverstärkung (z. B. Generalerneuerung oder Spannungsumstellung) eingeleitet, die im Basisnetz der NIP-Modellierung zur Ermittlung der Transporterfordernisse noch nicht berücksichtigt wurden.

Ein im NIP identifizierter Stromtransportbedarfskorridor bedeutet nicht in jedem Fall einen Leitungsneubau. Die Steigerung der Übertragungskapazitäten muss nach dem NOVA-Prinzip (Netzoptimierung vor Netzausbau) erfolgen. Die detaillierten Annahmen und Modellierungen, die den dargestellten Analyseergebnissen zugrunde liegen, sind in den Unterkapiteln 4.5 und 4.6 beschrieben.

Während die Infrastrukturerfordernisse für das Jahr 2030 klar definiert sind, sind die Annahmen für den Ausblick 2040 noch mit großen techno-ökonomischen Unsicherheiten behaftet. Die Eintrittswahrscheinlichkeit verschiedener Szenarien hängt entscheidend von Innovationen und Technologiediffusion im Bereich der Gas- und Wasserstoffbasierten- Erzeugungstechnologien, Prozesstechnik und Elektrifizierung ab. Außerdem werden die Folgen des Klimawandels die Verfügbarkeit erneuerbarer Energieträger beeinflussen. Diese Veränderungen determinieren in weiterer Folge dann auch die Ableitung entsprechender Transporterfordernisse im Stromübertragungsnetz und in der hochrangigen Gasinfrastruktur (Gas-Fernleitungen und Netzebene 1 und 2). Aus diesem Grund sind in diesem Bereich Annahmen und Ableitungen stetig zu überprüfen, neue Erkenntnisse zu sichern und die Planung entsprechend anzupassen. Es ist jedoch davon auszugehen, dass sowohl für die Strom- als auch die Wasserstoffinfrastruktur 2040 zusätzliche Übertragungskapazitäten erforderlich sein werden.



# 5 Ergebnisdarstellung und -diskussion

## 5.1 Ergebnisvergleich

Der NIP untersucht die notwendige Infrastruktur des Strom-Übertragungsnetzes sowie des Gas-Fernleitungsnetzes und den Netzebenen 1 und 2 für eine nachhaltig sichere Energieversorgung erstmals integriert. Dieser verschränkte Planungsansatz soll die notwendige Modernisierung der Energieinfrastruktur und eine möglichst effiziente Erreichung der Klimaneutralität unterstützen und vorantreiben.

Die Ergebnisse des NIP zeigen hohe zusätzliche Transportbedarfe in der österreichischen Stromübertragungsnetzinfrastruktur sowie die Notwendigkeit zum Umbau des Gas-Fernleitungsnetzes und der Netzebenen 1 und 2. Wesentliche Grundlage zur Ableitung dieser zukünftigen Anforderungen an die Netzinfrastruktur sind die angenommenen Energiemengengerüste für Strom und Gas des in Kapitel 3.1 beschriebenen NIP Szenarios, welches auf Basis des Transition-Szenarios erstellt wurde. Zur besseren Einordnung der Ergebnisse aus Kapitel 4, werden in diesem Kapitel die Energiemengengerüste und Netzplanungen der Übertragungsnetzbetreiber und des Markt- und Verteilergiebtsmanagers sowie die Ergebnisse aus zwei Forschungsprojekten („InfraTrans2040 – Szenarien und Ausbaupläne für ein nachhaltiges Wirtschaftssystem in Österreich“; und die Studie „Rolle der Gasinfrastruktur in einem klimaneutralen Österreich 2040“) dargestellt und mit jenen des NIP verglichen. In den angeführten Projekten wurden die zukünftigen Anforderungen an das Strom- bzw. Gasnetz bis 2030 und 2040 wissenschaftlich untersucht, während von den Übertragungsnetzbetreibern und dem Markt- und Verteilergiebtsmanager die Analysen unter netzbetrieblichen Gesichtspunkten durchgeführt werden.

### 5.1.1 Einordnung in Planungen der APG

Die Netzplanungen des Übertragungsnetzbetreibers APG basieren auf unterschiedlichen Szenarien. Die Energiemengengerüste dieser Szenarien unterscheiden sich zum Teil deutlich hinsichtlich der angenommenen energiewirtschaftlichen Entwicklungen in Österreich und in Europa. Ziel der Szenarienbildung ist es, möglichst robuste Aussagen zur Netzplanung zu gewinnen. Abbildung 79 zeigt die Energiemengengerüste sowohl der inländischen Brutto-Jahreserzeugung als auch des Endenergieverbrauchs bzw. des Verbrauchs des Sektors Energie (Verbrauch inkl. Pumpstrom, Batterien, PtG-Anlagen) in den unterschiedlichen Szenarien für die Netzplanung der APG aus dem NEP2023. Das Hauptszenario bildet das Szenario National Trends (NT) für die Jahre 2030 und 2040 (NT2030/NT2040). Bis 2030 sind in diesem Szenario die österreichischen Ausbauziele



für die erneuerbare Stromerzeugung von zusätzlich 27 TWh gemäß EAG berücksichtigt und bis 2040 das Ziel der Klimaneutralität. Die weiteren Szenarien, namentlich Distributed Energy (DE), Global Ambition (GA) und Current Trends (CT) werden (jeweils für 2030 und 2040) ebenfalls in Abbildung 79 dargestellt.

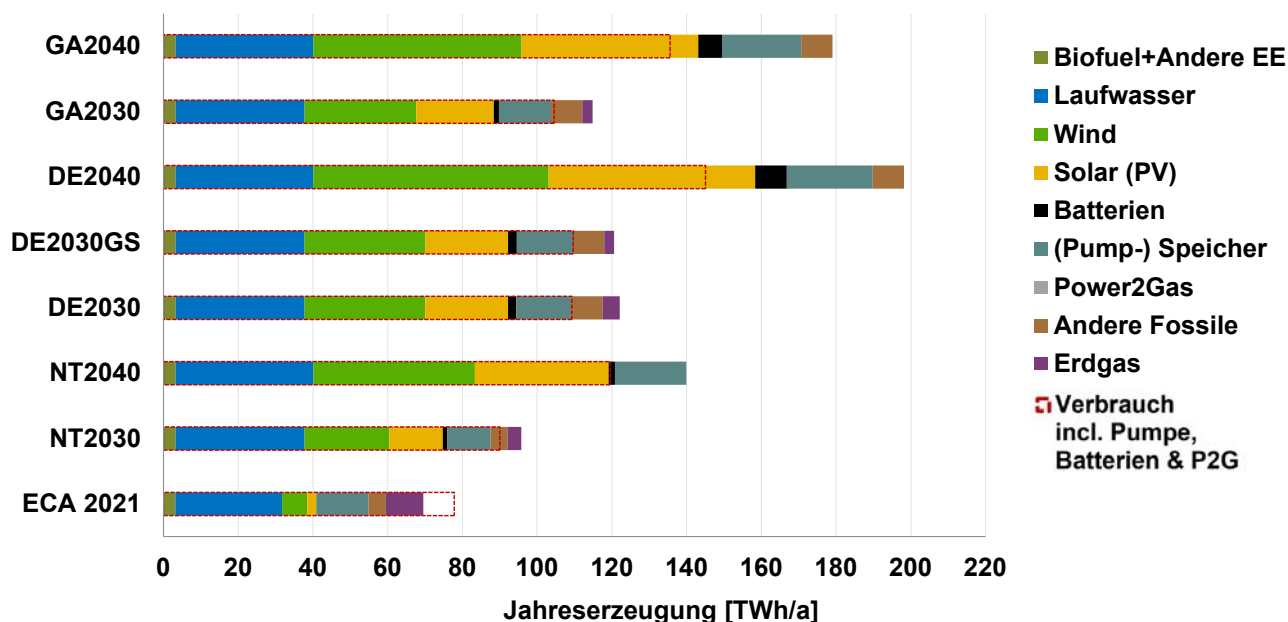


Abbildung 79: Stromerzeugung und -bedarf in den unterschiedlichen Szenarien des TYNDP 2022 für die Jahre 2030 und 2040, Bild: APG und VÜN, 2023

Im Vergleich zeigen die Szenarien GA2030, DE2030 und NT2030 im Jahr 2030 einen relativ breiten Szenarioraum für den Strombedarf. Dieser liegt zwischen circa 86 TWh und rund 110 TWh (inkl. Bedarf des Sektors Energie – Pumpstrom, Batterien und Power-to-Gasanlagen). Bis 2040 steigt der Strombedarf im Szenario NT2040 auf rund 120 TWh im GA-Szenario auf ca. 135 TWh und im DE-Szenario auf 145 TWh. Im NIP Szenario beläuft sich der angenommene Strombedarf 2030 auf ca. 91 TWh<sup>21</sup> und 2040 auf rund 122 TWh. Somit liegt dieser für 2030 innerhalb des APG-Szenariorahmens und 2040 unter den TYNDP 2022 Szenarien.

In den TYNDP 2022 Szenarien ergeben sich 2030 im Bereich der erneuerbaren Stromerzeugung die deutlichsten Unterschiede für PV und Windkraft. Im Szenario DE2030, welches verstärkt eine dezentrale PV-Erzeugung annimmt, zeigt sich eine daraus resultierende höhere PV-Erzeugung gegenüber anderen Szenarien bis 2030. Die Stromerzeugung aus PV von rund 18 TWh wird in der NIP-Modellierung bis 2030 mit rund 21 TWh übertroffen. Für Windkraft nehmen alle TYNDP Szenarien eine höhere Stromerzeugung bis 2030 (22,7 TWh–32,3 TWh) als in der NIP-Modellierung (21 TWh) hinterlegt sind.

21 Zum Vergleich mit den TYNDP-Szenarien werden im NIP Szenario die Netzverluste subtrahiert und die Erzeugung aus dem gepumpten Zufluss addiert.

Für das Jahr 2040 ergeben sich größere Unterschiede zwischen den TYNDP-Szenarien und dem NIP Szenario. Dies gilt insbesondere für die Stromerzeugung aus PV- und Windkraftanlagen. In den TYNDP Szenarien werden 2040 43,2 TWh bis 62,9 TWh Stromerzeugung aus Windkraft und 35,8 TWh bis 55,3 TWh aus PV angenommen. Im NIP Szenario sind 2040 29 TWh Stromerzeugung aus Windkraftanlagen und 41 TWh aus PV hinterlegt. Somit liegt das NIP Szenario bei Windkraft niedriger als die TYNDP Szenarien und bei PV-Stromerzeugung im gleichen Bereich. Eine zukünftige Anpassung des Wind-PV-Erzeugungs- und Leistungsverhältnisses ist daher zukünftig für das NIP Szenario zu evaluieren.

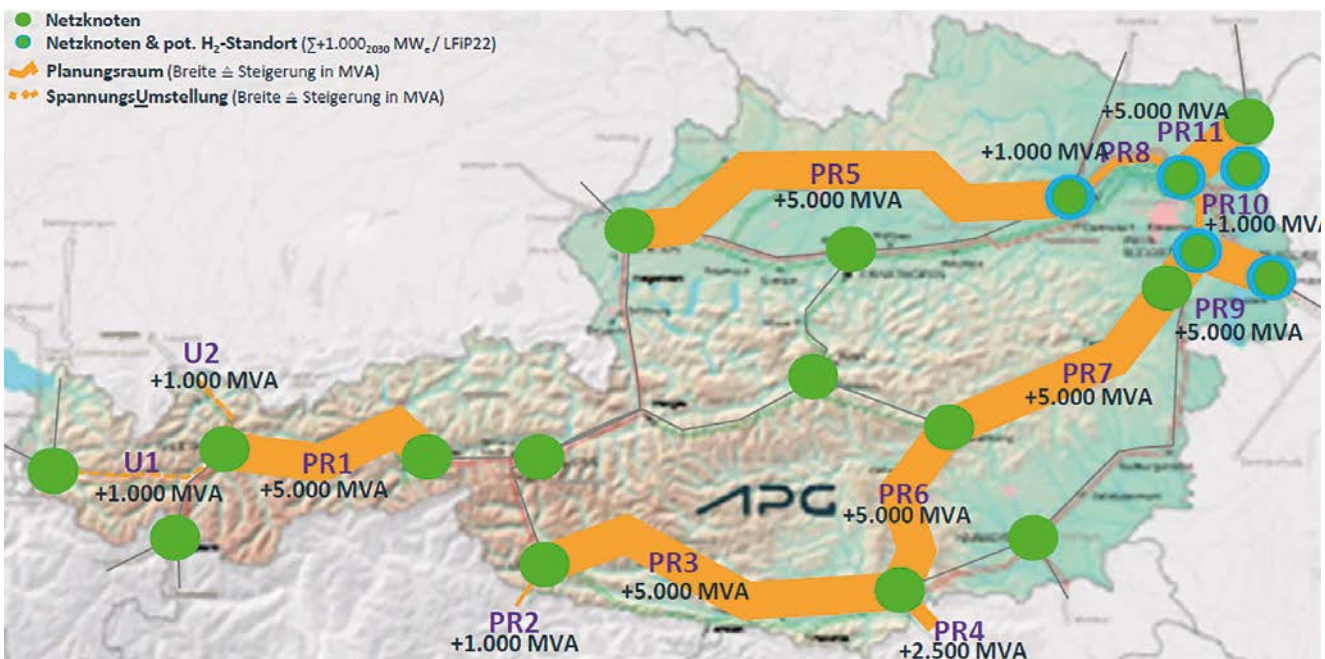


Abbildung 80:  
Identifizierte Planungs-  
korridore bis 2033 der APG;  
Bild: APG, 2023d

Aus der Planung der APG (Abbildung 80) bis zum Jahr 2033 ergeben sich ähnliche Planungskorridore für den Aus- und Umbau des Übertragungsnetzes wie aus der NIP-Modellierung. Die bereits eingeleiteten Leitungsverstärkungen zwischen UW Weißenbach-UW Hessenberg und UW Weißenbach-UW Pongau sind in Abbildung 80 nicht dargestellt. Abweichungen bei den Leitungsverbindungen zwischen dem Salzburger Pongau und dem Tiroler Unterland sind auf verschiedene Szenario-Annahmen in der Berechnung zurückzuführen. Im NIP wurde ein strategisch integrierter Planungsansatz gewählt, während die Planungen der APG auf einem betrieblichen Planungsansatz beruhen (ohne z. B. energieträgerübergreifende Analysen jedoch mit weiteren Netzplanungsaspekten (z. B. (n-1)-Kriterium).

Auch die angenommenen Energiemengengerüste (auf nationaler wie auch europäischer Ebene) der APG unterscheiden sich nicht zuletzt in ihrer regionalen und zeitlichen Auflösung von den Annahmen des NIP. In Summe zeigt sich jedoch, dass der integrierte Planungsansatz der NIP-Berechnung und der betriebliche Planungsansatz der APG bei der Determinierung des Strom-Übertragungsnetzes zu sehr ähnlichen Ergebnissen führen.

### 5.1.2 Einordnung in Planungen der AGGM

In der langfristigen und integrierten Planung (LFiP) 2022 beschreibt die AGGM den von ihr mittels Abfragen bei Netzbetreibern ermittelten Gasbedarf bis 2050 (Abbildung 81). Die AGGM rechnet mit einem deutlich steigenden Wasserstoffbedarf und einem Rückgang des Methanbedarfs. Gemäß der Einschätzung der AGGM sinkt dieser bis 2040 auf rund 60 TWh, während sich der Wasserstoffbedarf auf knapp 50 TWh erhöht. Insgesamt steigt der Bedarf an gasförmigen Energieträgern bis 2030 auf rund 100 TWh, bis 2040 erhöht sich dieser weiter auf knapp unter 110 TWh. In den Berechnungen des NIP belaufen sich die nachgefragten Wasserstoffmengen bis 2040 auf 48 TWh und decken sich damit ungefähr mit den Erwartungen der AGGM. Deutlichere Unterschiede ergeben sich beim Methanbedarf: Während in den Modellierungen des NIP 2040 noch rund 10 TWh (Bio)Methan verbraucht werden, weist die AGGM diesen Verbrauch mit knapp 60 TWh aus. Ein wesentlicher Grund für diesen Unterschied liegt in den zugrundeliegenden Annahmen. In dem dem NIP Szenario zugrunde liegenden Transition Szenario wird die Erreichung der Klimaneutralität durch Maßnahmen im Bereich Suffizienz und Effizienz sowie durch eine deutlich stärkere Elektrifizierung unterstützt, was eine geringere Nachfrage nach Methan bewirkt.

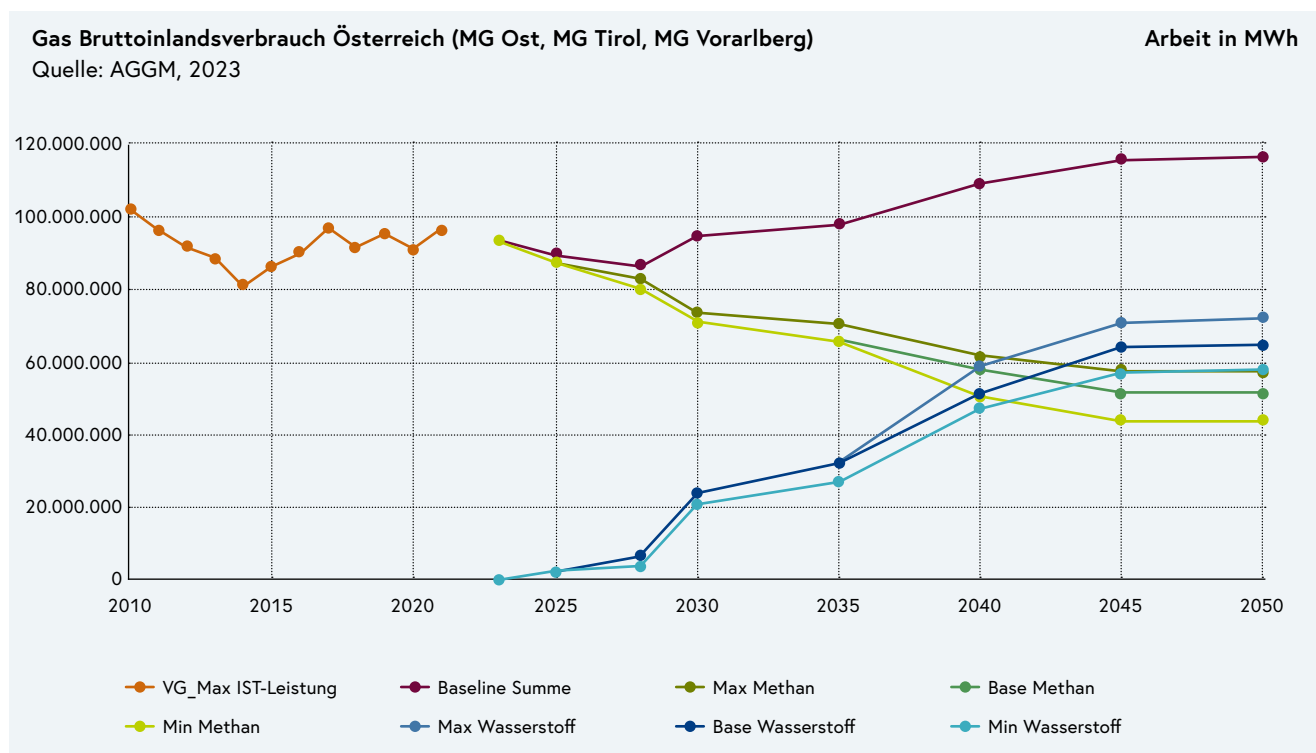


Abbildung 81:  
 Gasverbrauch Österreich  
 2010-2050 (Marktgebiet  
 (MG) Ost, MG (Tirol), MG  
 (Vorarlberg);  
 Bild: AGGM, 2023

Die AGGM rechnet bis 2040 mit einer Aufbringung von rund 15 TWh an national produziertem Biomethan aus Biogas, rund 25 TWh an national produziertem Biomethan aus Holzgas und ca. 25 TWh an national produziertem erneuerbarem Wasserstoff. Weiters erwartet die AGGM im Jahr 2040 Importe im Ausmaß von 18 TWh Biomethan und 26 TWh Wasserstoff. Diese Annahmen weichen jedoch insbesondere beim Biomethan erheblich von den Einschätzungen der Netzbetreiber für die nationale Aufbringung von Biomethan und Wasserstoff ab. Denn diese Netzbetreiber gehen laut LFIP 2022 von einer Einspeisung an Biomethan bis 2040 im Ausmaß von nur rund 5 TWh aus. Ihrer Einschätzung nach könnten sich die Mengen an national erzeugtem Wasserstoff bis 2040 auf rund 40 TWh belaufen (AGGM, 2023). Im NIP werden eine nationale Biomethanproduktion von 10 TWh und eine nationale Wasserstoffproduktion von ca. 11 TWh im Jahr 2040 angenommen.

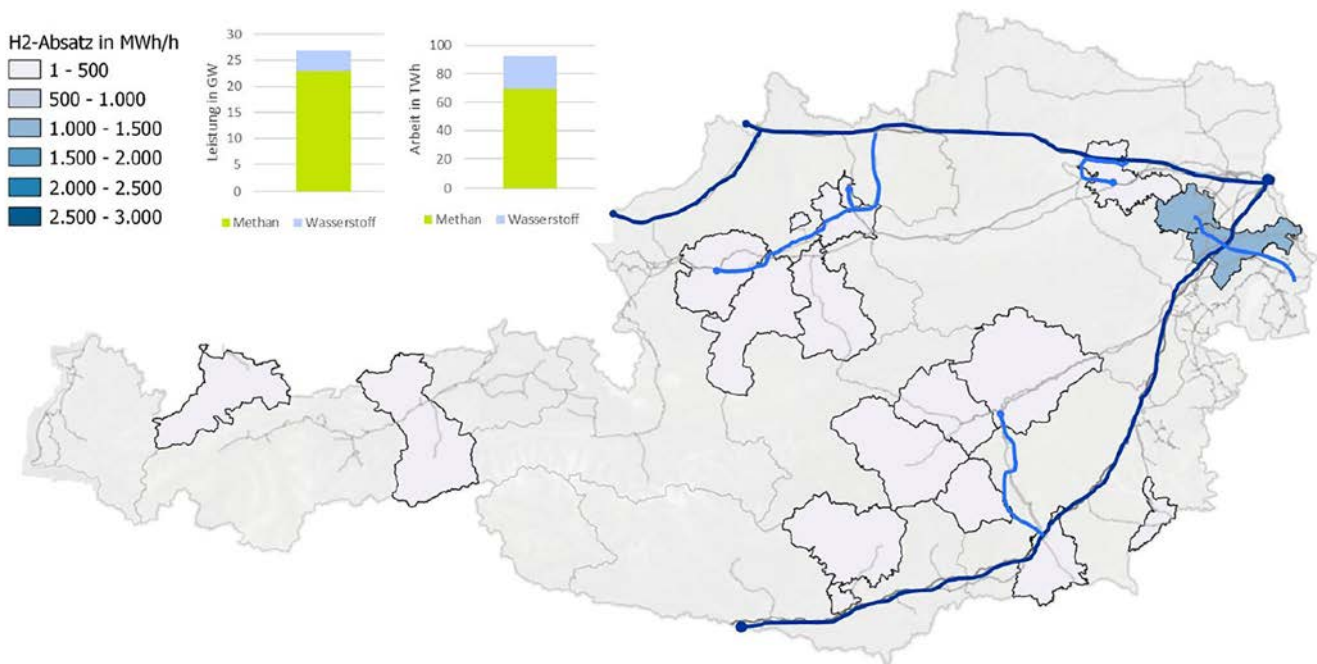


Abbildung 82:  
Planungen AGGM für die  
Wasserstoffinfrastruktur bis  
2030;  
Bild: AGGM, 2023

Trotz der zum Teil markanten Unterschiede in den hinterlegten Mengengerüsten zeigt ein Vergleich der Infrastruktur-Ergebnisse des NIP mit den betrieblichen Planungen der AGGM für das Jahr 2030 weitgehende Übereinstimmung (Abbildung 82). Abweichungen ergeben sich bei geplanten Wasserstoffleitungen zur Versorgung der Stahlindustrie in Donawitz/Steiermark. Diese Unterschiede sind darauf zurückzuführen, dass in den Berechnungen des NIP Elektrolyseprojekte berücksichtigt und die Wasserstoffbedarfe mit einer abweichenden Methodik regionalisiert wurden. Durch die Einbindung dieser geplanten Elektrolyseure verändert sich auch die Trassenführung des Fernleitungsnetzes bzw. der Netzebenen 1 und 2. Im NIP wird Wasserstoff über den Korridor durch die Bezirke Neunkirchen und Bruck-Mürzzuschlag dem Standort Donawitz zugeführt.

### 5.1.3 Einordnung aktuelle Forschungsprojekte Strom

Im Forschungsprojekt „InfraTrans2040 – Szenarien und Ausbaupläne für ein nachhaltiges Wirtschaftssystem in Österreich“ (InfraTrans2040) wird der Strombedarf 2030 und 2040 anhand von drei Szenarien ermittelt. Der Strombedarf nach Sektoren ist in Abbildung 83 für die Jahre 2030 und 2040 dargestellt (exklusive Netzverluste, Bahnstrom und Strom für Offroad-Verkehr, inklusive Elektrolyse, Pumpen und Batterie-Bedarf). Die Energiemengengerüste des Szenarios „With additional measures“ (WAM), welches vom BMK im Jahr 2019 beauftragt wurde und des Szenarios Energieeffizienz (EEff), welches auf einer Kurzstudie zum Energieeffizienzgesetz aus dem Jahr 2021 basiert, entstammen Berechnungen des UBA.

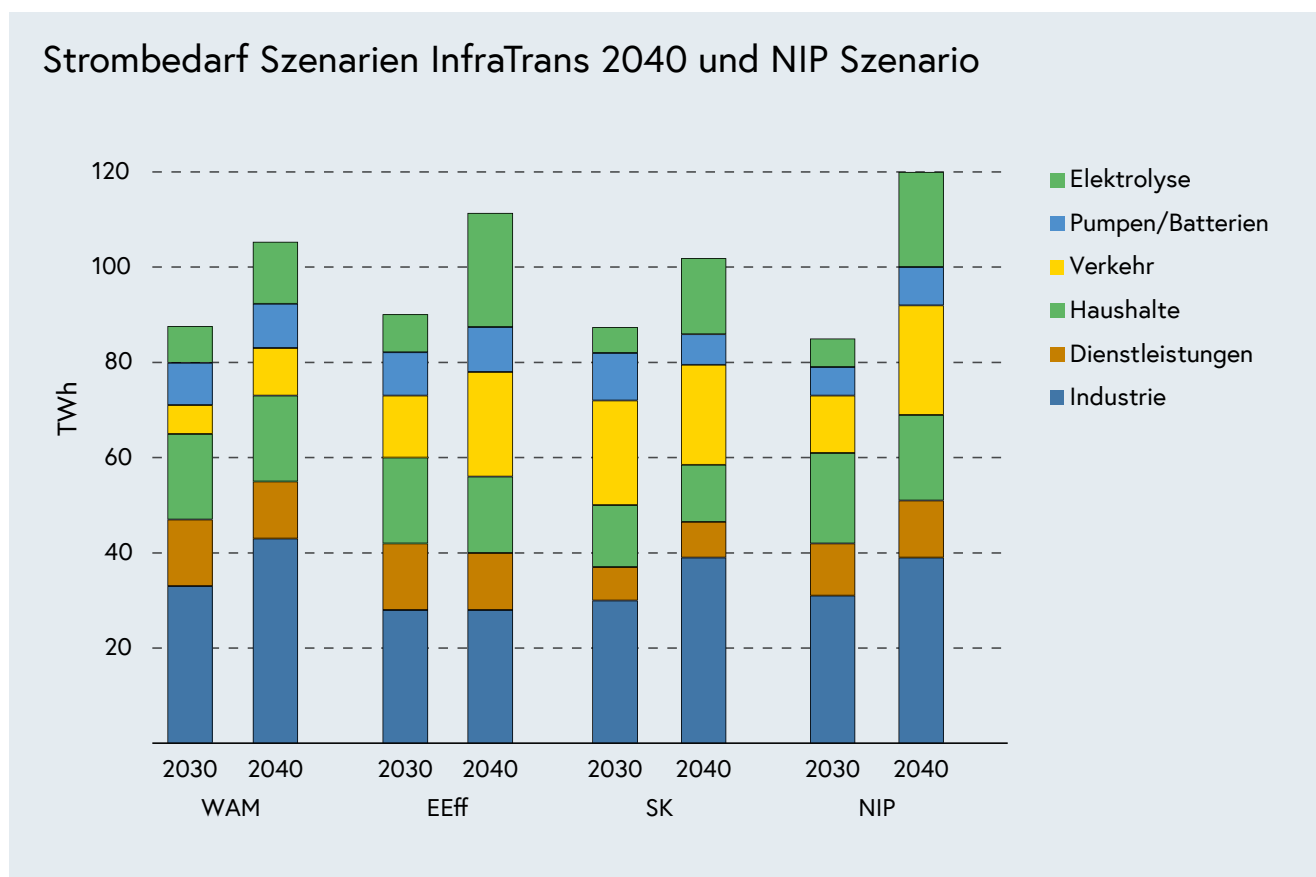


Abbildung 83:  
Strombedarf der Szenarien  
InfraTrans2040;  
Quelle: EVT MU Leoben, IEE  
TU Graz und WIFO, 2023

Die Energiemengengerüste des Szenarios Sektorkopplung sind Ergebnis von Berechnungen im Rahmen des Projekts InfraTrans2040, die sich aus einer exergiebasierte Analyse<sup>22</sup> der in Österreich nachgefragten Energieanwendungen aus dem Szenario WAM ableiten. Verglichen mit den Berechnungen für den NIP zeigen sich deutliche Unterschiede im Gesamtstrombedarf: Sowohl 2030 als auch 2040 werden im NIP aufgrund der zuvor beschriebenen Annahmen zu Suffizienz, Effizienz und einer verstärkten Elektrifizierung im Transition Szenario und NIP Szenario höhere Strombedarfe als in den Vergleichsszenarien angenommen.

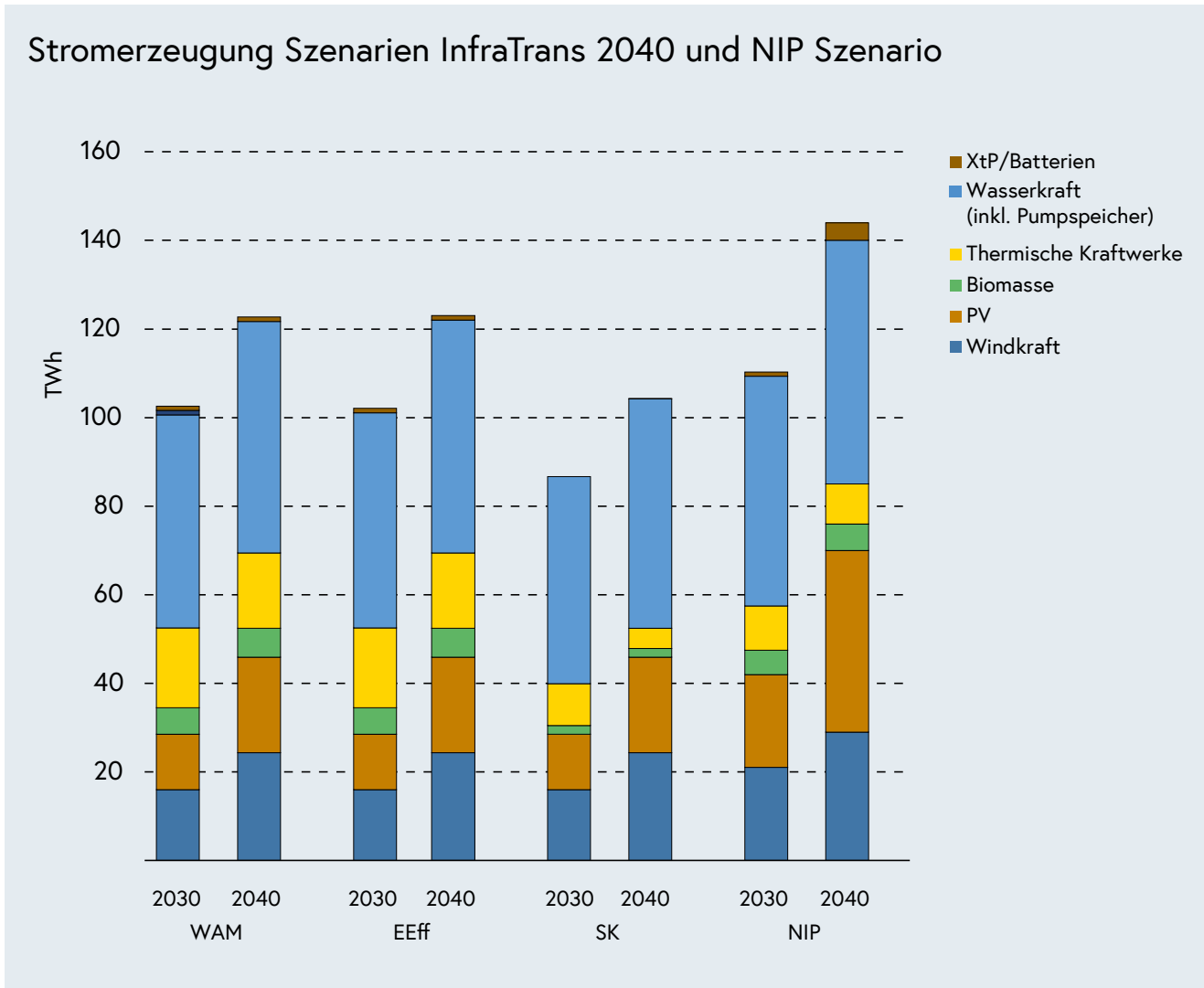


Abbildung 84:  
Stromerzeugung Infa-  
Trans2040;  
Quelle: EVT MU Leoben, IEE  
TU Graz und WIFO, 2023

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

Ähnlich dem WAM Szenario, jedoch deutlich ausgeprägter als in den übrigen Szenarien, wurde für den NIP eine starke Elektrifizierung der Industrie bis 2030 und 2040 angenommen. Der Einsatz elektrischer Energie im Verkehrssektor bewegt sich im Jahr 2040 in den Szenarien Energieeffizienz, Sektorkopplung und NIP in ähnlichen Größenordnungen. Die eingesetzten Strommengen zur Herstellung von Wasserstoff sind in allen Szenarien ähnlich. Eine weitere Analyse von Oesterreichs Energie (Oesterreichs Energie, 2022), erwartet bis 2040 einen nochmals deutlich höheren Strombedarf im Ausmaß von rund 140 TWh und liegt damit sogar weit über dem im NIP angenommenen Strombedarf.

Neben dem Strombedarf ist auch die Stromerzeugung in den verschiedenen InfraTrans-Szenarien für einen Vergleich der Ergebnisse von Bedeutung (Abbildung 84). Wesentliche Unterschiede zwischen den Szenarien sind auf unterschiedlichen Annahmen zu den erzeugten Mengen an PV-Strom zurückzuführen. In den Modellierungen des NIP steigt die PV Stromerzeugung basierend auf den Annahmen des Transition Szenario von 21 TWh im Jahr 2030 auf 41 TWh im Jahr 2040 an. Die Erzeugungsmengen aller anderen Technologien bewegen sich in sämtlichen Szenarien sowohl 2030 als auch 2040 in ähnlichen Größenordnungen. Im Projekt InfraTrans2040 wird jedoch eine andere Methodik in der Regionalisierung der erneuerbaren Stromerzeugung als im NIP angewandt. Diese erfolgt auf Basis vorgegebener Ziel-Erzeugungswerte unter Berücksichtigung der technischen Potenziale aus einer wissenschaftlichen Analyse (Sejkora, C. et al., 2022). Die in Abbildung 84 dargestellte Stromerzeugung aus Gas beinhaltet sowohl die Verstromung von Methan als auch von Wasserstoff. Bei Pumpspeicherkraftwerken wird in dieser Abbildung zusätzlich der gepumpte Zufluss und bei Batterien die abgegebene Strommenge dargestellt. Dies ist für Betrachtung der Netzauslastung relevant, führt aber zu einer Doppelzählung dieser erzeugten Strommengen, da für diese auch ein Stromverbrauch anfällt. In dieser Darstellung kommt es daher zu Abweichungen gegenüber der jährlichen bilanziellen Betrachtung der Stromerzeugung in Kapitel 3.1.

Laut den Analysen aus InfraTrans2040 sind die Stromtransportbedarfskorridore im Übertragungsnetz in allen Szenarien sehr ähnlich mit den in 4.5 ermittelten Transportbedarfen, obwohl zum Teil deutlich andere Energiemengengerüste und eine ausschließlich auf den vorhandenen technischen Potentialen beruhende Verortung der erneuerbaren Stromerzeugung bis 2030 und 2040 hinterlegt sind. Auch dies lässt auf Robustheit der ermittelten Stromtransportbedarfskorridore schließen.

### 5.1.4 Einordnung aktuelle Forschungsprojekte Gas

Der Gasbedarf für 2030 und 2040 aus dem Projekt InfraTrans2040 wird in Abbildung 85 gezeigt. Die angenommenen Mengen an Methan und Wasserstoff werden differenziert nach Szenario, Jahr und Sektor dargestellt. Das WAM Szenario weist für 2030 mit ca. 94 TWh den höchsten Gasbedarf aller dargestellten Szenarien aus. Der Gasbedarf im NIP Szenario beläuft sich 2030 auf rund 59 TWh. Wasserstoff spielt 2030 mengenmäßig noch eine eher untergeordnete Rolle, im SK Szenario wird Wasserstoff sowohl in der Industrie und auch im Verkehrssektor eingesetzt. Ausschlaggebend hierfür ist die im SK Szenario angenommene Umstellung des Schwerverkehrs auf wasserstoffbasierte Antriebe. Zur Erreichung der Klimaneutralität 2040 kommt es in allen Szenarien zu einem Wechsel von fossilem Methan hin zu Wasserstoff – die verbleibende Methannachfrage wird durch die heimische Produktion von Biomethan gedeckt.

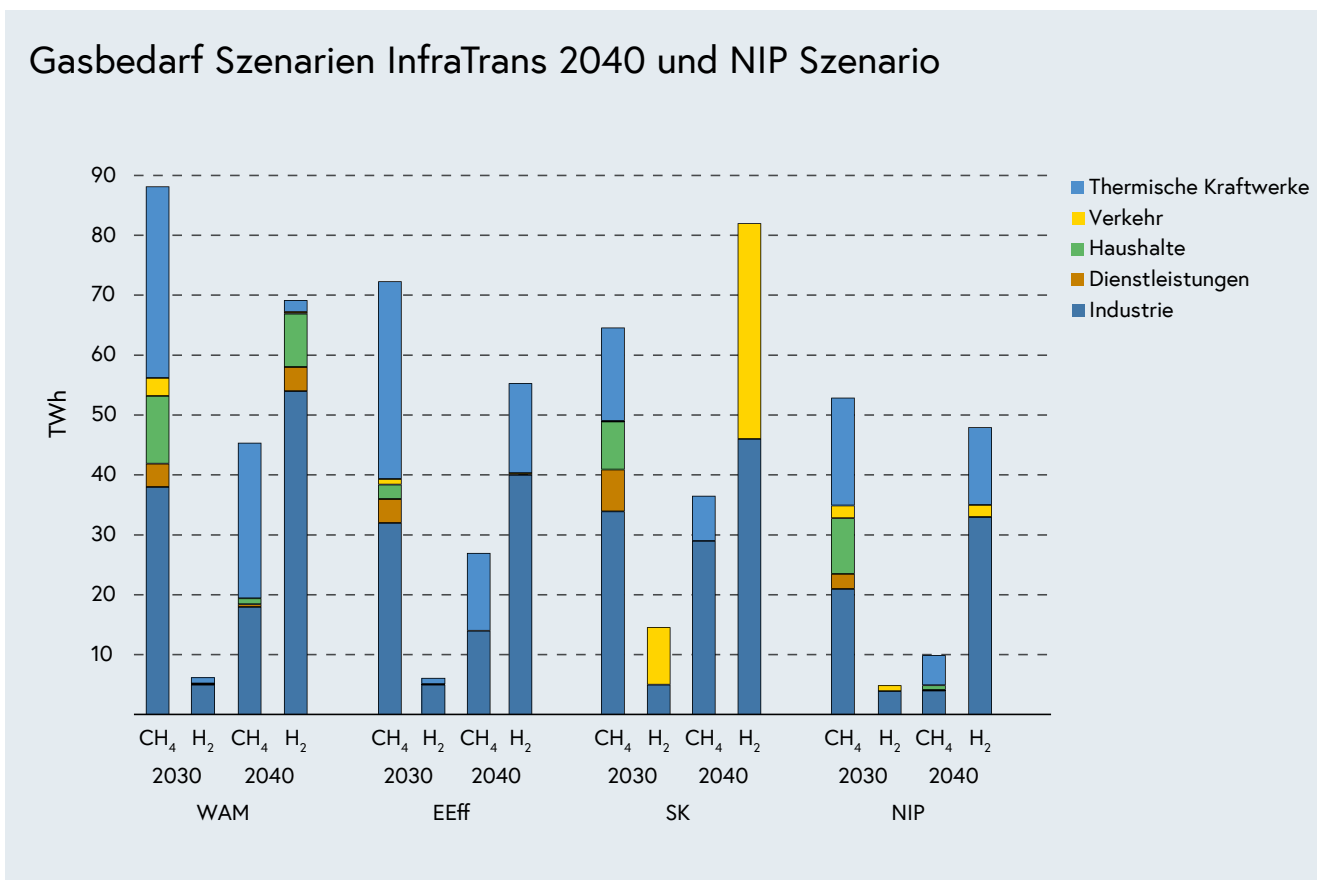
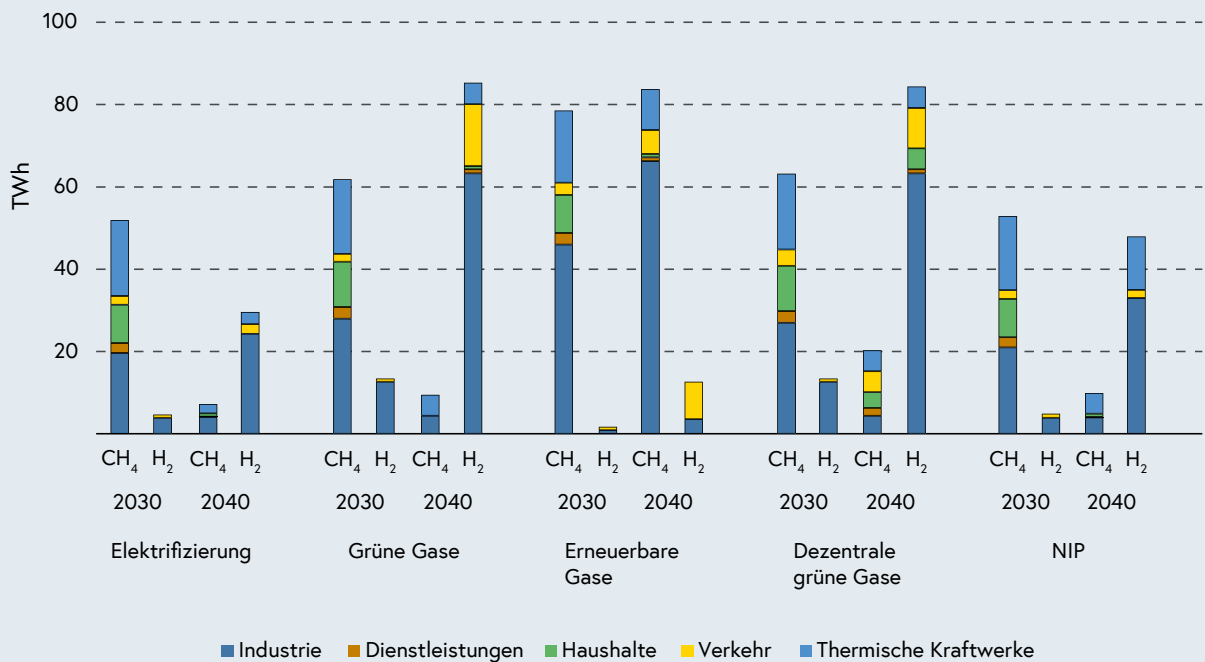


Abbildung 85:  
Gasbedarf InfraTrans2040,  
Quelle: EVT MU Leoben, IEE  
TU Graz und WIFO, 2023



## Gasbedarf Szenarien GASI 2040 und NIP Szenario



In keinem der angeführten Szenarien, ausgenommen im Szenario WAM, wird ein Wasserstoffeinsatz im Haushalts- und Dienstleistungssektor im Jahr 2040 angenommen. Wichtigster Verbraucher von Wasserstoff ist über alle Szenarien die Industrie gefolgt vom Wasserstoffeinsatz in Kraftwerken. Methan als Energieträger nimmt in den Berechnungen für den NIP 2040 eine weniger wichtige Rolle als in den InfraTrans2040 Szenarien ein. Dies ist insbesondere auf den deutlich geringeren Methaneinsatz in der Industrie und in Kraftwerken gemäß dem NIP Szenario zurückzuführen. In der Industrie wird Methan verstärkt durch elektrische Energie und Wasserstoff substituiert. In Kraftwerken und KWK-Anlagen wird Methan durch Wasserstoff ersetzt.

Innerhalb der InfraTrans2040 Szenarien bewegt sich die Biomethanherzeugung in einer Bandbreite von 6,5 TWh bis 28 TWh im Jahr 2040. Die nationale Wasserstoffherzeugung beläuft sich bis 2040 in allen InfraTrans2040 Szenarien auf 6,5 TWh.

In der durch das BMK beauftragten Studie „Rolle der Gasinfrastruktur in einem klimaneutralen Österreich“ (GASI 2040) wurden ebenfalls vier unterschiedliche Verbrauchsszenarien für Wasserstoff und Methan bis 2030 bzw. 2040 erstellt (Frontier Economics, TU Wien, 2023). Die Methannachfrage im Jahr 2040 liegt dabei in drei GASI Szenarien zwischen 7 TWh und 20 TWh. Lediglich im Szenario „Grünes Methan“, das verstärkt Biomethan und synthetisches Methan einsetzt, wird eine Methannachfrage im Ausmaß von rund 84 TWh angenommen. Die nachgefragten Wasserstoffmengen bewegen sich 2040 in Größenordnungen zwischen 13 TWh und 85 TWh.

Abbildung 86:  
Gasbedarf GASI 2040;  
Quelle: Frontier Economics,  
TU Wien, 2023

Das in der GASI-Studie untersuchte Szenario „Elektrifizierung“ weist einen Methanbedarf von ca. 7 TWh aus und einen Wasserstoffbedarf von rund 30 TWh. Somit liegt dieses Szenario sowohl für Methan- als auch Wasserstoffbedarf unter den Annahmen des NIP. In der GASI-Studie wird die nationale Biomethanerzeugung im Jahr 2040 innerhalb der Bandbreiten von rund 7,4 TWh bis 30 TWh angenommen, die nationale Wasserstoffherzeugung bewegt sich 2040 zwischen 7,2 TWh und 14,3 TWh.

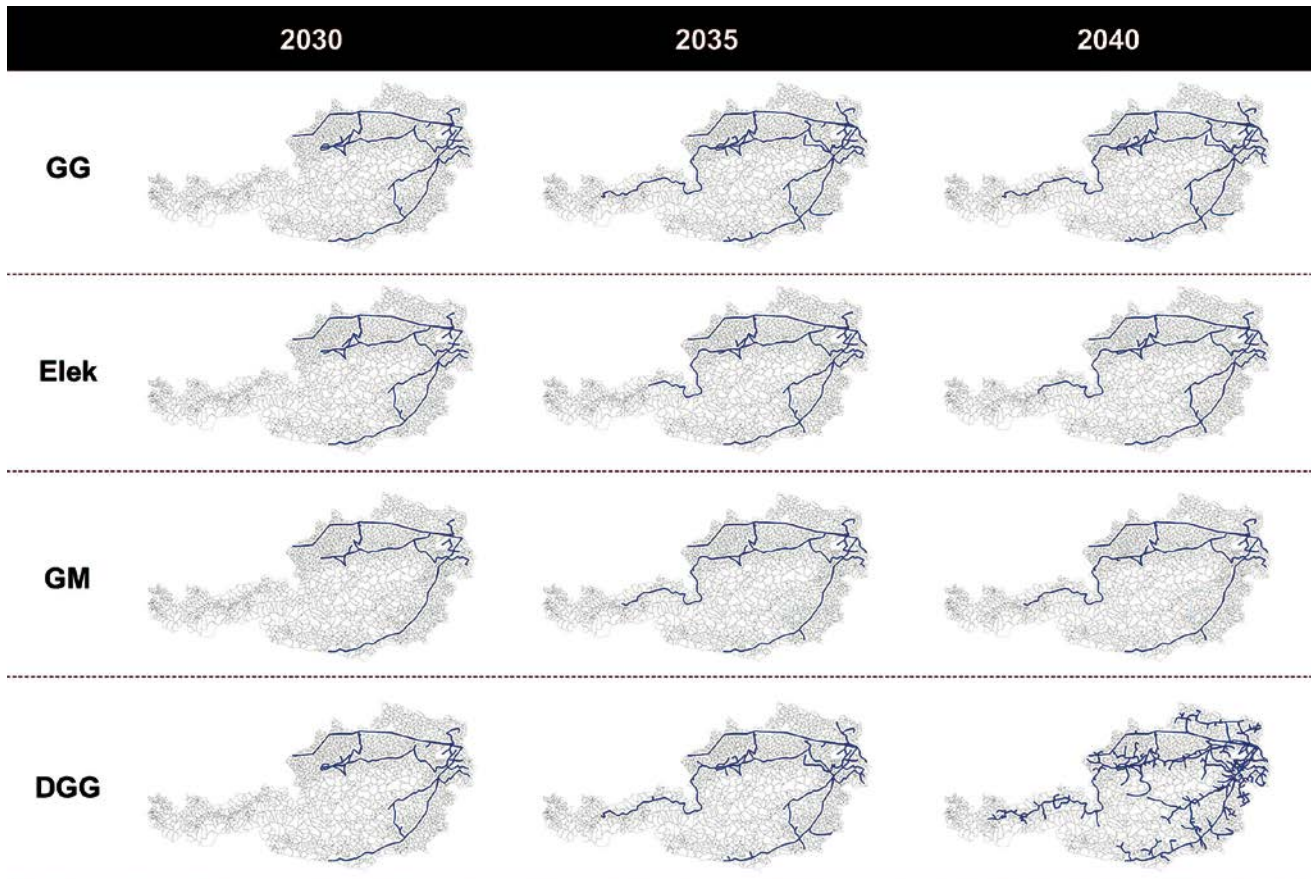


Abbildung 87:  
Wasserstoffnetze 2030,  
2035, 2040 in den GASI  
2040 Szenarien;  
Bild: Frontier Economics, TU  
Wien, 2023

Die Studie GASI 2040 kommt zum Ergebnis, dass das heutige Methannetz (Fernleitungen, Netzebenen 1 und 2) sich bis 2030 in allen Szenarien wenig verändert. Beginnend 2035 und bis 2040 kommt es jedoch zu größeren Unterschieden innerhalb der Szenarien und zu relevanten Stilllegungen von rund 26 % bis 33 % des heutigen Gasnetzes (Fernleitungen, Netzebenen 1 und 2). Die Struktur des künftigen Methannetzes wird gemäß der Studie stark von der (Bio)Methan-Einspeisung in die Netzebenen 1 und 2 determiniert.

Beim Wasserstoffnetz kommt die Studie GASI 2040 bis zum Jahr 2030 zu einem vergleichbaren Ergebnis wie der NIP. In allen Szenarien ergibt sich aufgrund der Konzentration der Wasserstoffnachfrage auf große Verbraucherzentren eine ähnliche Struktur des Wasserstoffnetzes (Abbildung 87). Ab dem Jahr 2030 differenzieren sich die Netzvarianten je nach Szenario deutlicher aus, abhängig von der Menge und örtlichen Verteilung des angenommenen Wasserstoffbedarfs. Die für 2040 modellierte Struktur

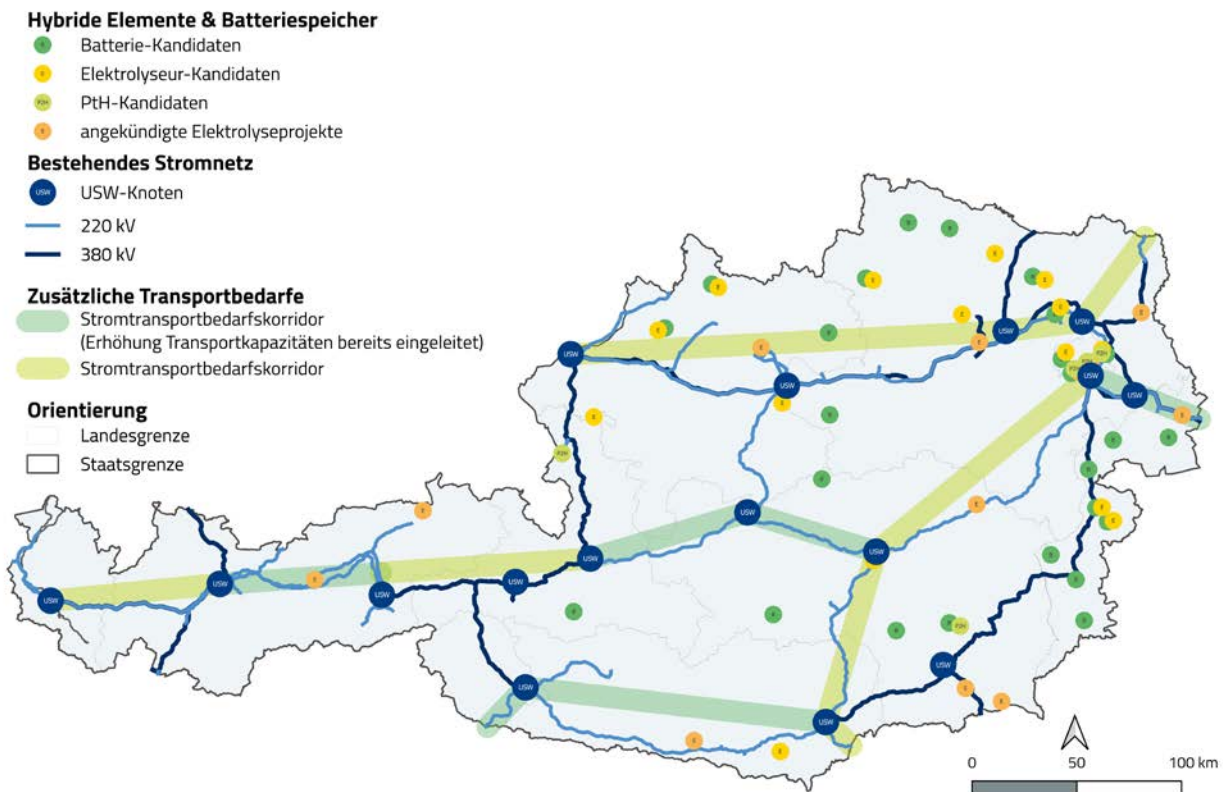
wird nach Einschätzung der Autor:innen schon weitgehend im Jahr 2035 verwirklicht und sich bis 2040 nur mehr geringfügig ändern. Eine große Herausforderung wird in Zukunft die Vermeidung von Parallelstrukturen von Methan- und Wasserstoffleitungen sein (Frontier Economics, TU Wien, 2023).

## 5.2 Ergebniszusammenfassung

Die österreichische Energieinfrastruktur muss bis 2030 bzw. 2040 umfangreich aus- und umgebaut werden, um den Anforderungen der Energiewende an eine nachhaltig sichere Energieversorgung bezüglich Aufbringung, Einbindung und Transport erneuerbarer Energie sowie auf technische Innovationen, Digitalisierung, Marktkopplung gerecht werden zu können. Die Herausforderungen für die Strom- und Gasnetze sind verschieden. Während das Gasnetz an einen sinkenden Methanbedarf und an die Anforderungen einer wachsenden Wasserstoff-Wirtschaft sowie zur und die Hebung der in Österreich vorhandenen Biomethanpotenziale angepasst werden muss, stehen im Stromnetz die Integration einer signifikant wachsenden erneuerbaren Stromerzeugung, die zunehmende Elektrifizierung des Energieverbrauchs und zunehmende weiträumige Stromflüsse in Europa im Vordergrund.

Die im NIP angewandte Methodik berücksichtigt die Entwicklungen im Strom- und Gassektor gleichermaßen in einem gemeinsamen und integrierten Planungsansatz. Dies erlaubt es, Synergien im Infrastrukturausbau zwischen diesen Sektoren zu erkennen und zu nutzen und so den Energieträgereinsatz zu optimieren. Aus der integrierten Betrachtung der NIP-Simulationen können für das Übertragungsnetz bzw. für das Fernleitungsnetz und die Netzebenen 1 und 2 wesentliche Erkenntnisse abgeleitet werden.

Abbildung 88:  
Strombedarfskorridore Übertragungsnetz 2030;  
Quelle: EVT MU Leoben und IEE TU Graz, 2023



Für das Stromübertragungsnetz zeigen sich 2030 Stromtransportbedarfskorridore insbesondere zwischen Ost- und Westösterreich (vgl. Abb. 88). Zur Sicherstellung eines effizienten Zusammenwirkens von erneuerbarer Stromerzeugung und Pumpspeichern im europäischen Verbundnetz, ist in den Zentralalpen ebenfalls eine Netzverstärkung notwendig. Die angenommenen Flexibilitätsmaßnahmen (Elektrolyseure, Großwärmepumpen und Großbatteriespeicher) können 2030 die errechneten Transportbedarfe zwar verringern, jedoch nicht ersetzen. Für bestimmte Leitungsabschnitte wurden von der APG bereits Maßnahmen zur Leitungsverstärkung eingeleitet. Die Bedarfskorridore des NIP decken sich weitgehend mit den identifizierten Planungsräumen der APG und jenen des Forschungsprojekts InfraTrans2040 (EVT MU Leoben, IEE TU Graz und WIFO, 2023).

Aus der NIP-Modellierung und der Validierung der NIP-Ergebnisse mit Planungen anderer Akteure und Projekte folgt, dass über die derzeit bestehenden Projektplanungen des Übertragungsnetzbetreibers (NEP 2023) hinaus, unabhängig von den hinterlegten Szenarienannahmen jedenfalls weitere Maßnahmen im Übertragungsnetz bis 2030 bzw. 2040 notwendig sein werden. Die im NIP dargestellten Stromtransportbedarfskorridore stellen also „no-regret“ Erfordernisse für die Modernisierung der Energieinfrastruktur dar. Die Modellierung des NIP auf den Zeithorizont 2040 zeigt, dass die Belastung bestimmter Leitungsabschnitte weiter zunehmen wird. Wichtige Treiber hierbei sind die zunehmende Elektrifizierung und Einbindung erneuerbarer Stromerzeugung sowie grenzüberschreitende Stromflüsse. Obgleich bis 2040 ein weiterer Ausbau der Flexibilitätsoptionen angenommen wurde, bringen diese auf Basis der getätigten Annahmen, in der NIP-Modellierung auch im Zeithorizont bis 2040 im Übertragungsnetz nur punktuelle Entlastung, weshalb zwischen 2030 und 2040 zusätzliche Transporterfordernisse zu erwarten sind. Diese Entwicklungen sind, um ausführliche Sensitivitätsanalysen zu den Flexibilitäten ergänzt, in einer Aktualisierung des NIP und auch vom Übertragungsnetzbetreiber in zukünftigen Planungen zu beachten.

Die NIP-Modellierung ebenso wie die Validierung der Ergebnisse mit Planungen und Projekten anderer Akteure zeigen die erforderlichen Netzentwicklungsmaßnahmen zur Erfüllung der Transporterfordernisse in den dargestellten Stromtransportbedarfskorridoren. Bei den im NIP identifizierten Maßnahmen handelt es sich aufgrund ihrer Bedeutung für die nachhaltig sichere Energieversorgung um Infrastrukturerfordernisse im überragenden öffentlichen Interesse.

Ein signifikanter Netzausbau und Netzverstärkungen bis in die Niederspannungsebene werden künftig auch in den Verteilernetzen notwendig sein. Daneben wird auch die Digitalisierung und der Einsatz von Flexibilitätsoptionen in den unteren Netzebenen maßgeblich für die Erreichung der Sicherung der Energieversorgung sein. Die Betrachtung der Verteilernetze liegt zwar außerhalb der Analysen des NIP, zur Deckung des zukünftig erhöhten Strombedarfs durch die Integration wachsender erneuerbarer Erzeugung ist die Planung und Umsetzung entsprechender Maßnahmen zur Netzoptimierung, -verstärkung und -ausbau auch auf der Verteilernetzebene zentral.

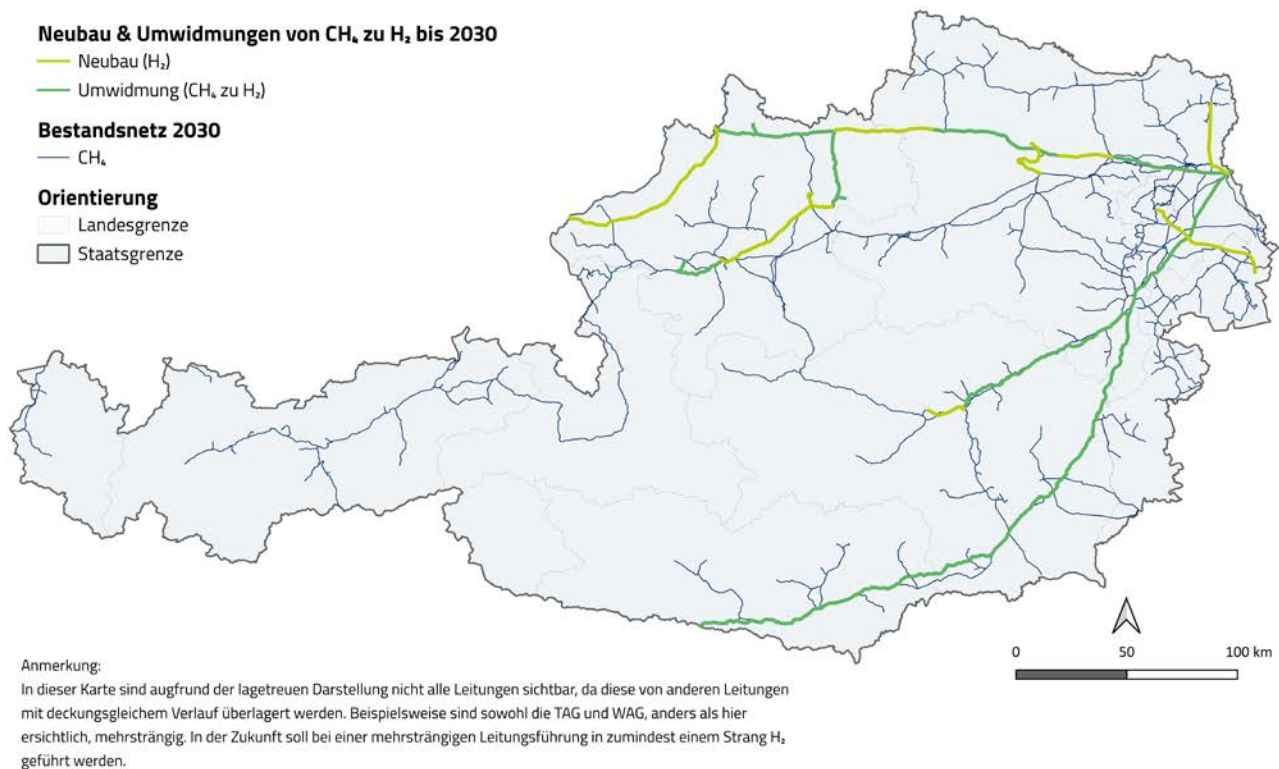


Abbildung 89:  
Fernleitungsnetz Gas 2030;  
Bild: EVT MU Leoben und IEE  
TU Graz, 2023

Beim Gas-Fernleitungsnetz und in den Netzebenen 1 und 2 ist bis 2030 mit einer ähnlichen Struktur des Methanetzes wie heute zu rechnen (Abbildung 89). Damit unterscheiden sich die höherrangigen Gasnetzebenen von den im NIP nicht untersuchten Verteilernetzen (Netzebene 3), bei welchen bereits heute ein Trend zu sinkenden Netzanschlüssen erkennbar ist (E-Control, 2022). Über bereits in Planung befindliche Projekte für Neubau und Umwidmungen von Fernleitungssträngen auf Wasserstoffleitungen hinaus, wird bis 2030 nur ein sehr geringfügiger Wasserstoffleitungsneubau notwendig. Diese Einschätzung wird sowohl im Rahmen der Planungen der AGGM als auch in Analysen der Forschungsprojekte InfraTrans2040 (EVT MU Leoben, IEE TU Graz und WIFO, 2023) und GAS1 2040 (Frontier Economics, TU Wien, 2023) bestätigt: Es sind keine maßgeblichen Veränderungen der höherrangigen Methanleitungen bis 2030 gegenüber dem Bestandsnetz zu erwarten. In den bekannten Analysen und Planungen wird eine starke räumliche Konzentration des Wasserstoffbedarfs bis 2030 angenommen. Ausschlaggebend für die Wasserstoff-Netzplanung ist die regionale Verortung des industriellen Wasserstoffbedarfs, der geplanten Elektrolyseprojekte sowie der relevanten Kraftwerke. Mit 2040 ist von einer deutlich veränderten Struktur des Gasnetzes gegenüber dem heutigen Bestandsnetz auszugehen. Die mit der Reduktion des Methanbedarfs einhergehende Zunahme des Wasserstoffbedarfs führt zur Notwendigkeit einer stetigen Erweiterung des Wasserstoffnetzes. Diese Erweiterung kann Großteils durch Umrüstungsmaßnahmen bestehender Methanleitungen auf Wasserstoffleitungen erfolgen, wobei auf Alter, Druckebene und Kund:innenstruktur bei der Umwidmung der Leitungen Rücksicht genommen werden muss.

Zur vollständigen Erschließung der nationalen Biomethanpotenziale müssten das Methan-Fernleitungsnetz und relevante Teile des bestehenden Methanetzes auf den Netzebenen 1 und 2 bis zum Jahr 2040 überwiegend erhalten bleiben. Die diesbezüglichen Ergebnisse des NIP sind weitgehend mit den Ergebnissen des Projekts InfraTrans2040 vergleichbar. Unterschiede ergeben sich zu den Ergebnissen der Studie GASI 2040 bezogen auf das notwendige Wasserstoffnetz, hinsichtlich der angenommenen Bedarfe für Parallelinfrastrukturen. Insbesondere die unterschiedlich angenommene Wasserstoffmenge und -verteilung in den Verbrauchssektoren führt in der Studie GASI 2040 zur Notwendigkeit einer umfangreicheren Wasserstoff-Netzinfrastruktur. Die genaue, langfristige Entwicklung des nationalen Methan- und Wasserstoffnetzes über 2030 hinaus unterliegt noch erheblichen techno-ökonomischen und geopolitischen Unsicherheiten. Darüber hinaus haben die Verteilung und Menge der national erzeugten erneuerbaren Gase sowie die europäischen Entwicklungen im Gassektor maßgebliche Auswirkungen auf die langfristige Entwicklung der nationalen Gasnetzinfrastruktur. Daraus ergeben sich unterschiedliche Entwicklungspfade der Gasnetzinfrastruktur, die innerhalb der nächsten Aktualisierung des NIP weiter untersucht werden.



# 6 Exkurs: Der Einsatz von Erdkabeln im Übertragungsnetz als mögliche Technologievariante

Im Zusammenhang mit Genehmigungsverfahren für Freileitungen zum Ausbau des Übertragungsnetzes werden von Anrainern, Bürgerinitiativen und anderen Beteiligten oftmals Forderungen nach vollständiger oder teilweiser Verkabelung von Leitungstrassen gestellt.

Auf internationaler Ebene ist der Einsatz von 380-kV- und 220-kV-Erdkabeln zur Übertragung elektrischer Energie noch an einem sehr frühen Stadium und weitgehend auf eine geringe Anzahl von Ausnahmefällen beschränkt. Dies ergibt sich unter anderem durch deutlich höhere Investitionskosten, netzbetriebliche Herausforderungen beim Einsatz von Höchstspannungskabeln und lange Reparatur- und Ausfallzeiten im Fehlerfall. Nach wie vor stellt die Errichtung von Freileitungen in Übertragungsnetzen den Stand der Technik dar. Um technologische Entwicklungen und neue Erkenntnisse in diesem Bereich entsprechend berücksichtigen zu können, wurde in § 94 Abs. 3 Z 3 EAG vorgesehen, dass im integrierten österreichischen Netzinfrastukturplan auch auf den aktuellen Forschungs- und Entwicklungsstand von technologischen Varianten, wie Erdverkabelungen zu achten ist.

## 6.1 Aktueller Stand des Einsatzes von Erdkabeln in österreichischen Stromnetzen

Wie aus Tabelle 35 ersichtlich ist, stellt der Einsatz von Kabeln in den Nieder- und Mittelspannungsverteilernetzen den Standardfall dar. In den Niederspannungsnetzen sind bereits 83,7% der Systemlängen als Kabelleitungen ausgeführt, in den Mittelspannungsnetzen sind es rund 66%. In der 110-kV-Ebene der Verteilernetze hingegen stellen Erdkabel mit einem Anteil von 7% eher einen Ausnahmefall dar.



Tabelle 35 Anteil von Erdkabeln an den Systemlängen der öffentlichen Stromversorgung (2021); Quelle: E-Control, 2022a.

|                       | Freileitungen<br>(km) | Kabelleitungen<br>(km) | Summe<br>(km) | Kabelanteil<br>(Prozent) |
|-----------------------|-----------------------|------------------------|---------------|--------------------------|
| <b>Niederspannung</b> | 29.107                | 149.332                | 178.439       | 83,7                     |
| <b>Mittelspannung</b> | 23.106                | 44.998                 | 68.104        | 66,1                     |
| <b>110 kV</b>         | 10.809                | 808                    | 11.616        | 7,0                      |
| <b>220 kV</b>         | 3.735                 | 8                      | 3.744         | 0,2                      |
| <b>380 kV</b>         | 3.004                 | 54                     | 3.058         | 1,8                      |

Im Höchstspannungsbereich beschränkt sich der Einsatz von Erdkabeln auf Ausnahmesituationen, wie Leitungen im dicht verbauten städtischen Gebiet. Für die Anspeisung der Stadt Wien und der Verteilung von elektrischer Energie innerhalb Wiens zur Belieferung von Kunden werden zum Teil 380-kV-Kabel eingesetzt. Da diese nicht der Übertragung – d.h. dem überregionalen Transport von elektrischer Energie – dienen, erfüllen sie Funktionalitäten des Verteilernetzes. Die ersten Kabelstrecken in Wien wurden zum Teil bereits in den späten 1970er Jahren unter Verwendung von Ölkabeln – die dem damaligen Stand der Kabeltechnik entsprechen – errichtet. Nur für die ab den 2000er Jahren in Wien errichtete 380-kV-Kabelstrecken – wie jene der Wiener Nord-Einspeisung – werden moderne kunststoffisolierte 380-kV-Kabel verwendet. Auf der 220-kV-Ebene gibt es in Österreich in sehr geringem Ausmaß Kabel, die als Kraftwerksableitungen dienen.

Im österreichischen Übertragungsnetz sind bisher keine 380-kV-Erdkabel im Einsatz, weshalb dazu auch noch keine konkreten Betriebserfahrungen vorliegen.

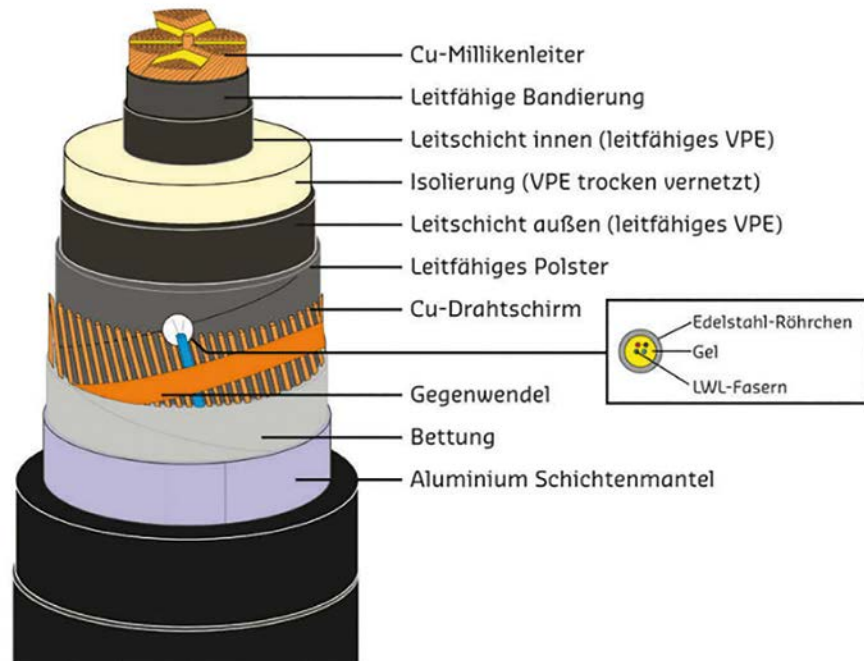
## 6.2 Technologie von Höchstspannungs-Erdkabeln

Den Stand der Technik bei 380/220-kV-Erdkabeln bilden kunststoffisolierte Kabel mit Isoliersystemen aus vernetztem Polyethylen (VPE). Diese Technologie wurde seit den 1970er Jahren zuerst in niedrigen Spannungsebenen eingesetzt und dann bis zum Einsatz in der Höchstspannungsebene weiterentwickelt (50hertz, 2020). Damit ist diese Technologie auch jene, die sich am stärksten für den Einsatz in Übertragungsnetzen anbietet.

Der Vorteil von VPE-Kabeln liegt insbesondere in geringerem Gewicht, leichterer Verlegbarkeit und kleineren Biegeradien im Vergleich zu anderen Kabeltypen, wie Gasdruckkabeln oder Massekabeln (Ölkabeln) (Palic M., 2022).

Der Aufbau eines 380-kV-VPE-Kabels ist in Abbildung 80 exemplarisch dargestellt. Als Leitermaterial werden dabei Kupfer oder Aluminium verwendet. Die Leiter werden bei den üblicherweise verwendeten Querschnitten als segmentierte Milliken-Leiter ausgeführt.

Abbildung 90:  
Exemplarische Darstellung  
des Aufbaus eines 380-kV-  
VPE-Kabels;  
Bild: Amprion aus Sweco  
GmbH, 2016



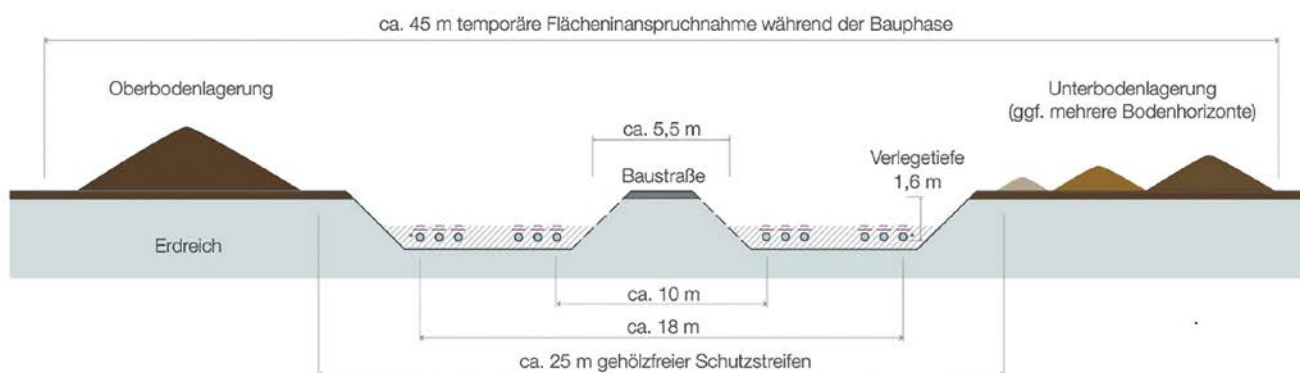
Eine innere Leitschicht aus leitfähigem VPE dient dazu, die Oberfläche zu glätten. Dies bewirkt, dass sich im Dielektrikum ein radial homogenes elektrisches Feld ausbildet. Die Isolierung selbst besteht aus VPE, das von einer äußeren Leitschicht umgeben ist. Um eine hohe Lebensdauer und Betriebssicherheit der Kabel zu erzielen, müssen die beiden Leitschichten mit der Isolierung und dem Leiter fest und ohne Hohlräume verbunden werden. Dies erfolgt bei der Herstellung dadurch, dass in einer Dreifach-Extrusionsanlage alle drei Schichten in einem Arbeitsgang hergestellt und auf den Leiter aufgebracht werden. Der Schirm des Kabels besteht aus einem Kupferdrahtgeflecht und muss nach dem maximal möglichen Kurzschlussstrom dimensioniert werden. Der Schirmbereich wird darüber hinaus längswasserdicht ausgeführt, indem Textil- oder Vliesbänder mit Quellpulver eingebracht werden. Diese vergrößern im Falle des Eindringens von Feuchtigkeit ihr Volumen und verhindern damit das Vordringen der Feuchtigkeit. In den Kabelschirm werden oftmals auch Lichtwellenleiter (LWL) integriert, die ein Kabelmonitoring im Betrieb ermöglichen (Palic M., 2022). Die Querwasserdichtigkeit – also der Schutz vor dem Eindringen von Wasser – wird durch den Schichtenmantel erreicht. Dieser besteht aus beschichteter Aluminiumfolie, welche mit einem äußeren Schutzmantel aus PE verklebt ist. Somit schützt der Mantel das Kabel vor mechanischen Beschädigungen und vor dem Eindringen von Wasser.

## 6.3 Verlegung von Erdkabeln

Die Verlegung von Erdkabeln im Übertragungsnetz erfordert oftmals eine Verdoppelung der aus jeweils drei Phasen (d.h. stromführenden Leitungssträngen) bestehenden Drehstrom-Systeme, da Erdkabel über eine geringere Übertragungskapazität je Leitungssystem verfügen. Die Alternative zu einer 2-systemigen 380-kV-Freileitung besteht dann z.B. oftmals in 4 380-kV-Kabelsystemen und somit aus insgesamt 12 Kabelsträngen. Die Trassenbreite beträgt in diesem Fall in der Bauphase 45 bis 50 m, im späterem Betrieb ca. 25 m, die entsprechend von Bewuchs freizuhalten sind. Im Vergleich dazu benötigt eine 2-systemige 380-kV-Leitung eine Trassenbreite von ca. 70 m.

### Regelgrabenprofil 380-kV-Kabelgraben

(2 Systeme mit je 2 x 3 Phasen parallel geschaltet)



Alle Zahlenangaben geben den Regelfall an. Die tatsächlichen Abmessungen hängen u. a. von der Bodenbeschaffenheit und der Verlegetechnik ab.

Die Erdkabel werden im Allgemeinen in einer Tiefe von ca. 1,5 m bis 1,8 m verlegt. Damit soll sichergestellt werden, dass die landwirtschaftliche Nutzung der betroffenen Flächen nicht beeinträchtigt wird. Die Verlegung der Kabel erfolgt oftmals in Schutzrohren. Für die Verbindung der Kabelabschnitte sind bei 380-kV-Kabeln typischerweise alle 700 bis 1.000 m Verbindungsmuffen in der Tiefe der Kabeltrasse erforderlich (Deutsche Energieagentur GmbH, 2014). Die Limitierung der Kabelabschnittslängen ergibt sich aus dem maximal zulässigen Gewicht beim Transport auf öffentlichen Straßen und den möglichen Abmessungen der dafür erforderlichen Kabeltrommeln.

An den Muffenverbindungen erfolgt auch eine Auskreuzung („Crossbonding“) der Kabelschirme zur Begrenzung der Schirmströme. Nach Fertigstellung der Kabelstrecke bleiben im offenen Gelände in der Regel nur Schachtdeckel der für die Unterbringung der Muffen erforderlichen Muffenbauwerke sichtbar (Deutsche Energieagentur GmbH, 2014).

Abbildung 91:  
Regelgrabenprofil einer  
2-systemigen 380-kV-Kabel-  
leitung mit je 2x3 Phasen  
parallel geschaltet.  
Bild: Tennet, 2023

Abbildung 91 zeigt das Beispiel eines Regelgrabenprofils für eine 2-systemige 380-kV-Erdkabelstrecke mit je System 2 mal 3 parallel geschalteten Phasen. Die Errichtung derartiger Kabelstrecken erfolgt üblicherweise in offener Bauweise. Während der Bauphase beträgt die Breite der Baubedarfsfläche im dargestellten Beispiele ca. 45 m. Der im späteren Betrieb erforderliche Kabelschutzstreifen, der vom Bewuchs tief wurzelnder Bäume und Sträucher dauerhaft freizuhalten ist, beträgt 25 m. Somit steht die gesamte Bodenfläche der Kabeltrasse auf dieser Breite dauerhaft nur in eingeschränkter Form zur Verfügung, was vor allem bei Kabelstrecken in Waldgebieten von Nachteil ist.

Bei hoch ausgelasteten Kabeln kommt es in deren unmittelbarer Nähe zu einer Austrocknung des Bodens, was zu einer verringerten Wärmeleitfähigkeit führt. Um dem entgegen zu wirken, wird der Trocknungsbereich mit speziellen Bettungsmaterialien verfüllt, die über entsprechend geringe Wärmewiderstände verfügen. Dieses thermisch stabilisierte Bettungsmaterial besteht oftmals aus speziellen Kies-Sand-Gemischen oder Sand-Zement-Gemischen.

Abbildung 92:  
Beispiel einer 380-kV-Kabel-  
übergabestation;  
Foto: Österreichische  
Energieagentur



Entlang der Trasse müssen in Abhängigkeit der örtlichen Verhältnisse – insbesondere bei Kreuzungen mit Straßen, Eisenbahnstrecken, Gewässern oder auch anderen Versorgungsleitungen – streckenweise geschlossene Bauverfahren zur Anwendung kommen, die deutlich teurer und oftmals mit längeren Umsetzungsdauern verbunden sind.

Bei der Teilverkabelung von Höchstspannungs-Leitungen sind an den beiden Enden der Kabelstrecke entsprechende Kabelübergabestationen zu errichten. Der Flächenbedarf der Kabelübergabestationen variiert je nach Ausführungsform und dem Erfordernis des Einbaus von Drosselspulen. Eine 380-kV-Kabelübergabestation ohne Drosseln erfordert eine Fläche von ca. 160 m x 100 m, eine mit drei Drosselspulen ca. 120 m x 160 m (50hertz, 2020)

In Abbildung 92 ist als Beispiel einer 380-kV-Kabelübergabestation eine Anlage der Wiener Netze GmbH der 380-kV-Nordeinspeisung von Wien (UW Bisamberg – UW Wien Nord) dargestellt.

## 6.4 Betrieb

Der Einsatz von Erdkabeln in Übertragungsnetzen befindet sich auch auf internationaler Ebene nach wie vor in einer frühen Phase, die sich auf Pilotprojekte und Sonderfälle konzentrieren. Langfristige Erfahrungen im Betrieb solcher Kabelstrecken in den Übertragungsnetzen stehen kaum zur Verfügung.

Ein wichtiger betrieblicher Aspekt beim Einsatz von Erdkabeln in Übertragungsnetzen besteht darin, dass diese im Vergleich zu Freileitungen einen massiv höheren Bedarf an kapazitiver Blindleistung aufweisen. Dies erfordert den Einsatz entsprechender Kompensationseinrichtungen in Form von Drosselspulen. Auf längeren Leitungsabschnitten reicht es dabei nicht aus, Drosselspulen nur an den beiden Enden der Kabeltrasse zu installieren, statt dessen muss das Kabel in zwei oder mehr Teilabschnitte unterteilt werden, um weitere Drosselspulen anschließen zu können. Das ist mit einem erheblichen wirtschaftlichen und technischen Mehraufwand durch zusätzliche Endverschlüsse, Überspannungsableiter und Schaltfelder verbunden (Oswald, B. R., 2007).

Die im Zuge des Betriebs auftretende Verlustwärme muss bei Erdkabeln durch die Isolierung und durch das Erdreich an die Erdoberfläche abgeleitet werden. Dabei werden das Erdreich und die Isolierung entsprechend erwärmt. Um die Lebensdauer der Kabel damit nicht unangemessen zu beeinträchtigen, beträgt bei VPE-Kabeln die dauernd höchstzulässige Temperatur an der Leiteroberfläche 90 °C. Die sich ergebende Betriebstemperatur hängt von der Belastung der Kabel, der Legetiefe, der Anordnung der Kabel, der Anzahl der parallel geführten Systeme, von der Wärmeleitfähigkeit der Isolierung und des Erdreichs sowie von der Temperatur an der Erdoberfläche ab (Oswald, B. R., 2007)

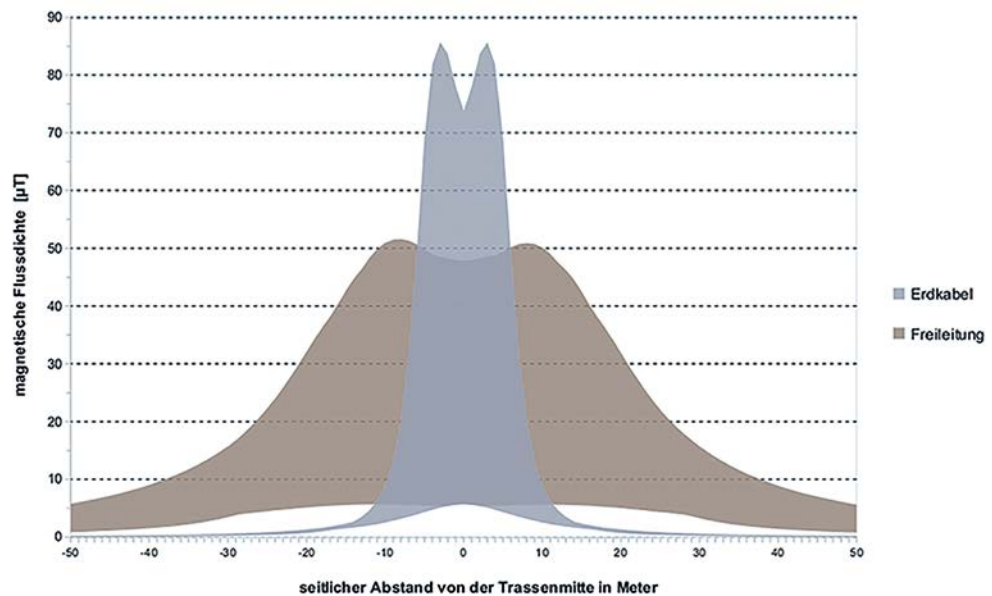
Im Falle äußerer Beschädigung der Erdkabel oder innerer Fehler durch dielektrischen Durchschlag, ist die Fehlerbehebung deutlich komplexer, teurer und langwieriger als bei Freileitungen. Die statistische Verfügbarkeit von Erdkabelanlagen ist daher geringer als bei einem Freileitungssystem (50hertz, 2020). Die Reparatur, Prüfung und Wiederinbetriebnahme von Erdkabelanlagen kann mehrere Wochen in Anspruch nehmen.

Die zu erwartenden Lebensdauern bei modernen VPE-Kabeln werden mit rund 40 Jahren angegeben. Somit sind die Erneuerungszyklen im Vergleich zu Freileitungen deutlich kürzer (Palic M., 2022). Bei Freileitungen kann man von Lebensdauern von mehr als 80 Jahren ausgehen. Da VPE-Kabel noch nicht ausreichend lange und umfangreich in der Praxis betrieben werden, liegen bisher noch keine umfassenden Erfahrungen über die tatsächlich erreichbaren Lebensdauern vor.

## 6.5 Elektrisches und magnetisches Feld

Die Ausbildung von elektrischen und magnetischen Feldern gestaltet sich bei Freileitungen und Erdkabeln sehr unterschiedlich. Die elektrische Feldstärke in Erdbodennähe hängt bei Freileitungen sowohl von der Betriebsspannung der Leitung als auch vom Bodenabstand der Leiterseile und von deren Anordnung ab. Unter 380-kV-Freileitungen können 1 m über der Erdoberfläche typischerweise elektrische Feldstärken von 4 bis 8 kV/m auftreten (Palic M., 2022). Im Vergleich dazu können in unmittelbarer Nähe von Elektroinstallationen und Geräten in Gebäuden elektrische Feldstärken bis über 1 kV/m auftreten, die jedoch bereits im Abstand von 30 cm auf 0,05 kV/m absinken (Oesterreichs Energie, 2020). Im Gegensatz zur Freileitungen treten im Umfeld von geschirmten Erdkabeln keine elektrischen Felder auf.

Abbildung 93:  
Magnetische Flussdichte an  
380-kV-Freileitungen und  
Erdkabeln; Höchstwerte  
unter maximalen Betriebs-  
bedingungen;  
Bild: Bundesamt für  
Strahlenschutz, 2022



Die magnetischen Felder von Erdkabeln nehmen im Vergleich zu Freileitungen mit zunehmendem Abstand von der Trassenmitte um den Faktor 4 schneller ab. Im unmittelbaren Nahbereich ist – wie aus Abbildung 93 ersichtlich ist – die magnetische Flussdichte jedoch deutlich höher (Sweco GmbH, 2016). Das ist bedingt durch den geringeren Abstand zur Oberfläche, der sich aus der geringen Verlegetiefe des Kabels im Vergleich zum Bodenabstand der Freileitung ergibt.

## 6.6 Kosten

Die Errichtung von 380-kV-Erdkabelstrecken ist im Vergleich zu Freileitungen mit einem Mehrfachen der Kosten verbunden. Die tatsächlichen Kostenunterschiede sind projektspezifisch und können in einem weiten Bereich streuen.

Je nach konkreter Situation fallen für den Einsatz für Übertragungsaufgaben bei 380-kV-Erdkabeln um 3- bis 10-mal höhere Kosten als bei Freileitungen an (Deutsche Energieagentur GmbH, 2014)

Für den Beispielfall einer 5 km langen 380-kV-Erdkabelstrecke für eine Übertragungsleistung von 2,6 GW wurde von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern 6-mal höhere Investitionskosten und 16-mal höhere Erneuerungskosten im Vergleich zu Freileitungen ermittelt (50hertz, 2020)

## 6.7 Öffentliche Akzeptanz von Höchstspannungs-Freileitungen im Vergleich zu Erdkabeln

Die Hauptkritikpunkte an der Errichtung von Höchstspannungs-Freileitungen, die im Zuge von UVP-Verfahren oftmals vorgebracht werden, sind insbesondere die Veränderungen des Landschaftsbildes durch die Leitung und die mögliche Einwirkung von elektrischen und magnetischen Feldern auf Menschen und Tiere sowie Fragen des Artenschutzes.

Erste Erfahrungen aus Deutschland mit den Planungen und den Genehmigungsverfahren für Erdkabelprojekte im Übertragungsnetz zeigen, dass diese nicht generell höhere Akzeptanz bei der betroffenen Bevölkerung besitzen (50hertz, 2020). Die Ablehnung von Erdkabeln ist bei Anrainern geringer als bei Freileitungen, da Erdkabel nach der Errichtung nicht mehr als optische Beeinträchtigung des Landschaftsbildes wahrgenommen werden. Im Gegensatz dazu ist in Deutschland eine erhöhte Ablehnung von Erdkabeln bei Grundstückseigentümern, Landwirten und Förstern festzustellen, da Erdkabelstrecken einen dauerhaften Eingriff in die Bodenstruktur darstellen und die Nutzbarkeit der betroffenen Grundstücke stärker beschränken als Freileitungen. Dies ergibt sich daraus, dass die Errichtung einer Kabelstrecke einen linearen Eingriff in die betroffenen Grundstücke entlang der gesamten Trasse darstellt, während der Eingriff von Freileitungen in diese Grundstücke sich punktuell auf die Maststandorte konzentriert (50hertz, 2020)

Aus den Erfahrungen mit österreichischen UVP-Verfahren für 380-kV-Freileitungen lässt sich ableiten, dass deren Eingriff in das Landschaftsbild ihren einzigen wesentlichen Nachteil gegenüber einer Kabelvariante darstellt. Im Gegenzug besteht der signifikanteste Vorteil von Erdkabeln darin, dass sie nicht unmittelbar im Landschaftsbild erkennbar sind. Sämtliche andere für die Erzielung einer umweltverträglichen Ausführung von 380-kV-Freileitungen erforderlichen Voraussetzungen können durch entsprechende Maßnahmen erfüllt werden.

## 6.8 Mögliche Umweltauswirkungen von Freileitungen und Erdkabeln

Sowohl die Errichtung von Freileitungen als auch jene von Erdkabeln sind mit möglichen Umweltauswirkungen verbunden. Das deutsche Umweltbundesamt listet beispielsweise folgende Umweltauswirkungen auf (Dt. Umweltbundesamt., 2020)

### 6.8.1 Freileitungen

- Beeinträchtigung des Landschaftsbildes
- Geräusche durch Koronaentladung in direkter Umgebung bei bestimmten Wetterlagen
- witterungsbedingte Gefahren wie Eisbruch, Mastbruch, Blitzeinschlag
- Gefährdung von Vögeln durch Leitungsanflug (insbesondere Zugvögel)
- Schneisenbildung im Wald und Zerschneidung von Lebensräumen (bspw. zerschneiden Freileitungen mitunter Schlaf- und Nahrungsgebiete für Vögel)
- Elektrische und magnetische Felder

### 6.8.2 Erdkabel

- während der Kabelverlegung ist die Flächeninanspruchnahme und Bodenbewegung umfangreicher als bei Freileitungen
- magnetisches Feld (nimmt rasch mit der Entfernung ab)
- Bodenerwärmung und -austrocknung, Drainagewirkung
- eingeschränkte landwirtschaftliche Nutzung
- Schneisenbildung im Wald führt zu Veränderungen des Lebensraums (Kabeltrasse mit Schutzstreifen darf nicht bebaut und muss von tiefwurzelnden Pflanzen freigehalten werden)
- Bodenveränderungen in Mooren und Feuchtgebieten



## 6.9 Ausblick

Die österreichischen Betreiber von Übertragungsnetzen mit einer Nennspannung ab 380 kV sind gemäß § 40 Abs. 1a ElWOG dazu verpflichtet, Forschung und Entwicklung im Bereich alternativer Leitungstechnologien in großtechnischer Anwendung zu betreiben. In weiterer Folge haben Sie die Ergebnisse dieser Aktivitäten im Rahmen von Variantenuntersuchungen für neue Netzverbindungen unter Bedachtnahme einer besonderen wirtschaftlichen Bewertung zu berücksichtigen. Die Anwendbarkeit alternativer Technologien – zu denen insbesondere Erdkabel zählen – ist in ausgewählten Pilotprojekten zu erproben. Diese Pilotprojekte sind im Netzentwicklungsplan des jeweiligen Übertragungsnetzbetreibers zu kennzeichnen.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben über die Ergebnisse der Forschung und Entwicklung und über die durchgeführten Pilotprojekte regelmäßig nach Aufforderung durch die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie zu berichten. Ein solcher Bericht ist jedenfalls innerhalb von fünf Jahren zu erstatten.

Die APG hat in ihrem Netzentwicklungsplan 2023 (NEP 2023) ein Erdkabel-Pilotprojekt (NEP-23-3) gemäß § 40a ElWOG ausgewiesen. Dieses bezieht sich auf den Netzraum Burgenland Nord – Sarasdorf (Großraum südöstlich von Wien) und es sollen damit Besonderheiten und Unterschiede zwischen Kabelleitungen und Freileitungen betrachtet werden. Laut NEP2023 ist derzeit eine Inbetriebnahme des Projekts im Jahr 2032 vorgesehen.

Das bedeutet, dass es in Österreich bisher keine Erfahrungen mit voll- bzw. teilverkabelten 380-kV-Leitungstrassen im Übertragungsnetz gibt. Diese Erfahrungen müssen im Zuge der künftigen Umsetzung von Erdkabel-Pilotprojekten der Übertragungsnetzbetreiber gesammelt werden und können erst in einer künftigen Aktualisierung des integrierten Netzinfrastukturplans berücksichtigt werden.

Dabei wird entsprechend zu berücksichtigen sein, wie sich die weitere Entwicklung der Kosten von Höchstspannungs-Erdkabeln gestaltet, ob bzw. wie sich der Einsatz von Kabeln auf die Versorgungszuverlässigkeit auswirken wird und welche Erfahrungen die Übertragungsnetzbetreiber mit den Pilotprojekten in Hinblick auf die Netzbetriebsführung machen werden.

# 7 Exkurs: Windkraftherzeugung 2030 in den Bundesländern

Das Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) definiert das Ziel, dass der österreichische Gesamtstromverbrauch ab dem Jahr 2030 zu 100% national bilanziell aus erneuerbaren Energiequellen gedeckt wird. Dafür ist im EAG bis 2030, ausgehend von der Produktion im Jahr 2020, ein Zubau an jährlicher Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern um insgesamt 27 TWh vorgesehen, wovon 10 TWh auf Windkraft entfallen. Auf dieses Ziel bezieht sich auch die Bestimmung des § 4a UVP-G.

Auf Basis der normalisierten Stromerzeugung im Jahr 2020 ergibt dies eine Stromerzeugung aus Windkraft von 17 TWh in 2030.

Zur Ermittlung der österreichischen Potenziale an zukünftiger Windenergie, hat das Umweltbundesamt im Auftrag des BMK verschiedene Szenarien erhoben. Im ersten Schritt wurden dafür Regionen identifiziert, in denen aus Gründen des Naturschutzes, des Artenschutzes und des Gewässerschutzes generell kein oder nur ein beschränkter Ausbau von erneuerbaren Energieträgern erfolgen soll. Auf den verbleibenden Gebieten wurden theoretisch-technischen Potenziale zur energetischen Nutzung ermittelt, welche physikalische (z. B. Globalstrahlung, Windgeschwindigkeiten, technische Effizienz) und topographische (z. B. Hangneigungen, Seehöhen, Siedlungsnähe) Faktoren berücksichtigt. Die Methodik ist Kapitel 3.2.2 genauer erläutert.

Diese theoretisch-technischen Potenziale wurden anhand von drei österreichweiten Realisierungsfaktoren für Flächennutzbarkeit, Wirtschaftlichkeit und Umsetzbarkeit begrenzt. Daraus wurden die drei Szenarien („Rahmenbedingungen“, „aktuelle Entwicklungen“ und „beschleunigter Ausbau“) für die Stromerzeugung aus Windkraft abgeleitet, welche sich im ermittelten Ausbau unterscheiden.

Um den Windkraftausbau zur Erreichung von 17 TWh Stromerzeugung aus Windkraft in 2030 potentialbasiert auf die Bundesländer herunterzubrechen, wurden eine Aufteilung der 17 TWh gemäß dem Verteilungsschlüssel des mittleren Szenarios „aktuelle Entwicklungen“ auf die Bundesländer vorgenommen. Diese Aufteilung wird in Tabelle 36 dargestellt.

Tabelle 36: Die Aufteilung der 17 TWh Stromerzeugung aus Windkraft 2030 sind eine Orientierungshilfe bei der Beurteilung, ob aktuell eine im Einklang mit den Ausbauzielen des § 4 Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes (EAG) im Sinne des § 4a UVP-G stehende Energieraumplanung vorliegt.

| Bundesland        | theoretisch-technisches Potenzial (TWh/a) – Windkraft | realisierbares Potenzial 2030 – Szenario „aktuelle Entwicklungen“ (TWh/a) | Aufteilung 17 TWh Windkraft 2030 (TWh/a) |
|-------------------|---|---|--|
| Burgenland        | 35,5  | 5,2   | 4,19                                     |
| Kärnten           | 14  | 1,1   | 0,89                                     |
| Niederösterreich  | 118,8   | 10  | 8,06                                     |
| Oberösterreich    | 13  | 1   | 0,81                                     |
| Salzburg          | 6,2   | 0,5   | 0,40                                     |
| Steiermark        | 33,8  | 2,8   | 2,26                                     |
| Tirol             | 4,5   | 0,3   | 0,24                                     |
| Vorarlberg        | 1,7   | 0,1   | 0,08                                     |
| Wien              | 0,7   | 0,1   | 0,08                                     |
| <b>Österreich</b> | <b>228,2</b>  | <b>21,1</b>   | <b>17,00</b>                             |

Die für die Modellierung des NIP angenommene Stromerzeugung aus Windkraft wird in Kapitel 3.2.2 beschrieben.

## Quellenverzeichnis

**50hertz.** (2020). Erfahrungsbericht zum Einsatz von Erdkabeln im Höchstspannungs- Drehstrombereich.

**AGGM.** (2021). Netzinformationen: Infrastruktur. Von [aggm.at/netzinformationen/infrastruktur](https://aggm.at/netzinformationen/infrastruktur) abgerufen

**AGGM.** (2023a). Langfristige und integrierte Planung 2022. Wien: Austrian Gas Grid Management AG.

**AGGM.** (2023b). inGRID – Die Einspeisekarte für erneuerbare Gase. Von [aggm.at/energiewende/ingrid/](https://aggm.at/energiewende/ingrid/) abgerufen (am 9.1.2024)

**AGGM, GCA u. TAG.** (2023). Koordinierter Netzentwicklungsplan 2022. Wien: AGGM, GCA u. TAG.

**AIT/Frontier Economics.** (2022). Importmöglichkeiten für erneuerbaren Wasserstoff. Wien. Studie im Auftrag des BMK

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

**APG.** (25. 04 2023a). Netzkarte Österreich. Von [pb1-medien.apg.at/im/dl/pboxx-pixelboxx-18712/APG\\_Netzgrafik\\_Legende\\_d\\_11-2022.pdf](https://pb1-medien.apg.at/im/dl/pboxx-pixelboxx-18712/APG_Netzgrafik_Legende_d_11-2022.pdf) abgerufen

**APG.** (2023b). Markttransparenz – Erzeugung nach Typ. Von [markttransparenz.apg.at/de/markt/Markttransparenz/erzeugung/Erzeugung%20pro%20Typ](https://markttransparenz.apg.at/de/markt/Markttransparenz/erzeugung/Erzeugung%20pro%20Typ) abgerufen

**APG.** (2023c). Netzentwicklungsplan 2023. Wien Austrian Power Grid AG

**APG.** (2023d). Energiesystemplanung – Wege zum klimaneutralen Energiesystem (OVE-Energietechnik Webinar).

**APG und VÜN.** (2023). Grundlagen für die Netzentwicklung, September 2023. Wien: Austrian Power Grid AG, u. Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH.

**APG und VÜN.** (2021). Netzentwicklungsplan 2021. Wien: Austrian Power Grid AG, u. Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH.

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

**BGBI.** I Nr. 150/2021. (2021). 150. Bundesgesetz: Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzpaket – EAG-Paket. Bundeskanzleramt Österreich.

**BGL.** (2023). Klimastrategie Burgenland 2030. Land Burgenland.

**BGL, L. B.** (2022). Burgenland erhöht die Schlagzahl auf dem Weg zu Klimaneutralität und Energieautarkie. Abgerufen am 05. 04 2023 von [burgenland.at/news-detail/burgenland-erhoeht-die-schlagzahl-auf-dem-weg-zu-klimaneutralitaet-und-energieautarkie/](https://burgenland.at/news-detail/burgenland-erhoeht-die-schlagzahl-auf-dem-weg-zu-klimaneutralitaet-und-energieautarkie/)

**Binderbauer, P.J.;** Kienberger, T; Staubmann, T. (2022). Synthetic load profile generation for production chains in energy intensive industrial subsectors via a bottom-up approach. Journal of Cleaner Production.

**BMK.** (2022). Energie in Österreich – Zahlen, Daten, Fakten. Wien: Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie.

**BMK.** (2023). Österreichs Infoportal zur Energiesituation - Gut zu wissen über Gas. Wien: Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie. Von [energie.gv.at/gas/gas#gasspeicher](https://energie.gv.at/gas/gas#gasspeicher) abgerufen (am 3.1.2024)

**BMK und BMDW.** (2022). Wasserstoffstrategie für Österreich. Wien: Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie, und Bundesministerium für Digitalisierung und Wirtschaftsstandort.

**Bundesamt für Strahlenschutz.** (2022). Feldbelastung durch Hochspannungsleitungen: Freileitungen & Erdkabel. Von [bfs.de/DE/themen/emf/netzausbau/basiswissen/feldbelastungen/feldbelastungen\\_node.html](https://bfs.de/DE/themen/emf/netzausbau/basiswissen/feldbelastungen/feldbelastungen_node.html) abgerufen

**BMK.** (2022b). Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie. Wasserstoffstrategie für Österreich. Von [bmk.gv.at/themen/energie/energieversorgung/wasserstoff/strategie.html](https://bmk.gv.at/themen/energie/energieversorgung/wasserstoff/strategie.html) abgerufen

**Deutsche Energieagentur GmbH.** (2014). Das deutsche Höchstspannungsnetz: Technologien und Rahmenbedingungen. Berlin.

**Deutsches Umweltbundesamt.** (2020). Netzausbau. Von [umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/energieversorgung/netzausbau#Netzausbau](https://umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/energieversorgung/netzausbau#Netzausbau) abgerufen

**EC.** (2023) Annex to the Commission Delegated Regulation, amending Regulation No 2022/869 of the European Parliament and of the Council as regards the Union list of projects of common interest and projects of mutual interest, Brussels 28.11.2023

**EHB.** (2024) European Hydrogen Backbone. Von [ehb.eu](http://ehb.eu)

**E-Control.** (2022). Verbrauchserstruktur. Von [e-control.at/statistik/g-statistik/archiv/marktstatistik/verbraucherstruktur](http://e-control.at/statistik/g-statistik/archiv/marktstatistik/verbraucherstruktur) abgerufen

**E-Control.** (2022). Das Gasnetz. Von [e-control.at/industrie/gas/gasnetz](http://e-control.at/industrie/gas/gasnetz) abgerufen

**E-Control.** (2022a). Erdgas- Bestandsstatistik. Von [e-control.at/statistik/g-statistik/archiv/bestandsstatistik](http://e-control.at/statistik/g-statistik/archiv/bestandsstatistik) abgerufen

**E-Control.** (2022a). Strom Bestandsstatistik – Trassen- und Systemlängen zum 31. Dezember 2021. Von [e-control.at/documents/1785851/1811756/BeStOeN-2021\\_Netz.xlsx](http://e-control.at/documents/1785851/1811756/BeStOeN-2021_Netz.xlsx) abgerufen

**E-Control.** (2022b). Strom Bestandsstatistik – Jahreszeitreihen Brutto-Engpassleistungen Kraftwerke. Von [e-control.at/documents/1785851/1811756/BeStGes-JR\\_KWEPL.xlsx](http://e-control.at/documents/1785851/1811756/BeStGes-JR_KWEPL.xlsx) abgerufen

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

**E-Control.** (2023). Betriebs- und Bestandsstatistik Kraftwerkspark 2022. Von [e-control.at/statistik/e-statistik/archiv/bestandsstatistik](http://e-control.at/statistik/e-statistik/archiv/bestandsstatistik) abgerufen

**E-Control.** (2023). Elektrizitätsstatistik. Von [e-control.at/statistik/e-statistik](http://e-control.at/statistik/e-statistik) abgerufen

**E-Control.** (2023). Erdgasstatistik. Von [e-control.at/statistik/g-statistik](http://e-control.at/statistik/g-statistik) abgerufen

**EIWOG.** (4. 26 2010). Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010. Wien.

**Energy Brainpool.** (2019). Österreichs Weg Richtung 100 % Erneuerbare: Eine Analyse von 2030 mit Ausblick 2050.

**ENTSO-E.** (2020). Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2020. Von [consultations.entsoe.eu/system-development/tyndp2020/](http://consultations.entsoe.eu/system-development/tyndp2020/)

**ENTSO-E.** (2023). Regional Investment Plan – Continental Central South. Von [eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/TYNDP2022/public/RegIP-2022-CCS.pdf](https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/TYNDP2022/public/RegIP-2022-CCS.pdf) abgerufen

**ENTSO-G.** (2021). Ten Year Network Development Plan. Von ENTSG TEN-YEAR NETWORK DEVELOPMENT PLAN 2020: [entsog.eu/sites/default/files/2021-07/ENTSG\\_TYNDP\\_2020\\_Annex\\_C2\\_Capacities\\_per\\_country.xlsx](https://entsog.eu/sites/default/files/2021-07/ENTSG_TYNDP_2020_Annex_C2_Capacities_per_country.xlsx) abgerufen.

**ENTSG.** (2023). TYNDP 2022 The Hydrogen and Natural Gas TYNDP – Annex C2 – H2 Capacities per Country. ENTSG.

**ENTSG.** (2023). TYNDP 2022 The Hydrogen and Natural Gas TYNDP Annex C1 – CH4 Capacities per Country. ENTSG.

**Europäische Kommission.** (2020). Union Registry ETS. Von [climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/union-registry\\_en#tab-0-1](https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/union-registry_en#tab-0-1) abgerufen

**Europäische Kommission.** (5 2022). REPowerEU. Von [commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/repowereu-affordable-secure-and-sustainable-energy-europe\\_de](https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/repowereu-affordable-secure-and-sustainable-energy-europe_de) abgerufen

**EVT MU Leoben und IEE TU Graz.** (2023). Lehrstuhl für Energieverbundtechnik an der MU Leoben; Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation an der TU Graz. Berechnungen für das NIP Szenario.

**EVT MU Leoben, IEE TU Graz und WIFO.** (2023). Lehrstuhl für Energieverbundtechnik an der MU Leoben; Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation an der TU Graz; Österr. Wirtschaftsforschungsinstitut. [klimafonds.gv.at/wp-content/uploads/sites/16/240131\\_InfraTrans2040\\_2023\\_korr1.pdf](https://klimafonds.gv.at/wp-content/uploads/sites/16/240131_InfraTrans2040_2023_korr1.pdf)

**InfraTrans2040: Methodikdokument.** [tugraz.at/fileadmin/user\\_upload/Institute/IEE/files/2023-0630\\_InfraTrans2040\\_Methodikdokument\\_v2.pdf](https://tugraz.at/fileadmin/user_upload/Institute/IEE/files/2023-0630_InfraTrans2040_Methodikdokument_v2.pdf)

**Fraunhofer-ISI.** (2019). Fraunhofer- Institut für System- und Innovationsforschung. Integration erneuerbarer Energien durch Sektorkopplung: Analyse zu technischen Sektorkopplungsoptionen Deutschland. Karlsruhe. Von [umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-03-12\\_cc\\_03-2019\\_sektrokopplung.pdf](https://umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-03-12_cc_03-2019_sektrokopplung.pdf) abgerufen

**Frontier Economics, TU Wien.** (2023). Rolle der Gasinfrastruktur in einem klimaneutralen Österreich. Wien (in Druck).

**Greiml, M.**, Traupmann, A., Sejkora, C., Kriechbaum, L., Böckl, B., Pichler, P., & Kienberger,

T. (2020). Modelling and model assessment of grid Multi-Energy Systems. International Journal of Sustainable Energy Planning and Management.

**Greiml, M.**, Fitz, F., Steinegger, J., Schlömlicher, T., Wolf Williams N., Zaghi N., Kienberger, T., (2022). Modelling and Simulation/Optimization of Austria's National Multi-Energy System with a High Degree of Spatial and temporal Resolution;

**HM.** (2024), Hochschule München – Institut für Nachhaltige Energiesysteme ISES – Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung und Entwicklung der Residuallast. Abgerufen am 17.1.2024 von [sites.hm.edu/ises/aktuelles\\_ises/detail\\_page\\_news\\_ises\\_33030.de.html](https://sites.hm.edu/ises/aktuelles_ises/detail_page_news_ises_33030.de.html)

**IEA.** (2023). World Energy Investment 2023

**Kienberger, T.**, Greiml, M., & Braunstein, R. (2021). Is Power to Hydrogen an appropriate approach to mitigate PV-induced strain on 110 kV high-voltage grids? CIRED.

**KTN.** (2014). Energiemasterplan Kärnten. Klagenfurt: Amt der Kärntner Landesregierung.

**KTN.** (2022). Klimastudie Kärnten – Kärnten Klimaneutral 2040. Klagenfurt am Wörthersee: Amt der Kärntner Landesregierung.

**Moser, S.;** et al. (2018). Renewables4Industry | Abstimmung des Energiebedarfs von industriellen Anlagen und der Energieversorgung aus fluktuierenden Erneuerbaren – Diskussionspapier zum Projekt Renwables4Industry.

**NÖ.** (2019). NÖ Klima- und Energiefahrplan. St. Pölten: Amt der NÖ Landesregierung, Gruppe Raumordnung, Umwelt und Verkehr.

**NÖ, E. &** (2023). Die Energiewende – 100 % erneuerbare Energie für Niederösterreich. Abgerufen am 05. 04 2023 von [energie-noe.at/die-energiewende](https://energie-noe.at/die-energiewende)

**Oesterreichs Energie.** (2020). Elektrische und magnetische Felder – Fragen und Antworten. Wien.



**Oesterreichs Energie.** (2022). Doppelter Stromverbrauch bis 2040. Von [oesterreichsenergie.at/aktuelles/presseinformationen/detailseite/doppelter-stromverbrauch-bis-2040](https://oesterreichsenergie.at/aktuelles/presseinformationen/detailseite/doppelter-stromverbrauch-bis-2040) abgerufen

**Oesterreichs Energie.** (2023). Kraftwerksliste Wasserkraft. Erweiterte Auskunft Oesterreichs Energie zu der öffentlich verfügbaren Kraftwerksliste Wasserkraft 2023 auf der Homepage: [oesterreichsenergie.at/kraftwerksprojekte/wasserkraft](https://oesterreichsenergie.at/kraftwerksprojekte/wasserkraft)

**OÖ.** (2022). Oberösterreichische Klima- und Energiestrategie. Amt der Oberösterreichischen Landesregierung.

**ÖROK.** (2018). Österreichische Raumordnungskonferenz. ÖROK-Bevölkerungsprognose 2018. Von [oerok.gv.at/raum/daten-und-grundlagen/oerok-prognosen/oerok-bevoelkerungsprognose-2018](https://oerok.gv.at/raum/daten-und-grundlagen/oerok-prognosen/oerok-bevoelkerungsprognose-2018) abgerufen

**Oswald, B. R.** (2007). 380-kV-Salzburgleitung – Auswirkungen der möglichen (Teil) Verkabelung des Abschnitts Tauern-Salzach neu. Hannover.

**Palic M.** (2022). Freileitungen und Kabel in Hoch- und Höchstspannungsnetzen. Tübingen: expert Verlag.

**PÖYRY.** (2018). Wasserkraftpotenzialstudie Österreich. Aktualisierung 2018.

**SBG.** (2021). Masterplan Klima+Energie 2030. Land Salzburg.

**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.

**Statistik Austria.** (2020). Nutzenergieanalyse. Von [statistik.at/statistiken/energie-und-umwelt/energie/nutzenergieanalyse](https://statistik.at/statistiken/energie-und-umwelt/energie/nutzenergieanalyse) abgerufen

**Statistik Austria.** (2022a). Energiebilanzen der Bundesländer. Wien: Statistik Austria.

**Statistik Austria.** (2022b). Nutzenergieanalyse der Bundesländer. Wien: Statistik Austria.

**Statistik Austria.** (2022c). Energiebilanz 1970-2021. Wien: Statistik Austria

**STMK.** (2017). Klima- und Energiestrategie Steiermark 2030. Graz: Amt der Steiermärkischen Landesregierung, Abteilung 15 – Energie, Wohnbau, Technik; Fachabteilung Energie und Wohnbau; Referat Energietechnik und Klimaschutz.

**STMK, A.** 1.-u. (02. 02 2023). Sachprogramm Erneuerbare – Solarenergie. Von Vorträge Energy Lunch 02.02.2023: [ich-tus.steiermark.at/cms/dokumente/12902310\\_146113849/f6670418/07\\_EL59\\_Wieser\\_Sachprogramm\\_Photovoltaik.pdf](https://ich-tus.steiermark.at/cms/dokumente/12902310_146113849/f6670418/07_EL59_Wieser_Sachprogramm_Photovoltaik.pdf) abgerufen

**Sweco GmbH.** (2016). Neubau der 380-kV-Höchstspannungsfreileitungsverbindung Gütersloh – Wehrendorf gemäß EnLAG. Bremen.

**Tennet.** (2023). Erdkabel im Kontext der Energiewende. Von [infomarkt.tennet.eu/erdkabelinfozentrum-prinzhoefte/erdkabelabschnitte#](https://infomarkt.tennet.eu/erdkabelinfozentrum-prinzhoefte/erdkabelabschnitte#) abgerufen

**TIR.** (2022). Leben mit Zukunft – Tiroler Nachhaltigkeits- und Klimastrategie – Maßnahmenprogramm 2022-2024. Innsbruck: Amt der Tiroler Landesregierung.

**TIR.** (2022). Tiroler Nachhaltigkeits- und Klimastrategie. Innsbruck: Amt der Tiroler Landesregierung.

**TYNDP.** (2022a). Scenario Report. Entsog and Entsoe.

**TYNDP.** (2022b). Regional Investment Plan Continental Central East (Version after public consultation). ENTSOE.

**TYNDP.** (2023). System Needs Study – Opportunities for a more efficient European power system in 2030 and 2040. ENTSOE.

**Umweltbundesamt.** (2023b). Energie- und Treibhausgas-Szenario Transition 2040. Wien (in Druck).

**Umweltbundesamt.** (2023c). Energie- und Treibhausgas-Szenarien 2023 – WEM, WAM Transition mit Zeitreihen von 2020 bis 2050. Wien

**Umweltbundesamt.** (2023d). Erzeugung von erneuerbarem Strom und Biomethan – Szenarien für 2030 und 2040. Wien

**Umweltbundesamt.** (2023e). Energie- und Treibhausgasszenario Transition 2040. Wien [umweltbundesamt.at/studien-reports/publikationsdetail?pub\\_id=2513&cHash=eab4f63b911f12b787bd09cfd0b1aafd](https://umweltbundesamt.at/studien-reports/publikationsdetail?pub_id=2513&cHash=eab4f63b911f12b787bd09cfd0b1aafd)

**VBG.** (2021). Strategie Energieautonomie+ 2030. 6901 Bregenz: Amt der Vorarlberger Landesregierung.

**Verordnung (EU) 2017/1485.** von der Europäischen Kommission vom 2. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb. Brüssel

**Vopava, J.; B., Thormann; Kienberger, T. (2017).** Development of a Model for Power Grids Based on the Cellular Approach for an Optimum Integration of Electric Charging Infrastructure. 1st E-Mobility Power System Integration Symposium.

**Vopava, J.; U., Bergmann; Kienberger, T. (2020).** Synergies between e-Mobility and Photo- voltaic Potentials—A Case Study on an Urban Medium Voltage Grid. *Energies*.

**WIE. (2022).** Wiener Klimafahrplan. Wien: Magistrat der Stadt Wien.

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

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

## Abkürzungsverzeichnis

|                 |   |
|-----------------|---|
| ACER            | Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden  |
| AGGM            | Austrian Gas Grid Management AG   |
| APG             | Austrian Power Grid AG  |
| BECCS           | Bioenergy with carbon capture and storage   |
| BGL             | Burgenland  |
| BIV             | Bruttoinlandsverbrauch  |
| BL              | Bundesland/Bundesländer   |
| CCS             | Carbon capture and storage  |
| CEF             | Connecting Europe Facility  |
| CH <sub>4</sub> | Methan  |
| CO <sub>2</sub> | Kohlenstoffdioxid   |
| CT              | Szenario Current Trends (TYNDP)   |
| DE              | Szenario Distributed Energy (TYNDP)   |
| EAG             | Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz  |
| EE              | Erneuerbare Energie   |
| EEff            | Szenario Energieeffizienz   |
| EEV             | Energetischer Endverbrauch  |
| EIWOG           | Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz  |
| ENTSO-E         | European Network of Transmission System Operators for Electricity   |
| ENTSO-G         | European Network of Transmission System Operators for Gas   |
| EU              | Europäische Union   |
| E-Control       | Energie-Control Austria   |
| FFH             | Fauna-Flora-Habitat   |
| GA              | Szenario Global Ambition (TYNDP)  |
| GASI 2040       | Studie: Rolle der Gasinfrastruktur in einem klimaneutralen Österreich   |
| GCA             | Gas Connect Austria   |
| GWG             | Gaswirtschaftsgesetz  |
| H <sub>2</sub>  | Wasserstoff   |
| InfraTrans2040  | InfraTrans2040 Energieinfrastruktur 2040 Szenarien und Ausbaupläne für ein nachhaltiges Wirtschaftssystem in Österreich |
| IUCN            | International Union for Conservation of Nature  |
| KNEP            | Koordinierter Netzentwicklungsplan  |
| KTN             | Kärnten   |
| KWK             | Kraft-Wärme-Kopplung  |
| LFiP            | Langfristige und integrierte Planung  |
| MG              | Marktgebiet   |
| MU              | Montanuniversität   |
| NEKP            | Österreichs integrierter nationaler Energie- und Klimaplan  |
| NEP             | Netzentwicklungsplan  |
| NGP             | Nationaler Gewässerbewirtschaftsplan  |

|          |   |
|----------|---|
| NÖ       | Niederösterreich  |
| NOVA     | Netzoptimierung vor Netzverstärkung vor Netzausbau  |
| NT 2030  | National Trends Szenario 2030 (TYNDP)   |
| NIP      | integrierter österreichischer Netzinfrasturkturplan   |
| OÖ       | Oberösterreich  |
| PCI      | Projects of Common Interest   |
| PE       | Polyethylen   |
| PtG      | Power-to-Gas  |
| PtH      | Power-to-Heat   |
| PV       | Photovoltaik  |
| SBG      | Salzburg  |
| SK       | Szenario Sektorkopplung (Projekt InfraTrans 2040)   |
| SOL      | Süd-Ost-Leitung   |
| STMK     | Steiermark  |
| TAG      | Trans Austria Gasleitung GmbH   |
| TEN-E VO | Verordnung (EU) Nr. 347/2013 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 17. April 2013 zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur |
| TIR      | Tirol   |
| TU       | Technische Universität  |
| TYNDP    | Ten-Year Network Development Plan   |
| UBA      | Umweltbundesamt   |
| USW      | Umspannwerk   |
| UVP      | Umweltverträglichkeitsprüfung   |
| UVP-G    | Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetz  |
| UW       | Umspannwerk   |
| VBG      | Vorarlberg  |
| VO       | Verordnung  |
| VPE      | Vernetztes Polyethylen  |
| VÜN      | Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH  |
| WAG      | West-Austria-Gasleitung   |
| WAM      | Szenario With Additional Measures   |
| WKA      | Windkraftanlage   |
| WIE      | Wien  |
| WIFO     | Wirtschaftsforschungsinstitut   |
| WRRL     | Wasserrahmenrichtlinie (EU)   |

## Einheiten

|                   |                           |
|-------------------|---------------------------|
| °C                | Grad Celsius              |
| CO <sub>2</sub>   | Kohlenstoffdioxid         |
| GWh               | Gigawattstunde            |
| GWh <sub>el</sub> | Gigawattstunde elektrisch |
| GW                | Gigawatt                  |
| GW <sub>el</sub>  | Gigawatt elektrisch       |
| kV                | Kilovolt                  |
| kV/m              | Kilovolt/Meter            |
| m                 | Meter                     |
| MW                | Megawatt                  |
| MW <sub>el</sub>  | Megawatt elektrisch       |
| TWh               | Terrawattstunde           |
| t                 | Tonne                     |

## Abbildungsverzeichnis

|  |    |
|--|----|
| Abbildung 1: Betrachtungsraum und Systemgrenzen<br>des integrierten Netzinfrasturkturplans.....                        | 9  |
| Abbildung 2: Bruttoinlandsverbrauch Österreich 2005–2021 nach Energieträgern.....                                      | 13 |
| Abbildung 3: Entwicklung des österreichischen Bruttostromverbrauchs 2005–2021....                                      | 14 |
| Abbildung 4: Bruttostromverbrauch je Bundesland 2021.....  | 15 |
| Abbildung 5: Energetischer Endverbrauch Strom 2021 nach Sektoren je Bundesland..                                       | 16 |
| Abbildung 6: Entwicklung der österreichischen Stromaufbringung 2005–2021.....  | 17 |
| Abbildung 7: Stromerzeugung 2021 je Bundesland.....  | 18 |
| Abbildung 8: Installierte Brutto-Engpassleistung Stromerzeugung in Österreich.....                                     | 19 |
| Abbildung 9: Lastdeckung Strom durch erneuerbare Energien 2021 auf Monatsbasis.  | 20 |
| Abbildung 10: Österreichisches Stromübertragungsnetz, Bild: APG, 2023a.....  | 22 |
| Abbildung 11: Österreichische Strom Austauschkapazitäten<br>mit Nachbarländern 2020, in MW; Quelle: ENTSO-E, 2023..... | 23 |
| Abbildung 12: Austausch Strom zwischen Österreich<br>und Nachbarländern 2021, Quelle: E-CONTROL, 2023.....             | 24 |
| Abbildung 13: Entwicklung des österreichischen Bruttoinlandsverbrauchs<br>an Gas 2005–2021.....                        | 25 |
| Abbildung 14: Bruttoinlandsverbrauch Gas 2021 je Bundesland.....   | 26 |
| Abbildung 15: Energetischer Endverbrauch Gas 2021 nach Sektoren je Bundesland..  | 27 |
| Abbildung 16: Erdgasförderung und Biogas/-methanproduktion<br>in Österreich 2005–2021.....                             | 28 |
| Abbildung 17: Gasproduktion 2021 je Bundesland.....  | 29 |
| Abbildung 18: Erdgasinfrastruktur in Österreich 2022, Quelle: E-Control.....   | 31 |

|   |    |
|---|----|
| Abbildung 19: Maximale Gasimportleistungen/Gasexportleistungen zwischen Österreich und seinen Nachbarländern (Stand 1.1.2023), Quelle: ENTSOG, 2023.....  | 33 |
| Abbildung 20: Austausch von Gas zwischen Österreich und seinen Nachbarländern im Jahr 2021, Quelle: E-CONTROL, 2023.....  | 33 |
| Abbildung 21: Erzeugung 2020 (normalisiert) und Zubauziele bis 2030 für die Stromerzeugung mittels Wasserkraftwerken, je Bundesland, aggregiert für die Länder und verglichen mit dem EAG-Ziel..... | 45 |
| Abbildung 22: Erzeugung 2020 (normalisiert) und Zubauziele bis 2030 für die Stromerzeugung mittels Windkraftanlagen, je Bundesland, aggregiert für die Länder und verglichen mit dem EAG-Ziel.....  | 47 |
| Abbildung 23: Erzeugung 2020 und Zubauziele bis 2030 für die Stromerzeugung mittels Photovoltaik, je Bundesland, aggregiert für die Länder und verglichen mit dem EAG-Ziel.....                     | 50 |
| Abbildung 24: Vorbehaltsflächen Naturschutz in Österreich, Bild: Umweltbundesamt, 2023d.....  | 52 |
| Abbildung 25: PV-Erzeugungspotenziale nach Bezirken 2030, Bild: Umweltbundesamt, 2023d.....   | 56 |
| Abbildung 26: PV-Erzeugungspotenziale nach Bezirken 2040, Bild: Umweltbundesamt, 2023d.....   | 57 |
| Abbildung 27: Realisierbare Winderzeugungspotenziale nach Bezirken 2030, Bild: Umweltbundesamt, 2023d.....  | 58 |
| Abbildung 28: Realisierbare Winderzeugungspotenziale nach Bezirken 2040, Bild: Umweltbundesamt, 2023d.....  | 59 |
| Abbildung 29: Schutzwürdige Gewässerstrecken in Österreich, Bild: Umweltbundesamt, 2023d.....   | 61 |
| Abbildung 30: Ausbaupotenziale Wasserkraft unter hoher Schutzwürdigkeit von Gewässerstrecken, Bild: Umweltbundesamt, 2023d.....   | 62 |
| Abbildung 31: Angenommene Biomethan –Einspeisung 2030, Bild: Umweltbundesamt, 2023 (extra für den NIP erstellt).....  | 64 |



|  |    |
|--|----|
| Abbildung 32: Angenommene Biomethan –Einspeisung 2040,<br>Bild: Umweltbundesamt, 2023d.....  | 65 |
| Abbildung 33: ENTSO-E Systembedarf an grenzüberschreitender<br>Übertragungsnetzinfrastruktur in MW;<br>Quelle: angepasst auf Basis von TYNDP, 2022b, TYNDP, 2023.....                        | 67 |
| Abbildung 34: Methan-Fernleitungsnetz Peak-Kapazität (Stand 1.1.2023) in GWh/d;<br>Quelle: ENTSOE, 2023.....   | 68 |
| Abbildung 35: Wasserstoff-Fernleitungsnetz Peak-Kapazität Level 1 Stand 2022,<br>in GWh/d; Quelle: ENTSOE, 2023.....   | 69 |
| Abbildung 36: Beispielhafte regionale Verteilung der installierten EE-Leistung gemäß<br>EAG 2030 in Österreich (erstellt für TYNDP 2022 Szenario NT 2030);<br>Quelle: APG und VÜN, 2023..... | 70 |
| Abbildung 37: Projektübersicht Netzentwicklung Strom (Umspannwerke und<br>Leitungen) Teil 1; Quelle: APG 2023c.....  | 71 |
| Abbildung 38: Projektübersicht Netzentwicklung Strom (Umspannwerke und<br>Leitungen) Teil 2; Quelle: APG 2023c.....  | 72 |
| Abbildung 39: Wasserstoff Kapazitätsszenario, Quelle: AGGM, GCA u. TAG, 2023.....  | 74 |
| Abbildung 40: LFiP H2 Roadmap 2030, Quelle: AGGM, 2023a.....   | 75 |
| Abbildung 41: LFiP H2 Roadmap 2040, Quelle: AGGM, 2023a.....   | 76 |
| Abbildung 42: LFiP Wasserstoffproduktion für 2040, Quelle: AGGM, 2023a.....  | 79 |
| Abbildung 43: Ablaufdiagramm Methodik NIP Berechnungen;<br>Quelle: EVT MU Leoben und IEE TU Graz, 2023.....  | 82 |
| Abbildung 44: Räumliche Einheiten des Berechnungsmodells (USW-Bezirke)<br>und deren Einzugsgebiet in Österreich, Bild: EVT MU Leoben, 2023.....  | 83 |
| Abbildung 45: Regionalisierung des Strombedarfs in Industrie, Dienstleistungen,<br>Haushalten und Verkehr 2030; Quelle: EVT MU Leoben, 2023.....   | 86 |
| Abbildung 46: Regionalisierung des Strombedarfs in Industrie, Dienstleistungen,<br>Haushalten und Verkehr 2040; Quelle: EVT MU Leoben, 2023.....   | 88 |

|  |     |
|--|-----|
| Abbildung 47: Regionalisierung des Wasserstoffbedarfs 2030;<br>Quelle: EVT MU Leoben, 2023.....  | 89  |
| Abbildung 48: Regionalisierung des Wasserstoffbedarf 2040;<br>Quelle: EVT MU Leoben, 2023.....   | 91  |
| Abbildung 49: Regionalisierung der ungesteuerten<br>erneuerbaren Stromerzeugung 2030; Bild: EVT MU Leoben, 2023.....   | 92  |
| Abbildung 50: Regionalisierung der ungesteuerten<br>erneuerbaren Stromerzeugung 2040; Bild: EVT MU Leoben, 2023.....   | 93  |
| Abbildung 52: Regionalisierung der Biomethanerzeugung für den Ausblick 2040;<br>Bild: EVT MU Leoben, 2023.....   | 94  |
| Abbildung 51: Regionalisierung der Biomethanerzeugung 2030;<br>Bild: EVT MU Leoben, 2023.....  | 96  |
| Abbildung 53: Berücksichtigtes Basisnetz 2030; Bild: EVT MU Leoben, 2023.....  | 99  |
| Abbildung 54: Schematische Darstellung der Feststellung der Leitungsauslastung im<br>Stromnetz; Quelle: EVT MU Leoben, IEE TU Graz und WIFO, 2023.....   | 100 |
| Abbildung 55: Modellierter Stromnetzauslastung für das Basisszenario im<br>Betrachtungsjahr 2030; Bild: EVT MU Leoben, 2023.....   | 101 |
| Abbildung 56: Identifikation der Stromtransportbedarfskorridore für das<br>Betrachtungsjahr 2030; Bild: EVT MU Leoben, 2023.....   | 102 |
| Abbildung 57: Modellierter Stromnetzauslastung im Betrachtungsjahr 2030 ohne<br>zusätzlichen Ausbau von Flexibilitäten (oben), marktorientierte Variante (mittig) und<br>netzunterstützende Variante (unten); Bild: EVT MU Leoben, 2023..... | 110 |
| Abbildung 58: Regionalisierung der zugebauten Leistungen für Großbatterien,<br>flexible Großwärmepumpen und Elektrolyse bei marktorientierter Variante im<br>Betrachtungsjahr 2030; Bild: EVT MU Leoben, 2023.....                           | 114 |
| Abbildung 59: Regionalisierung der zugebauten Leistungen für Großbatterien,<br>flexible Großwärmepumpen und Elektrolyse bei netzunterstützender Variante im<br>Betrachtungsjahr 2030; Bild: EVT MU Leoben, 2023.....                         | 115 |

|   |     |
|---|-----|
| Abbildung 60: Stromerzeugungs- und Stromlastzeitreihen inklusive betrachteter Flexibilitäten für eine Sommerwoche 2030 für die marktorientierte Variante;<br>Bild: EVT MU Leoben und IEE TU Graz, 2023.....                   | 117 |
| Abbildung 61: Stromerzeugungs- und Stromlastzeitreihen inklusive betrachteter Flexibilitäten für eine Winterwoche 2030 für die marktorientierte Variante;<br>Bild: EVT MU Leoben und IEE TU Graz, 2023.....                   | 118 |
| Abbildung 62: Modellierte Stromnetzauslastungen mit maximalem Ausbau von Kurzzeitspeichern im Betrachtungsjahr 2030; Bild: EVT MU Leoben, 2023.....   | 121 |
| Abbildung 63: Modellierte Stromnetzauslastungen mit maximalem Flexibilitätsausbau im Betrachtungsjahr 2030; Bild: EVT MU Leoben, 2023.....  | 122 |
| Abbildung 64: Identifizierte Transportbedarfskorridore im Stromnetz;<br>Bild: EVT MU Leoben und IEE TU Graz, 2023.....  | 123 |
| Abbildung 65: Modellierte Stromnetzauslastung für das Basisszenario im Ausblick 2040; Bild: EVT MU Leoben, 2023.....  | 125 |
| Abbildung 66: Modellierte Stromnetzauslastung im Ausblick 2040 ohne zusätzlichen Ausbau von Flexibilitäten (oben), marktorientierte Variante (mittig) und netzunterstützende Variante (unten); Bild: EVT MU Leoben, 2023..... | 128 |
| Abbildung 68: Regionalisierung der zugebauten Leistungen für Großbatterien, flexible Großwärmepumpen und Elektrolyse bei netzunterstützender Variante im Ausblick 2040; Bild: EVT MU Leoben, 2023.....                        | 130 |
| Abbildung 67: Regionalisierung der zugebauten Leistungen für Großbatterien, flexible Großwärmepumpen und Elektrolyse bei marktorientierter Variante im Ausblick 2040; Bild: EVT MU Leoben, 2023.....                          | 131 |
| Abbildung 69: Stromerzeugungs- und Stromlastzeitreihen inklusive betrachteter Flexibilitäten für eine Sommerwoche 2040 für die marktorientierte Variante; Bild: EVT MU Leoben und IEE TU Graz, 2023.....                      | 133 |
| Abbildung 70: Stromerzeugungs- und Stromlastzeitreihen inklusive betrachteter Flexibilitäten für eine Winterwoche 2040 für die marktorientierte Variante; Bild: EVT MU Leoben und IEE TU Graz, 2023.....                      | 134 |
| Abbildung 71: Modellierte Stromnetzauslastungen mit maximalem Ausbau von Kurzzeitspeichern im Ausblick 2040; Bild: EVT MU Leoben, 2023.....   | 135 |

|  |     |
|--|-----|
| Abbildung 72: Modellierte Stromnetzauslastungen mit maximalem Flexibilitätsausbau im Ausblick 2040; Bild: EVT MU Leoben, 2023.....                           | 136 |
| Abbildung 73: Methannetz 2030; Bild: EVT MU Leoben, 2023.....  | 141 |
| Abbildung 74: Wasserstoffnetz 2030; Bild: EVT MU Leoben 2023.....  | 142 |
| Abbildung 75: Gasnetz 2040 inklusive berücksichtigte Umwidmungen und Neubauten für Wasserstoff-Transport; Bild: EVT MU Leoben, 2023.....                     | 144 |
| Abbildung 76: Wasserstoffnetz 2040; Bild: EVT MU Leoben und IEE TU Graz, 2023.....   | 145 |
| Abbildung 77: Integrierter Plan im betrachteten Strom- und Gasnetz; Bild: EVT MU Leoben und IEE TU Graz, 2023.....   | 147 |
| Abbildung 78: Stromtransportbedarfskorridore inklusive Flexibilitätsmaßnahmen (Power-to-X, Batteriespeicher); Bild: EVT MU Leoben und IEE TU Graz, 2023..... | 148 |
| Abbildung 79: Stromerzeugung und -bedarf in den unterschiedlichen Szenarien des TYNDP 2022 für die Jahre 2030 und 2040, Bild: APG und VÜN, 2023.....         | 151 |
| Abbildung 80: Identifizierte Planungskorridore bis 2033 der APG; Bild: APG, 2023d.....   | 152 |
| Abbildung 81: Gasverbrauch Österreich 2010-2050 (Marktgebiet (MG) Ost, MG (Tirol), MG (Vorarlberg); Bild: AGGM, 2023.....                                    | 153 |
| Abbildung 82: Planungen AGGM für die Wasserstoffinfrastruktur bis 2030; Bild: AGGM, 2023.....  | 154 |
| Abbildung 83: Strombedarf der Szenarien InfraTrans2040; Quelle: EVT MU Leoben, IEE TU Graz und WIFO, 2023.....   | 155 |
| Abbildung 84: Stromerzeugung InfaTrans2040; Quelle: EVT MU Leoben, IEE TU Graz und WIFO, 2023.....   | 156 |
| Abbildung 85: Gasbedarf InfraTrans2040, Quelle: EVT MU Leoben, IEE TU Graz und WIFO, 2023.....   | 158 |
| Abbildung 86: Gasbedarf GASI 2040; Quelle: Frontier Economics, TU Wien, 2023.....  | 159 |

|   |     |
|---|-----|
| Abbildung 87: Wasserstoffnetze 2030, 2035, 2040 in den GASI 2040 Szenarien;<br>Bild: Frontier Economics, TU Wien, 2023.....   | 160 |
| Abbildung 88: Strombedarfskorridore Übertragungsnetz 2030;<br>Quelle: EVT MU Leoben und IEE TU Graz, 2023.....  | 162 |
| Abbildung 89: Fernleitungsnetz Gas 2030;<br>Bild: EVT MU Leoben und IEE TU Graz, 2023.....  | 164 |
| Abbildung 90: Exemplarische Darstellung des Aufbaus eines 380-kV-VPE-Kabels;<br>Bild: Amprion aus Sweco GmbH, 2016.....   | 168 |
| Abbildung 91: Regelgrabenprofil einer 2-systemigen 380-kV-Kabelleitung<br>mit je 2x3 Phasen parallel geschaltet. Bild: Tennet, 2023.....  | 169 |
| Abbildung 92: Beispiel einer 380-kV-Kabelübergabestation;<br>Foto: Österreichische Energieagentur.....  | 170 |
| Abbildung 93: Magnetische Flussdichte an 380-kV-Freileitungen und Erdkabeln;<br>Höchstwerte unter maximalen Betriebsbedingungen;<br>Bild: Bundesamt für Strahlenschutz, 2022..... | 172 |

## Tabellenverzeichnis

|   |    |
|---|----|
| Tabelle 1: Netzebenen im Stromsystem und Nennspannung; Quelle: EIWOG, 2010.....   | 21 |
| Tabelle 2: Netzebenen, Funktionen und Längen;<br>Quelle: E-Control, 2022a/ E-Control, 2022.....   | 30 |
| Tabelle 3: Bruttoinlandsverbrauch, Primärenergieverbrauch und energetischer<br>Endverbrauch nach Sektoren für ausgewählte Jahre nach Energiebilanz, Transition<br>Szenario und NIP Szenario, in TWh;<br>Quellen: Statistik Austria 2021b, Umweltbundesamt 2023c, EVT MU Leoben 2023.....  | 37 |
| Tabelle 4: Strombedarf nach Sektoren für ausgewählte Jahre nach Energiebilanz,<br>Transition Szenario und NIP Szenario, in TWh;<br>Quellen: Statistik Austria 2021b, Umweltbundesamt 2023c, EVT MU Leoben 2023.....   | 39 |
| Tabelle 5: Stromerzeugung nach Energieträgern für ausgewählte Jahre nach<br>Energiebilanz, Transition Szenario und NIP Szenario, in TWh;<br>Quellen: Statistik Austria 2021b, Umweltbundesamt 2023c, EVT MU Leoben 2023.....  | 40 |
| Tabelle 6: Erdgaseinsatz nach Sektoren für ausgewählte Jahre nach Energiebilanz,<br>Transition Szenario und NIP Szenario, in TWh; Quellen: Statistik Austria 2021b,<br>Umweltbundesamt 2023b, EVT MU Leoben 2023.....   | 41 |
| Tabelle 7: Biomethaneinsatz nach Sektoren für ausgewählte Jahre nach<br>Energiebilanz, Transition Szenario und NIP Szenario, in TWh;<br>Quellen: Statistik Austria 2021b, Umweltbundesamt 2023c, EVT MU Leoben 2023.....  | 42 |
| Tabelle 8: Wasserstoffverbrauch nach Sektoren für ausgewählte Jahre nach<br>Energiebilanz, Transition Szenario und NIP Szenario, in TWh; Quellen: Statistik Austria<br>2021b, Umweltbundesamt 2023c, EVT MU Leoben 2023.....  | 43 |
| Tabelle 9: Wasserkraft – normalisierte Erzeugung 2020, Länder Zubauziele 2021-2030,<br>Länder Ausbauziele 2030, in TWh;<br>Quelle: (KTN, 2014), (NÖ, 2019), (OÖ, 2022), (SBG, 2021), (STMK, 2017), (TIR, 2022),<br>(VBG, 2021), (Statistik Austria, 2022a) und (BGBl. I Nr. 150/2021, 2021).....  | 46 |
| Tabelle 10: Windkraft – normalisierte Erzeugung 2020, Länder Zubauziele 2021-2030,<br>Länder Ausbauziele 2030, in TWh;<br>Quelle: (Landesmedienservice Burgenland 2022), (KTN, 2014) (NÖ, 2023), (OÖ, 2022),<br>(SBG, 2021), (STMK, 2017), (Statistik Austria, 2022a) und (BGBl. I Nr. 150/2021, 2021),<br>es können Rundungsdifferenzen auftreten..... | 48 |

|   |     |
|---|-----|
| Tabelle 11: Photovoltaik Erzeugung 2020, Länder Zubauziele 2021-2030, Länder Ausbauziele 2030, in TWh;<br>Quelle: (BGLD, 2023), (KTN, 2014), (NÖ, 2023), (OÖ, 2022), (SBG, 2021), (STMK, 2023), (VBG, 2021), (WIE, 2022), (Statistik Austria, 2022a) und (BGBl. I Nr. 150/2021, 2021), es können Rundungsdifferenzen auftreten..... | 51  |
| Tabelle 12: Angenommene PV-Erzeugung aus dem Szenario „aktuelle Entwicklungen“ je Bundesland; Quelle: (Umweltbundesamt, 2023d).....   | 55  |
| Tabelle 13: Angenommene Winderzeugung aus dem Szenario „aktuelle Entwicklungen“ je Bundesland; Quelle: (Umweltbundesamt, 2023d).....  | 59  |
| Tabelle 14: Bandbreiten der Wasserkraftpotenziale je Bundesland; Quelle: Umweltbundesamt, 2023d.....  | 62  |
| Tabelle 15: Biomethanpotenziale je Bundesland in Österreich; Quelle: Umweltbundesamt, 2023d und Berechnungen NIP.....   | 64  |
| Tabelle 16: Berücksichtigte erzeugte Wasserstoffmengen je Bundesland für die Jahre 2030 und 2040; Quelle: EVT MU Leoben, 2023.....  | 97  |
| Tabelle 17: Berücksichtigte Kraftwerksleistungen und eingespeiste Energiemengen je Bundesland für Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen im Betrachtungsjahr 2030; Quelle: EVT MU Leoben, 2023.....   | 105 |
| Tabelle 18: Berücksichtigte Pump- und Turbinenleistung und Energiemengen je Bundesland für Pumpspeicherkraftwerke im Betrachtungsjahr 2030; Quelle: EVT MU Leoben, 2023.....  | 106 |
| Tabelle 19: Berücksichtigte Turbinenleistung und Energiemengen je Bundesland für Speicherkraftwerke im Betrachtungsjahr 2030; Quelle: EVT MU Leoben, 2023.....  | 106 |
| Tabelle 20: Angewandte Zielgrößen für Großbatterien, flexible Großwärmepumpen und Elektrolyseure im Betrachtungsjahr 2030; Quelle: EVT MU Leoben, 2023.....   | 107 |
| Tabelle 21: Berücksichtigte Leistung, Speicherkapazität und umgesetzte Energiemenge je Bundesland für Großbatterien, flexible Großwärmepumpen und Elektrolyseure für die marktorientierte Variante im Betrachtungsjahr 2030; Quelle: EVT MU Leoben, 2023.....   | 112 |

|  |     |
|--|-----|
| <p>Tabelle 22: Berücksichtigte Leistung, Speicherkapazität und umgesetzte Energiemenge je Bundesland für Großbatterien, flexible Großwärmepumpen und Elektrolyseure für die netzunterstützende Variante im Betrachtungsjahr 2030; Quelle: EVT MU Leoben, 2023.....</p> | 113 |
| <p>Tabelle 23: Ausbaugrößen für Kurzzeitspeicher in Szenario-Variante maximaler Ausbau von Kurzzeitspeichern im Betrachtungsjahr 2030; Quelle EVT MU Leoben, 2023.....</p>   | 120 |
| <p>Tabelle 24: Ausbaugrößen für Kurzzeitspeicher sowie Mittel- und Langzeitspeicher in Szenario-Variante maximaler Flexibilitätsausbau im Betrachtungsjahr 2030; Quelle EVT MU Leoben, 2023.....</p>   | 120 |
| <p>Tabelle 25: Stromtransportbedarfskorridore gemäß Abbildung 64 samt betroffenen Netzknoten.....</p>  | 123 |
| <p>Tabelle 26: Berücksichtigte Kraftwerksleistungen und eingespeiste Energiemengen je Bundesland für Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen im Ausblick 2040; Quelle: EVT MU Leoben, 2023.....</p>   | 126 |
| <p>Tabelle 27: Berücksichtigte Pump- und Turbinenleistung und Energiemengen je Bundesland für Pumpspeicherkraftwerke im Ausblick 2040; Quelle: EVT MU Leoben, 2023.....</p>  | 127 |
| <p>Tabelle 28: Berücksichtigte Turbinenleistung und Energiemengen je Bundesland für Speicherkraftwerke im Ausblick 2040; Quelle: EVT MU Leoben, 2023.....</p>  | 127 |
| <p>Tabelle 29: Angewandte Zielgrößen für Großbatterien, flexible Großwärmepumpen und Elektrolyseure im Ausblick 2040; Quelle: EVT MU Leoben, 2023.....</p>   | 128 |
| <p>Tabelle 30: Berücksichtigte Leistung, Speicherkapazität und umgesetzte Energiemenge je Bundesland für Großbatterien, flexible Großwärmepumpen und Elektrolyseure bei marktorientiertem Betrieb im Ausblick 2040; Quelle: EVT MU Leoben, 2023.....</p>               | 130 |
| <p>Tabelle 31: Berücksichtigte Leistung, Speicherkapazität und umgesetzte Energiemenge je Bundesland für Großbatterien, flexible Großwärmepumpen und Elektrolyseure bei netzunterstützendem Betrieb im Ausblick 2040; Quelle: EVT MU Leoben, 2023.....</p>             | 132 |



|   |     |
|---|-----|
| Tabelle 32: Ausbaugrößen für Kurzzeitspeicher in Szenario-Variante maximaler Ausbau von Kurzzeitspeichern im Ausblick 2040;<br>Quelle EVT MU Leoben, 2023.....  | 136 |
| Tabelle 33: Ausbaugrößen für Kurzzeitspeicher sowie Mittel- und Langzeitspeicher in Szenario-Variante maximaler Flexibilitätsausbau im Ausblick 2040;<br>Quelle EVT MU Leoben, 2023.....  | 136 |
| Tabelle 34: Berücksichtigte Gasspeicherkapazitäten 2030;<br>Quelle: EVT MU Leoben und IEE TU Graz, 2023.....  | 146 |
| Tabelle 35 Anteil von Erdkabeln an den Systemlängen der öffentlichen Stromversorgung (2021); Quelle: E-Control, 2022a.....  | 167 |
| Tabelle 36: Die Aufteilung der 17 TWh Stromerzeugung aus Windkraft 2030 sind eine Orientierungshilfe bei der Beurteilung, ob aktuell eine im Einklang mit den Ausbauzielen des § 4 Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes (EAG) im Sinne des § 4a UVP-G stehende Energieraumplanung vorliegt..... | 177 |





