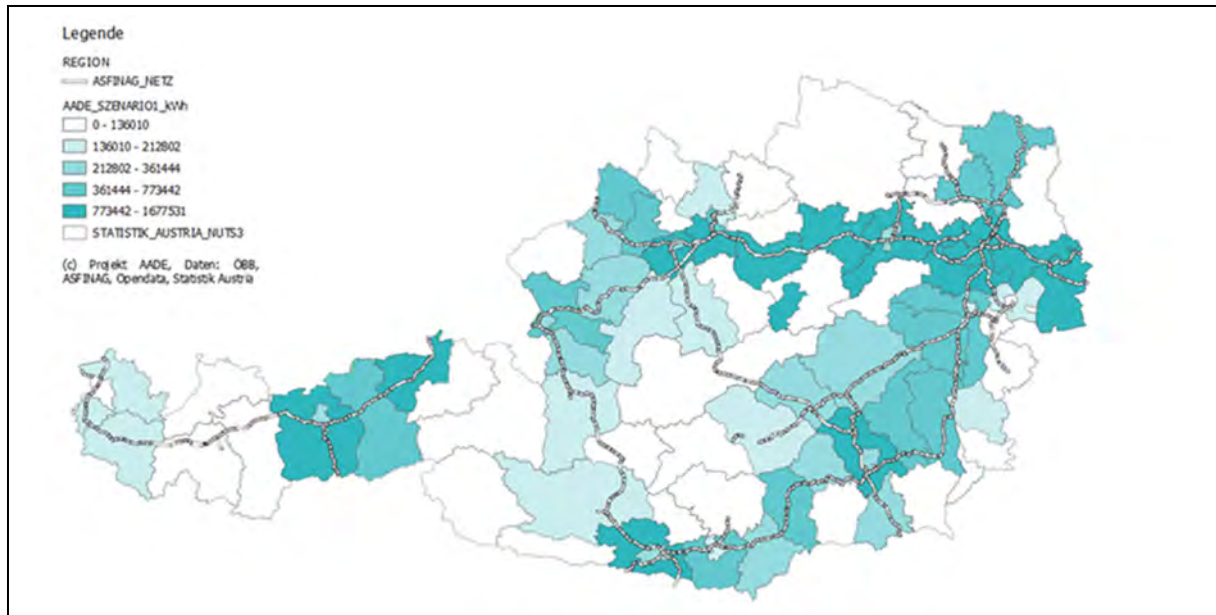


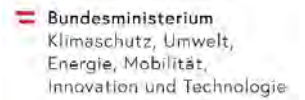
Alternative Antriebe und deren Energieversorgung

AADE

Ein Projekt finanziert im Rahmen der
Verkehrsinfrastrukturforschung 2020
VIF 2020

Okt 2023





Impressum:

Herausgeber und Programmverantwortung:

Bundesministerium für Klimaschutz
Abteilung Mobilitäts- und Verkehrstechnologien
Radetzkystraße 2
1030 Wien



ÖBB-Infrastruktur AG
Praterstern 3
1020 Wien



Autobahnen- und Schnellstraßen-Finanzierungs-
Aktiengesellschaft
Austro Tower
Schnirchgasse 17
1030 Wien



Für den Inhalt verantwortlich:

AIT Austrian Institute of Technology GmbH
Umweltbundesamt GmbH
HERRY Consult GmbH
Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz



Programmmanagement:

Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft mbH
Thematische Programme
Sensengasse 1
1090 Wien



Alternative Antriebe und deren Energieversorgung AADE

Ein Projekt finanziert im Rahmen der
Verkehrsinfrastrukturforschung
VIF 2020

Autorinnen und Autoren:

**Martin REINTHALER, Jürgen ZAJICEK, Hannes KOLLER,
Helfried BRUNNER, Barbara HERNDLER, Sebastian STEINLECHNER (AIT)
Norbert SEDLACEK (HERRY)
Alessandra ANGELINI, Johanna VOGEL (UBA)
Andreas ZAUNER, Christoph MÜLLER (EI-JKU)**

Auftraggeber:

Bundesministerium für Klimaschutz
ÖBB-Infrastruktur AG
Autobahnen- und Schnellstraßen-Finanzierungs-Aktiengesellschaft

Auftragnehmer:

AIT Austrian Institute of Technology GmbH
Umweltbundesamt GmbH
HERRY Consult GmbH
Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz

ZUSAMMENFASSUNG

Das Projekt AADE – Alternative Antriebe und deren Energieversorgung, untersucht den zukünftigen Energiebedarf durch Verkehr und Transport am österreichischen hochrangigen Straßen- und Schienennetz und stellt geeignete Lösungen zur Energiebereitstellung gegenüber. Die Innovation des Projekts liegt dabei in der umfassenden Betrachtung von Entwicklungen und Technologien aus dem Verkehrs- und Energiebereich, um belastbare Zukunftsszenarien und Modelle für den Verkehrssektor im Jahr 2040 zu erstellen.

Die zukünftigen im Verkehr und Transport benötigten Energiebedarfe, bedingt durch den Einsatz alternativer Antriebssysteme, erfordern geeignete Lösungen hinsichtlich Energiebereitstellung. Neben dem verstärkten Ausbau der erneuerbaren Energien auf der Erzeugerseite ergeben sich durch die angestrebte Elektrifizierung des Verkehrssektors auch auf der Lastseite zunehmend neue Herausforderungen, die es zu bewältigen gibt. Eine umfassende Analyse des Energiebedarfs für den Verkehrssektor in Verbindung mit den daraus resultierenden Anforderungen an die Verkehrsinfrastruktur und den gegebenenfalls notwendigen Netzausbau ist daher von entsprechender Relevanz. Abhängig von der in der Vergangenheit auf Grund bestimmter Versorgungsaufgaben geplanter Netzstrukturen ergeben sich daher lokal unterschiedliche Anforderungen, die es hinsichtlich zeit- und bedarfsgerechter Bereitstellung zu berücksichtigen gilt.

Dazu wurde im Projekt AADE eine umfassende Modellierung des lokalen Energiebedarfs für den Verkehrssektor durchgeführt, es wurden die entsprechenden Anforderungen an der lokalen Versorgungsinfrastruktur analysiert und der notwendige Netzausbau identifiziert. Als Hauptergebnis des Projekts liegt eine Wissensbasis zur Planung der Energieversorgung des Verkehrs mit Elektrizität und Wasserstoff aus erneuerbaren Energiequellen entlang der Verkehrsachsen Österreichs für Infrastrukturbetreiber zur Verfügung stehen. Dabei wurden sowohl für die Energiebedarfsermittlung als auch für die Energieversorgung Szenarien aufgezeigt, berechnet und bewertet.

Die untersuchten Szenarien im Projekt AADE:

- Szenario 1: Orientierung am Mobilitätsmasterplan 2030
- Szenario 2: weiterhin steigende Verkehrsleistung
- Szenario 3: Geringe Verkehrsleistungssteigerung

Das Projekt behandelte Fragestellungen aus mehreren fachlichen Bereichen, wie die Ermittlung von Verkehrsbelastung und -prognose, die Anteile alternativer Antriebe im Verkehrssektor, Energieverbrauchsmodellierung, Wasserstoff im Verkehrs-sektor und der Energienetzplanung und die dezentrale Versorgung. Dazu wurde in AADE eine umfassende Modellierung des lokalen Energiebedarfs (Tank-to-Wheel Ansatz, d.h. der direkte Energieeinsatz im Fahrzeug) für den Verkehrssektor durchgeführt, es wurden die entsprechenden Anforderungen an der lokalen Versorgungsinfrastruktur analysiert und der notwendige Netzausbau identifiziert.

Im Rahmen des Projektes wurden erstmals Bedarfsknotenpunkte aus den Analysen des Energiebedarfs an den Verkehrsinfrastrukturen (ASFINAG und ÖBB Netz) identifiziert und Synergien festgestellt. Die Methodik dazu war eine kombinierte Betrachtung von Bedarfs- und Versorgungsszenarien und die Übertragung auf großflächige Verkehrsinfrastrukturnetze. Für ausgewählte Bedarfsknoten wurde eine qualitative Analyse zu den Auswirkungen auf das Stromnetz durchgeführt.

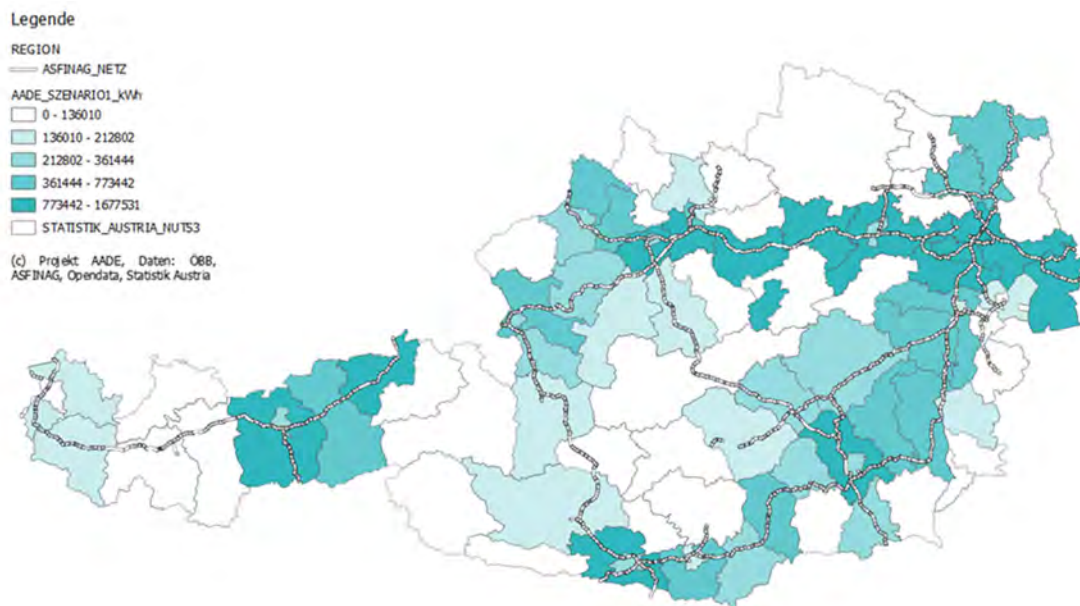


Abbildung 1: Kartendarstellung des berechneten Energieverbrauchs für Szenario 1 (Mobilitätsmasterplan) für Verkehrsträger Straße (ASFINAG Netz), zugeordnet zu Bezirken (eigene Darstellung)

Die Ergebnisse des Projekts zeigen für die definierten Szenarien, wo entlang des hochrangigen Verkehrsnetzes der ASFINAG künftig E-Ladestationen und Wasserstoffbetankungsanlagen gebraucht werden und in welchem Ausmaß.

Die zusammenfassende Darstellung der Energiebedarfe in Abbildung 2 zeigt den ermittelten Gesamtenergiebedarf im Jahr 2040, getrennt dargestellt für Straße (ASFINAG) und Schiene (ÖBB).

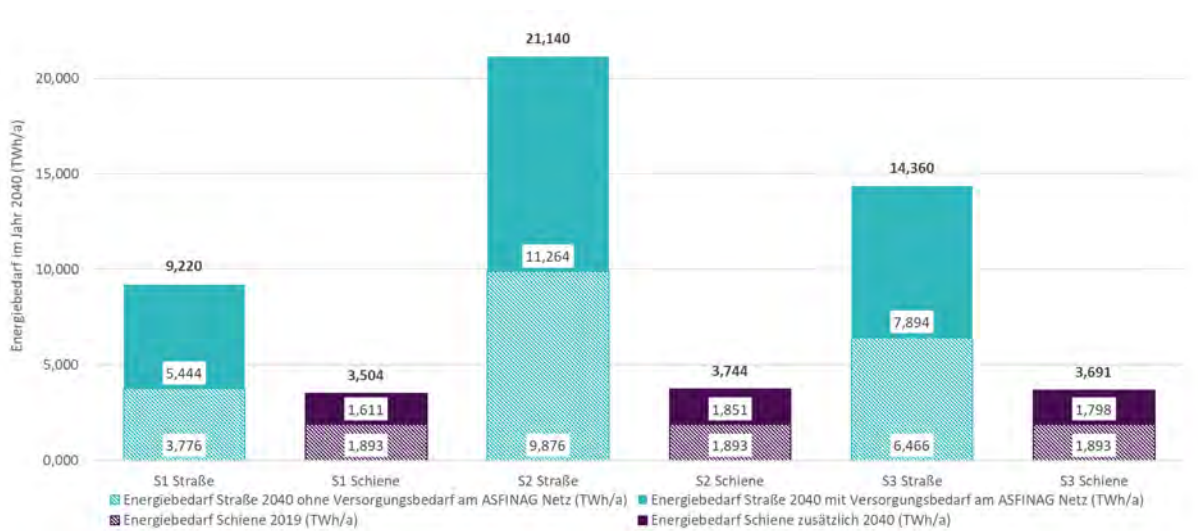


Abbildung 2: Darstellung des zusätzlichen Energiebedarfes Schiene für 2040 bei Starklast für die definierte Szenarien

Die Darstellung veranschaulicht den Unterschied im Gesamtenergiebedarf fürs ASFINAG Netz. Während für Szenario 1 etwa 9,22 TWh Energie für den Verkehr am hochrangigen Straßennetz erforderlich sind, sind es im Szenario 2 mit 21,14 TWh mehr als das Doppelte und in Szenario 3 etwa 14,36 TWh. Um diesen Gesamtenergiebedarf für den Verkehr am ASFINAG Netz zu versorgen, wurde je nach Antriebsformen unterschieden, ob und für welche Anteile ein Versorgungsbedarf (z.B. elektrisches Laden von BEV) am ASFINAG Netz zu erwarten ist. Die Darstellung zeigt, dass ein Versorgungsbedarf von etwa 5,4 TWh Energie am hochrangigen Straßennetz im Szenario 1 erforderlich ist, in Szenario 2 mit 11,3 TWh und in Szenario 3 etwa 7,9 TWh.

Für die ÖBB wurde der zusätzliche Energiebedarf im Zieljahr 2040 ermittelt, sowie der Energiebedarf für die weitere Elektrifizierung von Lokalbahnen erhoben und geografisch verortet. Abbildung 2 veranschaulicht den derzeitigen Energiebedarf auf Basis der Daten für das Jahr 2019, sowie den zusätzlichen Energiebedarf im Jahr 2040 für Steigerung der Verkehrsleistung und weitere Elektrifizierung. Die Ergebnisse sind mit 1,61 TWh für Szenario 1 bzw. 1,85 TWh für Szenario 2 und 1,80 TWh in Szenario 3 in einer ähnlichen Größenordnung.

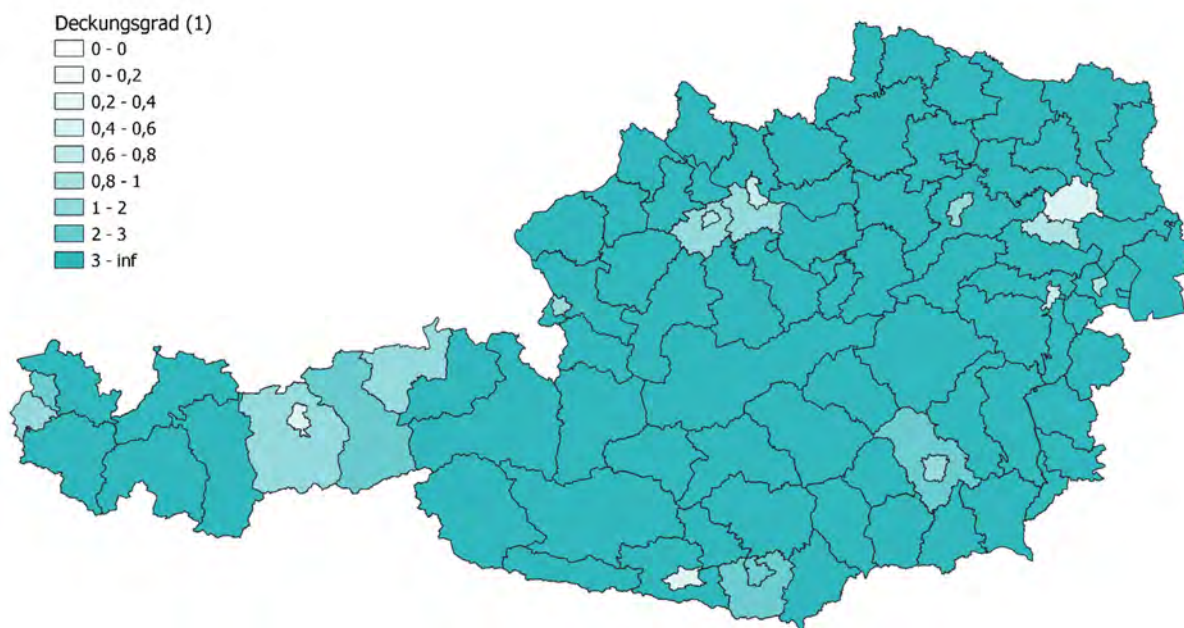


Abbildung 3: Deckungsgrade nach Verkehrsszenario 1 der politischen Bezirke in Österreich

Außerdem wurde auf Basis von politischen Bezirken eine hypothetische lokale Versorgung des hier errechneten Energiebedarfs durch additive erneuerbare Energieträger (Photovoltaik und Wind) untersucht. Dafür wurde die Kenngröße des Deckungsgrades eingeführt, welche das Verhältnis der potentiellen Jahresenergiebereitstellung zum Jahresenergiebedarf beschreibt. Ein beispielhaftes Ergebnis dazu kann Abbildung 3 entnommen werden.

Eine Kosten- und Sensitivitätsanalyse der Szenarien runden gemeinsam mit der Ableitung von Handlungsempfehlungen (z.B. zur Planung der Energieversorgung/elektrischen Stromversorgung) das Projekt ab.

Inhalt

1. EINLEITUNG	11
2. BESTEHENDE INTERNATIONALE ERKENTNISSE.....	13
2.1. Entwicklung der Verkehrsleistung	13
2.1.1. Güterverkehr	14
2.1.2. Personenverkehr	16
2.2. Modal Split	19
2.2.1. Güterverkehr	19
2.2.2. Personenverkehr	21
2.3. Neuzulassungen nach Antriebsart bei Pkw	23
2.3.1. Konventionelle Antriebssysteme	23
2.3.2. Batterieelektrische Antriebssysteme	24
2.3.3. H ₂ -Brennstoffzellen Antriebssysteme	24
2.3.4. Hybridbetriebene Antriebssysteme	25
2.4. Bestand nach Antriebsart bei Pkw	25
2.5. Bestand nach Antriebsart bei Lkw.....	26
2.6. Energiebedarf.....	27
2.7. Lade- und Tankstelleninfrastruktur	30
2.7.1. Elektromobilität.....	31
2.7.2. Wasserstoffinfrastruktur.....	31
2.7.3. Kosten Infrastruktur	32
2.8. Auswirkungen auf das Stromnetz.....	35
3. ENERGIEBEDARF	37
3.1. Szenarien zur Energiebedarfsermittlung	37
3.2. Szenario 1 – Masterplanszenario (und Subszenarien).....	39
3.3. Szenario 2 – „steigende Verkehrsleistung“ (und Subszenarien)	43
3.4. Szenario 3 – „Geringe Verkehrsleistungssteigerung“ (und Subszenarien)	46
3.5. Spezifische Verbrauch.....	48
3.6. Modellierung des Energiebedarfs am hochrangigen Straßennetz	48
3.6.1. Lokale Verortung der Energiebedarfe	55
3.7. Modellierung des Energiebedarfs am ÖBB-Schienennetz	59
3.7.1. Lokale Verortung der Energiebedarfe.....	65
4. ENERGIEVERSORGUNG.....	71
4.1. Deckung des direkten elektrischen Energiebedarfs der zusätzlichen Mobilität	71
4.1.1. PV- und Windkraftverteilung auf politische Bezirke.....	72

4.1.1.1.	PV-Verteilung.....	72
4.1.1.2.	Windkraftverteilung	74
4.1.2.	Bedarfsdeckung	77
4.2.	H ₂ -Versorgungsszenarien	79
4.3.	Flächenbedarf H ₂ -Infrastruktur	82
4.4.	Aspekte der Wasserstofflogistik.....	86
4.5.	Auswirkungen der Wasserstoffproduktion auf die elektrische Bedarfsdeckung.....	88
4.6.	Identifikation von Bedarfsknotenpunkten	90
5.	IMPACT-ANALYSE STROMNETZE.....	94
5.1.	Referenzierung Energiebedarf und Stromnetze.....	94
5.2.	Netzausbaubedarf für Bedarfsknotenpunkte	97
6.	AUSWERTUNG DER SZENARIEN.....	107
6.1.	Inventory – Basisdaten für die Kostenbewertung	107
6.1.1.	Investitionskosten der H ₂ -Produktion	107
6.1.2.	Kosten einer Wasserstofftankstelle	111
6.1.3.	Kosten für den Wasserstofftransport.....	113
6.2.	Kostenanalyse der Szenarien	115
6.2.1.	Kosten BEV-Infrastruktur	115
6.2.2.	Kosten H ₂ -Infrastruktur.....	120
6.2.3.	Kosten OEV-Infrastruktur.....	123
6.2.4.	Kosten Ausbau EE-Anlagen	123
6.3.	Gesamtkosten der Verkehrsszenarien.....	125
6.4.	Ergebnisse der Szenarienauswertung	127
6.5.	Katalog an Handlungsempfehlungen.....	130
6.5.1.	Handlungsempfehlung: Synergiepotentiale nutzen.....	130
6.5.2.	Handlungsempfehlung: Planungsgrundlagen für Energiesysteme.....	130
6.5.3.	Handlungsempfehlung zur elektrischen Energieversorgung und deren Abbildung 130	
6.5.4.	Handlungsempfehlung zu Versorgungsstrategien Wasserstoff.....	131
6.5.5.	Handlungsempfehlung zu Impact Stromnetzte und Netzausbau.....	132
7.	LITERATUR.....	134
8.	ABBILDUNGSVERZEICHNIS	139
9.	TABELLENVERZEICHNIS	144
10.	ANHANG.....	145
10.1.	Ergebnistabellen.....	145

10.1.1.	Ermittelter Energiebedarf Straße in kWh nach Antriebsform pro Bezirk für Szenario 1	146
10.1.1.	Ermittelter Energiebedarf Straße in kWh nach Antriebsform pro Bezirk für Szenario 2	149
10.1.2.	Ermittelter Energiebedarf Straße in kWh nach Antriebsform pro Bezirk für Szenario 3	152
10.1.3.	Berechneter zusätzlicher täglicher Energiebedarf Schiene in MWh nach Unterwerken (Szenarien 1, 2 und 3 – inkl. Starklast Berechnung)	155
10.1.4.	Bedarfsdeckung	157

1. EINLEITUNG

Die Energiewende steht auch in Österreich an einem entscheidenden Punkt. Die zukünftigen im Verkehr und Transport benötigten Energiebedarfe, bedingt durch den Einsatz alternativer Antriebssysteme, erfordern geeignete Lösungen hinsichtlich Energiebereitstellung. Neben dem verstärkten Ausbau der erneuerbaren Energien auf der Erzeugerseite ergeben sich durch die Elektrifizierung des Verkehrssektors auch auf der Lastseite zunehmend neue Herausforderungen, die es zu bewältigen gibt. Eine umfassende Analyse des Energiebedarfs für den Verkehrssektor in Verbindung mit den daraus resultierenden Anforderungen an die Verkehrsinfrastruktur und den womöglich notwendigen Netzausbau ist daher von entsprechender Relevanz. Abhängig von der in der Vergangenheit auf Grund bestimmter Versorgungsaufgaben geplanter Netzstrukturen ergeben sich daher lokal unterschiedliche Anforderungen, die es hinsichtlich zeit- und bedarfsgerechter Bereitstellung zu berücksichtigen gilt. Besonders die zukünftige Versorgung der österreichischen Verkehrsachsen mit ausreichend Elektrizität und Wasserstoff steht im zentralen Fokus des Projekts.

Das Projekt AADE – Alternative Antriebe und deren Energieversorgung, untersucht den zukünftigen Energiebedarf durch Verkehr und Transport und stellt geeignete Lösungen zur Energiebereitstellung gegenüber. Die Innovation des Projekts liegt dabei in der umfassenden Betrachtung von Entwicklungen und Technologien aus dem Verkehrs- und Energiebereich, um belastbare Zukunftsszenarien und Modelle zu erstellen.

Das Projekt behandelt Fragestellungen aus mehreren fachlichen Bereichen, wie die Ermittlung von Verkehrsbelastung und -prognose, Anteile alternativer Antriebe im Verkehrssektor, Energieverbrauchsmodellierung, Wasserstoff im Verkehrssektor und der Energienetzplanung sowie die dezentrale Versorgung. Dazu wurde in AADE eine umfassende Modellierung des lokalen Energiebedarfs für den Verkehrssektor durchgeführt, es werden die entsprechenden Anforderungen an der lokalen Versorgungsinfrastruktur analysiert und der notwendige Netzausbau identifiziert.

Als Hauptergebnis des Projekts liegt eine Wissensbasis zur Planung der Energieversorgung des Verkehrs mit Elektrizität und Wasserstoff entlang der Verkehrsachsen Österreichs für Infrastrukturbetreiber vor. Dabei wurden sowohl für die Energiebedarfsermittlung als auch für die Energieversorgung Szenarien aufgezeigt, berechnet und bewertet. Der vorliegende Ergebnisbericht umfasst die Arbeitsschritte des Projekts, beschreibt die Vorgangsweise und stellt die Ergebnisse dar. Die Kapitel beinhalten jeweils die Hauptergebnisse, z.B. als

Kartendarstellungen der Energiebedarfe pro Bezirk, die zugehörigen Datentabellen sind im Anhang angefügt.

2. BESTEHENDE INTERNATIONALE ERKENNTNISSE

Durch das Screening des bereits vorhandenen Wissensstandes und der daraus abgeleiteten Metastudie liegen abgeglichene und vollständig bewertete Erkenntnisse vor, die als Basis für die Entwicklung der Szenarien zur Bedarfsermittlung in AP3 dienen. Die daraus gewonnenen Erkenntnisse sind dabei so aufbereitet, dass sie von besonderer Relevanz für die Betrachtung der Fragestellung in Österreich sind.

Aufgrund der Relevanz der Thematik wurden innerhalb der letzten Jahre auf globaler, europäischer und nationaler Ebene eine Reihe von Studien durchgeführt. Der Fokus liegt dabei auf der Prognose von Elektrizitäts- und Wasserstoffbedarfe im Verkehrssektor, wobei die darin entwickelten Szenarien eine relativ große Bandbreite im Verkehrssektor abdecken, die es zum Aufbau einer breiten Wissensbasis und zur Ableitung der entsprechenden Energiebedarfe zu analysieren gilt. Eine zentrale Rolle nehmen dabei die fachspezifischen Projekte und Erfahrungen der Projektpartner ein, die u.a. als Ausgangsbasis sowie für den durchgeführten Abgleich mit weiteren Literaturquellen dienen. In der vorliegende Metastudie werden die Ergebnisse der globalen, europäischen und nationalen Studien hinsichtlich der folgenden Fragestellungen analysiert:

- Aktuelle Verkehrsbelastung im Personen- und Güterverkehr
- Ermittlung der zukünftigen Entwicklung von alternativen Antriebssystemen
- Ableitung des jeweiligen Modal Split
- Erhebung der notwendigen Lade- und Tankstelleninfrastruktur
- Quantifizierung des Energiebedarfs und Analyse des notwendigen strategischen Ausbaus von Energienetzen
- Recherche zu Studien und Projektergebnissen im Themenbereich alternativer Antriebe und deren Einbindung ins Energiesystem

2.1. Entwicklung der Verkehrsleistung

Grundsätzlich entspricht die Fahrleistung in Kilometern jener Gesamtstrecke, die von einem Verkehrsmittel innerhalb eines Jahres zurückgelegt wird. Sie ist unter anderem neben den beiden Faktoren „Geschwindigkeit“ und „Fahrzeugart“ einer der zentralen Größen, die zur Ermittlung der Schadstoff- und Lärmemissionen des Verkehrs herangezogen werden. Wird diese Fahrleistung in einem Folgeschritt mit der Anzahl der beförderten Personen oder der beförderten Tonnen im Güterverkehr multipliziert, so ergibt sich die Verkehrsleistung in Personenkilometer (Pkm) bzw. in Tonnenkilometer (Tkm) (Umweltbundesamt, 2021).

2.1.1. Güterverkehr

Global

Die OECD unterscheidet bei der Entwicklung der globalen Verkehrsleistung im Güterverkehr zwischen den drei Szenarien „Erholung“, „Umgestaltung“ und „Umgestaltung+“. Während im Szenario „Erholung“ die internationale Gemeinschaft ihre vereinbarten Klimaziele deutlich verfehlt und die verkehrsbedingten CO₂-Emissionen auf mehr als das Dreifache der für 2050 angestrebten Höchstmenge ansteigt, zeichnen „Neugestaltung“ und „Neugestaltung+“ ein optimistischeres Bild der Zukunft. Bei „Neugestaltung“ beschließen die Regierungen eine Politik, die den Verkehr auf einen nachhaltigen Pfad bringt und die Klimaziele des Pariser Abkommens in greifbare Nähe rückt. In „Neugestaltung+“ werden die Maßnahmen zur Pandemiebekämpfung beschleunigt und so verstärkt, dass der Verkehr die Klimaziele schnell erreichen kann. In den beiden optimistischen Szenarien wird daher die Verbindung zwischen Wirtschaftswachstum und steigenden Verkehrsemissionen durchbrochen. Die Verkehrsnachfrage wächst zwar weiter, aber die Emissionen gehen entsprechend zurück (OECD, 2021).

Die IEA geht in ihrer globalen Prognose von dem ehrgeizigen Ziel aus, dass bis zum Jahr 2050 netto null Emissionen zu erreichen sind. Auf diesem Fahrplan für das globale Energiesystem bauen daher die vorgenommenen Analysen auf (IEA, 2021c).

Die beiden Studien einig, dass die globale Güterverkehrsleistung bis zum Jahr 2050 weiterhin stark zunimmt und nochmals auf zwischen 100 und 160 % auf Basis des heutigen Niveaus im Jahr 2020 ansteigt.

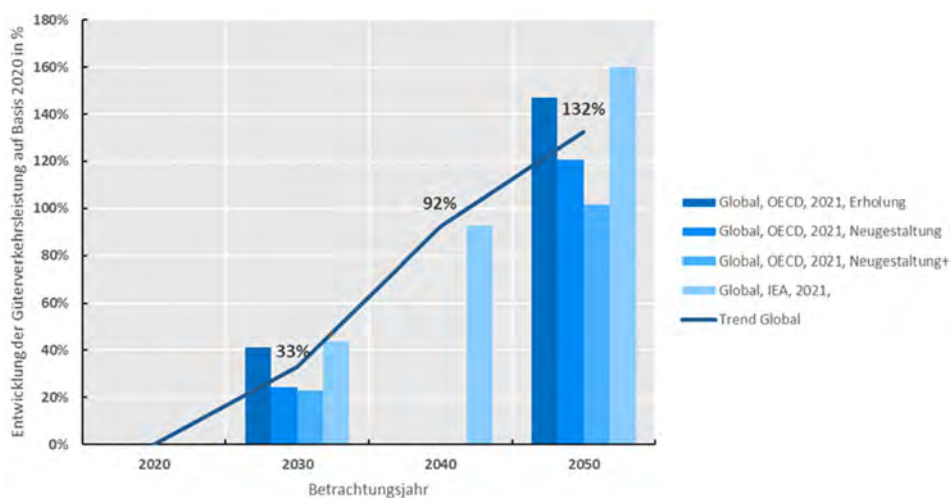


Abbildung 4: Entwicklung des globalen Güterverkehrs (OECD, 2021, IEA, 2021c)

Die reduzierte Verkehrsleistung in den beiden optimistischen Szenarien „Neugestaltung“ und „Neugestaltung+“ der OECD sind dabei darauf zurückzuführen, dass der weltweite Rückgang des Verbrauchs fossiler Brennstoffe ebenso die Nachfrage nach dem Transport dieser Ressourcen reduziert (IEA, 2021c, OECD, 2021).

Europa und Österreich

Für die Entwicklung der Güterverkehrsleistung auf europäischer Ebene liefern Studien der Europäischen Kommission (European Commission, 2021) und der IEA (IEA, 2017) entsprechende Prognosedaten. Auch eine Studie aus Deutschland (Kemmler et al., 2020), die unter der Mitarbeit von Fraunhofer ISI erstellt wurde, kann hier als nationale Vergleichsstudie herangezogen werden. Gezielte Prognosedaten für Österreich liefern neben der Studie der Europäischen Kommission (European Commission, 2021), auch zwei Publikationen, die im Rahmen der Ausschreibung des Klima- und Energiefonds im Rahmen von „Zero Emission Mobility“ (Angelini et al., 2020, Sedlacek et al., 2021) durchgeführt wurden.

Die Europäische Kommission betrachtet in ihrer Studie ein Basisszenario, das die bestehenden energie- und klimabezogenen Verpflichtungen der Länder, einschließlich der im Rahmen des Pariser Abkommens zugesagten nationalen Beiträge, berücksichtigt (European Commission, 2021).

Die Studie der IEA umfasst mit „Basis“, „2°C“ und „< 2°C“ insgesamt drei verschiedene Szenarien. „Basis“ beinhaltet die derzeitigen Ambitionen der Welt, die nicht mit dem Erreichen der globalen Klimaschutzziele übereinstimmen, aber dennoch eine erhebliche Veränderung bewirken. Im Gegensatz dazu legen das 2°C-Szenario und das < 2°C-Szenario jeweils einen schnellen Dekarbonisierungspfad im Einklang mit den internationalen politischen Zielen fest. Ersteres ist seit vielen Jahren das wichtigste Klimaszenario und wird von politischen Entscheidungsträgern und Wirtschaftsakteuren in großem Umfang zur Bewertung ihrer Klimastrategien verwendet, während zweites untersucht, wie weit die bekannten sauberen Energietechnologien im Einklang mit dem Pariser Klimaabkommen maximal gehen könnten (IEA, 2017).

Die Studie aus Deutschland unterscheidet zwischen „Referenz-Szenario“ und „Szenario mit Klimaschutzprogramm“. In der Referenzentwicklung verringern sich die Treibhausgase bis zum Jahr 2030 um mindestens 55 % gegenüber 1990. Das Szenario mit Klimaschutzplan baut auf der Referenzentwicklung auf und umfasst zusätzlich die Wirkung der Maßnahmen des Klimaschutzprogramms 2030 umfasst (Kemmler et al., 2020).

Die beiden aktuellen Studien aus Österreich beschäftigen sich mit der gezielten Dekarbonisierung im Verkehrssektor. Während sich „CLEARER“ (Sedlacek et al., 2021) dabei gezielt mit dem Straßengüterverkehr beschäftigt, umfasst „Pathway to a Zero Carbon Transport Sector“ (Angelini et al., 2020) die gesamte Personen- und Güterverkehrsmobilität.

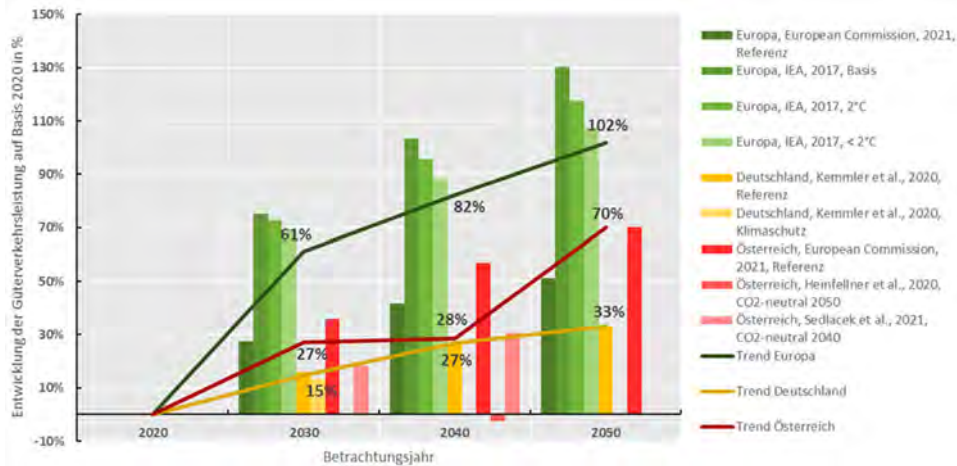


Abbildung 5: Entwicklung des europäischen und nationalen Güterverkehrs (European Commission, 2021, IEA, 2017, Kemmler et al., 2020, Angelini et al., 2020, Sedlacek et al., 2021)

Bis auf „Pathway to a Zero Carbon Transport Sector“ (Angelini et al., 2020) gehen alle betrachteten Studien von einer steigenden Güterverkehrsleistung bis 2050 aus. Der Grund für den erwarteten Rückgang wird dabei in einer intensiven Verlagerung der Güterverkehrsströme auf die Schiene, einer gesteigerten Fahrzeugauslastung und dem verstärkten Konsum regionaler Produkte gesehen. Von dieser Ausnahme abgesehen, ist der europäische Trend mit einem weiteren Anstieg um etwa 100 % weitaus stärker ausgeprägt als die nationale Prognose für Österreich, die von 70 % ausgeht.

Auf Basis der verschiedenen Studien kann für Österreich bis zum Jahr 2050 von einer steigenden Güterverkehrsleistung ausgegangen werden, da die betrachteten Szenarien sich fast zur Gänze an den globalen und somit richtungsweisenden Klimazielen orientieren.

2.1.2. Personenverkehr

Global

Auch bei der zukünftigen Entwicklung der Verkehrsleistung im globalen Personenverkehr liefern die beiden Studien der OECD (OECD, 2021) und der IEA (IEA, 2021c) entsprechende Prognosen.

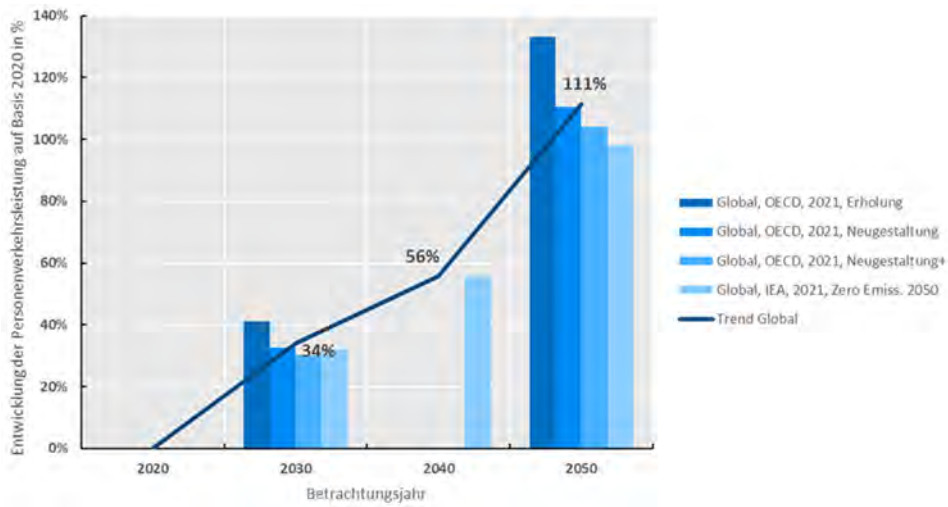


Abbildung 6: Entwicklung des globalen Personenverkehrs (OECD, 2021, IEA, 2021c)

Der globale Personenverkehr wird bis zum Jahr 2050 weiterhin stark zunehmen und mehr als den doppelten Wert von 2020 aufweisen. Der Rückgang in Folge der COVID-19 Pandemie wird dabei voraussichtlich nur von kurzer Dauer sein (European Commission, 2021).

Europa und Österreich

Auch für die Entwicklung der Personenverkehrsleistung auf europäischer Ebene liefern wieder die Studien der Europäischen Kommission (European Commission, 2021) und der IEA (IEA, 2017) entsprechende Prognosedaten. Auch die schon zuvor erwähnte Studie aus Deutschland (Kemmler et al., 2020) kann hier wieder als nationale Vergleichsstudie herangezogen werden. Gezielte Prognosedaten für Österreich liefert neben der Studie der Europäischen Kommission (European Commission, 2021), auch wieder die Publikationen „Pathways to a Zero Carbon Transport Sector“ (Angelini et al., 2020).

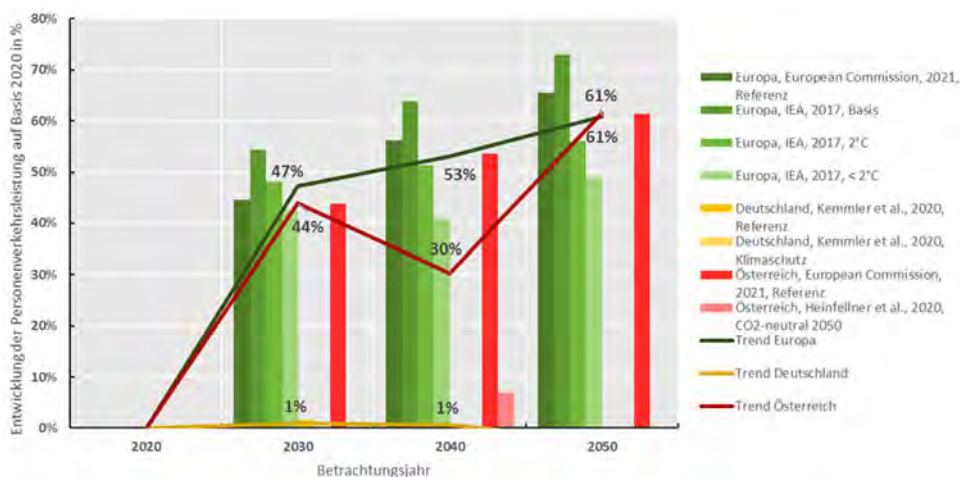


Abbildung 7: Entwicklung des europäischen und nationalen Personenverkehrs (European Commission, 2021, IEA, 2017, Kemmler et al., 2020, Angelini et al., 2020)

Die Trendlinien auf europäischer und nationaler Ebene befinden sich in den Jahren 2030 und 2050 auf annähernd demselben Niveau, lediglich im Jahr 2040 ist für Österreich ein Rückgang zu erwarten, der auf die nur geringfügig angenommene Steigerung in der Publikation „Pathways to a Zero Carbon Transport Sector“ (Angelini et al., 2020) zurückzuführen ist. Die Studie aus Deutschland geht dazu im Gegenzug in beiden Szenarien von einer beinahe konstant bleibenden Personenverkehrsleistung, wobei hier ausschließlich der nationale, landgebundene Verkehr Berücksichtigung findet (Kemmler et al., 2020).

Auf Basis der verschiedenen Studien kann für Österreich bis zum Jahr 2050 von einer steigenden Personenverkehrsleistung ausgegangen werden. Die stärkste Zunahme kann dabei auf Basis der verschiedenen Prognosen und der darin betrachteten Szenarien bis zum Jahr 2030 erwartet werden.

2.2. Modal Split

Basierend auf der Verkehrsleistung ergeben die prozentuellen Anteile der einzelnen Verkehrsmittel an der gesamten Verkehrsleistung den sogenannten „Modal Split“. Dieser beinhaltet in kompakter Form die Nutzung der verschiedenen zur Verfügung stehenden Verkehrsmittel (Umweltbundesamt, 2021).

Grundsätzlich werden beim Modal Split wieder jene Studien betrachtet, die auch für die Prognose der zukünftigen Verkehrsleistung entsprechend erwähnt wurden.

2.2.1. Güterverkehr

Die Betrachtung des Modal Split im Güterverkehr erfolgt auf Basis der Studien zur Verkehrsleistung. Es erfolgt daher wieder zuerst eine globale Betrachtung der Thematik, gefolgt von einer Eingrenzung auf europäische und nationale Studienergebnisse.

Global

Auf Basis der beiden betrachteten Studien von OECD (OECD, 2021) und IEA (IEA, 2021c) stellt sich der globale Modal Split im Güterverkehr wie folgt dar:

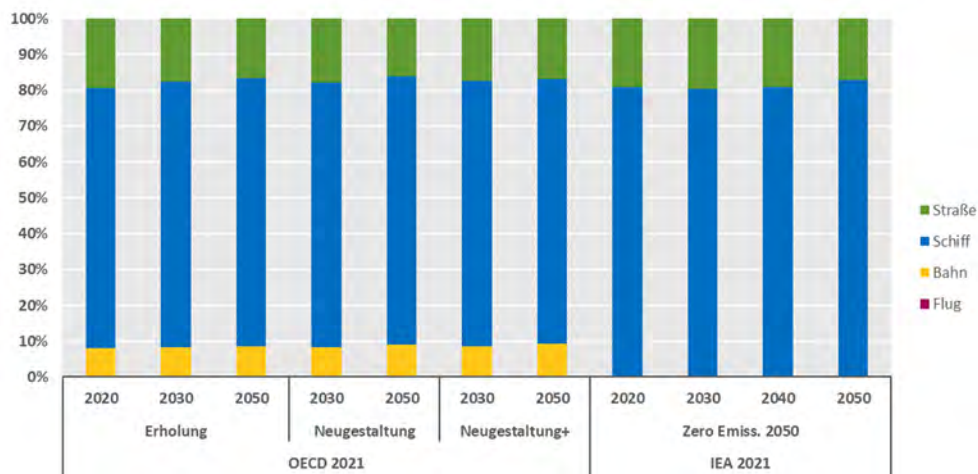


Abbildung 8: Modal Split im globalen Güterverkehr (OECD, 2021, IEA, 2021c)

Global betrachtet wird auch in Zukunft im Güterverkehr die Seefracht der dominierende Verkehrsträger sein. Durch die hohe Kapazität und die niedrigen Kosten werden hier im Jahr 2050 weiterhin mehr als 70 % der gesamten Tonnenkilometer auf dem Seeweg abgewickelt. Im Import-Export-Verkehr über längere Strecken liegt hier der Anteil am Modal-Split sogar bei über 90 %. Der Anteil der Luftfracht wird gemessen in Tonnenkilometern

ebenfalls stark zunehmen, übersteigt aber auf Grund der geringen Kapazität und der damit verbundenen hohen Kosten global nicht mehr als 1 %. Im Szenario der IEA findet die Bahn keine Berücksichtigung. Bei den Landverkehrsträgern wird der Anteil der Schiene am außerstädtischen Güterverkehr an Aktivität zunehmen, da er erheblich weniger CO₂-Emissionen als der Straßengüterverkehr emittiert. Obwohl der Transport von fossilen Energieträgern durch die verschiedenen Dekarbonisierungsziele entsprechend abnimmt, wird der Anteil am außerstädtischen Güterverkehr geringfügig zunehmen (OECD, 2021, IEA, 2021c).

Europa und Österreich

Neben den schon zuvor veranschaulichten Studien liefert auch der Endbericht zu „Erneuerbares Gas in Österreich 2040“ (Baumann et al., 2021) eine Prognose für den österreichischen Modal-Split, allerdings nur für das Jahr 2040.

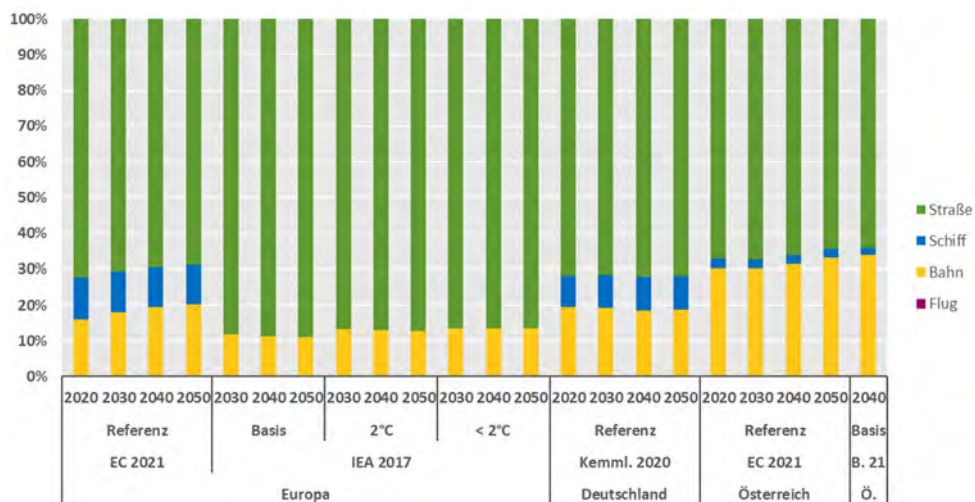


Abbildung 9: Modal Split im europäischen und nationalen Güterverkehr (European Commission, 2021, IEA, 2017, Kemmler et al., 2020, Baumann et al., 2021)

Der steigende Anteil des Schienengüterverkehrs kann in Europa neben einer gezielten Verlagerung auf die Schiene auch mit der Fertigstellung des TEN-T Streckennetzes begründet werden. Die Binnenschifffahrt und der nationale Seeverkehr profitieren ebenfalls von der Fertigstellung dieses Netzes, da darin auch Unterstützungen für logistische und multimodale Integration enthalten sind. Das relativ gesehen stärkere Wachstum des Straßen- und Schienenverkehrs führt jedoch insgesamt beim Transport am Wasser bis 2050 zu einem Rückgang. Insgesamt wird beim landgebundenen Transport der Straßengüterverkehr

anteilmäßig weiterhin dominieren und auch in den kommenden Jahren mit hohen Steigerungsraten verbunden sein, wobei hier beim städtischen Güterverkehr voraussichtlich stärkere Zuwachsraten bestehen als beim nicht-städtischen Güterverkehr (OECD, 2021, European Commission, 2020e, Wietschel et al., 2018). In Deutschland rechnet man beim Modal Split mit einem abnehmenden Anteil der Schiene, die auf die größten absoluten Zuwächse beim Straßengüterverkehr zurückzuführen sind (Kemmler et al., 2020).

Auf Basis der verschiedenen Studien kann für Österreich bis zum Jahr 2050 von einer verstärkten Verlagerung von der Straße auf die Schiene ausgegangen werden. Der Straßengüterverkehr bleibt aber in allen betrachteten Szenarien weiterhin der mit Abstand dominanteste Verkehrsträger.

2.2.2. Personenverkehr

Auch der Modal Split im Personenverkehr baut auf den Ergebnissen der Personenverkehrsleistung auf und folgt ebenso der geographischen Eingrenzung von globalen, europäischen und nationalen Studien.

Europa

Die Prognosen für den globalen Modal Split im Personenverkehr auf Basis der Studien von OECD (OECD, 2021) und IEA (IEA, 2021c).

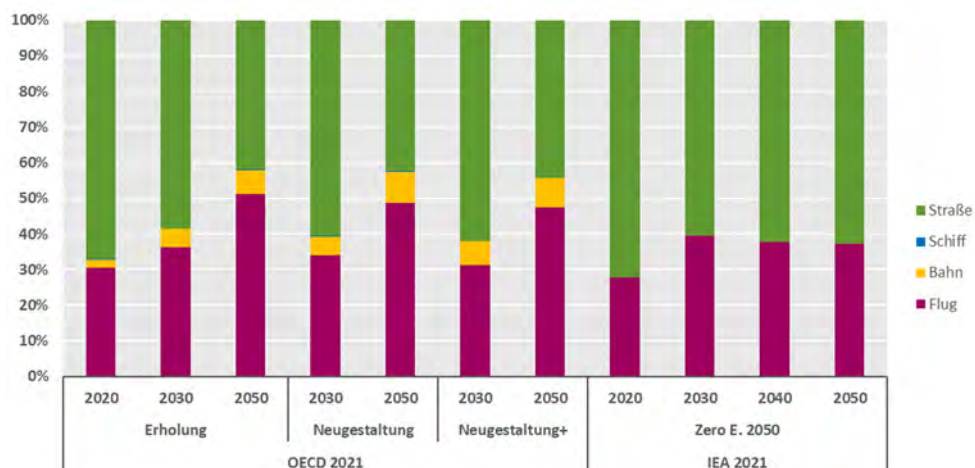


Abbildung 10: Modal Split im globalen Personenverkehr (OECD, 2021, IEA, 2021c)

Beim urbanen Personenverkehr erfolgt global bis zum Jahr 2050 eine teilweise Verlagerung auf aktive Verkehrsträger, wo die Fortbewegung ganz oder teilweise auf Muskelkraft beruht und auf den öffentlichen Verkehr sowie „shared mobility“. Gemeinsam genutzte Fahrzeuge

gewinnen zunehmend an Bedeutung und der Anteil nimmt daher bis zum Jahr 2050 entsprechend zu. Gerade das „Zu Fuß gehen“, Radfahren und auch die Mikromobilität werden im urbanen Lebensraum voraussichtlich signifikant steigen, was besonders auf die ehrgeizigen Ziele zur Dekarbonisierung zurückzuführen ist. Parallel wird auch erwartet, dass sich der Anteil der Fahrten im Privat-Pkw entsprechend reduziert (OECD, 2021, Wietschel et al., 2018).

Beim nicht-urbanen Personenverkehr wird der Luftverkehr zum wichtigsten Verkehrsträger, der sich recht schnell von den Verlusten durch die COVID-19-Pandemie erholt und voraussichtlich im Jahr 2050, gerechnet im Modal Split nach Personenkilometern, den höchsten Anteil einnimmt. Neben dem Luftverkehr wird auch erwartet, dass sich anteilmäßig der Personenverkehr auf der Schiene entsprechend erhöht (OECD, 2021, Wietschel et al., 2018).

Europa und Österreich

Der Modal Split im europäischen und nationalen Personenverkehr beruht auf den schon zuvor erwähnten Studien der Europäischen Kommission (European Commission, 2021) und der IEA (IEA, 2017). Wie in der gegenwärtigen Metastudie ersichtlich, gibt es mehrere Studien, die sich mit Prognosen im Güterverkehr befassen als mit dem Personenverkehr.

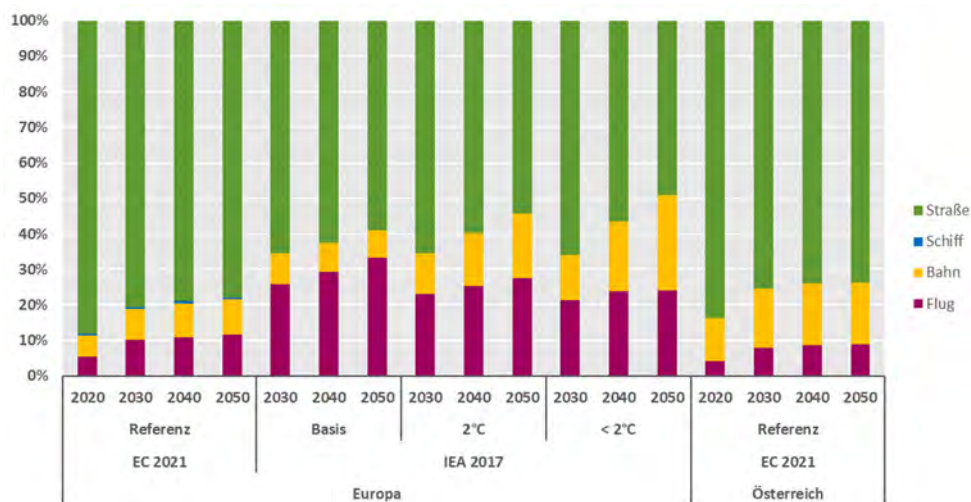


Abbildung 11: Modal Split im europäischen und nationalen Personenverkehr (European Commission, 2021, IEA, 2017)

Insgesamt nimmt neben dem Flug auch die Bedeutung der Bahn stetig zu. Durch die vermehrte und gezielt angestrebte Verlagerung des Landverkehrs auf die Schiene, verlieren gleichzeitig sowohl Straßenverkehr als auch Busverkehr geringfügig an Bedeutung, was sich

in sinkenden Anteilen widerspiegelt. Insgesamt wird aber weiterhin beim Personenverkehr der private Pkw die beherrschende Rolle einnehmen (OECD, 2021, Wietschel et al., 2018, European Commission, 2021, IEA, 2017).

Auf Basis der verschiedenen Studien kann für Österreich bis zum Jahr 2050 von einer Zunahme des Personenverkehrs in der Luft und auf der Schiene ausgegangen werden. Besonders bis 2030 wird die größte Veränderung erwartet, wobei der individuelle Verkehr im Pkw abnimmt, aber weiterhin dominiert.

2.3. Neuzulassungen nach Antriebsart bei Pkw

In diesem Kapitel werden die Neuzulassungen (die erstmalige Zulassung von fabrikneuen Fahrzeugen) der einzelnen Verkehrsträger hinsichtlich prozentueller Verteilung der jeweiligen Antriebstechnologien bis ins Jahr 2050 analysiert. Die Auswertung erfolgt dabei nach konventionellen fossil betriebenen (ICE), batteriebetriebenen (BEV), wasserstoffbetriebenen (FCEV) und hybridbetriebenen Antriebssystemen (PHEV).

2.3.1. Konventionelle Antriebssysteme

Insgesamt beziehen sich 6 Studien auf die Neuzulassungen von Pkw mit Verbrennungsmotoren (ICE), betrieben mit fossilen Kraftstoffen, wobei dabei insgesamt 12 verschiedene Szenarien als Basis für die Auswertung herangezogen werden können.

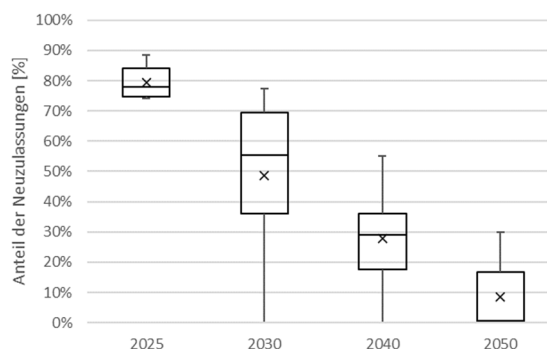


Abbildung 12: Neuzulassungen von ICE-Pkw (ÖAMTC, ARBÖ, 2018, Hill und Bates, 2018, e-mobil BW GmbH, 2019, Transport & Environment, 2018, Kaul et al., 2019, Mayyas und Mann, 2019)

Bei den ICE wird bis zum Jahr 2050 bei der Betrachtung des Mittelwertes von einer stetigen Abnahme von etwa 80 % im Jahr 2025 bis auf etwa 10 % im Jahr 2050 ausgegangen.

2.3.2. Batterieelektrische Antriebssysteme

Insgesamt beziehen sich 8 Studien auf die Neuzulassungen von Pkw mit batterieelektrischen Antriebssystemen (BEV), wobei dabei insgesamt 15 verschiedenen Szenarien als Basis für die Auswertung herangezogen werden können.

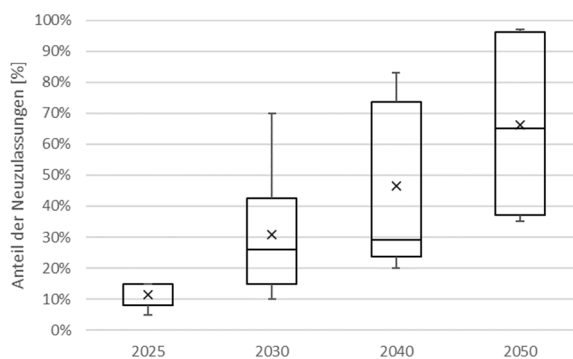


Abbildung 13: Neuzulassungen von BEV-Pkw (Tober, Bruckmüller und Fasthuber, 2019, ÖAMTC, ARBÖ, 2018, Hill und Bates, 2018, e-mobil BW GmbH, 2019, IEA, 2021b, IEA, 2021c, Kaul et al., 2019, Mayyas und Mann, 2019)

Bei den BEV erfolgt auf Basis des Mittelwertes konträr zu den zuvor betrachteten ICE eine stetige Zunahme der Neuzulassungen von etwa 10 % im Jahr 2025 bis auf fast 70 % im Jahr 2050, was auch mit den verschiedenen politischen Zielsetzungen im Zusammenhang steht.

2.3.3. H₂-Brennstoffzellen Antriebssysteme

Insgesamt beziehen sich 7 Studien auf die Neuzulassungen von Pkw mit H₂-Brennstoffzellen Antriebssystemen (FCEV), wobei dabei insgesamt 12 verschiedene Szenarien als Basis für die Auswertung dienen.

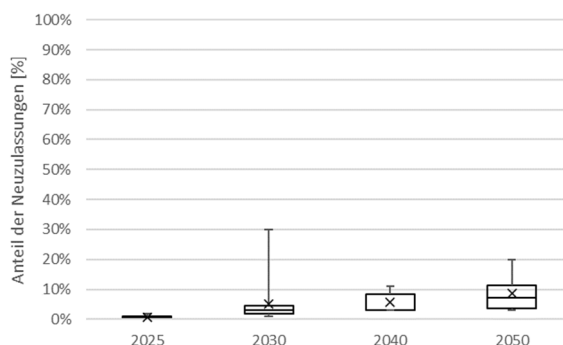


Abbildung 14: Neuzulassungen von FCEV-Pkw (ÖAMTC, ARBÖ, 2018, FCHJU, 2019, Hill und Bates, 2018, e-mobil BW GmbH, 2019, Kaul et al., 2019, IEA, 2021b, Mayyas und Mann, 2019)

Bei den FCEV wird im Jahr 2025 von einem mittleren Anteil von etwa 1 % ausgegangen, der bis zum Jahr 2050 auf etwa 10 % ansteigen könnte.

2.3.4. Hybridbetriebene Antriebssysteme

Insgesamt beziehen sich 8 Studien auf die Neuzulassungen von Pkw mit hybridelektrischen Antriebssystemen (PHEV), wobei dabei insgesamt 15 verschiedene Szenarien als Basis für die Auswertung dienen.

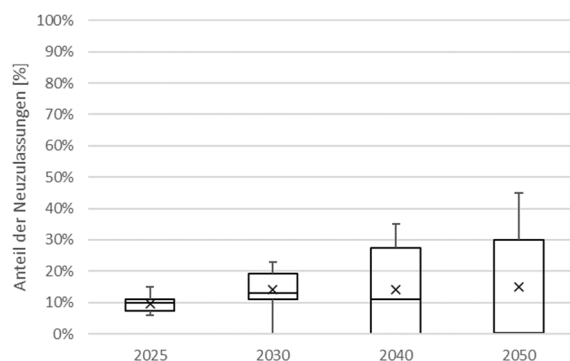


Abbildung 15: Neuzulassungen PHEV-Pkw (ÖAMTC, ARBÖ, 2018, Hill und Bates, 2018, e-mobil BW GmbH, 2019, Transport&Environment, 2018, IEA, 2021c, IEA, 2021b, Kaul et al., 2019, Mayyas und Mann, 2019)

Die Neuzulassungen von PHEV haben im Jahr 2025 bei Betrachtung des Mittelwertes einen prognostizierten Anteil von 10 % an den gesamten Neuzulassungen. Dieser Anteil erhöht sich bis 2030 noch geringfügig und bleibt dann bis zum Jahr 2050 relativ konstant bei etwa 15 %, bzw. ist leicht rückläufig. Im Jahr 2050 schwanken die Neuzulassungen zwischen kleiner 1 % und 30 %.

Auf Basis der Studien kann für Österreich bis zum Jahr 2050 von einer starken Zunahme der Neuzulassungen bei batteriebetriebenen Antriebssystemen ausgegangen werden. Auch bei wasserstoffbetriebenen Antrieben wird eine Zunahme, jedoch auf einem vergleichsweise sehr geringeren Niveau, prognostiziert. Während hybride Systeme ab 2030 auf einem konstanten bis rückläufigen Niveau erwartet werden, nehmen konventionell betriebene Fahrzeuge bei den Neuzulassungen stark ab.

2.4. Bestand nach Antriebsart bei Pkw

Neben der Entwicklung der Neuzulassungen ist auch der jeweilige Bestand an Fahrzeugen von entsprechender Bedeutung. Auch hier erfolgt wiederum eine Aufteilung nach

konventionellen (ICE), batteriebetriebenen (BEV), wasserstoffbetriebenen (FCEV) und hybridbetriebenen Antriebssystemen (PHEV) und deren Entwicklung bis zum Jahr 2050.

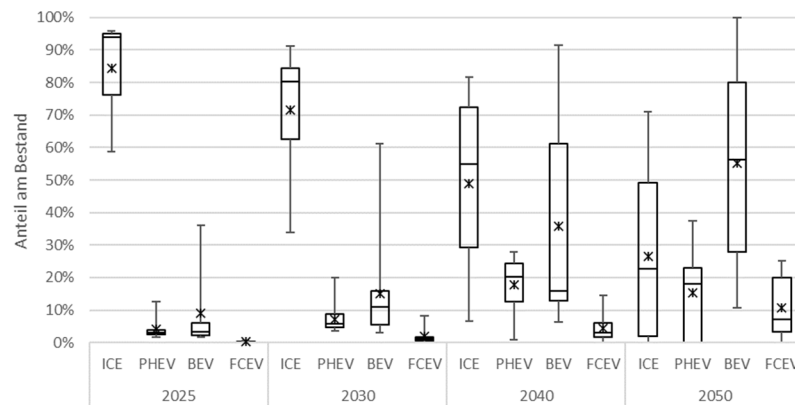


Abbildung 16: Übersicht der Bestandsentwicklung nach Antriebsart bei Pkw (Angelini et al., 2020, European Commission, 2021, FCHJU, 2019, Hill und Bates, 2018, Deutsche Energie-Agentur GmbH, 2017, Fraunhofer ISE, 2020, Hydrogen Council, 2017, Kemmler et al., 2020, Fridstrøm, 2019)

Auf Basis der verschiedenen Studien kann für Österreich bis zum Jahr 2050 von einer stark steigenden Bestandsentwicklung bei batteriebetriebenen Antriebssystemen ausgegangen werden. Die Anteile am Gesamtbestand sind bei wasserstoffbetriebenen Antriebssystemen in den Jahren bis 2030 noch sehr gering und erhöhen sich danach stetig, aber bei weitem nicht in dem Ausmaß von BEV. Besonders mittelfristig werden auch hybride Fahrzeuge einen relevanten Anteil am Gesamtbestand einnehmen.

2.5. Bestand nach Antriebsart bei Lkw

Neben der zukünftigen Bestandsentwicklung bei Pkw ist auch jene bei Lkw von entsprechender Bedeutung. Es erfolgt die Aufteilung nach konventionellen fossil betriebenen (ICE), batteriebetriebenen (BEV), wasserstoffbetriebenen (FCEV) und oberleitungsbetriebenen Antriebssystemen. Hybridsysteme haben für den Einsatz im Lkw keine Bedeutung.

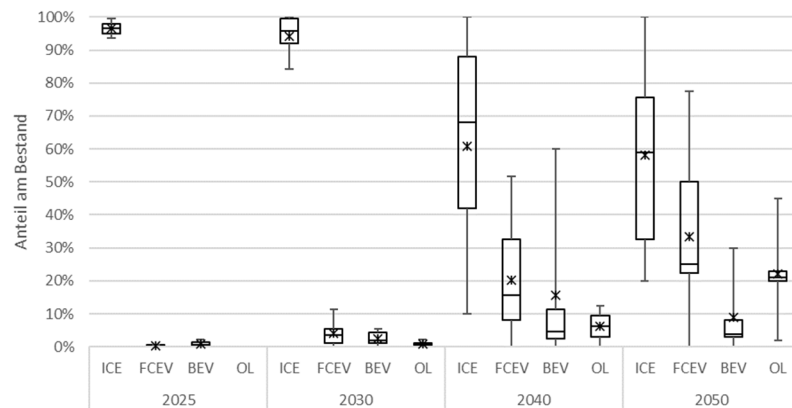


Abbildung 17: Übersicht der Bestandsentwicklung nach Antriebsart bei Lkw (Baumann et al., 2021, Angelini et al., 2020, Sedlacek et al., 2021, European Commission, 2021, FCHJU, 2019, Deutsche Energie-Agentur GmbH, 2017, Fraunhofer ISE, 2020, Kemmler et al., 2020, Fridstrøm, 2019, Hydrogen Council, 2017)

Auf Basis der verschiedenen Studien kann für Österreich bis zum Jahr 2050 von einer stark steigenden Bestandsentwicklung bei wasserstoffbetriebenen Antrieben auf Kosten der konventionellen Systeme, ausgegangen werden. Die Anteile von Batterie und Oberleitung werden hier entweder von allen Studien als gering eingeschätzt bzw. nur geringfügig betrachtet.

2.6. Energiebedarf

Der Energiebedarf im Verkehr orientiert sich an der benötigten Endenergie. Unter diese Art der Energie fällt daher jene Energie, die aus Primärenergieträgern wie z.B. Braunkohlen, Steinkohlen, Erdöl, Erdgas, Wasser oder Wind durch Umwandlung gewonnen wird und der Verbraucher entsprechend nutzen kann, z.B. Strom, Wärme oder Kraftstoffe (Umweltbundesamt, 2021).

Global

Für die globale Prognose des zukünftigen Energiebedarfs im Verkehr können zwei Studien der IEA (IEA, 2021c, IEA, 2017) herangezogen werden. Die aktuelle Studie aus dem Jahr 2021 beschäftigt sich mit dem ehrgeizigen Ziel, dass bis zum Jahr 2050 netto null Emissionen zu erreichen sind und dabei die drei verschiedenen Szenarien „Basis“, „2°C“ und „< 2°C“ umfasst, die im Punkt Verkehrsleistung detaillierter beschrieben wurden.

Die Studie aus dem Jahr 2017 umfasst ebenso drei Szenarien, die aufzeigen sollen, mit welchen Arten von bestimmten politischen Zielen zu erreichen sind. Das IEA „Stated Policies Scenario“ (STEPS) veranschaulicht die Folgen der bestehenden und geplanten Politiken und stützt sich daher auf die neuesten Informationen der nationalen Energie- und Klimapläne. Es

berücksichtigt alle Politiken, die durch solide Durchführungsvorschriften gestützt werden, einschließlich der Vorschläge, die im Rahmen des Pariser Abkommens bis September 2020 vorgelegt wurden. Bislang wurden nur wenige Netto-Null-Emissionszusagen durch detaillierte politische Maßnahmen, Umsetzungspläne oder Zwischenziele untermauert, weshalb in STEPS die meisten Netto-Null-Zusagen daher nicht enthalten sind. Das Szenario "Announced Pledges Case" (APC) geht davon aus, dass alle nationalen Netto-Null-Emissionsverpflichtungen vollständig und auch pünktlich umgesetzt werden. Es geht daher über die politischen Verpflichtungen, die in STEPS enthalten sind, hinaus. Das dritte Szenario "Netto-Null-Emissionen bis 2050" (NZE) soll zeigen, was von den verschiedenen Akteuren in den wichtigsten Sektoren benötigt wird, um bis zum Jahr 2050 weltweit Netto-Null-Emissionen erreichen zu können. Um dies zu erreichen, müssten alle Regierungen ihre Ziele gegenüber den derzeitigen national festgelegten Beiträgen und Netto-Null-Zusagen erhöhen (IEA, 2021c).

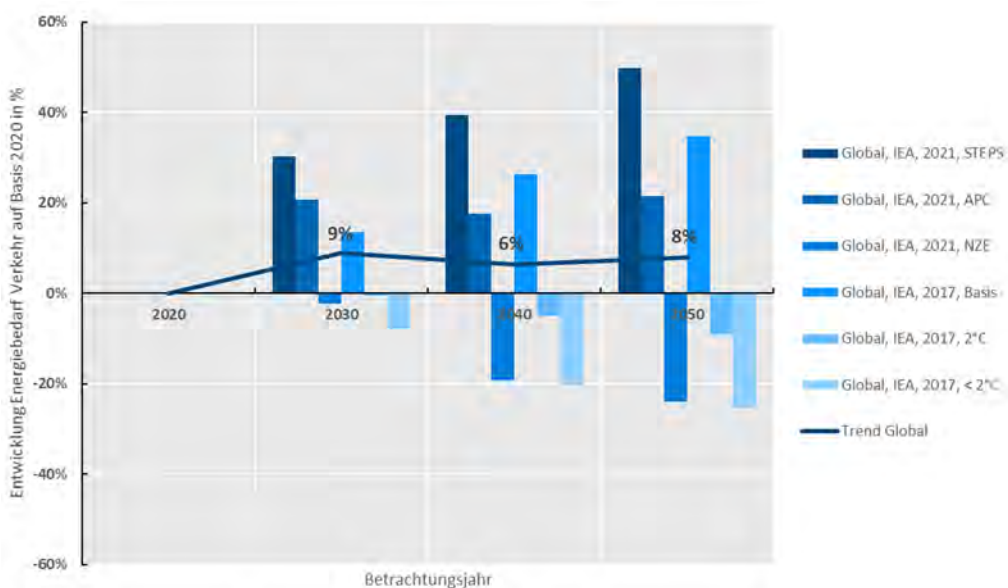


Abbildung 18: Entwicklung des globalen Energiebedarfs im Verkehr (IEA, 2021c, IEA, 2017)

Insgesamt ist bei den zwei betrachteten Studien und den verschiedenen Szenarien kein klarer Trend ersichtlich, wobei festgehalten werden kann, dass die Erfüllung der weltweiten Klimaziele auch global bis zum Jahr 2050 nur mit sinkenden Energiebedarfen möglich erscheint.

Europa und Österreich

Für die europäische und nationale Prognose des Energiebedarfes im Verkehr liefert wieder die Studie der IEA (IEA, 2017) und jene der Europäischen Kommission (European Commission, 2021) entsprechende Aussagen, wobei letztere auch eine detaillierte Vorhersage für den nationalen Energiebedarf in Österreich beinhaltet. Darin werden die bestehenden energie- und klimabezogenen Verpflichtungen der Länder, einschließlich der im Rahmen des Pariser Abkommens zugesagten nationalen Beiträge, berücksichtigt. Weiters liefert die nationale Studie aus Deutschland mit den beiden betrachteten Szenarien „Referenz“ und „Klimaschutz“ entsprechende Aussage hinsichtlich des zukünftigen Energiebedarfes. Während hier die Referenzentwicklung von einer Verringerung der Treibhausgase bis zum Jahr 2030 um mindestens 55 % gegenüber 1990 ausgeht, baut das Szenario mit Klimaschutzplan auf dieser auf und umfasst zusätzlich die Wirkung der Maßnahmen des Klimaschutzprogramms 2030. Speziell für Österreich treffen die Studien „Pathway to a Zero Carbon Transport Sector“ (Angelini et al., 2020), „HyTrail“ (Pertl et al., 2019) und „Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge: Bedarf, Kosten und Auswirkungen auf die Energieversorgung in Österreich bis 2030“ (Tober, Bruckmüller und Fasthuber, 2019) Aussagen zum nationalen Energiebedarf im Verkehr, wobei sich „HyTrail“ gesondert auf die ÖBB und die Substitution des gesamten Dieserverbrauchs mit Wasserstoff und letztere ausschließlich auf batteriebetriebene Fahrzeuge, konzentriert.

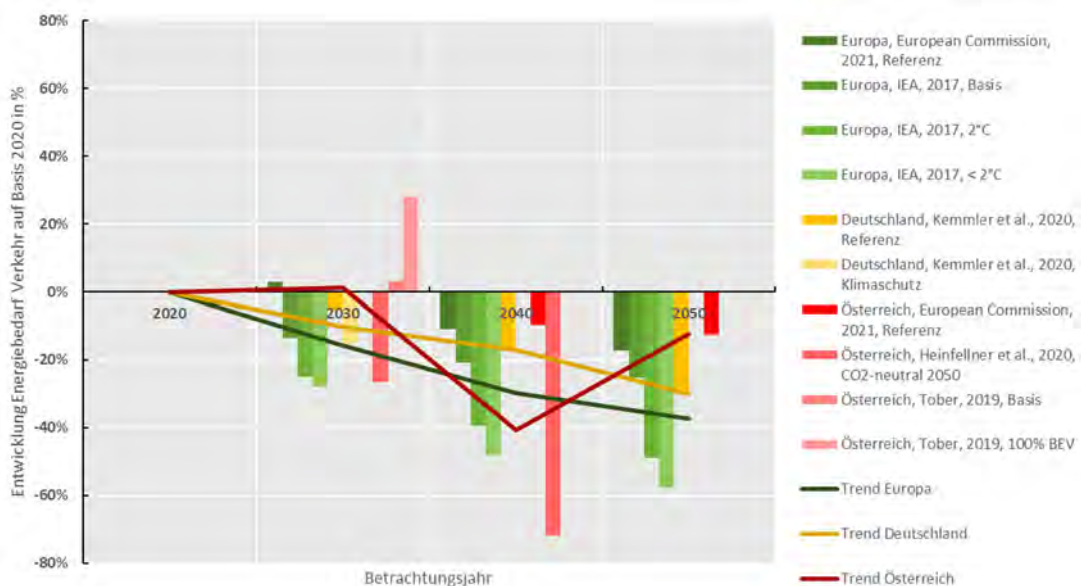


Abbildung 19: Entwicklung des europäischen und nationalen Energiebedarfs im Verkehr
(European Commission, 2021, IEA, 2017, Kemmler et al., 2020, Angelini et al., 2020, Tober, Bruckmüller und Fasthuber, 2019)

Für Europa, Deutschland und Österreich gehen alle betrachteten Studien bis zum Jahr 2050 von einem sinkenden Energiebedarf aus. Besonders die konsequente Umsetzung von Maßnahmen zur gesteigerten Energieeffizienz liegen den einzelnen Szenarien und den verschiedenen Prognosen zu Grunde (IEA, 2017, European Commission, 2021). Derzeit entfallen innerhalb der Europäischen Union etwa drei Viertel des Energieverbrauchs auf den Straßenverkehr, wobei bereits im Jahr 2030 ein erheblicher Rückgang des Ölverbrauchs bei gleichzeitigem Anstieg des Stromverbrauchs erwartet wird. Der verzeichnete Anstieg kann dabei weitgehend auf den Einsatz von Elektrofahrzeugen zurückgeführt werden, wobei erwartet wird, dass im Jahr 2050 der gesamte Fahrzeugbestand zwischen 65 % und 90 % aus batterieelektrischen und brennstoffzellenbetriebenen Fahrzeugen besteht. Die übrigen Fahrzeuge verwenden hauptsächlich Biokraftstoffe oder E-Kraftstoffe (European Commission, 2020e).

Laut der Studie „Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge: Bedarf, Kosten und Auswirkungen auf die Energieversorgung in Österreich bis 2030“ beträgt im Jahr 2030 der nationale Verbrauch durch die Elektromobilität (Pkw & LNF) ca. 2,23 TWh. Bei einem Energieverbrauch im Jahr 2016 von rund 70,7 TWh kommt es bis 2030 zu einer Zunahme 3,2 %. Bei 100 % BEV beträgt der Energieverbrauch 19,8 TWh, was einem Mehrbedarf von 28 % entspricht (Tober, Bruckmüller und Fasthuber, 2019).

Ergänzend dazu liefert die Studie „HyTrail“ (Pertl et al., 2019) zentrale Aussagen betreffend der Substitution des Dieserverbrauchs der ÖBB mit Wasserstoff. Für eine vollständige Substitution des derzeitigen, gesamten Verbrauchs für den Bahn- und Busbetrieb müssten für den Bahnbetrieb ca. 23,3 bis 29,3 t Wasserstoff pro Tag, für den Busbetrieb ca. 32,9 bis 37 t Wasserstoff pro Tag erzeugt werden. Konzernweit wären somit ca. 56,5 bis 66,6 t Wasserstoff pro Tag erforderlich. Gemäß den Analysen stellt der Busbetrieb mit ca. 55 % des Gesamtbedarfs den größten potentiellen Wasserstoffverbraucher dar.

Auf Basis der verschiedenen Studien kann für Österreich bis zum Jahr 2050 insgesamt von einem sinkenden Energiebedarf im Verkehr ausgegangen werden. Bei dieser Betrachtung ist ganz wesentlich zu erwähnen, dass die forcierte Elektromobilität bei Pkw und leichten Nutzfahrzeugen hier insgesamt in einem steigenden Strombedarf resultiert.

2.7. Lade- und Tankstelleninfrastruktur

Die notwendige Lade- und Tankstelleninfrastruktur kann dabei aus dem Blickwinkel von Elektromobilität und Wasserstoff betrachtet werden. In diesem Zusammenhang gibt nur eine

überschaubare Anzahl an Studien, deren Daten nachfolgend entsprechend dargestellt werden.

2.7.1. Elektromobilität

Einen wesentlicher Punkt für den Ausbau der Elektromobilität stellen die infrastrukturellen Lademöglichkeiten, sowohl im öffentlichen als auch im privaten Raum dar. Für die Marktdurchdringung wird ein flächendeckendes Netz an Ladestationen im öffentlichen Raum als Erfolgsfaktor benötigt, welches auch die Implementierung von Schnellladestationen vorsieht. Sichert werden muss hierbei die Verfügbarkeit erforderlicher Energiemengen und der Kapazitäten, um Mehrbelastungen im Netz zu vermeiden (Tober, Bruckmüller und Fasthuber, 2019). Global sind hier besonders Studien der IEA im Fokus und aus deren Perspektive wird bei einem Net-Zero-Szenario im Jahr 2050 angenommen, dass die Zahl an öffentlichen Ladepunkte für E-Fahrzeuge von heute rund 1,3 Million auf 40 Millionen im Jahr 2030 und weiters auf 200 Millionen im Jahr 2050 zunimmt (IEA, 2021c). Dabei wird insbesondere auch auf den Ausbau und die Notwendigkeit von Megawatt-Charger-Infrastrukturen hingewiesen, die zur schnellen Aufladung von Lkw, die über eine große Distanz unterwegs sind, benötigt werden (IEA, 2021a).

Bis 2030 ergibt sich für Österreich auf Basis einer nationalen Studie insgesamt eine Anzahl von 857.000 benötigten Ladestellen, wobei 29 % auf eine Verortung am Straßenrand (Parkstreifen) entfallen. Die größte Anzahl entspricht dabei einer Ladeleistung von 11 kW entfällt, gefolgt von 22 kW. Auf die Leistungsklasse von 50 und 150 kW entfällt laut der Prognose ein überaus geringer Anteil. Weiters werden die meisten Ladestellen am Heimstellplatz benötigt werden, was auf den hoch angesetzten Ausstattungsgrad der eigenen Stellplätze mit einer entsprechenden Ladeinfrastruktur zurückzuführen ist. Trotzdem werden 25 % der Heimpladestellen am Straßenrand benötigt, die durch zuständige öffentliche Institutionen oder Ladestellenbetreiber errichtet werden müssen (Tober, Bruckmüller und Fasthuber, 2019). Eine Studie aus Deutschland kommt hier zu einem ähnlichen Schluss und es wird angenommen, dass im Jahr 2030 je nach betrachtetem Szenario zwischen 59 und 75 % der Energiemenge im privaten Raum geladen wird (Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur, 2020).

2.7.2. Wasserstoffinfrastruktur

Eine großflächige Einführung von Wasserstofftransportlösungen würde erhebliche Investitionen in die Infrastruktur erfordern, da die Versorgung einer Flotte von 10 bis 15 Millionen Fahrzeuge einem Äquivalent von etwa 15.000 großen Tankstellen entspricht

(Hydrogen Council, 2017). Global wird von einer Studie der IEA prognostiziert, dass die Anzahl der Wasserstofftankstelle von 540 im Jahr 2020, auf 18.000 im Jahr 2030 und 90.000 im Jahr 2050 ansteigt (IEA, 2021c). Der Vorteil von wasserstoffbetriebenen Fahrzeugen im Vergleich zu batteriebetriebenen Fahrzeugen liegt in der größeren Reichweite, wodurch mit einer begrenzten Anzahl von Tankstellen schneller eine vollständige Abdeckung erreicht werden kann (Hydrogen Council, 2017).

Im Jahr 2019 waren in Europa etwa 120 Wasserstofftankstellen in Betrieb und es gibt bis zum Jahr 2025 Bestrebungen, diese auf 750 auszubauen, was einem Ausbau um mehr als das Sechsfache entspricht (FCHJU, 2019). Allein für Deutschland sollen bis zum Jahr 2030 insgesamt 300 Ladestellen durch ein Joint Venture von Autoherstellern, Gasunternehmen und Kraftstoffhändlern errichtet werden (Hydrogen Council, 2017). Basierend auf einem ambitionierten Szenario wird bis zu den Jahren 2030 und 2040 von 3.700 bzw. 15.000 benötigten Wasserstofftankstellen in Europa ausgegangen (FCHJU, 2019). Für Österreich konnten in diesem Zusammenhang keine Ausbaupläne ermittelt werden.

Auf Basis der Analyse gibt es für Österreich hinsichtlich Elektromobilität lediglich eine Studie, die von einer deutlichen Zunahme der Ladestellen bis 2030 ausgeht. Für Wasserstoff gibt es lediglich grobstrukturierte Daten auf internationaler Ebene, wobei ausschließlich für das Nachbarland Deutschland konkrete Ausbaubestrebungen bis zum Jahr 2030 vorliegen.

2.7.3. Kosten Infrastruktur

Global wird in einer Studie der IEA (IEA, 2021c) bei einem Net-Zero-Szenario im Jahr 2050 angenommen, dass die jährlichen Investitionen in Übertragungs- und Verteilungsnetze von heute 260 Mrd. \$ auf 820 Mrd. \$ im Jahr 2030 steigen. Der Ausbau der öffentlichen Ladepunkte für Elektrofahrzeuge erfordert dabei im Jahr 2030 jährliche Investitionen von fast 90 Mrd. \$ (IEA, 2021c). Eine Studie des Hydrogen Council (Hydrogen Council, 2017) bezieht sich auch auf die globalen Kosten für den Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft und kommt dabei auf jährliche Investitionen in der Höhe von 20 bis 25 Mrd. \$, die sich bis 2030 auf insgesamt etwa 280 Mrd. \$ belaufen. Etwa 40 % fließen dabei in die Produktion von Wasserstoff, etwa ein Drittel in die Speicherung, den Transport und den Vertrieb sowie etwa ein Viertel in die Produkt- und Serienentwicklung und den Ausbau der Produktionskapazitäten (Hydrogen Council, 2017).

Mit dem Aufbau einer entsprechenden Wasserstoffbetankungsinfrastruktur je Fahrzeug beschäftigt sich sowohl die globale Studie des Hydrogen Council als auch jene des Fuel Cells and Hydrogen 2 Joint Undertaking (FCHJU, 2019), wobei hier bei erster je Fahrzeug Kosten

von 1.500 bis 2.000 \$ entstehen, die bis 2030 noch auf weniger als 1.000 \$ sinken können. Die Versorgung einer Flotte von 10 bis 15 Millionen Fahrzeugen würde beispielsweise bis 2030 das Äquivalent von etwa 15.000 großen Tankstellen erfordern, deren Entwicklung und Bau etwa 20 Mrd. \$ kostet - etwa 1,25 bis 1,5 Millionen \$ pro Großtankstelle. In Deutschland kostet eine durchschnittliche kleine bis mittelgroße Tankstelle etwa 1 Mio. € (1,2 Mio. \$), während diese in Japan aufgrund gesetzlicher Vorschriften sowie geografischer und geologischer Bedingungen drei- bis fünfmal so hoch ist. In einem speziellen Use-Case für Deutschland können dabei bei einem Vergleich der Infrastrukturkosten für 20 Millionen wasserstoffbetriebene Fahrzeuge und 20 Millionen batteriebetriebene Fahrzeuge die Gesamtkosten für wasserstoffbetriebene Fahrzeuge unter Berücksichtigung der erforderlichen Netzinvestitionen sogar niedriger sein als bei batterieelektrischen Fahrzeugen (Hydrogen Council, 2017).

Die europäische Studie des FCHJU schätzt die Kosten für den Aufbau der Wasserstoffbetankungsinfrastruktur in dieser ersten Phase auf etwa 4.000 € pro Fahrzeug im Vergleich zu geschätzten 2.000 € pro batterieelektrischem Fahrzeug. In einer zweiten Phase, nachdem das erste Netz aufgebaut ist, sollten die Kosten auf etwa 3.500 EUR pro Fahrzeug sinken, da die Auslastung des Netzes stetig zunimmt. Während dieser Phase, wenn die Verbreitung von batterieelektrischen Fahrzeugen auf der Straße zunimmt, wird auch die Ladeinfrastruktur neue Investitionen erfordern und die Kosten der Schnellladeinfrastruktur pro Fahrzeug auf 2.500 € steigen, da die lokalen Netze aufgerüstet werden müssen. In der dritten abschließenden dritten Phase werden auch die Kosten für die Wasserstoffinfrastruktur auf diese 2.500 € sinken, was beide Technologien indifferent macht (FCHJU, 2019).

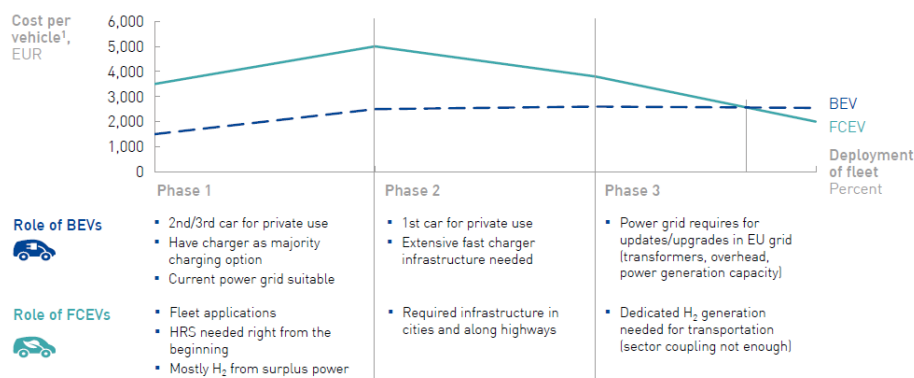


Abbildung 20: Infrastrukturkosten für Batterie- und Wasserstofffahrzeuge je Phase für Deutschland (FCHJU, 2019)

National gibt es die Studien des kcw (Bauermeister et al., 2021), des Umweltbundesamtes (Angelini et al., 2020) und des ÖVK (Tober, Bruckmüller und Fasthuber, 2019), die sich u.a. mit Kostenthematik beschäftigen. Die dritte Studie geht dabei von Kosten für die Errichtung von Ladeinfrastruktur bis 2030 von rund 9.800 €/pro Fahrzeug aus (kumulierte Kosten bis 2030 für BEV-Bestand 2030). Bei 100 % BEV-Bestand sind die Kosten mit 4.600 € pro Fahrzeug etwas geringer. Bei den Errichtungskosten für Ladestellen am Straßenrand liefert die Studie separate Werte für Land und Stadt (Tober, Bruckmüller und Fasthuber, 2019).

Tabelle 1: Errichtungskosten für Ladestellen (Tober, Bruckmüller und Fasthuber, 2019)

Heim Straßenrand					
ländlich [EUR]	2,3 kW	11 kW	22 kW	44kW	50 kW
Hardware	2.000	2.750	4.500	5.750	17.750
Netz	1.000	2.250	4.250	8.500	11.500
Bauleistung	3.175	3.300	3.300	6.250	15.250
Gesamt	6.175	8.300	12.050	20.500	44.500
städtisch [EUR]	2,3 kW	11 kW	22 kW	44kW	50 kW
Hardware	2.000	2.750	4.500	5.750	17.750
Netz	1.062	3.110	5.700	10.881	12.294
Bauleistung	7.500	7.500	15.000	15.000	25.000
Gesamt	10.562	13.360	25.200	31.631	55.044

Die Studie des kcw bezieht sich konkret auf Wasserstoff und die Investitionskosten für unterschiedliche Größen von Tankstellen getrennt nach Tankstelleninfrastruktur und Elektrolyseur.

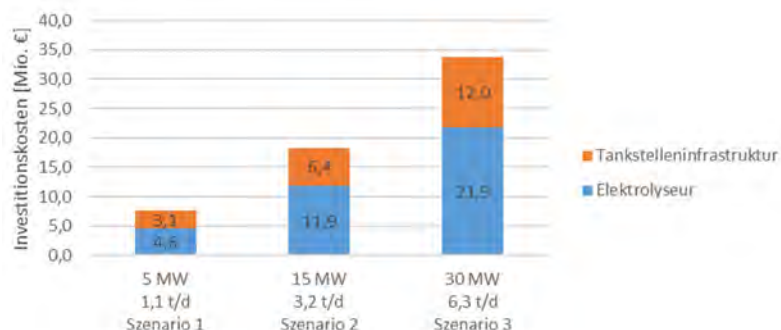


Abbildung 21: Investitionskosten der Tankstelleninfrastruktur und Elektrolyseeinheit für unterschiedliche H₂-Produktionskapazitäten im Jahr 2020 (Pertl et al., 2019)

Die Studie des Umweltbundesamtes nimmt nur ohne konkrete Zahlen zu den Kosten Stellung, indem national für Österreich besonders der Infrastrukturausbau für den Bahnverkehr, den leitungsgebundenen Güterverkehr sowie für benötigte Ladestationen in der Elektromobilität über einen längeren Zeitraum beträchtliche Investitionen erfordern (Angelini et al., 2020).

Laut der wenigen vorhandenen Studien werden sich die Kosten für die Versorgungsinfrastruktur für wasserstoff- und batteriebetriebene Fahrzeuge bis 2030 etwa aneinander angleichen. Besonders auf nationaler Ebene gibt es nur vereinzelt Studien die relativ konkrete Werte für die jeweiligen Infrastrukturkosten liefern (bspw. greenroad, Traffix Verkehrsplanung, Umweltbundesamt GmbH)

2.8. Auswirkungen auf das Stromnetz

Durch die global angestrebte Integration größerer Mengen variabler, erneuerbarer Energien müssen die Stromnetze sowohl modernisiert als auch erweitert werden, da eine größere Flexibilität zum Ausgleich der Schwankungen in der Versorgung bewältigt werden muss. In diesem Zusammenhang spielt insbesondere auch die Elektrifizierung des Straßenverkehrs und der zusätzliche Bedarf an Ladeinfrastruktur eine besondere Rolle. Insbesondere verbesserte Netzzusammenschaltungen können dabei den Ausgleich der Last über größere geographische Gebiete unterstützen. Langstrecken-Hochspannungs-Übertragungsleitungen mit Gleichstrom sind dabei besonders wertvoll für die Bereitstellung von PV-Strom am frühen Morgen oder späten Nachmittag, während Nord-Süd-Übertragungsleitungen ein Potenzial für den saisonalen Ausgleich bieten. Flexible Hochspannungsnetztechnologien, die eine bessere Steuerung ermöglichen, befinden sich derzeit noch in der Demonstrationsphase (IEA, 2020).

Aus der globalen Perspektive entspricht die Elektrizitätsnachfrage von elektrischen Fahrzeugen derzeit nur etwa 1 % des derzeitigen weltweiten Stromverbrauchs, was in etwa dem heutigen Gesamtstrombedarf in Belgien entspricht. In mehreren Szenarien wird bis 2030 von einer Zunahme auf mindestens 2 % ausgegangen, was zu einem Anstieg der Spitzenstrom-Stromerzeugung und Übertragungskapazitäten führt. Intelligentes Laden ist in diesem Zusammenhang von entscheidender Bedeutung (IEA, 2021b). Grundsätzlich weisen in diesem Zusammenhang PowertoLiquid(PtL) / PowertoGas(PtG)-Szenarien jedoch einen ca. 50 % höheren Strombedarf auf als Szenarien, die weitgehend auf Stromdirektnutzung setzen (Wietschel et al., 2018). In einer Studie wurde ergänzend auch erwähnt, dass bis heute keine umfassende Analyse bekannt ist, die eine Bewertung der infrastrukturellen Herausforderungen für die Elektrifizierung des Straßenverkehrs vorgenommen hat (FCHJU, 2019).

Auf Basis einer gezielten nationalen Studie können für Österreich bis zum Jahr 2030 durch die steigende Elektromobilität bei Pkw und leichten Nutzfahrzeugen weder im ländlichen, kleinstädtischen und großstädtischen Netz Probleme hinsichtlich Betriebsmittelauslastung und Spannungsproblematik festgestellt werden. Selbst bei ungesteuerten Ladevorgängen ergeben sich laut Analyse keine besonderen Auswirkungen (Tober, Bruckmüller und Fasthuber, 2019). Eine andere aktuelle nationale Studie geht dabei aber sehr wohl von erheblichen Investitionen in die Lade- und Netzwerk-Infrastruktur aus, damit der durch den Betrieb von elektrischen Fahrzeugflotten entstehende Strombedarf, vor allem in Spitzenzeiten, gedeckt werden kann (Sedlacek et al., 2021).

Auf Basis der einbezogenen Studien wird besonders die Integration erneuerbarer Energie als die zentrale Herausforderung für das Stromnetz gesehen. Unabhängig von Strombedarf ist daher eine Flexibilisierung und Modernisierung der Netze erforderlich, wobei grundsätzlich das bereits bestehende System als ausreichend angesehen wird. Die schnelle Ladung von Lkw für größere Distanzen benötigt jedoch besondere Vorkehrungen.

3. ENERGIEBEDARF

3.1. Szenarien zur Energiebedarfsermittlung

Der (zukünftige) Energiebedarf des Mobilitätssystems hängt von folgenden Faktoren ab:

- Entwicklung der Fahrleistung / Transportleistung der unterschiedlichen Verkehrsträger im Personen- und Güterverkehr (im Straßenverkehr unterschieden nach Fahrzeugarten)
- Entwicklung der Anteile der unterschiedlichen Antriebsarten an der Fahrleistung / Transportleistung
- Entwicklung des spezifischen Energiebedarfs je Antriebsart

Um ein breites Spektrum an möglichen Entwicklungen bis 2040 aufzeigen und damit auch darlegen zu können, wie stark welche Einflussfaktoren auf den Energiebedarf und letztendlich auf den Energieversorgungsbedarf wirken, werden mögliche Entwicklungen in Form von Szenarien dargelegt.

Wie sehr erwartete bzw. angenommene zukünftige Entwicklungen differenzieren, zeigt sich in den Analysen in Kapitel 2, die eine wichtige Basis für die Definition der Szenarien sind. Wesentliche Grundlage für die Szenarien sind die beiden vom BMK beauftragten bereits abgeschlossenen Studien Angelini et al 2020 und Sedlacek et al 2021 (die ebenfalls im Kapitel 2.1 angeführt sind). Informationen, die nicht aus diesen beiden Studien für die Definition der Szenarien abgeleitet werden können, werden durch entsprechende weiterführende Erkenntnisse aus Kapitel 2 ergänzt.

Die Szenarien sind entlang folgender Struktur definiert:

- 3 Hauptszenarien, die sich in der Entwicklung der Verkehrsleistung (Fahrzeugkilometer bzw. Personen- und Tonnenkilometer) je Verkehrsträger und Fahrzeugtypen (Straße) bzw. Personen- und Güterverkehr (Schiene) unterscheiden.
- Je Hauptszenario 2 bis 3 Subszenarien, die jeweils die gleiche Verkehrsleistungsentwicklung wie das jeweilige Hauptszenario haben, sich jedoch in der Entwicklung der Anteile der unterschiedlichen Antriebsarten an der Verkehrsleistung vom jeweiligen Hauptszenario unterscheiden.
- Allen Szenarien wird die gleiche Entwicklung des spezifischen Energiebedarfs je Antriebsart hinterlegt.

Zur Ermittlung der Verkehrsleistungen je Szenario und SubszENARIO werden folgende Verkehrsträger, Fahrzeugarten und Antriebsarten unterschieden:

- Straße
 - Personenverkehr
 - Pkw
 - Linienbus
 - Reisebus
 - Güterverkehr
 - Lieferwagen bis 3,5 t hzG
 - Lkw im Binnenverkehr mit 2 Achsen
 - Lkw im Binnenverkehr mit 3 Achsen
 - Lkw im Binnenverkehr mit 4 oder mehr Achsen
 - Lkw im grenzüberschreitenden Verkehr (dies sind überwiegend Lkw mit 4 oder mehr Achsen)
- Schiene
 - Personenverkehr
 - Güterverkehr

Für den Straßenverkehr werden dabei je Fahrzeugkategorie folgende Antriebsarten berücksichtigt (wobei nicht in allen Szenarien/Subszenarien alle Antriebsarten für alle Fahrzeugkategorien berücksichtigt sind):

- Verbrennungsmotoren (ICE) betrieben mit
 - konventionellem Treibstoff
 - Bio-Treibstoff
 - synthetischen Treibstoff (E-Fuels)
 - Wasserstoff
- batterieelektrisch (BEV)
- Wasserstoff-Brennstoffzelle (FCEV)
- Oberleitung (nur für Busse und Lkw) (OEV)

Für den Schienenverkehr werden folgende Antriebsarten berücksichtigt:

- Diesel
- Oberleitung
- batterieelektrisch
- Wasserstoff-Brennstoffzelle (FCEV)

Dabei wird für die Schiene folgende Vorgehensweise zur Bestimmung der Anteile dieser Antriebsarten für alle Hauptszenarien gewählt: Die aktuell elektrifizierten Strecken werden in allen Szenarien weiterhin zur Gänze elektrisch betrieben. Strecken, die aktuell nicht elektrifiziert sind, bei welchen jedoch laut Plänen der ÖBB eine Elektrifizierung mittels Oberleitung vorgesehen ist, werden in allen Szenarien ebenfalls mit Oberleitung betrieben. Die wenigen verbleibenden Strecken, die bis 2040 laut Plänen nicht mit Oberleitung elektrifiziert werden, werden in den jeweiligen Hauptszenarien zu 100 % mit batterieelektrisch Schienenfahrzeugen betrieben. In den Subszenarien wird dies gemäß untenstehenden Ausführungen variiert und entweder zu 100 % batterieelektrisch oder zu 100 % mit Wasserstoffbrennstoffzelle betrieben. Dies gilt sowohl für den Güter- als auch für den Personenverkehr.

3.2. Szenario 1 – Masterplanszenario (und Subszenarien)

Im Regierungsprogramm 2020-2024 ist die Klimaneutralität bis zum Jahr 2040 verankert. Um ein Paris-kompatibles CO₂-Budget auf nationaler Ebene bis 2040 zu erreichen sind dementsprechende Reduktionspfade der THG notwendig, insbesondere im Verkehrssektor. Der vom BMK veröffentlichte Mobilitätsmasterplan 2030 weist dabei eine wirkungsorientierte Strategie für den Straßen-, Schienen-, Wasserstraßen- und Luftverkehr aus und dient als Wegmarke Richtung Paris-Abkommen.

Das vom BMK beauftragte Projekt “Pathways to Zero Carbon Transport Sector”, Kurzform Path2Zero (Angelini et al. 2020) knüpft an der im Mobilitätsmasterplan 2030 festgelegten Zielsetzung der Klimaneutralität bis 2040 an und zeigt einen möglichen Pfad für eine CO₂-neutrale Personen- und Gütermobilität auf den Verkehrsträgern Straße, Schiene, Wasserstraße und Luftfahrt auf. Aus einem Mix an unterschiedlichen alternativen Antriebssystemen und dem Einsatz alternativer Kraftstoffe und erneuerbarer Energie im Verkehrssektor erfolgt die Berechnung eines energiebilanziell ausgeglichenen Energiemengengerüsts aus alternativen Energien unter der Prämisse der sektorübergreifenden Betrachtung (Verkehr, Gebäude, Industrie, Energie, Haushalte).

Die zugrundeliegende Fahrleistung zeigt keine Gesamtverkehrssteigerung an. Ein signifikanter Rückgang der Personenkilometer in Richtung Verlagerung zum Umweltverbund (Bahn, Öffentliche Verkehrsmittel, Aktive Mobilität) wird im motorisierten Individualverkehr verzeichnet. Im Güterverkehr ist hingegen kein weiterer Anstieg der Tonnenkilometer im straßengebundenen Verkehr und eine starke Verlagerung auf die Schiene hinterlegt.

Für das Szenario 1 und allen seinen Subszensarien wurden aus diesen Vorgaben folgende Fahrleistungsentwicklungen abgeleitet:

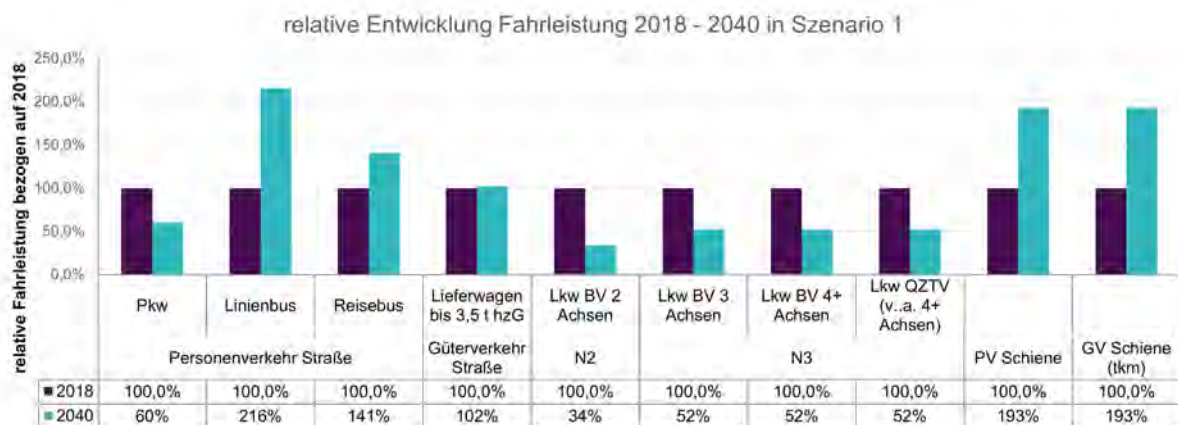


Abbildung 22: relative Entwicklung der Fahrleistung von 2018 bis 2040 in Szenario 1

Im Hauptszenario 1 werden die Anteile der Antriebsart an der Fahrleistung für den straßen- und schienengebundenen Verkehr aus den Zielen des Mobilitätsmasterplans bzw. Ergebnisse aus dem Projekt Path2Zero herangezogen. Im landgebundenen Verkehr kommen für die Erreichung der Klima- und Energieziele keine Verbrennungsmotoren zum Einsatz. Der Straßen- und Schienenverkehr erfolgt ausschließlich elektrisch. Der motorisierte Individualverkehr und die leichten Nutzfahrzeuge werden zu 100 % mit batterieelektrischem

Antrieb abgewickelt. Bei den Linien- und Reisebussen sowie bei den Lkw kommt ein Technologiemix von batterieelektrischen Antrieben (mit der Möglichkeit der Lade- und Antriebsinfrastruktur Oberleitung) und der FCEV abhängig vom Einsatzzweck zum Einsatz. Der Schienenverkehr erfolgt weitgehend oberleitungselektrisch mit wenig H₂-Brennstoffzellenantrieb (z.B. im Vershub).

Neben dem Hauptszenario 1 wurden für dieses Szenario zwei Subszenarien (mit gleichbleibender Entwicklung der Fahrleistung) erarbeitet. In Subszenario 1.1. wurde ein Vergleich mit dem Hauptszenario gezogen, indem die gleichen Anteile bei den Antriebssystemen angeführt worden sind, um für die Netzplanung aufzuzeigen, wie sich dadurch der Energiebedarf verändert. In Subszenario 1.2. wurden ebenfalls die Anteile bei den Antriebssystemen im Vergleich zu Hauptszenario 1 verändert: es kommt ein etwas höherer Anteil an batterieelektrischen Antrieben (inkl. Oberleitungssystemen) und ein etwas geringerer Anteil von FCEV zum Einsatz. Oberleitungssysteme auf der Straße sind abhängig vom batterieelektrischen Antrieb, da dieser nur in Kombination mit BEV eingesetzt wird. Dieser Zusammenhang bleibt auch in Subszenario 1.3 bestehen, allerdings werden geringere Anteile BEV und höhere Anteile bei FCEV angenommen. Auf diese Weise wird aufgezeigt, welche Rolle die Verschiebung zwischen BEV und FCEV für das Netz bedeuten würde.

Damit ergeben sich folgende Anteile der Antriebsarten im Hauptszenario 1 und seinen beiden Subszenarien:

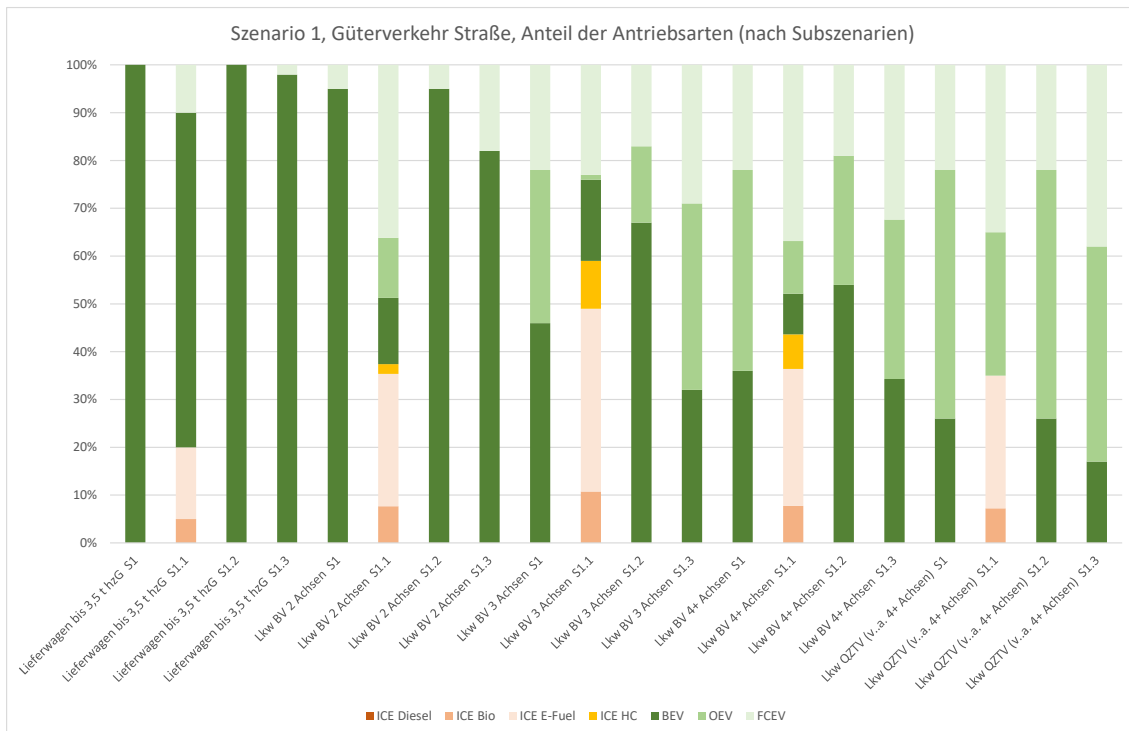
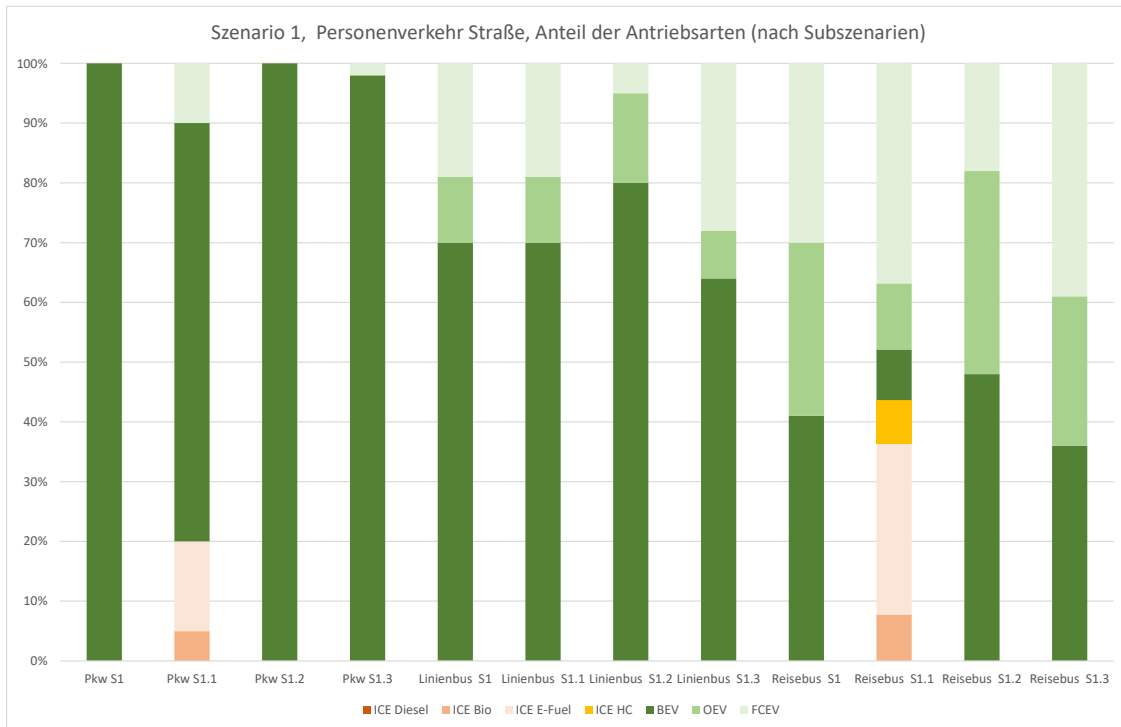


Abbildung 23: Darstellung der Anteile der Antriebsarten im Personenverkehr (oben) und im Güterverkehr (unten) im Szenario 1 inkl. Subsznenarien

3.3. Szenario 2 – „steigende Verkehrsleistung“ (und Subsznarien)

Basis für Szenario 2 sind die Ergebnisse des vom BMK beauftragten Projektes „Clearer“ (Sedlacek et al 2021). Dieses Projekt hat sich jedoch ausschließlich mit dem Straßengüterverkehr (Aufkommensentwicklung bis 2040 und mögliche Entwicklung der Anteile der unterschiedlichen Antriebsarten bis 2040) beschäftigt. Dabei wurden sowohl für die Entwicklung der Fahrleistung als auch für die Entwicklung der Anteile 2 Szenarien hinterlegt. Für das Szenario 2 von AADE wird für die Entwicklung der Fahrleistung das Szenario, welches europäische Prognosen für die Güterverkehrsentwicklung zugrunde legt, herangezogen. Für die Anteile der Antriebsarten (im Hauptszenario) wird das Clearer-Szenario, das Klimaneutralität bis 2040 erreicht, zugrunde gelegt.

Die Entwicklungen im Straßenpersonenverkehr werden ausgehend von den Verhältnissen im Güterverkehr zwischen Szenario 1 und Szenario 2 sowie der Entwicklung des Personenverkehrs (Entwicklung der Verkehrsleistung und Entwicklung der Anteile) im Szenario 1 für das Szenario 2 angepasst.

Dabei bedeutet die höhere Verkehrssteigerung (im Vergleich zu Szenario 1) bei gleichzeitigem Erreichen der Klimaneutralität, dass eine bilanziell ausgeglichene Energieversorgung in Österreich nicht zur Gänze umsetzbar ist und Energieimporte eingeschränkt notwendig sind. Für das Szenario 2 und allen seinen Subsznarien wurden aus diesen Vorgaben folgende Fahrleistungsentwicklungen abgeleitet:

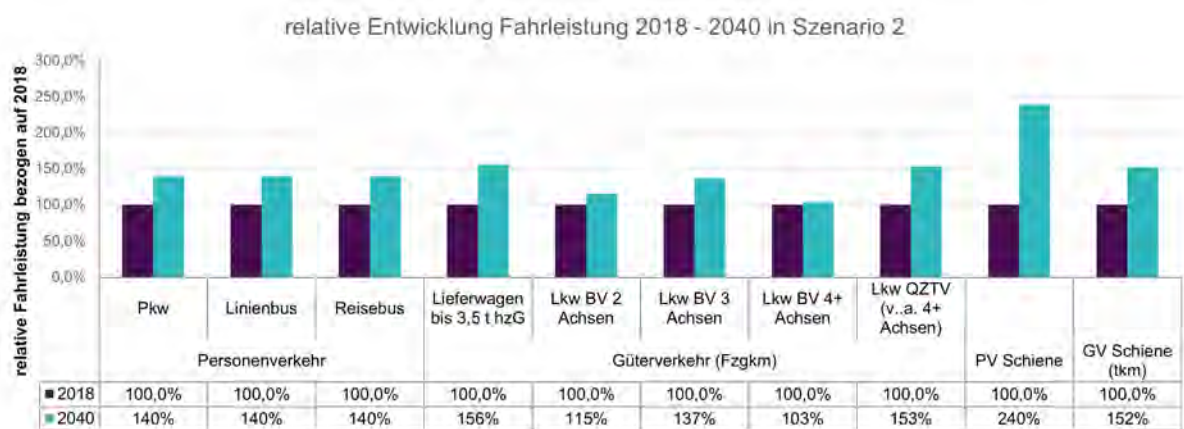


Abbildung 24: relative Entwicklung der Fahrleistung von 2018 bis 2040 in Szenario 2

Im Hauptszenario 2 werden die Anteile der Antriebsarten für den Straßengüterverkehr basierend aus Clearer übernommen. Für den Personenverkehr werden mittels

Verhältnisübertragung aus dem Szenario 1 Anteile ermittelt, die in die Struktur zu den Anteilen des Güterverkehrs in diesem Szenario passen.

Neben dem Hauptszenario 2 wurden für dieses Szenario 2 Subszenarien entwickelt. Subszenario 2.1 kommt dem Wunsch der Auftraggeber nach, ein Szenario zu entwickeln, bei welchem bis 2040 die vollständige Dekarbonisierung des Verkehrs noch nicht gelungen ist. Dementsprechend hat dieses Szenario einen höheren Anteil an Verbrennungsmotoren und darin auch noch einen Anteil an Fahrzeugen, die konventionellen Diesel nutzen.

Im Subszenario 2.2 wird der Anteil an Verbrennungsmotoren halbiert und dementsprechend die Anteile an BEV und FCEV erhöht.

Damit ergeben sich folgende Anteile der Antriebsarten im Hauptszenario 2 und seinen beiden Subszenarien:

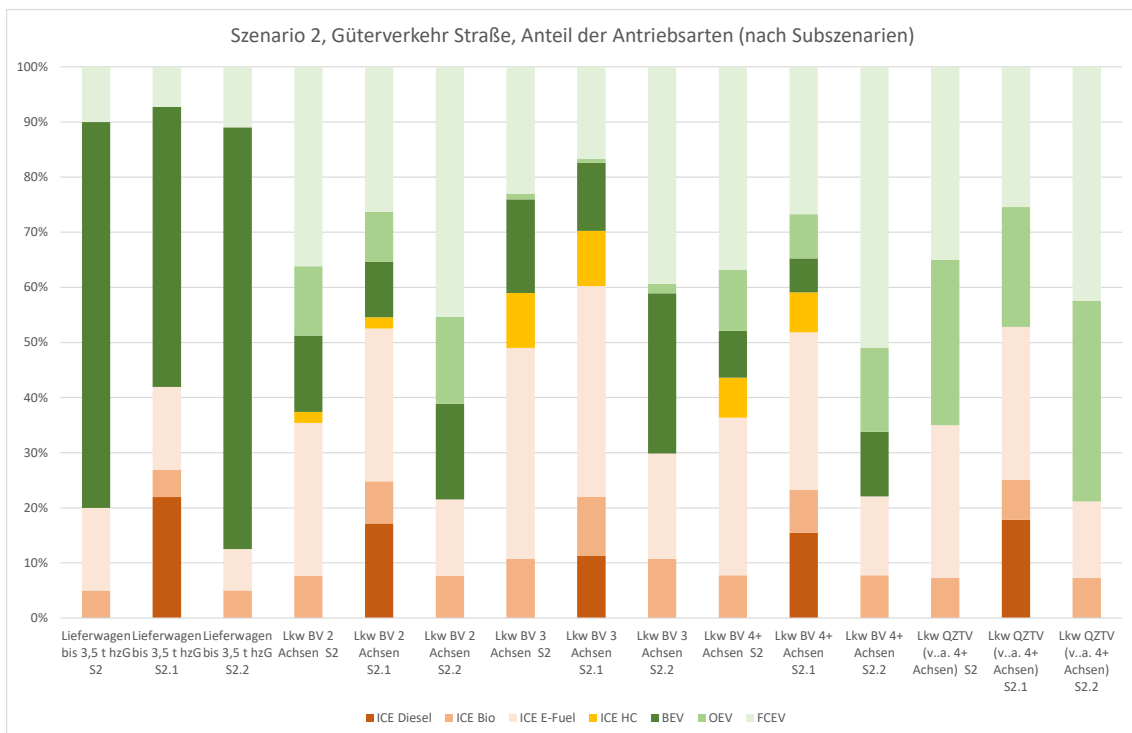
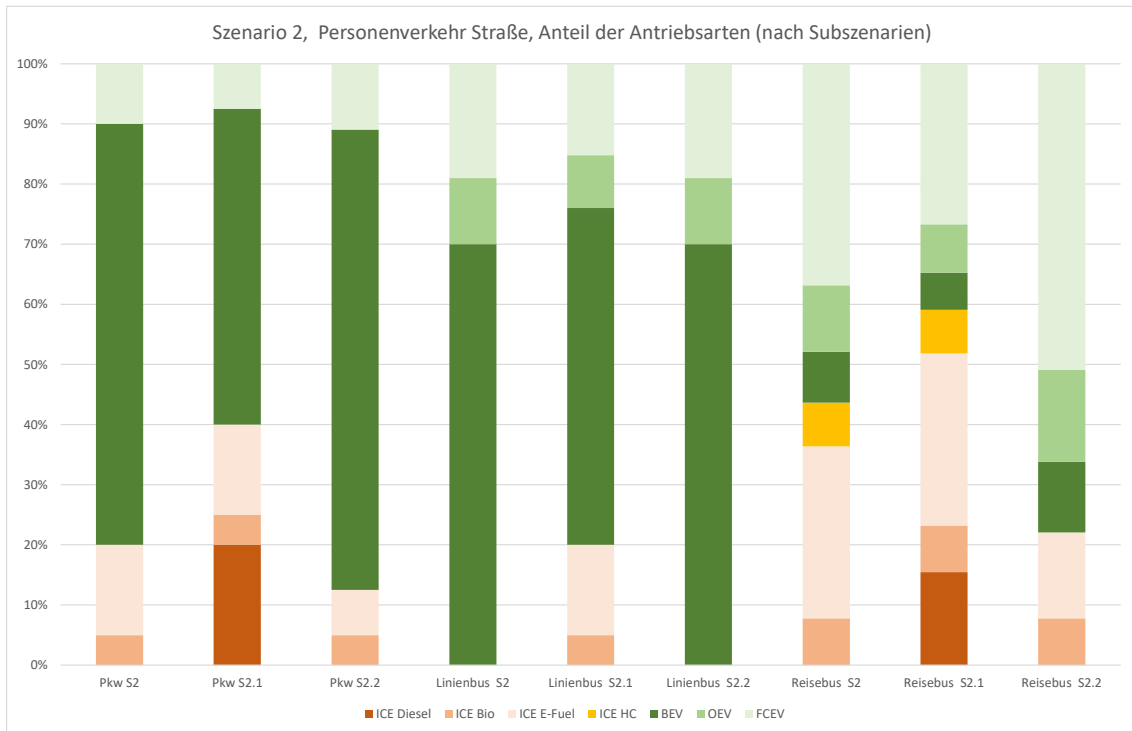


Abbildung 25: Darstellung der Anteile der Antriebsarten im Personenverkehr (oben) und im Güterverkehr (unten) im Szenario 2 inkl. Subsznenarien

3.4. Szenario 3 – „Geringe Verkehrsleistungssteigerung“ (und Subsznenarien)

Im Szenario 3 wird von einer reduzierten Steigerung der Verkehrsleistung auf der Straße und der Schiene im Vergleich zu den Steigerungen im Szenario 2 ausgegangen. Dieses Szenario wird „in der Mitte“ der beiden Szenarien 1 und 2 angesiedelt. Außerdem berücksichtigt dieses Szenario das 2. in Clearer dargestellte Szenario zur Steigerung der Fahrleistung im Güterverkehr. In diesem 2. Clearer-Szenario wurden ergänzende Maßnahmen in den Bereichen Transportorganisation und -abwicklung unterstellt, deren Umsetzung eine Reduktion der Güterverkehrsleistung auf der Straße bewirken.

Für das Szenario 3 und allen seinen Subsznenarien wurden aus diesen Vorgaben folgende Fahrleistungsentwicklungen abgeleitet:

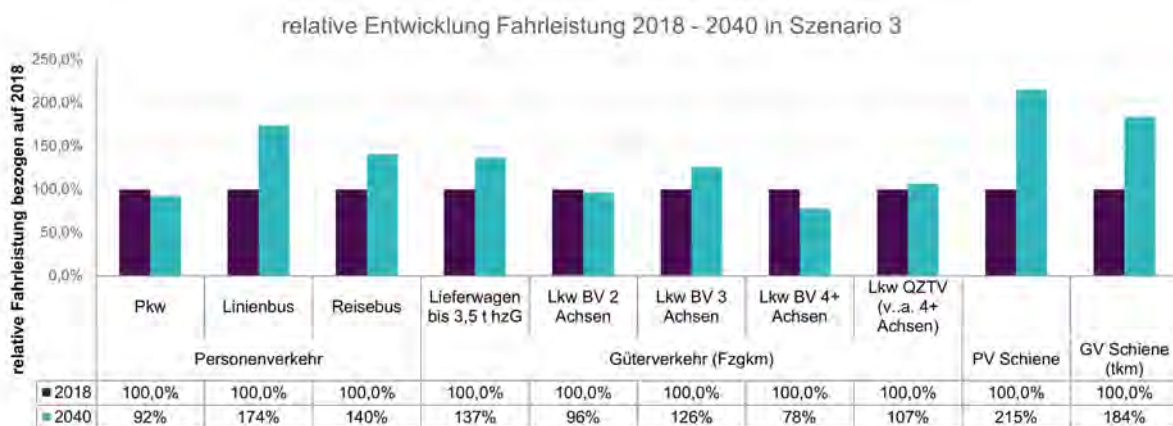


Abbildung 26: relative Entwicklung der Fahrleistung zwischen 2018 und 2040 in Szenario 3

Im Hauptszenario 3 werden die in Hauptszenario 2 hinterlegten Anteile der Verbrennungsmotoren halbiert und auf die restlichen Antriebsarten nach der durchschnittlichen Verteilung der Hauptszenarien S1 und S2 verteilt. In Subsznenario 3.1 wird ausgehend von der Verteilung des Hauptszenarios 3 der Anteil BEV auf Kosten des Anteils FCEV erhöht. Im Subsznenario 3.2 erfolgt das genaue Gegenteil.

Damit ergeben sich folgende Anteile der Antriebsarten im Hauptszenario 3 und seinen beiden Subsznenarien:

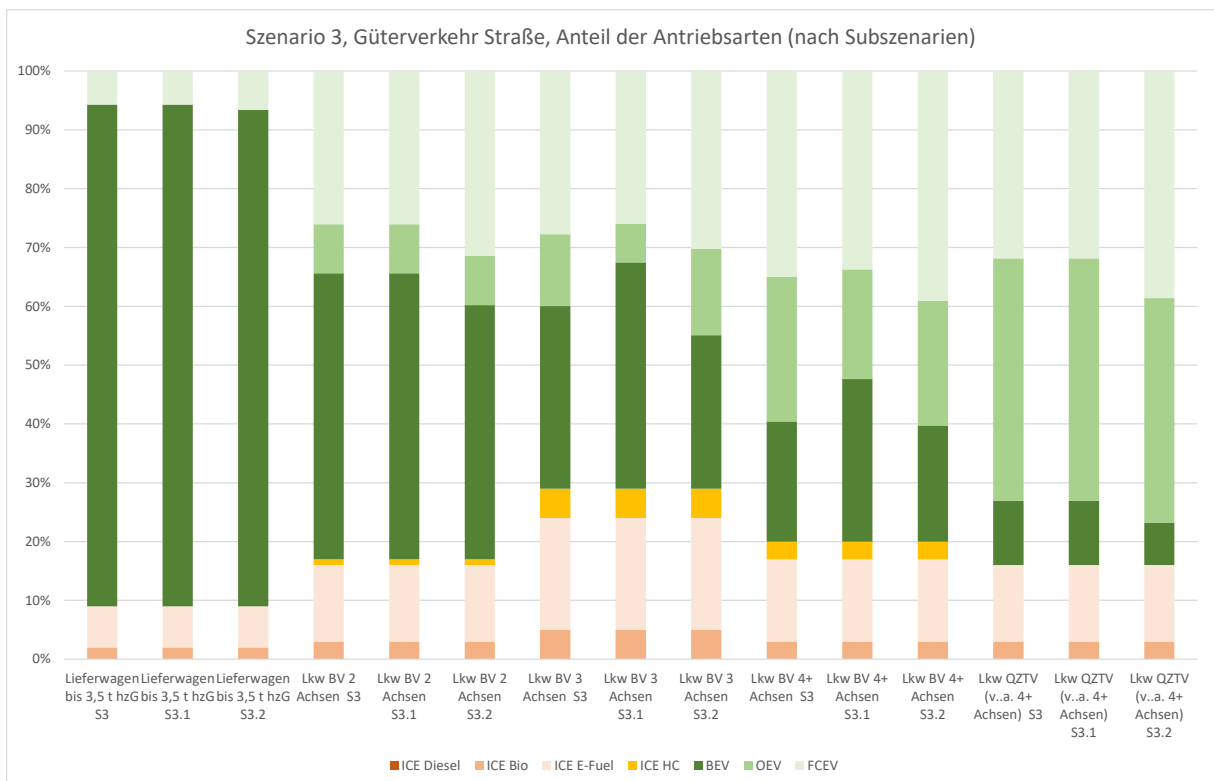
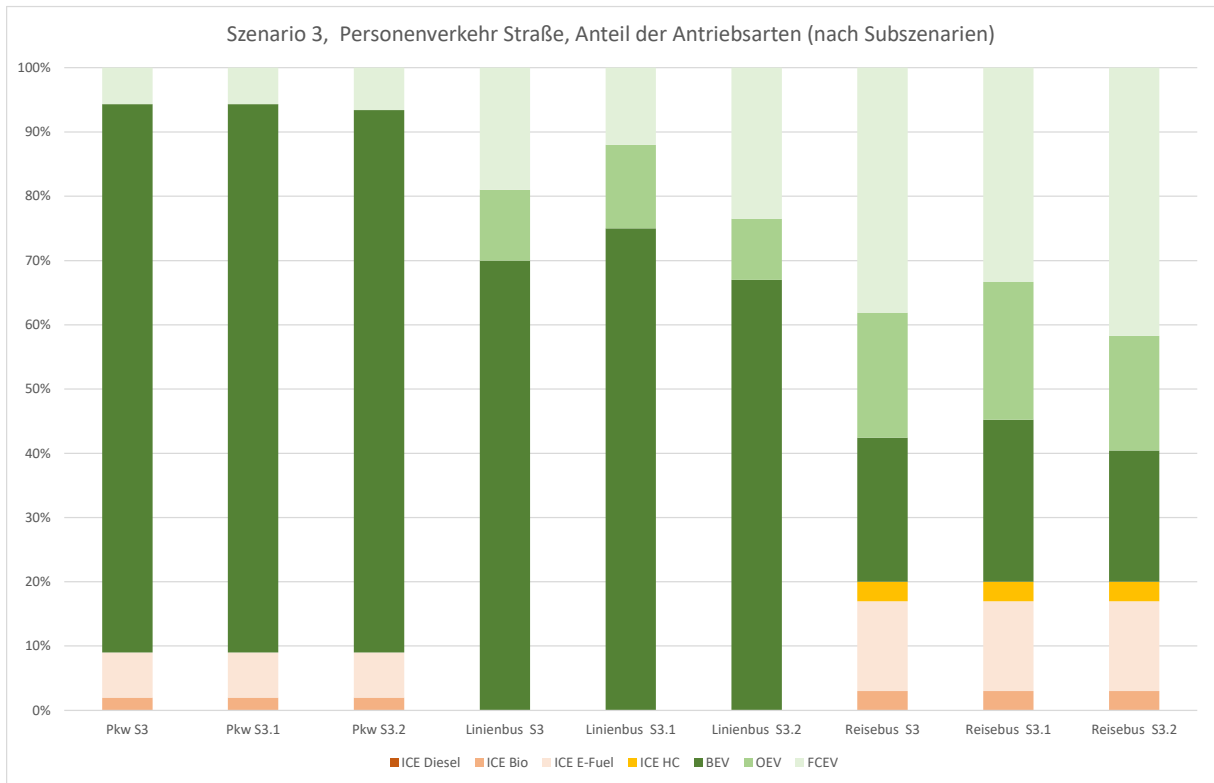


Abbildung 27: Darstellung der Anteile der Antriebsarten im Personenverkehr (oben) und im Güterverkehr (unten) im Szenario 3 inkl. Subsznenarien

3.5. Spezifische Verbrauch

Für die Berechnung der Energiemengen ist neben dem kumulierten Energieaufwand der Bereitstellung (KEA), d.h. die Summe aller Primärenergien auch der direkte Energieeinsatz bzw. der spezifische Verbrauch [in kWh/Fzghm] zu berücksichtigen. Der spezifische Verbrauch ist der direkte Energieeinsatz für den Fahrbetrieb. Dieser ist eine kritische Größe beim Vergleich unterschiedlicher Antriebssysteme. Die nachfolgende Tabelle 2 zeigt einen Technologievergleich im Hinblick auf den spezifischen Verbrauch. Alternativ angetriebene Fahrzeuge ohne Verbrennungsmotoren (BEV, FCEV) weisen aufgrund des höheren Wirkungsgrades des Elektromotors nur rd. ein Drittel des erforderlichen direkten Energieeinsatzes (spezifischer Verbrauch) wie vergleichbare konventionell angetriebene Fahrzeuge auf.

Tabelle 2: spezifische Verbrauchswerte der betrachteten Antriebstechnologien (Quelle: Umweltbundesamt, Die Ökobilanz von Personenkraftwagen bzw. Nutzfahrzeugen)

Fzg-Klasse	Code	Jahr	Diesel [kWh/Fzghm]	Bio [kWh/Fzghm]	E-Fuel [kWh/Fzghm]	HC [kWh/Fzghm]	BEV [kWh/Fzghm]	OEV [kWh/Fzghm]	FCEV [kWh/Fzghm]
6BQZTV	Pkw	2018	0,67	0,67	0,67	0,71	0,21	na	0,25
5BQZTV	L.Bus	2018	3,13	3,13	3,13	3,03	1,50	na	2,59
5BQZTV	R.Bus	2018	2,75	2,75	2,75	2,66	1,32	1,32	2,28
7BQZTV	LNF	2018	0,87	0,93	0,87	0,93	0,40	na	0,32
2BQZTV	N2	2018	1,87	1,87	1,87	1,81	1,10	1,10	1,91
3BQZTV	N3	2018	2,98	2,98	2,98	2,88	1,43	1,43	2,47
4BV	SZM	2018	3,26	3,26	3,26	3,16	1,60	1,60	2,70
4QZTV	SZM	2018	3,16	3,16	3,16	3,06	1,55	1,55	2,62
6BQZTV	Pkw	2040	0,61	0,61	0,55	0,51	0,21	na	0,22
5BQZTV	L.Bus	2040	2,50	2,50	2,50	2,27	1,50	na	2,33
5BQZTV	R.Bus	2040	2,23	2,23	2,23	1,99	1,32	1,32	2,05
7BQZTV	LNF	2040	0,64	0,68	0,66	0,70	0,40	na	0,29
2BQZTV	N2	2040	1,53	1,53	1,53	1,36	1,10	1,10	1,72
3BQZTV	N3	2040	2,41	2,41	2,41	2,16	1,43	1,43	2,30
4BV	SZM	2040	2,61	2,61	2,61	2,37	1,60	1,60	2,43
4QZTV	SZM	2040	2,56	2,56	2,56	2,30	1,55	1,55	2,36

3.6. Modellierung des Energiebedarfs am hochrangigen Straßennetz

In einem ersten Schritt wird das derzeitige und künftige Verkehrsaufkommen, basierend auf Daten der Auftraggeber und öffentlich verfügbaren Daten und unter Einsatz bestehender Verkehrsmodelle ermittelt. Neben den angeführten Daten zum Verkehr im Bestand, ist es für das Projekt relevant, die zukünftige Verkehrsentwicklung zu berücksichtigen.

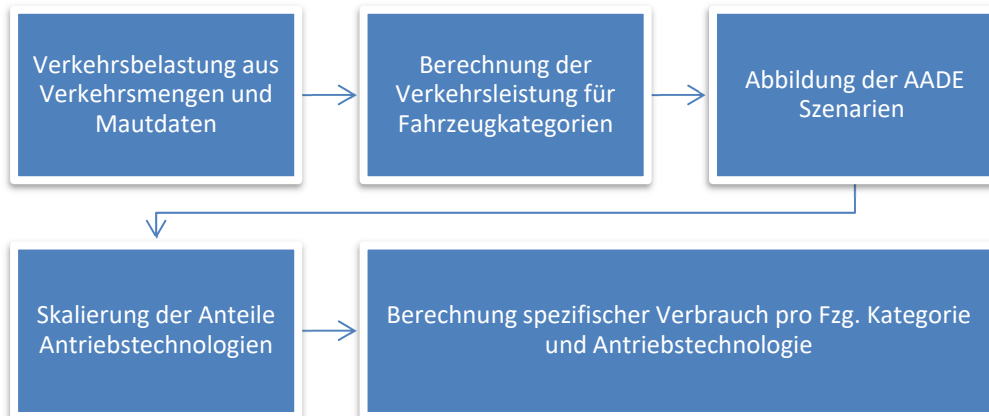


Abbildung 28: Methodische Vorgangsweise zur Ermittlung des Energiebedarfs am ASFINAG Netz

Basierend auf den Verkehrsdaten und den zugrundeliegenden Szenarien erfolgt die Modellierung und lokale Verortung des Energiebedarfs für die Verkehrsträger Straße und Schiene mit Fokus auf das hochrangige Netz von ASFINAG und ÖBB. Dazu wurden bestehende Berechnungsmodelle eingesetzt und für die Fragestellungen im Projekt erweitert. Aus der Szenariendefinition liegen dazu die Veränderungsdaten der Fahrleistung für die Fahrzeugkategorien vor (siehe Abbildung 29).

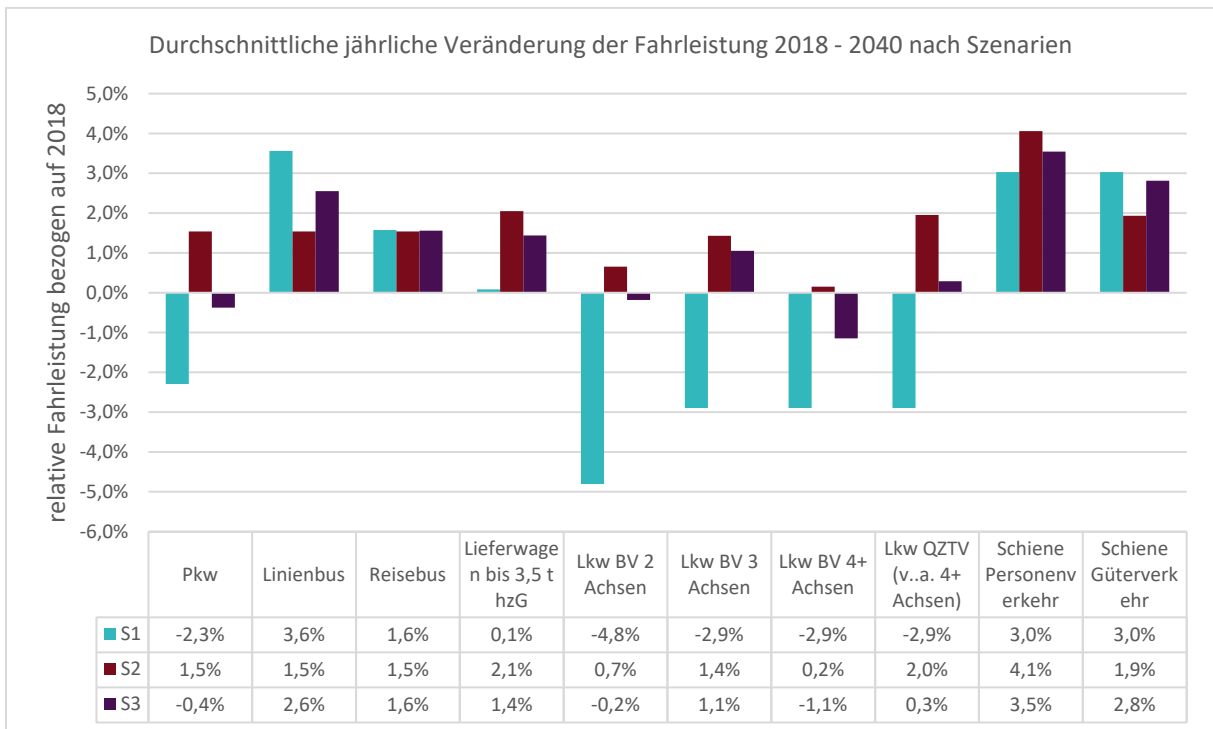


Abbildung 29: durchschnittliche jährliche Veränderung der Fahrleistung von 2018 bis 2040 nach den Szenarien

Die methodische Vorgangsweise zur Erfassung und Skalierung der Fahrleistungen sowie der Berechnung der Energiebedarfe werden in den folgende Abschnitten beschrieben. Weiters wird der Energiebedarf lokal verortet und auf den Leistungsbedarf umgerechnet. Dazu werden strategische Bedarfsknotenpunkte entlang des hochrangigen Straßennetzes und relevanter Abschnitte des Schienennetzes identifiziert und eine möglichst synergetische Nutzung der Bedarfsknotenpunkte berücksichtigt.

Verkehrsbelastung aus Verkehrsmengen und Mautdaten

Um die derzeitige Verkehrsbelastung abzubilden, wurden mehrere Datenquellen aus dem Bereich Verkehrs- und Mautdaten der ASFINAG verwendet.

Tabelle 3: Datenquelle Verkehrsstatistik (JDTV - Jährlicher durchschnittlicher täglicher Verkehr)

Kürzel	Erläuterung	Einheit
DTVMS	Durchschnittlicher täglicher Verkehr (Montag - Sonntag); alle Wochentage im Zeitbereich inkl. Fenster- und Feiertagen	Kfz/24h
DTVMF	Durchschnittlicher täglicher Verkehr (Montag - Freitag); alle Montage bis Freitage im Zeitbereich inkl. Fenstertagen	Kfz/24h
DTVMO	Durchschnittlicher täglicher Verkehr (Montag); alle Montage im Zeitbereich inkl. Fenstertagen	Kfz/24h
DTVDD	Durchschnittlicher täglicher Verkehr (Dienstag - Donnerstag); alle Dienstage bis Donnerstage im Zeitbereich	Kfz/24h
DTVFR	Durchschnittlicher täglicher Verkehr (Freitag); alle Freitage im Zeitbereich inkl. Fenstertagen	Kfz/24h
DTVSA	Durchschnittlicher täglicher Verkehr (Samstag); alle Samstage im Zeitbereich	Kfz/24h
DTVSF	Durchschnittlicher täglicher Verkehr (Sonn- und Feiertag); alle Sonn- und Feiertage im Zeitbereich	Kfz/24h
Kfz > 3,5t hzG	Fahrzeuge des Schwerverkehrs mit einem höchst zulässigen Gesamtgewicht > 3,5t	
Kfz <= 3,5t hzG	Fahrzeuge des Leichtverkehrs mit einem höchst zulässigen Gesamtgewicht <= 3,5t	

Tabelle 4: Datenquelle Zähldaten (aus Verkehrsmanagement- und Informationssystem, VMIS)

Kürzel	Erläuterung
Zählstelle	
ZST-Nr.	
Gesamtmessquerschnitt	
Querschnitt ID	
Fahrstreifen	
Kalendertag	
Stunde 2stellig	
qKFZ	Anzahl Kfz (gesamt)
qPKW	Anzahl Pkw
qKRAD	Anzahl Motorräder
qLFW	Anzahl LieferW b.3,5t
qNKKFZ	Anzahl nicht klassifizierter Kfz
qPKWA	Anzahl Pkw mit Anhänger
qLKW	Anzahl Lkw
qLKWA	Anzahl Lkw mit Anhänger
qBUS	Anzahl Busse
qSattelKFZ	Anzahl SattelKfz

Berechnung der Verkehrsleistung für Fahrzeugkategorien

Die Unterscheidung der Fahrzeugkategorien ist ein wesentlicher Punkt zur Differenzierung der Durchdringung und zukünftigen Energiebedarfe für alternativen Antriebe. Dazu berücksichtigt die Szenariendefinition die derzeitige Durchdringung von bspw. batterie-elektrischen Pkw, Lkw und Bussen und insbesondere die Zielsetzungen in den Szenarien für das Jahr 2040. Um

diese Differenzierung durchgängig abzubilden, wurden die Verkehrsleistungen für die Fahrzeugkategorien berechnet.

Die Ermittlung des Energieverbrauchs berücksichtigte somit:

- die Vorgaben der AADE-Szenarien (insbesondere die Verkehrsleistungen)
- die Skalierung der Anteile der Antriebstechnologien (in den Sub-Szenarien), sowie
- die Berechnung spezifischer Verbrauch pro Fahrzeugkategorie und Antriebstechnologie (Tank-to-Wheel Ansatz, d.h. der direkte Energieeinsatz im Fahrzeug)

Die daraus resultierenden Gesamt-Energiemengen und die Aufteilung nach Energieformen sind in den nachfolgenden Darstellungen zusammengefasst:

Total Energy in Scenario 1 : 9.22 TWh

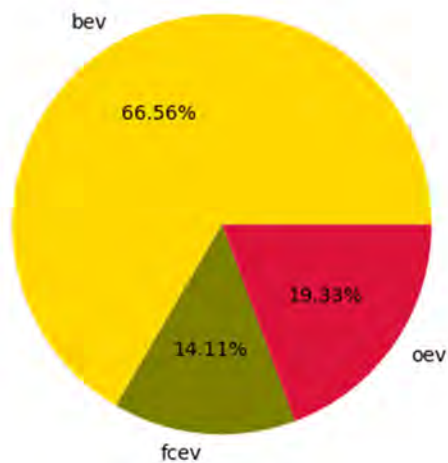
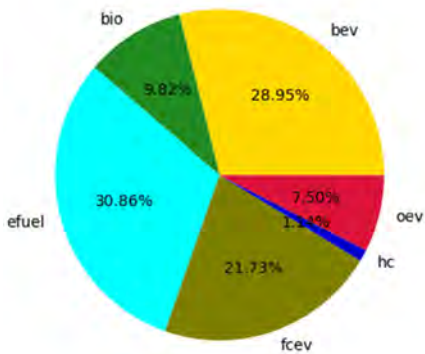


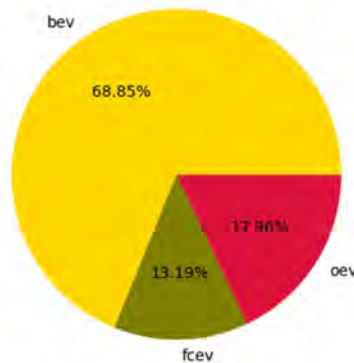
Abbildung 30: Gesamtenergiebedarf für Szenario 1, Straße und Anteile der Energieformen bzw. alternativen Antriebe

Für das Szenario 1, das auf Basis des Mobilitätsmasterplans erstellt wurden, ergibt sich ein Gesamtenergiebedarf am hochrangigen Straßennetz von 9,22 TWh. Die Aufteilung nach Energieformen bzw. alternativen Antrieben zeigt die hohe Durchdringung von E-Fahrzeugen im Jahr 2040, mit einem Anteil BEV von 66,65 % und einem deutlichen Anteil von Oberleitungssystemen von 19,33%.

Total Energy in Scenario 1.1 : 12.10 TWh



Total Energy in Scenario 1.2 : 9.19 TWh



Total Energy in Scenario 1.3 : 9.51 TWh

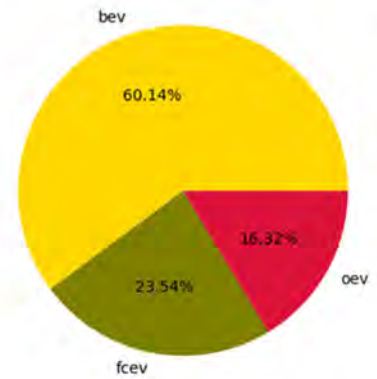


Abbildung 31: Gesamtenergiebedarf für die Sub-Szenarien 1.1, 1.2 und 1.3, Straße und Anteile der Energieformen bzw. alternativen Antriebe

Die Darstellung der Gesamtenergie der Sub-Szenarien in Abbildung 31 zeigen deutlich die Variation der alternativen Antriebe, besonders im Sub-Szenario 1.1, das sich durch einen hohen Anteil von 30,86% an E-Fuels kennzeichnet.

Total Energy in Scenario 2 : 21.14 TWh

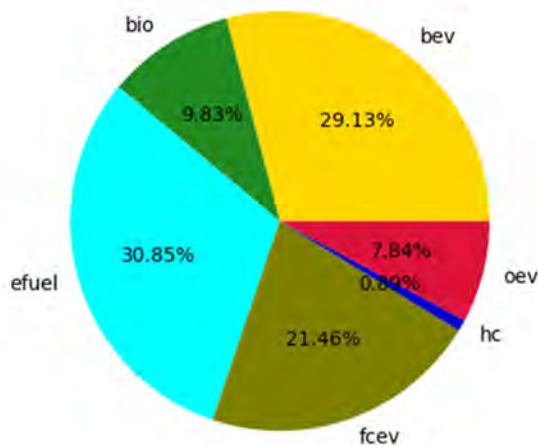


Abbildung 32: Gesamtenergiebedarf für Szenario 2, Straße und Anteile der Energieformen bzw. alternativen Antriebe

Das Szenario 2 zeigt die Ergebnisse basierend auf der Annahme weiterhin eine Steigerung der Verkehrsleistung in allen Bereichen (Personenverkehr und Güterverkehr) bis 2040 zu haben. Daraus resultiert der hohe Energiebedarf von 21,14 TWh für den Verkehr am hochrangigen Straßennetz im Jahr 2040.

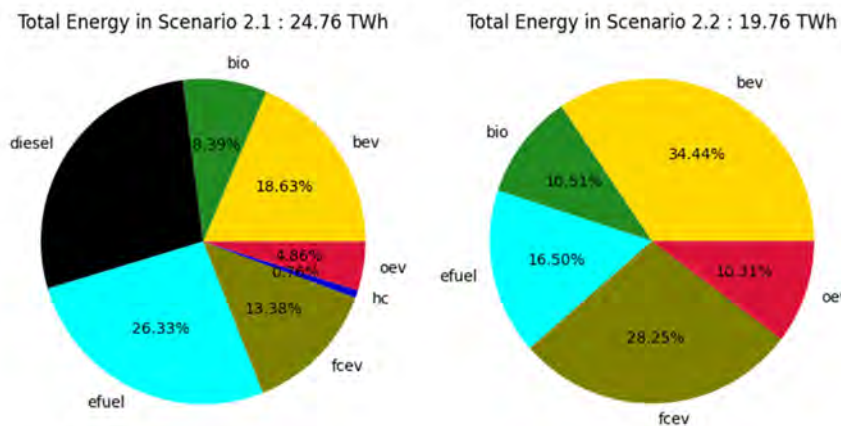


Abbildung 33: Gesamtenergiebedarf für die Sub-Szenarien 2.1 und 2.2, Straße und Anteile der Energieformen bzw. alternativen Antriebe

Deutlich ersichtlich ist der verbleibende Anteil Diesel mit 27,65% im Szenario 2.1, bei einer Gesamtenergiemenge von 24,76 TWh entspricht das 6,85 TWh Energie, die 2040 weiterhin für Verkehr am hochrangigen Straßennetz eingesetzt wird. Das Szenario 2.2 zeigt eine verstärkte Berücksichtigung von Wasserstoff im Verkehr (in Abbildung 33 als fcev beschrieben) mit etwa 28,25% am Gesamtenergiebedarf.

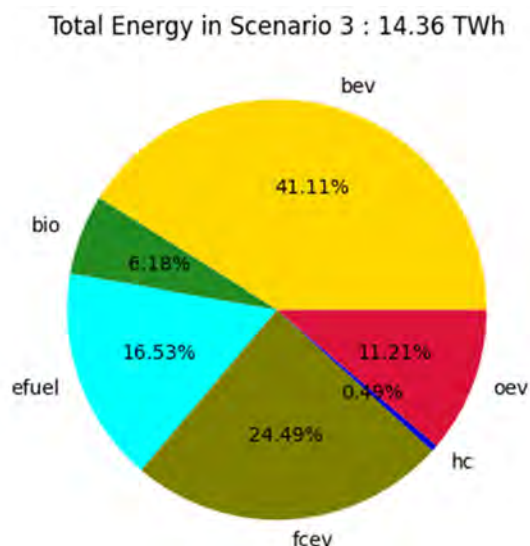


Abbildung 34: Gesamtenergiebedarf für Szenario 3, Straße und Anteile der Energieformen bzw. alternativen Antriebe

Die Auswertung zu Szenario 3 in Abbildung 34 zeigen die grundsätzlichen Überlegungen zur Definition des Szenarios. Während weiterhin eine geringe Verkehrsleistungssteigerung

hinterlegt wurde, wurde gleichzeitig ein konsequenter Pfad der Dekarbonisierung des Verkehrs mit hohen Anteilen der alternativen Antriebe angenommen.

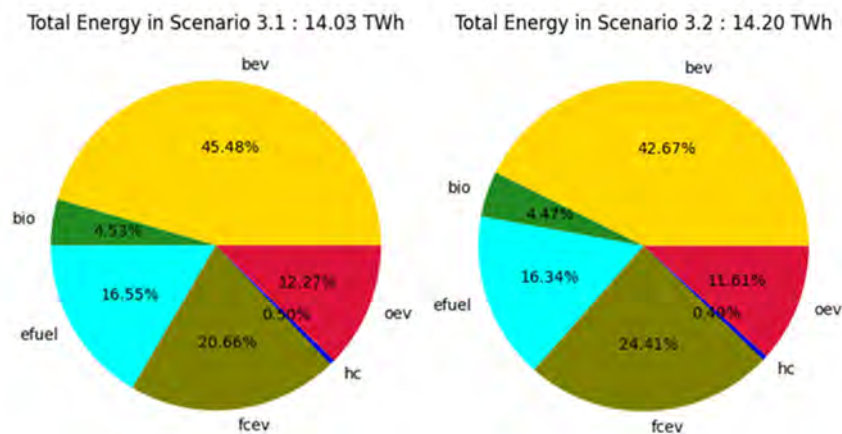


Abbildung 35: Gesamtenergiebedarf für die Sub-Szenarien 3.1 und 3.2, Straße und Anteile der Energieformen bzw. alternativen Antriebe

Die Sub-Szenarien 3.1 und 3.2, dargestellt in Abbildung 35 unterscheiden sich wesentlich durch die stärkere Durchdringung von batterie-elektrischen Fahrzeugen (auch Lkw) in Szenario 3.1 bzw. durch den verstärkten Bedarf an Wasserstoff (fcev) in Szenario 3.2. Der Gesamtenergieverbrauch durch Verkehr am hochrangigen Straßennetz ist mit 14,03 TWh und 14,20 TWh in vergleichbarer Größenordnung.

3.6.1. Lokale Verortung der Energiebedarfe

Der ermittelte Energiebedarf wird nach folgenden methodischen Schritten den ASFINAG Streckenabschnitten zugeordnet. Dabei wird als Annahme zugrundegelegt, dass nur ein Anteil von 50 % des gesamten Energieverbrauchs der Antriebskategorie BEV am hochrangigen Straßennetz geladen wird. Sowohl für den Pkw- als auch für Lkw-Bereich wurden damit alle weiteren Ladeinfrastrukturen, wie die privaten bzw. betrieblichen Ladeinfrastrukturen, sowie am niederrangigen Straßennetz als vereinfachende Annahme berücksichtigt.

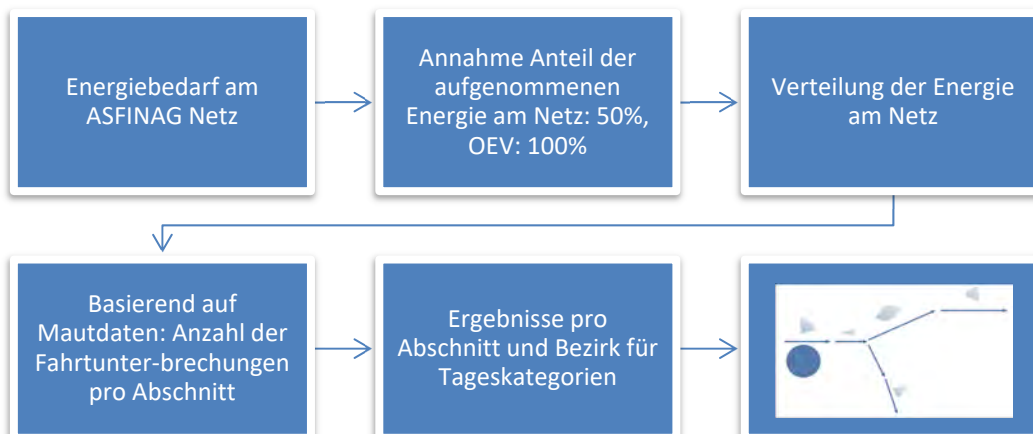
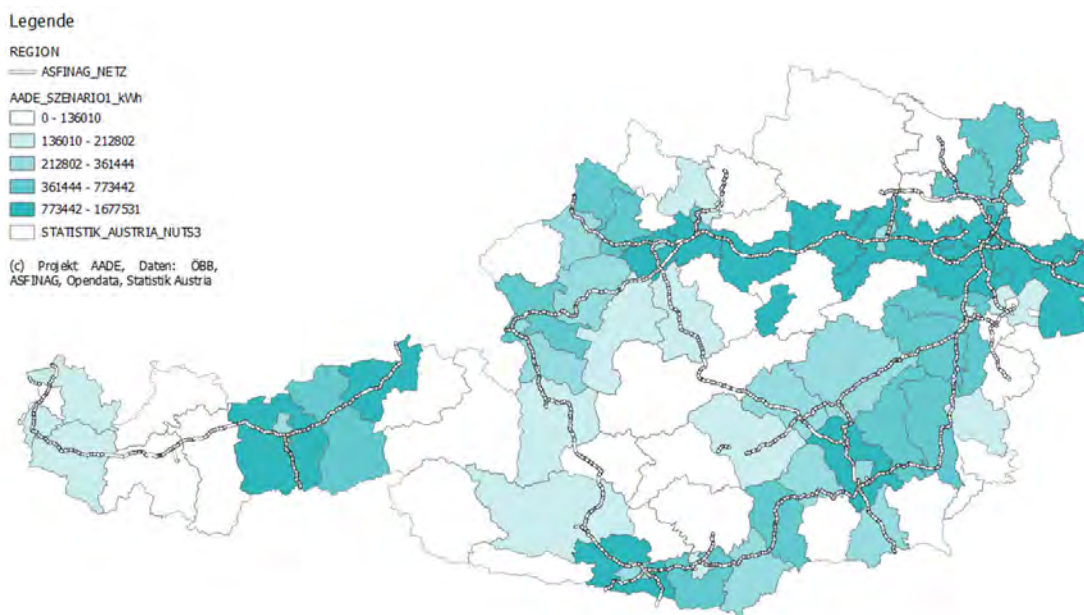


Abbildung 36: Methodische Vorgangsweise zur Verortung des Energiebedarfs am ASFINAG Netz

Die Umlegung der Energiebedarfe auf Streckenabschnitte bzw. politische Bezirke ist nachfolgend als Kartendarstellung (siehe Abbildung 37) visualisiert.

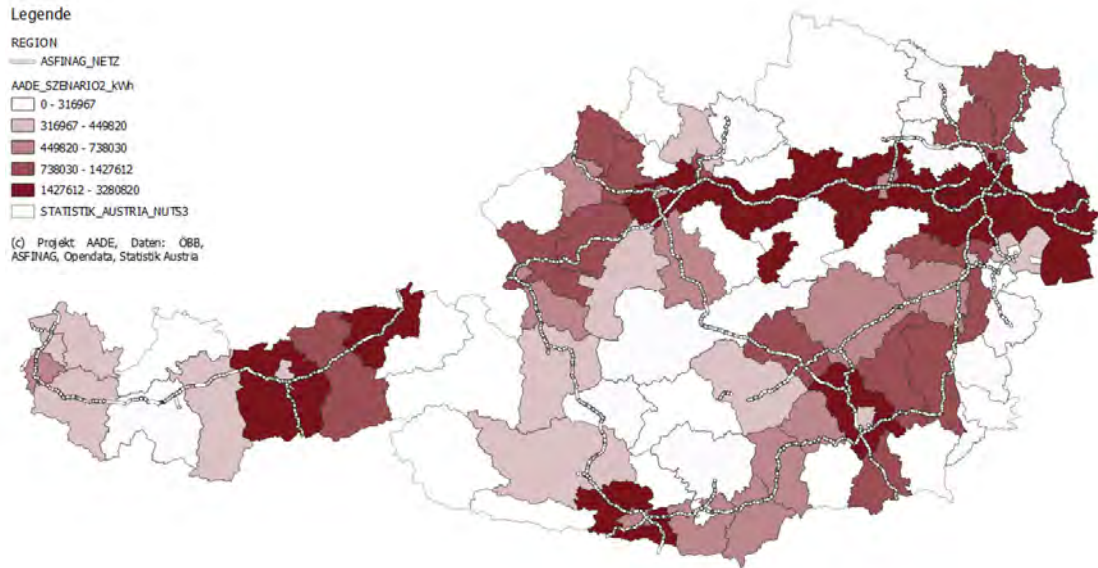


©AIT, Projekt AADE, 2023

Abbildung 37: Kartendarstellung des berechneten Energieverbrauchs für Szenario 1 (Starklast) für Verkehrsträger Straße (ASFINAG Netz), zugeordnet zu Bezirken (eigene Darstellung)

Errechnete Energiebedarfe in Szenario 1 für Tageskategorie: Starklast, Werktag (work)

- 30,37 GWh Energiebedarf
- 26,36 GWh elektrische Energie
- 4,00 GWh Wasserstoff

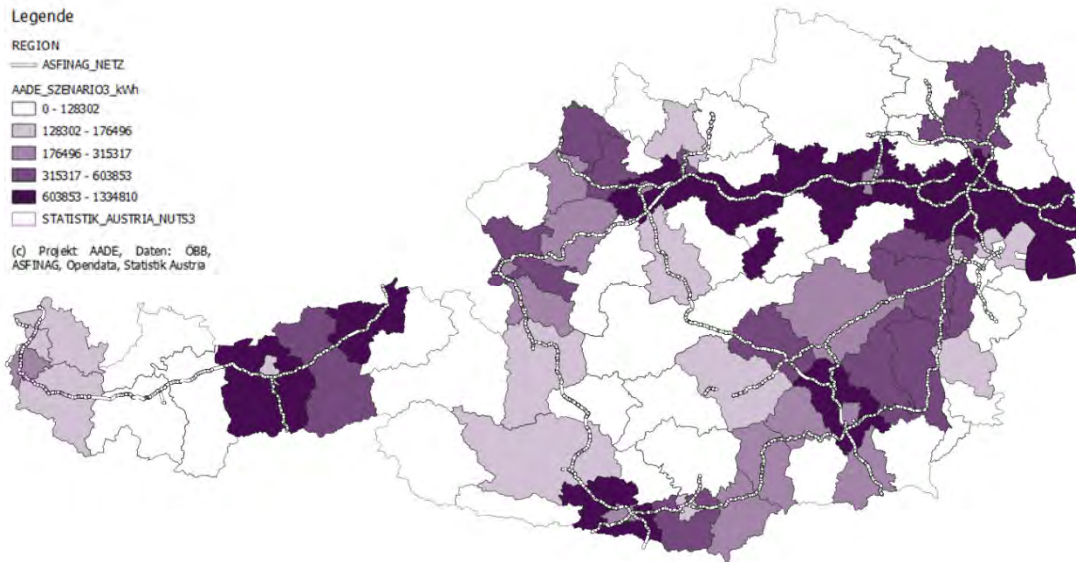


©AIT, Projekt AADE, 2023

Abbildung 38: Kartendarstellung des berechneten Energieverbrauchs für Szenario 2 für Verkehrsträger Straße (ASFINAG Netz), zugeordnet zu Bezirken (eigene Darstellung)

Errechnete Energiebedarfe in Szenario 2 für Tageskategorie: Werktag (work)

- 35,34 GWh Energiebedarf
- 14,16 GWh elektrische Energie
- 7,67 GWh Wasserstoff



©AIT, Projekt AADE, 2023

Abbildung 39: Kartendarstellung des berechneten Energieverbrauchs für Szenario 3 für Verkehrsträger Straße (ASFINAG Netz), zugeordnet zu Bezirken

Errechnete Energiebedarfe in Szenario 3 für Tageskategorie: Werktag (work)

- 25,05 GWh Energiebedarf
- 13,74 GWh elektrische Energie
- 6,10 GWh Wasserstoff

3.7. Modellierung des Energiebedarfs am ÖBB-Schienennetz

Als Grundlage der Modellierung standen die Roadmaps- und Strategiepapiere der ÖBB zur Verfügung, die insbesondere die geplanten Infrastrukturmaßnahmen und die Elektrifizierungsstrategie von Nebenbahnen beinhalten.

Dem Schienenverkehr wird in allen AADE-Szenarien eine sehr wesentliche Bedeutung zugemessen, es sind sehr hohe Steigerungsraten sowohl im Personenverkehr als auch im Güterverkehr zu erwarten. Die Steigerungsraten wurden auf Basis der Studien für die Szenariendefinition (siehe Abschnitt 3.1) abgebildet.

Um diese Steigerungsraten der Verkehrsleistung mit dem aktuellen Energieverbrauch abzugleichen, wurden von der ÖBB die Energiedaten der Unterwerke für das Jahr 2019 zur Verfügung gestellt.

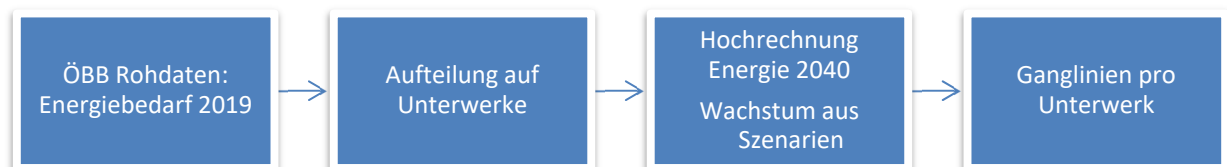


Abbildung 40: Methodische Vorgangsweise zur Berechnung des Energiebedarfs am ÖBB-Netz

Die ÖBB Rohdaten stellen den gemessenen Energieverbrauch pro Unterwerk dar. Die Modellierung erfordert eine Hochrechnung auf das Zieljahr 2040 mit der Berücksichtigung der Steigerungsraten. Zusätzlich wurden Ganglinien errechnet um den Tagesverlauf und die Abgrenzung von Werktagen zu Nicht-Werktagen zu ermöglichen. Die Vorgangsweise dazu ist in Abbildung 40 dargestellt.

Für die Planung von Energieinfrastruktur wurde seitens ÖBB die Notwendigkeit von Starklast-Betrachtungen eingebracht, die in weiterer Folge im Projekt umgesetzt wurde.

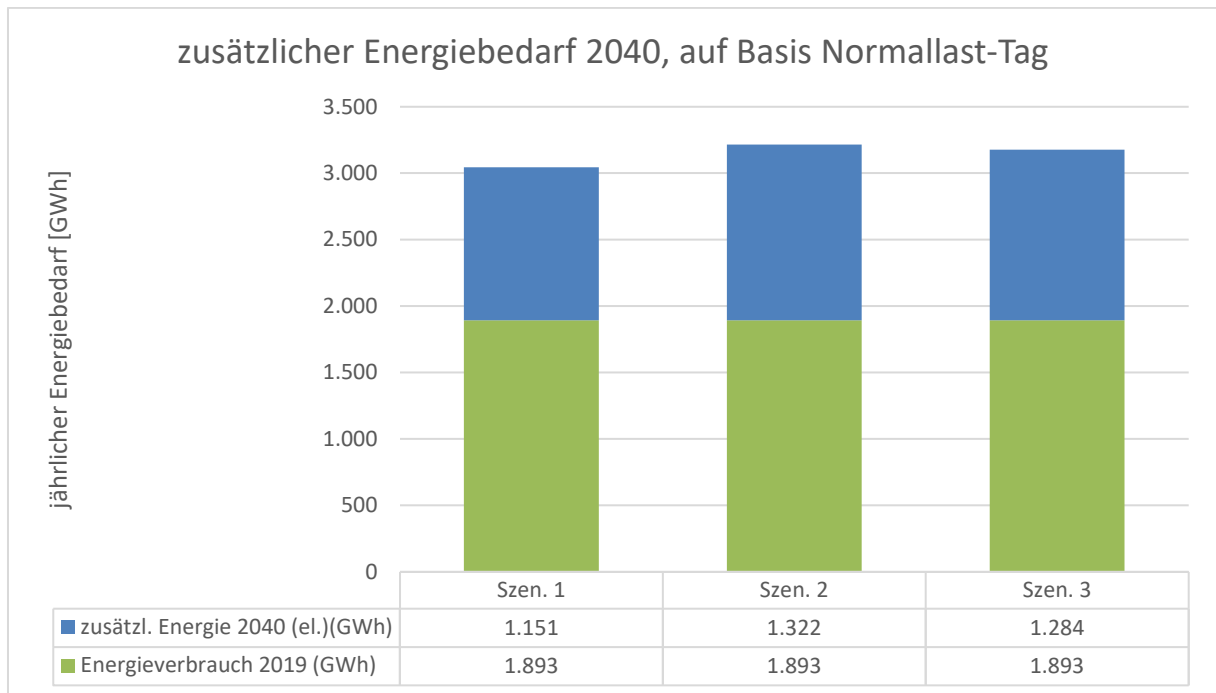


Abbildung 41: Darstellung des zusätzlichen Energiebedarfes für 2040 auf Basis Normallast-Tag für die Hauptszenarien

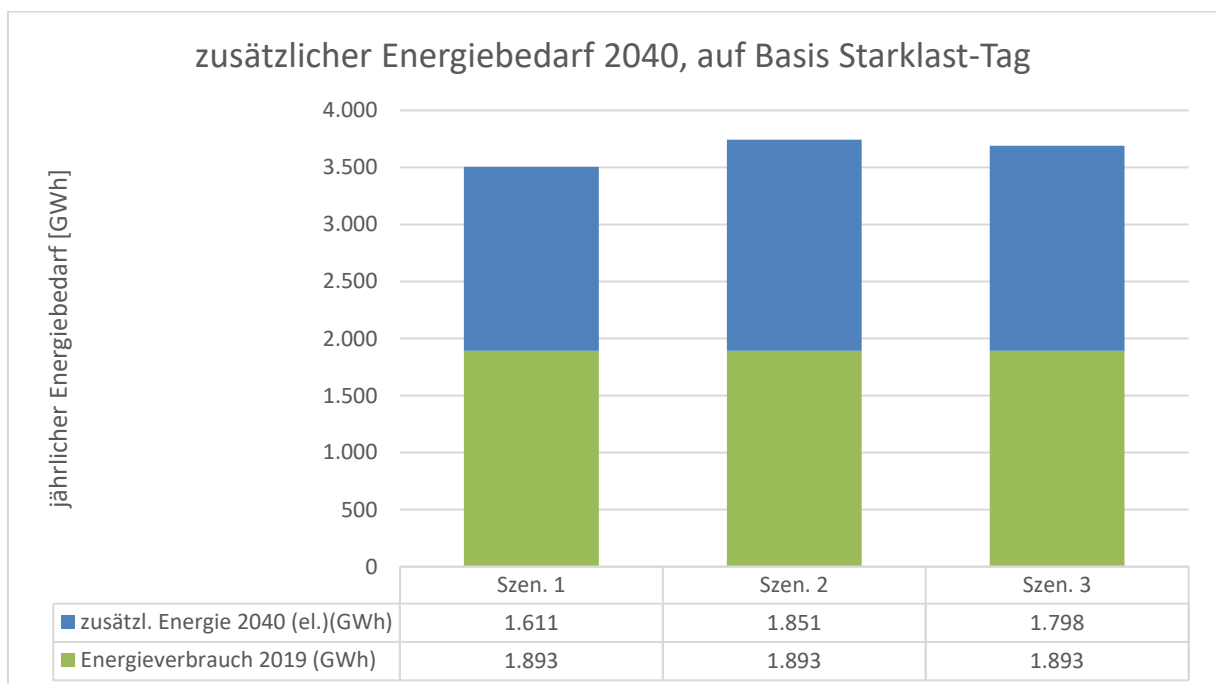


Abbildung 42: Darstellung des zusätzlichen Energiebedarfes für 2040 auf Basis Starklast-Tag für die Hauptszenarien

Aktuell sind 73 % der Bahnstrecken elektrifiziert. Mittels einer mehrstufigen Elektrifizierungsstrategie soll der Elektrifizierungsgrad bis 2030 auf 85 % und bis 2035 auf 89 % angehoben werden (Quelle: ÖBB Klimaschutzstrategie 2030 https://konzern.oebb.at/dam/jcr:3703b22a-92f8-4de4-807d-6406525f7d20/OEBB_KSB2019.pdf). Dazu sollten jährlich etwa 50km von Bahnstrecken elektrifiziert werden.



Abbildung 43: Methodische Vorgangsweise zur Bestimmung der prognostizierten Energiebedarfe auf den bis 2040 nicht elektrifizierten Nebenbahnlinien

Die Auswahl der zu untersuchenden Strecken des Verkehrsmodus Schiene erfolgte basierend auf folgenden Informationsquellen:

- Geplante Elektrifizierung von Strecken im ÖBB-Netz der ÖBB Infrastruktur AG (lt. Rahmenplan 2022-2027)¹
- Zielnetz 2040²
- ÖBB Klimaschutzstrategie 2030³
- Aufstellung der Energiebedarfe 2040 am Schienennetz der ÖBB (interne Unterlagen nicht zur Veröffentlichung freigegeben)

Die Elektrifizierungsstrategie der ÖBB sieht vor, dass alle Verkehre bis 2030 dekarbonisiert werden sollen. Dabei liegt der Hauptteil bei der Elektrifizierung von derzeit noch im Dieselbetrieb bedienten Strecken mittels Oberleitung. Dazu werden die in Abbildung 44 dargestellten Strecken in der Phase 1 bis 2027 mit einer Oberleitung ausgestattet. Aus wirtschaftlichen Gründen sollen im weiteren Verlauf bis zum Endausbau 2040 etwa 89 % des österreichischen Streckennetzes elektrifiziert werden. Die restlichen Strecken werden künftig

¹ ÖBB Rahmenplan 2022-2027 (https://www.bmk.gv.at/themen/verkehrsplanung/ausbauplan/plan_oebb.html Stand 31.05.2022)

² Zielnetz 2040 (<https://infrastruktur.oebb.at/de/unternehmen/fuer-oesterreich/zukunft-bahn-zielnetz> Stand 30.10.2023)

³ ÖBB Klimaschutzstrategie 2030 (<https://konzern.oebb.at/de/nachhaltige-oebb/klimaschutzstrategie-2030> Stand 30.10.2023)

mit alternativ angetriebenen Fahrzeugen bedient, wobei hier batterieelektrische bzw. Fahrzeuge mit wasserstoffbasierten Brennstoffzellen vorgesehen sind.

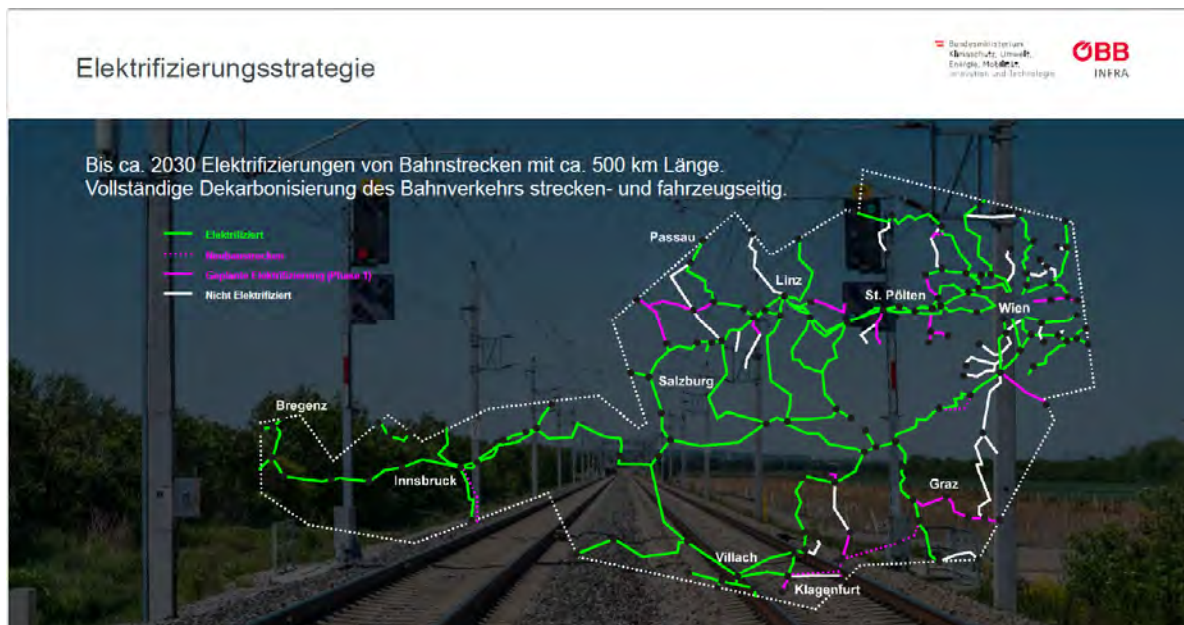


Abbildung 44: Darstellung Elektrifizierung inkl. geplanter Maßnahmen der Phase 1 bis ca. 2030 (©ÖBB Infrastruktur AG [ÖBB2022-2027])

Eine direkte Aussage welche Technologie von der ÖBB künftige eingesetzt werden soll, konnte den Untersuchungen nicht zu Grunde gelegt werden. Für die folgenden Untersuchungen wird jeweils die Annahme getroffen, dass alle Fahrzeuge auf diesen restlichen Strecken bis 2040 entweder mit batteriegestützten bzw. mit brennstoffzellengestützten Antrieb verkehren werden (Stand 2021).

In Absprache mit dem Auftraggeber wurde eine Liste mit den bereits bzw. bis 2040 elektrifizierten Strecken übermittelt. Diese Liste (siehe Tabelle 5) enthält bei der Prognose für 2040 bereits die Energiebedarfe der einzelnen Strecken, die bereits jetzt schon für einen künftigen Batteriebetrieb fixiert wurden.

Tabelle 5: Aufstellung der Nebenbahnen für die bereits eine Energiebedarfsabschätzung für 2040 von der ÖBB Infrastruktur AG durchgeführt wurde

Nebenbahn	von	bis
Mattigtalbahn	Steindorf	Braunau
Inkreisbahn	Neumarkt-Kallham	Braunau
Donauuferbahn	Enns / St. Valentin	Sarmingstein
Almtalbahn	Wels	Sattledt
Radkersburgerbahn	Spielfeld / Strass	Bad Radkersburg
Erlauftalbahn	Pöchlarn	Scheibbs
Traisentalbahn	St. Pölten	Lilienfeld
Mt. Traisentalbahn Elektrifizierung von St. Pölten	Traisen	Hainfeld
Kremser Bahn	Krems	Herzogenburg
Mattersburger Bahn	Wr. Neustadt	Mattersburg
Marchegger Ostbahn	Stadlau	Marchegg
Gailtalbahn	Arnoldstein	Hermagor
Rosentalbahn	Klagenfurt	Weizelsdorf
Innere Aspangbahn Schleife Achau	ZVBF Wien	Achau
Fohnsdorfer Bahn	Zeltweg	Pöls
GKB	Graz	Köflach
GKB	Wettmannstätten / Lieboch	Wies-Eibeswald
Steirische Ostbahn	Graz	Szentgotthart
Mit STO elektrifiziert	Gleisdorf	Weiz
Jauntalbahn Bleiburger Schleife	Lavanttal	Aich / Bleiburg
Lavanttalbahn	Wolfsberg	Lavanttal

In Abgleich mit den restlichen Nebenbahnstrecken ergab sich eine Short List der noch in den Untersuchungen zu berücksichtigenden Strecken.

Tabelle 6: Liste der ausgewählten Nebenbahnstrecken

Nebenbahn	von	bis
Almtalbahn	Sattledt	Grünau im Almtal
Innere Aspangbahn	Sollenau	Wien ZVBf
Triestingtalbahn	Leobersdorf	Berndorf
Mühlkreisbahn	Linz Urfahr	Kleinzell
Zillertalbahn	Jenbach	Mayrhofen / Zillertal

In dieser Liste sind die Nebenbahnen rund um Bhf Wr. Neustadt nicht enthalten, da diese bereits in der von der ÖBB Infra übermittelten Liste berücksichtigt sind. Hier ist eine Teilelektrifizierung des gemeinsamen Streckenabschnittes der Puchbergerbahn und der Gutensteinerbahn von Bhf. Wr. Neustadt bis Bad Fischau-Brunn bereits vorgesehen, die eine batteriegestützte Weiterfahrt bis zu den jeweiligen Endbahnhöfen ermöglicht.

Die Äußere Aspangbahn wird ebenfalls nicht ausgewertet, da die Strecke von Bhf Wr. Neustadt bis Aspang elektrifiziert werden soll. Ab Aspang bis Hardberg erfolgt eine

batterieelektrische Weiterfahrt. Im Bereich Hartberg ist eine noch nicht genau bestimmte Teilstrecke mit einer „Oberleitungsinsel“ vorgesehen. Die Strecke von Hartberg bis Fehring soll dann batterieelektrisch abgewickelt werden. Derzeit steht in Rahmen des Streckenverbundes mit der Thermenbahn von Freidberg bis Pinkafeld nicht fest, ob bzw. wie diese Strecke erhalten bleibt.

In den Untersuchungen der künftigen Strombedarfe ist in Tirol die Zillertalbahn enthalten, die künftig auf H₂-Brennstoffzellen-Antrieb umgestellt wird. Die Erzeugung des notwendigen H₂ soll lokal in Mayrhofen/Zillertal mit erneuerbarem Strom erfolgen. Ob dazu eine Direktleitung aus dem Wasserkraftwerk Mayrhofen oder eine andere Anbindung an die Stromversorgung stattfinden soll, konnte nicht eruiert werden. Daher wurde die Strecke in die Liste der zu untersuchenden Nebenbahnen aufgenommen, obwohl sie von einem anderen EVU betrieben wird.

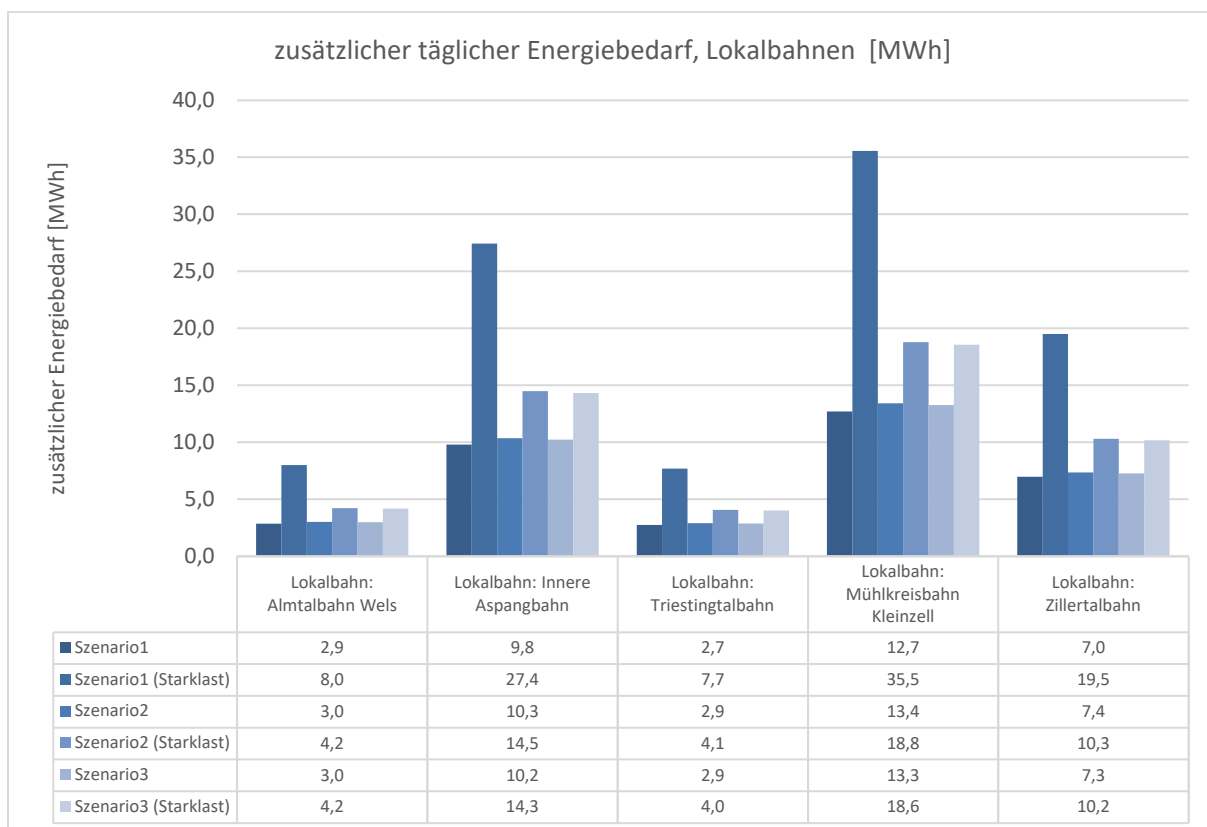


Abbildung 45: Darstellung des zusätzlichen Energiebedarfes der Lokalbahnen für die Szenarien 1, 2 und 3 (zusätzlich mit der Starklast Berechnung)

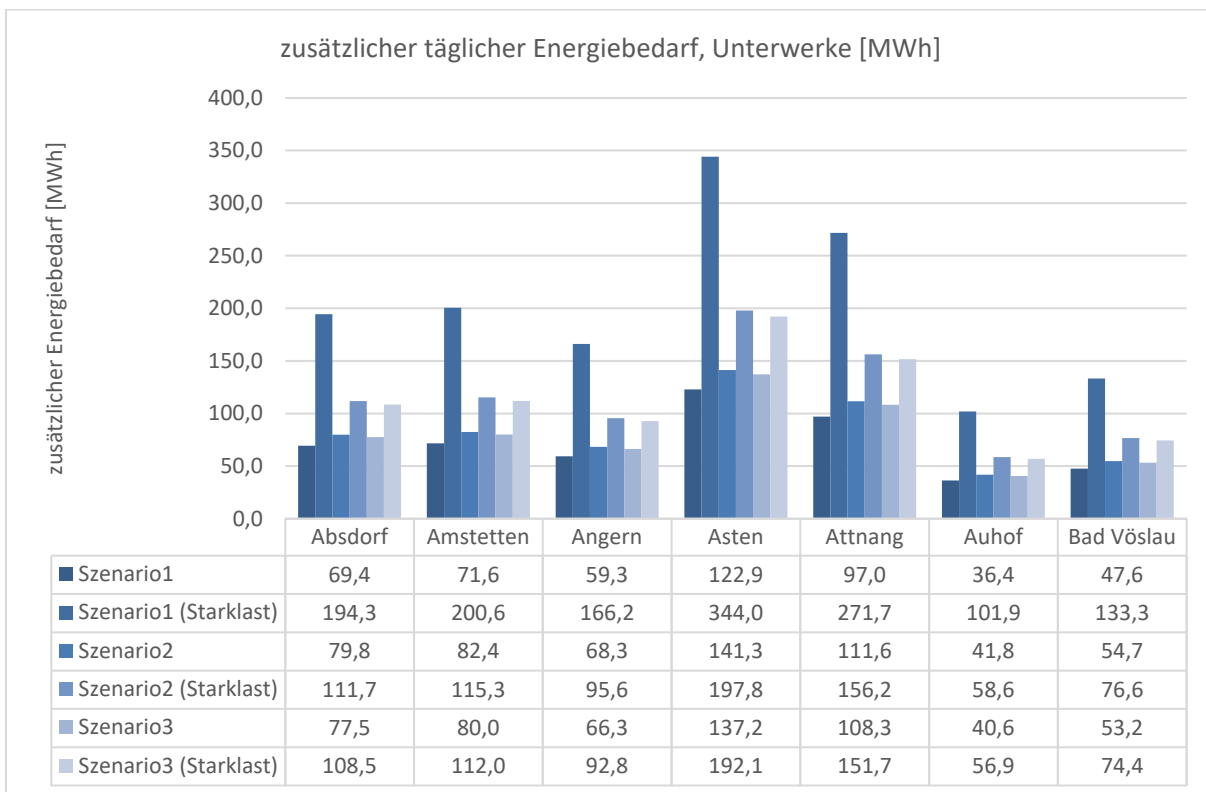
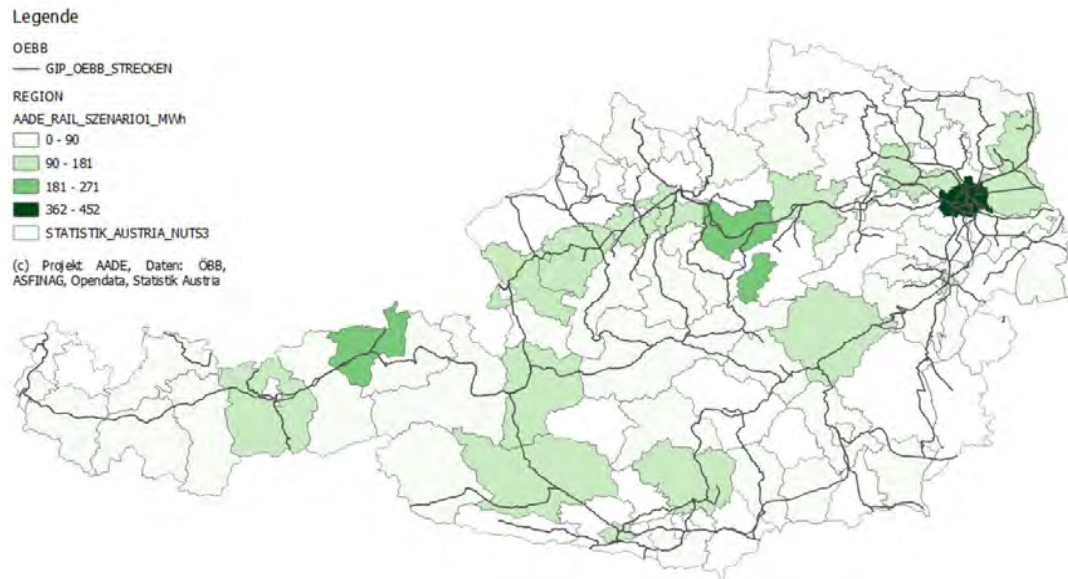


Abbildung 47 Darstellung des zusätzlichen Energiebedarfes an ausgewählten Unterwerken für die Szenarien 1, 2 und 3 (zusätzlich mit der Starklast Berechnung)

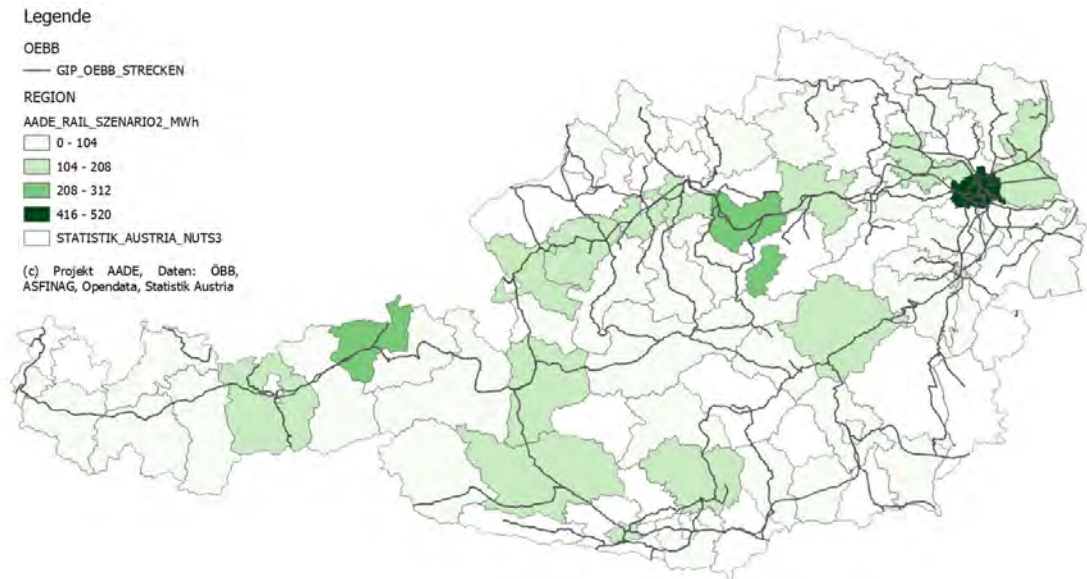


©AIT, Projekt AADE, 2023.

Abbildung 48: Kartendarstellung der ermittelten zusätzlichen Energiebedarfe in Szenario 1, zugeordnet zu Bezirken

Die Kartendarstellung in Abbildung 48 zeigt den zusätzlichen Energiebedarf am ÖBB Schienennetz (pro Bezirk) für 2040 im Szenario 1. Die Auswertung zeigt die Ergebnisse für Starklast Situation in der Tageskategorie Werktag.

- 4,4 GWh zusätzlicher täglicher Energiebedarf
- 1.611 GWh zusätzlicher jährlicher Energiebedarf
- 100% elektrische Energie 0% Wasserstoff

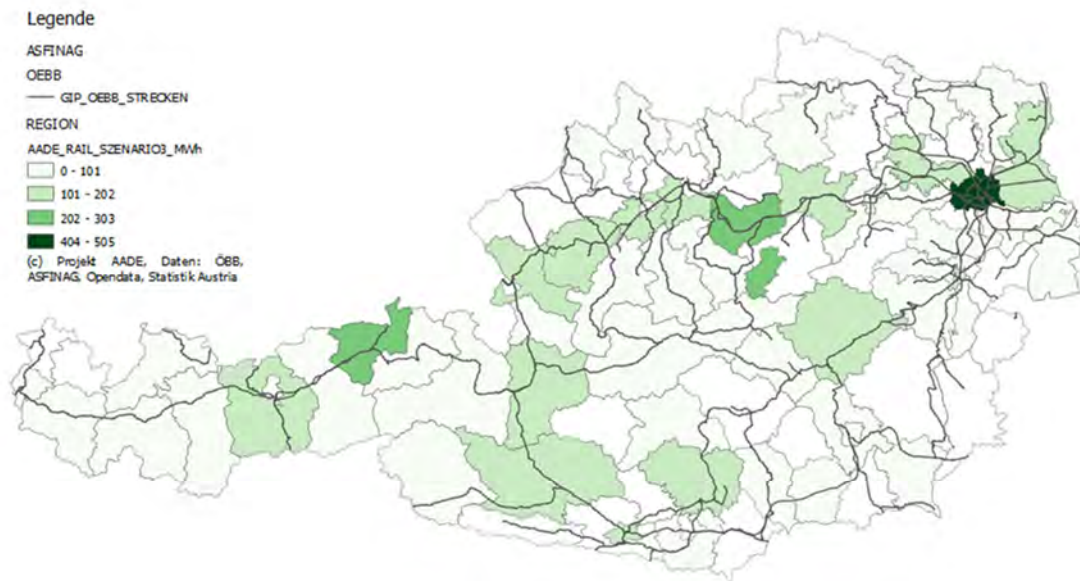


©AIT, Projekt AADE, 2023

Abbildung 49: Kartendarstellung der ermittelten zusätzlichen Energiebedarfe in Szenario 2, zugeordnet zu Bezirken

Die Kartendarstellung in Abbildung 49 zeigt den zusätzlichen Energiebedarf am ÖBB Schienennetz (pro Bezirk) für 2040 im Szenario 2. Die Auswertung zeigt die Ergebnisse für Starklast Situation in der Tageskategorie Werktag.

- 5,07 GWh zusätzlicher täglicher Energiebedarf
- 1.851 GWh zusätzlicher jährlicher Energiebedarf
- 100 % elektrische Energie 0 % Wasserstoff



©AIT, Projekt AADE, 2023

Abbildung 50: Kartendarstellung der ermittelten zusätzlichen Energiebedarfe in Szenario 3, zugeordnet zu Bezirken

Die Kartendarstellung in Abbildung 50 zeigt den zusätzlichen Energiebedarf am ÖBB Schienennetz (pro Bezirk) für 2040 im Szenario 3. Die Auswertung zeigt die Ergebnisse für Starklast Situation in der Tageskategorie Werktag.

- 4,93 GWh zusätzlicher täglicher Energiebedarf
- 1.789 GWh zusätzlicher jährlicher Energiebedarf
- 100 % elektrische Energie 0 % Wasserstoff

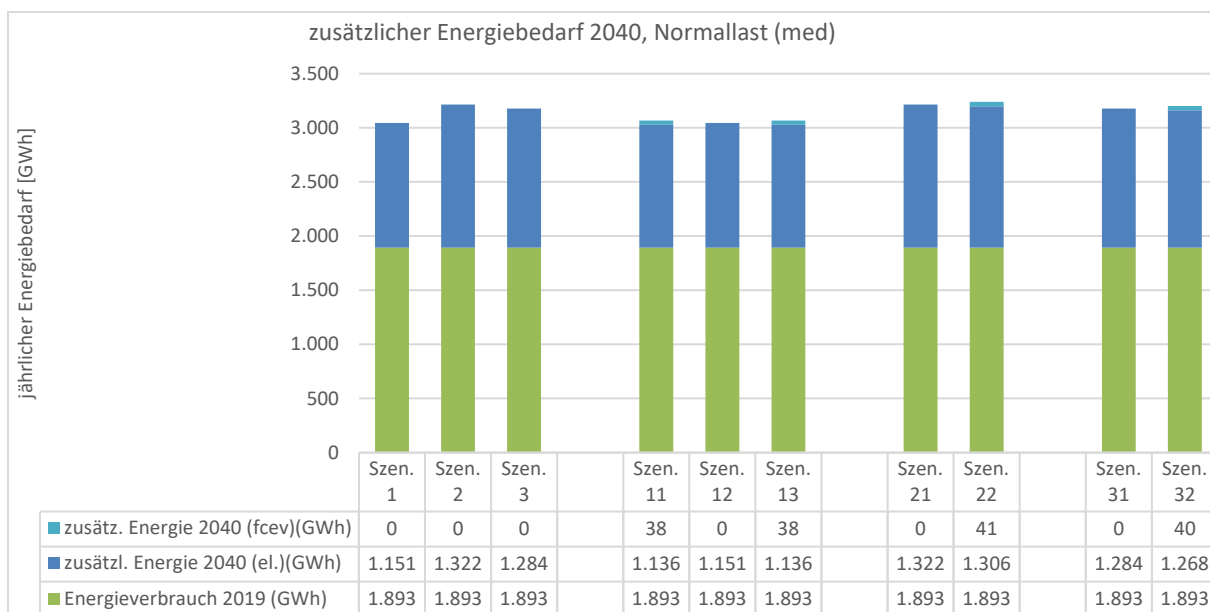


Abbildung 51: Darstellung des zusätzlichen Energiebedarfes für 2040 bei Normallast für die Szenarien 1, 2 und 3 inkl. ihrer Subszenarien

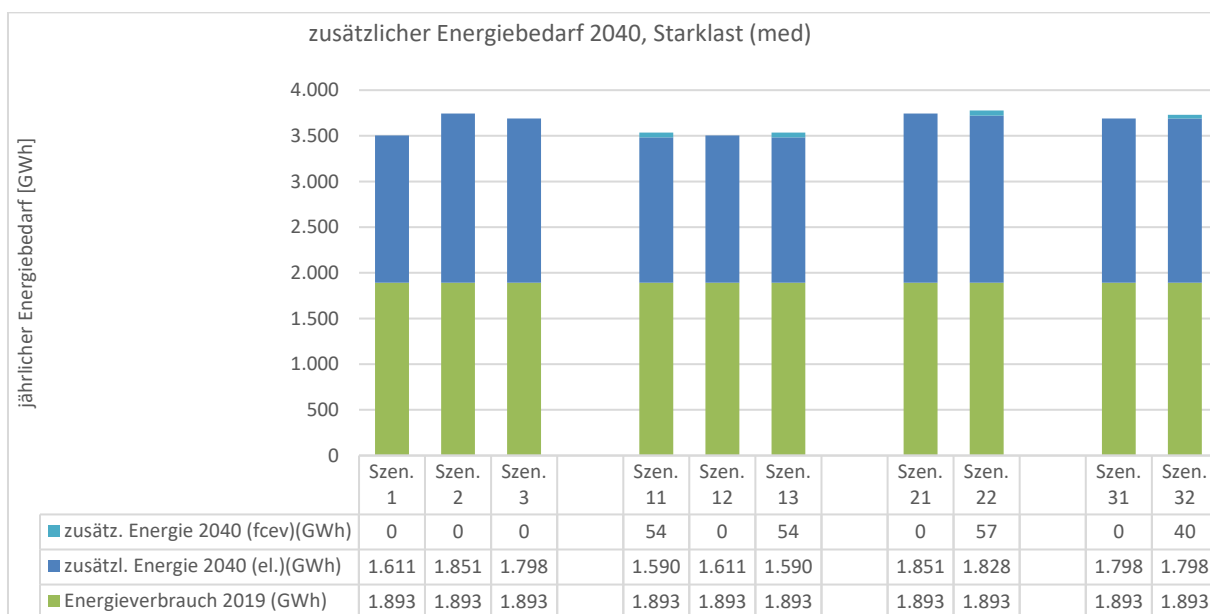


Abbildung 52: Darstellung des zusätzlichen Energiebedarfes für 2040 bei Starklast für die Szenarien 1, 2 und 3 inkl. ihrer Subszenarien

4. ENERGIEVERSORGUNG

Der nachfolgend behandelte zu deckende Energiebedarf beinhaltet sämtliche Energiemengen, welche in Kapitel 0 errechnet wurden.

4.1. Deckung des direkten elektrischen Energiebedarfs der zusätzlichen Mobilität

Hier werden jegliche elektrischen Energiebedarfsszenarien betrachtet und einer hypothetischen, lokalen Deckung auf politischer Bezirksebene gegenübergestellt. Für diese lokale Energiedeckung werden ausschließlich erneuerbare Energiewandler – explizit Photovoltaik-Anlagen (PV-Anlagen) und Windturbinen – betrachtet. Außerdem ist zu beachten, dass für die Bedarfsdeckung nur rein additive Kapazitäten herangezogen werden, da davon ausgegangen wird, dass die bisher installierten PV-Anlagen und Windturbinen schon derzeit zur Gänze ausgelastet sind.

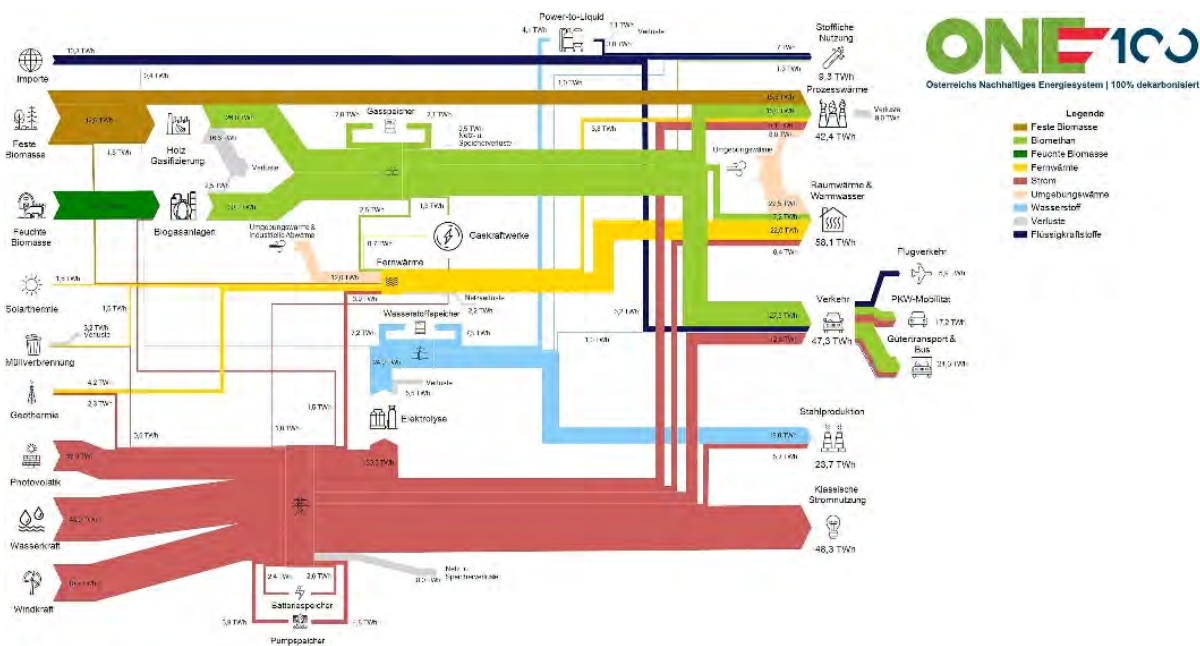


Abbildung 53: Energieflussbild für Österreich nach der Studie ONE100 für das Jahr 2040 (Wagner & Elbling GmbH, 2021)

Als Basis für die Verteilung von PV-Anlagen und Windturbinen auf die einzelnen politischen Bezirke in Österreich, wird auf geolokalisierte Datensätze zurückgegriffen, welche eine Gewichtung der Ausbauziele nach der Studie ONE100 zulassen. Explizit wird dazu ein jährlicher Energieertrag von 40,7 TWh für Windkraft und 33 TWh für PV für das Jahr 2040 angenommen und ist in Abbildung 53 auch graphisch in einem Energieflussdiagramm dargestellt (Wagner & Elbling GmbH, 2021).

4.1.1. PV- und Windkraftverteilung auf politische Bezirke

Ob der vorhandenen Datenlage wird für die geographische Verteilung von Windkraft und PV ein jeweils unterschiedlicher Ansatz verfolgt und wird deshalb getrennt behandelt.

4.1.1.1. PV-Verteilung

Um eine Aussage über die Verteilung von PV-Anlagen für das Jahr 2040 auf politischer Bezirksebene treffen zu können, wird auf Geodaten von Gebäuden und Freiflächen zurückgegriffen. Die Geodaten für Gebäude beinhalten dabei den Grundriss sämtlicher Bauwerke in Österreich (Geofabrik GmbH, 2021). Bei den Geodaten für die Freiflächen wird auf zwei verschiedene Datensätze zurückgegriffen. Dabei werden als Basis die Landschaftselemente in ganz Österreich verwendet (Inspire Geoportal Österreich, 2021), wovon jedoch ausschließlich Agrar- und Grünflächen berücksichtigt werden. Von diesen Flächen werden folglich wertvolle landwirtschaftliche Produktionsflächen (Inspire Geoportal Österreich, 2019) entfernt, sodass diese Flächen grundsätzlich von der Errichtung von Freiflächen-PV-Anlagen ausgeschlossen werden. Eine beispielhafte Darstellung der Gebäude und berücksichtigten Freiflächen – die in weiterer Folge als PV-Potentialflächen behandelt werden – ist in Abbildung 54 für den Raum Eisenstadt dargestellt.

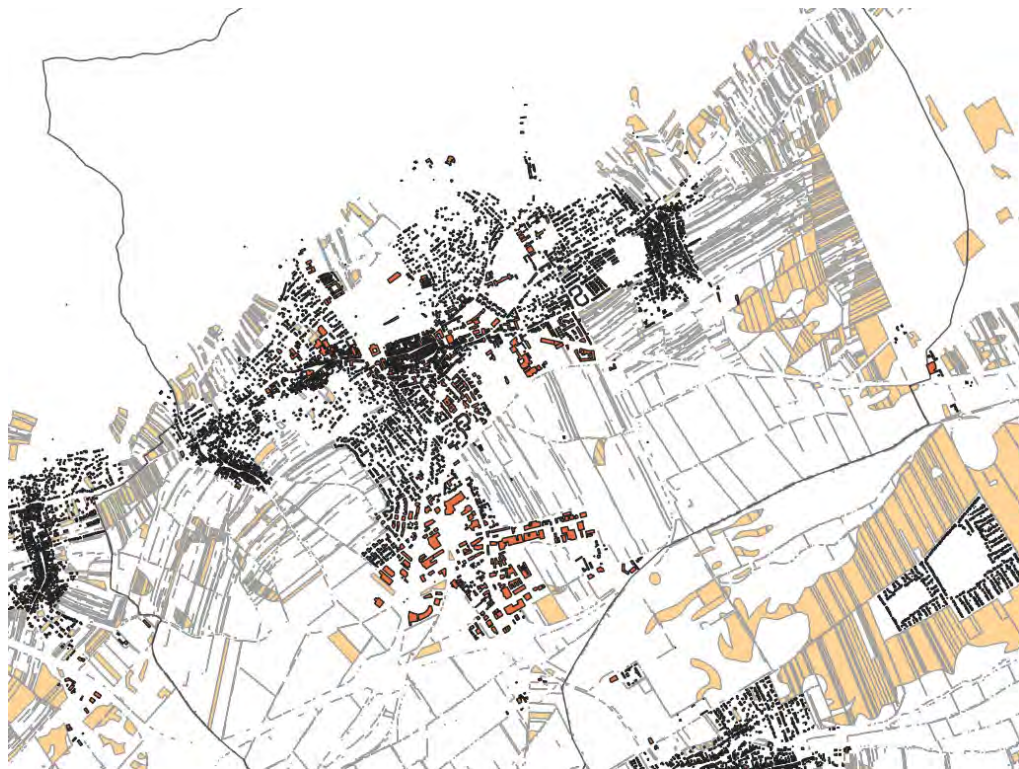


Abbildung 54: Dach- (orange) und Freiflächenpotentiale (beige) im Raum Eisenstadt

Diese Flächenpotentiale sollen nun zur gewichteten Verteilung von PV-Anlagen in den politischen Bezirken Österreichs herangezogen werden. Bei dieser wird noch ein zusätzlicher Faktor der Flächenleistungsdichte für PV-Anlagen eingeführt, welcher für Dach- bzw. Freiflächenanlagen $10 \text{ m}^2/\text{kW}_p$ (Hartl, kein Datum), respektive $15 \text{ m}^2/\text{kW}_p$ (Pomaroli, 2020) beträgt. Somit lässt sich jeder Fläche eine potentielle Leistung zuordnen und über die angenommenen Volllaststunden für PV-Anlagen von 1.000 h eine Verteilung je politischen Bezirk (des angenommen österreichischen Ausbauziels) erreichen.

Nachdem in den weiteren Analysen nur auf additionalen Anlagen gesetzt wird, muss abschließend der aktuelle Status an installierten PV-Anlagen erhoben werden. Dafür wird im ersten Schritt die aktuelle Ausbauleistung je Bundesland (Photovoltaic Austria, 2023) herangezogen (siehe Tabelle 7); die dabei nicht zugeordneten PV-Anlagen werden auf die Bundesländer nach dem vorhin beschriebenen Verteilungsmodell zugeordnet.

Tabelle 7: Installierte PV-Leistung pro Bundesland (Photovoltaic Austria, 2023) und ganz Österreich (Austrian Power Grid AG, 2022)*

Bundesland	installierte Leistung [MWp]
Burgenland	97
Kärnten	179
Niederösterreich	629
Oberösterreich	611
Salzburg	130
Steiermark	532
Tirol	166
Vorarlberg	118
Wien	126
ohne Zuordnung	167
Summe	2.755
Österreich*	3.265

In Kombination mit der offiziell installierten Leistung von Österreich (siehe Tabelle 7, letzte Zeile), wird im zweiten Schritt eine Skalierung auf jene vollzogen, sodass tatsächlich die Gesamtleistung berücksichtigt wird. Eine Aufteilung der nun erhaltenen Bundesland-PV-Leistungen auf die einzelnen politischen Bezirke erfolgt im letzten Schritt durch eine Gewichtung über die Leistung der in Österreich installierten und durch den Klima- und Energiefond sowie die OeMAG (Statistik Austria, 2022) geförderten PV-Anlagen. Die daraus erhaltenen Werten können nun von den zuvor kalkulierten Leistungspotentialen abgezogen

werden, sodass für das Jahr 2040 nur additive PV-Anlagen je politischem Bezirk berücksichtigt werden. Eine Darstellung der Ergebnisse kann Abbildung 55 entnommen werden.

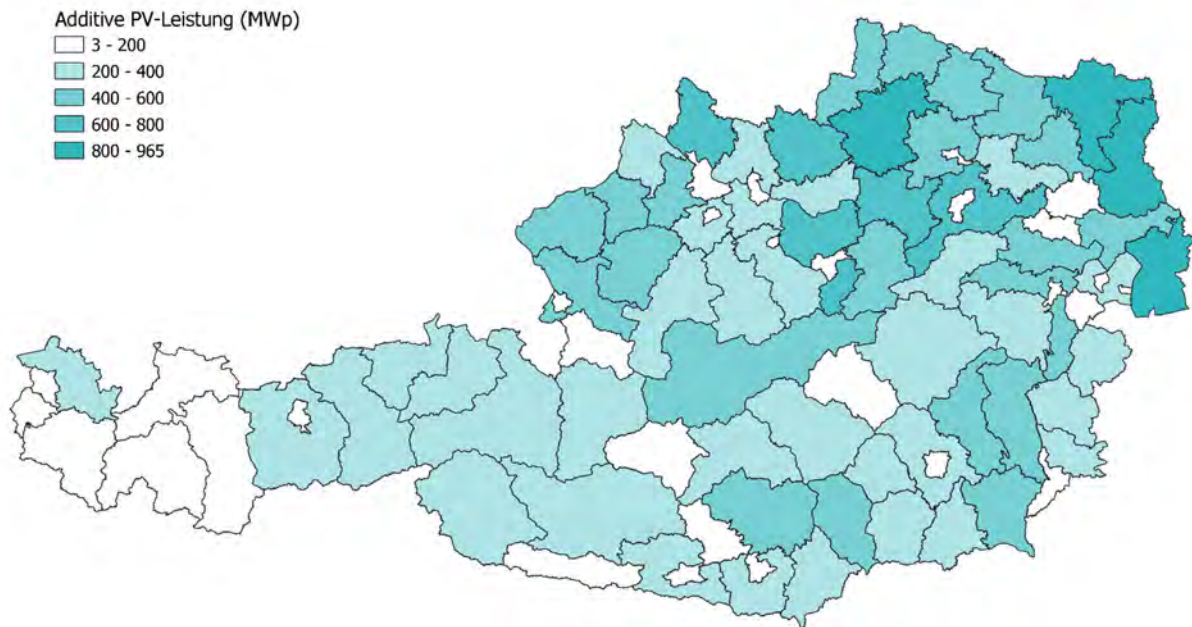
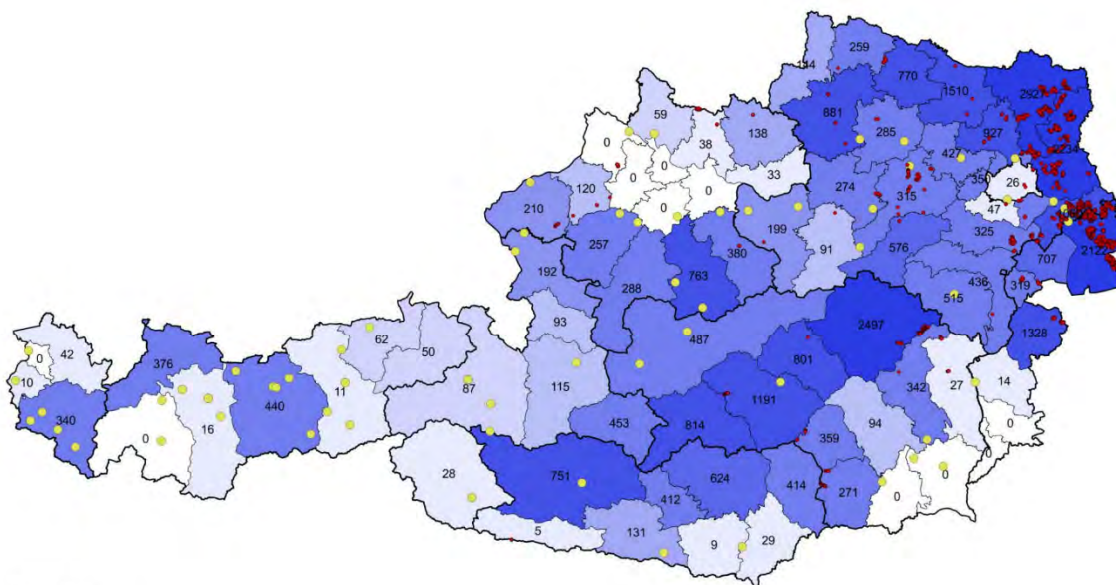


Abbildung 55: Graphische Darstellung der errechneten, additiven PV-Leistungen in Österreich nach politischen Bezirken

4.1.1.2. Windkraftverteilung

Die Verteilung des möglichen Windpotentials ist in Abbildung 56 dargestellt. Die darin enthaltenen Werte pro politischen Bezirk sind Windleistungen in Megawatt (MW), welche sich über ganz Österreich auf 32.939 MW kumulieren; dies inkludiert Potentiale mit der Windgüteklasse A, B und C (Winkelmeier & Krenn, 2019).

Über die Ermittlung der durchschnittlichen Volllaststunden von Windturbinen in Österreich aus den Ausbauzielen für das Jahr 2030 des NEP 2021 NT2030 (Windausbauleistung: 9 GW, Windausbauenergie: 17,46 TWh) (Austrian Power Grid AG & Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH, 2021), kann nun eine Umrechnung der österreichweiten Windenergie für 2040 auf ein leistungsorientiertes Windkraftausbauziel erfolgen (in etwa 21 GW). Dieser Wert kann nun über die Windkraftpotentiale je politischem Bezirk, auf eben jene verteilt werden.


Legende

- Bestehende Windkraftanlagen (Stand: Jänner 2019)
- Netzknoten APG

Abbildung 56: Verteilung von Windleistungspotential (MW) in Österreich auf politischer Bezirksebene unter der Berücksichtigung der Windgüteklassen A, B und C (Winkelmeier & Krenn, 2019, Folie 20)

In einem weiteren Schritt werden auch politische Rahmenbedingungen im Westen Österreichs miteinbezogen. Diese sollen den dort stagnierenden Windkraftausbau auch zukünftig betrachten und in Form von Reduktionsfaktoren der zugeordneten Windleistungen in die Berechnung integriert werden. Dabei werden explizit die Bundesländer Salzburg, Tirol und Vorarlberg betrachtet. Als Basis werden hierfür die jeweiligen Energie- und Klimastrategien der genannten Bundesländer verwendet, welche zu einer Abschätzung des Ausbaus an Windkraft bis 2040 dienen sollen. Die Reduktionsfaktoren selbst ergeben sich aus dem Verhältnis der Ziele des jeweiligen Bundeslandes und den vorhin berechneten Ausbauzielen pro politischen Bezirk, kumuliert auf das jeweilige Bundesland. Die Ergebnisse dazu und die jeweiligen Annahmen und Quellen können aus Tabelle 8 entnommen werden.

Tabelle 8: Reduktionsfaktoren für Windkraft in den westlichen Bundesländern Salzburg, Tirol und Vorarlberg

Bundesland	Reduktionfaktor	Windenergieziel aus Bundeslandstrategie
Salzburg	0,50	250 GWh für 2030 (Abteilung 4 Lebensgrundlagen und Energie, 2021)
Tirol	0,07	900 TJ/a im Jahr 2050 (Bidner, 2021) Annahme: 2/3 erreicht bis 2040
Vorarlberg	0,00	kein strategischer Rahmen vorgegeben, Beurteilung im Einzelfall (Abteilung Allgemeine Wirtschaftsangelegenheiten, 2021) Annahme: auch weiterhin kein Ausbau vorgesehen

Durch diese Vorgehensweise stellt sich jedoch ein Defizit gegenüber den österreichweiten Windausbauzielen ein. Um dem entgegenzuwirken, wird dieses Defizit mittels derselben Gewichtungsmethode (über die Windpotentiale in den politischen Bezirken) auf alle politischen Bezirke, welche nicht in den westlichen Bundesländern liegen, verteilt.

Um abschließend nur die additional Windkraft zu betrachten, werden die derzeit bestehenden Anlagen ermittelt, den jeweiligen Bezirken wiederum zugeordnet und letztendlich von den bestehenden Werten abgezogen. Die Grundlage der Verteilung dieser Bestandsanlagen liefert dabei eine Karte mit der geographischen Verteilung von bestehenden Windturbinen, welche die Mehrheit dieser abdeckt (IG Windkraft, kein Datum). Da es sich hierbei aber nicht um eine vollständige Darstellung der bestehenden Windkraft handelt, wird zusätzlich eine Skalierung der gewonnenen Werte pro politischen Bezirk vorgenommen. Der zu erreichende kumulierte Zielwert ist hierbei 3.569 MW (Austrian Power Grid AG, 2022). Da es aufgrund der Skalierung des Bestands bei einer Subtraktion auch zu negativen Windleistungswerten kommen kann, werden diese auf null gesetzt, was zu leichten Abweichungen des Gesamtbestands führen kann. Dieser Fehler wird in weiterer Folge vernachlässigt. Das Ergebnis dieser Analyse ist graphisch in Abbildung 57 aufbereitet.

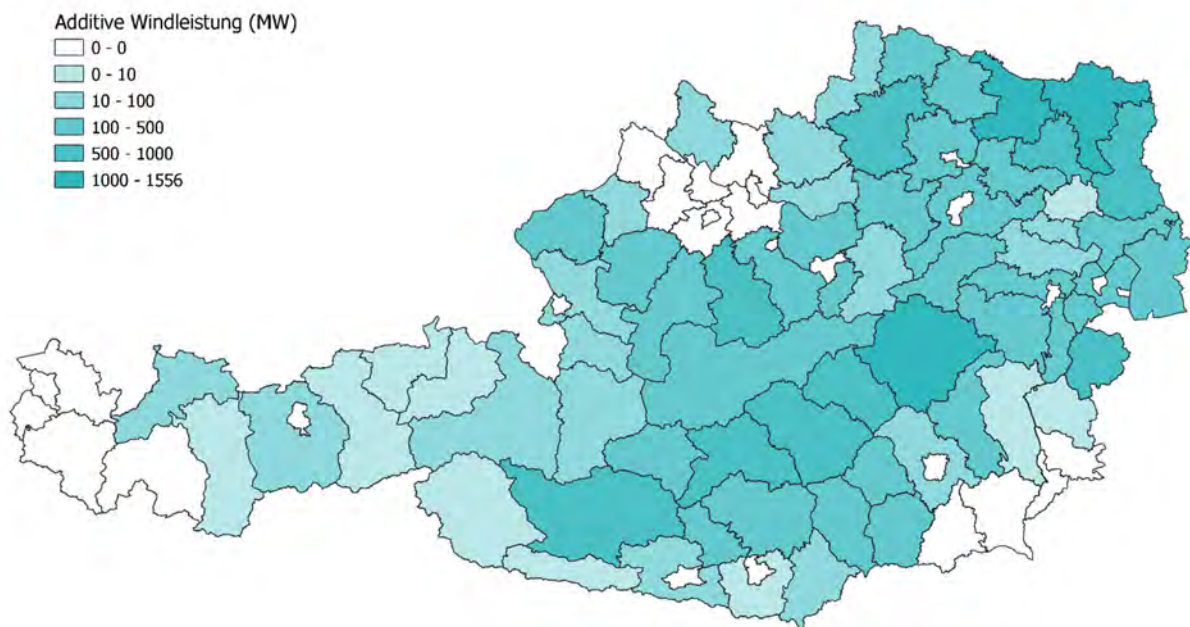


Abbildung 57: Graphische Darstellung der errechneten, additiven Wind-Leistungen in Österreich nach politischen Bezirken

4.1.2. Bedarfsdeckung

Die Auswertung der Bedarfsdeckung erfolgt ebenfalls auf der Ebene von politischen Bezirken. Dabei wird jeweils das Verhältnis aus der jährlichen, additiven Energiebereitstellung durch PV und Wind, und dem jährlichen elektrischen Energiebedarf von Straße und Schiene herangezogen. Dieses Verhältnis wird folgend als Deckungsgrad bezeichnet.

Die Ergebnisse dieser Analyse sind für die Verkehrsszenarien 1, 2 und 3 in Abbildung 58, Abbildung 59, respektive Abbildung 60 dargestellt. Dabei ist anzumerken, dass der Wert „0“ einen Zustand beschreibt, in welchem keine additive Energieversorgung in einem Bezirk möglich ist. Gegensätzlich dazu beschreibt der Wert „inf“ (englisch für „infinity“, unendlich) einen Fall, in dem der Bedarf gleich null ist, jedoch eine additive Energieversorgung möglich ist. Auch dem Wert „1“ ist besondere Aufmerksamkeit zu schenken, denn dieser stellt jenes Verhältnis dar, in dem sich Versorgung und Bedarf in seiner jährlichen Energiebilanz exakt in Waage halten. Dementsprechend bedeuten Werte kleiner eins, dass politische Bezirke in dieser Konstellation unterversorgt sind, wohingegen Werte größer eins eine Überversorgung darstellen.

Es ist jedenfalls deutlich erkennbar, dass der Großteil der politischen Bezirke in Österreich problemlos den Bedarf aus dem Straßen- und Schienenverkehr lokal decken kann. Jedoch sind gewisse Bezirke – insbesondere im städtischen Bereich – kritisch unterversorgte Gebiete. Beispielhaft dazu ist Wien anzuführen, welches (bei vollständiger Nutzung aller additiven PV-Anlagen und Windturbinen für den Verkehr) den zusätzlichen Verkehrsbedarf bis maximal 64 % decken könnte, jedoch in den meisten Fällen unter 50 % liegt (siehe Tabelle 9).

Tabelle 9: Elektrische Deckungsgrade beispielhaft für Wien für die Verkehrsszenarien 1, 2 und 3

	Erzeugung (MWh/a)	Bedarf (MWh/a)	Deckungsgrad (1)
Szenario 1	173.729	375.503	0,463
Szenario 1.1	173.729	272.951	0,636
Szenario 1.2	173.729	379.085	0,458
Szenario 1.3	173.729	362.145	0,480
Szenario 2	173.729	407.695	0,426
Szenario 2.1	173.729	338.810	0,513
Szenario 2.2	173.729	440.739	0,394
Szenario 3	173.729	395.456	0,439
Szenario 3.1	173.729	404.140	0,430
Szenario 3.2	173.729	394.717	0,440

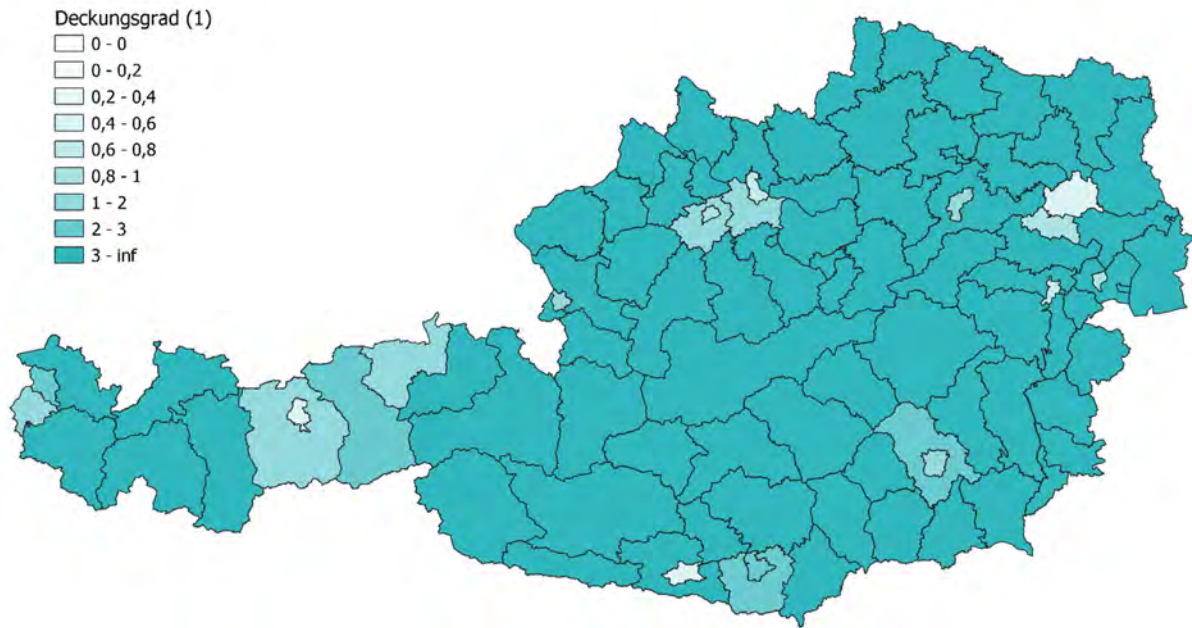


Abbildung 58: Deckungsgrade nach Verkehrsszenario 1 der politischen Bezirke in Österreich

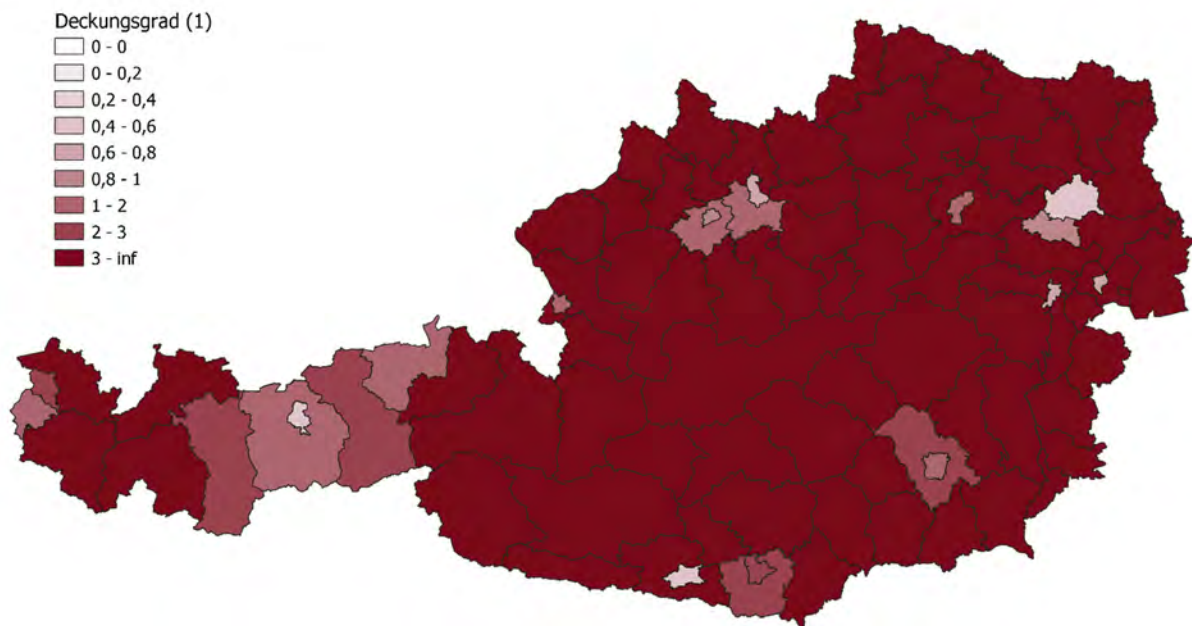


Abbildung 59: Deckungsgrade nach Verkehrsszenario 2 der politischen Bezirke in Österreich

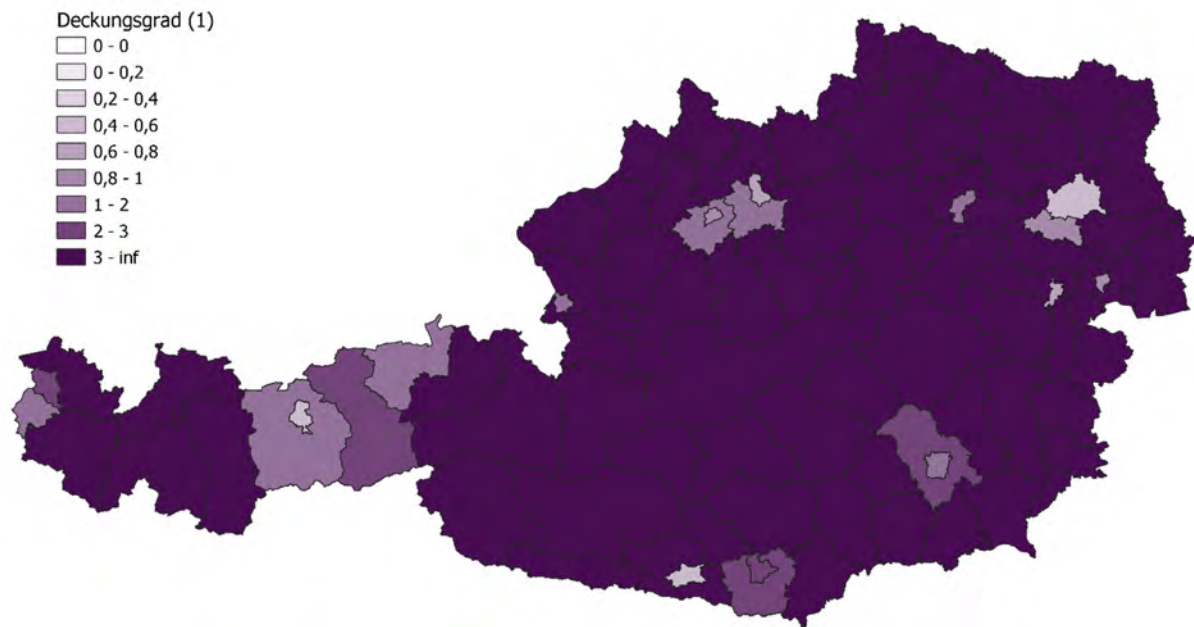


Abbildung 60: Deckungsgrade nach Verkehrsszenario 3 der politischen Bezirke in Österreich

4.2. H₂-Versorgungsszenarien

Zur Ermittlung des optimalen Versorgungsszenarios für Wasserstoff werden aus dem berechneten Wasserstoffbedarf pro politischem Bezirk (siehe Kapitel 2.6) verschiedene Parameter ermittelt. Diese umfassen die erforderliche Elektrolyseleistung, den Flächenbedarf, die notwendigen Transportfahrten für die Wasserstoffanlieferung und die benötigte Anzahl von Zapfsäulen, die als Grundlage zur Berechnung der Gesamtkosten für die H₂-Infrastruktur dienen.

Für die Berechnung der erforderlichen Elektrolyseleistung wird ein Betrieb des Elektrolyseurs mit 4.000 Volllaststunden angenommen. Diese Annahme basiert auf der Überlegung, dass der Elektrolyseur größtenteils mit Strom aus lokal erneuerbaren Energiequellen betrieben werden soll. Diese daraus errechnete erforderliche Elektrolyseleistung stellt, da es sich bei 4.000 Volllaststunden um einen eher geringen Wert handelt, einen Maximalwert dar. Ein Betrieb des Elektrolyseurs mit höheren Volllaststunden (z. B. unter Verwendung von Netzstrom) würde die erforderliche Elektrolyseleistung entsprechend reduzieren.

Der Wasserstoffbedarf an den Tankstellen zeigt sowohl saisonale als auch tägliche Schwankungen. Die Annahme von 4.000 Volllaststunden (entspricht etwa 46 % Auslastung) gewährleistet, dass mit der daraus resultierenden Elektrolyseleistung in etwa der maximale, stündliche Wasserstoffbedarf gedeckt werden kann, was zur Reduktion der erforderlichen

Wasserstoff-Pufferspeicher beiträgt. Um auch den gelegentlich auftretenden maximalen Tagesbedarf an Wasserstoff abdecken zu können (worst-case-Szenario, beispielsweise während Zeiten erhöhten Urlaubsreiseverkehrs oder intensivem Güterverkehr), müsste entweder der Elektrolyseur mit einer täglichen Auslastung von etwa 60 % betrieben werden, oder eine Anpassung der Pufferspeicher-Dimension erfolgen.

Für die Herstellung von Wasserstoff mittels Elektrolyse wird ein Gesamtwirkungsgrad von 65 % angenommen.

Wasserstoffbedarf „Road“

Der jährliche Wasserstoffbedarf „Road“ und die daraus resultierende erforderliche Elektrolyseleistung für jedes Verkehrsszenario werden in Abbildung 61 dargestellt.

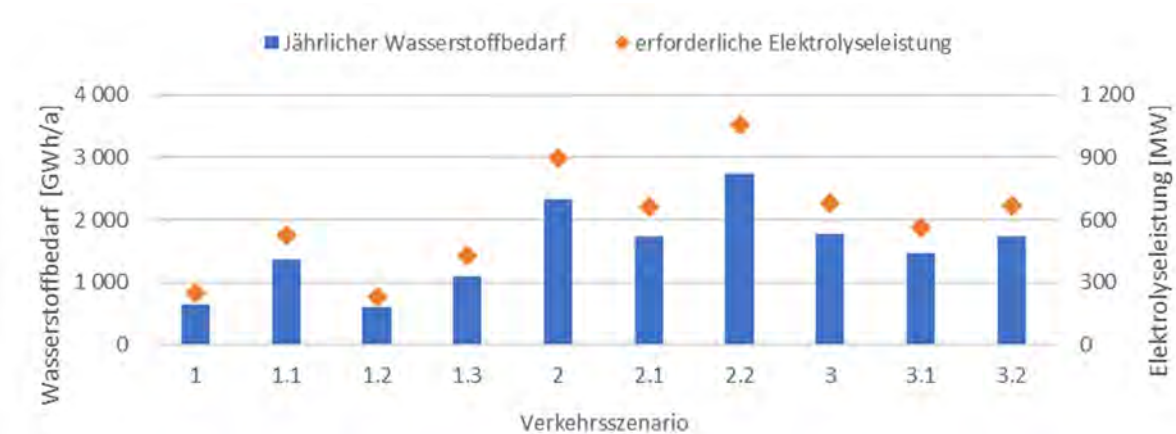


Abbildung 61: „Road“: Jährlicher Wasserstoffbedarf und erforderliche Elektrolyseleistung für die verschiedenen Verkehrsszenarien

Abhängig vom Verkehrsszenario erfordert die Bereitstellung von Wasserstoff unterschiedliche Gesamtelektrolyseleistungen, beispielweise für Szenario 1 etwa 250 MW, Szenario 2 etwa 890 MW und Szenario 3 etwa 680 MW.

Die Ermittlung des jährlichen Wasserstoffbedarfs erfolgte auf Bezirksebene, jedoch ist für die weiteren Analysen eine Zuordnung der Wasserstoffbedarfe zu den 87 Raststationen des hochrangigen Straßennetzes der ASFINAG erforderlich. Folgende Vorgehensweise wird dafür gewählt:

- Wenn sich in einem Bezirk mit Wasserstoffbedarf mehr als eine Raststation befindet, wird der Bedarf gleichmäßig auf die Raststationen aufgeteilt.
- Wenn sich in einem Bezirk mit Wasserstoffbedarf keine Raststation befindet, wird der gesamte Bedarf der nächstgelegenen Raststation zugeordnet.

Die detaillierte Zuordnung der Wasserstoffbedarfe pro Bezirk auf die Raststationen ist im Anhang zu finden.

Zur Deckung des jährlichen Wasserstoffbedarfs an den Raststationen werden verschiedene Versorgungsszenarien in Betracht gezogen und analysiert, die die mögliche Bandbreite gut abdecken:

- Versorgungsszenario „Road Dezentral“ (VSS dezentral): In diesem Szenario wird Wasserstoff vor Ort an jeder der 87 ASFINAG Raststationen mittels eines errichteten Elektrolyseurs erzeugt.
- Versorgungsszenario „Road Hybrid“ (VSS hybrid): In diesem Szenario erfolgt die Wasserstoffproduktion an 12 ausgewählten Standorten bzw. Raststationen, von wo eine Verteilung des Wasserstoffs zu den anderen Raststationen erfolgt.
- Versorgungsszenario „Road Zentral“ (VSS zentral): In diesem Szenario erfolgt die Wasserstoffproduktion an 4 ausgewählten (zentralen) Standorten bzw. Raststationen, von wo eine Verteilung des Wasserstoffs zu den anderen Raststationen erfolgt.

Wasserstoffbedarf „Rail“

Der jährliche Wasserstoffbedarf „Rail“ und die daraus resultierende erforderliche Elektrolyseleistung für jedes Verkehrsszenario werden in Abbildung 62 dargestellt.

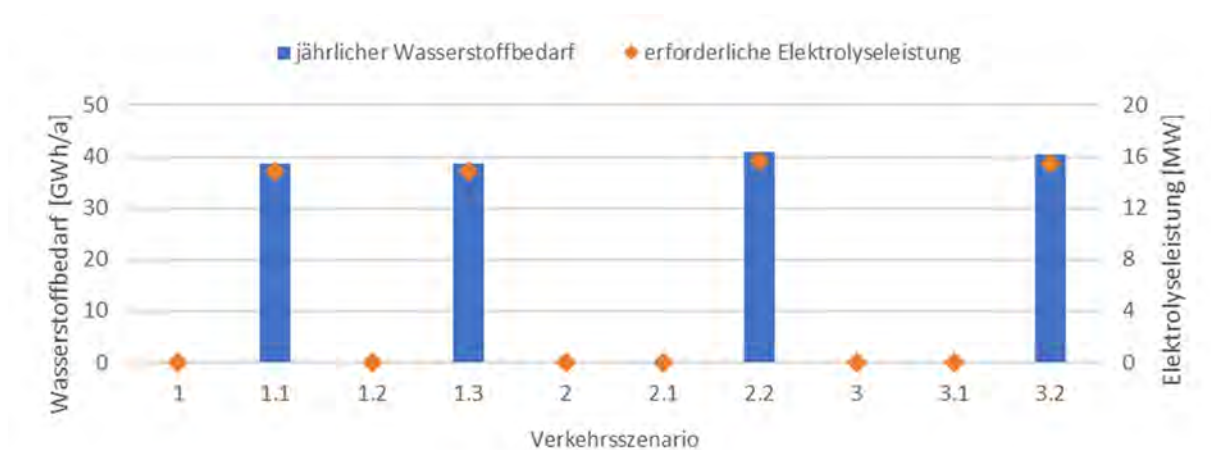


Abbildung 62: „Rail“: Jährlicher Wasserstoffbedarf und erforderliche Elektrolyseleistung für die verschiedenen Verkehrsszenarien

Im Bereich Schiene kommt Wasserstoff in H₂-Brennstoffzellenzügen nicht in allen Verkehrsszenarien zum Einsatz. Der jährliche Wasserstoffbedarf sowie die daraus resultierende Elektrolyseleistung bleiben in den unterschiedlichen Szenarien vergleichbar und belaufen sich auf etwa 40 GWh/a bzw. rund 15 MW.

Die Quantifizierung des jährlichen Wasserstoffbedarfs erfolgte auf Basis des Einsatzes von H₂-Brennstoffzellenzügen auf ausgewählten derzeit noch nicht elektrifizierten Nebenbahnen auf Bezirksebene, wie in der anteilmäßigen Verteilung der erforderlich Elektrolyseleistung in Abbildung 63 ersichtlich ist.

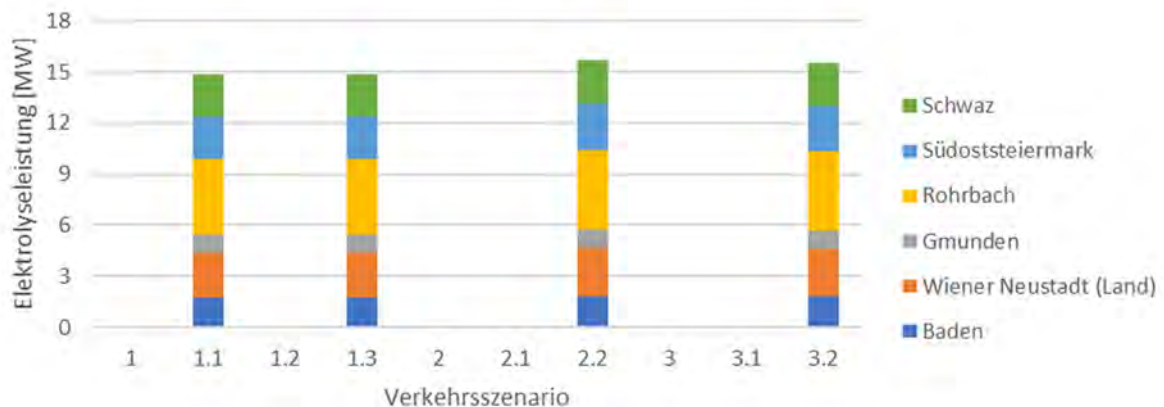


Abbildung 63: „Rail“: Erforderliche Elektrolyseleistung je Bezirk und Verkehrsszenario

Zur Deckung des jährlichen Wasserstoffbedarfs wird hier ein dezentrales Versorgungsszenario zu Grunde gelegt, welches die lokale Erzeugung von Wasserstoff durch einen Elektrolyseur vor Ort, beispielsweise am Kopfbahnhof, einschließt und somit keine Notwendigkeit für einen Transport von Wasserstoff besteht.

4.3. Flächenbedarf H₂-Infrastruktur

Der erforderliche Flächenbedarf einer Wasserstofftankstelle ist maßgeblich von der maximal möglichen Abgabemenge pro Tag (kg H₂/Tag) sowie insbesondere von der Lokalität der Wasserstofferzeugung, sei es vor Ort oder durch Anlieferung, abhängig. Im Rahmen des Projekts AADE werden verschiedene Szenarien betrachtet, die sowohl die zentrale als auch dezentrale Wasserstoffproduktion einschließen, wodurch gegebenenfalls auch die Flächen für Elektrolyseure Berücksichtigung finden.

Die Ermittlung für den erforderlichen Flächenbedarf von Wasserstofftankstellen im Rahmen des Projekts AADE erfolgte durch eine umfassende Analyse aktueller Literaturquellen.

Grundlagen zu den relevanten Studien

Die Studie von (Pertl et al. 2019) zeigt eine Prototypenanlage zur Wasserstofferzeugung, Wasserstoffspeicherung und Betankung für eine lokale Bahninfrastruktur. Insgesamt ergibt sich für eine tägliche Produktionsmenge von 600 kg H₂/Tag eine Gesamtfläche von 3.600 m²,

wo alle notwendigen Komponenten enthalten sind. Eine Studie von (NOW GmbH 2018) betrachtet für die Einführung von Wasserstoffbussen im öffentlichen Personennahverkehr den Platzbedarf einer Wasserstofftankstelle in Abhängigkeit des täglichen Wasserstoffbedarfs. Hier erfolgt eine Darstellung der Fläche in Abhängigkeit des Wasserstoffbedarfs sowohl für eine zentrale als auch dezentrale Erzeugung.

Die anderen identifizierten Studien betrachten ausschließlich den Flächenbedarf einer Tankstelle ohne vor Ort Erzeugung des Wasserstoffs mittels eines Elektrolyseurs. (H2Mobility 2021) betrachtet die Wasserstoffbetankung von Schwerlastfahrzeugen und unterscheidet dabei vier verschiedene Tankstellengrößen von 200 bis 4.000 kg H₂/Tag, wobei für den größten Tankstellentyp keine Angabe zum Platzbedarf vorhanden ist. Auch die Studie von (BWPLUS 2019) betrachtet in ihrer Analyse den öffentlichen Personennahverkehr und zeigt den Platzbedarf einer dezentralen Wasserstofftankstelle für eine tägliche Produktionsmenge von 1.000 bis 6.000 kg H₂/Tag. (Rose et al. 2020) ermittelt in einer techno-ökonomischen Analyse im Zusammenhang mit einem Tankstellenaufbau für Brennstoffzellen-Lkw in Deutschland für 6 verschiedene Tankstellengrößen auch den jeweiligen Flächenbedarf.

Begründung der Datenauswahl

Da die 5 identifizierten Studien den Flächenbedarf für kleinere und größere Tankstellen unterscheiden und auch teilweise die dezentrale Erzeugung am Standort mitbetrachten, finden alle eine entsprechende Berücksichtigung.

Flächenbedarf in Abhängigkeit der Kapazität auf Basis der Datenauswahl

Abbildung 64 zeigt den Flächenbedarf einer Wasserstofftankstelle unterschieden nach zentraler und dezentraler Erzeugung. Die Ergebnisse mit Elektrolyseur basieren auf den Studien von (Pertl et al. 2019; NOW GmbH 2018) während für den Flächenbedarf ohne Elektrolyseur (Rose et al. 2020; H2Mobility 2021; BWPLUS 2019) als Basis dienen.

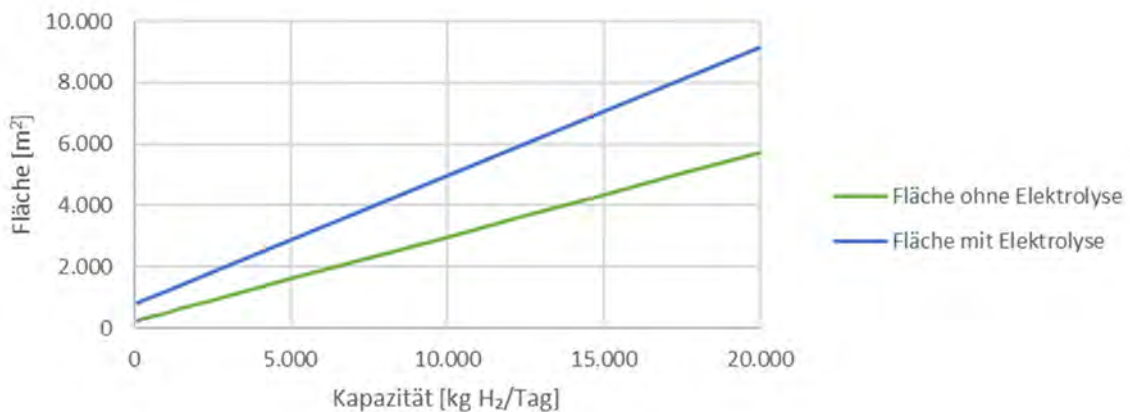


Abbildung 64: Flächenbedarf einer Wasserstofftankstelle mit und ohne Elektrolyseur

Gestützt auf den in Abbildung 64 dargelegten Flächenbedarf pro Kapazität wird im nächsten Schritt die erforderliche Fläche für die H₂-Infrastruktur in den unterschiedlichen Verkehrs- und Versorgungsszenarien berechnet.

Flächenbedarf H₂-Infrastruktur „Road“

Die Bandbreite der für die H₂-Infrastruktur an Raststationen erforderlichen Flächen im dezentralen Versorgungsszenario, bei dem Wasserstoff mit einem Elektrolyseur vor Ort bei der Raststation erzeugt wird, ist in Abbildung 65 ersichtlich. Die notwendige Fläche an der Raststation hängt hauptsächlich von der H₂-Abgabekapazität, also der Größe der Tankstelle, ab, und variiert aufgrund der sehr unterschiedlichen Abgabekapazitäten der 87 Tankstellen in einem sehr breiten Bereich. Beispielsweise benötigen die kleineren Tankstellen im Verkehrsszenario etwa 1.000 m², während große Tankstellen bis zu 2.000 m² benötigen. Im Vergleich dazu sind die erforderlichen Flächen im Verkehrsszenario 2.2 aufgrund des höheren Anteils an H₂-Fahrzeugen deutlich größer und bewegen sich in einem Bereich von rund 1.000 m² und 6.500 m².

Insgesamt wird für die H₂-Infrastruktur eine Gesamtfläche je Verkehrsszenario im Bereich von etwa 10 Hektar (Szenario 1 und 1.1) bzw. 19 Hektar (Szenario 2.2) benötigt.

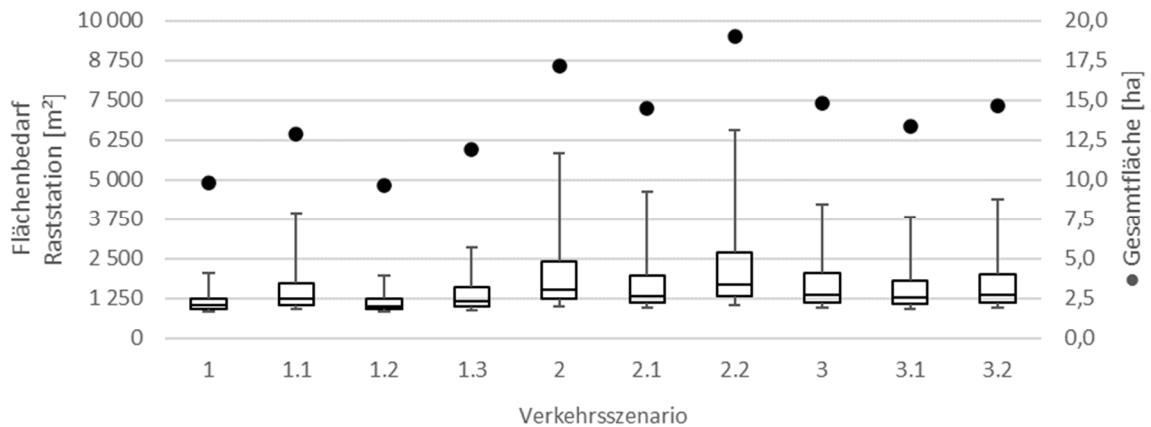


Abbildung 65: „Road“: Bandbreite der erforderlichen Flächen für die H₂-Infrastruktur an den Raststationen sowie der gesamte Flächenbedarf für die unterschiedlichen Verkehrsszenarien im Versorgungsszenario dezentral

Im Allgemeinen korreliert die erforderliche Gesamtfläche für die H₂-Infrastruktur mit dem jährlichen Wasserstoffbedarf im jeweiligen Verkehrsszenario. Wie in Abbildung 66 ersichtlich, ist der Flächenbedarf für die H₂-Infrastruktur im Versorgungsszenario (VSS) „dezentral“ aufgrund der Vor-Ort-Erzeugung von Wasserstoff mittels Elektrolyse signifikant am höchsten. Bei den beiden anderen Versorgungsszenarien „hybrid“ (mit lokaler Wasserstoffproduktion an 12 Standorten) und „zentral“ (mit lokaler Wasserstoffproduktion an 4 Standorten), ist der Unterschied in der beanspruchten Fläche für die H₂-Infrastruktur nicht mehr so ausgeprägt.

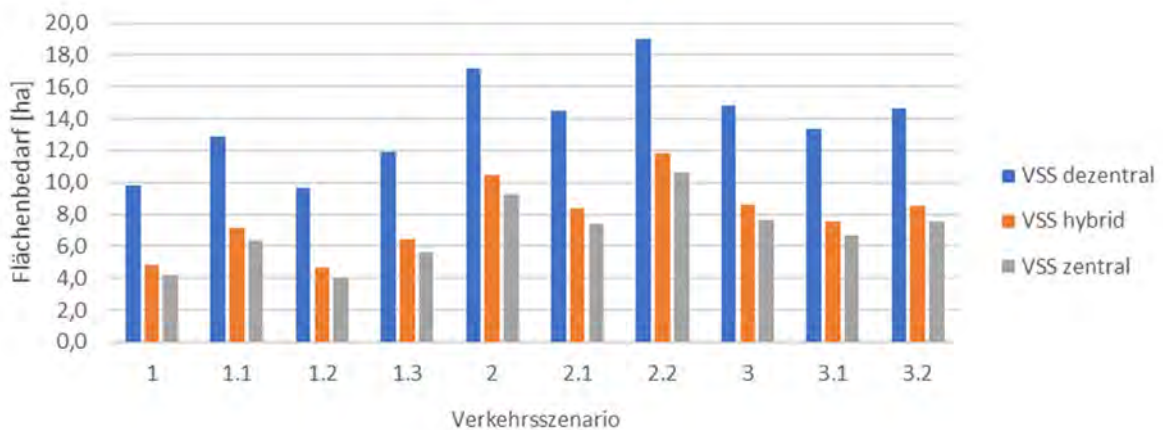


Abbildung 66: „Road“: Gegenüberstellung des gesamten Flächenbedarf der H₂-Infrastruktur für die unterschiedlichen Verkehrs- und Versorgungsszenarien (VSS)

Rail: Flächenbedarf H₂-Infrastruktur

Die erforderliche Fläche für die H₂-Infrastruktur an den Bahnhöfen der Nebenbahnen ist, wie in Abbildung 67 dargestellt, sehr ähnlich (in einem Bereich von rund 1.000 m²) da sowohl die tägliche H₂-Abgabekapazität und somit auch die Größe der Elektrolyseure (alle im niedrigen einstelligen MW-Bereich) in einem vergleichbaren Bereich liegen.

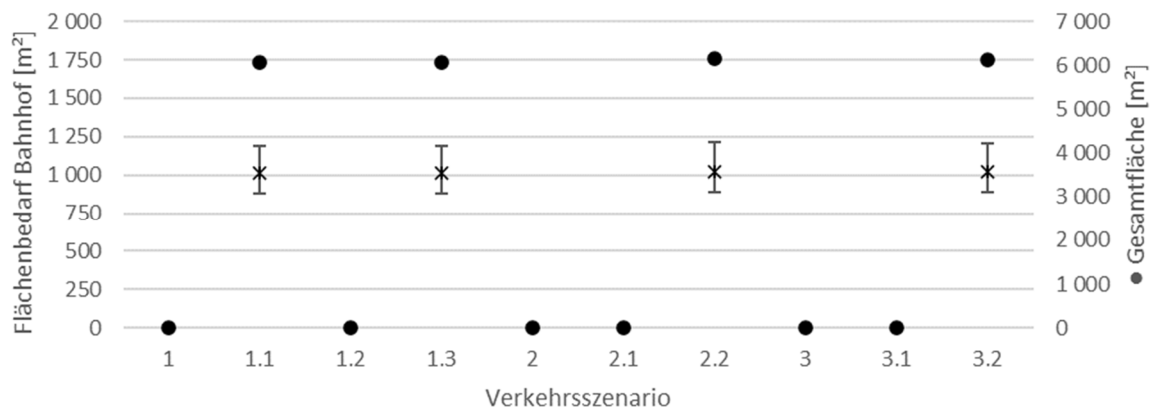


Abbildung 67: „Rail“: Bandbreite der erforderlichen Flächen für die H₂-Infrastruktur an den Bahnhöfen sowie der gesamte Flächenbedarf für die unterschiedlichen Verkehrsszenarien

Insgesamt wird für die H₂-Infrastruktur der sechs Nebenbahnen, unabhängig vom Verkehrsszenario, eine Gesamtfläche von etwa 6.000 m² benötigt.

4.4. Aspekte der Wasserstofflogistik

In den Versorgungsszenarien „zentral“ und „hybrid“ erfolgt die Verteilung von Wasserstoff von den Produktionsstandorten zu den Raststationen mittels Lkw-Trailer. Der Wasserstoff wird gasförmig mit einem Druck von 500 bar transportiert, was eine Transportkapazität von 1.000 kg H₂ pro Trailer ermöglicht. Die Abbildung 68 veranschaulicht die Anzahl der erforderlichen Fahrten zu den Raststationen zur Abdeckung des Wasserstoffbedarfs.

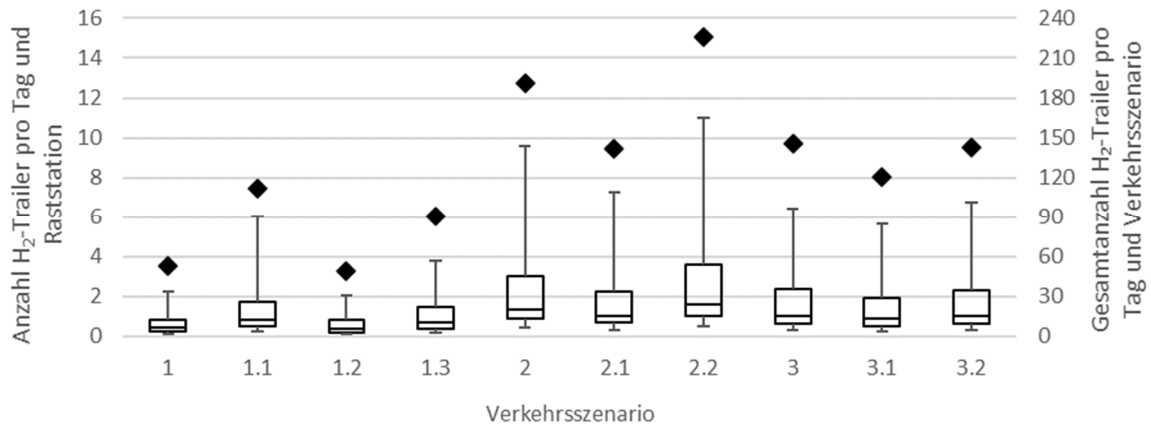


Abbildung 68: Anzahl der erforderlichen Fahrten von H₂-Trailer pro Tag und Raststation sowie die Gesamtanzahl von H₂-Trailer pro Tag und Verkehrsszenario für die Versorgung der H₂-Tankstellen

In Abhängigkeit vom vorliegenden Verkehrsszenario ergibt sich eine durchschnittliche Belieferungsfrequenz von etwa 0,6 bis 2,6 H₂-Trailern pro Tag für eine Raststation. Hingegen weisen Raststationen mit erhöhtem Wasserstoffbedarf mitunter einen Bedarf von circa 2 bis 11 Trailern pro Tag auf. Im Gesamtumfang des analysierten Versorgungsgebiets variieren die täglich erforderlichen Lieferfahrten für Wasserstoff zu den Raststationen je nach Verkehrsszenario zwischen 50 (Verkehrsszenario 1.2) und 225 (Verkehrsszenario 2.2).

Die Berechnungen der Lieferfrequenz basiert auf dem jährlichen Wasserstoffbedarf pro Raststation und gibt daher Durchschnittswerte an. Es ist zu beachten, dass an bestimmten Tagen die Anzahl der Lieferfahrten aufgrund von sowohl jährlichen als auch täglichen Schwankungen im Wasserstoffbedarf weiter steigen kann. Die maximalen Tagesbedarfe sind um rund ein Drittel höher als die berechneten durchschnittlichen Tagesbedarfe auf Basis des jährlichen Gesamtbedarfs. Neben der Erhöhung der Lieferfrequenz, besteht auch die Möglichkeit, diese Bedarfsspitzen durch den Einsatz von Wasserstoffspeichern vor Ort auszugleichen; dabei ist es erforderlich immer eine wirtschaftliche Abwägung bzw. Optimierung durchzuführen.

In Fällen von Raststationen mit sehr hohen Wasserstoffbedarf und infolgedessen einer erhöhten Lieferfrequenz für gasförmigen Wasserstoff könnte die Erwägung einer alternativen Belieferung mittels Flüssigwasserstoff in LH₂-Trailern in Betracht gezogen werden. Weiters könnte zukünftige die Integration von Wasserstofftankstellen in ein Wasserstoffnetz in Erwägung gezogen werden, was eine Versorgung über Pipelines ermöglicht. Es ist jedoch anzumerken, dass diese Alternativen noch beträchtliche Herausforderungen aufweisen, sei es

in technischer Hinsicht, wirtschaftlicher Ausgestaltung oder der Verfügbarkeit entsprechender Technologien.

Im Kontext des dezentralen Versorgungsszenarios entfällt die logistische Herausforderung der Wasserstoffbelieferung der Tankstellen, da der Wasserstoff unmittelbar vor Ort an der Raststation durch Elektrolyse erzeugt wird. Jedoch bedarf es hier einer zuverlässigen elektrischen Anbindung zur Stromversorgung des Elektrolyseurs, und eine erforderliche Berücksichtigung des erhöhten Flächenbedarfs bei der Planung.

4.5. Auswirkungen der Wasserstoffproduktion auf die elektrische Bedarfsdeckung

Um auch die Wasserstoffproduktion in der elektrischen Bedarfsdeckung zu berücksichtigen, wird hier die Analyse von Kapitel 4.1 um den Aspekt des Strombedarfs von Elektrolyseuren erweitert. Der Bedarf je nach Elektrolyseszenario wird dabei von Kapitel 4.2 herangezogen. Auch hier ist die Zuordnung der einzelnen elektrischen Bedarfe durch die Elektrolyse geographisch einem politischen Bezirk zuzuweisen. Anders, als in den bisherigen Zuordnungen dieser Art, wird hier ein Zwischenschritt, über die Zuweisung der Elektrolyseure zu dem nächstgelegenen Mittelspannungs-Umspannwerk, eingelegt. Dies kann damit begründet werden, da davon ausgegangen wird, dass Lasten dieser Größenordnung zumindest eine Anbindung über ein solches Umspannwerk benötigen. Nach der Zuordnung der Bedarfe zu den Umspannwerken, werden diese wiederum den einzelnen politischen Bezirken zugeordnet, sodass der sich hier ergebende Bedarf, mit dem bisher Bestehenden summiert werden kann. In weiterer Folge wird – wie auch in der vorangegangenen Analyse – der Deckungsgrad des neuen Gesamtbedarfs errechnet. Die österreichweiten Ergebnisse, je politischem Bezirk, sind beispielhaft für die Verkehrsszenarien 1, 2 und 3 inklusive des jeweiligen zentralen Elektrolyseszenarios von Straße und Schiene in Abbildung 69, Abbildung 70, respektive Abbildung 71 dargestellt. Außerdem befindet sich ein Auszug der Ergebnisse für Wien in tabellarischer Form im Anhang unter Kapitel 0 (Seite 157) in Tabelle 13. In diesen ist erkennbar, dass der Deckungsgrad in jedem Szenario nochmals deutlich abgenommen hat. So ergibt sich ein maximal möglicher Deckungsgrad von 40 %, welcher teils bis unter 10 % sinkt.

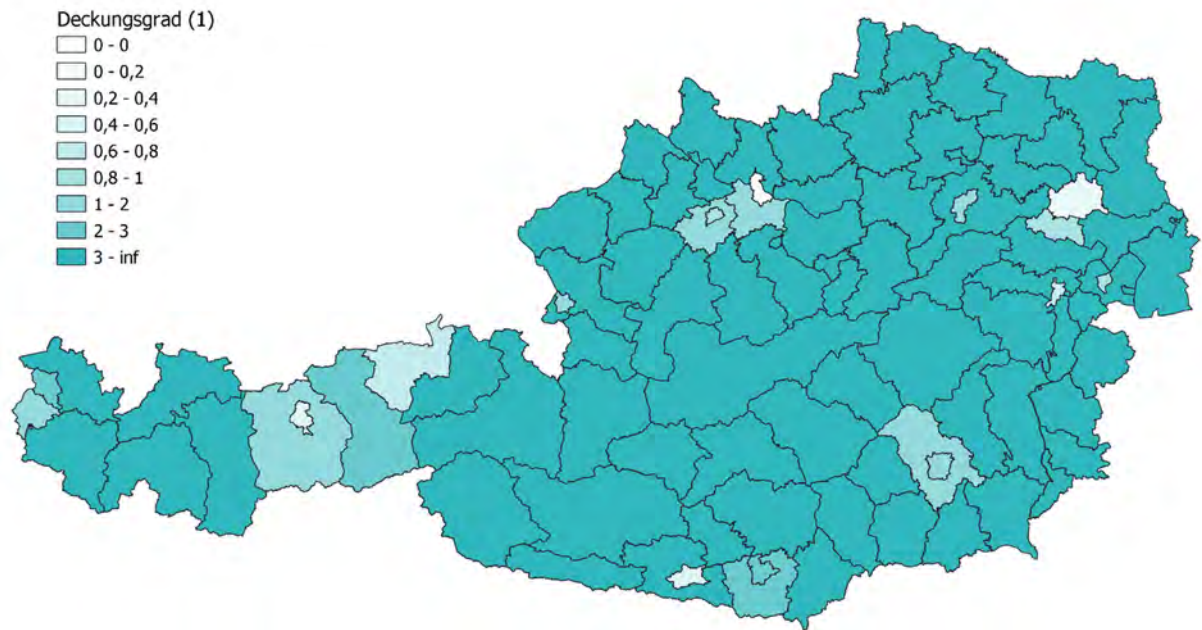


Abbildung 69: Deckungsgrade nach Verkehrsszenario 1 und den zentralen Elektrolyseszenarien für Straße und Schiene der politischen Bezirke in Österreich

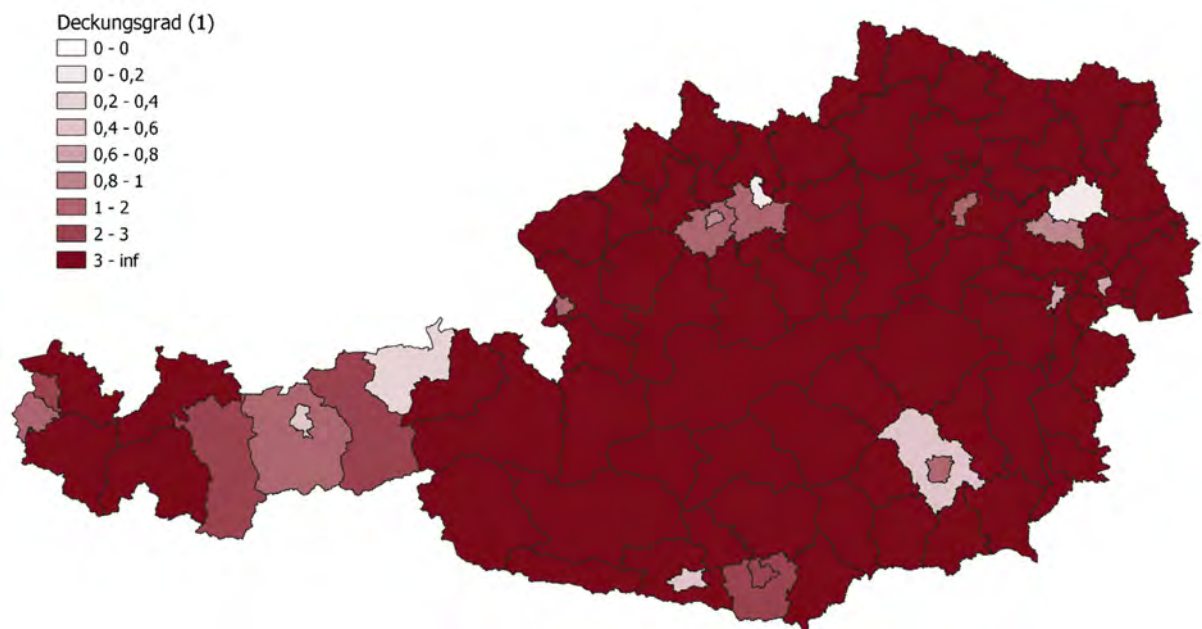


Abbildung 70: Deckungsgrade nach Verkehrsszenario 2 und den zentralen Elektrolyseszenarien für Straße und Schiene der politischen Bezirke in Österreich

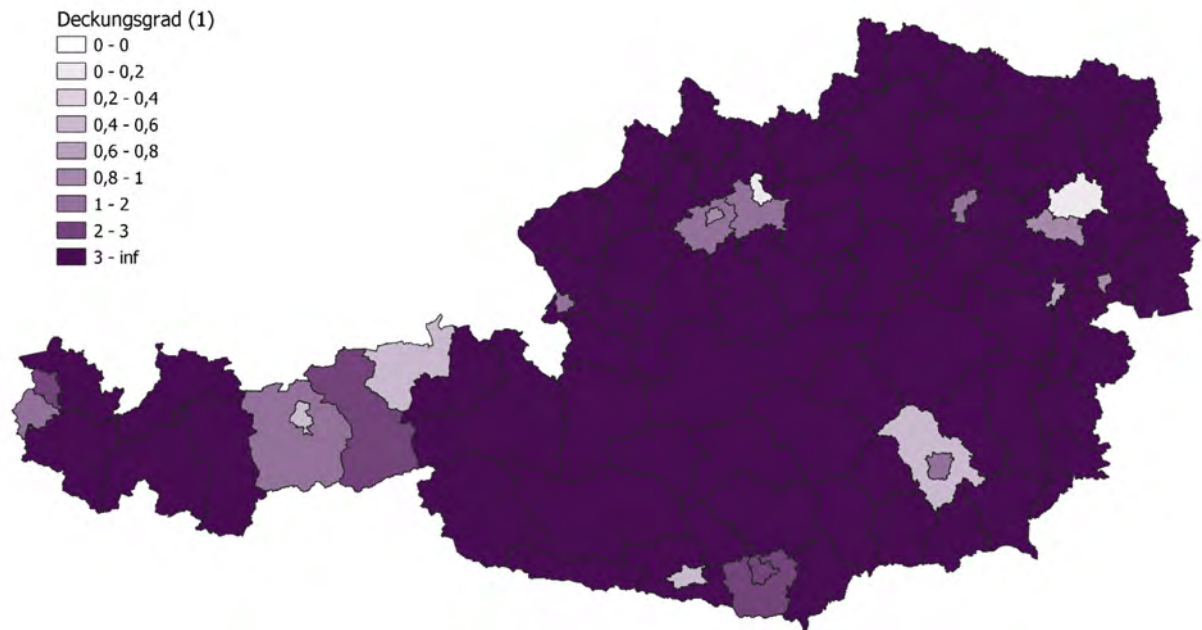


Abbildung 71: Deckungsgrade nach Verkehrsszenario 3 und den zentralen Elektrolyseszenarien für Straße und Schiene der politischen Bezirke in Österreich

4.6. Identifikation von Bedarfsknotenpunkten

In diesem Abschnitt werden der Ansatz und die Ermittlung von Straßen- und Schienenstandorten mit hoher Verkehrsdichte vorgestellt. Ein Überblick über die Methodik ist in Abbildung 72 dargestellt.



Abbildung 72 Übersicht über die Methodik zur Zuordnung des Energiebedarfs zur ASFINAG Raststationen / ÖBB Unterwerke

Ausgehend von den für jeden Streckenabschnitt ermittelten Energiebedarfsprofilen für den Straßenverkehr (siehe Kapitel 2.6) und den entsprechenden Zuordnungen zu den ASFINAG-Raststationen (siehe Abbildung 73) wurde der gesamte jährliche elektrische Energiebedarf pro Raststation für jedes Szenario (inkl. Sub-Szenario) und jede Tageskategorie berechnet.

Anschließend wurde die Spitzenleistung für jedes der Profile ermittelt. In ähnlicher Weise wurde für die Bahnszenarien der Energiebedarf für jedes Szenario auf die ÖBB-Umspannwerke umgelegt (siehe Abbildung 74) und die jeweilige Spitzenleistung ermittelt. Dabei ist zu beachten, dass für jedes Szenario die "worst-case"-Variante in Betracht gezogen wurde. Diese Vorgangsweise wurde gewählt, um die Untersuchung für die Analyse zur Auswirkung auf das Stromnetz (siehe Kapitel 2.8) zu erleichtern, da – aufgrund der großen Anzahl von Szenarien – nicht alle Szenarien einzeln bewertet werden konnten. Daher wurde davon ausgegangen, dass bei einer Analyse des globalen worst-case-Szenarios, alle anderen Szenarien in der Folge berücksichtigt werden.

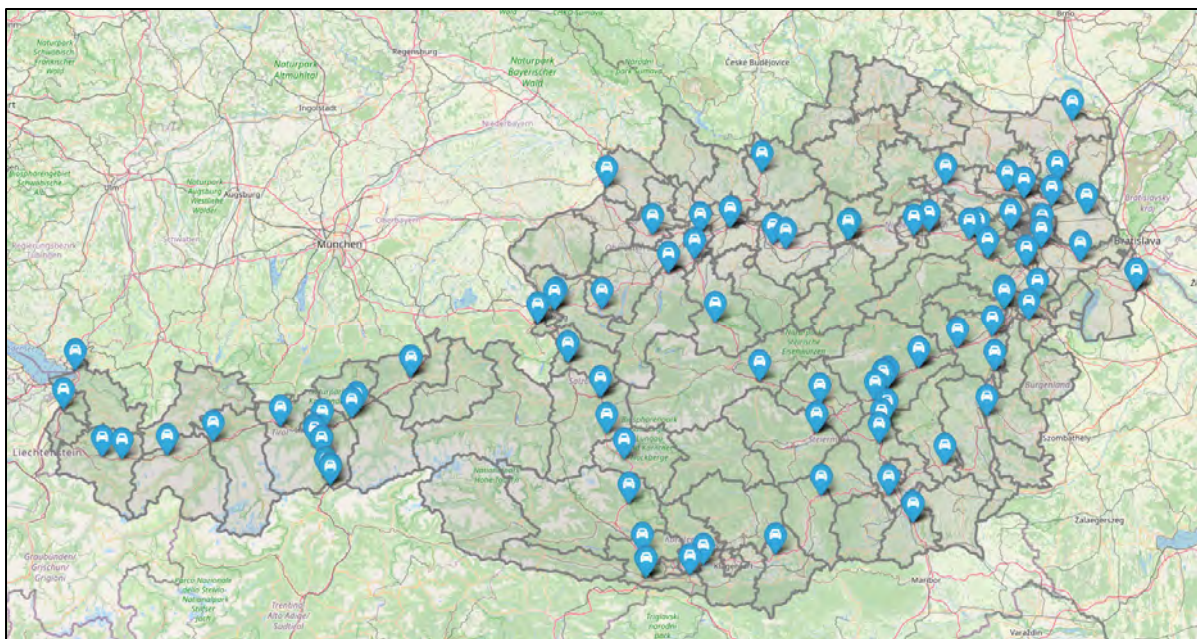


Abbildung 73: Lage der ASFINAG Raststationen

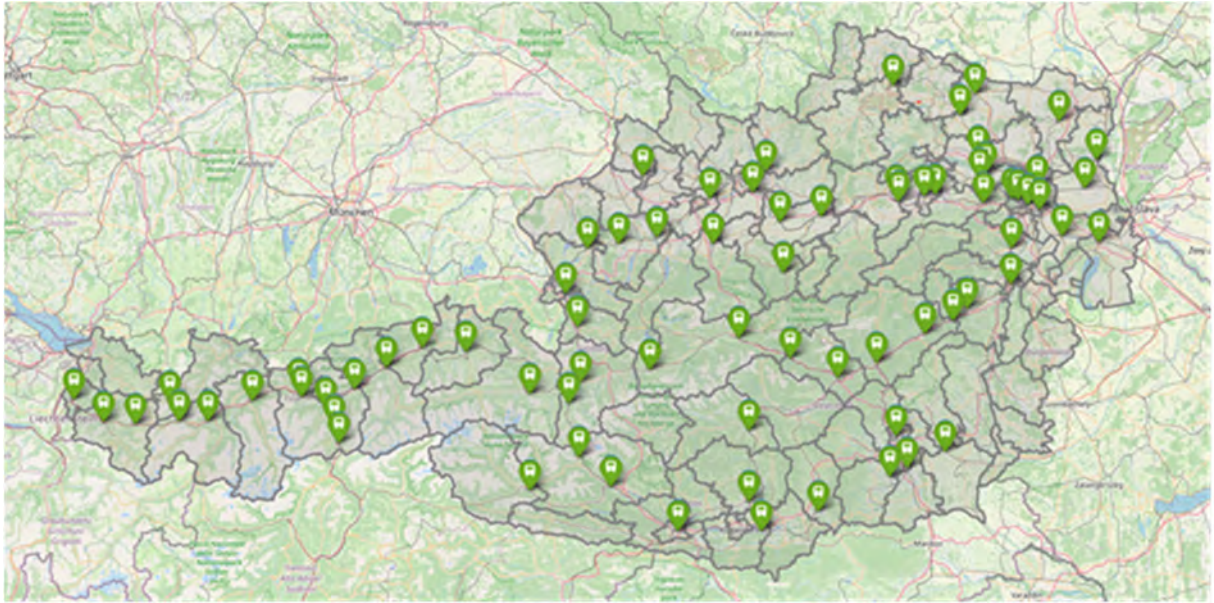


Abbildung 74: Lage der ÖBB-Unterwerke

Wie bereits erwähnt, wurde die Zuordnung der Elektrolyseure auf Basis der drei Elektrolyse-Szenarien bei zentraler, dezentraler und hybrider Anordnung für jedes der Szenarien (und Sub-Szenarien) auch den jeweiligen Raststationen und Umspannwerken zugeordnet. Danach wurden die zehn wichtigsten ASFINAG-Raststationen und ÖBB-Unterwerke auf der Grundlage des höchsten Spitzenleistungsbedarfs ermittelt, wie in und Tabelle 11 dargestellt ist.

Tabelle 10: ASFINAG: Top-10-Raststationen mit der höchsten Spitzenlast

Raststation	Max. Leistung [MW]	Electrolyser dezentral [MW]	Electrolyser zentral [MW]	Electrolyser Hybrid [MW]	Szenario
Schwechat	106.73	23.50	390.80	160.8	Worst case 2.2
Guntramsdorf	89.09	36.00	-	-	Worst case 2.2
Aistersheim	82.38	26.20	-	-	Worst case 2.2
Kaiserwald	69.23	30.40	244.30	152.6	Worst case 2.2
Arnwiesen	61.37	28.50	-	-	Worst case 2.2
Ansfelden Nord	60.60	43.40	246.10	63.90	Worst case 2.2
Göttlesbrunn	58.05	23.50	-	-	Worst case 2.2
Simmering	57.79	51.30	-	51.30	Worst case 2.2
Wels	55.88	9.20	-	-	Worst case 2.2
Suben West	54.26	18.80	-	-	Worst case 2.2

Tabelle 11: ÖBB: Top-10-Unterwerke mit der höchsten Spitzenlast einer Stunde

ÖBB Unterwerk	Max. Leistung [MW] (Spitzenlast einer Stunde)	Szenario
Asten	11.32	Worst case 2, 2.1, 2.2
Marchtrenk	9.84	Worst case 2, 2.1, 2.2
Villach	9.81	Worst case 2, 2.1, 2.2
Attnang	9.32	Worst case 2, 2.1, 2.2
Meidling	9.17	Worst case 2, 2.1, 2.2
Floridsdorf	8.95	Worst case 2, 2.1, 2.2
St. Veit an der Glan	7.94	Worst case 2, 2.1, 2.2
Haag	7.62	Worst case 2, 2.1, 2.2
Absdorf	7.46	Worst case 2, 2.1, 2.2
Münster	6.90	Worst case 2, 2.1, 2.2

5. IMPACT-ANALYSE STROMNETZE

In diesem Abschnitt wird eine qualitative Analyse zu den Auswirkungen auf das Stromnetz vorgestellt. Dabei wird ein Ausblick auf die Integration der zusätzlichen Elektrofahrzeug-Ladestationen und Elektrolyseure für den Mobilitäts-Wasserstoffbedarf in das Stromnetz bis 2040 (Referenzjahr 2018) untersucht. Ziel der Analyse ist es, die Auswirkungen der möglichen Standorte mit hohem Energiebedarf aus Sicht der ASFINAG, der ÖBB und der Verteilnetzbetreiber (Distribution System Operator, DSO) in Österreich zu untersuchen.

5.1. Referenzierung Energiebedarf und Stromnetze

Um die Auswirkungen der zusätzlichen Lastanforderungen für die Integration von Ladestationen für Elektrofahrzeuge und Elektrolyseuren für den Mobilitäts-Wasserstoffbedarf in das Stromnetz zu bewerten, wurde der folgende Ansatz (wie in Abbildung 75 dargestellt) gewählt.

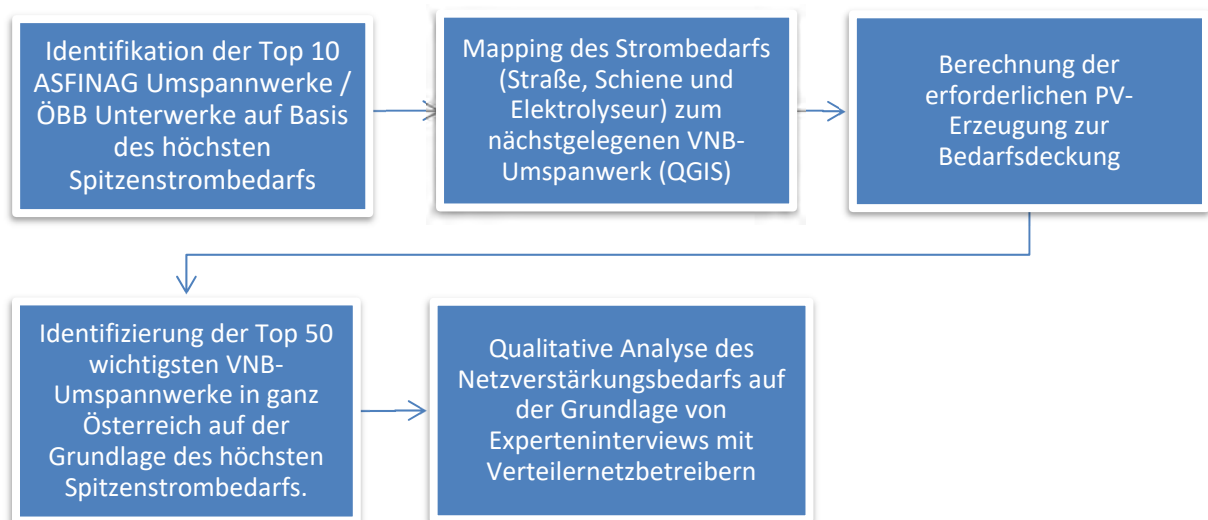


Abbildung 75: Überblick über die Methodik zur Bewertung der Auswirkungen auf das Stromnetz

Nachdem die Zuordnung des Energiebedarfs für jedes Transportsegment berechnet und den jeweiligen ASFINAG-Stationen und ÖBB-Unterwerken zugeordnet wurde (siehe Kapitel 4.6), war eine vorläufige Zuordnung zu den Umspannwerken des öffentlichen Stromversorgers notwendig. Diese vorläufigen Zuteilungen bilden die Grundlage für Experteninterviews mit den jeweiligen Verteilernetzbetreibern (VNB). In deren Rahmen wurde, falls notwendig, eine Zuteilung an alternative Umspannwerke vorgeschlagen. Dazu wurden die georeferenzierten

Daten der ASFINAG-Stationen und der ÖBB-Unterwerke – mit Hilfe der Software QGIS (Team, 2009) – den nächstgelegenen Verteilnetzbetreiber-Umspannwerken zugeordnet. Zu beachten ist, dass zwischen den Unterwerken der ÖBB, die sich innerhalb des von den ÖBB Stromnetzes befinden, und dem öffentlichen Stromnetz, das in den Versorgungsbereich der Verteilnetzbetreiber fällt, unterschieden wird. Für die Untersuchung wird der Strombedarf des Straßenverkehrs, des Schienenverkehrs und der Elektrolyseure dem öffentlichen Netz der Netzebene 4, auf Basis der verfügbaren Standortdaten für jene Umspannwerke der Informationsplattform ebUtilities (eb Utilities, 2007), zugeordnet. Diese Umspannwerksdaten bieten (unter anderem) einen Überblick über die verfügbare Einspeisekapazität, die von allen österreichischen Netzbetreibern aufgrund der Verpflichtung zur Veröffentlichung der verfügbaren und gebuchten Kapazität pro Umspannwerk gemäß § 20 EIWOG⁴ (Bundesgesetz, mit dem die Organisation auf dem Gebiet der Elektrizitätswirtschaft neu geregelt wird (Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 – EIWOG 2010), 2023) zu melden ist. Nach dieser Zuordnung wurde der gesamte elektrische Energiebedarf (basierend auf Schienen-, Straßen- und Elektrolyseurbedarf) pro Umspannwerk ermittelt. Zusätzlich wurde die erforderliche PV-Erzeugung berechnet, die installiert werden muss, um diesen Bedarf – auf Basis von elektrischer Energie – jährlich bilanziell zu decken. Dabei wurde im ersten Schritt der jeweilige, Energiebedarf je Umspannwerk verwendet und über den für PV-Anlagen angenommenen Wert von 1.000 Volllaststunden pro Jahr, in einen PV-Ausbauleistungswert umgerechnet. Dieser PV-Ausbauleistungswert beschreibt dabei jene PV-Spitzenleistung, welche benötigt wird, um eine jährliche, bilanzielle Energiedeckung des Bedarfs zu ermöglichen. In einem weiteren Schritt wurde diese PV-Leistung begrenzt, indem auch regionale Parameter berücksichtigt wurden. Dies wurde mithilfe eines äquivalenten Ansatzes zur PV-Verteilung wie in Kapitel 4.1.1.1 bewerkstelligt. Dabei wurde hier mithilfe dieses Ansatzes anstatt der Zuordnung der Flächenpotentiale zu politischen Bezirken, eine Zuordnung jener zu dem jeweils nächstgelegenen Umspannwerk durchgeführt. Auf Basis dessen und der (wie in Kapitel 4.1.1.1 angenommenen) Flächenleistungsdichten, ergibt sich hierbei eine maximal zulässige PV-Ausbauleistung, welche die zuvor berechneten Werte gegebenenfalls reduziert.

Für die Netzanalyse wurde zusätzlich dazu eine Untersuchung auf Umspannwerken (NE 4) (eb Utilities, 2007) durchgeführt

⁴ Es ist anzumerken, dass die verfügbaren Einspeisewerte für die freie Kapazität zwar angegeben werden, aber in dieser Studie nicht als primärer Schwerpunkt für die Analyse verwendet wurden

- Der jeweilige, den einzelnen Umspannwerken zugeordneten Energiebedarf (Straße + Schiene + Elektrolyseanlagen) wird als Basis herangezogen
- Dieser wird über die jährlichen Volllaststunden für PV (1000 h) auf die hypothetisch benötigte Spitzenleistung (MW_p) pro Umspannwerk umgerechnet, die eine vollständige, energie-bilanzielle Deckung des jeweiligen Bedarfs am Umspannwerk ermöglicht.
 - Diese PV-Leistung beschreibt die eingespeiste Spitzen-Wirkleistung am jeweiligen Netzanschlusspunkt

Um die Identifizierung möglicher wichtiger Netzengpässe zu erleichtern und die notwendigen Netzverstärkungen in der Nähe der Bedarfsknoten für die definierten Nachfrage- und Bedarfsdeckungsszenarien zu bestimmen, wurden die Top 50 „worst case“-Umspannwerke ausgewählt („worst case“ ist basierend auf den höchsten auftretenden elektrischen Spitzenleistungen, wie in Abbildung 76 dargestellt.

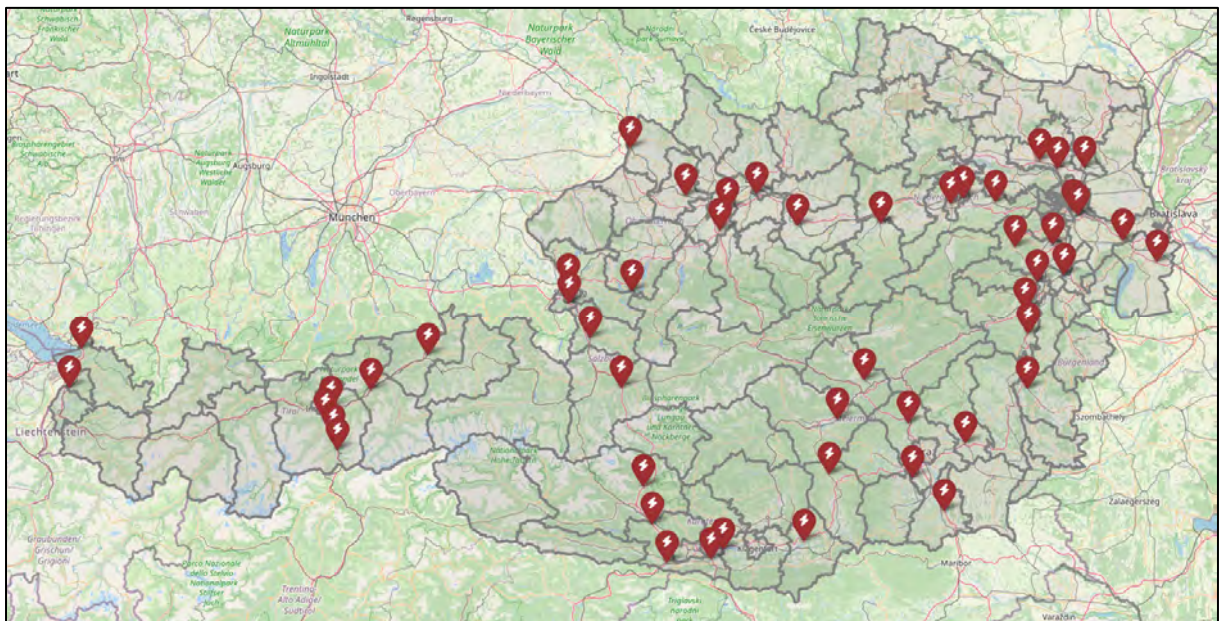


Abbildung 76; Überblick über die Top 50 „worst-case“-Umspannwerke (adaptiert von (eb Utilities, 2007)

Wie zu sehen ist, erstrecken sich die Top 50 der nachfragestärksten Knotenpunkte über ganz Österreich und ermöglichen die Untersuchung der Möglichkeiten und Herausforderungen der Integration von elektrischem Energiebedarf der Straße, Schiene und Elektrolyse, und PV-Erzeugung auf der Grundlage der unterschiedlichen geografischen Standorte, Netztopologien,

Spannungsebenen usw. Die Ergebnisse für diese nachfragestarken Knotenpunkte wurden in Gesprächen (Experteninterviews) mit den jeweiligen Netzbetreibern aus verschiedenen Versorgungsgebieten detailliert untersucht, um eine ganzheitliche Sicht auf Österreich zu ermöglichen.

5.2. Netzausbaubedarf für Bedarfsknotenpunkte

Im Allgemeinen verfügen die VNB über gut etablierte kurz-, mittel- und langfristige Netzplanungsprozesse, die Vorkehrungen für die Integration neuer Technologien (Last und Erzeugung) in der Zukunft treffen. Kurzfristige Netzplanungen sind in der Regel projekt- oder anlassspezifisch. Dabei geht es unter anderem um konkrete Anfragen zum Anschluss neuer Verbrauchs- oder Erzeugungsanlagen an das Netz oder zur Instandhaltung der bestehenden Netze. Bei der langfristigen, strategischen Netzplanung werden vor allem regionale Entwicklungen betrachtet, wie z.B. die Entstehung eines Industriegebietes, Gewerbeparks, der zu erwartende Anschluss von regenerativen Erzeugungsanlagen oder der Zuwachs an Bewohnern im Versorgungsgebiet. In den meisten Fällen werden historische Wachstumszahlen für zukünftige Entwicklungen herangezogen und allgemeine Aussagen über zu erwartende Netzinvestitionen im gesamten Versorgungsgebiet abgeleitet.

Wie bereits erwähnt, werden in dieser Studie die Auswirkungen der Dekarbonisierung des Energiebedarfs des Autobahn- und Schnellstraßen- sowie des Schienenverkehrs, in Form der Integration von Elektrolyse (Wasserstoff) und PV-Erzeugung in das Stromnetz untersucht. Die Bewertung wurde in Form einer qualitativen Analyse durchgeführt, die auf den Ergebnissen verschiedener Experteninterviews basiert, die mit Netzplanern großer Verteilnetzbetreiber aus verschiedenen Regionen Österreichs geführt wurden. Dies geschah, um eine ganzheitliche Sicht zu ermöglichen, indem Versorgungsgebiete mit unterschiedlichen Netzparametern berücksichtigt wurden, z.B. Spannungsniveau, elektrische Eigenschaften, Größe, Knotendichte, Topologie, Lage, usw. Insgesamt wurden sechs Experteninterviews mit Vertretern folgender VNB geführt:

- Netz Niederösterreich (NNÖ),
- Wiener Netze (WNE),
- Netz Oberösterreich (NÖO),
- Tiroler Netze (TINETZ),
- Kärnten Netz (KNG) und
- Energienetze Steiermark (ENS).

Die Diskussionen wurden durch die Identifizierung der "worst-case"-Umspannwerke pro Versorgungsgebiet (ca. 5 pro Versorgungsgebiet) auf der Grundlage, der in Abschnitt 5.1

beschriebenen Ergebnisse und der nahegelegenen ASFINAG-Raststätten und ÖBB-Unterwerke erleichtert. Wie bereits in Abschnitt 4.6 erwähnt, sind diese Hochlastszenarien in erster Linie auf die Integration des Straßenverkehrs unter Einbeziehung eines Elektrolyseurs (entweder nach den Elektrolyseszenarien zentral, dezentral oder hybrid) zurückzuführen und nicht auf die Integration von Schienenanforderungen. Obwohl sich dieser Bericht in erster Linie auf „worst-case“-Szenarien konzentriert, die möglicherweise eine Netzverstärkung erforderlich machen, ist es unbedingt zu beachten, dass diese Betonung von Extremfällen nicht die Gesamtheit der Netze und Umspannwerke mit den Versorgungsgebieten darstellt. In einem Großteil der Bedarfsknoten ist die Integration und Deckung der Dekarbonisierung des Autobahn/Schnellstraßenverkehrs möglich. Darüber hinaus wird von den VNBs betont, dass die beantragten Last- und Erzeugungsanschlüsse von Fall zu Fall bewertet werden müssen, um den optimalen Standort für den Anschlusspunkt zu ermitteln und die erforderlichen Netzverstärkungen zu bewerten.

Auf der Grundlage der Bewertung der wichtigsten Verkehrsknotenpunkte (d.h. Raststationen und Unterwerke) und des nächstgelegenen Umspannwerks, brachten die VNB zum Ausdruck, dass größere Umspannwerke im Allgemeinen in der Lage sind, die erforderlichen Lastanforderungen mit einigen Umspannwerken und/oder Leitungsverstärkungen zu integrieren. In Fällen, in denen der Lastbedarf zu hoch ist, sind entsprechende Umspannwerkserweiterungen und Leitungsverstärkungen erforderlich. In allen Fällen wurde betont, dass die n-1-Kriterien im Netz stets erfüllt sein sollten (insbesondere bei der Betrachtung des Einsatzes von Transformatoren), um die Zuverlässigkeit des Systems zu gewährleisten und die Versorgungssicherheit aufrechtzuerhalten. Darüber hinaus betonten die VNB, dass, speziell die Integration zusätzlicher PV-Erzeugung, die zur Deckung dieses zusätzlichen Lastbedarfs für die Dekarbonisierung der Mobilität erforderlich ist, eine Herausforderung darstellen wird. Die zusätzliche Einspeiseleistung übersteigt die Mehrbelastung durch nachhaltige Mobilität bei weitem. Das liegt an der Berücksichtigung von Energiebilanzen zur Deckung des Bedarfs und den vergleichsweise geringen Volllaststunden der PV. Andererseits ist in Netzgebieten, in denen jetzt oder in Zukunft bereits eine hohe PV- (oder Wind-) Erzeugung zu erwarten ist, eine wachsende/zusätzliche Last (insbesondere in Spitzenzeiten der Einspeisung) sehr willkommen, um das Stromnetz zu entlasten. Dies ist besonders wertvoll in Fällen, in denen es hohe Synergien bei den Gleichzeitigkeitsfaktoren für Bedarf und Erzeugung gibt, z.B. tagsüber, wenn die PV-Erzeugung hoch ist und gleichzeitig ein hoher Spitzenlastbedarf durch den Verkehr besteht.

In Fällen, in denen Umspannwerke und Netzverstärkungen oder alternative Anschlusspunkte nicht realisierbar sind, betonten die VNB, dass ein Anschluss an das 110-kV-Netz (oder höher) eine notwendige Alternative sein wird. Wenn der Bedarf für den Anschluss neuer Lasten bzw. Erzeuger im Bereich von größer 300 MW bis 400 MW erforderlich ist, müssen diese in das Übertragungsnetz und damit bei der Austrian Power Grid (APG) integriert werden.

Die VNB schlugen auch alternative strategische Entwicklungen vor, die in Betracht gezogen werden können, um den Bedarf an Netzausbau und -Verstärkung zu minimieren. Eine Möglichkeit wäre, die Standorte der Ladeinfrastruktur in Verbindung mit den Standorten der bestehenden (und möglicherweise zukünftigen) Raststätten zu überdenken. Vorteilhaft wäre es beispielsweise, Lade- und Elektrolyseurinfrastruktur für Elektrofahrzeuge an Standorten aufzubauen, die sich in der Nähe einer starken Stromnetzinfrastruktur befinden. Darüber hinaus sollten alternative strategische Standorte anstelle von Raststätten in Betracht gezogen werden. Dazu gehört zum Beispiel die Platzierung von Ladeinfrastruktur an Orten wie großen Lkw-Parkplätzen, die die vorhandene elektrische Infrastruktur nutzen und die Vorteile lokaler Netzanbindungen nutzen können. Dies hat viele Vorteile (unter anderem) in Bezug auf den Lastenausgleich und das Lastmanagement. Parkplätze mit Ladeinfrastruktur können dazu beitragen, das Netz gleichmäßiger zu entlasten. Dies liegt daran, dass Elektrofahrzeuge in der Regel über einen längeren Zeitraum auf Parkplätzen geparkt bleiben (im Gegensatz zu Raststationen), was langsamere Laderaten ermöglicht, die vom Netz effizienter verwaltet werden können. Die Ladeinfrastruktur auf Parkplätzen ermöglicht ein besseres Lastmanagement im Stromnetz. Das Laden kann gleichmäßiger über die Zeit verteilt werden, wodurch das Risiko einer Netzüberlastung in Spitzenlastzeiten verringert wird.

Obwohl der Schwerpunkt dieser Studie auf der Bewertung der Auswirkungen der Dekarbonisierung des Verkehrs (Autobahn- und Schnellstraße, sowie Bahn) und der entsprechenden PV-Erzeugungsabdeckung bis 2040 liegt, betonten die VNB auch, dass beachtet werden muss, dass Netzbetreiber Zukunftsszenarien und den Netzausbaubedarf in der Regel auf der Grundlage einer sektorübergreifenden Bewertung eines ganzheitlichen Ansatzes betrachten. Daher sollte die Elektrifizierung eines einzelnen Sektors nicht unabhängig von einem anderen Sektor betrachtet werden, sondern vielmehr die Elektrifizierung aller Sektoren gleichzeitig, z.B. Industrie, Landwirtschaft, Wärme und Kühlung, usw. In diesem Zusammenhang sind die Netzbetreiber derzeit bestrebt, die von der österreichischen Bundesregierung definierten Strategie und Ziele zu erfüllen, die sich zum Ziel gesetzt hat, bis 2030 100 % des gesamten nationalen Stromverbrauchs (nationale Bilanz) aus erneuerbaren Energiequellen zu decken (Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzespaket, 2021) und

bis 2040 klimaneutral zu sein. Daher sind der Ausbau und die Verstärkung der Stromnetze von entscheidender Bedeutung, um die Energiewende zu erleichtern.

Darüber hinaus sollte die aktuelle und zukünftige Wasserstoffinfrastruktur berücksichtigt werden, wie auf der Plattform inGRID⁵ von der AGGM (Austrian Gas Grid Management AG) dargestellt bzw. auch in den Versorgungsszenarien im Projekt adressiert (Kapitel 4.2). In den Fällen, in denen die Transportwege zu nahe gelegenen Anschlusspunkten an das Wasserstoffgassystem liegen, wäre der Bedarf an dezentralen Elektrolyseuren für die Wasserstofferzeugung an bestimmten Raststationen nicht erforderlich. Dadurch wird der Spitzenstrombedarf (und die damit verbundene PV-Erzeugung für eine vollständige Abdeckung) an einzelnen Raststätten reduziert und damit das Netz weniger belastet. In solchen Fällen müssen Elektrolyseure, die an strategischen Standorten platziert werden, zusammen mit der elektrischen Netzinfrastruktur entwickelt werden.

Der folgende Abschnitt bietet einige Einblicke in bestehende und zukünftige Netzentwicklungspläne für jedes Versorgungsgebiet, die für diese Studie auf der Grundlage der identifizierten Verkehrs-Hotspots relevant sein könnten.

NNÖ

Zu den wichtigsten Verkehrsknotenpunkten innerhalb des Versorgungsgebietes der NNÖ gehören die Raststationen Haag (A1 West Austobahn), Strengberg (A1 West Austobahn), Göttlesbrunn (A4 Ost), Kimmelbach (A1 Westautobahn), Ybbs (A1 Westautobahn) und Alland (A21 Wiener Außenring Autobahn).

Generell plant die NNÖ den Netzausbau und die Verstärkung, um die Einspeisekapazitäten zu erhöhen, wie in (Netz Niederösterreich GmbH, 2023) an bestehenden Netzebenen (NE4) angegeben. Darüber hinaus werden bis 2030 weitere 15 Umspannwerke gebaut (Aufstockung von derzeit 90 auf 105). Dies erfolgt primär in Gebieten, die speziell für die Integration von Photovoltaik und Wind ausgewiesen sind.

Um insbesondere dem Last- und PV-Bedarf der Raststätten Haag und Strengberg gerecht zu werden, wies der VNB darauf hin, dass ein möglicher Anschlusspunkt der nahe gelegene Anschlusspunkt an das APG UW Ernsthofen wäre, der über einen 200/100-kV-Koppeltransformator (unter anderem) direkt das 110-kV-Netz der NNÖ versorgt und damit einen alternativen Standort für die Integration der PV-Erzeugung bietet. Laut (Austrian Power Grid AG & Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH, 2021)) wird das Umspannwerk derzeit mit einem vollständigen Austausch des 220-kV-Systems saniert und soll bis 2029 fertiggestellt

⁵ <https://ingrid.aggm.at/>, abgerufen, Dezember 2023

sein (Austrian Power Grid (APG), 2023). Somit wird das Umspannwerk in Bezug auf den Zeithorizont für die in dieser Studie beschriebenen Szenarien gut gerüstet sein, um den zusätzlichen Last- und Erzeugungsbedarf zu integrieren, der für die Elektrifizierung von Raststätten erforderlich ist. Bereits in Planung ist die 110-kV-Netzabstützung der UW Ybbsfeld, die darauf abzielt, das Stromnetz aufgrund des gestiegenen Lastbedarfs durch Industrie und Neuansiedlungen zu stärken und die Versorgungssicherheit nach dem n-1-Kriterium zu gewährleisten (Austrian Power Grid AG & Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH, 2021).

Um dem hohen Verkehrsaufkommen an der Reststation Göttlesbrunn gerecht zu werden, müssen nahegelegene Umspannwerke modernisiert und der Netzausbau geplant (Austrian Power Grid (APG), 2023). Aufgrund des hohen Windpotenzials in der Region besteht die Möglichkeit von Synergien für Wind und Photovoltaik, bei denen bei gleichzeitiger Erzeugung Abregelungsstrategien festgelegt werden können. Derzeit sind ca. 600 MW Windkraftleistung an das Verteilungsnetz des Brucker Beckens angeschlossen (Austrian Power Grid AG & Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH, 2021). Aufgrund der weiteren Integration erneuerbarer Energien zur Erreichung der im Erneuerbaren-Ausbau-Gesetze (EAG) definierten Ziele (Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzespaket, 2021) ist ein weiterer Netzausbau erforderlich. Aufgrund dieser verstärkten Einbeziehung erneuerbarer Energien ist eine höhere Nachfrage willkommen, um das Netz lokal auszugleichen. Nichtsdestotrotz muss ein großer zusätzlicher Übergabepunkt zum Übertragungsnetz gebaut werden. Daher bietet das nahegelegene APG-Umspannwerk, die UW Sarasdorf, einen alternativen Standort als Anschlusspunkt. Das Projekt umfasst den Bau eines dritten 380/110-kV-Transformators (300 MVA) und die Systemintegration für die Einspeisung aus dem Netz NÖ und die allgemeine Erneuerung (Austrian Power Grid, 2023). Die Installation des ersten Umspannwerks soll 2026 gestartet werden. Im Fall der Raststation Alland wurde angemerkt, dass es in unmittelbarer Nähe weitere Umspannwerke gäbe und alternativ auch mögliche Anschlusspunkte in der Nähe innerhalb des Versorgungsgebietes der Wiener Netze vorhanden seien.

Wiener Netze

Zu den wichtigsten Gebieten mit hoher Verkehrsdichte im Raum Wien gehören die Raststationen Simmering, Schwechat und Guntramsdorf. Es wurde angedeutet, dass die Berücksichtigung des erhöhten Bedarfs durch die Elektrifizierung des Straßen- und Schienenverkehrs sowie die Integration der PV-Erzeugung eine Herausforderung für den Netzbetreiber darstellen wird und daher zusätzliche strategische Netzerweiterungen

erforderlich sein werden. Es wurde weiterhin betont, dass die Einbeziehung einer großflächigen lokalen PV-Erzeugung für die Netzbetreiber eine Herausforderung darstellen wird, nicht nur aufgrund der Netzinfrastruktur, sondern auch aufgrund des begrenzten Platzes für Freiflächen-PV in der Region.

Die Modernisierung der bestehenden Infrastruktur ist jedoch bereits im Netzentwicklungsplan (NEP) enthalten. In südöstlicher Richtung Wien, wo die Netzkapazitäten derzeit begrenzt sind, werden alternative Lösungen integriert, die eine verstärkte Verbindung von Strombedarf und -erzeugung ermöglichen. Insbesondere da das APG Umspannwerk Wien Südost eines der wichtigsten versorgenden Umspannwerke für das Versorgungsgebiet der Wiener Netze ist, wurden weitere Ausbaupläne in den NEP der APG aufgenommen (Austrian Power Grid AG & Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH, 2021). Die bestehende Infrastruktur umfasst 3 x 200 MVA-Transformatoren, von denen einer die Regionen Wien Süd und Wien Simmering unterstützt. Aufgrund der zu erwartenden erheblichen Entwicklungen in der Region sind weitere Netzausbaumaßnahmen erforderlich und somit wird ein zusätzlicher 380/110kV-Transformator in Betrieb genommen, sowie die Aufrüstung des 220/110kV-Transformators auf 300 MVA. Zusätzlich werden die umliegenden 380-kV-Netze, die sich im Eigentum der Wiener Netze befinden, weiter verstärkt. Im Bereich Guntramsdorf und Traiskirchen ist ein neues Umspannwerk in Planung, um die bestehende Infrastruktur zu stützen und die Energiewende (d.h. verstärkte PV- und Winderzeugung mit einer erwarteten Gesamtleistung von bis zu ca. 500 MW) in der Region Wien Süd zu ermöglichen. So werden die Integration eines 380/110-kV-Transformators und 110-kV-Leitungserweiterungen sowie die Integration von nahe gelegenen bestehenden Netzen vorgenommen (Austrian Power Grid (APG), 2023).

In nordöstlicher Richtung (UW Wien Ost) (Austrian Power Grid AG & Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH, 2021) ist aufgrund des großen Windpotenzials der Bau eines neuen Umspannwerks zur Erleichterung des Übergabepunktes APG/Wiener Netze notwendig, um das 110-kV-Netz zu versorgen. Dieses Netz wird auch in der Lage sein, den absehbar erhöhten Lastbedarf innerhalb des 22. Bezirks aufgrund von Stadtentwicklung und geplanten Dekarbonisierungsstrategien zu unterstützen.

NOÖ

Im Versorgungsgebiet der NOÖ liegen Aistersheim (A8 Innkreisautobahn), Wels (A25 Welser Autobahn), Voralpenkreuz (A8 Innkreisautobahn-A9 Pyhrnautobahn-A1 Westautobahn), Suben West (A8 Innkreisautobahn) und Mondsee (A1 Westautobahn). Um den Anstieg des Lastbedarfs zu ermöglichen, sind Modernisierungen von Umspannwerken (mit einem

zusätzlichen Transformator) erforderlich. Im Bereich der Raststation Wels hat der VNB darauf hingewiesen, dass bereits ein neues Umspannwerk Wels Schafwiesen geplant ist und somit die Integration der hohen Lastanforderungen in Zukunft machbar wäre (Austrian Power Grid AG (APG), Ennskraftwerke AG (EKW), EWW Gruppe (EWW), LINZ NETZ GmbH (LN), Netz Oberösterreich GmbH (Netz OÖ), 2023). Weitere Netzverstärkungsstrategien und geplante Netzentwicklungen für das Versorgungsgebiet werden ebenfalls beschrieben. Darüber hinaus ist ein Neubau für das Umspannwerk Rottenbach (Haag) geplant, der die Integration des 100/30-kV-Umspannungsnetzes in die bestehende 110-kV-Freileitung von der UW Ried zur UW Grieskirchen beinhaltet, die 2024 in Betrieb genommen werden soll (Austrian Power Grid AG (APG), Ennskraftwerke AG (EKW), EWW Gruppe (EWW), LINZ NETZ GmbH (LN), Netz Oberösterreich GmbH (Netz OÖ), 2023). Im Bereich Klaus, Steyrling und Molln laufen an der UW Klaus weitere Modernisierungen, um die steigende Kundenlast und die neue dezentrale Erzeugung zu unterstützen. Hier wird die 220/30-kV-Netzstütze verstärkt und beinhaltet die Installation von zwei 40 MVA-Transformatoren (Austrian Power Grid AG & Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH, 2021)

TINETZ

Auf Basis der Bewertung von Straße und Schiene werden im Versorgungsgebiet von TINETZ folgende hochverdichtete Verkehrsstandorte identifiziert: Angath Nord/Süd und Vomp (A12 Inntal Autobahn), Weer, Matrei, und Gries (A13 Brenner Autobahn).

Unter Berücksichtigung der elektrischen Netzinfrastruktur würde eine erhöhte Belastung an Raststationen, die sich an starken Netzanschlusspunkten befinden, für den Netzbetreiber kein Problem darstellen. Insbesondere diejenigen, die sich in der Nähe des 220 kV-Netzes (im Besitz von TINETZ) befinden, bieten praktikable Optionen. Die Raststation Angath befindet sich in der Nähe des Wasserkraftwerks Kirchbichl (TIWAG-TIROLER WASSERKRAFT AG, 2023), das ca. 40 MW Leistung liefern kann, was einen Synergieeffekt zur Unterstützung des Netzausgleichs darstellen könnte. In der Region Matrei/Brenner (entlang der Autobahn von Innsbruck bis Brenner) ist die Integration der Last in das 110 kV-Netz möglich, die Integration der PV wäre jedoch eine Herausforderung. Südlich von Innsbruck gibt es jedoch ein 220 kV-Umspannwerk und eine neue 110 kV-Leitung in Richtung Brenner. Dadurch können hier größere Leistungen integriert werden. Entlang der Autobahn in Richtung Innsbruck nach Kufstein wären Netzverstärkungen erforderlich. Des Weiteren ist zu beachten, dass bei mehreren Bedarfsknoten (z.B. Inntalschiene), die sich in enger Abfolge zueinander befinden,

die Auswirkungen auf das elektrische Netz weitaus größer sind. Daher ist es notwendig, die Auswirkungen der Bedarfsknoten simulativ und ganzheitlich zu betrachten.

KNG

In der Region Kärnten liegen die Raststätten Feistritz, Wörthersee und Dreiländereck (A2 Südbahn), Eisentratten (A10 Tauernautobahn), sowie Rosegg (A11 Karawankenautobahn) im Mittelpunkt. Generell wäre das Stromnetz in der Lage, den notwendigen Lastbedarf zu integrieren, allerdings wäre die PV-Erzeugung zur Deckung eine Herausforderung. In solchen Fällen sollte der Ausbau der Umspannwerke und die Integration in das 110-kV-Netz in Betracht gezogen werden. Zu beachten ist, dass in Richtung der westlichen Regionen von Kärnten bereits eine hohe Netzauslastung durch Erzeugung besteht und somit der Anschluss von Zusatzlast vorteilhaft wäre. Im Bereich der UW Gailitz befindet sich ein nahegelegener Anschlusspunkt an das Netz der APG (Villach Süd), der einen starken Anschlusspunkt darstellt, der in Betracht gezogen werden sollte. Im Bereich der UW St Martin wäre die Integration der Last auf Basis von Netzausbauplänen möglich. Der VNB wies zudem darauf hin, dass in Zukunft ein neues Umspannwerk südlich von Wörthersee geplant ist. In der Region Völkermarkt werden Modernisierungen erforderlich sein, jedoch werden Erweiterungen aus Platzgründen eine Herausforderung darstellen und es müssten auch die 110 kV-Leitungen verstärkt werden.

ENS

Innerhalb des Versorgungsgebietes der ENS sind die wichtigsten Raststätten Rastplatz St. Marein (S36 Murtal Schnellstraße), Deutschfeistritz und Kaiserwald (A2 Südbahn) sowie Gralla (A9 Pyhrnautobahn). Der VNB wies darauf hin, dass die Ergebnisse dieser Szenarien hauptsächlich in den Bereich der 110-kV-Netzplanung fallen. In der Nähe von St. Marein befindet sich in der Nähe ein 220-kV-Versorgungspunkt mit Anschluss an das APG-Netz (UW Zeltweg), der einen praktikablen Anschlusspunkt für die Integration der zu erwartenden Last und PV-Erzeugung darstellen würde. Auch die UW Hessenberg, ein nahegelegener APG-Anschlusspunkt, bietet eine Alternative. Darüber hinaus ist es innerhalb der Region wichtig, die Integration der PV-Erzeugung zu überdenken, da die Landtopologie nicht ideal geeignet ist. Der Netzbetreiber erwägt im Rahmen seiner Netzausbaupläne bereits die Integration der PV-Erzeugung in realisierbare Gebiete. Im Bereich Modriach (Energie Steiermark AG, 2023) laufen derzeit neue Ausbaupläne, die die Integration in das 110-kV-Netz über neue Freileitungen beinhalten. Mit dem Bau kann eine zusätzliche Einspeiseleistung von

rund 180 MW in das Übertragungsnetz integriert werden. Darüber hinaus ist derzeit ein neues Umspannwerk UW Mürztal in Planung, wo der Bau des 220/110-kV-Übergabepunkts zur Netzunterstützung und zur Lösung von Versorgungsqualitätsproblemen im Mürztal geplant ist. Darüber hinaus ist die Inbetriebnahme des Umspannwerks Mürztal eine wesentliche Voraussetzung für die (n-1) Integration der im Mürztal geplanten Windkraftanlagen (Austrian Power Grid AG & Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH, 2021). Ein weiterer interessanter Punkt, den der VNB hervorhebt, ist das Ennstal-Gebiet im Norden von Liezen, das ein potenzieller Knotenpunkt für die Pyhrnautobahn A9 in Richtung Oberösterreich sein könnte. Der Autobahnzubringer vom Knoten Selztal zur Ennstal-Bundesstraße B320 in Richtung Schladming ist vor allem im Winter während der Hochsaison nicht zu unterschätzen. Aktuell steht das neue UW Haus 220/110KV auf dem Entwicklungsplan (Austrian Power Grid AG & Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH, 2021), um im Ennstal einen Übertragungspunkt zur Deckung des steigenden Strombedarfs für die Tourismusregion rund um Schladming, Haus im Ennstal und Reiteralm bereitzustellen. In diesem Zusammenhang sollte auch die Berücksichtigung des zukünftigen Lastbedarfs durch die Elektrifizierung des Verkehrs berücksichtigt werden.

Fazit

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass diese Analyse einen Einblick in die dynamische Wechselwirkung zwischen der Elektrifizierung des Verkehrs durch die Integration von Elektrofahrzeugen und PV-Erzeugung und dem Stromnetz, wie sie im österreichischen Kontext beobachtet wird, gibt. In Zusammenarbeit mit erfahrenen Netzplanern der großen Verteilnetzbetreiber hat die Studie eine qualitative Analyse durchgeführt, die die vielfältigen Auswirkungen erhöhter Anforderungen an die Ladeinfrastruktur auf das Netz aufzeigt. Die Ergebnisse unterstreichen die Herausforderungen, die mit der Netzplanung für zukünftige Szenarien verbunden sind, und die Notwendigkeit einer Netzverstärkung. Zu diesen „worst-case“-Szenarien gehören die konzentrierten Spitzenlasten an den Raststationen, die die lokalen Verteilnetze herausfordern und eine Netzverstärkung erfordern, um Stabilität und Zuverlässigkeit zu gewährleisten. Darüber hinaus identifiziert die Studie Herausforderungen und potenzielle Synergien mit der Photovoltaik-Erzeugung als Teil der Energiewende. Obwohl es derzeit Netzausbaupläne gibt und für die Zukunft geplant ist, muss jeder der erforderlichen potenziellen Anschlussanforderungen von Fall zu Fall spezifisch bewertet werden, um die Auswirkungen auf das Netz vollständig beurteilen zu können. Darüber hinaus sollte die

Bedeutung einer ganzheitlichen, sektorübergreifenden Bewertung im Kontext, der sich wandelnden Energielandschaft nicht unterschätzt werden.

6. AUSWERTUNG DER SZENARIEN

In den nachfolgenden Kapiteln werden die Kosten der unterschiedlichen Verkehrsszenarien, welche sich u.a. hinsichtlich der Anteile der unterschiedlichen Antriebstechnologien sowie dem Verkehrsaufkommen unterschieden, erhoben und einander gegenübergestellt. Auf Grundlage dieser Analyse werden darauf aufbauend Handlungsempfehlungen abgeleitet.

6.1. Inventory – Basisdaten für die Kostenbewertung

In den folgenden Kapiteln werden die grundlegenden Daten, die Investitionskosten der Wasserstoffproduktion, die Investitionskosten für Wasserstofftankstellen und die Kosten für den Wasserstofftransport aufbereitet, die eine umfassende Kostenbewertung der Verkehrsszenarien ermöglichen.

6.1.1. Investitionskosten der H₂-Produktion

Für die Ermittlung der Investitionskosten für die Wasserstoffproduktion kommt das Tool PResTiGE (Power to gas assessment tool) zum Einsatz, welches eine Eigenentwicklung des Energieinstituts an der JKU Linz darstellt. PResTiGE fungiert als Toolbox für das gegenwärtige und zukünftige techno-ökonomische sowie ökologische Benchmarking von Power-to-Gas (PtG)-Systemen. Das Instrument integriert Literaturdaten als auch Daten von Demostandorten und Benchmark-Systemen in verschiedenen Maßstäben, die kontinuierlich aktualisiert werden. Die Ergebnisse der Bewertung zeigen die optimale Konfiguration und Implementierung von PtG-Systemen auf. Des Weiteren ermöglicht PResTiGE eine systematische Analyse von Sensitivitäten, um die Robustheit der Resultate zu untersuchen. Im Hinblick auf die Investitionskosten der H₂-Produktion, werden nicht nur die Kosten für die Elektrolyseanlage, sondern auch Komponenten wie Kompressoren, Speicher sowie weitere Aufwendungen für Balance of Plant (in Form einer Flatrate von 25 % der Investitionskosten des Elektrolyseurs) berücksichtigt. Zusätzlich fließen Kosten für die Montage der Hauptkomponenten, Material und Montage von elektrischen Komponenten, Material und Dienstleistungen für den Tiefbau (Fundamente, Erdarbeiten für Kabel- und Rohrverlegung, Oberflächenbefestigung), Material und Dienstleistungen für den Hochbau und Stahlbau, Baustelleneinrichtung, sicherheitstechnische Prüfungen und Kontrollen (TÜV, Behörden, Sachverständige, etc.), unabhängige QS-Prüfungen oder -Kontrollen (z.B. beim Hersteller oder bei der Montage), Engineering inklusive Behördenengineering, Bau-/Montageleitung und -überwachung sowie Inbetriebnahmemanagement/-begleitung in die Berechnung mit ein. Der zukünftigen Kostenentwicklung von Elektrolyseuren wird in besonderem Maße Aufmerksamkeit geschenkt und in äußerst detaillierter Weise behandelt sowie mit dem am Energieinstitut an der JKU Linz entwickelten Tool CoLLeCT untersucht, wie in Abbildung 77

veranschaulicht. Im Kontext von Power-to-Gas-Technologien, insbesondere der Elektrolyse, wird angenommen, dass sie aufgrund des technologischen Lernens und der Skalierung ein beträchtliches Potenzial für Kostensenkungen aufweisen. Die Realisierung dieser Kostensenkungen hängt jedoch von der tatsächlichen Umsetzung der entsprechenden Kapazitäten ab. Gleiches gilt für die Geschwindigkeit der Kostensenkung: Während neuere Studien über die Skalierung von Power-to-Gas-Technologien von einem vergleichsweise frühen und steilen Wachstum der weltweiten Elektrolysekapazitäten ausgehen, verdeutlicht Abbildung 77 (links), dass die Umsetzung nationaler oder regionaler Ziele wie der EU-Wasserstoffstrategie diese sogar übertreffen könnte. Darüber hinaus könnte ein potenzieller technologischer Durchbruch, wie beispielsweise die frühe Industrialisierung der Festoxidelektrolyse mit zu erwartenden elektrischen Wirkungsgraden von über 90 %, zu noch schnelleren Kostensenkungen sowie zu einem Technologiewechsel von den bisher etablierten Technologien führen (siehe rechter Teil von Abbildung 77).

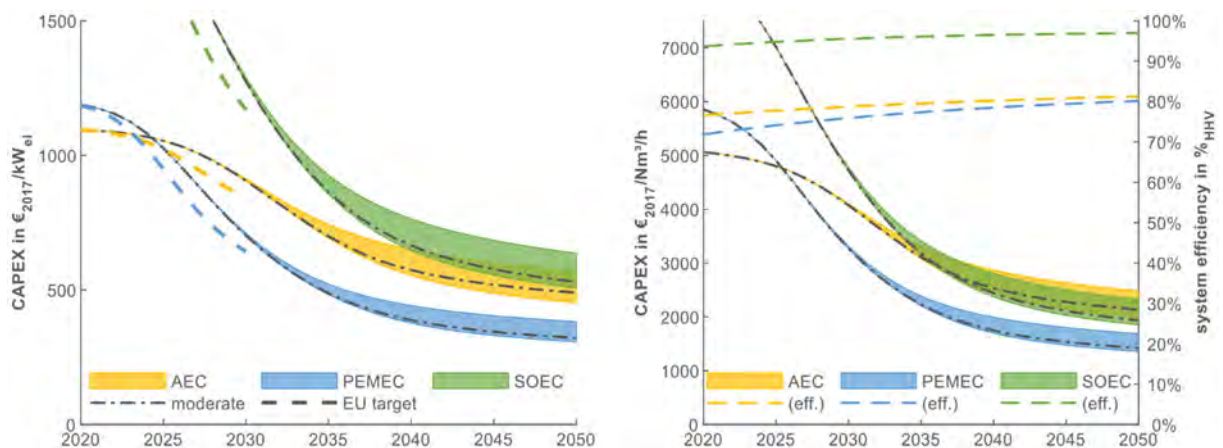


Abbildung 77: Bandbreiten der Kostensenkungspotentiale für unterschiedliche Elektrolysetechnologien basierend auf technologischem Lernen für globale industrielle Einsatzszenarien bezogen auf die elektrische Nennleistung (links) und die Wasserstoffproduktion bei sich entwickelnden Wirkungsgraden (rechts), basierend auf und aktualisiert von (Böhm, 2022)

Weitere und detaillierte Informationen über die Methode von CoLLeCT und PResTiGE sind in folgenden wissenschaftlichen Veröffentlichungen zu finden:

- H. Böhm, S. Goers, A. Zauner (2019): “Estimating future costs of power-to-gas – a component-based approach for technological learning”. International Journal of Hydrogen Energy, Volume 44, Issue 59, 29 November 2019, Pages 30789-30805
- H. Böhm, A. Zauner, D. C. Rosenfeld, R. Tichler (2020): “Projecting cost development for future large-scale power-to-gas implementations by scaling effects”, Applied Energy, Volume 264, 15 April 2020, Article 114780
- Böhm, H., 2022. Techno-economic assessment of emerging power-to-gas technologies using advanced generic methods (Doctoral Thesis). Montanuniversität Leoben, Leoben.

Durch die Anwendung der zuvor erläuterten Tools CoLLeCT und PResTiGE auf die erforderlichen Anlagen zur Wasserstoffproduktion, welche Elektrolyseure im Bereich von 0,5 MW (für dezentrale Wasserstoffproduktion an Raststationen mit geringem Wasserstoffbedarf, einem Verkehrsszenario mit geringer Durchdringung von FCEV und moderater Zunahme der Verkehrsleistung) bis zu 400 MW (für zentrale Wasserstoffproduktion an einem Standort mit erheblichem Bedarf, ein Verkehrsszenario mit starker Durchdringung von FCEV und signifikanter Zunahme der Verkehrsleistung) erfordern, ergeben sich die in Abbildung 78 dargestellten Investitionskosten für die Jahre 2025, 2030 und 2040.

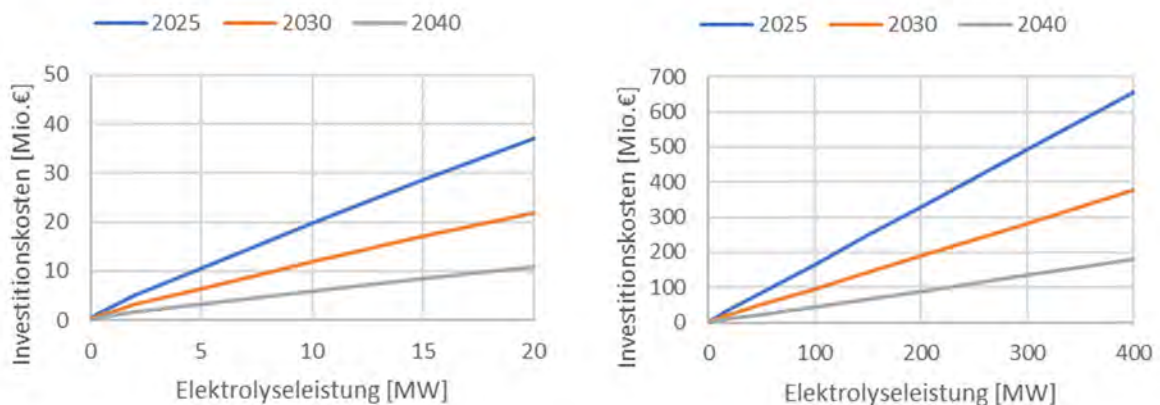


Abbildung 78: Investitionskosten der H₂-Produktion in Abhängigkeit der Elektrolyseleistung für die Jahre 2025, 2030 und 2040

Wasserstoffproduktionskosten

Die Produktionskosten für erneuerbaren Wasserstoff mittels Elektrolyse unterliegen einer Vielzahl von Einflussfaktoren, darunter u.a. die Elektrolysetechnologie, die Leistung der Elektrolyse, die Betriebsweise, der Standort der Anlage, das Jahr der Installation und die künftige Kostenentwicklung. Aufgrund dieser Komplexität gestaltet sich die pauschale Angabe von Wasserstoffproduktionskosten als äußerst schwierig und wenig verlässlich. Präzise Angaben zu den zu erwartenden Wasserstoffproduktionskosten, die dennoch mit erheblichen Unsicherheiten behaftet sind, können ausschließlich für genau definierte Anlagen erfolgen.

Mit dem Ziel, dennoch eine Einschätzung der zu erwartenden Wasserstoffproduktionskosten zu ermöglichen, wurde im Rahmen des ERA-NET Projekts „SuperP2G“ (<https://superp2g.external.dbi-gruppe.de/>) vom Energieinstitut an der JKU Linz u.a. ein öffentlich zugänglicher Kalkulator entwickelt (<https://superp2g.external.dbi-gruppe.de/nations/AU>). Dieser Kalkulator ermöglicht es dem Nutzer auf einfache Weise, die Wasserstoffproduktionskosten abzuschätzen und den Einfluss verschiedener Parameter darauf abzuleiten. Zu den variierbaren Parametern zählen das Jahr, die erneuerbare Energiequelle, die Volllaststunden, die Elektrolysetechnologie, die Nennleistung der PtG-Anlage, die Stromkosten, die CAPEX der PtG-Anlage, der Wirkungsgrad der PtG-Anlage, die OPEX der PtG-Anlage, die Lebensdauer des Elektrolyseurs, der Zinssatz, der Verkaufspreis des Sauerstoffs und der Abwärme.

Die Variation sämtlicher Parameter (insgesamt etwa 500.000 mögliche Varianten) resultiert in einer erheblichen Bandbreite möglicher Wasserstoffproduktionskosten, wie in Abbildung 79 dargestellt.

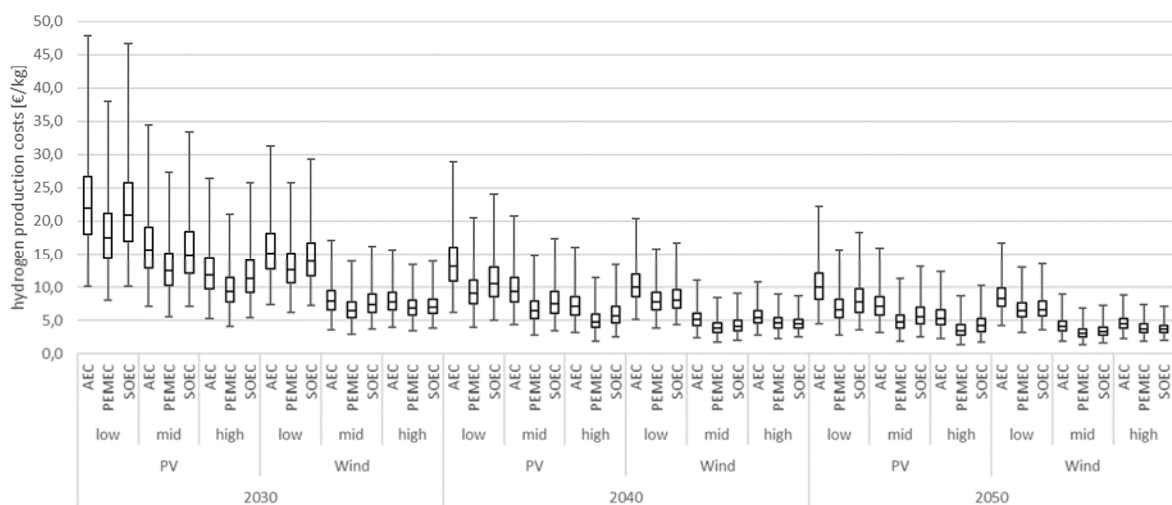


Abbildung 79: Bandbreite der Wasserstoffproduktionskosten aufgrund der Parametervariation

Im Jahr 2030 können demnach je nach Anlage die Wasserstoffproduktionskosten im Bereich von etwa 3 bis 48 €/kg liegen, für das Jahr 2040 etwa 2 bis 30 €/kg und für das Jahr 2050 etwa 1,3 bis 22 €/kg. Den größten Einfluss auf die Wasserstoffproduktionskosten haben folgende Parameter:

- Volllaststunden des Elektrolyseurs, abhängig von der erneuerbaren Energiequelle, dem Standort und der Auslegung des Elektrolyseurs im Verhältnis zur erneuerbaren Energieanlage
- Investitionskosten der PtG-Anlage
- Wirkungsgrad der PtG-Anlage
- Stromkosten für den Betrieb der PtG-Anlage

6.1.2. Kosten einer Wasserstofftankstelle

Die Kosten einer Wasserstofftankstelle hängen sowohl von der möglichen Abgabemenge pro Tag (kg H₂/Tag), dem Ort der Wasserstoffherzeugung (vor Ort oder Anlieferung) und der Anzahl der zukünftig installierten Anlagen (daraus resultierenden Lernkurve) ab. Weitere kostenbestimmende Kriterien sind der Abgabedruck (350 bar oder 700 bar) und der Aggregatzustand (gasförmig oder flüssig).

Die Kostenermittlung für Wasserstofftankstellen im Rahmen des Projekts AADE erfolgte durch eine umfassende Analyse aktueller Literaturquellen.

Grundlagen zu den relevanten Studien

Alle betrachteten Studien zeigen fallende Kosten für Wasserstofftankstellen mit zunehmender täglicher Produktionsmenge und über den betrachteten Zeithorizont, der maximal bis 2050 reicht. Während die Schwankung der Investitionskosten je kg H₂/Tag bei größeren Tankstellen (größer 1000 kg H₂/Tag) relativ gering ist, fällt diese bei kleineren Tankstellen (kleiner 1000 kg H₂/Tag) höher aus.

Bei einer Off-Site Tankstelle (ohne Vor-Ort-Produktion von Wasserstoff mittels Elektrolyse) sehen mehrere Studien bei der Kostenberechnung eine maximale Abgabemenge von 1.000 kg H₂/Tag (Brooker et al. 2017; Melaina und Panev 2013; Fraunhofer ISE 2013), während andere eine tägliche Menge von 770 kg H₂/Tag (Brooker et al. 2017) oder 180 kg H₂/Tag (Apostolou und Xydis 2019; Brown et al. 2013) ansetzen. Tankstellenkosten mit einer maximalen täglichen Abgabemenge von größer 1.000 kg H₂/Tag beinhalten lediglich die Studien von (Rose et al. 2020) mit 30.000 kg H₂/Tag (Brown et al. 2013; Apostolou und Xydis 2019), (Mayer 2020) mit 3.284 kg H₂/Tag und (Umlaut et al. 2020) mit 1.355 kg H₂/Tag.

Diese drei Studien zeigen auch ein Zukunftsprojektion der Kosten bis 2030 (Umlaut et al. 2020) und 2050 (Mayer 2020; Rose et al. 2020). Eine Unterscheidung der Kosten nach Abgabedruck (350 bar oder 700 bar) ist nur bei einer Studie der Fall (Umlaut et al. 2020).

Begründung der Datenauswahl

Die tägliche Wasserstoffnachfrage an den Raststationen variiert sehr stark und erstreckt sich über einen Bereich von etwa 150 bis 15.000 kg H₂/Tag, wodurch sich die Studie von (Rose et al. 2020) für eine Anwendung des Lernkurvenmodells am besten eignet. Diese Studie liefert Investitionskosten für sechs verschiedene Tankstellengrößen beginnend mit 938 kg H₂/Tag bis 30.000 kg H₂/Tag und eine Kostenprognose für das Jahr 2050. Die Investitionskosten pro kg H₂/Tag ändern sich dabei nur geringfügig und bewegen sich von 1.840 €/kg (bei einer Abgabemenge von 30.000 kg H₂/Tag) bis 2.270 €/kg (bei einer Abgabemenge von 938 kg H₂/Tag).

Für die Ermittlung der Wasserstoffkosten für Anlagen kleiner 1.000 kg H₂/Tag eignet sich die Studie von (Mayer 2020), da hier mit 138 kg H₂/Tag, 327 kg H₂/Tag, 547 kg H₂/Tag und 1.095 kg H₂/Tag, die Kosten für vier kleinere Tankstellengrößen angegeben werden. Neben einer detaillierten Kostenaufschlüsselung nach Komponenten sind hier auch Investitionskosten für die Jahre 2015 und 2050 angegeben. Die Investitionskosten pro kg H₂/Tag unterliegen dabei bei kleineren Tankstellen größeren Schwankungen und liegen für das Jahr 2015 bei 2.600 €/kg (bei 1095 kg H₂/Tag) bis 5.360 €/kg (bei 138 kg H₂/Tag) und für 2050 bei 1.480 €/kg (1095 kg H₂/Tag) bis 2.750 €/kg (138 kg H₂/Tag).

Kostenentwicklung einer Wasserstofftankstelle

Die beiden für die Kostenentwicklung relevanten Studien (Mayer 2020; Rose et al. 2020) werden miteinander zur Ermittlung eines einheitlichen Kostensatzes abgeglichen. Dadurch ergeben sich die Abbildung 80 dargestellten Kostenentwicklungen in Abhängigkeit von der maximalen täglichen Abgabemenge, unterschieden nach den Jahren 2030, 2040 und 2050.

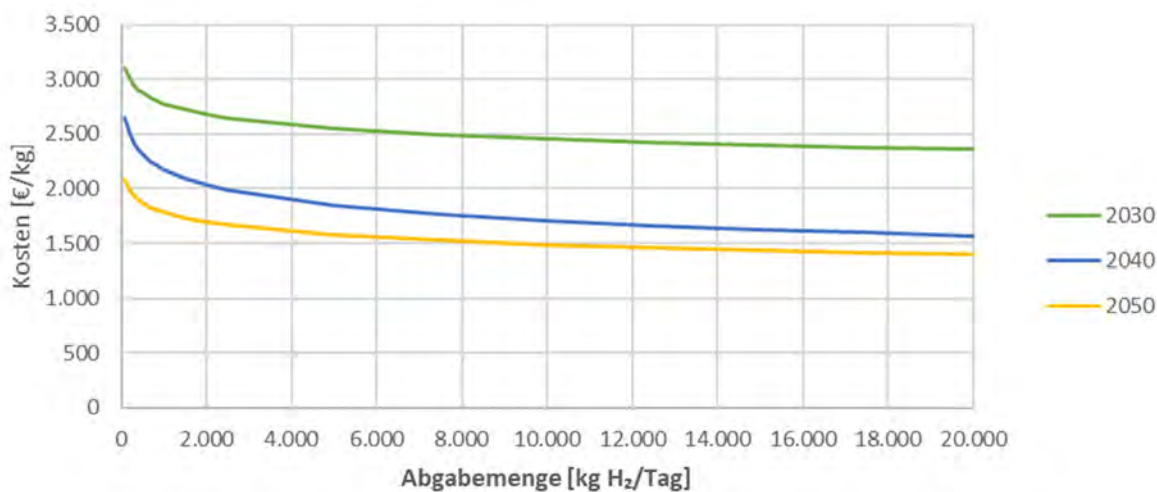


Abbildung 80: Kostenentwicklung einer Wasserstofftankstelle in Abhängigkeit von der maximalen täglichen Abgabemenge, unterschieden nach den Jahren 2030, 2040 und 2050.

6.1.3. Kosten für den Wasserstofftransport

Für den Wasserstofftransport kommen sowohl die Straße als auch die Bahn in Frage. Der Transport per Schiff ist für die konkrete Aufgabenstellung nicht relevant, da bei den meisten Versorgungsknotenpunkten keine Anbindung zu einer Wasserstraße besteht.

Die Kostenermittlung für den Wasserstofftransport im Rahmen des Projekts AADE erfolgte durch eine umfassende Analyse aktueller Literaturquellen.

Grundlagen zu den relevanten Studien

Die Studie von (DB Energie et al. 2020) ermittelt in zwei regionalen Beispielen in Deutschland (Friedberg, Wiesbaden) die Transportkosten für Wasserstoff auf der Straße und der Bahn. Neben der Analyse nach 300 bar und 500 bar, erfolgt bei der Bahn auch eine Unterscheidung nach einer Kurz- und Langwagenvariante. Die einzelnen Kosten sind dabei aufgeschlüsselt nach operativen Kosten für den Standort, Behältermiete, Wagenmiete und den eigentlichen Transportkosten. In den Ergebnissen werden neben einer isolierten Betrachtung der beiden Use-Cases auch ein Synergieszenario abgebildet, wo die gemeinschaftliche Nutzung der Transportbehälter zu Kostenvorteilen führt. Die Studie zeigt, dass für die beiden Use-Cases sowohl bei den Gesamtkosten als auch bei den reinen Transportkosten der Straßengüterverkehr die günstigste Variante darstellt. (DB Energie et al. 2020) gibt weiters an, dass sich bei längeren Transportstrecken ab ca. 200 Zug-Kilometern und bei Strecken mit geringeren Rangier- und Wartezeiten das Kostenverhältnis zu Gunsten der Bahn verschiebt. (Graf 2021) ermittelt in einer detaillierten Berechnung, die Transportkosten für gasförmigen

Wasserstoff per Straße, Schiff und Pipeline nach unterschiedlichen Distanzen (10 – 5.000 km). Für den Transport auf der Straße ergeben sich dabei für eine Distanz von 10 km 0,62 € pro MWh/km, die bei 500 km auf 0,094 pro MWh/km fallen. Die Ergebnisse zeigen, dass die Transportkosten vom gewählten Transportmodus und der jeweiligen Transportdistanz abhängen. Die Analyse von (Lahnaoui et al. 2019) zeigt für Wasserstoff regionale Transportkosten zwischen 2,0 und 2,7 €/kg H₂ bei einer Menge von bis zu 0,5 Tonnen pro Tag.

Begründung der Datenauswahl

Die Auswertung der Transportdistanzen bei einer zentralen Erzeugung von Wasserstoff ergibt lediglich bei drei Standorten eine Entfernung von mehr als 200 Kilometern, die restlichen Distanzen liegen zumeist deutlich darunter. Basierend auf der Studie (DB Energie et al. 2020) kommen daher nur diese drei Standorte für einen Bahntransport in Frage, auf Grund der Synergieeffekte wird jedoch auch hier der Transport auf der Straße gewählt.

Kostenentwicklung auf Basis der Datenauswahl

Die Basis für die Kostenentwicklung bildet die Studie von (Graf 2021), da hier neben einer sehr detaillierten Berechnung auch eine Kostenentwicklung über verschiedene Transportdistanzen angegeben wird. Die Analysen von (DB Energie et al. 2020; Lahnaoui et al. 2019) werden dabei ebenso berücksichtigt, woraus die in Abbildung 81 dargestellte Kostenentwicklung über die Transportdistanz resultiert.

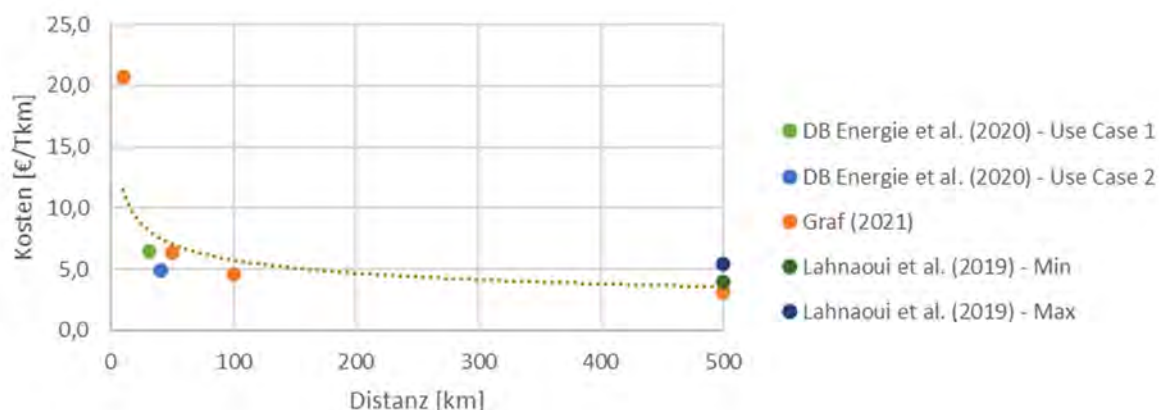


Abbildung 81: Entwicklung der Transportkosten auf der Straße

6.2. Kostenanalyse der Szenarien

Auf Basis der Ergebnisse der vorangegangenen technischen Analysen wird in diesem Kapitel eine umfassende Kostenanalyse der verschiedenen Verkehrsszenarien durchgeführt. Dabei werden folgende Kosten berücksichtigt:

- BEV-Infrastruktur: Kosten für die Ladeinfrastruktur für Pkw und Lkw
- H₂-Infrastruktur: Kosten für die Wasserstofftankstellen inkl. Wasserstoffherzeugung und -verteilung
- OEV-Infrastruktur: Kosten für die Oberleitungen
- Ausbau EE-Anlagen: Kosten für den Ausbau erneuerbarer Energieanlagen

Die Kosten beinhalten sowohl die Investitionskosten als auch die Kosten, die sich durch den laufenden Betrieb der Infrastruktur (z.B. Wartung, Instandhaltung, etc.) bis 2040 ergeben. Es wird angenommen, dass der Aufbau der Infrastruktur für alternative Antriebe (und somit auch die Investitionen) kontinuierlich und gleichmäßig (jährlich gleichen Investitionsanteile) bis zum Jahr 2040 erfolgt. Da der Fokus auf dem Vergleich der Infrastrukturkosten liegt und die erzielbaren Erlöse nicht berücksichtigt werden, kann auf einen Vergleich mittels Barwertmethode verzichtet werden.

In den nachfolgenden Kapiteln werden zunächst die einzelnen Komponenten der Kosten (BEV-Infrastruktur, H₂-Infrastruktur, OEV-Infrastruktur und Ausbau erneuerbarer Energieanlagen) separat behandelt. Anschließend erfolgt eine Gesamtkostenanalyse der verschiedenen Szenarien.

6.2.1. Kosten BEV-Infrastruktur

Der bestimmende Faktor des Aufbaus einer Ladeinfrastruktur für batterieelektrischen Fahrzeuge (Pkw und Lkw) ist die maximal erforderliche Ladeleistung pro Raststation (siehe Berechnung in Kapitel 3.6). Dieser Parameter gewährleistet die Sicherstellung, dass selbst unter extrem ungünstigen Bedingungen – wie beispielsweise während Zeiten erhöhten Urlaubsreiseverkehrs oder intensivem Güterverkehr – zu jedem Zeitpunkt ein ausreichender Anteil an Ladepunkten für alle Fahrzeugtypen zur Verfügung steht.

Die Festlegung der erforderlichen Anzahl von Ladepunkten basiert auf der maximal erforderlichen Ladeleistung, wobei für Pkw 150 kW und für Lkw 1.000 kW angenommen wird. errechnet. Die Kosten für die Errichtung eines 150 kW Pkw-Ladepunkts wird mit 70.000 € (Traffix Verkehrsplanung, Umweltbundesamt GmbH, & e7 energy innovation & engineering, 2023) und eines 1.000 kW Lkw-Ladepunkts mit 300.000 € (Traffix Verkehrsplanung, Umweltbundesamt GmbH, & e7 energy innovation & engineering, 2023) angenommen. Für die jährlichen Kosten des laufenden Betriebs werden 2 % der Investitionskosten angesetzt.

Durch Aufsummieren der Kosten pro Raststation ergeben sich die gesamten Investitionskosten. In Tabelle 12 werden die maximal erforderliche Ladeleistung, Anzahl der Ladestationen und die gesamten Investitionskosten für die verschiedenen Verkehrsszenarien aufgelistet.

Tabelle 12: BEV-Infrastruktur – maximal erforderliche Ladeleistung, Anzahl der Ladestationen und Investitionskosten

	Verkehrsszenario									
	1	1.1	1.2	1.3	2	2.1	2.2	3	3.1	3.2
Max Ladeleistung Pkw [MW]	587	788	587	587	1.396	1.790	1.270	903	903	903
Max Ladeleistung Lkw [MW]	726	767	707	733	1.353	1.345	1.358	1.014	988	1.000
max. erforderliche Ladeleistung [MW]	1.313	1.555	1.293	1.321	2.749	3.135	2.628	1.918	1.891	1.903
Anzahl Pkw-Ladestationen	3.912	5.252	3.912	3.916	9.306	11.936	8.469	6.021	6.021	6.023
Anzahl Lkw-Ladestationen	726	767	707	733	1.353	1.345	1.358	1.014	988	1.000
Investitionskosten [Mio. €]	492	598	486	494	1.057	1.239	1.000	726	718	722

In der nachfolgenden Abbildung 82 sind die jährlichen Investitions- und Betriebskosten sowie die kumulierten Gesamtkosten der BEV-Infrastruktur bis ins Jahr 2040 am Beispiel des Verkehrsszenario 1 dargestellt.

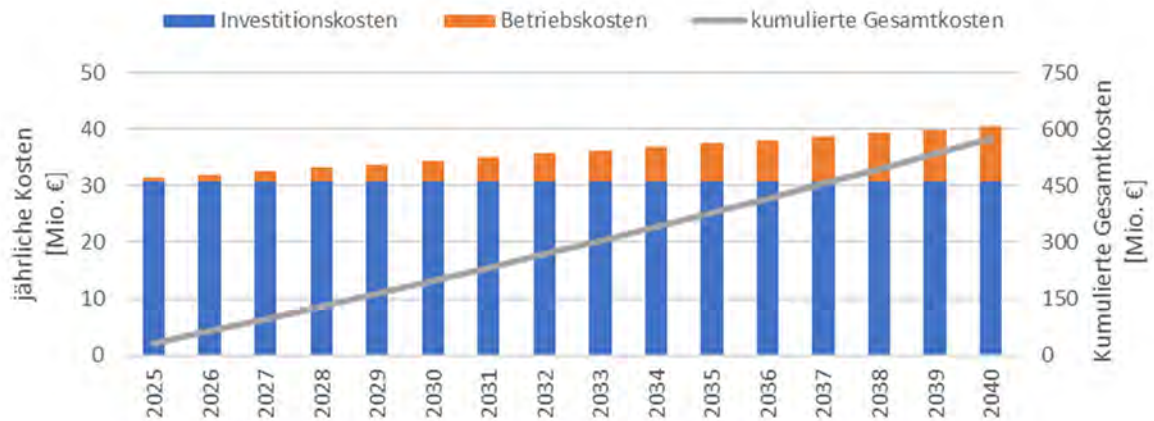


Abbildung 82: Road: Jährlichen Investitions- und Betriebskosten sowie die kumulierten Gesamtkosten der BEV-Infrastruktur im Verkehrsszenario 1

Der Ausbau der BEV-Infrastruktur beginnt im Jahr 2025 und soll im Jahr 2040 abgeschlossen sein. Die Investitionen werden kontinuierlich in jährlich gleichen Beträgen, hier am Beispiel vom Verkehrsszenario 1, von rund 31 Mio € getätigt, was bis zum Jahr 2040 zu Gesamtinvestitionen von rund 492 Mio € führt. Die Kosten für den laufenden Betrieb der Infrastruktur steigen entsprechend dem Ausbaugrad und erreichen im Jahr 2040, bei vollständigem Ausbau, jährliche Kosten von rund 10 Mio €. Die Gesamtkosten bis zum Jahr 2040 summieren sich auf etwa 575 Mio €.

In der nachfolgenden Abbildung 83 werden die Gesamtkosten der BEV-Infrastruktur bis zum Jahr 2040 für die verschiedenen Verkehrsszenarien dargestellt.

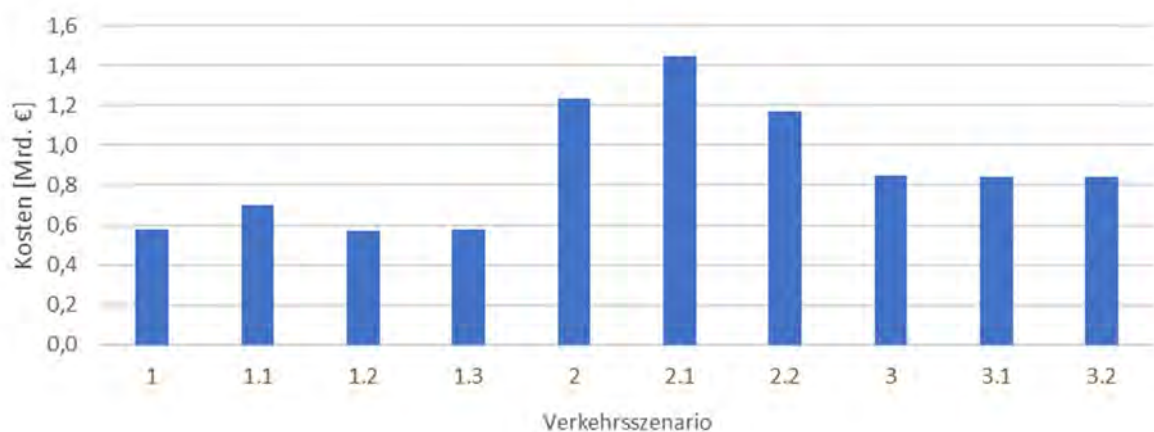


Abbildung 83: Road: Gesamtkosten der BEV-Infrastruktur bis zum Jahr 2040 für die verschiedenen Verkehrsszenarien

Die Gesamtkosten der BEV-Infrastruktur bis zum Jahr 2040 sind innerhalb der Hauptverkehrsszenarien (1.x, 2.x und 3.x) ähnlich und unterscheiden sich jedoch untereinander und bewegen sich in einem Bereich von rund 570 Mio € (Szenario 1.2) bis 1.450 Mio € (Szenario 2.1).

Exkurs: Rail

Im Falle der Überlegung, Batteriezüge anstelle von H₂-Brennstoffzügen auf den derzeit im Rahmen dieses Projekts vorgesehenen Nebenbahnen einzusetzen, erfordert dies die Errichtung einer entsprechenden Ladeinfrastruktur. In diesem Projekt waren jedoch keine spezifischen Simulationen oder Analysen zur maximal erforderlichen Ladeleistung für diese Szenarien vorgesehen. Um dennoch eine grobe Kostenabschätzung für den Bau und Betrieb einer solchen Ladeinfrastruktur vorzunehmen, wurden folgende Annahmen getroffen:

An den Kopfbahnhöfen wird jeweils eine Ladestation mit einer Ladeleistung von 1.000 kW errichtet. Diese Annahme basiert auf einem Lkw-Ladepunkt mit Errichtungskosten von 300.000 €, wie im vorangegangenen Kapitel zu den Ladepunkten an Raststationen detailliert beschrieben. Theoretisch könnte ein derzeit verfügbarer Batteriezug mit installierter Batteriekapazität von rund 500 kWh in etwa 30 Minuten aufgeladen werden. Insgesamt werden in diesem Projekt 6 Nebenbahnen (Gebiet: Schwaz, Südoststeiermark, Rohrbach, Gmunden, Wiener Neustadt und Baden) betrachtet, was die Errichtung von insgesamt 12 Ladestationen erforderlich machen würde.

In der nachfolgenden Abbildung 84 werden die jährlichen Investitions- und Betriebskosten sowie die kumulierten Gesamtkosten der Ladeinfrastruktur für die sechs Nebenbahnen bis zum Jahr 2040 am Beispiel des Verkehrsszenarios 1.1 veranschaulicht.

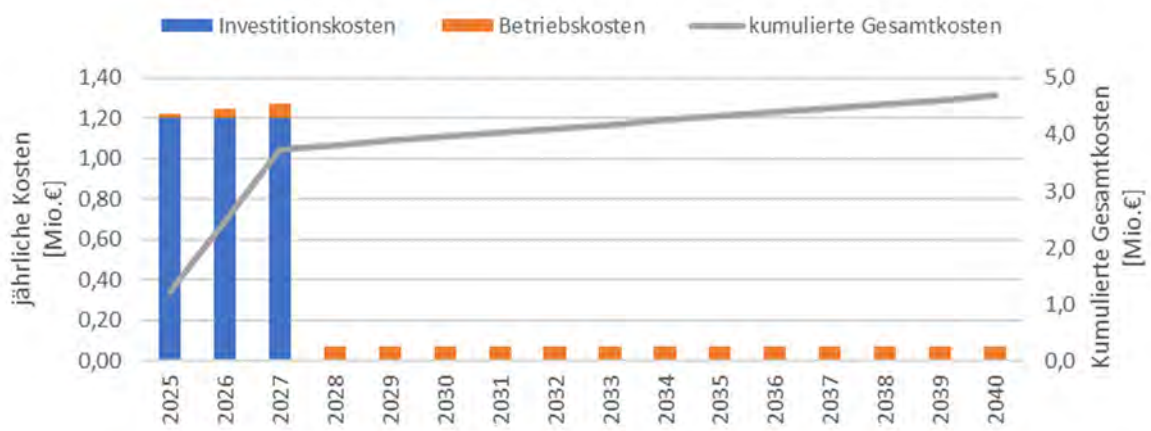


Abbildung 84: Rail: Jährlichen Investitions- und Betriebskosten sowie die kumulierten Gesamtkosten der BEV-Infrastruktur im Verkehrsszenario 1.1

Die Einführung von Batteriezügen und somit der Ausbau der Ladeinfrastruktur wird im Jahr 2025 initiiert und soll bis zum Jahr 2027 abgeschlossen sein. Dies bedeutet, dass pro Jahr auf zwei Nebenstrecken Batteriezüge eingeführt werden, was zu Gesamtinvestitionen von rund 3,6 Mio. € führt. Die Kosten für den laufenden Betrieb der Infrastruktur steigen entsprechend dem Ausbaugrad und erreichen im Jahr 2027, bei vollständigem Ausbau, jährliche Kosten von rund 0,07 Mio. €. Die Gesamtkosten bis zum Jahr 2040 belaufen sich auf etwa 4,7 Mio. €. In der nachfolgenden Abbildung 85 werden die Gesamtkosten der Ladeinfrastruktur bis zum Jahr 2040 für die verschiedenen Verkehrsszenarien, analog zu jenen, in denen ursprünglich der Einsatz von Brennstoffzellenzügen geplant war, dargestellt.

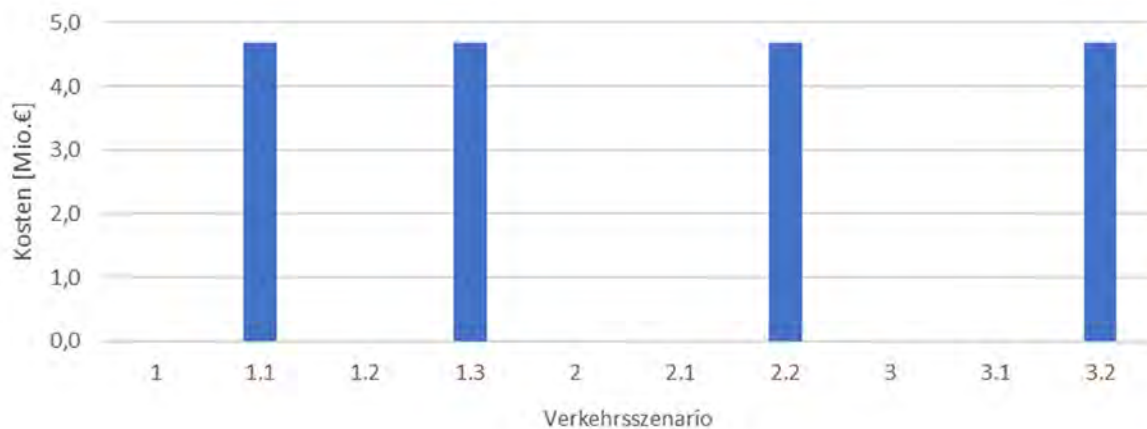


Abbildung 85: Rail: Gesamtkosten der BEV-Infrastruktur bis zum Jahr 2040 für die verschiedenen Verkehrsszenarien

Die Gesamtkosten der Ladeinfrastruktur bis zum Jahr 2040 sind in den verschiedenen Szenarien, in denen Batteriezüge eingesetzt werden, aufgrund der getroffenen Annahmen gleich und betragen etwa 4,7 Mio. €.

Wie bereits zu Beginn erwähnt, stellt die vorliegende Abschätzung lediglich eine grobe Annäherung der voraussichtlichen Kostenaufwendungen für die Bau und den Betrieb der Ladeinfrastruktur für Batteriezüge auf den sechs in diesem Projekt untersuchten Nebenbahnen dar. Um eine fundierte Kostenanalyse zu ermöglichen, bedarf es eingehenderer Untersuchungen bezüglich des Energiebedarfs, der Betriebsmodalitäten sowie der Ladestrategien.

6.2.2. Kosten H₂-Infrastruktur

In diesem Abschnitt werden die Kosten, die im Zeitraum bis 2040 durch die Errichtung und den Betrieb der Wasserstoffinfrastruktur entstehen, sowohl für das Straßennetz (Road) als auch für das Schienennetz (Rail) separat erörtert.

Kosten H₂-Infrastruktur Road

Die Kostenanalyse der H₂-Infrastruktur gestaltet sich aufgrund der vielfältigen Bereitstellungsmöglichkeiten von Wasserstoff im Vergleich zur BEV-Infrastruktur anspruchsvoller und bedarf daher einer genauen Betrachtung.

Abbildung 86 stellt die ermittelten jährlichen Kosten mit den jährlichen Investitions-, Betriebs- und Transportkosten sowie den kumulierten Gesamtkosten der H₂-Infrastruktur im Verkehrsszenario 1 und Versorgungsszenario VSS hybrid für die Jahre 2025 bis 2040 dar.

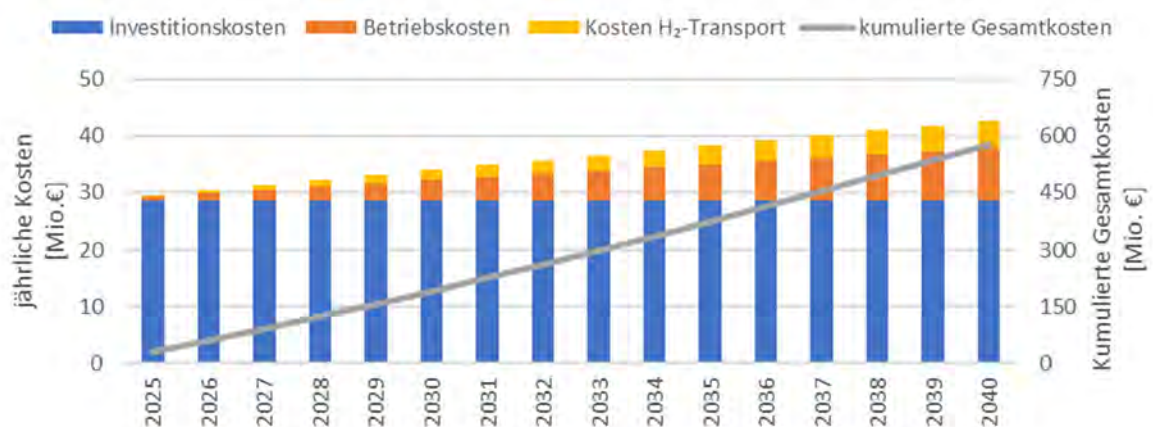


Abbildung 86: „Road“: Jährlichen Investitions-, Betriebs- und Transportkosten sowie die kumulierten Gesamtkosten der H₂-Infrastruktur im Verkehrsszenario 1 und Versorgungsszenario hybrid

Mit Abstand den größten Teil der Kosten entfallen auf die Investitionskosten. Mit zunehmenden Aufbau der H₂-Infrastruktur steigen die Kosten für den Betrieb der Anlagen und für den Transport des Wasserstoffs zu den Tankstellen bzw. Raststationen.

Abbildung 87 fasst die Gesamtkosten der H₂-Infrastruktur bis zum Jahr 2040 für die verschiedenen Verkehrsszenarien in Abhängigkeit der Versorgungsszenarien zusammen.

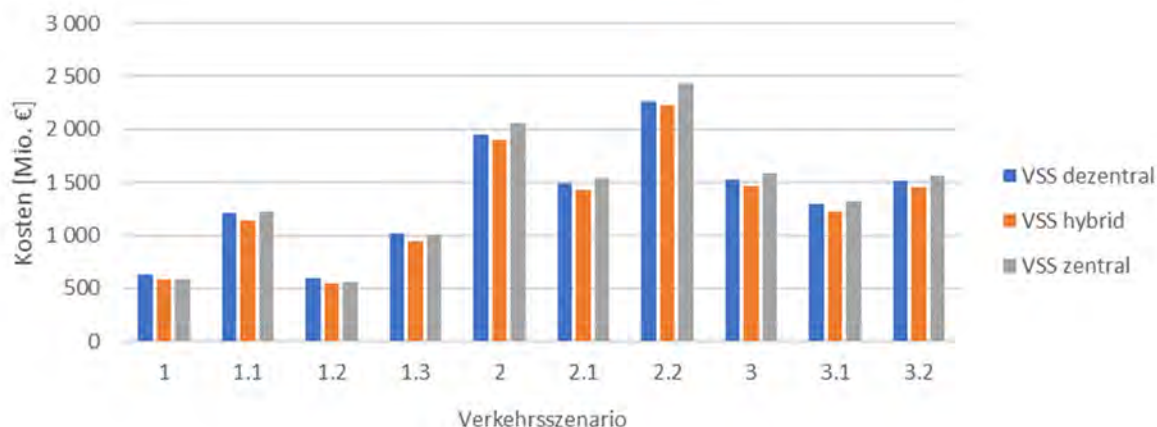


Abbildung 87: „Road“: Gesamtkosten der H₂-Infrastruktur bis zum Jahr 2040 für die verschiedenen Verkehrsszenarien in Abhängigkeit der Versorgungsszenarien (VSS)

Die Gesamtkosten der verschiedenen Versorgungsszenarien je Verkehrsszenario sind sehr ähnlich, wobei das hybride Versorgungsszenario die geringsten Kosten aufweist. Die Gesamtkosten bewegen sich in einem Bereich von rund 0,5 Mrd € (Szenario 1.2) und 2,3 Mrd € (Szenario 2.2).

Kosten H₂-Infrastruktur Rail

Im Versorgungsszenario im Schienenverkehrsbereich erfolgt die Deckung des jährlichen Wasserstoffbedarfs dezentral, was bedeutet, dass der Wasserstoff vor Ort durch einen Elektrolyseur erzeugt wird. Dies eliminiert die Notwendigkeit eines Wasserstofftransports. Abbildung 88 veranschaulicht die ermittelten jährlichen Kosten, inklusive der Investitions-, Betriebs- und Transportkosten sowie der kumulierten Gesamtkosten der Wasserstoffinfrastruktur im Verkehrsszenario 1.1 für die Jahre 2025 bis 2040.

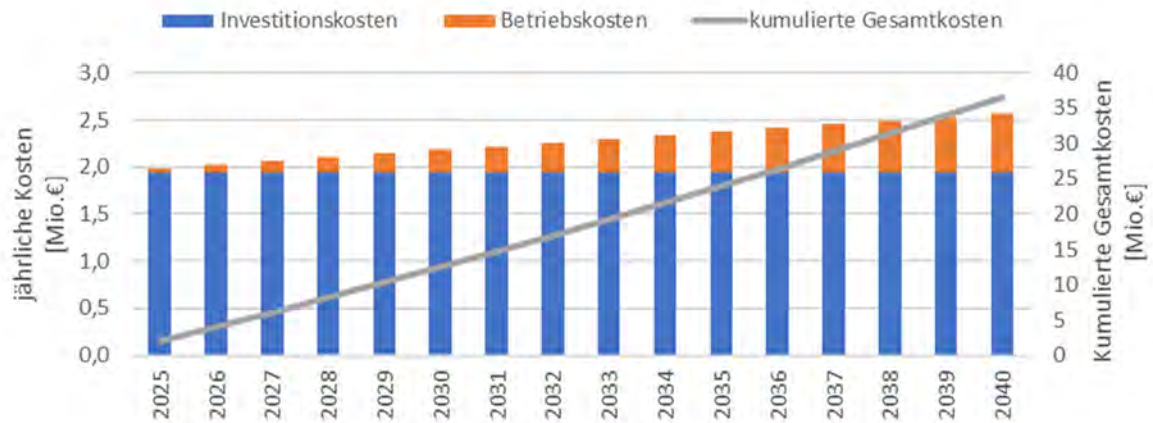


Abbildung 88: Rail: Jährliche Investitions- und Betriebskosten sowie die kumulierten Gesamtkosten der H₂-Infrastruktur im Verkehrsszenario 1.1

Im Schienenverkehrssektor wird Wasserstoff in Form von H₂-Brennstoffzellenzügen nicht in allen Verkehrsszenarien implementiert, wie in Abbildung 89 ersichtlich ist.

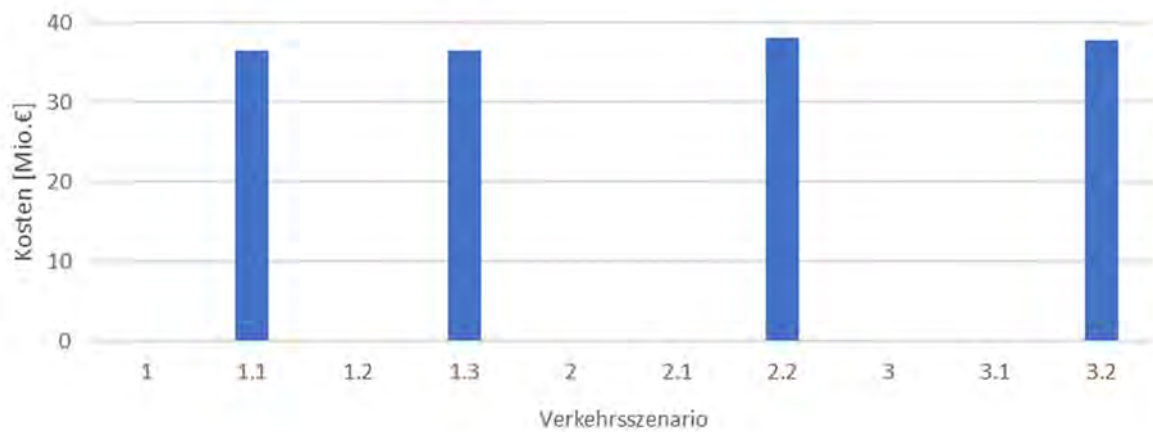


Abbildung 89: Rail: Gesamtkosten der H₂-Infrastruktur bis zum Jahr 2040 für die verschiedenen Verkehrsszenarien

Der jährliche Wasserstoffbedarf bleibt in den verschiedenen Verkehrsszenarien vergleichbar, wobei die Unterschiede lediglich auf divergierenden Annahmen zur Entwicklung der Verkehrsleistung beruhen. Folglich bewegen sich die Gesamtkosten der Wasserstoffinfrastruktur für die Jahre 2025 bis 2040 in einem ähnlichen Bereich von etwa 37 Mio €

6.2.3. Kosten OEV-Infrastruktur

In allen Verkehrsszenarien wird auch die Implementierung von Oberleitungen für Lkw auf einer Streckenlänge von insgesamt 830 km in Erwägung gezogen. Die Investitionskosten für die Errichtung dieser OEV-Infrastruktur belaufen sich auf 2.490 Mio €, wenn spezifische Investitionskosten von 3 Mio € pro km (vgl. (Öko-Institut e.V., ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung H, & Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsfor, 2020); (ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung, 2020)) angenommen werden. Für die jährlichen Kosten des laufenden Betriebs werden 6% (vgl. (Öko-Institut e.V., ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung H, & Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsfor, 2020); (ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung, 2020)) der Investitionskosten angesetzt.

In der nachfolgenden Abbildung 90 werden die jährlichen Investitions- und Betriebskosten sowie die sich daraus ergebenden kumulierten Gesamtkosten dargestellt.

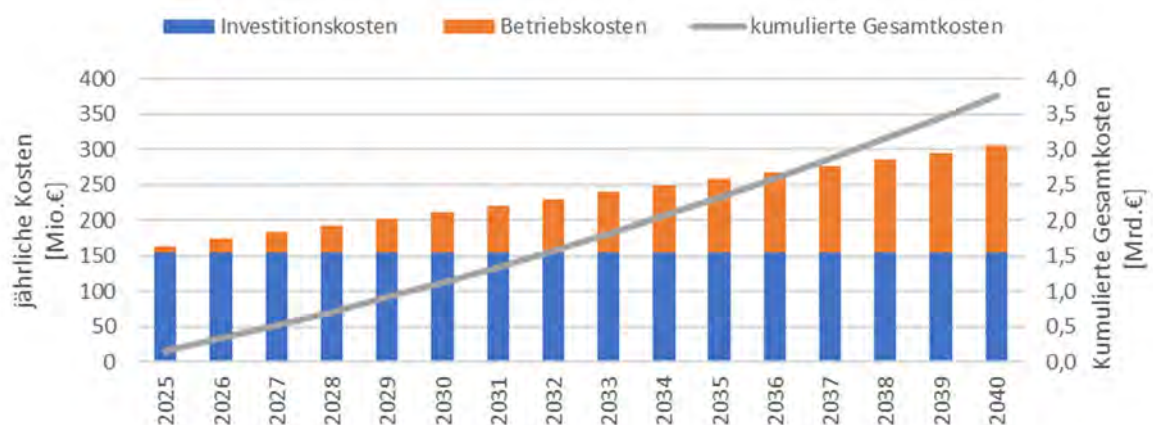


Abbildung 90: Jährlichen Investitions- und Betriebskosten sowie die kumulierten Gesamtkosten der OEV-Infrastruktur

Bei einem kontinuierlichem und gleichmäßigem (jährlich gleiche Investitionsanteile) Aufbau der OEV-Infrastruktur summieren sich die Gesamtkosten bis zum Jahr 2040 auf etwa 3,8 Mrd €

6.2.4. Kosten Ausbau EE-Anlagen

Eine bedeutende und nicht zu vernachlässigende Kostenkomponente betrifft die unabdingbaren Investitionen in den Ausbau von EE-Anlagen. Die Einschätzung dieser Kosten basiert auf den nachfolgend erläuterten Daten und Annahmen.

Die Grundannahme besteht darin, dass der jährliche Strombedarf, der sich aus dem Strombedarf von BEV, OEV sowie für die Wasserstoffherzeugung zusammensetzt (siehe

Abbildung 91), durch den Ausbau von EE-Anlagen, insbesondere Windkraft- und PV-Anlagen, abgedeckt wird.

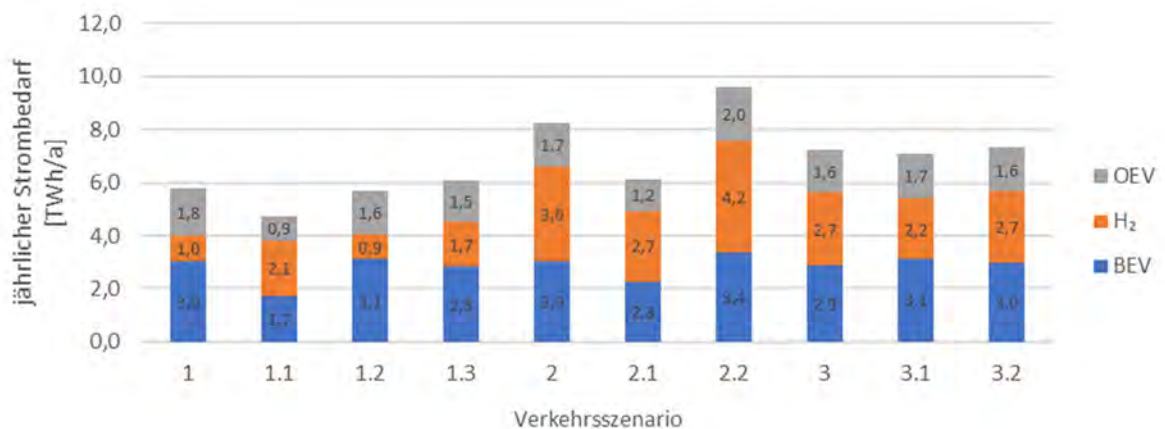


Abbildung 91: Jährlicher Strombedarf von BEV, OEV und für die Wasserstoffherzeugung für die verschiedenen Verkehrsszenarien

Der jährliche Strombedarf variiert je nach Verkehrsszenario und liegt im Bereich von etwa 4,7 bis 9,6 TWh/a.

Der Ausbau der EE-Anlagen erfolgt kontinuierlich und stetig bis 2040, wobei 75 % der Investitionen auf Windkraft und 25 % auf PV-Anlagen entfallen. Für Windkraftanlagen werden durchschnittliche Volllaststunden von 2.000 h/a und spezifische Investitionskosten von 1.325 €/kW (Quelle: SENS 2022) und für PV-Anlagen 1.000 h/a sowie 1.000 €/kW (Quelle: Fraunhofer 2021) angenommen. Für die jährlichen Kosten des laufenden Betriebs werden 2 % (vgl. Kapitel 6.2.1) der Investitionskosten angesetzt.

Die Gesamtkosten für den Ausbau an EE-Anlagen bis zum Jahr 2040 für die verschiedenen Verkehrsszenarien sind in Abbildung 92 dargestellt.



Abbildung 92: Gesamtkosten für den Ausbau an EE-Anlagen bis zum Jahr 2040 für die verschiedenen Verkehrsszenarien

Folglich ergeben sich bis zum Jahr 2040 Gesamtkosten, die, abhängig vom jeweiligen Verkehrsaufkommensszenario, in einem Bereich von etwa 4,1 bis 5,3 Mrd € liegen.

6.3. Gesamtkosten der Verkehrsszenarien

Die Gesamtkosten für den Aufbau und den Betrieb der Infrastruktur für alternativer Antriebe und deren Energieversorgung bis zum Jahr 2040 ergeben sich aus der Aggregation der zuvor detailliert beschriebenen Kostenkomponenten, nämlich der BEV-Infrastruktur, der H₂-Infrastruktur, der OEV-Infrastruktur und des Ausbaus von erneuerbaren Energien. Eine vergleichende Darstellung der Kosten pro Verkehrsszenario ist in Abbildung 93 veranschaulicht.

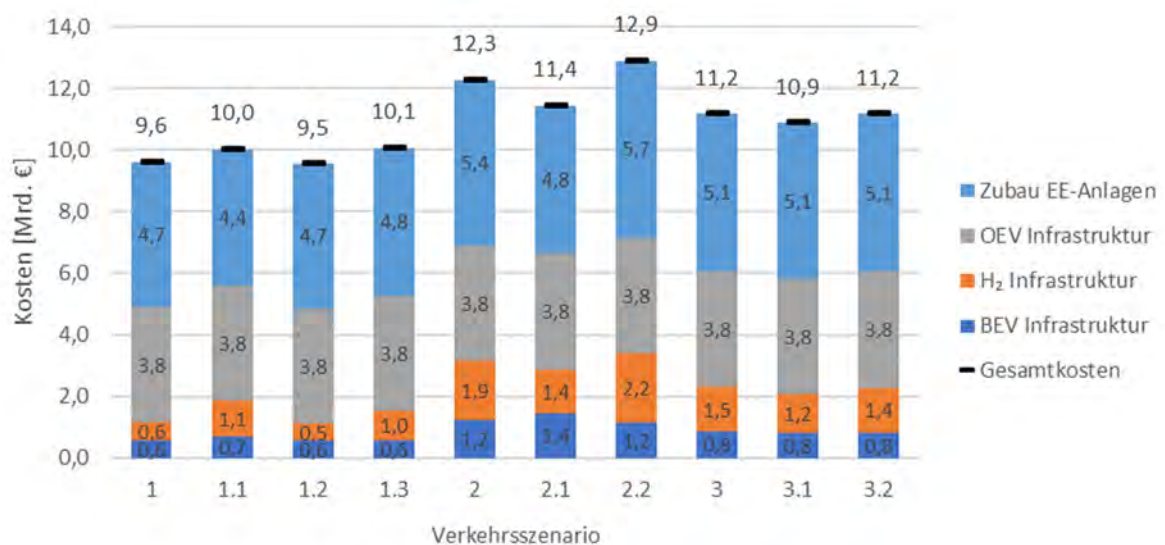


Abbildung 93: Gesamtkosten (Investitions- und Betriebskosten) für die Infrastruktur alternativer Antriebe bis zum Jahr 2040 für die verschiedenen Verkehrsszenarien

Die Gesamtkosten der drei Hauptverkehrsszenarien bewegen sich grob in einem vergleichbaren Bereich, wobei das Szenarien 1 mit den zugehörigen Subsznenarien (1.1 bis 1.3) die niedrigsten Kosten um 10 Mrd. €, das Verkehrsszenario 2 (und Subsznenarien) die höchsten Kosten um 12 Mrd € und das Szenario 3 (und Subsznenarien) mittlere Kosten in Höhe von rund 11 Mrd € aufweisen. Jedoch ist hervorzuheben, dass das Verkehrsszenario 2.2 mit den höchsten Gesamtkosten von etwa 12,9 Mrd € um etwa 35 % höhere Kosten verzeichnet als das Verkehrsszenario 1.2, welches die geringsten Gesamtkosten von 9,5 Mrd € aufweist. Für eine detailliertere Analyse der Gesamtkosten wird in nachfolgender Abbildung 94 das Verhältnis der Kostenanteile der einzelnen Infrastrukturkomponenten zu den Gesamtkosten für die verschiedenen Verkehrsszenarien dargestellt.

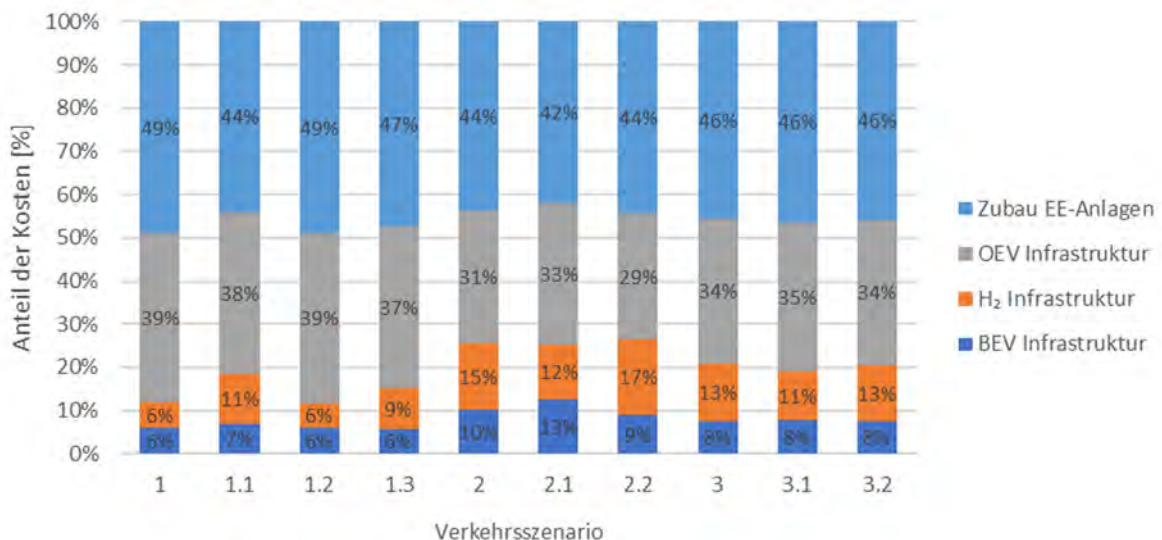


Abbildung 94: Verhältnis der Kostenanteile der einzelnen Infrastrukturkomponenten zu den Gesamtkosten für die verschiedenen Verkehrsszenarien

Die Kosten für den Ausbau der erneuerbarer Energieanlagen verursachen nicht ganz die Hälfte (42% bis 49%) der Gesamtkosten. Einen gleichfalls erheblichen Anteil stellen die Kosten für die Errichtung und den Betrieb der OEV-Infrastruktur dar, die je nach Verkehrsszenario etwa 39% bis 49% der Gesamtkosten ausmachen. Die absoluten Kosten von 3,8 Mrd.€ bleiben aufgrund der gleichen Streckenlänge in allen Verkehrsszenarien unverändert. Die Kosten für die H₂-Infrastruktur (6% bis 17%) und die BEV-Infrastruktur (6% bis 13%) bewegen sich in den meisten Szenarien in einer ähnlichen Größenordnung, wobei tendenziell die H₂-Infrastruktur höhere Kosten verursacht.

6.4. Ergebnisse der Szenarienauswertung

In der Analyse und Auswertung von den Verkehrsszenarien ist es unerlässlich, über das alleinige Kriterium der Gesamtkosten hinauszublicken. Ein entscheidender Faktor liegt vielmehr in der Kombination und Berücksichtigung der zugrunde liegenden Annahmen der jeweiligen Verkehrsszenarien, siehe Kapitel 0. Dies schließt Aspekte wie die variierenden Anteile der Antriebssysteme und die Entwicklung der Fahrleistung ein, die wiederum u.a. einen signifikanten Einfluss auf den erforderlichen elektrischen Energiebedarf ausüben. Eine ganzheitliche Betrachtung dieser Parameter ist unabdingbar, siehe dazu Abbildung 95 und Abbildung 96, um im Anschluss ein Optimalszenario ableiten zu können.

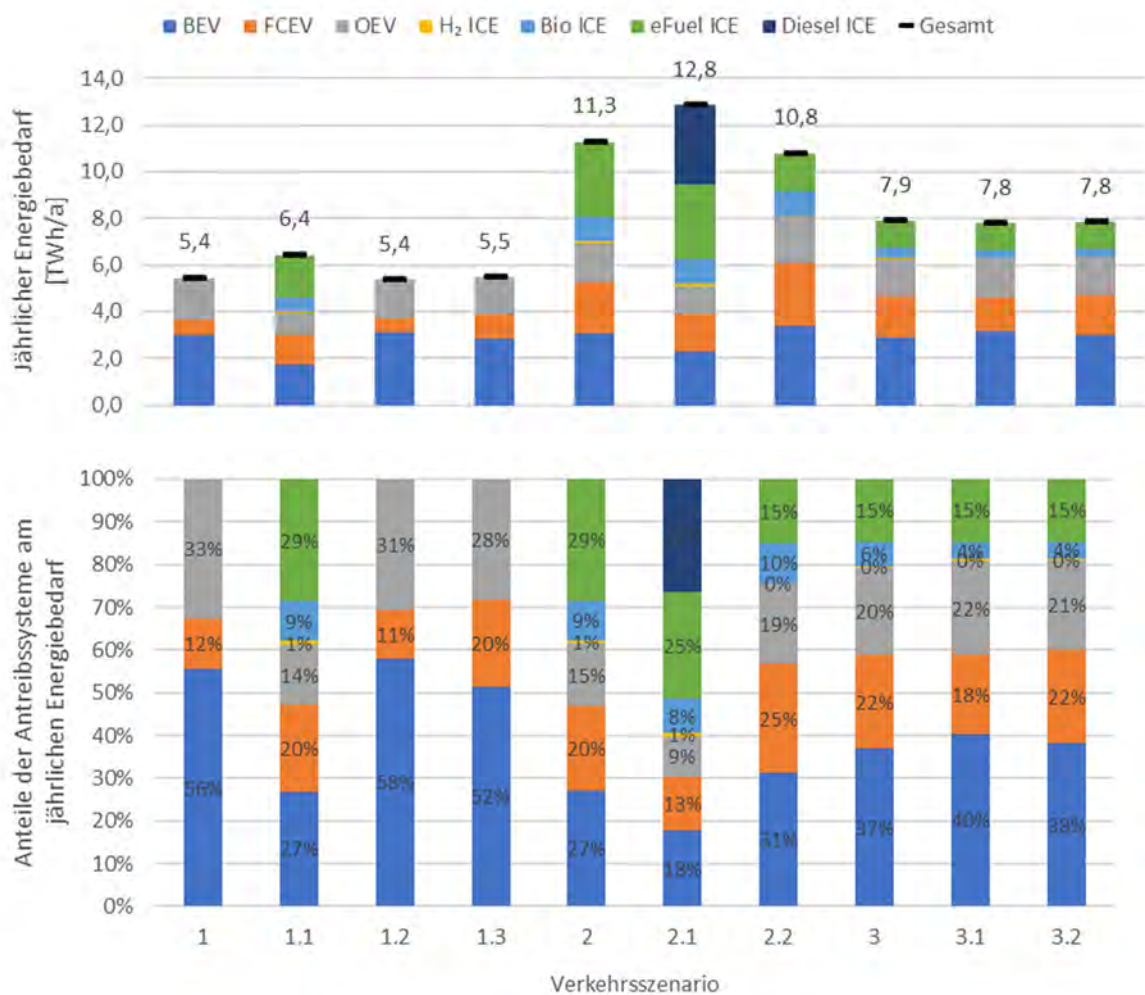


Abbildung 95: Jährliche Energiebedarfe und Anteil der Antriebssysteme am jährlichen Energiebedarf je Verkehrsszenario im Zieljahr 2040, kategorisiert nach Szenario und Energieform

Die zusammenfassende Darstellung der Energiebedarfe in Abbildung 95 veranschaulicht den Unterschied im Gesamtenergiebedarf. Während für Szenario 1 etwa 5,4 TWh Energie am

hochrangigen Straßennetz erforderlich ist, sind es in Szenario 2 mit 11,3 TWh mehr als das Doppelte und in Szenario 3 etwa 7,9 TWh. Dennoch zeigen sich auch Gemeinsamkeiten und so ist der Ladebedarf in den Hauptszenarien für E-Fahrzeuge (BEV) im Zieljahr mit rund 3 TWh in einer ähnlicher Größenordnung.

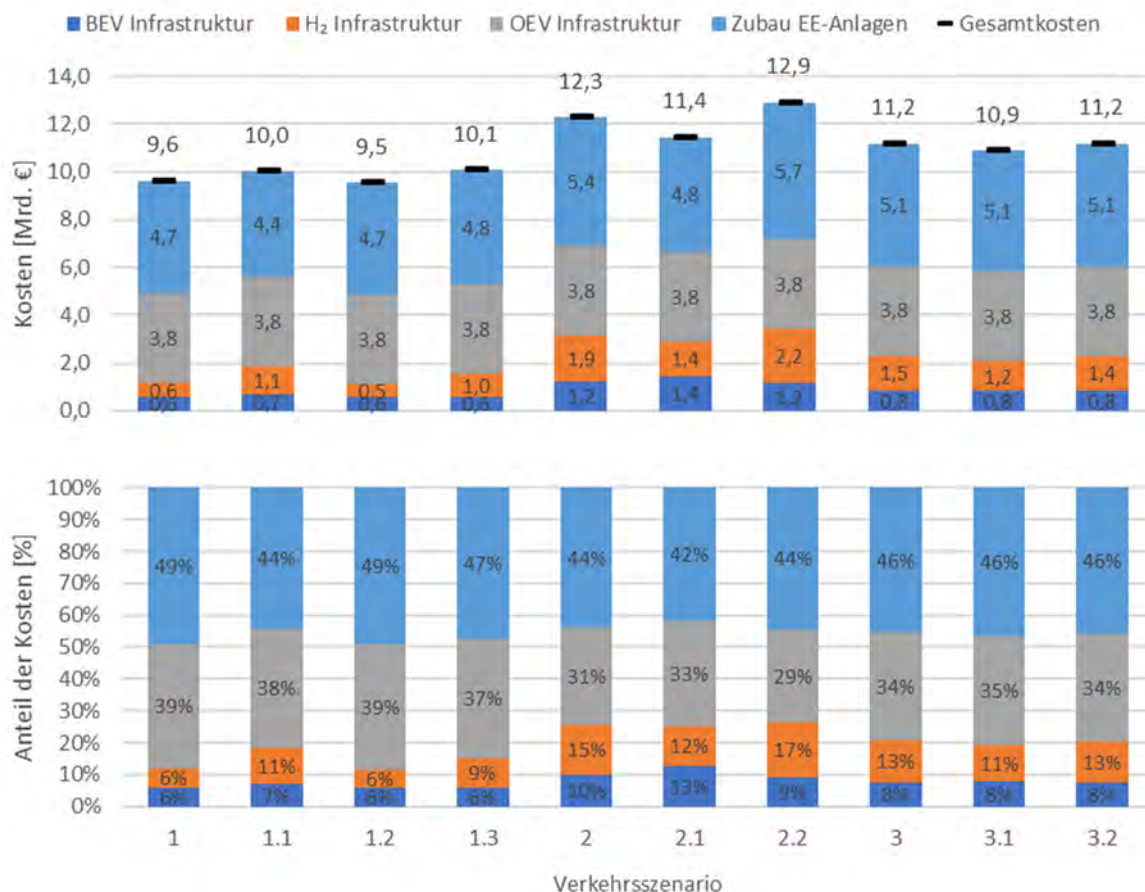


Abbildung 96: Gesamt- und Anteil der Infrastrukturkosten an den Gesamtkosten je Verkehrsszenario

Die vorhergehenden Analysen ermöglichen die folgenden Schlussfolgerungen:

1) Signifikanter Einfluss der Fahrleistungsentwicklung auf die Gesamtkosten

Die unterschiedliche Höhe im jährlichen Energiebedarf je Hauptverkehrsszenario resultiert aus den Annahmen zur Fahrleistungsentwicklung, die im Hauptverkehrsszenario 1 sinkt, im Hauptverkehrsszenario 3 etwa konstant bleibt bzw. leicht ansteigt und im Szenario 2 weiterhin deutlich ansteigt, wie im Kapitel 2 detailliert erläutert. Diese Entwicklung der Fahrleistung spiegelt sich im jährlichen Energieverbrauch der Hauptverkehrsszenarien wider, wobei die Gesamtkosten für die Infrastruktur grundsätzlich mit dem jährlichen Energiebedarf korrelieren.

Allerdings werden bei der Kostenanalyse nur Kosten für die Infrastruktur alternativer Antriebssysteme (d.h. Batterielade-, Wasserstofftankstellen-, und Oberleitungsinfrastruktur) und keine Infrastrukturkosten für flüssige Treibstoffe von Verbrennungsmotoren (Bio ICE, eFuel ICE, Diesel ICE) berücksichtigt (hier kann die bestehende Betankungsinfrastruktur genutzt werden kann). Ebenso wurden keine Kosten für den Zubau von EE-Anlagen im Falle der Produktion von eFuels in Österreich berücksichtigt (Annahme: eFuels werden importiert). Basierend auf den durchgeführten Analysen sind die Gesamtkosten für die Infrastruktur alternativer Antriebe maßgeblich von der Entwicklung der Fahrleistung abhängig.

2) Erheblicher Einfluss der direkten Elektrifizierung auf die Gesamtkosten

Innerhalb der Hauptverkehrsszenarien führen höhere Anteile an direkter Elektrifizierung (BEV, OEV) aufgrund der effizienteren Antriebssysteme zu einem geringeren Energiebedarf und somit zu niedrigeren Kosten. Allerdings unterscheiden sich BEV und OEV signifikant voneinander. Die Ladeinfrastruktur für BEV trägt wenig zu den Kosten bei. In Verkehrsszenario 1 beispielsweise tragen BEV mit 56% am jährlichen Energieverbrauch nur 6% zu den Gesamtkosten bei. Im Gegensatz dazu verursacht OEV mit einem Anteil von etwa 33% am Energieverbrauch rund 39% der Kosten. Die indirekte Elektrifizierung durch FCEV (Wasserstoffnutzung in Brennstoffzellen) führt zu vergleichsweise höheren Infrastrukturkosten im Vergleich zu BEV (FCEV verursachen bei einem Anteil von 12% am jährlichen Energieverbrauch Infrastrukturkosten von rund 6% der Kosten im Szenario 1). Zusätzlich resultiert die direkte Elektrifizierung in einem geringeren Energiebedarf, was wiederum zu niedrigeren Kosten für den Ausbau erneuerbarer Energieanlagen führt. Es sei jedoch darauf hingewiesen, dass die Kosten für den Netzausbau in dieser Analyse nicht berücksichtigt wurden, diese jedoch einen erheblichen Einfluss auf die Gesamtkosten haben können, insbesondere im Hinblick auf die Bereitstellung maximal erforderlicher Ladeleistungen (im maximale Legeleistungen je Raststation von bis zu 170 MW erforderlich) oder im Falle des zentralen Versorgungsszenario von Wasserstoff die Bereitstellung eines Netzanschluss für Elektrolyseure mit einer Nennleistung von bis zu 400 MW.

Empfehlung für das Optimalszenario

Zur Minimierung der Gesamtkosten für die Infrastruktur alternativer Antriebe empfiehlt sich basierend auf den vorliegenden Analysen die Priorisierung von Szenarien, die grundsätzlich eine Verringerung der Fahrleistung anstreben. Darüber hinaus sind Szenarien mit einem hohen Anteil an BEV aus Kostengründen bevorzugt. Unter Berücksichtigung des

erforderlichen Energiebedarfs sollten generell Szenarien mit einem hohen Grad direkter Elektrifizierung bevorzugt werden. Es sei jedoch angemerkt, dass, falls Oberleitungen angedacht werden, diese eine sehr hohe Auslastung erfordern, um die damit verbundenen hohen Kosten für den Aufbau der Infrastruktur rechtfertigen zu können.

6.5. Katalog an Handlungsempfehlungen

Die folgenden Kapiteln befassen sich mit den einzelnen aus den Ergebnissen der Untersuchungen abgeleiteten Handlungsempfehlungen.

6.5.1. Handlungsempfehlung: Synergiepotentiale nutzen

Die Bearbeitung im Projekt hat gezeigt, dass es im Verkehrsbereich Synergiepotentiale bei den Verkehrsinfrastrukturen Straße und Schiene gibt. Die gesamtheitliche Betrachtung der Energiebedarfe auf den Verkehrsinfrastrukturen, sowie die Zusammenfassung für die Bezirke wurde für österreichweite Datengrundlagen und Kartendarstellungen genutzt. Die Darstellung der Energiebedarfe pro Bezirk ermöglicht auch die Gegenüberstellung von Potentialen erneuerbarer Energieerzeugung.

6.5.2. Handlungsempfehlung: Planungsgrundlagen für Energiesysteme

Der integrierte österreichische Netzinfrasturukturplan⁶ (NIP bzw. ÖNIP) ist ein übergeordnetes strategisches Planungsinstrument und ermöglicht eine umfassende Gesamtbetrachtung der Infrastrukturnotwendigkeiten des zukünftigen Energiesystems. Aus dem Plan kann abgeleitet werden, welche Energieinfrastruktur für die Transformation des Energiesektors notwendig ist. Das BMK legt damit eine Planungsgrundlage für den Aus- und Umbau der Energieübertragungsinfrastruktur für 2030 und zur Erreichung der Klimaneutralität 2040 vor. Die integrierte Betrachtung der höherrangigen Energieübertragung für Strom und Gas inkl. Wasserstoff soll ermöglichen, den notwendigen Ausbau der erneuerbaren Energieerzeugung bestmöglich mit der Netzentwicklung, Speichern und Flexibilitätsoptionen zu koordinieren. Der ermittelte Energiebedarf durch Verkehr an der hochrangigen Infrastruktur ermöglicht die weitere Detaillierung der Planungsgrundlagen.

6.5.3. Handlungsempfehlung zur elektrischen Energieversorgung und deren Abbildung

Bei der gewählten Datengrundlage für den PV- und Windkraft-Ausbau in Form der Studie ONE100 (Wagner & Elbling GmbH, 2021) wird eine Methode zur Ermittlung der Anteile verwendet, in welcher davon ausgegangen wird, dass bisher keine Infrastruktur existiert. Dies

⁶ <https://www.bmk.gv.at/themen/energie/energieversorgung/netzinfrasturukturplan.html>

kann zu starken Abweichungen führen, welche mit Bestandsinfrastrukturen als Ausgangslage arbeiten. Zum Zeitpunkt der Festlegung der besagten Studie im Jahr 2021, war die Datengrundlage für das Jahr 2040 noch dünn. Daher werden eine stetige und fortlaufende Aktualisierung und Verbesserung der Energieversorgungsdaten für zukünftige Fälle – wie für das Jahr 2040 und auch darüber hinaus – empfohlen.

Generell wird zur weiteren Ausbaustrategie von PV und Windkraft im Zusammenhang mit der Energieversorgung der zukünftigen Mobilität eine Lösung bezüglich Engpassmanagement (Last-/Erzeugungsspitzen-Management) unabdingbar sein. Dies ist jedoch in allen Fällen für die gesamte Energiebranche als eine große Herausforderung anzusehen.

6.5.4. Handlungsempfehlung zu Versorgungsstrategien Wasserstoff

Drei Versorgungsszenarien für Wasserstoff - zentral, hybrid und dezentral - wurden untersucht, wobei jedes seine eigenen Vor- und Nachteile aufweist.

Die Gesamtkosten der Versorgungsszenarien sind grundsätzlich sehr ähnlich, wobei das hybride Szenario die niedrigsten Kosten verzeichnet. Es ist jedoch wichtig, neben den Kosten auch andere Aspekte wie u.a. der Flächenbedarf, die Wasserstofflogistik, die Auswirkungen auf die Stromnetzinfrastruktur und das regionale Potential für die Produktion von erneuerbarem Strom zu berücksichtigen.

Im dezentralen Versorgungsszenario ist der Flächenbedarf für die Wasserstoffinfrastruktur aufgrund der lokalen Wasserstofferzeugung durch Elektrolyse signifikant höher (um den Faktor 2) als in den Szenarien "hybrid" und "zentral". In diesen Szenarien ist der Unterschied im Flächenbedarf für die Wasserstoffinfrastruktur weniger ausgeprägt.

In Bezug auf die Wasserstofflogistik muss im Versorgungsszenario „zentral“ und „hybrid“ Wasserstoff per Lkw-Trailer zu den Raststationen geliefert werden, was logistischen Aufwand und Kosten verursacht. Abhängig vom jeweiligen Verkehrsszenario ergibt sich eine durchschnittliche Belieferungsfrequenz von etwa 0,6 bis 2,6 Wasserstoff-Trailern pro Tag für eine Raststation. Bei Raststationen mit erhöhtem Wasserstoffbedarf kann der Bedarf jedoch auf etwa 2 bis 11 Trailer pro Tag ansteigen. In Fällen von Raststationen mit sehr hohem Wasserstoffbedarf und infolgedessen einer erhöhten Lieferfrequenz für gasförmigen Wasserstoff müssen alternative Belieferungsmöglichkeiten wie Flüssigwasserstoff in LH₂-Trailern oder Pipelines in Betracht gezogen werden. Im dezentralen Versorgungsszenario entfällt diese logistische Herausforderung, da der Wasserstoff direkt vor Ort an der Raststation durch Elektrolyse erzeugt wird.

Die Elektrolyseure im dezentralen Versorgungsszenario weisen durchschnittlich eine Nennleistung im einstelligen MW-Bereich auf, während die Elektrolyseure im zentralen

Versorgungsszenario im 100 MW-Bereich liegen. Die hohen Anschlussleistungen erfordern einerseits eine entsprechende Stromnetzinfrastruktur, die wahrscheinlich speziell dafür ausgebaut werden muss, was hohe Kosten verursacht. Andererseits kann die erforderliche erneuerbare Energie für die Elektrolyse oft nicht vor Ort produziert werden, was wiederum einen Ausbau der Netze zur Stromversorgung erfordert. Bei den dezentralen kleineren Anlagen ist in den meisten Fällen die vorhandene Stromnetzinfrastruktur ausreichend und die erneuerbare Energie kann vor Ort bzw. im Umkreis produziert werden. Kann der erneuerbare Strom für die Wasserstoffproduktion nicht vor Ort produziert werden oder sind die Kosten für den regional produzierten Wasserstoff nicht wettbewerbsfähig, kann auch auf importierten grünen Wasserstoff zurückgegriffen werden. Allerdings muss auch hier erst die entsprechende Infrastruktur geschaffen werden.

6.5.5. Handlungsempfehlung zu Impact Stromnetzte und Netzausbau

Auf der Grundlage der qualitativen Analyse und der mit dem VBN durchgeführten externen Interviews wird die folgende Zusammenfassung präsentiert:

- In einem Großteil der Bedarfsknoten ist die Integration und Deckung der Dekarbonisierung des Autobahn/Schnellstraßenverkehrs möglich
- Die Anforderungen des reinen Lastzuwachses für das Netz sind deutlich geringer als jene für die Integration der Erzeugungskapazitäten zur regionalen Deckung des zusätzlichen Energiebedarfs.
- Es ist zu beachten, dass es neben der Mobilitätswende zusätzliche Anforderungen an das Stromnetz wie durch die Dekarbonisierung der Wärmebereitstellung und vor allem der Industrie gibt.
- Leistungen größer 300-400 MW müssen auf jeden Fall im Übertragungsnetz der Austrian Power Grid integriert werden. Leistungen in der Größenordnung treten in der Studie nur durch die regionale Deckung des zusätzlichen Bedarfes auf (aufgrund der niedrigen Volllaststunden von Photovoltaik).
- Leistungen in der Größenordnung von einigen zig MW sind in der Nähe von bestehenden, starken Netzknoten integrierbar. In einigen Fällen müssen Umspannwerke erweitert werden (d.h. zusätzliche Umspanner, auch zur Wahrung des n-1 Kriteriums). Dies ist jedoch nicht in allen Fällen möglich. Vereinzelt ist kein Platz mehr für zusätzliche Umspanner im bestehenden UW vorhanden. In solchen Fällen muss ein neues UW gebaut werden und vor allem die dafür notwendigen Flächen gefunden werden.

- Wenn Leistungen im Bereich zig MW in größerer Entfernung zu bestehenden oder geplanten starken Netzknoten integriert werden müssen, stellt dies eine große Herausforderung dar. In dem Fall müssen 110 kV Leitungsprojekte realisiert werden.
- Leistungen im niedrigen, einstelligen MW-Bereich sind zum großen Teil in Netzebene 4 (Umspannwerk) integrierbar
- Für die Energiewende gibt es derzeit eine Vielzahl von Netzerweiterungs- und Ausbauplänen, sowohl bei den Verteilernetzbetreibern als auch beim Übertragungsnetzbetreiber, die in vielen Fällen auch eine Integration, der in der Studie dargestellten „Worst Case“ Lasten ermöglichen werden, zum Beispiel in (Austrian Power Grid AG & Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH, 2021)).
- Bei intensivem Netzausbau können die Netzentgelte deutlich steigen.
- Die Verteilernetzbetreiber haben großes Interesse an konkreten Informationen bzw. einen Austausch hinsichtlich der zu erwarteten Leistungen aus der Mobilitätswende und Verortungen dieser, um diese auch in der strategischen Netzausbauplanung berücksichtigen zu können. Umgekehrt können in einem Diskurs geeignete Standorte für Ladeinfrastruktur in der Nähe von bestehenden, starken Netzknoten identifiziert werden.
- Für eine eingehendere Analyse ist es notwendig, Lastflussberechnungen durchzuführen, um das Ausmaß von Netzüberlastungen zu ermitteln und zu quantifizieren. VNB führen diese Simulationen als Teil ihres Netzplanungsprozesses durch.

7. LITERATUR

- ABTEILUNG 4 LEBENSGRUNDLAGEN UND ENERGIE. (2021). *Masterplan Klima+Energie 2030*. Salzburg: Land Salzburg.
- ABTEILUNG ALLGEMEINE WIRTSCHAFTSANGELEGENHEITEN. (2021). *Strategie Energieautonomie+ 2030*. Amt der Vorarlberger Landesregierung.
- ANGELINI, A., H. HEINFELLNER, T. KRUTZLER, J. VOGEL und R. WINTER, 2020. Pathways to a Zero Carbon Transport Sector. Umweltbundesamt. Wien.
- ASAMER, J., M. REINTHALER, M. RUTHMAIR, M. STRAUB und J. PUCHINGER, 2016. Optimizing charging station locations for urban taxi providers [online]. Transportation Research Part A: Policy and Practice, 85, 233-246. ISSN 09658564. Verfügbar unter: doi:10.1016/j.tra.2016.01.014
- AUSTRIAN POWER GRID AG. (23. November 2022). *Installierte Kraftwerksleistung*. Von <https://markttransparenz.apg.at/markt/Markttransparenz/erzeugung/installierte-leistung> abgerufen
- AUSTRIAN POWER GRID AG, & VORARLBERGER ÜBERTRAGUNGSNETZ GMBH. (2021). *Netzentwicklungsplan 2021*. Wien
- BAUERMEISTER, M., E. CLAUS, T. DIEBEL, F. LAURENT, N. NAKKASH und J. NOLTE, 2021. Alternative Antriebe im öffentlichen Verkehr. KWC GmbH für Verkehrsverbund Ost-Region (VOR) GmbH.
- BAUMANN, M., K. FAZENI-FRAISL, T. KIENBERGER, P. NAGOVNAK, G. PAURITSCH, D. ROSENFELD, C. SEJKORA und R. TICHLER, 2021. Erneuerbares Gas in Österreich 2040. Quantitative Abschätzung von Nachfrage und Angebot. AUSTRIAN ENERGY AGENCY, Energieinstitut an der JKU Linz, Montanuniversität Leoben - EVT im Auftrag des Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie. Wien.
- BIDNER, C. (2021). *Leben mit Zukunft - Tiroler Nachhaltigkeits und Klimastrategie*. Tirol: Amt der Tiroler Landesregierung.
- BMVI, 2017. Machbarkeitsstudie zur Ermittlung der Potentiale des Hybrid-Oberleitungs-Lkw. Studie im Rahmen der Wissenschaftlichen Beratung des BMVI zur Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie. Fraunhofer ISI, Fraunhofer IML, PTV Transport Consult GmbH, TU Hamburg-Harburg - IUE, M-Five. Karlsruhe.
- BUNDESMINISTERIUM FÜR VERKEHR, INNOVATION UND TECHNOLOGIE, Hg., 2019. Umsetzung regionaler Elektromobilitätsversorgung durch hybride Kopplung. Move2Grid [online].
- DE HAAN, P., S. ROSSER, H. CLAUSDEINKEN, F. RIBI und L. KOLLER, 2021. Szenarien der Elektromobilität in der Schweiz – Update 2021. Energienachfrage der Elektro- und H2-Personenwagen. EBP Schweiz AG.
- DEUTSCHE ENERGIE-AGENTUR GMBH, Hg., 2017. E-Fuels Study. The potential of electricity-based fuels for low-emission transport in the EU [online]. An expertise by LBST and dena.
- E-MOBIL BW GMBH, Hg., 2019. Strukturstudie BWe mobil 2019. Transformation durch Elektromobilität und Perspektiven der Digitalisierung [online]. DLR, IMU Institut, bridging IT.
- Europäische Kommission, 2020a. Eine Wasserstoffstrategie für ein klimaneutrales Europa [online]. Brüssel. COM(2020) 301 final. Verfügbar unter: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020DC0301&from=EN>

- Europäische Kommission, 2020b. Strategie für nachhaltige und intelligente Mobilität: Den Verkehr in Europa auf Zukunftskurs bringen [online]. Brüssel. COM(2020) 789 final. Verfügbar unter: https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:5e601657-3b06-11eb-b27b-01aa75ed71a1.0003.02/DOC_1&format=PDF
- EUROPEAN COMMISSION, 2020a. A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe [online Zugriff am: 18. November 2021]. Verfügbar unter: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/hydrogen_strategy.pdf
- EUROPEAN COMMISSION, 2020b. Fragen und Antworten: Eine Wasserstoffstrategie [online]. 8. Juli 2020, 12:00. Verfügbar unter: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/qanda_20_1257
- EUROPEAN COMMISSION, 2020c. MITTEILUNG DER KOMMISSION AN DAS EUROPÄISCHE PARLAMENT, DEN RAT, DEN EUROPÄISCHEN WIRTSCHAFTS- UND SOZIALAUSSCHUSS UND DEN AUSSCHUSS DER REGIONEN [online]. Strategie für nachhaltige und intelligente Mobilität: Den Verkehr in Europa auf Zukunftskurs bringen. 23. November 2021 [Zugriff am: 23. November 2021]. Verfügbar unter: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX:52020DC0789&from=ES>
- EUROPEAN COMMISSION, 2020d. The European Green Deal [online] [Zugriff am: 18. November 2021]. Verfügbar unter: https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/european-green-deal-communication_en.pdf
- EUROPEAN COMMISSION, 2021. EU Reference Scenario 2020. Energy, transport and GHG emissions - Trends to 2050. Luxembourg.
- EUROPEAN COMMISSION, Hg., 2020e. Towards net-zero emissions in the EU energy system by 2050. Insights from scenarios in line with the 2030 and 2050 ambitions of the European Green Deal [online]. Joint Research Centre. Luxembourg.
- FCHJU, 2019. Hydrogen roadmap Europe. A sustainable pathway for the European energy transition. Fuel Cells and Hydrogen 2 Joint Undertaking. Luxembourg.
- FGH E.V., Hg., 2018. Metastudie Forschungsüberblick Netzintegration Elektromobilität [online]. Im Auftrag von VDE FNN und bdew.
- Fraunhofer ISE, 2021. STROMGESTEHUNGSKOSTEN ERNEUERBARE ENERGIEN [online]
- Fraunhofer ISE, 2020. Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem. Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen [online]. Freiburg.
- Fraunhofer, 2019. Eine Wasserstoff-Roadmap für Deutschland [online]. Karlsruhe und Freiburg.
- FRIDSTRØM, L., 2019. Electrifying the Vehicle Fleet: Projections for Norway 2018-2050. Institute of Transport Economics Norwegian Centre of Transport Research (toi). Report 1689/2019.
- GEOFABRIK GMBH (Hrsg.). (2021). *Geofabrik Downloads Austria*. Abgerufen am Q4 2021 von <https://download.geofabrik.de/europe/austria.html>
- HARTL, L. (kein Datum). *dachgold*. Von Wie viel Fläche wird für eine 1 kWp PV-Anlage benötigt?: <https://www.dachgold.at/pv-lexikon/wie-viel-flaeche-wird-fuer-eine-1-kwp-pv-anlage-benoetigt/> abgerufen
- HILL, N. und J. BATES, 2018. Europe's Clean Mobility Outlook: Scenarios for the EU light-duty vehicle fleet, associated energy needs and emissions, 2020-2050. Ricardo Energy & Environment - Final Report for ePURE.

- HYDROGEN COUNCIL, Hg., 2017. Hydrogen scaling up. A sustainable pathway for the global energy transition [online].
- IEA, 2017. Energy Technology Perspectives 2017.
- IEA, 2020. Energy Technology Perspectives 2020 - Special Report on Carbon Capture Utilisation and Storage.
- IEA, 2021a. Energy Technology Perspectives 2020. International Energy Agency (IEA).
- IEA, 2021b. Global EV Outlook 2021.
- IEA, 2021c. Net Zero by 2050 [online]. A Roadmap for the Global Energy Sector [Zugriff am: 24. November 2021]. Verfügbar unter:
https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroby2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf
- IG WINDKRAFT. (kein Datum). *Windrad-Landkarte*. Abgerufen am 01. März 2023 von https://www.igwindkraft.at/?xmlval_ID_KEY%5b0%5d=1055
- INSPIRE GEOPORTAL ÖSTERREICH*. (12. Februar 2019). Von Wertvolle landwirtschaftliche Produktionsflächen in Österreich:
<https://geometadatensuche.inspire.gv.at/metadatensuche/srv/ger/catalog.search#/metad ata/2022c513-fc01-40b6-8841-0d176dd88ea4> abgerufen
- INSPIRE GEOPORTAL ÖSTERREICH*. (30. Juni 2021). Von INVEKOS Referenzflächen Österreich 2021:
<https://geometadatensuche.inspire.gv.at/metadatensuche/srv/ger/catalog.search#/metad ata/9db8a0c3-e92a-4df4-9d55-8210e326a7ed> abgerufen
- KAUL, A., M. HAGEDOM, S. HARTMANN, D. HEILERT, C. HARTER, I. OLSCHESKI, L. ECKSTEIN, M. BAUM, T. HENZELMANN und T. SCHLICK, 2019. Automobile Wertschöpfung 2030/2050. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie.
- KEMMLER, A., A. KIRCHNER, A. AUF DER MAUR, F. ESS, S. KREIDELMEYER, A. PIEGSA, T. SPILLMANN, M. WÜNSCH und I. ZIEGENHAGEN, 2020. Energiewirtschaftliche Projektionen und Folgeabschätzungen 2030/2050. Dokumentation von Referenzszenario und Szenario mit Klimaschutzprogramm 2030. Prognos AG, Fraunhofer ISI, GWS und iinas im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie.
- MAYYAS, A. und M. MANN, 2019. Manufacturing competitiveness analysis for hydrogen refueling stations [online]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 44(18), 9121-9142. ISSN 0360-3199. Verfügbar unter: doi:10.1016/j.ijhydene.2019.02.135
- NATIONALE LEITSTELLE LADEINFRASTRUKTUR, Hg., 2020. Ladeinfrastruktur nach 2025/2030: Szenarien für den Markthochlauf [online]. Gefördert durch Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur. Berlin.
- ÖAMTC, ARBÖ, 2018. Expertenbericht Mobilität & Klimaschutz 2030 [online].
- OECD, 2021. ITF Transport Outlook 2021.
- Oesterreichs Energie, 2020. Netzberechnungen Österreich. Einfluss der Entwicklungen von Elektromobilität und Photovoltaik auf das österreichische Stromnetz [online].
- PERTL, P., M. GYURICA, A. TRATTNER, J. VOPAVA, T. KIENBERGER, A. ZAUNER, H. BÖHM, R. TICHLER, H. WANCURA, M. LANDGRAF, M. ZEINER und P. VEIT, 2019. HYTRAIL - Hydrogen Technology for Railway Infrastructure. Ein Projekt finanziert im Rahmen der Verkehrsinfrastrukturforschung 2017. Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie.

- PFÄFFENBICHLER, P., T. BREZINA und G. EMBERGER, 2018. Hochlaufzahlen E-Autos in der Metropolenregion Wien. TU Wien - Institut für Verkehrswissenschaften. Wien.
- PHOTOVOLTAIC AUSTRIA*. (2023). Abgerufen am 27. Jänner 2023 von Photovoltaik in den Bundesländern: <https://pvaustria.at/bundeslaender/>
- POMAROLI, G. (2020). *Leitfaden Widmung für Photovoltaikanlagen im Freiland*. St. Pölten: Amt der NÖ Landesregierung.
- ROBINIUS, M., J. LINßEN, T. GRUBE, M. REUß, P. STENZEL, K. SYRANIDIS, P. KUCKERTZ und D. STOLTEN, 2018. Comparative Analysis of Infrastructures: Hydrogen Fueling and Electric Charging of Vehicles. Forschungszentrum Jülich GmbH - Institut für Energie- und Klimaforschung Elektrochemische Verfahrenstechnik (IEK-3). Schriften des Forschungszentrums Jülich Reihe Energie & Umwelt / Energy & Environment. Band / Volume 408.
- ROSE, P., M. WIETSCHEL und T. GNANN, 2020. Wie könnte ein Tankstellenaufbau für Brennstoffzellen-Lkw in Deutschland aussehen? Working Paper Sustainability and Innovation No. S 09/2020. Fraunhofer ISI. Karlsruhe.
- SEDLACEK, N., I. STEINACHER, G. HARTMANN, J. SCHRAMPF, G. BACHNER, S. DUELLI, J. MAYER, K. STEININGER und T. BRUCKMÜLLER, 2021. CLEARER - Climate Neutral Fright Transport. Finanziert im Rahmen der 2. Ausschreibung des Programms „Zero Emission Mobility“ des. Wien.
- SENS Lucas, Ulf Neuling, Martin Kaltschmitt, Capital expenditure and levelized cost of electricity of photovoltaic plants and wind turbines – Development by 2050, *Renewable Energy*, Volume 185, 2022, Pages 525-537, ISSN 0960-1481, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.12.042>.
- STATISTIK AUSTRIA. (01. August 2022). *STATatlas*. Abgerufen am 24. Jänner 2023 von Photovoltaikanlagen in Österreich: https://www.statistik.at/atlas/?mapid=them_energie_klimafonds
- TOBER, W., T. BRUCKMÜLLER und D. FASTHUBER, 2019. Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge. Bedarf, Kosten und Auswirkungen auf die Energieversorgung in Österreich bis 2030 [online]. TU Wien - Institut für Fahrzeugantriebe & Automobiltechnik - Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe. Wien. Verfügbar unter: https://oevk.at/fileadmin/Media/Saison_2018_19/Ladeinfrastruktur_fuer_Elektrofahzeuge.pdf
- TRANSPORT & ENVIRONMENT, 2020. Unlocking electric trucking in the EU: recharging in cities [online]. Electrification of urban and regional deliveries (Vol. 1). Verfügbar unter: https://www.transportenvironment.org/wp-content/uploads/2021/07/2020_07_Unlocking_electric_trucking_in_EU_recharging_in_cities_FINAL.pdf
- ULTIMATE MEDIA, 2019. Automotive Powertrain Forecast 2020-2030 [online]. Navigating Regional and Regulatory Divergence on the Road to Electrification. Verfügbar unter: <https://www.automotivemanufacturingsolutions.com/download?ac=283989>
- UMWELTBUNDESAMT, 2021. Glossar [online]. 23. November 2021 [Zugriff am: 23. November 2021]. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/service/glossary>
- WAGNER & ELBLING GMBH. (2021). *ONE100*. AGGM Austrian Gas Grid Management AG
- WIETSCHEL, M., P. KLUSCHKE, S. OBERLE und N. ASHLEY-BELBIN, 2018. Überblickstudie: Auswertung von Studien und Szenarien der Energiesystemanalyse

mit Schwerpunkt „Mobilität“. Fraunhofer ISI und IREES im Auftrag der Arbeitsgruppe Energiesystemanalyse des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg im Rahmen des Strategiedialogs Automobilwirtschaft. Karlsruhe.

WINKELMEIER, H., & KRENN, A. (2019, September 2019). Energietag 2019 - Das realisierbare Windpotential in Österreich bis 2030. TU Wien.

8. ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Kartendarstellung des berechneten Energieverbrauchs für Szenario 1 (Mobilitätsmasterplan) für Verkehrsträger Straße (ASFINAG Netz), zugeordnet zu Bezirken (eigene Darstellung)	5
Abbildung 2: Darstellung des zusätzlichen Energiebedarfes Schiene für 2040 bei Starklast für die definierte Szenarien	6
Abbildung 3: Deckungsgrade nach Verkehrsszenario 1 der politischen Bezirke in Österreich.	7
Abbildung 4: Entwicklung des globalen Güterverkehrs (OECD, 2021, IEA, 2021c)	14
Abbildung 5: Entwicklung des europäischen und nationalen Güterverkehrs (European Commission, 2021, IEA, 2017, Kemmler et al., 2020, Angelini et al., 2020, Sedlacek et al., 2021).....	16
Abbildung 6: Entwicklung des globalen Personenverkehrs (OECD, 2021, IEA, 2021c).....	17
Abbildung 7: Entwicklung des europäischen und nationalen Personenverkehrs (European Commission, 2021, IEA, 2017, Kemmler et al., 2020, Angelini et al., 2020)	18
Abbildung 8: Modal Split im globalen Güterverkehr (OECD, 2021, IEA, 2021c).....	19
Abbildung 9: Modal Split im europäischen und nationalen Güterverkehr (European Commission, 2021, IEA, 2017, Kemmler et al., 2020, Baumann et al., 2021).....	20
Abbildung 10: Modal Split im globalen Personenverkehr (OECD, 2021, IEA, 2021c)	21
Abbildung 11: Modal Split im europäischen und nationalen Personenverkehr (European Commission, 2021, IEA, 2017)	22
Abbildung 12: Neuzulassungen von ICE-Pkw (ÖAMTC, ARBÖ, 2018, Hill und Bates, 2018, e-mobil BW GmbH, 2019, Transport & Environment, 2018, Kaul et al., 2019, Mayyas und Mann, 2019)	23
Abbildung 13: Neuzulassungen von BEV-Pkw (Tober, Bruckmüller und Fasthuber, 2019, ÖAMTC, ARBÖ, 2018, Hill und Bates, 2018, e-mobil BW GmbH, 2019, IEA, 2021b, IEA, 2021c, Kaul et al., 2019, Mayyas und Mann, 2019)	24
Abbildung 14: Neuzulassungen von FCEV-Pkw (ÖAMTC, ARBÖ, 2018, FCHJU, 2019, Hill und Bates, 2018, e-mobil BW GmbH, 2019, Kaul et al., 2019, IEA, 2021b, Mayyas und Mann, 2019)	24
Abbildung 15: Neuzulassungen PHEV-Pkw (ÖAMTC, ARBÖ, 2018, Hill und Bates, 2018, e-mobil BW GmbH, 2019, Transport&Environment, 2018, IEA, 2021c, IEA, 2021b, Kaul et al., 2019, Mayyas und Mann, 2019).....	25
Abbildung 16: Übersicht der Bestandsentwicklung nach Antriebsart bei Pkw (Angelini et al., 2020, European Commission, 2021, FCHJU, 2019, Hill und Bates, 2018, Deutsche Energie-Agentur GmbH, 2017, Fraunhofer ISE, 2020, Hydrogen Council, 2017, Kemmler et al., 2020, Fridstrøm, 2019)	26
Abbildung 17: Übersicht der Bestandsentwicklung nach Antriebsart bei Lkw (Baumann et al., 2021, Angelini et al., 2020, Sedlacek et al., 2021, European Commission, 2021, FCHJU, 2019, Deutsche Energie-Agentur GmbH, 2017, Fraunhofer ISE, 2020, Kemmler et al., 2020, Fridstrøm, 2019, Hydrogen Council, 2017)	27
Abbildung 18: Entwicklung des globalen Energiebedarfs im Verkehr (IEA, 2021c, IEA, 2017)	28
Abbildung 19: Entwicklung des europäischen und nationalen Energiebedarfs im Verkehr (European Commission, 2021, IEA, 2017, Kemmler et al., 2020, Angelini et al., 2020, Tober, Bruckmüller und Fasthuber, 2019).....	29
Abbildung 20: Infrastrukturkosten für Batterie- und Wasserstofffahrzeuge je Phase für Deutschland (FCHJU, 2019)	33

Abbildung 21: Investitionskosten der Tankstelleninfrastruktur und Elektrolyseeinheit für unterschiedliche H ₂ -Produktionskapazitäten im Jahr 2020 (Pertl et al., 2019).....	34
Abbildung 22: relative Entwicklung der Fahrleistung von 2018 bis 2040 in Szenario 1.....	40
Abbildung 23: Darstellung der Anteile der Antriebsarten im Personenverkehr (oben) und im Güterverkehr (unten) im Szenario 1 inkl. Subszzenarien.....	42
Abbildung 24: relative Entwicklung der Fahrleistung von 2018 bis 2040 in Szenario 2.....	43
Abbildung 25: Darstellung der Anteile der Antriebsarten im Personenverkehr (oben) und im Güterverkehr (unten) im Szenario 2 inkl. Subszzenarien.....	45
Abbildung 26: relative Entwicklung der Fahrleistung zwischen 2018 und 2040 in Szenario 3	46
Abbildung 27: Darstellung der Anteile der Antriebsarten im Personenverkehr (oben) und im Güterverkehr (unten) im Szenario 3 inkl. Subszzenarien.....	47
Abbildung 28: Methodische Vorgangsweise zur Ermittlung des Energiebedarfs am ASFINAG Netz.....	49
Abbildung 29: durchschnittliche jährliche Veränderung der Fahrleistung von 2018 bis 2040 nach den Szenarien	50
Abbildung 30: Gesamtenergiebedarf für Szenario 1, Straße und Anteile der Energieformen bzw. alternativen Antriebe.....	52
Abbildung 31: Gesamtenergiebedarf für die Sub-Szenarien 1.1, 1.2 und 1.3, Straße und Anteile der Energieformen bzw. alternativen Antriebe.....	53
Abbildung 32: Gesamtenergiebedarf für Szenario 2, Straße und Anteile der Energieformen bzw. alternativen Antriebe.....	53
Abbildung 33: Gesamtenergiebedarf für die Sub-Szenarien 2.1 und 2.2, Straße und Anteile der Energieformen bzw. alternativen Antriebe.....	54
Abbildung 34: Gesamtenergiebedarf für Szenario 3, Straße und Anteile der Energieformen bzw. alternativen Antriebe.....	54
Abbildung 35: Gesamtenergiebedarf für die Sub-Szenarien 3.1 und 3.2, Straße und Anteile der Energieformen bzw. alternativen Antriebe.....	55
Abbildung 36: Methodische Vorgangsweise zur Verortung des Energiebedarfs am ASFINAG Netz.....	56
Abbildung 37: Kartendarstellung des berechneten Energieverbrauchs für Szenario 1 (Starklast) für Verkehrsträger Straße (ASFINAG Netz), zugeordnet zu Bezirken (eigene Darstellung).....	56
Abbildung 38: Kartendarstellung des berechneten Energieverbrauchs für Szenario 2 für Verkehrsträger Straße (ASFINAG Netz), zugeordnet zu Bezirken (eigene Darstellung).....	57
Abbildung 39: Kartendarstellung des berechneten Energieverbrauchs für Szenario 3 für Verkehrsträger Straße (ASFINAG Netz), zugeordnet zu Bezirken	58
Abbildung 40: Methodische Vorgangsweise zur Berechnung des Energiebedarfs am ÖBB-Netz.....	59
Abbildung 41: Darstellung des zusätzlichen Energiebedarfes für 2040 auf Basis Normallast-Tag für die Hauptszenarien.....	60
Abbildung 42: Darstellung des zusätzlichen Energiebedarfes für 2040 auf Basis Starklast-Tag für die Hauptszenarien.....	60
Abbildung 43: Methodische Vorgangsweise zur Bestimmung der prognostizierten Energiebedarfes auf den bis 2040 nicht elektrifizierten Nebenbahnlinien.....	61
Abbildung 44: Darstellung Elektrifizierung inkl. geplanter Maßnahmen der Phase 1 bis ca. 2030 (©ÖBB Infrastruktur AG [ÖBB2022-2027])	62

Abbildung 45: Darstellung des zusätzlichen Energiebedarfes der Lokalbahnen für die Szenarien 1, 2 und 3 (zusätzlich mit der Starklast Berechnung).....	64
Abbildung 46: Kartendarstellung der zusätzlichen Energiebedarfe am Verkehrsträger Schiene (ÖBB-Netz), zugeordnet zu ÖBB Unterwerken.....	65
Abbildung 47 Darstellung des zusätzlichen Energiebedarfes an ausgewählten Unterwerken für die Szenarien 1, 2 und 3 (zusätzlich mit der Starklast Berechnung).....	66
Abbildung 48: Kartendarstellung der ermittelten zusätzlichen Energiebedarfe in Szenario 1, zugeordnet zu Bezirken.....	67
Abbildung 49: Kartendarstellung der ermittelten zusätzlichen Energiebedarfe in Szenario 2, zugeordnet zu Bezirken.....	68
Abbildung 50: Kartendarstellung der ermittelten zusätzlichen Energiebedarfe in Szenario 3, zugeordnet zu Bezirken.....	69
Abbildung 51: Darstellung des zusätzlichen Energiebedarfes für 2040 bei Normallast für die Szenarien 1, 2 und 3 inkl. ihrer Subszzenarien.....	70
Abbildung 52: Darstellung des zusätzlichen Energiebedarfes für 2040 bei Starklast für die Szenarien 1, 2 und 3 inkl. ihrer Subszzenarien.....	70
Abbildung 53: Energieflussbild für Österreich nach der Studie ONE100 für das Jahr 2040 (Wagner & Elbling GmbH, 2021).....	71
Abbildung 54: Dach- (orange) und Freiflächenpotentiale (beige) im Raum Eisenstadt.....	72
Abbildung 55: Graphische Darstellung der errechneten, additiven PV-Leistungen in Österreich nach politischen Bezirken.....	74
Abbildung 56: Verteilung von Windleistungspotential (MW) in Österreich auf politischer Bezirksebene unter der Berücksichtigung der Windgüteklassen A, B und C (Winkelmeier & Krenn, 2019, Folie 20).....	75
Abbildung 57: Graphische Darstellung der errechneten, additiven Wind-Leistungen in Österreich nach politischen Bezirken.....	76
Abbildung 58: Deckungsgrade nach Verkehrsszenario 1 der politischen Bezirke in Österreich.....	78
Abbildung 59: Deckungsgrade nach Verkehrsszenario 2 der politischen Bezirke in Österreich.....	78
Abbildung 60: Deckungsgrade nach Verkehrsszenario 3 der politischen Bezirke in Österreich.....	79
Abbildung 61: „Road“: Jährlicher Wasserstoffbedarf und erforderliche Elektrolyseleistung für die verschiedenen Verkehrsszenarien.....	80
Abbildung 62: „Rail“: Jährlicher Wasserstoffbedarf und erforderliche Elektrolyseleistung für die verschiedenen Verkehrsszenarien.....	81
Abbildung 63: „Rail“: Erforderliche Elektrolyseleistung je Bezirk und Verkehrsszenario.....	82
Abbildung 64: Flächenbedarf einer Wasserstofftankstelle mit und ohne Elektrolyseur.....	84
Abbildung 65: „Road“: Bandbreite der erforderlichen Flächen für die H ₂ -Infrastruktur an den Raststationen sowie der gesamte Flächenbedarf für die unterschiedlichen Verkehrsszenarien im Versorgungsszenario dezentral.....	85
Abbildung 66: „Road“: Gegenüberstellung des gesamten Flächenbedarf der H ₂ -Infrastruktur für die unterschiedlichen Verkehrs- und Versorgungsszenarien (VSS).....	85
Abbildung 67: „Rail“: Bandbreite der erforderlichen Flächen für die H ₂ -Infrastruktur an den Bahnhöfen sowie der gesamte Flächenbedarf für die unterschiedlichen Verkehrsszenarien...	86

Abbildung 68: Anzahl der erforderlichen Fahrten von H2-Trailer pro Tag und Raststation sowie die Gesamtanzahl von H2-Trailer pro Tag und Verkehrsszenario für die Versorgung der H2-Tankstellen	87
Abbildung 69: Deckungsgrade nach Verkehrsszenario 1 und den zentralen Elektrolyseszenarien für Straße und Schiene der politischen Bezirke in Österreich	89
Abbildung 70: Deckungsgrade nach Verkehrsszenario 2 und den zentralen Elektrolyseszenarien für Straße und Schiene der politischen Bezirke in Österreich	89
Abbildung 71: Deckungsgrade nach Verkehrsszenario 3 und den zentralen Elektrolyseszenarien für Straße und Schiene der politischen Bezirke in Österreich	90
Abbildung 72 Übersicht über die Methodik zur Zuordnung des Energiebedarfs zur ASFINAG Raststationen / ÖBB Umspannwerke	90
Abbildung 73: Lage der ASFINAG Raststationen	91
Abbildung 74: Lage der ÖBB-Umspannwerke	92
Abbildung 75: Überblick über die Methodik zur Bewertung der Auswirkungen auf das Stromnetz.....	94
Abbildung 76; Überblick über die Top 50 „worst-case“-Umspannwerke (adaptiert von (eb Utilities, 2007)).....	96
Abbildung 77: Bandbreiten der Kostensenkungspotentiale für unterschiedliche Elektrolysetechnologien basierend auf technologischem Lernen für globale industrielle Einsatzszenarien bezogen auf die elektrische Nennleistung (links) und die Wasserstoffproduktion bei sich entwickelnden Wirkungsgraden (rechts), basierend auf und aktualisiert von (Böhm, 2022).....	108
Abbildung 78: Investitionskosten der H2-Produktion in Abhängigkeit der Elektrolyseleistung für die Jahr 2025, 2030 und 2040	109
Abbildung 79: Bandbreite der Wasserstoffproduktionskosten aufgrund der Parametervariation	110
Abbildung 80: Kostenentwicklung einer Wasserstofftankstelle in Abhängigkeit von der maximalen täglichen Abgabemenge, unterschieden nach den Jahren 2030, 2040 und 2050.	113
Abbildung 81: Entwicklung der Transportkosten auf der Straße	114
Abbildung 82: Road: Jährlichen Investitions- und Betriebskosten sowie die kumulierten Gesamtkosten der BEV-Infrastruktur im Verkehrsszenario 1.....	117
Abbildung 83: Road: Gesamtkosten der BEV-Infrastruktur bis zum Jahr 2040 für die verschiedenen Verkehrsszenarien.....	117
Abbildung 84: Rail: Jährlichen Investitions- und Betriebskosten sowie die kumulierten Gesamtkosten der BEV-Infrastruktur im Verkehrsszenario 1.1.....	118
Abbildung 85: Rail: Gesamtkosten der BEV-Infrastruktur bis zum Jahr 2040 für die verschiedenen Verkehrsszenarien.....	119
Abbildung 86: „Road“: Jährlichen Investitions-, Betriebs- und Transportkosten sowie die kumulierten Gesamtkosten der H2-Infrastruktur im Verkehrsszenario 1 und Versorgungsszenario hybrid.....	120
Abbildung 87: „Road“: Gesamtkosten der H2-Infrastruktur bis zum Jahr 2040 für die verschiedenen Verkehrsszenarien in Abhängigkeit der Versorgungsszenarien (VSS).....	121
Abbildung 88: Rail: Jährliche Investitions- und Betriebskosten sowie die kumulierten Gesamtkosten der H2-Infrastruktur im Verkehrsszenario 1.1	122
Abbildung 89: Rail: Gesamtkosten der H2-Infrastruktur bis zum Jahr 2040 für die verschiedenen Verkehrsszenarien.....	122

Abbildung 90: Jährlichen Investitions- und Betriebskosten sowie die kumulierten Gesamtkosten der OEV-Infrastruktur.....	123
Abbildung 91: Jährlicher Strombedarf von BEV, OEV und für die Wasserstoffherzeugung für die verschiedenen Verkehrsszenarien.....	124
Abbildung 92: Gesamtkosten für den Ausbau an EE-Anlagen bis zum Jahr 2040 für die verschiedenen Verkehrsszenarien.....	125
Abbildung 93: Gesamtkosten (Investitions- und Betriebskosten) für die Infrastruktur alternativer Antriebe bis zum Jahr 2040 für die verschiedenen Verkehrsszenarien.....	125
Abbildung 94: Verhältnis der Kostenanteile der einzelnen Infrastrukturkomponenten zu den Gesamtkosten für die verschiedenen Verkehrsszenarien	126
Abbildung 95: Jährliche Energiebedarfe und Anteil der Antriebssysteme am jährlichen Energiebedarf je Verkehrsszenario im Zieljahr 2040, kategorisiert nach Szenario und Energieform	127
Abbildung 96: Gesamtkosten und Anteil der Infrastrukturkomponenten an den Gesamtkosten je Verkehrsszenario	128

9. TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Errichtungskosten für Ladestellen (Tober, Bruckmüller und Fasthuber, 2019).....	34
Tabelle 2: spezifische Verbrauchswerte der betrachteten Antriebstechnologien (Quelle: Umweltbundesamt, Die Ökobilanz von Personenkraftwagen bzw. Nutzfahrzeugen)	48
Tabelle 3: Datenquelle Verkehrsstatistik (JDTV - Jährlicher durchschnittlicher täglicher Verkehr).....	51
Tabelle 4: Datenquelle Zählraten (aus Verkehrsmanagement- und Informationssystem, VMIS).....	51
Tabelle 5: Aufstellung der Nebenbahnen für die bereits eine Energiebedarfsabschätzung für 2040 von der ÖBB Infrastruktur AG durchgeführt wurde	63
Tabelle 6: Liste der ausgewählten Nebenbahnstrecken.....	63
Tabelle 7: Installierte PV-Leistung pro Bundesland (Photovoltaic Austria, 2023) und ganz Österreich (Austrian Power Grid AG, 2022)*	73
Tabelle 8: Reduktionsfaktoren für Windkraft in den westlichen Bundesländern Salzburg, Tirol und Vorarlberg.....	75
Tabelle 9: Elektrische Deckungsgrade beispielhaft für Wien für die Verkehrsszenarien 1, 2 und 3	77
Tabelle 10: ASFINAG: Top-10-Raststationen mit der höchsten Spitzenlast.....	93
Tabelle 11: ÖBB: Top-10-Umspanwerk mit der höchsten Spitzenlast	93
Tabelle 12: BEV-Infrastruktur – maximal erforderliche Ladeleistung, Anzahl der Ladestationen und Investitionskosten.....	116
Tabelle 13: Elektrische Deckungsgrade beispielhaft für Wien inklusive des Elektrolysebedarfs für die Verkehrsszenarien 1, 2 und 3.....	157

10. ANHANG

10.1. Ergebnistabellen

10.1.1. Ermittelter Energiebedarf Straße in kWh nach Antriebsform pro Bezirk für Szenario1

DISTRICT_ID	SUM(BEV_KWH)	SUM(BIO_KWH)	SUM(DIESEL_KWH)	SUM(EFUEL_KWH)	SUM(FCEV_KWH)	SUM(HC_KWH)	SUM(OEV_KWH)	SUM(ENERGY_ROAD_KWH)	SUM(WO_RST_CAS_E_BEV_KWH)	SUM(WO_RST_CAS_E_BIO_KWH)	SUM(WO_RST_CAS_E_DIESEL_KWH)	SUM(WO_RST_CAS_E_EFUEL_KWH)	SUM(WO_RST_CAS_E_FCEV_KWH)	SUM(WO_RST_CAS_E_HC_KWH)	SUM(WO_RST_CAS_E_OEV_KWH)	SUM(WO_RST_CAS_E_ENERGY_ROAD_KWH)
101	23803	0	0	0	1373	0	0	25177	48568	0	0	0	2732	0	0	51300
103	83270	0	0	0	7726	0	0	90996	169740	0	0	0	15366	0	0	185106
105	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
106	54057	0	0	0	9675	0	0	63732	105560	0	0	0	19021	0	0	124582
107	139423	0	0	0	49573	0	234660	423656	285461	0	0	0	99883	0	489219	874562
108	26871	0	0	0	4900	0	0	31771	54680	0	0	0	9739	0	0	64419
109	39018	0	0	0	7640	0	55610	102268	70207	0	0	0	14004	0	102009	186221
201	48853	0	0	0	7474	0	49724	106051	87905	0	0	0	13711	0	91220	192836
202	68697	0	0	0	25399	0	56650	150746	122212	0	0	0	46191	0	103922	272325
204	116638	0	0	0	33753	0	79101	229492	210343	0	0	0	61906	0	145109	417358
205	30660	0	0	0	3085	0	0	33746	55119	0	0	0	5660	0	0	60780
206	63271	0	0	0	25111	0	0	88382	104299	0	0	0	42374	0	0	146673
207	206915	0	0	0	108690	0	123700	439304	361566	0	0	0	193280	0	226919	781764
208	51032	0	0	0	16151	0	78299	145481	92054	0	0	0	29615	0	143639	265309
209	73234	0	0	0	13243	0	132549	219026	131787	0	0	0	24292	0	243159	399238
302	62092	0	0	0	16506	0	53711	132309	109452	0	0	0	29757	0	96832	236041
304	55043	0	0	0	10555	0	14030	79628	99089	0	0	0	19363	0	25737	144190
305	205015	0	0	0	69049	0	515187	789252	361909	0	0	0	124492	0	928789	1415190
306	252396	0	0	0	36867	0	304087	593351	447158	0	0	0	64343	0	517299	1028801
307	384238	0	0	0	79906	0	415859	880002	700674	0	0	0	150752	0	826106	1677531
308	35494	0	0	0	14202	0	0	49696	51579	0	0	0	21017	0	0	72595
310	23864	0	0	0	6209	0	0	30073	49649	0	0	0	12823	0	0	62472
312	223734	0	0	0	30588	0	0	254322	394061	0	0	0	54859	0	0	448920

DISTRICT_ID	SUM(BEV_KWH)	SUM(BIO_KWH)	SUM(DIESEL_KWH)	SUM(EFUEL_KWH)	SUM(FCEV_KWH)	SUM(HC_KWH)	SUM(OEV_KWH)	SUM(ENERGY_ROAD_KWH)	SUM(WORKING_BEV_KWH)	SUM(WORKING_BIO_KWH)	SUM(WORKING_DIESEL_KWH)	SUM(WORKING_EFUEL_KWH)	SUM(WORKING_FCEV_KWH)	SUM(WORKING_HC_KWH)	SUM(WORKING_OEV_KWH)	SUM(WORKING_ENERGY_ROAD_KWH)
315	125031	0	0	0	37697	0	372289	535018	220569	0	0	0	67968	0	671171	959708
316	142763	0	0	0	70673	0	0	213436	268598	0	0	0	133620	0	0	402219
317	374732	0	0	0	59531	0	328907	763170	622771	0	0	0	100471	0	552906	1276148
318	94748	0	0	0	22199	0	141850	258796	170650	0	0	0	40718	0	260205	471573
319	256369	0	0	0	72920	0	427527	756816	450502	0	0	0	131016	0	764954	1346472
321	57078	0	0	0	8304	0	0	65381	100311	0	0	0	14970	0	0	115281
323	165940	0	0	0	28925	0	95442	290308	298697	0	0	0	53060	0	175081	526838
401	175219	0	0	0	25528	0	124373	325121	360030	0	0	0	51015	0	224220	635266
403	104646	0	0	0	17831	0	18993	141469	168893	0	0	0	29198	0	32558	230649
406	29039	0	0	0	10635	0	0	39673	60491	0	0	0	21733	0	0	82224
407	56674	0	0	0	20377	0	0	77051	100221	0	0	0	36735	0	0	136957
408	91815	0	0	0	36872	0	316535	445222	154989	0	0	0	63232	0	542739	760959
409	66479	0	0	0	29813	0	0	96292	106780	0	0	0	48860	0	0	155640
410	299133	0	0	0	87708	0	256176	643017	533812	0	0	0	157694	0	461839	1153346
412	30590	0	0	0	16182	0	160948	207719	51752	0	0	0	27740	0	275967	355459
414	78087	0	0	0	36961	0	141476	256524	131989	0	0	0	63399	0	242574	437962
416	60152	0	0	0	19194	0	0	79346	125507	0	0	0	39271	0	0	164778
417	148932	0	0	0	44131	0	0	193064	262723	0	0	0	79570	0	0	342293
418	258097	0	0	0	69856	0	266501	594455	431268	0	0	0	119313	0	457663	1008244
501	120338	0	0	0	21578	0	0	141916	211686	0	0	0	38908	0	0	250594
502	104595	0	0	0	36100	0	0	140695	172205	0	0	0	60928	0	0	233133
503	230845	0	0	0	52270	0	0	283115	398572	0	0	0	92518	0	0	491090
504	68793	0	0	0	19947	0	0	88740	113202	0	0	0	33725	0	0	146927
505	37545	0	0	0	19000	0	0	56544	62093	0	0	0	32061	0	0	94154
601	83820	0	0	0	13099	0	28512	125431	140813	0	0	0	22010	0	52306	215128
606	404398	0	0	0	106179	0	149107	659684	676745	0	0	0	181485	0	273528	1131758

DISTRICT_ID	SUM(BEV_KWH)	SUM(BIO_KWH)	SUM(DIESEL_KWH)	SUM(EFUEL_KWH)	SUM(FCEV_KWH)	SUM(HC_KWH)	SUM(OEV_KWH)	SUM(ENERGY_ROAD_KWH)	SUM(WORKING_BEV_KWH)	SUM(WORKING_BIO_KWH)	SUM(WORKING_DIESEL_KWH)	SUM(WORKING_EFUEL_KWH)	SUM(WORKING_FCEV_KWH)	SUM(WORKING_HC_KWH)	SUM(WORKING_OEV_KWH)	SUM(WORKING_ENERGY_ROAD_KWH)
610	125649	0	0	0	56511	0	0	182160	201840	0	0	0	92654	0	0	294494
611	135252	0	0	0	50568	0	0	185820	220084	0	0	0	83836	0	0	303920
612	41733	0	0	0	20490	0	0	62223	67115	0	0	0	33581	0	0	100696
616	44185	0	0	0	18118	0	86814	149117	79836	0	0	0	33238	0	159258	272332
617	159874	0	0	0	25072	0	116011	300957	287723	0	0	0	45989	0	212805	546517
620	86717	0	0	0	21766	0	0	108483	138677	0	0	0	35666	0	0	174342
621	146463	0	0	0	20537	0	0	167000	258782	0	0	0	36959	0	0	295742
622	123604	0	0	0	28412	0	205071	357087	222632	0	0	0	52123	0	376181	650935
701	58388	0	0	0	11007	0	40875	110270	100566	0	0	0	21550	0	91374	213490
702	69645	0	0	0	11304	0	0	80949	102371	0	0	0	16914	0	0	119285
703	287268	0	0	0	79432	0	433444	800144	486320	0	0	0	143876	0	822568	1452764
705	292409	0	0	0	171506	0	372471	836386	432716	0	0	0	256564	0	557195	1246475
706	55888	0	0	0	11647	0	0	67534	81549	0	0	0	17059	0	0	98608
709	105083	0	0	0	25105	0	129145	259333	154632	0	0	0	37561	0	193193	385386
801	74896	0	0	0	24223	0	0	99119	108589	0	0	0	34815	0	0	143405
802	61973	0	0	0	35341	0	0	97314	89656	0	0	0	50790	0	0	140445
803	73606	0	0	0	19889	0	0	93494	106784	0	0	0	28595	0	0	135380
804	113461	0	0	0	31638	0	0	145099	164571	0	0	0	45478	0	0	210049
900	644087	0	0	0	93524	0	127797	865408	996701	0	0	0	144264	0	207931	1348897

10.1.1. Ermittelter Energiebedarf Straße in kWh nach Antriebsform pro Bezirk für Szenario 2

DISTRICT_ID	SUM(BEV_KWH)	SUM(BIO_KWH)	SUM(DIESEL_KWH)	SUM(EFUL_KWH)	SUM(FCEV_KWH)	SUM(HC_KWH)	SUM(OEV_KWH)	SUM(ENERGY_ROAD_KWH)	SUM(WO_RST_CAS_E_BEV_KWH)	SUM(WO_RST_CAS_E_BIO_KWH)	SUM(WO_RST_CAS_E_DIESEL_KWH)	SUM(WO_RST_CAS_E_EFUEL_KWH)	SUM(WO_RST_CAS_E_FCEV_KWH)	SUM(WO_RST_CAS_E_HC_KWH)	SUM(WO_RST_CAS_E_OEV_KWH)	SUM(WO_RST_CAS_E_ENERGY_ROAD_KWH)
101	27333	6331	0	17873	7235	521	0	59293	55884	12907	0	36399	14616	1036	0	120841
103	92640	23882	0	69857	35256	2235	0	223870	189375	48555	0	141789	70866	4445	0	455030
105	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
106	55730	16350	0	49627	30345	2463	0	154516	108745	31962	0	97059	59462	4819	0	302047
107	117730	69628	0	239139	219341	3990	244841	894670	242686	142128	0	487589	445971	8157	510441	1836972
108	27677	8104	0	24575	14788	525	0	75669	56586	16433	0	49727	29627	1045	0	153417
109	40486	13600	0	42638	29716	1126	53999	181564	72581	24595	0	77259	54244	2062	99063	329804
201	51620	14967	0	45277	26931	1748	43436	183979	92569	27016	0	81869	49089	3206	79687	333435
202	58872	25410	0	83573	68308	2214	55338	293715	103726	45536	0	150184	123803	3984	101521	528753
204	108620	40299	0	128994	96499	3681	70410	448503	194775	72997	0	234116	176343	6748	129173	814152
205	33761	8583	0	25000	12304	971	0	80620	60537	15457	0	45079	22364	1782	0	145217
206	51826	22344	0	73485	60182	2515	0	210352	84411	37041	0	122173	100966	4262	0	348853
207	146872	90043	0	310488	288236	5264	122849	963753	253400	158781	0	548813	512551	9172	225374	1708090
208	46766	19770	0	64802	52433	1852	72278	257902	83866	35867	0	117789	95886	3394	132601	469402
209	76945	25451	0	79528	54761	2843	117435	356963	137980	46032	0	144116	99984	5215	215443	648771
302	59296	24379	0	79541	63627	3376	49335	279555	103813	43310	0	141666	114243	6087	88941	498059
304	56629	20555	0	65498	47907	1827	10820	203237	101545	37224	0	118848	87540	3352	19850	368360
305	181122	86724	0	289850	247838	7194	485817	1298546	316978	154367	0	517193	445377	12974	875818	2322708
306	266738	84997	0	263298	173671	7662	262633	1058999	473220	149743	0	463102	303475	13841	443579	1846960
307	380940	141769	0	454135	341232	10816	412842	1741734	689999	262300	0	843679	642741	19480	822621	3280820
308	29024	15726	0	53458	48138	1867	0	148214	41793	22870	0	77841	70335	2736	0	215576
310	22879	7711	0	24189	16664	348	0	71792	47703	16017	0	50198	34469	721	0	149108
312	237195	66982	0	201227	116474	8147	0	630025	416639	118206	0	355575	207197	14361	0	1111979

DISTRICT_ID	SUM(BEV_KWH)	SUM(BIO_KWH)	SUM(DIESEL_KWH)	SUM(EFUEL_KWH)	SUM(FCEV_KWH)	SUM(HC_KWH)	SUM(OEV_KWH)	SUM(ENERGY_ROAD_KWH)	SUM(WORKING_BEV_KWH)	SUM(WORKING_BIO_KWH)	SUM(WORKING_DIESEL_KWH)	SUM(WORKING_EFUEL_KWH)	SUM(WORKING_FCEV_KWH)	SUM(WORKING_HC_KWH)	SUM(WORKING_OEV_KWH)	SUM(WORKING_ENERGY_ROAD_KWH)
315	114661	53082	0	176549	149404	5421	357691	856807	200706	94452	0	314920	268451	9775	644837	1533141
316	103589	60678	0	208209	191944	5355	0	569776	194232	112784	0	386609	355489	9991	0	1059104
317	390570	126448	0	393249	265385	16002	268811	1460465	647242	210917	0	656939	446124	27041	447290	2435553
318	94343	33801	0	107432	78488	2932	127314	444310	169152	61194	0	194885	143396	5376	233561	807565
319	238092	106413	0	351961	291834	8704	408218	1405223	415281	188587	0	625312	522388	15644	730417	2497630
321	60347	16745	0	50062	28518	1946	0	157617	105582	29521	0	88451	50930	3509	0	277993
323	172668	55431	0	172029	115156	6826	72016	594126	309666	100218	0	311613	210194	12522	132114	1076326
401	185268	52198	0	156724	90810	8634	106601	600234	382392	106736	0	319641	182834	17300	192177	1201081
403	107988	33074	0	101509	65317	4403	13728	326020	173793	53516	0	164469	106447	7226	23532	528983
406	24492	9755	0	31638	24456	1089	0	91429	51479	20225	0	65431	50168	2228	0	189531
407	47818	19283	0	62741	50720	4339	0	184902	83786	34262	0	111753	91075	7823	0	328698
408	75347	45223	0	155567	143102	3537	321008	743783	126163	76904	0	265010	244881	6073	550287	1269318
409	51206	27193	0	92172	81675	2712	0	254958	81231	44004	0	149537	133437	4446	0	412656
410	275477	114090	0	372722	299253	13752	203496	1278792	490121	204049	0	667215	537347	24889	366860	2290481
412	21444	18701	0	66552	65418	941	165477	338533	35910	31879	0	113600	112005	1614	283669	578677
414	58210	44907	0	158318	154106	1514	152663	569717	97435	76502	0	270109	263865	2611	261698	972219
416	53878	20696	0	66690	51021	2267	0	194552	113269	42947	0	138049	104737	4647	0	403649
417	136194	49340	0	157208	116264	6137	0	465144	238364	87466	0	279405	208535	11066	0	824836
418	242541	93760	0	302537	233207	12567	253750	1138361	402503	157545	0	509529	395781	21455	435451	1922265
501	123209	36236	0	110042	66953	4303	0	340742	215592	63973	0	194728	119731	7759	0	601783
502	90329	36162	0	117417	91971	4628	0	340506	147126	59876	0	194987	154215	7833	0	564037
503	226014	73095	0	227235	152799	8210	0	687354	387650	126776	0	395135	268468	14528	0	1192558
504	62818	21766	0	68714	49060	3037	0	205395	102384	35977	0	113918	82248	5144	0	339671
505	26858	13968	0	47225	41749	1804	0	131604	43769	23226	0	78731	70124	3057	0	218908
601	87058	24643	0	74107	43770	3919	19862	253359	146087	41415	0	124602	73791	6646	36438	428979
606	381741	138209	0	440300	324177	19152	110682	1414262	634710	232744	0	743373	552300	32627	203051	2398804

DISTRICT_ID	SUM(BEV_KWH)	SUM(BIO_KWH)	SUM(DIESEL_KWH)	SUM(EFUEL_KWH)	SUM(FCEV_KWH)	SUM(HC_KWH)	SUM(OEV_KWH)	SUM(ENERGY_ROAD_KWH)	SUM(WORKING_BEV_KWH)	SUM(WORKING_BIO_KWH)	SUM(WORKING_DIESEL_KWH)	SUM(WORKING_EFUEL_KWH)	SUM(WORKING_FCEV_KWH)	SUM(WORKING_HC_KWH)	SUM(WORKING_OEV_KWH)	SUM(WORKING_ENERGY_ROAD_KWH)
610	96557	48124	0	161733	139742	4176	0	450332	153146	77815	0	262218	228281	6858	0	728318
611	114319	50480	0	166652	137924	5784	0	475158	184328	82495	0	272930	227414	9707	0	776874
612	30307	17537	0	60083	54982	1720	0	164629	48083	28410	0	97571	89861	2821	0	266746
616	36639	19451	0	65933	58691	1324	82784	264822	65701	35370	0	120109	107446	2428	151875	482929
617	168236	51325	0	157372	100969	6813	86881	571596	301729	92724	0	284830	184190	12497	159383	1035352
620	82234	26439	0	82129	56258	5972	0	253033	130511	42444	0	132199	91547	9785	0	406486
621	156519	41255	0	121508	64380	4898	0	388561	275769	73010	0	215325	114918	8813	0	687835
622	123584	46678	0	149927	113510	4198	182765	620660	221603	84573	0	272184	207477	7700	335288	1128825
701	59898	19115	0	59225	38968	2345	42231	221783	100727	34321	0	107929	75317	4235	94455	416985
702	72724	20153	0	60204	33436	2405	0	188922	106536	29682	0	88802	49685	3599	0	278304
703	271193	116790	0	383850	308993	10391	435193	1526410	450121	206298	0	684769	568099	17110	836476	2762874
705	190613	145140	0	511156	498047	8310	370974	1724240	279302	215904	0	761363	744151	12435	554936	2568091
706	56088	17162	0	52625	32973	1768	0	160616	81785	25047	0	76821	48172	2596	0	234421
709	102793	38684	0	124144	92974	3360	120810	482765	150585	57209	0	183927	138609	5028	180719	716078
801	66327	24335	0	77731	57895	2886	0	229173	96503	35215	0	112362	83369	4149	0	331599
802	40878	24742	0	85186	78415	1232	0	230453	59483	35705	0	122815	112780	1775	0	332559
803	68890	22768	0	71117	48253	2433	0	213461	100239	32977	0	102897	69534	3500	0	309147
804	104979	34735	0	108548	74450	4474	0	327186	152739	50306	0	157039	107269	6434	0	473787
900	680030	199140	0	604093	364797	29263	106579	1983901	1052920	307716	0	932901	559925	46248	169858	3069567

10.1.2. Ermittelter Energiebedarf Straße in kWh nach Antriebsform pro Bezirk für Szenario 3

DISTRICT_ID	SUM(BEV_KWH)	SUM(BIO_KWH)	SUM(DIESEL_KWH)	SUM(EFUEL_KWH)	SUM(FCEV_KWH)	SUM(HC_KWH)	SUM(OEV_KWH)	SUM(ENERGY_ROAD_KWH)	SUM(WOEV_BEV_KWH)	SUM(WOEV_BIO_KWH)	SUM(WOEV_DIESEL_KWH)	SUM(WOEV_EFUEL_KWH)	SUM(WOEV_FCEV_KWH)	SUM(WOEV_HC_KWH)	SUM(WOEV_OEV_KWH)	SUM(WOEV_ENERGY_ROAD_KWH)
101	25902	1971	0	6475	4346	203	0	38898	52912	4015	0	13177	8741	404	0	79249
103	88236	8196	0	25242	23648	837	0	146161	180191	16618	0	51207	47346	1665	0	297027
105	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
106	54190	6031	0	18523	22842	951	0	102537	105742	11809	0	36236	44822	1862	0	200471
107	114527	36372	0	82819	172565	1397	222649	630329	235955	73962	0	168708	350170	2852	464177	1295824
108	26273	3327	0	9134	11591	220	0	50544	53665	6711	0	18464	23137	438	0	102415
109	38443	5752	0	15243	22567	378	51078	133461	68969	10446	0	27625	41275	692	93699	242706
201	49550	5641	0	16569	19796	643	43760	135959	88947	10216	0	29977	36180	1179	80280	246780
202	56957	12777	0	31406	58057	838	52220	212255	100461	23061	0	56473	105449	1506	95797	382748
204	104505	18699	0	48095	79443	1370	70202	322315	187592	34023	0	87341	145437	2512	128788	585693
205	32348	2872	0	9160	8319	374	0	53072	58059	5182	0	16529	15172	686	0	95627
206	51207	11158	0	28361	52399	1053	0	144178	83640	18607	0	47221	88122	1785	0	239377
207	142116	51976	0	116630	252595	2044	114766	680126	245361	92187	0	206134	449593	3560	210536	1207372
208	45014	9490	0	23598	42467	638	70460	191666	80805	17288	0	42905	77767	1168	129262	349195
209	73286	10406	0	28384	40587	892	117283	270839	131529	18893	0	51446	74254	1636	215159	492916
302	57983	10795	0	28530	49004	1172	48260	195744	101700	19269	0	50827	88145	2112	87003	349057
304	53995	8871	0	23075	35792	622	11776	134131	96906	16128	0	41872	65514	1141	21603	243165
305	175033	43316	0	103891	199017	2445	467841	991543	306795	77493	0	185417	358183	4410	843424	1775722
306	255303	33981	0	93281	125510	2666	266609	777351	453242	59464	0	164163	218705	4818	452273	1352665
307	366986	62614	0	160827	258530	3840	386396	1239192	664832	117171	0	298438	488759	6912	768587	2344700
308	28912	7926	0	19395	39084	699	0	96016	41700	11575	0	28295	57280	1027	0	139878
310	21652	3598	0	9071	13931	147	0	48398	45134	7455	0	18819	28788	304	0	100501
312	229222	24265	0	73569	83417	3108	0	413581	402821	43011	0	130075	148905	5487	0	730298

DISTRICT_ID	SUM(BEV_KWH)	SUM(BIO_KWH)	SUM(DIESEL_KWH)	SUM(EFUEL_KWH)	SUM(FCEV_KWH)	SUM(HC_KWH)	SUM(OEV_KWH)	SUM(ENERGY_D_KWH)	SUM(WORKING_BEV_KWH)	SUM(WORKING_BIO_KWH)	SUM(WORKING_DIESEL_KWH)	SUM(WORKING_EFUEL_KWH)	SUM(WORKING_FCEV_KWH)	SUM(WORKING_HC_KWH)	SUM(WORKING_OEV_KWH)	SUM(WORKING_ENERGY_D_KWH)
315	111467	25363	0	62569	116747	1798	340778	658723	195448	45350	0	111620	210094	3242	614355	1180109
316	102591	33521	0	78320	165718	2144	0	382294	192394	62415	0	146027	308371	4025	0	713233
317	378333	49315	0	140365	191622	5540	282355	1047530	627594	82456	0	234522	322613	9357	472835	1749377
318	89861	14979	0	38910	61411	1038	126168	332366	161251	27235	0	70607	112403	1903	231446	604844
319	229830	50974	0	124799	228337	3086	390363	1027388	401452	90796	0	221751	409404	5547	698463	1827413
321	58165	6081	0	18516	20838	774	0	104375	101914	10763	0	32749	37361	1395	0	184182
323	166318	21896	0	62029	85049	2399	79504	417195	298602	39726	0	112396	155568	4401	145846	756538
401	180602	18052	0	57766	64770	3185	108757	433132	372169	36749	0	117729	129868	6387	196066	858968
403	104817	12614	0	37104	48247	1605	15566	219953	168863	20449	0	60144	78764	2634	26683	357538
406	24038	4780	0	12289	21415	459	0	62980	50437	9851	0	25388	43835	940	0	130451
407	49127	8290	0	24461	42272	1720	0	125871	86347	14794	0	43622	76053	3101	0	223918
408	73063	23952	0	54863	114887	1164	296209	564138	122507	40872	0	93466	196774	1998	507840	963456
409	50503	14473	0	34654	69992	1089	0	170711	80304	23548	0	56260	114523	1785	0	276420
410	269064	52543	0	135745	237519	4888	217603	917362	479237	94066	0	243057	426653	8844	392298	1644154
412	20639	10811	0	23097	53278	327	151503	259655	34602	18478	0	39423	91269	561	259748	444081
414	55774	25558	0	54867	124459	533	136033	397224	93471	43665	0	93609	213243	920	233219	678127
416	52572	9671	0	25239	42745	909	0	131135	110359	19952	0	52206	87569	1864	0	271951
417	133645	21967	0	59782	96492	2536	0	314422	234364	39155	0	106367	173507	4573	0	557966
418	237755	41346	0	110891	183898	4612	242836	821339	395288	69788	0	186908	312830	7883	416900	1389598
501	119354	13877	0	40953	51035	1721	0	226939	209184	24611	0	72547	91594	3103	0	401039
502	89451	16989	0	44853	77887	1913	0	231093	146113	28294	0	74590	130951	3238	0	383186
503	219500	30363	0	84997	121400	3305	0	459566	377133	52950	0	147968	213997	5850	0	797898
504	62129	9400	0	26468	40971	1285	0	140253	101545	15628	0	43961	68932	2177	0	232242
505	27124	7516	0	18598	37659	767	0	91665	44366	12563	0	31051	63375	1300	0	152655
601	85164	8665	0	27592	31779	1499	23099	177797	143035	14547	0	46385	53517	2537	42376	302397
606	374400	59594	0	163856	258134	7261	123535	986779	623450	100925	0	276750	440732	12355	226621	1680833

DISTRICT_ID	SUM(BEV_KWH)	SUM(BIO_KWH)	SUM(DIESEL_KWH)	SUM(EFUEL_KWH)	SUM(FCEV_KWH)	SUM(HC_KWH)	SUM(OEV_KWH)	SUM(ENERGY_D_KWH)	SUM(WORKING_BEV_KWH)	SUM(WORKING_BIO_KWH)	SUM(WORKING_DIESEL_KWH)	SUM(WORKING_EFUEL_KWH)	SUM(WORKING_FCEV_KWH)	SUM(WORKING_HC_KWH)	SUM(WORKING_OEV_KWH)	SUM(WORKING_ENERGY_ROAD_KWH)
610	94712	25924	0	61823	122694	1719	0	306872	150562	42166	0	100329	200785	2822	0	496664
611	112648	24737	0	62842	116310	2360	0	318897	182124	40558	0	103054	192106	3962	0	521804
612	30161	9600	0	22704	47548	710	0	110723	47977	15632	0	36894	77817	1165	0	179483
616	34988	10379	0	23924	48668	431	79166	197557	62797	18947	0	43592	89187	791	145231	360545
617	162494	19397	0	56896	73047	2358	96470	410662	291763	35153	0	103016	133558	4326	176965	744781
620	82735	9822	0	31812	44565	2358	0	171291	131681	15829	0	51292	72750	3863	0	275416
621	150470	14435	0	45511	47070	2032	0	259517	265351	25606	0	80729	84298	3657	0	459641
622	117592	20928	0	53365	87171	1328	181955	462339	211033	38075	0	96895	159594	2436	333787	841820
701	57943	7571	0	21555	29458	877	38545	155949	97759	14142	0	39241	57861	1577	86185	296763
702	70160	7423	0	22550	25281	999	0	126414	102890	10965	0	33292	37679	1495	0	186320
703	261116	55067	0	136578	242401	3794	403815	1102771	433378	99811	0	242618	447418	6230	770521	1999975
705	184909	86441	0	188542	430418	3090	345837	1239238	271258	128941	0	280892	643488	4624	517345	1846547
706	54002	6992	0	19757	26211	751	0	107713	78759	10208	0	28851	38320	1102	0	157240
709	98483	17436	0	44612	72554	1182	116813	351080	144405	25884	0	66111	108335	1769	174744	521247
801	65049	11225	0	30087	49558	1229	0	157149	94573	16203	0	43469	71290	1767	0	227303
802	39543	14961	0	33233	72162	526	0	160426	57510	21541	0	47900	103735	758	0	231444
803	66933	9999	0	27331	40552	1040	0	145854	97329	14445	0	39524	58364	1496	0	211159
804	102898	14971	0	42120	62760	1910	0	224658	149599	21629	0	60900	90314	2746	0	325187
900	661888	71517	0	219433	260563	10714	110695	1334810	1025321	110018	0	339051	399631	16956	178727	2069705

10.1.3. Berechneter zusätzlicher täglicher Energiebedarf Schiene in MWh nach Unterwerken (Szenarien 1, 2 und 3 – inkl. Starklast Berechnung)

UNTERWERK	SZENARIO1	SZENARIO1 (STARKLAST)	SZENARIO2	SZENARIO2 (STARKLAST)	SZENARIO3	SZENARIO3 (STARKLAST)
ABSDORF	69,4	194,3	79,8	111,7	77,5	108,5
AMSTETTEN	71,6	200,6	82,4	115,3	80,0	112,0
ANGERN	59,3	166,2	68,3	95,6	66,3	92,8
ASTEN	122,9	344,0	141,3	197,8	137,2	192,1
ATTNANG	97,0	271,7	111,6	156,2	108,3	151,7
AUHOF	36,4	101,9	41,8	58,6	40,6	56,9
BAD VÖSLAU	47,6	133,3	54,7	76,6	53,2	74,4
BERGERN	49,7	139,0	57,1	79,9	55,4	77,6
BLUDENZ	29,7	83,2	34,2	47,9	33,2	46,5
BRUCK AN DER MUR	52,6	147,2	60,5	84,6	58,7	82,2
BRUCK/FUSCH	19,3	54,1	22,2	31,1	21,6	30,2
DORFGASTEIN	30,2	84,6	34,8	48,7	33,8	47,3
DÖLSACH	14,3	40,0	16,4	23,0	16,0	22,3
ELSBETHEN	48,3	135,2	55,5	77,8	53,9	75,5
FELDKIRCH	38,8	108,7	44,6	62,5	43,4	60,7
FLORIDSDORF	92,5	258,9	106,3	148,9	103,3	144,6
FRITZENS	68,0	190,4	78,2	109,5	75,9	106,3
GAISBACH/WARTBERG	12,3	34,4	14,1	19,8	13,7	19,2
GOLLING	27,3	76,4	31,4	43,9	30,5	42,7
GRAFENSTEIN	61,9	173,3	71,2	99,6	69,1	96,7
GRAZ	46,0	128,8	52,9	74,0	51,4	71,9
GRIES	12,0	33,5	13,7	19,2	13,3	18,7
GÖPFRITZ	14,5	40,7	16,7	23,4	16,2	22,7
GÖTZENDORF	41,5	116,2	47,7	66,8	46,3	64,9
HAAG	81,2	227,4	93,4	130,8	90,7	127,0
HÜTTELDORF	33,9	94,9	39,0	54,6	37,8	53,0
KITZBÜHEL	26,2	73,3	30,1	42,1	29,2	40,9
KÜPFERN	10,4	29,2	12,0	16,8	11,7	16,3
LANDECK	19,3	54,2	22,2	31,1	21,6	30,2
LANGENWANG	57,5	160,9	66,1	92,5	64,2	89,8
LAVANTTAL	52,2	146,3	60,1	84,1	58,3	81,7
LOKALBAHN: ALMTALBAHN WELS	2,9	8,0	3,0	4,2	3,0	4,2
LOKALBAHN: INNERE ASPANGBAHN	9,8	27,4	10,3	14,5	10,2	14,3
LOKALBAHN: TRIESTINGTALBAHN	2,7	7,7	2,9	4,1	2,9	4,0
LOKALBAHN: MÜHLKREISBAHN KLEINZELL	12,7	35,5	13,4	18,8	13,3	18,6
LOKALBAHN: ZILLERTALBAHN	7,0	19,5	7,4	10,3	7,3	10,2
MALLNITZ	49,2	137,7	56,6	79,2	54,9	76,9
MARCHTRENK	114,8	321,4	132,0	184,8	128,2	179,4
MARIAHOF	17,3	48,5	19,9	27,9	19,3	27,1

UNTERWERK	SZENARIO1	SZENARIO1 (STARKLAST)	SZENARIO2	SZENARIO2 (STARKLAST)	SZENARIO3	SZENARIO3 (STARKLAST)
MATREI	21,1	58,9	24,2	33,9	23,5	32,9
MEIDLING	94,7	265,2	108,9	152,5	105,7	148,0
MISTELBACH	14,0	39,3	16,1	22,6	15,7	21,9
MÜNSTER	71,9	201,2	82,6	115,7	80,3	112,4
PARNDORF	41,2	115,3	47,4	66,3	46,0	64,4
PETTNEU	19,0	53,2	21,8	30,6	21,2	29,7
PUSARNITZ	38,3	107,4	44,1	61,7	42,8	60,0
REITH	4,9	13,8	5,7	7,9	5,5	7,7
REKAWINKEL	34,3	96,0	39,4	55,2	38,3	53,6
RIEDAU	58,2	163,0	67,0	93,8	65,0	91,0
ROHR	38,2	107,0	43,9	61,5	42,7	59,7
SCHLADMING	9,8	27,5	11,3	15,8	11,0	15,4
SCHLÖGLMÜHL/ GLOGGNITZ	54,7	153,1	62,9	88,0	61,1	85,5
SELZTHAL	22,7	63,7	26,2	36,6	25,4	35,6
SEMMERING	12,4	34,8	14,3	20,0	13,9	19,4
SIMMERING	65,3	182,9	75,1	105,2	73,0	102,1
ST. JOHANN IM PONGAU	37,3	104,5	42,9	60,1	41,7	58,4
ST. MICHAEL	33,4	93,5	38,4	53,8	37,3	52,2
ST. VEIT AN DER GLAN	67,6	189,3	77,8	108,9	75,5	105,7
STEINDORF	64,2	179,9	73,9	103,4	71,7	100,4
STUDENZEN	21,8	61,1	25,1	35,1	24,4	34,1
TULLNERFELD	59,2	165,9	68,1	95,4	66,2	92,6
UNTERBERG	27,3	76,4	31,4	43,9	30,5	42,7
UNTERSIEBENBRUNN	41,3	115,5	47,4	66,4	46,1	64,5
VILLACH	108,4	303,5	124,7	174,5	121,1	169,5
WAGRAM	52,6	147,3	60,5	84,7	58,7	82,2
WALD	20,5	57,3	23,5	32,9	22,8	32,0
WALD AM SCHOBERPASS	25,9	72,6	29,8	41,7	28,9	40,5
WARTBERG A.D.KREMS	54,4	152,3	62,5	87,6	60,7	85,0
WERNDORF	33,1	92,6	38,0	53,2	36,9	51,7
WESTSTEIERMARK	43,8	122,7	50,4	70,6	49,0	68,5
WIENER NEUSTADT	66,7	186,9	76,7	107,4	74,5	104,3
WÖRGL	60,0	168,0	69,0	96,6	67,0	93,8
ZELLERNDORF	21,0	58,7	24,1	33,8	23,4	32,8
ZIRL	20,3	56,8	23,3	32,6	22,6	31,7
ÖTZTAL	22,6	63,2	26,0	36,3	25,2	35,3

10.1.4. Bedarfsdeckung

Tabelle 13: Elektrische Deckungsgrade beispielhaft für Wien inklusive des Elektrolysebedarfs für die Verkehrsszenarien 1, 2 und 3

Elektrolyse-Szenario	Verkehrsszenario	Erzeugung (MWh/a)	Bedarf (MWh/a)	Deckungsgrad (1)
<i>Schiene Dezentral, Straße Dezentral</i>	<i>Szenario 1</i>	173.729	432.923	0,401
	<i>Szenario 1.1</i>	173.729	433.040	0,401
	<i>Szenario 1.2</i>	173.729	429.973	0,404
	<i>Szenario 1.3</i>	173.729	466.712	0,372
	<i>Szenario 2</i>	173.729	668.934	0,260
	<i>Szenario 2.1</i>	173.729	537.647	0,323
	<i>Szenario 2.2</i>	173.729	740.033	0,235
	<i>Szenario 3</i>	173.729	575.421	0,302
	<i>Szenario 3.1</i>	173.729	558.245	0,311
	<i>Szenario 3.2</i>	173.729	579.091	0,300
<i>Schiene Dezentral, Straße Hybrid</i>	<i>Szenario 1</i>	173.729	543.900	0,319
	<i>Szenario 1.1</i>	173.729	710.597	0,244
	<i>Szenario 1.2</i>	173.729	536.541	0,324
	<i>Szenario 1.3</i>	173.729	669.682	0,259
	<i>Szenario 2</i>	173.729	1.142.339	0,152
	<i>Szenario 2.1</i>	173.729	893.949	0,194
	<i>Szenario 2.2</i>	173.729	1.289.363	0,135
	<i>Szenario 3</i>	173.729	920.523	0,189
	<i>Szenario 3.1</i>	173.729	843.858	0,206
	<i>Szenario 3.2</i>	173.729	920.532	0,189
<i>Schiene Dezentral, Straße Zentral</i>	<i>Szenario 1</i>	173.729	690.786	0,251
	<i>Szenario 1.1</i>	173.729	1.067.492	0,163
	<i>Szenario 1.2</i>	173.729	676.606	0,257
	<i>Szenario 1.3</i>	173.729	940.158	0,185
	<i>Szenario 2</i>	173.729	1.759.673	0,099
	<i>Szenario 2.1</i>	173.729	1.360.004	0,128
	<i>Szenario 2.2</i>	173.729	2.003.924	0,087
	<i>Szenario 3</i>	173.729	1.379.713	0,126
	<i>Szenario 3.1</i>	173.729	1.214.694	0,143
	<i>Szenario 3.2</i>	173.729	1.367.608	0,127
<i>Schiene Zentral, Straße Dezentral</i>	<i>Szenario 1</i>	173.729	432.923	0,401
	<i>Szenario 1.1</i>	173.729	433.040	0,401
	<i>Szenario 1.2</i>	173.729	429.973	0,404
	<i>Szenario 1.3</i>	173.729	466.712	0,372
	<i>Szenario 2</i>	173.729	668.934	0,260
	<i>Szenario 2.1</i>	173.729	537.647	0,323
	<i>Szenario 2.2</i>	173.729	740.033	0,235

<i>Elektrolyse- Szenario</i>	<i>Verkehrsszenario</i>	<i>Erzeugung (MWh/a)</i>	<i>Bedarf (MWh/a)</i>	<i>Deckungsgrad (1)</i>	
	<i>Szenario 3</i>	173.729	575.421	0,302	
	<i>Szenario 3.1</i>	173.729	558.245	0,311	
	<i>Szenario 3.2</i>	173.729	579.091	0,300	
<i>Schiene Zentral, Straße Hybrid</i>	<i>Szenario 1</i>	173.729	543.900	0,319	
	<i>Szenario 1.1</i>	173.729	710.597	0,244	
	<i>Szenario 1.2</i>	173.729	536.541	0,324	
	<i>Szenario 1.3</i>	173.729	669.682	0,259	
	<i>Szenario 2</i>	173.729	1.142.339	0,152	
	<i>Szenario 2.1</i>	173.729	893.949	0,194	
	<i>Szenario 2.2</i>	173.729	1.289.363	0,135	
	<i>Szenario 3</i>	173.729	920.523	0,189	
	<i>Szenario 3.1</i>	173.729	843.858	0,206	
	<i>Szenario 3.2</i>	173.729	920.532	0,189	
	<i>Schiene Zentral, Straße Zentral</i>	<i>Szenario 1</i>	173.729	690.786	0,251
		<i>Szenario 1.1</i>	173.729	1.067.492	0,163
<i>Szenario 1.2</i>		173.729	676.606	0,257	
<i>Szenario 1.3</i>		173.729	940.158	0,185	
<i>Szenario 2</i>		173.729	1.759.673	0,099	
<i>Szenario 2.1</i>		173.729	1.360.004	0,128	
<i>Szenario 2.2</i>		173.729	2.003.924	0,087	
<i>Szenario 3</i>		173.729	1.379.713	0,126	
<i>Szenario 3.1</i>		173.729	1.214.694	0,143	
<i>Szenario 3.2</i>		173.729	1.367.608	0,127	

