

REPORT

# ATHU114 LOW CARB MOBILITY

Anforderungen an die Energiewirtschaft für alternative Antriebe im öffentlichen Verkehr

Projektteam:

Jürgen Zajicek

Judith Kapeller

Klara Maggauer

06.05.2022

Exemplar 1

Berichtsnummer 1

## Inhalt

ATHU114 Low Carb Mobility .....	1
0 Executive Summary.....	6
Vezetői összefoglaló.....	9
1 Methodik .....	12
1.1 Vorgehensweise .....	12
1.2 Annahmen und Analysen für nachfolgende Berechnungen .....	13
1.2.1 Fahrzeugtechnologie .....	13
1.2.2 Annahmen für Bus .....	14
1.2.3 Annahmen für Eisenbahn .....	15
1.2.4 Lade- und Betankungsvorgänge - Batteriefahrzeuge.....	16
1.2.5 Simulation der Betankungsvorgänge – H <sub>2</sub> .....	20
1.2.6 Wirtschaftlichkeitsberechnungen .....	22
2 Wasserstoff und Akkuantrieb im öffentlichen Verkehr .....	29
2.1 Ökologische und energiewirtschaftliche Herausforderungen .....	29
2.1.1 Herstellung.....	29
2.1.1.4 H <sub>2</sub> -Tankstellen .....	33
2.1.2 Nutzung.....	34
2.1.3 Entsorgung und Recycling von Batterien .....	34
2.2 Fallbeispiel für Bus .....	35
2.2.1 Grundlegende Annahmen.....	36
2.2.2 Parametrierung der Optimierungssoftware GENIOS®.....	39
2.2.3 Ergebnisse der Umlaufberechnung .....	43
2.2.4 BE-Bus: Schwechat: 172 km (292 kWh); Nordburgenland: 282 km (480 kWh) Standortbeschreibung E-Bus Ladestationen.....	49
2.2.5 Standortbeschreibung für H <sub>2</sub> -Erzeugung, Speicherung und Betankung an anhand Wr. Neustadt 50	
2.2.6 Energiebedarf .....	50
2.2.7 Infrastrukturkosten-Abschätzung .....	51
2.2.8 Fahrzeugkosten-Abschätzung .....	57
2.2.9 Detaillierte Kostenschätzung bei Betrieb über 20 Jahre am Beispiel Großraum Schwechat.....	60
2.2.10 Blackout Prävention.....	61
2.2.11 Conclusio des Fallbeispiels Bus .....	63
2.3 Fallbeispiel für Bahn .....	63



2.3.1	Grundlegende Annahmen.....	64
2.3.2	Betrachtete Strecken im Detail .....	67
2.3.3	Umlaufpläne und Fahrzeugbedarf .....	68
2.3.4	Energiebedarf .....	68
2.3.5	Infrastrukturkosten-Abschätzung .....	70
2.3.6	Energiewirtschaftliche Betrachtung .....	74
2.3.7	Wirkung auf die E-Wirtschaft .....	77
2.3.8	Blackout Prävention .....	77
2.3.9	Conclusio des Fallbeispiels Bahn .....	78
3	Ausblick auf die weitere technologische Entwicklung .....	79
3.1	Entwicklungsvarianten Wasserstoffantrieb .....	79
3.2	Entwicklungsvarianten Batterieantrieb .....	79
3.3	Hybridlösungen .....	79
3.3.1	Eisenbahn: .....	79
3.3.2	Straße: .....	80
3.4	Alternative Kraftstoffe .....	80
4	Conclusio .....	84
5	Abbildungsverzeichnis .....	86
6	Tabellenverzeichnis .....	87
7	Literaturverzeichnis .....	90



## **|LOW-CARB-MOBILITY|**

Low Carb Mobility – Aufbau eines umweltfreundlichen und energieeffizienten Verkehrssystems (Schiene – Straße) Ostregion – Westungarn

Ziel von **Low Carb Mobility** ist die Verbesserung der multimodalen Vernetzung der Verkehrsträger im Projektgebiet Burgenland – Westungarn, um klimafreundliche Mobilität für alle zu ermöglichen. Insbesondere sollen Maßnahmen und Strategien für den nachhaltigen und umweltschonenden Verkehr der Zukunft innerhalb bzw. zwischen der Projektregion ausgearbeitet und entwickelt werden.

Zu den wichtigsten Outputs des Projekts gehört die Ausarbeitung einer grenzüberschreitenden Elektromobilitätsstrategie, die alle Verkehrsträger der Projektregion umfasst. Weiters werden die Bahnhöfe Wulkaprodersdorf und Fertőszentmiklós zu multimodalen Verkehrsknoten ausgebaut, indem Bahn, Bus, Auto, und Fahrrad mittels Park+Ride- bzw. Bike+Ride-Anlagen und weiteren Services miteinander verknüpft werden. Sie dienen als beispielgebende Projekte im öffentlichen Verkehr.

Weiters wird im Projekt an der Wissensgenerierung im Hinblick auf alternative Antriebe im öffentlichen Verkehr gearbeitet. Im Zuge von Studien werden für die Umsetzung im grenzüberschreitenden öffentlichen Verkehr die betriebliche Machbarkeit und ein Anforderungskatalog an die Energiewirtschaft erhoben.

¶

**Förderprogramm:** °Interreg VA-AT-HU; 85% EFRE-Förderungsanteil¶

←

**Projektdauer:** °April 2019 – September 2022¶

¶

**Finanzen:**¶

Projektbudget: x	999.330,00 € x x
davon EFRE-Förderung: x	849.430,49 € x x

¶

**Projektpartner:**←

-°RMB (Mobilitätszentrale Burgenland) – AT (Lead Partner) <http://www.b-mobil.info/>¶

-°GYSEV/Raaberbahn – HU <https://www2.gysev.hu/>¶

- Raaberbahn AG – AT [www.raaberbahn.at/](http://www.raaberbahn.at/)¶

-°VOR – Verkehrsverbund Ostregion GmbH – AT <https://www.vor.at/>¶



¶

**Strategische Partner:**

--Land·Burgenland<sup>o</sup>(Abt.·2,·Referat·Gesamtverkehrskoordination)---AT·

<https://www.burgenland.at/>¶

--Land·Niederösterreich·(Abteilung·Raumordnung·und·Gesamtverkehrsangelegenheiten)---

AT·<http://www.noel.gv.at/>¶

--Energie·Burgenland---AT·<https://www.energieburgenland.at/>¶

--EVN·AG---AT·<https://www.evn.at/>¶

--SchiG---AT·<https://www.schig.com/>¶

--Fertővidéki·Helyiérdekű·Vasút·Zártkörűen·Működő·Részvénytársaság---HU¶

--Forschung·Burgenland---AT·<https://www.forschung-burgenland.at/>¶

--Burgenländische·Energieagentur---AT·<http://www.eabgld.at/>¶

*Bitte·die·jeweiligen·Projektpartner·verlinken!*¶

¶

Nähere·Informationen·finden·Sie·auch·auf·der·Projekthomepage·*LINK:*

<https://www.interreg-athu.eu/lowcarbmobility/>¶

## 0 EXECUTIVE SUMMARY

Der VOR - Verkehrsverbund Ost-Region hat im Rahmen des Interreg-Projektes AHTU114 die gegenständliche Studie beauftragt, um die Thematik des Einsatzes von alternativen Antrieben im öffentlichen Verkehr für die beiden Verkehrsträger straßengebundener öffentlicher Verkehr mit Bus und schienengebundener öffentlicher Verkehr zu untersuchen. Dabei soll neben der Aufbereitung des **aktuellen Wissenstandes zu Technologie und Betrieb** auch anhand von **konkreten Beispielen der Anwendung** der alternativen Antriebe **im Rahmen von bestehenden Services bzw. Linien** im Gebiet des VOR aufgezeigt werden. Mit der Auslegung der **notwendigen Anzahl von Fahrzeugen und der notwendigen Infrastruktur** wird eine **wirtschaftliche Bewertung der notwendigen Maßnahmen** vorgenommen. Die **Ergebnisse bilden die Basis für Entscheidungen** bezüglich des künftigen Einsatzes von alternativen Antrieben im Netz des VOR. Die Recherchen erfolgten über **Desktop-Research**, Verwendung **eigener Forschungsergebnisse** und **Erfahrungswerte der Auftragnehmer** sowie mittels **Experteninterviews**, die zur Validierung der Erkenntnisse mittels **Abgleiches der Erfahrungen aus der Praxis** dienen.

Die Untersuchungen wurden anhand von **bestehenden Fahrplänen und Umlaufplänen** für die folgenden Untersuchungsgebiete durchgeführt:

- Straßengebundener ÖV mit Bus:
  - Stadt- und Umlandverkehr **Schwechat**
  - Regionalverkehr **Nordburgenland**
- Schienengebundener ÖV:
  - Bahnlinien rund um **Wiener Neustadt**: Gutensteinerbahn, Puchbergerbahn, sowie Innere und Äußere Aspangbahn

In einem **ersten Schritt** der Untersuchung wurden die verschiedenen Antriebsarten wie batterieelektrische Fahrzeuge (BMU) und wasserstoffbetriebene Brennstoffzellen-Fahrertriebe (H2MU) allgemein betrachtet. Dabei ist auch auf Basis nationaler und internationaler Erkenntnisse festzustellen, dass für den straßengebundenen öffentlichen Verkehr mit Bussen eine Umstellung auf batterieelektrische Fahrzeuge **schneller umsetzbar** wäre als auf H<sub>2</sub>-betriebene Fahrzeuge. Hier sind bereits tausende Fahrzeuge im Einsatz. Im schienengebundenen öffentlichen Verkehr steckt die Technologie noch in den Kinderschuhen, da hier das Angebot von Fahrzeugen mit Batteriespeichern erst im Stadium der ersten Tests bei größeren Bahnen steht. Allerdings ist festzuhalten, dass bereits alle großen Fahrzeughersteller entsprechende Fahrzeuge anbieten. Diese sind meist elektrisch angetriebene Fahrzeuge, die mit zusätzlichen Batterien und der entsprechenden Ladetechnik ausgestattet sind. Damit können diese Fahrzeuge auf den elektrifizierten Hauptstrecken ihren Traktionsstrom aus der Oberleitung beziehen und gleichzeitig den Batteriespeicher laden. Die Fahrzeuge können dann auf nicht-elektrifizierten Strecken die Traktionsenergie aus den Batterien beziehen und damit im Schnitt 80-100 km zurücklegen. Die notwendigen Infrastrukturkomponenten zur Ladung sind als Adaptierungen von bereits verfügbaren Komponenten am Markt erhältlich. Bei den mit Wasserstoff betriebenen Brennstoffzellen-Fahrzeugen werden sowohl für Busse als auch Eisenbahnfahrzeuge einzelne Fahrzeuge angeboten, die derzeit sowohl von Bahnbetreibern als auch von Busunternehmen getestet werden. Hier ist ebenfalls eine höhere Anzahl von Fahrzeugen für die Straße als für die Schiene verfügbar.

Im **zweiten Schritt** wurden jeweils für die Untersuchungsgebiete für Bus und Eisenbahn auf Basis der aktuellen und künftigen Umlaufpläne für die Antriebsarten batterieelektrisch und H<sub>2</sub>-Brennstoffzelle überprüft, ob diese erfüllt werden können bzw. wie viele zusätzliche Fahrzeuge für die Einhaltung aktueller und künftiger Fahrpläne notwendig wären. Anhand der ermittelten Anzahl an notwendigen Fahrzeugen und der durch sie zu erbringenden Verkehrsleistung (km/Jahr) wurden die bereitzustellenden Energie- bzw. Wasserstoffmengen ermittelt. Damit erfolgte eine Kostenrechnung bezüglich Investitions- und Betriebskosten für die wirtschaftliche Bewertung. Wobei die notwendige Infrastrukturstruktur zur Erzeugung, Verdichtung und Speicherung des erzeugten H<sub>2</sub> mit hohen Errichtungs- und Betriebskosten verbunden ist, die einen wirtschaftlichen Betrieb belasten.

**Erkenntnisse zu alternativen Antrieben im straßengebundenen öffentlichen Verkehr mit Bussen, im Untersuchungsgebiet Schwechat und Nordburgenland** - Die im Zuge der Studie berechneten energie-wirtschaftlichen Betrachtungen haben die jeweiligen Vor- und Nachteile der beiden alternativen Bus-Antriebs-systeme batterieelektrisch und Wasserstoff für die betrachteten Fallbeispiele aufgezeigt. Der batterieelektri-sche (BE) Antrieb ist dabei in den meisten Punkten dem Wasserstoff (H<sub>2</sub>) -Antrieb überlegen. BE Busse sind in der Anschaffung ca. 1,5-mal günstiger als H<sub>2</sub>-Busse. Außerdem sind die Investitions- und Betriebskosten für die Ladeinfrastruktur günstiger als die H<sub>2</sub>-Tankinfrastruktur und darüber hinaus wesentlich energieintensiver als der batterieelektrische Antrieb. Die Energieverluste bei der Ladung als auch im elektrischen Busantrieb selbst sind deutlich geringer als bei der H<sub>2</sub>-Erzeugung und in der Brennstoffzelle des H<sub>2</sub>-Busses. Dieser Aspekt ist auch einer der wichtigsten Kostenfaktoren, da die Stromkosten einen wesentlichen Teil der H<sub>2</sub>-Gesamtkosten ausmachen. Die einzigen Aspekte, in denen die H<sub>2</sub>-Busse den BE-Bussen überlegen sind, sind ihre Reichweite und die schnelle Betankungszeit von etwa zehn Minuten. Aus diesem Grund sind sie auch auf längeren Strecken, wie im Fallbeispiel im Nordburgenland gleich wie die Dieselsebusse einsetzbar, während für BE-Busse eine höhere Anzahl an Bussen und zusätzliche Ladezeiten benötigt werden. Aufgrund dessen wäre eine Umstellung auf H<sub>2</sub>-betriebene Busse in diesem Fall günstiger als eine Umstellung auf BE-betrie-bene Busse. Berücksichtigt man jedoch zusätzlich die notwendige Infrastruktur zur Betankung der H<sub>2</sub>-Busse und besonders die mit dem Betrieb verbundenen H<sub>2</sub>-Kosten, so ist ihre Überlegenheit in Bezug auf die Wirt-schaftlichkeit auch in diesem Fall ausgeräumt. Das Fallbeispiel des Regionalverkehrs im Nordburgenland zeigt somit die derzeit noch vorhandenen Limitierungen des Einsatzes von alternativen Antriebssystemen auf, da sowohl die Einschränkungen der Technologien mit der zu geringen Reichweite der BE-Busse und der geringen Energieeffizienz der H<sub>2</sub>-Erzeugung und Brennstoffzellen als auch die hohen Kosten für eine Umstel-lung auf sowohl BE- als auch H<sub>2</sub>-Busse illustriert werden.

**Erkenntnisse zu alternativen Antrieben im schienengebundenen öffentlichen Verkehr, im Untersu-chungsgebiet des Dieselnetzes Wr. Neustadt** - Die vier untersuchten Bahnstrecken (Gutensteinerbahn, Puchbergerbahn, Innere und Äußere Aspangbahn) bieten aufgrund ihrer unterschiedlichen Topographien ein breites Spektrum an Einsatzmöglichkeiten von alternativen Antrieben im Bahnverkehr. Dabei wurde für jede Bahnstrecke auf Basis der Fahrplänenwürfe 2027+ jeweils der Einsatz von batterieelektrischen bzw. H<sub>2</sub>-Brennstoffzellen-Fahrzeugen untersucht. Dabei ergaben sich auf Grund der kürzeren Reichweiten der batte-rieelektrischen Fahrzeuge im Vergleich zu aktuell eingesetzten Dieseltriebwägen teilweise höhere Anzahlen an notwendigen Fahrzeugen. Für die *Innere Aspangbahn* können aufgrund des hohen Streckenanteiles mit Elektrifizierung batterieelektrische Fahrzeuge vorgesehen werden. Dabei kann eine Ladung der Batterie wäh-rend der Fahrt und in Haltestellen unter Oberleitung erfolgen. Dadurch sind keine zusätzlichen Fahrzeuge zu denen im Umlaufplanentwurf vorzusehen. Auf der *Gutensteiner* und der *Puchbergerbahn* könnten batterie-elektrische Fahrzeuge eingesetzt werden, doch müssten Ladezeiten vorgesehen werden und somit wären zusätzliche Fahrzeuge einzusetzen. Diesem Umstand könnte nach Umsetzung einer möglichen Elektrifizie-rung der Teilstrecken Wr. Neustadt – Bad Fischau/Brunn entgegnet werden, weil dann eine entsprechend lange Strecke unter Oberleitung vorhanden wäre.

„Alternativ dazu wäre der Einsatz von H<sub>2</sub>-Triebwagen mit Brennstoffzelle auf diesen beiden Strecken zwar betriebstechnisch sinnvoll, die Gesamtkosten für Infrastruktur und den benötigten H<sub>2</sub> übersteigen je-doch deutlich die Gesamtkosten der batterieelektrischen Fahrzeuge. Der Einsatz von batterieelektrischen Fahrzeu-gen auf der *Äußeren Aspangbahn* zwischen Wr. Neustadt und Fehring wäre aufgrund der Streckenlänge von 132,8 km ohne Zwischenladung nicht umzusetzen. Auf den Teilstrecken zwischen Wr. Neustadt und Aspang würde die Reichweite der batterieelektrischen Fahrzeuge allerdings ausreichen. Dabei müssten längere Wen-dezeiten im Bahnhof Aspang vorgesehen werden, um die Batterien ausreichend zu laden. Mit einem Einsatz von H<sub>2</sub>-Brennstoffzellen-Fahrzeugen könnte der Umlaufplan der Dieseltriebzüge 1:1 mit derselben Anzahl an Fahrzeugen erfüllt werden. Allerdings sind hier auch die hohen Kosten der benötigten H<sub>2</sub>-Mengen zu berück-sichtigen. Auf dieser Bahnstrecke würde sich jedoch die Errichtung einer Inselelektrifizierung im Raum Fried-berg zur Gewährleistung der Umlaufpläne mit batterieelektrischen Fahrzeugen anbieten. Diese Inselelektrifi-zierung würde das Erreichen der Endstellen über die komplette Streckenlänge sicherstellen. Die Lade- bzw. Betankungsinfrastruktur würde in Wr. Neustadt erbaut werden. Zur Deckung des Energiebedarfs könnte



Strom aus Windparks bzw. an Photovoltaik-Großanlagen im Großraum Wr. Neustadt bezogen werden. Allerdings sind beim Ersatz der aktuellen Fahrzeuge mit alternativen Antrieben erhebliche Energiemengen notwendig. Bei H<sub>2</sub>-Antrieb, mit H<sub>2</sub>-Erzeugung vor Ort, ist mit einem elektrischen Energieverbrauch von 68 GWh p.a. zu rechnen, wobei diese bilanziell mittels 55 MW PV (Flächen vergleichbar mit 61 Fußballfeldern) bei 1.225 Vollaststunden bzw. mit 21 MW Windkraft (3 Vestas Turbinen, V164 7000 mit 7 MW<sub>p</sub> Nennleistung) bei 3.225 Vollaststunden erzeugt werden können. Der Energiebedarf bei Batterieantrieb von 15 GWh p.a. ist dabei deutlich geringer als beim H<sub>2</sub>-Antrieb.



## VEZETŐI ÖSSZEFOGLALÓ

A VOR-Verkehrsverbund Ost-Region az AHTU114 Interreg-projekt keretében rendelte meg ezt a tanulmányt, hogy megvizsgálja az alternatív meghajtási rendszerek használatát a tömegközlekedésben a két közlekedési mód esetében: a közúti tömegközlekedés autóbusszokkal és a vasúti tömegközlekedés. A **technológia és az üzemeltetés jelenlegi ismeretanyagának** összeállítása mellett **konkrét példákat** kell bemutatni az alternatív meghajtások alkalmazására a VOR területén **meglévő szolgáltatások vagy vonalak** keretében. A **szükséges járművek számának és a szükséges infrastruktúrának** megtervezésével együtt a **szükséges intézkedések gazdasági értékelése** is megtörténik. **Az eredmények alkotják** a VOR-hálózatban az alternatív meghajtók jövőbeli használatára vonatkozó **döntések alapját**. A kutatást **asztali kutatással** végeztük, a **megbízott személyek saját kutatási eredményeinek és empirikus értékeinek** felhasználásával, valamint **szakértői interjúkkal**, amelyek a megállapítások érvényesítésére szolgáltak a **gyakorlati tapasztalatok összehasonlításával**.

A vizsgálatokat a következő vizsgálati területek **meglévő menetrendjei és forgalmi tervei** alapján végezték el:

- Közúti tömegközlekedés autóbusszal:
  - Városi és elővárosi közlekedés **Schwechat**
  - Regionális közlekedés **Észak-Burgenland**
- Vasúti tömegközlekedés:
  - Vasút vonalak **Wiener Neustadt** környékén: Gutensteinerbahn, Puchbergerbahn, valamint Belső és Külső Aspangbahn

A vizsgálat **első lépésében** a különböző típusú meghajtási rendszereket, mint például az akkumulátoros elektromos járműveket (BMU) és a hidrogénüzemű üzemanyagcellás járművek meghajtását (H2MU) általánosságban vették figyelembe. A nemzeti és nemzetközi eredmények alapján az is megállapítható, hogy a buszos közúti tömegközlekedés esetében az akkumulátoros-elektromos járművekre való átállást gyorsabban meg lehetne valósítani, mint a H2-üzemű járművekre. Már több ezer jármű van itt használatban. A vasúti tömegközlekedésben a technológia még gyerekcipőben jár, hiszen itt az akkumulátortárolós járművek kínálata még csak az első tesztek szakaszában van a nagyobb vasúttársaságoknál. Meg kell azonban jegyezni, hogy az összes nagy járműgyártó már kínál megfelelő járműveket. Ezek többnyire elektromos meghajtású járművek, amelyek további akkumulátorokkal és a megfelelő töltési technológiával vannak felszerelve. Ez lehetővé teszi, hogy ezek a villamosított főútvonalakon közlekedő járművek vontatási áramukat a felsővezetékéről vonják le, és egyszerre töltsék az akkumulátortárolót. A járművek ezután a nem villamosított utakon vontatási energiát vonhatnak le az akkumulátorokból, és így átlagosan 80-100 km-t tesznek meg vele. A töltéshez szükséges infrastrukturális elemek a piacon a már rendelkezésre álló elemek adaptációjaként állnak rendelkezésre a piacon. A hidrogénüzemű üzemanyagcellás járművek esetében mind az autóbusszok, mind a vasúti járművek számára rendelkezésre állnak egyedi járművek, amelyeket jelenleg mind a vasúttársaságok, mind az autóbussz-társaságok tesztelnek. Itt is több jármű áll rendelkezésre a közúton, mint a vasúton.

A **második lépésben** az egyes vizsgálati területek esetében az autóbussz és a vasút esetében a jelenlegi és a jövőbeli menetrendek alapján az akkumulátoros elektromos és H<sub>2</sub> tüzelőanyagcellás meghajtási típusok esetében megvizsgálták, hogy ezek teljesíthetők-e, illetve hány további járműre lenne szükség a jelenlegi és a jövőbeli menetrendek betartásához. A szolgáltatandó energia- és hidrogénmennyiségeket a szükséges járművek száma és az általuk elérendő szállítási teljesítmény (km/év) alapján határozták meg. Ennek eredményeképpen a gazdasági értékeléshez a beruházási és üzemeltetési költségekre vonatkozó költségszámítás készült. A keletkezett H<sub>2</sub> előállításához, sűrítéséhez és tárolásához szükséges infrastrukturális struktúra magas építési és üzemeltetési költségekkel jár, amelyek megterhelik a gazdaságos működést.

**Aközúti tömegközlekedés alternatív meghajtásaival kapcsolatos megállapítások aSchwechat és Észak-Burgenland vizsgálati területén** - A tanulmány során kiszámított energiagazdasági szempontok megmutatták a két alternatív buszmeghajtási rendszer, az akkumulátoros-elektromos és a hidrogénes meghajtás előnyeit és hátrányait a vizsgált esettanulmányok esetében. Az akkumulátoros elektromos (BE) meghajtás a legtöbb szempontból jobb, mint a hidrogén (H<sub>2</sub>) meghajtás. A BE buszok beszerzése körülbelül másfélszer olcsóbb, mint a H<sub>2</sub> buszoké. Ráadásul a töltőinfrastruktúra beruházási és üzemeltetési költségei olcsóbbak, mint a H<sub>2</sub>-töltő infrastruktúra, és sokkal energiaigényesebbek, mint az akkumulátoros-elektromos meghajtás. A töltés sprán létrejött energiaveszteségek, valamint maga az elektromos busz meghajtása jelentősen kisebbek, mint a H<sub>2</sub>-termelés és a H<sub>2</sub>-busz üzemanyagcellája esetében. Ez a szempont egyben az egyik legfontosabb költségtényező is, hiszen a teljes villamosenergia-költség a H<sub>2</sub> összköltségének jelentős részét teszi ki. Az egyetlen szempont, amiben a H<sub>2</sub>-buszok felülmúlják a BE-buszokat, az a hatótávolságuk és a gyors, körülbelül tízperces tankolási idő. Ezáltal hosszabb útvonalakon is használhatók, mint az észak-burgenlandi esettanulmányban, ugyanúgy, mint a dízelbuszok, míg a BE-buszok nagyobb számú autóbust és további töltési időt igényelnek. Emiatt a H<sub>2</sub>-üzemű buszokra való átállás ebben az esetben olcsóbb lenne, mint a BE-üzemű buszokra való átállás. Ha azonban figyelembe vesszük a H<sub>2</sub>-buszok tankolásához szükséges infrastruktúrát és különösen az üzemeltetésükhöz kapcsolódó H<sub>2</sub>-költségeket, akkor a gazdasági hatékonyság szempontjából való fölényük ebben az esetben is megdől. Az észak-burgenlandi regionális közlekedés esettanulmánya tehát megmutatja az alternatív meghajtási rendszerek használatának jelenleg még létező korlátaira, mivel a BE-buszok elégtelen hatótávolsága, a H<sub>2</sub>-termelés és az üzemanyagcellák alacsony energiahatékonysága, valamint a BE- és H<sub>2</sub>-buszokra való átállás magas költségei egyaránt szemléltetik a technológiák korlátait.

**A vasúti kötőpályás tömegközlekedés alternatív hajtásainak megállapításai, a dízelhálózat Wr. vizsgálati területén. Neustadt** - A négy vizsgált vasútvonal (Gutensteinerbahn, Puchbergerbahn, Belső és Külső Aspangbahn) különböző topográfiájuk miatt a vasúti közlekedésben az alternatív hajtások széleskörű alkalmazási lehetőségeit kínálják. A 2027+ menetrendtervezetek alapján minden egyes vasútvonal esetében megvizsgálták az akkumulátoros elektromos vagy H<sub>2</sub>üzemanyagcellás járművek használatát. A jelenleg használatos dízel motorvonatokhoz képest az akkumulátoros elektromos járművek hatótávolsága miatt esetenként magasabb volt a szükséges járművek száma. Az *Innere Aspangbahn* számára akkumulátoros-elektromos járművek is tervezhetők, mivel a vonalak nagy aránya villamosított. Az akkumulátort menet közben és a felsővezeték alatti megállásokban is lehet tölteni. Ez azt jelenti, hogy a menetrendtervezetben szereplő járműveken kívül nem kell további járműveket biztosítani. A *Gutensteiner-* és a *Puchbergerbahnon* lehetne akkumulátoros elektromos járműveket használni, de ehhez töltési időt kell biztosítani, és így további járműveket kell használni. Ez a körülmény a Wr esetleges villamosítása után orvosolható lenne. Neustadt - Bad Fischau/Brunn, mert akkor a felsővezeték alatt egy megfelelően hosszú vonal lenne.

„Bár az üzemanyagcellás H<sub>2</sub>-es motorkocsik használata ezen a két útvonalon üzemeltetési szempontból értelmes lenne, az infrastruktúra és a szükséges H<sub>2</sub> összköltsége jelentősen meghaladja az akkumulátoros elektromos járművek összköltségét. Az akkumulátoros elektromos járművek használata az *Äußere Aspangbahnon* a Wr. Neustadt és Fehring a 132,8 km-es útvonal hossza miatt nem lenne megvalósítható közbenső töltés nélkül. A Wr. Neustadt és Aspang szerint azonban az akkumulátoros-elektromos járművek hatótávolsága elegendő lenne. Az Aspang állomáson hosszabb fordulási időt kellene biztosítani az akkumulátorok megfelelő feltöltéséhez. H<sub>2</sub> üzemanyagcellás járművek telepítésével a dízel motorvonatok forgalmi rendje 1:1 arányban teljesíthető lenne ugyanannyi járművel. Azonban itt is figyelembe kell venni a szükséges H<sub>2</sub>-mennyiségek magas költségeit. Ezen a vasútvonalon azonban a Friedberg területén egy szigetvillamosítás megépítése lenne a lehetőség, hogy a menetrendeket akkumulátoros-elektromos járművekkel lehessen biztosítani. Ez a szigetvillamosítás biztosítaná a végállomás elérését a vonal teljes hosszában. A töltési és üzemanyag-töltési infrastruktúrát Wr. Neustadtban építenek ki. Az energiaszükséglet fedezésére szél-erőművekből vagy nagyméretű fotovoltaikus erőművekből lehetne villamos energiát nyerni Wr. Neustadt területén. A jelenlegi járművek alternatív meghajtásúakkal való lecseréléséhez azonban jelentős mennyiségű energiára van szükség. H<sub>2</sub>-hajtás esetén, H<sub>2</sub> helyszíni előállításával évi 68 GWh elektromos energiafogyasztás várható, amely egyensúlyban 55 MW PV-vel (61 futballpályának megfelelő



terület) 1225 teljes terhelési órában, vagy 21 MW szélenergiával (3 Vestas-turbina, V164 7000, 7 MW<sub>p</sub> névleges teljesítményű) 3225 teljes terhelési órában állítható elő. Az akkumulátoros meghajtás évi 15 GWh energiaigénye lényegesen alacsonyabb, mint a H<sub>2</sub> meghajtásé.

# 1 METHODIK

Die gegenständliche Studie soll neben einem allgemeinen Überblick zu den technologischen, energiewirtschaftlichen und organisatorischen Rahmenbedingungen auch Beispiele einer Anwendung von alternativen Antrieben im öffentlichen Verkehr beinhalten. In Absprache mit dem Auftraggeber und in Anlehnung an die im Ausschreibungstext angeführten, erwarteten Ergebnisse wurde die in Kapitel 1.1 beschriebene Vorgehensweise festgelegt.

## 1.1 Vorgehensweise

Im allgemeinen Teil werden der aktuelle Stand der Technologie der Fahrzeuge und der notwendigen Infrastrukturen behandelt. Neben der Betrachtung der Aspekte und Spezifika der alternativer Antriebsarten (Batterie, H<sub>2</sub>-Brennstoffzellen und Bio Fuels) werden auch die Aspekte der Herstellung und der nach Ende der Lebensdauer anstehende Rückbau bzw. die Nachnutzung sowie das Recycling der einzelnen Komponenten behandelt. In einem weiteren Schritt werden die Erzeugungsstrategien für alternative Energie (Photovoltaik und Windkraft) abgehandelt, unter der Berücksichtigung der Vorgabe, dass ausschließlich „grüne Energie“ eingesetzt werden darf, was eine Stromerzeugung mit Hilfe von Erdöl, Erdgas und Atomenergie ausschließt.

In einem nächsten Schritt werden Fallstudien inkl. deren wirtschaftlicher Betrachtungen durchgeführt. Dabei werden anhand von vorgegebenen Untersuchungsgebieten für die zu betrachtenden Verkehrsträger detaillierte Berechnungen zu Umlaufplänen, notwendigen Fahrzeugen, Infrastruktur- und Energiebedarf und deren wirtschaftlichen Faktoren durchgeführt. Für die Untersuchungen von alternativen Antrieben im Busverkehr werden Berechnungen für einen Ersatz der Dieselsebuse im Stadt- und Umlandverkehr um Schwechat sowie im Regionalverkehr im Gebiet Nordburgenland durchgeführt. Für den Bahnverkehr werden in den Fallbeispielen der Ersatz der derzeit eingesetzten Dieseltriebwagen auf Eisenbahnstrecken mit einem gemeinsamen Ausgangspunkt in Wiener Neustadt (Gutensteiner-, Puchberger-, sowie Innere und Äußere Aspangbahn) betrachtet.

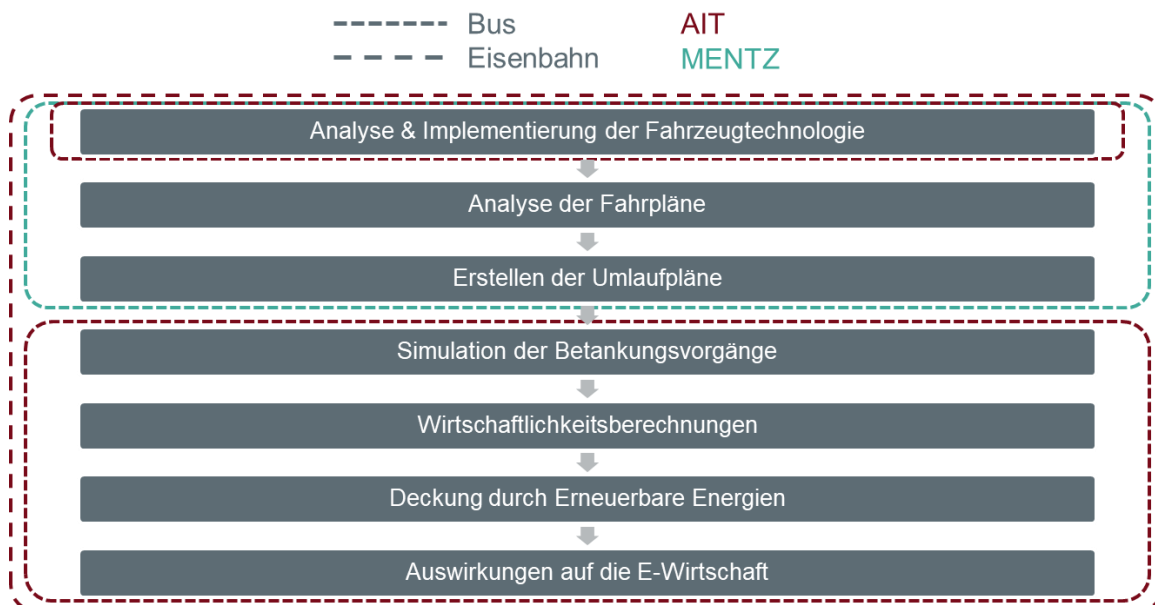


Abbildung 1-1: Darstellung der gewählten Vorgehensweise und der Zuständigkeiten innerhalb des Projektteams

In Abstimmung mit dem Auftraggeber sollen allgemeine Berechnungswerte und -annahmen in Anlehnung an die Vorgängerstudie „Alternative Antriebe im öffentlichen Verkehr“, die von der KCW GmbH erstellt wurde (KCW GmbH, 2021) verwendet werden.

## 1.2 Annahmen und Analysen für nachfolgende Berechnungen

### 1.2.1 Fahrzeugtechnologie

Die Untersuchungen werden ausschließlich für den straßen- und schienegebundenen öffentlichen Verkehr durchgeführt. Die Analyse der am Markt verfügbaren Fahrzeugtechnologien basieren auf Literaturrecherche und Erfahrungs- und Messwerten aus Studien. Die Fahrzeuge wurden nach den Vorgaben ausgewählt, dass sie in Europa zugelassen und bereits im Einsatz oder zumindest in einer groß angelegten Erprobung sind. Damit soll die Verfügbarkeit von Erfahrungswerten und Parameter zur Betriebsführung (Verbrauch, Gestaltung der notwendigen Infrastruktur, etc.) sichergestellt sein. Als Vergleichsfahrzeuge werden bei allen Untersuchungsgebieten die dort aktuell eingesetzten Fahrzeuge herangezogen. Für die einzelnen Fahrzeuge werden in den Untersuchungen in Kapitel 2.2 und Kapitel 2.2.11 die entsprechenden Werte zu Verbrauchswerten und Reichweiten angegeben und erläutert.

Allen Berechnungen liegen aktuelle Fahrpläne (Bus) oder Planfahrpläne für das Jahr 2027 (Schiene) zu Grunde. Diese müssen mit Fahrzeugen mit alternativen Antrieben vollständig bedient werden können. Daraus werden die notwendigen zurückzulegenden Streckenlängen der einzelnen Linien erhoben und mittels den Verbrauchswerten und Reichweiten die Umlauflängen berechnet. Durch die geringeren Reichweiten der Fahrzeuge mit Batterie kann es zu einem Mehrbedarf an Fahrzeugen kommen.

#### 1.2.1.1 E-Busse

Als Beispiel für mögliche Synergieeffekte in Zukunft und für eine „Vereinheitlichung“ der Systemansätze wird auch die Lösung zur Elektrifizierung des Regionalbusverkehrs im Rahmen der Liniengruppe rund um das sogenannte Schweinbarther Kreuz untersucht. Hier soll der derzeitige Betrieb (Stand 08/2021) mit Dieselsebussen durch 12 m Niederflur-Elektrobusse mit Pantographen und 290 km Reichweite (Mercedes eCitaro) ersetzt werden. Der Škoda Electric wurde aufgrund der geringen Reichweite von 30 km nicht berücksichtigt.

Tabelle 1-1: Auszug von in Europa eingesetzten, bzw. getesteten und verfügbaren E-Bussen

Vollelektrische Busse	Länge	Sitzplätze/ Fahrgäste	Reichweite
<b>VanHool Exqui.City 18</b>	18 m		Ca. 100 km
<b>Solaris Urbino 12 electric</b>	12 m		80 – 200 km
<b>Volvo 7900 electric</b>	12 m		270 km
<b>VDL Bus &amp; Coach bv<sup>1</sup></b>	12 m		40 – 130
<b>VanHool Exqui.City 18</b>	18 m	? / <60	Ca. 100 km
<b>Solaris Urbino 12 electric</b>	12 m	? / ?	80 – 200 km
<b>Volvo 7900 electric</b>	12 m	38 / max. 95	
<b>IRIZAR i2e</b>	12m	? / ?	>200
<b>IVECO eWay 12</b>	12 m	27 / ?	290
<b>Bolloré Bluebus 12 m</b>	12 m	? / ?	>200
<b>Mercedes eCitaro</b>	12 m	26-29 / 74-76	
<b>EBUSCO 2.2</b>			Bis zu 350
<b>EBUSCO 3.0</b>			Bis zu 575

<sup>1</sup> (Knote, 2017)

### 1.2.1.2 H<sub>2</sub>-Busse

Bei H<sub>2</sub>-Fahrzeugen und Bussen können zwei grundsätzliche Aufbauprinzipien unterschieden werden. Das erste Prinzip kombiniert eine Brennstoffzelle (100 kW) mit einer kleinen Batterie (30 kWh) und stellt über diese die erzeugte Traktionsenergie an den Elektromotor zur Verfügung. Dabei dient die Batterie auch der Zwischenspeicherung der Rekuperationsenergie bei Bremsvorgängen. Zur Erzeugung der notwendigen Energie muss H<sub>2</sub> in einem Drucktank mitgeführt werden (now-GmbH, 2018). Dabei schwanken die Tankinhalte zwischen 35 und 37,5 kg. Beim zweiten Aufbauprinzip ist eine kleine Brennstoffzelle mit ca. 30 kW mit einer großen Batterie (etwa 250 kWh) kombiniert. Dabei dient die Brennstoffzelle als Range-Extender für die Antriebsbatterie. Es müssen nur etwa 15 kg flüssiger H<sub>2</sub> mitgeführt werden (now-GmbH, 2018). Die angeführten Zahlen sind Erfahrungswerte, die auf einen 12m-Bus bezogen sind, sich auf ein Busmodell des Herstellers VanHool® beziehen und von anderen Herstellern in ähnlicher Form erhoben wurden.

Tabelle 1-2: Auszug von in Europa eingesetzten und verfügbaren H<sub>2</sub>-Brennstoffzellen-Bussen

H <sub>2</sub> -Brennstoffzellen Busse	Länge	Sitzplätze/ Fahrgäste	Reichweite
<b>CAETANO h2.city gold</b>	10,7 m	? / 64	400 km
<b>VanHool A330 Fuel Cell</b>	13,1 m	36 / ?	?
<b>Solaris Urbino Hydrogen</b>	12 m	37+4 /	350 km

Bei den Verbrauchswerten eines Brennstoffzellen-Busses kann mit Durchschnittswerten etwa 8,5-10,5 kg H<sub>2</sub>/100km (now-GmbH, 2018) gerechnet werden.

### 1.2.2 Annahmen für Bus

Eine Ladung der batterieelektrischen Busse erfolgt nur an festgelegten Orten (auch als Betriebshof bezeichnet) mittels Ladestecker an einer Ladesäule. Eine Ladung der Busse über Pantographen-Systeme ist nicht vorgesehen.

Die Betankung der H<sub>2</sub>-Busse ist nur an einem festgelegten Ort vorgesehen, an dem auch die Produktion und Speicherung des H<sub>2</sub> erfolgt. Für die Untersuchungen in Rahmen der gegenständlichen Studie wurde ein Areal in Parndorf als zentraler Ort angenommen, der auch in direkter Nähe zu Windkraftanlagen liegt, wo der „grüne“ Strom für die H<sub>2</sub>-Herstellung erzeugt wird.

Die in Tabelle 1-3 angeführten Fahrzeuge wurden für die weiterführenden Berechnungen in Kapitel 2.2 festgelegt.

Tabelle 1-3: ausgewählte Fahrzeuge für die weiterführenden Berechnungen für den Straßenverkehr

Straßenverkehr	Fahrzeug
<b>Diesel (IST)</b>	Mercedes Citaro Diesel
<b>Batteriebus</b>	Mercedes eCitaro 12m
	Solaris Urbino 12m
<b>H<sub>2</sub>-Bus</b>	CAETANO h2.city gold

### 1.2.3 Annahmen für Eisenbahn

Für die Betrachtungen zum Thema Eisenbahn wurde festgelegt, dass die Strecken

- Gutensteinerbahn (Wr. Neustadt – Gutenstein)
- Puchbergerbahn (Wr. Neustadt nach Puchberg am Schneeberg)
- Äußere Aspangbahn (Wr. Neustadt über Friedberg nach Fehring)
- Innere Aspangbahn (Wr. Neustadt über Traiskirchen nach Wien Hauptbahnhof)

untersucht werden sollen. Die Mattersburgerbahn (aktuell im Dieselbetrieb) wurde bei den Untersuchungen nicht berücksichtigt, da sie zur Elektrifizierung bis 2027 vorgesehen ist.

Die in Tabelle 1-4 angeführten Fahrzeuge wurden für die weiterführenden Berechnungen in Kapitel 2.2 festgelegt. Tabelle 1-4: Ausgewählte Fahrzeuge für weiterführenden Berechnungen für den Schienenverkehr.

Schienenverkehr	Fahrzeug
<b>Diesel (IST)</b>	Siemens Desiro Diesel (ÖBB Baureihe 5022)
<b>Batteriezug (BEMU)</b>	Siemens Desiro CityJet ML eco
<b>H<sub>2</sub>-Zug (H2MU)</b>	H <sub>2</sub> -Triebzug

Als generelle Annahme wurde festgelegt, dass auf jeder betrachteten Strecke die Fahrzeuge komplett getauscht werden sollen. Es soll einheitliches rollendes Material eingesetzt werden, damit Skalierungseffekte genutzt und einheitliche Infrastrukturausstattung und Betriebsmittelversorgung sowie Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen angesetzt werden können. An dieser Stelle soll angemerkt werden, dass künftig auch ein Mischverkehr – sofern sinnvoll – betrachtet werden kann.

#### 1.2.3.1 Battery Electric Mobile Unit (BEMU)

Bei der Betrachtung der BEMU wurde festgelegt, dass eine Ladung der Batterien nur über die Oberleitung (bei Streckenfahrt bzw. Ladepunkt) stattfinden soll. Eine Ladung der Fahrzeuge an den Endbahnhöfen wurde nicht vorgesehen. Lediglich die Konditionierung der Fahrzeuge soll in den Endbahnhöfen über die vorhandenen Zugvorheizanlagen stattfinden. Die Kapazität sollte beim Ausfahren aus den Endbahnhöfen zumindest so hoch sein, dass sie nach Wr. Neustadt zurückkehren können. Im Falle der Äußeren Aspangbahn inkl. der Thermenbahn bis Fehring mit einer Streckenlänge von 132,8 km kann eine Zwischenladung mit Hilfe einer Inselelektrifizierung (siehe Kapitel 2.3.5.3) angedacht werden.

#### 1.2.3.2 H<sub>2</sub> Mobile Unit (H2MU)

Bei der Nutzung von H2MU werden nur Fahrzeuge betrachtet, die mittels einer Brennstoffzelle und einer Pufferbatterie den Antriebsmotor mit Traktionsenergie versorgen. Verbrennungsmotoren, die auf Wasserstoffnutzung umgestellt wurden, werden nicht betrachtet. Die Erzeugung des Wasserstoffes und die Betankung der H<sub>2</sub>-Fahrzeuge soll ausschließlich im Bereich des Bahnhofes Wr. Neustadt erfolgen. Die Betankungszeit für H<sub>2</sub> wird entsprechend der Dieselbetankung mit 30 min fixiert und beinhaltet bereits die An- und Abfahrtszeiten vom Bahnhof zum Betankungsareal.

Die Annahmen zu den Verbrauchswerten der Eisenbahn basieren auf nationalen und internationalen Testfahrten.

Erstellen der Umlaufpläne

#### 1.2.3.3 Eisenbahn

Der Auftraggeber stellte Ziel-Fahrpläne für das Jahr 2027 zur Verfügung, die bereits verdichtete Zugintervalle bzw. eine höhere Anzahl von Zügen berücksichtigen und sich vom aktuellen Fahrplan deutlich unterscheiden. Die Fahrpläne für alle Strecken weisen auf Grund des starken Verkehrsaufkommens im Bahnhof Wiener

Neustadt (Nb) eine maximale Aufenthaltsdauer in der Station von 6 Minuten auf. Basierend auf diesen Ziel-Fahrplänen wurden die Umlaufpläne algorithmenbasiert in Python erstellt, analysiert und grafisch dargestellt. Zur Erstellung der Umlaufpläne wurden zuerst Dieselfahrzeuge hinterlegt, um den Algorithmus zu validieren. Anschließend wurden die Diesel-Triebwagen durch batterieelektrische und wasserstoffbetriebene Triebwagen, mit den jeweiligen Streckenleistungen, ersetzt.

Bei der Umlaufplanerstellung wurden folgende Punkte berücksichtigt:

- Batteriebetriebene Eisenbahnen werden lediglich über Oberleitungen geladen
  - Aufbügeln und Laden während der Fahrt auf elektrifizierten Strecken ist möglich
  - Inselektifizierung an der Strecke werden, wo notwendig, angenommen, um die restliche Strecke im Batteriebetrieb zu befahren
- Wasserstoffbetriebene Züge werden nur in Wiener Neustadt betankt, die Betankungszeit soll dabei weniger als 30 Minuten betragen
- wenn möglich werden Züge bei längeren Aufenthalten in Wiener Neustadt immer vollgeladen
- wenn der Zug Wiener Neustadt verlässt, muss sichergestellt sein, dass der Zug Wiener Neustadt am Rückweg wieder erreichen kann
- Nicht im Umlaufplan berücksichtigt wurden Überstellungsfahrten der Züge.

Aus den Fahrplänen werden in einem folgenden Schritt anhand der Reichweiten und Betriebsmittelreserven die notwendige Anzahl von Fahrzeugen zur Sicherstellung des Verkehrsangebotes aus den Ziel-Fahrplänen ermittelt.

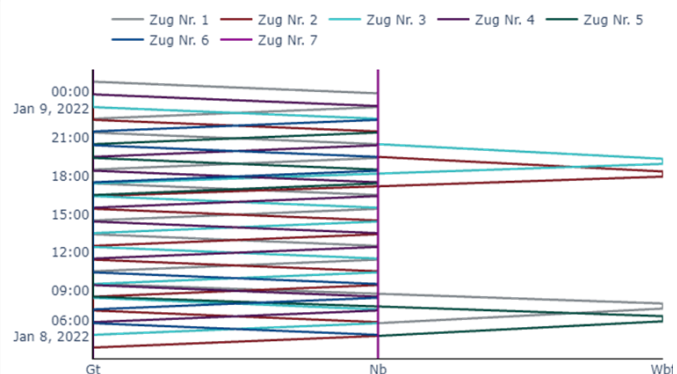
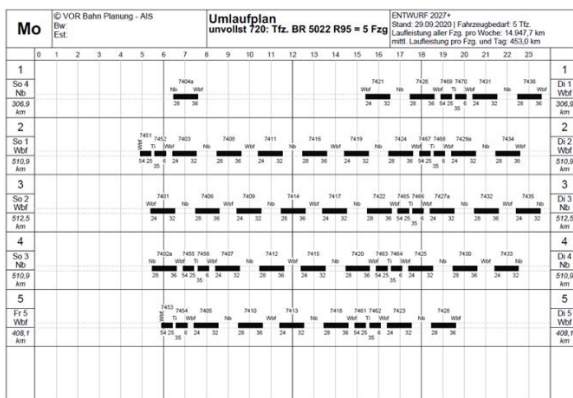


Abbildung 1-2: (links) beispielhafter Umlaufplan der Inneren Aspangbahn (Quelle: VOR GmbH) und (rechts) Darstellung der Fahrten der Züge (Eigendarstellung AIT GmbH)

### 1.2.3.4 Bus

Die Basis der Umlaufplanung bei den Bussen erfolgte mit Hilfe einer Planungs- und Optimierungssoftware des Projektpartners MENTZ GmbH und basiert auf Fahrplanvarianten mit unterschiedlichen Streckenlängen innerhalb des Stadtgebietes von Schwechat bzw. des Regionalverkehrs im Großraum Nordburgenland. Daraus wurden ebenfalls Umlaufpläne generiert, die bereits die notwendige Zeit für die Ladung der Batterien bzw. die Betankung mit H<sub>2</sub> berücksichtigen. Die detaillierten Ausführungen dazu sind in Kapitel 2.2 dargestellt.

## 1.2.4 Lade- und Betankungsvorgänge - Batteriefahrzeuge

### 1.2.4.1 Busse

In den Untersuchungen wurden drei Strategien zur Ladung von E-Bussen untersucht:



- Depot-Ladung,
- Opportunity-Ladung und
- Every-Station-Ladung

Bei der **Depot-Ladung** findet die Ladung der Busse an einem einzigen Ort statt. Das bedeutet, dass der Bus während der Fahrtstrecke nicht geladen wird, sondern lediglich in der Nacht, oder in längeren Pausen untertags. Für die Depot-Ladung benötigt es mehrere Ladepunkte, da alle Busse gleichzeitig, wenn auch bei geringer Leistung, die gesamte Nacht über geladen werden. Die Vorteile an der Depot-Ladung sind, dass die Busse gleichzeitig geladen werden können und deshalb nicht umgestellt werden müssen, wodurch kein zusätzliches Personal in der Nacht benötigt wird. Außerdem wird das Netz weniger beansprucht, da mit geringerer Leistung geladen werden kann und Lastspitzen so vermieden werden.

Bei der **Opportunity-Ladung** werden einzelne Ladepunkte bei jenen Haltestellen errichtet, an denen Busse einen längeren Aufenthalt (z.B. Endstationen, Linienkreuze, etc.) haben. Diese Strategie hat den Vorteil, dass Busse laufend untertags geladen werden und somit längere Strecken (Linien) bedienen können. Es ist allerdings zu beachten, dass bei dieser Ladestrategie mehr Personal benötigt wird, wenn man die Anzahl der Ladestationen geringhalten will. Der Grund dafür ist, dass man die Busse vor der ersten Ausfahrt in der Früh vorkonditionieren muss und man deshalb alle Busse in einer kurzen Zeit anstecken muss. Aus diesem Grund werden höhere Leistungen pro Ladestation benötigt und außerdem Personal zum Umstellen der Busse.

Bei der **Every-Station-Ladung** wird bei jeder Haltestelle ein Ladepunkt errichtet, über welchen der Bus während des Stopps geladen wird (meist mittels Pantographen). Da der Infrastrukturbedarf bei dieser Strategie wesentlich höher ist als bei den anderen Strategien, wird dieser Ansatz hier nicht weiterverfolgt.

Die Auswahl der passenden Ladestrategie der Busse ist bedeutend, da jeweils Investitionskosten für die Ladeinfrastruktur und zusätzlich die jährlichen Netzanschlusskosten miteingerechnet werden müssen. Diese stellen die größten Kostenkomponenten für den Betrieb dar. Um die Busflotte möglichst wirtschaftlich betreiben zu können, ist es daher notwendig, sowohl die Investitionskosten als auch die Netzanschlussleistung so gering wie möglich zu halten. Die Vor- und Nachteile der Ladestrategien sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst.

Tabelle 1-5: Gegenüberstellung der Vor- und Nachteile der einzelnen Ladestrategien

Ladestrategie	Vorteil	Nachteil
<b>Minimale Ladeleistung ohne zeitliche Optimierung</b>	Geringste benötigte Netzanschlussleistung	Für jeden Bus wird eine Ladestation benötigt
<b>Ladung bei Nominaler Leistung (150 kW, 250 kW und 300 kW) ohne zeitliche Optimierung</b>	Geringere Anzahl an benötigten Ladestationen	Höchste Netzanschlussleistung, aufgrund der Tatsache, dass abends mehrere Busse gleichzeitig geladen werden.  Mehr Personalaufwand durch Umstellen der Busse beim Vorkonditionieren in der Früh und ggf. Lastspitzen dadurch
<b>Ladung bei Nominaler Leistung (150 kW, 250 kW und 300 kW) mit zeitlicher Optimierung, um die Leistung am Netzanschlusspunkt zu minimieren</b>	Geringste Anzahl an benötigten Ladestationen  Geringere Netzanschlussleistung als ohne Optimierung, da die Busse nacheinander geladen werden anstelle von gleichzeitig	Notwendigkeit die Busse umzustellen, um sie nacheinander laden zu können und somit Notwendigkeit von zusätzlichem Personal.

In dem unten angeführten Beispiel zum Ostbahnshuttle werden unterschiedliche Leistungen von Schnellladestationen von 150 kW, 250 kW und 300 kW berücksichtigt. Für die Depot Ladung werden weiters kleinere Ladeleistungen berücksichtigt. Die benötigte Energiemenge und der Fahrplan werden bei allen Ladestrategien eingehalten. Die untenstehende Grafik zeigt die resultierende Ladeleistung am Netzanschlusspunkt für einen Beispieltag, Montag – Freitag (Schule), für drei unterschiedliche Ladeszenarien.

### Ladeleistung am Netzanschlusspunkt

- Minimale Ladeleistung ohne zeitlicher Optimierung
- Ladeleistung ohne zeitlicher Optimierung bei Nennleistung
- Ladeleistung mit zeitlicher Optimierung bei Nennleistung

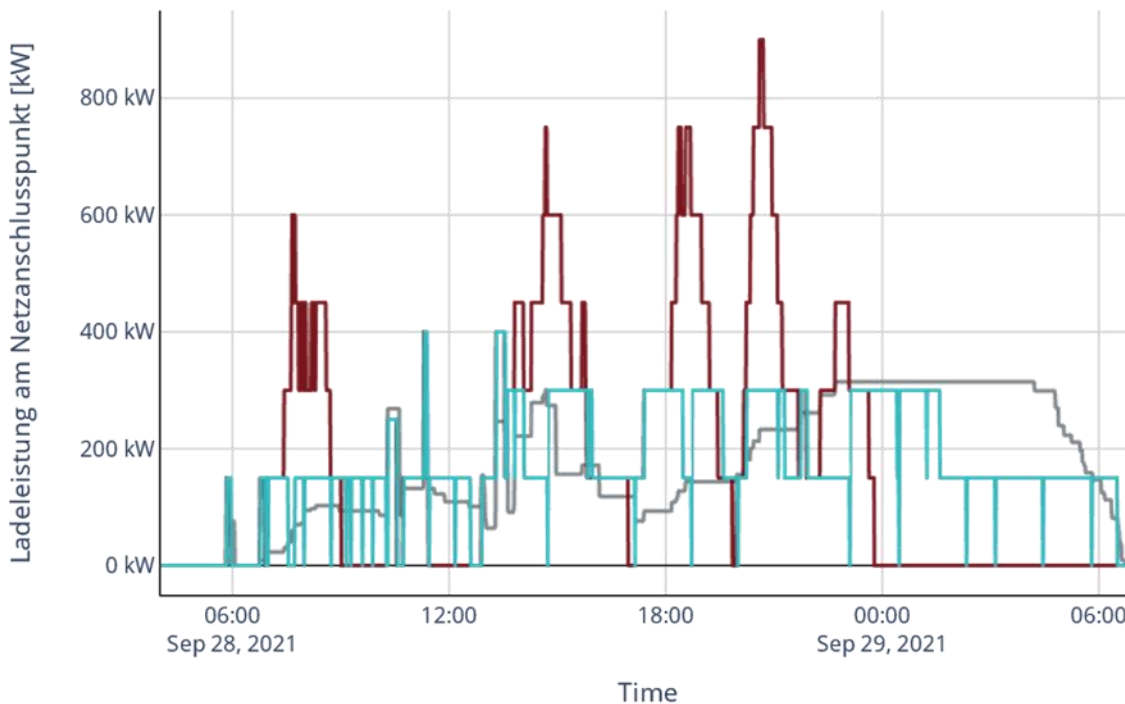


Abbildung 1-3: resultierende Ladeleistung am Netzanschlusspunkt von 3 Depot-Ladungs-Szenarien (Quelle: Eigendarstellung AIT)

In grau ist die Depot-Ladung dargestellt, wenn jeder Bus mit möglichst kleiner Ladeleistung lädt. In diesem Fall werden nachts Leistungen von maximal 30 kW pro Bus benötigt, um sicherzustellen, dass jeder Bus zu Betriebsbeginn wieder vollständig geladen ist. Untertags werden zusätzlich drei Ladesäule mit erhöhter Ladeleistung benötigt, eine Ladesäule, die über kurze Intervalle mindestens 185 kW laden kann und zwei Ladesäulen mit einer Nennleistung von knapp 60 kW. Bei dieser Ladestrategie beträgt die notwendige Netzanschlussleistung 315 kW. In rot ist die Depot-Ladung dargestellt, wenn die Busse mit einer Nennleistung von 150 kW, 250 kW oder 300 kW vollladen, sobald sich die Möglichkeit ergibt. Deutlich zu erkennen ist, dass es dabei besonders am Abend zu hohen Netzanschlussleistungen, von bis zu 900 kW, kommt, da mehrere Busse gleichzeitig im Depot ankommen und gleichzeitig mit einer Nennleistung von 150 kW geladen werden. Der kumulierte Ladevorgang endet dafür bereits kurz vor Mitternacht. Untertags werden in diesem Fall mindestens fünf Ladesäulen mit 150 kW und eine Ladesäule mit 300 kW benötigt. Die Netzanschlussleistung beträgt dabei untertags bis zu 750 kW und abends 900 kW. In Türkis ist eine zeitoptimierte Form der Depot-Ladung dargestellt. Bei der optimierten Form laden die Busse nicht, sobald sie an die Ladestation angeschlossen werden, sondern nacheinander, um die Netzkapazität und gleichzeitig die benötigte Anzahl an Ladestationen möglichst gering zu halten. Durch den Betrieb mittels optimierter Depot-Ladung kann der benötigte Netzanschluss untertags auf 450 kW und nachts auf 300 kW reduziert werden. Untertags wird bei dieser Ladestrategie ebenfalls eine Ladesäule mit und 300 kW benötigt, die Anzahl der Schnellladestationen mit 150 kW reduziert sich aber im Vergleich zur nicht optimierten Depot-Ladung von fünf auf zwei.

Auch in diesem Fall muss allerdings die Vorkonditionierung der Busse in der Früh beachtet werden, wodurch entweder jeder Bus im Depot zusätzlich eine Ladestation mit geringer Leistung benötigt oder ein alternatives Konzept zur Vorkonditionierung erarbeitet werden muss.

#### 1.2.4.2 Züge

Die batterieelektrischen Triebwagen werden ausschließlich über die Oberleitung geladen. Der Vorteil der Ladung über die Oberleitung ist, dass bestehende Infrastruktur genutzt werden kann. Weiters können die Triebwagen auch während der Fahrt aufbügeln (dies ist in der Dienstvorschrift 30-02 Signalbuch enthalten) und somit während der Fahrt bei bestehender Streckenelektrifizierung laden. Ein weiterer Vorteil der Ladung über Oberleitungen ist, dass die Ladung über die ÖBB Stromnetzinfrastruktur geschieht und somit keine zusätzlichen Netzkosten, Steuern und Abgaben verrechnet werden. Dennoch ist unbedingt zu beachten, dass eine Überprüfung der Belastung der Oberleitungen durch den Ladevorgang notwendig ist. Speziell bei Schnellladung bei Stillstand könnte es zu hohen punktuellen Belastungen der Oberleitung bzw. der Schleifleisten des Pantographen kommen. Auf der Strecke würden diese Belastungen durch die kurzen Kontaktzeiten der Oberleitung und des Pantographen auf Grund der Fahrgeschwindigkeit kommen. Je nach Ladeleistung sollte gegebenenfalls eine Stromschiene mit größerem Querschnitt anstatt eines konventionellen Fahrdrabtes vorgesehen werden. Die bestehende Streckenelektrifizierung der untersuchten Strecken wird in Kapitel 2.3.2 näher beschrieben. Zusätzliche benötigte Insel-Elektrifizierungen werden in Kapitel 2.3.5.3 beschrieben.

#### 1.2.5 Simulation der Betankungsvorgänge – H<sub>2</sub>

Die Ladestrategie für Busse entspricht der Depot-Ladung, das bedeutet, dass der Bus während der Fahrtstrecke nicht geladen wird, sondern lediglich in der Nacht oder in längeren Pausen untertags. Da bei H<sub>2</sub> ähnlich schnell getankt werden kann wie bei Diesel, werden hier ebenfalls nur wenige Tankstutzen benötigt, je nachdem mit welchem Gleichzeitigkeitsfaktor getankt werden soll. Der Schienenverkehr wird ausschließlich in Wr. Neustadt betankt, da dieser Bahnhof sowohl die Endstation als auch den lokalen Knotenpunkt der betrachteten Strecken darstellt. Als Betankungszeitraum wird inklusive der Umstellung der Garnitur eine halbe Stunde angenommen. Die Anzahl an Tankstutzen wird auch hier dadurch definiert, mit welcher Gleichzeitigkeit die Züge vor Ort geladen werden sollen.

Somit wird für Busse als auch für Züge die Betankung an festen, vordefinierten Standorten vorgenommen. Abbildung 1-4 zeigt die schematische Darstellung der H<sub>2</sub>-Erzeugungs- und Betankungsanlage. Die Bereitstellung des H<sub>2</sub> erfolgt dabei entweder durch Eigenproduktion vor Ort (1-3) oder durch Zukauf und Anlieferung von grünem H<sub>2</sub> aus externen Quellen (A). Bei der Produktion vor Ort umfasst die Simulation sowohl den Strombezug aus dem öffentlichen Netzanschluss (1a) und, wenn vorhanden, der erneuerbaren Erzeugung vor Ort (1b), als auch die H<sub>2</sub>-Umwandlung mittels Elektrolyse (2) und die H<sub>2</sub>-Verdichtung auf 350 bar (3). Bei beiden Ansätzen ist festzuhalten, dass ausschließlich erneuerbare Energien zur H<sub>2</sub>-Gewinnung berücksichtigt werden, bzw. ausschließlich grüner H<sub>2</sub> erworben wird. Bei beiden Beschaffungsmethoden muss schlussendlich auch die H<sub>2</sub>-Speicherung (I) und -Betankung (II) berücksichtigt werden.

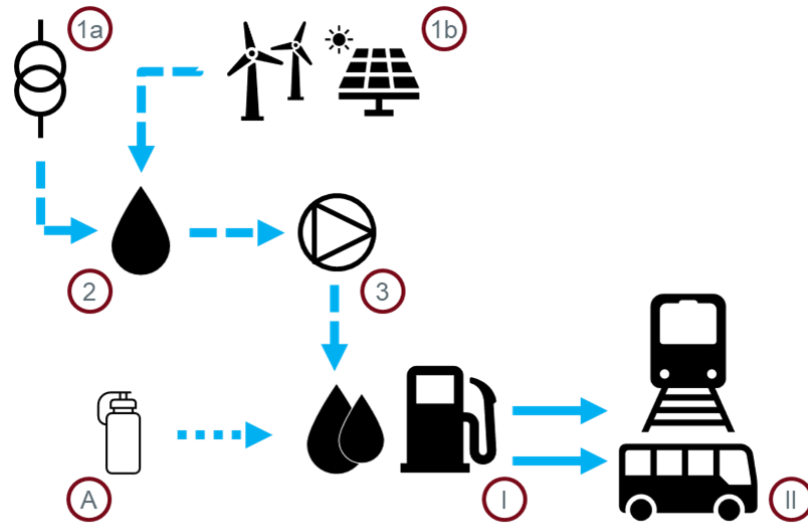


Abbildung 1-4: Schematische Darstellung der Komponenten einer H<sub>2</sub>-Betankungsanlage

Abbildung 1-5 zeigt den schematischen Aufbau der dazu verwendeten Simulationsumgebung. Das H<sub>2</sub>-Bedarfsprofil („Consumption“) wird dabei als Inputparameter der Simulation eingelesen. Der Strombezug setzt sich je nach Szenario aus erneuerbaren Erzeugungsanlagen vor Ort („Generation“) zusammen, und/oder aus dem öffentlichen Netzanschlusspunkt („Grid“). Die Simulationsumgebung selbst ist Python-basiert und simuliert iterativ die H<sub>2</sub>-Erzeugung, -Verdichtung, -Speicherung und -Betankung, in Abbildung 1-5 dargestellt im „Storage System Model“. Dabei werden der Strombedarf und die jeweiligen Effizienzen und Verluste der einzelnen Komponenten berücksichtigt. Das Ergebnis der Simulation umfasst sowohl technisch als auch wirtschaftlich aufgeschlüsselte Parameter, mit deren Hilfe die technische sowie wirtschaftliche Machbarkeit des Gesamtsystems analysiert wird. Einen besonders aussagekräftigen Parameter stellen dabei die Wasserstoffgestehungskosten (LCOH) dar (siehe Kapitel 1.2.6.3). Diese fassen die gesamten Investitions- und Betriebskosten der H<sub>2</sub>-Erzeugung vor Ort zusammen und lassen sich somit direkt mit den Kosten aus externen Quellen zuzüglich Transport vergleichen.

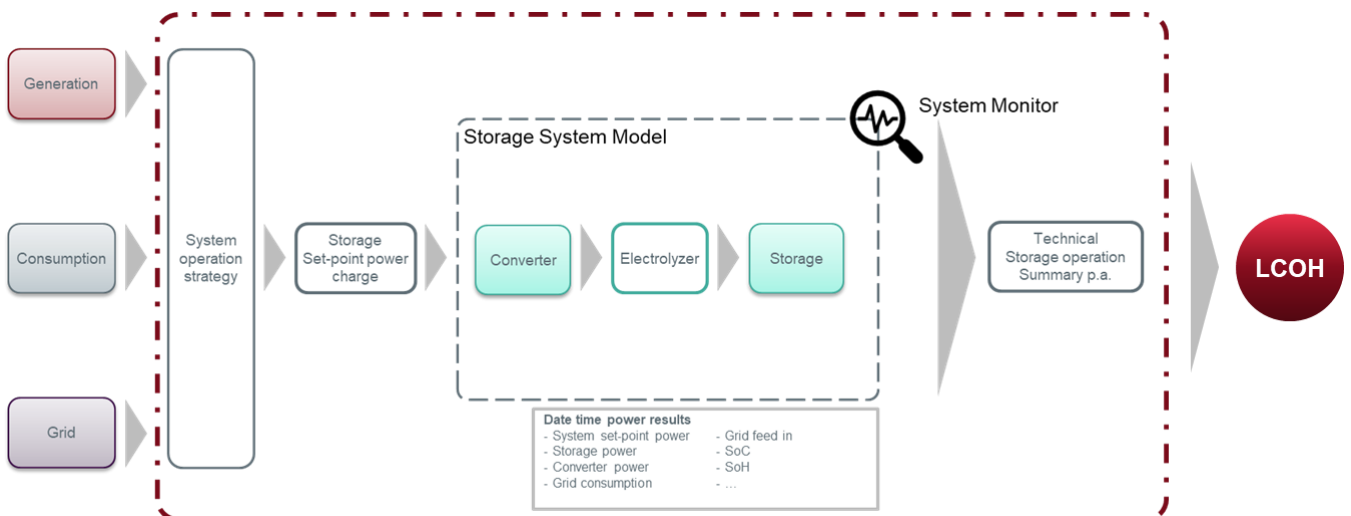


Abbildung 1-5: Darstellung der AIT-Simulationsumgebung mit der die Berechnungen zur H<sub>2</sub>-Versorgung durchgeführt wurden

## 1.2.6 Wirtschaftlichkeitsberechnungen

Die Wirtschaftlichkeitsberechnung basiert auf mehreren Berechnungen und Annahmen. So setzen sich die Strombezugskosten aus dem Strompreis (reinen Energiepreisen), den Netzkosten, Steuern und Abgaben zusammen. Netzkosten, Steuern und Abgaben fallen lediglich beim Strombezug aus dem öffentlichen Netz an, und unterscheiden sich je nach Netzbetreiber und Bundesland. Basierend auf den kumulierten Strombezugskosten können dann die LCOH berechnet werden. Weiters werden sämtliche Investitionskosten (CAPEX) und Betriebskosten (OPEX) des Gesamtsystems (Fahrzeuge und Infrastruktur) berechnet und gegenübergestellt. Für die Wirtschaftlichkeitsberechnungen werden folgende Werte angenommen:

Tabelle 1-6 Wirtschaftlichkeitsparameter

Wirtschaftliche Parameter	Wert	Einheit
<b>Betrachtungszeitraum</b>	20	a
<b>Realer kalkulatorischer Zinssatz</b>	8	%

### 1.2.6.1 Strompreisannahmen

Für den Strompreis (reiner Energiepreis) werden drei Szenarien bis zum Jahr 2060 entwickelt. Ausgehend vom Großhandelsstrompreisniveau (Stand August 2021) wird ein mittleres, ein niedriges und ein hohes Preisszenario ermittelt. Auf Basis dieser Szenarien werden Strompreisentwicklungen für Endverbraucher (Großverbraucher) abgeleitet. Der Großhandelsstrompreis im Jahr 2021 wird mit 51,20 €/MWh angenommen. Folgende Studien werden für die Szenariengestaltung herangezogen:

- Strompreistrends auf Basis einer Expert:inneneinschätzung seitens des OE (Österreichs Energie) Studienbeirats (Resch, et al., 2019)
- Strompreistrends aus dem EU-Projekt AURES II (AURES, 2019)
- Strompreistrends „EU Energy Outlook“ von Energy Brainpool (Energy Brainpool, 2019)

Die Studien berücksichtigen unterschiedliche Entwicklungen hinsichtlich des Ausbaus der erneuerbaren Energien, der konventionellen Kraftwerke, des zukünftigen Stromverbrauchs, der Speicherkapazitäten, der Elektromobilität und der CO<sub>2</sub>-Emissionen. Für den Trendanstieg der (realen) Strompreise sind in den Studien insbesondere die Primärenergie- und CO<sub>2</sub>-Preise relevant. Auf Basis der oben genannten Studien werden bis 2060 folgende jährliche Strompreissteigerungen (real) angenommen.

Tabelle 1-7 Definierte Großhandelsstrompreis-Szenarien

Jährliche reale Strompreis- stieg Szenario „Mittel“	Jährliche reale Strompreis- stieg Szenario „Hoch“	Jährliche reale Strompreis- stieg Szenario „Niedrig“
<b>0.20 %</b>	1.57 %	-0.59 %

Aufbauend auf diesen Großhandelsstrompreis-Szenarien werden Endpreise für Großabnehmer abgeleitet. Dabei wird angenommen, dass

- 1 €/MWh zusätzlich dem Energielieferanten vergütet wird (E-Control, 2021) und
- 1 €/MWh an Herkunftsnachweisen für erneuerbaren Strom anfallen (konventionelle Schätzung basierend auf Daten von (Herkunftsnachweise, 2021))

Die Großabnehmenden-Strompreise weichen somit 2 €/MWh von den Szenarien der Großhandelsstrompreise ab. Abbildung 1-6 zeigt dabei die ermittelten Energiepreisszenarien (reiner Energiepreis ohne Netzegebühren, Steuern und Abgaben) bis 2060. Weiters vergleicht Abbildung 1-6 die Großhandelsstrompreise mit den Stromgestehungskosten (LCOE) bei einem 20-jährigen Kraftwerksbetrieb für Wind (23,96 €/MWh) und PV (51,86 €/MWh).

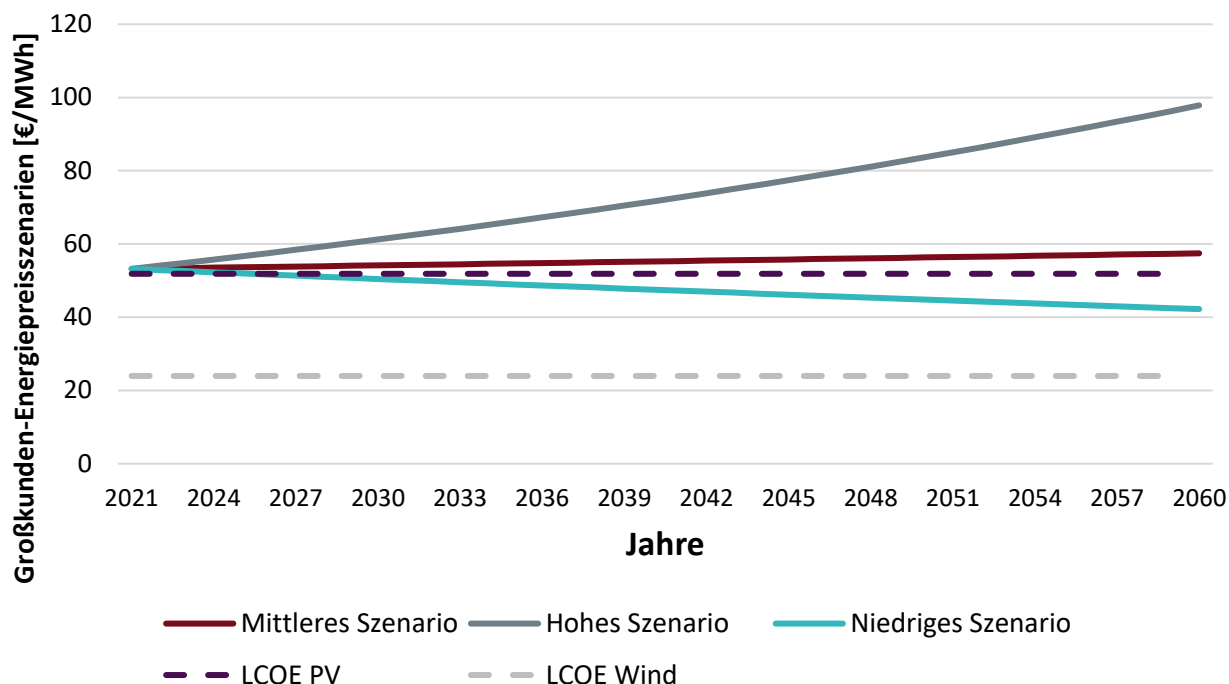


Abbildung 1-6 Energiepreisszenarien Großabnehmer-Endpreis (real) und Stromgestehungskosten von Wind und PV

### 1.2.6.2 Netzkosten, Steuern und Abgaben

Schwechat gehört zu dem Versorgungsgebiet der Wiener Netze, Wr. Neustadt hingegen zu dem Versorgungsgebiet des Netz Niederösterreich (NÖ). Tabelle 1-8 fasst die Netzkosten der Wiener Netze und Netz NÖ auf Netzebene 5 zusammen. Netzkosten, Steuern und Abgaben fallen dann an, wenn Strom über das öffentliche Netz/ das Netz des Netzbetreibers bezogen wird. Bei Strombezug aus dem ÖBB-internen Stromnetz fallen keine Steuern und Abgaben an. Bei Strombezug aus dem ÖBB-internen Stromnetz werden die Netzkosten vernachlässigt, da über die Netzkostenstruktur der ÖBB nichts bekannt ist und die Annahme aufgestellt wurde, dass diese Kosten intern abgegolten werden.

Das neue EAG, 2. Novelle 2021, sieht vor, dass für Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff im Zuge einer De-minimis Förderung keine Anschlussentgelte zu entrichten haben, wenn folgende Rahmenbedingungen gegeben sind:

- Für eine Befreiung vom Netzzutrittsentgelt muss die Anlage eine Mindestleistung von 1 MW aufweisen, darf nur mit erneuerbarem Strom betrieben werden und darf nicht in das Gasnetz einspeisen und muss ein Netzanschlussverhältnis von bis zu 200 lfm/MW<sub>el</sub> aufweisen (§ 54 Abs. 6 EIWOG 2010).
- Für eine Befreiung vom Netzanschlussbeitrag muss die Anlage eine Mindestleistung von 1 MW aufweisen, darf nur mit erneuerbarem Strom betrieben werden und darf nicht in das Gasnetz einspeisen (§ 55 Abs. 10 EIWOG 2010).

Zudem ist für Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff eine Befreiung von den laufenden Netznutzungsentgelten und Netzverlustentgelten nach § 111 Abs. 3 EIWOG 2010, 2. Novelle 2021, vorgesehen. Diese Befreiung gilt für 15 Jahre ab Inbetriebnahme, sofern die Anlage eine Mindestleistung von 1 MW aufweist und ausschließlich erneuerbaren Strom bezieht. Für die ersten 15 Betriebsjahre der Anlage sind bzgl. der Netzkosten nur Messentgelte und Entgelte für sonstige Leistungen zu entrichten. Nach dem 15. Betriebsjahr gelten die Netznutzungs- und Netzverlustentgelte laut Systemnutzungsentgelte-Verordnung (SNE-VO). Die folgende Tabelle 1-8 zeigt die Netzkostenkomponenten und Abgaben/Steuern, die für Stromentnehmende aus dem öffentlichen Netz anfallen und welche nicht anfallen.

Tabelle 1-8: Netzentgelte und Steuern/Abgaben für Stromentnehmende (spezifisch für Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff) (eigene Darstellung, Quellen: EIWOG (RIS, BMDW, 2021), EAG (Nationalrat Österreich, 2021), SNE-VO (RIS, BMDW, 2021), Elektrizitätsabgabegesetz (RIS, BMDW, 2021), Biomasseförderungslandesseetze basierend auf Biomasseförderung-Grundsatzgesetz (RIS, BMDW, 2021), Gebrauchsabgaben nach (E-Control, 2022), Umsatzsteuergesetz (RIS, BMDW, 2021))

	Netzentgelte						
	Anschlussentgelte		Netznutzungsentgelte		Netzverluste	Zähler	Andere
	Netzzutritts- entgelt	Netzbereitstellungs- entgelt	Leistungs- komponente	Arbeits- komponente	Netzverlust- entgelt	Messentgelt	Entgelt für sonstige Leis- tungen
<b>Entnehmende für H<sub>2</sub>-Produktion</b>	ausgenommen* bis zu Netzanschluss- quotient von 200 l <sub>fm</sub> /MW <sub>el</sub> (EIWOG RV § 54 Abs. 6)	ausgenommen* (EIWOG RV § 55 Abs. 10)	ausgenommen** ab Inbetriebnahme für 15 Jahre (EIWOG RV §111 Abs. 3)		ausgenommen** ab Inbetriebnahme für 15 Jahre (EIWOG RV §111 Abs. 3)	zu entrichten	zu entrichten
<b>Betragshöhe</b>	/ (darüber: individuell) z.B. KNG-Netz: 1.302 €	/ (unter 1 MW: Tabelle 5)	/ (darüber: siehe Tabelle 3)	/ (darüber: siehe Ta- belle 3)	/ (darüber: siehe Tabelle 3)	siehe Tabelle 1	siehe Tabelle 2
	Steuern und Abgaben						
	Erneuerbaren- Förderpauschale	Erneuerbaren- Förderbeitrag	KWK- Pauschale	Elektrizitäts- abgabe	Biomasseförder- beitrag	Gebrauchs- abgabe	Umsatzsteuer
<b>Entnehmende für H<sub>2</sub>-Produktion</b>	ausgenommen* (EAG RV §73 Abs. 1)	ausgenommen* (EAG RV §75 Abs. 1)	seit 2021 nicht mehr zu entrichten	zu entrichten (im österr. Steuer- gebiet)	zu entrichten, Höhe je Bundesland festgesetzt (Aus- nahme: Burgenland, Vorarlberg)	zu entrichten, wenn Gemeinde diese er- hebt.	zu entrichten
<b>Betragshöhe</b>	/ (unter 1 MW: Tabelle 6)	/ (unter 1 MW: Tabelle 7)	/	0,015 €/kWh	siehe Tabelle 4	zu erfragen	20 % auf alle Tarifkom- ponenten

\* für Anlagen über 1 MW, die nicht in das Gasnetz einspeisen, sowie für welche ausschließlich erneuerbarer Strom bezogen wird

\*\* für Anlagen über 1 MW, für welche ausschließlich erneuerbarer Strom bezogen wird



Tabelle 1-9- Netzkosten, Steuern und Abgaben NE5 Wiener Netze (Wiener Netze, 2022; Wiener Netze, 2022; Wiener Netze, 2022; Wiener Netze, 2022; Wiener Netze, 2022; Netz NÖ, 2020; Netz Nö, 2022)

Bezeichnung	Kosten (€)		Einheit	Anmerkungen
	Wiener Netze	Netz NÖ		
<b>Netzbereitstellung</b>	90,26	101,48	pro kW	NE5, entfällt bei Erzeugung von grünem H <sub>2</sub>
<b>Netzzutritt</b>	4.400,00	k.A.	Pauschale bis 200 A	NE5, entfällt bei Erzeugung von grünem H <sub>2</sub>
<b>Netznutzung</b>	49,68	44,76	pro kW p. a.	NE5
	0,01180	0,0092	pro kWh	NE5
<b>Netzverlustentgelt</b>	0,00115	0,00183	pro kWh	NE5
<b>Drehstromzählung</b>	2,16	2,18	p. m.	
<b>Wechselstromzählung</b>	0,69	0,69	p. m.	
<b>Schaltuhr-Rundsteuergerät</b>	0,94	0,79	p. m.	
<b>Mittelspannungswandler Lastprofil-Zählung</b>	62,00	40,00	p. m.	Anschlusswert >50 kW und Verbrauch >100.000 kWh p.a.
<b>Niederspannungswandler-Zählung</b>	4,60	5,00	p. m.	
<b>Tarifschaltung</b>	1,00	-	p. m.	
<b>Elektrizitätsabgabe</b>	0,015	0,015	pro kWh	
<b>Erneuerbaren Förderpauschale</b>	-	17.002,31	pro Zählpunkt	NE5, entfällt bei Erzeugung von grünem H <sub>2</sub>
<b>Erneuerbaren Förderbeitrag</b>	-	-	pro Zählpunkt	NE5, entfällt bei Erzeugung von grünem H <sub>2</sub>

Um die Stromkosten in den Gebieten der beiden Netzbetreiber zu vergleichen wird ein Strombedarf von 2.500 MWh p.a. und eine Netzanschlussleistung von 2 MW angenommen. Dabei ergibt sich in Schwechat, dem Versorgungsbereich der Wiener Netze, ein Strompreis von 0,1209 €/kWh und in Wiener Neustadt, dem Versorgungsgebiet des Netz NÖ, ein Strompreis von 0,115 €/kWh. Um die direkte Vergleichbarkeit zwischen den Buslinien und Bahnen zu gewährleisten, werden für die folgenden Berechnungen die geringfügig höheren Netzkosten der Wiener Netze herangezogen.

### 1.2.6.3 Wasserstoffinfrastrukturkosten

Der Infrastrukturaufwand unterscheidet sich in der Annahme, ob der H<sub>2</sub> vor Ort produziert oder aus externen Quellen zugekauft wird. Bei lokaler H<sub>2</sub>-Produktion muss zusätzlich zu den H<sub>2</sub>-Speicherkosten und Tankinfrastrukturkosten noch die Infrastruktur zur H<sub>2</sub>-Erzeugung berücksichtigt werden. Zur H<sub>2</sub>-Erzeugungsinfrastruktur gehört der Elektrolyseur, der Verdichter und die dazu benötigte Balance of Plant. Bei H<sub>2</sub>-Zukauf aus externen Quellen müssen zusätzlich zu den H<sub>2</sub>-Marktpreisen auch die Transportkosten berücksichtigt werden.

Tabelle 1-10 benötigte H2MU Infrastrukturkosten

	H2-Speicher bei 350 bar	Dispenser	Peripherie & Umbau
<b>CAPEX</b>	36.000 € / Stück (42,30 kg/ Speicher) (HyCentA, 2021)	75.000 € / Stück (HyCentA, 2021)	20 % der Investitionskosten (HyCentA, 2021)
<b>OPEX</b>	1 % der CAPEX p.a. (HyCentA, 2021)	-	-

Tabelle 1-11 benötigte H2MU Kosten bei H<sub>2</sub> Zukauf aus externen Quellen

	H <sub>2</sub> Marktpreise	Transport	Trailer
<b>CAPEX</b>	-		530.000 € / Trailer (HyCentA, 2021)
<b>OPEX</b>	7,00 - 9,50 € / kg (-4 % p.a. zu erwartende Preisänderungen) (HyCentA, 2021)	0,018 € / (kg * km) (Elizabeth Connelly, 2019)	-

Tabelle 1-12 benötigte H2MU Infrastrukturkosten bei H<sub>2</sub>-Produktion vor Ort

	Elektrolyseur	Verdichter 350 bar
<b>CAPEX</b>	2.100 €/kW (< 1MW) 1.200 €/kW (> 1MW) (Elizabeth Connelly, 2019)	300.000 € / Stück (Elizabeth Connelly, 2019)
<b>OPEX</b>	9,1 % der CAPEX p.a. (T. Nguyen, 2019)	5 % der CAPEX p.a. (4,5 kg H <sub>2</sub> /h) (HyCentA, 2021)

#### 1.2.6.4 Wasserstoffgestehungskosten (LCOH)

Zur Berechnung der LCOH (€/kg) werden, wie in der



Formel 1 zeigt, sämtliche initialen Investitions- und Reinvestitionskosten (CAPEX) zur H<sub>2</sub>-Erzeugung, Betriebskosten (OPEX), Restwert und die Menge an erzeugtem Wasserstoff in abgezinster Form berücksichtigt. Die LCOH umfassen lediglich die Wasserstoffgestehungskosten, inklusive dem Elektrolyseur, dem Verdichter und dem Strombedarf. Die H<sub>2</sub>-Speicherung, sowie die Tankinfrastruktur sind in den LCOH nicht inkludiert

Formel 1: Formel zur Berechnung des LCOH (Wasserstoffgestehungskosten)

$$LCOH = \frac{CAPEX_0 + \sum_{y=0}^n \left( \frac{CAPEX_y + OPEX_y - v_{res}}{(1+i)^y} \right)}{\sum_{y=0}^n \left( \frac{m_{H_2}}{(1+i)^y} \right)}$$

n... Anzahl an Jahren in der Wirtschaftlichkeitsanalyse

y... jeweiliges Betrachtungsjahr

i... realer kalkulatorischer Zinssatz

CAPEX<sub>0</sub>... Initiale Investitionskosten des Elektrolyseurs und des Verdichters in €

CAPEX... Re- Investitionskosten des Elektrolyseurs und des Verdichters in €

OPEX... jährliche Betriebs- und Wartungskosten in €

m<sub>H<sub>2</sub></sub>... Masse H<sub>2</sub> in kg

v<sub>res</sub>... Restwert der Anlage zum Ende des Betrachtungszeitraums in €

Die Berechnung der CAPEX beinhaltet sämtliche initialen Investments, die direkt der H<sub>2</sub>-Erzeugung, wie der Elektrolyseur und der Verdichter, zugeordnet werden. Dispenser und H<sub>2</sub>-Speicher hingegen werden lediglich unter den Gesamtsystemkosten berücksichtigt, da diese sowohl bei der H<sub>2</sub>-Produktion vor Ort als auch bei Ankauf von H<sub>2</sub> benötigt werden.

#### 1.2.6.5 Gesamtheitliche Kostenerhebung samt Treibstoffeinsatz

Die Berechnung der Gesamtsystemkosten beinhaltet eine vollständige Kostenübersicht über alle Teilbereiche, einschließlich der Fahrzeuge, der erforderlichen Tankinfrastruktur, der Reinvestitionen sowie des Kraftstoffverbrauchs und der Energieversorgung.

$$Kosten = \sum_{y=0}^n \left( \frac{CAPEX_y + OPEX_y}{(1+i)^y} \right)$$

CAPEX... Investitionskosten und Re-Investitionskosten

OPEX... Betriebs- und Wartungskosten

Bei H<sub>2</sub>-betriebenen Fahrzeugen und der H<sub>2</sub>-Erzeugung vor Ort werden die jeweils berechneten LCOH als Brennstoffkosten verwendet. Da die LCOH bereits die Kosten für die H<sub>2</sub>-Erzeugungsinfrastruktur beinhalten, werden diese in der Gesamtsystemberechnung nicht separat berücksichtigt. Wird H<sub>2</sub> extern zugekauft, werden zusätzlich zum geschätzten Einkaufspreis pro kg H<sub>2</sub> die Transportkosten pro km für H<sub>2</sub> berechnet (siehe Abbildung 2-9). Beide Male, sowohl bei der H<sub>2</sub> Erzeugung vor Ort als auch bei H<sub>2</sub> Zukauf werden die H<sub>2</sub>-Speicherkosten zu den Gesamtkosten addiert.

## 2 WASSERSTOFF UND AKKUANTRIEB IM ÖFFENTLICHEN VERKEHR

### 2.1 Ökologische und energiewirtschaftliche Herausforderungen

In den kommenden Kapiteln werden die Themen so beschrieben, dass Textteile, sofern sie nicht mit einem speziellen Hinweis auf Bahn oder Bus versehen sind, für beiden Verkehrsträger zutreffen. In diesem Kapitel werden alle ökologischen und energiewirtschaftlichen Aspekte und Herausforderungen rund um die Herstellung, den Betrieb, die Entsorgung und das Recycling der Batterien für den Einsatz als alternative Antriebsform im Schienennahverkehr und im Busverkehr beleuchtet. Weiters werden diese Betrachtungen auch für wasserstoffgestützte Antriebe untersucht. In beiden Themenbereichen werden auch sämtliche infrastrukturelle Maßnahmen monetär bewertet und in die Überlegungen einbezogen.

#### 2.1.1 Herstellung

##### 2.1.1.1 Batterieelektrische Antriebe

Die Herstellung von batterieelektrischen Fahrzeugen ist aufgrund der komplexen Gewinnungs- und Herstellungsprozessen für die Batterien energieintensiv. Die Gewinnungsprozesse erfolgen größtenteils mit fossil betriebenen Maschinen und durch den Einsatz von fossilen Brennstoffen zur Gewinnung der Prozessenergie. Je nach Energiequelle, Energieeffizienz der Produktion und der Batteriegröße fallen zwischen 70 und 130 % höhere Treibhausgasemissionen an als bei der Herstellung von Benzin- oder Dieselfahrzeugen.

#### Batteriesysteme

Betrachtet man bei den Fahrzeugen (Diesel vs. Batterie) die komplette Kette von der Herstellung, über den Betrieb bis zur Wiederverwendung bzw. dem Recycling ist mit einer etwa 15-30 % niedrigeren CO<sub>2</sub>-Erzeugung als bei einem konventionellen Diesel-Antrieb zu rechnen, da die Herstellung der Batterie einen weit höheren CO<sub>2</sub>-Ausstoß mit sich zieht als die Herstellung von Antriebskomponenten der konventionellen Fahrzeuge (Motor, Tank, etc.).

Die Batterie macht etwa 30 % an den Kosten eines Busses aus und die Rohstoffe zurzeit rund 80 % an den Batteriekosten. Neue Fahrzeugbatterien, ohne Gehäuse, Mess-, Steuer-, Regeltechnik etc., kosten derzeit rund 200 US-Dollar pro nutzbarer kWh. Insgesamt machen sie mehr als 50 % der Fahrzeugkosten aus. Alte Batterien, die aus E-Fahrzeugen wiederverwendet werden, könnten die Kosten auf nur 49 US-Dollar pro nutzbare kWh senken (EY Ernest&Young Global Future of Mobility, 2019). Nur etwa 5 % der Lithium-Ionen-Batterien werden derzeit recycelt. Wenn die Recyclingrate nicht erhöht wird, fallen bis 2030 etwa 11 Millionen Tonnen an nicht verwerteten Altbatterien an. Der niedrige Recyclinggrad ist in dem Umstand begründet, dass die Batterien derzeit konstruktionsbedingt sehr komplex mit anderen Werkstoffen bzw. deren Gehäusen und Schutzeinrichtungen verbunden und somit schwierig zu trennen sind. Allerdings wird auf Grund des steigenden Preises von Lithium auch die komplexe Aufbereitung und das Recycling von Lithiumbatterien immer wirtschaftlicher. In der Regel sind die Batterien nach dem Einsatz in der Mobilität mit einer Restkapazität von 80 % nur für den Einsatz als Antriebsbatterie geeignet. Daher werden die meist einer „Second-Life-Anwendung“ zugeführt (siehe Kapitel 2.1.3).

Für die Ladung der Batterie werden verschiedene Technologien angewendet. Die derzeit üblichen Technologien sind

- Ladesäulen mit genormten Steckern,
- Pantographensysteme,
- induktives Laden

## E-Ladesäulen

Für die betrachteten E-Busse werden derzeit am Markt erhältliche Ladesäulen angenommen, Je nach Steckertyp betragen die dabei verfügbaren Leistungen bis zu 350 kW. Als Standardleistung für die Depot Ladung wird von einer Ladeleistung von 150 kW ausgegangen, zur Abdeckung von untertägigen Schnellladungen an den Endstellen der Linien bzw. an strategischen Punkten eines Liniennetzes werden Ladesäulen bis zu 350 kW Ladesäulen vorgesehen. Es gibt eine Vielzahl von Lieferanten von Ladeinfrastruktur, wobei für den Bereich von E-Bussen ABB, Heliox und Siemens zu nennen sind. Bei der Beschaffung gibt es verschiedene Wege, wobei die Busse und Infrastruktur gemeinsam angeschafft werden können (Busbetreiber ist auch Infrastrukturbetreiber). Dabei wird teilweise von den Herstellern der ausgewählten Modelle der „passende“ Ladeinfrastrukturhersteller empfohlen.

Um das Fahrzeug zu laden, wird die Ladesäulen mit einem Ladekabel mit der Steckdose am Fahrzeug verbunden und mittels der Steuerelektronik in der Ladesäule geladen, wobei die Ladeleistungen durch intelligentes Lademanagement gesteuert werden können. Die Ladekabel müssen dabei in der Regel manuell durch Personal angesteckt werden, für große Depots gibt es auch robotische Vorrichtungen, die die Ladekabel bei in der Nähe der Ladesäule abgestellten Bussen automatisch anstecken und den Ladevorgang starten. Durch diese Systeme können die Busse ohne weiteren Personaleinsatz geladen und konditioniert werden.

Ladesäulen kommen hauptsächlich bei straßengestütztem Verkehr zum Einsatz. Bei Schienenfahrzeugen erfolgt die Ladung in der Regel über den Pantographen. Es gibt allerdings derzeit Bemühungen batterieelektrische Schienenfahrzeuge auch über Kabel zu laden. Dazu werden in Tests die Steuerungen der Vorheizanlagen in den Fahrzeugen so adaptiert, dass auch eine Ladung der Batterien erfolgen kann.

In der gegenständlichen Studie wird die Ladeinfrastruktur von einem eigenen Betreiber bereitgestellt, der auch den Betrieb und die Wartung sowie die Energieversorgung sicherstellt. Dem Busbetreiber werden die Infrastruktur und die Antriebsenergie gegen ein Entgelt verrechnet. Es wird angenommen, dass die Ladestationen auf Netzebene 5 angeschlossen werden, das bedeutet, dass die Transformatorstation, die die Mittelspannungsebene auf Niederspannung herabsetzt im Besitz des Betreibers liegt.

## Pantographenladesysteme

Die Pantographensysteme bei Bussen werden derzeit in zwei Grund-Varianten mit je nach Hersteller unterschiedlichen Ausformungen der Energieübertragung angeboten. Dabei unterscheidet man die beiden Varianten von

- auf dem Busdach montierten Pantographen, die sich zu Kontaktleisten auf einem Galgen verbinden
- auf dem Galgen montierten Pantographen, die eine Verbindung zu Kontaktleisten am Busdach herstellen

Die Pantographensysteme werden meist für das Opportunity-Laden an Endpunkten von längeren Linien eingesetzt, um während der Wendezeit die Batterien wiederaufzuladen. Je nachdem auf welche Ladeleistung das System ausgelegt ist kann, wie in vielen Einsatzgebieten im nordamerikanischen Raum (USA und Kanada), auch eine Zwischenladung an den Haltestellen stattfinden. Das Grundprinzip ist allerdings immer gleich. Bei Erreichen eines Ladepunktes bleibt der Bus in einem bestimmten, auf der Fahrbahn markierten Bereich stehen. Danach wird über den Pantographen (vom Bus aufgeklappt bzw. vom Galgen) eine Stromverbindung zu den Kontaktleisten geschlossen und die Energie übertragen. Bei Schienenfahrzeugen erfolgt die Ladung der Batterie in der Regel über die Oberleitung und den am Fahrzeug montierten Pantographen.

## Induktives Laden

Für induktives Laden gibt es zwar Lösungen, doch hat sich diese Technologie aufgrund ihrer Ineffizienz und Anfälligkeit für Beeinträchtigungen aufgrund von Verschmutzungen des Fahrbahnbereiches nicht durchgesetzt. Daher wird in der gegenständlichen Studie diese Technologie nicht weiter betrachtet.

### 2.1.1.2 Wasserstoffbasierte Antriebe

Die Attraktivität des Wasserstoffes liegt in seiner sehr hohen gravimetrischen Energiedichte von 33,33 kWh/kg (etwa dreimal so hoch wie bei Diesel). Allerdings ist seine volumetrische Energiedichte mit 3,00 kWh/Nm<sup>3</sup> sehr niedrig, wodurch eine hohe Verdichtung des gasförmigen Wasserstoffes auf bis zu 900 bar (Pkw) und eine Kühlung bis auf -252,9°C notwendig ist. Bei Nutzfahrzeugen liegt dieser Wert bei 350 bar. Allerdings werden aktuell bereits Speicher- und Tankanlagen mit 700 bar auch schon für speziell ausgestattete Lastkraftwagen (Lkw) und Busse eingesetzt.

#### **Antriebssystem**

Die aktuell meistverbreitete Nutzungsvariante von Wasserstoff im Transportbereich (Personen- und Güterverkehr) ist die als Brennstoff in Brennstoffzellen zur Stromerzeugung. Bei einem Brennstoffzellenantrieb wird chemische Energie, die im Wasserstoff gespeichert ist, in elektrische Energie umgewandelt. Dabei wird in der Brennstoffzelle konstant Wasserstoff in Strom umgewandelt und in einer kleinen Batterie zwischengespeichert, bis der Strom schlussendlich an den Antriebsmotor abgegeben wird. Dieses Prinzip entspricht dem Range-Extender-Prinzip wie aktuell in der Automobilindustrie angebotenen Hybrid-Fahrzeugen, die einen kleinen mit konstanter Drehzahl laufenden Verbrennungsmotor zur Stromerzeugung nutzen. Da die Brennstoffzelle nur eine Leistungsdichte von 0,25 Kilowatt pro Kilogramm (1/4 einer Lithium-Ionen-Traktionsbatterie mit 1 kW/kg) aufweist, muss auch eine Pufferbatterie (Hochvolt-Batterie) für Beschleunigungsvorgänge im Fahrzeug vorgesehen werden. Der Brennstoffzellenantrieb hat aus Sicht des Gesamtsystems energetisch betrachtet einen höheren Energiebedarf als bei batterieelektrischen Antrieben, da die H<sub>2</sub>-Produktion einen hohen Energieverlust hat. Die derzeit in mobilen Anwendungen verwendeten Brennstoffzellen basieren auf der PEM-Bauform (proton exchange membrane), auch PEFC (polymer electrolyte fuel cell, PEFC) genannt, und können im Gegensatz zu anderen Bauprinzipien sehr gut mit schwankenden Stromstärken, wie sie beim Antrieb von Fahrzeugen auftreten bzw. benötigt werden, umgehen.

Wasserstoff kann auch direkt in modifizierten Verbrennungsmotoren als Treibstoff verbrannt werden – dies war das Prinzip der ersten Wasserstofffahrzeuge, wie dem Hydrogen 7 der BMW Group (BMW Group, 2006), die auch auf Benzinantrieb umgestellt werden konnten (bivalenter Antrieb). Diese Technologie wurde allerdings für einen breiten Einsatz nicht weiterentwickelt und wird in dieser Studie auch nicht näher betrachtet.

#### **H<sub>2</sub> Herstellung und Speicherung**

Im Rahmen dieser Studie basieren alle Untersuchungen und Darstellungen auf der Verwendung von „grünem Wasserstoff“. Grüner Wasserstoff ist Wasserstoff bei dessen Herstellung mittels Elektrolyse ausschließlich erneuerbarer Strom z.B. aus Photovoltaik- (PV), Wind-, und Wasserkraftanlagen verwendet wird. Alle anderen Formen des Wasserstoffes (Prozesswasserstoff aus der Petrochemie, Nutzung von Atomenergie, etc.) werden hier außer Acht gelassen. Die Mengen an Wasserstoff für mobile Anwendungen werden über die PEM-Elektrolyse (proton exchange membrane) erzeugt, da sich diese Form der Elektrolyse speziell für unregelmäßig verfügbare Strommengen aus erneuerbarer Energie eignet. Die H<sub>2</sub>-Herstellung mittels PEM-Verfahren weist einen Wirkungsgrad im Bestpunkt von 68 bis 72 %, bezogen auf den Strombedarf, auf. Alternativ zur PEM-Elektrolyse laufen Forschungen auf dem Gebiet der Hochtemperatur- oder SOEC-Elektrolyse (solid oxide electrolyze cell), die bei deutlich höheren Temperaturen, von bis zu 700 C, betrieben wird und eine höhere Effizienz bezogen auf den Stromeinsatz aufweist und sehr einfach auch umgekehrt werden kann. Damit kann der Elektrolyseur auch als Brennstoffzelle zur Energieerzeugung verwendet werden.

Die Lagerung von Wasserstoff über längere Zeiträume ist problematisch, da es aufgrund der geringen Größe des H<sub>2</sub>-Moleküls zum sogenannten H<sub>2</sub>-Schwund durch die Materialien der Lagerinfrastruktur kommt. Dieser Schwund ist aber mit laufender Verwendung des erzeugten H<sub>2</sub> und kurzen Lagerintervallen zu verhindern. Derzeit werden außerdem bereits Speicheranlagen mit speziell entwickelten Materialien zur Verhinderung des Schwundes getestet.

## Strombedarf für die H<sub>2</sub>-Herstellung

Falls die Menge der benötigten H<sub>2</sub>-Menge vor Ort mittels Elektrolyse hergestellt werden soll, muss die entsprechende Strommenge möglichst aus erneuerbarer Erzeugung lokal zur Verfügung stehen. Als Richtwert für den Stromverbrauch zur Herstellung von H<sub>2</sub> kann mit einem Mittelwert von etwa 53 kWh/kg H<sub>2</sub> für die Elektrolyse gerechnet werden (Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme IES, 2018). Weiters ist noch etwa der Strombedarf für die Verdichtung, je nach benötigter Druckstufe, des erzeugten H<sub>2</sub> zu berücksichtigen. Elektrolyseure werden heute als kompakte Anlage, die in Standard-40“-Container verbaut sind, angeboten. Damit kann bei einer Vergrößerung der zu versorgenden Flotte sehr einfach die Anzahl der Elektrolyseure skaliert werden.

Untersuchungen im Rahmen der Begleitstudie zum Pionierprojekt Wasserstoffzug (ÖBB Holding AG, 2021) zeigten, dass sich im Großraum des Wiener Beckens die Stromerzeugung mit erneuerbaren Energiequellen (hier PV und Windkraft) sehr gut, über das Jahr betrachtet, verteilen und die erzeugten Energiemengen komplementär sind. So ist mit einer höheren Windkraftenergie im Februar und mit einer höheren Energiemenge aus PV im Sommer zu rechnen. Genauer gesagt zeigt sich, dass die von Wind und PV erzeugten Energiemengen komplementär sind. Damit kann eine annähernd gleichmäßige erneuerbare Erzeugung aus erneuerbaren Energiequellen angenommen werden. Der Strombedarf für die Erzeugung von H<sub>2</sub> wurde mit 66,33 bis 67,27 kWh/kg H<sub>2</sub> je nach Dimensionierung des Elektrolyseurs angenommen.

### 2.1.1.3 Stromerzeugung mit erneuerbaren Energiequellen

In dieser Studie werden im Rahmen der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen ausschließlich Windkraftanlagen und PV-Anlagen für die Überlegungen untersucht. Windkraftanlagen und PV-Anlagen werden aus dem Grund untersucht, da sich die Umgebung der Untersuchungsgebiete für diese beiden Technologien eignet. Wasserkraftwerke werden hingegen ausgeklammert, da das ökologische Ausbaupotential von Wasserkraftwerken österreichweit bereits großteils ausgeschöpft ist und sich in unmittelbarer Umgebung kein nennenswertes Potential befindet.

### PV-Anlagen

Bei der Auslegung der PV-Anlage spielt die Höhe der zu erzielenden Energiemenge die wichtigste Rolle. Als Richtwert kann in der Regel angenommen werden, dass der Flächenbedarf für die PV-Anlagen bei 30° Neigung in Südausrichtung zwischen 1 und 2,5 MW<sub>p</sub>/ha anzusetzen ist. Bei der Berechnung der notwendigen Anzahl an PV-Modulen kann ein Richtwert von durchschnittlich 1,6 m<sup>2</sup> PV-Panel und eine Leistung von bis zu 400 W<sub>p</sub> angenommen werden. PV-Anlagen mit einer großen Nennleistung brauchen demzufolge viel Platz, der, wenn sie freistehend sind, dementsprechend gewidmet und geeignet sein muss. Am sinnvollsten kann daher die Nutzung von bestehenden Dachflächen oder die Überdachung bzw. Überständerrung von bereits versiegelten Flächen sein. Allerdings sind solche Flächen bei großen PV-Anlagen oft zu klein, und die Montage von PV-Anlagen kostenintensiv.

### Windkraftanlage

Der Platzbedarf in Abhängigkeit der geforderten Nennleistung, die durch einen Windpark erzeugt werden soll, kann anhand des in Tabelle 2-1 dargestellten minimalen, maximalen und durchschnittlichen Platzbedarf für eine Windkraftanlage als Richtwert angenommen werden.

Tabelle 2-1: Darstellung des minimalen, maximalen und durchschnittlichen Platzbedarfes für eine Windkraftanlage

	Min	Max	Mittelwert	Median
<b>m<sup>2</sup>/MW</b>	881,82	7.582,03	1.993,23	1.514,60
<b>m<sup>2</sup>/Turbine</b>	2.190,57	24.262,50	6.904,27	5.591,25



#### 2.1.1.4 H<sub>2</sub>-Tankstellen

Derzeit wird bei Pkw-Anwendung die Versorgung mit 700 bar und mit –40°C Vorkühlung favorisiert. Die Betankung bei 700 bar dauert bei einer Tankfüllung von 4 kg unter 3 Minuten und liegt damit im üblichen Zeitrahmen einer Betankung von fossil angetriebenen Fahrzeugen. Im Rahmen des Testbetriebes der Postbus AG (Postbus AG, 2020) im Jahre 2018 dauerte das Betanken des Busses mit 30 bis 35 kg H<sub>2</sub> im Normalbetrieb rund 15 Minuten. Die Wiener Linien sind bei Ihrer Tankstelle in Leopoldau bereits jetzt bei 12 Minuten und haben als Ziel einen Wert von etwa 8 Minuten.

Bei der Anlieferung des H<sub>2</sub> als Flüssig-H<sub>2</sub> geht zusätzlich etwa ein Drittel der im H<sub>2</sub> gespeicherten Energie in die Verflüssigung und muss entsprechend bei der energetischen Bilanz eingerechnet werden. Flüssig-H<sub>2</sub> hat den Vorteil, dass er volumetrisch betrachtet eine hohe Energiedichte hat. Damit können bei Anlieferung und Speicherung des H<sub>2</sub> an der Tankstelle bereits mit einem Trailer relativ große Mengen Wasserstoff zur Verfügung gestellt werden. Aufgrund des technischen Aufwandes und der hohen Energiemengen für die Verflüssigung rechnet sich die Anwendung und Flüssig-H<sub>2</sub> allerdings erst ab einer Flottengröße über 50 Bussen (siehe Kapitel 3.3 (now-GmbH, 2018)). Derzeit ist die Verwendung von gasförmigem H<sub>2</sub>, der ebenfalls in Trailern mit einem Speicherdruck bis zu 350 bar angeliefert wird, üblich. Es kann damit gerechnet werden, dass mit diesen Trailern etwa zwischen 400 bis 600 kg H<sub>2</sub> angeliefert werden können.

Bei der Installierung von Wasserstofftankstellen kann ein Richtwert für die zur Verfügung zu stellenden und zu speichernden Mengen in Abhängigkeit der Anzahl an Bussen bei normaler Topografie des Einsatzgebietes, wie in Tabelle 2-2 dargestellt, angenommen werden:

Tabelle 2-2: Wasserstoffbedarf in Abhängigkeit zu Anzahl der eingesetzten Busse (now-GmbH, 2018)

Anzahl Busse	5	10	20	30	40	50
kg H <sub>2</sub> /Tag	133	266	532	798	1064	1330

Die Zeit für die Betankung von Fahrzeugen ergibt sich aus der verbauten Tank- bzw. Speichergröße und der Durchflussmenge, die die Betankungsanlage bereitstellt. Als Durchflussmenge bei der Betankung kann 300 g H<sub>2</sub>/s (H2Mobility Deutschland GmbH, 2021) im Durchschnitt angenommen werden. Für den PKW-Einsatz kann bei einem Speicherdruck von 700 bar mit ca. 1 kg H<sub>2</sub>/Minute gerechnet werden. Das ergibt je nach abzurufender Menge und Speicherdruck eine entsprechende Betankungsdauer.

#### Vergleichswert für Schienenfahrzeug

Siemens entwickelt zum neuen Triebwagen Mireo H im Projekt H2goesRail (Siemens Mobility, 2021) eine Speicherung von 800 kg H<sub>2</sub> bei 300 bar in einem Trailer und eine Schnellbetankung in nur 15 Minuten. Ein Testbetrieb des in Entwicklung befindlichen Gesamtsystems ist in Tübingen für das Jahr 2024 geplant. Daher können die genannten Werte als Richtwerte für die folgenden Untersuchungen rund um den Einsatz von H<sub>2</sub>-Schienenfahrzeugen herangezogen werden.

#### 2.1.1.5 Geltende Normen in Österreich und Europa

Bei der Planung und im Umgang mit Systemen der Elektromobilität und Wasserstoffanwendungen im Transportwesen sind die in Folge angeführten Normen die Voraussetzung für die Gewährung der Sicherheit. Diese gelten sowohl für Österreich als auch im europäischen Kontext.

- ISO 15118 bzw. ISO 15118 Steckertypendefinition
  - EN 61851-1: AC-Ladung von Elektrofahrzeugen
  - EN 61851-23: DC-Ladung von Elektrofahrzeugen
  - EN 62196-2: Kupplungen des Typs 2 für Wechselstrom-Normal- und -Schnellladepunkte für Elektrobusse
  - EN 62196-3: Combo-Stecker
- 
- ISO/TC 22/SC 37 IEC/TC 69 Regelungen für Straßenfahrzeuge mit H<sub>2</sub>-Brennstoffzelle
  - IEC 62282-2 allgemeine Sicherheitsprüfungen für Brennstoffzellenmodule
  - IEC 62282 Regeln zur Installation, Sicherheit und Leistungskennwertermittlung für stationäre Brennstoffzellensysteme
  - EN 17124:2018 Wasserstoff als Kraftstoff - Produktfestlegung und Qualitätssicherung – Protonenaustauschmembran (PEM)-Brennstoffzellenanwendungen für Straßenfahrzeuge
  - DIN EN 62282-4-101: Sicherheit industrieller elektrischer Lastfahrzeuge mit Brennstoffzellen-Energiesysteme
  - DIN EN 17127 – Norm zu Anforderungen an Wasserstofftankstellen auf Basis ISO 19880-1
  - DIN EN 17533 –Norm zu Anforderung an Auslegung, Herstellung und Prüfung von einzelnen oder mehreren Flaschen, Großflaschen und Druckbehältern aus Stahl, nichtrostendem Stahl, Aluminiumlegierungen oder nicht- metallischen Werkstoffen festlegt.
  - DIN EN ISO 17268 – Norm zu Zapfpistolen und passenden fahrzeugseitigen Anschluss spezifiziert nach. mehreren Größen und Druckstufen
  - ISO 14687 – Grundnorm zu Reinheitsgraden an Wasserstoff
  - ISO 19880-1 – Sicherheitsnorm zu Handhabung, Auslegung, Einbau, Inspektion und Wartung von Tankstellen für gasförmigen Wasserstoff für Straßenfahrzeuge Änderung wird derzeit (Juni 2022) erarbeitet!
  - ISO 19880-3 – Norm zu Ventilen in Wasserstofftankstellen.
  - ISO 19880-5 – Norm zu Schläuchen und deren Baugruppen für Wasserstofftankstellen
  - ISO 19880-8 – Norm zu Qualitätskontrolle von Wasserstoff an Tankstellen
  - ISO 19881 – Norm zu Fahrzeugtanks für gasförmigen Wasserstoff
  - ISO 22734 – Norm zu Anforderungen für Elektrolyseure. Überarbeitung erfolgt zurzeit (Juni 2022)

### 2.1.2 Nutzung

Die Lebensdauer einer in einem Elektrofahrzeug eingesetzten Batterie wird im Rahmen der Studie mit dem Erreichen eines max. Speicherkapazität von 80 % der ursprünglichen Kapazität begrenzt. Die Nutzung ist danach in Fahrzeugen nach Aspekten der Verfügbarkeit und Leistungsfähigkeit nicht mehr empfehlenswert, allerdings können diese Batterien für stationäre Speicheranlagen (Zwischenspeicherung von Energiespitzen aus erneuerbaren Energieerzeugung oder Rekuperationsenergie von Schienenfahrzeugen, etc.) eingesetzt werden. Derzeit gibt es eine Vielzahl von Forschungsprojekten, die sich mit Second-Life-Anwendungen und den damit verbundenen Geschäftsmodellen beschäftigen. Als Zeithorizont für belastbare Ergebnisse und eine flächendeckende Nutzung dieser in Entwicklung befindlichen Lösungen wird 2030+ angegeben.

Generell kann an dieser Stelle festgehalten werden, dass eine Second-Life-Nutzung einer Batterie im Schnitt 15 % beim CO<sub>2</sub>-Gesamtverbrauch des Systems (Herstellung, Betrieb und Nachnutzung/Recycling) einspart.

### 2.1.3 Entsorgung und Recycling von Batterien

Heute ist noch nicht absehbar, welcher Anteil der gebrauchten Batterien sich noch als stationäre Speichersysteme oder in anderen Anwendungen nutzen lassen wird. Recycling von Fahrzeugbatterien gilt mittlerweile als technisch machbar und wird industriell in Pilotanlagen umgesetzt. Derzeit belaufen sich die Kosten für den

Recyclingprozess zur Rückgewinnung von Lithium aus alten Batterien auf den 3-fachen Wert des eigentlichen Marktwertes. Daher ist die Wirtschaftlichkeit dieses Prozesses noch nicht gegeben. (Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, 2020)

### 2.1.3.1.1 Second-Life-Anwendungen

Die Nutzungsdauer einer in der Elektromobilität eingesetzten Batterie ist dann erreicht, wenn die noch verfügbare Kapazität etwa zwischen 70 % - 80 % der ursprünglichen Kapazität entspricht. Danach kann allerdings die Batterie, vorausgesetzt die Integrität und der technische Zustand entsprechen noch den Sicherheitsvorgaben, einer sogenannten Second-Life-Verwendung zugeführt werden. Dabei werden die Batterien meist als stationäre Speicher mit langsamen Ladezyklen eingesetzt. Für die Second-Life-Anwendung werden die Batteriezellen als Batteriemodule aus dem Fahrzeug entnommen, die Kühlung, das Batteriemanagement, etc. verbleibt hingegen im Fahrzeug. Die Module werden im Anschluss auf Leistung und verbleibende Kapazität getestet, sortiert und fehlerhafte Module aussortiert. Die getesteten Module werden schlussendlich zu Packages verschalten und können somit als vollwertige Batterien wiederverwendet werden. Das Testprozedere und das Re-Packaging erreicht Studien zufolge Kosten zwischen 40 €/kWh and 52 €/kWh bezogen auf die Bruttobatteriekapazität bei Erstanschaffung. Durch den Modulbasierten Aufbau der Batterien können die Batterien für die Second-Life-Anwendungen zu beinahe beliebigen Größen verschalten werden, wodurch viele unterschiedliche Use-Cases bedient werden können. (E. Cready, 2003; J. Neubauer, 2015)

Eine viel diskutierte Second-Life-Anwendung sind stationäre „Behind the Meter“-Anwendungen wie Heimspeicher, aber auch die Anwendung bei gewerblichen Kunden. Dabei können die Speicher sowohl zur Erhöhung des Eigenverbrauchsanteils von PV-Anlagen beitragen als auch Erzeugungs- und Verbraucherspitzen puffern und somit zum Beispiel Netzanschlusskosten reduzieren. (Amir Fazel, 2021)

Als Beispiel einer alternativen Lösung zum Recycling alter Batterien aus E-Bussen kann die Weiternutzung als Pufferbatterien zur Energiespeicherung angewendet werden. So führt die ÜSTRA, die Hannoversche Verkehrsbetriebe AG, gerade ein Forschungsprojekt namens „GUW+“ (ÜSTRA Hannoversche Verkehrsbetrieb AG, 2021) durch, in dem die Nachnutzung von alten Batterien aus den Mercedes eCitaro Elektrobussen als Pufferspeicher für Rekuperationsenergie, die die Straßenbahnen beim Bremsen erzeugen, genutzt werden. Diese gespeicherte Energie wird an den Ladestellen der Elektrobusse zum Aufladen der Elektrobusse verwendet.

Weiteres können ausgediente E-Bus-Batterien für die Speicherung von erneuerbar erzeugtem Strom (PV- oder Windkraftanlage beim Betreiberunternehmen) eingesetzt werden, wodurch die Speicherkapazität für diesen Einsatz mit bereits angeschafften und abgeschriebenen Assets kostengünstig erfolgen kann.

## 2.2 Fallbeispiel für Bus

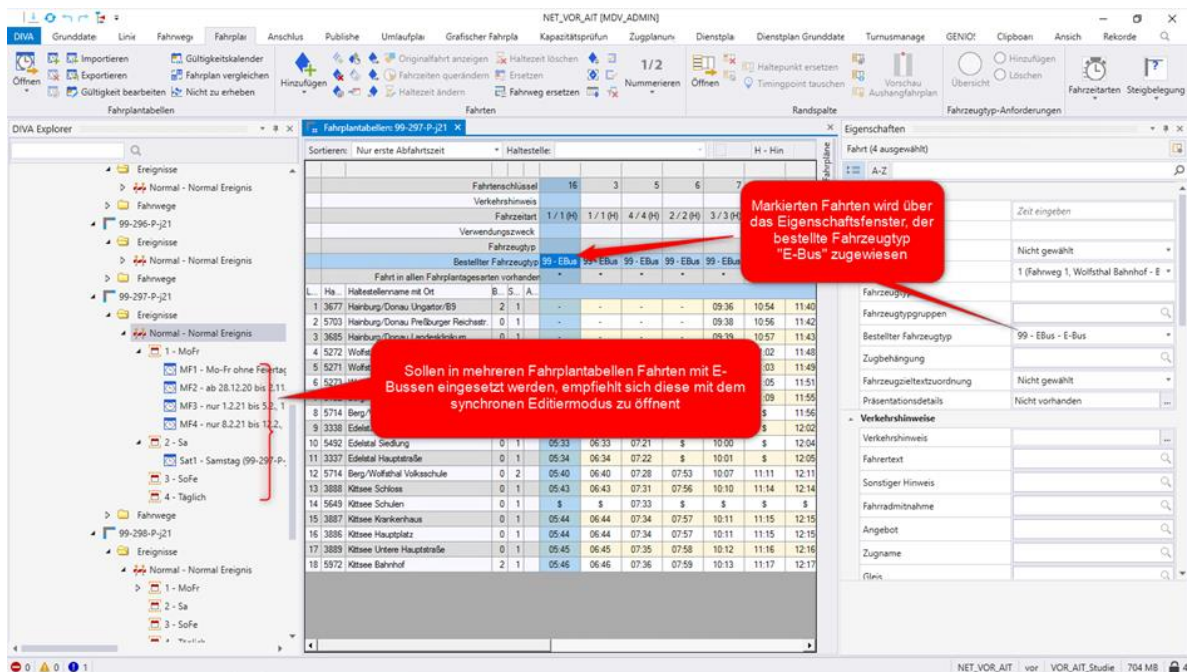
Im folgenden Kapitel werden anhand des Linienbetriebes im Gebiet des sogenannten Ostbahnshuttles beispielhaft alle infrastrukturellen und betriebstechnischen Aspekte untersucht. Für das betrachtete Gebiet (Stadtverkehr Schwechat, Großraum Schwechat und Nordburgenland) wurden verschiedene Fahrplanvarianten als Grundlage herangezogen. Die für die Studie getroffenen Annahmen sind theoretischer Natur und bilden nicht zwingend das zukünftige Angebot ab. Die Linien im Stadtgebiet von Schwechat sollen mit der Annahme einer vollständigen Umstellung auf batterieelektrischen (BE) Antrieb untersucht werden. Die Linie 272, die das erweiterte Umland bedient, wird allerdings weiterhin mit Dieselnissen betrieben.

Für die Untersuchung der Einsetzbarkeit von BE-Bussen bzw. H<sub>2</sub>-Bussen wurden bestehende Fahrpläne mit Linienvarianten vom Auftraggeber übermittelt und mit Hilfe der Software-Tools DIVA® und GENIOS® des Subauftragnehmers MENTZ Software GmbH aufbereitet. GENIOS® dient zur Optimierung der Umlaufpläne, des Fahrzeugeinsatzes und der Personalplanung. DIVA® hat die Funktion der Aufbereitung und automatisierten Darstellung der Ergebnisse aus GENIOS®, wie z.B. Bildfahrpläne, Aushangfahrpläne, Karten, etc. aber auch der grafischen Darstellung der Umlauf- und Einsatzpläne.

Es ist darauf hinzuweisen, dass diese Fahrplan- und Fahrzeugeinsatzüberlegungen ausschließlich Analyse-zwecken dienen. Zum Zeitpunkt der Studiererstellung war die Ausgestaltung des künftigen Angebots in den Untersuchungsgebieten politisch und planerisch noch nicht festgelegt. Die für die Studie getroffenen Annahmen sind daher theoretischer Natur und bilden nicht zwingend das zukünftige Angebot ab.

## 2.2.1 Grundlegende Annahmen

Für die beiden Studiengebiete (Schwechat und Nordburgenland) wurden in der Software DIVA® 19 Linien zu Liniengruppen zusammengefasst. Eine Liniengruppe repräsentiert ein in Umläufen und Dienstbildung in sich geschlossenes Linienbündel. Für jede der Liniengruppen wurde ein ungestörter Fahrplan mit den Tagesarten „Montag – Freitag Schule“, „Montag – Freitag Ferien“, „Samstag“ sowie „Sonn- und Feiertag“ definiert. Die Ferienregelungen von Niederösterreich und Burgenland wurden ebenso wie die entsprechenden Feiertage eingepflegt und beim Aufbau der Tagesarten für die Fahrplantabellen berücksichtigt. Für die Fahrten wurde über die Eigenschaft „bestellter Fahrzeugtyp“ festgelegt, welche Fahrten mit Elektro-Fahrzeugen und welche mit Dieselfahrzeugen geplant werden sollten.



The screenshot shows the DIVA Explorer interface with a table of bus routes. The table has columns for route ID, stop names, and departure times. A red box highlights a specific cell in the 'Bestellter Fahrzeugtyp' column, with an arrow pointing to it from a text box. Another red box highlights a row of cells, with an arrow pointing to it from another text box.

Abbildung 2-1: Fahrplantabelle in DIVA Web® wird synchron bearbeitet, um den ungestörten Normalfahrplan für die Tagesarten „MoFr Schule“, „MoFr Ferien“, „Samstag“ und „Sonn- und Feiertag“ einzugeben. Diese bilden die Grundlagen für die weiterführende Umlaufplanoptimierung.

Im Gebiet Schwechat wurden in dieser Weise verschiedene Varianten definiert, die einen unterschiedlichen Einsatz von Elektrofahrzeugen vorsehen. Dabei sollten folgende Szenarien abgebildet werden:

- Ausführung Verstärkerfahrten mit und ohne Elektrobus,
- Kurzführungen von Linien berücksichtigt,
- Berücksichtigung von längeren Fahrwegen.

Für das Gebiet des Ostbahn Shuttles im Raum Schwechat ergaben sich somit folgenden Linienkombinationen:

- Basisvariante: Umlaufoptimierung aller Linien und Fahrzeuge elektrisch bzw. als Dieselfahrzeuge
- Variante 1: langgeführte Strecke
  - a) Nur die Linien 171 und 279 verkehren elektrisch
  - b) zusätzlich zu den Linien in 1a werden Verstärkerfahrten der Linien 217 und 218 elektrisch ausgeführt
  - c) Die Linien 171, 279, 217, 218 werden alle elektrisch gefahren.
- Variante 2: kurzgeführte Strecke
  - a) Nur die Linien 171 und 279 verkehren elektrisch
  - b) zusätzlich zu den Linien in 1a werden Verstärkerfahrten der Linien 217 und 218 elektrisch ausgeführt
  - c) Die Linien 171, 279, 217, 218 werden alle elektrisch gefahren.

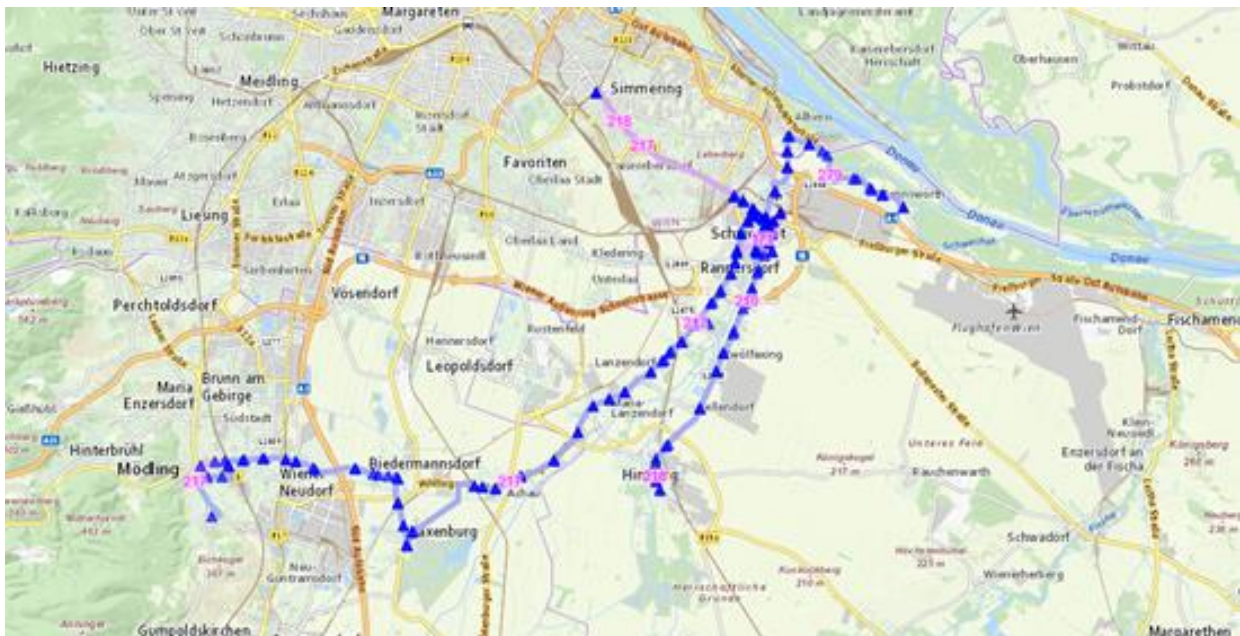


Abbildung 2-2: untersuchte Linien im Bereich Stadtverkehr Schwechat

Im Nordburgenland sollte ebenfalls untersucht werden, ob ein Betrieb von öffentlichen Busverkehren mit alternativen Antriebsformen möglich ist. Dazu wurde eine Liniengruppe aus den Linien 280, 290, 292, 295, 296, 297, 298, 299 gebildet und der ungestörte Normalfahrplan für die Tagesarten „MoFr Schule“, „MoFr Ferien“, „Samstag“, „Sonn- und Feiertag“ definiert.

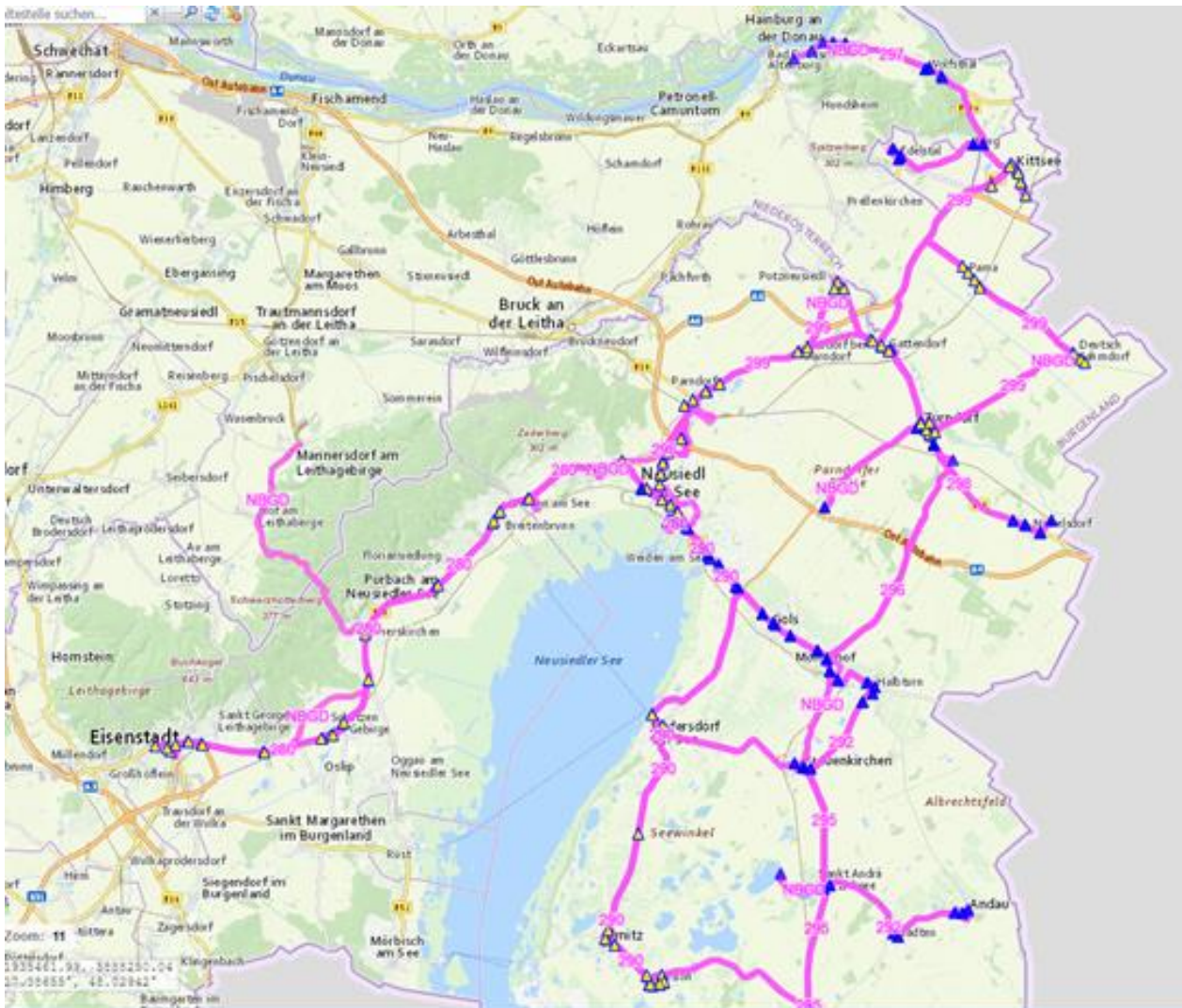


Abbildung 2-3: Liniengruppen der Linien 280, 290, 292, 295, 296, 297, 298, 299 im Nordburgenland (dargestellt in DIVA Web). Das Gebiet reicht nördlich von Hainburg an der Donau bis südlich nach Pamhagen, und im Westen geht es von Eisenstadt bis nach Andau im Osten.

Nach der Definition der Fahrpläne und der Festlegung, welche Fahrten elektrisch ausgeführt werden sollen, wurden zentral gelegene Örtlichkeiten wie Betriebshöfe, Knotenpunkte mit anderen ÖV-Modi (Bahnhöfe), etc. für das jeweilige Studiengebiet identifiziert, die sich als Ladepunkt bzw. Orte zum Laden und Nachtanken von Wasserstoff eignen würden. Die Auswahl möglicher Ladepunkte bzw. Betankungspunkte unterliegt der mit dem Auftraggeber abgestimmten Annahme, dass die Lade-/Betankungspunkte inkl. der Bereitstellung der Betriebsmittel (Strom, Wasserstoff) durch einen eigenen Betreiber, und nicht vom künftigen Busbetreiber, erreicht und bewirtschaftet werden sollen. Damit ist die Auswahl nicht an Orte von Depots der möglichen Busbetreiber gebunden. Zur Findung der bestmöglichen Orte wurden in mehreren Durchgängen versuchsweise zusätzliche Ladepunkte im Streckennetz angenommen.

Aus dieser Liste wurde ein potentieller Ort, in weitere Folge als „Betriebshof“ bezeichnet, für das Studiengebiet ausgewählt. Die Auswahl der möglichen Betriebshöfe richtet sich nach der Forderung, dass der Punkt möglichst zentral liegt und idealerweise Knotenpunkt zahlreicher Linien im Ausschreibungsgebiet ist. Bei der Angebotsplanung wird die Anzahl und Länge der Leerfahrtenkilometer eher nach unten als nach oben abgeschätzt. Im tatsächlichen Betrieb können sich deutlich längere Anfahrtswege zur ersten Fahrgasthaltestelle

ergeben. Dies begründet sich damit, dass die Leerfahrt eine Fahrt vom Betriebshof zur ersten Haltestelle, an der ein Fahrgast einsteigt, darstellt. Da im Rahmen einer Angebotsplanung die tatsächlichen Betriebshöfe nicht bekannt sind und im Beispiel ein fiktiver Betriebshof im Zentrum des Gebiets gesetzt wurde, ist davon auszugehen, dass diese Anfahrtswege (Leerfahrten) in der Realität etwas länger sein werden, da es nicht möglich sein wird einen zentralen Ort im Untersuchungsgebiet zu finden, der als Betriebshof genutzt werden kann.

Die Software DIVA® berücksichtigt nicht nur vorher vom Anwender angelegte Leerfahrten, sondern ist auch in der Lage, mittels GIS-basiertem Routing passende Leerfahrt-Möglichkeiten zu finden. Somit können schnell weitere Planungsszenarien, beispielsweise für andere, mögliche Standorte eines neuen Depots, berechnet und analysiert werden.

Für das Studiengebiet Nordburgenland wurde der Bahnhof Parndorf angenommen.

Zur Findung der bestmöglichen Orte wurden in mehreren Durchgängen versuchsweise zusätzliche Ladepunkte im Streckennetz angenommen.

## 2.2.2 Parametrierung der Optimierungssoftware GENIOS®

Mit den in Kapitel 2.2.1 berechneten Grunddaten wurde eine Umlaufoptimierung mit dem GENIOS® Framework basierend auf den Anforderungen von Elektrofahrzeugen durchgeführt. Im Rahmen der Umlaufoptimierung wurden diverse Kennzahlen, wie zum Beispiel Depotkapazitäten, planerische Vorgaben zu Fahrzeugtyp und weiteren technischen Randbedingungen, sowie auch Ladekapazitäten und Ladedauer bei Elektro-Bussen, etc. berücksichtigt. GENIOS® errechnet automatisiert für eine vom Anwender vorgegebene Fahrtenmasse einen Plan, welcher hinsichtlich der gewählten Kennzahlen geprüft und gebildet wird. Bei der Umlaufplanung wurden folgende Faktoren berücksichtigt:

- Wendezeiten im Fahrzeugumlauf sowie Standzeiten an ausgewählten Haltestellen
- Anzahl Fahrzeuge je Fahrzeugtyp und Depotkapazität pro Depot
- Streckenanforderungen
- Anforderung an die Fahrzeugausstattung
- Leerkilometer
- E-Bus Ladestationen und Ladekurven der Batterien bei E-Bussen
- Einflussfaktoren hinsichtlich E-Bussen wie Heizung, Typ der Ladestation

Der Rahmen des Projektes erlaubte nur eine etwas geringere Detaillierungstiefe als bei einem reinen Umlaufplanungsprojekt. Daher fanden folgende Parameter Eingang in die Optimierungsberechnung:

- Batteriekapazität des Fahrzeuges
- Verbrauch kWh / km
- Ladegeschwindigkeit kWh / min

Bei der Auswahl der Fahrzeuge, die den Berechnungen hinterlegt wurden, waren entscheidende Kriterien, dass sie in Europa zugelassen und bereits in größeren Zahlen eingesetzt werden, um auf Zahlen und Erfahrungswerte zurückgreifen zu können. Als Ergebnis der Marktrecherche wurden für die Batteriebusse die in



Tabelle 2-3 angeführten Fahrzeuge ausgewählt:



Tabelle 2-3: erhobene Busmodelle und ihre Batteriekapazitäten

Modelle	Batteriekapazität
<b>BYD</b>	348 kWh
<b>Mercedes eCitaro</b>	292 kWh
<b>Solaris Urbino</b>	240 kWh
<b>VOLVO 7900E 12 m</b>	470 kWh
<b>VOLVO 7900E 18.7 m</b>	565 kWh

Den Berechnungen wurden folgende Annahmen zu Verbrauch und Ladeleistung zu Grunde gelegt:

- Angenommener Verbrauch: 1,7kWh/km
- Angenommene Ladeleistung: 3,2kWh/min oder 192kW

Der gewählte Verbrauchswert berücksichtigt auch unterjährige Temperaturschwankungen und wurde mittels Rückfragen bei Expert:innen aus dem Umfeld von Busbetreibern und Mobilitätsanbietern, die aus Datenschutzgründen nicht namentlich genannt werden möchten, bestätigt.


Die Optimierungssoftware GENIOS® würde die Modellierung des „gestuften Ladens“ ermöglichen, um für bestimmte Ladezustände (State Of Charge – SOC) unterschiedliche Ladegeschwindigkeiten pro Ladepunkt im Netz zu berücksichtigen. Diese Funktionalität wurde allerdings in der vorliegenden Studie auf Grund der Detaillierungstiefe nicht weiter eingesetzt. Diese Funktion sollte allerdings bei der Detailplanung durch den künftigen Busbetreiber eingesetzt werden, um die bestmöglichen Resultate für die Umlaufplanung zu erhalten. Abbildung 2-4 gibt einen Überblick wie die Parameter berücksichtigt werden können.

Ladestationen															
<b>Haltestelle</b>	<b>Schwechat (4710)</b>	Konstantes Laden	<a href="#">(Gestuftes Laden aktivieren)</a>												
Handling	<input type="text" value="01:00"/> min	<b>Geschwindigkeit</b>	<input type="text" value="3.2"/> kWh / min												
Aktiv	<input type="checkbox"/>														
<b>Haltestelle</b>	<b>invalid (2965)</b>	Konstantes Laden	<a href="#">(Gestuftes Laden aktivieren)</a>												
Handling	<input type="text" value="01:00"/> min	<b>Geschwindigkeit</b>	<input type="text" value="3.2"/> kWh / min												
Aktiv	<input type="checkbox"/>														
<b>Haltestelle</b>	<b>Parndorf (4473)</b>	Konstantes Laden	<a href="#">(Gestuftes Laden aktivieren)</a>												
Handling	<input type="text" value="01:00"/> min	<b>Geschwindigkeit</b>	<input type="text" value="3.2"/> kWh / min												
Aktiv	<input type="checkbox"/>														
<b>Haltestelle</b>	<b>Zurnhof (5312)</b>	Gestuftes Laden	<a href="#">(Konstantes Laden aktivieren)</a>												
Handling	<input type="text" value="01:00"/> min														
Aktiv	<input checked="" type="checkbox"/>														
<table border="1"> <thead> <tr> <th>von (kWh)</th> <th>bis (kWh)</th> <th>Geschw. (kWh/min)</th> <th>Interval (min)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>0</td> <td>50,0</td> <td>3,2</td> <td>15:37</td> </tr> <tr> <td>50</td> <td>--</td> <td>3,2</td> <td>--</td> </tr> </tbody> </table>				von (kWh)	bis (kWh)	Geschw. (kWh/min)	Interval (min)	0	50,0	3,2	15:37	50	--	3,2	--
von (kWh)	bis (kWh)	Geschw. (kWh/min)	Interval (min)												
0	50,0	3,2	15:37												
50	--	3,2	--												

Abbildung 2-4: Modellierung von konstantem vs. gestuftem Laden. Ladepunkte können zu- und weggeschaltet werden, so können verschiedene Ausbaustufen der Ladeinfrastruktur in der Angebotsplanung betrachtet und die Ergebnisse und Kennzahlen miteinander verglichen werden. Für jeden Ladepunkt kann additiv die Dauer der Inbetriebnahme des Ladepunktes berücksichtigt werden.

Im Rahmen der gegenständlichen Studie wurde allerdings ein Toleranzkriterium umgesetzt, das verhindern soll, dass bei der Planung von Umläufen die volle Kapazität der Batterien ausgeschöpft wird. Dies kann in GENIOS® entweder über eine absichtlich niedriger angesetzte Batteriekapazität oder über die absolute Angabe eines Kapazitätsschwellwerts inkl. einer erlaubten Toleranz (auch in absoluten Zahlen angegeben) berücksichtigt werden. Damit kann wie hier festgelegt, in jedem Fall eine Reserve von 20 % der Batteriekapazität verbleiben. Weiters erlaubt die Optimierungssoftware die Angabe einer Restbatteriekapazität, die wahlweise am Ende des Betriebstages oder erst am folgenden Betriebstag erreicht werden kann. So ergeben sich unterschiedliche Umlaufplanszenarien.

Standard	
Aktiv	<input checked="" type="checkbox"/>
Prüfe vor der Einfahrt	<input checked="" type="checkbox"/>
Prüfung am Tagesende	<input type="checkbox"/> Bis zum Tagesende
Kapazität	<input type="text" value="297"/> kWh
Verbrauch	<input type="text" value="1.7"/> kWh / km
Reichweite	<input type="text" value="174,71"/> km
Fahrzeugtyp	<input type="text"/>



68 %  
203 kWh

0 % 0 kWh | 100 % 297 kWh

Abbildung 2-5: Parametrierung des GENIOS® E-Bus Optimierung Moduls. Die Parameter können „on the fly“ angepasst werden und erlauben der Vergleich verschiedener Szenarien.

### 2.2.3 Ergebnisse der Umlaufberechnung

Zunächst wurden Umlaufpläne für die verschiedenen Wegführungen und Ausbaustufen der Elektrifizierung durchgeführt. Die Berechnungen wurden dabei für die Tagesart „Montag – Freitag Schule“ ausgeführt, da diese die höchste Anzahl an durchzuführenden Fahrten aufweist. Die weiteren Tagesarten wurden aus Zeitgründen nicht näher untersucht. Tabelle 2-4 fasst die Ergebnisse der Umlafoptimierung zusammen.

Tabelle 2-4: Aufstellung der Varianten, der Fahrtlängen nach Art der Fahrten und deren Umlaufzeiten (Eigenberechnung Mentz GmbH)

	Umläufe	Verbindungs- fahrten	Ein-/ Aus- fahrten	Leerfahrten	Umlaufzeit
<b>Bestand</b>	23	73	96	910	187,21
<b>1a</b>	32	132	64	1200	355,20
<b>1b</b>	33	81	78	886	350,70
<b>1c</b>	30	55	68	730	334,91
<b>2a</b>	30	52	84	814	262,60
<b>2b</b>	29	55	90	772	275,40
<b>2c</b>	29	57	86	828	276,20

In weiterer Folge wurde untersucht, welche Auswirkungen eine höhere Batteriekapazität auf die Anzahl der Umläufe hat. Dabei wurde angenommen, dass zentral in einem „Betriebshof“ geladen wird. Tabelle 2-5 und

Tabelle 2-6 Berechnung E-Citaro

	Um- läuf e	elektrisc h	Die sel	Ver- bin- dungs- - fahr- ten	Ein- / Aus- fahr- ten	Leer- - fahr- ten	Um- lauf zeit	Stand zeit	Gesamt- km elektrisc h	Pro- duk- tiv km	Ge- samt- km Die- sel	Pro- duk- tiv km
<b>Be- stan- d</b>	23	19	4	73	96	910	187	43	3800	291 0	452	430
<b>1a</b>	25	8	17	133	100	1320	250	75	1340	966	3370	242 0
<b>1b</b>	28	10	18	83	104	986	239	73	1050	893	3320	250 0
<b>1c</b>	25	16	9	60	106	1050	227	62	2670	218 0	1760	121 0
<b>2a</b>	22	4	18	61	60	820	207	66	456	430	3650	285 0
<b>2b</b>	23	7	16	66	74	853	222	81	1040	973	3100	231 0
<b>2c</b>	23	14	9	63	88	901	213	69	2440	208 0	1750	121 0



Tabelle 2-7 stellen die Umläufe je nach Fahrplanvariante die Kennzahlen der Umlaufpläne für die Tagesart „Montag – Freitag Schule“ jeweils für den Mercedes E-Citaro mit 270 kWh und einem Modell von VOLVO 7900E mit 470 kWh gegenüber.

Dabei kann man kaum Schwankungen in der Anzahl der Umläufe feststellen. Diese sind so dicht verplant, dass hier kaum Einsparungseffekte erreicht werden können. Die Distanzen sind in einem Rahmen, der auch das Fahrzeug mit kleinerer Batteriekapazität wirtschaftlich einsetzbar macht.

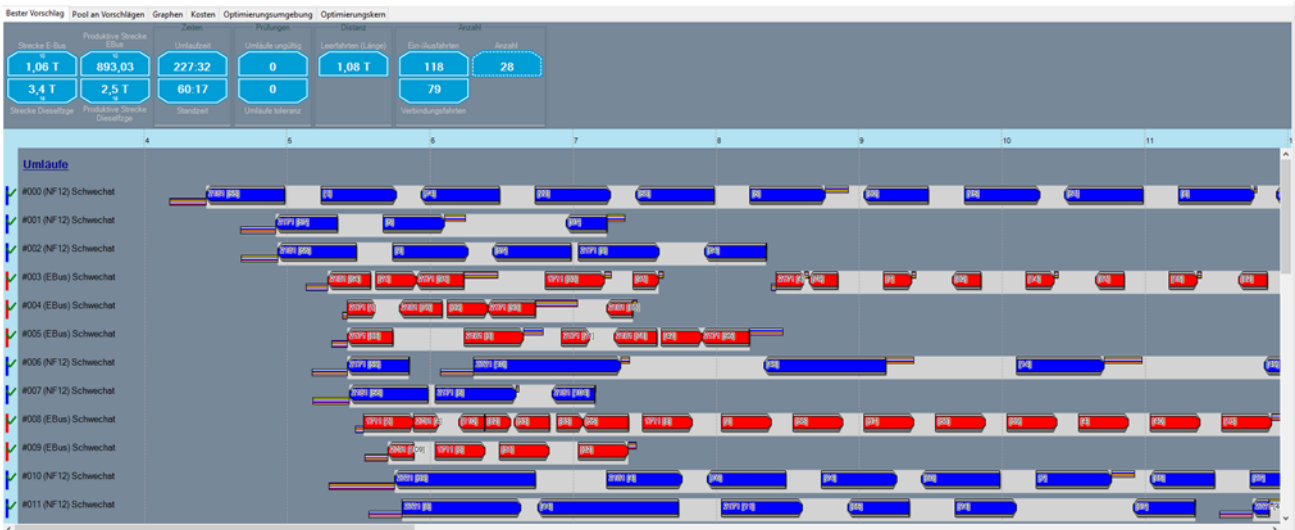


Abbildung 2-6: Umlaufplan für Untersuchungsgebiet Schwechat



Tabelle 2-5: Datenblatt E-Citaro

Bus	Verbrauch	Kapazität	Ladevorgang	Schwellwert	Toleranz
<b>E-Citaro</b>	1,7 kWh	292 kWh	3,2 kWh / min	30 kWh	15 kWh

Tabelle 2-6 Berechnung E-Citaro

	Um- läufe	elektrisch	Diesel	Verbin- dungs- fahrten	Ein-/ Aus- fahrten	Leer- fahrten	Umlauf- zeit	Stand- zeit	Gesamt- km elektrisch	Produktiv km	Gesamt- km Diesel	Produktiv km
<b>Bestand</b>	23	19	4	73	96	910	187	43	3800	2910	452	430
<b>1a</b>	25	8	17	133	100	1320	250	75	1340	966	3370	2420
<b>1b</b>	28	10	18	83	104	986	239	73	1050	893	3320	2500
<b>1c</b>	25	16	9	60	106	1050	227	62	2670	2180	1760	1210
<b>2a</b>	22	4	18	61	60	820	207	66	456	430	3650	2850
<b>2b</b>	23	7	16	66	74	853	222	81	1040	973	3100	2310
<b>2c</b>	23	14	9	63	88	901	213	69	2440	2080	1750	1210



Tabelle 2-7: Datenblatt VOLVO

Bus	Verbrauch	Kapazität	Ladevorgang	Schwellwert	Toleranz
<b>VOLVO</b>	1,7 kWh	292 kWh	3,2 kWh / min	30 kWh	15 kWh

Tabelle 2-8 Berechnungen VOLVO

	Um- läufe	elektrisch	Diesel	Verbin- dungs- fahrten	Ein-/ Aus- fahrten	Leer- fahrten	Umlauf- zeit	Stand- zeit	Gesamt- km elektrisch	Produktiv km	Gesamt km Diesel	Produktiv km
<b>Be- stand</b>	23	19	4	72	66	789	210	69	3680	2910	452	430
<b>1a</b>	25	8	17	129	112	1320	251	76	1340	966	3370	2420
<b>1b</b>	28	10	18	89	96	983	234	69	1050	893	3320	2500
<b>1c</b>	25	16	9	55	70	856	260	100	2500	2180	1750	1210
<b>2a</b>	22	4	18	61	58	817	208	67	452	430	3650	2850
<b>2b</b>	23	7	16	61	70	849	225	83	1040	974	3100	2310
<b>2c</b>	23	14	9	69	66	854	234	92	2390	2080	1750	1210

Für das Untersuchungsgebiet im Nordburgenland zeigt sich, dass die geographische Ausdehnung der betrachteten Linien eine große Rolle spielen. Hier konnte ohne die Berücksichtigung von Zwischenladepunkten kaum ein wirtschaftlich sinnvolles Ergebnis für die Umlaufplanung erreicht werden. Im ersten Schritt wurde mit der Parametrierung eines Mercedes E-Citaro (292 kWh) und einem Verbrauch von 1,7 kWh/km gearbeitet. Die Berechnungen zeigen, dass 63 und mehr Fahrzeuge benötigt werden, um den vorgegebenen Fahrplan im Rahmen der definierten Parameter zu erreichen bzw. einzuhalten. Bei den Berechnungen mit einem „Betriebshof“ entstehen zahlreiche kurze Umläufe, da auf Grund der geringen Reichweite sehr schnell wieder zum „Betriebshof“ zurückgekehrt werden muss, um die Batterie zu laden. Bei einigen Lösungen würden sogar Fahrzeuge auf der Strecke liegen bleiben.

Daher wurden in einem erweiterten Szenario 4 zusätzliche Ladepunkte in Gemeinden entlang der Linien eingeführt, sowie die Kapazität der eingesetzten Batterien in den Fahrzeugen auf 480 kWh erhöht.

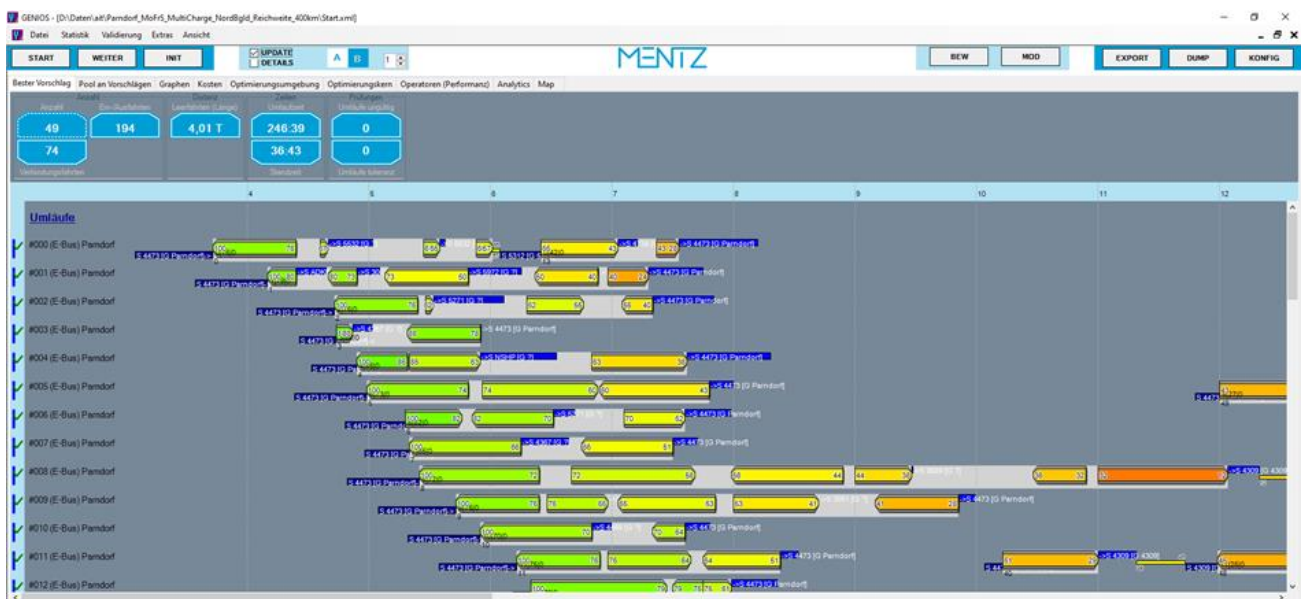


Abbildung 2-7: Umlaufbildung im Nordburgenland: Schnell zeigte sich, dass nur mit stärkeren Batterien ein sinnvolles Befahren möglich ist. Die Fahrzeuge müssen eine Reichweite von 300 – 350 km erreichen, um den vorgegebenen Fahrplan mit möglichst wenigen Fahrzeugen zu befahren. (Quelle: Software DIVA Mentz GmbH)

In Tabelle 2-9 werden die Ergebnisse der Umlaufpläne für steigende Batteriekapazitäten angegeben.

Tabelle 2-9: Einfluss der Batteriekapazität auf die Anzahl der Umläufe. Bereits bei 20 kWh Unterschied in der Kapazität entstehen strukturell andere Umlaufpläne, die Fahrtketten werden zunehmend länger je mehr Kapazität und auch Reichweite zur Verfügung steht.

Kapazität	Reichweite (1.7 kWh/km)	Umläufe
480 kWh	282,35 km	49
460 kWh	270,59 km	51
440 kWh	258,82 km	57
420 kWh	247,06 km	65

Die Untersuchung des Einsatzes von Wasserstoffbussen, die eine höhere Reichweite anbieten, wurde ausschließlich für das Untersuchungsgebiet Nordburgenland durchgeführt. Bei der Auswahl der Fahrzeuge wurde





ebenfalls die europäische Zulassung zu Grunde gelegt. Dabei wurden die Fahrparameter des aktuellen Modells des CAETANO H2City Gold 12m mit 290 kWh und einer Reichweite von max. 400 km zugrunde gelegt, da dieser das modernste Fahrzeug darstellt.

Den Berechnungen wurden folgende Annahmen zu Verbrauch und Ladeleistung zu Grunde gelegt:

- Angenommener Verbrauch: 7 kg H<sub>2</sub>/100km
- Betankungszeit (Herstellerangaben): 9-15 min/Tankvorgang

Der gewählte Verbrauchswert berücksichtigt ebenfalls die unterjährigen Temperaturschwankungen und wurde mittels Expert:inneninterviews bestätigt.

Um den Einsatz eines Wasserstoffbusses bewerten zu können, wurde der Endenergiebedarf der Fahrzeuge über die H<sub>2</sub>-Antriebssystemeffizienz umgerechnet und in Python modelliert. Schnell zeigt sich das im „Regional-Szenario“ wie es im Nordburgenland vorliegt, deutlich effizientere Umlaufpläne zustande kommen als mit batteriebetriebenen Bussen. Das Untersuchungsgebiet Nordburgenland kann mit einem Betankungspunkt in Parndorf abgedeckt werden. Der angenommene Betankungspunkt in Parndorf soll mit der lokalen Produktion der notwendigen H<sub>2</sub>-Mengen kombiniert werden, da somit keine Transportkosten auftreten und in direkter Nachbarschaft ein großer Windpark zur Stromerzeugung zur Verfügung stehen würde. Für die Betankung wurde jeweils ein Zeitraum von 10 Minuten berücksichtigt.

Tabelle 2-10: Umlaufplanberechnungen für Wasserstoffbusse im Nordburgenland. Dabei findet die Betankung ausschließlich in Parndorf statt. Es wurde darauf geachtet, dass die Fahrzeuge mit einer Restkapazität von 20 % das Depot erreichen.

Reichweite	Umläufe (Betankung Parndorf)
400 km	29

## 2.2.4 BE-Bus: Schwechat: 172 km (292 kWh); Nordburgenland: 282 km (480 kWh)<sup>2</sup> Standortbeschreibung E-Bus Ladestationen

Für die Ladung der BE-Busse werden ein zentraler Punkt in Schwechat und fünf Orte im Nordburgenland angenommen. Des Weiteren soll die Ladeinfrastruktur von einem eigenen Unternehmen betrieben werden. Außerdem erfolgt die Ladung der Busse ausschließlich an Ladesäulen via Stecker, da die Option der Ladung via Pantographen in diesem Fall zu teuer und deshalb unwirtschaftlich wäre.

Schwechat: Als zentraler Ladepunkt wird beispielhaft der Schwechater Bahnhofsparkplatz und laut den Berechnungen der Mentz GmbH die Installation von sechs E-Ladesäulen mit einer Leistung von durchschnittlich je 192 kW<sup>3</sup> an den dort bereits vorhandenen Bushaltestellen angenommen, wie in **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** dargestellt ist. Der Wartebereich für die Fahrgäste soll laut den Annahmen außerdem mit einem Flugdach mit einer Fläche von 300 m<sup>2</sup> überdacht werden. Auf der Überdachung werden PV-Module mit einer Gesamtleistung von 37,5 kW<sub>p</sub> installiert.

Nordburgenland: Im Nordburgenland werden mehrere Orte angenommen, an denen die Busse geladen werden können. In Parndorf wird, wie in Schwechat, beispielhaft der Bahnhofsparkplatz als zentraler Ladeort herangezogen, wo es drei Bushaltestellensteige gibt, siehe **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** Als zusätzliche Ladeorte werden Pamhagen mit vier Ladestationen und Zurndorf, Mönchhof und Frauenkirchen mit je zwei Ladestationen angenommen. An allen Ladeorten werden auch in diesem Fall Ladesäulen mit einer durchschnittlichen Leistung von je 192 kW und Überdachungen des Fahrgast-Wartebereichs

<sup>2</sup> Notwendige Mindestreichweite der im Nord-Bgld. eingesetzten BE-Busse, sodass kein Bus auf der Strecke „liegen bleibt“

<sup>3</sup> Laut Berechnungen der Mentz GmbH; es handelt sich um einen Durchschnittswert und keine real erhältliche Ladesäule

mit PV angenommen. Insgesamt ergibt sich für alle Ladeorte im Nordburgenland zusammen eine Überdachungsfläche von 650 m<sup>2</sup> und dementsprechend eine PV Leistung von 81,25 kW<sub>p</sub>.

## 2.2.5 Standortbeschreibung für H<sub>2</sub>-Erzeugung, Speicherung und Betankung an anhand Wr. Neustadt

Bei H<sub>2</sub>- Erzeugung vor Ort wird angenommen, dass der Elektrolyseur direkt vor Ort, bzw. in unmittelbarer Nähe zur Betankungsinfrastruktur installiert wird. Dabei wird angenommen, dass die Betankungsinfrastruktur sich außerhalb des der Öffentlichkeit zugänglichen Bereichs befindet, entsprechende Sicherheitsvorkehrungen getroffen werden und der zulässige Mindestabstand zu kritischer Infrastruktur eingehalten wird. Bei den H<sub>2</sub>-Eisenbahnen wird weiters angenommen, dass die H<sub>2</sub>-Elektrolyse und Tankinfrastruktur in der Nähe des Bahnhofes Wr. Neustadt stationiert ist und somit kein zusätzlicher Transport benötigt wird, wobei auch hier die Annahme getroffen wird, dass sämtliche Sicherheitsvorkehrungen eingehalten werden.

Die H<sub>2</sub>-Pionierstudie geht dabei für eine 10 MW Elektrolyseleistung samt Speicher, Verdichter und Dispenser von einem Flächenbedarf je nach Konzept und inklusive eines Sicherheitsfaktors zwischen 2.050 und 2.300 m<sup>2</sup> aus. Die hier definierte Elektrolyseleistung für die kumulierte Umstellung der vier betrachteten Eisenbahnstrecken beträgt 9,6 MW, der Flächenbedarf zwischen 2.050 und 2.300 m<sup>2</sup> wäre somit auch hier gültig. Die H<sub>2</sub>-Pionierstudie hat zusätzlich einen Standort für die Elektrolyseinfrastruktur in Wr. Neustadt definiert. (ÖBB Holding AG, 2021)

Zusätzlich zu dem Flächenbedarf für die Elektrolyseanlage kommt je nach Szenario der Flächenbedarf für die Erneuerbaren-Erzeugungsanlage. Bei bilanzieller Deckung durch PV wären dies 55 MW PV, was einem Flächenbedarf von ca. 61 Fußballfeldern<sup>4</sup> entspricht. Bei bilanzieller Deckung des Energiebedarfs durch Windkraft werden rund 21 MW Wind benötigt, was ungefähr 3 Vestas Turbinen, V164 7000 (7 MW<sub>p</sub> Nennleistung).

## 2.2.6 Energiebedarf

Um den energiewirtschaftlichen Effekt einer Umstellung der im Fallbeispiel betrachteten Busstrecken auf die alternativen Antriebsformen batterieelektrisch und Wasserstoff zu veranschaulichen, wird der jährliche Gesamtenergiebedarf für die Umstellung auf diese Technologien berechnet. Außerdem wird der Energiebedarf in den entstehenden Bedarf an Leistung für die erneuerbaren Energiequellen Photovoltaik und Windkraft dargestellt. Die betrachteten erneuerbaren Energiequellen sind auf bilanzielle jährliche Autarkie ausgelegt.

### 2.2.6.1 BE-Busse

Für eine Umstellung der dieselbetriebenen Fahrzeuge auf batterieelektrisch betriebene Fahrzeuge in beiden Gebieten zusammen ergeben sich folgende Werte:

- Netz-Energiebedarf: 8,2 GWh p.a.
- PV Anlagen-Leistung: 6,7 MW PV, was einem Flächenbedarf<sup>5</sup> von ca. 7,5 Fußballfeldern<sup>6</sup> entspricht.
- Wind Anlagen-Leistung: 2,5 MW Wind, was ungefähr einem Drittel einer Wind-Turbine<sup>7</sup> entspricht.

Eine Zusammenfassung der gefahrenen Kilometer, des Antriebs-Energiebedarfs für die Busse und des Netzenergiebedarfs für beide Gebiete aufgeschlüsselt sowie summiert ist in Tabelle 2-11 dargestellt. Durch die Verluste an der Ladesäule (Wirkungsgrad ca. 95 %) ist der Netz-Energiebedarf höher als der reine Antriebsenergiebedarf.

---

<sup>4</sup> 1 Fußballfeld entspricht 7.140 m<sup>2</sup>

<sup>5</sup> Für 1 MW<sub>p</sub> PV wird etwa 8.000 m<sup>2</sup> Fläche angenommen bei einer PV Modulgröße von 1,6 m<sup>2</sup> und einer Modulleistung von 200 W

<sup>6</sup> 1 Fußballfeld entspricht 7.140 m<sup>2</sup>

<sup>7</sup> Vestas V164 7000 Turbine mit 7 MW<sub>p</sub> Nennleistung

Tabelle 2-11: Jährlicher Energiebedarf, um beide Gebiete mit BE-Bussen zu betreiben

	Nord-Burgenland	Großraum Schwechat	SUMME
<b>Gefahrene Strecke (km p.a.)</b>	3,2 Mio.	1,4 Mio.	4,6 Mio.
<b>Antriebs-Energiebedarf (GWh p.a.)</b>	5,50	2,35	7,85
<b>Netz-Energiebedarf (GWh p.a.)</b>	5,70	2,50	8,20

### 2.2.6.2 Wasserstoffbusse

Für eine Umstellung auf H<sub>2</sub>-Busse ergeben sich folgende Werte für beide Gebiete kombiniert:

- Netz-Energiebedarf: 21 GWh p.a.
- PV Anlagen-Leistung: 16,8 MW PV, was einem Flächenbedarf<sup>5</sup> von ca. 19 Fußballfeldern<sup>6</sup> entspricht.
- Wind Anlagen-Leistung: 6,4 MW Wind, was ungefähr einer Wind-Turbine<sup>7</sup> entspricht.

In Tabelle 2-12 sind für beide betrachteten Gebiete einzeln und in Summe die gefahrenen Kilometer, der Wasserstoff-Bedarf sowie der daraus resultierende Antriebs-Energiebedarf und der Netzenergiebedarf dargestellt. Es ist auffallend, dass der Netz-Energiebedarf für eine Umstellung auf H<sub>2</sub>-betriebene Busse mehr als doppelt so hoch ist wie für eine Umstellung auf BE-betriebene Busse. Der Grund dafür ist, dass es bei H<sub>2</sub>-Bussen bei der Herstellung des Wasserstoffs im Elektrolyseur (Wirkungsgrad ca. 40 % - 62 %) zu wesentlich größeren Energieverlusten kommt als an der E-Ladesäule (Wirkungsgrad ca. 95 %).

Tabelle 2-12: Jährlicher Energiebedarf, um beide Gebiete mit H<sub>2</sub>-Bussen zu betreiben

	Nord-Burgenland	Großraum Schwechat	SUMME
<b>Gefahrene Strecke (km p.a.)</b>	3,2 Mio.	1,4 Mio.	4,6 Mio.
<b>H<sub>2</sub> Bedarf (kg H<sub>2</sub> p.a.)</b>	226.000	96.000	322.000
<b>Antriebs-Energiebe- darf<sup>8</sup> (GWh p.a.)</b>	7,50	3,20	10,70
<b>Netz-Energiebedarf (GWh p.a.)</b>	15,00	6,00	21,00

### 2.2.7 Infrastrukturkosten-Abschätzung

Die Kosten für die Anschaffung und den Betrieb der Lade- bzw. H<sub>2</sub>-Erzeugungs- und Betankungsinfrastruktur für die BE- bzw. die H<sub>2</sub>-Busse werden anhand der Fallbeispiele im Großraum Schwechat und im Nordburgenland berechnet. Dabei wird die Infrastruktur zuerst dimensioniert und danach werden die Investitions- und Betriebskosten für das erste Jahr berechnet und dargestellt.

<sup>8</sup> 1 kg H<sub>2</sub> enthält 33,33 kWh Energie

### 2.2.7.1 BE-Busse

Um die Lade-Infrastruktur für den Betrieb der BE-Busse zu dimensionieren, wird auf die berechneten Werte der Mentz GmbH für die Anzahl an notwendigen Ladesäulen zurückgegriffen. Außerdem wird angenommen, dass pro Ladestation eine Fläche von ca. 50 m<sup>2</sup> des Fahrgast-Wartebereichs<sup>9</sup> überdacht wird und dass diese Fläche mit PV-Modulen ausgestattet wird, wobei angenommen wird, dass für 1 kW<sub>p</sub> PV-Leistung 8 m<sup>2</sup> Dachfläche notwendig sind. In

Tabelle 2-13 sind die resultierenden Dimensionen der Komponenten zusammengefasst.

Tabelle 2-13: Übersicht über die Dimensionierung der BE-Busladeinfrastruktur im Großraum Schwechat und im Nordburgenland.

	Nord-Burgen- land	Großraum Schwechat	SUMME
<b>Gefahrene Strecke km p.a.</b>	3,2 Mio.	1,4 Mio.	4,6 Mio.
<b>Netz-Energiebedarf GWh p.a.</b>	5,70	2,50	8,20
<b>Anzahl Ladestationen<sup>10</sup></b>	13	6	19
<b>Überdachungsfläche m<sup>2</sup></b>	650	300	950
<b>PV kW<sub>p</sub><sup>5</sup></b>	81,3	37,5	118,8

Um die Kosten für die Lade-Infrastruktur abzuschätzen, werden folgende Werte für die Kosten der Komponenten der Literatur entnommen und für den Strompreis angenommen:

- 40.000 € pro Ladesäule<sup>11</sup>
- 15.000 € pro Anschluss der Ladesäule<sup>11</sup>
- 185 € pro m<sup>2</sup> Überdachung<sup>12</sup>
- 1.192 € pro kW<sub>p</sub> PV<sup>13</sup>
- Strompreis 12,09 ct/kWh<sup>14</sup>

Die entstehenden Investitionskosten für die Lade-Infrastruktur im Nordburgenland und im Großraum Schwechat und summiert sind in Tabelle 2-14 zusammengefasst. Wie zu erwarten, sind die anfallenden Investitionskosten hauptsächlich der Investition in die Ladesäulen zuzuschreiben. Danach folgen die Kosten für die PV-ausgestattete Überdachung, die sich ca. 45:55 auf die Kosten für das Dach selbst und die PV-Module aufteilen.

Tabelle 2-14: Übersicht über die Anschaffungskosten für die BE-Busladeinfrastruktur, welche im ersten Jahr getätigt werden müssen, für den Großraum Schwechat und das Nordburgenland.

<sup>9</sup> orientiert an den beispielhaften Ladeorten an den Bahnhofsparkplätzen Schwechat und Parndorf

<sup>10</sup> aus Berechnungen Mentz GmbH

<sup>11</sup> (Knote, et al., 2017)

<sup>12</sup> Laut Herstellerangaben Stand 12/2021: (Fa. Baumhauer, 2021)

<sup>13</sup> Systempreise für ≥10 kW<sub>p</sub> netzgekoppelte Anlagen: (Biermayr, et al., 2021)

<sup>14</sup> Der Strompreis von 12,09 ct/kWh setzt sich aus den in Tabelle 1-9 genannten Kosten zusammen, bezogen auf einen Energiebedarf von 2,5 GWh p. a. und eine Netzanschlussleistung von 2 MW.

	Nord-Burgenland	Großraum Schwechat	SUMME
<b>Kosten Ladesäule + Anschluss</b>	715.000 €	330.000 €	1,05 Mio. €
<b>Kosten Überdachung</b>	120.300 €	55.500 €	175.800 €
<b>Kosten PV</b>	96.900 €	44.700 €	141.600 €
<b>GESAMT-KOSTEN</b>	932.200 €	430.200 €	1,36 Mio. €
<b>Gesamtkosten inkl. 20% Ust.</b>	1,12 Mio. €	516.000 €	1,64 Mio. €

Die jährlich anfallenden Betriebskosten werden mit 2 % der Investitionskosten angenommen (ÖBB Holding AG, 2021) und sind gemeinsam mit den Stromkosten für den jährlichen Netz-Energiebedarf in Tabelle 2-15 dargestellt. Die Stromkosten sind demnach ein maßgeblicher Kostenfaktor bei einer Umstellung auf BE-betriebene Busse und den Betrieb der Ladeinfrastruktur, da sie sich jährlich in der Höhe von 60 % der Ladeinfrastruktur-Investitionskosten bewegen.

Tabelle 2-15: Zusammenfassung der jährlichen Betriebskosten für die BE-Bus-Ladeinfrastruktur, welche sich aus den Investitionskosten ergeben, und den jährlichen Stromkosten im Großraum Schwechat und im Nordburgenland.

	Nord-Burgenland	Großraum Schwechat	SUMME
<b>Gesamt-Betriebskosten</b>	18.600 €	8.600 €	27.200 €
<b>Gesamt-Betriebskosten inkl. 20% Ust.</b>	22.300 €	10.300 €	32.600 €
<b>Stromkosten</b>	689.130 €	302.250 €	991.380 €

### 2.2.7.2 H<sub>2</sub>-Busse

Um Wasserstoff zu erzeugen und die Busse zu betanken sind ein Elektrolyseur, Verdichter, Wasserstoff-Speicher und Dispenser („Tankstutzen“) notwendig. Um diese Komponenten zu dimensionieren, wird zunächst anhand der benötigten H<sub>2</sub>-Menge, um die Busse zu betreiben, die Leistung des Elektrolyseurs bestimmt. Dazu wird angenommen, dass der Elektrolyseur 80 % der Zeit innerhalb eines Jahres in Betrieb ist. Die Anzahl an Speichern mit einer Kapazität von je 42,30 kg H<sub>2</sub> werden so dimensioniert, dass die von den Bussen benötigte Wasserstoffmenge für zwei Tage gespeichert werden kann. Es wird angenommen, dass pro Dispenser 2,5 kg H<sub>2</sub> pro Minute getankt werden können. Die notwendige Anzahl an Dispensern wird in Folge so bestimmt, dass alle Busse in einer Stunde getankt werden können. Die Ergebnisse der H<sub>2</sub>-Infrastruktur Dimensionierung sind in



Tabelle 2-16 zusammengefasst.



Tabelle 2-16: Übersicht über die Dimensionierung der H<sub>2</sub>-Bus Betankungsinfrastruktur im Großraum Schwechat und im Nordburgenland.

	Nord-Burgenland	Großraum Schwechat	SUMME
<b>Gefahrene Strecke (km p.a.)</b>	3,2 Mio.	1,4 Mio.	4,6 Mio.
<b>H<sub>2</sub> Bedarf (kg H<sub>2</sub> p.a.)</b>	226.000	96.000	322.000
<b>Netz-Energiebedarf (GWh p.a.)</b>	15,00	6,00	21,00
<b>Elektrolyseleistung (MW<sub>p</sub>)</b>	2,14	0,85	2,99
<b>Speichermenge (t H<sub>2</sub>) für 2 Tage</b>	1,24	0,53	1,77
<b>Speicheranzahl</b>	30	13	43
<b>Dispenseranzahl für Betankung in 1h</b>	5	2	7

Für die Berechnung der Investitionskosten, die für die Infrastruktur getätigt werden müssen, werden die Literaturwerte aus Kapitel 1.2.6.3 angenommen. Für die Stromkosten werden wiederum 12,09 ct /kWh<sup>14</sup> angesetzt. Die Ergebnisse für die Investitionskosten für das Nordburgenland, den Großraum Schwechat und kombiniert sind in



Tabelle 2-17 dargestellt. Der größte Kostenfaktor ist in diesem Fall der Elektrolyseur, gefolgt vom H<sub>2</sub>-Speicher, den Kosten für die „Balance of Plant“ und den Kosten für die Dispenser, wobei letztere im Verhältnis zu den vorher genannten Kosten gering ausfallen. Es ist auffallend, dass die Wasserstoffinfrastruktur fast fünfmal so teuer ist wie die BE-Bus-Ladeinfrastruktur, was Konsequenzen für die Wirtschaftlichkeit einer Umstellung des Dieselbusbetriebs auf H<sub>2</sub>-Busbetrieb hat.



Tabelle 2-17: Übersicht über die Anschaffungskosten für die H<sub>2</sub>-Bus Betankungsinfrastruktur, welche im ersten Jahr getätigt werden müssen, für den Großraum Schwechat und das Nordburgenland.

	Nord-Burgenland	Großraum Schwechat	SUMME
<b>Kosten für Elektrolyseur</b>	2,57 Mio. €	1,02 Mio. €	3,59 Mio. €
<b>Kosten für Speicher</b>	1,08 Mio. €	0,47 Mio. €	1,55 Mio. €
<b>Kosten für Dispenser</b>	375.000 €	150.000 €	525.000 €
<b>Balance of plant</b>	0,81 Mio. €	0,33 Mio. €	1,13 Mio. €
<b>GESAMTKOSTEN</b>	4,84 Mio. €	1,97 Mio. €	6,81 Mio. €
<b>Gesamtkosten inkl. 20% Ust.</b>	5,81 Mio. €	2,36 Mio. €	8,17 Mio. €

Die entsprechenden Betriebskosten für die H<sub>2</sub>-Erzeugungs- und Betankungsinfrastruktur unter der Annahme, dass sie 2 % der Investitionskosten pro Jahr betragen, sind in Tabelle 2-18 zusammen mit den Stromkosten für den jährlichen Netz-Energiebedarf zusammengefasst. Die Stromkosten stellen einen beträchtlichen Teil der anfallenden Kosten dar, da sie etwa 30 % der Investitionskosten für die H<sub>2</sub>-Erzeugung und Betankungsinfrastruktur ausmachen, was die Wirtschaftlichkeit einer Umstellung auf H<sub>2</sub>-betriebene Busse maßgeblich beeinflusst.

Tabelle 2-18: Zusammenfassung der jährlichen Betriebskosten für die H<sub>2</sub>-Bus Betankungsinfrastruktur, welche sich aus den Investitionskosten ergeben, und den jährlichen Stromkosten im Großraum Schwechat und im Nordburgenland.

	Nord-Burgenland	Großraum Schwechat	SUMME
<b>Gesamt-Betriebskosten</b>	96.800 €	39.400 €	136.200 €
<b>Gesamt-Betriebskosten inkl. 20% Ust.</b>	116.160 €	47.280 €	163.440 €
<b>Stromkosten</b>	1.813.500 €	725.400 €	2.538.900 €

### 2.2.8 Fahrzeugkosten-Abschätzung

Die Berechnung der Kosten für einen kompletten Ersatz der derzeitigen Dieselfahrzeuge in den Fallbeispielen Großraum Schwechat und Nordburgenland mit BE- bzw. H<sub>2</sub>-Bussen wird in diesem Abschnitt dargestellt. Außerdem wird die Kalkulation der Personalkosten für den Busbetrieb und der Kosten für die notwendige Ausstattung der Werkstätten angegeben.

### 2.2.8.1 Schwechat

Im Großraum Schwechat kann die derzeitige Dieselflotte mit beiden alternativen Antriebsformen 1:1 ersetzt werden. Aus diesem Grund wird auch in beiden Szenarien die gleiche Menge an Personal benötigt. Die genauen Werte für die benötigte Anzahl an Bussen und Personal und die Annahmen für die Kosten sind in Tabelle 2-19 aufgelistet.

Tabelle 2-19: Übersicht über die benötigte Anzahl an Bussen, Personal, sowie die angenommenen Kosten im Fallbeispiel Großraum Schwechat.

	BE-Busse	H <sub>2</sub> -Busse
<b>Anzahl Busse</b>		23
<b>Kosten pro Bus<sup>15</sup></b>	400.000 € - 500.000 €	625.000 € - 750.000 €
<b>Personal</b>		40
<b>Gehalt Personal<sup>16</sup></b>		35.840 € brutto p. a.
<b>Schichtlänge<sup>16</sup></b>		7,5 h

Die Kosten für die Anschaffung der Busse und spezielle Werkstattausrüstung sowie die Personalkosten sind für die BE-Busse und die H<sub>2</sub>-Busse in Tabelle 2-20 zusammengefasst. Die Option der BE-Busse ist wesentlich günstiger, da die Anschaffungskosten, welche den Großteil der anfallenden Kosten ausmachen, für die BE-Fahrzeuge niedriger sind als jene für die H<sub>2</sub>-Fahrzeuge. Die Kosten für die Werkstatt-Ausstattung fallen verhältnismäßig wenig ins Gewicht und die Personalkosten machen im Fall der BE-Busse zwischen 10 % und 13 % und im Fall der H<sub>2</sub>-Busse zwischen 7 % und 8 % der restlichen Kosten aus. Insgesamt sind die Kosten für den H<sub>2</sub>-Busbetrieb zwischen 55 % und 86 % teurer als für den BE-Busbetrieb. Diese Ergebnisse veranschaulichen, dass der Betrieb von H<sub>2</sub>-Bussen gegenüber dem Betrieb von BE-Bussen im Großraum Schwechat die kostenintensivere Option darstellt.

Tabelle 2-20: Kosten für die Anschaffung von BE- bzw. H<sub>2</sub>-Bussen, Werkstattausrüstung und das benötigte Personal im Fallbeispiel Großraum Schwechat.

	BE-Busse	H <sub>2</sub> -Busse
<b>Busse</b>	9.200.000 € - 11.500.000 €	14.375.000 € - 17.250.000 €
<b>Spezialausrüstung Werkstatt</b>	105.000 € <sup>17</sup>	205.000 € <sup>18</sup>
<b>Dacharbeitsstand</b>		165.000 € <sup>17</sup>
<b>Summe</b>	9.470.000 € - 11.770.000 €	14.745.000 € - 17.620.000 €
<b>Summe inkl. 20% USt.</b>	11.364.000 € - 14.124.000 €	17.694.000 € - 21.144.000 €
<b>Personal p. a.</b>		1.431.714 €

<sup>15</sup> (Schuster, et al., 2021)

<sup>16</sup> Expert:inneninterviews durch AIT

<sup>17</sup> (Knote, et al., 2017)

<sup>18</sup> (KCW GmbH, 2021)

## 2.2.8.2 Nordburgenland

Im Nordburgenland sind die zurückzulegenden Strecken länger als im Großraum Schwechat und deshalb kann die Dieselflotte nicht 1:1 mit BE-Bussen ersetzt werden, da ihre Reichweite zu gering ist. Aus diesem Grund ergibt sich auch ein höherer Fahrzeug- und Personalbedarf, um die Strecke mit BE-Bussen zu befahren. Mit H<sub>2</sub>-Bussen ist wiederum ein 1:1 Ersatz möglich und demensprechend auch der Personalaufwand geringer. Die Werte für die Anzahl an Bussen und Personal und die Kostenannahmen sind in Tabelle 2-21 dargestellt.

Tabelle 2-21: Übersicht über die benötigte Anzahl an Bussen, Personal, sowie die angenommenen Kosten im Fallbeispiel Großraum Nordburgenland

	BE-Busse	H <sub>2</sub> -Busse
<b>Anzahl Busse</b>	49	29
<b>Kosten pro Bus<sup>15</sup></b>	400.000 € - 500.000 €	625.000 € - 750.000 €
<b>Personal</b>	85	50
<b>Gehalt Personal</b>	35.840 € brutto p. a.	
<b>Schichtlänge</b>	7,5 h	

Die Bus-Anschaffungskosten, die Kosten für die Ausstattung der Werkstätten und die Personalkosten sind für eine Umstellung auf BE- bzw. H<sub>2</sub>-Busse in Tabelle 2-21 aufgelistet. Die Anschaffungskosten für die Busse machen für beide alternativen Antriebsformen den Großteil der anfallenden Kosten aus. Als nächstgrößter Kostenfaktor folgen die Personalkosten, welche im BE-Busbetrieb wiederum zwischen 10% und 13% und im H<sub>2</sub>-Busbetrieb zwischen 7% und 8% der restlichen Kosten ausmachen. Die Kosten für die Ausrüstung der Werkstätten fallen noch weniger ins Gewicht als im vorher beschriebenen Fallbeispiel. Die Ergebnisse in Tabelle 2-22 veranschaulichen, dass im Fallbeispiel Nordburgenland der Betrieb mit H<sub>2</sub>-Fahrzeugen zwischen 7,5% und 33,9% günstiger als mit BE-Bussen wäre, da sie zwar teurer in der Anschaffung sind, aber dafür weniger Fahrzeuge und Personal benötigt werden.

Tabelle 2-22: Kosten für die Anschaffung von BE- bzw. H<sub>2</sub>-Bussen, Werkstattausrüstung und das benötigte Personal im Fallbeispiel Nordburgenland.

	BE-Busse	H <sub>2</sub> -Busse
<b>Busse</b>	19.600.000 € - 24.500.000 €	18.125.000 € - 21.750.000 €
<b>Spezialausrüs- tung Werkstatt</b>	105.000 €	205.000 €
<b>Dacharbeitsstand</b>	165.000 €	
<b>Summe</b>	19.870.000 € - 24.770.000 €	18.495.000 € - 22.120.000 €
<b>Summe inkl. 20% Ust.</b>	23.844.000 € - 29.724.000 €	22.194.000 € - 26.544.000 €
<b>Personal p. a.</b>	3.050.173 €	1.805.204 €

## 2.2.9 Detaillierte Kostenschätzung bei Betrieb über 20 Jahre am Beispiel Großraum Schwechat

Wie die vorangegangenen Berechnungen gezeigt haben, ist die Umstellung auf BE-Fahrzeuge auf den Strecken im Großraum Schwechat die wirtschaftlichste Option. Aus diesem Grund wird anhand dieses Fallbeispiels eine detaillierte Abschätzung der Kosten aufgeschlüsselt in den Betrieb der Busse und der Infrastruktur über 20 Jahre durchgeführt. Die abgezinste Kosten über die betrachtete Zeitspanne werden wie in Abschnitt 1.2.6 beschrieben berechnet:

$$Kosten = \sum_{y=0}^n \left( \frac{CAPEX_y + OPEX_y}{(1+i)^y} \right),$$

CAPEX... Investitionskosten und Re-Investitionskosten

OPEX... Betriebs- und Wartungskosten = 2% der Investitionskosten p. a.

i... Kalkulatorischer Zinssatz = 8% p. a.

n... Anzahl an betrachteten Jahren = 20

y... Laufender Index über die Jahre

Für die Dimensionierung der Ladeinfrastruktur werden folgende Werte und Annahmen verwendet, welche in Abschnitt 2.2.6.1 und Abschnitt 2.2.7.1 berechnet wurden:

- 6 Ladesäulen + Anschluss
- 37,5 kWp PV auf Überdachung z. B. für Beleuchtung nutzbar
- Kein Batteriespeicher vor Ort
- Die berücksichtigten Komponenten der Ladeinfrastruktur müssen, während der 20 Jahre nicht ausgetauscht werden
- Netz-Energiebedarf 2,5 GWh p. a.
- Strompreis 12,09 ct/kWh<sup>19</sup>

Des Weiteren werden für die Kostenberechnung des Busbetriebs folgende Ergebnisse aus Abschnitt 2.2.8.1 und (Knote, et al., 2017) angenommen:

- Personalaufwand: 40 Personen
- 23 Busse
- Anschaffungskosten: 450.000 € / Bus
- Busbatteriekosten: 560 €/kWh Batteriekapazität<sup>20</sup>
- Ersatz der Bus-Batterien alle 7 Jahre, Ersatz der Busse alle 14 Jahre<sup>21</sup>
- Werkstätten-Ausrüstung wird mitberücksichtigt: Die Nutzungsdauer des Dacharbeitsstandes ist 20 Jahre, die der restlichen Spezialausrüstung 5 Jahre<sup>21</sup>

Der Grundstückspreis in Schwechat wird von (Similio Media GmbH, 2022) mit 269,80 €/m<sup>2</sup> angegeben und wird für die Berechnung der Grundstückskosten herangezogen.

Die Restwerte der betrachteten Komponenten und des Grundstücks nach 20 Jahren bleiben unberücksichtigt, da keine vertrauenswürdige Quelle für den Wertverlust der Busse und Ladeinfrastruktur sowie keine Prognose für die Wertsteigerung von Grundstücken in Schwechat vorhanden waren.

Die Ergebnisse der Kostenberechnung über 20 Jahre für den Infrastruktur- und Busbetrieb im Großraum Schwechat sind in

Tabelle 2-23 zusammengefasst. Es ist auffallend, dass im Falle des Infrastruktur-Betriebs die Ladeinfrastruktur-Investition (12,5 % der Gesamtkosten) nicht der größte Kostenfaktor ist, sondern bei weitem von den

<sup>19</sup> Der Strompreis von 12,09 ct. /kW setzt sich aus den in Tabelle 1-9 genannten Kosten zusammen, bezogen auf einen Energiebedarf von 2,5 GWh p. a. und eine Netzanschlussleistung von 2 MW.

<sup>20</sup> (AIT, 2022)

<sup>21</sup> (Knote, et al., 2017)

Stromkosten überstiegen wird, welche etwa 66 % der Gesamtkosten ausmachen. Die Kosten für ein 3000 m<sup>2</sup> Grundstück sind mit 18,5 % ebenfalls höher als die Ladeinfrastruktur-Investitionskosten. Im Fall des Busbetriebs sind wie zu erwarten die Investitionen und Reinvestitionen in die Busse und ihre Batterien mit 52 % der Gesamtkosten der größte Kostenfaktor und etwa 40 % der Gesamtkosten entfallen auf die Personalkosten.

Tabelle 2-23: Zusammenfassung der anfallenden Kosten für die Lade-Infrastruktur und den Busbetrieb über 20 Jahre am Beispiel Großraum Schwechat.

Kosten für	Infrastruktur	Busse
<b>Investition</b>	516,240 €	19,390,034 €
<b>3000 m<sup>2</sup> Grundstück</b>	779,400 €	
<b>Betrieb</b>	95,356 €	3,015,270 €
<b>Personal</b>		15,181,318 €
<b>Strom</b>	3,204,938 €	
<b>SUMME</b>	4,595,934 €	37,586,622 €

### 2.2.10 Blackout Prävention

Die Blackout Prävention betrifft in erster Linie batteriebetriebene Busse, da beim H<sub>2</sub>-Antrieb bereits ein lokaler Speicher mit einer H<sub>2</sub>-Menge von 2 Tagen vorgesehen ist.

Unter der Annahme, dass für batteriebetriebene Busse ein lokaler Batteriespeicher zur Blackout Prävention eingebaut werden soll, wird der durchschnittliche stündliche Tankenergiebedarf herangezogen und ein entsprechend großer Batteriespeicher konzipiert. Abbildung 2-8 zeigt die Kosten eines Blackout-Batteriespeichers in Abhängigkeit der Anzahl an zu überbrückenden Stunden. Als Batteriekosten werden dabei 560 €/kWh Batteriekapazität herangezogen (AIT, 2022).

Tabelle 2-24 Energiebedarf zur Blackout-Prävention bei batteriebetriebenen Bussen

	Nord-Burgenland	Großraum Schwechat	SUMME
<b>Gefahrene Strecke (km p.a.)</b>	3,2 Mio.	1,4 Mio.	4,6 Mio.
<b>Netz-Energiebedarf (GWh p.a.)</b>	5,70	2,50	8,20
<b>Netz-Energiebedarf (MWh p. Tag)</b>	15,62	6,85	22,47

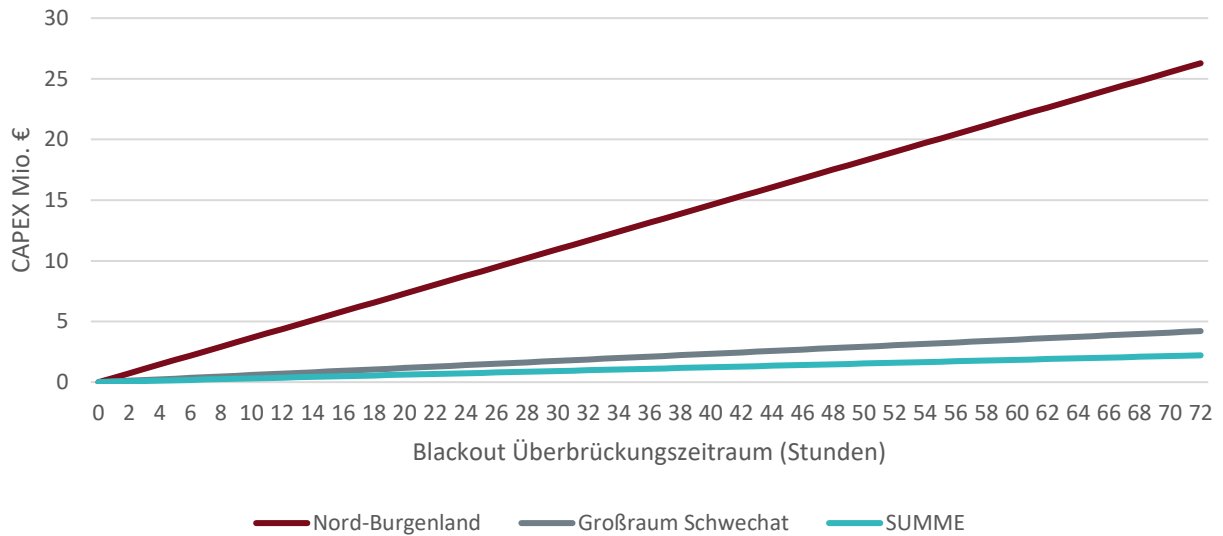


Abbildung 2-8 Investitionskosten zur Blackout-Prävention bei batteriebetriebenen Bussen nach Anzahl der zu überbrückenden Stunden

Aus wirtschaftlicher Perspektive ist davon abzuraten, einen Batteriespeicher zur Blackout-Prävention zu installieren, da die Kosten des Batteriespeichers sehr hoch sind und der Batteriespeicher im besten Fall nicht genutzt wird. Eine deutlich kostengünstigere Variante zur Blackout-Prävention ist in diesem Fall ein Dieselgenerator. Ein 25 kW Dieselgenerator kann etwa bereits um 12.500 € erworben werden (Generatoren, 2022). Bei einem Dieserverbrauch von 9,5 L/h und einem Preis von 0,8 – 1,5 €/Liter Diesel bedeutet dies, einen Preis pro kWh Strom zwischen 507,60 -514,25 €/kWh bei einmaliger Verwendung. Bei jedem weiteren Blackout sinken die Preise auf die reinen Dieselposten zwischen 7,60 €/kWh und 14,25 €/kWh. Im Vergleich dazu kostet 1 kWh Batteriekapazität 560 €, plus 12,09 ct/kWh Strombezugskosten.

### 2.2.11 Conclusio des Fallbeispiels Bus

Die in den vorhergehenden Kapiteln berechneten energiewirtschaftlichen Betrachtungen haben die jeweiligen Vor- und Nachteile der beiden alternativen Bus-Antriebssysteme batterieelektrisch und Wasserstoff für die betrachteten Fallbeispiele aufgezeigt. Der batterieelektrische Antrieb ist jedoch in den meisten Punkten dem Wasserstoff-Antrieb überlegen. BE Busse sind in der Anschaffung ca. 1,5-mal günstiger als H<sub>2</sub>-Busse. Außerdem sind die Investitions- und Betriebskosten für die Ladeinfrastruktur günstiger als die H<sub>2</sub>-Tankinfrastruktur und der batterieelektrische Antrieb ist darüber hinaus wesentlich weniger energieintensiv, weil sowohl bei der Ladung als auch im Busantrieb selbst viel weniger Energie verloren geht als bei der H<sub>2</sub>-Erzeugung und in der Brennstoffzelle im H<sub>2</sub>-Bus. Dieser Aspekt ist auch einer der wichtigsten Kostenfaktoren, da die Stromkosten einen wesentlichen Teil der Gesamtkosten ausmachen. Die einzigen Aspekte, in denen die H<sub>2</sub>-Busse den BE-Bussen überlegen sind, sind ihre Reichweite und die schnelle Betankungszeit von etwa zehn Minuten. Aus diesem Grund sind sie auch auf längeren Strecken, so wie im Fallbeispiel im Nordburgenland, im Gegensatz zu den BE-Bussen 1:1 sowie die Dieselbusse einsetzbar. Aufgrund dessen wäre eine Umstellung auf H<sub>2</sub>-betriebene Busse in diesem Fall günstiger als eine Umstellung auf BE-betriebene Busse. Berücksichtigt man jedoch zusätzlich die notwendige Infrastruktur zur Betankung der H<sub>2</sub>-Busse und besonders die mit dem Betrieb verbundenen Stromkosten, so ist ihre Überlegenheit in Bezug auf die Wirtschaftlichkeit auch in diesem Fall ausgeräumt.

Ein zusätzlicher Aspekt, der einen Vorteil bei einer Umstellung auf H<sub>2</sub>-betriebene Busse darstellen könnte, sind die möglicherweise nutzbaren Synergien mit bereits existierender Elektrolyse- und H<sub>2</sub>-Betankungs-Infrastruktur. Dadurch könnte man sich die Neuerrichtung dieser Infrastruktur sowie die Anschaffung eines geeigneten Grundstücks, welche in dieser Gegend teilweise nicht verfügbar sind, ersparen. Im Gegensatz dazu würde die Umstellung auf BE-betriebene Busse und deren gemeinsame Ladung über Nacht unweigerlich mit der Anschaffung oder Pacht eines geeigneten Grundstückes einhergehen, was zusätzliche Aufwände und Kosten verursachen würde. Außerdem würde die Lade-Infrastruktur tagsüber leer stehen und zusätzliche Sicherheitsmaßnahmen, um Vandalismus vorzubeugen, wären notwendig.

Das Fallbeispiel im Nordburgenland zeigt somit die derzeit noch vorhandenen Limitierungen des Einsatzes von alternativen Antriebssystemen im Busbetrieb auf, da sowohl die Einschränkungen der Technologien mit der zu geringen Reichweite der BE-Busse im Regionalbereich und der geringen Energieeffizienz der H<sub>2</sub>-Erzeugung und der Brennstoffzellen als auch die hohen Kosten für eine Umstellung auf sowohl BE- als auch H<sub>2</sub>-Busse illustriert werden.

## 2.3 Fallbeispiel für Bahn

Im folgenden Kapitel werden anhand der ausgewählten Eisenbahnstrecken Untersuchungen bezüglich des Ersatzes der vorhandenen Diesel-Triebwagen (DMU) mit Batterie-Hybrid-Fahrzeugen (BEMU, rein elektrischen (EMU) und Fahrzeugen mit Wasserstofftechnologie (H<sub>2</sub>MU) durchgeführt. Folgende Strecken werden auf Basis der Umlaufpläne im „Zielnetz 2027+“<sup>22</sup> untersucht:

---

<sup>22</sup> Fahrpläne „2027+“ wurde vom Auftraggeber intern erstellt und dem Auftragnehmer zur Verfügung gestellt



- Strecke 520 Äußere Aspangbahn
- Strecke 521 Gutensteinerbahn
- Strecke 522 Puchbergerbahn
- Strecke 720 Innere Aspangbahn

## 2.3.1 Grundlegende Annahmen

### 2.3.1.1 Schienenfahrzeuge, Fahrtstrecken, Fahrpläne

Die verwendeten Fahrpläne wurden vom Auftraggeber erstellt. Diese stellen Empfehlungen dar und könnten im Falle der produktiven Verwendung vom Eisenbahnverkehrsunternehmen entsprechend internen Regelungen und Vorgaben entsprechend angepasst werden.

Tabelle 2-25: Aufstellung der betrachteten Strecken hinsichtlich der Elektrifizierung und der Lademöglichkeiten

Strecke	Gesamtlänge [km]	Nicht elektrischer Streckenanteil [km]	Möglichkeit zum elektrischen Laden
<b>Gutensteinerbahn</b>	35,8	29,1	Wr. Neustadt & (nach Elektrifizierung der Strecke bis Bhf Bad Fischau/Brunn)
<b>Puchbergerbahn</b>	29,3	28,5	Wr. Neustadt & Strecke bis Bhf Bad Fischau/Brunn
<b>Innere Aspangbahn</b>	51,4	18,4	Wr. Neustadt bis Sollenau & Wien Hbf bis Kledering
<b>Äußere Aspangbahn</b>	132,8	132,4	Wr. Neustadt & Fehring nach Elektrifizierung Strecke Graz - Szentgotthard

Die Leobersdorferbahn von Bahnhof Leobersdorf bis Bahnhof Berndorf wird in der gegenwärtigen Studie nicht untersucht. Diese Strecke wird zwar von Wiener Neustadt aus betrieben, allerdings gibt es Pläne zur vollständigen Elektrifizierung der Strecke bis Weissenbach-Neuhaus. Dies hat nicht nur betriebstechnischen Gründen, sondern bietet auch die Möglichkeit zur Durchbindung der Strecke bis Wien bzw. in das Weinviertel (Gänserndorf, etc.).

Ebenfalls nicht in den Untersuchungen enthalten ist die Mattersburgerbahn. Diese hat zwar mit dem Bahnhof Wiener Neustadt ihren End- bzw. Ausgangsbahnhof, allerdings wird sie demnächst bis zur Staatsgrenze in Richtung Sopron und in Folge voraussichtlich auch innerhalb Ungarns elektrifiziert.

Die für die Untersuchungen herangezogenen Fahrzeuge sind folgende:

- DMU: ÖBB 5022 DESIRO Dieseltriebwagen
- H2MU: H<sub>2</sub>-Triebzug
- BMU: Siemens Mireo Plus B (zweiteilig) (Siemens, 2022)
- EMU: Siemens Mireo E (nur dreiteilig) (Siemens, 2022)



Folgende Annahmen wurden mit dem Auftraggeber vereinbart, um eine durchgängige Vergleichbarkeit der Untersuchungen sicherzustellen:

- Voller Ersatz der bestehenden Fahrzeuge durch die alternativen Antriebssysteme ohne unterschiedliche Fahrzeugtypen auf einzelnen Kursen einzusetzen
- Betanken der Fahrzeuge erfolgt für alle genannten Strecken ausschließlich im Großraum Wr. Neustadt (Diesel und H<sub>2</sub>) und nutzen die vorgeschlagenen Standorte aus der Studie „Alternative Antriebe im öffentlichen Verkehr“, (KCW GmbH, 2021)
- H<sub>2</sub>-Erzeugung und Betankung erfolgt im Rahmen der Studie ausschließlich im Großraum Wiener Neustadt
- Für die H<sub>2</sub>-Produktion wird ausschließlich grüner Strom aus Photovoltaik- bzw. aus Windkraftanlagen verwendet
- Batterieladung der Eisenbahnfahrzeuge erfolgt nur über die Oberleitung mit Bahnstrom
- Generell wird angenommen, dass während der Fahrt die BMU auch Aufbügeln können/dürfen und eine Ladung der Batterien auch während der Fahrt ohne vorheriges Anhalten und einer folgenden Fahrtfortsetzung möglich ist
- Die untersuchten Strecken sind Nebenbahnstrecken, wobei deren Haltestellen und Bahnsteiglängen an die Längen der derzeit im Einsatz befindlichen Fahrzeuge angepasst sind. In den untersuchten Szenarien werden die vorhandenen Bahnsteiglängen ignoriert und eine Benutzbarkeit der am Markt befindlichen Fahrzeuge (z.B. 3-teiliger Desiro-Triebwagen) unterstellt. Eine Nutzung von 3-teiligen Garnituren bzw. lokbespannten Doppelstockwagen wurde in der Studie von KCW (KCW GmbH, 2021) für ausgesuchte Strecken untersucht. Allerdings wurde hier auch die Gutensteinerbahn ausgelassen.

Die betrachteten Strecken sind teilweise als Gebirgsstrecken zu betrachten und erschließen aus dem Flachland heraus die höhergelegenen Endpunkte. Daher ist mit einem höheren Energieverbrauch bei Steigungsfahrten zu rechnen. Tabelle 2-26 führt die Höhenlagen der relevanten Orte entlang der betrachteten Strecken an.

Tabelle 2-26: Höhenlagen der relevanten Orte entlang der betrachteten Strecken

Strecke	Höhe ü.A. [m]
<b>Wiener Neustadt</b>	265
<b>Aspang</b>	489
<b>Friedberg</b>	601
<b>Fehring</b>	272
<b>Gutenstein</b>	481
<b>Puchberg</b>	585

Bei der Rückfahrt Richtung Wr. Neustadt und auch auf dem Abschnitt von Friedberg nach Fehring ist mit längeren Abschnitten zu rechnen, auf denen Rekuperationsenergie in den Antriebsbatterien gespeichert werden kann. Im Automobilsektor wird mit etwa 20% rückgewinnbarem Anteil gerechnet. Die Rekuperationsenergiemenge ist abhängig von der Masse des Fahrzeuges, des Gefälles und auch von der Batteriekapazität. Hierzu ist festzuhalten, dass die Rekuperation nur möglich ist, wenn die Batterie nicht vollgeladen bzw. die Sicherheitsgrenzen der Batterie nicht erreicht sind. Bei der Abschätzung der zu gewinnenden Energiemenge muss noch ein Systemverlust von etwa 15 % berücksichtigt werden.

Die in Tabelle 2-27 angeführten Eisenbahnfahrzeuge wurde nach den Kriterien ausgesucht, dass sie in Europa verfügbar sind und bereits eingesetzt werden – auch, wenn es sich hauptsächlich um Probetriebe handelt, (VDE, 2020).

Tabelle 2-27: Verfügbare Schienenfahrzeuge

Fahrzeugart	Hersteller	Sitzplätze	Reichweite
<b>H<sub>2</sub>-Schienenfahrzeuge</b>	H <sub>2</sub> -Triebzug	150/150	600 km
	Siemens Mireo Plus H (Siemens Mobility, 2021)		600 km (zweiteilig)
			1.000 km (dreiteilig)
<b>Batterie-Schienenfahrzeuge</b>	Stadler Flirt Akku		80 km
	Siemens Mireo Plus B		80-100 km
	Siemens Desiro ML „CityJet eco“	240 /?	80 km (120 km künftig)

Daraus wurden die in Tabelle 2-28 angeführten Fahrzeuge für die fortführenden Berechnungen herangezogen. Folgenden grundlegende Verbrauchswerte werden den Berechnungen zur Reichweite und den Kilometerleistungen zu Grunde gelegt:

Tabelle 2-28: ausgewählte Fahrzeuge je Antriebsart und deren Werte für Verbrauch und Reichweite

Fahrzeuge	Antrieb	Verbrauch	Reichweite [km]
<b>ÖBB 5022 DESIRO</b>	Diesel (DMU)	1,2 l/km	500
<b>H<sub>2</sub>-Triebzug</b>	Wasserstoff (H <sub>2</sub> MU)	0,29 kg H <sub>2</sub> /km	1.000
<b>Siemens Desiro ML eco</b>	batterieelektrisch (BEMU)	3,9 kWh/km	80
<b>Siemens Desiro ML</b>	rein elektrisch (EMU)	4,8 kWh/km	-

### 2.3.1.2 Stromversorgung für Batteriefahrzeuge

Speziell bei der Betrachtung der Puchbergerbahn und der Gutensteinerbahn ergeben sich durch die Umlaufpläne relativ kurze Aufenthaltszeiten im Endbahnhof Wiener Neustadt (Nb). Nimmt man diese Zeitspanne als Möglichkeit zur Ladung der BEMU an, muss die Ladung der Batterien mit hoher elektrischer Leistung erfolgen. Dabei muss bedacht werden, dass auf Grund der hohen Stromstärke und der relativ kleinen Kontaktfläche zwischen Oberleitung und Pantograph von einer sehr hohen Materialbelastung bzw. Materialverschleiß der Schleifleisten des Pantographen und der Oberleitungsdrähte auszugehen ist. Die Ladung während der Fahrt belastet die Oberleitung und die Schleifleisten nicht so stark, da der beidseitige Kontakt nur für einen sehr kurzen Zeitraum stattfindet. Beim Schnellladen im Stehen (z.B. in den Endbahnhöfen bzw. während längerer Betriebsaufenthalte) müsste zumindest in diesen Bereichen ein zweiter Oberleitungsdraht bzw. eine Stromschiene vorgesehen werden.

Bei den Testfahrten der Desiro B-Garnitur wurde ausschließlich im Stehen mittels „Langsam-Ladung“ die Batterie geladen.

### 2.3.1.3 H<sub>2</sub>-Versorgung

Für die H<sub>2</sub>-Fahrzeuge wurde die Annahme getroffen, dass sie zentral an einem Ort etwa 800 m östlich des Bahnhofes Wiener Neustadt betankt, werden. Eine Betankung im Bahnhofsbereich während des Fahrgastwechsels ist aus Sicherheitsgründen nicht möglich.

Auf dem möglichen Areal würde sowohl die H<sub>2</sub>-Produktion, die Verdichtung, die Speicherung des erzeugten H<sub>2</sub> und die Betankung der Fahrzeuge stattfinden. Zur Energieversorgung der Elektrolyseanlage ist weiters eine Umrichterstation zur Anbindung an das Mittelspannungsnetz sowie eine entsprechende Stromleitung zur

Anbindung an die lokale Stromerzeugung mittels erneuerbarer Energie vorzusehen. Eine genaue Beschreibung der technischen Ausstattung ist in der Standortbeschreibung in Kapitel 2.2.4 und Kapitel 2.2.5 angeführt.

### 2.3.2 Betrachtete Strecken im Detail

In den folgenden Kapiteln werden die Streckendetails, Umlaufpläne, Fahrzeuge, etc. jeweils nach den Strecken getrennt betrachtet.

#### 2.3.2.1 Puchbergerbahn und Gutensteinerbahn

Die beiden Bahnstrecken starten im Bahnhof Wiener Neustadt und nutzen auf den ersten 6,7 km bis Bahnhof Bad Fischau/Brunn den gleichen Gleiskörper. In Bad Fischau/Brunn trennen sich die Verläufe der Bahnen nach Puchberg/Schneeberg und Gutenstein. Aus betrieblichen Gründen fahren die Dieseltriebwagen beider Bahnen – auch bei zeitnahen Fahrten – nicht als Doppeltraktion, sondern weisen eine dichte Zugfolge (Folgefahrt) auf. Die Strecke ist bei derzeitiger Infrastruktur nicht elektrifiziert; lediglich die letzten 800 m im Zulauf auf den Bahnhof Wiener Neustadt weisen eine Oberleitung auf. Dieser Bereich gehört bereits zum Bahnhofsbereich und kann auch für Vershubfahrten mit E-Triebfahrzeugen benutzt werden.

Nach Plänen der ÖBB zur Attraktivierung der Puchbergerbahn mit einem derzeitigen Horizont bis 2028, soll der Streckenabschnitt von Bahnhof Wiener Neustadt bis Bad Fischau/Brunn elektrifiziert werden. Damit wäre künftig auf diesem Streckenabschnitt auch die Ladung der Batterien eines Triebwagens wie dem, in den Berechnungen angenommenen Siemens Mireo B auf insgesamt 13,4 km (bei Hin- und Rückfahrt vom Bahnhof Wiener Neustadt) möglich.

#### 2.3.2.2 Innere Aspangbahn

Die Innere Aspangbahn verläuft mit insgesamt 51,4 km Länge von Wien Hauptbahnhof über Kledering, Traiskirchen und Sollenau nach Bahnhof Wiener Neustadt. Es sind nur 18,4 km der Strecke nicht elektrifiziert. Derzeit ist die Strecke betriebstechnisch nur mit minimaler Sicherungstechnik ausgestattet. Daher werden die Züge nicht vom Startbahnhof zum Zielbahnhof durchgebunden. Es erfolgt im Bahnhof Traiskirchen derzeit ein Bruch in der Fahrt und die Fahrzeuge kehren von dort zu ihrem Ausgangsbahnhof wieder zurück. Dieser Bruch wird in den Untersuchungen ignoriert und die betrachteten Züge fahren von Wr. Neustadt bis Hbf Wien und umgekehrt. Dies begründet sich damit, dass konkrete Pläne bestehen, die Inneren Aspangbahn durch eine Ertüchtigung der Sicherungstechnik und der Infrastruktur sowie der Einführung eines eigenen Wochen-Fahrplanes ab Juni 2022 aufzuwerten. Damit soll die Durchbindung nach Wien bzw. Wiener Neustadt und eine Erhöhung der Geschwindigkeit ermöglicht werden, womit auch eine Verdichtung des Fahrplans und des Zugangebotes einhergehen wird. Die vom Auftraggeber zur Verfügung gestellten Umlaufpläne enthalten bereits ein höheres Zugangebot als im aktuellen Fahrplan.

#### 2.3.2.3 Äußere Aspangbahn

Diese Strecke ist mit 132,8 km die längste der betrachteten Strecken. Sie beginnt im Bahnhof Wiener Neustadt und führt über Aspang, Friedberg und Hartberg bis zum Bahnhof Fehring. In Fehring besteht ein Anschluss über die Strecke Graz – Szentgotthard nach Graz. Diese Strecke soll bis 2028 elektrifiziert werden, wodurch im Bahnhof Fehring dann eine Lademöglichkeit mittels Oberleitung bestehen wird.

Die Strecke verläuft zwar nach der Ausfahrt aus dem Bahnhof Wr. Neustadt auf einer Strecke von etwa 2 km parallel zur Mattersburgerbahn, die bis 2026 elektrifiziert werden soll, nutzt allerdings ein eigenes Gleis, wodurch die Oberleitung der Mattersburgerbahn nicht für eine Ladung der Batterien während der Zu- und Abfahrt nach/von Wr. Neustadt genutzt werden kann. Die Strecke überwindet mit einem größeren Höhenunterschied den Wechsel, der als Mittelgebirgspass angesehen werden kann. Auf dem Streckenabschnitt zwischen Wr. Neustadt und Aspang ist ein relativ dichter Fahrplan zur Abwicklung des Mobilitätsbedarfes der Region etabliert. Ab Aspang ist ein ausgedünnter Takt vorherrschend, mit dem eine erheblich geringe Anzahl von Zügen abgewickelt wird.

### 2.3.3 Umlaufpläne und Fahrzeugbedarf

Im Zuge der Studie werden die vier im Kapitel 2.3.1 beschriebenen Strecken im Großraum des Wiener Beckens, ausgehend von Wr. Neustadt, betrachtet. Als Fahrplan wird der geplante Entwurfshahrplan für 2027 herangezogen, dieser wurde im Zuge der Studie vom VOR übermittelt. Tabelle 2-29 zeigt eine kurze Zusammenfassung der betrachteten Strecken, eine nähere Streckenbeschreibung befindet sich in Kapitel 2.3.2. Die detaillierten Umlaufpläne sind aus dem Anhang (Kapitel **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**) zu entnehmen.

Tabelle 2-29 Auflistung der betrachteten Bahnstrecken und Kilometer

	Gutensteinerbahn	Puchbergerbahn	innere Aspangbahn	äußere Aspangbahn
<b>Einfach Strecke</b>	35,8 km	29,3 km	51,4 km	132,8 km
<b>Strecke p.a. laut Fahrplan</b>	754.873 km	490.641 km	782.309 km	1.636.242 km
<b>Anzahl an Zügen DMU</b>	7 * (5)	7 *(5)	5	17 * (12)
<b>Anzahl an Zügen BEMU</b>	7 *	7 *	8 * (6)	17 *
<b>Anzahl an Zügen H2MU</b>	7 *	7 *	5	17*

\* Die Umlaufpläne haben keine Zugüberstellungen und außerfahrplanmäßige Leerfahrten untertags hinterlegt, wodurch die Anzahl an Zügen teilweise die Anzahl an Zügen im Originalfahrplan übersteigt.

### 2.3.4 Energiebedarf

Zur Veranschaulichung der energiewirtschaftlichen Auswirkungen einer Umstellung der in der Fallstudie betrachteten Zugstrecken auf die alternativen Antriebsformen batterieelektrisch und Wasserstoff wird der gesamte jährliche Energiebedarf für die Umstellung auf diese Technologien berechnet. Zusätzlich werden der Energiebedarf und der daraus resultierende Bedarf an erneuerbaren Energiequellen als Photovoltaik und Windkraft dargestellt. Die betrachteten erneuerbaren Energieträger sind dabei auf eine bilanzielle Jahresautarkie ausgelegt.

#### 2.3.4.1 BEMU

Für eine Umstellung der Diesel-Fahrzeuge auf batterieelektrisch betriebene Fahrzeuge zusammen ergeben sich folgende Werte:



- Netz-Energiebedarf: ca. 15 GWh p.a.
- PV Anlage: 11 MW PV, was einem Flächenbedarf<sup>23</sup> von ca. 7,5 Fußballfeldern<sup>24</sup> entspricht
- Wind Anlage: 4,4 MW Wind, was ungefähr zwei Drittel einer Wind-Turbine<sup>25</sup> entspricht.

Eine Zusammenfassung der gefahrenen Kilometer, des Antriebs-Energiebedarfs für die Busse und des Netzenergiebedarfs für beide Gebiete aufgeschlüsselt sowie summiert ist in Tabelle 2-30 dargestellt.

Tabelle 2-30 Jährlicher Energiebedarf der BEMU

	Gutensteinerbahn	Puchbergerbahn	innere As-pangbahn	äußere As-pangbahn	Strecken Summe
<b>Strecke (km p.a.)</b>	754.873	490.641	782.309	1.636.242	3.664.065
<b>Antriebs-Energiebedarf (MWh p.a.)</b>	2.944	1.913	3.051	6.381	14.290
<b>Netz-Energiebedarf (MWh p.a.)</b>	3.194	2.076	3.310	6.680	15.260

#### 2.3.4.2 H2MU

Für eine Umstellung auf H<sub>2</sub>-Züge wurden folgende Werte errechnet:

- Netz-Energiebedarf: ca. 68 GWh p.a.
- PV Anlage: 55 MW PV, was einem Flächenbedarf von ca. 61 Fußballfeldern entspricht.
- Wind Anlage: 21 MW Wind, was ungefähr 3 Vestas Turbinen, V164 7000 (7 MW<sub>p</sub> Nennleistung) entspricht

In Tabelle 2-31 sind für die betrachteten Strecken einzeln und in Summe die gefahrenen Kilometer, der Wasserstoff-Bedarf sowie der daraus resultierende Antriebs-Energiebedarf und der Netzenergiebedarf dargestellt.

Tabelle 2-31 Jährlicher Energiebedarf der H2MU

	Gutensteinerbahn	Puchbergerbahn	innere As-pangbahn	äußere As-pangbahn	Strecken Summe
<b>Strecke (km p.a.)</b>	754.873	490.641	782.309	1.636.242	3.664.065
<b>H<sub>2</sub> Bedarf (kg H<sub>2</sub> p.a.)</b>	218.913	142.286	226.870	474.510	1.062.579

<sup>23</sup> Für 1 MW<sub>p</sub> PV wird etwa 8.000 m<sup>2</sup> Fläche angenommen, bei einer PV Modulgröße von 1,6 m<sup>2</sup> und einer Modulleistung von 200 W

<sup>24</sup> 1 Fußballfeld entspricht 7.140 m<sup>2</sup>

<sup>25</sup> Vestas V164 7000 Turbine mit 7 MW<sub>p</sub> Nennleistung

## 2.3.5 Infrastrukturkosten-Abschätzung

### 2.3.5.1 BEMU

Da die BEMU ausschließlich über die Oberleitung geladen werden, ist bis auf die zusätzliche Streckenelektrifizierung keine weitere Infrastruktur notwendig. Die zusätzliche Elektrifizierung von Teilstrecken (Inselektifizierung) samt Kostenschätzung befindet sich in Kapitel 2.3.5.3.

### 2.3.5.2 H2MU

Bei H2MU ist der Infrastrukturaufwand deutlich höher als bei BEMU, da die H<sub>2</sub>-Infrastruktur in Österreich noch kaum ausgebaut ist. Die folgende Tabelle 2-32 bezieht sich auf das Szenario, dass H<sub>2</sub> vor Ort produziert wird. Je nach Betankungsstrategie kommen zusätzliche Kosten von 75.000 €/ Dispenser hinzu (HyCentA, 2021).

Tabelle 2-32 Infrastruktur der H2MU

	Gutensteiner- bahn	Puchberger- bahn	innere Aspangbahn	äußere Aspangbahn	Strecken Summe
<b>Strecke (km p.a.)</b>	754.873	490.641	782.309	1.636.242	3.664.065
<b>H<sub>2</sub> Bedarf (kg H<sub>2</sub> p.a.)</b>	218.913	142.286	226.870	474.510	1.062.579
<b>Elektrolyseleistung</b>	2 MW <sub>el</sub>	1,3 MW <sub>el</sub>	2 MW <sub>el</sub>	4,3 MW <sub>el</sub>	9,7 MW <sub>el</sub>
<b>Verdichter Anzahl</b>	7	5	8	16	34
<b>Speichermenge (2 Tage)</b>	1,2 t H <sub>2</sub>	0,78 t H <sub>2</sub>	1,2 t H <sub>2</sub>	2,6 t H <sub>2</sub>	5,8 t H <sub>2</sub>
<b>Speicheranzahl</b>	29	19	29	62	138
<b>Balance of plant</b>	1.108.800 €	868.800 €	1.108.800 €	1.898.400 €	3.741.600 €
<b>GESAMT-KOSTEN</b>	6.652.800 €	5.212.800 €	6.652.800 €	11.390.400 €	22.449.600 €
<b>GESAMT-KOSTEN inkl. 20% Ust.</b>	7.983.360 €	6.255.360 €	7.983.360 €	13.668.480 €	26.939.520 €

### 2.3.5.3 Inselektifizierung

Eine Inselektifizierung ist der Begriff für eine teilweise Elektrifizierung einer nicht elektrifizierten Strecke, welcher sowohl im Eisenbahnbereich als auch im Bereich von straßengebundenen Verkehrsmitteln angewendet werden kann. Hierbei wird in einem Bereich einer Strecke eine Oberleitungskonstruktion inkl. der notwendigen Infrastruktur zur Stromversorgung (Anbindung an übergeordnetes Stromnetz und Transformation in den benötigten Spannungsbereich) vorgesehen. Die Länge der zu elektrifizierenden Strecke richtet sich nach dem Bedarf an zusätzlicher Traktionsenergie der Fahrzeuge, um damit zusätzlich zur noch in den Batterien vorhandenen Restkapazität eine ausreichende Aufladung der Batterien zu ermöglichen, um die restliche, nicht elektrifizierte Strecke bis zum nächsten Ladepunkt bzw. zum nächsten elektrifizierten Streckenabschnitt be-



wältigen zu können. Weiters wird die zu installierende Länge noch durch die angesetzte Ladungsart (Normalladung, Schnellladung, etc.) beeinflusst. Allerdings muss festgehalten werden, dass je schneller die Ladung durchgeführt wird, eine umso höhere Abnutzung der Komponenten wie der Batterien, des Stromabnehmers oder des Oberleitungsdrahtes zu erwarten ist. Hier fließen entsprechend auch die Wirtschaftlichkeitsüberlegungen rund um die Nutzungsdauer und Instandhaltungskosten ein. Die Berechnung der Oberleitungslänge wurde auf der Annahme getätigt, dass die im Schienenfahrzeug nutzbare Kapazität 528 kWh beträgt, über die gesamte Strecke jedoch 570 kWh benötigt werden. Dies bedeutet, dass lediglich rund 42 kWh nachgeladen werden müssen.

Tabelle 2-33: Berechnung der Oberleitungslänge mit unterschiedlichen Ladekapazitäten für eine Geschwindigkeit von 60 km/h

Fahrtgeschwindigkeit 60 km/h						
Ladezeit	Lade- energie kWh/min	Lade- leistung kW	Ladedauer [s]	Länge Oberleitung [m]	Kosten Oberleitung [€]	Oberleitung inkl. Anschluss [€]
6	88,0	5.280	28,44	474	616.200 - 1.422.000	5.616.200 - 6.422.000
10	52,8	3.168	47,4	790	1.027.000 - 2.370.000	6.027.000 - 7.370.000
15	35,2	2.112	71,1	1.185	1.540.500 - 3.555.000	6.540.500 - 8.555.000
30	17,6	1.056	142,2	2.370	3.081.000 - 7.110.000	8.081.000 - 12.110.000
45	11,7	704	213,3	3.555	4.621.500 - 10.665.000	9.621.500 - 15.665.000

Tabelle 2-34: Berechnung der Oberleitungslänge mit unterschiedlichen Ladekapazitäten für eine Geschwindigkeit von 80 km/h

Fahrtgeschwindigkeit 80 km/h						
Ladezeit	Lade- energie kWh/min	Lade- leistung kW	Ladedauer [s]	Länge Oberleitung [m]	Kosten Oberleitung [€]	Oberleitung inkl. Anschluss [€]
6	88,0	5.280	28,44	632	821.600 - 1.896.000	5.821.600 - 6.896.000
10	52,8	3.168	47,4	1.053	1.369.333 - 3.160.000	6.369.333 - 8.160.000
15	35,2	2.112	71,1	1.580	2.054.000 - 4.740.000	7.054.000 - 9.740.000
30	17,6	1.056	142,2	3.160	4.108.000 - 9.480.000	9.108.000 - 14.480.000
45	11,7	704	213,3	4.740	6.162.000 - 14.220.000	11.162.000 - 19.220.000

Aus den Ergebnissen Berechnungen zum Fallbeispiel Bahn (siehe Kapitel 2.2.11) ist abzuleiten, dass mit derzeit verfügbaren batterieelektrischen Fahrzeugen die äußere Aspangbahn nicht in voller Länge befahren werden kann. Deshalb müsste folglich ein Ladepunkt in einem Bahnhof gefunden werden, bei dem eine Ladung der Batterie z.B. während eines fahrplanmäßigen Aufenthaltes möglich wäre. Allerdings ist ein längerer Aufenthalt von 15 min oder ähnlich in den derzeitigen bzw. in den geplanten Fahrplänen kaum unterzubringen. Dies ist auch durch den Umstand bedingt, dass die Bahnhöfe auch die Kreuzungsfunktion mit den Zügen der Gegenrichtung haben und damit Fahrplankonflikte erzeugt werden würden. Eine Ausstattung einiger strategischer Haltestellen (z.B. Hartberg, Friedberg oder Aspang) mit Schnellladestellen über Oberleitungsstromschiene wäre infrastrukturell sehr aufwendig, da in jeder relevanten Haltestelle eine Anbindung an das Stromnetz und eine Bahnstrom-Trafostation erreicht werden müsste.

Aus diesen Gründen soll eine Inselektifizierung näher untersucht werden. Diese soll nicht für die vollständige Ladung der Batterie verwendet werden, sondern soll nur so viel Energie der Batterie zuführen, dass die Restladung zum sicheren Erreichen der nächsten elektrifizierten Strecken bzw. des Endbahnhofes mit Elektrifizierung, wie z.B. Fehring nach der Fertigstellung der Elektrifizierung der Strecke Graz – Szentgotthard,





ausreicht. Im gegenständlichen Rechenbeispiel müssten etwa 42 kWh Energie geladen werden, um von Wiener Neustadt kommend sicher nach Fehring zu kommen. Ein möglicher Bereich für eine Inselektifizierung wäre der Streckenabschnitt nach dem Bahnhof Friedberg in Richtung Hartberg. Es ist anzunehmen, dass in Friedberg bedingt durch die langen Steigungsfahrten, aus beiden Richtungen kommend, die Batterien entsprechend entladen sind.

Die in

Tabelle 2-33 und Tabelle 2-34 angeführten Berechnungen der notwendigen Längen der Oberleitung für die Inselektifizierung basieren auf den Erfahrungswerten der Ladedauer im Rahmen der Testfahrten mit einem Desiro eco und wurden aus Expert:inneninterviews abgeleitet (einer namentlichen Nennung der interviewten Person wurde aus Datenschutzgründen nicht zugestimmt). Da die Oberleitungslänge von der elektrischen Ladeleistung (Schnellladung etc.) und der Geschwindigkeit des Fahrzeuges abhängt, wurden den Berechnungen Bandbreiten bei den Parametern Ladedauer als Funktion der Ladeleistung und der Geschwindigkeit (derzeit 60 km/h und nach Ertüchtigung 80 km/h) zugrunde gelegt.

Die Ladezeit ist abhängig von der angenommenen Ladeleistung (Stromaufnahme für Batterieladung) und ergibt hochgerechnet mit der Geschwindigkeit die notwendige Länge der Oberleitung. Diesen Werten wurden in einem nächsten Schritt die Errichtungskosten der einzelnen Komponenten mit konservativen Annahmen gegengerechnet. Dabei wurden für die Oberleitung Kosten von 1,3 - 3,0 Mio €/km hinterlegt. Dies ist ein sehr konservativer Wert, um hier auch die kurze Strecke und den notwendigen infrastrukturellen Aufwand in Relation zur Streckenlänge, sowie die in Österreich durch die TEN-Korridor-Vorgaben höheren Kosten einzurechnen. Im Vergleich dazu konnten durchschnittliche Kosten bei größeren Elektrifizierungsmaßnahmen im europäischen Raum von etwa 1,0 – 1,5 Mio EUR/km Oberleitung erhoben werden. Dabei wurden im Durchschnitt Baumaßnahmen analysiert deren Gesamtlänge weit über 40 km lang ist. Für Streckenabschnitte mit Tunneln müsste ein Aufschlag von 50 % auf die Kosten/km addiert werden. Diese Werte stammen aus publizierten Werten von Infrastrukturprojekten, wobei anzumerken ist, dass mit der Länge des Bauvorhaben aufgrund von Skalierungseffekten die Kosten entsprechend sinken. Für die Anbindung an das Mittelspannungsnetz inkl. der notwendigen Transformatorstation wurden pauschal 5 Mio € (KCW GmbH, 2021) angenommen.

Für das gegenständliche Setup einer Inselektifizierung ist mit Kosten von 6,5-15 Mio € für die Errichtung der gesamten Anlage zu rechnen. Diese Kosten müssten naturgemäß den Ergebnissen einer Detailplanung angepasst werden.

Die Notwendigkeit einer Inselektifizierung und vor allem deren Länge hängt von künftigen Entwicklungen bei der Batterietechnologie ab. Mit fortschreitender Erhöhung der Kapazität bei gleichbleibenden Abmessungen und Gewichten sind längere Strecken möglich, die auf nichtelektrifizierten Strecken zurückgelegt werden können. Damit sollen Reichweiten von 500-600 km ermöglicht werden.

Die relevanten nicht-elektrifizierten Strecken werden immer geringer, da es eine vom BMK getragene und von der ÖBB umgesetzte Elektrifizierungsinitiative gibt, die die elektrifizierten Strecken sukzessive auf bis zu 89 % in Österreich erhöhen soll. Für die restlichen Strecken kann eine Dekarbonisierung der Verkehrs mittels batterieelektrischen Fahrzeugen bzw. H<sub>2</sub>-betriebenen Brennstoffzellen-Fahrzeugen erzielt werden. Im Falle der Äußeren Aspangbahn ist eine durchgehende Elektrifizierung der gesamten Strecke nicht vorgesehen. Allerdings könnte hier die Inselektifizierung eine Lösung sein, um die Strecke auch mit batterieelektrischen Fahrzeugen zu befahren. Die Äußere Aspangbahn ist nicht im Plan zur Elektrifizierung vorgesehen, wird aber in die Gruppe eingereicht (11 % der restlichen österreichischen Strecken), die mittels alternativ angetriebenen Schienenfahrzeugen einen CO<sub>2</sub>-freien Betrieb ermöglichen soll.

## 2.3.6 Energiewirtschaftliche Betrachtung

### 2.3.6.1 BEMU

Der Strombedarf wird über die Oberleitung der ÖBB bezogen, daher werden für die weiteren Berechnungen nur die Großabnehmer-Energiekosten von 53,20 €/MWh herangezogen ohne zusätzliche Netzkosten, Steuern und Abgaben. Dabei ergeben sich folgende Kosten:

Tabelle 2-35 jährliche Strombedarfskosten für BEMU

Gutensteiner- bahn	Puchberger- bahn	innere Aspangbahn	äußere Aspangbahn	Strecken Summe
-----------------------	---------------------	----------------------	----------------------	-------------------

<b>Strecke (km p.a.)</b>	754.873	490.641	782.309	1.636.242	3.664.065
<b>Antriebs-Energiebedarf (MWh p.a.)</b>	2.944	1.913	3.051	6.381	14 290
<b>Netz-Energiebedarf (MWh p.a.)</b>	3.194	2.076	3.310	6.680	15.260
<b>Energiekosten p.a.</b>	170.000 €	110.500 €	176.100 €	355.400 €	812.000 €

### 2.3.6.2 H2MU

Für die Energiewirtschaftliche Betrachtung der H2MU werden die LCOH der Gutensteinerbahn näher betrachtet. Abbildung 2-9 zeigt die LCOH bei H<sub>2</sub>-Erzeugung vor Ort aus 100 % Netzbezug und auch die LCOH bei kosteneffizienter Auslegung und Installation einer PV- oder Wind-Anlage mit einer installierten Nennleistung von 1.670 kW<sub>p</sub>, bei der 100 % der Stromerzeugung direkt zur H<sub>2</sub>-Erzeugung genutzt wird. Bei 100 % Netzbezug ergeben sich LCOH von 9,41 €/kg, ohne Berücksichtigung der Förderoptionen des EAG. Unter Berücksichtigung des Investitionszuschusses und der De-minimis Förderung, wie im neuen EAG definiert, sinken die LCOH bei 100 % Netzbezug auf 8,10 €/kg. Durch Installation einer PV Anlage mit 1670 kW<sub>p</sub> und 100 % Eigenverbrauch sinken die LCOH weiter auf 8,07 €/kg. Die Installation einer Windkraftanlage mit ebenfalls 1670 kW<sub>p</sub> und 100 % Eigenverbrauch sinken die LCOH sogar auf 6,96 €/kg. Der Unterschied in den LCOH zwischen PV- und Windkraft-Anlagen besteht in der Anzahl der Volllaststunden der jeweiligen Technologie. Die Volllaststunden der PV-Anlage werden dabei mit 1.225 h und für Windkraftanlagen mit 3.225 h angenommen (renewables.ninja, 2021). Abbildung 2-9 zeigt weiters die Range der H<sub>2</sub>-Kosten durch Zukauf aus externen Quellen. Die Range besteht aus den H<sub>2</sub>-Marktpreisen und den Trailerkosten, unterschieden zwischen Miet- und Kaufoption und unter Berücksichtigung der kilometerspezifischen Kosten aus Kapitel 1.2.6.3.

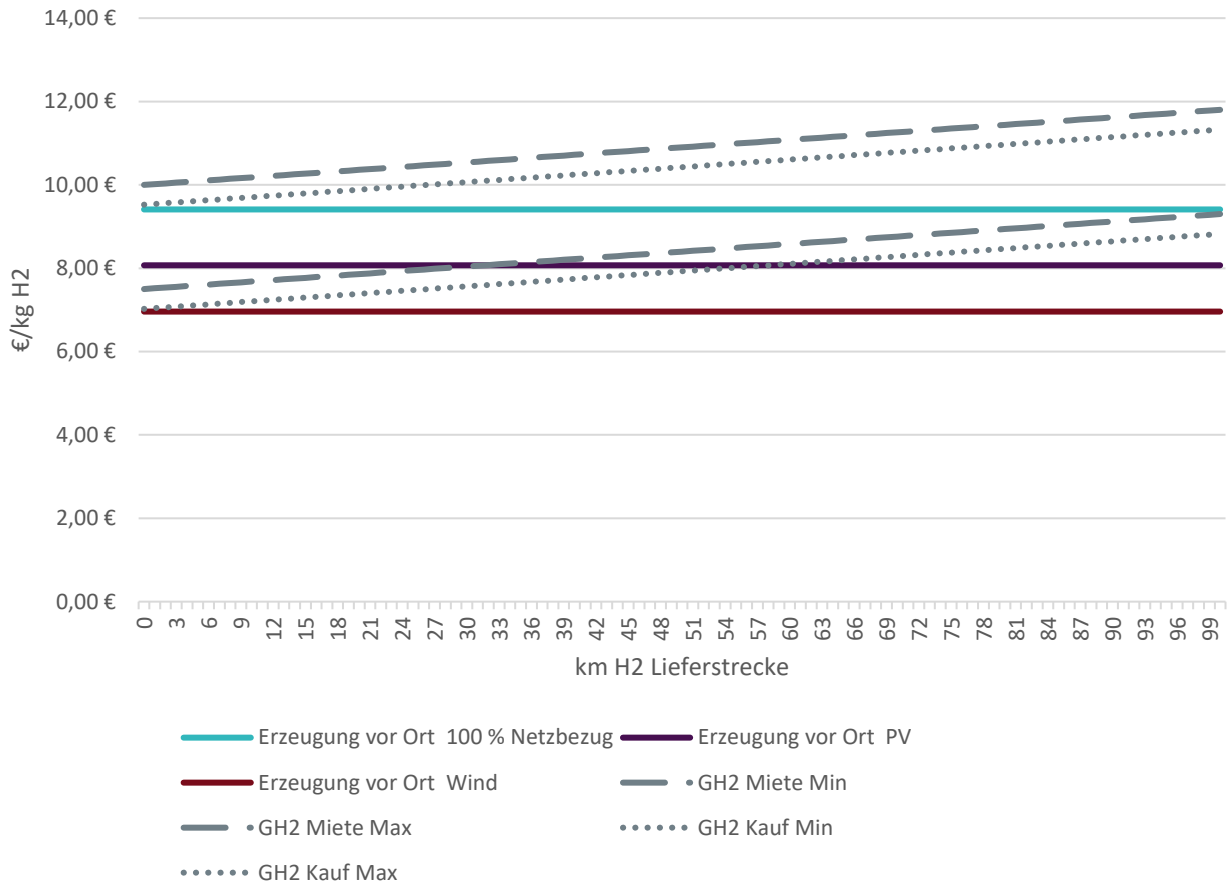


Abbildung 2-9 Vergleich der LCOH vor Ort mit H<sub>2</sub> Zukauf aus externen Quellen und Anlieferung

Unter der Annahme, dass der Strombezug zu 100 % aus dem öffentlichen Netz bezogen wird und die Förderungen des neuen EAG angewendet werden können, ergeben sich folgende H<sub>2</sub>-Kosten für H<sub>2</sub>MU:

Tabelle 2-36 jährliche H<sub>2</sub>-Verbrauchskosten für H<sub>2</sub>MU

	Gutensteiner- bahn	Puchberger- bahn	innere Aspangbahn	äußere Aspangbahn	Strecken Summe
<b>Strecke (km p.a.)</b>	754.873	490.641	782.309	1.636.242	3.664.066
<b>H<sub>2</sub> Bedarf (kg H<sub>2</sub> p.a.)</b>	218.913	142.286	226.870	474.510	1.062.579
<b>Wasserstoffkosten * (€ p.a.)</b>	170.000	110.500	176.100	355.400	812.000

### 2.3.7 Wirkung auf die E-Wirtschaft

Um die Auswirkung der Dekarbonisierung der betrachteten Eisenbahnstrecken zu analysieren, wird der österreichische Stromverbrauch 2019 mit den benötigten Energiemengen der Umstellung verglichen. Das Jahr 2019 wird herangezogen, da 2020 ein deutlicher Einbruch im Strombedarf aufgrund der Corona Pandemie verzeichnet wurde. Der österreichische Strombedarf 2019 betrug laut e-Control 71.763 GWh (e-Control, 2020). Auf Bundeslandebene beträgt der Inlandsstrombedarf 1.656 GWh im Burgenland und 8.608 GWh in Niederösterreich. Bei Umstellung der Eisenbahnen auf BEMU (15,26 GWh p.a.) würde dies ein Plus von 0,92 % bezogen auf den Strombezug im Burgenland betragen und 0,17 % in Bezug auf Niederösterreich. Bei Umstellung der Eisenbahnen auf H2MU (68,1 GWh p.a.) würde dies ein Plus von 4,11 % im Burgenland betragen und 0,79 % in Niederösterreich. Im Vergleich zum momentanen Strombedarf kann daher festgehalten werden, dass der Zusatzbedarf, besonders bei BEMU, im Vergleich zum momentanen Strombedarf gering ist. H2MU haben hingegen einen deutlich höheren Strombedarf und somit auch deutlich höhere Auswirkungen, wobei auch eine Erhöhung von 4,79 % als eine eher geringe Auswirkung gewertet werden kann.

### 2.3.8 Blackout Prävention

Wie bei den Bussen, betrifft die Blackout Prävention in erster Linie BEMU, da bei H2MUs ebenfalls wie bei den Bussen bereits ein lokaler Speicher mit einer H<sub>2</sub> Menge von 2 Tagen vorgesehen ist.

Wenn für BEMU ein lokaler Batteriespeicher zur Blackout Prävention eingebaut werden soll, wird der durchschnittliche stündliche Tankenergiebedarf herangezogen und ein entsprechend großer Batteriespeicher konzipiert. Abbildung 2-10 zeigt die Kosten eines Blackout-Batteriespeichers in Abhängigkeit zur Anzahl an zu überbrückenden Stunden. Als Batteriekosten werden dabei 560 €/kWh Batteriekapazität herangezogen (AIT, 2022).

Tabelle 2-37 Energiebedarf zur Blackout-Prävention bei batteriebetriebenen Bussen

	Gutensteiner- bahn	Puchberger- bahn	innere Aspangbahn	äußere Aspangbahn	Strecken Summe
<b>Gefahrene Strecke (km p.a.)</b>	754.873	490.641	782.309	1.636.242	3.664.066
<b>Netz-Energiebedarf (GWh p.a.)</b>	3.194	2.076	3.310	6.680	15.260
<b>Netz-Energiebedarf (GWh p. Tag)</b>	364	237	378	762	1.742

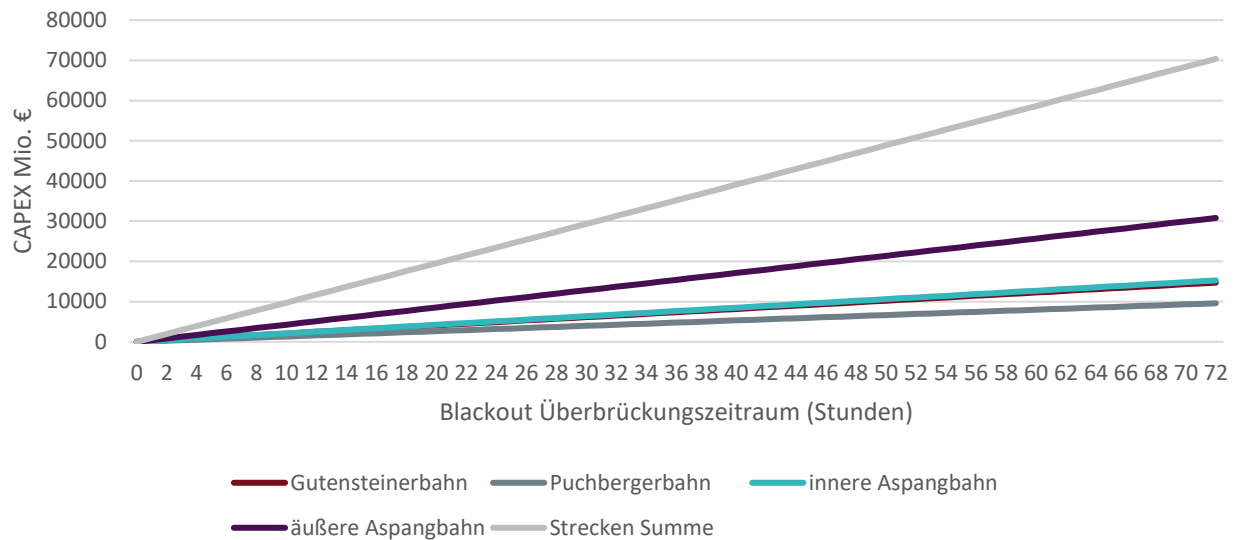


Abbildung 2-10 Investitionskosten zur Blackout-Prävention bei batteriebetriebenen BEMU nach Anzahl der zu überbrückenden Stunden

Einen qualitativen Vergleich der Kosten zwischen Batterien und Dieselgeneratoren zur Blackout-Prävention findet sich in Kapitel 2.2.10.

### 2.3.9 Conclusio des Fallbeispiels Bahn

Die untersuchten Bahnlinien bieten aufgrund ihrer unterschiedlichen Fahrpläne ein breites Spektrum an Möglichkeiten. Der Einsatz von batterieelektrischen oder H<sub>2</sub>-Brennstoffzellen-Fahrzeugen wurde für jede Bahn auf Basis der Fahrplanentwürfe 2027+ untersucht. Aufgrund der geringeren Reichweiten der batterieelektrischen Fahrzeuge im Vergleich zu den derzeit eingesetzten Dieseltriebwagen war die Anzahl der benötigten Fahrzeuge teilweise höher.

Die Gutensteinerbahn und die Puchbergerbahn sowie die Innere Aspangbahn können batterieelektrisch betrieben werden, wobei die Batterie während der Fahrt und an Haltestellen unter der Oberleitung aufgeladen werden kann. Daher müssen keine zusätzlichen Fahrzeuge zu den im Verkehrsplanentwurf vorgesehenen bereitgestellt werden. Der Einsatz von batterieelektrischen Fahrzeugen auf der Äußeren Aspangbahn zwischen Wr. Neustadt und Fehring wäre aufgrund der Streckenlänge von 132,8 km ohne Zwischenladung nicht realisierbar. Lediglich auf den Abschnitten zwischen Wr. Neustadt und Aspang würde die Reichweite von batterieelektrischen Fahrzeugen ausreichend sein. Eine Insel-Elektrifizierung auf der Äußeren Aspangbahn wäre jedoch technisch umsetzbar.

Mit dem Einsatz von H<sub>2</sub>-Brennstoffzellen-Fahrzeuge könnte der Umlaufplan der Dieseltriebzüge 1:1 mit derselben Anzahl an Fahrzeugen erfüllt werden. Allerdings sind hier auch die hohen Kosten für die Herstellung der H<sub>2</sub>-Mengen zu berücksichtigen. Die Energie zum Laden der Batterien bzw. zur H<sub>2</sub>-Produktion und Speicherung könnte im Großraum Wr. Neustadt durch Anschluss an Windparks bzw. an Photovoltaik-Großanlagen erzeugt werden. Allerdings sind beim Ersatz der aktuellen Fahrzeuge mit alternativen Antrieben erhebliche Energiemengen notwendig.

Der Energiebedarf bei H<sub>2</sub>-Antrieb ist mit 68.107 MWh p.a. zu erwarten, wobei dieser bilanziell mittels 55 MW PV (Flächen vergleichbar mit 61 Fußballfeldern) oder mit 21 MW Windkraft (3 Vestas-Turbinen, V164 7000 mit 7 MWp Nennleistung) erzeugt werden kann. Der Energiebedarf für Batteriestrom ist mit 15 GWh p.a. deutlich geringer als für H<sub>2</sub>-Strom.

## 3 AUSBLICK AUF DIE WEITERE TECHNOLOGISCHE ENTWICKLUNG

### 3.1 Entwicklungsvarianten Wasserstoffantrieb

Der Wasserstoffantrieb ist in seiner heutigen Form kein Verbrennungsmotor, der für die Verbrennung von Wasserstoffgas modifiziert wurde, sondern stellt die Bereitstellung von elektrischer Antriebsenergie für die elektrischen Fahrmotoren mit Hilfe einer bzw. mehrerer H<sub>2</sub>-Brennstoffzellen dar. Dabei wird die erzeugte Energie in einer Pufferbatterie zwischengespeichert, um die Erzeugungsspitzen abzufedern und die Energie aus der Rekuperation im Zuge von Bremsvorgängen aufzunehmen. Im Grunde nutzen beide Verkehrsträger (Bus und Bahn) dieselbe Architektur, nur unterscheiden sie sich in ihrer technischen Auslegung in der Größe der bereitzustellenden und zu speichernden Energiemengen.

Die Einschätzungen einer Vielzahl der relevanten Studien für den großflächigen Einsatz dieser Technologie gehen von einem Horizont ab 2030 bis 2050 aus. Dabei ist nicht nur mit einer entsprechenden Systemreife in den verschiedensten Anwendungsfeldern (Heavy Duty, ÖPNV (Bahn und Bus), etc.) zu rechnen, sondern es werden auch im ökonomischen Bereich die Skaleneffekte greifen, womit die Technologie im breiten Feld eingesetzt werden kann. (VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V., 2021)

### 3.2 Entwicklungsvarianten Batterieantrieb

Derzeit zeichnen sich Herstellungskosten von im Durchschnitt etwa 200 €/kWh ab. Durch die Skaleneffekte und die verbesserte, optimierte großindustrielle Herstellung von Batterie-Zellen sollen die Kosten auf etwa 100 €/kWh bis 2030 halbiert werden. (VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V., 2021)

Derzeit betragen die Herstellungskosten von Batteriezellen im Durchschnitt etwa 200 €/kWh ab. Durch die Skaleneffekte und die verbesserte, optimierte großindustrielle Herstellung von Batterie-Zellen sollen die Kosten auf etwa 100 €/kWh bis 2030 halbiert werden. (VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V., 2021). Im Bereich der Eisenbahn gibt es bereits Fahrzeugmodelle in Erprobung, die eine Ladung der Batterien mit Bahnstrom (15kV 16 2/3 Hz) und Strom aus dem Mittelspannungsnetz (25kV 50Hz) ermöglichen. Weiters gibt es Bestrebungen, die batterieelektrischen bzw. H<sub>2</sub>-Brennstoffzellen Fahrzeuge mit Plug-in Systemen auszustatten, damit die Fahrzeuge für die Konditionierung mit einem externen Stromnetz, z.B. einer Vorheizanlage, verbunden werden können. Damit kann die in der Batterie gespeicherte Energie ausschließlich für den Antrieb verwendet werden, womit sich eine Erweiterung der Reichweite erzielen lässt.

Die Nutzung von Bahnstrom zur Ladung ermöglicht es, die Ladung der Batterien während der Fahrt auf den elektrifizierten Streckenteilen durchzuführen. Damit können auch – wenn es wirtschaftlich vertretbar ist – Konzepte einer Inselelektrifizierung, bei dem nur Teile einer Strecke mit einer Oberleitung versehen werden müssen, angedacht werden. Andererseits wird künftigen Fahrzeugen eine Durchbindung von den Nebenstrecken bzw. nicht elektrifizierten Strecken auf die elektrifizierten Hauptstrecken ermöglicht werden. Damit müssen die Fahrgäste in den Knotenbahnhöfen nicht mehr in die Fahrzeuge, die auf den Hauptstrecken verkehren, umsteigen.

### 3.3 Hybridlösungen

Die in den vorherigen Kapiteln dargestellten Fahrzeuge sind:

#### 3.3.1 Eisenbahn:

Im Projekt FCH2RAIL® (Fuel Cell Hybrid Power Pack for Rail Applications) soll unter der Leitung des DLR - Deutsches Zentrum für Luft - und Raumfahrt EV bis Ende 2024 ein bi-modales Schienenfahrzeug entwickelt

werden, das den Betrieb sowohl unter Oberleitung als auch auf nicht elektrifizierten Strecken mit Hilfe einer Brennstoffzelle ermöglicht. Diese Kombination von Technologien basiert auf dem ursprünglichen Ansatz, dass auf nicht elektrifizierten Strecken ein Diesellaggregat die Stromerzeugung als Range Extender für den Antrieb übernimmt. Die Brennstoffzellenmodule von Toyota® ersetzen die Diesellaggregate und ermöglichen so eine Reichweite von bis zu 1.000 km je nach Konfiguration.

### 3.3.2 Straße:

Derzeit werden im Rahmen von drei Testbeds in Deutschland<sup>26</sup> (2 in Hessen und 1 in Niedersachsen) Lkw getestet, die als Hybrid-Fahrzeug ausgelegt sind. Diese Lkw sind mit einem Dieselmotor und mit einem Elektromotor ausgestattet. Der Elektromotor wird unter der Oberleitung mit 600 V Gleichstrom für den Antrieb versorgt. Bei Überholmanövern unter Oberleitung kann entweder der Dieselmotor genutzt werden, oder der Elektromotor bezieht den Traktionsstrom aus einer Batterie.

Neben den beiden Testbeds in Hessen, die auf Autobahnen umgesetzt wurden, wird der Einsatz von Oberleitungs-Hybrid-Fahrzeugen auf einem 18 km langen Abschnitt der Bundesstraße B 462 getestet. Die B 462 wurde deshalb gewählt, in ihrem Einzugsgebiet jährlich über 500.000 Tonnen Papier in einem Sieben-Tage-Betrieb von drei Papierherstellern in ein nahegelegenes Logistikzentrum transportiert werden. Dabei sollen auch zu Vergleichszwecken ein Brennstoffzellen-Lkw (IVECO Nikola TRE®) und ein reiner Batterie-Lkw (Mercedes eActros®) die gleiche Strecke befahren. Oberleitungsfahrzeuge zeichnen sich in der Regel durch den sehr hohen Wirkungsgrad (73 %) gegenüber von Brennstoffzellen (31 %) und Diesel (21 %) aus. Die Ergebnisse dieses Testbeds soll klären, ob im dauerhaften Regelbetrieb die Wirkungsgrade realistisch sind und ob die Oberleitungs-Lkw das größte CO<sub>2</sub>-Einsparungspotential im Kurzstreckentransport aufweisen.

## 3.4 Alternative Kraftstoffe

Der Überbegriff „alternative Kraftstoffe“ umfasst nach seiner Definition alle Kraftstoffe (außer Diesel und Benzin) – also auch klimaschädliche Kraftstoffe wie Erdgas und Autogas - die in Verbrennungsmotoren verwendet werden können. Im Vergleich zu herkömmlichem Benzin und Diesel verbrennen diese sauberer bzw. ohne CO<sub>2</sub>-Freisetzung. Im Rahmen dieser Studie sollen nur klimaneutrale Antriebsarten untersucht werden. Daher werden im Folgenden nur Kraftstoffe untersucht, die nicht auf fossilen Energieträgern basieren. Diese sind:

- Synthetische Kraftstoffe oder eFuels
  - Wasserstoff,
  - Methanol,
  - Methan,
  - Ammoniak,
  - Polyoxymethylendimethylether kurz OME<sup>27</sup>
- Power-to-Gas (PtG) wie Wasserstoff und Methan
- Power-to-Liquid (PtL) wie synthetischer Diesel bzw. Benzin

Bei der Erzeugung von synthetischen Kraftstoffen basierend auf Wasserstoff wird in einem ersten Schritt der Wasserstoff per Elektrolyse von Wasser mithilfe von (regenerativem) Strom freigesetzt. In einem zweiten Schritt erfolgt durch die Zugabe von CO<sub>2</sub> (aus Industrieproduktion bzw. aus der Luft) die Umsetzung zu synthetischem Diesel oder Benzin. Dieser Produktionsvorgang benötigt allerdings große Mengen an klimaneutraler, „grüner“ Energie, die aus PV-, Wasser- oder Windkraftanlagen erzeugt werden muss. Die alternative

---

<sup>26</sup> Testbed Niedersachsen B462 <https://toll-collect-blog.de/elektro-wasserstoff-oder-oberleitungs-lkw-wer-ist-der-klimafreundlichste/>

<sup>27</sup> <https://www.adac.de/verkehr/tanken-kraftstoff-antrieb/alternative-antriebe/synthetische-kraftstoffe/> (Stand 12.08.2021)



Energieerzeugung zur Herstellung von synthetischen Kraftstoffen auf Basis von Industrieabwärme bzw. Industrie Nebenprodukten, wird hier nicht untersucht, da diese nicht klimaneutral durchgeführt werden kann.

Im Rahmen der Herstellung der synthetischen Kraftstoffe entstehen allerdings bei jedem Umsetzungsschritt erhebliche Wirkungsgradverluste, die sich zu einem Gesamtwirkungsgrad (Well-to-Wheel) von nur 10-15 % niederschlägt (im Vergleich zu Diesel mit 21 %). Die Produktion erfordert auch erhebliche Energiemengen, die vorerst regenerativ hergestellt und für die Synthese zwischengespeichert werden müssen.

Die synthetischen Kraftstoffe müssen in ihren Eigenschaften bei der Verbrennung den konventionellen Kraftstoffen entsprechen, damit diese problemlos in konventionellen Verbrennungsmotoren verwendet werden können. Es wurde mit der EN 15940 eine Norm geschaffen, die diese Eigenschaften der Kraftstoffe sowie der Verbrennungsmotoren regelt. Als Folge müssen alle Neufahrzeuge mit Verbrennungsmotoren technisch auf die Verbrennung der synthetischen Kraftstoffe ausgelegt sein.

Der Vorteil besteht unter anderem auch darin, dass das vorhandene Tankstellennetz und die Betankungstechnologie weiterhin verwendet werden können. Gleiches gilt auch für synthetisches Gas. Damit können diese Kraftstoffe sehr einfach und kostengünstig verteilt werden.

Derzeit existieren nur Labor- bzw. Versuchsanlagen, die geringe Mengen von synthetischen Kraftstoffen herstellen, die allerdings nicht in den Handel kommen. Durch die aufwendige und teure Herstellung muss von einer künftigen Preisspanne von derzeit etwa 4,50 €/l bis 2,29 €/l durch Skaleneffekte im Jahr 2030 gerechnet werden. Um die Anwendung ohne hohe Subventionen zu ermöglichen, müsste ein Preis inkl. Steuern und Abgaben von etwa 2 €/l angestrebt werden.

Durch den geringen Wirkungsgrad von 10-15 % geht man derzeit nicht davon aus, dass die synthetischen Kraftstoffe im Individualverkehr und im ÖPNV bzw. im Transportsektor eingesetzt werden, sondern von den geforderten Mengen eher für den Antrieb von Flugzeugen und Schiffen in Frage kommen würden. Unter Betrachtung der angeführten Zahlen und der Überlegungen bezüglich der zur Herstellung einer ausreichenden Menge alternativer Kraftstoffe für einen Masseneinsatz notwendigen Infrastruktur, kann man davon ausgehen, dass dies auch ab 2030 noch nicht möglich sein wird.

Vorteile von eFuels:

- Energiegehalt ist sehr hoch und entspricht etwa 85% von fossilem Diesel. Dies bedeutet einen geringen Mehrverbrauch.
- eDiesel ist handhabbar wie fossiler Diesel und hat keine besonderen Anforderungen an die Tankinfrastruktur
- Weiterverwendung von bestehenden Dieselfahrzeugflotten bedeutet keine zusätzlichen Anschaffungskosten für Neufahrzeuge

Nachteile von eFuels:

- Hoher Energieeinsatz bei Herstellung 27,3 kWh/l eDiesel
- Well to Wheel-Wirkungsgrad nur 15 %
- Derzeit existieren nur Pilotanlagen für geringe Mengen und eine großindustrielle Herstellung wird erst in Jahren möglich sein

In



Tabelle 3-1 sind die Kosten aufgeführt, die zur Herstellung von eDiesel als Ersatz des fossilen Diesels bezogen auf die aktuellen Fahrleistungen im Untersuchungsgebiet anfallen.



Tabelle 3-1: Kostenaufstellung für den Einsatz von eDiesel statt Diesel anhand der aktuellen Fahrpläne

<b>Annahmen: Mercedes eCitaro</b>			
<b>Kosten Diesel</b>	1,5 €/l Diesel		
<b>Kosten eDiesel</b>	4,5 €/l eDiesel		
<b>Stromkosten</b>	0,1209 €/kWh		
<b>Kosten Batteriekapazität</b>	475 €/kWh		
<b>Kosten Batterieleistung</b>	90 €/kW		
<b>Treibstoffverbrauch Dieselbusse 12 m [l/100 km]</b>	<b>Schwechat 37 Busse</b>	<b>Nordburgenland 30 Busse</b>	<b>Summe</b>
<b>Jahreslaufleistung aller Busse [km/a]</b>	1.400.000	3.200.000	4.600.000
<b>Dieselmenge [l/a]</b>	518.000	960.000	1.478.000
<b>Kosten Diesel [€/a]</b>	777.000	1.440.000	2.217.000
<b>Kosten eDiesel [€/a]</b>	2.331.000	6.480.000	8.811.000
<b>Benötigte Energiemenge für eDiesel [kWh]</b>	14.141.400	26.208.000	40.349.400
<b>Stromkosten für Herstellung [€]</b>	1.709.695	3.168.547	4.878.242

## 4 CONCLUSIO

Die in den vorangegangenen Kapiteln präsentierten Ergebnisse der Studie „Anforderungen an die Energiewirtschaft für alternative Antriebe im öffentlichen Verkehr“ zeigen anhand mehrerer Fallbeispiele die Voraussetzungen und Limitationen einer Umstellung der öffentlichen Verkehrsmittel Bus und Bahn auf die alternativen Antriebsformen batterieelektrisch und Wasserstoff auf. Dabei wird auf die technologische Machbarkeit, die wirtschaftlichen Implikationen, sowie die energiewirtschaftlichen Auswirkungen einer solchen Umstellung eingegangen.

Im Fallbeispiel Bus werden momentan mit Dieselnissen befahrene Streckennetze im Großraum Schwechat sowie im Nordburgenland betrachtet. Im ersten Fall handelt es sich um Stadt- und Umgebungsverkehr, welcher kürzere Strecken und weniger Distanz zwischen den Haltestellen mit sich bringt. Im Nordburgenland hingegen sind die betrachteten Linien als Regionalverkehr einzuordnen und dementsprechend sind die Strecken und die Abstände zwischen den Haltestellen wesentlich länger als im Großraum Schwechat. Diese Unterschiede bringen verschiedene Anforderungen an die eingesetzten Fahrzeuge mit sich, was in weiterer Folge auch die Möglichkeit der Umstellung auf die untersuchten alternativen Antriebsformen bestimmt.

Die Ergebnisse für die betrachteten Strecken spiegeln ihre Unterschiede wider und illustrieren die Limitationen der untersuchten alternativen Antriebsformen BE und H<sub>2</sub>: Bei den Linien im Großraum Schwechat wäre ein 1:1 Ersatz der Dieselfahrzeuge unter Einhaltung des jetzigen Fahrplans sowohl mit BE- als auch H<sub>2</sub>-Bussen möglich. Im Nordburgenland hingegen bewirkt die geringere Reichweite der BE-Busse, dass die momentane Anzahl an Umläufen mit ihnen nicht zu bewältigen ist, sondern fast doppelt so viele Fahrzeuge eingesetzt werden müssen, um den Fahrplan einzuhalten. H<sub>2</sub>-Busse verfügen jedoch über eine ausreichende Reichweite, also wäre mit ihnen ein 1:1 Ersatz der Dieselnisse auch dort möglich. Wirtschaftlich gesehen sind die BE-Busse allerdings den H<sub>2</sub>-Bussen überlegen, da die Fahrzeuge allein in der Anschaffung etwa 1,5-mal günstiger sind. Des Weiteren ist die Ladeinfrastruktur für die BE-Busse günstiger als die H<sub>2</sub>-Erzeugungs- und Betankungsinfrastruktur. Zusätzlich bewirken der hohe Wirkungsgrad der Batterie von etwa 95 % und die geringen Energieverluste an der Ladesäule, dass der Betrieb der BE-Busse wesentlich weniger energieintensiv ist als der Betrieb mit H<sub>2</sub>-Bussen, bei denen sowohl im Elektrolyseur (Wirkungsgrad ca. 42 % bis 60 %) als auch in der Brennstoffzelle (Wirkungsgrad ca. 55 %) mehr Energie verloren geht. Dies hat neben den energiewirtschaftlichen Implikationen auch die Konsequenz, dass die Stromkosten für den Betrieb mit H<sub>2</sub>-Bussen wesentlich höher sind als für den Betrieb mit BE-Bussen. Die Vorteile von H<sub>2</sub>-Fahrzeugen sind neben der mit Dieselnissen vergleichbaren Reichweite die schnelle Betankungszeit von etwa zehn Minuten, sowie, dass zukünftig möglicherweise Synergien mit bereits bestehender H<sub>2</sub>-Erzeugungs- und Betankungsinfrastruktur ausgenutzt werden können. Damit könnte man sich neben geringeren H<sub>2</sub>-Gestehungskosten durch die hohe Auslastung der Infrastruktur auch die Anschaffung eines geeigneten Grundstücks für die Infrastruktur ersparen. Bei BE-Bussen wird jedoch ein Grundstück für die Ladeinfrastruktur benötigt und die Busse werden bei der gewählten Ladestrategie alle gleichzeitig über Nacht geladen, was eine geringe Auslastung der Ladesäulen mit sich bringt.

Im Fallbeispiel Bahn wird die Umstellung von nicht beziehungsweise nur teilweise elektrifizierten Strecken auf die alternativen Antriebsformen BE und H<sub>2</sub> untersucht. Konkret werden die Gutensteinerbahn, die Puchbergbahn und die innere und äußere Aspangbahn anhand des geplanten Fahrplans für 2027+ betrachtet. Die Spezifika dieser Strecken sind unterschiedlich bezüglich der zu bewältigenden nicht-elektrifizierten Distanzen und ihrer Topographie, was wiederum die Anforderungen an die eingesetzten Triebwagen vorgibt.

Wie bei den Bussen ist die Reichweite der H<sub>2</sub>-Triebwagen größer als die der BE-Triebwagen, welche auf elektrifizierten Streckenabschnitten während der Fahrt und an Haltestellen über die Oberleitung geladen werden können. Aus diesem Grund ist ein 1:1 Ersatz des Umlaufplans der Dieselnisse mit derselben Anzahl an H<sub>2</sub>-Fahrzeugen für alle betrachteten Strecken möglich. Die Gutensteinerbahn, die Puchbergbahn, sowie die innere Aspangbahn können ebenso batterieelektrisch betrieben werden. Bei der äußeren Aspangbahn ist ein BE-Fahrzeugeinsatz ohne Zwischenladung jedoch nicht realisierbar, hier wäre eine Insel-Elektrifizierung

notwendig und auf Grundlage der Streckeneigenschaften auch technisch machbar. Dies hat jedoch wirtschaftliche Konsequenzen, da eine Elektrifizierung mit Kosten von 1,3 mio. € bis 3 mio. € pro Kilometer verbunden ist. Ansonsten sind die Ergebnisse in Bezug auf die Wirtschaftlichkeit und die energiewirtschaftlichen Implikationen einer Umstellung der Dieseltriebwagen auf BE- oder H<sub>2</sub>-Triebwagen auf einer Linie mit den Ergebnissen des Fallbeispiels Bus: Die H<sub>2</sub>-Triebwagen sind teurer als BE-Triebwagen, die H<sub>2</sub>-Erzeugungs- und Betankungsinfrastruktur muss teuer angeschafft werden und die Energieeffizienz bei einem batterieelektrischen Antrieb ist wesentlich höher als bei einem H<sub>2</sub>-Antrieb, wodurch auch die Stromkosten in diesem Fall geringer sind. Ein weiterer Vorteil einer Umstellung auf BE-betriebene Triebwagen ist, dass diese auch rein elektrisch betrieben und somit universeller eingesetzt werden können und damit eine Vereinheitlichung der Flotte erzielt kann.

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass die Untersuchungen in dieser Studie veranschaulichen, dass es bei der Dekarbonisierung des öffentlichen Verkehrs noch einige große Herausforderungen zu bewältigen gibt. Sowohl batterieelektrische als auch Wasserstoff-Antriebe stecken noch in den Kinderschuhen und dadurch sind Limitationen wie die geringe Reichweite der BE-Fahrzeuge und die niedrige Energieeffizienz von Elektrolyseuren und H<sub>2</sub>-Brennstoffzellen bis jetzt noch nicht ausgeräumt worden. Trotzdem haben die Ergebnisse der hier präsentierten Studie gezeigt, dass es in einigen Anwendungsbeispielen wie zum Beispiel im städtischen Busverkehr oder auf verhältnismäßig kurzen nicht-elektrifizierten Bahnstrecken durchaus Sinn machen und auch wirtschaftlich darstellbar sein kann, auf batterieelektrische Antriebe umzusteigen. Bis H<sub>2</sub>-Antriebe im Mobilitätsbereich eine breite Anwendung finden können, sind hingegen noch große Technologiesprünge notwendig, da sie momentan noch keine wirtschaftlich und ökologisch sinnvolle Alternative darstellen. Neben der Dekarbonisierung sollte nämlich auch Ressourcenschonung ein Ziel bei der Umstellung auf alternative Antriebsformen sein und aus diesem Grund ist ein Umstieg auf eine derartig energieintensive Antriebsform nicht zielführend, solange es noch keinen Überschuss an erneuerbarer Energie gibt.

## 5 ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1-1: Darstellung der gewählten Vorgehensweise und der Zuständigkeiten innerhalb des Projektteams.....	12
Abbildung 1-2: (links) beispielhafter Umlaufplan der Inneren Aspangbahn (Quelle: VOR GmbH) und (rechts) Darstellung der Fahrten der Züge (Eigendarstellung AIT GmbH) .....	16
Abbildung 1-3: resultierende Ladeleistung am Netzanschlusspunkt von 3 Depot-Ladungs-Szenarien (Quelle: Eigendarstellung AIT) .....	19
Abbildung 1-4: Schematische Darstellung der Komponenten einer H <sub>2</sub> -Betankungsanlage .....	21
Abbildung 1-5: Darstellung der AIT-Simulationsumgebung mit der die Berechnungen zur H <sub>2</sub> -Versorgung durchgeführt wurden.....	21
Abbildung 1-6 Energiepreisszenarien Großabnehmer-Endpreis (real) und Stromgestehungskosten von Wind und PV .....	23
Abbildung 2-1: Fahrplantabelle in DIVA Web® wird synchron bearbeitet, um den ungestörten Normalfahrplan für die Tagesarten „MoFr Schule“, „MoFr Ferien“, „Samstag“ und „Sonn- und Feiertag“ einzugeben. Diese bilden die Grundlagen für die weiterführende Umlaufplanoptimierung. ....	36
Abbildung 2-2: untersuchte Linien im Bereich Stadtverkehr Schwechat.....	37
Abbildung 2-3: Liniengruppen der Linien 280, 290, 292, 295, 296, 297, 298, 299 im Nordburgenland (dargestellt in DIVA Web). Das Gebiet reicht nördlich von Hainburg an der Donau bis südlich nach Pamhagen, und im Westen geht es von Eisenstadt bis nach Andau im Osten.....	38
Abbildung 2-4: Modellierung von konstantem vs. gestuftem Laden. Ladepunkte können zu- und weggeschaltet werden, so können verschiedene Ausbaustufen der Ladeinfrastruktur in der Angebotsplanung betrachtet und die Ergebnisse und Kennzahlen miteinander verglichen werden. Für jeden Ladepunkt kann additiv die Dauer der Inbetriebnahme des Ladepunktes berücksichtigt werden. ....	42
Abbildung 2-5: Parametrierung des GENIOS® E-Bus Optimierung Moduls. Die Parameter können „on the fly“ angepasst werden und erlauben der Vergleich verschiedener Szenarien. ....	42
Abbildung 2-6: Umlaufplan für Untersuchungsgebiet Schwechat .....	45
Abbildung 2-7: Umlaufbildung im Nordburgenland: Schnell zeigte sich, dass nur mit stärkeren Batterien ein sinnvolles Befahren möglich ist. Die Fahrzeuge müssen eine Reichweite von 300 – 350 km erreichen, um den vorgegebenen Fahrplan mit möglichst wenigen Fahrzeugen zu befahren. (Quelle: Software DIVA Mentz GmbH) .....	48
Abbildung 2-8 Investitionskosten zur Blackout-Prävention bei batteriebetriebenen Bussen nach Anzahl der zu überbrückenden Stunden .....	62
Abbildung 2-9 Vergleich der LCOH vor Ort mit H <sub>2</sub> Zukauf aus externen Quellen und Anlieferung .....	76
Abbildung 2-10 Investitionskosten zur Blackout-Prävention bei batteriebetriebenen BEMU nach Anzahl der zu überbrückenden Stunden .....	78

## 6 TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1-1: Auszug von in Europa eingesetzten, bzw. getesteten und verfügbaren E-Bussen .....	13
Tabelle 1-2: Auszug von in Europa eingesetzten und verfügbaren H <sub>2</sub> -Brennstoffzellen-Bussen .....	14
Tabelle 1-3: ausgewählte Fahrzeuge für die weiterführenden Berechnungen für den Straßenverkehr .....	14
Die in Tabelle 1-4 angeführten Fahrzeuge wurden für die weiterführenden Berechnungen in Kapitel 2.2 festgelegt. Tabelle 1-4: Ausgewählte Fahrzeuge für weiterführenden Berechnungen für den Schienenverkehr. ....	15
Tabelle 1-5: Gegenüberstellung der Vor- und Nachteile der einzelnen Ladestrategien .....	18
Tabelle 1-6 Wirtschaftlichkeitsparameter .....	22
Tabelle 1-7 Definierte Großhandelsstrompreis-Szenarien .....	22
Tabelle 1-8: Netzentgelte und Steuern/Abgaben für Stromentnehmende (spezifisch für Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff) (eigene Darstellung, Quellen: EIWOG (RIS, BMDW, 2021), EAG (Nationalrat Österreich, 2021), SNE-VO (RIS, BMDW, 2021), Elektrizitätsabgabegesetz (RIS, BMDW, 2021), Biomasseförderungslandesgesetze basierend auf Biomasseförderung-Grundsatzgesetz (RIS, BMDW, 2021), Gebrauchsabgaben nach (E-Control, 2022), Umsatzsteuergesetz (RIS, BMDW, 2021)) .....	24
Tabelle 1-9- Netzkosten, Steuern und Abgaben NE5 Wiener Netze (Wiener Netze, 2022; Wiener Netze, 2022; Wiener Netze, 2022; Wiener Netze, 2022; Wiener Netze, 2022; Netz NÖ, 2020; Netz Nö, 2022).....	25
Tabelle 1-10 benötigte H <sub>2</sub> MU Infrastrukturkosten.....	26
Tabelle 1-11 benötigte H <sub>2</sub> MU Kosten bei H <sub>2</sub> Zukauf aus externen Quellen .....	26
Tabelle 1-12 benötigte H <sub>2</sub> MU Infrastrukturkosten bei H <sub>2</sub> -Produktion vor Ort .....	26
Tabelle 2-1: Darstellung des minimalen, maximalen und durchschnittlichen Platzbedarfes für eine Windkraftanlage .....	32
Tabelle 2-2: Wasserstoffbedarf in Abhängigkeit zu Anzahl der eingesetzten Busse (now-GmbH, 2018) .....	33
Tabelle 2-3: erhobene Busmodelle und ihre Batteriekapazitäten .....	41
Tabelle 2-4: Aufstellung der Varianten, der Fahrtlängen nach Art der Fahrten und deren Umlaufzeiten (Eigenberechnung Mentz GmbH) .....	43
Tabelle 2-5: Datenblatt E-Citaro .....	46
Tabelle 2-6 Berechnung E-Citaro .....	46
Tabelle 2-7: Datenblatt VOLVO .....	47
Tabelle 2-8 Berechnungen VOLVO .....	47
Tabelle 2-9: Einfluss der Batteriekapazität auf die Anzahl der Umläufe. Bereits bei 20 kWh Unterschied in der Kapazität entstehen strukturell andere Umlaufpläne, die Fahrtketten werden zunehmend länger je mehr Kapazität und auch Reichweite zur Verfügung steht.....	48
Tabelle 2-10: Umlaufplanberechnungen für Wasserstoffbusse im Nordburgenland. Dabei findet die Betankung ausschließlich in Parndorf statt. Es wurde darauf geachtet, dass die Fahrzeuge mit einer Restkapazität von 20 % das Depot erreichen. ....	49
Tabelle 2-11: Jährlicher Energiebedarf, um beide Gebiete mit BE-Bussen zu betreiben .....	51
Tabelle 2-12: Jährlicher Energiebedarf, um beide Gebiete mit H <sub>2</sub> -Bussen zu betreiben .....	51

Tabelle 2-13: Übersicht über die Dimensionierung der BE-Busladeinfrastruktur im Großraum Schwechat und im Nordburgenland. ....	52
Tabelle 2-14: Übersicht über die Anschaffungskosten für die BE-Busladeinfrastruktur, welche im ersten Jahr getätigt werden müssen, für den Großraum Schwechat und das Nordburgenland. ....	52
Tabelle 2-15: Zusammenfassung der jährlichen Betriebskosten für die BE-Bus-Ladeinfrastruktur, welche sich aus den Investitionskosten ergeben, und den jährlichen Stromkosten im Großraum Schwechat und im Nordburgenland. ....	53
Tabelle 2-16: Übersicht über die Dimensionierung der H <sub>2</sub> -Bus Betankungsinfrastruktur im Großraum Schwechat und im Nordburgenland. ....	55
Tabelle 2-17: Übersicht über die Anschaffungskosten für die H <sub>2</sub> -Bus Betankungsinfrastruktur, welche im ersten Jahr getätigt werden müssen, für den Großraum Schwechat und das Nordburgenland. ....	57
Tabelle 2-18: Zusammenfassung der jährlichen Betriebskosten für die H <sub>2</sub> -Bus Betankungsinfrastruktur, welche sich aus den Investitionskosten ergeben, und den jährlichen Stromkosten im Großraum Schwechat und im Nordburgenland. ....	57
Tabelle 2-19: Übersicht über die benötigte Anzahl an Bussen, Personal, sowie die angenommenen Kosten im Fallbeispiel Großraum Schwechat. ....	58
Tabelle 2-20: Kosten für die Anschaffung von BE- bzw. H <sub>2</sub> -Bussen, Werkstattausrüstung und das benötigte Personal im Fallbeispiel Großraum Schwechat. ....	58
Tabelle 2-21: Übersicht über die benötigte Anzahl an Bussen, Personal, sowie die angenommenen Kosten im Fallbeispiel Großraum Nordburgenland. ....	59
Tabelle 2-22: Kosten für die Anschaffung von BE- bzw. H <sub>2</sub> -Bussen, Werkstattausrüstung und das benötigte Personal im Fallbeispiel Nordburgenland. ....	59
Tabelle 2-23: Zusammenfassung der anfallenden Kosten für die Lade-Infrastruktur und den Busbetrieb über 20 Jahre am Beispiel Großraum Schwechat. ....	61
Tabelle 2-24 Energiebedarf zur Blackout-Prävention bei batteriebetriebenen Bussen. ....	61
Tabelle 2-25: Aufstellung der betrachteten Strecken hinsichtlich der Elektrifizierung und der Lademöglichkeiten. ....	64
Tabelle 2-26: Höhenlagen der relevanten Orte entlang der betrachteten Strecken. ....	65
Tabelle 2-27: Verfügbare Schienenfahrzeuge. ....	66
Tabelle 2-28: ausgewählte Fahrzeuge je Antriebsart und deren Werte für Verbrauch und Reichweite. ....	66
Tabelle 2-29 Auflistung der betrachteten Bahnstrecken und Kilometer. ....	68
Tabelle 2-30 Jährlicher Energiebedarf der BEMU. ....	69
Tabelle 2-31 Jährlicher Energiebedarf der H2MU. ....	69
Tabelle 2-32 Infrastruktur der H2MU. ....	70
Tabelle 2-33: Berechnung der Oberleitungslänge mit unterschiedlichen Ladekapazitäten für eine Geschwindigkeit von 60 km/h. ....	72
Tabelle 2-34: Berechnung der Oberleitungslänge mit unterschiedlichen Ladekapazitäten für eine Geschwindigkeit von 80 km/h. ....	72
Tabelle 2-35 jährliche Strombedarfskosten für BEMU. ....	74
Tabelle 2-36 jährliche H <sub>2</sub> -Verbrauchskosten für H2MU. ....	76





Tabelle 2-37 Energiebedarf zur Blackout-Prävention bei batteriebetriebenen Bussen ..... 77

Tabelle 3-1: Kostenaufstellung für den Einsatz von eDiesel statt Diesel anhand der aktuellen Fahrpläne .... 83

## 7 LITERATURVERZEICHNIS

AIT, 2022. *Wert basierend auf Richtpreisinformationen eingeholt durch das AIT.* Wien: s.n.

Amir Fazel, M. S. ., K. J. K. J. K. e. a., 2021. *A Techno-economic Investigation for the Application of Second-Life Electric Vehicle Batteries for Behind-The-Meter Services*, s.l.: 2021 IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC).

AURES, 2019. *AURES II Project.* [Online]  
 Available at: <http://aures2project.eu/>  
 [Zugriff am 10 2021].

Biermayr, P. et al., 2021. *Innovative Energietechnologien in Österreich Marktentwicklung 2020*, s.l.: BMK.

BMW Group, 2006. *Eine neue Ära der Mobilität beginnt. Der BMW Hydrogen 7.* [Online]  
 Available at: <https://www.press.bmwgroup.com/austria/article/detail/T0026585DE/eine-neue-aera-der-mobilitaet-beginnt-der-bmw-hydrogen-7?language=de>  
 [Zugriff am 22 April 2022].

Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK), kein Datum *BMK Infothek.* [Online]  
 Available at: <https://infothek.bmk.gv.at/oebb-testen-wasserstoffzug-erstmal-im-fahrgastbetrieb/>  
 [Zugriff am 07 01 2021].

E. Cready, J. L. a. J. P., 2003. *Technical and Economic Feasibility of Applying Used EV Batteries in Stationary Applications*, s.l.: Sandia National Laboratories.

e-Control, 2020. *Statistikbrochüre 2020*, s.l.: s.n.

e-Control, 2020. *Strom - Betriebsstatistik /Jahresreihen*, s.l.: s.n.

E-Control, 2021. *Preisentwicklungen.* [Online]  
 Available at: <https://www.e-control.at/statistik/strom/marktstatistik/preisentwicklung>  
 [Zugriff am 10 2021].

E-Control, 2022. *Gebrauchsabgabe.* [Online]  
 Available at: <https://www.e-control.at/marktteilnehmer/gas/gasmarkt/gaspreis/steuern-und-abgaben/gebrauchsabgabe>  
 [Zugriff am 07 12 2021].

Elizabeth Connelly, M. P. A. E., 2019. *Current Status of Hydrogen Liquefaction Costs. Department of Energy*, USA: Department of Energy.

Energy Brainpool, 2019. *Update 2019: EU Energy Outlook 2050.* [Online]  
 Available at: <https://blog.energybrainpool.com/eu-energy-outlook-2050-wie-entwickelt-sich-europa-in-den-naechsten-30-jahren-2-2019/>  
 [Zugriff am 10 2021].

EY Ernest&Young Global Future of Mobility, 2019. *Warum der Lebenszyklus von Batterien wichtiger ist als die Laufzeit.* [Online]  
 Available at: [https://www.ey.com/de\\_at/automotive-transportation/why-the-ev-battery-life-cycle-is-more-important-than-the-battery-life](https://www.ey.com/de_at/automotive-transportation/why-the-ev-battery-life-cycle-is-more-important-than-the-battery-life)  
 [Zugriff am 25 März 2022].

Fa. Baumhauer, 2021. *Hallen Richtpreise / Hallenbau Baumhauer.* [Online]  
 Available at: <https://www.baumhauer.at/richtpreiskalkulator>  
 [Zugriff am 20 12 2021].

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme IES, 2018. *Stromgestehungskosten erneuerbare Energie*. [Online]

Available at: [https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2018\\_ISE\\_Studie\\_Stromgestehungskosten\\_Erneuerbare\\_Energien.pdf](https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2018_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf)  
[Zugriff am 27 September 2021].

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, 2020. *Batterien für Elektroautos: Faktencheck und Handlungsbedarf*. [Online]

Available at: <https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cct/2020/Faktencheck-Batterien-fuer-E-Autos.pdf>  
[Zugriff am 26 September 2021].

Generatoren, A., 2022. *DHY45KSE*. [Online]

Available at: <https://arotan-generatoren.de/hyundai-dhy45kse-diesel-notstromaggregat>

H2Mobility Deutschland GmbH, 2021. *Wasserstoffbetankung von Schwerlastfahrzeugen - die Optionen im Überblick*. [Online]

Available at: [https://h2-mobility.de/wp-content/uploads/sites/2/2021/10/H2M\\_Ueberblick\\_BetankungsoptionenLNFSNF\\_TankRast\\_2021-10-21.pdf](https://h2-mobility.de/wp-content/uploads/sites/2/2021/10/H2M_Ueberblick_BetankungsoptionenLNFSNF_TankRast_2021-10-21.pdf)  
[Zugriff am 28 04 2022].

Herkunftsnachweise, 2021. *Herkunftsnachweise*. [Online]

Available at: [herkunftsnachweise.at](https://www.herkunftsnachweise.at)  
[Zugriff am 10 2021].

HyCentA, 2021. *Schätzung der zu erwartenden Wasserstoffpreissenkung in den nächsten Jahren*. Graz: s.n.

HyCentA, 2021. *Wert basierend auf Richtpreisinformationen eingeholt durch HyCentA..* Graz: s.n.

J. Neubauer, K. S. E. W. a. A. P., 2015. *Identifying and Overcoming Critical Barriers to Widespread Second Use of PEV Batteries*, s.l.: National Renewable Energy Laboratory.

KCW GmbH, 2021. *Alternative Antriebe im öffentlichen Verkehr*, Berlin: VOR Verkehrsverbund Ostregion.

Knote, 2017. *E-Bus Standard - Ansätze zur Standardisierung und Zielkosten*, Dresden: Fraunhofer IVI.

Knote, D.-I. T., Haufe, D.-I. B. & Saroch, D.-I. L., 2017. *E-Bus Standard - Ansätze zur Standardisierung und Zielkosten für Elektrobusse*, Dresden: Fraunhofer-Institut für Verkehrs- und Infrastruktursysteme IVI.

Nationalrat Österreich, 2021. *Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz*. [Online]

Available at: [https://www.parlament.gv.at/PAKT/VHG/XXVII/BNR/BNR\\_00348/index.shtml](https://www.parlament.gv.at/PAKT/VHG/XXVII/BNR/BNR_00348/index.shtml)  
[Zugriff am 07 12 2021].

Netz NÖ, 2020. *Informations- und Preisblatt Strom Entgelte für Mess- und Nebenleistungen*. [Online]

Available at: [https://www.netz-noe.at/Download-\(1\)/Verteilernetzbedingungen-Strom/Entgelte\\_fur\\_Mess\\_und\\_Nebenleistungen\\_Strom.aspx](https://www.netz-noe.at/Download-(1)/Verteilernetzbedingungen-Strom/Entgelte_fur_Mess_und_Nebenleistungen_Strom.aspx)

Netz Nö, 2022. *Informations- und Preisblatt Strom Systemnutzungsentgelte, Förderbeiträge, Steuern und Abgaben*. [Online]

Available at: [https://www.netz-noe.at/Download-\(1\)/Verteilernetzbedingungen-Strom/Sytemnutzungstarife-Strom.aspx](https://www.netz-noe.at/Download-(1)/Verteilernetzbedingungen-Strom/Sytemnutzungstarife-Strom.aspx)

now-GmbH, 2018. *Einführung von Wasserstoffbussen im ÖPNV*. [Online]

Available at: [https://www.xn--starterset-elektromobilitaet-4hc.de/content/1-Bausteine/5-EPNV/now\\_leitfaden\\_einfuehrung-wasserstoffbusse.pdf](https://www.xn--starterset-elektromobilitaet-4hc.de/content/1-Bausteine/5-EPNV/now_leitfaden_einfuehrung-wasserstoffbusse.pdf)  
[Zugriff am 24 September 2021].

ÖBB Holding AG, 2021. *Begleitstudie zum Pionierprojekt Wasserstoffzug*, Wien: s.n.

Österreichischer Bundesländer-Arbeitskreis Seveso, 2015. *BLAK-Empfehlung Nr 1 - Grundlage zur Ermittlung von angemessenen Sicherheitsabständen für die Zwecke der Raumordnung.* [Online]  
Available at: [https://www.umwelt.steiermark.at/cms/dokumente/10899190\\_28322874/d803fb95/BLAK-Empfehlung%20Nr%20%201%20-%20Angemessene%20Sicherheitsabst%C3%A4nde,%20M%C3%A4rz%202015.pdf](https://www.umwelt.steiermark.at/cms/dokumente/10899190_28322874/d803fb95/BLAK-Empfehlung%20Nr%20%201%20-%20Angemessene%20Sicherheitsabst%C3%A4nde,%20M%C3%A4rz%202015.pdf).  
[Zugriff am 11 03 2020].

Postbus AG, 2020. *Wasserstoffbusse - Mit Wasserstoff in die Antriebszukunft.* [Online]  
Available at: <https://www.postbus.at/de/das-unternehmen/nachhaltigkeit/wasserstoffbusse>  
[Zugriff am 2022].

renewables.ninja, 2021. [Online]  
Available at: <https://www.renewables.ninja>

Resch, G. et al., 2019. *100% erneuerbarer Strom in Österreich 2030 - ein Blick auf Instrumente & Folgewirkungen.* [Online]  
Available at: [https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwilll6hpu3zAhXrh4sKHbnODvsQFnoECAQQAQ&url=https%3A%2F%2Fwww.tugraz.at%2Ffileadmin%2Fuser\\_upload%2FtugrazExternal%2F4778f047-2e50-4e9e-b72d-e5af373f95a4%2Ffiles%2Fpr%2F](https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwilll6hpu3zAhXrh4sKHbnODvsQFnoECAQQAQ&url=https%3A%2F%2Fwww.tugraz.at%2Ffileadmin%2Fuser_upload%2FtugrazExternal%2F4778f047-2e50-4e9e-b72d-e5af373f95a4%2Ffiles%2Fpr%2F)  
[Zugriff am 10 2021].

RIS, BMDW, 2021. *Biomasseförderung-Grundsatzgesetz.* [Online]  
Available at: <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20010653>  
[Zugriff am 07 12 2021].

RIS, BMDW, 2021. *Elektrizitätsabgabegesetz.* [Online]  
Available at: <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=10005027>  
[Zugriff am 07 12 2021].

RIS, BMDW, 2021. *Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010.* [Online]  
Available at: <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20007045>  
[Zugriff am 07 12 2021].

RIS, BMDW, 2021. *Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2018.* [Online]  
Available at: <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20010107>  
[Zugriff am 07 12 2021].

RIS, BMDW, 2021. *Umsatzsteuergesetz 1994.* [Online]  
Available at: <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=10004873>  
[Zugriff am 07 12 2021].

Schuster, D. M., Steinacher, M. I. & Link, D. C., 2021. *Marktübersicht Elektro- und Wasserstoffbusse Stand 2020*, Wien: Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie.

Siemens Mobility, 2021. *Projekt H2goesRail.* [Online]  
Available at: <https://www.mobility.siemens.com/global/de/portfolio/schiene/fahrzeuge/commuter-und-regionalzuege/hybride-antriebssysteme/mireo-plus-h.html>  
[Zugriff am 22 April 2022].

Siemens, 2022. *Mireo plus B und H.* [Online]  
Available at: <https://www.mobility.siemens.com/global/de/portfolio/schiene/fahrzeuge/commuter-und-regionalzuege/hybride-antriebssysteme.html>

Similio Media GmbH, 2022. *Grundstückspreise | Schwechat.* [Online]  
Available at: <https://simil.io/politisch/bruck-an-der-leitha/schwechat/grundstueckspreise>  
[Zugriff am 8 3 2022].

T. Nguyen, Z. A. T. H. a. W. M., 2019. *Grid-connected hydrogen production via large-scale water electrolysis.* s.l.:Energy Conversion and Management.

ÜSTRA Hannoversche Verkehrsbetrieb AG, 2021. *Modellprojekt „GUW+“ der ÜSTRA.* [Online]  
Available at: <https://www.electrive.net/2021/04/28/uestra-werk-erhaelt-pufferspeicher-aus-alten-ecitaro-akkus/>

VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V., 2021. *Logistik, Energie und Mobilität 2030, Metastudie im BMWi Technologieprogramm IKT für Elektromobilität,* Berlin: VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V..

VDE, 2020. *Alternativen zu Dieseltriebzügen im SPNV,* s.l.: VDE.

Wiener Netze, 2022. *Erneuerbaren-Förderpauschale/-Beitrag und Biomasseförderbeitrag,* Wien: s.n.

Wiener Netze, 2022. *Messleistungsentgelt,* Wien: s.n.

Wiener Netze, 2022. *Netznutzungsentgelt und Netzverlustentgelt,* Wien: s.n.

Wiener Netze, 2022. *Preise und Bedingungen - Strom,* s.l.: s.n.

Wiener Netze, 2022. *Steuern und Abgaben für Netzleistungen,* Wien: s.n.



## **AIT AUSTRIAN INSTITUTE OF TECHNOLOGY GMBH**

Giefinggasse 4, 1210 Wien, Österreich

[www.ait.ac.at](http://www.ait.ac.at)

DI Jürgen Zajicek

Research Engineer

Integrated Energy Systems

Center for Energy

+43 664 620 78 36

[Juergen.zajicek@ait.ac.at](mailto:Juergen.zajicek@ait.ac.at)

Margit Özelt

Marketing and Communication

Center for Energy

+43 50550- 6302

[Margit.oezelt@ait.ac.at](mailto:Margit.oezelt@ait.ac.at)