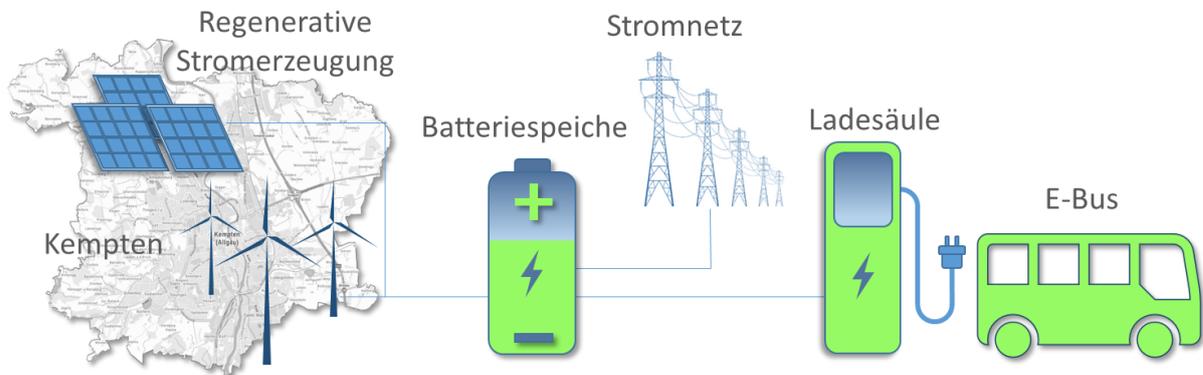


HASLACH

Berchtold



Mai 2023 | Abschlussbericht zum Förderprojekt

Erstellung eines Energiekonzeptes für die Schaffung von Lade-Hubs für e-Busse unter Einbindung eines energieautarken Bus-Betriebshofs

Im Programm: **Energiekonzepte und kommunale Energienutzungspläne**

Förderkennzeichen: **EK-2203-0005**

Autoren:

Prof. Dr.-Ing. Martin Steyer

Dipl.-Ing. (FH) Norbert Grotz

Diese Studie wurde gefördert durch das
Bayerische Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie



Bayerisches Staatsministerium für
Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie

und koordiniert durch den Projektträger Bayern Innovativ – Bayerische Gesellschaft für
Innovation und Wissenstransfer mbH Projektträger Bayern

bayern  innovativ

Inhaltsverzeichnis

1	Zielsetzung des Projekts.....	4
1.1	Übergeordnetes Ziel	4
1.2	Ziele des Förderprojekts	4
1.3	Vorgehensweise	5
1.4	Projektübersicht.....	6
2	Politische und gesetzliche Ausgangslage	7
2.1	CO _{2e} -Minderungspfad im Verkehrssektor	7
2.1.1	Clean Vehicle Directive	8
2.1.2	Ausbaupfad regenerativer Energien nach EEG23.....	8
2.2	Ziele der Stadt Kempten	9
2.3	Entwicklung der Energiepreise	11
3	Technische Ausgangslage.....	12
3.1	Unterschiedliche Antriebskonzepte.....	12
3.1.1	Verbrenner-Kraftmaschinen	12
3.1.2	Brennstoffzellenfahrzeuge.....	14
3.1.3	Batterieelektrische Fahrzeuge.....	15
3.1.4	Auswahl und Vergleich der Antriebssysteme.....	16
3.1.5	Vergleich der Energieformen zum Betrieb der Busse	18
4	Strombedarf für den Betrieb einer eBusflotte	20
5	Stromertragspotenzial.....	22
5.1	Eigenstromversorgung.....	22
5.2	Photovoltaik auf den Betriebshöfen	23
5.3	Freiflächen-Photovoltaik	23
5.3.1	Flächenanalyse	25
5.3.2	Photovoltaikkonzept	26
5.3.3	Komponentenauswahl.....	30
5.3.4	Statische Ertrags-Simulation Freiflächen Photovoltaik.....	31
6	Teilsysteme und Gesamtkonzept.....	34

6.1	Speicher	34
6.1.1	Stationäre Batteriespeicher	34
6.1.2	Langzeitspeicher	36
6.2	Batterieelektrische Busse	38
6.3	Ladestationen	38
6.4	Blockheizkraftwerke.....	39
6.5	Verschaltung der Komponenten.....	40
7	Dynamische Energiefluss-Simulation und Optimierung.....	42
7.1	Funktionsweise der dynamischen Energieflusssimulation.....	42
7.2	Analyse der dynamischen Energieflusssimulation	45
7.3	Ergebnisse der dynamischen Energieflusssimulation	45
7.3.1	Photovoltaikerträge und Strombedarf	45
7.3.2	Speicherkapazitäten.....	46
7.3.3	Blockheizkraftwerksleistung	49
7.3.4	Batteriekapazität der Fahrzeuge	49
7.3.5	Anzahl Ladestationen.....	50
7.3.6	Ergebnisübersicht	50
8	Zusammenfassung und Ausblick	53
9	Literatur	55

1 Zielsetzung des Projekts

Die Haslach Bus GmbH betreibt seit 1949 den Stadtverkehr Kempten. Aktuell werden jährlich mit 30 Niederflurstadtbussen im Auftrag des Kemptener Kommunalunternehmens (KVB) 2 Mio. Fahrplankilometer erbracht. Seit 2019 wird der Auftrag in einer Bietergemeinschaft gemeinsam mit der Firma „Berchtold’s Autoreisen“ bedient.

Die Firma Haslach besitzt einen Betriebshof in Kempten, Memminger Str. 123, die Firma Berchtold besitzt einen Betriebshof in Kempten, Ludwigstr. 82. Beide Unternehmen haben neben dem Auftrag der KVB weitere eigene Verkehre.

1.1 Übergeordnetes Ziel

Das übergeordnete Ziel der vorliegenden Studie ist die Entwicklung eines Umsetzungskonzepts für den Einsatz von regenerativ betriebenen Bussen im Öffentlichen Personennahverkehr (ÖPNV) in Kempten. Angestrebt wird ein Energie- und Infrastrukturkonzept, welches es ermöglicht, die Busse und Betriebshöfe zu 100 % mit regenerativer Energie zu versorgen. Dabei besteht ein Leitgedanke darin, einen möglichst hohen Autarkiegrad zu erreichen, um unabhängig gegenüber Energiekrisen und Lieferengpässen zu werden. Dementsprechend wird als Zielwert ein Autarkiegrad von 90 % anvisiert. Für die regenerative Stromerzeugung soll eine Fläche im Osten der Stadt mit der erforderlichen Infrastruktur ausgestattet bzw. einer Freiflächen-Photovoltaik bebaut werden. Die restlichen 10 % der Energie sollen aus lokal verfügbaren regenerativen Quellen, wie Biogas, Bio-Diesel oder eFuels gewonnen werden. Diese Kraftstoffe sollen lokal zugekauft und an den Betriebshöfen gelagert werden.

1.2 Ziele des Förderprojekts

Die Untersuchungen des Förderprojekts bestanden darin, die Ziele des Vorhabens mit den politischen Zielsetzungen und Rahmenbedingungen abzugleichen sowie gesetzliche Regelungen und deren Einflüsse auf das Gesamtkonzept aufzuzeigen. Zudem ist die grundsätzliche technische Machbarkeit der übergeordneten Zielsetzung zu untersuchen und ein umsetzbares technisches Gesamtkonzept, bestehend aus batterieelektrischen Bussen (eBusse), Ladeinfrastruktur, regenerative Energieerzeuger sowie Energiespeicherung, zu entwickeln. Die hierfür erforderlichen technischen Teilsysteme sind auszuwählen, aufeinander abzustimmen, auszulegen und zu einer Gesamtinfrastruktur zusammenzustellen. Mit dem hier entwickelten Umsetzungskonzept soll der Grundstein für die Einführung eines klimafreundlichen Busbetriebs in der Stadt Kempten gelegt werden.

Als leitendes Kriterium für die Zusammenstellung des Gesamtkonzepts dient die ökologische Nachhaltigkeit. Vor diesem Hintergrund wurde ein besonderes Augenmerk auf einen treibhausgasfreien Betrieb des Busverkehrs gelegt. Im Fokus der Untersuchungen stehen die örtlichen Gegebenheiten der beiden vorhandenen Betriebshöfe sowie die verfügbare Fläche im Osten der Stadt, vgl. Bild 1.

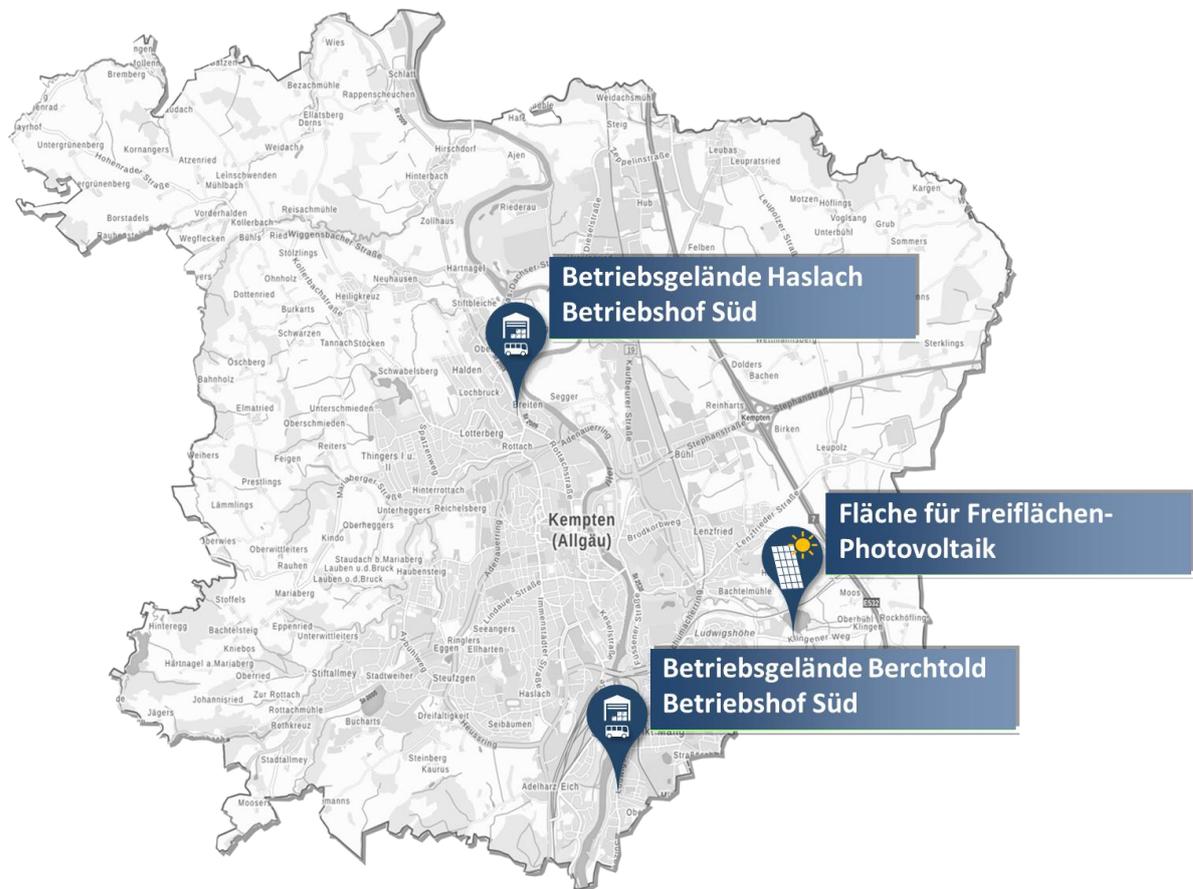


Bild 1: Untersuchte Standorte

Zur Erstellung des technischen Konzepts werden relevante Technologien und Systeme recherchiert, analysiert und auf Basis energetischer und wirtschaftlicher Gesichtspunkte zu einem Gesamtkonzept zusammengestellt. Darauf aufbauend wird die Marktverfügbarkeit technischer Systeme sowie deren konkreten Eigenschaften recherchiert und mit deren Anbietern besprochen. Die finale Auslegung der technischen Einzelsysteme erfolgte auf Basis einer dynamischen Energieflusssimulation, mit der das Gesamtkonzept plausibilisiert und abgesichert wird.

1.3 Vorgehensweise

Um den Rahmen für die Handlungsoptionen zu bestimmen, erfolgt im ersten Teil des Berichts die Einordnung des Vorhabens in die politische und gesetzliche Ausgangssituation. Zudem wird diskutiert, inwieweit das vorliegende Projekt mit den Zielen der Stadt Kempten vereinbar ist. Im Anschluss daran, wird der Stand der relevanten Technologien vorgestellt, welche zur Umsetzung des Energie- und Infrastrukturkonzepts zum Betreiben eines treibhausgasneutralen ÖPNV-Betriebs erforderlich sind. Das hierfür erforderliche Energie- und Infrastrukturkonzept kann in die regenerative Energieerzeugung, Speicherung, Ladeinfrastruktur und die Elektrobusse selbst unterteilt werden.

1.4 Projektübersicht

Die folgende Auflistung gibt eine Übersicht über die Randbedingungen und übergeordneten Ziele des Projekts:

Randbedingungen

- Kemptener ÖPNV → Stadtverkehr 50 Busse inkl. Buslinienplänen
- Vorgegebene Fläche zur Energieerzeugung

Ziele

- 100% CO₂-neutraler Betrieb
- 90% Energieautarkie
- Abgesichertes Gesamtkonzept

Zum Erreichen dieser Ziele soll die vorliegende Studie folgende Fragestellungen beantworten:

Fragestellungen der Studie

- Bewertung der Machbarkeit
- Bewertung der Nachhaltigkeit
- Politische, gesetzliche und wirtschaftliche Rahmenbedingungen
- Technologien und Systeme zur Konzeptumsetzung
- Detaillierung und Systemauslegung

Um die Fragestellungen zu beantworten, werden folgende Methoden eingesetzt:

Methoden

- Literaturrecherche und Expertenbefragungen sowie darauf basierende Berechnungen
- Konzeption eines durchgängigen Energiekonzepts
- Ertragssimulation mit bestehenden Softwaresystemen
- Dynamische Energieflusssimulation auf Basis standortspezifischer und historischer Wetterdaten
- Anpassung und Optimierung des Konzepts
- Konzeptbewertung anhand von Simulationsergebnissen

2 Politische und gesetzliche Ausgangslage

Mit dem Inkrafttreten des Bundes-Klimaschutzgesetzes 2021 sind gesetzliche Vorgaben für die Minderung der Treibhausgasemissionen festgeschrieben worden [KSG21]. Dies bedingt einerseits einen massiven Ausbau regenerativer Energieerzeuger und andererseits eine technologische Transformation hin zu effizienten und treibhausgasemissionsarmen, bzw. -freien Technologien.

2.1 CO_{2e}-Minderungspfad im Verkehrssektor

Im Bundesklimaschutzgesetz 2021 wurde ein Treibhausgasminderungspfad für Deutschland für sechs verschiedene Sektoren gesetzlich festgelegt. Im Verkehrssektor sollen die Treibhausgasemissionen bis 2030 auf 85 Mio. t CO_{2e} gesenkt werden, vgl. Bild 2. Dies entspricht einer Reduktion von 48 % gegenüber dem Basisjahr 1990, in dem 163 Mio. t CO_{2e} emittiert wurden. In den vergangenen 32 Jahren konnten die Emissionen auf 148 Mio. t CO_{2e} im Jahr 2022 gesenkt werden [UMWE23]. Dies entspricht einer Reduktion von lediglich 10%. Das Ziel besteht demnach darin, innerhalb der kommenden 7 Jahre die Emissionen, um die verbleibenden 38 % zu reduzieren. Derartige Reduktionssprünge sind unter Beibehaltung von Verbrennerfahrzeugen nicht erwartbar. Stattdessen erscheint ein rascher Umstieg auf alternative Antriebstechnologien unumgänglich. Aus diesem Grund hatten die EU-Staaten vereinbart, ab 2035 keine Neuzulassungen von Verbrenner-PKWs zuzulassen. Zuletzt hat man sich darauf verständigt lediglich Verbrennerfahrzeuge zuzulassen, die mit eFuels betrieben werden.

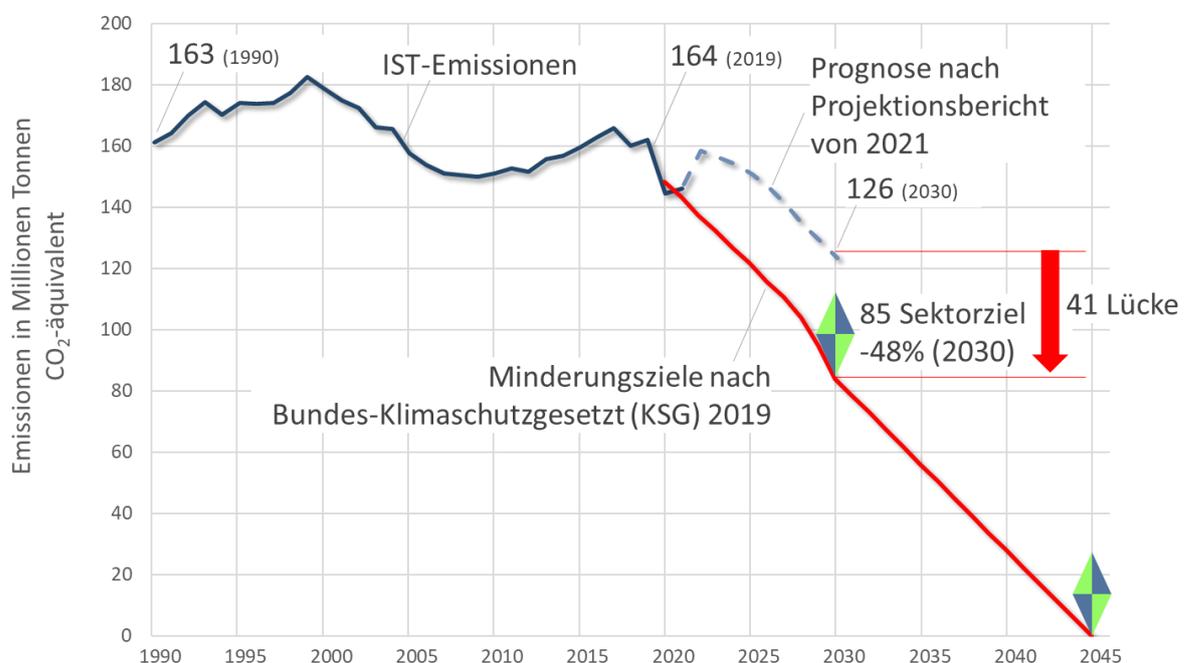


Bild 2: Historische Treibhausgasemissionen sowie Ziele des Bundesklimaschutzgesetzes im Verkehrssektor [KSG21], sowie Lücke nach Projektionsbericht 2021 [UMWE22]

2.1.1 Clean Vehicle Directive

Für den Busverkehr gilt bereits seit 2021 die Clean Vehicle Directive. Dieses Gesetz schreibt den Beschaffungsanteil von »emissionsarmen« und »emissionsfreien« Neufahrzeugen vor. Ab 2025 sollen 22,5% aller neubeschafften Fahrzeuge einen emissionsarmen und 22,5% einen emissionsfreien Antrieb besitzen, vgl. Bild 3. Der Anteil soll bis 2030 auf jeweils 32,5% erhöht werden. Als emissionsfreie Antriebe werden in diesem Zusammenhang batterieelektrische und wasserstoffbetriebene Fahrzeuge angesehen.

§ Gesetz 2019/1161 Clean Vehicle Directive 2021

Mindestquote für die Beschaffung von Bussen im ÖPNV

- 45 % emissionsarme und -freie Busse im ÖPNV bis 2025
- 65 % bis 2030

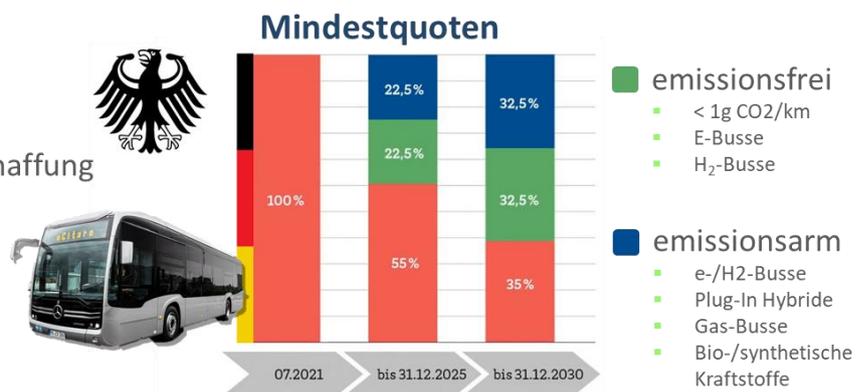


Bild 3: Mindestquoten für die Beschaffung von Bussen im ÖPNV nach Clean Vehicle Directive 2021 [SFBG21]

Zusammenfassend wird die Umrüstung auf alternative Antriebsformen im Busverkehr aus klimapolitischen Gründen gewünscht und ab 2025 bereits in Anteilen gesetzlich eingefordert. Eine Transformation der Busbetriebe erscheint mit Hinblick auf das Bundesklimaschutzgesetz und die Clean Vehicle Directive unausweichlich. Mit Hinblick auf den Klimawandel ist darüber hinaus Eile in der Transformation der Busunternehmen geboten.

2.1.2 Ausbaupfad regenerativer Energien nach EEG23

Um Deutschland mit regenerativer Energie zu versorgen, stehen verschiedene Energieerzeugungstechnologien zur Verfügung. Bezogen auf den Standort Deutschland, weisen jedoch lediglich die Windkraft und die Photovoltaik ein ausreichend großes Potenzial auf, um nennenswerte Teile der Energieversorgung bereitzustellen. Vor diesem Hintergrund wurden im Erneuerbaren Energien Gesetz 2023 (EEG23) ambitionierte Ausbauziele für Photovoltaik (215 GW bis 2030) und Windkraftanlagen an Land (115 GW bis 2030) festgeschrieben, vgl. Bild 4 [EEG23].

Dies entspricht in etwa einer Vervierfachung der Leistung des aktuellen Photovoltaikbestands (58 GW in 2022) sowie einer Verdoppelung im Bereich der Windkraftleistung (58 GW in 2022) an Land bis 2030. Bis zur Klimaneutralität im Jahr 2045 soll etwa die achtfache Leistung (400 GW) an Photovoltaik und die dreifache Leistung an Windkraft (160 GW) im Vergleich zu 2022 zur Verfügung stehen. Hieraus können Stromerträge von über 1.000 TWh pro Jahr prognostiziert werden. Dies entspricht etwa dem doppelten Nettostromverbrauch Deutschlands bezogen auf das Jahr 2021 (508 TWh) [BDEW23].

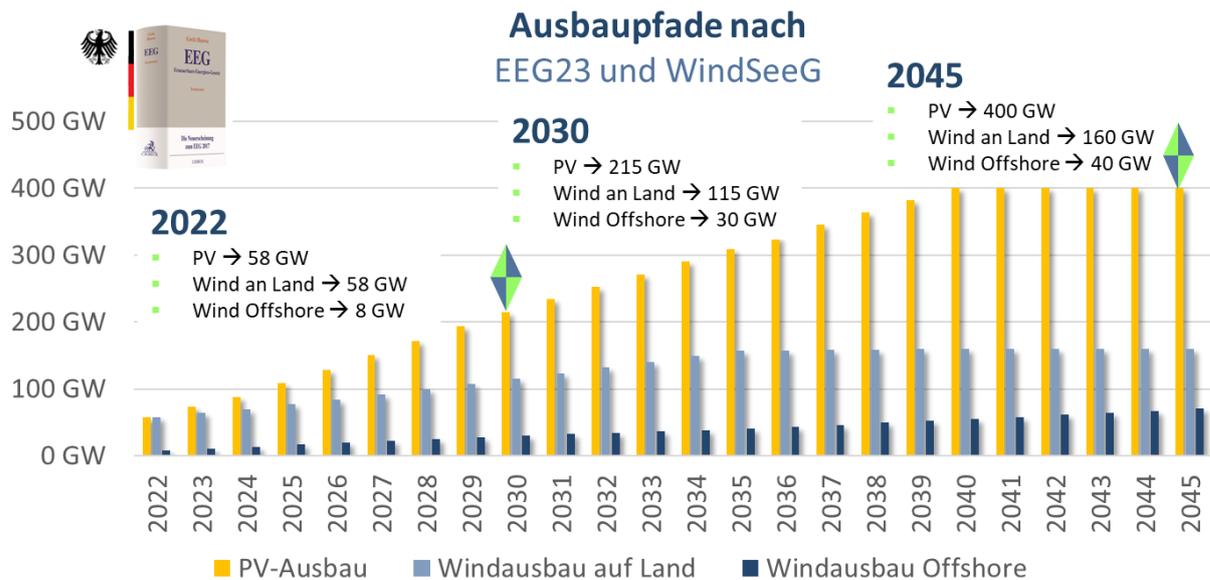


Bild 4: Ausbaupfade für Photovoltaik und Windkraft entsprechend Erneuerbare Energien Gesetz 2023 [EEG23] und WindSeeG 2016, [WIND16]

2.2 Ziele der Stadt Kempten

Die beiden Busunternehmen Haslach und Berchtold wurden durch die Stadt Kempten über eine öffentliche Ausschreibung für den Betrieb des Öffentlichen Personennahverkehrs beauftragt. Eine Transformation im ÖPNV sollte demnach mit den Interessen und Zielen der Stadt Kempten vereinbar sein.

Unter dem Motto »Die Stadt Kempten ist Vorzeigestadt im Klimaschutz« möchte man Maßstäbe im Bereich einer klimaschonenden Stadtentwicklung setzen. In diesem Zusammenhang wurden 2015 fünf »Strategische Ziele 2030 der Stadt Kempten« durch den Stadtrat einstimmig beschlossen [KEMP16]. Das Ziel 5 trägt den Titel »Klima, Umwelt, Mobilität- nachhaltig planen und handeln«. Teil dieses Ziels war die Erstellung eines Konzepts zum Ausbau umweltfreundlicher Mobilität, welches mit dem »Mobilitätskonzept Kempten 2030« umgesetzt und 2017 veröffentlicht wurde [MOBI17]. Innerhalb des Mobilitätskonzepts sind unter dem Punkt 6.3 »Maßnahmen des öffentlichen Personennahverkehrs« gelistet. Für die vorliegende Studie ist insbesondere die Maßnahme Ö6 »Entwicklung eines Umsetzungskonzepts zur Einführung alternativer Antriebskonzepte im ÖPNV« relevant.

Hier wurde das Ziel wie folgt formuliert: »Detailliertere Untersuchungen mit dem Ziel das gesamte Einsatzspektrum von Elektrobussen (Voll- und Gelegenheitslader) abzudecken sowie wirtschaftliche Folgekosten zu betrachten, sind erforderlich, um sowohl den ÖPNV-Aufgabenträger als auch das Verkehrsunternehmen in die Lage zu versetzen, über die Einführung von Elektrobussen im Kemptner ÖPNV abschließend zu entscheiden und mit dessen Umsetzung unmittelbar beginnen zu können.«

Weiter heißt es: »Das zu entwickelnde Umsetzungskonzept beinhaltet die konkrete Auslegung des Elektrobussystems für den Anwendungsfall Kempten, um die bevorstehende Systementscheidung zu erleichtern. Weiterhin wird eine Projekt-Roadmap konzeptioniert, die

eine schrittweise Systemumstellung bis hin zur kompletten Elektrifizierung der gesamten Busflotte beinhaltet und mit einem Zeithorizont hinterlegt. Mit dieser Umsetzungskonzeption wird der Grundstein für die Systemeinführung von Elektrobussen in der Stadt Kempten gelegt, indem die für die Folgephasen relevanten Schritte, wie Ausschreibung, Implementierung und Betrieb des Elektrobussystems, benannt werden.» [MOBI17]

Weiterhin ist der »Klimaplan 2035«, der im Juli 2022 beschlossen wurde, für die vorliegende Studie relevant [KLIM22]. Hierin verschärft Kempten seinen Treibhausgasreduktionspfad und schreibt diesen fest. Das neue Ziel besteht darin, die Treibhausgasemissionen nicht wie ursprünglich geplant bis 2050, sondern bereits bis 2035, um 95% zu reduzieren.

Für die vorliegende Studie sind einerseits der Ausbau der regenerativen Energieerzeuger Photovoltaik und Windkraft relevant, die unter den Maßnahmen »4.3.2 Ausbau der Solarenergie-Nutzung im Stadtgebiet« und »4.3.3 Ausbau der Windenergie-Nutzung« adressiert werden, andererseits sind die Maßnahmen, die unter dem Punkt »4.4.2 Schaffung eines attraktiven ÖPNV-Angebots« zusammengefasst werden von Bedeutung. In diesem Zusammenhang steht der Unterpunkt »4.4.2.4 Umrüstung des ÖPNVs auf CO₂-arme Antriebssysteme«, in dem folgendes festgehalten wurde:

»Mittelfristig werden ÖPNV-Fahrzeuge auf energieeffiziente Antriebe umgestellt. Der für die Fahrzeuge verwendete Strom bzw. Wasserstoff muss zu 100 % aus erneuerbaren Energien gewonnen werden. Bei der Wahl der Antriebe ist sowohl die Energieeffizienz im Betrieb also auch die Flächeneffizienz der Kraftstoffherstellung zu berücksichtigen. Bis 2030 wird der Fokus voraussichtlich auf Elektro-Antrieben liegen.« [KLIM22]

Zusammenfassend ist festzustellen, dass Kempten sich überdurchschnittlich ambitionierte Klimaschutzziele gesetzt hat, die einen raschen Ausbau erneuerbarer Energien sowie die Transformation hin zu energieeffizienten bzw. klimaschonenden Technologien bedingt. Eine rasche Elektrifizierung des Busverkehrs sowie der schnelle Ausbau der hierfür erforderlichen Infrastruktur, liegt dementsprechend im Interesse der Stadt.

Dem »Mobilitätsplan2030« sowie dem »Klimaplan2035« ist zu entnehmen, dass die Stärkung des ÖPNV, und insbesondere die Einführung eines Elektrobussystems für den ÖPNV, bereits als städtische Maßnahmen der Stadt Kempten fest eingeplant sind. Bemerkenswert ist in diesem Zusammenhang das Ziel, die Energieversorgung der ÖPNV-Fahrzeuge zu 100% mit erneuerbaren Energien zu versorgen, wie dies im Klimaplan festgelegt wurde. Aus diesem Grund soll in der vorliegenden Studie, ein Elektrifizierungskonzepts des ÖPNV-Bussystems mit der darauf angepassten regenerativen Energieversorgung zusammen betrachtet werden.

Abweichend von der Elektrifizierung der Busse wird im Klimaplan sowie in der öffentlichen Diskussion der Betrieb von Wasserstoff-Bussen angedacht. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Region durch das Bundesverkehrsministerium als Wasserstoff-Modellregion ausgewählt wurde. Zudem wurde in einem Förderprojekt namens HyAllgäu, an dem die Stadt Kempten und weitere städtische Akteure beteiligt waren, nach Einsatzmöglichkeiten für Wasserstoff gesucht [HYAL21]. In diesem Zusammenhang wurde der Einsatz im Busverkehr angedacht. Aus diesem Grund stellt die vorliegende Studie alternative Antriebskonzepte, die einen regenerativen ÖPNV-Betrieb ermöglichen können, gegenüber.

2.3 Entwicklung der Energiepreise

Eine stabile und wirtschaftliche Energieversorgung hat mit Hinblick auf den Ukraine-Krieg an Bedeutung gewonnen. Die Sorge darüber, ob die Energiemengen ausreichen, um Unternehmen und Bürger mit Energie zu versorgen, haben zu einer sehr dynamischen Preisentwicklung an den Energiemärkten geführt. Auch für den Betrieb von Bussen ist der Bezug von Energie zu einem wesentlichen Wirtschaftsfaktor aufgestiegen. Im Hinblick auf den Betrieb von eBussen ist der preisgünstige Bezug von Strom somit essenziell, um einen nachhaltig wirtschaftlichen bzw. günstigen Bus-ÖPNV sicherzustellen. Dabei erscheint die kurz- und mittelfristige Preisentwicklung, weder für den Strompreis noch für den Treibstoffpreis, prognostizierbar, wodurch die wirtschaftliche Konzeptbewertung erschwert wird. Neben den Marktentwicklungen wirken sich gesetzliche und politische Regelungen direkt oder indirekt auf die Entwicklung von Kraftstoff- und Strompreisen aus. In diesem Zusammenhang sind neben den verteuernenden Regelungen, wie den Netzentgelten, auch vergünstigende Regelungen, wie die Strompreisbremse oder auch die dreimonatige Reduktion der Energiesteuer auf Kraftstoffe, die angesichts des Ukrainekriegs vorübergehend eingeführt wurde, zu nennen.

Langfristig ist hingegen mit einer deutlichen Verteuerung der fossilen Energien zu rechnen. Dies gilt insbesondere für die fossilen Treibstoffe selbst aber auch für Strom, der aus fossilen Treibstoffen gewonnen wird. Zur Begrenzung der Klimaerwärmung ist es unumstritten, dass die weitere Verbrennung fossiler Kraftstoffe zu vermeiden ist. Dementsprechend forderten Ökonomen, die Klimafolgekosten auf fossile Energieträger umzulegen. Durch das europäische Emissionshandelsgesetz wurde eine tiefgreifende Maßnahme hierfür eingeführt. Nachdem zu Beginn lediglich die so genannte energieintensive Industrie von den Regularien betroffen war, wurde mit der Einführung des CO₂-Preises eine Übergangslösung geschaffen, welche mittelfristig weitere Sektoren, wie den Verkehrs- und Wärmesektor, in das Emissionshandelssystem integriert. Eine weitere Ausweitung des Systems auf nahezu alle Sektoren sowie auf ein weltumspannendes System sind wünschenswert und könnten angesichts künftig steigender Klimaschäden wahrscheinlicher werden. Auch wenn das Emissionshandelssystem teils durch nationalpolitische vorübergehende Maßnahmen in seiner Wirkung eingedämmt wurde und evtl. auch eingedämmt wird, ist es derzeit nicht zu erwarten, dass es außer Kraft gesetzt oder langfristig eingedämmt wird. Vor diesem Hintergrund ist langfristig mit einer deutlichen Verteuerung fossiler Technologien zu rechnen, was die Umstellung auf emissionsfreie Technologien auch aus wirtschaftlichen Gründen nahelegt.

Hinzukommt, dass der Umstieg insbesondere auf den elektrifizierten Verkehr über THG-Quoten angereizt wird. So können Unternehmen, die elektrische Fahrzeuge betreiben, Ladestationen betreiben und zusätzlich regenerative Energie zum Laden von Fahrzeugen zur Verfügung stellen, derzeit durch eine dreifache THG-Quote vergütet werden. Hierdurch werden die Betriebskosten von Elektro-Bussen deutlich reduziert.

Vor dem Hintergrund der obigen Zusammenhänge ist langfristig zu erwarten, dass der regenerative Betrieb von eBussen mit erneuerbarem Strom wirtschaftlich vorteilhaft gegenüber dem Betrieb mit fossilen Kraftstoffen sein wird.

3 Technische Ausgangslage

3.1 Unterschiedliche Antriebskonzepte

Entsprechend der Clean Vehicle Directive sollen bereits ab 2025, 45 % aller neubeschafften Busse einen alternativen Antrieb besitzen, vgl. 2.1.1. Hiervon sollen 22,5 % der Busse batterieelektrisch oder mit Wasserstoff betriebenen werden. Weitere 22,5 % sollen emissionsarme Antriebssysteme wie Plug-In Hybride, Gas-Antriebe besitzen oder mit Biosynthetischen Kraftstoffen betrieben werden.

Langfristig ist ein treibhausgasneutraler Betrieb des Busverkehrs anzustreben. Hierzu zählen einerseits die treibhausgasneutrale Energieerzeugung sowie die Umwandlung in die mechanische Fortbewegung des Busses und andererseits die treibhausgasneutrale Produktion der Fahrzeuge sowie der erforderlichen Infrastruktur. In dieser Studie wird die treibhausgasneutrale Produktion der Fahrzeuge nicht behandelt. Im Sinne der Studie ist der Betrieb von Fahrzeugen dann klimaneutral, wenn weder bei der Energieerzeugung und -bereitstellung noch bei der Energiewandlung Treibhausgase an die Luft abgegeben werden.

Um Busse treibhausgasneutral zu betreiben existieren einige theoretische Möglichkeiten. Die vielversprechendsten Antriebskonzepte können in drei Gruppen unterteilt werden. Verbrenner Kraftmaschinen, Brennstoffzellen-Fahrzeuge, und Batterieelektrische Fahrzeuge. Alle Antriebskonzepte sind nur dann regenerativ, wenn die zugeführten Energien regenerativ erzeugt wurden. Dies gilt für die Kraftstoffherstellung genauso wie für Wasserstoff und Strom.

3.1.1 Verbrenner-Kraftmaschinen

Im Betrieb von Verbrenner-Bussen besteht langjährige Erfahrung. Zudem besitzen Bus-Betriebshöfe die erforderliche Infrastruktur wie Tankanlagen oder auch Betriebswerkstätten, die auf den Betrieb von Verbrennerbussen ausgelegt sind. Um einen treibhausgasneutralen Betrieb von Verbrennerbussen sicherzustellen, gibt es drei mögliche Treibstoffarten. Biokraftstoffe, Kraftstoffe, bei deren Verbrennung keine Treibhausgase entstehen wie Wasserstoff und Ammoniak oder eFuels.

Biokraftstoffe

Einerseits können Biokraftstoffe eingesetzt werden, die aus nachwachsenden Rohstoffen hergestellt oder synthetisiert werden. Diese Kraftstoffe werden zumeist aus Energiepflanzen wie Energiemais, Raps oder auch Biomasse und Abfällen hergestellt. Hierzu gehören Biodiesel, Bioethanol oder auch Biogas. Bei der Verbrennung von Biokraftstoffen entstehen weiterhin Treibhausgasemissionen. Diese wurden jedoch in der Wachstumsphase der Pflanzen der Luft entzogen und in der Biomasse der Pflanzen gespeichert. Die Treibhausgasbilanz aus entzogenen CO₂-Äquivalenten während der Wachstumsphase und emittierten CO₂-Äquivalenten bei der Verbrennung im Motor, kann sich unter günstigen Bedingungen aufheben und somit als neutral angesehen werden. Zu beachten ist in diesem Zusammenhang die Senkenwirkung der Biomasse, welche nur dann aufrecht erhalten wird, wenn die gewachsene Biomasse nicht wieder verbrannt, sondern möglichst langfristig gespeichert wird.

Wasserstoff und Ammoniak

Als weitere Möglichkeit können Kraftstoffe eingesetzt werden, bei deren Verbrennung keine bzw. geringe Treibhausgasemissionen entstehen. Zu diesen Kraftstoffen zählen insbesondere Wasserstoff (H_2) oder auch Ammoniak (NH_3). Bei einer sauberen Verbrennung dieser Kraftstoffe entstehen Wasserdampf (H_2O) bzw. Wasserdampf und Stickstoff (N_2). Während reiner Stickstoff keine große Klimarelevanz besitzt, weist Wasserdampf eine Klimawirkung auf. Wasserdampf kann jedoch erwärmend oder kühlend wirken. Zudem ist die Luftkonzentration durch den Sättigungs- und Abregnungseffekt begrenzt. Insgesamt gehen die Klimawissenschaften davon aus, dass Wasserdampfemissionen in dem prognostizierten Umfang keinen nennenswerten Einfluss auf den Klimawandel haben, weshalb Sie allgemein als treibhausgasneutral angesehen werden.

Die Nutzung von Ammoniak und Wasserstoff ist jedoch nur dann treibhausgasneutral, wenn für die Erzeugung von Wasserstoff und Stickstoff ausschließlich regenerative Energiequellen eingesetzt werden. Darüber hinaus dürfen die chemischen Grundstoffe nicht aus fossilen Rohstoffen gewonnen werden.

Zu beachten ist, dass Wasserstoff auf der Erde lediglich in gebundener Form vorkommt. Um reinen Wasserstoff zu erzeugen, wird es von wasserstoffhaltigen Stoffen abgespalten. Heute wird Wasserstoff aus Kostengründen vorwiegend durch Dampfreformation von fossilen Kohlenwasserstoffen, wie Erdgas oder Erdöl, abgespalten. Bei dieser Methode werden Treibhausgase frei. So erzeugter Wasserstoff kann deshalb nicht als klimaneutral angesehen werden und wird in der Branche als grauer Wasserstoff bezeichnet. Um die Treibhausgasemissionen des so erzeugten Wasserstoffs zu vermeiden, wird versucht, das CO_2 , welches bei dem Prozess abgespalten wird, über Carbon Capture and Storage-Verfahren langfristig zu binden. Derart erzeugter Wasserstoff wird als blauer Wasserstoff bezeichnet. Türkiser Wasserstoff wird in dem so genannten Methanpyrolyse-Verfahren hergestellt. Hierin wird der Kohlenstoff des Methans (CH_4) als Feststoff abgespalten, um auf diese Weise die Treibhausgasemissionen zu vermeiden. Die Methoden für die Herstellung von blauem und türkischem Wasserstoff gelten jedoch nicht als marktreif und sind derzeit eher im Bereich der Forschung angesiedelt. Zudem existieren Studien darüber, die aufzeigen, dass bei den Verfahren Leckagen mit hohen Klimafolgen auftreten können. Deshalb werden diese Verfahren in der Wissenschaft sehr kontrovers diskutiert [BMBF20].

Als klimaneutral gilt der so genannte grüne Wasserstoff. Grüner Wasserstoff wird ausschließlich aus regenerativen Energieträgern erzeugt. Dazu wird vorrangig das Verfahren der Wasserelektrolyse eingesetzt. Hierbei wird Wasser mit regenerativ erzeugtem Strom in Wasserstoff und Sauerstoff aufgespalten. Weitere Möglichkeiten, grünen Wasserstoff zu erzeugen, bestehen in der Vergasung und Vergärung von Biomasse sowie der Reformierung von Biogas. All diese Verfahren werden als treibhausgasneutral angesehen [BUKO20].

eFuels

Die dritte Möglichkeit besteht in der Nutzung von eFuels. eFuels, auch synthetische Kraftstoffe genannt, sind flüssige oder gasförmige Brennstoffe, die aus elektrischem Strom, Kohlendioxid

(CO₂) und Wasserstoff (H₂) hergestellt werden. Es gibt verschiedene Herstellungsverfahren für eFuels. Alle basieren auf der Umwandlung von elektrischem Strom in chemische Energie, die in Form von eFuels gespeichert wird. eFuels können nur dann als treibhausgasneutral angesehen werden, wenn das Kohlendioxid, aus nachwachsenden Rohstoffen oder direkt der Luft entnommen wird und grüner Wasserstoff verwendet wird. Zudem müssen die Erzeugungsprozesse ausschließlich mit regenerativer Energie betrieben werden.

3.1.2 Brennstoffzellenfahrzeuge

Der Betrieb von Brennstoffzellen-Fahrzeugen kann nur dann als treibhausgasneutral bezeichnet werden, wenn zum Betrieb grüner Wasserstoff eingesetzt wird. Brennstoffzellen-Fahrzeuge werden seit Jahrzehnten erforscht und immer wieder in prototypisch Systemen bzw. kleinen Fahrzeugserien getestet. Trotz der langen Entwicklung konnten sich Brennstoffzellenfahrzeuge bis heute nur in sehr geringem Umfang auf dem Markt etablieren. Dennoch gibt es eine Hand voll Anbieter, die Brennstoffzellen-Busse anbieten.

Hierfür sind mehrere Gründe anzuführen. Einerseits bedingen Brennstoffzellen-Busse den Umbau des Antriebsstrangs der Busse und andererseits eine massive Umgestaltung der Busbetriebshöfe. Auch wenn Brennstoffzellenfahrzeuge mit verschiedenen Kraftstoffen betrieben werden können, wird im Fahrzeugbereich üblicherweise der Betrieb von Wasserstoff-Brennstoffzellen erprobt. Hierbei wird zumeist die so genannte Polymerelektrolytbrennstoffzelle (PEM) eingesetzt.

Eine besondere Hürde stellt die Speicherung von Wasserstoff dar. Einerseits auf den Betriebshöfen, andererseits im Fahrzeug. Wasserstoff ist ein sehr flüchtiges Gas, welches unter Normalbedingungen eine sehr geringe Energiedichte aufweist. Aus diesem Grund wird Wasserstoff entweder in Kryogentanks bei -273 °C im flüssigen Zustand oder bei hohem Druck gelagert. Im Bereich der Drucktanks werden Tanks für 300 bis 1.000 bar eingesetzt. Im Bereich stationärer Tanks sind 300 bar-Tanks oder Kryogentanks üblich. Im Bereich der Busse wird zumeist mit 700 bar-Tanks gearbeitet. In Tabelle 1 wurde das erforderliche Speichervolumen für verschiedene Energieträger berechnet.

Tabelle 1: Vergleich von Speichergrößen für verschiedene Energiespeicher

Vergleich Speichergrößen verschiedener Energieträger				
	Wasserstoff (300 bar)	Wasserstoff (kryogen)	LNG (kryogen)	Diesel (eFuel)
Speicherbedarf	0,5 GWh ³			
Dichte	40 kg/m ³	70 kg/m ³	420 kg/m ³	833 kg/m ³
Gravimetrische Energiedichte	33,3 kWh/kg ²	33,3 kWh/kg ²	13,9 kWh/kg ²	11,9 kWh/kg ²
Volumetrische Energiedichte	1332 kWh/m ³	2331 kWh/m ³	5838 kWh/m ³	9913 kWh/m ³
Benötigte Masse	15 t	15 t	36 t	42 t
Benötigtes Speichervolumen	375 m ³	215 m ³	86 m ³	50 m ³
Anzahl 80 m ³ -Tanks (3 m Durchmesser, 18 m Länge)	5	3	2	1

Es zeigt sich, dass das Tankvolumen für die Speicherung von Wasserstoff in 300 bar-Druck-Tanks etwa um den Faktor 7 und für Kryogentanks etwa um den Faktor 4 größer ist, als wenn die erforderliche Energiemenge mit Diesel oder eFuel gespeichert wird.

In dem vorliegenden Projekt soll die Energiemenge in den Tanks zwischengespeichert werden, welche erforderlich ist, um die Zeiten, in denen kein Strom aus eigener Produktion zur Verfügung steht, zu überbrücken. Entsprechend der entwickelten Simulation, vgl. Kapitel 7.3.6, muss hierzu eine Energiemenge von etwa 0,5 GWh/Jahr zwischengespeichert werden. Die letzte Zeile der Tabelle 1 gibt an, wie viele Tanks für die Speicherung der unterschiedlichen Energieträger erforderlich wäre, unter der Annahme das Tank-Anlagen diesen Jahresbedarf zwischenspeichern können und ein 80.360 Liter-Tank verwendet wird. Diese Tanks gehören zu den größten standardisierten Tanks, welche per LKW transportiert werden und besitzen einen Außendurchmesser von 3 m und eine Länge von 18 m.

Sowohl das Druck-Speicherverfahren als auch das Kryogen-Speicherverfahren benötigt Energie, um den Wasserstoff auf eine geringere Energiedichte zu überführen. Zudem bedarf die Speicherung von Wasserstoff hoher Sicherheitsstandards und engmaschiger Wartungs- und Prüfintervalle. Die entsprechenden Prüf- und Wartungsarbeiten müssen an fachkundige Firmen vergeben werden und sind kostentechnisch nicht zu unterschätzen. Ob Busbetriebe diese Arbeiten langfristig übernehmen können, ist unklar. Darüber hinaus müssen die Bus-Betriebs-Werkstätten auf den Umgang mit Brennstoffzellenfahrzeugen umgerüstet werden. Wasserstoff-Tanksysteme müssen neu errichtet werden und sind aufgrund der erforderlichen Sicherheitstechnik vglw. teuer und wartungsintensiv.

Der Antriebsstrang von Brennstoffzellenfahrzeugen besteht im Wesentlichen aus Drucktanks, der Brennstoffzelle, einer Batterie und dem Elektromotor. Kryogentanks werden im Fahrzeugbereich eher selten eingesetzt. Im Betrieb wird der Wasserstoff in der Brennstoffzelle elektrolytisch in Wasserstoffionen und Elektronen aufgespalten. Hierbei wird der Wasserstoff mit dem Sauerstoff der Luft in Wasser gewandelt und an die Umgebung abgegeben. Der freiwerdende Strom treibt den Elektromotor für die Fortbewegung des Fahrzeugs an.

3.1.3 Batterieelektrische Fahrzeuge

Insbesondere in den vergangenen 10 Jahren konnten batterieelektrische PKWs einen nennenswerten Marktanteil erreichen. Infolge von Effizienzgewinnen in den Fahrzeugen sowie einer rasanten Entwicklung im Bereich der Batterietechnik wird diese Technik zunehmend für Fahrzeuge interessant, die große Reichweiten erreichen und schwere Lasten transportieren müssen. Gerade die Verbesserung der volumetrischen und gravimetrischen Energiedichte der Batterien haben dazu geführt, dass die Reichweite batterieelektrischer Fahrzeuge annähernd an Verbrennerfahrzeuge heranreichen kann. Gleichzeitig wurde die Ladegeschwindigkeit der Batterien deutlich erhöht. Zudem kündigen Hersteller zahlreiche Entwicklungen an, welche die aktuellen Nachteile der Elektromobilität vermindern bzw. beheben könnten.

Mit Hinblick auf die politischen Treibhausgasminderungsregelungen sowie die technischen Potenziale, welche die Elektromobilität birgt, bieten mittlerweile alle großen Hersteller batterieelektrische Busse an.

Batterieelektrische Fahrzeuge besitzen eine vglw. große Batterie, in der die für die Fortbewegung benötigte Energie in chemischer Form gespeichert wird. Im Betrieb wird diese

chemisch gespeicherte Energie wieder in elektrischen Strom gewandelt und über einen Elektromotor in mechanische Energie für die Fortbewegung gewandelt. Im Gegensatz zu allen alternativen Antrieben ist der batterieelektrische Antriebsstrang der Einzige, der keine direkten Emissionen verursacht. Jedoch gilt es zu beachten, dass der Strom für den Betrieb der Fahrzeuge aus regenerativen Quellen stammen muss, damit der Betrieb als treibhausgasneutral oder emissionsfrei bezeichnet werden kann.

3.1.4 Auswahl und Vergleich der Antriebssysteme

Für die Realisierung eines treibhausgasneutralen Busbetriebs weisen die Antriebsvarianten sehr unterschiedliche Eigenschaften auf. Vor diesem Hintergrund wurde untersucht, welchen Energiebedarf die unterschiedlichen Antriebskonzepte verursachen. Bild 5 zeigt, welche Energiemengen die verschiedenen Antriebsvarianten benötigen, um einen Standard-Bus zu betreiben.

Zur Berechnung der Energiemengen wurden die Daten eines Mercedes-Benz eCitaro Solobus verwendet, der maximal 85 Personen transportieren kann und zum Zeitpunkt der Studie mit einem Leergewicht von 11.545 kg angegeben wurde. Zur Berechnung des durchschnittlichen Energiebedarfs wurde von einer durchschnittlichen Besatzung von 17 Fahrgästen ausgegangen. Um dieses Gewicht über den WLTP-Fahrzyklus zu bewegen, werden im Schnitt 0,9 kWh/km an mechanischer Energie benötigt. Diese Energiemenge lässt sich über die 5 Fahrwiderstandsgleichungen berechnen. Zu den Fahrwiderständen gehören der Roll-, der Luft-, der Beschleunigungs- und der Steigungswiderstand sowie ein Anteil an sonstigen Verlusten, die hier mit etwa 10 % angesetzt wurden.

In der linken Spalte von Bild 5 ist der Energiebedarf der Verbrennungsmotoren dargestellt. Der Wirkungsgrad von Verbrenner-Kraftmaschinen ist physikalisch begrenzt und kann über den Carnotfaktor beschrieben werden. In der Praxis lassen sich für bestimmte Betriebspunkte Wirkungsgrade von maximal 50 % erreichen. Weil der Fahrbetrieb jedoch nur selten im optimalen Betriebspunkt erfolgt, werden über einen typischen Fahrzyklus hinweg etwa 20 bis maximal 30 % erreicht. Dementsprechend muss für 1 km Fahrstrecke eine Energiemenge von etwa 3,6 kWh in Form von Treibstoffen im Tank mitgeführt werden. Diese Energiemenge übersteigt bereits die Menge an Energie, die ein batterieelektrischer Bus für die Fahrstrecke von 1 km benötigt um den Faktor 3. Hinzu kommt, dass für die Herstellung und Bereitstellung des Diesels weitere Energie verbraucht wird, so dass sich die Energiemenge auf etwa 5 kWh/km aufsummiert. Möchte man die Verbrennungsantriebe treibhausgasneutral betreiben, muss ein Biokraftstoff, eFuel oder Ammoniak bzw. Wasserstoff eingesetzt werden. Keiner dieser Stoffe bietet jedoch das Potenzial den Wirkungsgrad des Verbrennungsprozesses deutlich zu verbessern, so dass insgesamt die Verbrenner-Busse den höchsten Energiebedarf verursachen.

Beispielsweise wird für die Herstellung von eFuels eine größere Energiemenge benötigt als für fossiles Diesel, so dass sich ein Gesamtwirkungsgrad von 13 % für dem Betrieb von eFuel betriebenen Bussen ergibt.

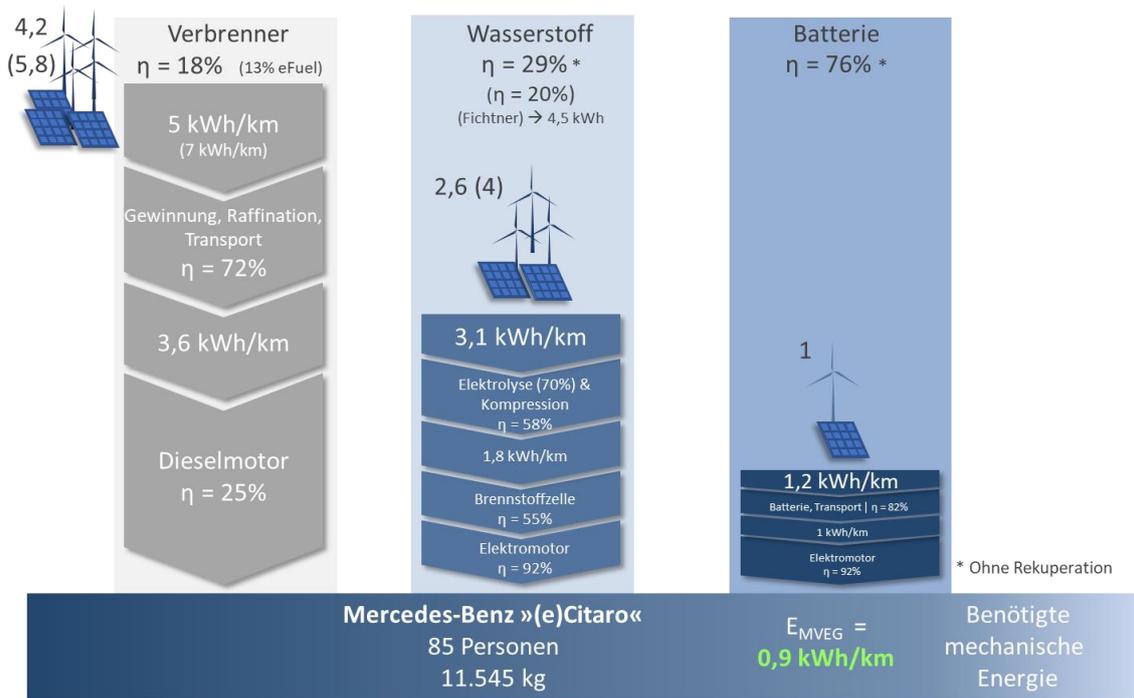


Bild 5: Energiebedarf unterschiedlicher Antriebskonzepte

Quellen: [VOLK20], [WELL14], [BÜNG14], [VDE19], [TURA16], [BLUM18], sowie eigene Berechnungen

Im Vergleich dazu weisen Brennstoffzellen-Busse eine höhere Effizienz auf. Dies wird hauptsächlich durch den hohen Wirkungsgrad der Brennstoffzellen im Vergleich zum Verbrennungsmotor ermöglicht, die in der Praxis Wirkungsgrade zwischen 50 und 60 % erreichen können. Allerdings sind für den Betrieb von Brennstoffzellen-Fahrzeugen viele Umwandlungen erforderlich, welche den Gesamtwirkungsgrad belasten. Allein im Fahrzeug treten Wandlungsverluste im Elektromotor bei der Wandlung von Strom in mechanische Energie sowie in der Brennstoffzelle für die Umwandlung der chemisch gebundenen Energie im Wasserstoff in Strom an. Für den Betrieb des Brennstoffzellenfahrzeugs müssen dementsprechend 1,8 kWh/km in Form von Wasserstoff mitgeführt werden. Zu beachten ist, dass weitere Energie für die Wasserstoffherstellung, Speicherung und den Transport benötigt wird. Bezogen auf die Herstellung von grünem Wasserstoff kann so ein Gesamtwirkungsgrad in Höhe von etwa 30 % berechnet werden. Für eine Strecke von 1 km werden somit 3,1 kWh an Energie benötigt. Einige Wissenschaftler gehen in diesem Zusammenhang davon aus, dass hierin die Verluste an der Wasserstoff-Tankstelle noch nicht ausreichend berücksichtigt sind und gehen von noch geringeren Wirkungsgraden aus.

Demgegenüber besitzen batterieelektrische Fahrzeuge nur wenige Wandlungsprozesse. Im Fahrzeug selbst wird die chemisch in der Batterie gespeicherte Energie in elektrischen Strom gewandelt und diese im Elektromotor in mechanische Energie für die Fortbewegung gewandelt. Dabei sind die Wirkungsgrade der Wandlungsprozesse in der Batterie mit meist oberhalb von 95 % [IFEU12] sowie im Elektromotor mit über 90 % enorm hoch. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass in dem Wirkungsgrad der Batterie bereits das Einspeichern des Stroms in die Batterie berücksichtigt ist. Wie beim Verbrennungsmotor ist hier auch zu beachten, dass der Wirkungsgrad des Elektromotors über der Drehzahl auch nicht konstant ist, sondern

variiert. Dennoch werden deutlich höhere Wirkungsgrade als im Verbrennungsmotor erreicht. Da sowohl Brennstoffzellenantriebe als auch batterieelektrische Antriebe mit Elektromotoren betrieben werden, gilt dies für beide Antriebsformen im gleichen Maße.

Der Energiebedarf der Vorkette hängt wie bei den alternativen Antriebsformen auch, von verschiedenen Faktoren ab. Einerseits ist es theoretisch denkbar, Photovoltaik-Strom unmittelbar in der Batterie des Fahrzeugs zu speichern. Hierbei fallen lediglich geringe Verluste von maximal 2 bis 3 % für die Transformation des Stroms auf die erforderliche Spannungsebene zum Laden der Batterie an. So lassen sich theoretisch Gesamtsystemwirkungsgrade von der Stromerzeugung bis zur Fortbewegung des Fahrzeugs von weit über 80 % erreichen. Diese sind in der Praxis jedoch selten erreichbar. Einerseits werden einige Fahrzeuge durch das Stromnetz geladen, in dem größere Verluste durch lange Leitungen bzw. weitere Transformationen in verschiedene Spannungsebenen sowie der Wandlung von Wechselstrom in Gleichstrom anfallen. Dennoch sind die Stromwandelverluste üblicherweise sehr gering, so dass verschiedene Studien von Gesamtwirkungsgraden von deutlich über 70 % ausgehen [VOLK20]. Den Rechnungen dieser Studie zu Folge, liegt der Gesamtwirkungsgrad des hier behandelten Konzepts rechnerisch bei 76 %. Dies bedingt jedoch Bestrebungen, möglichst viele Ladevorgänge in Stunden zu verlegen, in denen regenerative Energie verfügbar ist und unmittelbar am Stromerzeuger abgenommen wird, ohne zwischengespeichert zu werden. Hierbei sind jedoch auch bereits Ladevorgänge berücksichtigt, die in Zeiten erfolgen müssen, in denen keine regenerative Energie zur Verfügung steht. In diesen Fällen muss die Energie entweder in stationären Speichern zwischengespeichert werden oder durch alternative regenerative Stromerzeugungstechnologien, beispielsweise durch die Verbrennung von eFuels in Blockheizkraftwerken, zur Verfügung gestellt werden.

3.1.5 Vergleich der Energieformen zum Betrieb der Busse

Bemerkenswert ist, dass alle diskutierten klimaneutralen Antriebsoptionen, außer die Verbrennung von Biokraftstoffen, mit der regenerativen Stromerzeugung beginnt. Sowohl eFuel, als auch Wasserstoff- oder Ammoniak- aber auch batterieelektrisch betriebene Fahrzeuge werden letztlich auch durch regenerativ erzeugten Strom betrieben. Dabei wird der Strom entweder chemisch in Kraftstoffen (eFuels, Wasserstoff oder Ammoniak) oder in Batterien gespeichert. Mit den berechneten Energiemengen kann somit ermittelt werden, welche Menge an regenerativer Energie zur Verfügung gestellt werden muss, damit die entsprechenden Fahrzeugantriebe bilanziell regenerativ betrieben werden können. Weil in der Stadt Kempten auf den verfügbaren Flächen insbesondere der Ausbau von Photovoltaik-Anlagen möglich erscheint, wurde für dieses Projekt die erforderliche Energiemenge auf den Flächenbedarf für Freiflächen-Photovoltaik-Anlagen normiert, um deutlich zu machen, welche Antriebsformen welchen Flächenverbrauch verursachen. Um in diesem Vergleich auch die Biokraftstoffe einzubeziehen, wurde der Flächenbedarf für die Gewinnung von Biodiesel oder Biogas aus Energiepflanzen der Stromerzeugung aus Freiflächen-Photovoltaik gegenübergestellt. Bild 6 zeigt maßstäblich den Flächenverbrauch der erforderlich wäre, um 50 Busse der entsprechenden Antriebsformen bilanziell mit regenerativem Strom bzw. regenerativen Kraftstoffen zu versorgen im Vergleich zur Fläche Kemptens.

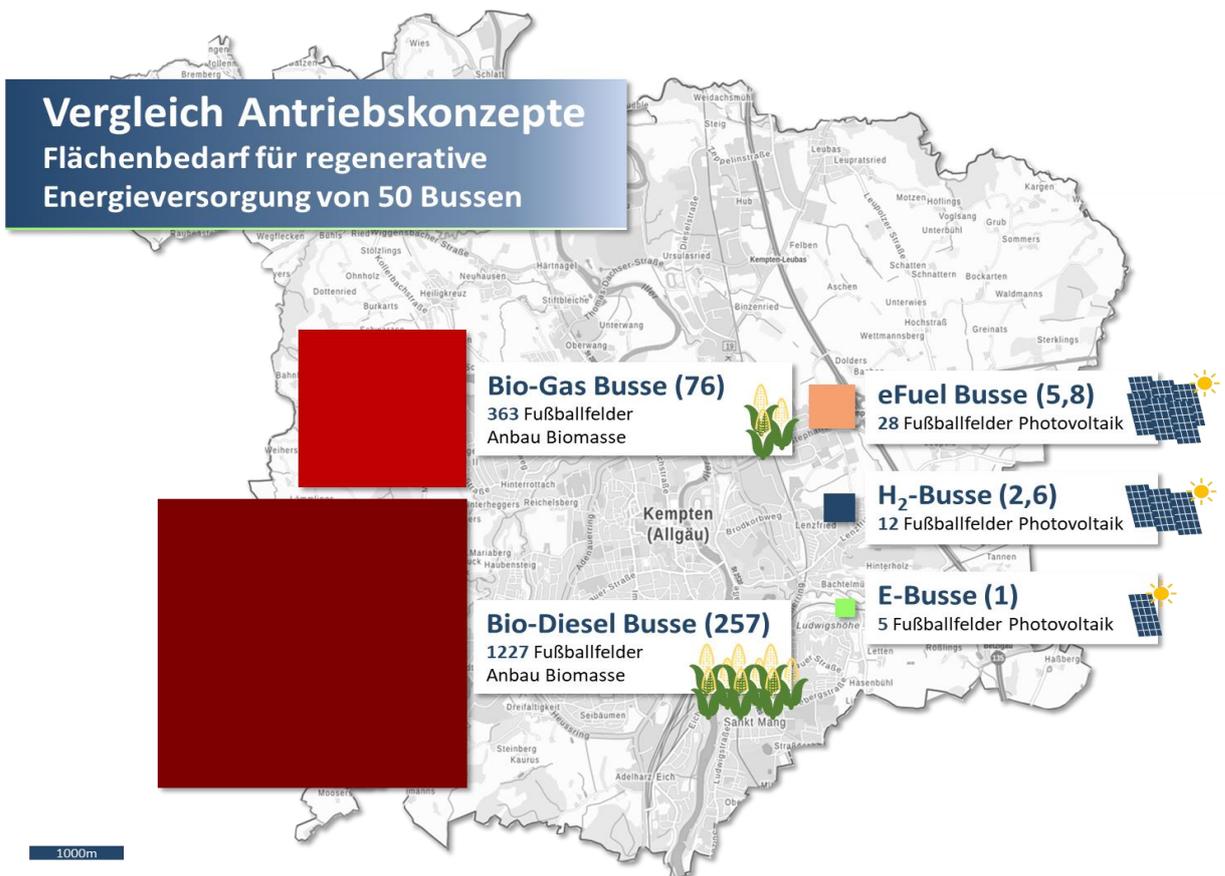


Bild 6: Flächenbedarf unterschiedlicher Antriebskonzepte am Beispiel des Kemptener ÖPNV

Es ist deutlich, dass die batterieelektrischen Busse (eBusse) mit Abstand den geringsten Flächenverbrauch verursachen. Innerhalb dieser Studie, in der das Ziel besteht, den Busbetrieb zu 90 % energieautark zu betreiben, bedeutet dies, dass für den Betrieb von eBussen der geringste Ausbau an regenerativen Stromerzeugern gebaut werden muss und letztlich minimale Kosten für die Energiebereitstellung entstehen. Vor dem Hintergrund der dargestellten Erkenntnisse ist die Elektrifizierung des Busverkehrs zu bevorzugen.

4 Strombedarf für den Betrieb einer eBusflotte

Der Energiebedarf batterieelektrischer Busse ist von vielen Faktoren abhängig. Neben der Distanz, welche die Fahrzeuge zurücklegen und der Beladung durch die Anzahl der Fahrgäste und Gepäckstücke, ist die Streckenbeschaffenheit und die damit verbundene Fahrgeschwindigkeit oder auch Verkehrsdichte entscheidend für den Verbrauch der Fahrzeuge. Deshalb werden die Buspläne und Strecken sowie verfügbaren Daten zu Beladungszuständen und Fahrgeschwindigkeiten analysiert. Innerhalb der Studie zeigte sich, dass die Fahrzeuge im Raum Kempten zum Großteil im Stadtgebiet unterwegs sind und sich mit vglw. geringen Geschwindigkeiten bewegen. Hierdurch wurde es möglich bzgl. der 5 Fahrwiderstände, vgl. Abschnitt 3.1.4, mit Mittelwerten zu arbeiten.

Neben den Fahrwiderständen wird der Energiebedarf batterieelektrischer Busse insbesondere durch die Außentemperatur beeinflusst. Bei kalten Außentemperaturen wird der Innenraum beheizt, bei heißen Außentemperaturen gekühlt. Beide Fälle führen zu erhöhtem Strombedarf. Zudem entstehen bei kalten Außentemperaturen größere Energieverluste beim Laden und im Betrieb der Batterien, wodurch der Energiebedarf steigt. Um die Einflüsse der Außentemperatur bewerten zu können, wurden historische, stundenaufgelöste Wetterdaten von Kempten für die Jahre 2018 bis 2022 beschafft. Auf Basis der realen Wetterdaten der vergangenen 5 Jahre, lässt sich der Einfluss der vor Ort üblichen Außentemperaturen auf den Energiebedarf der batterieelektrischen Busse berechnen bzw. simulieren. Unter der Annahme, dass sich die Wetterlage nur sehr langsam ändert, kann hieraus eine Prognose für den künftigen Energiebedarf berechnet werden. Neben dem Gesamtenergiebedarf ist hierbei insbesondere die zeitliche Verteilung des Energiebedarfs entscheidend dafür, um die Energieversorgungssicherheit der Busse bewerten zu können. Diese wird auf Basis der wetterbasierten stundenaufgelöste Simulation verfügbar. In diesem Zusammenhang werden auch Extremsituationen, welche innerhalb der vergangenen Jahre real aufgetreten sind, berücksichtigt. Dies sind insbesondere kalte Tage, in denen nur wenig Strom aus Photovoltaik zur Verfügung steht.

Nicht zuletzt wird der Energiebedarf durch die konkret in der Busflotte genutzten Fahrzeuge beeinflusst. Diese können ein unterschiedliches Fahrzeuggewicht oder verschiedene Effizienzen aufweisen. Aus diesem Grund wurden Verbrauchsdaten von relevanten Fahrzeugen recherchiert. Zudem wurden Herstellerangaben angefragt und in die Berechnung bzw. Simulation einbezogen. Die Simulation erfolgte auf Basis von Bussen des Typs Mercedes eCitaro sowie MAN Lion's City E mit verschiedenen Batteriekapazitäten und einer mittleren Besatzung von 17 Fahrgästen.

Bild 7 zeigt den gemittelten Strombedarf über ein Jahr hinweg, welchen 50 batterieelektrische Busse des Typs Mercedes eCitaro gebraucht hätten, um den Kemptener ÖPNV zu bedienen. Die Simulationsergebnisse wurden auf Basis der Wetterdaten der Jahre 2018 bis 2022 ermittelt. Die Fehlerindikatoren zeigen den minimalen und maximalen Strombedarf, der vorwiegend auf unterschiedliche Außentemperaturen in den unterschiedlichen Jahren zurückzuführen ist. Wie zu erwarten, ist der Strombedarf in den Wintermonaten, aufgrund geringer Temperaturen höher. Die geringeren Verbräuche im Dezember, Februar und Juni

sind vorwiegend auf Ferienzeiten bzw. Weihnachten zurückzuführen. In diesen Zeiten sind weniger Fahrzeuge im Betrieb.

Strombedarf eBusflotte Kempten

Simulation der Jahre 2018 bis 2022

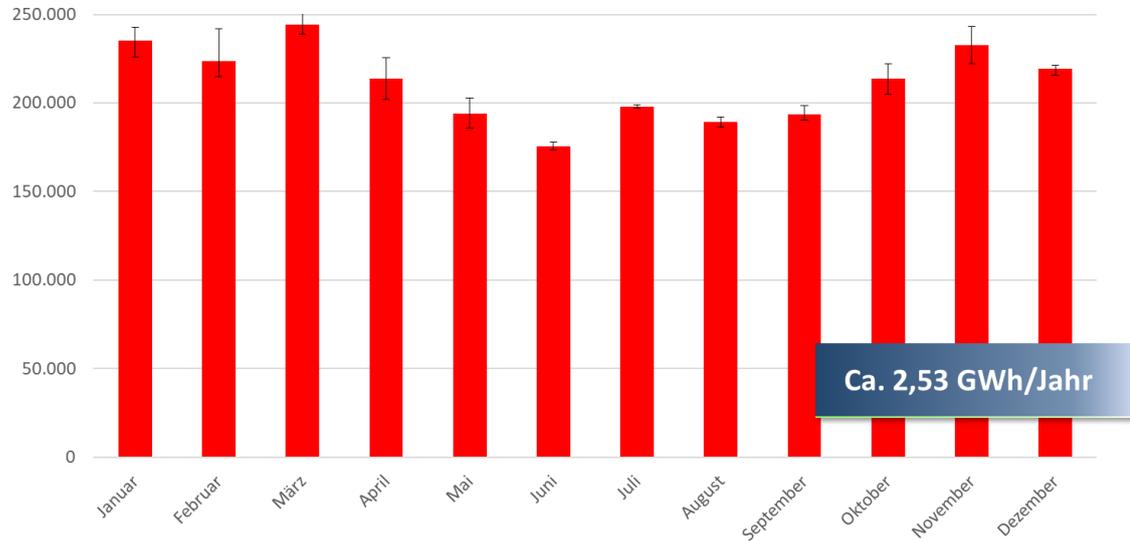


Bild 7: Verteilung des Strombedarfs zum Betrieb einer eBusflotte in Kempten basierend auf den standortspezifischen Wetterdaten der Jahre 2018 bis 2022

5 Stromeertragspotenzial

Im nächsten Schritt wird untersucht, welches Potenzial auf den verfügbaren Flächen zur Verfügung steht, um über Photovoltaik-Anlagen Strom für die eBusse zu erzeugen. Prinzipiell wurden auch Windkraftanlagen in Erwägung gezogen. Diese wurden jedoch auf den verfügbaren Flächen, aufgrund der gültigen Abstandregelungen ausgeschlossen.

5.1 Eigenstromversorgung

Wie beschrieben erscheint die kurz- und mittelfristige Energiepreisentwicklung nicht prognostizierbar. Im Gegensatz dazu bietet die Eigenproduktion von Strom eine preisstabile, gut prognostizierbare Alternative. Hierbei entsprechen die Stromkosten den Gesteungskosten, welche sich aus den Abschreibungen der Investitionen in die Erzeuger- und Speicherinfrastruktur und den Kosten für den Betrieb der Erzeugeranlagen berechnen. Diese sind gut kalkulierbar und können somit auf einen definierten Abschreibungszeitraum festgeschrieben werden.

Im vorliegenden Fall steht eine Fläche zum Ausbau mit einer Freiflächen-Photovoltaikanlage zur Verfügung, welche keinen Zugang zum öffentlichen Netz besitzt. Die Erschließung dieser Grundstücke kann sehr teuer werden. Vor diesem Hintergrund wird geprüft, ob eine dort zu bauende Freiflächen-Photovoltaikanlage als Insel betrieben werden kann. Hierdurch entfällt die Einspeisung des produzierten Stroms in das öffentliche Netz. Schwankende Netzentgelte oder Stromsteuern können hierdurch vermieden werden. Dies bedingt jedoch, dass der produzierte Strom unmittelbar am Standort der Erzeugung gespeichert bzw. durch Ladevorgänge der eBusse abgenommen werden kann. Überschüssiger Strom muss abgeregelt oder über alternative, möglichst zeitlich flexible Lasten verwendet werden. In diesem Zusammenhang liegt die Idee nahe, den Strom zur Herstellung von synthetischen Kraftstoffen zu verwenden. Hierbei ist jedoch zu berücksichtigen, dass die Anlagen zur Erzeugung von synthetischen Kraftstoffen nicht für die Aufnahme beliebiger Stromleistungen geeignet sind. Stattdessen sind die Anlagen zumeist auf eine bestimmte Leistung begrenzt, bei der eine bestimmte Menge Kraftstoff produziert wird. Dementsprechend können Sie nur einen geringen Teil der Überschüsse in synthetische Kraftstoffe umwandeln.

Um zu untersuchen, ob dieses Konzept mit Hinblick auf die drei, in diesem Projekt verfügbaren Standorte (Betriebshöfe und verfügbare Grundstückfläche), gewinnbringend betrieben werden kann, wurden Teilkonzepte für die jeweiligen Standorte erstellt. Diese bestehen im Wesentlichen aus Photovoltaik-Anlagen, Ladeinfrastruktur, Batteriespeichern sowie Blockheizkraftwerken. Künftig sollen die Standorte zusätzlich mit Power-to-Liquid-Systemen ausgestattet werden, welche einen Teil der Stromüberschüsse des Sommers in Form flüssiger Kraftstoffe speichern können. Diese können problemlos in den bestehenden Tankanlagen der Betriebshöfe gelagert werden und in Zeiten einer Stromunterdeckung durch Blockheizkraftwerke in Strom rückgewandelt und zum Laden der Busse verwendet werden. Recherchen und Gespräche mit Anbietern haben jedoch aufgezeigt, dass die erforderlichen Power-to-Liquid-Systeme in der benötigten Leistungsklasse auf dem Markt derzeit (2023) nicht verfügbar sind. Stattdessen konzentrieren sich Hersteller wie Ineratec und Sunfire auf Großkunden aus der Chemie oder Flugzeugindustrie.

5.2 Photovoltaik auf den Betriebshöfen

Für eine kostengünstigste Eigenstromerzeugung bietet sich der Ausbau der Dächer der Betriebshöfe der Firmen Haslach und Berchtold mit Photovoltaik-Anlagen an. Auf beiden Betriebshöfen stehen noch freie Dachflächen zur Verfügung. Dementsprechend wurden Pläne zum maximalen Ausbau der Dachflächen mit Photovoltaik erstellt. Die Dächer des Betriebshofs Haslach besitzen ein Potenzial von 440 kWp Photovoltaik. Der Betriebshof Berchtold könnte mit 320 kWp Photovoltaik ausgebaut werden.

Zur Ermittlung der Stromerträge über das Jahr hinweg, wurden die Photovoltaik-Anlagen unter Berücksichtigung der Ausrichtung und der historischen Sonnenstrahlung der Jahre 2018 bis 2022 simuliert. Wie Bild 8 zeigt, sind die Dachflächen weitgehend nicht verschattet.

Neben den Dachflächen besteht vglw. geringes Potenzial für Fassaden-Photovoltaik-Anlagen. Diese sind insbesondere für Wintererträge lohnend. Einerseits deshalb, weil der flache Sonneneinstrahlungswinkel der Wintermonate günstig zu den meist vertikal ausgerichteten Fassaden-Photovoltaik-Modulen steht und andererseits, weil Schneeflocken auf den Modulen abrutschen bzw. gar nicht erst liegen bleiben. Die Potenziale für Fassaden-Photovoltaik wurden dennoch nicht weiter betrachtet. Zum einen sind die südlich ausgerichteten Fassaden vglw. klein oder sind von großen Hallentoren durchsetzt. Zudem werden die Flächen durch angrenzende Bebauung verschattet. Eine zusätzliche Verschattung kann infolge parkender Busse sowie großer Dachüberstände erfolgen.

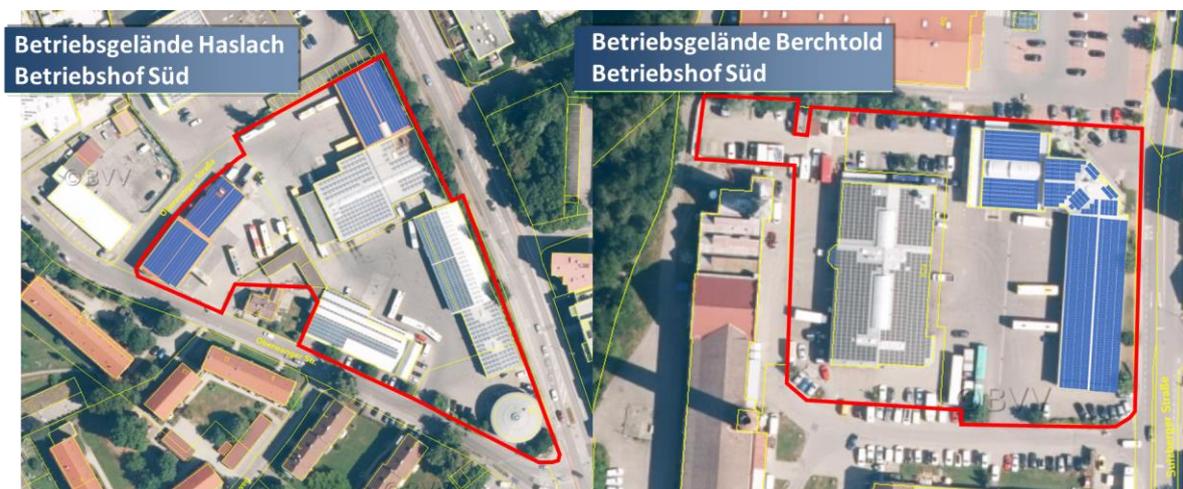


Bild 8: Betriebshöfe der Firmen Haslach und Berchtold

5.3 Freiflächen-Photovoltaik

Zur weiteren Eigenstromerzeugung haben die Busunternehmer eine Fläche im Osten der Stadt zugekauft, welche in unmittelbarer Nähe von bestehenden Buslinien liegt. Dies birgt die Möglichkeit, die Busse direkt am Stromerzeuger zu laden. Hierdurch können Kabel- und Wandlerverluste minimiert werden. Aufgrund des geringen Abstands zu den Buslinien können zudem Umwege für Fahrten an die Ladestationen weitgehend vermieden werden.

Bild 9 zeigt die zugekaufte Fläche. Im Norden der Fläche grenzt mit dem Bachtelweiher ein Naherholungsgebiet an. Vor diesem Hintergrund wird eine möglichst landschaftschonende Integration der Freiflächen-Photovoltaik vorgesehen. Deshalb wird die rot eingezeichnete Wiese aus der Bebauung ausgeschlossen. Diese Wiese mit 6.261 m² soll weiterhin als Liegewiese für Besucher zur Verfügung gestellt werden. Auch der grün markierte Bereich, mit einer Fläche von 6.468 m², soll lediglich moderat ausgebaut werden. Hier ist es angedacht, optisch ansprechende Photovoltaik-Blumen, die neben der Stromerzeugung als Sonnenschutz für Besucher oder als Ladesäule für eBike-Fahrer fungieren, aufzustellen. Diese sollen jedoch in einem großen Abstand zueinander stehen und werden keinen nennenswerten Beitrag zur Stromversorgung leisten.

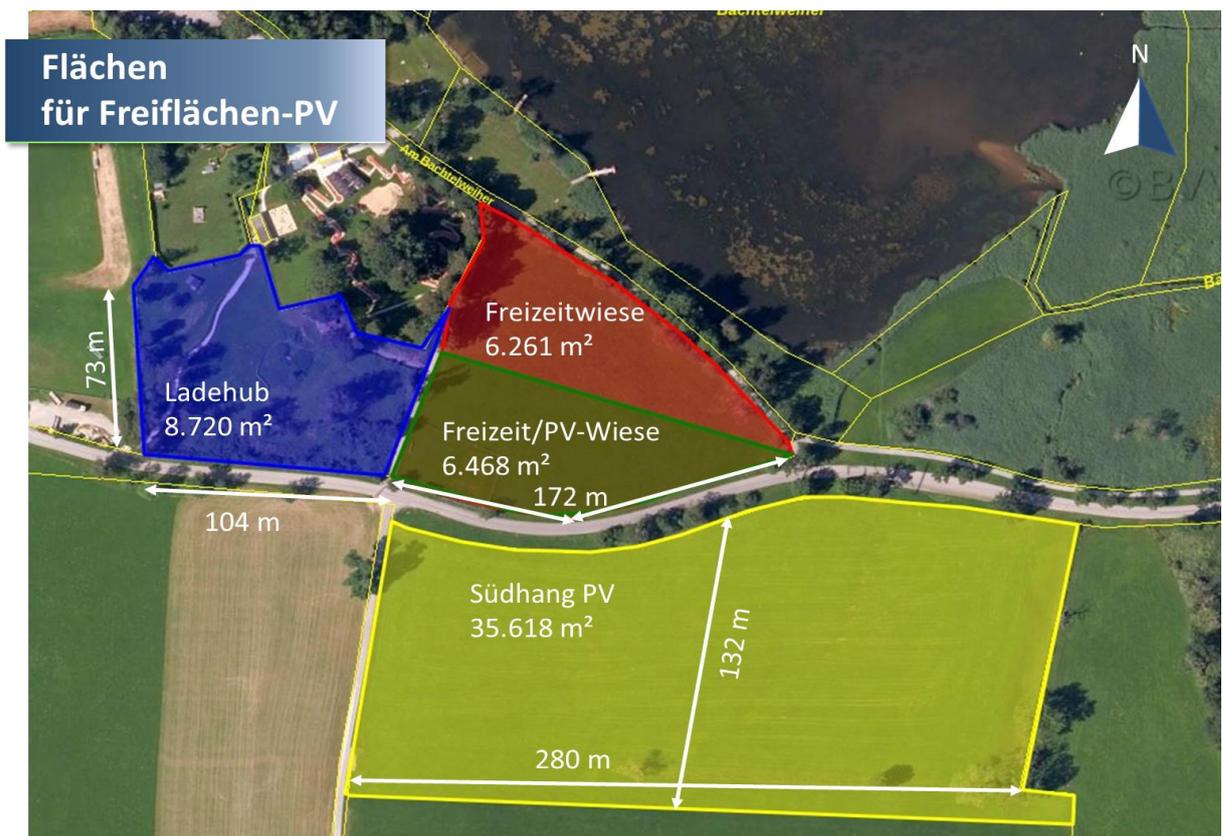


Bild 9: Verfügbare Freifläche im Stadtgebiet Kempten zur Errichtung einer Freiflächen-Photovoltaik

Des Weiteren ist es angedacht, im Süden dieser Flächen einen PV-Zaun aufzustellen sowie den Lade-Hub, der auf der blauen Fläche gebaut werden soll, mit Photovoltaik zu versehen. Eine Vermessung der Grundstücklänge ergab ein Potenzial zwischen 200 und 500 kWp. Ein Konzept mit einem Leistungspotenzial von 220 kWp wird in der abschließenden Simulation berücksichtigt. Für den Lade-Hub wurde ebenfalls bereits ein erstes Konzept erstellt, in welches sich eine Photovoltaikanlage mit 40 kWp integrieren ließe. Auch dieses Potenzial ist in der finalen Simulation berücksichtigt. Für die Stromerzeugung ist insbesondere die gelb markierte Südfläche des Grundstücks, welche eine Fläche von 35.618 m² besitzt, vorgesehen. Um den Strom der Freiflächen-Photovoltaik in die Busse laden zu können, muss ausreichend Platz für Ladestellplätze und Ladeinfrastruktur (Lad-Hub) eingeplant werden. Dieser Lade-Hub soll im Süden der blau markierten Fläche entstehen. Um den Ladebetrieb vom

Naherholungsgebiet zu entkoppeln, soll die Zufahrt zum Lade-Hub auf der südlichen, seeabgewandten Seite entstehen. Zudem wird die Zufahrt mehrere Meter unter der Sichtkante verlaufen, so dass für Seebesucher die Sicht auf ein- und ausfahrende Busse verwehrt wird. Hierdurch wird auch die Lärmbelästigung auf ein Minimum reduziert.

5.3.1 Flächenanalyse

Im nächsten Schritt wird die Ausrichtung der Photovoltaik-Fläche vermessen und analysiert, vgl. Bild 10. Die Fläche liegt auf 718 m über dem Meeresspiegel in einem Gebiet der höchsten Schneelastzone 3. Dementsprechend ist von vielen Schneetagen im Winter auszugehen, welche die Erträge der Photovoltaik-Module mindern. Der Standort ist auf 47,7184 Grad nördlicher Breite und 10,3478 Grad östlicher Länge zu verorten. Hierüber lässt sich der Sonneneinstrahlungswinkel über das Jahr hinweg quantifizieren, bzw. simulieren, was entscheidend für die Ertragssimulation ist.

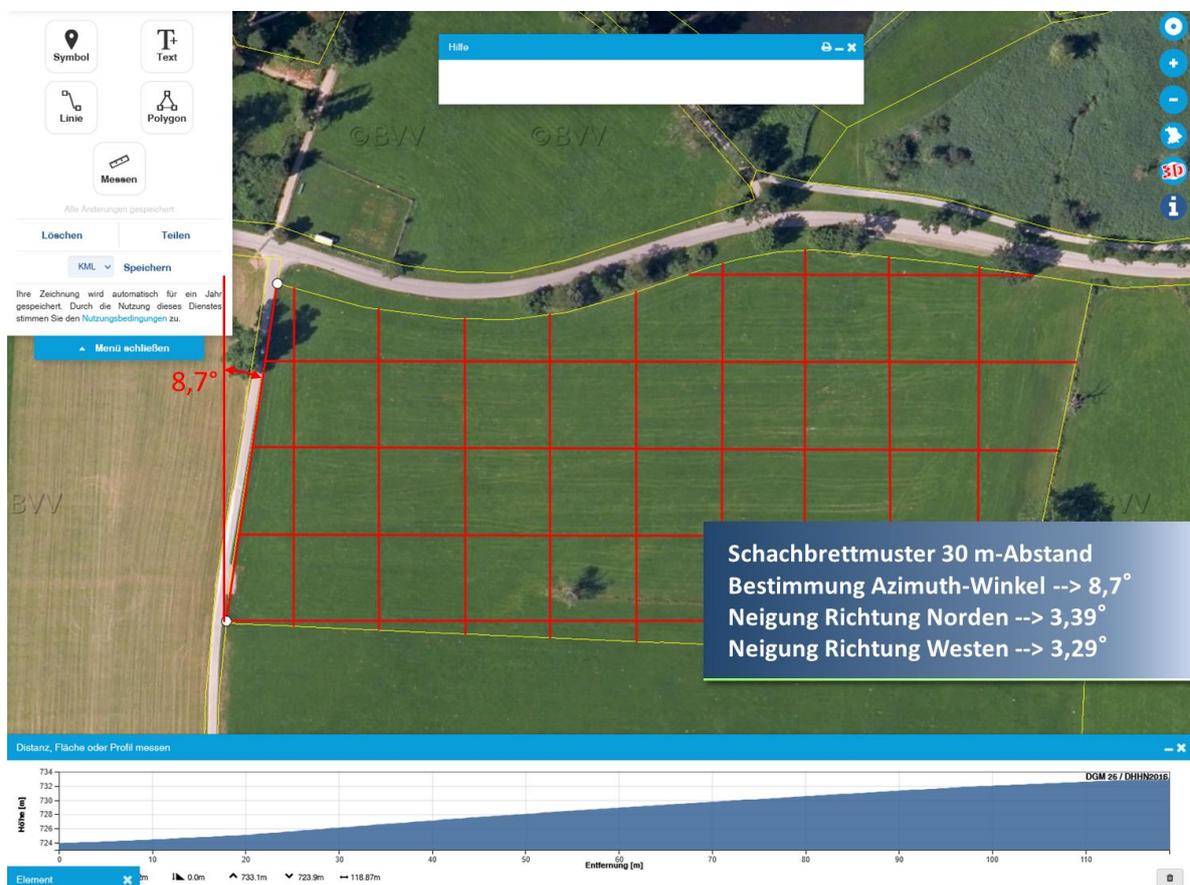


Bild 10: Vermessung der Freifläche [Quelle: BayernAtlas]

Die Fläche ist vglw. eben und besitzt nur wenige Senken bzw. Hügel. Die linke Grundstückskante besitzt einen Azimuth-Winkel von $8,7^\circ$. Zudem ist das Grundstück Richtung Norden um $3,39^\circ$ geneigt und $3,29^\circ$ in Richtung Westen. Die entsprechenden Daten wurden in einer Photovoltaik-Ertragsrechner-Simulationssoftware eingetragen. Anschließend wurde die Verschattung des Grundstücks analysiert. Um die betrachtete Fläche gibt es keine Bebauung, welche einen Schatten auf die Fläche werfen könnte. Lediglich vereinzelte Bäume im Süden und Osten sowie ein Baum im Westen können zu bestimmten Zeiten zur Verschattung außenliegender Photovoltaik-Module führen, vgl. Bild 9. Mit Ausnahme des

einzelnen Baumes im Westen, stehen die Bäume auf der Fläche selbst. Daher könnte über eine Fällung oder einen Beschnitt der Bäume nachgedacht werden. Der Schattenwurf kann aber mit Hinblick auf die Gesamtfläche als sehr gering eingeschätzt werden und wurde deshalb in der Ertragssimulation nicht berücksichtigt. Als nächstes wurde die Verschattung durch den Horizont betrachtet. Diese tritt auf, weil das Grundstück leicht in Richtung Norden geneigt ist. Die Sonne fällt dementsprechend etwas früher hinter den Horizont. Der Horizont wurde über die Webpage www.Bayernatlas.de vermessen und über eine Vorortbegehung verifiziert, vgl. Bild 11. Die Horizontalverschattung wurde in der Ertrags-Simulation berücksichtigt.

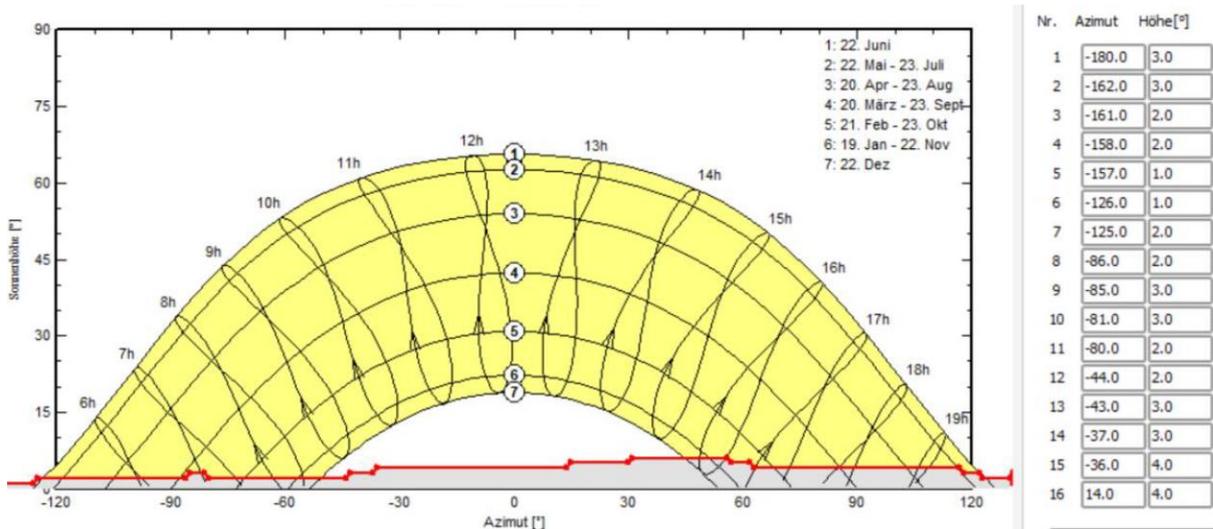


Bild 11: Horizontalverschattung der Südfläche des analysierten Standorts

5.3.2 Photovoltaikkonzept

Für Freiflächen bieten sich verschiedene Belegungs- und Aufständerkonzepte an, vgl. Bild 12. Unterschieden wird in eine fixe bzw. eine nachgeführte Aufständerkonzepte der Module.

Fixe Aufständerkonzept



Südliche Ausrichtung

- Feststehender Winkel
- Variable Modulanordnung
- Moderate Flächennutzung



Ost-West-Ausrichtung

- 14% weniger Ertrag je Modul
- 86% mehr Module je Fläche
- 1,6-facher Ertrag je Fläche

Nachgeführte Aufständerkonzepte



Einachsiges Tracking

- Ost-West Ausrichtung
- 30% mehr Ertrag je Modul
- 1,3-facher Ertrag je Fläche



Zweiachsiges Tracking

- 45% mehr Ertrag je Modul
- Flächennutzung < 1,3-facher Ertrag je Fläche

Bild 12: Photovoltaikkonzepte für Freiflächenanlagen im Vergleich

Fixe Aufständerung mit südlicher Ausrichtung

In den vergangenen Jahren wurden Photovoltaik-Module üblicherweise in Richtung Süden ausgerichtet und auf starren Ständern fixiert. Damit die Module sich möglichst wenig verschatten, werden die Photovoltaikreihen mit einem Abstand zueinander verbaut, der einerseits von der Flächenneigung und andererseits von den Kosten für die Fläche, die Module und der Unterkonstruktion abhängt, vgl. Bild 12, oben links. Zu berücksichtigen ist hierbei, dass die größten Erträge je Modul dann erreicht werden, wenn keine Verschattung auf dem Modul auftritt. Allerdings kann der Ertrag für die Gesamtfläche deutlich höher ausfallen, wenn Verschattung zugelassen wird. Hierzu wird der Abstand der Module zueinander reduziert, so dass mehr Module auf der Fläche aufgestellt werden können.

Fixe Aufständerung mit Ost-West-Ausrichtung

Aufgrund der stark gefallen Preise der Photovoltaik-Anlagen, setzt sich zunehmend eine fixe Aufständerung durch, bei der eine Modulreihe Richtung Osten und die daran anschließende in Richtung Westen ausgerichtet ist. Bei dieser Belegung verlaufen die Photovoltaik-Reihen in Form eines Satteldachs von Süden nach Norden, vgl. Bild 12, oben rechts. Der Vorteil, der sich hieraus ergibt, liegt in der besseren Ausnutzung der Fläche. Die Modulreihen von ostwestausgerichteten Photovoltaik-Anlagen benötigen keinen nennenswerten Abstand zueinander, so dass eine deutlich höhere Belegungsdichte erzielt wird, als bei südausgerichteten Anlagen. Auch wenn hierdurch der Ertrag je Modul abnimmt, können die Stromerträge aus der gleichen Fläche bis auf die 1,6-fache Menge gegenüber südausgerichteten Anlagen ansteigen [IBC13].

Weil die östlich ausgerichteten Photovoltaik-Module eher morgens und die westlich ausgerichteten eher abends in der Sonne stehen, entfällt zudem das ausgeprägte Strommaximum zur Mittagszeit, welches für südausgerichtete Anlagen typisch ist. Stattdessen verteilt sich der Stromertrag etwas gleichmäßiger über die Sonnenstunden. Dies kann sich unter Umständen positiv auf den Autarkiegrad auswirken. Ein Nachteil dieser Belegungsart ist die hohe Flächenüberdachung, welche mit einer dichten Belegung einhergeht. Ein Anbau von Pflanzen unter dichten Photovoltaikdächern wird als schwierig angesehen, insbesondere dann, wenn intransparenten Photovoltaik-Module in geringem Abstand zum Boden aufgeständert werden.

Nachgeführte Aufständerung mit einachsigen horizontalem Tracking

Neben den fix aufgeständerten Photovoltaik-Anlagen kommen zunehmend nachgeführte Systeme auf den Markt. Insbesondere auf der vergangenen Intersolar 2022 in München, waren zahlreiche Hersteller mit Systemlösungen vertreten. Zu unterscheiden sind nachgeführte Systeme, die in einer Achse nachgeführt werden und Systeme, welche über zwei Achsen nachgeführt werden. Innerhalb der einachsigen nachgeführten Systeme werden die Module entlang unterschiedlicher Achslagen nachgeführt. Unterschieden werden einachsige vertikal, einachsige horizontal und einachsige geneigte Nachführsysteme. In Bezug auf Freiflächen-Photovoltaik bieten insbesondere horizontal einachsige nachgeführte Systeme einen Vorteil. Hierbei werden die Photovoltaik-Module in Reihen angeordnet, welche von Norden nach Süden verlaufen vgl. Bild 12, unten links. Die Nachführachse verläuft entlang der Modulmitte. Über einen zentralen Motor werden viele Module gleichzeitig über den

Tagesverlauf von Osten nach Westen nachgeführt. Die Neigung der Module entspricht der Hangneigung, auf dem die Reihen aufgeständert werden.

Vorteilhaft ist diese Anordnung deshalb, weil die Module in Nord-Südrichtung unmittelbar nebeneinander angeordnet werden können, ohne dass eine gegenseitige Verschattung entsteht. Allerdings sollten die Reihen einen Abstand zueinander besitzen, um sich von Reihe zu Reihe nicht zu beschatten. Der Abstand ist wiederum von mehreren Faktoren abhängig und kann Teil einer Optimierungsrechnung sein. Hierauf haben Hangneigung, Ertragswunsch oder auch Wirtschaftlichkeit einen Einfluss.

Der Ertrag pro Fläche eines einachsig horizontal nachgeführten Systems liegt zwischen den fix aufgeständerten Varianten mit südlicher Ausrichtung und einer Anlage mit Ost-West Ausrichtung. Einachsig horizontal nachgeführte Photovoltaik-Anlagen erreichen in der Spitze etwa die 1,3-fachen Stromerträge bezogen auf die Anbaufläche wie fixe südausgerichtete Anlagen. Zudem werden je Modul bis zu 30 % höhere Erträge erreicht [IBC13].

Zwei weitere Vorteile, ergeben sich aus der Nachführung selbst. Nachgeführte Systeme bieten die Möglichkeit bei Schneefall eine Vertikalstellung einzunehmen, so dass der Schnee auf den Modulen nicht liegen bleiben kann. Schneefall wird hierbei über Sensoren automatisch erkannt. Somit können nachgeführte Systeme gerade in schneereichen Wintern gute Erträge erzielen, während der Ertrag von schneebedeckten Modulen gänzlich ausfällt. Insbesondere wenn bifaziale Photovoltaik-Module zum Einsatz kommen, kann die große Albedo von Schnee, einen wesentlichen Mehrertrag generieren. Ein weiterer Vorteil von nachgeführten Systemen besteht in der weiteren landwirtschaftlichen Bewirtschaftung der Photovoltaik-Grundstücke. Beispielsweise können die Modulreihen für die Ernte vertikal gestellt werden, wodurch sich eine breite Schneise zwischen den Modulreihen ergibt, welche sich je nach Abstand der Modulreihen zueinander mit landwirtschaftlichen Fahrzeugen befahren lässt. Darüber hinaus können die Module auch zur Verbesserung der Sonneneinstrahlung auf Anbaupflanzen eingestellt werden. Dies geht zumeist auf Kosten des Stromertrags, kann jedoch durch Verbesserung der landwirtschaftlichen Erträge lohnend sein. Nachteilig an nachgeführten Systemen ist das erhöhte Ausfallrisiko, welches zu einer erhöhten Wartung führen kann. Darüber hinaus sind nachgeführte Systeme teurer als fix aufgeständerte Systeme.

Nachgeführte Aufständigung mit zweiachsigem Tracking

Zweiachsig nachgeführte Systeme bieten die höchsten Erträge je Modul. Durch die zwei Drehachsen kann das Photovoltaik-Modul perfekt auf den Winkel der Sonneneinstrahlung eingestellt werden. Somit können die Erträge um 45 % höher liegen als bei fix aufgeständerten, südlich ausgerichteten Photovoltaik-Anlagen. Allerdings benötigen derartige Systeme zu allen Seiten hin einen Abstand, um die Mehrerträge, die durch die perfekte Anstellung der Module gewonnen werden, nicht durch eine gegenseitige Verschattung wieder zu verlieren, vgl. Bild 12, unten rechts. Somit ist der Ertrag je Fläche kleiner als bei den einachsig horizontal nachgeführten Photovoltaik-Anlagen. Ein weiterer Nachteil besteht darin, dass zur Verstellung viele Motoren benötigt werden, welche das Ausfallrisiko erhöhen und hohe Kosten verursachen. Um die Kosten für Motoren gering zu halten, werden zumeist mehrere Photovoltaik-Module auf einem Nachführsystem befestigt. Teilweise werden große

Nachführsysteme mit 10 und mehr Modulen ausgerüstet. Hierdurch entsteht viel Platz zwischen den Modulen, so dass die Fläche landwirtschaftlich genutzt werden kann. Auch bei den zweiachsig nachgeführten Systemen sind Schneewächter aber auch Windsensoren marktüblich.

Photovoltaikkonzept-Auswahl

Prinzipiell können alle genannten Photovoltaikkonzepte auf der verfügbaren Fläche zur Anwendung kommen. Mit Hinblick auf ein Stromautarkieziel von über 90 % werden jedoch die fixe Südausrichtung sowie die zweiachsig nachgeführte Variante aus der weiteren Betrachtung ausgeklammert. Beide weisen vglw. geringe Erträge im Bezug zur Fläche auf. Die rechnerisch größten Erträge würde eine fixe Aufständigung der Photovoltaik-Module in Ost-West-Ausrichtung erzielen. Zwei Überlegungen führen dazu, dass das einachsig horizontal nachgeführte Photovoltaikkonzept für die weitere Betrachtung ausgewählt wird.

Einerseits liegt Kempten im schneereichen Allgäu. Der Vorteil der nachgeführten Systeme, besteht hierbei darin, dass eine Abdeckung der Module infolge von Schneefall, automatisiert verhindert werden kann. Somit sind auch in schneereichen Wintern gute Erträge zu erzielen. Dabei ist der Winterertrag deshalb entscheidend für den Autarkiegrad, weil in dieser Zeit schlechte Stomerträge aufgrund ungünstiger Sonneneinstrahlungswinkel auf erhöhte Energieverbräuche der Fahrzeuge aufgrund kalter Außentemperaturen treffen. Die geführten Simulationen zeigten, dass alle Photovoltaik-Anlagenkonzepte Stromüberschüsse von März bis Oktober liefern. Nur in den Monaten November bis Februar besteht eine Stromunterdeckung. Gute Wintererträge sind für den Autarkiegrad somit wichtiger als der absolute Gesamtertrag der Photovoltaikanlage.

Neben diesem bedeutsamen Unterschied bietet das nachgeführte System die Möglichkeit der landwirtschaftlichen Bewirtschaftung. Es ist somit angedacht, die Fläche weiterhin als Agri-PV-Fläche, also der kombinierten Gewinnung von Strom und landwirtschaftlichen Erträgen, zu verwenden. Bild 13 zeigt eine Nutzwertanalyse, welche zur Auswahl eines geeigneten Photovoltaikkonzepts gemeinsam mit verschiedenen Stakeholdern ausgefüllt und angewendet wurde.



	Gewicht	Fixe Aufständigung				Nachgeführte Aufständigung			
		Südliche Ausrichtung		Ost-West-Ausrichtung		Einachsiges Tracking		Zweiachsiges Tracking	
		Punkte	Teilnutzen	Punkte	Teilnutzen	Punkte	Teilnutzen	Punkte	Teilnutzen
Ertrag pro Fläche	50%	3	1,5	5	2,5	4	2	3	1,5
Ertrag bei Schnee	15%	2	0,3	2	0,3	5	0,75	5	0,75
Eignung für Agri-PV	15%	3	0,45	1	0,15	4	0,6	5	0,75
Kosten	20%	4	0,8	5	1	4	0,8	3	0,6
Nutzwert			61%		79%		83%		72%

Bild 13: Auswahl eines Photovoltaikkonzepts basierend auf einer Nutzwertanalyse

5.3.3 Komponentenauswahl

Nachdem das Photovoltaikkonzept festgelegt ist, werden mögliche Photovoltaik-Module und Wechselrichter gewählt.

Photovoltaik-Module

Im Bereich der Photovoltaik-Module hat sich die monokristalline Zelltechnologie weitgehend durchgesetzt. Diese weisen im Vergleich zu multikristallinen Zellen höhere Wirkungsgrade auf und konnten sich durch verbesserte Produktionstechnik auch im Hinblick auf das PreisLeistungsverhältnis durchsetzen. Dünnschichtzellen werden vorwiegend aus architektonischen Gründen eingesetzt. Aber auch sie weisen nicht die Effizienzen von monokristallinen Photovoltaik-Modulen auf und werden deshalb im Bereich von Freiflächen-Photovoltaik-Anlagen nur sehr selten verwendet. Im Bereich der monokristallinen Zellen sind drei unterschiedliche Zell-Technologien relevant, welche sich hinsichtlich Kosten und Leistung unterscheiden. Konventionelle monokristalline Solarzellen, Heterojunction-Solarzellen (HJT) und Passivated Emitter and Rear Cell-Solarzellen (PERC). Konventionelle Zellen weisen den geringsten Wirkungsgrad auf, PERC-Zellen den höchsten. HIT-Zellen befinden sich dazwischen. Der bessere Wirkungsgrad der HIT und PERC-Zellen erzwingt jedoch zusätzliche Produktionsschritte, so dass die Kosten mit dem Wirkungsgrad ansteigen. Mit sinkenden Produktionskosten gewinnen die HIT und PERC-Technologie jedoch zunehmend Marktanteile. Im Bereich der Freiflächen-Photovoltaik-Anlagen gewinnt vor allem die Bifazialität, welche insbesondere mit der HIT-Technik verbunden werden kann an Bedeutung. Bifaziale Solarzellen bieten die Möglichkeit Strahlung, die auf die Rückseite der Module einfällt in Strom zu wandeln. Dabei ist diese Technik dann interessant, wenn auf die Rückseite der Zellen nennenswerte Anteile an Sonnenstrahlung einfällt. Dies ist aufgrund der größeren Abstände der Module zum Boden, insbesondere bei Freiflächenanlagen der Fall. Besonders gut sind die Erträge von bifazialen Solarzellen bei Schnee. Die hohe Albedo des weißen Schnees, führt zu hohen Reflexionsanteilen der Sonnenstrahlung auf der Rückseite der Photovoltaik-Module und erwirkt somit erhöhte Erträge. Gerade an dem analysierten Standort, in dem Schneetage im Winter keine Seltenheit sind, ist diese Technologie somit interessant. Zudem ist für den ganzjährigen Betrieb einer eBusflotte der Winterertrag entscheidend für den Autarkiegrad. Somit wird in diesem Projekt die Verwendung bifazialer Photovoltaik-Module empfohlen und für die Ertragssimulation verwendet.

Im Modul hat sich die Halbzellentechnik weitgehend durchgesetzt. Hierdurch wird der Strom über eine höhere Spannungslage abgegeben infolgedessen die Stromstärke bei gleicher Leistungsabgabe sinkt. Durch diese Technik können hierdurch Kabel mit geringerem Durchmesser verwendet bzw. Leitungsverluste reduziert werden.

Im Bereich der Freiflächen-Photovoltaik setzen sich zunehmend größere Module durch, welche an die 2,3 m x 1,2 m heranreichen. Hierdurch können die Hersteller die Kosten je kWp reduzieren. Zudem wird der Montageaufwand reduziert, was ebenfalls zu geringeren Kosten führt. Zum Zeitpunkt der Simulation sind in der verwendeten Software, Module mit einer maximalen Leistung von bis zu 540 Wp hinterlegt. Auf der InterSolar 2022 wurden zu diesem Zeitpunkt bereits Module mit einer Leistung von über 600 Wp vorgestellt, welche größtenteils jedoch noch nicht verfügbar waren. Dementsprechend sollte kurz vor dem Kaufabschluss geprüft werden, ob sich im Bereich der Photovoltaik-Module noch etwas getan hat.

Für die Ertragssimulation wird ein bifaziales Photovoltaikmodul der Firma LUXOR mit der Bezeichnung »Luxor ECO LINE M144 540W Halbzellen BF« verwendet. Module mit vergleichbarer Technologie sind auch von anderen Herstellern verfügbar und werden die Erträge nur unwesentlich verändern.

Wechselrichter

Als weitere Systemkomponente wird ein Wechselrichter definiert. Für den grundsätzlichen Systemaufbau bestehen zwei Konzepte. Zum einen ein dezentraler Aufbau mit vielen kleinen Wechselrichtern, zum anderen ein zentraler Aufbau mit einigen wenigen großen Wechselrichtern. Zentrale Auslegungen eignen sich besonders für große Anlagen, bei denen die Ausrichtung der PV-Module ähnlich ist. Ein großer Wechselrichter ist dann meist pro Watt günstiger und bedingt geringere Wartungsarbeiten. Durch die geringere Komponentenzahl reduziert sich zusätzlich der Materialverbrauch bei Erschließung und Instandhaltung. Zusätzlich sind die DC-Kabel bis zum Wechselrichter günstiger und verlustärmer. Kleinere Wechselrichter wiederum bieten einen Vorteil für verschieden ausgerichtete PV-Felder. Durch die einzelnen Wechselrichter pro Modulstrang gleicher Ausrichtung können so Mismatching-Verluste reduziert werden, was wiederum in Ertragsteigerungen resultiert. Außerdem ist das System resilienter gegenüber eines Komplettausfalls. Aufgrund der Resilienz und Reduktion von Mismatching-Verlusten wird ein dezentraler Ansatz gewählt.

Beide Optionen weisen Vor- und Nachteile auf. Im Rahmen dieses Projekts werden dezentrale Wechselrichter verwendet, welche vglw. hohe Photovoltaik-Leistungen aufnehmen können. Diese stellen einen Kompromiss aus ausreichend hoher Resilienz und geringem Montageaufwand dar. Für die Ertragssimulation wird ein »SMA Sunny Highpower Peak3« gewählt, welcher eine maximale Stromabgabe von 150 kW besitzt.

5.3.4 Statische Ertrags-Simulation Freiflächen Photovoltaik

Für die Ertragssimulation wurde der Standort eingegeben, die Neigung des Grundstücks hinterlegt und eine virtuelle Belegung der Fläche nach dem Konzept der einachsig horizontal nachgeführten Aufständering mit den obengenannten Modulen vorgenommen. Zudem wurde die Horizontalverschattung hinterlegt bzw. berücksichtigt. Der Ertrag, der auf der Grundstückfläche gewonnen werden kann, hängt wesentlich von der Belegungsdichte ab. Mit Hinblick auf das gewählte Konzept wird die Belegungsdichte durch den Reihenabstand, der von Süden nach Norden verlaufenden Photovoltaik-Module, definiert. Wird der Reihenabstand gering gewählt, steigen die Verschattungsanteile der Reihen untereinander an, so dass je Modul geringere Erträge erzielt werden. Allerdings können durch kurze Reihenabstände mehr Module auf dem Grundstück aufgestellt werden, so dass die Ertragsleistung je Fläche ansteigen kann. Der Reihenabstand stellt somit eine Optimierungsgröße zwischen Leistung je Modul und Leistung je Fläche dar. Zu berücksichtigen ist, dass mit einer höheren Belegungsdichte infolge eines reduzierten Reihenabstands, natürlich auch die Kosten für den höheren Bedarf an Photovoltaik-Module n und der dazugehörigen Unterkonstruktion steigen.

Der Reihenabstand lässt sich über verschiedene Ansätze definieren. Einerseits kann über eine iterative Simulation der optimale Reihenabstand gefunden werden, andererseits existieren Faustformeln, durch die praxisnahe Reihenabstände berechnet werden können.

Ein mathematischer Ansatz wird durch Quaschnig vorgeschlagen [QUAS22]. Hierin schlägt er zur Auslegung vor, den Einstrahlwinkel der Sonne am kürzesten Tag des Jahres am Standort der Anlage über Formel 1 zu berechnen. Über den Breitengrad von $47,7184^\circ$ kann ein Sonneneinstrahlwinkel von $18,84^\circ$ ermittelt werden.

$$\text{Sonnenhöhe am kürzesten Tag} = 90^\circ - 23,44^\circ - \text{Breitengrad} = 18,84^\circ \quad \text{Formel 1}$$

Dieser Winkel sollte vom Abschattungswinkel α nicht überschritten werden, vgl. Bild 13.

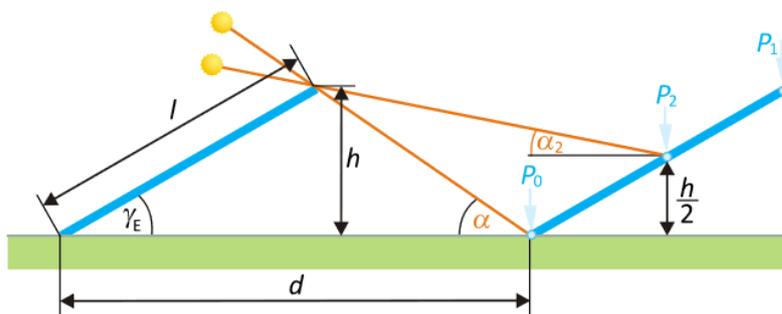


Bild 14: Abschattung der Modulreihen untereinander [QUAS22]

Um den Abschattungswinkel zu ermitteln, werden Formel 2 und Formel 3 verwendet. Die Länge des Moduls beträgt 2,279 m.

$$\text{Flächennutzungsgrad} = \frac{\text{Modullänge}}{\text{Reihenabstand}} \quad \text{Formel 2}$$

$$\alpha = \frac{\text{Flächennutzungsgrad} \cdot \sin(\text{Neigungswinkel})}{1 - \text{Flächennutzungsgrad} \cdot \cos(\text{Neigungswinkel})} \quad \text{Formel 3}$$

Variabel ist der Reihenabstand sowie der Neigungswinkel der Module aufgrund der Nachführung. Der größtmögliche Flächennutzungsgrad wird bei minimalem Reihenabstand erreicht. Allerdings wird hierdurch der Vorteil der Nachführung verwirkt und die Erträge je Modul werden minimal. Dies resultiert daraus, dass vormittags und nachmittags, also in Zeiten, in denen die Sonne von einem rechtwinkligen Einfallswinkel auf den Boden (Azimuth) abweicht, bereits kleinste horizontale Neigungswinkel der Module zu einer Verschattung der Nachbarreihen führen. Dementsprechend steigen die Erträge je Modul an, wenn der Reihenabstand vergrößert wird.

Ein initialer Reihenabstand wurde zunächst mathematisch berechnet. Ein guter Kompromiss zwischen Flächennutzungsgrad (Ertrag je Grundstücksfläche) und Ertrag je Modul zeigten Reihenabstände zwischen 2,8 m und 3,8 m. Um diesen Wertebereich zu verifizieren, wurden die Erträge unter Anwendung unterschiedlicher Reihenabstände mit einer Simulationssoftware ermittelt. Es zeigte sich, dass die mathematisch berechneten

Reihenabstände zwischen 2,8 m und 3,80 m vglw. nahe beieinander liegen. Dabei führen geringere Reihenabstände zu leicht höheren Gesamterträgen, jedoch wie zu erwarten zu geringeren Erträgen je Modul. Allerdings konnte ebenfalls gezeigt werden, dass größere Reihenabstände, insbesondere im Winter, vglw. gut abschneiden. Dies ist darauf zurückzuführen, dass mit sinkendem Azimuth in den Wintermonaten die Verschattung der Modulreihen zunimmt.

Letztlich wurde für die weitere Betrachtung ein Reihenabstand von 3,3 m festgelegt. Dieser Reihenabstand ermöglicht nur unwesentlich geringere Jahreserträge und zeigt ein gutes Verhalten in den Wintermonaten. Zu beachten ist, dass mit größerem Reihenabstand, die Investitionskosten aufgrund einer geringeren Modulanzahl verringert werden. 3,3 m können somit für die entsprechende Fläche als sinnvoller Kompromiss zwischen Flächennutzung und Wirtschaftlichkeit angesehen werden.

Unter Einhaltung dieses festgelegten Reihenabstands von 3,3 m, können auf der analysierten Südfläche annähernd 10.000 Photovoltaik-Module errichtet werden. Dies entspricht einer installierten Leistung von 5.660 kWp, welche einen durchschnittlichen Stromjahresertrag von 5,83 GWh/Jahr generieren können, vgl. Bild 15.

Ertrag Freiflächen-Photovoltaik

Statische Simulation

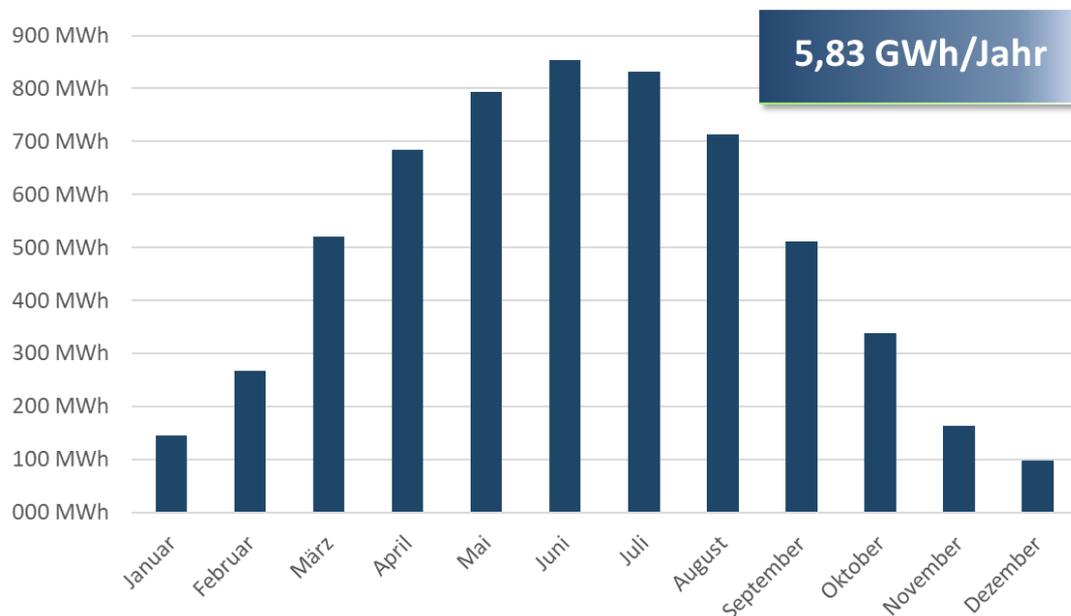


Bild 15: Stromjahresertrag für eine Freiflächen-Photovoltaikanlage auf der analysierten Fläche auf Basis einer statischen Simulation

6 Teilsysteme und Gesamtkonzept

Nach eingehenden Recherchen wird das folgende Gesamtkonzept für den Betrieb der 50 eBusse, welche den Öffentlichen Personennahverkehr in Kempten abdecken sollen, aufgestellt. Dieses besteht aus den drei Standorten. Den beiden genannten Betriebshöfen und der Freiflächen-Photovoltaik mit Lade-Hub. Um eine bestmögliche Nutzung der verfügbaren Flächen zu erreichen, werden die Dächer der Betriebshöfe sowie die verfügbare Freifläche mit Photovoltaik-Anlagen gerüstet. Zum Laden der Busse werden an allen drei Standorten Ladestationen aufgestellt, deren Anzahl in einer abschließenden dynamischen Energieflusssimulation ermittelt, bzw. optimiert wird. Zur Erhöhung des Autarkiegrads werden darüber hinaus an allen Standorten stationäre Batteriespeicher eingebunden, welche die Erträge der Sonnenstunden in Zeiten verlegen können, zu denen keine Photovoltaikerträge möglich sind. Um Zeiten energieautark zu überbrücken, in denen zu wenig Strom für den Betrieb der Busse zur Verfügung steht, werden außerdem Blockheizkraftwerke an den Bushöfen errichtet. Diese werden mit den bestehenden Tankanlagen betrieben. Um einen 100 % treibhausgasneutralen Betrieb sicherzustellen, werden diese künftig mit regenerativen Flüssigkraftstoffen befüllt. Die Blockheizkraftwerke stellen eine Art Notstromversorgung dar, welche vorwiegend in den sonnenarmen Wintermonaten zum Einsatz kommt.

Die einzelnen Komponenten müssen bzgl. ihrer Leistungsdaten aufeinander abgestimmt werden. Darüber hinaus muss zum Laden der Fahrzeuge die Anzahl der Ladestationen ausgelegt werden. Dies geschieht innerhalb der selbstentwickelten, dynamischen Energieflusssimulation. Die Simulation gibt Aufschluss darüber, wie sich das konzipierte Gesamtsystem im realen Einsatz verhalten wird. Im Folgenden werden ausgewählte Komponenten des Gesamtkonzepts näher analysiert.

6.1 Speicher

6.1.1 Stationäre Batteriespeicher

Um größere Mengen des selbstproduzierten Photovoltaikstroms effizient nutzen zu können, bieten sich zusätzliche Batteriespeicher an, welche die Stromerträge in Zeiten einer Unterdeckung verschieben können. Deshalb wurden die Photovoltaik-Anlagen der Betriebshöfe sowie die Freiflächen-Photovoltaik mit stationären Batteriespeichern verknüpft. Auch hier ist zu berücksichtigen, dass die Batteriespeicher je nach Größe und auch Technologie unterschiedliche Lade- und Entladeleistungen sowie Wirkungsgrade besitzen. Die entsprechenden Batterieeigenschaften werden recherchiert und in der Simulation hinterlegt.

Besonders effizient sind Lithium-Ionen-Batterien. In den vergangenen Jahren konnten sich verschiedene Lithium-Ionen-Batterien durchsetzen, die sich insbesondere im Hinblick auf deren Energiedichte, Lade- und Entladeleistungen, Verhalten bei unterschiedlichen Temperaturen, Langlebigkeit und auch Kosten unterscheiden. Während sich im Fahrzeugbereich, aufgrund deren hohen gravimetrischen und volumetrischen Energiedichte, vor allem die so genannte Lithium-Nickel-Mangan-Cobalt-Batterien (NMC) und die Lithium-Nickel-Cobalt-Aluminium Batterien (NCA) durchsetzen konnten, wird im stationären Bereich

vor allem die Lithium-Eisen-Phosphat Batterie (LFP) eingesetzt. Die Bezeichnung der Batterien ist von der chemischen Zusammensetzung des Elektrodenmaterials abgeleitet.

LFP-Batterien weisen mehrere Vorteile für stationäre Anwendungen auf. Nachteilig ist jedoch die geringere Energiedichte von LFP-Akkus, die für stationäre Batterien jedoch zumeist eine untergeordnete Rolle spielt. Vorteilhaft hingegen ist die höhere Ladezyklusfestigkeit gegenüber NMC- und NCA-Batterien, weshalb LFP-Akkus allgemein als langlebiger gelten. Darüber hinaus sind LFP-Akkus thermisch stabiler, weshalb es seltener zu Thermal-Runaway-Ereignissen kommt. Zusätzlich benötigen LFP-Akkus weniger kritische Materialien.

Als kritisch wird in Lithium-Ionen-Batterien insbesondere Cobalt und in abgeschwächter Form auch Lithium angesehen. Cobalt wird zu einem Großteil im Kongo gewonnen und mit Kinderarbeit in Verbindung gebracht. Zudem sind die bekannten Cobalt-Ressourcen knapp. Vor diesem Hintergrund ist das Element zu einem teuren Rohstoff aufgestiegen, so dass der Einsatz in Batterien stetig reduziert wurde. Auch NMC und NCA-Batterien sind Batterien, die gegenüber der ursprünglichen Lithium-Cobaltdioxid-Batterie (LCO), deutlich reduzierte Cobalt-Anteile besitzen. LFP-Akkus kommen gänzlich ohne Cobalt aus. Nicht zuletzt deshalb, sind LFP-Akkus auch günstiger als NMC und NCA-Batterien [MERK21].

Auch Lithium wird immer wieder als kritisch betrachtet. Als besonders kritisch wird die Gewinnung angesehen, die in der Atacama-Wüste im Länderdreieck zwischen Argentinien, Chile und Bolivien praktiziert wird. Hierbei wird eine Technik eingesetzt, bei der unterirdisches lithiumhaltiges Salzwasser an die Oberfläche in flache Becken gepumpt wird. Das Wasser verdunstet dort und das lithiumhaltige Salz kann gewonnen werden. Es wird davon ausgegangen, dass sich durch das Hochpumpen des Salzwassers auch der Grundwasserspiegel dieser wasserarmen Region absenkt, wodurch die umliegende Landwirtschaft zunehmend Schwierigkeiten bekommt, ihre Felder zu bewirtschaften. Zu erwähnen ist, dass lediglich 20 % des Lithiums aus der Atacama-Wüste stammen. Zudem wird Lithium auch bergwerktechnisch gewonnen. Die bergwerktechnische Gewinnung gilt als weniger kritisch und wird bereits in zahlreichen anderen Abbaugebieten praktiziert. Insbesondere das Lithium aus Australien, welches 58 % des Weltmarktes ausmacht, wird hauptsächlich durch bergwerktechnische Verfahren gewonnen [DERA21]. Neben den Gewinnungsmethoden wurde insbesondere zu Beginn der Markteinführung von Lithium-Ionen-Batterien befürchtet, dass angesichts des hohen Batteriebedarfs, Lithium knapp werden könnte. Mit dem zunehmenden Interesse ist jedoch auch die Exploration vorangeschritten, so dass zunehmend Lagerstätten gefunden werden konnten [USGS20]. Auch wenn Lithium als endlicher Rohstoff betrachtet werden muss, hat sich die Befürchtung einer Lithiumverknappung aktuell eher wieder entspannt.

Im Bereich der stationären Batterien existieren auch Alternativen zu Lithium-Ionen-Akkus. Insbesondere Natrium-Batterien werden im stationären Bereich eingesetzt. Dies birgt mehrere Vorteile. Natrium-Batterien benötigen keine Elemente, die aktuell als kritisch angesehen werden. Zudem sind die benötigten Elemente sehr viel günstiger als die von Lithium-Ionen-Batterien. Derzeit sind vor allem Natrium-Schwefel-Thermal-Akkus verfügbar [HOLZ18]. Diese gelten als sehr langlebig. Ein Nachteil dieser Batterien besteht im Wirkungsgrad, der zwischen

70 bis 85 % liegt und damit deutlich hinter denen von LFP-Akkus zurückfällt. Lithium-Ionen-Akkus werden üblicherweise mit Werten oberhalb von 95 % angegeben [LEUT13]. Entsprechend der Ankündigungen von CATL, einem der größten Batteriehersteller der Welt, werden in Kürze weitere Natrium-Ionen Batterie-Technologien auf dem Markt verfügbar sein, welche deutlich höhere Wirkungsgrade versprechen.

Innerhalb dieses Projekts wird empfohlen LFP- oder Natrium-Schwefel-Thermal-Akkumulatoren als stationären Speicher einzusetzen. Zu beachten ist, dass im Falle der Natrium-Schwefel-Thermal-Akkumulatoren aufgrund des geringeren Wirkungsgrads größere Kapazitäten zu verwenden sind. Tabelle 2 zeigt die Eigenschaften der relevanten Batterie-Technologien im Überblick.

Tabelle 2: Übersicht relevanter Batterie-Technologien

Bezeichnung	Elektrodenmaterialien	Zell-Spannung	Energie-dichte	Lade-zyklen	Wirkungs-grad
Lithium-Nickel-Mangan-Cobalt -Akkumulator (NMC)	LiNiMnCoO ₂ Graphit	3,6-3,7 V	150-220 Wh/kg	1.000-2.000	> 95 %
Lithium-Eisenphosphat -Akkumulator (LFP)	LiFePO ₄ Graphit	3,2-3,3 V	90-120 Wh/kg	> 2.000	> 95 %
Natrium-Schwefel Thermal-Akkumulator (NAS)	Schwefel Natrium	1,5-2,1 V	100-120 Wh/kg	7.300	70 bis 85 %

6.1.2 Langzeitspeicher

Wie zu erwarten, zeigt sich, dass die Erträge der Photovoltaik-Anlagen nicht zu jedem Zeitpunkt ausreichen, um die eBusflotte vollständig mit selbstproduziertem Strom zu versorgen. Besonders in den Wintermonaten November, Dezember, Januar und Februar können die Stromerträge die Verbräuche der eBusflotte nicht decken. Im Gegenteil dazu, entstehen insbesondere in den Sommermonaten große Stromüberschüsse, welche den Verbrauch der eBusflotte deutlich übersteigen.

Daher liegt der Gedanke nahe, die fehlenden Energiemengen des Winters mit den Überschüssen des Sommers zu decken. Theoretisch wäre dies mit stationären Batterien möglich. Dies erscheint jedoch mit Hinblick auf die hierfür erforderlichen Batteriegrößen und die damit verbundenen exorbitanten Kosten fern ab von wirtschaftlichen Lösungen. Kosteneffizienter erscheint stattdessen die Umwandlung des Stroms in chemische Energieträger.

Als chemische Energiespeicher sind insbesondere Wasserstoff, eFuels und Ammoniak in der Diskussion. Beispielsweise ist es möglich, den überschüssigen Strom des Sommers für das so genannte Elektrolyseverfahren, zum Spalten von Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff zu verwenden. Hierdurch wird der Strom indirekt im Wasserstoff gespeichert. In Zeiten einer Stromunterdeckung könnte der Wasserstoff in Brennstoffzellen oder auch

Blockheizkraftwerken in Strom rückgewandelt und somit zum Laden der Busse genutzt werden.

Darüber hinaus wäre es denkbar, den Wasserstoff unter Zugabe von Kohlenstoff, der aus Biomasse oder auch der Atmosphäre [SUNF22] gewonnen werden kann, zu einem langkettigen Kohlenwasserstoff zu synthetisieren. Durch diese Technik können im so genannten Fischer-Tropsch-Verfahren und der anschließenden Aufbereitung flüssige Treibstoffe, die so genannten eFuels, hergestellt werden [INER22].

Alternativ zu eFuels bietet sich die Ammoniak-Synthese im so genannten Haber-Bosch-Verfahren an. In diesem Verfahren wird Stickstoff an den Wasserstoff angehängt. Die Ammoniakherstellung ist bereits heute in der Chemieindustrie weitverbreitet, weil Ammoniak als Grundstoff für die Herstellung zahlreicher Substanzen, wie Kunststoffe oder Düngemittel, eingesetzt wird.

Alle genannten Technologien weisen Vor- und Nachteile auf, die in dieser Studie nochmal untersucht wurden. Allen aufgeführten Technologien, ist die Herstellung von Wasserstoff vorgeschaltet. Es zeigte sich, dass in dem erforderlichen Leistungsbereich kaum Systeme auf dem Markt verfügbar sind. Die meisten Hersteller derartiger Systeme richten sich an Großunternehmen, die hauptsächlich in der Chemieindustrie zu verorten sind. Darüber hinaus ist insbesondere der Umgang mit Wasserstoff mit strengen Sicherheitsauflagen verbunden, die einen schnellen, unkomplizierten Einstieg in diese Technik verwehren. Üblich ist in diesem Zusammenhang, die Zusammenarbeit mit großen Gaslieferanten wie Linde, welche die Anlagen sicherheitstechnisch überwachen, warten und sich um die Speicherung der Gase kümmern. Ein weiteres Problem zeigt sich in der Speicherung von Wasserstoff. Um die gesamte Langzeitspeicherung über Wasserstoff zu realisieren, werden aufgrund der geringen volumetrischen Energiedichte enorm große Tankanlagen benötigt. Dabei kann der Wasserstoff entweder in Drucktanks oder in Kryogentanks gelagert werden. Die Investition sowie der Platzbedarf für diese Lager ist erheblich und kann auf den verfügbaren Flächen nicht sinnvoll untergebracht werden.

Da in den Betriebshöfen bereits Tankanlagen für Diesel zur Verfügung stehen, würde sich deshalb eine Synthetisierung von Wasserstoff und Kohlenstoff zu flüssigen Energieträgern anbieten. Leider zeigten die Recherchen, dass diese Anlagentechnik in der benötigten Größe zum Zeitpunkt der Studie auf dem Markt noch nicht erhältlich ist. Auch hier werden zunächst Großkonzerne bedient.

Aus diesem Grund wird empfohlen, die Realisierung eines Langzeitspeichers in die Zukunft zu verschieben und stattdessen den gesamten überschüssigen Strom über PPA-Verträge zu verkaufen. Dafür muss die Freiflächen-Photovoltaikanlage an das öffentliche Stromnetz angebunden werden. Die Kosten zur Erschließung sind den Erträgen gegenüber zu stellen.

Um dennoch die Unterdeckung im Winter mit regenerativem Strom zu decken, wurde empfohlen, die Strommengen über ein Blockheizkraftwerk zu decken. Einige Blockheizkraftwerke sind für die Rückverstromung von verschiedensten Energieträgern geeignet und bieten somit eine enorme Flexibilität. Dies ermöglicht zudem die Weiternutzung

der bestehenden Tankanlagen. Die Idee besteht darin, flüssige regenerative Kraftstoffe aus der Region zuzukaufen und diese in den bestehenden Tankanlagen zwischenspeichern. Dementsprechend bieten sich in erster Linie Biokraftstoffe an, welche in der Region angebaut und hergestellt werden. Je nach Verfügbarkeit und Preis können aber auch eFuels oder Wasserstoff in der gleichen Anlage in Strom gewandelt werden. Wasserstoff bedingt jedoch den Zubau von Wasserstoffspeichern. Aufgrund des großen Platzbedarfs müssten diese durch regelmäßige Tankwagenlieferungen bereitgestellt werden.

6.2 Batterieelektrische Busse

Aufgrund der guten Erfahrungen der Busunternehmen Berchtold und Haslach, standen insbesondere Busse der Firmen MAN und Mercedes Benz zur engeren Wahl. Der Bus von Mercedes Benz namens eCitaro wird zum Zeitpunkt der Studie als Solo- und Gelenkbus angeboten. Der Solobus kann maximal bis zu 88 Personen, der Gelenkbus bis zu 146 Personen transportieren. Beide Varianten besitzen einen 125 kW Antrieb. Zur Auswahl stehen NMC- und Festkörperbatterien. Beide sind als Module verbaut und können in ihrer Anzahl variiert werden. Die NMC-Batterien werden mit Batteriegesamtkapazitäten von 198, 264, 330 und 396 kWh angeboten. Festkörperbatterien sind mit Kapazitäten von 378 bzw. 441 kWh erhältlich [MERC23].

Während die NMC-Batterie mit maximal 150 kW Leistung geladen werden kann, wird zum Laden der Festkörperbatterie lediglich eine Ladeleistung von 80 kW zugelassen [MERC20]. Die Busse können wahlweise über CCS-Stecker, Pantographen oder Ladeschienen geladen werden. Über Pantographen und Ladeschienen sind Ladeleistungen von bis zu 300 kW möglich.

Der eBus der Firma MAN nennt sich Lion's City E. Er wird in den drei Varianten 10E, 12E und 18E angeboten. Die Zahl bezieht sich hierbei auf die Länge der Fahrzeuge in Metern. In den Bussen lassen sich maximal 80, 104 bzw. 146 Personen transportieren. MAN setzt Batterien der NMC-Technologie ein. Für seinen kürzesten Bus E10 gibt MAN eine Dauerleistung von 160 kW an. Der Bus wird mit einer Batteriekapazität von 320 kWh bis zu 400 kWh angeboten. Der E12 ist mit dem gleichen Antrieb ausgestattet wird jedoch mit einer Batteriekapazität von 320 kWh bis zu 480 kWh ausgeliefert. Der größte Bus im Angebot, der E18, ist mit einem leistungsstärkeren Antrieb ausgestattet, der dauerhaft eine Leistung von 267 kW aufbringen kann. Zudem ist er mit einer maximalen Batteriekapazität von 480 bis zu 640 kWh erhältlich [MAN23]. Alle Busse werden mit einem CCS-Stecker mit einer maximalen Ladeleistung von 150 kW geladen. Ab 2024 möchte MAN ebenfalls eine Pantographenlösung anbieten.

Anders als die eBusse von Mercedes Benz, werden die eBusse von MAN erst ab 2023 ausgeliefert. Bemerkenswert ist, dass die Busse von MAN stärker motorisiert und mit größeren Batteriekapazitäten ausgerüstet werden.

6.3 Ladestationen

Zum Laden der eBusse bieten nahezu alle Bus-Hersteller das Laden über CCS-Stecker an. Darüber hinaus wird vermehrt das Laden über Pantographen oder Ladeschienen angeboten.

Bei Ladeschienen sitzt der Pantograph auf der Seite der Ladestation, der sich zum Laden auf zwei Stromschienen drückt. Die Stromschienen sind auf dem Dach der Busse verbaut. Der Vorteil von Pantographen bzw. Ladeschienen besteht darin, dass der Ladevorgang sehr leicht automatisiert werden kann. Deshalb wird diese Technologie zumeist für das schnelle Zwischenladen an Haltestellen eingesetzt.

Die für diese Studie relevanten Bushersteller MAN und Mercedes Benz, setzen auf Ladeleistungen in Höhe von 150 kW [MAN23], [MERC23]. Lediglich für das Beladen der optionalen Festkörperbatterie von Mercedes Benz sind maximal 80 kW zugelassen. Für die weitere Simulation wurden dementsprechend auch für die Ladestationen eine Ladeleistung von 150 kW verwendet. Eine genauere Analyse der Ladestationen war nicht Teil der Studie.

6.4 Blockheizkraftwerke

Um in Zeiten einer Stromunterdeckung weiterhin 100 % regenerativen Strom produzieren zu können, ist an den Betriebshöfen die Integration von Blockheizkraftwerken vorgesehen. Ein Blockheizkraftwerk (BHKW) ist eine Anlage zur gleichzeitigen Erzeugung von Wärme und elektrischer Energie aus einer Energiequelle. Die entstehende Abwärme kann zur Beheizung der Gebäude genutzt werden. Dadurch erreichen BHKWs hohe Gesamtwirkungsgrade von über 90 %.

BHKWs bestehen aus einem Verbrennungsmotor oder einer Gasturbine, die einen Generator antreibt, um elektrische Energie zu erzeugen. In seltenen Fällen werden auch Brennstoffzellen eingesetzt. Dies bedingt jedoch einen Energieträger, der für den Betrieb der Brennstoffzelle geeignet ist. Blockheizkraftwerke auf Basis von Verbrennungsmotoren, können sehr flexibel mit unterschiedlichen Energieträgern betrieben werden. Dies ermöglicht die Weiternutzung der Tankanlagen, welche an den Betriebshöfen zum Betrieb der konventionellen Diesel-Fahrzeuge verfügbar sind. Dementsprechend liegt die Verwendung flüssiger Energieträger nahe.

In diesem Zusammenhang wurde der Hersteller INNIO Jenbacher GmbH & Co OG mit Hauptsitz in Österreich kontaktiert. INNIO Jenbacher bietet BHKWs in den erforderlichen Leistungsklassen auf Basis von Verbrennungsmotoren an. Laut INNIO Jenbacher können deren Motoren der BHKWs mit Diesel, Biodiesel oder eFuel genauso betrieben werden wie mit Erdgas, Biogas oder Wasserstoff. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass bei der Verwendung von Wasserstoff der Wirkungsgrad um etwa 5 % abnimmt. Dies ist deshalb der Fall, weil die Anlagen nicht auf den Wasserstoffbetrieb optimiert sind.

Der Nachteil der BHKWs mit Verbrennungsmotoren besteht darin, dass laut INNIO Jenbacher etwa 40 % der Energie des Energieträgers in Strom gewandelt werden und 50 % in Wärme. Sicher kann ein Großteil der Wärme zur Beheizung der Betriebshöfe verwendet werden. Da die BHKWs primär für die Stromversorgung eingesetzt werden sollen, wäre ein größerer strombezogener Wirkungsgrad wünschenswert. Zu berücksichtigen ist jedoch, dass die BHKWs nur für die Notstromversorgung eingesetzt werden. Wird der angestrebte Energieautarkiegrad von 90 % erzielt, entfallen somit lediglich 10 % der Stromerzeugung auf die BHKWs. Zudem treten die Situationen der Stromunterdeckung zum überwiegenden Teil in

den kalten Wintermonaten auf, in denen große Anteile der Wärme zum Heizen des Gebäudes sinnvoll genutzt werden können.

6.5 Verschaltung der Komponenten

Busunternehmen, welche ihren Betrieb auf eBusse umstellen, installieren zumeist einen Teil der Ladepunkte entlang ihrer Busstrecken. Üblicherweise muss in diesem Fall eigenproduzierter Strom durch öffentliche Stromnetze geleitet werden. Hierdurch fallen Netzentgelte, Steuern und sonstige Stromabgaben an, welche die Betriebskosten erhöhen. Darüber hinaus muss der Strom der Photovoltaikanlage in Wechselstrom gewandelt werden, um in das öffentliche Netz eingespeist zu werden. Da die Batterien der eBusse mit Gleichstrom geladen werden müssen, muss der Wechselstrom aus dem öffentlichen Netz anschließend wieder gleichgerichtet werden.

Innerhalb dieses Projekts wird ein anderer Ansatz verfolgt. Dadurch, dass sich die 3 verfügbaren Standorte in unmittelbarer Nähe zu den Buslinien befinden und sich über das Busliniengebiet verteilen, sollen die Busse ausschließlich an diesen Standorten geladen werden. Begünstigt wird dieses Konzept durch so genannte Rendezvous-Bushaltestellen, an denen viele Linien aufeinandertreffen. Hierdurch wird es möglich, Busse, welche einen niedrigen Akkuladestand besitzen und sich auf Linien befinden, die nicht an Lade-Standorten vorbeiführen mit anderen Bussen zu tauschen. Diese Rendezvous-Bushaltestellen sind in Kempten verfügbar und wurden in der Simulation berücksichtigt. Dies ermöglicht es Umwege für Ladefahrten zu vermeiden.

Der hier verfolgte Ansatz hat mehrere Vorteile. Einerseits können die eBusse über kurze Stromleitungen den Strom der Photovoltaik-Anlagen unmittelbar abnehmen. Hierdurch fallen keine Netzentgelte und sonstigen Stromabgaben an. Zudem entfallen die Umwandlungsverluste für die Transformation des Stroms in Wechselstrom und wieder zurück in Gleichstrom. Gleichzeitig müssen keine neuen Standorte für Ladestationen errichtet werden. Hierbei ist zu beachten, dass die Suche und das zur Verfügung stellen von geeigneten Standorten für Ladestationen langwierig sein kann und nicht selten mit aufwendigen stadtpolitischen und rechtlichen Prozessen verbunden ist.

Während die Betriebshöfe an die öffentliche Stromversorgung angeschlossen sind, liegt an dem Grundstück, auf dem die Freiflächen-Photovoltaik und der Lade-Hub errichtet werden, keine Netzversorgung an. Daher wurde geprüft, ob dieser Standort als Strominsel betrieben werden kann. Weil außer dem Blockheizkraftwerk, alle Erzeuger und Verbraucher Gleichstrom erzeugen bzw. aufnehmen, erscheint es sinnvoll, diese durch ein Gleichstromnetz miteinander zu verbinden. Hierdurch können unnötige Wandlungsverluste vermieden werden. Entsprechende Komponenten sind auf dem Markt verfügbar, werden jedoch von Fachfirmen ungern angeboten und installiert, weil Erfahrungen mit diesen Systemen fehlen. Daher wurde für die dynamische Simulation ein Wechselstromnetz und die damit verbundenen Wandlungsverluste berücksichtigt.

Zu beachten ist, dass auch das Einspeichern des Stroms in stationäre Batterien Speicherverluste verursacht. Diese sind durch einen einstellbaren Wirkungsgrad für die

stationären Batterien berücksichtigt. In Zeiten, in denen Sonnenstromerträge auf Busse treffen, die zum Laden bereitstehen, können diese Verluste teilweise vermieden werden. In diesem Fall kann der Strom der Photovoltaik-Anlagen ohne Zwischenspeicherung in die Batterie der Busse geladen werden. Entsprechende Routinen im Simulationsalgorithmus sorgen dafür, dass diese Effizienzgewinne gehoben werden. Selbstverständlich ist zu beachten, dass diese Routinen auch in einem Realbetrieb umgesetzt werden müssen.

Bild 16 zeigt die wesentlichen Teilkomponenten des erarbeiteten Energie- und Infrastrukturkonzepts für den batterieelektrischen Betrieb des Öffentlichen Personennahverkehrs in Kempten in der Übersicht.



Bild 16: Übersicht über die Teilkomponenten des Energie- und Infrastrukturkonzepts

7 Dynamische Energiefluss-Simulation und Optimierung

Um das Verhalten bzw. die Eigenschaften des Gesamtsystems, also den Betrieb der eBusflotte sowie der erforderlichen Infrastruktur, untersuchen zu können, bietet sich eine dynamische Energieflusssimulation an. Diese wurde im Rahmen dieses Projekts neu entwickelt. Auf dieser Basis wurden die einzelnen technischen Anlagen ausgelegt und anhand der Simulationsergebnisse optimiert. Entscheidende Optimierungskriterien waren neben dem übergeordneten Energieautarkiegrad, die Anzahl der benötigten Ladestationen am jeweiligen Ort, die Größe der stationären Speicher sowie der erforderlichen Batteriekapazitäten der eBusse und die Anzahl von Ladefahrten, welche nicht mit den Fahrplänen kombiniert werden können. Diese Fahrten verursachen zusätzliche Fahrkilometer bzw. zusätzlichen Strombedarf und zusätzliche Verkehrsbelastung.

7.1 Funktionsweise der dynamischen Energieflusssimulation

Die Basis für die dynamische Simulation liefern reale Wetterdaten für den Standort Kempten. Für das vorliegende Projekt wurden Wetterdaten der Jahre 2018 bis 2022 beschafft. Die verwendeten Daten stehen nach Datum und Uhrzeit sortiert, in stündlicher Auflösung zur Verfügung. Berücksichtigt werden die Globalstrahlung (Leistung der Sonneneinstrahlung), die Außentemperatur, sowie für die Einbindung möglicher Windkraftsysteme, die Windgeschwindigkeit.

Über die historische Globalstrahlung lassen sich Stromerträge rekonstruieren, welche eine Photovoltaik-Anlage zu einem bestimmten Zeitpunkt innerhalb der vergangenen Jahre produziert hätte. Die Simulation errechnet somit die Stromerträge in stündlicher Auflösung für die vergangenen Jahre. Basis der Simulation sind die Globalstrahlung, sowie die sich hieraus ergebenden Photovoltaikerträge, die mittels Simulations-Software errechnet wurden. Über die historischen Daten zur Außentemperatur sowie der Berücksichtigung der Busfahrpläne ist es möglich, den potenziellen Stromverbrauch eines Fahrzeugs zu jeder beliebigen Stunde innerhalb der vergangenen Jahre zu simulieren. Durch Integration der Energieverbräuche lässt sich darüber hinaus der Batterieladestatus der einzelnen Fahrzeuge bestimmen und somit auch der Zeitpunkt, zu dem die Fahrzeuge zum Laden an die Ladestationen fahren müssen.

Wie lange die Busse zum Laden benötigen, hängt von der Ladeleistung und freien Ladekapazität der Busse ab. Darüber hinaus ist zu beachten, dass ausreichend freie Ladepunkte bzw. Stellplätze zur Verfügung stehen und ob sich die Busse entsprechend ihres Buslinienplans in der Nähe einer Ladestation befinden. Dementsprechend ist in die Simulation eine Art smartes Routing integriert, welches die Busse nach Verfügbarkeit von Ladepunkten, Standort des Busses zum jeweiligen Zeitpunkt und verfügbarer Energiemenge an dem jeweiligen Standort an den entsprechenden Standort leitet. Dies hängt auch von den Ladeständen der stationären Batteriespeicher ab, welche zu jedem Zeitpunkt simuliert werden. Steht an keinem Standort ausreichend Energie zu Verfügung, springen die Blockheizkraftwerke an den Betriebshöfen ein und versorgen die Ladestationen mit Strom.

Die Simulationssoftware besteht im Wesentlichen aus einer Eingabemaske, in der sich alle relevanten Parameter eingeben lassen, einer vereinfachten Visualisierung sowie aus einer

Anzeige, in der wertvolle Kennzahlen zur Bewertung des simulierten Konzepts dargestellt werden. In der Eingabemaske lässt sich die Photovoltaikleistung oder die Leistung eines möglichen Windkrafttrads genauso eingeben wie verschiedene eBusse mit unterschiedlichen Verbräuchen, Batteriekapazitäten und Ladeleistungen, vgl. Bild 17. Gleichfalls können stationäre Batterien mit unterschiedlichen Wirkungsgraden, Kapazitäten, Lade- und Entladeleistungen angegeben werden. Dies gilt ebenso für Blockheizkraftwerke und Ladepunkte. Darüber hinaus lässt sich die Anzahl der Ladepunkte und Stellplätze an den verschiedenen Standorten einstellen.

The screenshot shows a complex input interface with several sections:

- Verbraucher (Consumers):** Anzahl Busse: 50, Verbrauch Bus: 1.17 kWh/100km bei 20°C, Kapazität Batterie Bus: 292 kWh, Ladeleistung Batterie Bus: 150 kW.
- PV-Station Ost (PV Station East):** PV Freiland: 35000 m², Zauw: 440 kWp, BHKW Leistung: 350 kW, Batterie Kapazität: 2000 kWh, Ladepunkte Anzahl: 5, Batterie Kapazität: 9000 kWh, Eigenverbrauch Strom: 0 kWh/Jahr.
- Betriebshof Nord (Power Plant North):** PV Dach kWp: 440 kWp, BHKW Leistung: 350 kW, Batterie Kapazität: 2000 kWh, Ladepunkte Anzahl: 5, Eigenverbrauch Strom: 0 kWh/Jahr.
- Betriebshof Süd (Power Plant South):** PV Dach kWp: 320 kWp, BHKW Leistung: 330 kW, Batterie Kapazität: 2000 kWh, Ladepunkte Anzahl: 5, Eigenverbrauch Strom: 0 kWh/Jahr.
- Optimierungen / Basisdaten (Optimizations / Basic Data):** BHKW Start kurzfristig bei Ladestand Bat: 0.5, Start Vorhersage bei Ladestand Bat: 0.6, Basisdaten max. Ladeleistung Batterie: 0.17 1/h, max. Entladeleistung Batterie: 0.17 1/h, Wirkungsgrad Batterie: 0.94, PV Daten aus Modellierung in PV Syst: Wirkungsgrad Freiland PV: 0.1367, kWh/Jahr/kWp Zauw PV (50°): 800, kWh/Jahr/kWp Dach PV (0°): 940.

Bild 17: Eingabemaske zur Eingabe aller Einflussgrößen und Parameter der entwickelten Simulations-Software

Nach der Parametereingabe, durch die das Gesamtkonzept festgelegt wird, kann das Verhalten des Systems stundenweise simuliert und analysiert werden. Ebenso ist es möglich automatisch bis zum Tages-, Monats-, Quartals- und Jahresende vorzuspringen. Sollten Busse aufgrund fehlender Batteriekapazität oder Energiemengen stehen bleiben, wird eine Fehlermeldung ausgegeben.

Die Visualisierung zeigt die drei Standorte, vor dem Hintergrund einer Karte von Kempten an, vgl. Bild 18. Die Standorte sind als Kästen symbolisiert und mit einer Überschrift versehen.

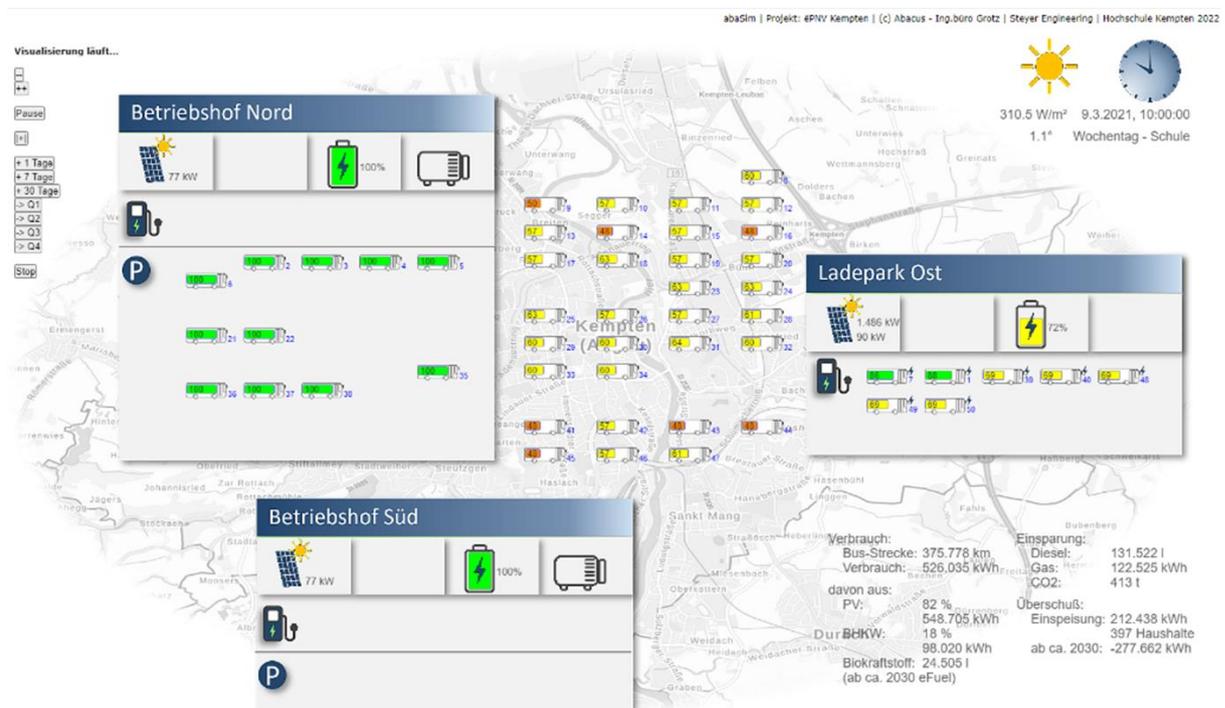


Bild 18: HMI der entwickelten Energiefluss-Simulations-Software

Darunter sind Symbole für die relevanten Infrastrukturkomponenten, welche sich an dem Standort befinden, angeordnet. Hierzu zählen Photovoltaik-Anlagen, stationäre Batterien und Blockheizkraftwerke. Neben dem Photovoltaiksymbol wird die Leistung zum jeweiligen Zeitpunkt angezeigt. Die Zahl neben der stationären Batterie gibt den entsprechenden Ladestatus an. In Zeiten von Stromüberschüssen wird die Batterie geladen. Dies wird durch einen Blitz in dem Batteriesymbol veranschaulicht. Der Betrieb des Blockheizkraftwerks wird ebenfalls durch einen Blitz neben dem Blockheizkraftwerk angezeigt. In der Zeile darunter sind die Ladepunkte angedeutet. Sobald an den Ladepunkten Busse aufgeladen werden, stehen in dieser Zeile Busse. Der Blitz neben den Bussen zeigt an, dass diese Busse gerade geladen werden. In der untersten Zeile sind Busse angeordnet, welche sich gerade nicht im Linienbetrieb befinden und auch nicht geladen werden.

In der oberen rechten Ecke werden das Datum und die Uhrzeit angezeigt, vgl. Bild 18. Hierzu wird das entsprechende Wetter über ein entsprechendes Symbol veranschaulicht. Zudem werden die Außentemperatur und die Globalstrahlung angezeigt. Bild 19 zeigt eine Erläuterung zu den einzelnen verwendeten Symbolen.



Bild 19: Symbollegende der entwickelten Simulations-Software

Eine Übersicht am unteren rechten Bildrand zeigt Bewertungskennzahlen an, um das Verhalten des aufgestellten Konzepts bewerten zu können, vgl. Bild 18. Hierin ist die gesamte, zurückgelegte Strecke in km, der Gesamtverbrauch in kWh, der Autarkiegrad in % und der Stromertrag aus Eigenproduktion in kWh sowie den Anteil des Stroms in %, welcher durch die Blockheizkraftwerke gedeckt wurde bzw. wieviel Biokraftstoff hierfür verbraucht und zugekauft werden muss, dargestellt. Rechts davon sind Einsparungen des Konzepts gegenüber einem konventionellen Betrieb mit einer Diesel-Busflotte gelistet. Unter anderem werden hier der eingesparte Dieselmotorkraftstoff in Liter sowie die eingesparten Treibhausgasemissionen in t CO₂-Äquivalent ausgegeben. Eine genauere Analyse ist über einen Ergebnisbericht einsehbar. Zudem kann die Simulation zu jedem Zeitpunkt gestoppt und der Status aller relevanten Teilsysteme angewählt und analysiert werden.

7.2 Analyse der dynamischen Energieflusssimulation

Entsprechend der integrierten Busfahrpläne zeigt die Simulation, dass die Busflotte über einen Werktag hinweg unterschiedlich stark genutzt wird. Insbesondere zwischen 7 und 8 Uhr sind bis zu 42 Busse im Einsatz. In diesem Zeitraum nutzen Schüler und Arbeitnehmer den Bus für den Weg zu den Schulen bzw. zu ihrer Arbeitsstelle. Im Anschluss werden bereits erste Busse dem Linienbetrieb entnommen. Zwischen 12 und 13 Uhr entsteht ein zweiter Peak, zu dem bis zu 36 Busse am Betrieb teilnehmen, um vorwiegend Schüler zu transportieren. Über Nacht und insbesondere in den frühen Morgenstunden sind nur wenige Busse im Einsatz. Insbesondere an Wochenenden, Feiertagen sowie in Ferienzeiten werden deutlich weniger Busse genutzt, wodurch der Energiebedarf sinkt. Beispielsweise führen die Weihnachtsferien im Dezember oder auch die Winterferien Ende Februar dazu, dass trotz geringerer Außentemperaturen, die Energieverbräuche im Schnitt geringer ausfallen als im März.

Busse, die sich tagsüber nicht im Betrieb befinden, können an Ladestationen angeschlossen werden. Strom der Photovoltaik-Anlagen kann somit hocheffizient, unmittelbar zum Laden dieser Busse verwendet werden. Dieser Strom muss nicht den Umweg durch die stationären Speicher nehmen, mit dem ein Wirkungsgradverlust einhergeht. Die Pausenzeiten, in denen Strom direkt in die eBusse fließen kann, reichen jedoch nicht aus, um zu jeder Zeit den gesamten Strom der Photovoltaik-Anlagen abzunehmen. Zudem lassen sich nicht alle Busse über den Tagesverlauf hinweg laden. Dies wäre nur dann möglich, wenn weitere Reservebusse in die Flotte aufgenommen werden. Dementsprechend müssen einige Busse nachts geladen werden. Ohne Reservebusse ist eine stationäre Batterie erforderlich, um hohe Autarkiegrade zu erzielen.

Wie groß der Anteil des Stroms ist, der unmittelbar durch die Busse abgenommen werden kann, hängt einerseits von der Ladeleistung der Busse und andererseits von der Anzahl der Busse ab, die zu einem Zeitpunkt geladen werden können. Die Anzahl der Busse, die geladen werden können, hängt wiederum von der Anzahl der Ladepunkte und Stellplätze sowie der laut Busfahrplan verfügbaren Busse ab. Beides wird über die Simulation berücksichtigt und ausgelegt.

7.3 Ergebnisse der dynamischen Energieflusssimulation

Wie eingangs beschrieben, besteht das Ziel darin, 50 eBusse zu 100 % treibhausgasneutral zu betreiben und hiermit den Kemptener öffentlichen Personennahverkehr zu bedienen. Zudem soll ein Energie-Autarkiegrad von 90 % erzielt werden.

7.3.1 Photovoltaikerträge und Strombedarf

Grundvoraussetzung für das Erreichen des angestrebten Autarkiegrads im vorliegenden Konzept, ist ein ausreichend großes Flächenpotenzial für den Ausbau der Photovoltaik-Anlagen. Hierfür stehen die Dächer der Betriebshöfe sowie die verfügbare Freifläche zur Verfügung. Darüber hinaus ist ein Photovoltaikzaun, der an dem südlichen Rand der grünen Grundstückfläche errichtet werden soll, vgl. Bild 9, sowie eine zusätzliche Belegung des Lade-Hubs in die Potenzialflächenrechnung, einbezogen. Insgesamt kann ein Potenzial für den Ausbau von Photovoltaik mit einer Gesamtleistung von 6.680 kWp identifiziert werden.

Die dynamische Simulation zeigt auf, dass die Photovoltaik-Potenziale ausreichen, um den Strombedarf der eBusflotte zu decken. Bild 20 zeigt die Verteilung der Stromerträge und Stromverbräuche über ein Jahr. Dargestellt sind die Mittelwerte, welche auf Basis der Wetterdaten aus den Jahren 2018 bis 2022 simuliert wurden. Die durchschnittlichen Jahresstromerträge liegen mit 7,02 GWh deutlich über den mittleren Jahresstromverbräuchen in Höhe von 2,57 GWh. Insbesondere im November, Dezember und Januar reichen die Erträge dennoch nicht aus, um die Verbräuche zu decken.

Die Fehlerindikatoren zeigen die Abweichungen, welche in den 5 Jahren aufgetreten sind. Es zeigt sich, dass die monatlichen Photovoltaikerträge von Jahr zu Jahr deutlich schwanken können. Innerhalb der betrachteten Jahre sind, bezogen auf den gleichen Monat, Schwankungen von bis zu 27 % aufgetreten. Allerdings gleichen sich diese Schwankungen über das Jahr hinweg größtenteils aus. So schwankten die Jahreserträge lediglich um 6 % zueinander. Vergleichsweise stabil verhalten sich die monatlichen Stromverbräuche, die lediglich um maximal 4 %, innerhalb des betrachteten Zeitraums, schwankten. Die Fehlerindikatoren zeigen jedoch auch, dass es bei den Monaten November und Januar aber auch Februar, auf das jeweilige Jahr ankommt. Teilweise waren die Monate so sonnig, dass die Erträge doch reichten, um den Bedarf zu decken, meist jedoch nicht.

Vergleich Strombedarf – Stromerzeugung

Simulation der Jahre 2018 bis 2022

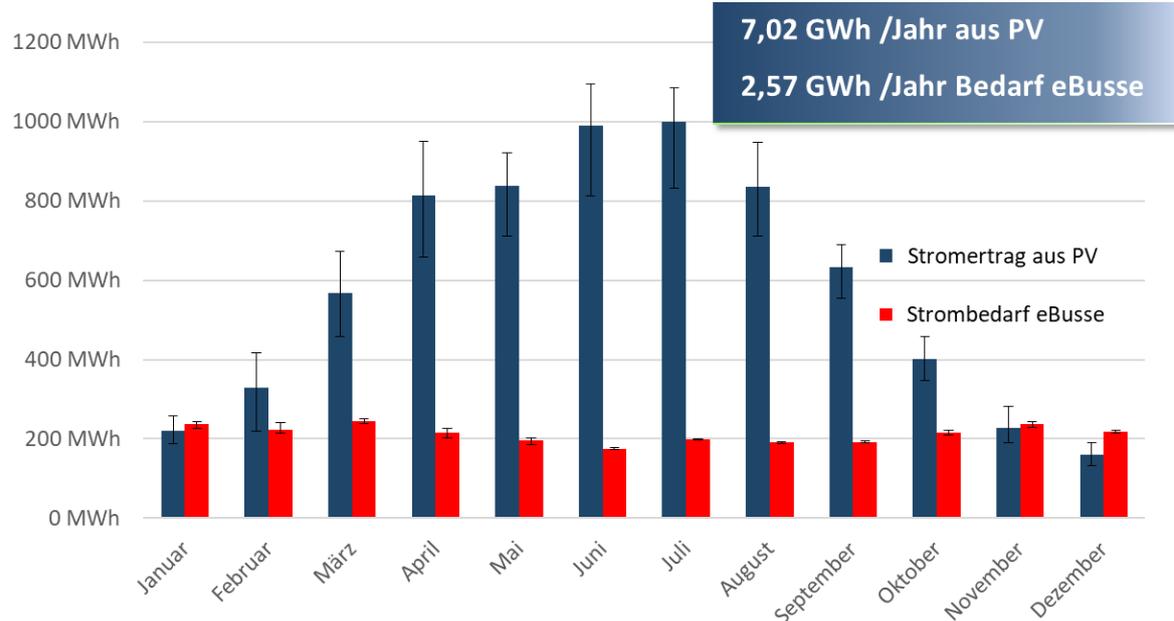


Bild 20: Durchschnittliche Stromerträge aus Photovoltaik und durchschnittlicher Strombedarf von 50 eBussen zum Betreiben des ÖPNV in Kempten. Ermittelt auf Basis einer dynamischen Energieflusssimulation

7.3.2 Speicherkapazitäten

Dadurch, dass mehr Strom erzeugt als verbraucht wird, ist die Grundvoraussetzung dafür erfüllt, den anvisierten Autarkiegrad von 90 % zu erreichen. Ob er erreicht wird, ist von der Kapazität der Speichersysteme sowie der Auslegung der Teilsysteme abhängig. Im Folgenden

wird ein mögliches Gesamtkonzept beschrieben, mit dem ein Autarkiegrad von 90 % erreicht werden kann.

Theoretisch ist der Autarkiegrad über die Kapazität der Speichersysteme frei einstellbar. Zu beachten ist jedoch, dass der Zusammenhang zwischen Kosten und Autarkiegrad nicht linear verläuft. Stattdessen verursacht im Bereich hoher Autarkiegrade jeder weitere Prozentpunkt enorme Mehrkosten. Vor diesem Hintergrund besitzt der vorgegebene Autarkiegrad eine Leitfunktion, für die Auslegung der stationären Speichersysteme. Die Simulation zeigt auf, dass an den Betriebshöfen stationäre Batteriespeicher mit einer Größe von 2 MWh ideal sind, um den Autarkiegrad von 90 % zu erreichen. Hierbei wurde eine Lade- bzw. Entladeleistung mit einer C-Rate von 0,17 1/h hinterlegt. Mit dieser C-Rate lässt sich eine Natrium-Schwefel-Thermal-Batterie laden und entladen. Gängige Lithium-Ionen-Batterien können diese Ladeleistungen deutlich überbieten und könnten dementsprechend ebenso eingesetzt werden. Entscheidender aufgrund der enormen Stromproduktionsmenge ist die Größe des Batteriespeichers an der Freiland-Photovoltaik, welche im Folgenden etwas näher betrachtet werden soll.

Bild 21 zeigt den erreichbaren Autarkiegrad über der Speicherkapazität des stationären Batteriespeichers, in den überschüssiger Strom der Freiflächen-Photovoltaikanalage gespeichert werden soll. Der Schnittpunkt, der in grün eingezeichneten Linien, zeigt, dass eine Speicherkapazität von 5 MWh erforderlich ist, um den Autarkiegrad von 90 % zu erreichen.

Autarkiegrad in Abhängigkeit der Batteriekapazität

Dynamische Simulation

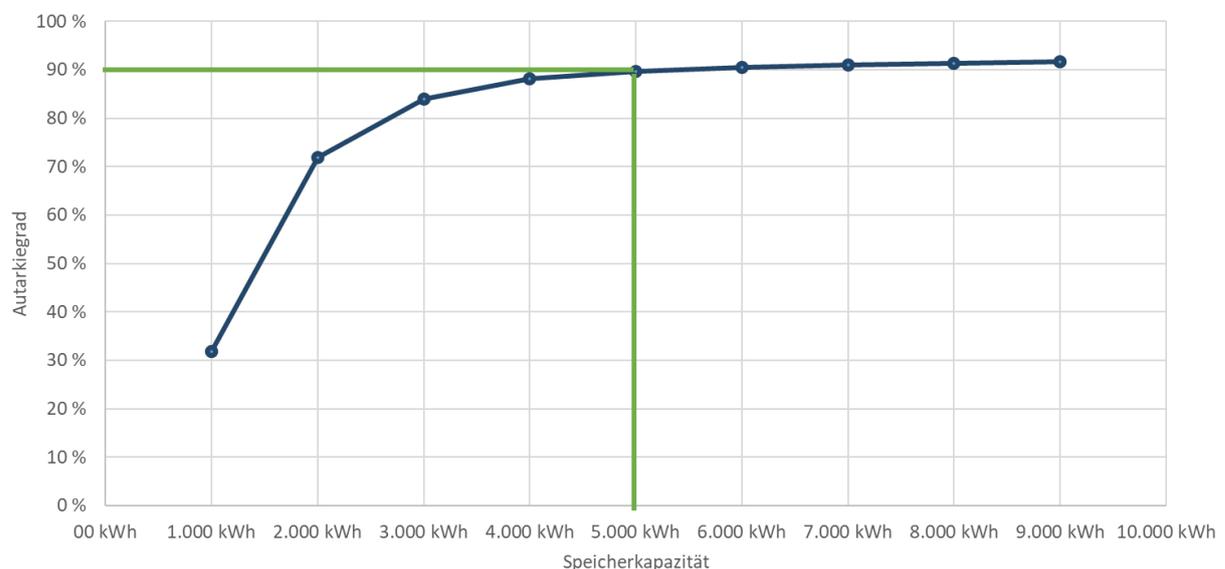


Bild 21: Autarkiegrad in Abhängigkeit zur Batteriekapazität an der Freiflächen-Photovoltaik, ermittelt anhand einer dynamischen Energieflusssimulation

Die dargestellte Kurve zeigt einen asymptotischen Verlauf gegen 100 %. Dies hat zur Folge, dass der Speicherbedarf zum Erreichen höherer Autarkiegrade exponentiell wächst. Um nur 1 % mehr Autarkie zu erreichen (91%), wird bereits eine Speicherkapazität in Höhe von 7 MWh benötigt. Noch deutlicher wird dieser Zusammenhang mit Hinblick auf die Investitionskosten für Speichersysteme. Obwohl der kWh-Preis von LFP-Akkus mittlerweile mit rund 100 €/kWh

angegeben werden, lagen die eingeholten Nettopreise für stationäre Großbatterien zwischen 708 und 830 €/kWh. Geht man von einem mittleren Preis in Höhe von 770 € aus, ergibt sich für einen Batteriespeicher mit einer Kapazität von 5 MWh ein Preis von 3.850.000 €. Für 7 MWh müssten bereits 5.390.000 € gezahlt werden.

Die Kurve zeigt ebenso auf, dass selbst ein Autarkiegrad von 90 % mit hohen Kosten verbunden ist. Beispielsweise ließe sich ein Autarkiegrad von 84 % mit einer Batteriekapazität von 3 MWh erzielen, welche nur 2.310.000 € kosten würde. Finanziell kann die Ersparnis für eine kleinere Batterie mit den Treibstoffkosten für ein Blockheizkraftwerk verglichen werden. Der entgangene selbstproduzierte Strom, der nun nicht mehr gespeichert werden kann und verloren geht, muss somit z.B. über Bio-Diesel durch das Blockheizkraftwerk nachproduziert werden.

Zur Veranschaulichung soll folgende Rechnung dienen. Der Kauf einer 3 MWh-Batterie würde ca. 1.540.000 € gegenüber einer 5 MWh-Batterie einsparen. Über die kleinere Batterie kann ein Autarkiegrad von 84 % erreicht werden, also 6 % weniger als durch die große Batterie. Durch Multiplizieren des Gesamtstrombedarfs (2,57 GWh) mit der Differenz der Autarkiegrade (6 %) lässt sich die Strommenge berechnen, welche nun durch das Blockheizkraftwerk nachproduziert werden muss. Dies entspricht 154.066 kWh Strom. Um diese Strommenge im Blockheizkraftwerk zu produzieren, werden 42.403 Liter Bio-Diesel benötigt. Aktuell liegt der Bio-Diesel bei unter 2 €/Liter. Geht man davon aus, dass sich der Preis aufgrund einer moderaten Verteuerung auf ca. 2 €/Liter im Schnitt über die kommenden Jahre einpendelt, hätte sich der 5 MWh-Speicher gegenüber dem 3 MWh-Speicher erst nach 18 Jahren amortisiert.

Studien wie die Agora Energiewende, gehen davon aus, dass die Preise für Bio-Kraftstoffe, Wasserstoff oder auch eFuels und Ammoniak teuer sein werden [AGOR21]. Dies wird deshalb erwartet, weil diese Kraftstoffe zunehmend als Ersatz für fossile Kraftstoffe in industriellen Anwendungen sowie dem Flug- und Schiffsverkehr benötigt werden. Der Ausbau der Produktionskapazitäten geht hingegen sehr langsam voran, so dass sich bereits heute eine Verknappung dieser Kraftstoffe abzeichnet. Im Hinblick auf Bio-Kraftstoffe ist zudem zu berücksichtigen, dass die Anbauflächen begrenzt und in Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion stehen. Dementsprechend ist lediglich mit einer moderaten Erhöhung der Bio-Kraftstoffproduktion zu rechnen. Dies wird voraussichtlich zu hohen Preisen für die genannten Kraftstoffe führen.

Eine Prognose zur Preisentwicklung der Kraftstoffe ist nicht möglich, weshalb keine abschließende Empfehlung für die Wahl der Batteriekapazität auf der Basis von wirtschaftlichen Kennzahlen gegeben werden kann. Sicher ist hingegen, dass größere Speicherkapazitäten die Abhängigkeit gegenüber externen Krisen und Preiserhöhungen reduzieren. Im Weiteren wird von der Verwendung einer 5 MWh-Batterie an der Freiflächen-Photovoltaik ausgegangen.

7.3.3 Blockheizkraftwerksleistung

Um die Stromversorgung auch in Zeiten von Energieknappheit abzusichern und den Busbetrieb aufrecht halten zu können, wurden im erarbeiteten Konzept Blockheizkraftwerke an den Betriebshöfen vorgesehen. Solange diese mit regenerativen Kraftstoffen betrieben werden, ist auch der Betrieb der eBusse zu 100 % regenerativ und wird in der vorliegenden Studie als treibhausgasneutral angesehen.

Damit die verbleibenden Strommengen hergestellt werden können, müssen die Blockheizkraftwerke eine ausreichende Generatorleistung aufweisen. Die Simulationen zeigen, dass über die vergangenen Jahre 2018 bis 2022 an dem Betriebshof Nord, eine Leistung von 350 kW Generatorleistung ausreichend gewesen wäre, um die Stromversorgung sicherzustellen und am Betriebshof Süd 330 kW. Es wird prognostiziert, dass diese Leistungen auch für die Zukunft ausreichen werden, um die Stromversorgung zu sichern.

7.3.4 Batteriekapazität der Fahrzeuge

Entscheidend für einen reibungslosen Betrieb des ÖPNV ist, dass die eBusse ausreichend Reichweite besitzen, um die Fahrstrecken der einzelnen Linien abzudecken zu können. Deshalb wurde die Batteriekapazität der Busse als Eingabeparameter in der Simulations-Software hinterlegt. Zu berücksichtigen ist, dass NMC-Batterien schneller altern, wenn diese häufig vollständig geladen und entladen werden. Als Faustformel wird in diesem Zusammenhang häufig empfohlen, die Batterien im Bereich von 20 bis 80 % Ladestand zu betreiben, um den Akku zu schonen und die Lebensdauer zu maximieren. Auf der anderen Seite werden Batteriemangement-Systeme stetig optimiert, so dass kritische Ladezustände nur selten entstehen. Eine Empfehlung seitens Daimler konnte nicht gefunden werden.

Die Simulation zeigt, dass auf Basis der Verbräuche eines eCitaros, Batteriekapazitäten von rund 300 kWh ausreichen, um alle Buslinien in Kempten abzudecken. Allerdings wurde in diesem Szenario, für etwa 20 % der Busse Laden zwischen 10 bis 100 % zugelassen. Durch Tauschen der Busse, können diese evtl. kritischen Betriebsbereiche auf mehrere Busse verteilt werden, so dass die Studierersteller von einer moderaten Alterung ausgehen und diese Batteriekapazität als sinnvolle erachten. Die reale Alterung kann in dieser Studie nicht eingehend untersucht werden.

Die nächstgrößere Batterie, welche von Mercedes angeboten wird, besitzt eine Kapazität von 330 kWh. Hierdurch können Situationen, in denen potenziell kritischen Ladezustände vorliegen, weiter reduziert werden. Somit erscheint die zweitgrößte NMC-Batteriegröße von Daimler ausreichend dimensioniert, um den Kemptener ÖPNV zu bedienen.

MAN bietet Ihre Fahrzeuge mit Batteriekapazitäten ab 320 kWh an. Dabei wird bereits diese Mindestbatteriekapazität als ausreichend angesehen, um den Kemptener ÖPNV abzudecken, ohne eine rasche Alterung der Batterien zu riskieren.

Zu berücksichtigen ist, dass in der Simulation Fahrzeuge mit einem geringen Ladestand an einer Rendezvous-Haltestelle mit Bussen getauscht werden, die an Ladestationen

vorbeiführen. Dementsprechend wird es Fahrgästen in seltenen Fällen zugemutet, an Rendezvous-Haltestelle in einen anderen Bus umzusteigen. Eine Wartezeit, in der die Fahrzeuge geladen werden müssen, entsteht für die Fahrgäste nicht. Eine größere Speicherkapazität in den Bussen ist für den Betrieb nicht erforderlich. Allerdings können größere Batteriekapazitäten in den Fahrzeugen auch einen Effekt auf die erforderliche Kapazität des stationären Speichers besitzen. Dieser kann kleiner ausfallen, je größer die Batterien in den Fahrzeugen sind.

7.3.5 Anzahl Ladestationen

Als letztes wird die Anzahl der Ladestationen auf das Gesamtsystem angepasst und optimiert. In diesem Zusammenhang wird auch die Routenplanung optimiert, so dass eine sehr effiziente Ausnutzung der Ladestationen erfolgt. Die Leistung der Ladestationen wird an die maximale Ladeleistung der Busse angepasst. Dementsprechend werden in der Simulation Ladepunkte mit einer Leistung von 150 kW integriert und deren Anzahl an den verschiedenen Standorten variiert.

Die Simulationsergebnisse zeigen, dass mit einer größeren Anzahl an Ladepunkten der logistische Aufwand für den Betrieb der Busse zunimmt. Je mehr Ladestationen zur Verfügung stehen, desto weniger Extrafahrten und Buswechsel müssen vorgenommen werden. Stehen zu wenig Ladepunkte zur Verfügung, kann weniger Eigenstrom in die Fahrzeuge geladen werden, worunter der Autarkiegrad leidet. Ein guter Kompromiss wird mit 5 Ladestationen am Betriebshof Nord, 5 am Betriebshof Süd und 10 an der Freiflächen-Photovoltaikanlage erreicht. Diese Verteilung der Ladestationen führt zu einer moderaten Anzahl von 189 Fahrten/Jahr die extra für das Laden der Fahrzeuge anfallen. Zudem wird hierdurch der gewünschte Autarkiegrad erreicht.

7.3.6 Ergebnisübersicht

Tabelle 3 zeigt die technischen Leistungsdaten und Merkmale der Teilsysteme, welche auf Basis der eingehenden Analyse der Simulationsergebnisse empfohlen wird.

Tabelle 3: Parameterübersicht Technischer Systeme

Parameterübersicht Technischer Systeme für die dynamische Simulation	
Wetterdaten der Jahre 2018 bis 2022 des Standorts Kempten	
Globalstrahlung	
Außentemperatur	
Busfahrpläne ÖPNV Kempten	
Busse	
Bus Bezeichnung	eCitaro
Hersteller	Mercedes Benz
Anzahl Busse	50
Kapazität Bus-Batterie	292 kWh
Ladeleistung	150 kW
Stromverbrauch	1,17 kWh/km

Betriebshof Nord	
Photovoltaik-Leistung	440 kWp
Anzahl Ladestationen	5
Ladeleistung je Ladepunkt	150 kW
Stationärer Batteriespeicher	2 MWh
max. Ladeleistung stat. Batterie	0,17 1/h
max. Entladeleistung stat. Batterie	0,17 1/h
Wirkungsgrad Batterie	94%
Leistung BHKW	350 kW
Strombezogener Wirkungsgrad BHKW	40%
Wärmebezogener Wirkungsgrad BHKW	50%
Betriebshof Süd	
Photovoltaik-Leistung	320 kWp
Anzahl Ladestationen	5
Ladeleistung je Ladepunkt	150 kW
Stationärer Batteriespeicher	2 MWh
max. Ladeleistung stat. Batterie	0,17 1/h
max. Entladeleistung stat. Batterie	0,17 1/h
Wirkungsgrad Batterie	94%
Leistung BHKW	330 kW
Strombezogener Wirkungsgrad BHKW	40%
Wärmebezogener Wirkungsgrad BHKW	50%
Photovoltaik Freifläche	
Photovoltaik-Leistung	5.660 kWp
Photovoltaik-Leistung Zaun	220 kWp
Photovoltaik-Leistung Lade-Hub	40 kWp
Anzahl Ladestationen	10
Ladeleistung je Ladepunkt	150 kW
Stationärer Batteriespeicher	5 MWh
max. Ladeleistung stat. Batterie	0,17 1/h
max. Entladeleistung stat. Batterie	0,17 1/h
Wirkungsgrad Batterie	94%

Tabelle 3 zeigt die Bewertungskriterien und -werte, welche mit den Parameterwerten der Tabelle 2 erzielt werden konnten.

Tabelle 4: Übersicht über Bewertungskennwerte zur Bewertung des Gesamtkonzepts

Bewertungs-Kennwerte	
Zurückgelegte Strecke pro Jahr	2.040.752 km
Jahresstromverbrauch	2.567.760 kWh
Jahresstromproduktion PV	7.016.253 kWh
Jahresstromüberschuss PV	4.448.493 kWh
Autarkiegrad aus PV-Stromerträgen	91,6%
Selbstgenutzte PV-Strommenge	2.396.040 kWh
Stromanteil BHKW	8,4%
Stromerträge aus BHKW	219.240 kWh
Treibstoffverbrauch durch BHKW	54.810 l
Anzahl Extrafahrten zum Laden	189 Fahrten/Jahr
Einsparung gegenüber Diesel-Bus-Betrieb	
Verbrauch Diesel	714.263 l
CO ₂ e-Emissionen	2.185 t

8 Zusammenfassung und Ausblick

Das übergeordnete Ziel der vorliegenden Studie war die Entwicklung eines Umsetzungskonzepts für den Einsatz von regenerativ betriebenen Bussen im Öffentlichen Personennahverkehr (ÖPNV) in Kempten. Angestrebt wurde ein Energiekonzept, welches es ermöglicht, die Busse und Betriebshöfe zu 100 % mit regenerativer Energie zu versorgen. Dabei bestand ein Leitgedanke darin, einen Autarkiegrad von 90 % zu erreichen, um weitgehend unabhängig gegenüber Energiekrisen und Versorgungsengpässen zu werden.

Zur Identifikation der Handlungsoptionen wurden politische und gesetzliche Rahmenbedingungen zusammengetragen und analysiert. Gesetzliche Vorgaben wie der Treibhausgas-minderungspfad bis zur Klimaneutralität im Jahre 2045 sowie die Clean Vehicle Directive, welche die zunehmende Beschaffung treibhausgasfreier Busse vorschreibt, zeigen, dass eine Transformation der Busbranche bevorsteht bzw. unumgänglich ist. Unter dem Slogan »Die Stadt Kempten ist Vorzeigestadt im Klimaschutz« möchte Kempten eine Vorreiterrolle unter den deutschen Städten einnehmen und bereits 2035 klimaneutral sein. Im Bereich des städtischen Verkehrs kann Kempten einen Mobilitätsplan vorweisen, in dem die Stärkung des ÖPNV sowie die Elektrifizierung des Busbetriebs festgeschriebene Maßnahmen sind.

In der anschließenden technischen Analyse der verschiedenen Antriebsoptionen, welche einen nachhaltigen Betrieb des ÖPNVs ermöglichen, konnte gezeigt werden, dass die Umstellung auf einen batterieelektrischen Busbetrieb, die effizienteste Möglichkeit darstellt und den geringsten Landverbrauch verursacht.

Angesichts der aktuellen Energiekrise und den damit verbundenen hohen und stark schwankenden Energiepreisen, bietet sich die Eigenstromproduktion für den Betrieb einer eBusflotte an. Hierdurch können Abhängigkeiten zu Energielieferanten reduziert werden. Zudem ermöglicht die Eigenproduktion stabile Energiekosten und wirtschaftliche Planungssicherheit. Der Busbetrieb kann hierdurch nachhaltig abgesichert werden.

Für die regenerative Energieerzeugung standen die Dachflächen von zwei Betriebshöfen sowie eine Freifläche, welche mit der erforderlichen Infrastruktur ausgestattet bzw. mit einer Freiflächen-Photovoltaik bebaut werden kann, zur Verfügung. Die fehlenden Energiemengen zum vollständigen Betrieb der eBusflotte sollten aus lokal verfügbaren regenerativen Quellen, wie Biogas, Bio-Diesel oder eFuels, zugekauft werden. Um diese Energieträger in Strom zum Laden der eBusse zu wandeln, bieten sich Verbrennungsmotoren-basierte Blockheizkraftwerk an. Diese können unterschiedlichste Kraftstoffe in Strom wandeln. Um die bereits bestehenden Tankanlagen der Betriebshöfe weiter zu verwenden, bieten sich insbesondere flüssige Kraftstoffe wie Bio-Diesel oder eFuels an.

Über die Ausarbeitung von Photovoltaik-Konzepten konnten mögliche Stromerträge simuliert werden. Zudem konnte der Strombedarf auf Basis von eBus- und Logistik-Daten, Busfahrplänen sowie Wetterdaten ermittelt werden. Hierbei ist zu beachten, dass die Stromerzeugung und der Stromverbrauch sich zeitlich nicht beliebig entkoppeln lassen und somit synchronisiert werden müssen. Dafür sind die Teilsysteme, die an den Energieflüssen innerhalb eines eBusbetriebs beteiligt sind, aufeinander abzustimmen und das Gesamtsystem

zu optimieren. Um das Verhalten des Gesamtsystems bewerten zu können, wurde eine dynamische Energieflusssimulation entwickelt, in dem die Teilsysteme mit allen relevanten Parametern angelegt, simuliert und analysiert werden konnten.

Die Simulation konnte aufzeigen, dass auf den Betriebshöfen sowie der verfügbaren Freifläche ein ausreichendes Photovoltaikpotenzial besteht, um den Energiebedarf der eBusflotte zu decken und einen Autarkiegrad von 90 % zu erreichen. Hierfür müssen folgende Voraussetzungen geschaffen werden. Essenziell sind Batteriespeicher, welche in einer ausreichenden Größe an den drei betrachteten Standorten integriert werden müssen. Darüber hinaus ist eine ausreichend hohe Anzahl an Ladestationen an den Standorten zu installieren. Dabei ist einerseits darauf zu achten, dass die Ladestationen eine ausreichend hohe Ladeleistung zur Verfügung stellen können und Busse zum Einsatz kommen, welche mit dieser Leistung geladen werden können. Zudem konnte gezeigt werden, dass verfügbare eCitaro Busse der Firma Mercedes Benz mit einer Batteriekapazität von 292 kWh ausreichen, um alle Strecken des ÖPNV-Betriebs in Kempten zu bedienen. Größere Batteriekapazitäten in den Fahrzeugen können den Autarkiegrad begünstigen und führen evtl. dazu, dass die Fahrzeugbatterien länger halten. In Bezug auf die Lade-Logistik von eBussen, weisen Rendezvous-Haltestellen gute Eigenschaften auf. Rendezvous-Haltestellen bieten die Möglichkeit, Busse mit niedrigem Akkustand auf Linien zu wechseln, welche an Ladestationen vorbeiführen. Hierdurch können unnötige Ladefahrten vermieden und die Betriebseffizienz erhöht werden.

Mit Hinblick auf die Erkenntnisse dieser Studie, ist eine möglichst zeitnahe Umstellung des ÖPNV auf batterieelektrische Busbetriebe zu empfehlen. Hauptgrund hierfür ist der Klimawandel, der einen schnellstmöglichen Umstieg auf treibhausgasfreie Technologien erzwingt. Aber auch die beschlossenen gesetzlichen Regelungen erzwingen den Technologiewandel. Die derzeit üppigen Förderprogramme, reizen eine zügige Umstellung an. Es ist zu befürchten, dass Förderprogramme mittelfristig reduziert, bzw. eingestellt werden und durch Vorgaben, welche die Umstellung fordern, ersetzt werden.

Alle Technologien für die Transformation der Betriebe stehen zur Verfügung. Auch die eBusse sind ausreichend leistungsfähig, um den ÖPNV-Betrieb in Kempten zu sichern.

Der Betrieb einer eBusflotte, insbesondere bei eigener Stromerzeugung, kann bereits heute kostengünstiger sein als der Betrieb von Diesel-Bussen. Hinzu kommt, dass steigende CO₂-Preise und Emissionszertifikate fossile Kraftstoffe aller Voraussicht nach auf lange Sicht verteuern werden. Hierdurch werden Diesel-Antriebe mittelfristig aus marktwirtschaftlichen Gründen verdrängt. Und genau das ist das Ziel des europäischen Emissionszertifikatehandels. Dies kann dazu führen, dass die Gewinne von Busbetrieben abnehmen und die Busbetriebs-Transformation in Zeiten erfolgen muss, in denen das Geld für die Umstellung fehlt. Auch deshalb ist ein rechtzeitiger Umstieg dringend zu empfehlen.

Die Ersteller dieses Gutachtens sind der Auffassung, dass die Investition in die Umstellung auf den Betrieb von eBussen notwendig ist, um das Geschäftsmodell bzw. den Fortbestand der Betriebe Haslach und Berchtold abzusichern. Nur ökologisch nachhaltige Betriebe können angesichts des Klimawandels und der politischen Regelungen langfristig existieren.

9 Literatur

- [AGOR21] Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut (2021): Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann Zusammenfassung im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende, https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_04_KNDE45/A-EW_209_KNDE2045_Zusammenfassung_DE_WEB.pdf - aufgerufen am 26.04.2022
- [BDEW23] BDEW, & BMWK. (10. Mai, 2021). Nettostromverbrauch in Deutschland in den Jahren 1991 bis 2021 (in Terawattstunden) [Graph]. In Statista. Zugriff am 07. Mai 2023, von <https://de-statista-com.hske.idm.oclc.org/statistik/daten/studie/164149/umfrage/netto-stromverbrauch-in-deutschland-seit-1999/>
- [BLUM18] Blum L., (Dezember 2018), Reversible Brennstoffzelle bricht Wirkungsgrad-Rekord, Jülich Forschungszentrum, <https://www.fz-juelich.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/UK/DE/2018/2018-12-18-brennstoffzelle-wirkungsgrad-weltrekord.html?nn=448936> - aufgerufen am 26.04.2022
- [BMBF20] Bundesministerium für Bildung und Forschung, Eine kleine Wasserstoff-Farbenlehre, 10.06.20, <https://www.bmbf.de/de/eine-kleine-wasserstoff-farbenlehre-10879.html> - abgerufen 01.03.20
- [BUKO20] Dr. S. Bukold. Blauer Wasserstoff – Perspektiven und Grenzen eines neuen Technologiepfades, Greenpeace energy, EnergyComment Strategies in Transition, Januar 2020, <https://green-planet-energy.de/fileadmin/docs/publikationen/Studien/blauer-wasserstoff-studie-2020.pdf> – abgerufen 07.05.2023
- [BÜNG14] Bünger et al., (Juni 2014), DIE ROLLE VON WASSERSTOFF I+C13N DER ENERGIEWENDE, https://www.e-mobilbw.de/fileadmin/media/e-mobilbw/Publikationen/Studien/Meta-Studie_RZ_Web.pdf - aufgerufen am 26.04.2022
- [DERA21] Deutsche Rohstoffagentur (DERA), (Januar 2021), Batterierohstoffe für die Elektromobilität, <https://www.deutsche-rohstoffagentur.de/DERA/DE/Downloads/DERA%20Themenheft-01-21.pdf?blob=publicationFile&v=6> – abgerufen am 20.05.2023
- [EEG23] Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2023), Ausfertigungsdatum 21.07.2014, Stand 04.01.2023 | Nr. 6, https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/ - abgerufen am 09.03.2023
- [HOLZ18] R. Holze, W. Ensinger, Roempp – Stichwort Natrium-Schwefel-Hochtemperatur-Akkumulator, Georg Thieme Verlag KG: Stuttgart 2011

- [HYAL21] A. Dornburg, C. Wiegand. HyAllgäu - wirtschaftliche und regionale Gewinnung von grünem Wasserstoff, bluemove consulting GmbH, https://www.hy.land/wp-content/uploads/2021/12/HyAllga%CC%88u_HyExpert-Machbarkeitsstudie_210722.pdf – aufgerufen am 26.05.2023
- [IBC13] Freiflächenanlagen: Ost-West ist das neue Süden!, veröffentlicht am 29. August 2013 von IBC SOLAR, <https://www.ibc-blog.de/2013/08/freiflaechenanlagen-ost-west-ist-das-neue-suden/> – abgerufen am 13.05.2022
- [INER23] Ineratec, Internetseite eines Herstellers von Power-to-X-Anlagen, <https://www.ineratec.de/de/power-x-anlagen> - aufgerufen am 21.05.2023
- [IFEU12] Wirkungsgrade* verschiedener Stromspeicher im Jahr 2012, Erheber Ifeu, TAB, Erhebungszeitraum 2012 in Deutschland, veröffentlicht durch Agentur für Erneuerbare Energien, [Statistiken zu Lithium-Ionen-Batterien | Statista](#) – abgerufen am 10.05.2023
- [KEMP16] Neue Strategische Ziele 2030 der Stadt Kempten (Allgäu), Herausgeber: Stadt Kempten 02.08.2016 https://www.kempten.de/epaper/epaper-Strategische_Ziele_2030/#0 – abgerufen 01.04.2023
- [KLIM22] Klimaplan 2035, Vision – Strategie – Maßnahmen Klimaschutz in der Stadt Kempten (Allgäu). Autoren: T. Weiß, H.-J. Barth, P. Hausmann, M. Sambale, Herausgegeben durch eza! Energie- und Umweltzentrum Allgäu, Stand Juli 2022 https://www.kempten.de/file/2022-09-20_Klimaplan2035_Kempten-final.pdf - abgerufen 01.04.2023
- [KSG21] Gesetz zur Einführung eines Bundes-Klimaschutzgesetzes und zur Änderung weiterer Vorschriften, Bundesgesetzblatt Jahrgang 2019 Teil I Nr. 48, ausgegeben zu Bonn am 17. Dezember 2019, 2513, https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?startbk=Bundesanzeiger_BGBI&jumpTo=bgbl119s2513.pdf#_bgbl_1_%2F%2F%5B%40attr_id%3D%27bgbl119s2513.pdf%27%5D_1654292675297 – aufgerufen am 04.06.2022
- [LEUT13] Stephan Leuthner, Handbuch Lithium-Ionen-Batterien, Springer-Vieweg, Herausgeber Reiner Korthauer, ISBN 978-3-642-30652-5, Springer-Verlag Berlin Heidelberg 2013
- [MAN23] Technisches Datenblatt MAN, herausgegeben durch MAN Deutschland, https://www.man.eu/de/de/bus/der-man-lion_s-city/elektroantrieb/man-lion_s-city-e.html - aufgerufen am 22.05.2023
- [MERC23] DereCitaro im Überblick – Alle technischen Daten und Ausstattungen im Überblick, Anbieter EvoBus GmbH, 03/2023 https://www.mercedes-benz-bus.com/de_DE/models/ecitaro/facts/facts-ecitaro.pdf - aufgerufen am 22.05.2023

- [MERC20] Ladestrategien für den eCitaro; Mercedes-Benz Omnibus Magazin: Ausgabe 02 | 2020, https://www.mercedes-benz-bus.com/de_DE/brand/omnibus-magazin/manyy-ways-to-load-charging-strategies-for-the-ecitaro.html - aufgerufen am 22.05.2023
- [MERK21] LFP-Akku, NMC oder Kochsalz? Die Zukunft der E-Auto-Batterie, D. Merka, erschienen am 27.10.2021, aktualisiert am 19.05.2022, <https://mobility-talk.com/lfp-nmc-kochsalz-akku-e-auto/> - aufgerufen am 22.05.2023
- [QUAS22] V. Quaschnig: Regenerative Energiesysteme: Technologie - Berechnung - Klimaschutz, 11. Aufl. München: Hanser, 2022. Verfügbar unter: <https://www.hanser-elibrary.com/doi/book/10.3139/9783446472068>
- [SFBG21] Gesetz über die Beschaffung sauberer Straßenfahrzeuge (Saubere-Fahrzeuge-Beschaffungs-Gesetz – SaubFahrzeugBeschG) Bundesgesetzblatt Jahrgang 2021 Teil I Nr. 31, ausgegeben zu Bonn am 14. Juni 2021 https://bmdv.bund.de/SharedDocs/DE/Anlage/G/gesetzesentwurf-foerderung-sauberer-energieeffizienter-strassenfahrzeuge.pdf?__blob=publicationFile, abgerufen am 01.04.202
- [SUNF23] Sunfire GmbH, Unternehmenshomepage, Hersteller von Carbon Capture Anlagen aus der Atmosphäre, <https://www.sunfire.de/de/home> - aufgerufen am 21.05.2023
- [TURA16] Turan et al., Nat Commun 7, 12681 (September 2016), Upscaling of integrated photoelectrochemical water-splitting devices to large areas, <https://www.nature.com/articles/ncomms12681> - aufgerufen am 12.06.2021 - abgerufen am 20.05.2021
- [USGS20] U.S. Geological Survey, (Januar 2020), Mineral commodity summaries 2020: U.S. Geological Survey, 200 p., <https://pubs.usgs.gov/periodicals/mcs2020/mcs2020.pdf> - abgerufen am 20.05.2023
- [UMWE23] Energiebedingte Treibhausgasemissionen durch den Verkehr in Deutschland in den Jahren 1990 bis 2022 (in Millionen Tonnen CO₂-Äquivalent) - Verkehr - Treibhausgasemissionen in Deutschland bis 2022, Quelle Umweltbundesamt, Region Deutschland, Stand: März 2023, Veröffentlicht April 2023, abgerufen von Statista: [Treibhausgasemissionen des Verkehrssektors in Deutschland bis 2022 | Statista \(oclc.org\)](https://www-statista-com.translate.googl/Treibhausgasemissionen+des+Verkehrssektors+in+Deutschland+bis+2022+Statista+(oclc.org)?_t=Z&_t=Z) – abgerufen am 04.05.2023
- [UMWE22] Treibhausgasminderungsziele Deutschlands, Umweltbundesamt, Stand 09.02.2022 <https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/treibhausgasminderungsziele-deutschlands#internationale-vereinbarungen-weisen-den-weg> – abgerufen am 14.06.2022

- [VDE19] F. Belmer et al., (Mai 2019), Brennstoffzellen- und Batteriefahrzeuge, VDI-/VDE-Studie <https://www.vde.com/resource/blob/1927182/ebf217d10a1fd89769029fc2cb54d252/elektromobilitaet-studie-data.pdf> - aufgerufen am 26.04.2022
- [VOLK20] Volkswagen (November 2019), Battery or fuel cell, that is the question, <https://www.volkswagen-newsroom.com/en/stories/battery-or-fuel-cell-that-is-the-question-5868> - aufgerufen am 30.4.2021
- [WIND16] Gesetz zur Entwicklung und Förderung der Windenergie auf See (Windenergie-auf-See-Gesetz - WindSeeG), Ausfertigungsdatum 13.10.2016, Stand 16.07.2021, letzte Änderung 20.12.2022 | Nr. 54, <https://www.gesetze-im-internet.de/windseeg/> - abgerufen am 09.03.2023
- [WELL14] Robert Edwards (JRC), Jean-François Larivé (concaawe), David Rikeard (concaawe), Werner Weindorf (Ibst), well-to-tank report version 4.a, jec well-to-wheels analysis, well-to-wheels analysis of future automotive fuels and powertrains in the european context, (April 2014), Report EUR 26237 en, ISBN 978-92-79-33888-5, 2014: <https://ec.europa.eu/jrc/en/printpdf/155323> - abgerufen am 21.05.2021