



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE
Sektion Energieforschung und Cleantech

Schlussbericht vom 02.03.2023

kvyreen – Wasserstoff-betriebene Schnell-ladestation für Elektrofahrzeuge

Wissenschaftliche Begleitstudie



Quelle: H2 Energy AG, 2021



Materials Science and Technology



Datum: 02.03.2023

Ort: Dübendorf

Subventionsgeberin:

Bundesamt für Energie BFE
Sektion Energieforschung und Cleantech
CH-3003 Bern
www.bfe.admin.ch

Subventionsempfänger/innen:

H2 Energy AG
Hohlstrasse 188, 8004 Zürich
www.h2energy.ch

Autor/in:

Christoph Demuth, Empa, christoph.demuth@empa.ch
Adrian Gonzalez, Empa, adrian.gonzalez@empa.ch
Christian Bach, Empa, christian.bach@empa.ch

BFE-Projektbegleitung:

Dr. Stefan Oberholzer, stefan.oberholzer@bfe.admin.ch

BFE-Vertragsnummer: SI/502097-01

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren dieses Berichts verantwortlich.



Zusammenfassung

Unter dem Namen «kvyreen» wurde von der Firma H2 Energy AG eine wasserstoffbetriebene Schnellladestation für batterieelektrische Fahrzeuge entwickelt. Dabei wird mittels Wasserkraft erzeugter Wasserstoff vor Ort in einer Brennstoffzelle in Ladestrom umgewandelt. In dieser Studie wird dieses Ladekonzept auf drei Arten evaluiert: erstens energetisch, zweitens hinsichtlich Klimabelastung und drittens ökonomisch. Als Vergleich dient eine netzgebundene Elektroladesäule. Die Schlussfolgerungen und Ergebnisse dieser drei Betrachtungen beziehen sich auf das aktuelle Stromsystem. Ein Ausblick auf Ergebnisse, wie sie in einem zukünftigen Energiesystem zu erwarten sind, wird ebenfalls kurz skizziert. Bei der Interpretation der Ergebnisse muss berücksichtigt werden, dass es sich bei der wasserstoffbetriebenen Schnellladestation um den ersten Prototypen handelt.

Für die energetische Betrachtung wird der Wasserstoff-Heizwert-zu-Strom-Wirkungsgrad der kvyreen-Anlage anhand von Messdaten berechnet. Dieser beträgt durchschnittlich 48%. Kombiniert mit Literaturdaten für die Wasserstoffherzeugung und dessen Transport von 61% resultiert ein Gesamtwirkungsgrad für die wasserstoffbasierte Erzeugung von Ladestrom für die Einspeisung in die Elektroladesäule von 29%. Bei einer netzgebundenen Elektroladesäule müssen nur die Netzverluste von 7% betrachtet werden, was einem Wirkungsgrad von 93% entspricht; allerdings muss das Stromnetz bei einer netzgebundenen Ladestation lokal mit der entsprechenden Leistung belastbar sein, was insbesondere beim parallelen Betrieb mehrerer Schnellladesäulen nicht überall gegeben ist.

Bei der Betrachtung der Klimabelastung wird für beide Ladekonzepte die Treibhausgasbelastung pro kWh Strom an der Einspeisung in die Elektroladesäule berechnet, ohne weitere Verluste innerhalb der Ladesäule und beim Laden zu berücksichtigen, da dies für beide Ladekonzepte identisch ist. Die Klimabelastung wird für den kvyreen sowohl "isoliert" wie auch "energiesystemisch" analysiert. Bei der isolierten Betrachtung ohne Berücksichtigung, ob für die Wasserstoffproduktion freie Kapazitäten an Wasserkraft verfügbar sind, ergibt sich eine Treibhausgasbelastung von 17 gCO₂e/kWhel. Bei der energiesystemischen Betrachtung, die auf der zum Zeitpunkt der Wasserstoffproduktion basierenden Treibhausgasbelastung des schweizerischen Stroms basiert, wurden zwei verschiedene Szenarien untersucht: eines für das Jahr 2017 und eines für das Jahr 2018. Unter der Annahme von jährlich 4'000 Betriebsstunden der Elektrolyse zur Wasserstoffproduktion wird ein Wert zwischen 234 und 568 gCO₂e/kWhel für das Jahr 2017 und zwischen 148 und 354 gCO₂e/kWhel für das Jahr 2018 berechnet. Zum Vergleich: für die netzgebundene Elektroladesäule resultiert ein Vergleichswert von 143 gCO₂e/kWhel für das Jahr 2017 und 84 gCO₂e/kWhel für das Jahr 2018. Insgesamt resultiert für die wasserstoffbasierte Schnellladesäule bei der isolierten Betrachtung somit eine um den Faktor vier bis neun Mal niedrigere und bei der energiesystemischen Betrachtung eine um zwei bis fünf Mal höhere Klimabelastung, als bei einer mit dem schweizerischen Strommix betriebenen, netzgebundenen Schnellladesäule.

Bei der ökonomischen Betrachtung werden basierend auf Amortisations- und Betriebskosten die Kosten für das Laden an der wasserstoffbetriebenen Schnellladestation berechnet und mit denjenigen von netzgebundenen Schnellladesäulen verglichen. Mit Investitionskosten von 200'000 CHF pro Anlage und einem Wasserstoffpreis von 20 CHF/kg resultiert ein Preis von 2.2 CHF/kWh Ladestrom. Die Marktpreise für das Laden an öffentlichen Schnellladestationen betragen zur Zeit je nach Leistung zwischen CHF 0.70 und 0.80 pro kWh. Unter den gewählten Annahmen ist das Laden an wasserstoffbasierten Ladesäulen somit rund drei Mal teurer, als an netzgebundenen Ladesäulen.

Die vorgenannten Ergebnisse basieren auf dem aktuellen schweizerischen Energiesystem. Als wesentliche Änderungen in einem zukünftigen Energiesystem wird erwartet, dass Importe von grünem Wasserstoff via Pipelinesysteme realisiert sein werden und dass sich der Leistungspreis der Elektrizität je nach lokalen und zeitlichen Gegebenheiten erhöhen wird, womit auch die Volatilität im Tages- wie auch im Jahresverlauf grösser wird. Diese Änderungen können sich auf die Ergebnisse der in diesem Bericht ausgeführten systemischen und der ökonomischen Betrachtung auswirken. Eine detaillierte Untersuchung der Auswirkungen des zukünftigen Energiesystems würde aber den Rahmen dieser Begleitstudie sprengen und kann deshalb nur in dieser qualitativen Form angegeben werden.



Résumé

Sous le nom de "kvyreen", H2 Energy AG a développé une station de recharge rapide à hydrogène pour les véhicules électriques. L'hydrogène produit par l'énergie hydraulique est transformé sur place en électricité dans une pile à combustible. Dans cette étude, ce concept est évalué de trois manières: sur le plan énergétique, sur le plan de l'impact climatique et sur le plan économique. Une station de recharge électrique reliée au réseau sert de comparaison. Les conclusions et les résultats de ces trois analyses se réfèrent au système électrique actuel. Un aperçu des résultats attendus dans un système énergétique futur est également brièvement esquissé. Lors de l'interprétation des résultats, il faut tenir compte du fait que la station de recharge rapide à hydrogène est le premier prototype.

Pour l'analyse énergétique, le rendement du pouvoir calorifique de l'hydrogène par rapport à l'électricité est calculé à partir de données mesurées. Celui-ci s'élève en moyenne à 48%. Combiné aux données de la littérature pour la production d'hydrogène et son transport, soit 61%, le rendement global de la production de courant de charge à base d'hydrogène pour l'alimentation de la colonne de charge électrique est de 29%. Dans le cas d'une station de recharge électrique raccordée au réseau, seules les pertes dans le réseau de 7% doivent être prises en compte, ce qui correspond à un rendement de 93%; toutefois, dans le cas d'une station de recharge raccordée au réseau, le réseau électrique doit pouvoir supporter localement la puissance correspondante, ce qui n'est pas toujours le cas, notamment lorsque plusieurs bornes de recharge rapide fonctionnent en parallèle.

Lors de l'analyse de l'impact sur le climat, l'impact des gaz à effet de serre par kWh d'électricité est calculé pour les deux concepts de recharge au niveau de l'alimentation de la station de recharge électrique, sans tenir compte des autres pertes au sein de la station et lors de la recharge, car cela est identique pour les deux concepts de recharge. L'impact sur le climat est analysé pour la kvyreen de manière "isolée" et "énergie-système". L'analyse isolée, qui ne tient pas compte de la disponibilité de capacités hydroélectriques pour la production d'hydrogène, aboutit à une charge de gaz à effet de serre de 17 gCO_{2e}/kWh_{el}. Dans l'approche énergie-système, basée sur la charge de gaz à effet de serre de l'électricité suisse au moment de la production d'hydrogène, deux scénarios différents ont été étudiés: l'un pour l'année 2017 et l'autre pour l'année 2018. En supposant que l'électrolyse pour la production d'hydrogène fonctionne 4'000 heures par an, on calcule une valeur comprise entre 234 et 568 gCO_{2e}/kWh_{el} pour l'année 2017 et entre 148 et 354 gCO_{2e}/kWh_{el} pour l'année 2018. La valeur de comparaison pour la station de recharge électrique raccordée au réseau est de 143 gCO_{2e}/kWh_{el} pour l'année 2017 et de 84 gCO_{2e}/kWh_{el} pour l'année 2018. Au total, l'impact climatique de la station de recharge rapide à hydrogène est quatre à neuf fois plus faible que celui d'une station de recharge rapide raccordée au réseau et alimentée par le mix électrique suisse, si l'on considère la station isolément, et deux à cinq fois plus élevé si l'on considère le système énergétique.

Dans le cadre de l'analyse économique, les coûts de la recharge à la station de recharge rapide fonctionnant à l'hydrogène sont calculés sur la base des coûts d'amortissement et d'exploitation et comparés à ceux des bornes de recharge rapide raccordées au réseau. Avec des coûts d'investissement de 200'000 CHF par installation et un prix de l'hydrogène de 20 CHF/kg, on obtient un prix de 2.2 CHF/kWh de courant de charge. Les prix du marché pour la recharge dans les stations publiques de recharge rapide se situent actuellement entre 0,70 et 0,80 CHF par kWh_{el}, selon la puissance. Dans les hypothèses retenues, la recharge sur les bornes de recharge à hydrogène est donc environ trois fois plus chère que sur les bornes de recharge reliées au réseau.

Les résultats susmentionnés se basent sur le système énergétique suisse actuel. Les principaux changements attendus dans un système énergétique futur sont les suivants : les importations d'hydrogène vert seront réalisées via des systèmes de pipelines et le prix de la puissance de l'électricité augmentera en fonction des conditions locales et temporelles, ce qui accroîtra également la volatilité au cours de la journée et de l'année. Ces changements peuvent avoir un impact sur les résultats des analyses systémiques et économiques présentées dans ce rapport. Une analyse détaillée des effets du futur système énergétique dépasserait toutefois le cadre de cette étude d'accompagnement et ne peut donc être présentée que sous cette forme qualitative.



Summary

Under the name "kvyreen", the company H2 Energy AG has developed a hydrogen-powered fast-charging station for battery electric vehicles. Hydrogen produced by means of hydropower is converted into electricity on site in a fuel cell. In this study, this charging concept is evaluated in three ways: firstly in terms of energy, secondly in terms of climate impact, and thirdly in economic terms. A grid-connected electric charging station serves as a comparison. The conclusions and results of these three aspects refer to the current electricity system. An outlook on results that can be expected in a future energy system is also briefly outlined. When interpreting the results, it must be taken into account that the hydrogen-powered fast charging station is the first prototype.

For the energetic consideration, the lower hydrogen heating value-to-electricity efficiency of the kvyreen plant is calculated on the basis of measured data. This is on average 48%. Combined with literature data for hydrogen production and its transport of 61%, an overall efficiency for hydrogen-based electricity generation for feeding into the charging station of 29% is resulting. In the case of a grid-connected charging station, only the grid losses of roughly 7% have to be taken into account, which corresponds to an efficiency of 93%; however, in the case of a grid-connected charging station, the power grid must be able to handle the corresponding power locally, which is not always the case, especially when several fast charging stations are operated in parallel.

When considering the climate impact, the greenhouse gas impact per kWh of electricity is calculated for both charging concepts at the feed-in to the electric charging station, without taking into account further losses within the charging station and during charging, as this is identical for both charging concepts. The climate impact is analyzed for the kvyreen in both views, an "isolated" and an "energy systemic" one. The isolated analysis, which does not take into account whether free hydropower capacities are available for hydrogen production, results in a greenhouse gas impact of 17 gCO_{2e}/kWhel. In the energy system analysis, which is based on the greenhouse gas load of Swiss electricity at the time of hydrogen production, two different scenarios were investigated: one for the year 2017 and one for the year 2018. Assuming 4'000 operating hours per year of electrolysis for hydrogen production, a value between 234 and 568 gCO_{2e}/kWhel is calculated for the year 2017 and between 148 and 354 gCO_{2e}/kWhel for the year 2018. For comparison: for the grid-connected electric charging station, this results in a comparative value of 143 gCO_{2e}/kWhel for the year 2017 and 84 gCO_{2e}/kWhel for the year 2018. Overall, the climate impact of the hydrogen-based fast charging station is four to nine times lower in the isolated analysis and two to five times higher in the energy system analysis than for a grid-connected fast charging station operated with the Swiss electricity mix.

In the economic analysis, the costs for charging at the hydrogen-powered fast charging station are calculated based on amortization and operating costs and compared with those of grid-connected fast charging stations. With investment costs of 200'000 CHF per system and a hydrogen price of 20 CHF/kg, a price of 2.2 CHF/kWh charging current results. The market prices for charging at public fast charging stations are currently between 0.70 and 0.80 CHF/kWh, depending on the capacity. Under the selected assumptions, charging at hydrogen-based charging stations is thus about three times more expensive than at grid-connected charging stations.

The above results are based on the current Swiss energy system. As major changes in a future energy system, it is expected that imports of green hydrogen via pipeline systems will be realized and that the power price of electricity will increase depending on local and temporal conditions, thus also increasing the volatility during the day as well as during the year. These changes may affect the results of the systemic and economic analysis performed in this report. However, a detailed examination of the impact of the future energy system is beyond the scope of this companion study and can therefore only be provided in this qualitative form.



Take-home messages

- Die aktuelle wasserstoff-betriebene Schnellladestation (erster Prototyp) kvyreen hat einen Wasserstoff-zu-Strom-Wirkungsgrad von rund 48%. Kombiniert mit dem Wirkungsgrad der Wasserstoffversorgung von 61% resultiert ein Gesamtwirkungsgrad von 29%.
- Bei einer isolierten Betrachtung ohne Berücksichtigung, ob für die Wasserstoffproduktion freie Kapazitäten an Wasserkraft verfügbar sind, ist die Treibhausgasbelastung einer Batterie-Ladung an der mit erneuerbarem Wasserstoff betriebenen kvyreen-Anlage zwischen vier und neun Mal tiefer als bei einer mit schweizerischem Mixstrom betriebenen, netzgebundenen Elektroladestation.

Wird die Anlage aus einer energiesystemischen Perspektive betrachtet, das heisst mit Berücksichtigung der zum Zeitpunkt der Wasserstoffproduktion herrschenden, mittleren Treibhausgasbelastung des schweizerischen Stroms, ist die Treibhausgasbelastung zwei bis fünf Mal höher als bei einer netzgebundenen Elektroladestation. Kann in Zukunft erneuerbarer Wasserstoff importiert werden, sind entsprechend niedrigere Klimabelastungen möglich.

Das Laden mit der wasserstoff-betriebenen Schnellladestation führt zu rund 3 mal höheren Kosten, als heute an netzgebundenen Elektroladestationen mit gleicher Ladeleistung bezahlt werden muss. Die künftig erwartete, zunehmende Volatilität beim Leistungskostenanteil am Strompreis kann diese Differenz reduzieren.



Inhaltsverzeichnis

| | |
|--|-----------|
| Zusammenfassung | 3 |
| Résumé | 4 |
| Summary | 5 |
| Take-home messages | 6 |
| Inhaltsverzeichnis | 7 |
| 1 Einleitung | 8 |
| 1.1 Projektübersicht..... | 8 |
| 1.2 Einordnung | 8 |
| 1.3 Aufbau der Studie | 9 |
| 2 Anlagenbeschrieb | 10 |
| 3 Energetische Betrachtung | 11 |
| 3.1 Bedeutung des Wirkungsgrades | 11 |
| 3.2 BZ-System-gekoppelte Elektroladesäule (kvyreen) | 11 |
| 3.2.1 Wasserstoffversorgung..... | 12 |
| 3.2.2 Rückverstromung | 13 |
| 3.2.3 Gesamtwirkungsgrad..... | 14 |
| 3.3 Vergleich mit einer netzgebundenen Elektroladesäule | 15 |
| 4 Klimatische Betrachtung | 16 |
| 4.1 Netzgebundene Elektroladesäule | 16 |
| 4.2 Isolierte Betrachtung des kvvreen | 19 |
| 4.3 Energiesystemische Betrachtung des kvvreen | 20 |
| 5 Ökonomische Betrachtung | 24 |
| 5.1 Annahmen | 24 |
| 5.2 BZ-gekoppelte Elektroladesäule..... | 25 |
| 5.3 Netzgebundene Elektroladesäule | 26 |
| 5.4 Vergleich | 27 |
| 6 Schlussfolgerungen und Fazit | 28 |
| 7 Ausblick | 29 |
| 8 Anhang: Ergänzung von H2 Energy AG: Schnelllader für BEV-LKW im Vergleich zu BZ-LKW | 30 |
| 9 Literaturverzeichnis | 31 |



1 Einleitung

1.1 Projektübersicht

Der kvyreem (ehemals e-HRS) ist eine wasserstoffbetriebene Schnellladesäule für batterieelektrische Fahrzeuge (BEV) ohne Belastung des lokalen Stromnetzes. Der erste Prototyp der Anlage wurde von der Firma H2 Energy AG, welche auch die Projektleitung innehat, erstellt und wird seit April 2022 bei einer H2-Tankstelle des Projektpartners Avia Osterwalder AG in St. Gallen betrieben.

Im Rahmen dieser Begleitstudie wurden energetische, klimatische und wirtschaftliche Abschätzungen zur wasserstoffbetriebenen Schnellladesäule kvyreem im Vergleich zu netzgebundenen Ladesäulen durchgeführt. Diese basieren auf dem aktuellen technischen und energetischen Hintergrund.

Weitere Projektpartner sind die ABB Schweiz AG, welche als Lieferant für die im kvyreem integrierte Ladesäule fungiert, die AVIA Osterwalder St.Gallen AG, welche die Anlage an der Wasserstoff-Tankstelle in St.Gallen betreibt und die Empa, welche damit beauftragt wurde, diese wissenschaftliche Begleitstudie anzufertigen.

1.2 Einordnung

Um das Ziel von Netto-Null Treibhausgasemissionen bis in das Jahr 2050 erreichen zu können, braucht es tiefgreifende Änderungen im Energiemix der Schweiz. Gemäss den Energieperspektiven 2050+ des Bundesamtes für Energie (BFE) wird die Stromproduktion in der Schweiz fast ausschliesslich durch Wasserkraft und erneuerbare Energien wie Photovoltaik (PV) erfolgen. Weiter sollen fossile Energieträger in der Mobilität und der Wärme für Gebäude durch auf erneuerbarem Strom basierende Energieträger ersetzt werden. Dazu muss der Anteil an elektrisch betriebenen Fahrzeugen, sei es Batterie-elektrisch (BEV) oder mittels Brennstoffzellentechnologie (FCEV), in allen Fahrzeugkategorien schnell wachsen [1]. In [2] wird beschrieben, wie sich dieser Ersatz der fossilen Energieträger auf das Schweizer Elektrizitätssystem auswirken wird. Ein wichtiger Punkt bei der Elektrifizierung der Mobilität ist die Treibhausgasbelastung des Schweizer Stromsystems. Dies wurde in [3] für mehrere mögliche Szenarien bezüglich Ausbaus der erneuerbaren Stromproduktion, Abschaltung der Kernkraftwerke und Marktdurchdringung von BEVs und Wärmepumpen berechnet. In [4] wird nicht nur die Treibhausgasbelastung des Stroms, sondern eine komplette Life Cycle Analysis (LCA) für elektrische Fahrzeuge, BEVs und FCEVs, präsentiert.

Um eine hohe Marktdurchdringung mit elektrisch betriebenen Fahrzeugen zu ermöglichen, muss die entsprechende Infrastruktur erstellt werden. Eine Beschreibung der Ladeinfrastruktur für BEVs und der Tankinfrastruktur für FCEVs und eine vergleichende Analyse der Energieumwandlung beider Systeme kann in [5] gefunden werden. Eine detaillierte Beschreibung des Aufbaus einer Wasserstofftankstelle gib es in [6]. Bezüglich den Ladestationen muss man zwischen privaten und öffentlichen Anlagen unterscheiden. Bei privaten Ladestationen, zu Hause oder am Arbeitsplatz, erfolgt der Ladevorgang über einen längeren Zeitraum und mit einer niedrigeren Leistung bis etwa 22 kW. Öffentliche Ladestationen befinden sich an sogenannten Points of Interest (POIs), beispielsweise auf öffentlichen Parkplätzen, bei Einkaufszentren oder an Tankstellen. Dort wird von Schnellladestationen mit einer kürzeren Ladedauer von 15 bis 60 Minuten ausgegangen mit einer Ladeleistung zwischen 50 kW und 150 kW [7]. Weil der kvyreem eine Schnellladestation ist, ist für dessen Analyse das Ladeverhalten an POIs interessant. Da die Marktdurchdringung mit BEVs noch nicht sehr weit fortgeschritten ist, ist es schwierig ein aussagekräftiges Profil aufgrund von Messungen zu erstellen. In [8] beispielsweise wird von durchschnittlich einer Schnellladung pro Tag im Jahr 2015 berichtet. Darum ist es für die zukünftige Planung der Ladeinfrastruktur unerlässlich, Ladeprofile aufgrund bestehender Daten und Annahmen zu modellieren. Beispiele solcher Profile können in [7], [9] und [10].



1.3 Aufbau der Studie

In Kapitel 2 folgt eine detaillierte Beschreibung des kvyreens mit seinen Komponenten. Anschliessend wird in Kapitel 3 in der energetischen Betrachtung der Wirkungsgrad des kvyreens analysiert und mit einer netzgebundenen Elektroladesäule verglichen. In Kapitel 4 folgt eine ökologische Betrachtung, wo die Treibhausgasbelastung einer Ladung mit dem kvyreem für verschiedene Betrachtungsweisen berechnet und mit der Treibhausgasbelastung eines Ladevorgangs an einer netzgebundenen Elektroladesäule verglichen wird. Die Kosten für den kvyreem sowie die Kosten einer Ladung am kvyreem werden in Kapitel 5 berechnet und wieder mit einer netzgebundenen Elektroladesäule verglichen. In Kapitel 6 folgt eine Zusammenfassung der Resultate und in Kapitel 7 ein Ausblick, in welchem das Potential des kvyreens in möglichen zukünftigen Szenarien für das Schweizer Stromsystem betrachtet wird.



2 Anlagenbeschreibung

Die wasserstoffbetriebene Elektroladesäule, genannt kvyreen, basiert im Kern auf einer Brennstoffzelle (BZ) mit einer Nennleistung von $60 \text{ kW}_{\text{el}}$, wie sie zur Stromerzeugung auch in mit Wasserstoff betriebenen Fahrzeugen eingesetzt wird. Die Wasserstoffzufuhr erfolgt ohne zusätzliche Komprimierung oder Kühlung direkt über ein Druckreduzierungsventil ab dem Wasserstofftank. In zukünftigen Ausbaustufen sollen durch Kombination von zwei BZ-Systemen auch höhere Ladeleistungen möglich sein. Der von der Brennstoffzelle erzeugte Gleichstrom wird über einen DC/AC-Wandler in Wechselstrom umgewandelt. Dieser fließt über einen Transformator zur Ladesäule oder bei einem Stromüberschuss ins Stromnetz, welches als Puffer fungiert. Es kann auch kurzfristig Leistung vom Netz bezogen werden, z.B. für den Startvorgang der Brennstoffzelle.

Weitere Komponenten sind die Systemsteuerung (ECU) sowie Hilfsgeräte, bestehend aus einem Luft-Kompressor, zwei Raumventilatoren, einem Kühlerventilator und einer Kühlmittelpumpe. Deren Stromversorgung erfolgt über das Stromnetz oder im Fall von einem Leistungsüberschuss der Brennstoffzelle über diese. Als Lader wird ein Terra 184 Schnelllader der Firma ABB verwendet [11]. Die aufgezeichneten Daten setzen sich aus dem Massenfluss des Wasserstoffes, der Leistung nach dem DC/AC-Wandler, der Leistung nach dem Transformator und der Leistung vom oder zum Netz zusammen. Zusätzlich wurden noch Abschätzungen über den Verbrauch der Hilfsaggregate zur Verfügung gestellt. Eine Skizze der Anlage ist in Abbildung 1 dargestellt. Die Beschriftungen werden in Kapitel 3.2.2 erläutert.

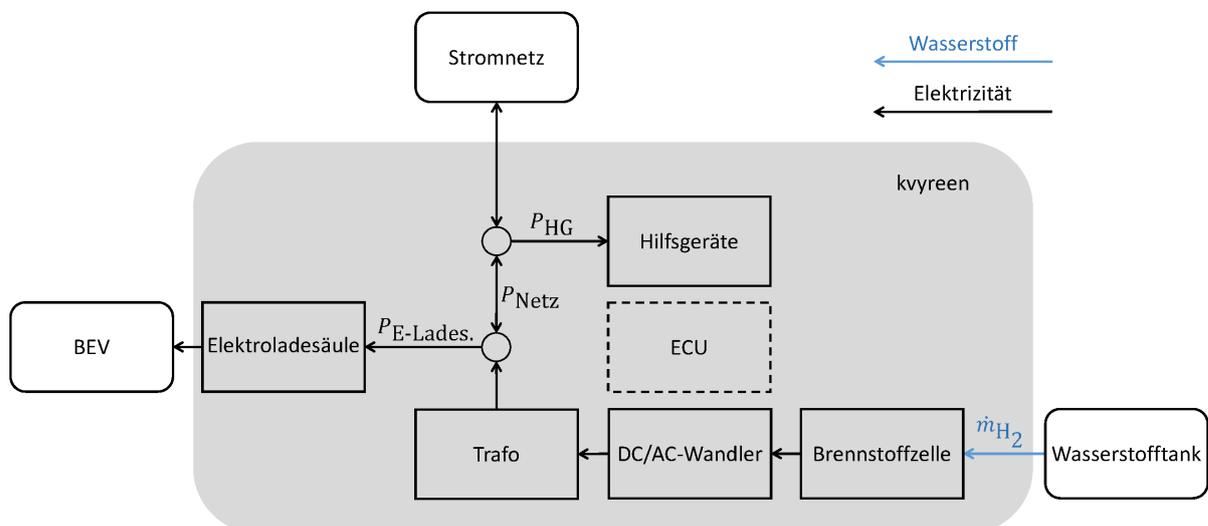


Abbildung 1: Aufbau und Messpunkte des kvyreen



3 Energetische Betrachtung

In diesem Abschnitt wird der Wirkungsgrad des kvyreen zusammen mit dem Wirkungsgrad der Wasserstoffversorgung untersucht und mit dem Wirkungsgrad einer netzgebundenen Elektrodestation verglichen, welche den Strom direkt vom Stromnetz bezieht.

3.1 Bedeutung des Wirkungsgrades

Der Wirkungsgrad beschreibt die Effizienz einer Anlage oder eines ganzen Prozesses und berechnet, wie viel von der einem System zugefügten Energie effektiv genutzt werden kann. In diesem Fall wird berechnet, wie viel Strom oder Wasserstoff für eine bestimmte nutzbare Endenergie in Form von Elektrizität am Eingang einer Elektroladesäule aufgewendet werden muss. Der Wirkungsgrad kann erhebliche Auswirkungen auf den Preis oder die Umweltbilanz haben. Ist beispielsweise eine Art von Primärenergie 20% günstiger, der Wirkungsgrad aber 30% schlechter als bei einer vergleichbaren Anlage, wird der Endpreis höher ausfallen als bei einer Anlage mit einem besseren Wirkungsgrad und trotz einem höheren Energiepreis.

Der Wirkungsgrad wird aus dem Verhältnis von zugeführter Energie und nutzbarer Energie berechnet:

$$\eta = \frac{E_{\text{nutz}}}{E_{\text{zu}}}$$

Der Wirkungsgrad wird mit η bezeichnet und wird in Prozent angegeben, die zugeführte Energie mit E_{zu} und die nutzbare Energie mit E_{nutz} . Die Energie wird in Kilowattstunden (kWh) angegeben. Der Wirkungsgrad kann ebenso über die Leistung berechnet werden mit,

$$\eta = \frac{E_{\text{nutz}} \cdot t}{E_{\text{zu}} \cdot t} = \frac{P_{\text{nutz}}}{P_{\text{zu}}}$$

Hier ist t die Zeit und P_{zu} und P_{nutz} die zugeführte, resp. nutzbare Leistung in Kilowatt (kW).

3.2 BZ-System-gekoppelte Elektroladesäule (kvyreen)

Die Betrachtung des Wirkungsgrades des kvyreen wird in zwei Bereiche unterteilt. Der erste Teil beinhaltet die Wasserstofferzeugung mittels Wasser-Elektrolyse mit Transport und Befüllung der Wasserstofftanks beim mit der Ladesäule gekoppeltem Brennstoffzellensystem (Wasserstoffversorgung). Der zweite Teil umfasst den Wirkungsgrad des kvyreen von den Wasserstofftanks über die mit der Elektroladesäule gekoppelten Brennstoffzelle bis zur Ladesäule (Rückverstromung). Eine Skizze der Wirkungsgradkette ist Abbildung 2 in dargestellt.

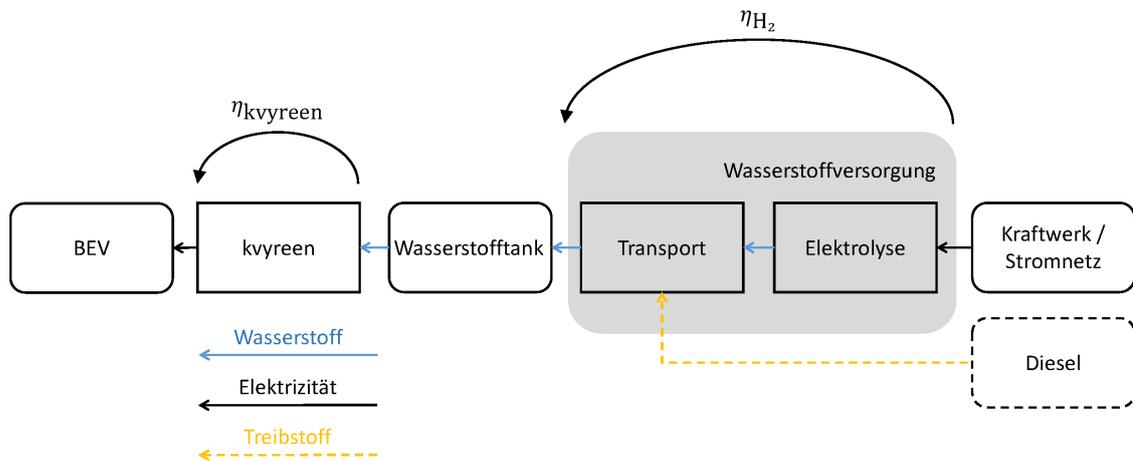


Abbildung 2: Wirkungsgradkette der BZ-System-gekoppelten Elektroladesäule (kvyreen)

3.2.1 Wasserstoffversorgung

Der Wirkungsgrad der Wasserstoffversorgung lässt sich aus der Energie berechnen, welche benötigt wird um den Wasserstoff herzustellen, zuzüglich der Energie die für die Verdichtung und den Transport bis zum Standort der Elektroladesäule erforderlich ist. Die Analyse der Strombereitstellung für die Wasserstoffproduktion ist nicht Gegenstand dieser Studie. Die entsprechenden Daten werden deshalb aus der Literatur übernommen.

In [6] wird eine energetische Well-to-Wheel Analyse des Wasserstoffpfades für eine industrielle Wasserstoffproduktionsanlage, wie sie auch in dieser Studie eingesetzt wird, dargestellt. Die Analyse teilt den Wasserstoffversorgungspfad in verschiedene Zwischenschritte auf, welche einzeln betrachtet werden. Für die vorliegende Studie sind nur die ersten zwei Zwischenschritte, nämlich die Elektrolyse und der Transport des Wasserstoffs zum Standort der Elektroladesäule, von Interesse, da der kvyreen den Wasserstoff direkt und ohne zusätzliche Kompression aus den Wasserstofftanks bezieht. Laut [6] ergibt dies einen Wirkungsgrad von 72.4% bezogen auf den Brennwert H_{HHV} (Higher Heating Value, HHV) von Wasserstoff. In dieser Studie wird jedoch mit dem Heizwert H_{LHV} (Lower Heating Value, LHV) gerechnet, was zu folgendem angepasstem Wirkungsgrad der Wasserstoffproduktion führt:

$$\eta_{H_2} = \frac{H_{LHV}}{H_{HHV}} \cdot 72.4\% = 61.2\%$$

Die Werte für H_{LHV} und H_{HHV} können [12] entnommen werden. Desweiteren gilt es vor allem für die klimatische Betrachtung zu beachten, dass für die Berechnung von η_{H_2} von der eingesetzten Primärenergie 98.5% Strom sind und die restlichen 1.5% aus fossilem Treibstoff (Diesel) für den Wasserstofftransport bestehen, wie in [6] beschrieben ist.



3.2.2 Rückverstromung

Der Wirkungsgrad der Rückverstromung des Wasserstoffs im kvyreen wird anhand von Messdaten mehrerer Ladevorgänge berechnet. Dabei werden der gemessene Massenfluss des Wasserstoffes \dot{m}_{H_2} in Kilogramm pro Stunde (kg/h), die vor der Ladesäule gemessene Leistung $P_{E\text{-Ladesäule}}$, die Leistung, welche vom oder zum Netz fließt P_{Netz} und der Verbrauch der Hilfsaggregate P_{HG} für die Kühlung, benutzt. Ein positiver Wert für P_{Netz} bedeutet, dass der Strom in Richtung Netz und Hilfsgeräte fließt, ein negativer Wert, dass Strom zur Elektroladesäule fließt. In Abbildung 3 sind die für die Berechnung verwendeten Daten dargestellt und in Abbildung 1 die Messpunkte. Datenpunkte, bei welchen kein Strom zur Elektroladesäule floss, wurden vorgängig aus den Daten entfernt.

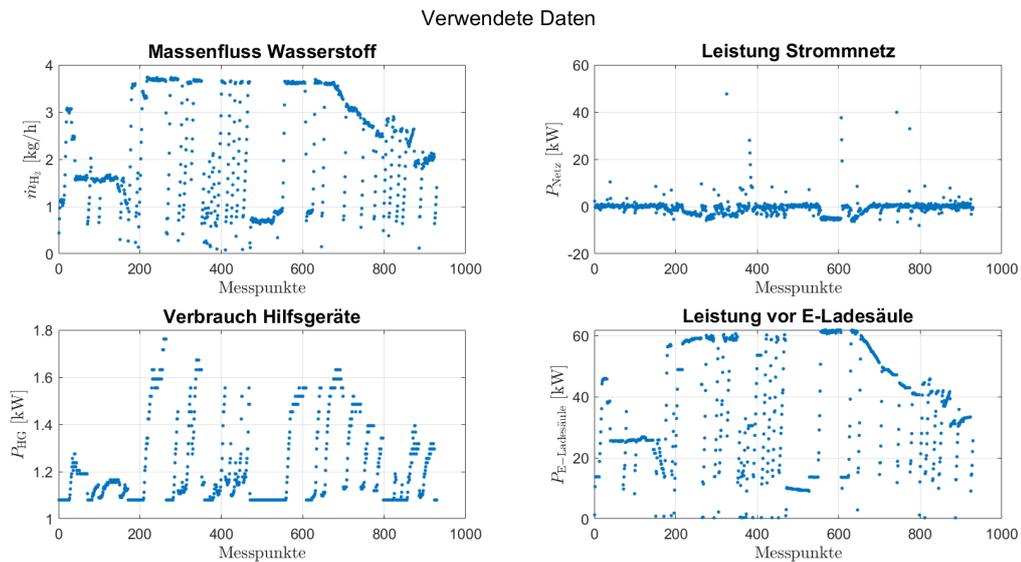


Abbildung 3: Messdaten für die Berechnung des Wirkungsgrades der Rückverstromung mit dem kvyreen

Aus diesen Messdaten wird zuerst die effektiv vom Netz bezogene oder in das Netz eingespeiste Leistung berechnet:

$$P_{\text{Netz,eff.}} = P_{\text{Netz}} - P_{HG}$$

Basierend auf diesem Wert muss für die Rückverstromung mit dem kvyreen eine Fallunterscheidung für die Berechnung des Wirkungsgrades gemacht werden. Der erste Fall ist ein Leistungsüberschuss der BZ, also ein positiver Wert für $P_{\text{Netz,eff.}}$. Dann wird der Wirkungsgrad mit folgender Formel berechnet:

$$\eta_{\text{kvyreen}} = \frac{P_{E\text{-Ladesäule}} + P_{\text{Netz,eff.}}}{\dot{m}_{H_2} \cdot H_{LHV}}$$

Der zweite Fall ist ein Leistungsdefizit der BZ, also ein negativer Wert für $P_{\text{Netz,eff.}}$. Dann wird folgende Formel benutzt:

$$\eta_{\text{kvyreen}} = \frac{P_{E\text{-Ladesäule}}}{\dot{m}_{H_2} \cdot H_{LHV} - P_{\text{Netz,eff.}}}$$

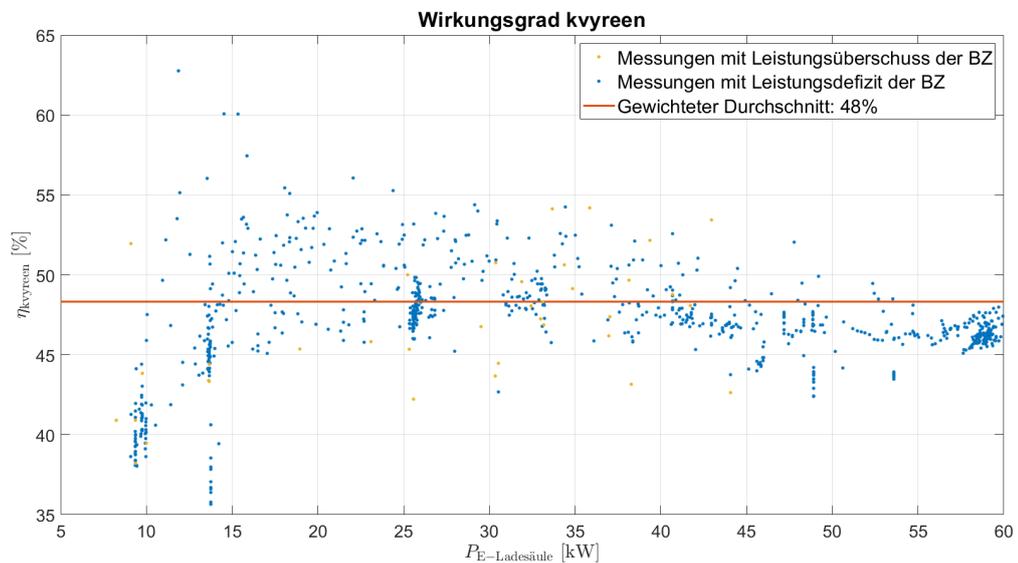


Abbildung 4: Berechnete Wirkungsgrade für die Rückverstromung mit dem gewichteten Durchschnittswert.

Abbildung 4 zeigt, dass der Wirkungsgrad bei niedrigeren Leistungen abfällt, zwischen 20kW und 30kW Ladeleistung ein Maximum aufweist und über 30kW wiederum leicht abfällt. Der gewichtete Durchschnitt für beide Fälle ergibt für die Rückverstromung des Wasserstoffs einen Wirkungsgrad von:

$$\eta_{\text{kvyreen}} = 48\%$$

Dieser Wert wird im Folgenden für alle weiteren Berechnungen verwendet, falls nichts Weiteres angegeben ist.

3.2.3 Gesamtwirkungsgrad

Kombiniert man den Wirkungsgrad für die Wasserstoffversorgung mit dem Wirkungsgrad für die Rückverstromung ergibt sich ein Gesamtwirkungsgrad von:

$$\eta_{\text{gesamt}} = \eta_{\text{H}_2} \cdot \eta_{\text{kvyreen}} = 29.4\%$$

In anderen Worten ausgedrückt kann aus dem Gesamtwirkungsgrad geschlossen werden, dass für jede am Schnelllader bezogene Kilowattstunde Strom, etwas über drei Kilowattstunden Strom zeitlich und örtlich losgelöst zur Verfügung gestellt werden müssen.



3.3 Vergleich mit einer netzgebundenen Elektroladesäule

Da die Leistung beim kvyreen vor der Elektroladesäule gemessen wird, fließen die Verluste der Elektroladesäule beim Laden (Wandler, Leistungselektronik, Steuergeräte, Kühlung) nicht in die Berechnung mit ein und können somit auch bei der netzgebundenen Elektroladesäule vernachlässigt werden. Dadurch werden die Verluste auf die Netzverluste reduziert.

Basierend auf den Daten der schweizerischen Elektrizitätsstatistik 2020 des BFE [13] wird der Wirkungsgrad des schweizerischen Stromnetzes wie folgt berechnet:

$$\eta_{\text{Netz}} = \frac{E_{\text{Verbrauch}}}{E_{\text{NetProd}} + E_{\text{NetImp}}} = 93\%$$

Dabei ist $E_{\text{Verbrauch}}$ der Endverbrauch der Schweiz, E_{NetProd} die Nettoproduktion und E_{NetImp} der Nettoimport. Somit ist der Wirkungsgrad einer netzgebundenen Elektroladesäule etwa 3.5-mal besser verglichen mit dem kvyreen. Es gilt zu bemerken, dass die Netzverluste bei dem Wirkungsgrad der Wasserstoffproduktion in diesem Fall nicht beachtet werden, da die Elektrolyse direkt bei einem Kraftwerk steht. Sollte die Elektrolyseanlage jedoch an einem anderen Ort weiter entfernt von einem Kraftwerk stehen und über das Netz versorgt werden wie es in [14] geplant ist, müssten die Netzverluste noch in die Wirkungsgradkette miteinbezogen werden.



4 Klimatische Betrachtung

In diesem Kapitel wird die CO₂-Bilanz für das Laden mit der BZ-gekoppelten Elektroladesäule (kvyreen) aus zwei verschiedenen Perspektiven betrachtet. Die Erste basiert auf einer isolierten Betrachtung der Wasserstoffherzeugung aus Wasserkraft, dem Transport und Rückverstromung im kvyreen am Ort der Elektroladesäule, wobei resultierende Auswirkungen der Wasserstoffproduktion auf die Strombereitstellung der Schweiz nicht miteinbezogen werden (typische LCA-Systemgrenzen). Die Zweite ist eine "energiesystemische" Betrachtung, bei welcher die Auswirkungen der Wasserstoffproduktion auf die Strombereitstellung der Schweiz betrachtet wird. Diese beiden Betrachtungen werden mit einer netzgebundenen Elektroladesäule verglichen.

4.1 Netzgebundene Elektroladesäule

Beim Laden an einer netzgebundenen Elektroladesäule wird angenommen, dass die Treibhausgasbelastung des Stroms, angegeben in Gramm CO₂-Äquivalent pro Kilowattstunde (gCO₂eq/kWh), äquivalent ist zur Treibhausgasbelastung des Schweizer Strom-Mixes zu der entsprechenden Zeit. Das heisst, es werden keine Ladesäulen mit Pufferspeicherung oder Ähnlichem betrachtet.

In [3] wird die stündlich aufgelöste Treibhausgasbelastung des Schweizer Strom Mixes für die Jahre 2017 und 2018 sowie verschiedene zukünftige Szenarien der Stromproduktion und des Stromverbrauchs basierend auf den Daten von 2018 berechnet. Ausgehend von diesen Daten wird die Treibhausgasbelastung für das Laden an einer netzgebundenen Elektroladesäule berechnet. In diesem Kapitel werden nur die beiden Szenarien 0 und 1, welche die effektive Treibhausgasbelastung der Jahre 2017 und 2018 darstellen, und keine weiteren, zukünftigen Szenarien betrachtet. Für die Berechnung wurde ein prognostiziertes Ladeprofil für Elektroladesäulen für POIs für das Jahr 2040 bei einer hohen Durchdringung der Fahrzeugflotte mit BEVs verwendet. Dieses wurde analog zum Profil für Heimladungen in [9] erstellt und eine Woche davon ist in Abbildung 5 dargestellt. Die Anzahl von BEVs in einer Flotte und die Anzahl Ladungen pro Tag ist heute noch viel kleiner als in dem verwendeten Profil. Es wird dabei vereinfachend angenommen, dass sich bis im Jahr 2040 nur die Anzahl an Ladungen, nicht jedoch die prozentuale Verteilung der Ladevorgänge über das Jahr, ändert.

Mit diesen Annahmen und Daten resultiert eine durchschnittliche Treibhausgasbelastung für das Ladeprofil an POIs von 133 gCO_{2e}/kWh für das Jahr 2017 und von 78 gCO_{2e}/kWh für das Jahr 2018. Diese Werte sind relativ nahe an den Durchschnittswerten des gesamten Jahres von 151 gCO_{2e}/kWh im Jahr 2017 bzw. 94 gCO_{2e}/kWh im Jahr 2018. Der Grund für die grosse Differenz der beiden Jahre erklärt sich durch die höhere Menge an Stromimporten in 2017. Genauere Information können [3] entnommen werden. Der vom BAFU ermittelte Durchschnittswert liegt bei 128 gCO_{2e}/kWh [15], welcher sich etwa in der Mitte zwischen den beiden ermittelten Werten befindet. Dies bestätigt einerseits die Plausibilität der verwendeten Daten und zeigt andererseits die grosse Variabilität der Treibhausgasbelastung des Schweizer Stroms.

Eine Visualisierung des Ansatzes ist in Abbildung 6 für 2017 und in Abbildung 7 für 2018 dargestellt.

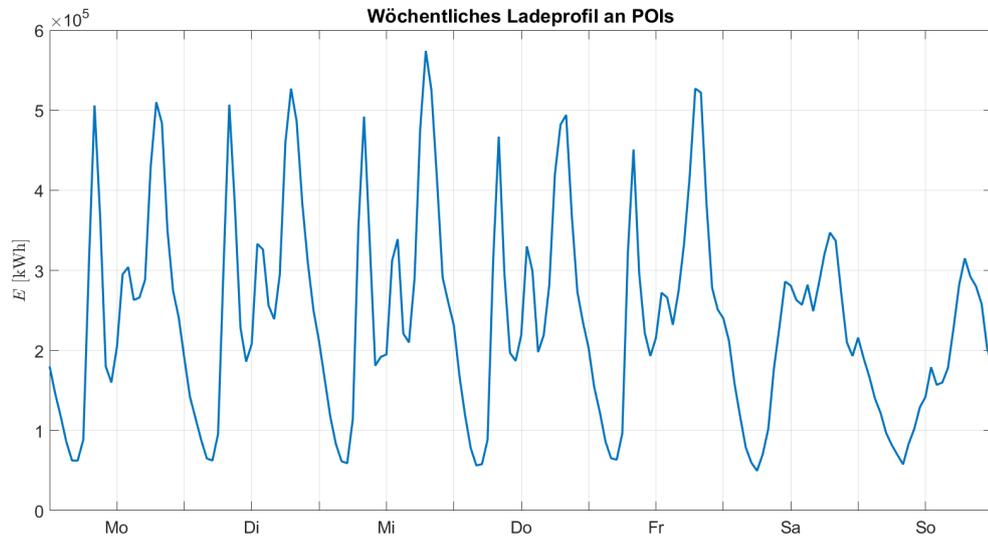


Abbildung 5: Wöchentliches Ladeprofil an POIs.

2017

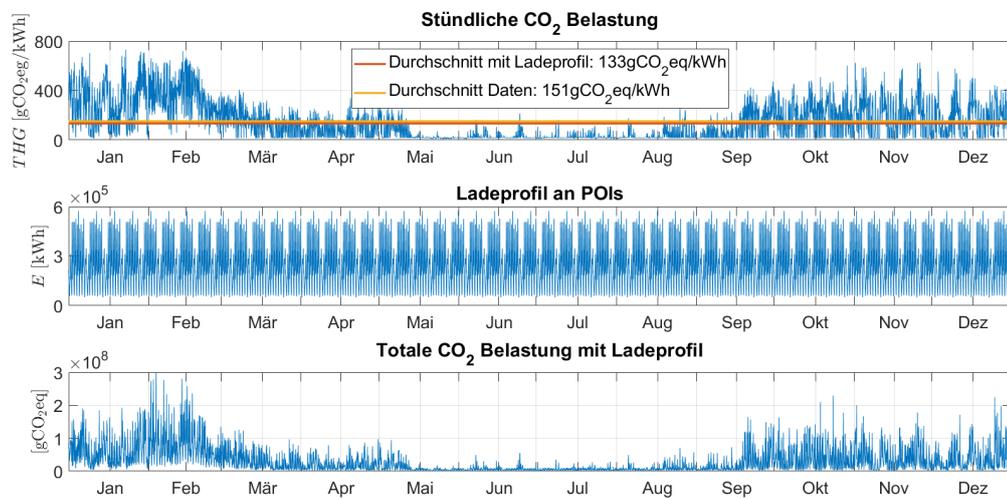


Abbildung 6: Berechnung der CO₂-Belastung einer netzgebundenen Elektroladesäule für das Jahr 2017.

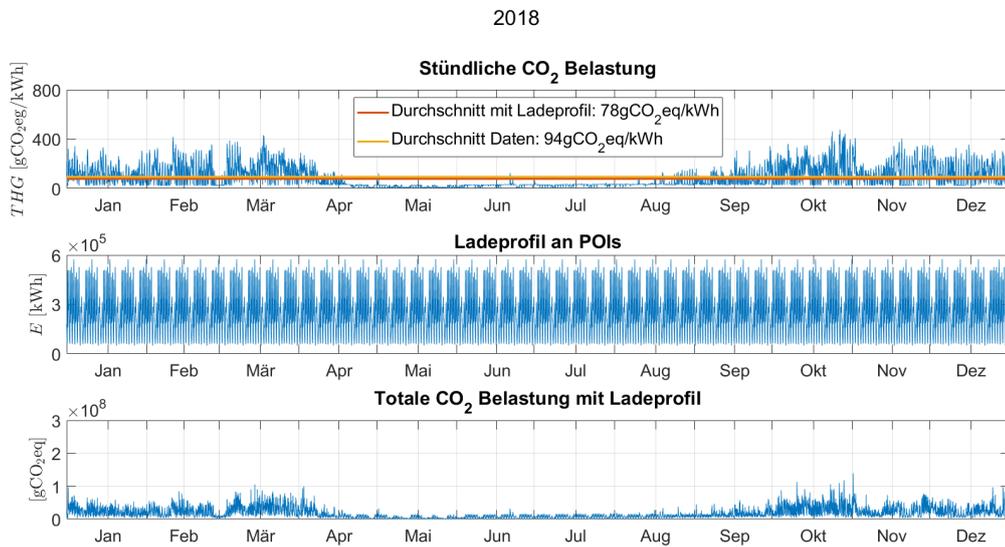


Abbildung 7: Berechnung der CO₂-Belastung einer netzgebundenen Elektroladesäule für das Jahr 2018.

Zusätzlich muss noch der Wirkungsgrad der Stromverteilung (siehe Kapitel 3.3) berücksichtigt werden. Dies führt für das Laden an netzgebundenen Elektroladesäulen zu den in Tabelle 1 aufgeführten Treibhausgasbelastungen.

Tabelle 1: Treibhausgasbelastungen für das Laden an netzgebundenen Elektroladesäulen

| Jahr | Methode | Treibhausgasbelastung [gCO ₂ eq/kWh] |
|------|----------------|---|
| 2017 | Durchschnitt | 162 |
| 2017 | POI Ladeprofil | 143 |
| 2018 | Durchschnitt | 101 |
| 2018 | POI Ladeprofil | 84 |



4.2 Isolierte Betrachtung des kvyreem

Der Wasserstoff für die BZ-gekoppelte Elektroladesäule wird von der Firma Hydrosponder AG produziert und geliefert. Der Strom für die Wasserstoffproduktion wird dabei direkt vom Laufwasserkraftwerk Gösigen bezogen. Für die isolierte Betrachtung wird die Umweltbilanz eines Laufwasserkraftwerks zusammen mit der Umweltbilanz des Wasserstofftransports berücksichtigt. Dabei wird nicht berücksichtigt, ob freie Wasserkraftkapazität für die Wasserstoffherzeugung vorliegt oder nicht.

Die Treibhausgasemissionen eines Laufwasserkraftwerks bestehen ausschliesslich aus indirekten (grauen) Emissionen, welche durch den Bau und den Betrieb des Kraftwerkes entstehen. Der Wert variiert in der betrachteten Literatur zwischen 3.8 gCO_{2e}/kWh [16] und 4.3 gCO_{2e}/kWh [2]. In dieser Studie wird ein gemittelter Wert von 4 gCO_{2e}/kWh angenommen. Zusätzlich zu den Emissionen der Wasserstoffproduktion müssen noch die Emissionen für dessen Transport berücksichtigt werden, der heute mittels Diesel-LKWs auf der Strasse erfolgt. Gemäss [17] liegt die CO₂-Belastung von Diesel bei 73.3 tCO₂/TJ, was etwa 264 gCO₂/kWh entspricht.

Wie in Kapitel 3.2.1 erwähnt, gilt die Annahme, dass sich die Primärenergie für die Wasserstoffherzeugung und den Transport mit 1.5% aus Diesel und die restlichen 98.5% aus Strom zusammensetzt. Kombiniert mit den Wirkungsgraden der Wasserstoffversorgung und des kvyreem lässt sich somit die Treibhausgasbelastung, bezeichnet mit THG, des kvyreem bei isolierter Betrachtung berechnen.

$$THG_{\text{kvyreem}} = \frac{0.985 \cdot THG_{\text{Laufwasser}} + 0.015 \cdot THG_{\text{Diesel}}}{\eta_{\text{H}_2} \cdot \eta_{\text{kvyreem}}} = 17 \text{ gCO}_2\text{eq/kWh}$$

Dieser Wert ist massgeblich durch den Wirkungsgrad der Wasserstoffherzeugung und der Rückverstromung sowie den Transport bestimmt. Folglich wird analysiert, wie sich eine Variation des Wirkungsgrades auf die Treibhausgasbelastung auswirken würde. Dazu wird der Wirkungsgrad des kvyreem in der Berechnung um maximal den Faktor 1.5 erhöht oder den Faktor 0.5 gesenkt. Zudem wird die Möglichkeit in Betracht gezogen, dass Wasserstoff zukünftig mit wasserstoffbetriebenen Lastwagen transportiert werden kann. Die Resultate dieser Analyse sind in Abbildung 8 dargestellt.

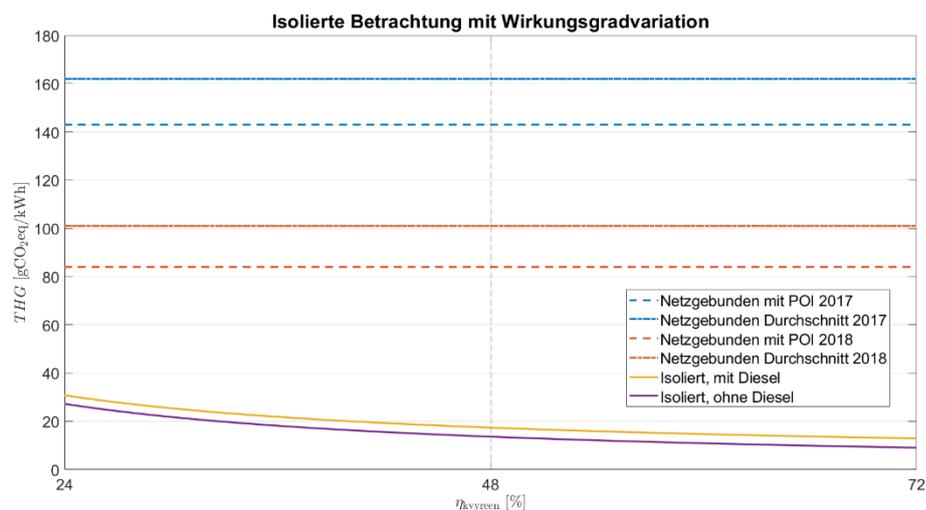


Abbildung 8: Analyse der Wirkungsgradvariation des kvyreem bei der isolierten Betrachtung.

Diese Analyse liefert zwei Schlussfolgerungen. Erstens zeigt sie, dass die Treibhausgasbelastung bei dem kvyreem bei einer isolierten Betrachtung signifikant tiefer ist als bei einer netzgebundenen Elektroladesäule. Zweitens ist ersichtlich, dass der Transport mit Diesel-betriebenen Lastwagen einen zwar sichtbaren, aber doch relativ geringen Einfluss auf die Treibhausgasbelastung des kvyreem hat.



4.3 Energiesystemische Betrachtung des kvyreen

Bei der systemischen Analyse wird das gesamte Stromsystem der Schweiz im aktuellen Zustand betrachtet. Der Wasserstoff wird direkt mit dem Strom des Laufwasserkraftwerks produziert. Da jedoch der Strom für die Wasserstoffproduktion verwendet wird, muss er durch andere inländische Produktion ersetzt oder in Zeiten in denen die Schweiz Strom importiert, sogar aus dem Ausland bezogen werden.

Bei dieser Betrachtung werden die Daten von [3] verwendet. Dabei spielt der Zeitpunkt der Wasserstoffproduktion eine entscheidende Rolle. Um diesen Zeitpunkt zu bestimmen, werden zwei Annahmen getroffen. Erstens, die Elektrolyseanlage wird im Jahr total 4'000 Stunden betrieben. Das ist das Minimum, um wirtschaftlich rentabel zu sein [4]. Zweitens, die Anlage wird jede Woche gleich lang betrieben, da sonst grosse Wasserstoffspeicher benötigt werden würden, welche zurzeit nicht existieren [9]. Basierend auf diesen Annahmen werden drei Szenarien betrachtet, wobei zwei davon (unrealistische) Extremszenarien sind.

Bei Szenario 1, dem ökologischen Szenario, wird angenommen, dass die Wasserstoffproduktion jede Woche zu denjenigen Stunden läuft, zu welchen der Schweizer Strom Mix die tiefste CO₂-Belastung hat. Da dieser Wert nicht a priori bekannt ist und erst im Nachhinein ermittelt werden kann, ist dies, wie oben erwähnt, ein in der Praxis auf absehbare Zeit unrealistisches Szenario.

Bei Szenario 2, dem ökonomischen Szenario, wird angenommen, dass die Wasserstoffproduktion jede Woche zu denjenigen Stunden läuft, bei welchen gemäss Day-Ahead-Auktion an der Strombörse der Strom am günstigsten ist. Bei der Day-Ahead-Auktion wird jeweils Strom für den darauffolgenden Tag gehandelt. Diese Daten wurden von Swiss Energy Charts übernommen [18]. Da dieser Wert ebenfalls erst am Ende der jeweiligen Woche bekannt ist, ist auch dies ein auf absehbare Zeit unrealistisches Szenario.

Bei Szenario 3 wird jeweils der CO₂-Durchschnittswert der jeweiligen Woche betrachtet. Dieses Szenario führt aufsummiert zum Jahresdurchschnitt und somit zu demselben Wert, wie wenn die Elektrolyse rund um die Uhr betrieben werden würde.

Die zu Grunde liegenden Treibhausgasbelastungen und Day-Ahead-Preise für schweizerischen Strommix der Jahre 2017 und 2018 sind in Abbildung 9 dargestellt.

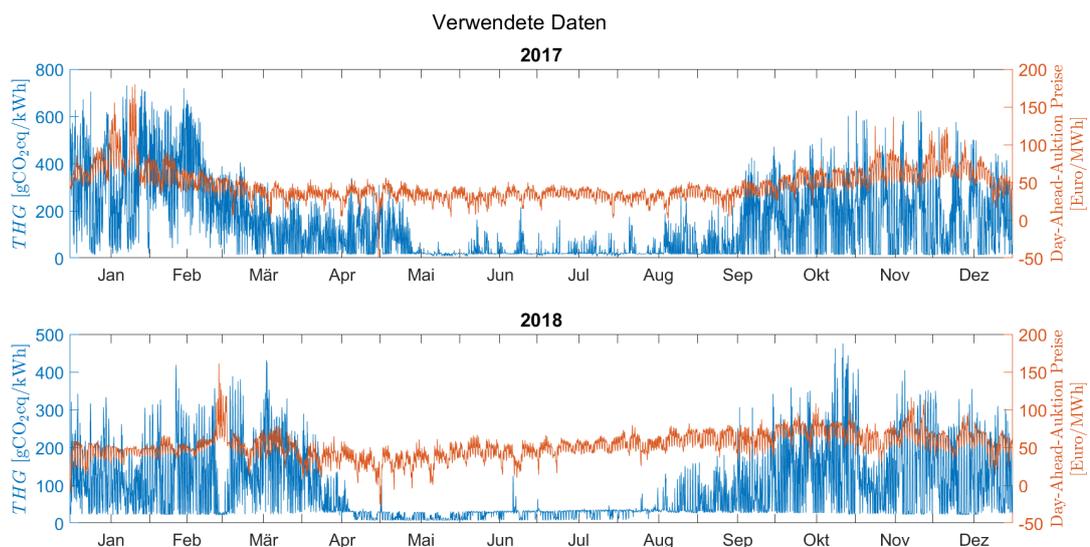


Abbildung 9: Treibhausgasbelastungen und Day-Ahead-Auktion Preise für den schweizerischen Strommix für die Jahre 2017 und 2018.



In Abbildung 10 sind die Resultate für die drei Szenarien für das Jahr 2017 dargestellt und in Abbildung 11 für das Jahr 2018.

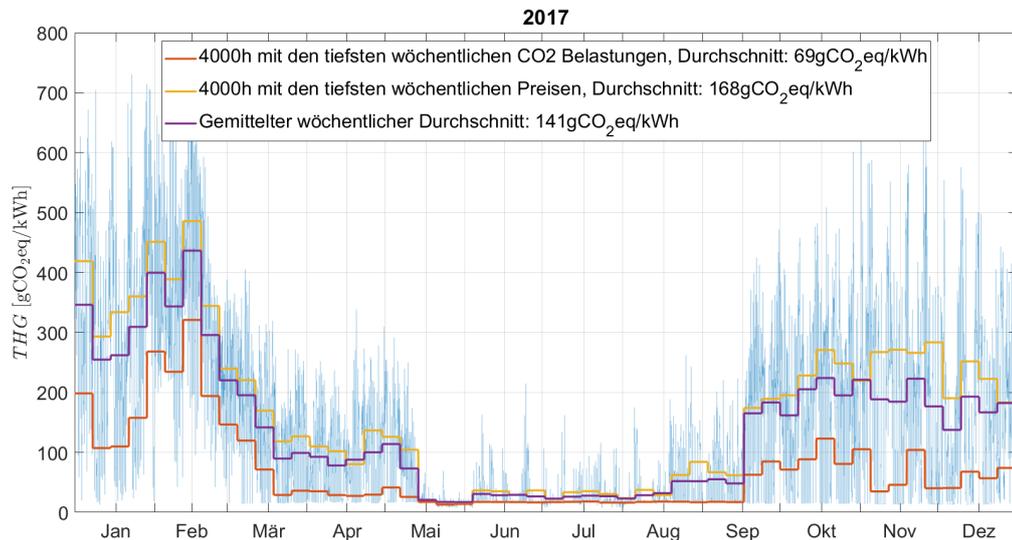


Abbildung 10: CO₂-Belastung der drei Szenarien bei der energiesystemischen Betrachtung im Jahr 2017.

Wie zu erwarten war, ist die Treibhausgasbelastung in beiden Jahren im Winter deutlich höher als im Sommer. Dies liegt an der geringeren Produktion der Wasserkraft und der dadurch höheren Menge an importiertem Strom. Von den drei Szenarien ist Szenario 1 per Definition dasjenige mit der tiefsten Treibhausgasbelastung. Interessanterweise ist in Szenario 2 die Treibhausgasbelastung fast in jeder Woche höher als der Durchschnittswert der Woche. Eine vertiefte Analyse der Ursache dafür und des Zusammenhanges zwischen den Day-Ahead-Auktion Preisen und der Treibhausgasbelastung des Stromes liegt ausserhalb des Umfangs dieser Studie.

Die Treibhausgasbelastung wird wie im vorherigen Kapitel dargestellt berechnet.

$$THG_{kvyreen} = \frac{0.985 \cdot THG_{Szenario} + 0.015 \cdot THG_{Diesel}}{\eta_{H_2} \cdot \eta_{kvyreen}}$$

Die Resultate sind in Tabelle 2 aufgelistet. Wie sich schon aus den Abbildungen ableiten liess, ist die Treibhausgasbelastung des Stromes in Szenario 1 am tiefsten und in Szenario 3 am höchsten. Ausserdem ist die Treibhausgasbelastung im Jahr 2017 für alle Szenarien höher als im Jahr 2018

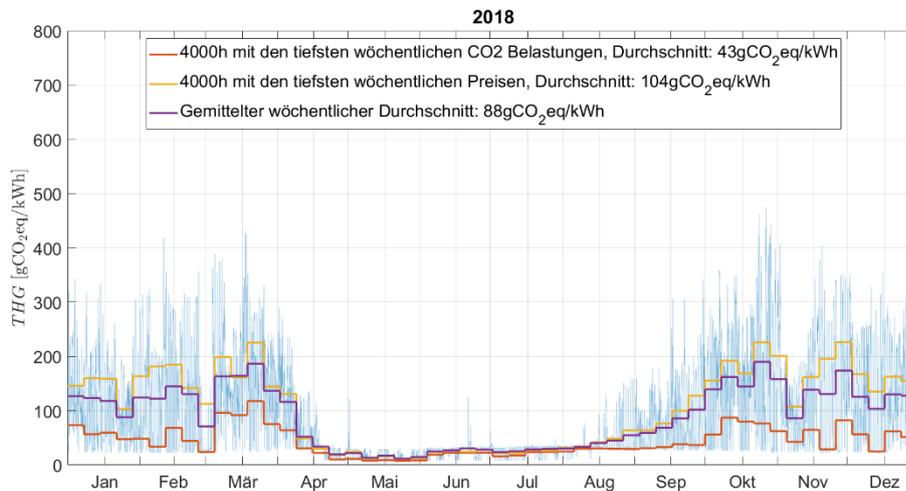


Abbildung 11: CO₂-Belastung der drei Szenarien bei der systemischen Betrachtung des kvyreer im Jahr 2018

Tabelle 2: Resultate der systemischen Betrachtung der CO₂-Belastung des kvyreer mit der Isolierten Betrachtung als Vergleich.

| Szenarien systemische Betrachtung | Jahr | Treibhausgasbelastung [gCO ₂ eq/kWh] |
|-----------------------------------|-----------|---|
| 1 | 2017 | 234 |
| 1 | 2018 | 148 |
| 2 | 2017 | 568 |
| 2 | 2018 | 354 |
| 3 | 2017 | 476 |
| 3 | 2018 | 297 |
| Isolierte Betrachtung | 2017/2018 | 17 |

In Abbildung 12 kann beobachtet werden, dass die Treibhausgasbelastung der BZ-gekoppelten Elektroladesäule bei der systemischen Betrachtung teilweise erheblich höher ist als bei einer netzgebundenen Elektroladesäule. Dies liegt vor allem an dem grossen Unterschied der Wirkungsgrade. Zudem wird wie schon bei der isolierten Betrachtung die Auswirkung einer Variation des Wirkungsgrades des kvyreer aufgezeigt. Es ist zu sehen, dass auch im besten Szenario, dem Szenario 1, und mit einem um den Faktor 1.5 verbesserten Wirkungsgrad die Treibhausgasbelastung bei einer systemischen Betrachtung für die BZ-gekoppelte Elektroladesäule grösser ist als für eine netzgebundene Elektroladesäule.

Dafür gibt es hauptsächlich zwei Gründe. Erstens ist der Wirkungsgrad des kvyreer kombiniert mit dem Wirkungsgrad der Wasserstoffversorgung auch mit einer Verbesserung um den Faktor 1.5 noch immer tiefer als der Wirkungsgrad des Stromnetzes. Zweitens kann es zwar sein, dass bei einzelnen Ladevorgängen an einer netzgebundenen Elektroladesäule der Strom eine sehr hohe Treibhausgasbelastung aufweist, dies aber über das ganze Jahr hinweg auf alle Ladevorgänge betrachtet nicht signifikant ins Gewicht fällt.

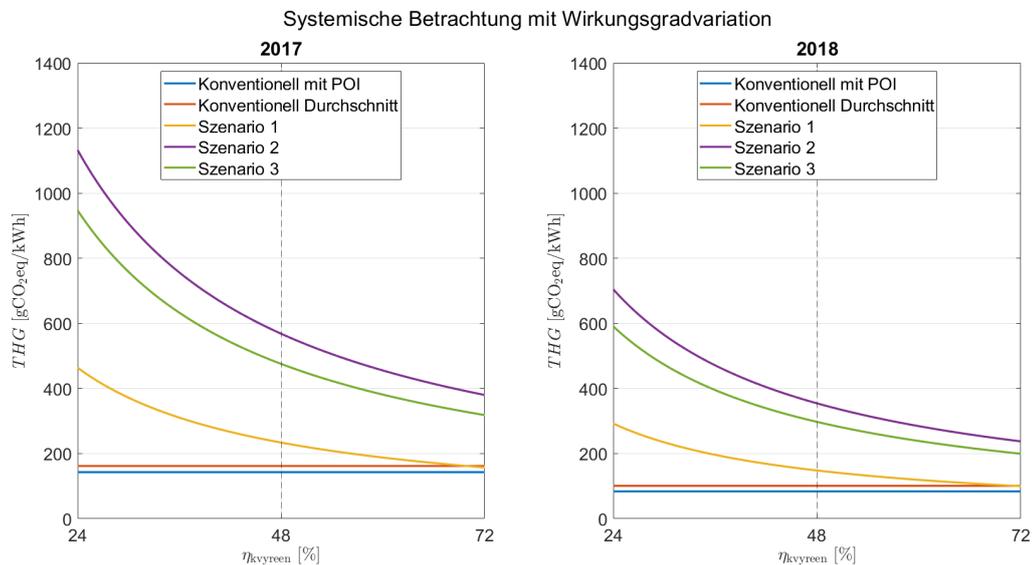


Abbildung 12: Analyse der Wirkungsgradvariation des kvyreen bei der energiesystemischen Betrachtung

Ausblick:

Mit Hinblick auf die Ausweitung der Produktion von erneuerbarem Wasserstoff wird H2 Energy eine 1GW-Produktionsanlage in Dänemark bauen. Diese Produktionsanlage wird mit erneuerbarem Windstrom betrieben, eine Produktionskapazität von 18 t/h haben und soll bis 2025 den ersten Wasserstoff produzieren. Der Ort ist definiert und das Gelände wurde bereits erstanden, derzeit laufen die Vorbereitungen für die Erlangung der notwendigen Bewilligungen. Es ist die Erwartung von H2 Energy, dass bis zum Ende der Dekade erneuerbarer Wasserstoff in Pipeline-Systemen aus Dänemark bis in die Schweiz transportiert wird. Damit könnte einer der wesentlichen Vorteile von Wasserstoff, nämlich, dass die Produktion und die Nutzung zeitlich und örtlich entkoppelt werden können, in effizienter und nachhaltiger Art und Weise genutzt werden.

Es ist somit absehbar, dass in Zukunft grosse Mengen an erneuerbarem Wasserstoff in die Schweiz importiert werden wird, was die Ergebnisse der 3 Szenarien in ökologischen und wirtschaftlichen Bereichen positiv beeinflussen kann.



5 Ökonomische Betrachtung

5.1 Annahmen

In diesem Abschnitt werden die Kosten für den Betreiber und die zu erwartenden Kosten für einen Verbraucher eines kvyreens analysiert und mit den Kosten für eine netzgebundene Elektroladesäule verglichen. Dabei wird angenommen, dass die komplette Infrastruktur einer Wasserstofftankstelle bereits vorhanden ist und lediglich eine Schnellladestation eingerichtet werden soll. Folgende Szenarien werden betrachtet und Annahmen getroffen:

- Für die Berechnung der Stromkosten wird von einem Mindestverbrauch von 100'000 kWh ausgegangen, auch wenn in gewissen Szenarien dieser nicht erreicht wird. Damit ist die Berechnung der Stromkosten jedoch konsistent für alle Szenarien und durch den zusätzlichen Stromverbrauch an der Tankstelle durch Shops etc. kann davon ausgegangen werden, dass diese Schwelle in der Regel erreicht wird. Aufgrund der einheitlichen Berechnung der Stromkosten werden die Preise der Stadtwerke Winterthur ausgewählt [19].
- Der Preis für ein Kilogramm Wasserstoff an der Tankstelle wird auf CHF 20 festgelegt. Dies entspricht gemäss [20] etwa dem aktuellen Marktpreis.
- Es werden 1-4 Ladesäulen mit einer Maximalleistung von 150 kW installiert. Dabei wird von dem Modelltyp ausgegangen, welcher beim kvyreem verwendet wird, siehe Kapitel 2.
- Der Anschluss an das Stromnetz mit 600 kW Leistung muss für eine oder mehrere netzgebundene Ladesäulen erstellt werden. Dabei wird die Kostenberechnung des ASTRA als Grundlage genommen, welche besagt, dass die totalen Kosten für den Anschluss mit Installation und Wartung zwischen CHF 300'000.- und CHF 550'000.- betragen [21], wobei hier der Mittelwert von CHF 425'000 angenommen wird.
- Da mittels BZ-gekoppelten Elektroladesäule ursprünglich für Ladevorgänge bis zu 150 kW geplant war, jedoch im Moment nur bis ca. 50 kW Leistung erfolgt, werden zwei Ladeszenarien betrachtet. Erstens, die Ladeleistung beträgt 50 kW und die Ladedauer pro Ladevorgang 30 Minuten. Zweitens, die Ladeleistung beträgt 100 kW und die Ladedauer 15 Minuten. Somit ist die bezogene Strommenge konstant bei 25 kWh. Diese Annahmen gelten pro Ladesäule.
- Es werden 8 Ladevorgänge pro Tag mit den oben genannten Ladeszenarien angenommen. Dies ergibt einen Jahresverbrauch von 73'000 kWh pro Ladesäule.
- Die Kosten des kvyreem werden mit 200'000 CHF beziffert. Dies entspricht der mittleren Preiserwartung von H2 Energy, welche mit 230'000 CHF im Jahr 2022 und mit 180'000 CHF im Jahr 2025 rechnen.
- Die Kosten für eine Ladesäule betragen gemäss [22] 65'000 CHF.
- Für die Integration der Anlage in das Gesamtsystem (Baubewilligung, Fundament, Beleuchtung, usw.), werden 50% der Kosten der Anlage zusätzlich eingerechnet.
- Die Wartungskosten belaufen sich pro Jahr auf 5% der Investitionskosten ohne Integrationskosten.
- Ausgenommen von den vorherigen zwei Punkten ist der Stromanschluss. Bei diesem sind sowohl Installationskosten als auch Wartungskosten schon in den Gesamtkosten des Astra miteinberechnet.
- Es entstehen keine zusätzlichen Personalkosten für den Betrieb der Anlage. Die Personalkosten für die Wartung sind in den Wartungskosten inbegriffen.
- Die Abschreibung der Anlage und des Anschlusses verläuft linear über 10 Jahre auf einen Restwert von CHF 0.



- Ein Zinssatz von 5% wird angenommen.
- Eine Marge von 5% für den Betreiber wird angenommen.

Mit diesen Annahmen werden sowohl die jährlich anfallenden Kosten für den Betreiber und die daraus resultierenden Kosten für eine Ladung an der jeweiligen Ladesäule berechnet.

5.2 BZ-gekoppelte Elektroladesäule

Mit den oben genannten Annahmen ergeben sich für einen kvyreen Amortisations- und Verzinsungskosten von 40'000 CHF pro Jahr und Betriebskosten von 10'000 CHF pro Jahr. Dies summiert sich über 10 Jahre auf ein Total von 500'000 CHF pro Anlage. Diese Kosten bleiben konstant, auch wenn mehrere Anlagen erstellt werden.

Basierend auf dem Wirkungsgrad des kvyreen von 48% und einem LHV von Wasserstoff von 33.33 kWh/kg ergibt sich ein Verbrauch von 0.07 kgH₂/kWh_{el}. Bei 8 Ladungen am Tag und einer Strommenge von 25 kWh_{el} pro Ladung ergibt sich ein Jahresverbrauch von 5'110 kgH₂ pro Jahr was zu Wasserstoffkosten von 12'200 CHF pro Jahr führt. Werden die jährlichen Amortisations-, Verzinsungs-, Betriebs- und Wasserstoffkosten durch den Jahresverbrauch geteilt und die Marge von 5% und die Mehrwertsteuer von 7.7% addiert, erhält man einen Verbraucherpreis von 2.19 CHF/kWh_{el}. Dies ist deutlich höher als der aktuelle Marktpreis für das Aufladen an einer öffentlichen Elektroladestation. Dieser liegt bei rund 0.80 CHF/kWh_{el} bei einer Leistung >80kW und bei rund 0.70 CHF/kWh_{el} bei tieferer Leistung [23]. Es sei hier angemerkt, dass bei dem kvyreen der Preis unabhängig von der Ladeleistung ist.

Nachfolgend wird eine Sensitivitätsanalyse bezüglich der Investitionskosten, der Verbrauchermenge, des Wirkungsgrades und des Wasserstoffpreises durchgeführt. Dabei werden alle Parameter in einem Bereich von -50% bis +50% variiert. Das Resultat ist in Abbildung 13 dargestellt.

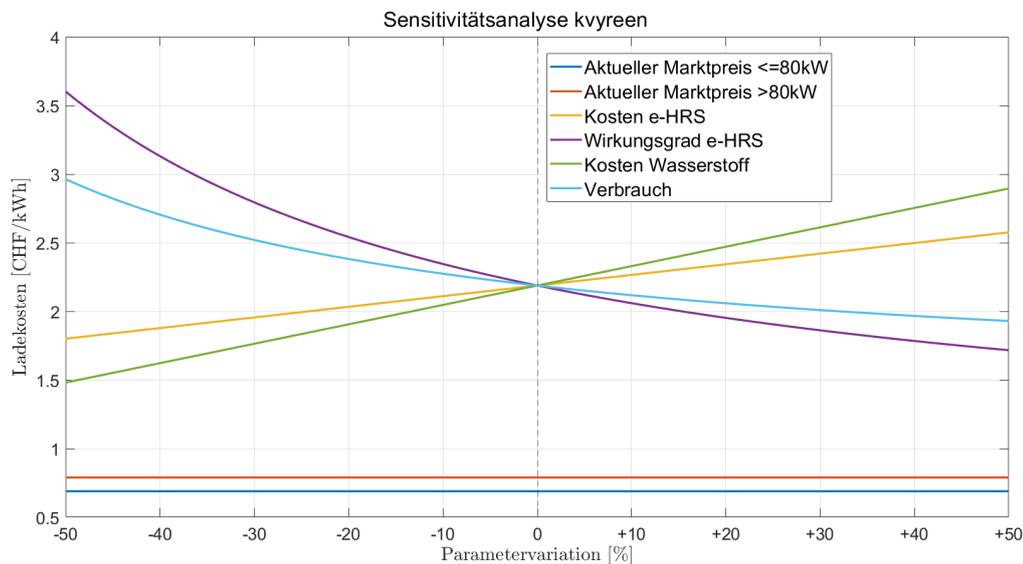


Abbildung 13: Sensitivitätsanalyse der Kosten für den kvyreen.

Abbildung 13 zeigt, dass der Wirkungsgrad des kvyreen und die Wasserstoffkosten den grössten Einfluss auf den Verbraucherpreis haben. Dieser wird gemäss der Analyse jedoch auch bei sinkenden Preisen und höherer Effizienz höher als der aktuelle Marktpreis für das Laden an Elektroladesäulen bleiben.



5.3 Netzgebundene Elektroladesäule

Da die Kosten für den Stromanschluss unabhängig von der Anzahl Ladesäulen sind, variieren die Kosten für eine netzgebundene Ladesäule je nach Anzahl. Die berechneten Kosten sind in Tabelle 3 aufgelistet.

Tabelle 3: Berechnung der Kosten für eine netzgebundene Elektroladesäule

| Anzahl | Amortisations- und Verzinsungskosten [CHF/a] | Betriebskosten [CHF/a] | Total [CHF/a] | Total pro Ladesäule [CHF/a] |
|--------|--|------------------------|---------------|-----------------------------|
| 1 | 55'500 | 3'250 | 58'750 | 58'750 |
| 2 | 68'500 | 6'500 | 75'000 | 37'500 |
| 3 | 81'500 | 9'750 | 91'250 | 30'417 |
| 4 | 94'500 | 13'000 | 107'500 | 26'875 |

Tabelle 3 zeigt, dass mit steigender Anzahl Ladesäulen die Kosten des Netzanschlusses und dadurch die totalen Kosten pro Ladesäule deutlich sinken, da die Anschlusskosten aufgeteilt werden können. Zur Berechnung des Strompreises wird die *Kundengruppe Profil* und das Stromprodukt *e-Strom.Silber* der Stadtwerke Winterthur verwendet [19]. Der Strompreis setzt sich dabei aus einer Grundgebühr von 50 CHF/Monat, einem Leistungspreis von 13 CHF/Monat/kW und einem Strompreis von 0.1718 CHF/kWh zusammen. Da dieser Preis leistungsabhängig ist, variiert er nach Ladeszenario und nach Anzahl Ladesäulen. Mit den Kosten von Tabelle 3, einer zusätzlichen Marge und der Mehrwertsteuer resultiert so ein Preis für den Verbraucher zwischen 0.75 CHF/kWh_{el} und 1.25 CHF/kWh_{el} bei einer Leistung von 50 kW und zwischen 0.87 CHF/kWh_{el} und 1.37 CHF/kWh_{el} bei einer Leistung von 100 kW. Diese Werte sind ebenfalls höher als die Marktpreise von EV-Pass, jedoch nur geringfügig.

Wie bei dem kvyreem wird auch hier eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt. Variiert wird der Preis einer Ladesäule, der Preis für den Stromanschluss, der Strompreis und der Verbrauch an der Ladesäule. Die Resultate sind in Abbildung 14 und in Abbildung 15 dargestellt.

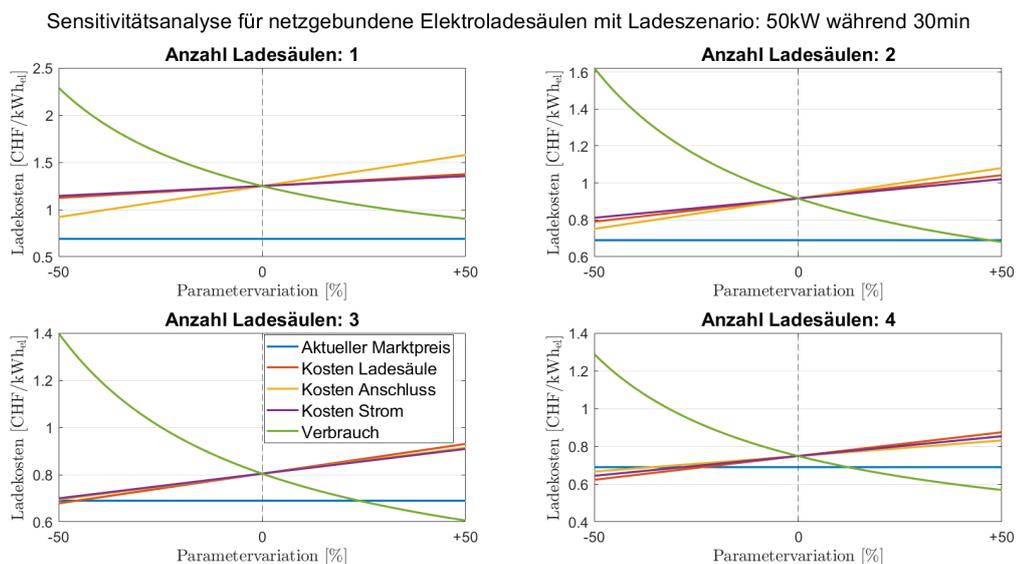


Abbildung 14: Sensitivitätsanalyse für eine netzgebundene Elektroladesäule mit dem ersten Ladeszenario

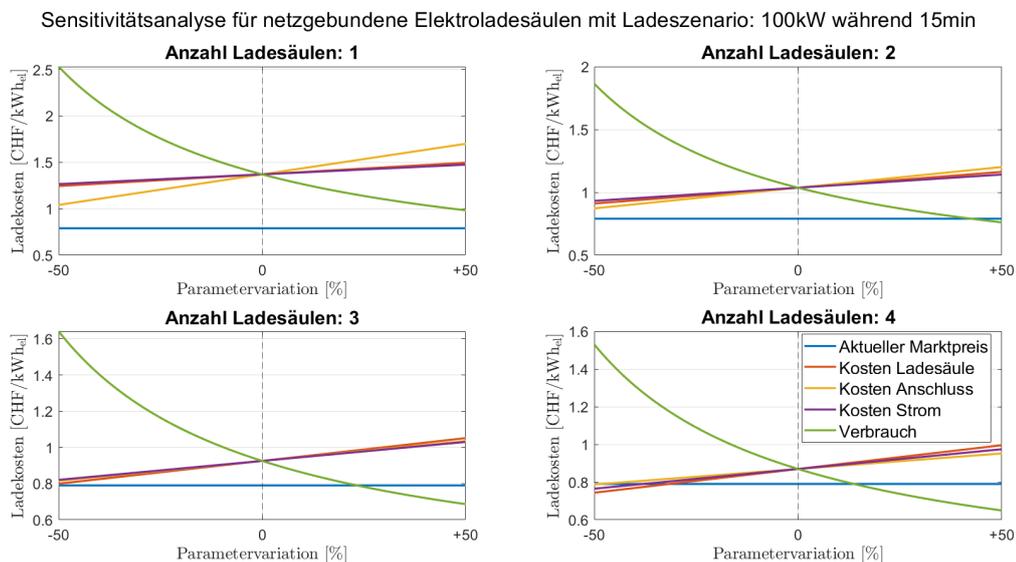


Abbildung 15: Sensitivitätsanalyse für eine netzgebundene Elektroladesäule mit dem zweiten Ladeszenario.

Den grössten Einfluss auf die Kosten für den Verbraucher hat der Verbrauch an der Ladesäule und je nach Anzahl Ladesäulen die Kosten pro Säule oder die Kosten für den Stromanschluss. Der aktuelle Strompreis spielt nur eine untergeordnete Rolle.

Im Blick auf die zukünftige Stromversorgung kann erwartet werden, dass eine Steigerung als auch eine grössere Volatilität des Leistungskostenanteils am Strompreis über die Jahreszeiten und allenfalls über die Tageszeiten resultieren wird, was einen Einfluss auf die Betriebskosten und das Betriebsregime von netzgebundenen Schnellladern haben kann.

5.4 Vergleich

Vergleicht man die Kosten und die Sensitivitätsanalyse des kvvreen und einer netzgebundenen Ladesäule miteinander, fallen mehrere Punkte ins Auge.

- Das Laden an einer BZ-gekoppelten Elektroladesäule ist teurer als an einer netzgebundenen Elektroladesäule.
- Die Hauptkosten beim kvvreen sind die Energiekosten, welche durch den Wasserstoffpreis und den Wirkungsgrad der Anlage beeinflusst werden.
- Die Hauptkosten bei einer netzgebundenen Elektroladesäule sind die Investitionskosten in die Anlage und in den Anschluss.
- Die Erhöhung und Steigerung der Volatilität des Leistungskostenanteils am Strompreis kann die Betriebskosten von netzgebundenen Schnellladern in Zukunft erhöhen und das Betriebsregime verändern.



6 Schlussfolgerungen und Fazit

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass BZ-gekoppelte Elektroladesäulen zum jetzigen Zeitpunkt und mit den getroffenen Annahmen höhere Kosten aufweisen, als netzgebundene Elektroladesäulen, selbst wenn beim kvvreen davon ausgegangen wird, dass die Wasserstoffinfrastruktur am Ort der Elektroladesäule schon besteht und der Anschluss für die netzgekoppelte Ladesäule noch erstellt werden muss. Dafür gibt es zwei Hauptgründe. Erstens ist der Wirkungsgrad des kvvreen zusammen mit dem Wirkungsgrad der Wasserstoffproduktion und des Wasserstofftransportes verglichen mit den Netzverlusten deutlich tiefer. Somit wird eine grössere Menge an Primärenergie benötigt, was sich negativ auf den Preis für den Konsumenten auswirkt. Zweitens wirken sich die hohen Energiepreise und dadurch hohen Wasserstoffpreise stärker auf die Kosten beim kvvreen aus als bei einer netzgebundenen Ladesäule. Dies unter anderem auch bedingt durch den tieferen Wirkungsgrad.

Bei der Bewertung der Treibhausgasemissionen kommt es stark darauf an, wie man die Systemgrenzen zieht. Bei einer isolierten Betrachtung ist die Treibhausgasbelastung für das Laden mit dem kvvreen trotz des schlechteren Wirkungsgrades im Mittel deutlich tiefer als bei einer netzgebundenen Ladesäule. Wird jedoch das gesamte Stromsystem der Schweiz betrachtet, ändert sich das Bild. Ladevorgänge an netzgebundenen Ladesäulen können zwar zu bestimmten Zeiten und an bestimmten Tagen eine deutlich höhere Treibhausgasbelastung aufweisen als mit dem kvvreen, über das ganze Jahr betrachtet ist die Treibhausgasbilanz mit einer netzgebundenen Ladesäule bei dieser Betrachtungsweise trotzdem geringer. Der Grund dafür liegt vor allem im Wirkungsgrad der Wasserstoffproduktion und des kvvreen. Auch wenn der Wasserstoff zu ökologisch günstigen Zeiten produziert wird, muss durch den tieferen Wirkungsgrad viel mehr Strom in die Wasserstoffproduktion investiert werden für dieselbe Lademenge.



7 Ausblick

Wie in Kapitel 2 aufgezeigt, sind BZ-gekoppelte Elektroladesäulen zurzeit teurer als netzgebundene Ladesäulen. Die Bewertung der CO₂-Belastung wird stark durch die gewählten Systemgrenzen beeinflusst. Es gibt mehrere Faktoren, wo zu erwarten ist, dass die BZ-gebundene Elektroladesäule verbessert wird oder sich die Umstände entsprechend ändern, um diese wirtschaftlich und ökologisch besser zu stellen.

Erstens ist zu erwarten, dass sich der Wirkungsgrad der Wasserstoffbereitstellung und der Rückverstromung verbessern wird. Im kvyreen wird der Strom über einen DC/AC-Wandler in Wechselstrom umgewandelt und in der Elektroladesäule wird dieser über einen AC/DC-Wandler wieder in Gleichstrom zurückgewandelt. In zukünftigen Ausführungen des kvyreen wird direkt ein DC/DC-Wandler mit einem Wirkungsgrad von 95% oder mehr [24] eingesetzt werden. Zusammen mit dem potenziellen Wirkungsgrad einer Brennstoffzelle von bis zu 60% [25] ergibt sich für den kvyreen ein möglicher Wirkungsgradanstieg auf bis 57%. Ebenfalls ist anzunehmen, dass sich der Wirkungsgrad der Wasserstoffproduktion und Distribution durch effizientere Elektrolyse [26] und durch kürzere Transportwege aufgrund neuer Elektrolyseanlagen, siehe beispielsweise [14] und [27], verbessern wird.

Zweitens wird sich das Schweizer Stromsystem in Zukunft stark verändern. Durch das Abschalten der Kernkraftwerke und dem vermehrten Einsatz von erneuerbaren Energien wie Wind und PV wird die Stromproduktion in der Schweiz voraussichtlich grössere saisonale und tägliche Schwankungen erleben, mit grossen Überschüssen im Sommer und einem Defizit im Winter, siehe [3]. Gelingt es, den Wasserstoff dann zu produzieren, wenn überschüssiger Strom vorhanden ist, resultiert eine starke Reduktion der Treibhausgasemissionen für wasserstoffbetriebene Elektroladesysteme.

Ebenfalls eine wichtige, jedoch schwer quantifizierbare Grösse ist der zukünftige Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur. In dieser Studie wurde davon ausgegangen, dass sich BZ-gekoppelte Elektroladesäulen grundsätzlich nur an Orten einsetzen lassen, wo eine Wasserstoffinfrastruktur vorhanden ist. Erfolgt ein ambitionierter Ausbau dieser Infrastruktur, ergibt sich ein grösseres Potential für den kvyreen, was zu potenziell höheren Stückzahlen und dadurch zu geringeren Herstellungs- und Anschaffungskosten führen wird. Gemäss dem Basisszenario in den Energieperspektiven 2050+ des BFE [1] werden im Jahr 2040 10% der neuen PWs und ab 2025 8% der Neuwagenflotte von schweren Nutzfahrzeugen, ein Wert der bis 2060 auf 50% steigt, mit Wasserstoff betrieben sein. Sollte sich diese Prognose als korrekt erweisen, wird dafür auch eine entsprechende Infrastruktur zur Verfügung stehen müssen.

Der Aufbau von gross-skaligen Produktionsanlagen für erneuerbaren Wasserstoff in Ländern mit einem hohen und stetigen Angebot an erneuerbarem Strom ist gestartet und es ist absehbar, dass in Zukunft bedeutende Mengen von Wasserstoff mittels Pipeline-Systemen in die Schweiz gebracht werden. Damit kann erneuerbarer Wasserstoff als Zwischenspeicher die Nutzbarkeit von erneuerbarem Strom ausweiten und eine CO₂-arme Aufladung von batterie-elektrischen Fahrzeugen sicherstellen, ohne dass die nationale Stromkapazität dafür genutzt werden muss.

Ein möglicher Punkt für eine zukünftige Studie wäre zu untersuchen, zu welchen Kosten und zu welchem Aufwand eine mobile Wasserstoffinfrastruktur zu realisieren wäre. Der kvyreen an sich ist durch seine geringe Grösse, sein geringes Gewicht und die Modularität grundsätzlich geeignet, um bei Bedarf, beispielsweise über die Feiertage an der Gotthardstrecke, die bestehende oder zukünftige Ladeinfrastruktur zu ergänzen. Dafür müsste entweder die Wasserstoffinfrastruktur vorhanden sein oder mobil zur Verfügung gestellt werden. Dies müsste zu relativ geringen Kosten geschehen, um vergleichbare Ladepreise wie netzgebundene Elektroladesäulen anbieten zu können und trotzdem wirtschaftlich rentabel zu sein. Dabei sind erstens die Infrastruktur an sich, also der Aufbau für die Wasserstoffspeicherung sowie der Wasserstoffanschluss und die -aufbereitung für den kvyreen, sowie zweitens die Anlieferung des Wasserstoffs über grössere Distanzen und bei akuter Staugefahr zu beachten.



8 Anhang: Ergänzung von H2 Energy AG: Schnelllader für BEV-LKW im Vergleich zu BZ-LKW

Innerhalb der letzten 3 Jahre hat sich in der Bedeutung von Schnellladern eine wesentliche Änderung ergeben. Wurde im Jahr 2020 ein Schnelllader primär als Komfortfaktor für batterie-elektrische PKW betrachtet, so ist er heute eine notwendige Voraussetzung für den Betrieb von batterie-elektrischen LKW. Um diesen Sachverhalt in den vorliegenden Kontext zu stellen, hat die Firma H2 Energy AG die nachfolgende Ergänzung zu dieser Begleitstudie verfasst.

Die Zulassungszahlen von batterie-elektrischen LKW mit einem zulässigen Gesamtgewicht von mehr als 20 t haben sich in den vergangenen Monaten stark erhöht. Mit Batteriegrößen von oftmals deutlich über 500 kWh pro LKW steigen damit auch die Leistungsanforderungen für die notwendigen Ladesysteme. Nur mit Schnellladern, die über eine garantierte Ladeleistung von deutlich über 200 kW verfügen, können einigermaßen akzeptable Ladezeiten für solche LKW erzielt werden.

Somit stellen Schnelllader, inklusive der zum zuverlässigen Betrieb notwendigen Infrastruktur, eine notwendige Voraussetzung für den Betrieb batterie-elektrischen LKW dar. Berücksichtigt man diesen Aspekt in einer vergleichenden Betrachtung, so zeigt sich, dass die auf den Primärenergieeinsatz bezogenen Gesamtverluste zwischen einem batterie-elektrischen und einem brennstoffzellen-elektrischen LKW nur marginal sind (vgl. Abbildung 16).

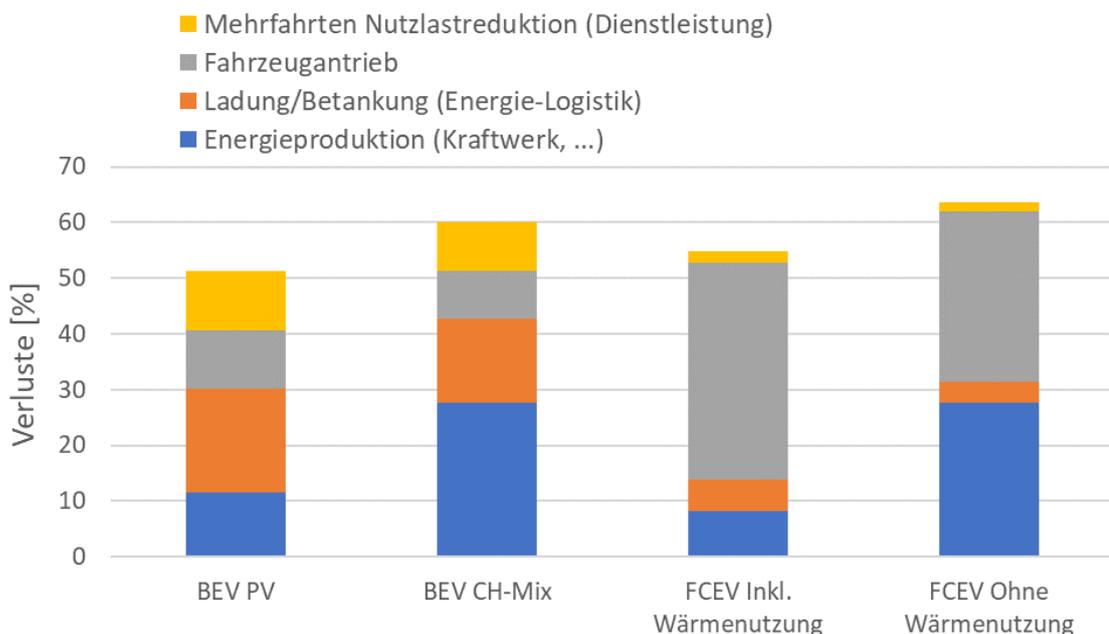


Abbildung 16: Verluste bezogen auf den Primärenergieeinsatz von batterie- und brennstoffzellen-elektrischen LKW (Quelle: H2 Energy AG)

Wird für die Aufladung von batterie-elektrischen LKW ein wasserstoff-betriebener Schnelllader verwendet, so wird damit eine hohe lokale Netzbelastung vermieden und unabhängig von allfälligen temporären Netzlimitierungen der zulässigen Ladeleistungen, wird ein LKW immer mit der nominellen Ladeleistung aufgeladen. Dies stellt die Einhaltung von konstanten und planbaren Ladezeiten sicher, was eine grundlegende Voraussetzung für den kommerziellen LKW-Einsatz darstellt. Ein weiterer wesentlicher Vorteil ist zudem die Tatsache, dass damit der kostenintensive Netzaus- und Infrastrukturaufbau vermieden werden kann. Zudem kommt damit ein zusätzliches Koppellement zum Einsatz und die Nutzbarkeit von erneuerbarer Energie wird ausgeweitet.



Literaturverzeichnis

- [1] BFE, *Kurzbericht Energieperspektiven 2050+*, 2020.
- [2] M. Rüdüsüli, *Impacts of an Increased Substitution of Fossil Energy Carriers with Electricity-Based Technologies on the Swiss Energy System*, 2019.
- [3] M. Rüdüsüli, *Decarbonization strategies for Switzerland considering embedded greenhouse gas emissions in electricity imports*, 2022.
- [4] M. Rüdüsüli, *Prospective life-cycle assessment of greenhouse gas emissions of electricity-based mobility options*, 2021.
- [5] Y. Ligen, *Mobility from Renewable Electricity: Infrastructure Comparison for Battery and Hydrogen Fuel Cell Vehicles*, 2018.
- [6] U. Cabalzar, *Aufbau und Betrieb der ersten Wasserstofftankstellen in der Schweiz mit einem Nenndruck von 70 MPa*, 2019.
- [7] EBP, *Szenarien der Elektromobilität in der Schweiz - Update 2021*, 2021.
- [8] P. Morrissey, *Future standard and fast charging infrastructure planning: An analysis of electric vehicle charging behaviour*, 2015.
- [9] M. Rüdüsüli, *Supplementary Materials to Prospective life-cycle assessment of greenhouse gas emissions of electricity-based mobility options*, 2021.
- [10] T. S. Bryden, *Electric vehicle fast charging station usage and power requirements*, 2018.
- [11] ABB, *Elektrifizierung der Strassen - Terra Schnellladestationen*, 2020.
- [12] Linde Gas Gmbh, *Rechnen Sie mit Wasserstoff. Die Datentabelle*.
- [13] BFE, *Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2020*, 2021.
- [14] EW Höfe, «Grüner Wasserstoff,» [Online]. Available: <https://www.ewh.ch/blog/gruener-wasserstoff>. [Zugriff am 16 Juni 2022].
- [15] BAFU, «Klimawandel: Fragen und Antworten,» [Online]. Available: <https://www.bafu.admin.ch/bafu/de/home/themen/klima/fragen-antworten.html>. [Zugriff am 16 Juni 2022].
- [16] L. Krebs, *Umweltbilanz Strommixe Schweiz 2018*, 2021.
- [17] BAFU, *CO₂-Emissionsfaktoren de Treibhausgasinventars der Schweiz*, 2022.
- [18] Swiss Energy-Charts, «Börsenstrompreise,» [Online]. Available: https://www.energy-charts.info/charts/price_spot_market/chart.htm?l=de&c=CH. [Zugriff am 2022 Juni 16].
- [19] Stadtwerke Winterthur, *Strompreise 2022 Tarifsammlung*, 2021.
- [20] H2 MOBILITY Deutschland GmbH & Co. KG, «H2 Live,» [Online]. Available: <https://h2.live/>. [Zugriff am 16 Juni 2022].
- [21] ASTRA, *Postulatbericht - Voraussetzungen für ein Schnellladenetz für Elektroautos auf Nationalstrassen*, 2017.
- [22] Härz AG, «Preise rund um Elektromobilität,» [Online]. Available: <https://xn--elektromobilitaet-schweiz-87b.ch/de/faq-und-preise/preise/>. [Zugriff am 16 Juni 2022].
- [23] evpass, «Preise,» [Online]. Available: <https://www.evpass.ch/Pricing>. [Zugriff am 16 Juni 2022].
- [24] S. Chakraborty, *DC-DC Converter Topologies for Electric Vehicles, Plug-in Hybrid Electric Vehicles and Fast Charging Stations: State of the Art and Future Trends*, 2019.
- [25] S. Mekhilef, *Comparative study of different fuel cell technologies*, 2011.



- [26] M. Yue, *Hydrogen energy systems: A critical review of technologies, applications, trends and challenges*, 2021.
- [27] Axpo, «Axpo startet Wasserstoff-Ausbau in der Schweiz,» [Online]. Available: <https://www.axpo.com/ch/de/ueber-uns/medien-und-politik/medienmitteilungen.detail.html/medienmitteilungen/2021/Axpo-startet-Wasserstoff-Ausbau-in-der-Schweiz.html>. [Zugriff am 16 Juni 2022].