

„Stadt der Zukunft“ ist ein Forschungs- und Technologieprogramm des Bundesministeriums für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität Innovation und Technologie. Es wird im Auftrag des BMK von der Österreichischen Forschungsförderungsgesellschaft (FFG) gemeinsam mit der Austria Wirtschaftsservice Gesellschaft mbH (AWS) und der Österreichischen Gesellschaft für Umwelt und Technik (ÖGUT) abgewickelt.

Stadt der Zukunft – 7. Ausschreibung 2019

Sondierungsprojekt – FFG-Nr.: 879441



**Erforschung des ersten österreichischen Erneuerbare-Energiegemeinschaften
Gewerbe- und Industrieparks**

DELIVERABLE 2.1

Erarbeiten der Rahmenbedingungen

Erstellt am 09.06.2020

Erstellt von: Rafael Bramreiter, Robert Pratter

W.E.I.Z.: Rafael Bramreiter

4ward Energy Research GmbH: Robert Pratter, Thomas Nacht

Reiterer und Scherling GmbH: Isabella Kolb-Stögerer

Inhaltsverzeichnis

Einleitung

Die europäischen Klimazielen sehen unter anderem für das Jahr 2030 eine Reduktion der Emissionen um 40 % gegenüber dem Stand von 1990 vor. Ebenso möchte die Stadtgemeinde Weiz bis 2030 eine Reduktion der pro Kopf CO₂-Emissionen in der Gemeinde um mindestens 40 % gegenüber dem Jahr 1990 erreichen. Zudem wird auf Europäischer Ebene bis 2050 die Klimaneutralität angestrebt (Europäische Kommission, 2020), wofür ein wesentlicher Anstieg des Anteils an erneuerbaren Energieträgern unabdingbar ist.

Durch die Zunahme des Anteils erneuerbarer Energien und dezentraler Versorgungsstrukturen in künftigen Energiesystemen sowie die Verknüpfung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr ist eine Flexibilisierung und digitale Vernetzung im Bereich der Energieversorgung notwendig. Gebäude und Gebäudeverbände eignen sich zur Stabilisierung der Energieversorgung und werden künftig als aktive Knotenpunkte in dezentralen Energiesystemen fungieren. Vor allem Gebäudeverbände wie Gewerbe- und Industrieparks, die meist einen überdurchschnittlich hohen Energiebedarf aufweisen, spielen diesbezüglich eine wesentliche Rolle. Es ist jedoch schwierig, nachträglich wesentliche Verbesserungen hinsichtlich des Energiebedarfes, Schadstoffausstoßes und der Nachhaltigkeit zu erzielen. Umso wichtiger ist es, dass bereits den Planern vor der Errichtung von modernen und nachhaltigen Zero-Emission-Gewerbe- und Industrieparks entsprechende Betriebs- und Geschäftsmodelle zur Verfügung stehen.

Vor allem hinsichtlich der sektorübergreifenden Nutzung von Energie besteht ein erheblicher technischer und organisatorischer Planungsbedarf, der durch die Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft weiter erhöht wird. Für die Ausdehnung der E-EGe auf den Wärmesektor sind zum aktuellen Zeitpunkt kaum Konzepte verfügbar, obwohl dieser Anwendungsbereich in der Renewable Energy Directive II (RED II) vorgesehen ist. Ebenso wurde der Einsatz von Brennstoffzellen innerhalb von E-EGe bislang nicht thematisiert. Das österreichische Regierungsprogramm strebt in seiner Standortstrategie für 2040 eine Steigerung von grünem Wasserstoff in Verkehr und Industrie an (Bundeskanzleramt Österreich, 2020). Hierzu kann die Integration einer Brennstoffzelle in eine E-EGe einen wesentlichen Beitrag leisten, jedoch besteht diesbezüglich ein hoher Forschungsbedarf sowie ein Bedarf an geeigneten Betriebs- und Geschäftsmodellen. Diese müssen zur intelligenten Vernetzung verschiedener Technologien und Energieformen mit einer entsprechenden Intelligenz ausgestattet sein. Weiters ist es wichtig, dass die E-EGe bereits zu einem frühen Zeitpunkt in der Planung berücksichtigt werden. Sind elektrische Leitungen, Transformatoren sowie PV-Anlagen ungünstig ausgeführt, limitiert dies die Möglichkeiten einer E-EGe deutlich.

Das primäre Ziel des Sondierungsprojekts REC-Businesspark ist die Erarbeitung eines technischen und wirtschaftlichen Gesamtkonzepts für einen Zero-Emission- bzw. Plus-Energie-Gewerbepark in Weiz. Im Zuge dessen soll ein Konzept für die Entwicklung des ersten „Erneuerbare-Energiegemeinschaft Gewerbeparks“ Österreichs mit Fokus auf Photovoltaik und Wasserstoff erarbeitet werden. Neben der Energieform Strom soll auch die Ausdehnung auf weitere Energieformen geprüft werden (Wärme, Wasserstoff etc.). Um den Einsatz der

verschiedenen Energieformen und Technologien (Photovoltaik, Brennstoffzelle etc.) aufeinander abzustimmen, ist ein entsprechendes Betriebsmodell notwendig, dessen Entwicklung ebenfalls einen zentralen Bestandteil des Projekts darstellt.

Ein dezidiertes Nicht-Ziel des Projekts ist hingegen die Errichtung eines eigenen Betriebsnetzes, da somit die Grundidee der E-EGe, die Vermeidung von Parallelstrukturen, verletzt werden würde. Die wichtigsten Ziele des Projekts REC-Businesspark, die innerhalb des Sondierungsprojektes erreicht werden sollen, sind im Folgenden angeführt:

- **Ziel 1:** Ein technisches und wirtschaftliches Gesamtkonzept für den Gewerbepark in Weiz soll zur Verfügung stehen
- **Ziel 2:** Eine Guideline für die Gründung einer E-EGe mit Fokus auf Photovoltaik und Wasserstoff für einen Gewerbepark auf der „grünen Wiese“ soll erarbeitet werden

In Kapitel 2 wurde die Stakeholdereinbindung dokumentiert und die relevanten Stakeholder angeführt. In Kapitel 3 findet sich eine Darstellung und Beschreibung des Gewerbegebiets sowie in Kapitel 0 eine detaillierte Beschreibung der einzelnen Bei Annahme eines Bebauungsgrades des ersten Teilabschnitts von ca. 50 % ergibt sich eine Gesamtdachfläche aller Gebäude im Ausmaß von ca. 24.000 m². Unter Berücksichtigung von zu erwartenden Abschlagsflächen entsteht ein maximal für Photovoltaikanlagen nutzbares Flächenpotential im Ausmaß von ca. 20.000 m². Die potenzielle Leistung in kWp, Stromerzeugung pro Jahr in kWh, Investitions- und Betriebskosten sowie mögliche Einnahmen sollen anhand einer Business Case Berechnung evaluiert werden. Darüber hinaus sollen Möglichkeiten zur Ertragsteigerung der PV-Anlagen untersucht werden.

Technologien. In Kapitel 5 wurden die technischen, wirtschaftlichen und rechtlichen Rahmenbedingungen der Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaften (Stand Ministerialentwurf – 05.21) beschrieben. In Kapitel 6 folgen bekannte Best Practice Beispiele, sowie in Kapitel 7 ein Fazit zu den erarbeiteten Rahmenbedingungen.

2 Stakeholdereinbindung

Ein wesentlicher Erfolgsfaktor dieses Sondierungsprojekts ist die erfolgreiche Stakeholdereinbindung. Dies ist umso wichtiger, da das Sondierungsprojekt die gemeinschaftliche Nutzung von lokal erzeugter erneuerbarer Energie im Rahmen einer E-EGe anstrebt. Das bedeutet, dass als Resultat der späteren Umsetzung des Sondierungsprojekts eine funktionierende Gemeinschaft vorhanden sein muss, in der ein Grundmaß an Vertrauen und Kooperation vorherrschen. Im Hinblick auf ein nachfolgendes Umsetzungsprojekt und um die relevanten Stakeholder zu identifizieren, wurde in Abschnitt 2.1 eine einfache Umfeldanalyse durchgeführt. Eine Beschreibung der identifizierten Stakeholder findet sich in Abschnitt 2.2.

2.1 Methode

Im Rahmen der Stakeholdereinbindung wurde die Projektumfeldanalyse zur Identifikation der relevanten Stakeholder im Gewerbegebiet gewählt, um einen möglichst effizienten und effektiven Ablauf zu gewährleisten. Die Projektumfeldanalyse ist ideal geeignet, um an der Schnittstelle zwischen Projekt und Umfeld frühzeitig mögliche Spannungsfelder zu identifizieren und deren Wirkungen hinsichtlich Qualität, Quantität und Hintergrund zu analysieren (Abbildung 1). Dazu müssen Spannungsfelder sowie Ziele der Stakeholder und des Projekts frühzeitig erkannt und in den Planungsprozess eingebunden werden (Abbildung 1). Durch diese Herangehensweise kann verhindert werden, dass man im Nachhinein reagiert, anstatt während des Projekts gemäß Projektplan zu agieren. Des Weiteren können durch eine Projektumfeldanalyse auch effektive Veränderungen im Umfeld des Projekts früher erkannt werden und wiederum agiert anstatt reagiert werden. Somit können durch die Projektumfeldanalyse folgende Ziele erreicht werden (Hillebrand, 2000):

- Lückenlose Erkennung der Einflussfaktoren
- Frühzeitiges Identifizieren von möglichen Strategien des Umfelds
- Beurteilung der Konsequenzen durch Veränderungen für die Projektdurchführung
- Frühzeitiges Setzen von Maßnahmen

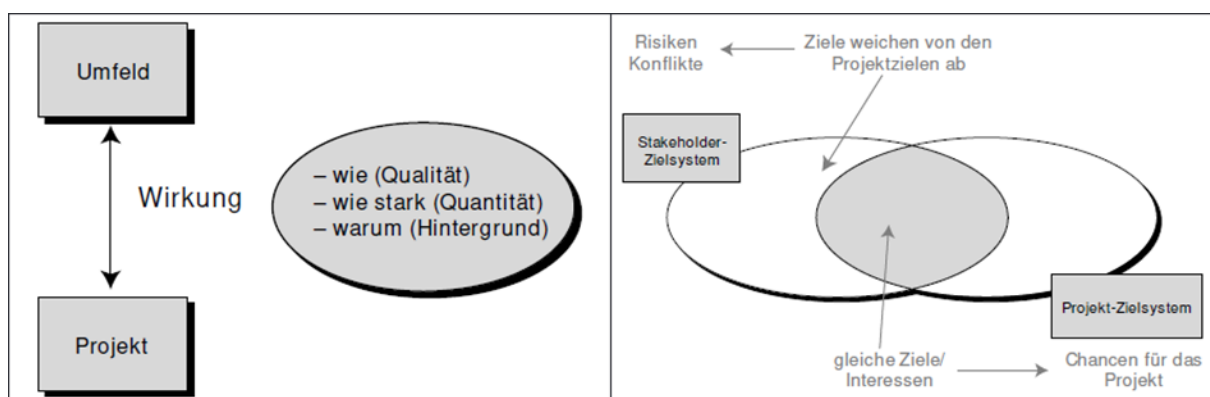


Abbildung 1: Projekt und Umfeld, sowie Ziele von Projekten und dem Umfeld (Hillebrand, 2000)

Um diese Ziele zu erreichen, wurde bereits im Rahmen der Antragsstellung eine Projektumfeldanalyse durchgeführt. Für das Sondierungsprojekt ist das Projektumfeld, u.a.

bestehende Gesetze und Vorschriften, Stand der Technik, Status Quo hinsichtlich Umwelt und Energieverbrauch, Stakeholder und Promotoren und bestehendes Risiko, relevant für eine erfolgreiche Zielerreichung. Da sich das Projektumfeld dynamisch verändert und nicht statisch ist, wurde im Zuge des Projektstarts und zum Projektabschluss (Siehe Deliverable 5.1) eine Aktualisierung durchgeführt. Dabei wurden teils wesentliche Veränderungen festgestellt. Unabhängig von Veränderungen des Projektumfelds ist es, wie in Abbildung 2 dargestellt, für Chancen im Rahmen der Projektumsetzung (projekt-)externe Förderer*innen zu finden. Außerdem sind für Risiken geeignete Abwehrmaßnahmen zu erarbeiten (Hillebrand, 2000).

Da im Rahmen des Sondierungsprojekts „REC-Businesspark – *Erforschung des ersten österreichischen Erneuerbare-Energiegemeinschaften Gewerbe- und Industrieparks*“ neben dem technischen und wirtschaftlichen Gesamtkonzept für den Gewerbepark in Weiz (Ziel 1), hinsichtlich der Stakeholdereinbindung auch eine Guideline für die Gründung einer E-EGe mit Fokus auf Photovoltaik und Wasserstoff für einen Gewerbepark auf der „grünen Wiese“ (Ziel 2) erarbeitet werden soll, ist das Thema Governance von besonderer Bedeutung.

Governance steht im Wesentlichen für neue Kooperationsformen, weg vom Staat als steuerndes Zentrum und hin zu einem sogenannten Interdependenzmanager mit Rücksicht auf verschiedene Interessen. Entscheidungen werden nicht mehr von „Oben“ vom Staat bzw. dem Government diktiert, sondern werden in einem kooperativen Verhandlungsprozess zwischen den Beteiligten gelöst. Während dieses Verhandlungsprozesses kommen einzelne Stakeholdergruppen¹, wie private Haushalte, Unternehmen, Non-Governmental-Organisations (NGOs) oder auch staatliche Institutionen ins Spiel. So kann ein Governanceprozess aus den verschiedensten Teilnehmer*innen bestehen und auch die unterschiedlichsten Ziele verfolgen sowie zahlreiche Methoden nutzen (World-Café, Workshops, Gespräche etc.). So können Governanceprozesse bis hin zu Public-Private Partnerships alle Formen annehmen, haben aber ihre Offenheit gegenüber vielfältigen Ideen und Theorien gemeinsam (Walk, 2011).

¹ Akteurinnen und Akteure wie Stakeholder sowie direkt Betroffene der beobachtenden und der allgemeinen Öffentlichkeit werden hier der Einfachheit halber zusammenfassend als Stakeholder bezeichnet.

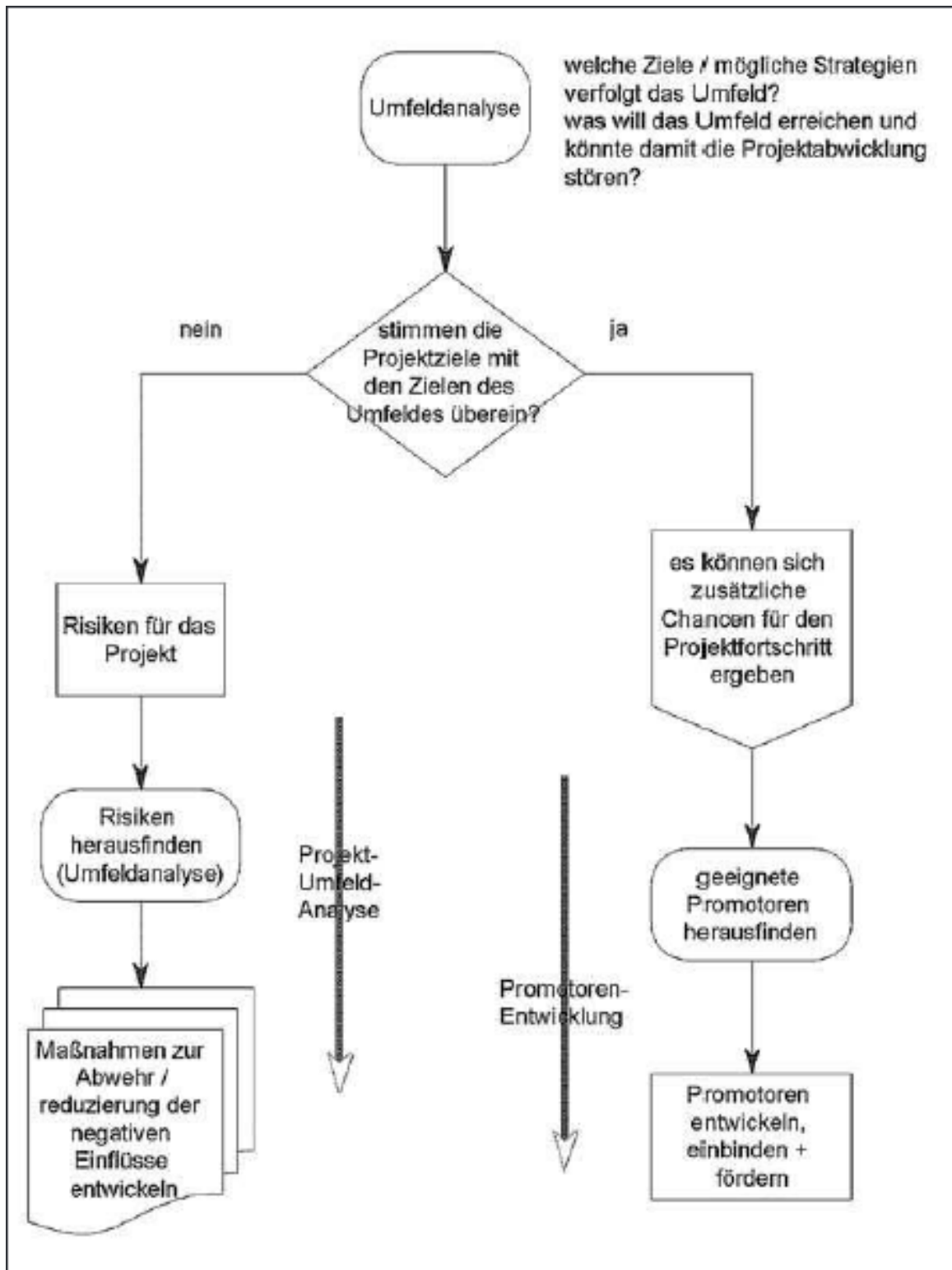


Abbildung 2: Grobablauf der Analyse (Hillebrand, 2000)

Governance soll dazu führen, dass Entscheidungen eine höhere Zustimmung erhalten bzw. die Qualität der Entscheidung selbst steigt. So kann die Einbindung bzw. Partizipation von Stakeholdern, auch in Fällen, in denen eine Einigung nicht möglich ist, dazu führen, dass durch

den Prozess des sozialen Lernens ein besseres Verständnis für diese Entscheidung entsteht. Das Risiko für das Scheitern eines Projekts wird dadurch gesenkt. Neben diesen positiven Effekten, bringt die Stakeholdereinbindung bzw. Mitbestimmungsmöglichkeiten für zahlreiche Interessengruppen auch Schwierigkeiten, Herausforderungen und Missverständnisse mit sich (Hurlbert & Gupta, 2015).

Partizipatorische Ansätze sind nicht für jede Entscheidung sinnvoll. Vor allem Missverständnisse in Bezug auf komplexe Zusammenhänge in der Kommunikation zwischen den „Expert*innen“ und den Stakeholdern bei kulturellen, politischen, ökonomischen und technischen Anwendungen können das erfolgreiche Gelingen von Partizipationsprozessen erschweren oder sogar unmöglich machen (Hurlbert & Gupta, 2015). Aus diesem Grund ist es besonders wichtig, dass Stakeholder von Anfang an in Projekte einbezogen werden. Dadurch können viele Probleme wie Misstrauen gegenüber Behörden, Verständigungsschwierigkeiten, mangelnde Transparenz, fehlende Einbeziehung der Stakeholder und Probleme bei der Akzeptanz oder Praktikabilität von Maßnahmen mit Governance-bezogenen Ansätzen reduziert werden (Fleischhauer, et al., 2012).

Stakeholder können in unterschiedlicher Weise eingebunden werden. In dieser Debatte zu Stakeholdereinbindung und Partizipation ist das Werk „A Ladder of Citizen Participation“ von Sherry Arnstein von immer noch großer Relevanz. Die in Abbildung 3 dargestellten Stufen symbolisieren jeweils eine spezifische Form der Beteiligung. Je höher die Stufen auf der Leiter liegen, desto größer ist der Einfluss der Beteiligten auf die Entscheidungen. Die unterste Stufe beinhaltet die Therapie und Manipulation der Stakeholder und lässt keine Beteiligung zu. Therapie und Manipulation können somit als „Ersatzmaßnahmen“ angesehen werden. Eine tatsächliche Einbindung der Stakeholder findet dementsprechend nicht statt. Die mittlere Stufe „Alibipolitik“ beinhaltet die Maßnahmen der Information, Konsultation und Beschwichtigung. Unter Alibipolitik findet Kommunikation statt und Stakeholder können tatsächlich hören und gehört werden, sie besitzen aber keine Möglichkeit, dass ihre Ansichten von der Politik beachtet werden. D.h. konkret, dass sie nicht die Macht haben Entscheidungen zu treffen bzw., dass ihre Wünsche und Ängste gehört und in die Entscheidung einbezogen werden. Auf der höchsten Ebene, der Bürgermacht, befinden sich Zusammenarbeit, Machtübertragung und Entscheidungsmacht. Je höher auf der Leiter die Beteiligungskategorie liegt, desto mehr Macht geht von den Stakeholdern aus. Die Bürger*innen können eine Zusammenarbeit eingehen, die es ihnen ermöglicht, mit traditionellen Machthaber*innen zu verhandeln und Kompromisse einzugehen. An den obersten Sprossen der Leiter Machtübertragung und Entscheidungsmacht, haben Bürger*innen die Mehrheit der Entscheidungsbefugnisse und können selbst bestimmen (Arnstein, 1969).

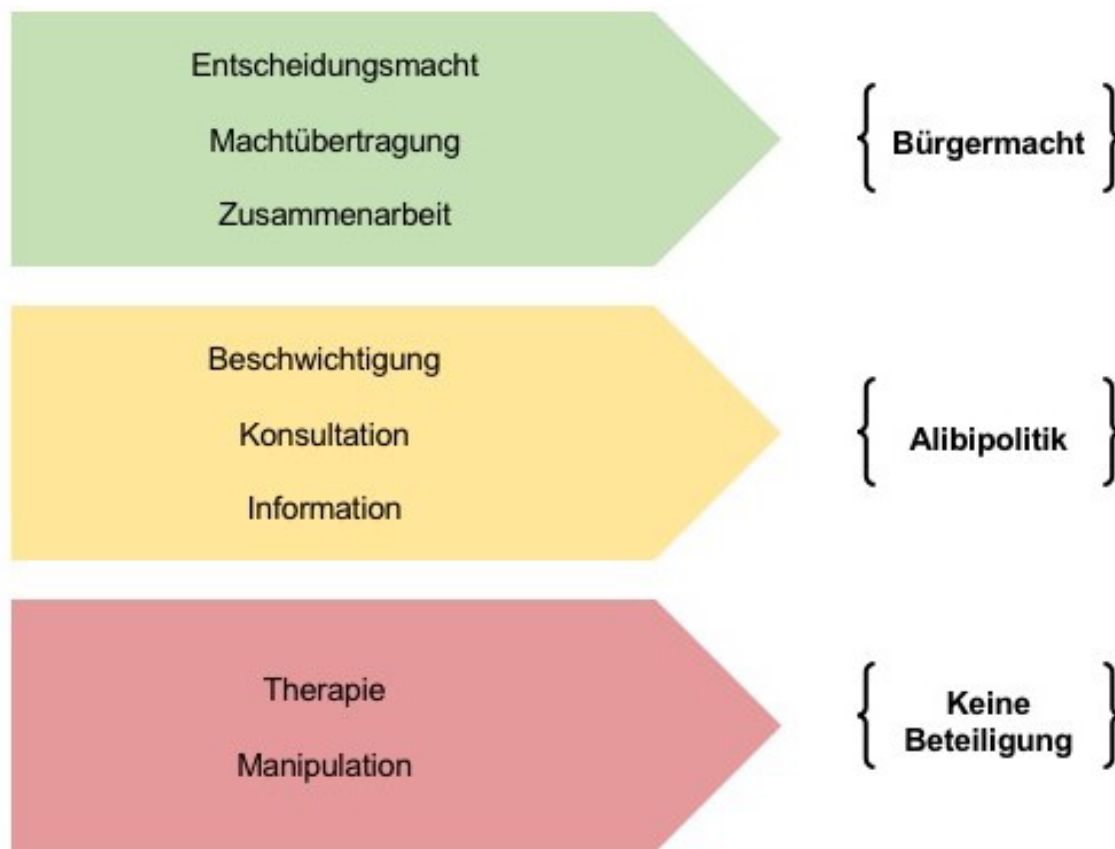


Abbildung 3: Beteiligungseiter nach Arnstein (Unterberger (2018) in Anlehnung an Arnstein (1969))

Die Stakeholdereinbindung kann also unterschiedlichste Formen annehmen (Walk, 2011). Arbter et al. (2005) fasst diese Formen der Öffentlichkeitsarbeit, ähnlich wie Arnstein (1969) in drei Stufen zusammen. Auf der untersten Stufe der Öffentlichkeitsbeteiligung kann die Öffentlichkeitsarbeit bzw. Stakeholdereinbindung, wie in Abbildung 4 dargestellt, über Informationen geschehen. Allerdings gibt es durch diese Maßnahmen keine Möglichkeit für Stakeholder zur direkten Beteiligung an der Entscheidung. Stufe 2, Konsultation, lässt diese Stakeholdereinbindung zu, direkte Beteiligung an der Entscheidung gibt es aber auch hier nicht. Auf der höchsten Stufe steht die Mitbestimmung. Durch Mitbestimmung über Arbeitsgruppen etc. sollen Stakeholder direkten Einfluss auf Entscheidungen nehmen können. Während in der Theorie diese Stufen der Öffentlichkeitsarbeit getrennt werden können, ist dies in der Praxis nicht möglich und die Übergänge zwischen Information und Konsultation bzw. Konsultation und Mitbestimmung verlaufen fließend. In der Praxis besteht zudem die Herausforderung, je nach Anwendungsfall, zum richtigen Zeitpunkt die richtige Stufe zur Öffentlichkeitsbeteiligung zu wählen.

Für ein nachfolgendes Umsetzungsprojekt ist es daher von Bedeutung, Stakeholder in einem frühen Stadium einzubinden und hinsichtlich Information, Konsultation und Mitbestimmung

intelligent zu wählen, um Missverständnisse zwischen Expert*innen und Stakeholder zu vermeiden.

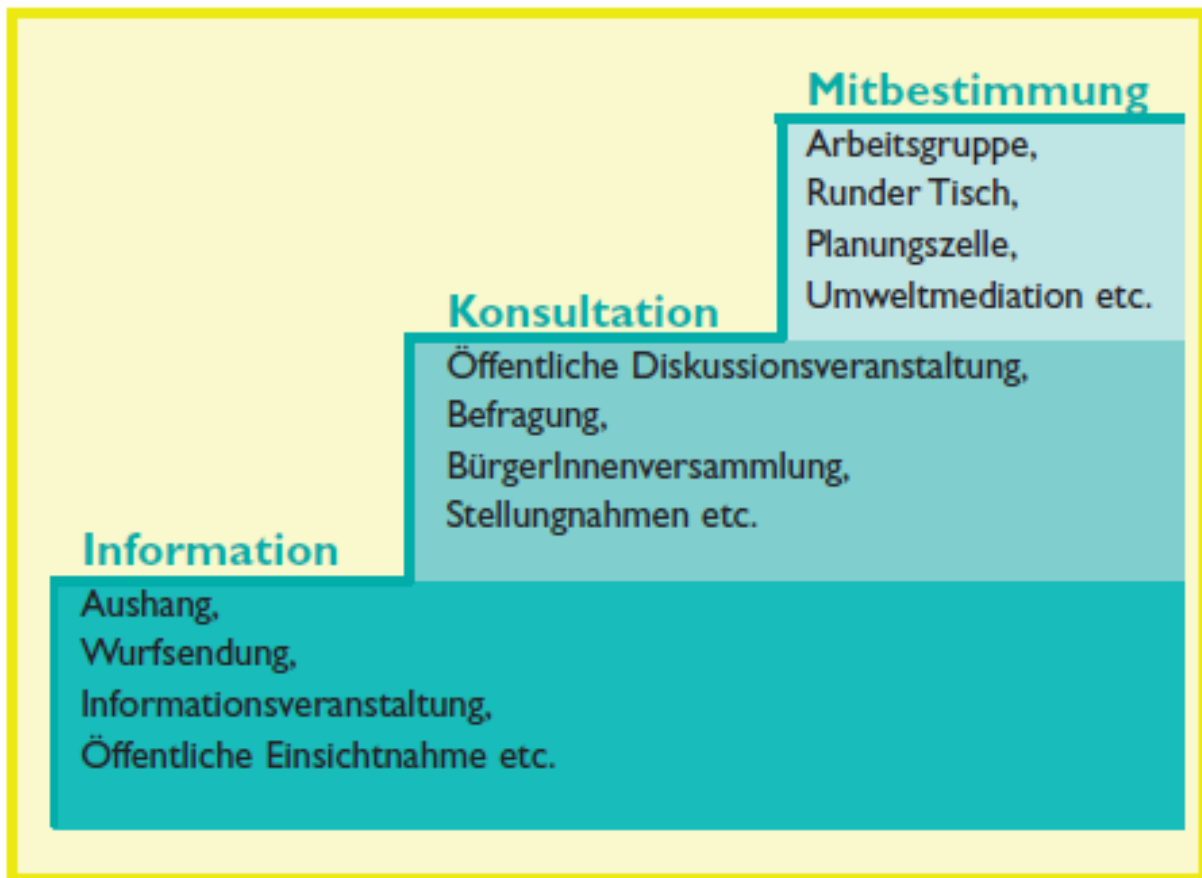


Abbildung 4: Stufen der Öffentlichkeitsbeteiligung (Arbter, Handler, Purker, Tappeiner, & Trattig, 2005)

2.2 Stakeholder

Im Rahmen des Projekts müssen die Interessen zahlreicher Stakeholder einbezogen werden. Wie in Abschnitt 2.1 Methode dargestellt gibt es unterschiedliche Stakeholdergruppen mit unterschiedlichen Rollen und Möglichkeiten zur Partizipation (siehe dazu auch Abbildung 3 und Abbildung 4). Im Groben können für den REC-Businesspark sechs unterschiedliche Stakeholdergruppen identifiziert werden. Diese müssen für eine gelungene Umsetzung, wie in Tabelle 1 dargestellt, in den jeweiligen Umsetzungsschritten vom gegenständlichen Sondierungsprojekt, über die Konzeption der technischen Anlage bis hin zur Gründung der E-EGe entsprechend eingebunden werden.

Tabelle 1: Stakeholdergruppen und -einbindung (Arbter, Handler, Purker, Tappeiner, & Trattig, 2005)

Stakeholder	Stufen der Öffentlichkeitsbeteiligung		
	Antragsstellung Sondierungs- projekt	Technische Anlage	E-EGe
Gemeinde	Mitbestimmung	Mitbestimmung	Mitbestimmung
Gemeindebetriebe	Konsultation	Konsultation	Mitbestimmung
Grundstücksbesitzer	Konsultation	Mitbestimmung	Mitbestimmung
Mieter*innen und Betreiber*innen	Mitbestimmung	Mitbestimmung	Mitbestimmung
Anrainer*innen	Information	Konsultation	Mitbestimmung
Infrastrukturanbieter*innen	Information	Konsultation	Mitbestimmung

3 Gewerbegebiet

Im Planungsgebiet soll ein Plus-Energie bzw. Zero-Emission-Industriepark entstehen, der dem Ziel der Klimaneutralität folgt. Alle zukünftig gebauten Gebäude sollen dementsprechend konzipiert werden, dass der Gewerbepark in der Jahresbilanz seiner Strom- und Wärmeversorgung klimaneutral ist. Dazu werden folgende weitere Subziele angestrebt, die mit der Umsetzung der Sondierungsergebnisse erzielt werden sollen. Neben der technischen, zukunftsorientierten und nachhaltigen Erschließung des Wirtschaftsgebiets, sollen besonders durch die raumplanerische und verbindende Gestaltung von Industrie und Umwelt des Planungsgebiets auch die essenziellen Themen Digitalisierung, Mobilität und Logistik verstärkt bearbeitet werden. Anhand des Planungsgebiets soll gezeigt werden, dass Investitionen in Gewerbe- und Industrieflächen sehr gut mit den lokalen, natürlichen Ressourcen und der arbeitenden bzw. ansässigen Bevölkerung funktionieren können.

Die Stadtgemeinde Weiz kooperiert seit Jahren mit Nachbargemeinden. Aktuell wird gemeinsam mit der Nachbargemeinde St. Ruprecht/Raab ein transregionales Industriegebiet im Süden der Weizer Katastralgemeinde Preding entwickelt. Für dieses Gebiet wurde ein Kommunalsteuer-Splitting vereinbart, wobei 70 % der Kommunalsteuer der gemeinsam angesiedelten Betriebe die jeweilige Standortgemeinde und 30 % die Partnergemeinde erhält. Im nächsten Schritt soll in der Stadtgemeinde Weiz der Neubau eines großen Gewerbeparks erfolgen. Im Sinne des innovativen Kommunalsteuer-Splittings und der engen Kooperation zwischen den Gemeinden wird auch diesbezüglich ein zeitgemäßer und nachhaltiger Ansatz verfolgt. Bei entsprechender Wirtschaftlichkeit ergibt sich die Chance ein Best Practice Beispiel zu entwickeln, welches sich positiv auf die Stadtgemeinde Weiz und deren Bewohner*innen auswirkt sowie als Planungsgrundlage für weitere Gewerbeparks dient.

Der erste Teilabschnitt des Planungsgebiets umfasst eine Fläche von ca. 48.000 m², dieser ist in Abbildung 5 Gelb gekennzeichnet. Das Planungsgebiet grenzt an bestehende Gewerbeflächen sowie an private Liegenschaften an. Für zukünftige Erschließungen sind südlich des Teilabschnitts 1 Erweiterungsflächen im Ausmaß von ca. 50.000 m² vorhanden (Rot gekennzeichnet). Das gesamte Flächenpotential beträgt somit ca. 98.000 m².

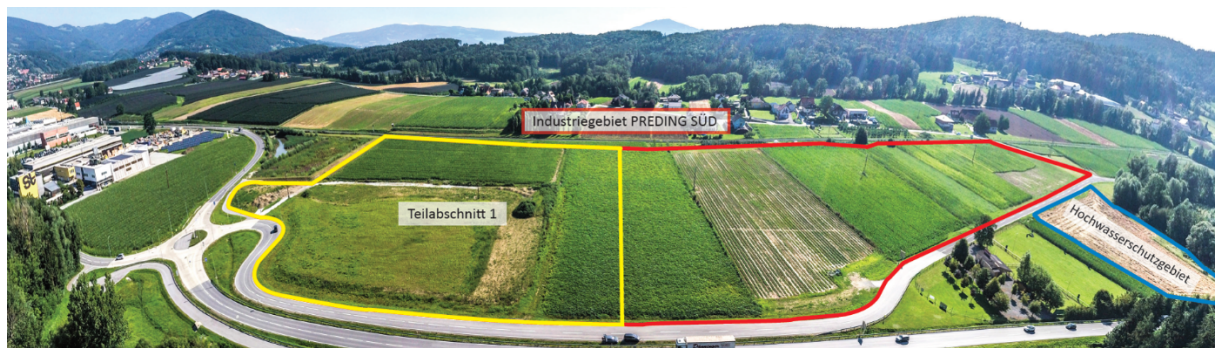


Abbildung 5: Darstellung des Gewerbegebiets

Bei Annahme eines Bebauungsgrades des ersten Teilabschnitts von ca. 50 % ergibt sich eine Gesamtdachfläche aller Gebäude im Ausmaß von ca. 24.000 m². Unter Berücksichtigung von zu erwartenden Abschlagsflächen entsteht ein maximal für Photovoltaikanlagen nutzbares Flächenpotential im Ausmaß von ca. 20.000 m². Die potenzielle Leistung in kWp, Stromerzeugung pro Jahr in kWh, Investitions- und Betriebskosten sowie mögliche Einnahmen sollen anhand einer Business Case Berechnung evaluiert werden. Darüber hinaus sollen Möglichkeiten zur Ertragsteigerung der PV-Anlagen untersucht werden.

4 Technologien

Ziel des Projekts ist die Konzipierung des ersten „Erneuerbare-Energiegemeinschaft-Gewerbeparks“ Österreichs mit Fokus auf Photovoltaik und Wasserstoff. Ein mögliches Betriebsmodell für einen solchen Gewerbepark wurde bereits im Zuge der Antragserstellung entworfen und ist in Abbildung 6 dargestellt. Das Betriebsmodell berücksichtigt sowohl Groß- als auch Klein- und Mittelbetriebe, die sich im Gewerbepark ansiedeln können, als auch umliegende Einfamilienhäuser. Die eigentliche E-EGe wird dabei zwischen den KMUs des Gewerbeparks und den umliegenden Einfamilienhäusern gegründet, da Großunternehmen laut aktuellem Gesetzesentwurf (Stand Ministerialentwurf 05.21) von der Teilnahme an E-EGe ausgeschlossen sind. Die Schaffung der entsprechenden Netzinfrastruktur, damit die umliegenden Einfamilienhäuser optimal in die E-EGe eingebunden werden können ist Teil des Projekts. Der Großteil der PV-Anlagen im Gewerbepark befindet sich im Besitz der E-EGe und stellt somit die Hauptenergiequelle dieser dar. Ein Teil davon kann sich auch im Besitz der Großunternehmen und somit außerhalb der E-EGe befinden. Darüber hinaus ist es den Teilnehmer*innen der E-EGe möglich selbst Photovoltaik-Anlagen auf den eigenen Dachflächen zu installieren und deren Ertrag in die E-EGe einzubringen. Die Brennstoffzelle inklusive Elektrolyseurs könnte sich beispielsweise im Besitz eines KMUs, das ebenfalls Teil der E-EGe ist, befinden. Somit können Überschüsse der E-EGe zur Erzeugung von Wasserstoff herangezogen werden, beziehungsweise kann der Strom, der aus der Verbrennung von Wasserstoff in der Brennstoffzelle gewonnen wird, wieder innerhalb dieser verwertet werden. Die Abwärme aus der Brennstoffzelle könnte als Prozesswärme für die Großunternehmen verwendet werden. Auch eine Einspeisung in das Fernwärmenetz stellt eine Möglichkeit dar. Die restliche eventuell benötigte Prozesswärme, kann aus dem Fernwärmenetz bezogen werden.

Bei der in Abbildung 6 dargestellten Konfiguration handelt es sich um ein mögliches Betriebsmodell. Die technische, wirtschaftliche und rechtliche Konkretisierung der genannten Idee ist Teil dieses Sondierungsprojekts (siehe Deliverable 3.1). Dazu wurden in einem ersten Schritt die Rahmenbedingungen der genannten Technologien erhoben, die in den folgenden Kapiteln beschrieben sind.

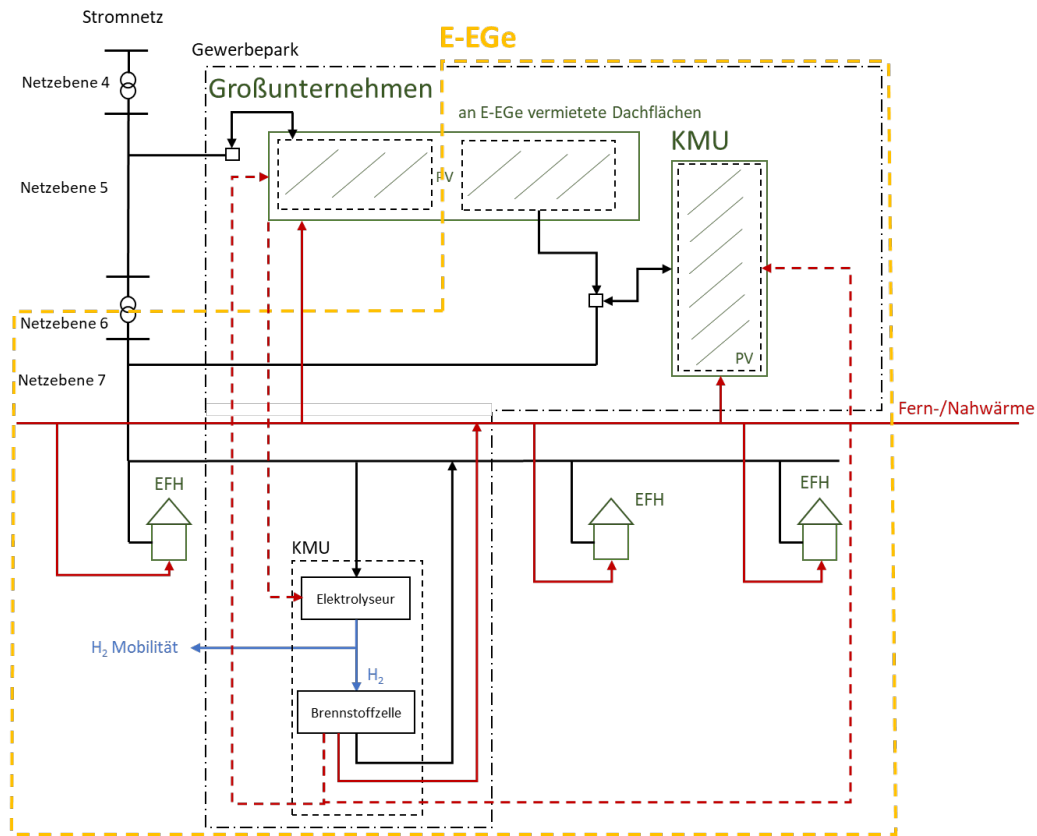


Abbildung 6: Beispiel eines Betriebsmodells des Gewerbeparks

4.1 Förderangebot

Ein wesentlicher Faktor für den Markteintritt von neuen innovativen und vor allem erneuerbaren Energieträgern ist die Förderung von Investitionskosten. Diese Förderungen sind vor allem in frühen Phasen des Markteintritts relevant und können dazu beitragen, die Technologien am Markt zu etablieren und sie wirtschaftlicher, auch ohne Förderungen, im Vergleich zu konventionellen Technologien zu machen. In diesem Zusammenhang wurde eine Marktanalyse für die nachfolgend angeführten Technologien durchgeführt². Nachfolgend werden die für den REC-Businesspark relevante Fördermöglichkeiten in Tabelle 2 gesammelt, sowie im Detail in Tabelle 3, Tabelle 4, Tabelle 5, Tabelle 6, Tabelle 7, Tabelle 8, Tabelle 9 und Tabelle 10 angeführt:

² Die Erhebung des Förderangebots wurde gemäß Antrag (Task 2.2-2.4) mit Stand 09.20 durchgeführt und nochmals mit Stand 11.20 überarbeitet. Auf ein Update mit Stand 05.21 wurde verzichtet, da ein spezifisches Update mit der Umsetzung notwendig ist. Das gegenständliche Kapitel soll daher der Übersicht dienen, für geplante Umsetzungen wird eine Beratung durch Expert*Innen einer Amtlich anerkannten Energieberatungsstelle empfohlen, wie unter anderem des Landes Steiermark (Land Steiermark, 2020)).

Tabelle 2: Übersicht Fördermöglichkeiten nach Förderungsnehmer

Fördermöglichkeit	Private	Gemeinden	Genossenschaften	Vereine	Betriebe	Landwirtschaft
Sonderförderung „aws Investitionsprämie“					x	x
PV Anlagen - Klima- und Energiefonds	x	x	x	x	x	x
Investitionsförderung PV Anlagen – OeMAG	x	x	x	x	x	x
Tarifförderung PV Anlagen – OeMAG	x	x	x	x	x	x
PV Anlagen – Klima- und Energiefonds (Land- und Forstwirtschaft)						x
E-Mobilitätsmanagement, E-Flotten und E-Logistik (Auch Wasserstoff) - Bundesministeriums für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie		x	x	x	x	
Mobilitätsmanagement im Rahmen des Förderprogrammes Klimaaktiv Mobil - Klima- und Energiefonds		x	x	x	x	
Betriebliche Umweltförderung im Inland	x	x	x	x	x	x

In diesem Zusammenhang ist speziell auch auf die „aws Investitionsprämie“ als Corona Hilfen des Bundes durch die Austria Wirtschaftsservice Gesellschaft mbH (aws) hinzuweisen (Tabelle 3). Um diese geltend zu machen müssen bis spätestens 28.02.2021 erste Investitionsaktionen gesetzt sein. Investitionen im Bereich Ökologisierung, Digitalisierung und Gesundheit, innovative Technologien wie PV oder Investitionen zur energetischen Nutzung von Wasserstoff, werden mit 14 % der Investitionssumme und max. 50 Mio. Euro ohne USt. bei einem Gesamtfördervolumen von 1 Mrd. Euro gefördert. Alle anderen förderfähigen Investitionen, wie materielle und immaterielle aktivierungspflichtige Neuinvestitionen in das abnutzbare Anlagevermögen, werden mit bis zu 7 % der Investitionssumme gefördert. Für ein geplantes Umsetzungsprojekt wäre eine Ausdehnung auf 2021/22 von Relevanz.

Tabelle 3: Sonderförderung „aws Investitionsprämie“ (aws, 2020)

Förderung	Sonderförderung „aws Investitionsprämie“
Fördergeber	aws
Allgemein	Sonderförderung: aws Investitionsprämie für u.a. PV-Anlagen und Stromspeicher 2020. Die aws Investitionsprämie kann ab 01.09.2020 bei der aws beantragt werden. Die Investitionsprämie ist mit OeMAG Förderungen kombinierbar!
Fördernehmer	Förderfähig sind Unternehmen, unabhängig von der Größe und Branche, die über einen Sitz und/oder eine Betriebsstätte in Österreich verfügen.
Fördergegenstand	Neuinvestitionen in das abnutzbare Anlagevermögen, die zwischen dem 01.09.2020 und 28.02.2021 bei der aws beantragt werden. Gefördert werden netzgekoppelte Photovoltaik-Anlagen auf Gebäuden mit oder ohne Stromspeicher (Betriebsgebäude) oder Freiflächen. Sowie die Nachrüstung von Stromspeichern bei bestehenden landwirtschaftlichen PV-Anlagen. Hinsichtlich der Größe der Anlagen gibt es keine Vorgaben oder Beschränkungen.
Förderhöhe	14% der förderfähigen Investitionskosten. Das minimale förderbare Investitionsvolumen pro Antrag ist EUR 5.000 ohne USt. Das maximale förderbare Investitionsvolumen ist EUR 50 Mio. ohne USt. pro Unternehmen
Förderbare Kosten	<ul style="list-style-type: none"> • PV-Module • Wechselrichter • Aufständerungen, Nachführsysteme (sowohl ein- als auch zweiachsig) • Stromspeichereinheit • Schaltschrankumbau • Blitzschutz
Förderbudget	1 Mrd. Euro
Förderende	28.02.2021
Wichtiges zur Antragstellung	Mit den Investitionen darf nicht vor dem 01.08.2020 begonnen worden sein, wobei als Beginn die folgenden Maßnahmen gelten: Bestellungen, Lieferungen, der Beginn von Leistungen, Anzahlungen, Zahlungen, Abschluss eines Kaufvertrags oder der Baubeginn der förderungsfähigen Investitionen. Weiters muss mit der Investition jedenfalls vor dem 01.03.2021 begonnen worden sein.
Weblink	https://www.aws.at/corona-hilfen-des-bundes/aws-investitionspraemie/ https://www.pvaustria.at/forderungen/

Tabelle 4: PV Anlagen - Klima- und Energiefonds (Klima- und Energiefonds, 2020)

Förderung	PV Anlagen
Fördergeber	Klima- und Energiefonds
Allgemein	Investitionsförderung für PV-Kleinanlagen (bis 5 kWp) und PV-Gemeinschaftsanlagen (bis 50 kWp)
Fördernehmer	Natürliche und juristische Personen können im Rahmen der Förderungsaktion einen Antrag stellen. Somit können neben Privatpersonen auch Betriebe, Vereine, konfessionelle Einrichtungen etc. um eine Förderung ansuchen.
Fördergegenstand	Gefördert werden Anlagen die: in vollem Umfang von einer Fachfirma montiert und installiert werden *im Netzparallelbetrieb betrieben werden, d.h. an das öffentliche Stromnetz angeschlossen sind * ein Lieferdatum ab 22.06.2020 aufweisen.
Förderhöhe	Förderpauschale für Klein- bzw. Einzelanlagen (bis 5 kWp) <ul style="list-style-type: none"> • 250 Euro/kWp für freistehende Anlagen und Aufdachanlagen (max. jedoch 35 % der anerkenbaren Investitionskosten) • 350 Euro/kWp für gebäudeintegrierte Anlagen (max. jedoch 35 % der anerkenbaren Investitionskosten) Förderpauschale für Gemeinschaftsanlagen (bis 50 kWp) <ul style="list-style-type: none"> • 200 Euro/kWp für freistehende Anlagen/Aufdachanlagen pro Antrag (max. jedoch 35 % der anerkenbaren Investitionskosten) • 300 Euro/kWp für gebäudeintegrierte Photovoltaik-Anlagen pro Antrag (max. jedoch 35 % der anerkenbaren Investitionskosten) • Anforderungen bei Antragsstellung: <ul style="list-style-type: none"> ○ Mind. 2 Wohn- bzw. Geschäftseinheiten ○ Jeder Beteiligte muss einen separaten Förderantrag stellen mit max. 5 kWp/Antrag
Förderbudget	10 Millionen Euro
Förderende	bis 31.03.2021 (bzw. so lange Budget vorhanden ist)
Wichtiges zur Antragstellung	Innerhalb von 12 Wochen nach der Registrierung ist die Anlage zu errichten und die Antragsunterlagen sind über die Online-Plattform zu übermitteln. Anträge, bei denen die PV-Module vor dem 22.06.2020 geliefert wurden, können nicht gefördert werden. Die Kombination der Förderaktion „Photovoltaik-Anlagen“ des Klima- und Energiefonds (KLIEN) mit anderen Bundesförderungen wie z. B. der Ökostromtarifförderung der OeMAG ist nicht möglich. Weitere Informationen finden Sie auf der Internetseite des Klima- und Energiefonds sowie auf www.umweltfoerderung.at .
Weblink	https://www.klimafonds.gv.at/call/photovoltaik-anlagen-6/ https://www.pvaustria.at/forderungen/

Tabelle 5: Investitionsförderung PV Anlagen – OeMAG (OeMAG, 2020)

Förderung	PV Anlagen
Fördergeber	OeMAG
Allgemein	Investitionszuschuss für PV-Anlagen (bis 500 kWp) und Stromspeicher (bis 50 kWh).
Fördernehmer	<p>In den Jahren 2020, 2021 und 2022 besteht gemäß Novelle des Ökostromgesetzes 2012 die Möglichkeit, alternativ zur Tarifförderung eine Investitionsförderung gemäß § 27a für Photovoltaikanlagen und Stromspeicher zu beantragen.</p> <p>Antragstellung für Investitionszuschüssen gemäß § 27a ÖSG 2012 für PV-Anlagen und Stromspeicher ist ab 11. März 2020 ausschließlich via Ticketsystem auf der OeMAG-Homepage möglich</p>
Fördergegenstand	<p>Gefördert wird, mittels einmaligen Investitionsförderung, die Errichtung der PV-Anlage sowie des Stromspeichers. Der produzierte und eingespeiste PV-Strom wird nicht gefördert (im Gegensatz zur Tarifförderung).</p> <p>Die förderfähige Anlagenleistung bei Photovoltaik-Neuanlagen beträgt bis zu 500 kWp, Erweiterungen von Bestandsanlagen um bis zu 500 kWp sind ebenfalls förderfähig. Die maximale Anlagengröße ist bei der Investitionsförderung für Photovoltaikanlagen keinen Einschränkungen unterworfen. Die Anlage an sich kann größer sein, gefördert werden aber nur die ersten 500 kW der Anlage.</p> <p>Gefördert werden Stromspeicher (Neu und Erweiterung) bis 50 kWh. Der Stromspeicher kann größer sein, gefördert werden jedoch max. 50 kWh. Mindestgröße des Stromspeichers ist 0,5 kWh pro kWp installierte Engpassleistung.</p> <p>Das Verhältnis von installierter Leistung der Photovoltaikanlage (kWp) zu nutzbarer Kapazität des Stromspeichers (kWh) muss mindestens 0,5 kWh/kWp betragen, dies gilt auch für Erweiterungen des Stromspeichers.</p>
Förderhöhe	<ul style="list-style-type: none"> • PV-Anlagen bis zu einer Engpassleistung von 100 kWp: 250 Euro pro kWp • PV-Anlagen ab einer Engpassleistung von mehr als 100 bis 500 kWp: 200 Euro pro kWp (Max. werden jedoch 30 % der Investitionskosten) • 200 Euro/kWh bzw. max. 30 % der unmittelbar für die Errichtung erforderlichen Investitionsvolumen
Förderbudget	<ul style="list-style-type: none"> • 24 Mio. Euro für die Förderung von PV-Anlagen • 12 Mio. Euro für die Förderung von Stromspeichern
Wichtiges zur Antragstellung	<p>Ein gültiger Förderantrag unbedingt vor Beginn der Arbeiten (rechtsverbindliche Verpflichtung zur Bestellung bzw. eine andere Verpflichtung, die die Investition unumkehrbar macht) einzureichen ist.</p> <p>Zu beachten ist, dass bei einer etwaigen Beanspruchung der Tarifförderung für einen Anlagenteil die Beschränkung der maximalen Anlagengröße auf Basis der jeweils für den bestehenden Vertrag geltenden Tarifverordnung zu</p>

	<p>beurteilen ist. Bei Stromspeichern ist ebenfalls keine Beschränkung der Gesamtkapazität vorgesehen</p> <p>Nach erfolgreicher Ticketziehung und Vervollständigung des Antrages erhalten Sie eine unverbindliche Bestätigung, dass der Antrag eingelangt ist. Sofern für Ihren Antrag eine Kontingenzuteilung möglich ist, erhalten Sie die „Aufforderung zur Erbringung des rechtsverbindlichen Bestellnachweises“ per E-Mail zugesendet. Um eine Förderzusage erhalten zu können, müssen binnen 3 Monaten nach Erhalt dieser E-Mail geeignete Nachweise über die rechtsverbindliche Verpflichtung zur Bestellung des beantragten Projektes im Antragsystem hochgeladen werden.</p> <p>Investitionen für Errichtungen oder Erweiterungen, für die auch andere Bundes- oder Landesförderprogramme in Anspruch genommen werden, sind nicht förderfähig. Eine Anschlussmöglichkeit an das öffentliche Netz muss gegeben sein, eine Einspeisung in die Öko-Bilanzgruppe ist nicht zwingend erforderlich. Ausgenommen sind Erweiterungen von bereits tarifgeförderten Anlagen. Nehmen Sie in diesem Fall Kontakt mit unserem Fördermanagement auf.</p>
Weblink	<p>https://www.oem-ag.at/de/home/</p> <p>https://www.pvaustria.at/forderungen/</p>

Tabelle 6: Tarifförderung PV Anlagen – OeMAG (OeMAG, 2020)

Förderung	Tarifförderung
Fördergeber	OeMAG
Allgemein	Tarifförderung für PV-Anlagen (ab 5 kW bis 200 kW). Nach Vertragsabschluss gelten die Einspeisetarife für 13 Jahre.
Fördergegenstand	Die Ökostromtarifförderung gilt für PV-Anlagen auf Gebäuden die größer als 5 kWp sind, bis zu einer maximalen Größe von 200 kWp. Für den in das Stromnetz eingespeisten Strom wird ein Fördertarif gewährt. Zusätzlich zum Fördertarif wird ein einmaliger Investitionszuschuss ausgezahlt. Die Höhe der Einspeisetarife sowie des einmaligen Investitionszuschusses wird jährlich per Verordnung (Ökostromverordnung) geregelt.
Förderhöhe	Der Einspeisetarif für Ökostrom aus PV-Anlagen (Siehe ÖSG § 6) mit einer Engpassleistung von über 5 kWp bis 200 kWp, die ausschließlich an oder auf einem Gebäude angebracht sind, beträgt bei Antragstellung und Vertragsabschluss im Jahr 2020 7,67 Cent/kWh Als Investitionsförderung für die Errichtung werden zusätzlich 30 % der Errichtungskosten (bezogen auf die Engpassleistung der Anlage), höchstens jedoch ein Betrag in Höhe von 250 Euro/kWp gewährt. Der erforderliche Nachweis der Investitionskosten erfolgt durch die Vorlage der Rechnungen über die für die Errichtung notwendigen Kosten. Die Tarifförderung umfasst in Kombination auch einen Einmalzuschuss. Beide Teile der Förderung können nur in kombinierter Form beantragt werden. Die Höhe des Einspeisetarifes sowie des Einmalzuschusses wird per Verordnung festgesetzt.
Förderbudget	Jährliches Förderbudget in Höhe von € 8 Millionen
Wichtiges zur Antragstellung	Ein gültiger Antrag muss unbedingt vor Beginn der baulichen Maßnahmen eingereicht werden. Wurde bereits mit den baulichen Maßnahmen begonnen, bevor ein gültiger Antrag eingereicht wurde, besteht eine Kontrahierungspflicht nur mehr zum Marktpreis. Zum Zeitpunkt der Antragstellung (Ticketziehung) müssen bereits alle für die Errichtung und den Betrieb der Anlage erforderlichen Genehmigungen in erster Instanz bzw. alle erforderlichen Anzeigen vorliegen. Photovoltaikanlagen, die auf einer Freifläche errichtet werden, sind nicht förderfähig. Anlagen mit einer Gesamtleistung größer als 200 kWp können nicht gefördert werden. Die Einbringung eines Förderantrages ist weiters nur mit einem gültigen Einspeisezählpunkt möglich. Diese Angabe kann zu einem späteren Zeitpunkt nicht mehr geändert werden, Falschangaben führen folglich zur Ablehnung des Antrages.
Weblink	https://www.oem-ag.at/de/home/ https://www.pvaustria.at/forderungen/

Tabelle 7: PV Anlagen – Klima- und Energiefonds (Klima- und Energiefonds, 2019)

Förderung	PV-Anlagen und Stromspeicher für Land- und Forstwirtschaft
Fördergeber	Klima- und Energiefonds
Allgemein	<p>PV-Anlagen (bis 50 kWp) und Stromspeicher (3 kWh/kW) für Land- und Forstwirtschaft.</p> <p>Die Förderung startete am 16.September 2019 und läuft bis 20.November 2020 durchgehend, sofern Budgetmittel verfügbar sind.</p>
Fördergegenstand	<p>Gefördert werden:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Neu installierte, im Netzparallelbetrieb geführte Photovoltaik-Anlagen größer 5 kWp bis inklusive der Fördergrenze von 50 kWp • Neu installierte Stromspeicher bis zu einer Fördergrenze 3 kWh/kW (bezogen auf die Leistung der Photovoltaikanlage) <p>Einreichen können alle österreichischen land- und forstwirtschaftlichen Betriebe.</p> <p>Pro Antragsteller*In (pro Betriebsnummer) kann für maximal 50 kWp und maximal 3 kWh/kW nutzbare Speicherkapazität um Förderung angesucht werden.</p>
Förderhöhe	<ul style="list-style-type: none"> • 275 Euro/kWp für freistehende Anlagen/Aufdachanlagen (max. jedoch 40 % der anerkenbaren Investitionskosten) • 375 Euro/kWp für gebäudeintegrierte PV-Anlagen (max. jedoch 40 % der anerkenbaren Investitionskosten) • 350 Euro/kWh für 0 – 5 kWh nutzbare Speicherkapazität • 300 Euro/kWh für jede weitere kWh zwischen > 5 – 10 kWh nutzbare Speicherkapazität • 280 Euro/kWh für jede weitere kWh zwischen > 10 – 20 kWh nutzbare Speicherkapazität • 250 Euro/kWh für jede weitere kWh > 20 kWh nutzbare Speicherkapazität
Förderbudget	Förderbudget: 6 Millionen Euro
Wichtiges zur Antragstellung	<p>Die Antragstellung muss vor der ersten rechtsverbindlichen Bestellung von Anlagenteilen, vor Lieferung, vor Baubeginn oder vor einer anderen Verpflichtung, die die Investition unumkehrbar macht, erfolgen, wobei der früheste dieser Zeitpunkte maßgebend ist.</p> <p>Die Förderung erhalten Sie nach Genehmigung des Antrages und nach Umsetzung Ihres Projektes. Voraussetzung ist die Übermittlung der Endabrechnung. Informationen dazu finden Sie im rechten Download-Bereich (Infoblatt zur Endabrechnung).</p>
Weblink	<p>https://www.klimafonds.gv.at/wp-content/uploads/sites/6/Leitfaden_PVLW_2019.pdf</p> <p>http://www.bmlfuw.gv.at/land/laendl_entwicklung.html</p>

Tabelle 8: E-Mobilitätsmanagement, E-Flotten und E-Logistik (Auch Wasserstoff) - Bundesministeriums für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (Kommunalkredit Public Consulting, 2021)

Förderung	E-Mobilitätsmanagement, E-Flotten und E-Logistik (Auch Wasserstoff)
Fördergeber	Bundesministeriums für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie
Fördernehmer	Förderungsmittel für Maßnahmen im Bereich E-Mobilitätsmanagement, E-Flotten und E-Logistik werden für alle Unternehmen und sonstige unternehmerisch tätige Organisationen bereitgestellt. Darüber hinaus können auch Vereine, konfessionelle Einrichtungen und öffentliche Gebietskörperschaften einreichen.
Fördergegenstand	<p>Gefördert werden E-Mobilitätsprojekte wie beispielsweise E-Flotten, E-Busse, E-Logistik und E-Sonderfahrzeuge sowie die Kombination mehrerer E-Mobilitätsmaßnahmen. Neben den Investitionskosten werden auch Planung und Montage als förderungsfähige Kosten anerkannt.</p> <p>Gefördert wird die Anschaffung von Fahrzeugen mit Elektroantrieb für große Flotten (z.B. Klasse M1, N1), E-Busse (M3), E-Nutzfahrzeuge (Klasse N2 und N3) sowie E-Sonderfahrzeuge wie beispielsweise E-Stapler, E-Baumaschinen und E-Traktoren.</p> <p>Sofern für diese Projekte Fahrzeuge der Fahrzeugklassen (z.B. Klasse M1, N1) aus den Förderungsaktionen „Elektro-PKW für Betriebe“ (www.umweltfoerderung.at/elektro-pkw_betriebe_2019-2020) und Elektroleichtfahrzeuge, Elektro-Kleinbusse und leichte Elektro-Nutzfahrzeuge für Betriebe“ (www.umweltfoerderung.at/enutz_eleicht) angeschafft werden, gelangen die Bedingungen und pauschalen Förderungsbeträge der Förderungsaktionen zur Anwendung.</p> <p>Die Fahrzeuge müssen mit Strom (bzw. Wasserstoff) aus erneuerbaren Energieträgern betrieben werden.</p>
Förderhöhe	<p>Die Berechnung der Förderung erfolgt in Abhängigkeit der gesetzten Maßnahme entweder in Form eines Prozentsatzes der förderungsfähigen Investitionsmehrkosten oder als Pauschale. Die Kombination von mehreren Maßnahmen bzw. die zusätzliche Durchführung von bewusstseinsbildenden Maßnahmen wirkt sich positiv auf die Förderungshöhe aus. Die Antragstellung muss vor Umsetzung der Maßnahme erfolgen.</p> <p>Voraussetzung für den Erhalt der Förderung ist, dass seitens der Autoimporteure beim Kauf des Fahrzeuges ein entsprechender E-Mobilitätsbonus pro Fahrzeug gewährt wurde. Dieser Bonus muss gemeinsam mit dem Informationstext zur Förderaktion E-Mobilität (Siehe Seite 3 der Ausschreibung) auf der Fahrzeugrechnung ausgewiesen werden.</p> <p>Die Förderung wird als nicht rückzahlbarer Zuschuss ausbezahlt und ist mit 30 % der Anschaffungskosten bzw. der umweltrelevanten Investitionsmehrkosten begrenzt ist.</p>
Förderende	Einreichungen sind in Abhängigkeit des zur Verfügung stehenden Budgets bis längstens 31.12.2020 möglich.

<p>Wichtiges Antragstellung</p>	<p>zur Die Förderung für Maßnahmen im Bereich E-Mobilitätsmanagement, E-Flotten und E-Logistik erfolgt grundsätzlich im Rahmen der Umweltförderung im Inland. Sollte ein Projekt jedoch den Kriterien einer Förderung mit Mitteln aus dem Programm für ländliche Entwicklung (LE 14-20) entsprechen, wird die Förderung durch den Klima- und Energiefonds unter adaptierten Förderungsbedingungen vergeben.</p>
<p>Weblink</p>	<p>https://www.umweltfoerderung.at/betriebe/e-mobilitaetsmanagement.html https://www.umweltfoerderung.at/fileadmin/user_upload/media/umweltfoerderung/Dokumente Betriebe/Fahrzeuge Mobilitaet Verkehr/UFI Standardfall_Infoblatt E-Mob.pdf</p>

Tabelle 9: Mobilitätsmanagement im Rahmen des Förderprogrammes Klimaaktiv Mobil - Klima- und Energiefonds (Klima- und Energiefonds, 2021)

Förderung	Mobilitätsmanagement im Rahmen des Förderprogrammes Klimaaktiv Mobil
Fördernehmer	Förderungsmittel für klimafreundliche Mobilitätslösungen werden für alle Unternehmen und sonstige unternehmerisch tätige Organisationen bereitgestellt. Darüber hinaus können auch Vereine, konfessionelle Einrichtungen und öffentliche Gebietskörperschaften einreichen.
Fördergegenstand	<p>Gefördert werden auf kommunaler, regionaler sowie betrieblicher und touristischer Ebene beispielsweise die Einrichtung bedarfsorientierter Verkehrssysteme wie Gemeinde-, Betriebs- und Rufbusse, Anrufsammeltaxis und Shuttle-Verkehr sowie Maßnahmen zur Transportrationalisierung forciert werden. Ein wesentlicher Schwerpunkt liegt natürlich auch weiterhin auf der Umstellung von Transportsystemen, Fuhrparks und Flotten auf alternative Antriebe und Kraftstoffe. Die Kombination von mehreren Maßnahmen bzw. die zusätzliche Durchführung von bewusstseinsbildenden Maßnahmen ist erwünscht und wirkt sich positiv auf die Förderungshöhe aus</p> <p>Beispiele für förderungsfähige Maßnahmen bzw. Kosten:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Radwege, Radabstellanlagen in Kombination mit Radwegen • Anschaffung und Umrüstung von Fahrzeugen mit alternativen Antrieben • Innerbetriebliche Tankanlagen • Elektrofahrzeuge, Elektrofahrräder • E-Ladestationen • Einrichtung eines Radverleihs • Umstellung des Transportsystems vom LKW auf das Förderband • Transportrationalisierung • Mobilitätszentrale • Jobtickets, Schnuppertickets • Umsetzung eines Carsharing Modells, Sammeltaxi, Betrieb von z.B. Shuttle-Verkehr, Betriebsbusse • Verkehrs- und Mobilitätskonzepte • Ausbildungs- und Schulungsprogramme • Bewusstseinsbildende Maßnahmen
Förderungshöhe	Die Berechnung der Förderungshöhe erfolgt je nach Maßnahme in Form eines prozentuellen Anteils an den förderungsfähigen Investitionsmehrkosten oder als Pauschale. Bei einer Kombination von mehreren Maßnahmen, bei gleichzeitiger Umsetzung bewusstseinsbildender Maßnahmen bzw. bei der Einbeziehung weiterer Akteure können Zuschläge über den unten angeführten Förderungssatz hinaus vergeben werden. Die Förderung wird in Form eines einmaligen, nicht rückzahlbaren Investitionskostenzuschusses vergeben.
Förderende	Die Einreichung ist bis 28.02.2022, 12:00 Uhr möglich.
Weblink	https://www.umweltfoerderung.at/betriebe/mobilitaetsmanagement-eler.html

Tabelle 10: Betriebliche Umweltförderung im Inland (Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie, 2020)

Förderung	Betriebliche Umweltförderung im Inland
Fördergeber	Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie
Allgemein	<p>Ziel der Umweltförderung im Inland ist der Schutz der Umwelt durch einen effizienten Einsatz von Energie und Ressourcen, durch Vermeidung oder Verringerung der Belastungen in Form von Luftverunreinigungen, klimarelevanten Gasen (insbesondere Kohlendioxid aus fossilen Brennstoffen und andere zur Umsetzung international vereinbarter Ziele relevante Gase), Lärm (ausgenommen Verkehrslärm) und Abfällen. Diese Zielsetzungen sind Gegenstand der Evaluierung gemäß § 14 UFG.</p> <p>Die Förderung kann in Form von Investitionszuschüssen gewährt werden. Der Auszahlungsmodus ist im Förderungsvertrag zu vereinbaren.</p> <p>Ein zugesicherter Investitionszuschuss wird nach Durchführung der Endabrechnung und unter Voraussetzung der Einhaltung des Förderungsvertrages ausbezahlt. Erfolgt die Durchführung der Maßnahme in mehreren Abschnitten, kann die Auszahlung des zugesicherten Investitionszuschusses in Teilbeträgen aufgrund der Endabrechnung für einzelne Abschnitte (Zwischenabrechnung) vereinbart werden. Wird ein Investitionszuschuss unter Vereinbarung von Auflagen und Bedingungen gewährt, kann die Auszahlung bis zur halben Höhe auf die Dauer von bis zu 10 Jahren erstreckt werden. In begründeten Fällen, in denen die Bezahlung der Maßnahme sich über einen längeren Zeitraum erstreckt, kann die Förderung bereits nach der Endabrechnung der Maßnahme ausbezahlt werden.</p> <p>Förderungen können auch als Pauschalbeträge ausbezahlt werden. Die Höchstförderungssätze gemäß § 9 dürfen jedoch keinesfalls überschritten werden.</p>
Fördernehmer	<p>Ansuchen können im Bereich der Umweltförderung im Inland von natürlichen oder juristischen Personen für das Setzen von Maßnahmen gemäß § 4 gestellt werden. (2) Ansuchen für die Förderung von Investitionen gemäß § 4 Abs. 1 Z 1 oder immaterieller Leistungen gemäß § 4 Abs. 1 Z 2 können auch von Nicht-Wettbewerbsteilnehmern sowie bei Investitionen, die der Erzeugung von Produkten des Anhang AEUV dienen, auch von Unternehmen, die in der landwirtschaftlichen Primärproduktion tätig sind, gestellt werden.</p>
Fördergegenstand	<p>In klima- und energiepolitischer Hinsicht sollen mit der Umweltförderung im Inland Maßnahmen gefördert werden, die für die Anrechnung der aus dem Unionsrecht abgeleiteten nationalen Zielsetzungen bis 2030 (EU-2030-Ziele) sowie darüber hinaus gehend, ins-besondere die Erreichung der Klimaneutralität in Österreich im Jahr 2040 sowie jener der Europäischen Union im Jahr 2050, wirksam werden und somit einen angemessenen Beitrag zur Zielerreichung leisten.</p> <p>Der Kommission gemäß § 7 Z 2 UFG ist jährlich die Entwicklung der Kosteneffizienz darzulegen und gegebenenfalls sind mit ihren Maßnahmen zur</p>

	<p>Verbesserung zu erörtern. Bei der Ermittlung der Kosteneffizienz ist auf die Dauer der Einsparung (durchschnittliche technische Nutzungsdauer der geförderten Investition oder Maßnahme) unter Berücksichtigung der mit der Förderung von Klimaschutz- und Energieeffizienzmaßnahmen verbundenen volkswirtschaftlichen Effekte abzustellen.</p>
Förderhöhe	<p>Sofern eine Förderung im Sinne der Allgemeinen Gruppenfreistellungsverordnung für Umweltschutzbeihilfen gewährt werden soll, sind die umweltrelevanten Mehrkosten der Investition gemäß § 4 Abs. 1 Z 1 oder der immateriellen Leistungen gemäß § 4 Abs. 1 Z 2 förderfähig. Zusätzlich sind gemäß § 10 Fördersätze sowie Zuschläge festgelegt.</p>
Förderbare Kosten	<ul style="list-style-type: none"> • <u>Investitionen</u> im Sinne dieser Richtlinien sind solche, die betriebliche Verkehrsmaßnahmen oder örtlich gebundene Einrichtungen betreffen, und umfassen insbesondere Transportmittel, Gebäude, Anlagen und Ausrüstungsgüter sowie Dienstleistungen wie Bauarbeiten, Montage und Planungsleistungen. Bei Maßnahmen zur Steigerung der stofflichen Ressourceneffizienz können davon auch erhöhte Kosten für Betriebsmittel über einen Zeitraum von maximal 5 Jahren umfasst sein, sofern eine De-minimis-Förderung gewährt wird. • <u>Immaterielle Leistungen</u> gemäß § 3 Abs. 8, die im Zusammenhang mit den in Z 1 genannten Maßnahmen erforderlich sind und von hierzu befugten Personen oder Unternehmen erbracht werden. Die Förderung von Beratungsleistungen, die Einführung von Umwelt- oder Energiemanagementsystemen oder Umwelt- oder Energieaudits ist unabhängig von der Durchführung einer Investition möglich. Soweit hierzu eine gesetzliche oder unionsrechtliche Verpflichtung von Unternehmen besteht, kann hierfür keine Förderung gewährt werden.
Wichtiges zur Antragstellung	<p>Detaillierte Voraussetzungen sind § 5. zu entnehmen.</p>
Weblink	<p>https://www.umweltfoerderung.at/rechtliche-grundlagen-ufi.html https://www.umweltfoerderung.at/fileadmin/user_upload/media/umweltfoerderung/Uebergeordnete_Dokumente/fri_ufi.pdf</p>

4.2 Photovoltaikanlagen

Photovoltaikanlagen wandeln mit Hilfe von Solarzellen Sonnenenergie in elektrische Energie um. Der Aufbau von Solarzellen unterscheidet sich durch das verwendete Halbleitermaterial und das Herstellungsverfahren. Tabelle 11 gibt einen Überblick über die unterschiedlichen Solarzellen und deren Eigenschaften.

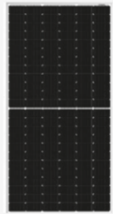




Tabelle 11: Übersicht über die verschiedenen Solarzellen-Typen (Ohi, Özdemir, Hartmann, Henßler, & Fleischer, 2015)

Solarzellentyp, Werkstoffe	Aufbau, Eigenschaften	Modul-Wirkungsgrade	Bemerkungen
Monokristalline Silizium-Solarzelle	Dicke: 250-350 µm	großflächig 10-15 %	<ul style="list-style-type: none"> Eingeführte Zelle Module werden im industriellen Maßstab gefertigt und sind auf dem Markt verfügbar
Polykristalline Silizium-Solarzelle		10 – 15 %	<ul style="list-style-type: none"> Eingeführte, preiswerte Zelle für Kleinanwendungen (Taschenrechner, Uhren) mit geringem Energiebedarf
Amorphes Silizium, (a-Si)	Dünnschichttechnologie, < 5 µm	großflächig 5 – 6 %, Labor 7,5-13 %	<ul style="list-style-type: none"> Einziges Dünnschichtzelle, die in größeren Stückzahlen gefertigt wird Marktanteil ca. 20 %
Galliumarsenid, (GaAs)	Dünnschichttechnologie, < 5 µm	Labor 24-30 %	<ul style="list-style-type: none"> Entwicklungsstadium, zunehmender Einsatz im Weltraum-Markt Teurer als andere Dünnschicht-SZ (CIS) Forschung dominiert die USA und neuerdings Japan Es wird erwartet, mit dieser Materialgruppe 30-40 % Wirkungsgrad zu erreichen
Kupferindium (Gallium) diselenid, CuIn(Ga)S ₂	CIS bzw. CIGS-Zelle, Dünnschichttechnologie, < 5 µm	großflächig 10 – 12 %, Labor 12-17 %	<ul style="list-style-type: none"> Entwicklungsstadium, unmittelbar vor der Fertigung Es wird erwartet, großflächige Zellen mit Wirkungsgraden um 10 % herstellen zu können
Galliumtellurid, (CdTe)	Dünnschichttechnologie, < 5 µm	Labor 9-16 %	<ul style="list-style-type: none"> Entwicklungsstadium, jedoch ist der Einsatz von Cadmium umweltproblematisch
Kristalliner Siliziumfilm	Dünnschichttechnologie, 20-30 µm	Labor 9-21 %	<ul style="list-style-type: none"> Entwicklungsstadium Verbindet Si-Zelle auf Waferbasis (Elektronikindustrie) mit der Dünnschichttechnologie

4.2.1 Analyse / Eignung der am Markt befindlichen Photovoltaikanlagen

Die Technologie der Stromerzeugung mit Hilfe einer PV-Anlage ist sehr ausgereift. Derzeit sind am Markt hauptsächlich PV-Module mit monokristallinen Zellen erhältlich. PV-Module mit polykristallinen Zellen werden, wenn auch in nicht so großem Ausmaß, ebenfalls angeboten. Nicht durchzusetzen scheinen sich momentan die Dünnschicht-Module. Tabelle 12 zeigt eine Auswahl der am Markt befindlichen Photovoltaikanlagen.

Tabelle 12: Analyse/Eignung der am Markt befindlichen Photovoltaikanlagen

					
Hersteller	AXITEC	Astroenergy	Viessmann	Solar Frontier	Trina Solar
Type	AXIpremium XL HC	PENTA Classic	Vitovolt 300 Typ P285 AB	SF155-S Power Module	Honey M TSM-340DE06M.02(II)
Technologie / Zellen	144 monokristalline Hochleistungszellen	60 polykristalline Zellen	60 polykristalline Zellen	CIS Dünnschicht	120 monokristalline Halbzellen
Leistung	430 - 450 Wp	275 Wp	285 Wp	155 Wp	340 Wp
Quellen	(Axitecsolar, 2020)	(Photovoltaik4all, 2020a)	(Photovoltaik4all, 2020b)	(Photovoltaik4all, 2020c)	(Photovoltaik4all, 2020d)

4.2.2 Wirtschaftliche Rahmenbedingungen

Wie Abbildung 7 zeigt, sind die Investitionskosten von Photovoltaikanlagen in den letzten Jahren stark gefallen, seit 2006 im Mittel dank technologischen Fortschrittes und Lerneffekten um ca. 13 % pro Jahr, insgesamt um ca. 75 %. Auch die Finanzierungskosten sind aufgrund des aktuell niedrigen Zinsniveaus günstig (Photovoltaik4all, 2020e).

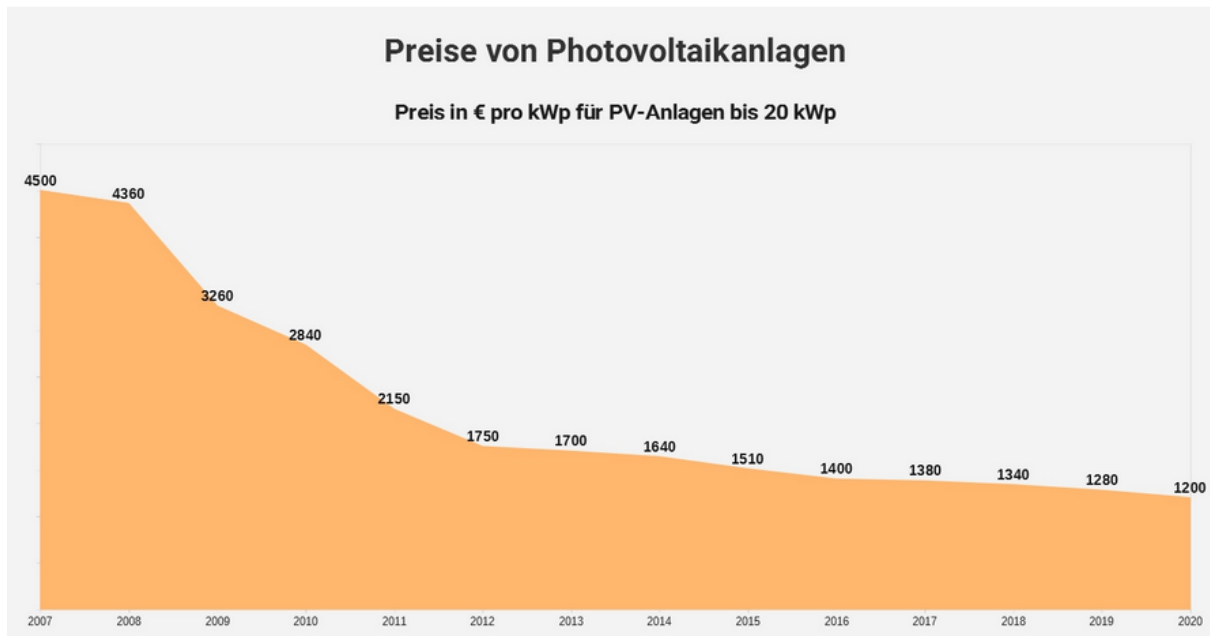


Abbildung 7: Preisentwicklung von Photovoltaikanlagen (Photovoltaik4all, 2020e)

Grundsätzlich gilt: je größer eine Photovoltaikanlage, desto geringer sind die Investitionskosten pro kWp. Die jährlichen Betriebskosten liegen mit ca. 1 % der Investitionskosten niedrig.

Kleine Anlagen (5 kWp – 50 kWp)

Abbildung 8 zeigt die Zusammensetzung der Kosten für Photovoltaikanlagen (TU Wien, 2020) für fixe und variable Investitionskosten für unterschiedlich große Anlagen für das Jahr 2019. Je kleiner die Anlagen sind, desto stärker fallen die Fixkosten (Genehmigungen, Projektentwicklung etc.) ins Gewicht. Die Preise für kristalline Solarmodule liegen zwischen 1.100 €/kWp und 1.800 €/kWp.

Beispielhafte Kosten: Bei einer Anlage mit 5 kWp muss mit ca. 1.700 €/kWp bis 1.800 €/kWp gerechnet werden. 20 kWp sind beispielsweise für ca. 1.100 €/kWp bis 1.200 €/kWp zu erwerben. Dünnschichtmodule sind günstiger (Kosten zwischen 750 €/kWp und 1.250 €/kWp), benötigen aber ungefähr die anderthalbfache bis doppelte Modulfläche, um die gleiche Leistung wie kristalline Module zu erreichen (Dachgold, 2020a).

Kosten Photovoltaikanlagen Österreich

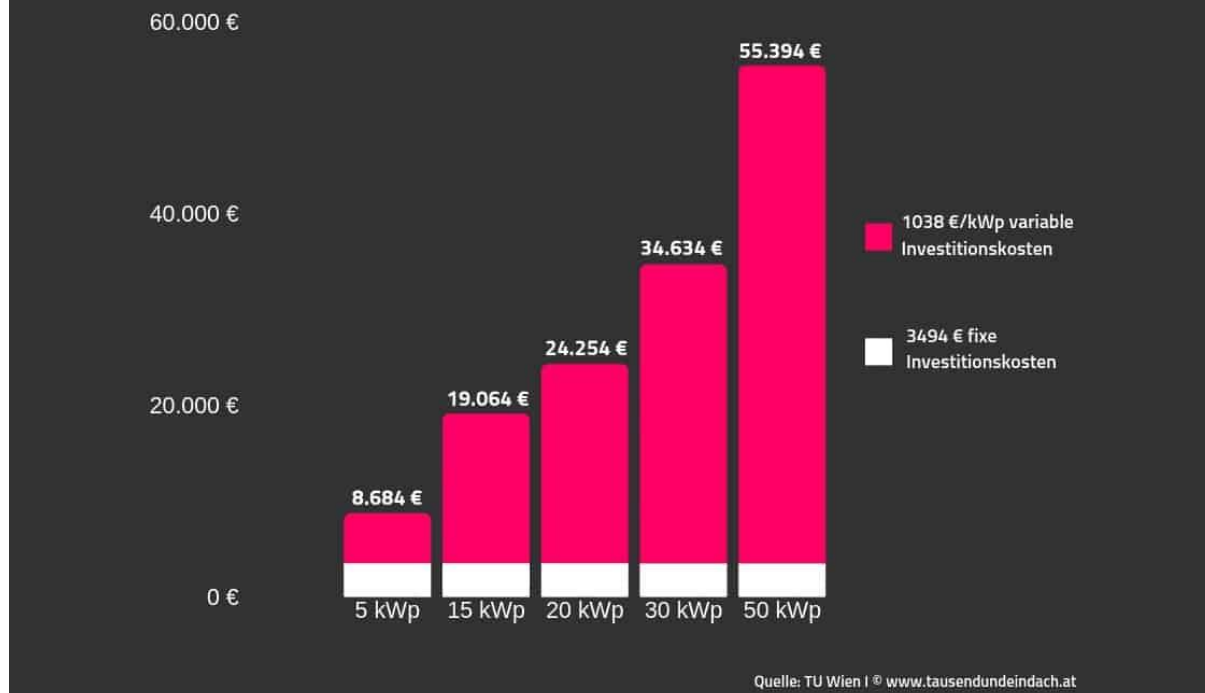


Abbildung 8: Kosten für Photovoltaikanlagen in Österreich (Dachgold, 2020a)

Die Wechselrichter machen ca. 15 % der Investitionskosten aus. Werden ein zweiter oder mehr als zwei Wechselrichter benötigt (je nach Größe der Anlage, Ausrichtung und Verschattungssituation), erhöht dies die Kosten. Pro kW-Wechselrichterleistung kann mit ca. 200 € gerechnet werden. Um hohe Verluste zu vermeiden, müssen Solarkabel mit einem entsprechenden Querschnitt gewählt werden. Je größer der Querschnitt, umso teurer ist die Verkabelung. Der Preis für hundert Meter Solarkabel liegt zwischen 100 € und 500 €. Die Kosten für das Montagesystem hängen von mehreren Faktoren ab, z.B. von der Höhe der Schnee- und Windlast. Durchschnittlich betragen die Kosten für das Montagesystem zwischen 100 € bis 150 € pro kWp. Dazu kommen noch die Montagekosten für die Unterkonstruktion, die pro kWp weitere 100 € bis 200 € betragen (Solaranlage Ratgeber, 2020). Der Netzanschluss der PV-Anlage kostet rund 500 € bis 1.000 €. Möchte man ein Einspeisemanagement, so sind Kosten von mind. 150 € anzusetzen (Dachgold, 2020a).

Große Anlagen (ab 50 kWp)

Die Kosten für Großanlagen mit mindestens 50 kWp bis 500 kWp liegen im Durchschnitt bei 1.350 €/kWp inklusive der Montageleistung. Für Photovoltaik auf großen Dachflächen, welche mehr als 500 kWp messen, werden die Preise im Durchschnitt ab 1.290 €/kWp inklusive der Montage gehandelt. Die Kosten der Wechselrichter machen etwa 10 % der Gesamtkosten bei einer Photovoltaik-Großanlage aus (Solaranlagen ABC, 2020). Mit dem Gestehtungskostenrechner (Dachgold, 2020b) können die Herstellungs- und Betriebskosten

einer Photovoltaikanlage in €/kWh genauer berechnet werden. Es ist auch ersichtlich, welche potenzielle Stromeinsparung in % möglich wäre.

Ertrag

Als Faustregel gilt ein jährlicher Ertrag von etwa 1.000 kWh/kWp. Das Potential eines Daches (Größe und Leitung einer Photovoltaikanlage) an einem bestimmten Standort kann mit dem Flachdachchecker eruiert werden (Flachdachchecker, 2020). Einen einheitlichen Einspeisetarif gibt es nicht. Auf der Website der PV Austria (PV Austria, 2020) finden sich verschiedene Energieversorgungsunternehmen, die überschüssigen Solarstrom abnehmen. Für genauere Berechnungen steht der Tarifikalkulator der E-Control (e-control, 2020) zur Verfügung.

CO₂-Verbrauch

Mit dem CO₂-Kennzahlenrechner (Dachgold, 2020c) können die Gesamt-CO₂ Einsparungen, basierend auf wissenschaftlichen Studien, abgeschätzt werden. Der CO₂-Kennzahlenrechner berücksichtigt auch den CO₂-Verbrauch bei der Produktion der Module (zur Vereinfachung werden bei dieser Berechnung Mittelwerte herangezogen).

4.3 Elektrische Speicher

Um auf die zunehmend komplexeren Rahmenbedingungen zu reagieren, müssen in Zukunft neben dem klassischen Netzausbau weitere planbar einsetzbare Stromerzeuger zur Back-up-Versorgung in das Energieversorgungssystem integriert werden. Bereits heute steht eine Vielzahl an Energiespeichertechnologien zur Verfügung. Je nach Einsatzbereich und Bedarf sind die Anforderungen an die Speicher sehr variabel. Sie unterscheiden sich grundlegend durch ihr Wirkungsprinzip und der damit verbundenen Kapazität (Speichervolumen) und Leistung (Ein-/Ausspeicherleistung) (Energieagentur NRW, 2021):

- Elektrische Speicherung:
 - Doppelschicht-Kondensatoren
 - Supraleitender magnetischer Energiespeicher
- Mechanische Speicherung
 - Pumpspeicherkraftwerke
 - Druckspeicherung
 - Schwungradspeicher
- Elektrochemische Speicherung
 - Blei-Säure-Akkumulator
 - Lithium-Ionen-Akkumulator
 - Natrium-Schwefel-Akkumulator
 - Redox-Flow Batterie
- Chemische Speicherung
 - Elektrolyse
 - Power-to-Gas

- Thermische Speicherung
 - Sensibler Wärme- und Kältespeicher
 - Latentwärmespeicher
 - Thermochemische Speicherung

Der wichtigste Vorteil von Doppelschicht-Kondensatoren ist die Fähigkeit, Energie direkt und ohne Umwandlung zu speichern. Hieraus resultiert ein sehr hoher Wirkungsgrad von 98 bis 100 Prozent. Sie haben zudem eine nahezu unendlich große Zyklenfestigkeit. Zwar ist die Energiedichte geringer als bei Batterien, dafür besitzen sie aber eine wesentlich höhere Leistungsdichte (Energieagentur NRW, 2021).

Lithium-Eisenphosphat-Batterien (LiFePO₄ oder LFP) bieten viele Vorteile im Vergleich zu Bleisäurebatterien und anderen Lithiumbatterien. Sie halten länger, sind wartungsfrei, extrem sicher und leicht und haben eine verbesserte Entlade- und Ladeeffizienz (Super B, 2021a).




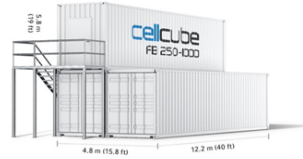
Bei Redox-Flow Batterien liegt das Speichermedium in elektrochemischer Form bei Raumtemperatur in flüssiger Form vor. Das Material zur Speicherung wird, im Gegensatz zu den klassischen Akkumulatoren, außerhalb der Zelle gelagert. Dadurch ist die gespeicherte Energiemenge unabhängig von der Größe der Zelle und lässt sich beliebig vergrößern. Somit können Lade- und Entladeprozesse räumlich entkoppelt werden. Die Zelle an sich besteht aus zwei Kammern, die durch eine halbdurchlässige Membran getrennt sind. Die Ionen der im Elektrolyten enthaltenen Salze passieren die Membran während der Elektrolytendurchströmung. So tauschen die Flüssigkeiten Ionen aus und geben so je nachdem Energie ab bzw. nehmen Energie auf. Dadurch, dass die Elektrolyte in separaten Tanks gespeichert werden, findet im Ruhezustand keine Selbstentladung statt. (Energieagentur NRW, 2021).

Redox-Flow-Batterien haben einen Wirkungsgrad von 70 bis 80 Prozent. Dieser ist etwas geringer als der von klassischen Akkumulatoren, da die Medien durch die Zellen gepumpt werden müssen. Klarer Vorteil ist die Speicherdauer von mehreren Stunden bis zu einem Tag aufgrund der frei wählbaren Energiemenge. Bislang befindet sich ein Großteil der Redox-Flow Systeme noch im Entwicklungsstadium. Im praktischen Gebrauch hat sich bislang die Vanadium Redox-Flow Batterie im stationären Bereich bewährt (Energieagentur NRW, 2021). Der größte Vorteil der Redox-Flow Batterien ist die Umweltfreundlichkeit. Sie sind sicher, recyclebar und benötigen zur Herstellung keine seltenen Rohstoffe wie z.B. Lithium (Energie-Experten, 2021).

4.3.1 Analyse / Eignung der am Markt befindlichen elektrischen Speicher

Tabelle 13 zeigt eine Auswahl derzeit am Markt befindlichen elektrischen Speicher.

Tabelle 13: Elektrospeicher

							
<i>Hersteller</i>	Eaton Electronics Division	Super B	Varta	Cellcube	Cellcube	Cellcube	Cellcube
<i>Technologie</i>	Doppelschicht-Kondensator	Lithium-Eisenphosphat Batterie	Lithium-Ionen Batterie	Vanadium Redox-Flow	Vanadium Redox-Flow	Vanadium Redox-Flow	Vanadium Redox-Flow
<i>Type</i>	XLM-62R1137A-R Supercapacitors	Nomia 12V210Ah	EASY BLADE 24	FB 500 - 2000	FB 250 - 1000	FB 250 - 2000	geplant mit Ende 2022
<i>Nennkapazität</i>	130 F	210Ah	1.502 Wh	2000 kWh	1000 kWh	2000 kWh	40 kWh
<i>Nennspannung / Nennleistung"</i>	62,1 V	12,8 V	25,9 V	500 kW	500 kW / 375 kW	500 kW / 375 kW	10 kW
<i>Betriebslebensdauer</i>	1500 hours @ +65 °C/62.1 Vdc	>3500 Zyklen (1C Laden / Entladen, 100% Entladetiefe)	1200 Zyklen	20000 cycles > 25 Jahre	20000 cycles > 25 Jahre	20000 cycles > 25 Jahre	
<i>Quelle</i>	(Eaton Electronics Division, 2018)	(Super B, 2021b)	(Varta, 2021)	(Cellcube, 2021)			

4.3.2 Wirtschaftliche Rahmenbedingungen

Die spezifischen Speichersystempreise für einen Speicher zwischen 10 und 200 kWh liegen, wie in Abbildung 9 dargestellt, bei etwa 1.212 €/kWh (Medianwert). Größere Speichersysteme haben geringe spezifische Preise. Dies lässt sich insbesondere auf die nahezu identischen Fixkosten für Software, Vertrieb und Leistungselektronik in gewissen Kapazitätsbereichen zurückführen. Dieser Effekt wirkt sich vor allem auf kleine Speichersysteme aus, da der relative Anteil der kapazitätsunabhängigen Preise hier höher ins Gewicht fällt. Die Preisspannen ergeben sich durch unterschiedliche Produkteigenschaften wie bspw. die Inselnetzfähigkeit, abweichende Vertriebsstrukturen sowie individuelle Preisstrategien der Hersteller*innen. Eigenheime zahlen durchschnittlich gut 9.100 € und Gewerbe rund 22.200 € pro Speichersystem.

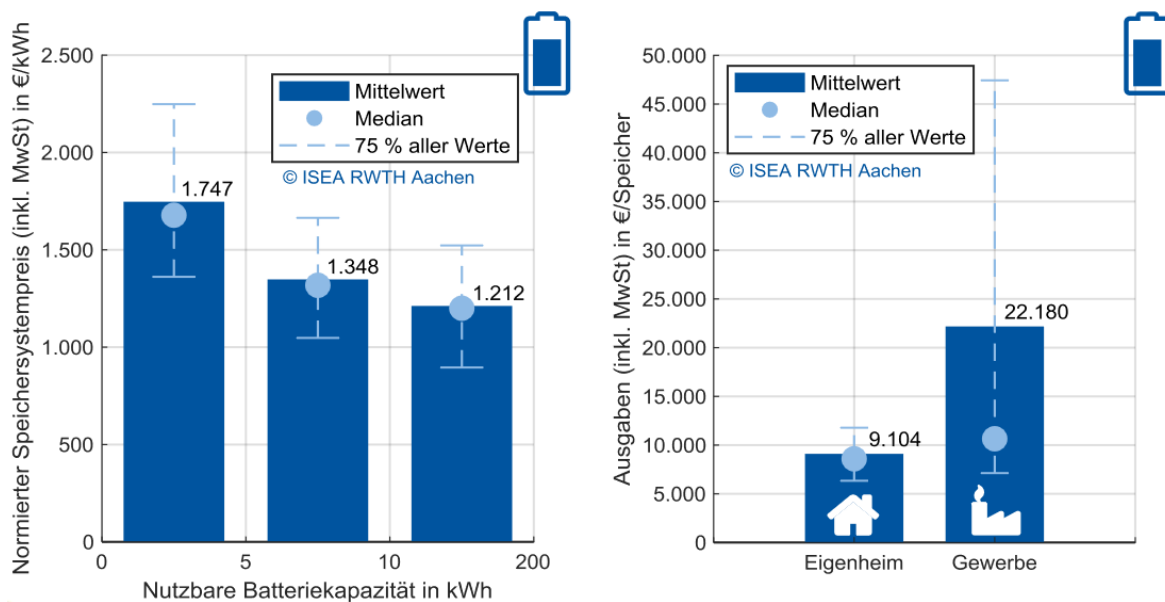


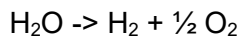
Abbildung 9: Normierte Endkundensystempreise von Lithium-Ionen Speichersystemen in Abhängigkeit von der nutzbaren Batteriekapazität (links) und durchschnittliche Ausgaben der Antragstellenden pro Speichersystem (rechts) (Figgener, et al., 2019)

Ein Nachteil der Redox-Flow-Batterien ist der aktuelle Preis. Besonders große Leistungsklassen sind noch teuer und lohnen sich nur bei echten XXL-PV-Anlagen. (Energie-Experten, 2021). Kleinere Batterien sind kostengünstiger. Die VoltStorage GmbH bietet Redox Flow Batterien mit 6,8 kWh Speicherleistung um etwa 10 Cents pro kWh an (Energie-Experten, 2021).

4.4 Elektrolyseur

Die Elektrolyse ist chemisch gesehen eine erzwungene Redoxreaktion. Die Reaktion findet nur durch Elektronenaustausch in einer ionischen Lösung statt, hervorgerufen durch einen von außen erzwungenen Stofffluss. Mit Hilfe der Elektrolyse kann Wasser in seine

Ausgangsbestandteile Wasserstoff und Sauerstoff zerlegt werden (Ohl, Özdemir, Hartmann, Henßler, & Fleischer, 2015):



Es gibt verschiedene Elektrolyseverfahren, die Unterscheidung erfolgt hauptsächlich aufgrund unterschiedlich hoher Arbeitsdrücke und Temperaturen sowie der Art des verwendeten Elektrolyten (Ohl, Özdemir, Hartmann, Henßler, & Fleischer, 2015):

Alkalische Elektrolyse: Eine poröse Keramik- bzw. Asbestmembran trennt die beiden Elektrodenräume und verhindert die Vermischung der Gase an Anode und Kathode. Als Elektrolyt wird hauptsächlich Kalilauge verwendet. Die Alkalielektrolyse arbeitet mit geringen Arbeitsüberdrücken von 0,2 – 0,5 MPa

PEM-Elektrolyse: Die Trennung der Elektrodenräume erfolgt durch eine spezielle Kunststoffmembran, die einerseits eine Vermischung der beiden Gase verhindert, andererseits den für die Reaktion notwendigen Protonenaustausch zwischen Kathode und Anode ermöglicht (Ohl, Özdemir, Hartmann, Henßler, & Fleischer, 2015). Abbildung 10 zeigt den Aufbau einer PEM (Polymer-Elektrolyt-Membran)-Zelle mit einer Solarzelle als Stromquelle.

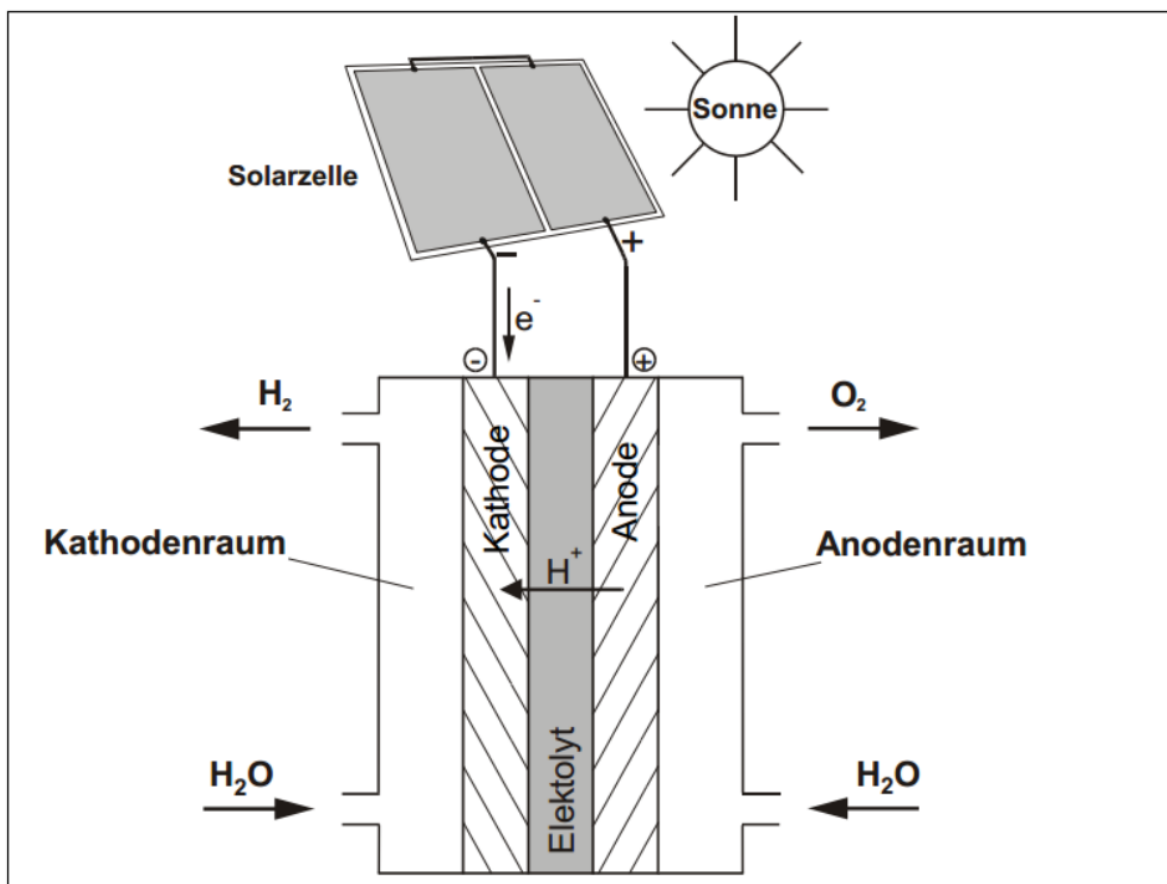


Abbildung 10: Schematischer Aufbau einer Elektrolyse-Zelle mit Protonenaustauschmembran (Ohl, Özdemir, Hartmann, Henßler, & Fleischer, 2015)

Hochtemperatur-Elektrolyse: Festoxid-Elektrolysezellen (SOC-Solid Oxid Cell) arbeiten bei Temperaturen von 800 – 1.000 °C. Zugrunde liegt die Technologie der Hochtemperatur-

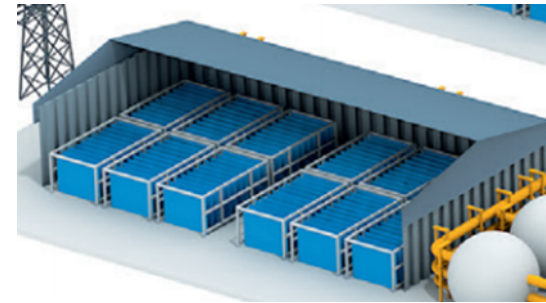
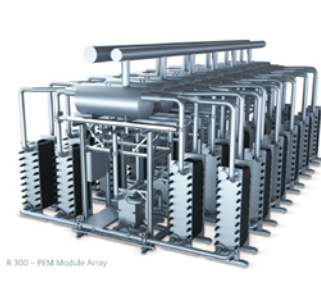
Brennstoffzellen, die einen Oxidkeramik-Elektrolyten besitzen, der erst bei den hohen Arbeitstemperaturen für elektrochemische Vorgänge genügend leitfähig wird (Ohl, Özdemir, Hartmann, Henßler, & Fleischer, 2015).

Für kleinere Anlagen gibt es relativ viele marktreife Gesamtlösungen, z.B. Elektrolyseur mit Speicher und Brennstoffzelle zum Heizen oder PV-Anlage mit Elektrolyseur, Wasserstoff-Speicher und Wasserstoff-Tankstelle. Für größere Anlagen gibt es auch Angebote von standardisierten Elektrolyseuren. Grundsätzlich kann festgehalten werden, dass je größer die Anlage ist, desto eher bieten die Hersteller die komplette Anlagenplanung an und der Elektrolyseur wird als Einzelanfertigung für die jeweils spezifischen Anforderungen geplant und gefertigt. Heute befinden sich die alkalische, aber auch zu weiten Teilen die PEM-Elektrolyse in einem technisch ausgereiften Zustand. Bei der Hochtemperatur-Elektrolyse gibt es derzeit oftmals nur Konzepte für verschiedene Anwendungen. Vor allem die Frage, wie die Hochtemperatur-Wärme zur Verfügung gestellt wird, bedingt unterschiedliche Systemausführungen (Smolinka, 2018). Tabelle 17 gibt einen Überblick über den Stand der Technik und das Potential der Wasser-Elektrolyse.

4.4.1 Analyse / Eignung der am Markt befindlichen Elektrolyseure

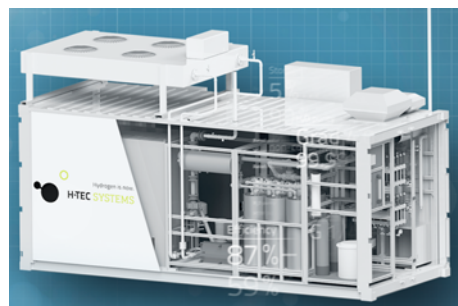
Tabelle 14 und Tabelle 15 zeigen eine Auswahl der momentan am Markt erhältlichen Elektrolyseure, Tabelle 16 zeigt eine Übersicht zu am Markt befindlichen Stacks.

Tabelle 14: Elektrolyseure, Teil 1



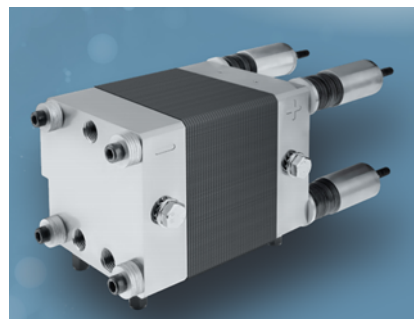
<i>Hersteller</i>	Fronius	Siemens	Thyssen Krupp	Thyssen Krupp
<i>Type</i>	SOLHUB	Silycer	10 MW module	20 MW module
<i>Technologie</i>	PEM	PEM	Alkali	Alkali
<i>H₂-Produktion</i>	bis 52 kg / Tag	100 - 2.000 kg /Stunde	2.000 Nm ³ /h	4.000 Nm ³ /h
<i>Anlageneffizienz</i>		ca. 75 %	> 82 %	> 82 %
<i>Minimallast</i> / <i>Elektrolyseleistung</i>		≥ 5 %	10 - 100 %	10 - 100 %
<i>Wasserbedarf</i>		10 l/kg H ₂	< 1l/Nm ³ H ₂	< 1l/Nm ³ H ₂
<i>H₂-Qualität</i> <i>(Reinheitsgrad)</i>	5.0	5.0	> 99.95 %, 99,999% wenn erforderlich	> 99.95 %, 99,999% wenn erforderlich
<i>Quelle</i>	(Fronius, 2020a)	(Siemens, 2020)	(Thyssen Krupp, 2020)	

Tabelle 15: Elektrolyseure, Teil 2



<i>Hersteller</i>	H-TEC SYSTEMS	H-TEC SYSTEMS	Quintech	Quintech	SUNFIRE	SUNFIRE
<i>Type</i>	ME 100/350	ME 450/1400	QT-HG-16	QT-HG-32	SUNFIRE-HYLINK HL40	SUNFIRE-HYLINK HL200
<i>Technologie</i>	PEM	PEM	PEM	PEM	SOC	SOC
<i>H₂-Produktion</i>	100 kg/d ; 47 Nm ³ /h	450 kg/d ; 210 Nm ³ /h	1 Nm ³ /h	2 Nm ³ /h	40 Nm ³ /h	200 Nm ³ /h
<i>Anlageneffizienz</i>	74%	74%				
<i>Minimallast / Elektrolyseleistung</i>	40 - 330 kW	0,2 - 1,4 MW	0 - 100 %	0 - 100 %	0 - 125 %	
<i>Wasserbedarf</i>	85 kg/h	350 kg/h	1 l/Nm ³ H ₂	1 l/Nm ³ H ₂	40 kg/h	
<i>H₂-Qualität (Reinheitsgrad)</i>	3,5, mit Adsorptionstrocknung: 5,0	3,0, mit Adsorptionstrocknung: 5,0	Wassergesättigtes Gas, sonstige Restverunreinigung <20 ppm	Wassergesättigtes Gas, sonstige Restverunreinigung <20 ppm	99,999 %	
<i>Quelle</i>	(h-tech, 2020)		(Brennstoffzelle Energie, 2020)		(Sunfire, 2020)	

Tabelle 16: Stacks



<i>Hersteller</i>	H-TEC SYSTEMS	H-TEC SYSTEMS	H-TEC SYSTEMS
<i>Type</i>	S 30/10	S 30/30	S 30/50
<i>Technologie</i>	PEM	PEM	PEM
<i>H₂-Produktion</i>	0,22 Nm ³ /h	0,66 Nm ³ /h	1,10 Nm ³ /h
<i>Anlageneffizienz</i>	75%	75%	75%
<i>Lastbereich</i>	0,26 - 1,88 kW	0,77 - 5,63 kW	1,28 - 9,38 kW
<i>Wasserbedarf</i>	0,05 - 0,27 kg/h	0,16 - 0,80 kg/h	0,27 - 1,33 kg/h
<i>H₂-Qualität (Reinheitsgrad)</i>	5.0 bzw. 99,999% mit nachgeschalteter Trocknung	5.0 bzw. 99,999% mit nachgeschalteter Trocknung	5.0 bzw. 99,999% mit nachgeschalteter Trocknung
<i>Quelle</i>	(h-tech, 2020)		

Tabelle 17: Überblick über den Stand der Technik und das Potential der Wasser-Elektrolyse (Smolinka, 2018)

	2016	2020	2030	2050
Alkalische Elektrolyse				
Stackwirkungsgrad (bez. auf Heizwert)	51-71 % [1]	55-72 % [1]	58-73 % [1]	→
Systemwirkungsgrad (bez. auf Heizwert)	43-67 %* [2]	50-68 % [2]	53-70 % [2]	→
Betriebstemperatur (°C)	60-80 [2]	60-80 [2]	60-90 [2]	→
Maximaler Betriebsdruck (bar)	<30 [2]	<60 [2]	<60 [2]	→
Stromdichte (A/cm ²)	0,2-0,4 [2]	0,3-1,0 [2]	0,6-1,0 [2]	→
Minimale Teillastfähigkeit	20-40 % [2]	10-20 % [2]	10-20 % [2]	→
Verfügbare Stackgröße (kW)	200-4.500 [2]	300-5.500 [2]	400-7.800 [2]	→
Stack-Lebensdauer (h in Betrieb)	<90.000 [2]	<100.000 [2]	<100.000 [2]	→
Standzeit System inkl. Überholung	20-30 a [2]	25-30 a [2]	30 a [2]	→

*bei 30 bar, Produkte getrocknet, die oberen Werte gehören zu MW-Anlagen

PEM-Elektrolyse				
Stackwirkungsgrad (bez. auf Heizwert)	54-71 % [1]	60-73 % [1]	70-77 % [1]	→
Systemwirkungsgrad (bez. auf Heizwert)	40-67 % [2]	54-74 % [2]	62-74 % [2]	→
Betriebstemperatur (°C)	50-80 [2]	60-90 [2]	60-90 [2]	→
Maximaler Betriebsdruck (bar)	<30 [2]	<100 [2]	<100 [2]	→
Stromdichte (A/cm ²)	1,0-2,0 [2]	1,6-2,5 [2]	1,6-3,0 [2]	→
Minimale Teillastfähigkeit	5-10 % [2]	0-5 % [2]	0-5 % [2]	→
Verfügbare Stackgröße (kW)	40-100 [2]	100-10.000 [2]	1.000-10.000 [2]	→
Stack-Lebensdauer (h in Betrieb)	<90.000 [2]	<90.000 [2]	<90.000 [2]	→
Standzeit System inkl. Überholung	10-30 a [2]	20-30 a [2]	30 a [2]	→
Edelmetallbedarf (mg/cm ²)	2(Ir);0,5-1(Pt) [3]	→	→	→

Hochtemperatur-Elektrolyse (SOEC)				
Elektrischer Stackwirkungsgrad (bez. auf Heizwert)	>100 % [2]*			
Systemwirkungsgrad (bez. auf Heizwert)	k.A.**			
Betriebstemperatur (°C)	700-1.000 [5]	→	→	→
Maximaler Betriebsdruck (bar)	1	→	→	→
Stromdichte (A/cm ²)	0,75-1 [2]	→	→	→
Minimale Teillastfähigkeit	k.A.			
Stackgröße im Labormaßstab (m ³ _(l.N.) /h)	5,7 [2]	→	→	→
Nachgewiesene Lebensdauer (h in Betrieb)	3.500 [2]	→	→	→
Standzeit System inkl. Überholung	k.A.			

*Stackwirkungsgrade können sich nur auf elektrische Leistung beziehen, da der Wärmeeintrag im System ist

**Systemwirkungsgrade hängen im hohen Maße vom Aufbau des Systems und der Wärmequelle ab

4.4.2 Wirtschaftliche Rahmenbedingungen

Die Anbieter*innen von Wasserelektrolyseanlagen arbeiten heute aufgrund der bisher geringen Nachfrage nahezu vollständig im Manufakturbetrieb. In Summe kann kein

grundlegender Bedarf an der Entwicklung neuer Herstellverfahren identifiziert werden und es besteht der Konsens, dass existierende Herstellverfahren mit geringem Aufwand auch in größeren Umfang in der Elektrolyseindustrie eingesetzt werden können. Abbildung 11 zeigt dazu zentrale politische Maßnahmen, notwendige Schritte seitens der Industrie sowie die Nachfrage- und Technologieentwicklung auf. Basierend auf diesen Grundlagen werden die spezifischen Investitionskosten (CAPEX, engl. Capital expenditures) abgeschätzt.

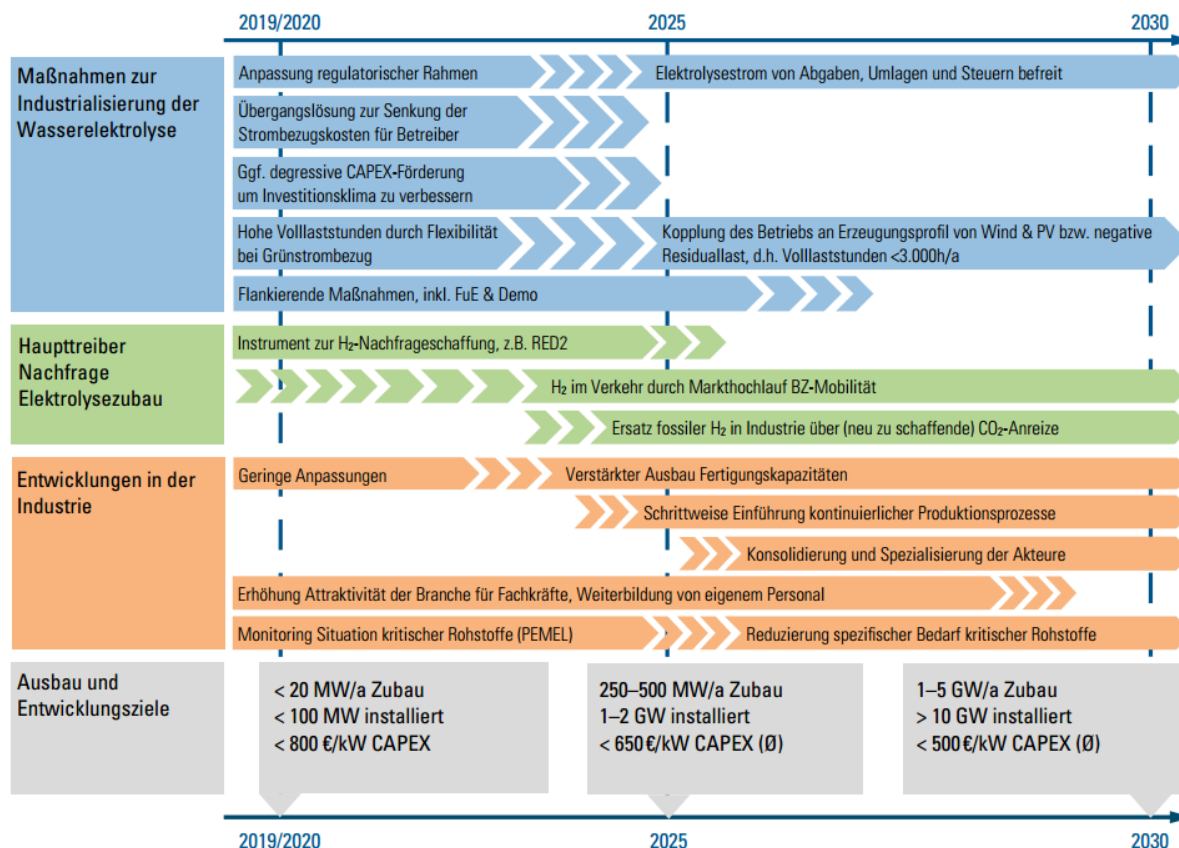


Abbildung 11: Roadmap mit der Entwicklung der spezifischen Investitionskosten [€/kW] (Smolinka, 2018)

Der Vergleich des elektrischen Energieverbrauchs in Abbildung 12 zeigt einen etwas geringeren Energieverbrauch für die alkalische Elektrolyse gegenüber der PEM-Elektrolyse.

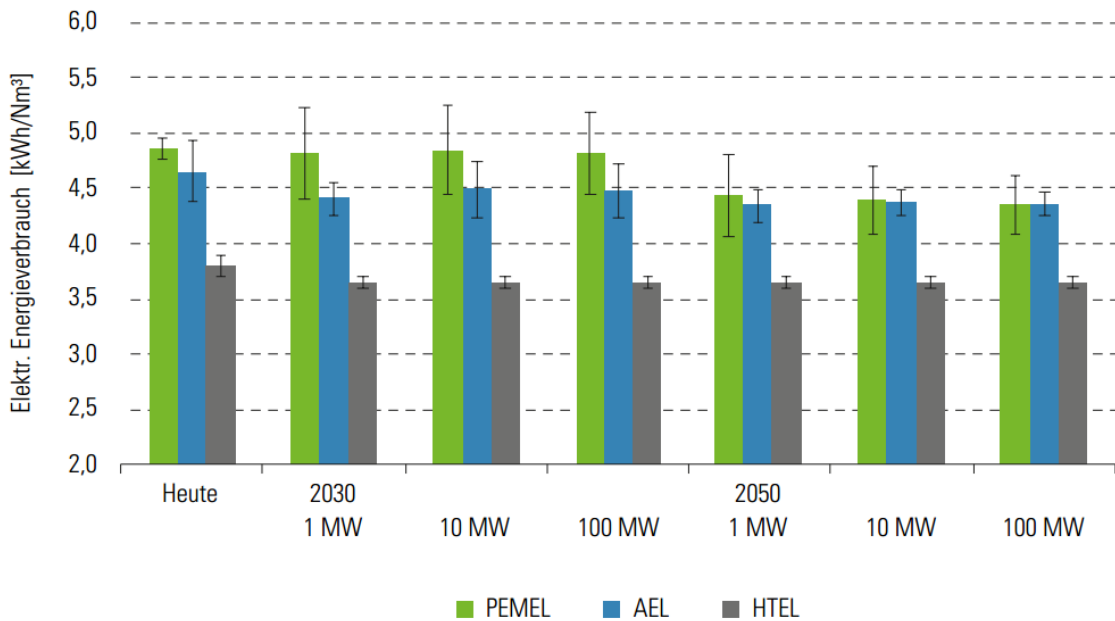


Abbildung 12: Entwicklung des elektrischen Energieverbrauches bei der PEMEL (PEM-Elektrolyse), AEL (Alkalische Elektrolyse) und HTEL (Hochtemperatur-Elektrolyse) (Smolinka, 2018)

Abbildung 13 zeigt die Prognose für die Lebensdauer auf Stackebene. Vor allem für die HT-Elektrolyse wird von einer deutlichen positiven Entwicklung bis 2050 ausgegangen.

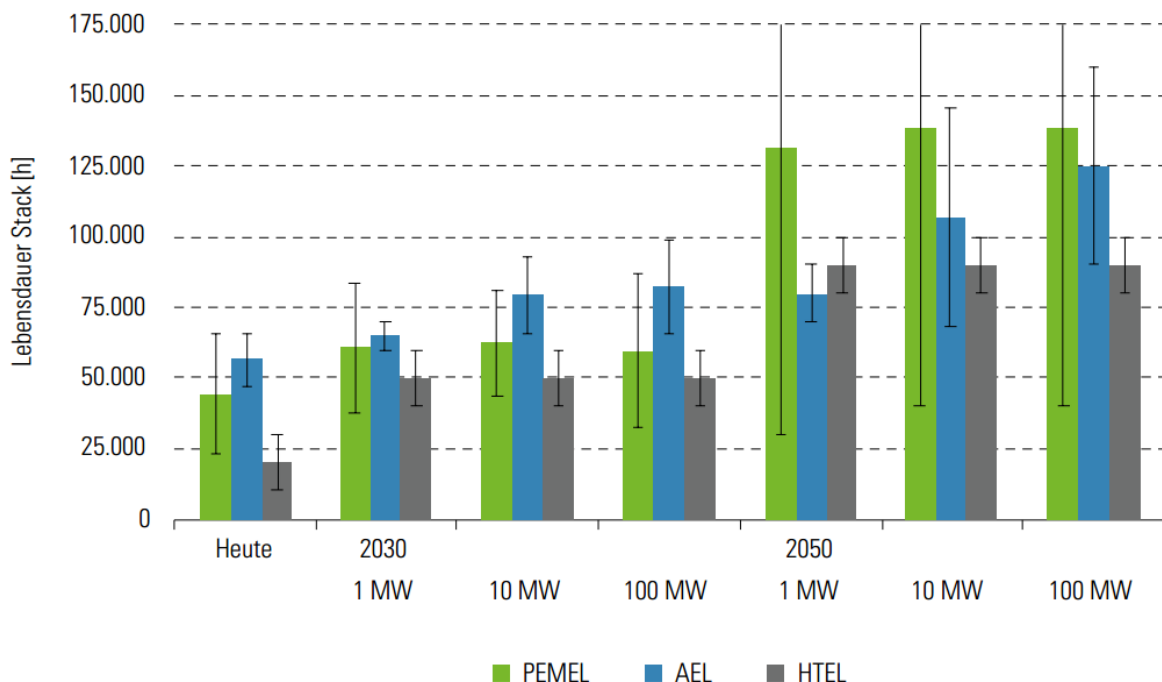


Abbildung 13: Prognose der Lebensdauer der Stacks bei der PEMEL (PEM-Elektrolyse), AEL (Alkalische Elektrolyse) und HTEL (Hochtemperatur-Elektrolyse) (Smolinka, 2018)

Von zentraler Bedeutung für die Wirtschaftlichkeit von Elektrolyse-Systemen sind neben den Strombezugskosten auch die Herstellkosten (CAPEX). In Abbildung 14 sind die heutigen und künftigen Systemkosten der Wasserelektrolyse dargestellt. Da nicht ausreichende Daten für

eine differenzierte Abschätzung nach Systemgröße (1 MW, 10 MW, 100 MW) vorhanden waren, wurden Mittelwerte über alle Größenklassen herangezogen. Wie Abbildung 15 zeigt, ist die PEM-Elektrolyse im Vergleich zur alkalischen Elektrolyse wartungsarm. Ausschlaggebend sind die einfachere Systemführung und die Abwesenheit eines flüssigen Elektrolyten.

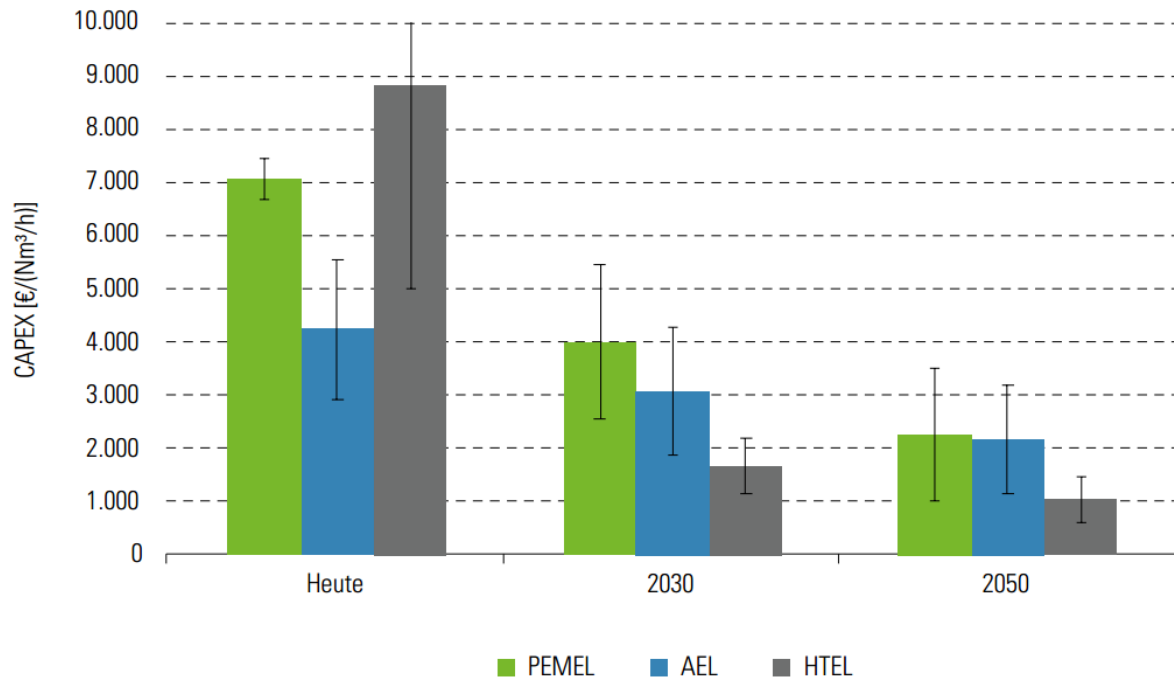


Abbildung 14: CAPEX (spezifische Investitionskosten) [€/Nm³/h] (Smolinka, 2018)

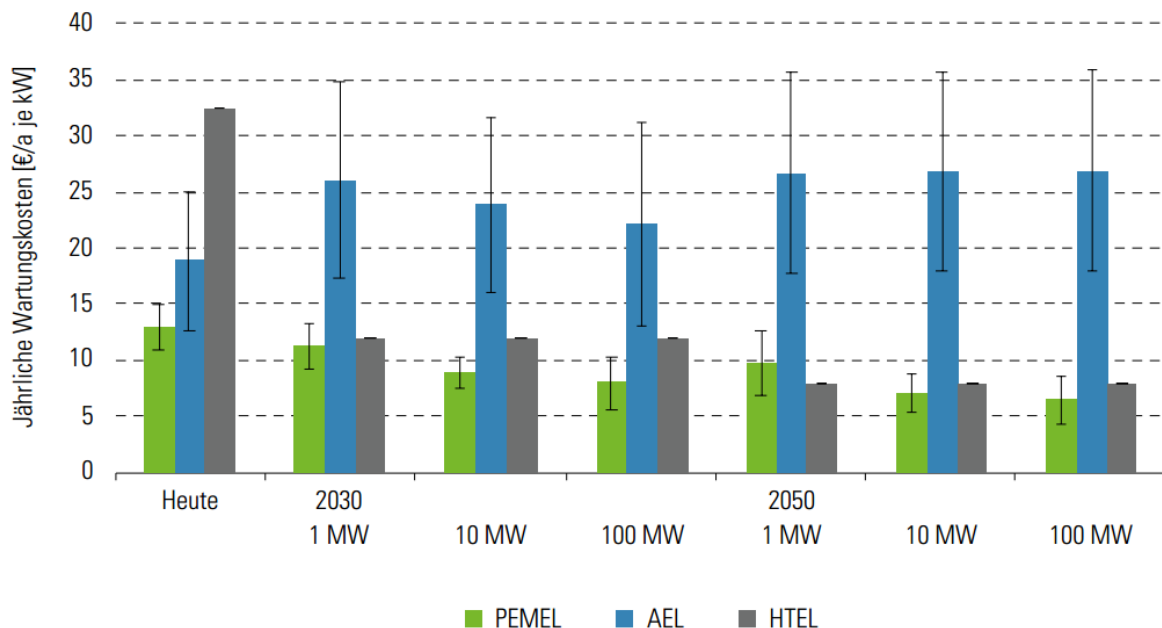


Abbildung 15: Jährliche Wartungs- und Instandhaltungskosten (fixe OPEX) [€/a je kW] (Smolinka, 2018)

Tabelle 18 gibt einen Überblick über die Kostenentwicklung der Wasser-Elektrolyse.

Tabelle 18: Überblick über die Kostenentwicklung der Wasser-Elektrolyse (Smolinka, 2018)

	2016	2020	2030	2050
Alkalische Elektrolyse				
Kosten				
leistungsspezifische Investitionen** (€/kW)	1.000-1.200 [2]	370-900 [2]	370-800 [2]	→
Stack-Überholungskosten (€ des CAPEX)	k.A			
Betriebskosten (% des CAPEX/a) ***	1,6	1,6	1,6	→
* bei 30 bar, Produkte getrocknet, die oberen Werte gehören zu MW-Anlagen ** exkl. Netzanschluss, Installation und Flächennutzung *** Bei 100 MW, exkl. Stromverbrauch und Stacküberholung				
PEM-Elektrolyse				
Kosten				
leistungsspezifische Investitionen* (€/kW)	1.860-2.320 [2]	700-1.300 [2]	250-1.270 [2]	→
Stack-Überholungskosten (% des CAPEX)	15,5 [4]	→	18,5 [4]	
Betriebskosten (% des CAPEX/a)**	1,6	1,6	1,6	→
* exkl. Netzanschluss, Installation und Flächennutzung ** Bei 100 MW, exkl. Stromverbrauch und Stacküberholung				
Hochtemperatur-Elektrolyse (SOEC)				
Kosten				
leistungsspezifische Investitionen (€/kW)	2.500 [8]			
* Stackwirkungsgrade können sich nur auf elektrische Leistung beziehen, da der Wärmeeintrag im System ist ** Systemwirkungsgrade hängen im hohen Maße vom Aufbau des Systems und der Wärmequelle ab				

4.5 Wasserstoffspeicher

Die Wasserstoffspeicherung erfolgt im gasförmigen oder flüssigen Zustand oder in chemisch gebundener Form, z.B. mittels Metallhydriden oder Thermal-Öl. Dahingehend wird zwischen Druckspeichern, Flüssiggasspeichern, Metallhydridspeichern und LOHC-Speichern unterschieden (Emcel, 2020a).

Druckspeicherung: Das Gas wird unter einem höheren Druck als dem Normaldruck gespeichert. Gegenwärtig gibt es auf dem Markt vier verschiedene Druckbehältertypen (Emcel, 2020b):

- Typ 1 besteht aus einer metallischen (meist stählernen) Wandung. Die Nenndrücke liegen im Bereich von 200 bar.
- Typ 2 besitzt neben der metallischen Wandung eine Ummantelung aus harzgetränkter Glas- oder Kohlefaser. Es können Drücke von bis zu 1.000 bar erreicht werden. Er wird hauptsächlich bei stationären Anwendungen genutzt, z.B. als Speicherbehälter an Wasserstoff-Tankstellen.

- Typ 3 Behälter besitzen einen Liner (Innenbehälter bei zweilagig ausgeführten Behältern) aus Metall (meist Aluminium) und eine Ummantelung aus Kohlefaser. Typische Drücke liegen bei 350 oder 700 bar. Dieser Speichertyp wird vor allem für mobile Anwendungen (z.B. Brennstoffzellen-Fahrzeugen) eingesetzt. Er eignet sich auch für stationäre Anwendungen, ist allerdings im Vergleich zu Typ 1 und 2 teurer in der Anschaffung.
- Typ 4 besteht aus Kunststoff (meist Polyamid oder Polyethylen) mit einer Ummantelung aus Kohlefasern. Er hat das geringste Gewicht, daher liegt die Anwendung vor allem im mobilen Bereich.

Zusätzlich zu den bereits existierenden Bauformen ist aktuell ein Typ 5 Behälter in Entwicklung. Er hat keinen Liner und besteht fast vollständig aus Kohlefasern (Emcel, 2020b).

Flüssiggasspeicherung: Die höchste Speicherdichte bezogen auf das reine Speichervolumen hat Wasserstoff, wenn er vor der Speicherung verflüssigt wird. Er muss aber im flüssigen Zustand bei -253 °C gespeichert werden (Emcel, 2020a).

Metallhydridspeicher: Bei dieser Technologie werden bestimmte Metalllegierungen, die Wasserstoff speichern, genutzt. Metallhydride absorbieren gasförmigen Wasserstoff. Beim Kontakt des Wasserstoffgases mit der Feststoffoberfläche der Speichermaterialien zerfallen die Wasserstoffmoleküle in atomaren Wasserstoff und dringen in das Material ein. Nachteilig ist, dass diese Speichersysteme im Verhältnis zum aufgenommenen Wasserstoff-Gehalt relativ schwer sind. Die Vorteile liegen in ihrer hohen Energiedichte, wodurch sie auch bei Spezialanwendungen (Kleinstspeicher, U-Boot) genutzt werden können (Emcel, 2020a).

LOHC-Speicher: Liquid Organic Hydrogen Carrier (LOHC) speichern den Wasserstoff in einem flüssigen Trägermedium. Dieses Thermal-Öl bindet Wasserstoff chemisch durch eine katalytische Reaktion. Der gespeicherte Wasserstoff kann ähnlich wie Dieseltreibstoff gehandhabt werden. Diese Technologie eignet sich besonders für die Speicherung und den Transport von großen Wasserstoffmengen (Emcel, 2020a).

Erst in jüngerer Zeit wurde durch die gezielte Kombination organischer und anorganischer Bausteine eine neue Materialklasse, sog. Koordinationspolymere, synthetisiert, die es erlaubt innere Oberfläche und Porosität gezielt zu beeinflussen. Koordinationspolymere erreichen innere Oberflächen von teilweise weit über $3.000\text{ m}^2/\text{g}$. Daher wird Ihnen auch ein Potential zur Gasspeicherung, insbesondere Kohlendioxid, Methan oder Wasserstoff, zugeschrieben und teilweise auch beobachtet. Bei kryogenen Temperaturen und Drücken bis zu 90 bar wurde an den besten Materialien (speziellen sogenannten Metal-Organic Frameworks oder kurz MOF) im Labor eine reversible Wasserstoffspeicherfähigkeit um die 10 Gewichtsprozent und eine Volumenspeicherfähigkeit bis zu 50 g/Liter gemessen. Bis heute gibt es allerdings kein funktionierendes Speichersystem aus diesen Materialien, welche bessere Speichereigenschaften als aktiver poröser Kohlenstoff aufweisen würden. Die Operationsdynamik über einen weiten Druck- und Temperaturbereich erfordert ein komplexes

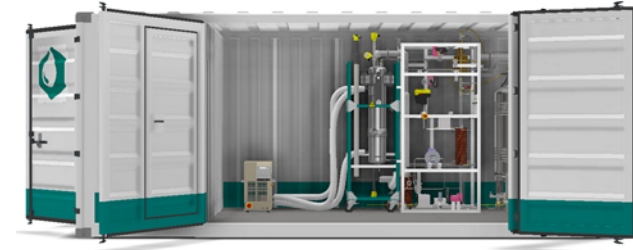
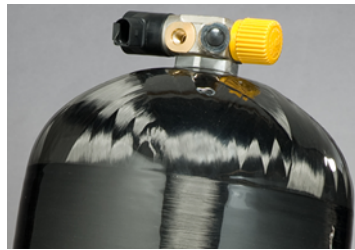
Speichermangement (z.B. Abwärme beim Betanken), das heute erst in Ansätzen entwickelt wird (TÜV Süd, 2020).

Aus heutiger Sicht eröffnet die Synthese neuer Materialien die Möglichkeit, für eine Wasserstoffspeicherung besser geeignete und kostengünstige Materialien zu entwickeln. Allerdings ist noch nicht absehbar, dass aus diesen Bemühungen auch ein Speichersystem entwickelt werden kann, das den im Alltag erforderlichen Ansprüchen gerecht wird und den oben skizzierten konventionellen Möglichkeiten überlegen ist (TÜV Süd, 2020).

4.5.1 Analyse / Eignung der am Markt befindlichen Wasserstoffspeicher

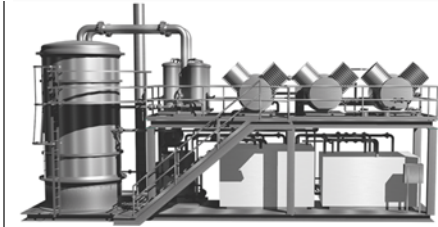
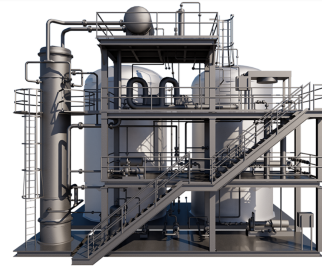
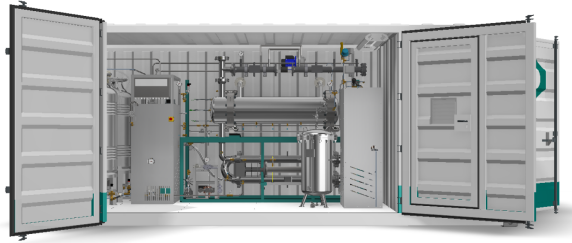
Tabelle 19 und Tabelle 20 zeigen eine Auswahl der momentan am Markt befindlichen Wasserstoffspeicher.

Tabelle 19: Am Markt befindliche Wasserstoffspeicher, Teil 1



<i>Hersteller</i>	Hexagon	NPROXX	Hydrogenious	Hydrogenious
<i>Technologie</i>	Druckspeicherung	Druckspeicherung	LOHC	LOHC
<i>Type</i>	Composite Typ 4	Typ 4	C-Series StorageBOX 10	C-Series StorageBOX 120
<i>Druckstufen</i>	250, 300, 500, 700 bar	500 bar		
<i>H₂ Kapazität</i>		6,5 kg	10 Nm ³ /h; 0.9 kg H ₂ /h	120 Nm ³ /h; 11 kg H ₂ /h
<i>Lastbereich</i>			50 - 100 %	50 - 100 %
<i>Quelle</i>	(Hexagonxperion, 2020)	(Nproxx, 2020)	(Hydrogenious, 2020a)	

Tabelle 20: Am Markt befindliche Wasserstoffspeicher, Teil 2



<i>Hersteller</i>	Hydrogenious	Hydrogenious	Hydrogenious	Hydrogenious	Hydrogenious	Hydrogenious
<i>Technologie</i>	LOHC	LOHC	LOHC	LOHC	LOHC	LOHC
<i>Type</i>	C-Series ReleaseBOX 10	C-Series ReleaseBOX 60	C-Series ReleaseBOX 120	S-Series StoragePLANT 5tpd	S-Series StoragePLANT 12tpd	S-Series ReleasePLANT 1.5tpd
<i>Druckstufen</i>						
<i>H₂ Kapazität</i>	10 Nm ³ /h; 0.9 kg H ₂ /h	60 Nm ³ /h; 5.5 kg H ₂ /h	120 Nm ³ /h; 11 kg H ₂ /h	5 t/d; 210 kg H ₂ /h	5 t/d; 500 kg H ₂ /h	1.5 t/d; 65 kg H ₂ /h
<i>Lastbereich</i>	50 - 100 %	50 - 100 %	50 - 100 %	50 - 100 %	50 - 100 %	50 - 100 %
<i>Quelle</i>	(Hydrogenious, 2020b)					

4.5.2 Wirtschaftliche Rahmenbedingungen

Für die Aufbereitung, Speicherung und Abgabe von Wasserstoff gibt es nur wenige Richtpreise. Abbildung 16 zeigt die Kosten (€/kg H₂) der Aufbereitung und Verdichtung von Wasserstoff bei unterschiedlichem Druck (30 bar, 450 bar, 880 bar). Auf der x-Achse wird die Wasserstoffproduktionskapazität in kg/h abgebildet und auf der y-Achse wurden die Kosten in Euro/kg H₂ aufgetragen. Diese Kosten der Aufbereitung und Verdichtung von Wasserstoff sinken mit steigender Wasserstoffproduktionskapazität (kg/h) bzw. sinkendem Druck.

Bei der Produktion von 5.000 kg/h Wasserstoff entstehen folgende Richtkosten:

- bei 30 bar auf ca. 0,02 €/kg H₂,
- bei 450 bar auf ca. 0,07 €/kg H₂ und
- bei 880 bar auf ca. 0,09 €/kg H₂.

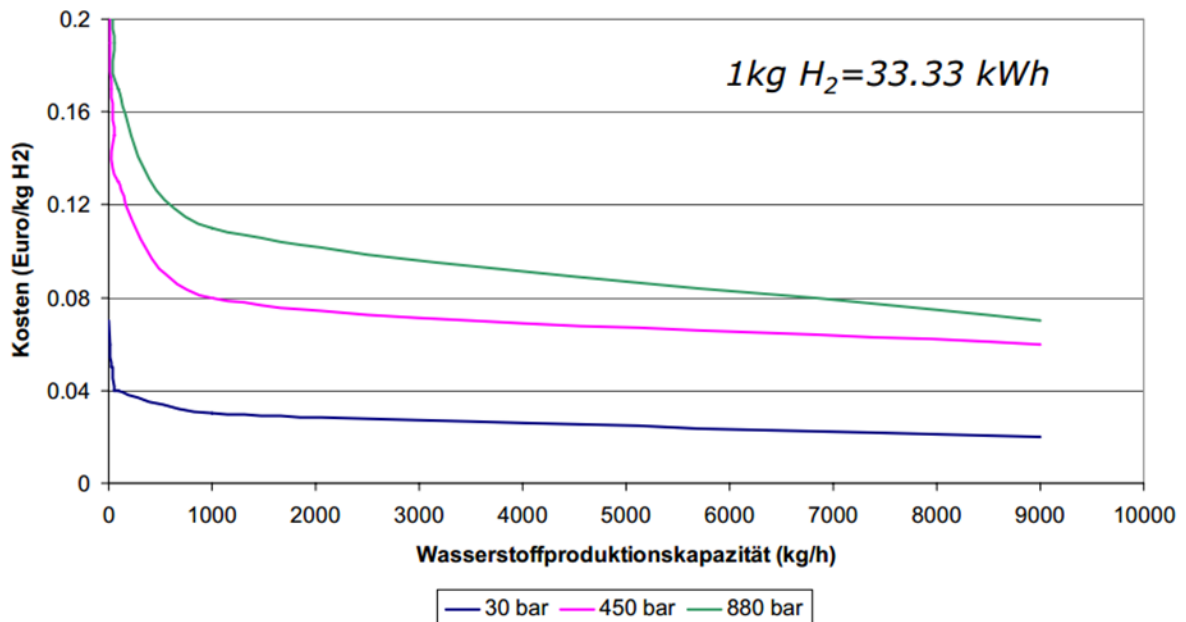


Abbildung 16: Kosten der Aufbereitung und Verdichtung von Wasserstoff (Ajanovic, Haas, & Nakicenovic, 2005)

In Abbildung 17 sind hingegen die Kosten der Aufbereitung und Verflüssigung von Wasserstoff dargestellt. Bei der Aufbereitung und Verflüssigung einer Wasserstoffproduktionskapazität von 5.000 kg/h belaufen sich die anfallenden Kosten auf ca. 1,00 Euro/kg H₂, wobei die Kosten der Aufbereitung und Verdichtung von Wasserstoff mit höherer Wasserstoffproduktionskapazität sinken.

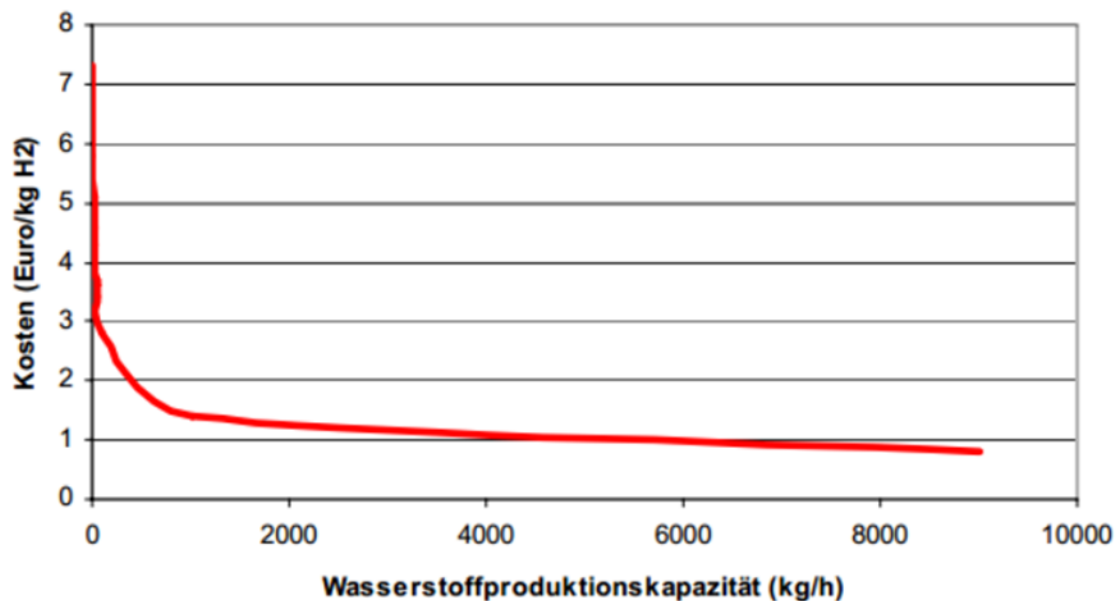


Abbildung 17: Kosten der Aufbereitung und Verflüssigung von Wasserstoff (Ajanovic, Haas, & Nakicenovic, 2005)

Die Kosten der Speicherung und Abgabe von Wasserstoff sind in Abbildung 17 dargestellt. Auf der x-Achse werden die Wasserstoffproduktionskapazität in kg/h und auf der y-Achse die Kosten pro kg/H₂ aufgetragen. Die Kosten der Speicherung und Abgabe von Wasserstoff sind bei höherer Wasserstoffproduktionskapazität sinkend. So ergeben sich bei der Speicherung und Abgabe von Wasserstoff von 5.000 kg H₂ folgende Richtkosten:

- bei 450 bar auf ca. 0,025 €/kg H₂ und
- bei 880 bar auf ca. 0,030 €/kg H₂.

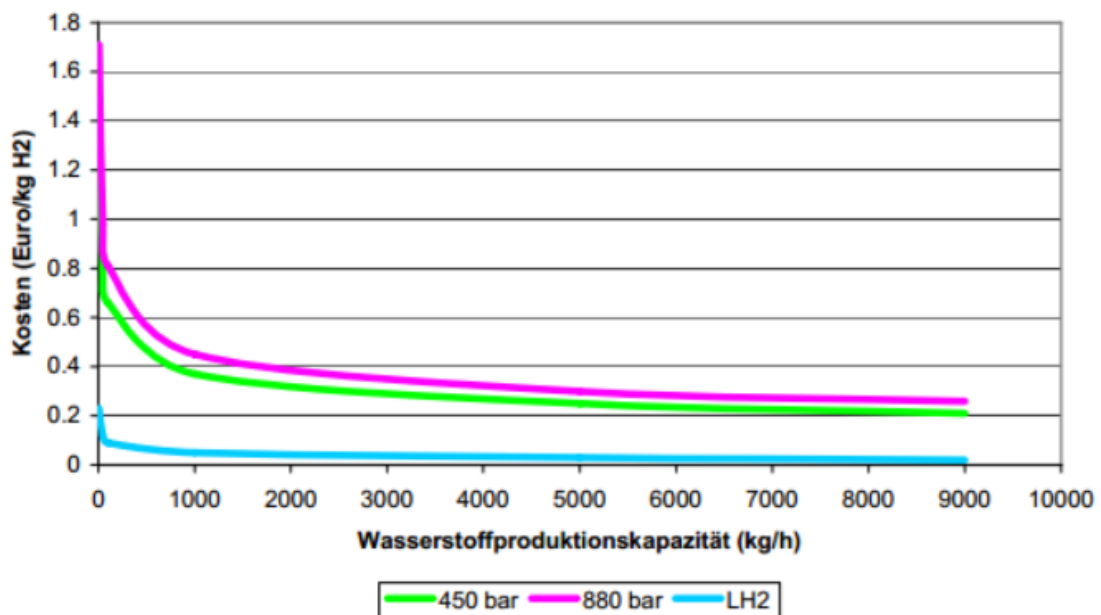


Abbildung 18: Kosten der Speicherung und Abgabe von Wasserstoff (Ajanovic, Haas, & Nakicenovic, 2005)

4.6 Brennstoffzellen

Die Erzeugung von elektrischem Strom mit Hilfe der Brennstoffzelle basiert auf elektrochemischen Vorgängen zwischen Wasserstoff und Sauerstoff. Die Reaktion von Wasserstoff mit Sauerstoff ist elektrochemisch betrachtet ein Vorgang mit Elektronenübergang. Werden beide Stoffe miteinander in Verbindung gebracht, findet eine heftige, explosionsartige Reaktion (Knallgas-Reaktion) statt. Der Wasserstoff reagiert unter Elektronenaufnahme (Oxidation) mit dem Sauerstoff, der seinerseits Elektronen abgibt (Reduktion). Wird nun diese freie Reaktion durch Trennung des Reaktionsraumes verhindert und mit Hilfe eines Elektrolyten lediglich eine Übertragung von Ionen zugelassen, können die Elektronen über einen Lastwiderstand geleitet und so ein Stromfluss erzwungen werden (Abbildung 19). Dabei wird die (temperaturabhängige) freie Enthalpie der Reaktion zur Stromgewinnung genutzt (Ohl, Özdemir, Hartmann, Henßler, & Fleischer, 2015).

Eingeteilt werden die verschiedenen Brennstoffzellen in der Regel anhand der unterschiedlichen Betriebstemperaturen. Tabelle 21 gibt einen Überblick über die verschiedenen Brennstoffzellen-Typen, mit den jeweiligen Betriebstemperaturen, Elektrolyten, Brennstoffanforderungen und Besonderheiten. Dabei wird zwischen dem Niedertemperaturbereich (30 - 220 °C), zu dem die alkalische Brennstoffzelle (AFC), die Membranbrennstoffzelle (PEM) und die Phosphorsäure-Brennstoffzelle (PAFC) gehört, und dem Hochtemperaturbereich (600-1.000 °C) mit der Schmelzkarbonat-Brennstoffzelle (MCFC) sowie der Festoxid-Brennstoffzelle (SOFC) gehören, unterschieden (Ohl, Özdemir, Hartmann, Henßler, & Fleischer, 2015).

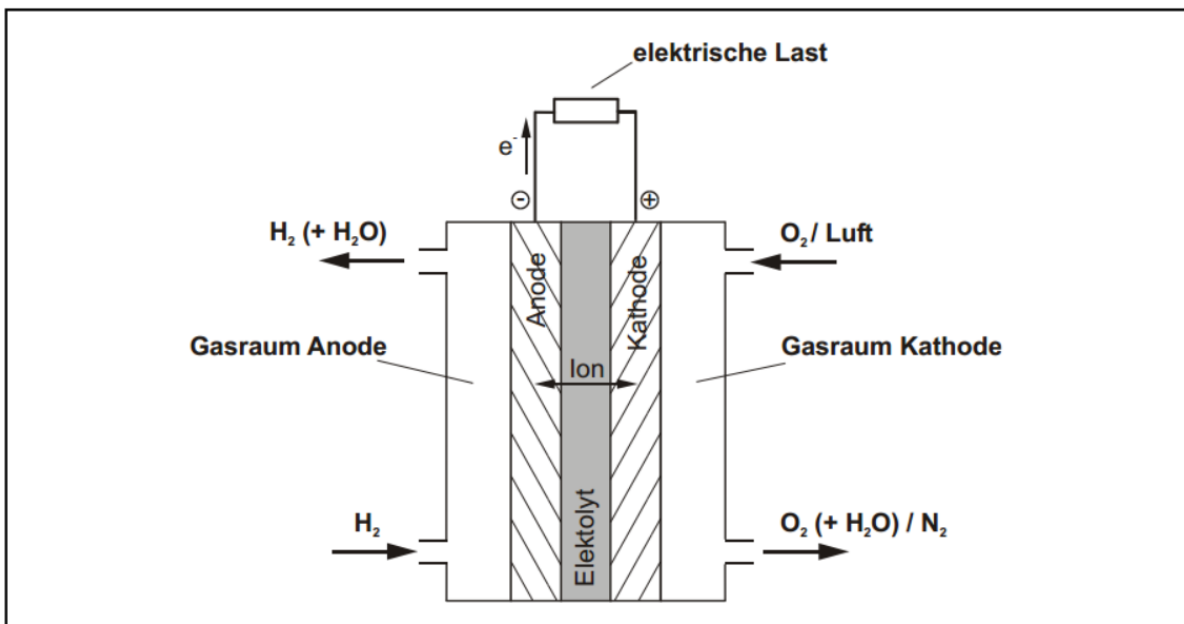


Abbildung 19: Schematische Darstellung einer Brennstoffzelle (Ohl, Özdemir, Hartmann, Henßler, & Fleischer, 2015)

Tabelle 21: Übersicht der verschiedenen Brennstoffzellen-Typen (Ohi, Özdemir, Hartmann, Henßler, & Fleischer, 2015)

Parameter	AFC	PEMFC	PAFC	MCFC	SOFC
Elektrolyt	wässrige KOH-Lösung	Protonen-austausch-membran (fest)	Konzentrierte Phosphorsäure in poröser Matrix (SiC-PTFE)	Mischung aus Li_2CO_3 - und KCO_3 -Schmelze in LiAlO_2 -Matrix	Keramischer Festkörper ZrO_2 (Y_2O_3)
Betriebs-temperatur	80 °C	60-120 °C	160-220 °C	600-660 °C	800-1.000 °C
Brennstoff	Wasserstoff, Hydrazin	Wasserstoff, Methanol (reformiert)	Erdgas (reformiert), Kohlegas (reformiert)	Erdgas, Kohlegas, Biogas	Erdgas, Kohlegas, Biogas
Oxidations-mittel	O_2	O_2 , Luft	O_2 , Luft	O_2 , Luft	O_2 , Luft
Wirkungsgrad der Zelle	70 %	50 – 68 %	55 %	65 %	60 – 65 %
Systemwir-kungsgrad	62 %	30 – 50 %	40 %	47 %	50 %
Besondere Ei-genschaften	CO_2 -empfindlich	CO-empfindlich	CO-empfindlich	CO_2 -Kreislauf erforderlich	externe Reformierung kann entfallen

4.6.1 Analyse / Eignung der am Markt befindlichen Brennstoffzellen

Tabelle 22 und Tabelle 23 zeigen eine Auswahl der derzeit am Markt befindlichen Brennstoffzellen bzw. Brennstoffzellen-Stacks.

Tabelle 22: Am Markt befindliche Brennstoffzellen-Typen, Teil 1








							
<i>Hersteller</i>	Ballard	Ballard	Ballard	Ballard	PowerCell	PowerCell	EFOY
<i>Type</i>	FCgen-H2PM 1.7 kW / 48 V	FCgen-H2PM 5.0 kW	FCgen-H2PM One Rack, 5 kW	FCgen-H2PM One Rack, 10 kW	PS-5	PS-100	Jupiter 2.5
<i>Technologie</i>	PEM	PEM	PEM	PEM	PEM	PEM	PEM
<i>Leistung</i>	1,7 kW	5 kW	4,5 kW	9 kW	1 - 5 kW	20 - 100 kW	2,2 - 20 kW
<i>Brennstoff</i>	Wasserstoff	Wasserstoff	Wasserstoff	Wasserstoff	Wasserstoff	Wasserstoff	Wasserstoff
<i>Reinheit des Brennstoffs</i>	3.5 oder besser	3.5 oder besser	3.5 oder besser	3.5 oder besser	3.5 oder besser	3.5 oder besser	3.0 oder besser
<i>Nennverbrauch</i>	13.4 NLPM H ₂ /kW	13.4 NLPM H ₂ /kW	13.4 NLPM H ₂ /kW	13.4 NLPM H ₂ /kW			11 NI H ₂ /min/kW
<i>Wirkungsgrad</i>			bis zu 95,8%	bis zu 95,8%	50%		
<i>zur Notstromversorgung vorgesehen</i>	ja	ja	ja	ja	ja	ja	
<i>Quelle</i>	(Ballard, 2020a)				(Powercell, 2020a)		(Efoy Pro, 2020)

Tabelle 23: Am Markt befindliche Brennstoffzellen Stacks



<i>Hersteller</i>	Ballard	PowerCell	PowerCell
<i>Type</i>	FCgen - 1020ACS	S2	S3
<i>Technologie</i>	PEM	PEM	PEM
<i>Leistung</i>	450 W - 3 kW	3 - 35 kW	30 - 125 kW
<i>Brennstoffzusammensetzung</i>	99,98 % H ₂	40 - 100 % H ₂	70 - 100 % H ₂
<i>Quelle</i>	(Ballard, 2020b)	(Powercell, 2020b)	

Tabelle 24 zeigt eine Übersicht über den Stand der Technik und das Potential von Brennstoffzellen zur Kraft-Wärme-Kopplung (KWK).

Tabelle 24: Übersicht über den Stand der Technik und das Potential von Brennstoffzellen zur Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) (Smolinka, 2018)

Technische Daten				
	2014	2020	2030	2050
Leistungsklasse bis 10 kW_{el} (Mikro KWK)				
Stadium	Ausarbeitungsphase / Markteinführung		Wachstumsphase	Reifephase
Brennstoffzellentypen	PEMFC, SOFC			
Gesamtwirkungsgrad (bez. auf H _i) / %	85 – 95 [1]	↗	→	
davon elektrischer Wirkungsgrad / %	33 – 60*[1]	↗	→	
davon thermischer Wirkungsgrad / %	25 – 62 [1]	→	→	
Stromkennzahl σ / –	0,5 – 2,5 [1]	↗	→	
CO ₂ -Einsparung ggb. Strom Mix / %	< 40 [2]	→	↘	
Energieträger	Erdgas			
*60 % Wirkungsgrad derzeit mit SOFC-Technik realisiert [1]				
Leistungsklasse ab 100 kW_{el} (BHKW)				
Stadium	Markteinführung	Wachstumsphase	Reifephase	Reifephase
Brennstoffzellentypen	PEMFC, PAFC, MCFC			
Gesamtwirkungsgrad (bez. auf H _i) / %	90- 91 [3-6]	↗	→	
davon elektrischer Wirkungsgrad / %	42 – 60 [3-6]	↗	→	
davon thermischer Wirkungsgrad / %	45- 50 [3-6]	→	→	
Stromkennzahl σ / –	0,93 [3]	↗	→	
CO ₂ -Einsparung ggb. Strom Mix / t/a	400 [3]	→	↘	
Energieträger	Erdgas, Biogas, H ₂			

Mikro-KWK Anwendungen zur Hausenergieversorgung auf Basis von Brennstoffzellen werden vornehmlich in Asien und Europa entwickelt. Verschieden Unternehmen aus der Heizungs- und Energieversorgungsbranche entwickeln PEMFC- und SOFC-Systeme mit einer elektrischen Leistung von ca. 0,3 – 0,5 kW. Es ist erkennbar, dass die Markteinführung gerade erfolgt ist oder unmittelbar bevorsteht, und sich demnach diese Technologie derzeit in der Übergangsphase vom Feldtest zum Serienprodukt befindet. Zudem sind von unterschiedlichen Herstellern Brennstoffzellen für BHKW-Anwendungen ab einer elektrischen Leistung von 100 kW bereits serienreif auf dem Markt verfügbar (Smolinka, 2018).

Wie in Tabelle 25 ersichtlich, sind stationäre Brennstoffzellen zur Stromerzeugung in einem Leistungsbereich von 100 kW bis ca. 3.700 kW von unterschiedlichen Herstellern bereits serienreif auf dem Markt verfügbar.

Tabelle 25: Übersicht über den Stand der Technik und das Potential von Brennstoffzellen zur Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) (Smolinka, 2018)

Technische Daten				
	2014	2020	2030	2050
Leistungsklasse bis 10 kW_{el}				
	Betrachtung kleiner Leistung nur für KWK-Anwendung sinnvoll siehe Steckbrief „KWK mit Brennstoffzellen“			
Leistungsklasse ab 100 kW_{el}				
Stadium	Markteinführung	Wachstumsphase	Reifephase	Reifephase
Brennstoffzellentypen	PEMFC, SOFC, PAFC, MCFC			
Elektr. Wirkungsgrad (bez. auf H ₂) / %	42 – 60 [1], [2]	→	→	
CO ₂ -Einsparung ggb. Strom Mix / %	0 - 30*	→	↘	
Energieträger	Erdgas, Biogas, H ₂			
Leistungsklasse ab 1000 kW_{el}				
Stadium	Markteinführung	Wachstumsphase	Reifephase	Reifephase
Brennstoffzellentypen	PEMFC, MCFC			
Elektr. Wirkungsgrad (bez. auf H ₂) / %	40 – 47 [3], [4]	→	→	
CO ₂ -Einsparung ggb. Strom Mix / %	-5 - 11*	→	↘	
Energieträger	Erdgas, H ₂			
*CO _{2,einspar.} = 1 - η _{el,mix} /η _{el,BZ} mit η _{el,mix} = 42 % [5], Wirkungsgrad der Stromerzeugung in Deutschland (2011)				

4.6.2 Wirtschaftliche Rahmenbedingungen

Die wirtschaftliche Bewertung von Brennstoffzellen zur Kraft-Wärme-Kopplung ist aus heutiger Sicht insbesondere für Europa schwer möglich. Es liegen nur von wenigen Herstellern die Investitionskosten vor. Wartungs- und Instandhaltungskosten werden bislang nicht explizit genannt, sondern eher als Wartungsvertrag angeboten. Mit einem Preis von bis zu 30.000 € pro Anlage steht der Kunde / die Kundin sehr hohen Investitionskosten gegenüber (Smolinka, 2018).

Tabelle 26 gibt eine Übersicht über die Kosten von verschiedenen Brennstoffzellen-Typen zur Kraft-Wärme-Kopplung (KWK). Eine detaillierte wirtschaftliche Bewertung von Brennstoffzellenanlagen zur Rückverstromung ist anhand der verfügbaren Daten nur schwer möglich. Hersteller*innen stellen keine Richtwerte für Investitionskosten zur Verfügung. Die hohe Verlässlichkeit erübrigt die Installation von teuren Notstromaggregaten, was die Wirtschaftlichkeit erhöht (Smolinka, 2018).

Tabelle 27 gibt eine Übersicht der Kosten von verschiedenen Brennstoffzellen-Typen zur Rückverstromung.

Tabelle 26: Übersicht der Kosten von verschiedenen Brennstoffzellen-Typen zur Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) (Smolinka, 2018)

Kosten in €				
	2014	2020	2030	2050
Leistungsklasse bis 10 kW_{el}				
Investitionskosten (1000 € / kW _{el})	15 – 25 [7], [8]	↘	10	
Instandhaltungskosten (ct / kWh _{el})	4,6 [9]	↘	→	
Generalüberholung (1000 € / kW _{el})	k.A.			
Leistungsklasse ab 100 kW_{el}				
Investitionskosten (1000 € / kW _{el})	8 – 10	↘	→	
Instandhaltungskosten (ct / kWh _{el})	k.A.			
Generalüberholung (1000 € / kW _{el})	k.A.			

Tabelle 27: Übersicht der Kosten von verschiedenen Brennstoffzellen-Typen zur Rückverstromung (Smolinka, 2018)

Kosten in €				
	2014	2020	2030	2050
Leistungsklasse ab 100 kW_{el}				
Investitionskosten (1000 € / kW _{el})	k.A.		10	
Instandhaltungskosten (ct / kWh _{el})	k.A.			
Generalüberholung (1000 € / kW _{el})	k.A.			
Leistungsklasse ab 1000 kW_{el}				
Investitionskosten (1000 € / kW _{el})	k.A.			
Instandhaltungskosten (ct / kWh _{el})	k.A.			
Generalüberholung (1000 € / kW _{el})	k.A.			

4.7 Wasserstoff BHKW

Brennstoffzellen sind teuer und die abgegebene Wärme ist für die direkte Einspeisung in ein Hochtemperatur-Fernwärmenetz zu niedrig. Die Anforderungen an die Reinheit des Wasserstoffs sind hoch. Ein Wasserstoff betriebenes Blockheizkraftwerke (BHKW) hat diese Nachteile nicht. Bereits langjährig bestehende Erdgas- und Biogas-BHKW wurden angepasst, die Technik ist somit ausgereift. Das Temperaturniveau der abgegebenen Wärme ist hoch genug, um es direkt in ein Hochtemperatur-Fernwärmenetz einzuspeisen. Ein Wasserstoff-BHKW stellt keinerlei Anforderungen an die Reinheit, auch Mischgase können jederzeit verwendet werden. Aufgrund dieser Vorteile eines Wasserstoff-BHKWs gegenüber einer Brennstoffzelle wird diese Technologie, zusätzlich zu den im Projektantrag genannten, ebenfalls betrachtet.

BHKW erzeugen gleichzeitig elektrische und thermische Energie. Es treten deutlich weniger Verluste auf als bei der getrennten Erzeugung von Strom und Wärme. BHKW nutzen das Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung: Bei der Produktion von Strom in großen Kraftwerken geht die Abwärme, die bei der Stromproduktion entsteht, verloren. Wird diese Abwärme entweder für die Einspeisung in Fernwärmenetze oder auch für die Produktion in Industriebetrieben genutzt, spricht man von einem Heizkraftwerk. BHKW haben ihren Namen erhalten, weil hier die notwendigen Module Motor, Generator, Wärmetauscher, in einem kompakten (schalldämmten) Gehäuse zu einem „Block“ zusammengefasst werden (Heizspärer, 2020).

In Abbildung 20 sind in Form eines Sankey-Diagramms die resultierenden Nutzenergieanteile und Verlustanteile für beide Systeme im Vergleich dargestellt. Um die Endprodukte Strom und Wärme in gleicher Höhe zu produzieren, ist im Fall der getrennten Erzeugung ein erheblich größerer Brennstoffenergieeinsatz als im Fall des BHKW erforderlich, und zwar im Verhältnis 157 zu 100. Für das BHKW resultiert daraus eine Primärenergieeinsparung in Höhe von 36 % (Nowak & Arthkamp, 2010).

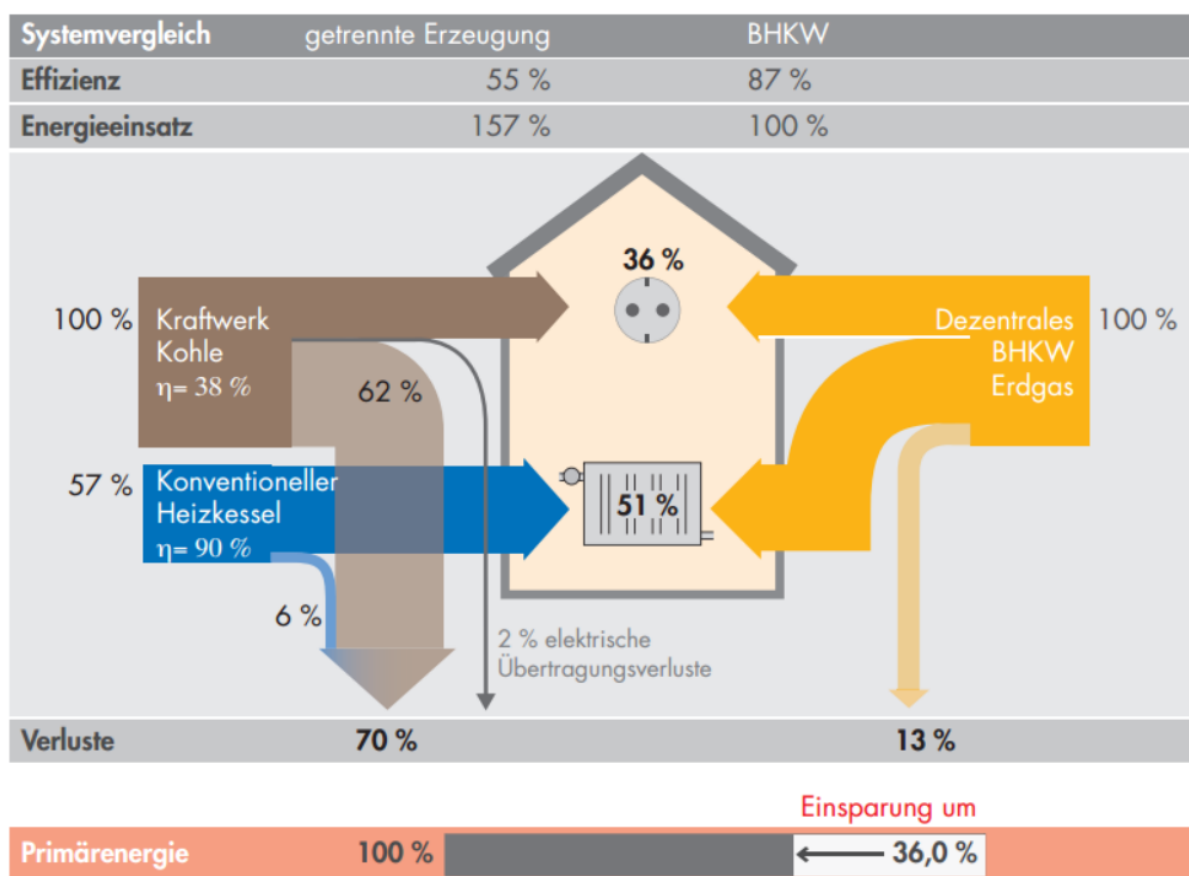


Abbildung 20: Systemvergleich: getrennte Erzeugung von Strom und Wärme – BHKW (Nowak & Arthkamp, 2010)

4.7.1 Analyse / Eignung der am Markt befindlichen Wasserstoff-BHKWs

Es gibt derzeit am Markt nur einen einzigen Hersteller von Wasserstoff-BHKWs, das Unternehmen 2G in Deutschland. In Tabelle 28 sind die technischen Daten des Wasserstoff-

BHKWs der Firma 2G ersichtlich. Mit dem agenitor 406 H₂ ist es 2G gelungen, ein erprobtes, hocheffizientes, praxiserprobtes Erdgas-BHKW so anzupassen, dass es reinen Wasserstoff mit vergleichbarer Wirtschaftlichkeit und Zuverlässigkeit zur dezentralen Erzeugung von Strom und Wärme nutzen kann. Es ist ein breites Spektrum an Gasarten einsetzbar: von reinem Wasserstoff bis hin zu variablen Gasmischungen mit Erdgas oder Schwachgasen. Das Wasserstoff-BHKW ist robuster und kostengünstiger als eine Brennstoffzelle. Eine Lieferung als anschlussfertige Containerlösung ist möglich (2G, 2020).

Tabelle 28: Technische Daten des Wasserstoff-BHKWs der Firma 2G (2G, 2020)

agenitor H₂. 115 bis 360 kW. Wasserstoff

Typ	Konfiguration	Leistung		Wirkungsgrad		
		elektrisch	thermisch	elektrisch	thermisch	gesamt
agenitor 404c H ₂	ct0-0	115 kW	129 kW	37,7 %	42,3 %	80,0 %
agenitor 406 H ₂	ct0-0	170 kW	183 kW	39,0 %	41,9 %	80,9 %
agenitor 408 H ₂	ct0-0	240 kW	250 kW	40,2 %	41,9 %	82,1 %
agenitor 412 H ₂	ct0-0	360 kW	371 kW	40,5 %	41,7 %	82,2 %

4.7.2 Wirtschaftliche Rahmenbedingungen

Die Strom- und Wärmeerzeugung aus Wasserstoff mit Hilfe eines BHKWs ist eine sehr neue Technologie. Dementsprechend gibt es noch keine Richtpreise. Sollte sich im Rahmen des Projekts herausstellen, dass das 2G Wasserstoff-BHKW weiterhin in das Projekt miteinbezogen wird, wird beim Hersteller um eine Angebotslegung angefragt.

4.8 Wasserstoff-Tankstelle

Im Bereich des Individual-, Flotten- und öffentlichen Personennahverkehrs werden zukünftig stationäre bzw. fest installierte Wasserstofftankstellen an Bedeutung gewinnen. Diese stationären Wasserstoff-Tankstellen werden dabei teilweise in bereits vorhandene, öffentliche Tank- und Servicestationen entlang der Verkehrswege integriert werden. Es handelt sich um einfach zu handhabende, komfortable und sichere Installationen, die ein schnelles und zuverlässiges Betanken des Fahrzeugs ermöglichen (HA Hessen Agentur GmbH, 2012).

Wasserstoff-Zapfsäulen sind genauso zugänglich wie herkömmliche Zapfsäulen und werden aller Voraussicht nach, wie man es vom Tanken mit konventionellen Kraftstoffen gewohnt ist, bedient. Die Schnittstelle zu Endnutzer*innen und damit zum Tank der verschiedenen Fahrzeugtypen (Pkw, Busse, Flurförderzeuge) bildet die Zapfsäule mit der Zapfpistole. Der Zapfsäule vorgelagert ist der Bereich, an dem der Wasserstoff für die Abgabe an der Zapfsäule aufbereitet wird, da unterschiedliche technische Anforderungen für die Abgabe von flüssigem

oder gasförmigem (wahlweise 200, 350 oder 700 bar) Wasserstoff bestehen. Je nach Nutzungsanforderung umfasst eine stationäre Wasserstoff-Tankstelle bis zu vier Bereiche:

- Wasserstoffabgabe
- Wasserstoffkonditionierung
- Wasserstofflagerung
- Wasserstofferzeugung

So wird beispielsweise für eine schnelle Betankung (< 5 Minuten) Wasserstoff nach der SAE-Norm J2601 auf – 40°C heruntergekühlt (Cold Filling), um eine Überhitzung des Fahrzeugtanks zu verhindern. Darüber hinaus muss ausreichend Wasserstoff bis zum Verbrauch an der Tankstelle zwischengelagert werden (HA Hessen Agentur GmbH, 2012).

4.8.1 Analyse / Eignung der am Markt befindlichen Wasserstoff-Tankstellen

Tabelle 29 zeigt eine Auswahl der momentan am Markt erhältlichen Wasserstoff-Tankstellen. Ein bekanntes Beispiel, mit Pilot-Anlage in Thalheim bei Wels, ist der Solhub von Fronius. Abbildung 21 zeigt die Funktionsweise des Fronius SOLHUB. Fronius bietet ein Komplettsystem für lokale Erzeugung, Speicherung und Nutzung von solarem Wasserstoff. Grüner Wasserstoff stellt sowohl eine nachhaltige Alternative zu fossilen Treibstoffen in der Mobilität, als auch eine Möglichkeit zur Langzeitspeicherung für erneuerbare Energie dar. Der Fronius Solhub ist eine Systemlösung zur Erzeugung, Speicherung, Verteilung sowie Rückverstromung von grünem Wasserstoff. Jede einzelne Anlage wird maßgeschneidert nach dem individuellen Bedarf geplant und errichtet sowie darüber hinaus gewartet und betreut. Die 9,14 m großen Container können beliebig skaliert und multipliziert werden.

Features:

- Abwärmenutzung
- Energiespeicher
- Produktion von eigenem, grünem Wasserstoff
- schlüsselfertige Komplettlösung
- bedarfsorientierte Modularität




Betankung von Fahrzeugen:

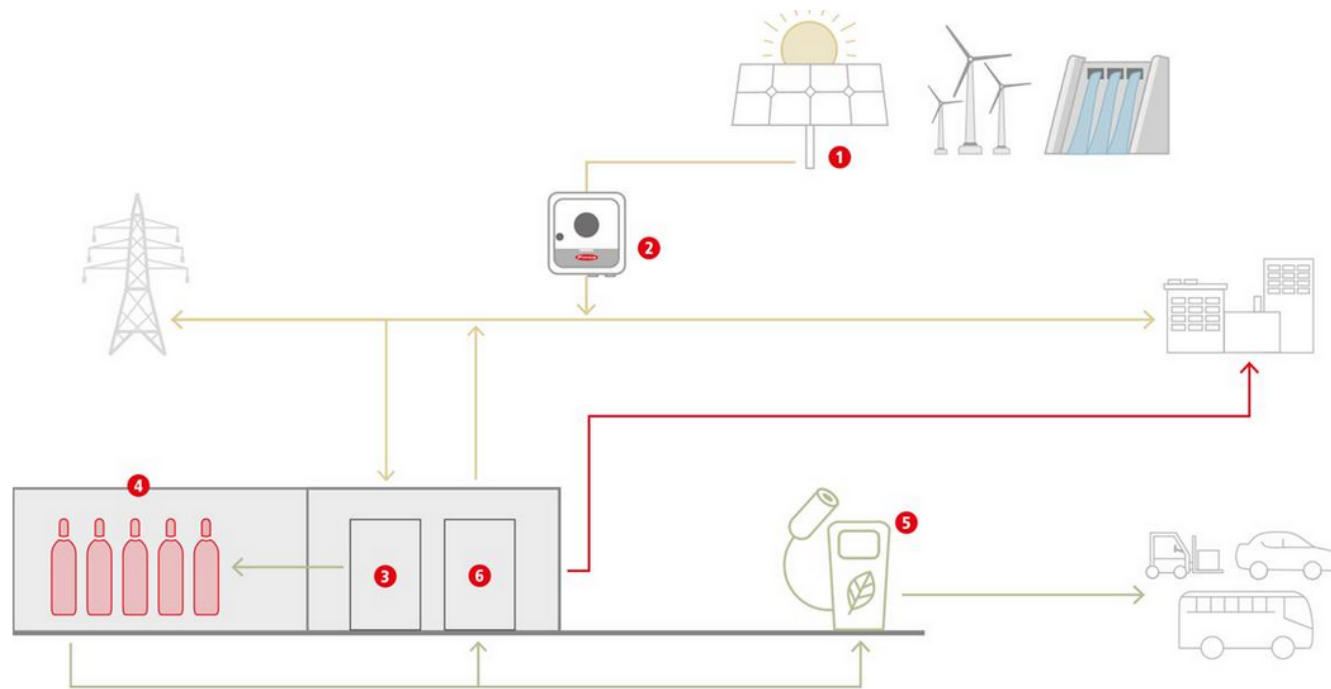
Brennstoffzellenfahrzeuge wandeln Wasserstoff in Strom und Wärme und treiben so einen Elektromotor an. Als Emission entsteht lediglich Wasserdampf.

Funktionsweise:

Mittels Elektrolyse wird aus Sonnenstrom und Wasser grüner Wasserstoff erzeugt. Dieser wird gespeichert und steht zur Betankung von H₂-Fahrzeugen zur Verfügung. Der Wasserstoff kann saisonal gespeichert werden. Bei Bedarf wird er mittels Brennstoffzelle wieder in Strom und Wärme umgewandelt. (Fronius, 2020a)

Tabelle 29: Am Markt erhältliche Wasserstoff-Tankstellen

				
<i>Hersteller</i>	Fronius	Air Products	Linde	Wystrach
<i>Type</i>	SOLHUB			WyRefueler
<i>Ausgangsdruck</i>	350 bar / 700 bar	250 bar / 350 bar / 700 bar	350 bar / 700 bar	350 bar
<i>Quelle</i>	(Fronius, 2020a)	(Air Products, 2020)	(Linde, 2020)	(Wystrach, 2021)



Grüner Wasserstoff aus Sonnenenergie: Herstellung, Betankung, Speicherung und Rückverstromung

Elektrische Energie

Wasserstoff

Thermische Energie*

*Verwendung der Wärme auch für Brauchwasser bzw. Niedertemperaturheizung

1. PV-Module, Windkraft, Wasserkraft

2. Fronius Wechselrichter

3. Elektrolyseur

4. H₂-Speicher

5. Zapfsäule

6. Brennstoffzelle

Abbildung 21: Funktionsweise des Fronius SOLHUB (Fronius, 2020a)

4.8.2 Wirtschaftliche Rahmenbedingungen

Die Anforderungen an die gesamte Leistungsfähigkeit der Wasserstoff-Tankanlage sind entscheidend für die Investitionskosten sowie den Platzbedarf, der für Bau und Betrieb notwendig ist. Zu den Kosten für eine Wasserstoff-Tankstelle zählen sowohl die Investitions- als auch die Betriebskosten. Die solide Bewertung dieser Kosten ist ein entscheidender Aspekt bei der Planung einer Wasserstoff-Tankstelle, denn die Kosten für Investitionen und für den gesamten Betrieb sind je nach Anlage sehr unterschiedlich (HA Hessen Agentur GmbH, 2012).

Beispiel Hamburg:

Kosten einer Wasserstofftankstelle: Zwei PEM-Elektrolyseure liefern pro Stunde 3,5 kg Wasserstoff. Das erzeugte Gas wird dann bei 30 bar in zwei Hochtanks zwischengespeichert. Nach der Komprimierung auf 900 bar und einer Zwischenkühlung auf -40 °C gelangt das Gas in die von H2 Logic bereitgestellte Zapfsäule zur Betankung der Fahrzeuge. Insgesamt kostete die H2-Betankungsanlage 2,8 Mio. Euro (HZwei, 2021).

Beispiel San Diego:

Die geplanten drei Wasserstofftankstellen mit vier Zapfsäulen werden mit 700.000 \$ bis 800.000 \$ (entspricht etwa 600.000 € bis 680.000 €) veranschlagt. Eine Tankstelle würde somit nur noch etwa 210.000 € kosten (The San Diego Union-Tribune, 2021).

4.9 Wasserstoff-Kleinbus

Brennstoffzellenfahrzeuge bzw. fuel cell electric vehicle (FCEV), hier auch als Wasserstoff-Kleinbus bzw. -Fahrzeug bezeichnet, werden über einen Elektromotor betrieben. Der Unterschied zu klassischen Fahrzeugen mit reinem Elektroantrieb bzw. battery electric vehicle (BEV) liegt darin, dass beim FCEV eine Brennstoffzelle samt Wasserstofftank verbaut ist. Während beim BEV die elektrische Energie in einer Batterie gespeichert ist, ist die Energie beim FCEV in Form von Wasserstoff gespeichert. Dabei wird die Energie (Wasserstoff) während der Fahrt über eine PEM-Brennstoffzelle durch die Umkehrung der Elektrolyse bzw. Reaktion von Wasserstoff und Luftsauerstoff zu Strom, Wasser und Wärme umgewandelt. Eine kleine Batterie dient dabei als Zwischenspeicher und deckt Lastspitzen z.B. bei der Beschleunigung (Allgemeiner Deutscher Automobil-Club e.V. (ADAC), 2020).

4.9.1 Analyse / Eignung der am Markt befindlichen wasserstoffbetriebenen Kleinbussen (< 15 Sitzplätze)

Tabelle 30 und Tabelle 31 zeigen eine Auswahl der zurzeit am Markt befindlichen und in Entwicklung stehenden wasserstoffbetriebener Busse.

Tabelle 30: Übersicht Wasserstoffbusse (Schuster, Steinacher, & Link, 2021), (CaetanoBus, 2021), (electrive.net , 2021), (The Indian Express , 2021)






					
<i>Hersteller</i>	Rampini Carlo	Caetanobus	Van Hool	Toyota	Hyundai
<i>Modell</i>	H80	H2.City Gold 10,7m	A330 FC	FC Stack	H350
<i>Plätze gesamt</i>	42(45)	64	75	79	9 - 14
<i>davon Sitzplätze</i>	10	k.A.	35	22	k.A.
<i>davon Stehplätze</i>	31 (35)	k.A.	39	56	k.A.
<i>Länge (in mm)</i>	7.790	10.740	13.155	10.525	k.A.
<i>max. Reichweite (km)</i>	200	400	350	k.A.	400
<i>Quellen:</i>	(Schuster, Steinacher, & Link, 2021) (Rampini, 2021)	(Schuster, Steinacher, & Link, 2021) (CaetanoBus, 2021)	(Schuster, Steinacher, & Link, 2021)	(Schuster, Steinacher, & Link, 2021) (MotorTalk , 2021)	(Auto, Motor und Sport, 2021)

Tabelle 31: Übersicht Wasserstoffbusse (Schuster, Steinacher, & Link, 2021), (Rampini, 2021), (CaetanoBus, 2021), (MotorTalk , 2021), (Auto, Motor und Sport, 2021)

					
<i>Hersteller</i>	Caetanobus	Safran	Solaris	Wrightbus	Tata Motors
<i>Modell</i>	H2.City Gold 12m	Businova H2	Urbino 12 hydrogen	StreetDeck FCEV - 10,9m	Starbus FUEL CELL-Bus m
<i>Plätze gesamt</i>	87	92 (100)	k.A.	k.A.	k.A.
<i>davon Sitzplätze</i>	k.A.	19 (29)	37 (41)	64	30
<i>davon Stehplätze</i>	k.A.	63 (81)	k.A.	21	k.A.
<i>Länge (in mm)</i>	11.995	12.000	12.000	10.900	12.000
<i>max. Reichweite (km)</i>	400	300	450	310 (420)	k.A.
<i>Quellen:</i>	(Schuster, Steinacher, & Link, 2021) (CaetanoBus, 2021)	(Schuster, Steinacher, & Link, 2021) (electrive.net , 2021)	(Schuster, Steinacher, & Link, 2021)	(Schuster, Steinacher, & Link, 2021) (MotorTalk , 2021)	(Schuster, Steinacher, & Link, 2021) (The Indian Express , 2021)

Genauere Informationen und Details siehe Auflistung im Anhang.

4.9.2 Wirtschaftliche Rahmenbedingungen

Die Anzahl der am Markt befindlichen FCEV- und vor allem auch BEV-Busse ist stark steigend. Schuster et al. (Marktübersicht Elektro- und Wasserstoffbusse, 2021) hat eine Marktübersicht für FCEV- und BEV-Busse mit Stand 2020 erstellt. Neben einer Übersicht zum bestehenden Bus-Angebot wird dabei auch die Lade- und Tankinfrastruktur für alternative Antriebe, sowie wirtschaftliche Rahmenbedingungen, wie Kosten und Förderangebote, dargestellt. Schuster et al. (Marktübersicht Elektro- und Wasserstoffbusse, 2021) kommt hinsichtlich der Kosten von BEV-Bussen zum Fazit, dass diese derzeit noch teurer sind als Busse mit konventionellem Antrieb, mit zunehmender Serienproduktion und sinkenden Batteriekosten zukünftig aber auch finanziell eine Alternative darstellen können. Ähnlich ist die Situation für FCEV-Busse hinsichtlich der Erzeugung grünen Wasserstoffs. Zudem verbessert sich auch laufend das Förderangebote für alternativbetriebene Fahrzeuge sowie deren Infrastruktur, mit der Voraussetzung des Einsatzes von 100 % erneuerbarem Strom bzw. Wasserstoffs.

Wie in Tabelle 30 und Tabelle 31 ersichtlich, gibt es mittlerweile auch eine entsprechende Bandbreite an Varianten, speziell hinsichtlich der Anzahl an zu befördernden Personen und Reichweiten. Besonders interessant für Kleinstädte (mit rund 10.000-25.000 Einwohner*innen) sind in diesem Zusammenhang kleine Fahrzeuge mit neun bis 14 Sitzplätzen, aber entsprechender Reichweite, um ganztätig im Einsatz zu bleiben. Hintergrund dazu ist, dass oft noch kein innerstädtisches oder lokales Angebot an öffentlichen Verkehrsmitteln besteht und dieses, auch hinsichtlich Risikominimierung bzw. Nutzer*innennachfrage, erst nach und nach aufgebaut werden sollte. Ein Fahrzeug mit höherer Sitzplatzanzahl ist aus diesen Gründen oft nicht gewünscht und würde bei wenig besetzten Fahrten auch zu Imageverlusten für Stadt und Politik führen, wodurch oftmals langfristig gesehen, mehr Schaden als Nutzen entsteht (Kulmer, 2020).

Nach einer Recherche der am Markt befindlichen FCEV mit einer Sitzplatzanzahl von neun bis 14 Plätzen, musste festgestellt werden, dass es zwar Ankündigungen für die Serienproduktion dieser Fahrzeuge gibt, aber noch keine umgesetzt wurde. Wasserstoffbetriebene Kleinbusse mit einer Sitzplatzanzahl zwischen neun und 14 Plätzen sind somit derzeit nicht serienmäßig am Markt erhältlich. Eine Preisauskunft konnte mit November 2020 nicht erteilt werden. FCEV-PKW sind derzeit in Form des Hyundai Nexo (ab 69.000 Euro) und des Toyota Mirai (ab 78.600 Euro) am Markt erhältlich (Allgemeiner Deutscher Automobil-Club e.V. (ADAC), 2020). Hyundai (Hyundai Import Gesellschaft m.b.H. , 2020) führt den Nexo in Österreich derzeit mit einem Listenpreis von € 66.500 exkl. MwSt. in der Basisausführung bzw. Serienausstattung.

4.10 Rechtliche/Sicherheitstechnische Rahmenbedingungen für Wasserstoff

Die Entwicklung zu energetisch günstigen Hochdrucksystemen erfordert die genaue Kenntnis der Druck- und Temperaturabhängigkeit von Explosionsgrenzen des Wasserstoff-Sauerstoff-Systems sowie Kenntnisse über Permeations- und Leckraten. Die Betriebsparameter der

Elektrolyseure müssen sich stets im sicheren Bereich befinden, um z.B. gefährliche Verunreinigungen des Wasserstoffs durch Sauerstoff zu vermeiden (Goedecke, et al., 2020).

Explosionsschutz:

Der sichere Umgang mit Wasserstoff setzt geeignete Maßnahmen für den Explosionsschutz voraus. Dazu müssen sicherheitstechnische Kenngrößen, wie z.B. Explosionsgrenzen, Zündtemperaturen oder Explosionsdrücke bekannt sein. Gasflaschen müssen unter kontrollierten Bedingungen explosionsgeschützt gelagert werden (Goedecke, et al., 2020).

Tribologie:

Der Oberbegriff „Tribologie“ fasst das Gesamtgebiet von Reibung, Verschleiß und Schmierung zusammen. Beispiele für tribologisch beanspruchte Bauteile sind Lager, Kolbenringe, Dichtungen und Gelenke. Wasserstoffumgebung stellt besondere Anforderungen an derartige Bauteile, da z.B. bei metallischen Werkstoffen einmal abgeriebene Bauteile, ursprünglich schützende Oxidschichten nicht mehr erneuert werden. Das kann zu erhöhtem Verschleiß führen. Derartige Frischflächen begünstigen zudem das Eindringen von Wasserstoff in Metalle, was deren mechanische Eigenschaften erheblich verschlechtern kann. Für den Einsatz als Gas, z.B. für den Betrieb von Brennstoffzellen, ist die Auswahl an möglichen Schmierstoffen stark eingengt (Goedecke, et al., 2020).

Druckgasspeicher:

Druckbehälter müssen so ausgelegt werden, dass sie die vielfältigen Belastungen, die in ihrem Betriebsleben auftreten können, sicher überstehen. Zu diesem Zweck müssen Druckbehälter schon vor ihrem ersten Einsatz und später im Betrieb aufwendigen Prüfungen unterzogen werden. Zu diesen Prüfungen zählen neben Innendruckbelastungen bei sehr hohen und tiefen Temperaturen auch Brand- oder Fallprüfungen, Säuretests oder auch Durchstoßprüfungen. Ziel ist es, dass die Behälter selbst bei maximalen Betriebsbelastungen sicher bleiben und es nicht zu Gefahrensituationen kommt (Goedecke, et al., 2020).

Prüf- und Messverfahren:

Wasserstoff ist brennbar und kann ab einem Volumenanteil von vier Prozent in Luft gezündet werden. Die Verwendung von Wasserstoff muss somit überwacht und kontrolliert werden. Der Einsatz von Wasserstoffsensoren kann entscheidend dazu beitragen, die Sicherheit zu gewährleisten und Gefahren zu minimieren. Risiken in der Wasserstoffanwendung sind u.a. Leckagen, Feuer und Explosionen. Damit die Anwendung von Wasserstoff sicher ist, müssen zuverlässige Sensoren bzw. Sensormessgeräte zur Früherkennung mit Alarmindikation eingesetzt werden. Gegenwärtig gibt es elektrochemische, katalytische Feldeffekt-, Wärmeleitfähigkeits- und Metalloxid-Halbleitersensoren. Diese müssen zur Erfassung von Wasserstoff in der Luft beispielsweise unterhalb der Explosionsgrenze geeignet sein, um die Gefahr durch den Anstieg der Wasserstoffkonzentration rechtzeitig zu detektieren. Um die Leistungsdaten wie Lebenszeit, technischer Einsatzbereich, Ansprechverhalten und

Richtigkeit von kommerziell erhältlichen bzw. eingesetzten Sensoren sowie Sensoren aus Forschung und Entwicklung zu ermitteln, ist eine Prüfung in einem akkreditierten Labor wichtig.

Anforderungen an die Durchführung von Prüfungen sind (Goedecke, et al., 2020)::

- Durchführung nach hinreichend festgelegtem Prüfplan
- Messungen gehobener Präzision, Vermeidung systematischer Verfahrsfelder (Störgrößeneinfluss, Ankopplungsprobleme)
- Einhaltung festgelegter Umgebungsbedingungen
- Bestimmung der Unsicherheit der Prüfung und des geprüften Sensors

Risikoanalyse:

Risikoanalyse ist die Betrachtung der Eintrittswahrscheinlichkeiten als Maßstab für die Sicherheit. Es werden hier z.B. der Alterungsprozess von Druckbehältern bewertet oder die Fristen für deren wiederkehrende Prüfung festgelegt. Sicherheitstechnische Konzepte von Anlagen und / oder Systemen werden im Realmaßstab überprüft und ggf. Schutzmaßnahmen abgeleitet und getestet (Goedecke, et al., 2020).

Werkstoffe für Wasserstoff:

Produktion und Speicherung von Wasserstoff stellen hohe Anforderungen an die eingesetzten Materialien und bedingen eine sorgfältige Verarbeitung. Wasserstoff kann bspw. bei der Speicherung unter hohem Druck oder über elektrochemische Korrosionsprozesse, bspw. in Löchern oder Spalten, in einen metallischen Werkstoff gelangen. Abhängig vom Gefüge können schon geringste Wasserstoffkonzentrationen im Bereich weniger ppm die mechanischen Eigenschaften metallischer Werkstoffe erheblich herabsetzen. Wasserstoff kann an Fehlstellen akkumulieren, manche Metalle chemisch verändern und schließlich zu spröden Rissen und Brüchen führen. Abhängig sind sie von der auslösenden lokalen mechanischen Beanspruchung, der vorliegenden Mikrostruktur und der Höhe der Wasserstoffkonzentration.

Um unerwartete und spröde wasserstoffunterstützte Rissbildung und damit verbundene Sicherheitsrisiken weitgehend auszuschließen, sind ausreichend geprüfte Werkstoffe einzusetzen (Goedecke, et al., 2020).

Sicherer Betrieb von Elektrolyseuren:

Alle gültigen Normen, Gesetze und Rechtsvorschriften müssen eingehalten werden, z.B.:

- Verordnung explosionsfähige Atmosphären
- Gaskennzeichnungsverordnung
- AEV technische Gase
- ÖNORM EN 17339:2020 08 15: Ortsbewegliche Gasflaschen - Vollumwickelte Flaschen und Großflaschen aus Kohlenstoff-Verbundwerkstoffen für Wasserstoff
- ÖNORM EN ISO 19884:2018 03 15: Gasförmiger Wasserstoff - Flaschen und Großflaschen zur ortsfesten Lagerung

- Sicherheitsdatenblätter
- UN Model Regulations: UN Recommendations for the Transport of Dangerous Goods
- Europäisches Übereinkommen über die internationale Beförderung gefährlicher Güter auf der Straße

5 Erneuerbare Energiegemeinschaft

Um den Klimazielen und den Herausforderungen des zukünftigen Energiesystems gerecht zu werden, hat die Europäische Kommission in der RED II die Schaffung von sogenannten Energiegemeinschaften vorgeschlagen. Energiegemeinschaften sollen es den dezentralen Stromproduzent*innen (z.B. mit einer Photovoltaikanlage) ermöglichen, vor Ort die vorhandene Netzinfrastruktur zu nutzen, um Strom direkt mit anderen Verbraucher*innen innerhalb der Energiegemeinschaft zu teilen. Um diese Veränderungen effizient zu ermöglichen, spielen technologische Integration (z. B. Sektorkoppelung), Lastmanagement sowie neue Services und Dienstleistungen eine wesentliche Rolle. Die Akzeptanz von Seiten der Bevölkerung wird dafür als wesentlich angesehen. Zudem soll die Entwicklung von Endkund*innen hin zu „Prosumer*innen“ bzw. „aktiven Konsument*innen“, die Energie nicht nur nutzen, sondern auch erzeugen, zusätzliches privates Kapital mobilisieren (Green Tech Cluster Styria GmbH, 2020).

In der RED II wurde daher ein Rahmen geschaffen, der die Rolle von Privatpersonen, KMU, öffentlichen Körperschaften sowie entsprechenden Gemeinschaftsstrukturen im Energiesektor stärkt. In diesem Kontext wurden zwei Typen von Energiegemeinschaften definiert, welche als eigenständige Rechtskörper im Energiesektor agieren können. Gleichzeitig sind Energiegemeinschaften Teil weiterer geplanter fundamentaler Änderungen der Energiemärkte, in denen beispielsweise die Rolle von Aggregatoren gestärkt und lokale Flexibilitätsmärkte geschaffen werden sollen. Während E-EGe auf Ausbau, lokale Nutzung und Förderung erneuerbarer Energie fokussieren, wird mit Bürgerenergiegemeinschaften ein neuer Marktakteur mit Schwerpunkt auf Strom geschaffen, dem eine große Breite an Aktivitäten und Dienstleistungen ermöglicht wird. Gemeinsam ist den beiden Ansätzen, dass der Gemeinschaft die Produktion, Speicherung, Nutzung und der Verkauf von Energie ermöglicht wird. Dies beinhaltet die Nutzung des öffentlichen Netzes oder den Betrieb einer eigenen Netzinfrastruktur. Zudem bestehen für beide Typen von Energiegemeinschaften Vorgaben bzgl. möglicher Mitglieder und Entscheidungsträger*innen. Da die Teilnahme von Unternehmen an Bürgerenergiegemeinschaften stark limitiert ist (nur Kleinunternehmen), befasst sich dieses Projekt nur mit den E-EGe (Green Tech Cluster Styria GmbH, 2020).

5.1 Rechtliche Aspekte

Die RED II sieht vor, dass die darin angegebenen Rahmenbedingungen für E-EGe bis spätestens Juni 2021 in die nationalen Gesetze der Mitgliedsstaaten übergehen. In Österreich werden die E-EGe hauptsächlich im Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) geregelt, das zurzeit als Ministerialentwurf vorliegt. Der Projektpartner 4ward Energy Research GmbH ist maßgeblich in die aktuellen Diskussionen eingebunden und agiert hier als Impulsgeber für Akteure wie e-Control oder dem Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK).

Eine E-EGe kann Energie aus erneuerbaren Quellen erzeugen bzw. die eigenerzeugte Energie verbrauchen, speichern oder verkaufen. Weitere wesentliche Eckpunkte sind im

Folgenden angeführt (Stand Ministerialentwurf – 05.2021) (Republik Österreich Parlament, 2020):

5.1.1 Allgemeines

Der Hauptzweck der E-EGe liegt nicht im finanziellen Gewinn, sondern vorrangig darin, ihren Mitgliedern oder den Gebieten, in denen sie tätig ist, ökologische, wirtschaftliche oder sozialgemeinschaftliche Vorteile zu bringen und lokal produzierten Strom aus fluktuierenden Quellen lokal zu speichern, zu nutzen und das Stromnetz zu entlasten. Die Teilnahme an einer E-EGe ist freiwillig und offen, im Fall von Privatunternehmen darf die Teilnahme nicht deren gewerbliche oder berufliche Haupttätigkeit sein. Das bedeutet, dass Mitglieder jederzeit aus der E-EGe austreten bzw. neue Mitglieder das Recht haben an einer bestehenden E-EGe teilzunehmen. Netzbenutzer*innen haben einen Rechtsanspruch gegenüber Netzbetreiber*innen, an einer E-EGe teilzunehmen und Auskunft darüber zu bekommen, an welchen Teilen des Verteilernetzes ihre Verbrauchs- bzw. Erzeugungsanlagen angeschlossen sind (Republik Österreich Parlament, 2020).

5.1.2 Vorteile der Mitgliedschaft

- Einspeisung von Erneuerbaren(-Überschüssen) in die E-EGe
- Bezug aus der E-EGe (statische/dynamische Verteilung wie in EIWOG §16a)
- Für aus der E-EGe bezogene Energie:
 - Reduktion Netznutzungs- und Netzverlustentgelte
 - lokale E-EGe voraussichtlich ca. 62 %
 - regionale E-EGe voraussichtlich ca. 32 %
 - Entfall Elektrizitätsabgabe
 - Entfall des Erneuerbaren-Förderbeitrags

5.1.3 Beschränkung der Mitgliedschaft

Die Mitgliedschaft in der E-EGe ist auf Folgende Mitglieder beschränkt:

- Natürliche Personen
- KMUs (sofern der Handel mit Energie nicht die hauptsächliche Tätigkeit ist)
- Gemeinden
- Behörden in Bezug auf lokale Dienststellen

Das bedeutet, dass laut aktuellem Stand Großunternehmen von der Teilnahme an einer E-EGe ausgeschlossen sind.

5.1.4 Rechtsform

Die E-EGe ist als eigene Rechtspersönlichkeit zu organisieren. Zulässig sind:

- Vereine

- Genossenschaften
- Personen- und Kapitalgesellschaften
- Eigentümergemeinschaften nach dem Wohnungseigentumsgesetz
- oder ähnliche Vereinigungen

Die dadurch entstehenden Kosten müssen im Geschäftsmodell berücksichtigt werden.

5.1.5 Lokalität

Für die E-EGe gilt ein sogenannter Lokalitätsgrundsatz. Dabei wird zwischen lokalen und regionalen E-EGe unterschieden. Bei lokalen E-EGe müssen alle Mitglieder auf Netzebene 6 und 7 verbunden sein, bei regionalen E-EGe ist zusätzlich die Nutzung der Netzebene 5 zulässig. Der Vorteil der lokalen E-EGe liegt darin, dass für diese eine höhere Reduktion der Netznutzungs- und Netzverlustentgelte vorgesehen ist (siehe Vorteile E-EGe).

5.1.6 Gründungsdokument

Bei der Gründung einer E-EGe ist ein Gründungsdokument (Vertrag oder Statut) zu verfassen, dass mindestens folgende Regelungen enthalten muss:

1. Beschreibung der Funktionsweise der Erzeugungsanlage/n (allenfalls Speicheranlage/n) unter Angabe der Zählpunktnummern;
2. Verbrauchsanlagen der teilnehmenden Netzbenutzer*innen unter Angabe der Zählpunktnummern;
3. jeweiliger ideeller Anteil der teilnehmenden Netzbenutzer*innen an der Erzeugungsanlage sowie die Aufteilung der erzeugten Energie;
4. Zuordnung der nicht von den teilnehmenden Netzbenutzer*innen verbrauchten Energieeinspeisung pro Viertelstunde;
5. Datenverwaltung und Datenbearbeitung der Energiedaten der Erzeugungsanlage/n und der Verbrauchsanlagen der teilnehmenden Netzbenutzer*innen durch den Netzbetreiber;
6. Betrieb, Erhaltung und Wartung der Erzeugungsanlage/n sowie die Kostentragung;
7. Haftung;
8. Aufnahme und Ausscheiden von teilnehmenden Netzbenutzer*innen;
9. Beendigung oder Auflösung der E-EGe sowie die Demontage der Erzeugungsanlage/n;
10. allfällige Versicherungen.

Anmerkung: Die ursprünglich vorgesehene Einholung von rechtlicher Expertise ist in Rücksprache mit der FFG entfallen, da zum gegenwertigen Zeitpunkt (05.21) noch keine finale Gesetzgebung vorliegt. Diese würde im Zuge eines etwaigen Folgeprojekts im ersten Projektjahr eingeholt werden.

5.2 Wirtschaftliche Aspekte

E-EGe stellen eine Öffnung des Energiemarkts dar, die den neuen Eigenschaften eines dezentralisierten Energiesystems gerecht werden soll. Dies wird am besten anhand der aktuellen Situation von Verbraucher*innen und Prosumer*innen im Energiesystem dargestellt. Als Verbraucher*in von Strom setzt sich der Gesamttarif aus dem Energietarif (dieser geht an den jeweiligen Energieversorger), den Netztarifen (diese gehen an den jeweiligen Netzbetreiber) und den Steuern und Abgaben (diese gehen an den Staat) zusammen, siehe Abbildung 22. Im Regelfall kann Strom ausschließlich über das öffentliche Netz von einem Energieversorger zu einem vereinbarten Tarif bezogen werden.

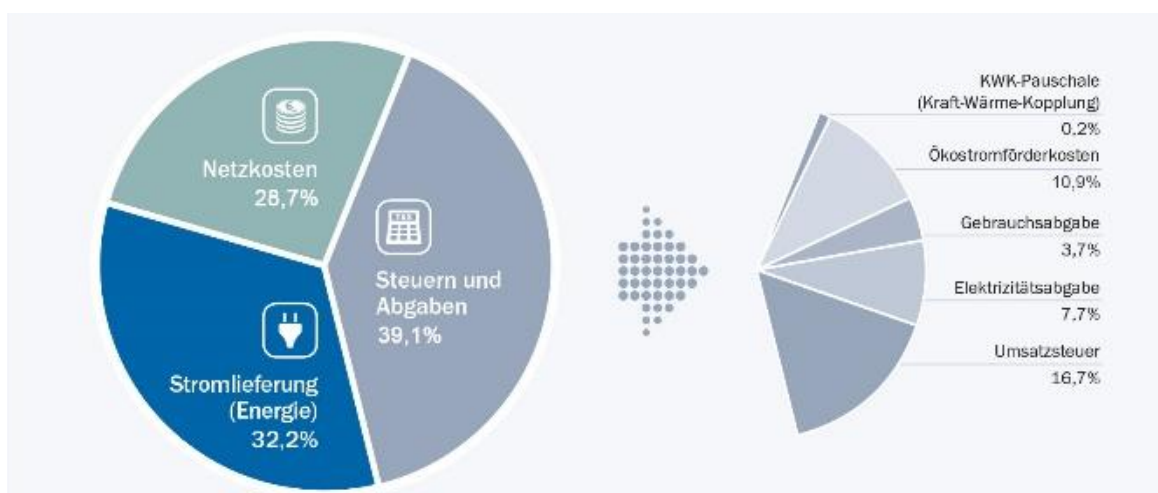


Abbildung 22: Zusammensetzung Strompreis (Republik Österreich Parlament, 2020)

Durch die Nutzung dezentraler Erneuerbarer wurden ehemals passive Verbraucher*innen zu aktiven Prosumer*innen, doch sind deren Möglichkeiten zur Nutzung der erneuerbaren Erzeugung beschränkt. Neben der Nutzung der Erzeugung zur Deckung des eigenen Verbrauchs, besteht die Möglichkeit, dass Überschüsse zu geförderten Tarifen (Bundesverband PHOTOVOLTAIC AUSTRIA, 2020a), aktuell beträgt diese für Anlagen über 5 kWp 7,76 Cent/kWh, oder nach Auslaufen der Förderung zu Überschusstarifen (Bundesverband PHOTOVOLTAIC AUSTRIA, 2020b) in das öffentliche Netz eingespeist werden, diese liegen aktuell zwischen 3,09 – 7,84* Cent/kWh. Anhand dieser Tarife, im Vergleich zu den Strombezugstarifen (inkl. Steuern und Abgaben) von etwa 18,0 - 22,9 Cent/kWh (Selectra S.A.R.L., 2020), ist bereits ersichtlich, dass ein Eigenverbrauch einer Einspeisung in das öffentliche Netz zu bevorzugen ist. Dennoch ergeben sich aufgrund der Erzeugungscharakteristik der PV-Anlagen Überschüsse. In typischen Ein- und Mehrpersonenhaushalten wird (bei PV-Anlagenleistung von 3 – 8 kWp) eine Eigenverbrauchsquote von 20 – 40 % ohne weitere Maßnahmen erreicht. Ähnliches gilt auch für andere Gebäude (Teoh & Liebl, 2016) (Quaschnig & al., 2015).

E-EGe setzen nun dazu an, die lokal erzeugte Energie auch lokal zu „vermarkten“. Die wirtschaftlichen Vorteile, die sich aus der Teilnahme an der E-EGe ergeben, sind in Kapitel 5.1.2 angeführt.

In Abbildung 23 ist ein Beispiel einer möglichen Tarifgestaltung einer E-EGe dargestellt. Hinsichtlich der Abrechnung wurde dafür der Ansatz eines Delta-Tarifs gewählt, d.h. die Mitglieder bekommen den Strom aus der Energiegemeinschaft um einen gewissen Betrag (Delta-Tarif) günstiger als von ihrem regulären, bestehenden Energielieferanten (inkl. aller Netzgebühren, Abgaben und Steuern). Agieren die Mitglieder als Einspeiser*innen, erhalten sie einen Tarif, der um einen gewissen Betrag (Delta-Tarif) höher ist als der Tarif der Abnehmer*innen ihres Überschusses. Abbildung 23 veranschaulicht die Ersparnis eines Mitglieds aufgrund des Delta-Tarifs. Für die Energiegemeinschaft entstehen Einnahmen durch den Verkauf der Energie an die Mitglieder, wird Mitgliedern ein Überschuss abgenommen, sind die Kosten dafür den Einnahmen gegenüberzustellen.

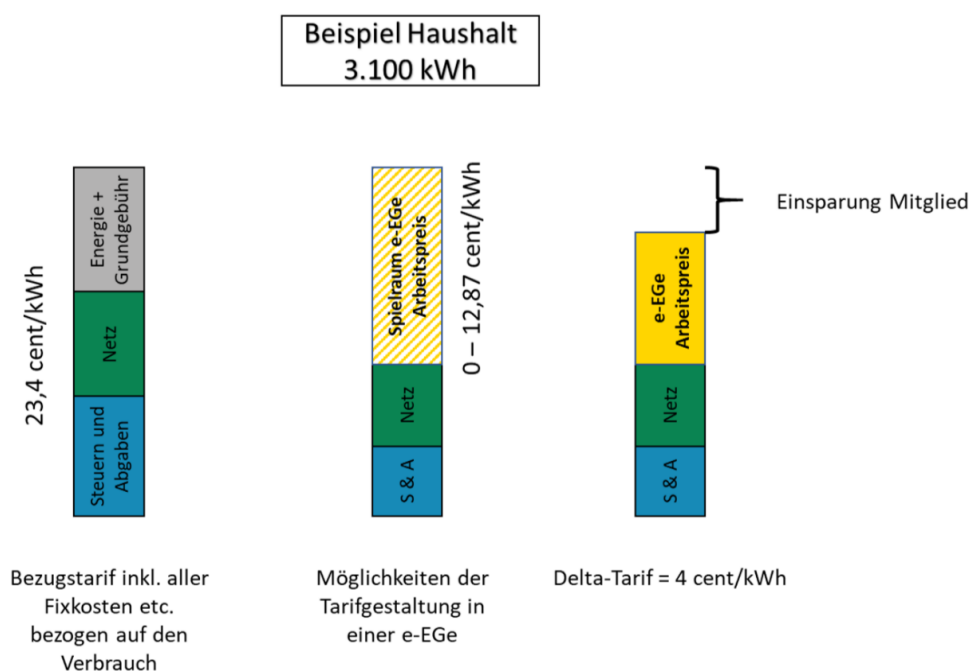


Abbildung 23: Beispiel für den Delta-Tarif in einer E-EGe (Nacht & S, 2020)

Je nach Ausgangslage (Mitgliederstruktur, Rechtsform der E-EGe, notwendige Investitionen, etc.) können verschiedene Geschäftsmodelle entwickelt werden. Tritt die E-EGe beispielsweise selbst als Investor auf, benötigt sie einen höheren Rückfluss an Einnahmen, um die Investitionen zu amortisieren. Details zu den untersuchten Tarifmodellen finden sich in Deliverable 3.1 und 4.1.

5.3 Technische Aspekte

Da für eine E-EGe das öffentliche Netz genutzt wird, halten sich die technischen Aspekte in Grenzen. Es müssen lediglich entsprechende Messgeräte (Smart Meter, etc.) vorhanden sein, um den Strombezug richtig zuordnen zu können (E-EGe bzw. öffentliches Netz). Wenn die Messgeräte nicht ohnehin bereits vorhanden sind, hat deren Installation vom Netzbetreiber zu erfolgen. Außerdem hat der Netzbetreiber die Auflage die Viertelstundenwerte der Erzeugungsanlage/n und der Verbrauchsanlagen der E-EGe zur Verfügung zu stellen (Republik Österreich Parlament, 2020).

6 Best Practice Beispiele

Um die Einbindung und sektorübergreifenden Nutzung von erneuerbarer Energie zu gewährleisten, besteht ein erheblicher technischer, aber auch organisatorischer Planungsbedarf. Für die erfolgreiche Umsetzung einer E-EGe wird dieser Planungsbedarf um eine intensive Stakeholdereinbindung noch weiter erhöht. Während das EAG kurz vor seinem Beschluss steht und somit die Umsetzung einer E-EGe im Strombereich gesetzlich geregelt wird, ist diese gesetzliche Grundlage für den Wärmebereich noch ausständig, weshalb dafür derzeit noch kaum Konzepte verfügbar sind. Ebenso ist der Einsatz der Brennstoffzelle noch nicht marktreif und nur in Demoanlagen verfügbar. Obwohl der erzeugte Wasserstoff in Verkehr und Industrie systementlastend eingesetzt werden könnte, und das E-EGe hinsichtlich Markteintritt einen wesentlichen Beitrag leisten wird, besteht diesbezüglich noch ein hoher Forschungsbedarf sowie ein Bedarf an geeigneten Betriebs- und Geschäftsmodellen. Zum aktuellen Zeitpunkt ist kein Best Practice Beispiele vorhanden, welches die verschiedenen, in Kapitel 0 beschriebenen, Einzeltechnologien mit einer entsprechenden Intelligenz systematisch im Zuge einer E-EGe mit einander kombinieren. Nachfolgend werden dennoch einige Beispiele für klimaneutrale Quartiere bzw. Plusenergiequartiere, aus Deutschland, Italien, Schweiz und Österreich, angeführt, die auf die Kombination alternativer, jedoch vergleichbarer Technologien setzen.

6.1 Wasserstoff-BHKW: Vorreiter Stadtwerk Haßfurt

Im Oktober 2016 nahm die Windgas Haßfurt GmbH & Co. KG eine Power-to-Gas-Anlage (PtG) in Betrieb. Herzstück der Anlage ist ein containergroßer PEM-Elektrolyseur des Typs Silyzer 200 von Siemens mit 1,25 MW Spitzenleistung. Die hochmoderne Anlage am Mainhafen, wie in Abbildung 24 dargestellt, wandelt überschüssigen Strom aus dem nahen Bürgerwindpark Sailerhäuser Wald sowie aus weiteren Windenergie- und Solaranlagen in erneuerbaren Wasserstoff um genannt. Pro Jahr erzeugt der Elektrolyseur eine Million Kilowattstunden des Ökogases.

Mit der erfolgreichen Inbetriebnahme eines hochinnovativen Wasserstoff-BHKW zur Rückverstromung von regenerativ gewonnenem Wasserstoff im Juni 2019 haben die Städtischen Betriebe Haßfurt die bestehende Power-to-Gas-Anlage erweitert. Erstmals ist damit in der kommunalen Praxis eine wasserstoffbasierte und CO₂-freie Speicherkette für regenerativen Strom umgesetzt worden.

Das BHKW agenitor 406 SG hat 2G Energy als anschlussfertige Containerlösung geliefert. Frank Grewe, Entwicklungsleiter von 2G Energy, erwartet einen zunehmenden Bedarf an H₂-BHKW: „Nach der ersten Installation eines H₂-BHKW bereits im Jahr 2012 am Flughafen BER in Berlin machen wir in Haßfurt den nächsten Schritt mit einem Standard-BHKW der agenitor-Baureihe, das für die wahlweise Nutzung von reinem Wasserstoff, einem Wasserstoff-Erdgas-Gemisch oder Erdgas kostengünstig angepasst wurde. Der sichere und flexible Betrieb im Rahmen einer zukünftigen breiten Nutzung von PtG-Konzepten mit BHKW ist ein wichtiger Eckpunkt für die Entwicklungsarbeit bei 2G“ (Haake, 2020).



Abbildung 24: Das H2-BHKW agenitor 406 SG von 2G (Amberg-Weiden, 2020)

6.2 Fronius Solhub - grüner Wasserstoff mit Sonnenenergie

Der Fronius Solhub ist die Systemlösung zur Erzeugung, Speicherung, Verteilung sowie Rückverstromung von grünem Wasserstoff. Diese innovative Anlage ermöglicht u.a. Kommunen, Gewerbe- und Industriebetrieben eine nachhaltige Mobilitäts- und Energielösung. Jede einzelne Anlage wird maßgeschneidert nach dem individuellen Bedarf geplant und errichtet sowie darüber hinaus gewartet und betreut. Die 30 Fuß (9,14 m) Container können beliebig skaliert und multipliziert werden.

Features:

- Abwärmenutzung
- Energiespeicher
- Produktion von eigenem, grünem Wasserstoff
- schlüsselfertige Komplettlösung
- bedarfsorientierte Modularität

Mittels Elektrolyse wird aus Sonnenstrom und Wasser grüner Wasserstoff erzeugt. Dieser wird gespeichert und steht zur Betankung von H₂-Fahrzeugen zur Verfügung. Der Wasserstoff kann saisonal gespeichert werden. Bei Bedarf wird er mittels Brennstoffzelle wieder in Strom und Wärme umgewandelt (Fronius, 2020b). Abbildung 25 zeigt ein Foto des Fronius SOLHUB als Komplettlösung in Thalheim bei Wels.



Abbildung 25: Der Fronius SOLHUB als Komplettlösung (Fronius, 2020b)

6.3 H₂ Industries: LOHC-Technologie macht Wasserstoff zum sicheren Stromspeicher

Durch die innovativen Lösungen von H₂-Industries ist die Verwendung hochexplosiven Wasserstoffgases in der Stromspeichertechnik einfach, sicher und effektiv. Mit der LOHC-Technologie lassen sich große Strommengen speichern, transportieren und wieder freisetzen. Wasserstoff kann mit erneuerbaren Energien hergestellt werden. Wird er verbrannt, entstehen keine Schadstoffe. H₂-Industries baute darauf auf, die LOHC-Speichertechnologie macht den Umgang mit dem Energieträger Wasserstoff möglich. Das Gas kann in großen Mengen gespeichert, transportiert und wiederverwendet werden. Die LOHC-Technologie beruht auf Liquid Organic Hydrogen Carrier, einer ölartigen organischen Substanz, die Wasserstoff chemisch bindet. Verschiedene Substanzen sind dafür denkbar, H₂-Industries nutzt Dibenzyltoluol, das in seinen physikalisch-chemischen Eigenschaften dem Diesel sehr ähnlich ist. Die chemische Speicherung von Wasserstoff im LOHC ermöglicht eine Lagerung unter Umgebungsdruck ($p = 1 \text{ bar}$) und Normaltemperatur ($T = 20^\circ \text{ C}$). Der so gespeicherte Wasserstoff ist somit nicht flüchtig und eine Selbstentladung findet nicht statt. Das LOHC kann beliebig oft mit Wasserstoff be- und entladen werden. Abbildung 26 zeigt die LOHC-Wertschöpfungskette von H₂ Industries als Beispiel für eine Gesamtlösung (H₂ Industries, 2020).

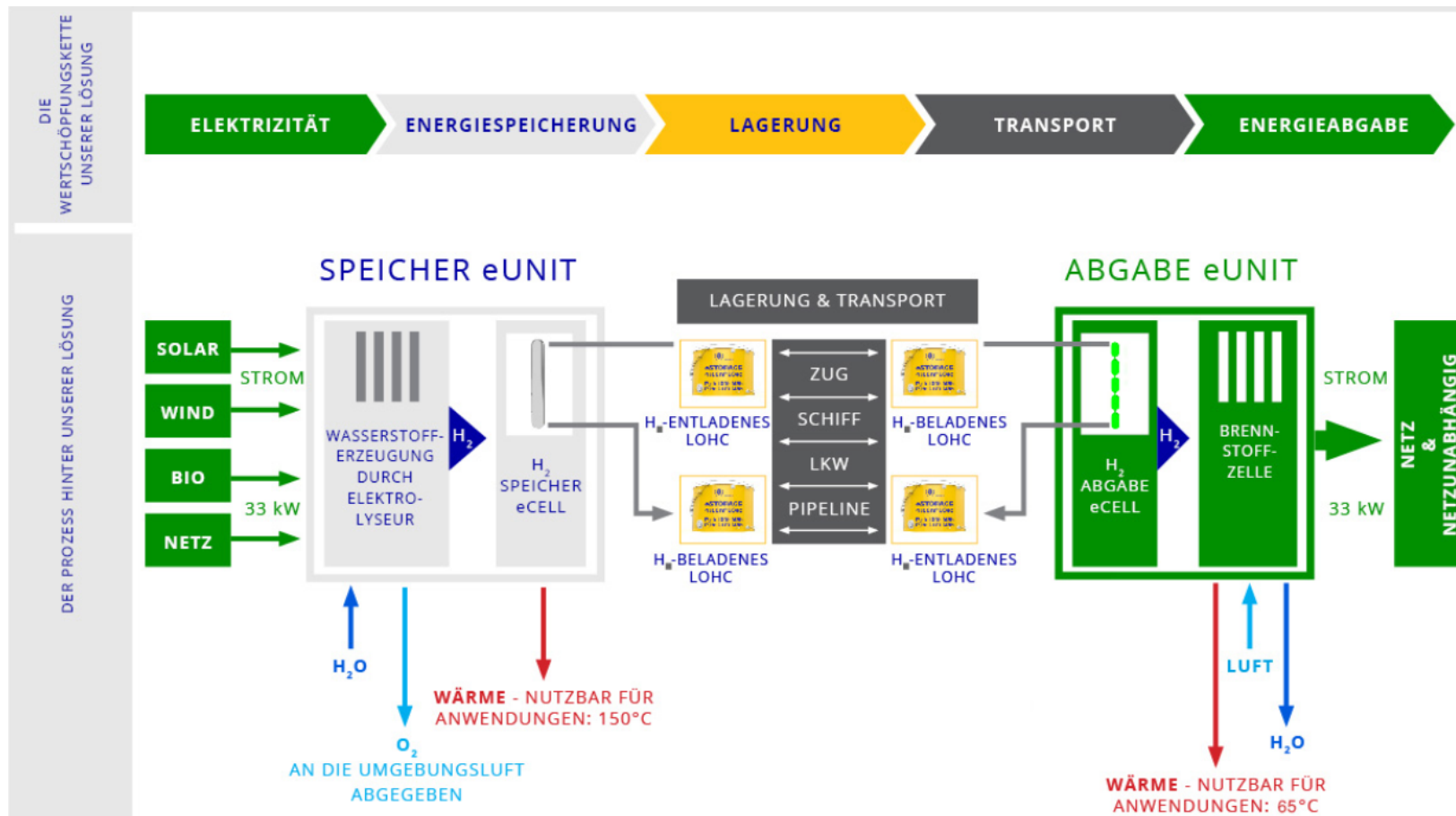


Abbildung 26: LOHC-Wertschöpfungskette von H2 Industries als Beispiel für eine Gesamtlösung (H2 Industries, 2020)

Hydrieren des LOHC

Die Energiespeicherlösungen von H2-Industries arbeiten mit der Beladung (Hydrierung) und Entladung (Dehydrierung) des LOHC, wobei Be- und Entladung zwei unabhängige Prozesse sind. Von besonderer Bedeutung ist dabei die besondere Katalysatortechnik, die gemeinsam mit einer der führenden Forschungseinrichtungen auf dem Gebiet – dem Leibniz-Institut für Katalyse (LIKAT) – entwickelt wurde. Der chemische Prozess zum Speichern von Wasserstoff im LOHC wird unter Druck durchgeführt. So kann ein Elektrolyseur den Wasserstoff direkt liefern, eine zusätzliche energieintensive Kompression ist unnötig. Die chemische Reaktion, mit der der Wasserstoff im LOHC gebunden wird, findet in einer Hydriereinheit mit einer Schüttung aus porösen Edelmetallkatalysatoren und dosiertem LOHC statt. Bei dieser exothermen Reaktion wird Wärme freigesetzt, die in nachgeschalteten Prozessen weiter verwertet wird. Das mit Wasserstoff beladene LOHC+ (Perhydro-Dibenzyltoluol) wird schließlich in den Lagertank gepumpt (H2 Industries, 2020).

LOHC-Freisetzung

Die Rückgewinnung des Wasserstoffs aus dem beladenen LOHC+ findet bei einer Temperatur von 250 bis 300 °C statt. Für diese endotherme Reaktion wird Wärme benötigt, die innerhalb des Reaktionsprozesses bereitgestellt wird. Der Freisetzungsprozess findet in einer Dehydrierungseinheit mit einem Katalysator statt. Hier wird die chemische Bindung zwischen Energieträger und Wasserstoff wieder gelöst. Der Wasserstoff wird gasförmig dem Reaktor entnommen und direkt in einer Brennstoffzelle in Strom umgewandelt. Das entladene LOHC- (Dibenzyltoluol) wird in einem Tank gelagert, bis es wieder benötigt wird. Der LOHC-Kreislauf ist geschlossen. Ein Liter LOHC speichert in Form von Wasserstoff eine Kilowattstunde elektrischer und eine Kilowattstunde thermischer Energie. Bei der Rückverstromung durch eine Brennstoffzelle wird die elektrische Energie erneut zur Verfügung gestellt. Die Vorteile der LOHC-Technologie von H2-Industries sind ihre Umweltfreundlichkeit, unbegrenzte Speicherkapazität, Wiederaufladbarkeit und Stabilität im Einsatz (H2 Industries, 2020).

6.4 Green Factory – Alois Müller GmbH

Die Alois Müller GmbH betreibt mit ihrer Green Factory in Ungerhausen, Deutschland, eine Best-Practice Produktionsanlage hinsichtlich Energie- und Ressourceneffizienz. Das Dach der Produktionsanlage ist mit einer 1,2 MWp PV Anlage ausgestattet, welche laut eigenen Angaben rund zwei Drittel der benötigten Energie am Standort deckt. Über intelligentes Lastmanagement werden stromintensive Maschinen bzw. Prozessschritte dann genutzt, wenn dieser Strom am Dach produziert wird. Dazu werden ein Enterprise-Ressource-Planning (ERP-System) und aktuellen Wettervorhersage eingesetzt. Ergänzt wird dieses Vorgehen durch eine 230 kWh Batterie zur Speicherung überschüssiger elektrischer Energie bzw. wird auch noch ins öffentliche Netz eingespeist. Neben der Stromerzeugung erfolgt die Wärmeerzeugung in der Energiezentrale der Green Factory über ein Ökogas BHKW mit 220 kW elektrischer Leistung und 250 kW Wärme bzw. über einen Holzpelletkessel. Als Back-Up bei Redundanzen und Spitzenlasten steht ein mit Ökogas betriebener Gaskessel zur

Verfügung. Zudem steht ein Pufferspeicher mit 100.000 l zur Verfügung. Dieser kann auch mittels Solarstrom über einen elektrisch betriebenen Heizstab mit Wärme zur Speicherung befüllt werden. Das benachbarte Unternehmen CB stone-tec GmbH ist ebenfalls an das Wärmesystem der Green Factory angeschlossen. Abgerundet wird das Gesamtsystem mit 10 Ladepunkten einer E-Ladestation mit 100 % Sonnenstrom (Alois Müller GmbH, 2020).

6.5 Weitere Beispiele

Energie- und Gewerbepark Gams

In Gams wurde mittels Kombination aus PV-Anlagen, Wärmepumpen und intelligenter LED-Beleuchtung ein Gewerbepark errichtet, der ein Mehrfaches an Solarenergie produziert als seine Mieter*innen für Strom und Heizung selbst benötigen. Im Jahr wurde ein Stromüberschuss von ca. 350 MWh bzw. 457 % erzielt. Dafür wurde dem Gewerbepark im Jahr 2018 auch der Solarpreis in der Kategorie Plus-Energie-Bau verliehen (Tagblatt, 2021).

Gemeinschaftsspeicher Projekt LEAFS

In Heimschuh wurde ein Gemeinschaftsspeicher umgesetzt und erprobt. Mehrere Haushalte mit PV-Anlagen nutzen den Lithium-Ionen-Stromspeicher (ca. 100 kWh) zur Eigenverbrauchserhöhung sowie der Netzbetreiber zur Spannungsregulierung im Niederspannungsnetz (APA – Austria Presse Agentur eG, 2020).

Quartierspeicher Groß-Umstadt:

In Umstadt wurde ein großer Batteriespeicher als „Quartierspeicher“ vor Ort eingerichtet, an den 25 Haushalte der Solarsiedlung angeschlossen sind. Nach erfolgreicher Pilotphase wird nun in Kürze ein permanenter Stromspeicher im Quartier aufgestellt, der bis zu 274 kWh speichern kann. Damit können Haushalte bis zu 70 % ihres Verbrauchs mit selbst erzeugtem Strom decken. Dazu ist es möglich, mit dem überschüssigem Strom Elektrofahrzeuge zu laden (Institut für ökologische Wirtschaftsforschung GmbH, 2021).

CellCube/Enerox Referenzen:

Zwar nicht in einem Gewerbepark aber zur intelligenten netzunabhängigen Stromversorgung von 600 Haushalten und lokalen Unternehmen wird in Winterthur ein Redox-Flow Speicher (200 kW/400 kWh) eingesetzt. Die Grundversorgung an diesem Standort wird durch die Einbindung erneuerbarer Energien (PV und Wind) gewährleistet. Die Versorgung von elektrischen Ladestationen ist ebenfalls Teil des Gesamtkonzepts. Darüber hinaus wurden in Tussenhausen (200 kW/400 kWh) und in Terna (400 kW/1200 kWh) Redox-Flow Speicher zur Frequenzregulierung und Netzstabilisierung installiert. Der Stand der Technik bzw. des Wissens der in diesem Projekt primär adressierten Technologien/Systeme/Konzepte wird nachfolgend beschrieben (Enerox GmbH, 2021).

7 Fazit

Um die europäischen Klimaziele zu erreichen, ist der vermehrte Einsatz von erneuerbaren Energieträgern unumgänglich. Darüber hinaus ist eine Flexibilisierung und digitale Vernetzung im Bereich der Energieversorgung notwendig, um deren Potentiale optimal zu nutzen. Gebäude und Gebäudeverbände eignen sich zur Stabilisierung der Energieversorgung und werden künftig als aktive Knotenpunkte in dezentralen Energiesystemen fungieren. Das Projekt REC-Businesspark widmet sich der Konzeptionierung eines Zero-Emissions- bzw. Plus-Energie-Gewerbeparks in der Stadtgemeinde Weiz. Damit der gegenständliche Gewerbepark in seiner Jahresbilanz in der Strom- sowie Wärmeversorgung klimaneutral wird, wurden in den nachfolgenden Deliverables 3.1, 4.1. und 5.1 entsprechende Geschäfts- und Betriebsmodelle, auf Basis der in diesem Deliverable erarbeiteten technischen, wirtschaftlichen und rechtlichen Rahmenbedingungen, sowie der durchgeführten Stakeholdereinbindung, definiert, berechnet und analysiert.

Ein besonderes Augenmerk zur erfolgreichen Implementierung des ersten österreichischen Erneuerbare-Energiegemeinschaften Gewerbe- und Industrieparks muss auf die Stakeholdereinbindung gelegt werden. Wie in Kapitel 2 gezeigt wurde, ist es speziell für die Umsetzung einer E-EGe von besonderer Bedeutung aufbauend auf einer Projektumfeldanalyse die identifizierten Stakeholder und Stakeholdergruppen entsprechend in den Umsetzungsablauf einzubinden. Dabei nehmen unterschiedliche Stakeholdergruppen, unterschiedliche Rollen ein, haben unterschiedlichen Einfluss auf das Gelingen bzw. Misslingen des Projekts und müssen dementsprechend zu unterschiedlichen Zeitpunkten in unterschiedlicher Intensität eingebunden werden. Daher wurden die entsprechenden Stakeholder für den REC-Businesspark und deren Rollen identifiziert und dienen als Basis für die in den nachfolgenden Deliverables erarbeiteten Geschäfts- und Betriebsmodelle.

Als potentiell Fokusgebiet wurde bei der Antragsstellung zur Sondierungsstudie der REC-Businesspark identifiziert. Der REC-Businesspark mit der vorhandenen Anrainer*innenstruktur, der geplanten Umsetzung eines Gewerbeparks inkl. potentieller Erweiterungsfläche und der entsprechenden Möglichkeiten zur maßgeschneiderten Auslegung des Bebauungsplans wurden als optimal erachtet. Der Standort brachte sämtliche Anforderungen für die Implementierung eines Vorzeigeprojekts für innovative und umweltschonende Gewerbe- und Industrieparks mit, um in der Jahresbilanz seiner Strom- und Wärmeversorgung klimaneutral zu sein. Diese Ausgangslage wurde in Kapitel 3 im Detail dargestellt.

Um das ehrgeizige Ziel eines klimaneutralen Gewerbeparks mit 0 % CO₂ Ausstoß sowie 100 % Eigendeckung bei der energetischen Versorgung des Gewerbeparks zu erreichen, sind Einzeltechnologien notwendig, welche durch entsprechende Intelligenz systematisch im Zuge einer E-EGe miteinander kombiniert werden müssen. Durch die Nutzung dezentraler erneuerbarer Energien werden ehemals passive Verbraucher*innen zu aktiven Prosumer*innen. Neben der Nutzung von lokal erzeugter erneuerbarer Energie zur Deckung des eigenen Verbrauchs wird zukünftig im Rahmen von E-EGes diese lokal erzeugte Energie

auch lokal vermarktet. Dazu bedarf es auch der Möglichkeit zur Energiespeicherung, z.B. in Form von Wasserstoff. Es sind ein Elektrolyseur zur Wasserstoffherzeugung, sowie eine Brennstoffzelle oder ein Wasserstoff-BHKW zur Rückumwandlung des Wasserstoffs, notwendig. Im stationären Bereich kommen Brennstoffzellen bzw. Wasserstoff-BHKW sowohl zur Erzeugung von Strom als auch zur Erzeugung von Wärme zum Einsatz. Die Notstromversorgung im Falle eines Blackouts gehört ebenfalls zu den Anwendungsfeldern der Brennstoffzelle. Brennstoffzellen lassen sich innerhalb von Sekundenbruchteilen selbstständig in Betrieb setzen. Darüber hinaus kann der gewonnene Wasserstoff auch für den Betrieb eines Fuhrparks genutzt werden. Kapitel 0 gibt einen umfassenden, aber kompakten Überblick zu den technischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen, geht dabei über die angestrebten Technologien Photovoltaik und Brennstoffzelle hinaus und gibt auch einen umfassenden Überblick zu elektrischen Speichern und dem aktuellen Förderangebot (Stand 09.20).

Aufbauend auf den Ergebnissen der Stakeholdereinbindung, der Darstellung des Fokusgebiets und dem technischen sowie wirtschaftlichen Stand der Technik wurden in Kapitel 5 die wesentlichen Aspekte für die Umsetzung einer E-EGe (Stand 05.21) diskutiert und dargestellt. Gemeinsam mit einer umfassenden Analyse bestehender Best Practice Beispiele aus Österreich, Deutschland, Italien und der Schweiz (Stand 05.21) in Kapitel 6 wurde die Basis für die nachfolgende Erstellung eines technischen und wirtschaftlichen Gesamtkonzepts für die Umsetzung eines REC-Businessparks in Weiz gelegt. Aufbauend auf den gegenständlichen Erkenntnissen wurden zunächst in Deliverable 3.1 Geschäfts- und Betriebsmodelle für ein Gesamtkonzept erstellt, in Deliverable 4.1 die jeweiligen Maßnahmen hinsichtlich der Realisierungschance innerhalb der definierten Projektlaufzeit bewertet und abschließend in Deliverable 5.1 explizit die Maßnahmen für eine nachfolgende Umsetzung ausgearbeitet.

8 Meta-Daten

Meta-Datum	Beschreibung
Titel	Deliverable 2.1: Erarbeiten der Rahmenbedingungen
Ersteller	Rafael Bramreiter <i>Weizer Energie- Innovations- Zentrum GmbH</i>
Eigentümer	Projektkonsortium REC-Businesspark
Beschreibung	Übersicht zu und Beschreibung der Rahmenbedingungen des REC-Businessparks für die nachfolgenden Deliverable
Datum	31.05.2021
Versionsnummer	FV
Datenklassifizierung	O

9 Literaturverzeichnis

- 2G. (23. 07 2020). Abgerufen am 23. 07 2020 von <https://www.2-g.com/de/wasserstoff-bhkw/>
- Air Products. (13. 07 2020). Von <http://www.airproducts.de/Industries/Energy/Power/Power-Generation/hydrogen-fueling-stations.aspx> abgerufen
- Ajanovic, A., Haas, R., & Nakicenovic, N. (2005). *Wirtschaftliche Aspekte von Öko-Wasserstoff*. Wien: Energy Economics Group TU.
- Allgemeiner Deutscher Automobil-Club e.V. (ADAC). (10. 08 2020). *Wasserstoff-Autos: Technik, Modelle, Tests, Tankstellen*. Abgerufen am 19. 11 2020 von <https://www.adac.de/verkehr/tanken-kraftstoff-antrieb/alternative-antriebe/wasserstoffauto-so-funktioniert-es/>
- Alois Müller GmbH. (2020). *Green Factory*. Abgerufen am 20. 11 2020 von <https://alois-mueller.com/unternehmen/green-factory/>
- Amberg-Weiden, I. f. (08. 10 2020). <https://www.ingenieurmagazin.com/2019/06/27/wasserstoff-bhkw/>.
- APA – Austria Presse Agentur eG. (07. 05 2020). *Projekt LEAFS: Strom aus lokaler Erzeugung nutzen*. Abgerufen am 21. 05 2021 von https://www.ots.at/presseaussendung/OTS_20200507_OTSS0042/projekt-leafs-strom-aus-lokaler-erzeugung-nutzen-bild
- APCS. (2020). *Synthetische Lastprofile*. Abgerufen am 02. 12 2020 von www.apcs.at/de/clearing/technisches-clearing/lastprofile
- Arbter, K., Handler, M., Purker, E., Tappeiner, G., & Trattinig, R. (Jänner 2005). Das Handbuch Öffentlichkeitsbeteiligung - Zukunft gemeinsam gestalten. *ÖGUT-News 01/2005, Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft und Österreichische Gesellschaft für Umwelt und Technik (ÖGUT)*.
- Arnstein, S. (1969). A Ladder Of Citizen Participation. *Journal of the American Planning Association, Nr. 35*, S. 216-224.
- Auto, Motor und Sport. (29. 07 2021). Von <https://www.auto-motor-und-sport.de/news/hyundai-h350-fuel-cell-wasserstoff-studie-iaa-2016/> abgerufen
- aws. (2020). *aws Investitionsprämie*. (Austria Wirtschaftsservice Gesellschaft mbH) Abgerufen am 19. 11 2020 von <https://www.aws.at/corona-hilfen-des-bundes/aws-investitionspraemie/>
- Axitecsolar. (06. 10 2020). Von <https://www.axitecsolar.com/de/downloads.html> abgerufen
- Ballard. (21. 07 2020a). Abgerufen am 21. 07 2020 von https://www.ballard.com/about-ballard/publication_library/product-specification-sheets/fcgen1020-spec-sheet
- Ballard. (21. 07 2020b). Abgerufen am 21. 07 2020 von https://www.ballard.com/about-ballard/publication_library/product-specification-sheets/fcgen-h2pm-spec-sheet

Brennstoffzelle Energie. (29. 06 2020). Abgerufen am 29. 06 2020 von <http://www.brennstoffzelle-energie.de/index.php/elektrolyseure/>

Bundeskanzleramt Österreich. (2020). *Aus Verantwortung für Österreich. Regierungsprogramm 2020–2024*. Abgerufen am 24. 05 2021 von https://www.dieneuevolkspartei.at/Download/Regierungsprogramm_2020.pdf

Bundeskanzleramt Österreich. (12. 11 2020). *Regierungsprogramm 2020–2024*. Von https://www.dieneuevolkspartei.at/Download/Regierungsprogramm_2020.pdf abgerufen

Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie. (12 2020). *Betriebliche Umweltförderung im Inland*. Abgerufen am 21. 05 2021 von https://www.umweltfoerderung.at/fileadmin/user_upload/media/umweltfoerderung/Uebergeordnete_Dokumente/fri_ufi.pdf

Bundesverband PHOTOVOLTAIC AUSTRIA. (2020a). *Förderungen Österreich*. (Bundesverband PHOTOVOLTAIC AUSTRIA) Abgerufen am 21. 09 2020 von <https://pvaustralia.at/forderungen/>

Bundesverband PHOTOVOLTAIC AUSTRIA. (2020b). *PV-Strom verkaufen*. (Bundesverband PHOTOVOLTAIC AUSTRIA) Abgerufen am 21. 09 2020 von <https://pvaustralia.at/strom-verkaufen/>

CaetanoBus. (29. 07 2021). Von <https://caetanobus.pt/en/buses/h2-city-gold/#especificacoes> abgerufen

Cellcube. (13. 07 2021). Von <https://www.cellcube.com/the-cellcube-1> abgerufen

craiss.com. (2020). *Craiss*. Abgerufen am 30. Juli 2020 von [craiss.com: https://www.craiss.com/de/](https://www.craiss.com/de/)

Dachgold. (06. 10 2020a). Von <https://www.dachgold.at/photovoltaik-kosten/> abgerufen

Dachgold. (10. 06 2020b). Von <https://www.dachgold.at/gestehungskostenrechner/> abgerufen

Dachgold. (2020c). Von <https://www.dachgold.at/co2-kennzahlenrechner/> abgerufen

Eaton Electronics Division. (06 2018). Von Technical Data 10754 abgerufen

e-control. (2020). Von <https://www.e-control.at/konsumenten/service-und-beratung/toolbox/tarifkalkulator#/> abgerufen

Efoy Pro. (20. 07 2020). Abgerufen am 20. 07 2020 von <https://www.efoy-pro.com/efoy-pro/efoy-jupiter-2-5/>

electrive.net . (29. 07 2021). Von <https://www.electrive.net/2021/04/08/safra-und-symbio-vereinbaren-bau-von-1-500-h2-bussen/> abgerufen

electrive.net. (14. 09 2020). *electrive.net*. Abgerufen am 5. 10 2020 von <https://www.electrive.net/2020/09/14/saic-kuendigt-brennstoffzellen-offensive-an>

- Emcel. (21. 07 2020a). Abgerufen am 21. 07 2020 von <https://emcel.com/de/wasserstoffspeicherung/>
- Emcel. (21. 07 2020b). Abgerufen am 21. 07 2020 von <https://emcel.com/de/wasserstoffdruckbehaelter/>
- Energieagentur NRW. (13. 07 2021). Von <https://www.energieagentur.nrw/netze/speichertechnologien> abgerufen
- Energie-Experten. (13. 07 2021). Von <https://www.energie-experten.org/erneuerbare-energien/photovoltaik/stromspeicher/redox-flow-batterie> abgerufen
- Enerox GmbH. (2021). *CellCube Reference Project*. Abgerufen am 21. 05 2021 von <https://www.cellcube.com/winterthur>
- Europäische Genossenschaft FAMILY OF POWER . (2017). *Neues, optimiertes ÖV-Mobilitätskonzept HOHE TAUERN 2019-2024 - der Interkommunalen Zusammenarbeit (IKZ) HOHE TAUERN*. VKG – Verkehrsverbund Kärnten GmbH und der 12 Gemeinden der Region HOHE TAUERN.
- Europäische Kommission. (12. 11 2020). *Langfristige Strategie – Zeithorizont 2050*. Von https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2050_de abgerufen
- Europäische Union. (28. 11 2018). *Langfristige Strategie – Zeithorizont 2050*. Abgerufen am 24. 05 2021 von https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2050_de
- Figgenger, J., Haberschuss, D., Kaires, K.-P., Wessels, O., Zurmühlen, S., Sauer, D. U., & Woerner, P. (2019). *Speichermonitoring BW; Jahresbericht 2019*. Aachen: Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe, RWTH Aachen.
- Flachdachchecker. (06. 10 2020). Von <https://www.flachdachchecker.at/#/quick-check> abgerufen
- Fleischhauer, M., Greiving, S., Flex, F., Scheibel, M., Stickler, T., Sereinig, N., . . . Firus, K. (September 2012). Improving the active involvement of stakeholders and the public in flood risk management - tools of an involvement strategy and case study results from Austria, Germany and Italy . *Natural Hazards and Earth System Science, Volume 12, Issue 9*, S. 2785-2798.
- Fronius. (23. 07 2020a). Abgerufen am 23. 07 2020 von <https://www.fronius.com/de/solarenergie/kunden-partner/gewerbebesitzer/gruener-wasserstoff-mit-sonnenenergie-solhub>
- Fronius. (08. 10 2020b). Von https://www.fronius.com/de-at/austria/solarenergie/kunden-partner/gewerbebesitzer/gruener-wasserstoff-mit-sonnenenergie-solhub?gclid=EAlaIqObChMIg6370vak7AIV0QJ7Ch03pAPZEAAYASAAEgJQcfD_BwE abgerufen
- Gemeinnütziger Verein Ever-Green E-Carsharing. (2020). Angebot E-Car-Sharing.

- Goedecke, T., Böllinghaus, T., Mair, G., Holtappels, K., Duffner, E., & Jacobasch, S. (2020). *WASSERSTOFF Unser Beitrag zur Sicherheit*. Berlin: Bundesanstalt für Materialforschung und -prüfung (BAM).
- Green Tech Cluster Styria GmbH. (2020). *Energiegemeinschaften - Neue Geschäftschancen für die grüne Energiezukunft*. Graz: Green Tech Cluster Styria GmbH.
- H2 Industries. (23. 07 2020). Abgerufen am 23. 07 2020 von <https://h2-industries.com/technologie/>
- HA Hessen Agentur GmbH. (12 2012). *Wasserstoff-Tankstellen Ein Leitfaden für Anwender und Entscheider*. Hessen : HA Hessen Agentur. Von https://www.h2bz-hessen.de/mm/Wasserstofftankstellen_web.pdf abgerufen
- Haake, R. (08. 10 2020). https://www.stadt-und-werk.de/meldung_32613.html.
- Heizsparer. (20. 07 2020). Abgerufen am 20. 07 2020 von <https://www.heizsparer.de/heizung/heizungssysteme/bhkw/bhkw-grundlagen>
- Hexagonxperion. (23. 07 2020). Abgerufen am 23. 07 2020 von <https://www.hexagonxperion.com/de/produkte/hochdruckbehaelter/wasserstoffdruckbehaelter.html>
- Hillebrand, N. (2000). Projektumfeldanalyse effizient gemacht - Checklisten für die Projektumfeldanalyse. *Projektmanagement 02/2000*, S. 26-31.
- h-tech. (29. 06 2020). <https://www.h-tec.com/newsroom/downloads/>.
- Hurlbert, M., & Gupta, J. (June 2015). The split ladder of participation: A diagnostic, strategic, and evaluation tool to assess when participation is necessary. *Environmental Science & Policy Volume 50*, S. 100-113.
- Hydrogenious. (23. 07 2020a). Abgerufen am 23. 07 2020 von <https://www.hydrogenious.net/index.php/de/products-2/thestorageunit/>
- Hydrogenious. (23. 07 2020b). Abgerufen am 23. 07 2020 von <https://www.hydrogenious.net/index.php/de/products-2/>
- Hyundai Import Gesellschaft m.b.H. . (2020). *Der neue Hyundai NEXO*. hyundai.at.
- Hyundai Motor Deutschland GmbH. (21. 09 2016). *hyundai.news*. Abgerufen am 05. 10 2020 von (<https://www.hyundai.news/de/modell-news/hyundai-zeigt-h350-fuel-cell-concept-auf-der-iaa-nutzfahrzeuge/>)
- HZwei. (27. 07 2021). Von <https://www.hzwei.info/blog/2015/03/25/neue-wasserstoff-tankstelle-in-hamburg-eingeweiht/> abgerufen
- Institut für ökologische Wirtschaftsforschung GmbH. (2021). *Aktuelle Meldungen*. Abgerufen am 21. 05 2021 von <https://www.ioew.de/>

- Klima- und Energiefonds. (09 2019). *Leitfaden: Photovoltaik- und Speichieranlagen in der Land- und Forstwirtschaft*. Abgerufen am 19. 11 2020 von https://www.klimafonds.gv.at/wp-content/uploads/sites/6/Leitfaden_PVLW_2019.pdf
- Klima- und Energiefonds. (2020). *Photovoltaik-Anlagen 2020*. (Klima- und Energiefonds) Abgerufen am 19. 11 2020 von <https://www.klimafonds.gv.at/call/photovoltaik-anlagen-6/>
- Klima- und Energiefonds. (04 2021). *Leitfaden: Aktionsprogramm klimaaktiv mobil – Radverkehr und Mobilitätsmanagement*. Abgerufen am 10. 05 2021 von <https://www.umweltfoerderung.at/betriebe/mobilitaetsmanagement-eler.html>
- Kommunalkredit Public Consulting. (01 2021). *E-Mobilitätsmanagement, E-Flotten und E-Logistik*. Abgerufen am 15. 02 2021 von https://www.umweltfoerderung.at/fileadmin/user_upload/media/umweltfoerderung/Dokumente_Betriebe/Fahrzeuge__Mobilitaet__Verkehr/UFI_Standardfall_Infoblatt_E-Mob.pdf
- Kulmer, B. (17. 11 2020). Interview zur Mobilität in Kleinstädten. (R. Bramreiter, Interviewer) Graz/Weiz.
- Land Steiermark. (06 2020). *Amtlich anerkannte Energieberatungsstellen*. Abgerufen am 19. 11 2020 von https://www.technik.steiermark.at/cms/dokumente/11413602/d915f27c/Amtlich%20anerkannte%20Energieberatungsstellen%206_2020.pdf
- Linde. (13. 07 2020). Von https://www.linde-gas.at/de/anwendungen/wasserstoff_technologie/wasserstoff_tankstellen/index.html abgerufen
- MotorTalk . (29. 07 2021). Von <https://www.motor-talk.de/news/wasserstoff-busse-fuer-olympia-in-tokio-t5843800.html> abgerufen
- Nacht, T., & S, L. (2020). *LEC Steyr: Wirtschaftliche Bewertung von erneuerbaren Energiegemeinschaften*,. Von Nacht T., Lassacher S, LEC Steyr: Wirtschaftliche Bewertung von erneuerbaren Energiegemeinschaften, 2020, <https://smartcities.at/stadt-projekte/smart-cities/#local-energy-community-in-der-stadtgemeinde-steyr> abgerufen
- Nowak, W., & Arthkamp, J. (2010). *BHKW-Grundlagen*. Berlin: ASUE Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V.
- Nprox. (23. 07 2020). Abgerufen am 23. 07 2020 von <https://www.nprox.com/de/neuer-wasserstofftank-verfuegbar/>
- OeMAG. (2020). *Neuigkeiten*. (OeMAG) Abgerufen am 19. 11 2020 von <https://www.oemag.at/de/home/>

- Ohl, M., Özdemir, D. E., Hartmann, N., Henßler, M., & Fleischer, B. (2015). *Elektrolyse und Brennstoffzelle*. Stuttgart: Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung.
- OpenStreetMap-Mitwirkende. (2020). *Urheberrecht und Lizenz*. Abgerufen am 30. Juli 2020 von [openstreetmap.org](https://www.openstreetmap.org/copyright): <https://www.openstreetmap.org/copyright>
- Photovoltaik4all. (06. 10 2020a). Von <https://www.photovoltaik4all.de/solarmodule/astronenergy-penta-chsm6610p-270-poly> abgerufen
- Photovoltaik4all. (06. 10 2020b). Von <https://www.photovoltaik4all.de/viessmann-vitovolt-300-typ-p285-ad-poly> abgerufen
- Photovoltaik4all. (06. 10 2020c).
- Photovoltaik4all. (06. 10 2020d). Von <https://www.photovoltaik4all.de/solarmodule/trina-solar-honey-m-tsm-340de06m.08ii> abgerufen
- Photovoltaik4all. (06. 10 2020e). Von <https://www.solaranlagen-portal.de/photovoltaik/preis-solar-kosten.html#!> abgerufen
- Powercell. (21. 07 2020a). Abgerufen am 21. 07 2020 von <https://www.powercell.se/en/products-and-services/fuel-cell-stacks/>
- Powercell. (21. 07 2020b). Abgerufen am 21. 07 2020 von <https://www.powercell.se/en/products-and-services/fuel-cell-systems/>
- PV Austria. (19. 10 2020). Von <https://www.pvaustria.at/strom-verkaufen/> abgerufen
- Quaschnig, V., & al., e. (2015). *Dezentrale Solarstromspeicher für die Energiewende*. Berlin: HTW Berlin.
- Rampini. (29. 07 2021). Von https://www.rampini.it/de/busse-spezialitafahrzeug_4/categorie/e-bus-wasserstoffbus-fur-den-personennahverkehr_1/ abgerufen
- Rauer, J. (2019). *Verkehrskonzept Weiz – ÖV- & Radkonzept – Maßnahmenkonzept – Bahnhalltestelle „Elin Motoren“ und Geh- und Radweganbindung Naas – St. Ruprecht (Haupttradrouten 1) – Geh – und Radwegbrücke über OUF (Teil 1) Preding*.
- Republik Österreich Parlament. (16. 09 2020). *Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz – EAG; Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzespaket – EAG-Paket (58/ME)*. Abgerufen am 21. 09 2020 von https://www.parlament.gv.at/PAKT/VHG/XXVII/ME/ME_00058/index.shtml
- Schuster, M., Steinacher, I., & Link, C. (2021). *Marktübersicht Elektro- und Wasserstoffbusse*. Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie.
- Selectra S.A.R.L. (2020). *Holen Sie sich Expertentipps zu Strompreis*. (Selectra S.A.R.L.) Abgerufen am 21. 09 2020 von <https://selectra.at/energie/tipps/strompreis>

- Siemens. (21. 07 2020). Abgerufen am 21. 07 2020 von <https://new.siemens.com/global/de/produkte/energie/erneuerbare-energien/hydrogen-solutions.html#Portfolio>
- Smolinka, T. (2018). *Studie IndWEde; Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme*. Berlin: NOW GmbH; Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie.
- Solaranlage Ratgeber. (06. 10 2020). <https://www.solaranlage-ratgeber.de/photovoltaik/photovoltaik-wirtschaftlichkeit/photovoltaik-anschaffungskosten>. Von <https://www.solaranlage-ratgeber.de/photovoltaik/photovoltaik-wirtschaftlichkeit/photovoltaik-anschaffungskosten> abgerufen
- Solaranlagen ABC. (06. 10 2020). Von <https://www.solaranlagen-abc.de/kosten-photovoltaikanlage/> abgerufen
- Statistik Austria. (06. Juli 2020). *Statistik des Bevölkerungsstandes, Erstellt am 06.07.2020*. Abgerufen am 30. Juli 2020 von https://www.statistik.at/wcm/idc/idcplg?IdcService=GET_NATIVE_FILE&RevisionSelectionMethod=LatestReleased&dDocName=123069
- Sunfire. (23. 07 2020). Abgerufen am 03. 07 2020 von <https://www.sunfire.de/de/produkte-und-technologie/sunfire-hylink>
- Super B. (13. 07 2021a). Von <https://www.super-b.com/de/lithium-eisenphosphat-batterien/vorteile-lithiumbatterien> abgerufen
- Super B. (13. 07 2021b). Von <https://www.super-b.com/de/produkte/nomia-12v210ah> abgerufen
- Tagblatt. (2021). *Tagblatt.ch*. Abgerufen am 21. 05 2021 von <https://www.tagblatt.ch/>
- Teoh, M., & Liebl, V. (2016). *Leitfaden zu PV-Eigenverbrauchsmodellen, Projekt PV-Financing*. Bundesverband PHOTOVOLTAIC AUSTRIA.
- The Indian Express . (29. 07 2021). Von <https://www.financialexpress.com/auto/gallery/tata-motors-starbus-how-indias-first-hydrogen-fuel-cell-bus-works/photos/1100192/> abgerufen
- The San Diego Union-Tribune. (27. 07 2021). Von <https://www.sandiegouniontribune.com/business/story/2020-09-15/san-diego-to-get-more-stations-for-hydrogen-fuel-cell-vehicles> abgerufen
- Thyssen Krupp. (20. 07 2020). Abgerufen am 20. 07 2020 von <https://www.thyssenkrupp-uhde-chlorine-engineers.com/en/products/water-electrolysis-hydrogen-production/power-to-gas>
- TU Wien. (06. 10 2020). www.tausendundeindach.at.

- TÜV Süd. (21. 07 2020). <https://www.tuvsud.com/de-de/indust-re/wasserstoff-brennstoffzellen-info/wasserstoff/speicherung-von-wasserstoff>. Abgerufen am 21. 07 2020 von <https://www.tuvsud.com/de-de/indust-re/wasserstoff-brennstoffzellen-info/wasserstoff/speicherung-von-wasserstoff>
- Unterberger, J. (2018). *Partizipative Governance im Absiedlungsprozess: mit Fokus auf das Hochwasser im Eferdinger Becken (OÖ)*. Graz.
- Varta. (02. 08 2021). Von https://www.varta-ag.com/de/industrie/produktloesungen/lithium-ionen-batterie-packs-details?gclid=CjwKCAjwr56lBhAvEiwA1fuqGrw9KKmcCboVQBbBFFjLRs47gmaDt1LmMy03kpoRxvaZxBOJh6vhxhoCt6wQAvD_BwE abgerufen
- Walk, H. (2011). Partizipationsformen und neue Beteiligungsprojekte im Rahmen des Governancebegriffs. In J. Z. Kurt Beck, *Mehr Bürgerbeteiligung wagen - Wege zur Vitalisierung der Demokratie* (S. 63-74). VS Verlag für Sozialwissenschaften | Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH 2011.
- Wystrach. (13. 07 2021). Von <https://www.wystrach.gmbh/produkt-wyrefueler.html> abgerufen

10 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Projekt und Umfeld, sowie Ziele von Projekten und dem Umfeld (Hillebrand, 2000)	5
Abbildung 2: Grob Ablauf der Analyse (Hillebrand, 2000)	7
Abbildung 3: Beteiligungsleiter nach Arnstein (Unterberger (2018) in Anlehnung an Arnstein (1969))	9
Abbildung 4: Stufen der Öffentlichkeitsbeteiligung (Arbter, Handler, Purker, Tappeiner, & Trattinig, 2005).....	10
Abbildung 5: Darstellung des Gewerbegebiets	13
Abbildung 6: Beispiel eines Betriebsmodells des Gewerbe parks	15
Abbildung 7: Preisentwicklung von Photovoltaikanlagen (Photovoltaik4all, 2020e).....	30
Abbildung 8: Kosten für Photovoltaikanlagen in Österreich (Dachgold, 2020a)	31
Abbildung 9: Normierte Endkundensystempreise von Lithium-Ionen Speichersystemen in Abhängigkeit von der nutzbaren Batteriekapazität (links) und durchschnittliche Ausgaben der Antragstellenden pro Speichersystem (rechts) (Figgener, et al., 2019).....	35
Abbildung 10: Schematischer Aufbau einer Elektrolyse-Zelle mit Protonenaustauschmembran (Ohl, Özdemir, Hartmann, Henßler, & Fleischer, 2015)	36
Abbildung 11: Roadmap mit der Entwicklung der spezifischen Investitionskosten [€/kW] (Smolinka, 2018)	42
Abbildung 12: Entwicklung des elektrischen Energieverbrauches bei der PEMEL (PEM-Elektrolyse), AEL (Alkalische Elektrolyse) und HTEL (Hochtemperatur-Elektrolyse) (Smolinka, 2018).....	43
Abbildung 13: Prognose der Lebensdauer der Stacks bei der PEMEL (PEM-Elektrolyse), AEL (Alkalische Elektrolyse) und HTEL (Hochtemperatur-Elektrolyse) (Smolinka, 2018).....	43
Abbildung 14: CAPEX (spezifische Investitionskosten) [€/Nm ³ /h] (Smolinka, 2018)	44
Abbildung 15: Jährliche Wartungs- und Instandhaltungskosten (fixe OPEX) [€/a je kW] (Smolinka, 2018)	44
Abbildung 16: Kosten der Aufbereitung und Verdichtung von Wasserstoff (Ajanovic, Haas, & Nakicenovic, 2005).....	50
Abbildung 17: Kosten der Aufbereitung und Verflüssigung von Wasserstoff (Ajanovic, Haas, & Nakicenovic, 2005).....	51
Abbildung 18: Kosten der Speicherung und Abgabe von Wasserstoff (Ajanovic, Haas, & Nakicenovic, 2005).....	51

Abbildung 19: Schematische Darstellung einer Brennstoffzelle (Ohl, Özdemir, Hartmann, Henßler, & Fleischer, 2015).....	52
Abbildung 20: Systemvergleich: getrennte Erzeugung von Strom und Wärme – BHKW (Nowak & Arthkamp, 2010)	59
Abbildung 21: Funktionsweise des Fronius SOLHUB (Fronius, 2020a)	63
Abbildung 22: Zusammensetzung Strompreis (Republik Österreich Parlament, 2020)	74
Abbildung 23: Beispiel für den Delta-Tarif in einer E-EGe (Nacht & S, 2020)	75
Abbildung 24: Das H2-BHKW agenitor 406 SG von 2G (Amberg-Weiden, 2020)	77
Abbildung 25: Der Fronius SOLHUB als Komplettlösung (Fronius, 2020b).....	78
Abbildung 26: LOHC-Wertschöpfungskette von H2 Industries als Beispiel für eine Gesamtlösung (H2 Industries, 2020)	79

11 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Stakeholdergruppen und -einbindung (Arbter, Handler, Purker, Tappeiner, & Trattng, 2005).....	11
Tabelle 2: Übersicht Fördermöglichkeiten nach Förderungsnehmer	16
Tabelle 3: Sonderförderung „aws Investitionsprämie“ (aws, 2020).....	17
Tabelle 4: PV Anlagen - Klima- und Energiefonds (Klima- und Energiefonds, 2020)	18
Tabelle 5: Investitionsförderung PV Anlagen – OeMAG (OeMAG, 2020).....	19
Tabelle 6: Tarifförderung PV Anlagen – OeMAG (OeMAG, 2020).....	21
Tabelle 7: PV Anlagen – Klima- und Energiefonds (Klima- und Energiefonds, 2019)	22
Tabelle 8: E-Mobilitätsmanagement, E-Flotten und E-Logistik (Auch Wasserstoff) - Bundesministeriums für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (Kommunalkredit Public Consulting, 2021).....	23
Tabelle 9: Mobilitätsmanagement im Rahmen des Förderprogrammes Klimaaktiv Mobil - Klima- und Energiefonds (Klima- und Energiefonds, 2021)	25
Tabelle 10: Betriebliche Umweltförderung im Inland (Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie, 2020).....	26
Tabelle 11: Übersicht über die verschiedenen Solarzellen-Typen (Ohl, Özdemir, Hartmann, Henßler, & Fleischer, 2015).....	28
Tabelle 12: Analyse/Eignung der am Markt befindlichen Photovoltaikanlagen.....	29
Tabelle 13: Elektrospeicher	34
Tabelle 14: Elektrolyseure, Teil 1	38
Tabelle 15: Elektrolyseure, Teil 2	39
Tabelle 16: Stacks.....	40
Tabelle 17: Überblick über den Stand der Technik und das Potential der Wasser-Elektrolyse (Smolinka, 2018).....	41
Tabelle 18: Überblick über die Kostenentwicklung der Wasser-Elektrolyse (Smolinka, 2018)	45
Tabelle 19: Am Markt befindliche Wasserstoffspeicher, Teil 1	48
Tabelle 20: Am Markt befindliche Wasserstoffspeicher, Teil 2.....	49
Tabelle 21: Übersicht der verschiedenen Brennstoffzellen-Typen (Ohl, Özdemir, Hartmann, Henßler, & Fleischer, 2015).....	53
Tabelle 22: Am Markt befindliche Brennstoffzellen-Typen, Teil 1.....	54
Tabelle 23: Am Markt befindliche Brennstoffzellen Stacks.....	55

Tabelle 24: Übersicht über den Stand der Technik und das Potential von Brennstoffzellen zur Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) (Smolinka, 2018).....	56
Tabelle 25: Übersicht über den Stand der Technik und das Potential von Brennstoffzellen zur Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) (Smolinka, 2018).....	57
Tabelle 26: Übersicht der Kosten von verschiedenen Brennstoffzellen-Typen zur Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) (Smolinka, 2018).....	58
Tabelle 27: Übersicht der Kosten von verschiedenen Brennstoffzellen-Typen zur Rückverstromung (Smolinka, 2018).....	58
Tabelle 28: Technische Daten des Wasserstoff-BHKWs der Firma 2G (2G, 2020).....	60
Tabelle 29: Am Markt erhältliche Wasserstoff-Tankstellen	62
Tabelle 30: Übersicht Wasserstoffbusse (Schuster, Steinacher, & Link, 2021), (CaetanoBus, 2021), (electrive.net , 2021), (The Indian Express , 2021)	65
Tabelle 31: Übersicht Wasserstoffbusse (Schuster, Steinacher, & Link, 2021), (Rampini, 2021), (CaetanoBus, 2021), (MotorTalk , 2021), (Auto, Motor und Sport, 2021).....	66

12 Anhang