

HyLiving

Saisonale Energiespeicherung im Wohnbau

Kurzstudie

Bregenz, Dezember 2020

Verfasser:

drexel reduziert GmbH
Christof Drexel
Kennelbacherstraße 36
A – 6900 Bregenz
Tel.: 0043 (0)5574 20804
office@drexelreduziert.at
www.drexelreduziert.at

Auftraggeber:

Oswald Werle Consulting GmbH

Inhalt

1	Zusammenfassung.....	5
2	Ausgangslage und Problemstellung	10
2.1	Klimaschutzziele und -erfordernisse.....	10
2.2	Winterstrom.....	10
3	Aufgabenstellung und Zielsetzung der Studie	11
4	Untersuchte Konfigurationen, technische Kennwerte	12
4.1	Konzept, schematische Darstellung	12
4.2	Gebäudetypen, Energiestandards, Verbräuche.....	13
4.3	PV-Belegungen.....	13
4.4	Batteriespeicher	15
4.5	Elektrolyseur	15
4.6	Wasserstoffspeicherung.....	15
4.6.1	Großvolumige Drucktanks.....	16
4.6.2	Handelsübliche Gasflaschen.....	16
4.6.3	Industriell gefertigte Langzylinder.....	16
4.6.4	Metallhydridspeicher	17
4.6.5	Andere Verfahren zur Speicherung von Wasserstoff	17
4.7	Brennstoffzelle	18
5	Ökonomische Recherchen	18
5.1	Investitionskosten (CAPEX)	18
5.1.1	Photovoltaik	18
5.1.2	Batteriespeicher	20
5.1.3	Elektrolyseure	20
5.1.4	Wasserstoffspeicherung.....	21
5.1.5	Brennstoffzellen	22
5.1.6	Thermische Speicher	23
5.1.7	Wärmeerzeuger	23

5.2	Reparatur-, Wartungs- und Instandhaltungskosten (OPEX)	24
5.2.1	Photovoltaik	24
5.2.2	Batteriespeicher	24
5.2.3	Elektrolyseure	24
5.2.4	Wasserstoffspeicherung.....	25
5.2.5	Brennstoffzellen	25
5.2.6	Thermische Speicher	25
5.2.7	Wärmeerzeuger	25
6	Energiekosten und Emissionen.....	25
6.1	Energiepreise.....	25
6.2	Auswirkung CO ₂ -Steuer	26
6.3	Graue Emissionen.....	27
7	Berechnungstool.....	28
7.1	Methodik der Auswertungen.....	29
8	Ergebnisse	32
8.1	Einfamilienhäuser	32
8.1.1	Bestandsgebäude mit hohem Heizwärmebedarf	32
8.1.2	Neubaustandard der letzten Jahre (mittlerer Heizwärmebedarf).....	33
8.1.3	Passivhausstandard (sehr niedriger Heizwärmebedarf)	35
8.1.4	Resümee Einfamilienhaus, Vergleich der Energiestandards	36
8.2	Mehrfamilienhäuser.....	37
8.2.1	Mehrfamilienhaus mit 10 Wohneinheiten.....	38
8.2.2	Mehrfamilienhaus mit 20 Wohneinheiten.....	39
8.2.3	Mehrfamilienhaus mit 40 Wohneinheiten.....	40
8.3	Kostenstruktur.....	41
8.4	Sensitivitäten.....	43
8.4.1	Autarkiegrad.....	43
8.4.2	Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe.....	43
8.4.3	Wirkungsgrad der Brennstoffzelle	44

8.4.4	Strompreis und Teuerung.....	45
8.4.5	CO ₂ -Steuer	45
8.4.6	Dynamische Strompreise	46
9	Energiepolitische Bedeutung.....	46
10	Abkürzungsverzeichnis	49
11	Quellennachweise.....	50

1 Zusammenfassung

Die Technologien für energieautarke Gebäude stehen zur Verfügung, erste Leuchtturmprojekte sind umgesetzt. Während heute die Werte der Unabhängigkeit und Sicherheit im Vordergrund stehen, stellt sich aus energiepolitischer Sicht auch die Frage, wie die (klimaneutrale) Energieversorgung unserer Gebäude in Zukunft grundsätzlich erfolgen soll. Auch wenn der Gebäudebestand im Jahr 2030 weniger Energie benötigen wird – mit Biomasse und Abwärme kann nur ein kleiner Teil abgedeckt werden, wodurch im Wesentlichen Strom aus Erneuerbaren für Wärmepumpen übrigbleibt. Von den Hauptlieferanten Sonne, Wind und Wasser steht wiederum saisonal bedingt vorwiegend Wind zur Verfügung. Der Winterstrombedarf wird aber (auch) durch die zu erwartende Elektrifizierung der Raumwärme weiter ansteigen, sodass der Ausbau von Windkraftanlagen im erforderlichen Ausmaß kaum realisierbar scheint.

Um das Winterstromproblem zu entschärfen, gibt es einige Ansätze; einer davon ist die dezentrale, saisonale Speicherung elektrischer Energie. Batteriespeicher sind hierfür aufgrund der hohen Kosten nicht geeignet. Deutlich wirtschaftlicher ist die Speicherung in Form von Wasserstoff, der im Sommer mittels Elektrolyse erzeugt und in der Heizperiode in der Brennstoffzelle wieder in elektrische Energie umgewandelt wird. In beiden Prozessen entsteht eine relevante Menge an Abwärme, die im Wohnbereich gut genutzt werden kann – hauptsächlich für das Warmwasser (Temperaturniveau der Brennstoffzellen-Abwärme 60°C), zu einem kleineren Teil auch für die Raumheizung (Temperaturniveau der Elektrolyse-Abwärme 35°C, im Sommer auch für die Vorwärmung des Warmwassers nutzbar). Die Energiebereitstellung erfolgt durch eine gebäudeeigene Photovoltaikanlage. Abbildung 1 zeigt die wichtigsten Komponenten und Energieflüsse.

Autarkie im Sinne eines Inselbetriebs ohne Anbindung an das öffentliche Stromnetz bietet allerdings kaum Vorteile: Zum einen liefert die PV-Anlage im Sommer Überschussstrom, der nicht zur Gänze benötigt wird und deshalb eingespeist werden sollte; zum anderen müsste das System unwirtschaftlich groß ausgelegt werden, wenn auch ein Jahrhundertwinter gut überstanden werden soll. Die Anlage bleibt also am Netz, das Wasserstoffsystem wird so ausgelegt, dass im durchschnittlichen Winter kein Netzstrom benötigt wird.

Im Rahmen dieser Kurzstudie wurde nun folgende Fragestellung untersucht: Unter welchen Bedingungen ist der ökonomische, energieautarke Betrieb von Wohngebäuden mit Hilfe von Wasserstoff möglich? Dabei stand die Marktrecherche für die Kernkomponenten im Vordergrund: Wo liegen derzeit die Preise für PV, Batteriespeicher, Elektrolyseure, Brennstoffzellen und Behälter bzw. Vorrichtungen für die Wasserstoffspeicherung? Und wie lauten die Prognosen für die nächsten 5 bis 10 Jahre?

Die Preisdegression von PV und Batteriespeichern der letzten Jahre ist gut dokumentiert und dementsprechend einfach auch für die Zukunft zu prognostizieren.

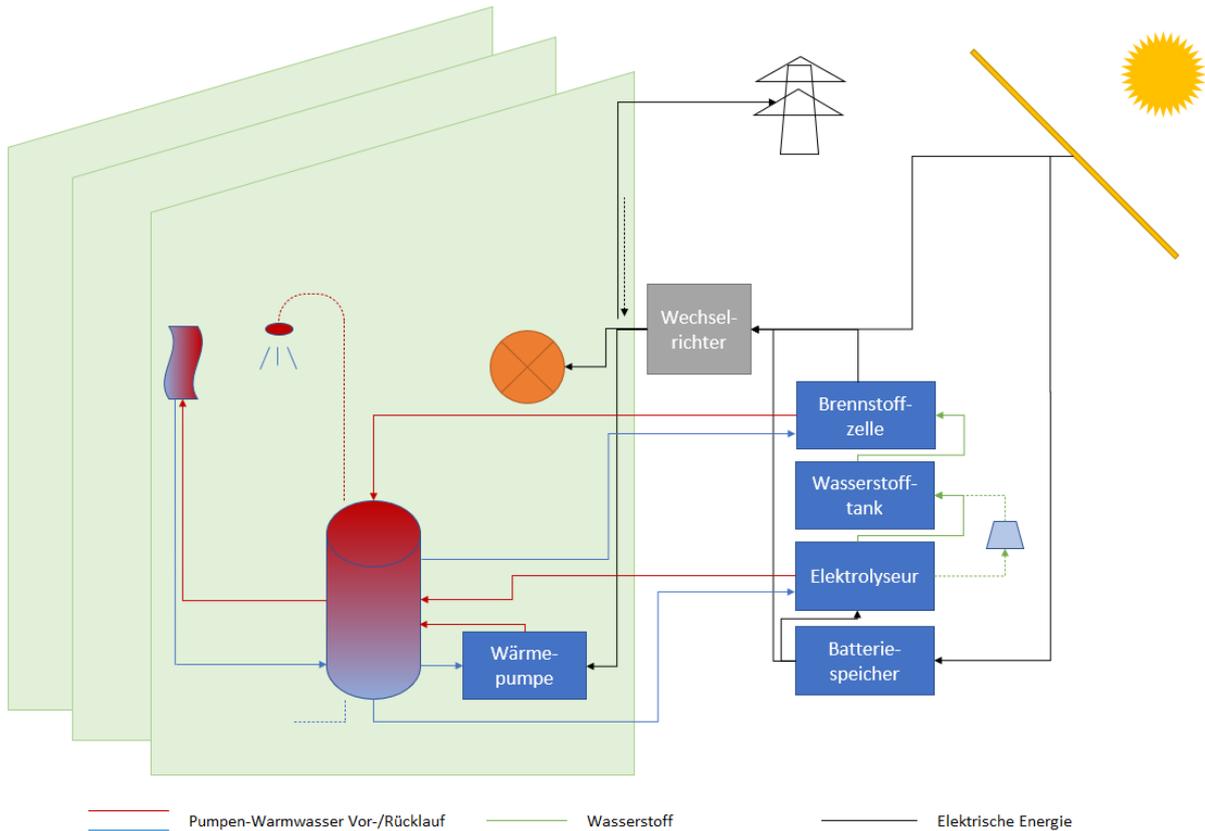


Abb. 1: Prinzipschema

Elektrolyseure und Brennstoffzellen sind in ihrer Marktdurchdringung weniger weit, derzeit aber in aller Munde, weil auf allen politischen Ebenen Wasserstoff-Strategien aus dem Boden schießen. Die technologischen und preislichen Prognosen sehen entsprechend erfreulich aus; lediglich bei der Speicherung des Wasserstoffs muss man sich derzeit noch mit bekannten, wenig innovativen Techniken behelfen (Drucktanks, handelsübliche Gasflaschen).

Abbildung 2 zeigt beispielhaft die ermittelten Preise für PV-Anlagen.

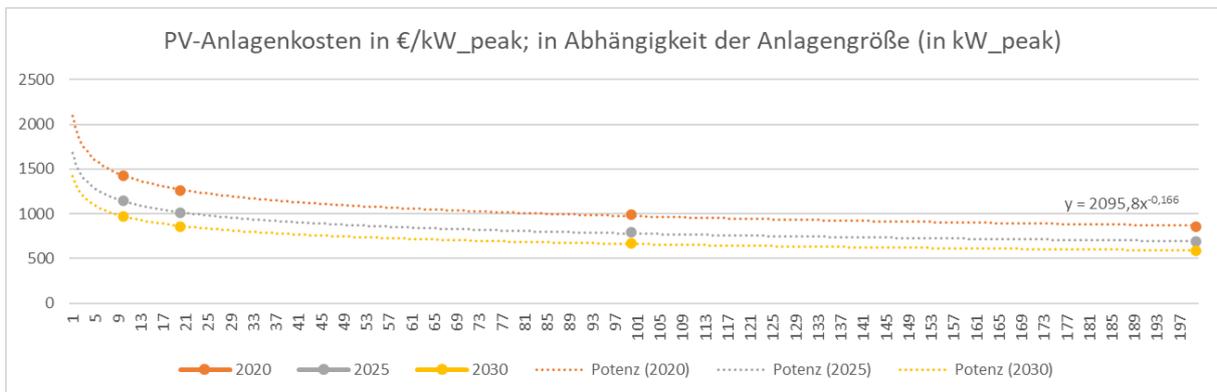


Abb. 2: Investitionskosten PV-Anlage

Die Simulation dieser sowohl technisch als auch ökonomisch komplexen Anlagenkonstellation erfordert eine Reihe von Annahmen – nicht nur, was die preisliche Entwicklung der Komponenten anbelangt, sondern auch in Bezug auf Effizienzdaten, Gas- und Strompreise (statisch oder dynamisch), Teuerungen, CO₂-Steuer und ähnliches. Für die wichtigsten dieser Parameter wurden Sensitivitätsanalysen durchgeführt.

Die technische Simulation erfolgte auf Stundenbasis. Verbrauchsprofile und Einstrahlungsdaten, sowie der Anlagenteil von Photovoltaik, Wechselrichter und Batteriesystem wurden mittels „PV-SOL“ simuliert. Die rechnerische Darstellung der Wasserstoff-Komponenten samt Wärmemanagement erfolgte in einem eigens hierfür programmierten Tool. Eine beispielhafte Auswertung der Speicherstände (Wasserstoff, thermische Speicher für Heizung und Warmwasser, Batteriespeicher) über ein Betriebsjahr ist in der Abbildung 3 zu sehen.

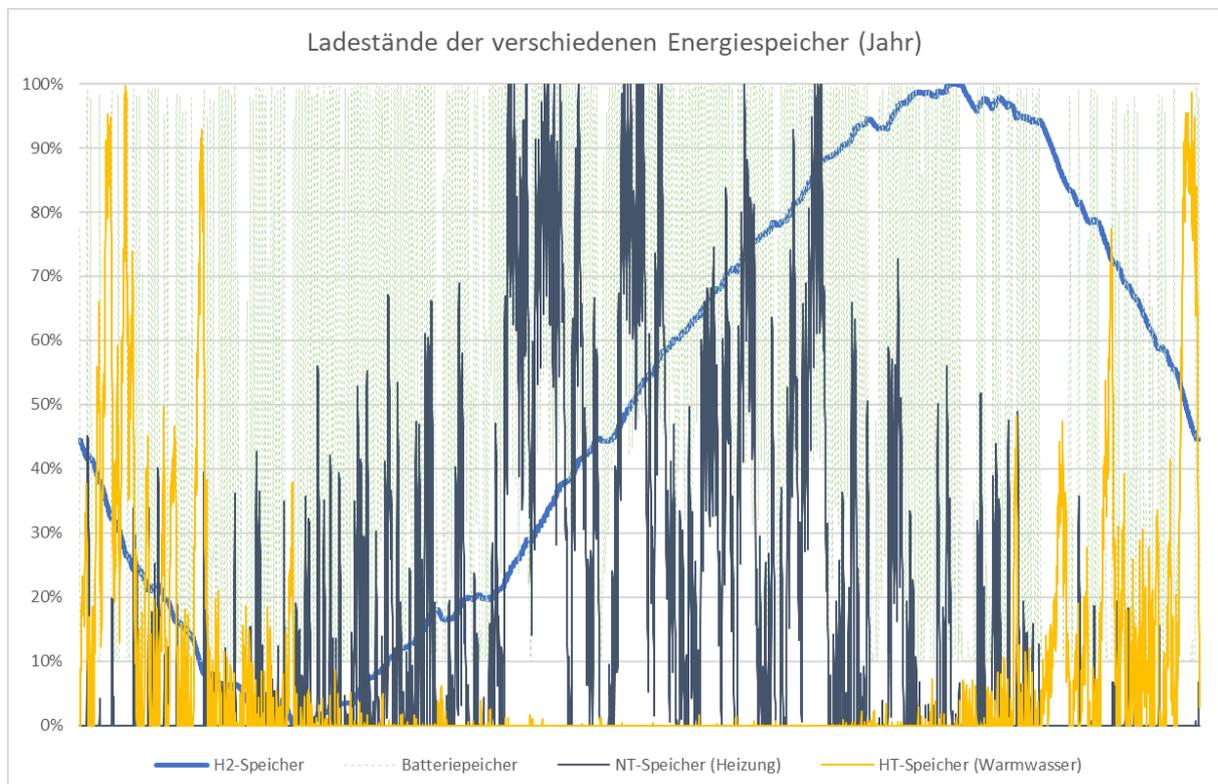


Abb. 3: Simulation der Ladestände

Folgende Gebäudearten und Energiestandards wurden betrachtet: Einfamilienhaus (EFH) mit einem Heizwärmebedarf (HWB) von 15 kWh/m²a, 50 kWh/m²a und 150 kWh/m²a; Mehrfamilienhäuser (MFH) mit 10, 20 und 40 Wohneinheiten á 80 m² Wohnnutzfläche. Für die Mehrfamilienhäuser wurde nur noch Passivhausstandard simuliert, weil die Einfamilienhaus-Varianten bereits folgende Erkenntnisse lieferten: Um das betrachtete Bestandsgebäude mit einem HWB von 150 kWh/m²a autark zu versorgen, wäre eine PV-Anlage mit etwa 22 kWp erforderlich, was auf dem Gebäude nicht unterzubringen ist. Ein HWB von 50 kWh/m²a führt zu einer

PV-Größe von 13 kWp. Die hierfür erforderliche Fläche bedingt in der Regel die Einbeziehung der Südfassade, ist aber realisierbar. Allerdings stellt sich die gesamthafte Wirtschaftlichkeit bei einem HWB von 15 kWh/m²a deutlich besser dar. Die Abbildung 4 zeigt die kumulierten Kosten über 30 Jahre; beinhaltend die Investitionskosten der Anlage (inkl. Wärmeerzeugung, ohne Wärmeverteilung), Wartungs- und Instandhaltungskosten sowie Energiekosten. Die einzelnen Balken stehen für das betrachtete System: Basisvariante ist eine Gastherme für Heizung und Warmwasser; der Haushaltsstrom wird vom Netz bezogen. Dem gegenüber gestellt wird eine Wärmepumpe; in der dritten Reihe unterstützt von einer Photovoltaikanlage mit Batteriespeicher. Balken 4, 5 und 6 zeigen die Kosten des autarken Wasserstoffsystems; Preisbasis 2020, 2025 und 2030.

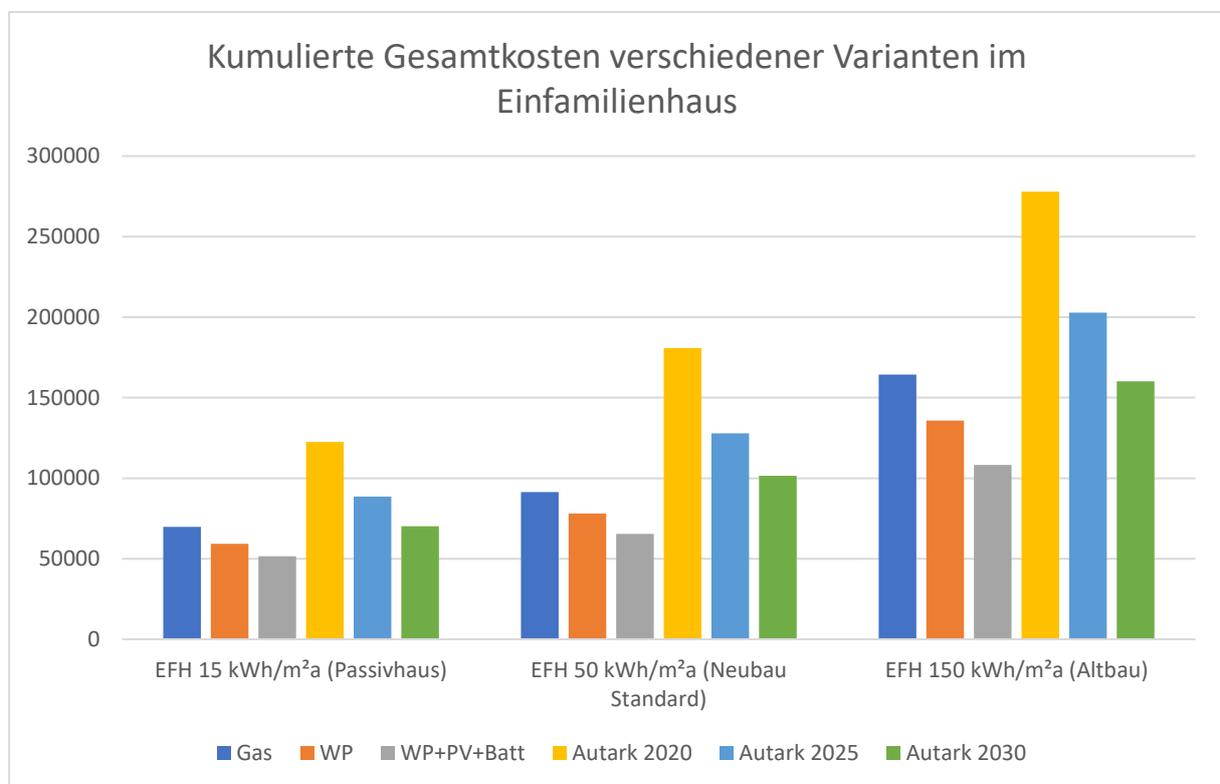


Abb. 4: Kumulierte Gesamtkosten aller Einfamilienhaus-Varianten

Vergleicht man für den Neubau die HWB 15 und 50 kWh/m²a, so zeigt sich bei den ersten drei Reihen eine Differenz von 15.000 bis 20.000 €, die üblichen Mehrkosten für Passivhausstandard lohnen sich also. Soll das Gebäude autark gemacht werden, schneidet das Passivhaus sogar um 30.000 bis 50.000 € besser ab – am wirtschaftlichsten erreicht man Autarkie im Passivhaus. Noch deutlicher kommt der Unterschied im Bestand zu tragen. Satte 150.000 € müsste man heute zusätzlich investieren, um ein unsaniertes Gebäude autark zu machen.

Am Beispiel des EFH wird also klar, dass Passivhausstandard die besten Voraussetzungen für eine wirtschaftliche Anwendung saisonaler Speicherung liefert. Je großvolumiger das Gebäude, umso schwieriger wird es aber auch, die erforderliche Fläche an PV unterzubringen: Während ein Einfamilienhaus mit 50 kWh/m²a gerade noch versorgt werden kann, ist im 3-geschossigen MFH Passivhausstandard bereits Voraussetzung, um mit der gegebenen PV-Fläche über das Jahr zu kommen. Aus diesem Grund wurden die MFH-Varianten nur im PH-Standard betrachtet.

Je größer die Anlage, umso wirtschaftlicher wird der Betrieb. Im Mehrfamilienhaus mit 40 Einheiten verursacht eine wasserstoff-autarke Anlage bereits bei heutigen Preisen nur unwesentlich höhere kumulierte Gesamtkosten als Gebäude ohne jegliche Integration von Photovoltaik und Speichersystemen. Dementsprechend attraktiv sehen die Varianten 2025 und 2030 aus, wie der Abbildung 5 entnommen werden kann.

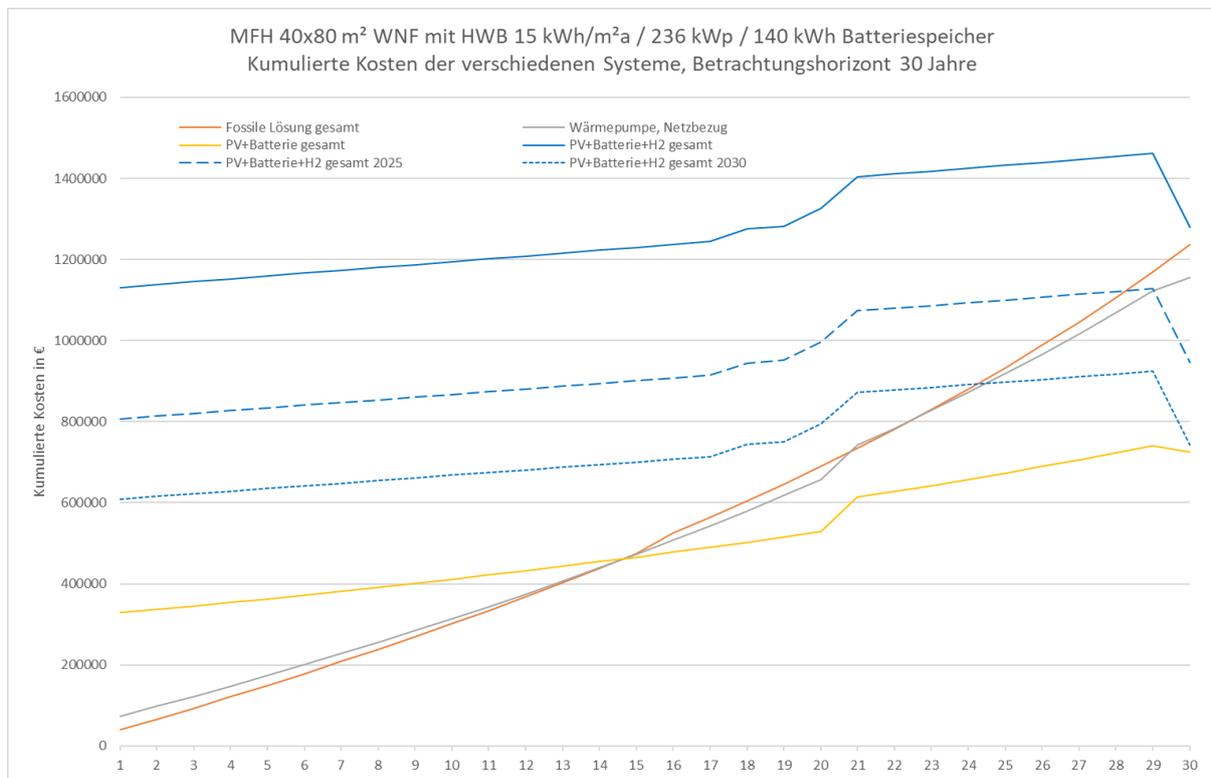


Abb. 5: Verlauf der kumulierten Kosten verschiedener Systemvarianten

Es ist höchst wirtschaftlich, die benötigte elektrische Energie mittels PV selbst zu gewinnen und zu verbrauchen; der Winterstrom kann – aus heutiger Sicht – aber immer günstiger vom Netz bezogen werden. Energiepolitisch stellt sich eben die Frage, woher wir den Winterstrom (aus Erneuerbaren) zukünftig in ausreichendem Maße nehmen werden. Und welchen öffentlichen Wert wasserstoff-autarke Passivhäuser in diesem Zusammenhang darstellen.

2 Ausgangslage und Problemstellung

2.1 Klimaschutzziele und -erfordernisse

Die globale Erwärmung muss gestoppt werden. Im Pariser Klimaschutzabkommen von 2015 wurden die Ziele definiert und von der Staatengemeinschaft verbindlich verabschiedet; seither werden auf allen Ebenen – von der Kommune bis zur EU – mehr oder weniger große Anstrengungen unternommen, die erforderlichen politischen Weichenstellungen vorzunehmen. Das Ausmaß der Treibhausgasemissionen muss weltweit um rund 80% gesenkt werden. Weil die europäischen Länder global zu den überdurchschnittlichen Emittenten gehören, ist hierzulande in den nächsten 20-30 Jahren eine Reduktion von über 90% erforderlich, um die globale Erwärmung im Bereich von 1,5 bis 2°C zu halten.

Die Wärmeversorgung von Gebäuden ist für rund ein Fünftel der Emissionen verantwortlich. Weil Gebäude eine lange Lebensdauer aufweisen und nur in sehr langen Zyklen renoviert bzw. saniert werden, spielt dieser Sektor langfristig eine besondere Rolle.

2.2 Winterstrom

Der Verbrauch von Heizenergie kann heute mit entsprechenden Dämm-Maßnahmen wirtschaftlich auf ein sehr niedriges Niveau abgesenkt werden. Sowohl im Neubau als auch in der Sanierung stellen energetische Standards, die um 70 bis 90% weniger Energie benötigen als durchschnittliche Bestandsgebäude, das wirtschaftliche Optimum dar: Über den Lebenszyklus betrachtet wird am wenigsten Geld ausgegeben [1].

Sowohl neue als auch sanierte Gebäude werden demzufolge mit sehr geringen Wärmemengen auskommen; nach der erforderlichen Dekarbonisierung der Heizsysteme wird rund die Hälfte des zukünftigen Gebäudebestands über zentrale Wärmenetze versorgt werden, die andere Hälfte dezentral mit Wärmepumpen [2]. Diese Wärmepumpen müssen wiederum mit elektrischer Energie aus erneuerbaren Quellen versorgt werden – der zukünftige Mix wird vor allem Wasserkraft, Photovoltaik, Windkraft und kleinere Anteile an Strom aus Biomasse enthalten. Weil es sich bei den meisten Quellen um fluktuierende Energielieferanten handelt (Wasser, Wind und Sonne können nicht gesteuert werden), bedingt die vollständige Umstellung auf erneuerbare elektrische Energie die Integration von Energiespeichern in mehr oder weniger starkem Ausmaß. Dabei können Stunden- und Tagesschwankungen zum einen mit Hilfe von bereits verfügbaren Technologien wie etwa Pumpspeicher-Kraftwerken gemanagt werden, zum anderen wird auch intelligentes Lastmanagement eine zunehmend große Rolle spielen. Wenn aber aufgrund von geographischen Gegebenheiten deutlich mehr Sommerstrom (Sonnen-, Wasserkraft in alpinen Lagen) und wenig Winterstrom (Windkraft in eher flachen Regionen) zur Verfügung steht, sind auch saisonale Speicherungen erforderlich, die heute noch keine bedeutende Rolle spielen.

So kann heute ein Gebäude mit hohem energetischem Standard bilanziell vollständig mit Energie aus der eigenen Photovoltaikanlage versorgt werden: Über das Jahr betrachtet erntet die PV-Anlage so viel elektrische Energie, wie das Gebäude benötigt. Die Lieferung erfolgt aber hauptsächlich im Sommer, wenn weniger Energie gebraucht wird – die überschüssige Menge wird in das Netz eingespeist. Im Winter, wenn etwas mehr Energie gebraucht wird, muss zumindest ein Teil davon aus dem Netz bezogen werden. Mit Hilfe von Batteriespeichern ist es heute möglich, 60-75% des Jahresstrombedarfs mit der eigenen Anlage abzudecken; für den Rest wäre aber eine Speicherung von großen Energiemengen vom Sommer in den Winter erforderlich, was Batteriespeicher nicht wirtschaftlich leisten können. Die Umwandlung von elektrischer Energie in Wasserstoff mittels Elektrolyse und die Rückverstromung mittels Brennstoffzelle bietet eine Lösung hierfür.

3 Aufgabenstellung und Zielsetzung der Studie

Diese Kurzstudie behandelt die Fragestellung, unter welchen Bedingungen eine saisonale Speicherung elektrischer Energie mittels Wasserstoff in Wohngebäuden wirtschaftlich abgebildet werden kann. Dabei spielt die preisliche Entwicklung der benötigten Komponenten die zentrale Rolle: Die technologische Entwicklung von Photovoltaikmodulen und Batteriespeichern führte zum einen zu einer permanenten Verbesserung der Effizienz, zum anderen auch zu kontinuierlich sinkenden Preisen. Diese Entwicklung ist auch für die kommenden Jahre noch absehbar und gilt noch viel mehr für die noch jüngeren Technologien von Elektrolyse und Brennstoffzelle. Auch im Bereich der Wasserstoffspeicherung wird gegenwärtig viel Forschungsarbeit betrieben, sodass auch hier Preisdegressionen zu erwarten sind. Eine Marktrecherche soll deshalb die ökonomischen Daten (sowohl Investitions- als auch Instandhaltungskosten) für alle relevanten Systemkomponenten liefern, sowohl für die Gegenwart wie auch eine Prognose für die Jahre 2025 und 2030.

Parallel dazu sind auch verschiedene Szenarien der Energiepreis-Entwicklungen zu betrachten. Das betrifft den Preis von elektrischer Energie im privaten Bereich, inklusive Teuerungen, mögliche dynamische Strompreise (Differenzierung Sommer-/Winterstrom) und Einspeisevergütungen. Um einen Vergleich zu heute üblichen, gasversorgten Gebäuden zu ermöglichen, wurde auch diese Lösung unter Berücksichtigung verschiedener CO₂-Steuer-Szenarien ökonomisch abgebildet.

Innerhalb des Gebäudesektors wurden nur Wohnbauten betrachtet, mit verschiedenen Energiestandards, sowohl Ein- als auch Mehrfamilienhäuser unterschiedlicher Größe.

4 Untersuchte Konfigurationen, technische Kennwerte

4.1 Konzept, schematische Darstellung

Die technische Konfiguration ist in Abbildung 6 zu sehen. Die elektrische Energie der Photovoltaik-Anlage wird entweder direkt verbraucht oder in einer Batterie gespeichert. Bei vollem Batteriespeicher wird ein Elektrolyseur betrieben, um Wasserstoff zu erzeugen. Je nach Art der Speicherung kommt ein Kompressor zum Einsatz. Kann die Nachfrage nicht durch den Batteriespeicher gedeckt werden, kommt die Brennstoffzelle zum Einsatz und liefert unter Verwendung des gespeicherten Wasserstoffs elektrische Energie.

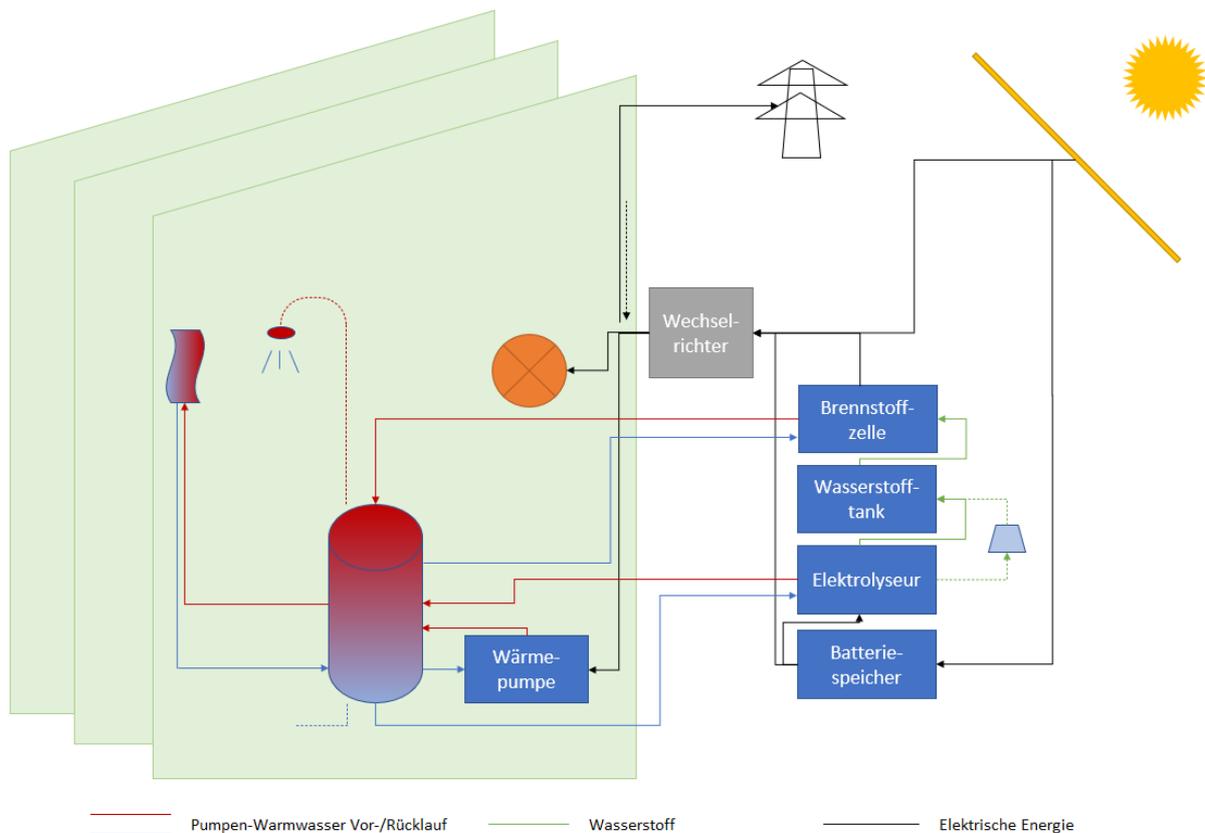


Abb. 6: Prinzipschema

Sowohl bei der Elektrolyse als auch bei der Brennstoffzelle entsteht nutzbare Abwärme. Im Fall der Elektrolyse wird Niedertemperaturwärme (um 35°C) angesetzt, die Brennstoffzelle liefert mit ca. 60°C Wärme, die auch für die Trinkwassererwärmung verwendet werden kann. Für die Wärmeversorgung des Gebäudes ist eine Wärmepumpe installiert.

Um überschüssige Energie bei vollem Wasserstoffspeicher einspeisen zu können, wird ein Netzanschluss realisiert. Das erlaubt auch eine Auslegung auf durchschnittliche Verbräuche (Heizgradetage, Bedarf an Warmwasser und Haushaltsstrom), um im Durchschnitt – über die

Jahre und alle Verbraucher – Autarkie zu erreichen und ohne Bezug von Netzstrom auszukommen. In besonders kalten Wintern und/oder bei überdurchschnittlichem Verbrauch können Spitzen jedoch abgedeckt werden. Eine Auslegung auf einen Jahrhundertwinter und überdurchschnittlich hohen Verbrauch würde zu einer unwirtschaftlichen Überdimensionierung des Systems führen.

4.2 Gebäudetypen, Energiestandards, Verbräuche

Das simulierte Einfamilienhaus weist eine Nutzfläche von 150 m² auf. Für den Heizwärmebedarf wurden drei Varianten betrachtet: Passivhausstandard (Heizwärmebedarf 15 kWh/m²a), üblicher Neubaustandard der letzten Jahre (50 kWh/m²a) und unsanierter Bestand mit 150 kWh/m²a. Bei allen drei Standards wurde ein Systemwirkungsgrad von 85% angesetzt. Der Trinkwasserwärmebedarf beträgt in allen Varianten 3300 kWh/a, Systemwirkungsgrad 80%. Das Mehrfamilienhaus wurde in drei verschiedenen Größen (10, 20 und 40 Einheiten á 80 m² Nutzfläche) simuliert, jeweils in Passivhausstandard. Der Haushaltsstrombedarf beträgt 18 kWh/m²a, was im Einfamilienhaus 2700 kWh, in der Wohnung des MFH 1440 kWh entspricht. Diese Werte werden beim Einsatz von energieeffizienten Haushaltsgeräten und LED-Beleuchtung in der Praxis erreicht [3]. Für Allgemeinstrom wurden im Mehrfamilienhaus weitere 3,1 kWh/m²a angesetzt. Die Wärmepumpe arbeitet für die Raumheizung mit einer Jahresarbeitszahl von 4,0; für die Trinkwassererwärmung mit 3,0.

Variante	Type	(mittlere) Einheitengröße	Anzahl Einheiten	Wohnnutzfläche gesamt	Heizwärmebedarf (HWB)	Warmwasserbedarf (WWB)	HWB total	WWB total	Systemwirkungsgrad HZG	Systemwirkungsgrad WW	Jahresarbeitszahl HZG	Jahresarbeitszahl WW	Endenergie HZG	Endenergie WW	Haushaltsstrom (HH)	HH total	Allgemeinstrom	Elektrische Energie total	Elektrische Energie spezifisch
		m ² WNF	-	m ²	kWh/m ² a		kWh/a		-				kWh/a	kWh/m ² a		kWh/a		kWh/a	kWh/m ² a
1	EFH	150	1	150	150	22	22500	3300	0,85	0,8	4	3	6618	1375	18	2700	0	10693	71,3
2	EFH	150	1	150	50	22	7500	3300	0,85	0,8	4	3	2206	1375	18	2700	0	6281	41,9
3	EFH	150	1	150	15	22	2250	3300	0,85	0,8	4	3	662	1375	18	2700	0	4737	31,6
4	MFH	80	10	800	15	22	12000	17600	0,85	0,8	4	3	3529	7333	18	14400	2500	27763	34,7
5	MFH	80	20	1600	15	22	24000	35200	0,85	0,8	4	3	7059	14667	18	28800	5000	55525	34,7
6	MFH	80	40	3200	15	22	48000	70400	0,85	0,8	4	3	14118	29333	18	57600	10000	111051	34,7

Tabelle 1: Systeme, Kennzahlen

4.3 PV-Belegungen

Um die erforderliche Menge an elektrischer Energie über PV-Module am eigenen Gebäude ernten zu können, müssen die verfügbaren Flächenpotenziale weitgehend genutzt werden. Da die Speicherung der Energie verlustbehaftet ist, werden im Passivhaus für einen Bedarf von 30 bis 35 kWh/m²WNF.a PV-Erträge von 50 bis 60 kWh/m²WNF.a benötigt, um Autarkie zu ermöglichen.

Zur Verfügung stehen je nach Gebäudeform das Flach-, Pult- oder Satteldach sowie Teile der Fassaden. Neben der Südfassade können auch Ost- und Westfassaden wertvolle Beiträge leisten. Auf dem Flachdach empfiehlt sich aufgrund der geringeren Eigenverschattung meist eine Ost-West-Orientierung der Module, weil so ein Maximum an Ertrag erzielt werden kann. Ein Satteldach erlaubt in der Regel vollflächige Belegung, was im Vergleich zum Flachdach zu um bis zu 35% höheren Erträgen führt. Dabei spielt die Orientierung eine untergeordnete Rolle: Ein Dach mit Süd- und Nordhälfte liefert (bei 30° Neigung) nur unwesentlich weniger Energie als eines mit Ost- und Westhälfte.

Je großvolumiger der Baukörper, umso geringer der mögliche Ertrag pro Wohnnutzfläche: Während im Einfamilienhaus der Ertrag des Daches in der Regel nur auf zwei Geschosse aufgeteilt werden muss, sind es im Mehrfamilienhaus meist drei oder mehr. Mit zunehmender Grundfläche des Gebäudes nimmt die anteilige Fassadenfläche ab. Im Einzelfall hängt das tatsächliche Ertragspotenzial von vielen Faktoren ab, näherungsweise lässt sich aber eine Kurve bilden, die den möglichen PV-Ertrag pro m² Wohnnutzfläche in Relation zur Geschossflächenzahl (GFZ = Bruttogeschossfläche pro Grundstücksfläche) zeigt:

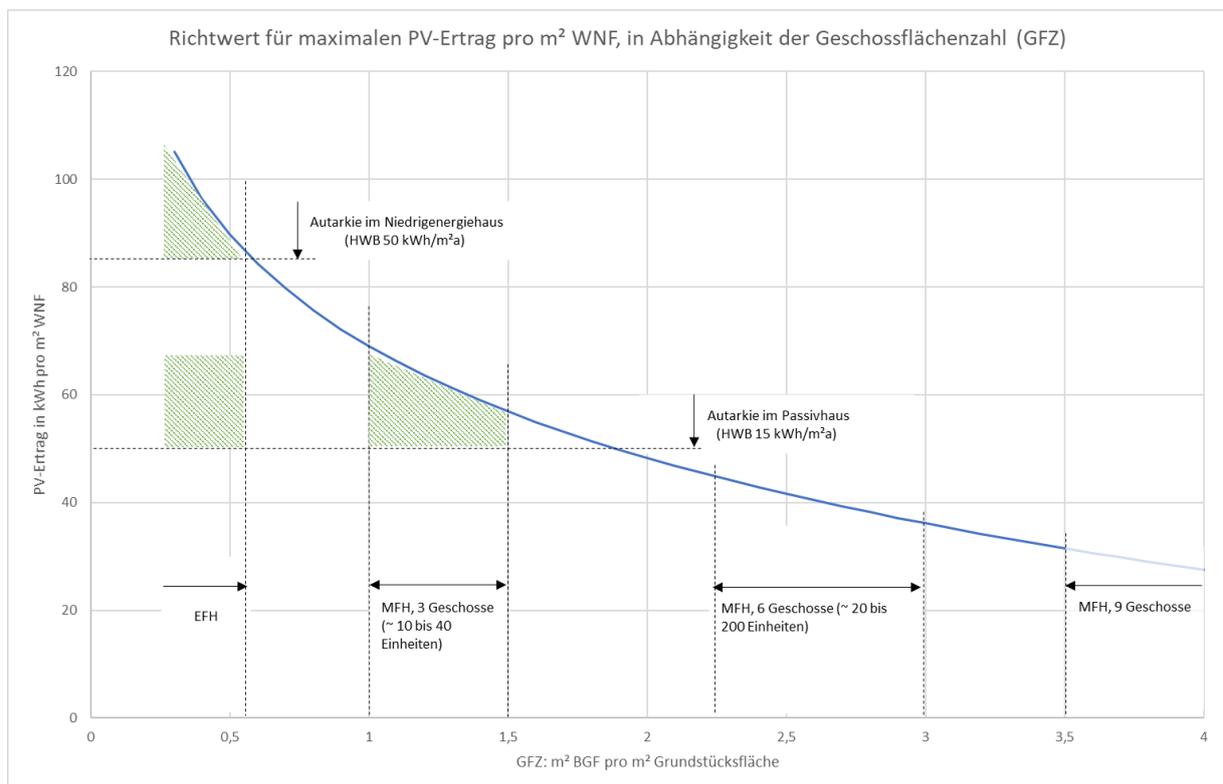


Abb. 7: Zusammenhang Geschossflächenzahl – möglicher PV-Ertrag

Der Bedarf für ein energieautarkes Gebäude in Passivhausstandard kann i.d.R. bei dreigeschossigen Gebäuden mit gebäudeeigener PV geliefert werden, bei höheren Gebäuden ist dies nur in Ausnahmefällen möglich. Einfamilienhäuser hingegen weisen meist eine GFZ < 0,6

auf, dementsprechend hoch ist mit bis zu 100 kWh/m²WNF.a das Potenzial von PV-Energie. Ein freistehendes Einfamilienhaus könnte also auch mit etwas schlechterem Energiestandard (Variante 2) mit gebäudeeigener PV energieautark betrieben werden. Das hohe Verbrauchsniveau des durchschnittlichen Bestands (Variante 1) wäre hingegen nur dann energieautark umsetzbar, wenn neben dem Gebäude noch andere (Frei-)Flächen auf dem Grundstück nutzbar wären.

Weil Energieautarkie in Mehrfamilienhäusern mit drei Geschossen nur in Passivhausstandard umsetzbar ist, wurden die drei verschiedenen Größen auch nur in diesem Standard simuliert.

4.4 Batteriespeicher

Für die Dimensionierung des Batteriespeichers wird heute meist die Größe der PV-Anlage herangezogen und eine Faustregel angewandt (Kapazität des Speichers in kWh ~ 1 bis 1,5-mal Leistung der PV in kWp). Im energieautarken System kommt eine für heutige Maßstäbe überdurchschnittlich große PV-Anlage zum Einsatz, weshalb sich die Größe des Batteriespeichers eher am Verbrauch orientieren sollte. Das Optimum liegt bei rund 0,5 kWh Speicherkapazität pro kWh mittlerem Tagesbedarf, was hier etwa 0,6 bis 0,7 kWh/kWp entspricht.

4.5 Elektrolyseur

Für den elektrischen Wirkungsgrad der Elektrolyse werden 68% angenommen, was heute auch im kleinen Leistungsbereich schon erreicht wird. Abwärme steht je nach Verfahren mit einem Temperaturniveau von 35 bis 80°C zur Verfügung; in diesem Rechenmodell wird konservativ 35°C, also Niedertemperaturwärme angesetzt. Der thermische Wirkungsgrad beträgt 27%, sodass gesamthaft 95% der elektrischen Energie in Wasserstoff oder Wärme umgesetzt werden. Elektrolyseure sind auch für kleine Leistungen im niedrigen kW-Bereich auf dem Markt und als Plug-and-Play-Module erhältlich [4]. Die Leistung des Elektrolyseurs lag je nach Variante zwischen 0,5 und 1 kW pro MWh jährlichem Bedarf an elektrischer Energie. Die Versorgung mit elektrischer Energie kann sowohl DC-seitig (direkt mit der PV bzw. dem Batteriespeicher verbunden) als auch AC-seitig (nach dem Wechselrichter) erfolgen.

4.6 Wasserstoffspeicherung

Für die Speicherung des Wasserstoffs stehen verschiedene Methoden zur Verfügung; neben der konventionellen Speicherung auf unterschiedlichen Druckniveaus in Stahltanks oder -flaschen werden vermehrt auch chemische Verfahren, wie die Einlagerung des Wasserstoffs in Metalle (Metallhydride) interessant. Eine eindeutige Richtung, welches Verfahren in Zukunft die wirtschaftlichste Möglichkeit der Speicherung darstellt, ist gegenwärtig nicht erkennbar. Aus diesem Grund folgt hier eine kurze Beschreibung der derzeitigen Möglichkeiten.

4.6.1 Großvolumige Drucktanks

Die Speicherung in großvolumigen Drucktanks stellt technologisch die einfachste Variante dar. Bei entsprechendem Ausgangsdruck beim Elektrolyseur (um 30 bar) kann der Wasserstoff ohne aufwändige Kompression in einem Drucktank gespeichert werden. Aus Transportgründen wird der Durchmesser eines solchen Tanks auf 2,7 m limitiert; ebenfalls aus Transportgründen beträgt die Länge maximal 50 Meter und das Gewicht maximal 120 Tonnen. Ein solcher Tank kann 500 bis 1000 kg Wasserstoff aufnehmen, was einer Energiemenge von 17 bis 33 MWh entspricht. Der Drucktank wird i.d.R. erdverlegt. [5]

4.6.2 Handelsübliche Gasflaschen

Gasflaschen werden in der Industrie für die Lagerung verschiedenster Gase benötigt und dementsprechend in großen Mengen industriell hergestellt. Sie sind für hohe Drücke (häufige Anwendung 300 bar) geeignet, dennoch ist der Inhalt in einer 50-Liter-Flasche auf etwas mehr als ein Kilogramm Wasserstoff (ca. 34 kWh) begrenzt. Für große Mengen ist also eine sehr große Anzahl an Flaschen erforderlich. Immerhin sind auch Flaschenbündel mit 12 oder 16 Flaschen, die bereits über Hochdruckleitungen miteinander verbunden sind, erhältlich. Knapp 600 kWh sind auf diese Art und Weise zu speichern. Für Energiemengen von wenigen MWh kommt somit die Verwendung mehrerer verbundener Flaschenbündel in Frage [6]. Für die Einlagerung bei bis zu 300 bar ist jedoch die Kompression des Wasserstoffs erforderlich, was einen relevanten Apparate- und somit Investitionsaufwand darstellt. Darüber hinaus wird für die Kompression elektrische Energie benötigt – für die Verdichtung von 30 auf 300 bar ist ein Speicherungs-Wirkungsgrad von ca. 95% anzusetzen. Alternativ hierzu kommt eine elektrochemische Verdichtung in Frage [7]. Der Energieaufwand liegt derzeit in derselben Höhe; da es sich hierbei aber um eine isotherme Verdichtung handelt, ist eine Verbesserung der Effizienz durchaus noch möglich.

4.6.3 Industriell gefertigte Langzylinder

Dasselbe Herstellverfahren wie für Gasflaschen wird auch für Langzylinder angewandt. Durch die Länge von bis zu 5,4 Metern kann in einem Zylinder ein Vielfaches des Gasflascheninhalts gespeichert werden; dadurch werden viel weniger Hochdruckverbindungen benötigt und auch die Herstellung der Zylinder ist – bezogen auf das Volumen – günstiger [8].



Abb. 8: Industriell gefertigte Langzylinder, Quelle: [8]

4.6.4 Metallhydridspeicher

Hier wird Wasserstoff gespeichert, indem er in eine chemische Verbindung mit einem Metallpulver gebracht wird (Metallhydrid). Dadurch lässt sich eine so hohe Menge Wasserstoff pro Volumen speichern, wie sonst nur unter extrem hohen Druck von etwa 1000 bar: etwa 50 kg/m³, was einer Energiemenge von über 1500 kWh entspricht [9]. Die Einspeicherung erfolgt durch Adsorption, hierfür muss dem gespeicherten Metallhydrid Wärme entzogen werden. Das Auslösen erfolgt umgekehrt durch Desorption unter Wärmezufuhr. Anders als bei der Kompression ist hier nicht nur Energie zuzuführen; die Energiebilanz beim Einspeichern und Auslösen ist ausgeglichen. Die Abwärme bei der Einspeicherung ist allerdings nicht zur Gänze nutzbar, weil sie vorwiegend im Sommer anfällt. Der Vorteil dieser Technologie liegt im geringen Raumbedarf und gleichzeitig niedrigen Betriebsdrücken. Der Nachteil des sehr hohen Gewichts spielt in der stationären Anwendung eine weniger große Rolle. Allerdings ist der Reifegrad dieser Technologie noch relativ niedrig; es ist gegenwärtig leider nicht seriös möglich, verallgemeinerte Preisangaben zu machen.

4.6.5 Andere Verfahren zur Speicherung von Wasserstoff

Für den Transport von Wasserstoff in sehr großen Mengen werden neben der Verflüssigung bei Temperaturen unterhalb von -240°C vor allem die LOHC (Liquid Organic Hydrogen Carrier) zunehmend interessant. Im Gebäudebereich spielen solche Verfahren aufgrund des hohen Aufwands allerdings keine Rolle.

Für die technische Konfiguration der untersuchten Varianten wird eine Speicherung bei 300 bar und einem Speicherungs-Wirkungsgrad (Kompression) von 95% angesetzt. Pro kWh elektrischer Energiebedarf wurde je nach Variante (in starker Abhängigkeit des energetischen Standards) eine Speicherkapazität von 0,3 bis 0,6 kWh in Form von Wasserstoff simuliert.

4.7 Brennstoffzelle

Der elektrische Wirkungsgrad der Brennstoffzelle wird mit 45% angesetzt. Abwärme steht meist mit einem Temperaturniveau von 60°C oder mehr zur Verfügung und ist somit für die Trinkwassererwärmung nutzbar. Der thermische Wirkungsgrad beträgt 50%, auch hier werden gesamthaft 95% der Energie des Wasserstoffs in elektrische Energie oder Wärme umgesetzt. Brennstoffzellen sind auch für kleine Leistungen (ab 1 kW) erhältlich, oft aber nur luftgekühlt, was die Installation eines Luft-Wasser-Wärmetauschers erforderlich macht. Pro MWh elektrischem Energiebedarf wurde je nach Variante (in starker Abhängigkeit des energetischen Standards) eine Brennstoffzellenleistung von 0,2 bis 0,6 kW simuliert.

5 Ökonomische Recherchen

5.1 Investitionskosten (CAPEX)

Die erfolgte Marktrecherche erfasst zum einen die Endkundenpreise der einzelnen Komponenten, zum anderen aber auch die Kosten für Transport und Installation inkl. der erforderlichen Peripherie. Darüber hinaus wird für die ökonomische Betrachtung ein Mehrwertsteuersatz von 10% berücksichtigt, da die Investition zwar meist von einer Wohnbaugenossenschaft o.ä. getätigt und netto erworben wird, dann aber in Form der in Österreich mit 10% besteuerten Miete an die Mieter weiterverrechnet wird. Die recherchierten Preisangaben stellen jeweils Nettopreise dar; in den Grafiken wird der Mehrwertsteuersatz von 10% aber bereits berücksichtigt.

Die Daten der Marktrecherche werden jeweils abgeglichen mit einer Studie des Fraunhofer ISE [2], in der Anschaffungskosten für verschiedenste Technologien, heute und in Zukunft, publiziert wurden.

Es werden keinerlei Förderungen berücksichtigt, auch nicht für Komponenten und Anlagenteile, die heute bereits gefördert werden: Zu unterschiedlich die regionalen Modelle, zu wenig prognostizierbar die zukünftigen Lenkungsmaßnahmen in Richtung Energieautarkie. Im Gegenzug wird auch keine Verzinsung für die Investition angesetzt. Die ökonomischen Darstellungen bilden insofern die Förderung in Form eines zinslosen Darlehens ab.

5.1.1 Photovoltaik

Das rasante Wachstum in diesem Markt bewirkt seit Jahrzehnten eine kontinuierliche Preisreduktion. In der letzten Dekade schrumpften die Anlagenpreise um rund 5%/a, wobei die Tendenz für diesen Wert leicht fallend ist. Der immer noch stark degressive Modulpreis nimmt innerhalb der Anlagenkosten einen immer kleineren Anteil ein; bei Montagekonstruktion, Montage, Wechselrichter und elektrischem Anschluss sinken die Kosten nicht bzw. weniger stark.

Deshalb wird für die Zukunft eine jährliche Reduktion des Anlagenpreises von 4% (bis 2025) bzw. 3% (bis 2030) angesetzt.

Die Kosten einer Anlage hängen maßgeblich von der Größe ab; für Kleinanlagen sind heute noch bis zu 2000 €/kWp zu bezahlen, für eine 10-kWp-Anlage werden Kosten um 1.200 bis 1.400 €/kWp genannt. Für Anlagen mit 100 kWp sinkt der Preis schon auf unter 1.000 €/kWp. Die Fraunhofer-ISE-Studie weist für Dachanlagen beliebiger Größe einen Wert von 976 €/kWp aus (alle Angaben wie beschrieben ohne MwSt.). Fassadenintegrierte PV-Anlagen sind meist teurer, wobei die eingesparten Kosten der substituierten Fassade gegenzurechnen sind. Die Preise für PV-Fassaden variieren stark, unter anderem in Abhängigkeit davon, ob Standard-Formate zum Einsatz kommen können. In einer vom BFE in Auftrag gegebenen Studie [10] wurden diese Fragestellungen analysiert. Prinzipiell ist demnach von höheren Kosten auszugehen, unter guten Voraussetzungen können die Mehrkosten einer PV-Fassade gegenüber eine konventionellen Fassade rund 250 CHF (230 €) pro m² betragen, was etwa 1500 €/kWp entspricht. I.d.R. wird die PV in der Fassade die Anlagenkosten erhöhen, bei überschaubarem Anteil (25 bis 30% der gesamten PV-Fläche), können die gesamthaften Mehrkosten aber in der Größenordnung von 10% gehalten werden.

Insgesamt lassen sich auf dieser Basis drei Degressionskurven ermitteln, je eine für die Gegenwart, für 2025 und für 2030. Die Investitionskosten für die PV-Anlage fließen über die sich daraus ergebenden Formeln in die Simulation ein. Die zugrunde gelegten Punkte stellen jeweils die exemplarisch erhobenen Kosten für einzelne Anlagen dar.

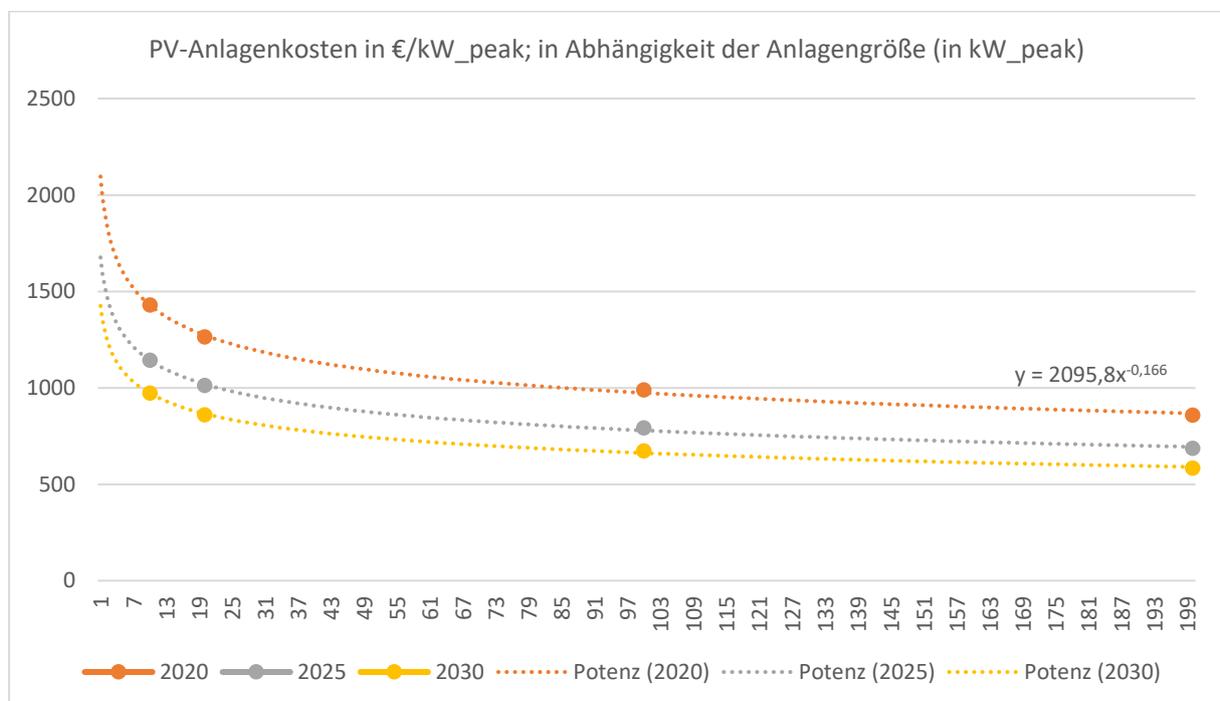


Abb. 9: Investitionskosten PV-Anlage

5.1.2 Batteriespeicher

Bei Batteriespeichern verfiel der Preis in der letzten Dekade mit rund 10%/a deutlich stärker als bei der PV [11]. Weil neben den Anschaffungskosten für die Batterie fast keine anderen Kosten anfallen, wird dieser Trend - auch gemäß Fraunhofer ISE - für die Zukunft anhalten. Für die gegenwärtigen Preise und die Abhängigkeit von der Batteriekapazität wurde die Preisliste eines Herstellers herangezogen.

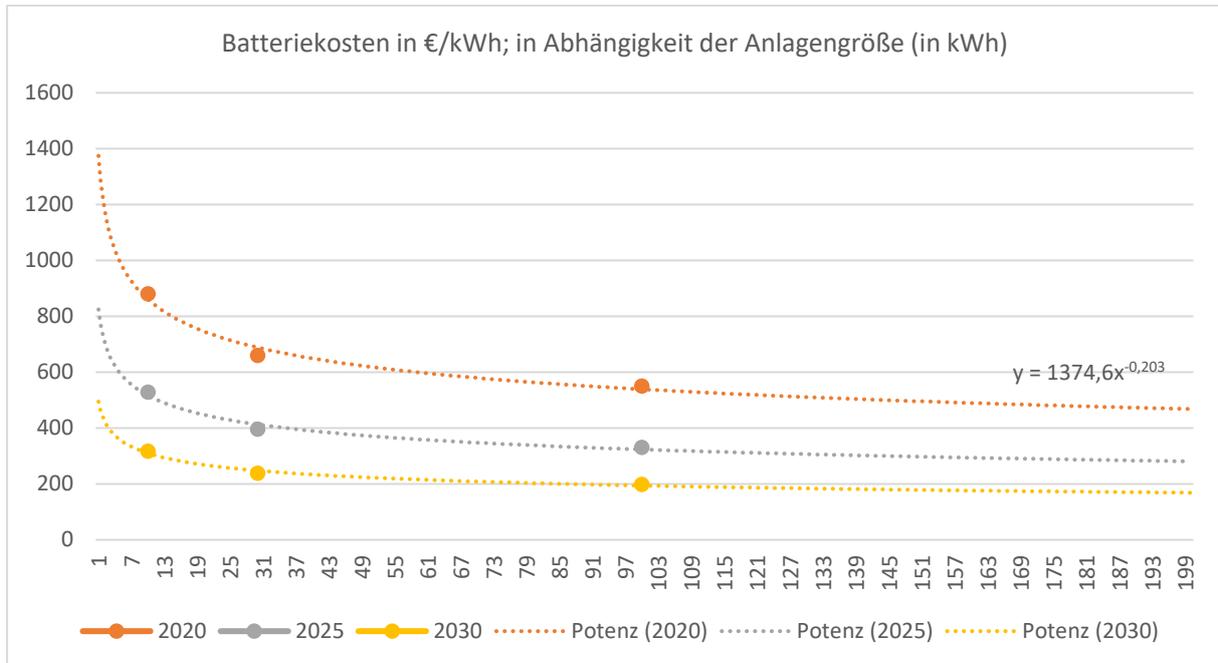


Abb. 10: Investitionskosten Batteriespeicher

5.1.3 Elektrolyseure

Die Kosten für Elektrolyseure im kW-Bereich sind gegenwärtig noch relativ hoch, weil noch keine Massenfertigung stattfindet. Dieser Schritt wird aber bereits von Herstellern angekündigt [4], sodass eine massive Preisreduktion prognostiziert werden kann. Während heute für kompakte wassergekühlte Einheiten inkl. Steuerung noch 4000 bis 5000 €/kW kalkuliert werden müssen, sind zukünftig Investitionskosten um 1000 €/kW möglich, was nahe an heutige Preise im MW-Bereich herankommt.

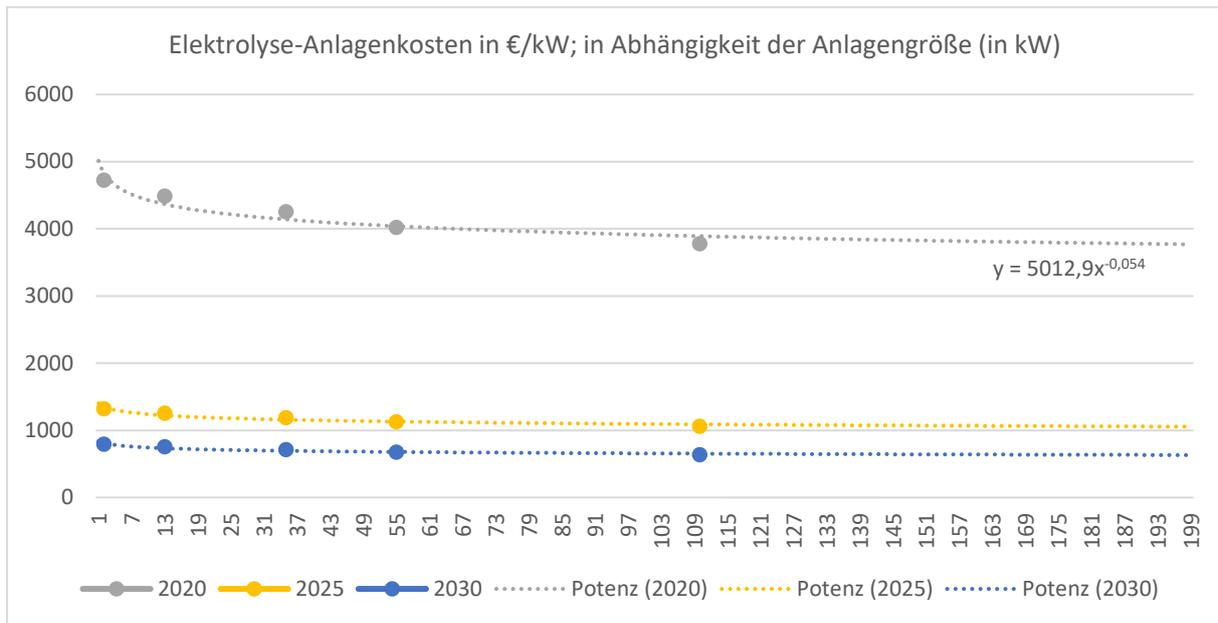


Abb. 11: Investitionskosten Elektrolyseure

5.1.4 Wasserstoffspeicherung

Je nach Methode (Vgl. 4.6) setzen sich die Investitionskosten für die Wasserstoffspeicherung aus unterschiedlichen Komponenten zusammen. Im Fall großvolumiger Drucktanks spielen Transport und (Erd-)Verlegung eine große Rolle; bei Verwendung von Gasflaschen oder Langzylindern stellt die Kompression einen relevanten Kostenpunkt dar. Die reinen Materialkosten liegen für Drucktanks in der Größenordnung von 13 bis 16 €/kWh_{H2}. Unter Berücksichtigung aller zusätzlichen Aufwände ist mit Werten um 20 €/kWh_{H2} zu rechnen. Die Speicherung in Gasflaschen kann je nach Speicherkapazität in ähnlicher Größenordnung oder um bis zu 20% günstiger liegen. Hier stellt die erforderliche Kompression einen relevanten Kostenpunkt dar. Mit der elektrochemischen Kompression [7] deutet sich insbesondere für größere Leistungen eine Alternative an, die in Zukunft für geringere Gesamtkosten sorgen könnte.

Am besten schneiden derzeit Langzylinder ab, die mit reinen Materialkosten von 8 bis 10 €/kWh_{H2} punkten können. Inkl. Lieferung und Montage, Stellfläche im Freien sowie Kompression sind (oberhalb von 20 MWh_{H2}) jedenfalls Kosten um 10-12 €/kWh_{H2} möglich [12]. Für Metallhydridspeicher können gegenwärtig leider keine allgemein anwendbare Kostangaben in Erfahrung gebracht werden. Sie gelten aber als technologisch vielversprechend, weshalb sie hier zumindest in Form von Preisreduktionen für die Jahre 2025 und 2030 spekulativ berücksichtigt werden.

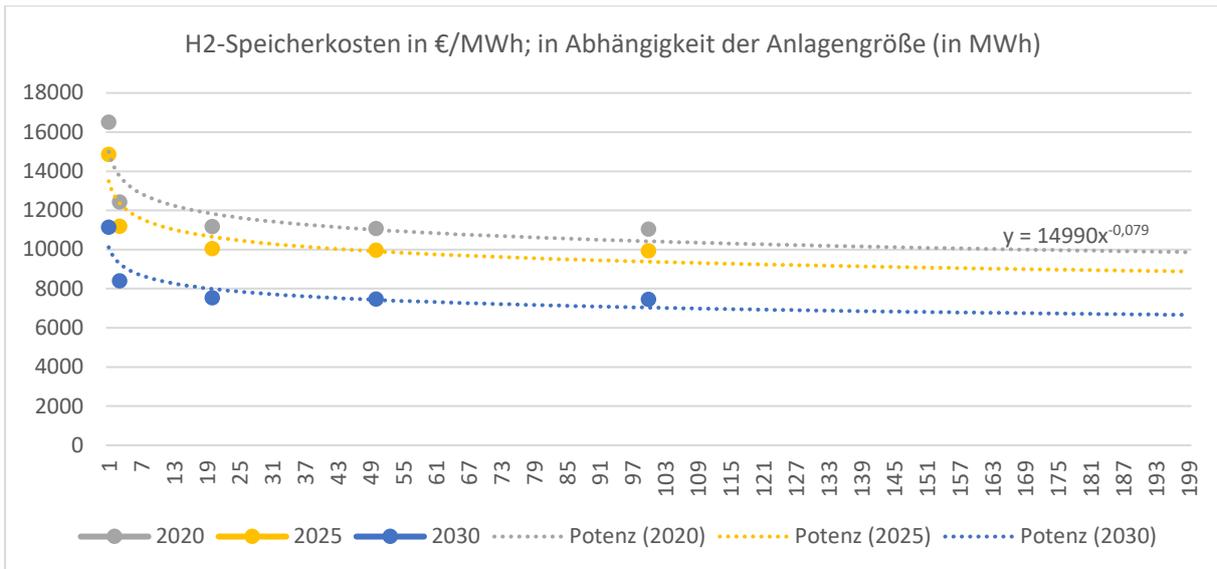


Abb. 12: Investitionskosten Wasserstoffspeicherung

5.1.5 Brennstoffzellen

Brennstoffzellen stehen in allen Leistungsklassen zur Verfügung, im niedrigen kW-Segment sind die Geräte jedoch luftgekühlt, was zu einem deutlich erhöhten Peripherie-Aufwand führt. Für 1 bis 4 kW konnten Gerätepreise (ohne Wasserkühlung) zwischen 4.750,- und 7.500,- €/kW erhoben werden; zwischen 5 und 28 kW Leistungsbereich wurden Preise zwischen 3.000,- und 10.000,- €/kW – hier nun allerdings als Komplettseinheit inkl. Wasserkühlung – genannt [13]. Für noch größere Leistungen (bis 100 kW) sinken die Preise auf 2.000,- bis 3.000,- €/kW.

Auch für diese Technologie darf von signifikanten Preisreduktionen ausgegangen werden. Das starke Wachstum führt auch aus Sicht der Hersteller zu Skalierungseffekten; das Fraunhofer ISE prognostiziert bis 2025 ein Minus von 50%, bis 2030 weitere 50%.

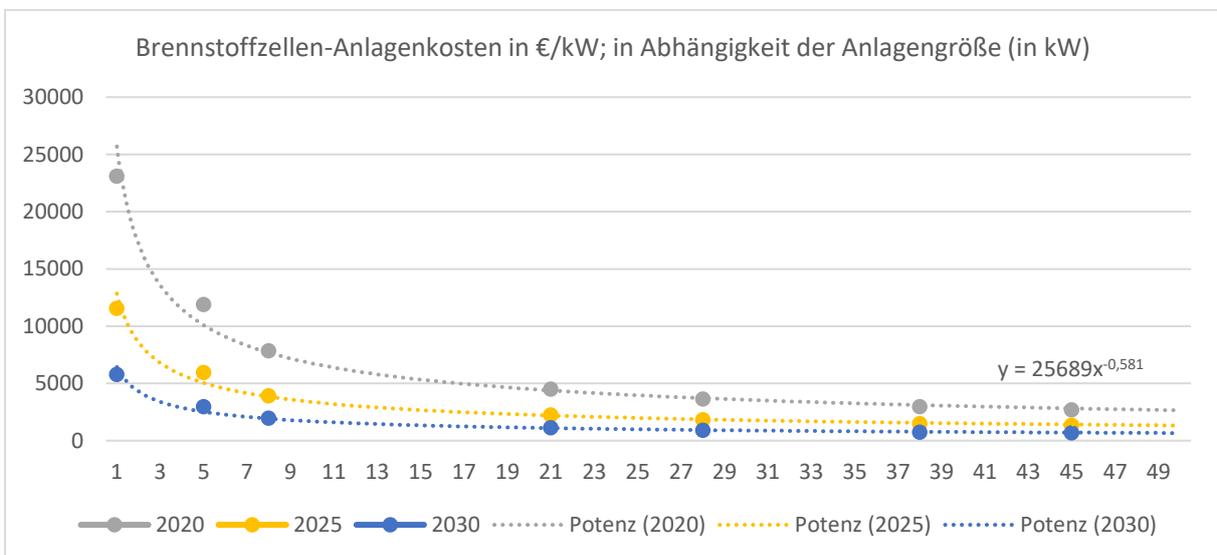


Abb. 13: Investitionskosten Brennstoffzelle

5.1.6 Thermische Speicher

Für thermische Speicher wurden die derzeitigen Kosten erhoben; eine zeitliche Degression ist bei dieser etablierten Technologie nicht zu erwarten.

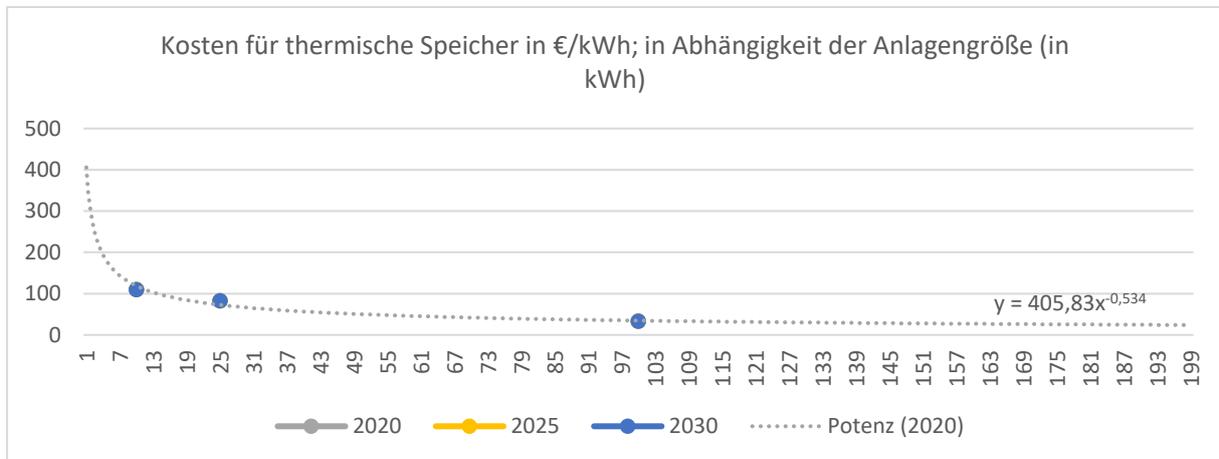


Abb. 14: Investitionskosten Thermische Speicher

5.1.7 Wärmeerzeuger

Wärmepumpen werden im kleinen Leistungsbereich als Luftwärmepumpen ausgeführt, hier ist eine preisliche Degression mit größer werdenden Leistungen verbunden. Für Leistungen ab 20 kW wird der Einsatz von Sole-Wärmepumpen mit Flach-Kollektoren oder Erdsonden angenommen. Die Wärmequellenerschließung führt zu einem annähernd linearen Anstieg der Kosten (Annahme Gesamtkosten 1000 €/kW_{th}). Die ermittelten Kosten beziehen sich auf Wärmeerzeuger und Wärmequellen-Erschließung, inkl. Installation und Verrohrung, jedoch ohne Wärmeverteilung.

Nachdem der Wärmepumpentechnologie noch beträchtliches Wachstum bevorsteht, sind trotz hohem technologischem Reifegrad noch leichte Kostenreduktionen (~ 1%/a) zu erwarten.

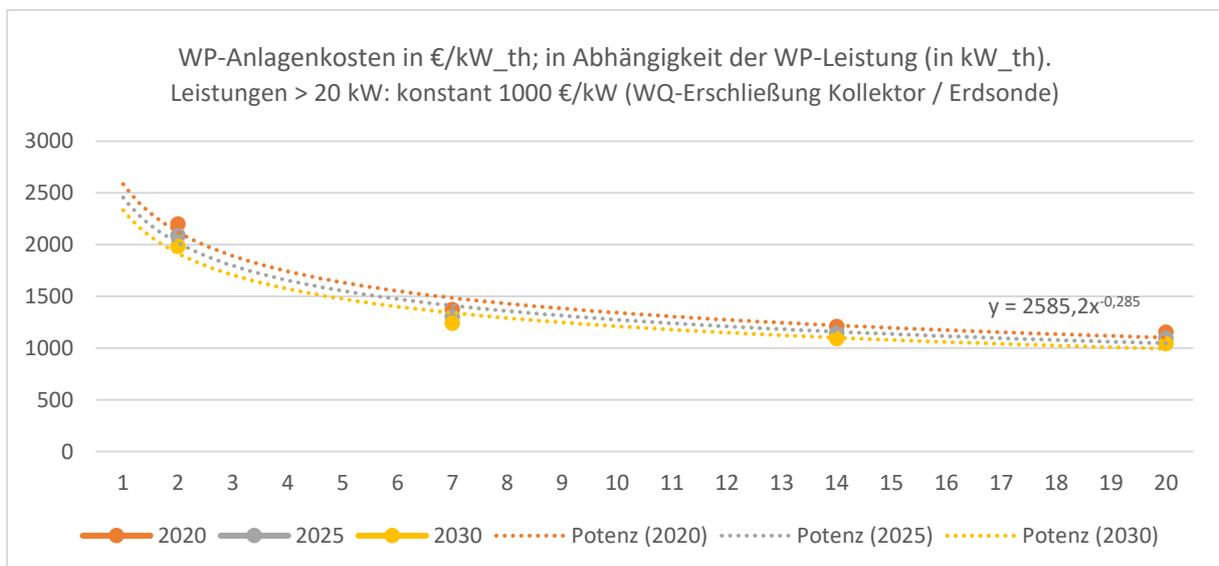


Abb. 15: Investitionskosten Wärmepumpen

Die Kosten für Gasheizungen enthalten Erschließungskosten, weshalb kleine Leistungen mit sehr hohen spezifischen Werten verbunden sind. Eine Preisreduktion ist aufgrund der vollständigen Marktdurchdringung nicht mehr zu erwarten.

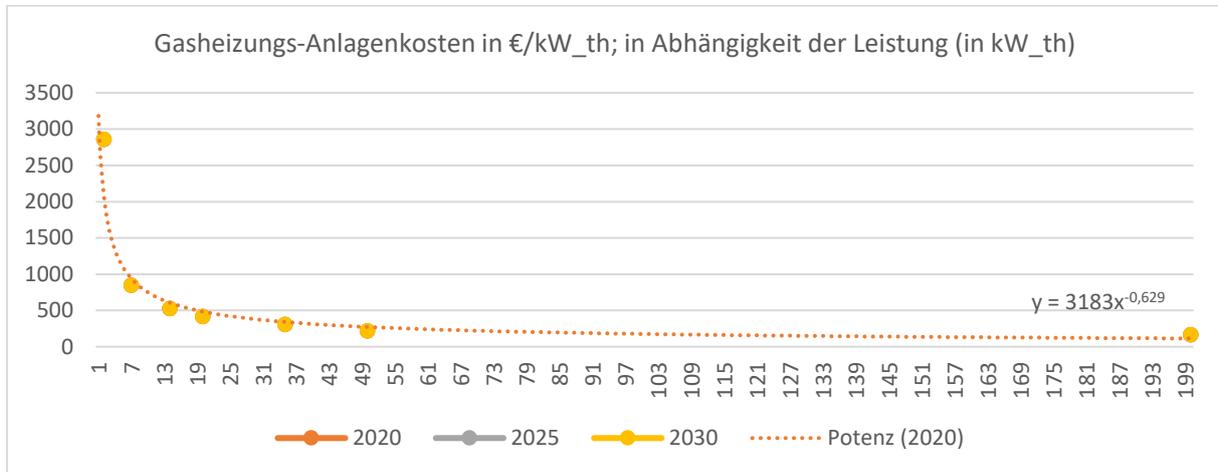


Abb. 16: Investitionskosten Gasheizung

5.2 Reparatur-, Wartungs- und Instandhaltungskosten (OPEX)

5.2.1 Photovoltaik

Die Lebensdauer der PV-Anlage wird mit 30 Jahren angesetzt. Nach 15 Jahren wird der Austausch des Wechselrichters berücksichtigt, was mit einer jährlichen Rücklage von 0,5% der Investitionskosten abgebildet wird. Darüber hinaus wird ein jährlicher Betrag von 10 (bei sehr großen Anlagen) bis 20 €/kW.a (bei 10 kWp) für Reinigung und Anlagenkontrollen angesetzt.

5.2.2 Batteriespeicher

Batteriespeicher (Annahme Lebensdauer: 20 Jahre) sind generell wartungsfrei; für eventuelle Reparaturen, etwa den Austausch der Leistungselektronik, werden laufende Kosten von 0,5% der Investitionskosten angesetzt.

5.2.3 Elektrolyseure

Die Lebensdauer wird mit 30.000 Volllaststunden limitiert, wobei der Austausch spätestens nach 20 Jahren vorgenommen wird. Für das benötigte Wasser, die Wasseraufbereitung sowie allgemeine Wartungskosten wird ein jährlicher, konstanter Satz von 30 €/kW.a angesetzt. Das entspricht bei heutigen Investitionskosten etwas weniger als 1%/a; in Relation zu den zukünftigen Investitionskosten steigt der relative Satz auf 2 bis 4,5%/a an.

5.2.4 Wasserstoffspeicherung

Sowohl für die großvolumigen Stahltanks als auch für Gasflaschen und Langzylinder wird eine Lebensdauer von 50 Jahren angesetzt. Laufende Kosten entstehen vor allem durch die erforderliche, wiederkehrende Inspektion der Speicher. Neben einem Sockelbetrag von 100 €/a werden Kosten von 0,04 €/kWh.a angesetzt. Für den kleinsten verwendeten Speicher (1250 kWh) resultieren daraus Kosten von 750 € / 5 Jahre; für den größten Speicher (43000 kWh) ergeben sich 9.100 € / 5 Jahre.

5.2.5 Brennstoffzellen

Bei der Brennstoffzelle wird eine Lebensdauer von 20.000 Volllaststunden angesetzt; auch hier wird der Austausch spätestens nach 20 Jahren durchgeführt. Die laufenden jährlichen Kosten fließen mit 25 €/kW.a in die Berechnung ein.

5.2.6 Thermische Speicher

Auch für die thermischen Speicher wird eine Lebensdauer von 50 Jahren veranschlagt; es fallen keine Wartungskosten an.

5.2.7 Wärmeerzeuger

Die angesetzte Lebensdauer der Wärmepumpe beträgt 20 Jahre; für die Wartungskosten wurden 5 €/kW.a mit einem Sockel von 130 €/a ermittelt. Für die Gastherme wurden 15 Jahre sowie 10 €/kW.a, plus Sockel 50 €/a angenommen.

6 Energiekosten und Emissionen

6.1 Energiepreise

Die Kosten für den Bezug elektrischer Energie wurde in einen Pauschalbetrag (jährliche Grundkosten) und einen variablen Anteil aufgeteilt. Der Pauschalbetrag ist pro Wohneinheit unabhängig von der Menge des bezogenen Netzstroms zu entrichten. Bei der energieautarken Lösung wird jedoch davon ausgegangen, dass keine wohnungsweisen Zählpunkte des Energieversorgers installiert werden müssen, da die Lieferung ausschließlich aus eigener Erzeugung stammt. Derzeit existiert für diese Annahme noch keine gesetzliche Grundlage: Wird ein energieautarkes Gebäude nicht an das Netz angeschlossen, stellt sich die Frage nach wohnungsweisen Zählpunkten (und den damit verbundenen Kosten) nicht; soll aber Überschussstrom aus der PV in das Netz eingespeist werden, würde der erforderliche Netzanschluss die Installation wohnungsweiser Zählpunkte bereits erforderlich machen. In der Annahme, dass für diesen speziellen Fall in Zukunft eine praktikable Regelung existiert, wird bei den energieautarken Varianten auf wohnungsweise Zählpunkte verzichtet und stattdessen ein zentraler Zählpunkt für die Einspeisung und die „Notladung“ des zentralen Speichers berücksichtigt.

Als Jahrespauschale wird ein Wert von 120 € angesetzt, die variablen Kosten betragen 15,7 cent/kWh. Das ergibt für die Wohnung im Mehrfamilienhaus Brutto-Gesamtkosten für die elektrische Energie von 0,2 €/kWh. Für die jährliche Teuerung werden 2% (nominal) angesetzt, basierend auf der Studie Stromzukunft Österreich 2030 [14], in der eine Erhöhung der Stromgestehungskosten um 2 bis 2,5%/a prognostiziert wird. Damit beträgt der durchschnittliche Strompreis über den Betrachtungszeitraum von 30 Jahren rund 0,27 €/kWh, was noch unterhalb des derzeitigen Wertes in Deutschland liegt.

Eine mögliche Dynamisierung der Strompreise (Preisbildung nach Verfügbarkeit; speziell in Form der Unterscheidung von Sommer- und Winterstrom) erfolgte nur im Rahmen der Sensitivitätsanalysen. Für die Einspeisevergütung wurde ein Wert 0,04 €/kWh angesetzt. Für Wärme aus Erdgas beträgt der Bruttopreis 0,07 €/kWh bei einer jährlichen Teuerung von 0,5%.

Jahrespauschale Stromanschluss pro WE	120	€/a
Jahrespauschale Gesamtgebäude (Autarkie)	120	€/a
Variable Kosten	0,157	€/kWh
Strompreis gesamt Basis (MFH-Wohnung)	0,200	€/kWh
Teuerung, jährlich	2%	-
Dynamisierung Strompreis, Winter	0%	-
Dynamisierung Strompreis, Sommer	0%	-
Einspeisevergütung, Winter	0,04	€/kWh
Einspeisevergütung, Sommer	0,04	€/kWh
Gaspreis Basis	0,07	€/kWh
Teuerung, jährlich	0,5%	-

Tabelle 2, Basisdatensatz Energiepreise

6.2 Auswirkung CO₂-Steuer

Für die elektrische Energie wurde ein Emissionsfaktor von 250 gCO₂/kWh angesetzt, basierend auf einem heutigen Wert für den europäischen Strommix von 400 gCO₂/kWh, linear sinkend auf 100 gCO₂/kWh im Jahr 2050. Der Emissionsfaktor für Erdgas beträgt 240 gCO₂/kWh. Bzgl. CO₂-Steuer ist das Spektrum der Szenarien naturgemäß groß. So steht der Forderung des MCC [15] von einem Startwert von 50 €/Tonne und einer jährlichen Steigerung von 10% beispielsweise der in Deutschland per 1.1.21 eingeführte Wert von 25 €/Tonne gegenüber. Die kontinuierliche Erhöhung auf 55 €/Tonne im Jahr 2025 entspricht einer jährlichen Steigerungsrate von knapp 22%. Das deutsche Umweltbundesamt beziffert die Klimaschadenskosten im Jahr 2030 mit 205 €/Tonne [16]. Daran angelehnt wird in der Basisvariante ein Startwert von 37,5 €/Tonne angesetzt, was bei einer Steigerung von 10%/a über den Betrachtungszeitraum genau diesen Mittelwert (205 €/Tonne) liefert.

Emissionsfaktor Strom, Mittelwert 2020-2050	250	gCO ₂ /kWh
Emissionsfaktor Gas	240	gCO ₂ /kWh
CO ₂ -Bepreisung Beginn	37,5	€/Tonne
Jährliche Steigerung CO ₂ -Bepreisung	10%	
CO ₂ -Preis in 30 Jahren	595	€/Tonne
Mittelwert CO ₂ -Preis im Betrachtungszeitraum	205	€/Tonne

Tabelle 3, Basisdatensatz CO₂-Steuer

6.3 Graue Emissionen

Der Emissionsreduktion durch Verringerung der bezogenen Energie sind die grauen Emissionen (Herstelleraufwand Photovoltaik, Batteriespeicher und Wasserstoff-Anlage) gegenüber zu stellen. Dabei stehen für Photovoltaik-Anlagen sehr zuverlässige Werte zur Verfügung; auch für Batteriespeicher können belastbare Studien zitiert werden. Für die Herstellung der Wasserstoff-Anlage ist im Rahmen dieser Studie hingegen nur eine sehr grobe Abschätzung – auf Basis des Stahlbedarfs – möglich.

Der Emissionsfaktor für Photovoltaik konnte in den letzten Dekaden infolge Effizienzsteigerung sukzessive gesenkt werden. Gemäß der Studie [17] wurden bereits im Jahr 2015 Werte um 20 gCO₂/kWh erreicht, allerdings bezogen auf Anwendungen in Südeuropa mit Einstrahlungswerten von 1700 kWh/m²a. Für heutige, mitteleuropäische Verhältnisse werden deshalb 30 gCO₂/kWh angesetzt. Bei einem jährlichen Ertrag von 1000 kWh pro kWp und einer Lebensdauer von 30 Jahren ist demzufolge eine Herstellmission von 900 kgCO₂/kWp zu berücksichtigen.

Für die Batterieherstellung liefert eine Arbeit der Agora Energiewende [18] eine Zusammenstellung verschiedener Studien der letzten Jahre. Dabei wurden Werte zwischen 50 und 250 kgCO₂/kWh ausgewiesen. Infolge des hohen Anteils an elektrischer Energie bei der Zellfertigung sorgt der rasante Ausbau an Erneuerbaren auch in diesem Bereich für eine Reduktion der Emissionen, weshalb hier ein Wert von 100 kgCO₂/kWh Batteriekapazität zugrunde gelegt wird.

Die graue Emission der Wasserstoffanlage wird maßgeblich vom Stahlbedarf für die Speicherung bestimmt. Das Gewicht für eine Speichereinheit mit 16 Gasflaschen á 50 Liter Inhalt beträgt ca. 0,9 Tonnen, womit eine Herstellmission von 1,44 Tonnen CO₂ verbunden ist. Der Energieinhalt dieser Einheit beträgt 600 kWh, was eine spezifische Emission von 2,4 kgCO₂/kWh liefert. Der Materialeinsatz für Elektrolyse und Brennstoffzelle liegt samt der erforderlichen Peripherie bei einem Bruchteil (~10-20%) dieser Masse. Aufgrund des viel höheren Verarbeitungsgrades werden hierfür insgesamt 100% zugeschlagen, was für die gesamte Wasserstoffspeicherung einen spezifischen Wert von rund 5 kgCO₂/kWh ergibt.

Nachdem die Stahlproduktion zukünftig eine der Hauptanwendungen von grünem Wasserstoff sein wird, ist in den Auswertungen auch jeweils die Gesamtemission mit Stahl aus grüner Produktion ausgewiesen. Hierfür wurde ein Wert von 2 kgCO₂/kWh angesetzt.

Graue Emission PV	900	kg/kWp (30 g/kWh)
Graue Emission Batteriespeicher	100	kg/kWh
Graue Emission H2-Speicherung	5	kg/kWh
Graue Emission H2-Speicherung mit H2-Stahl	2	kg/kWh

Tabelle 4, Basisdatensatz graue Emission

7 Berechnungstool

Die Simulation von Photovoltaik, Wechselrichter, Batteriespeicher und Verbraucher erfolgt in der Software „PV-SOL“ der Firma Valentin Software. Dabei kommen für Wärmepumpen- und Haushaltsstrom typische Jahresprofile in stundengenaue Auflösung zur Anwendung; die PV-Anlage wird entsprechend den exemplarischen Gegebenheiten des Gebäudes abgebildet. Als Standort für die Gebäude wurde Dornbirn in Vorarlberg, Österreich (47,43° nördliche Länge / 9,73° östliche Breite) gewählt. Die Simulationsergebnisse werden in Form einer exportierten csv-Datei in das eigentliche Simulationstool übernommen.

Hier wird nun die Produktion von Wasserstoff sowie dessen Rückverstromung, jeweils unter Nutzung der Abwärme, rechnerisch abgebildet: Jene elektrische Energie, die gemäß PV-SOL-Simulation ins Netz eingespeist würde, wird hier dem Elektrolyseur zugeführt, und zwar mit der PV-seitig zur Verfügung stehenden Leistung, begrenzt durch die definierte Leistung des Elektrolyseurs. Dieser Vorgang ist solange möglich, bis die maximale Kapazität des Wasserstoffspeichers erreicht ist. (Weitere Überschüsse werden in das Netz eingespeist.) Erfolgt die Speicherung unter höherem Druck, kann ein Speicherungswirkungsgrad berücksichtigt werden. In diesem Fall wird ein entsprechender Teil der elektrischen Energie für den Betrieb des Kompressors benötigt. Mit der Abwärme der Elektrolyse wird ein Niedertemperaturspeicher geladen, ebenfalls solange, bis die definierte Kapazität dieses Speichers erreicht ist.

Die Brennstoffzelle wird umgekehrt dann aktiviert, wenn gemäß PV-SOL-Simulation elektrische Energie aus dem Netz bezogen würde – begrenzt durch die definierte Leistung der Brennstoffzelle und solange, bis der Wasserstoffspeicher leer ist. Die Abwärme wird in einen thermischen Speicher mit einem Niveau von 60°C geladen, bis die definierte Kapazität dieses Speichers erreicht ist.

Die Entladung der thermischen Speicher erfolgt gemäß dem generierten Verbrauchsprofil der Wärmepumpe, wobei die verfügbare Niedertemperaturwärme prioritär für die Raumheizung verwendet wird. Herrscht kein Bedarf an Heizenergie kann die gespeicherte Energie zur Vor-

wärmung des Warmwassers genutzt werden (Deckung des Bedarfs max. 50%). Die verfügbare Mitteltemperaturwärme wird prioritär für die Trinkwassererwärmung verwendet, bei Überschüssen auch für die Raumheizung.

Da der effektive Wärmepumpenbetrieb von der Abwärmenutzung maßgeblich beeinflusst wird, sind Iterationen erforderlich, um den tatsächlichen Bedarf im PV-SOL abzubilden.

Die ökonomische Betrachtung erfolgt für den Betrachtungszeitraum von 30 Jahren auf jährlicher Basis. Gegenübergestellt werden folgende Systemvarianten:

- a) Thermische Energieversorgung mittels Erdgasfeuerung, Haushaltsstrom Netzbezug
- b) Thermische Energieversorgung mittels Wärmepumpe, Haushaltsstrom Netzbezug
- c) Wie vor, jedoch mit PV-Batterie-Anlage maximaler Belegung und Batteriespeicher; Deckungsgrad je nach Energiestandard 60-75%
- d) Wie vor, jedoch mit Wasserstoff-Anlage, dimensioniert für 100%ige Abdeckung des Bedarfs – Preisbasis 2020
- e) Wie vor – Preisbasis 2025
- f) Wie vor – Preisbasis 2030

Für jedes betrachtete System werden pro Betriebsjahr anfallende Investitionskosten, Wartungs- und Instandhaltungskosten aller eingesetzten Komponenten sowie Energiebezugskosten samt CO₂-Steuer ermittelt und aufsummiert. Im Jahr 30 werden die Restwerte der Investitionen in Abzug gebracht. Dies gilt auch für Ersatzanschaffungen, die im Lauf der 30 Jahre bereits ersetzt werden mussten. Bei den Varianten c) bis f) wird der Ertrag der Einspeisevergütung in Abzug gebracht.

7.1 Methodik der Auswertungen

Die Dimensionierung der Wasserstoff-Komponenten erfolgt so, dass der Bedarf eines durchschnittlichen Jahres zu 100% (+/-0,5%) durch die PV-Anlage direkt, aus dem Batteriespeicher, oder aus der Brennstoffzelle gedeckt werden kann. Als Optimierungs-Instrument dient dabei die Visualisierung der Speicherstände, wie in der Abbildung 17 dargestellt.

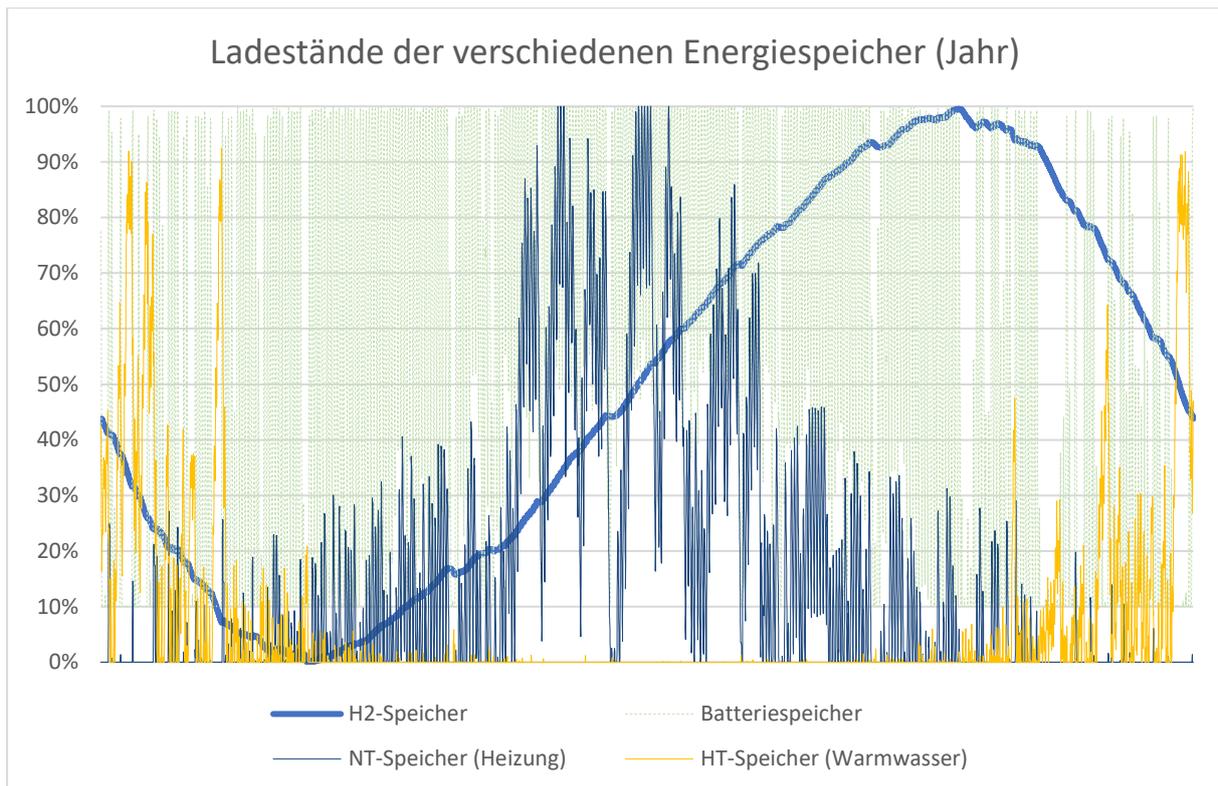


Abbildung 17, Simulation der Speicherstände

Neben dem Batteriespeicher (grüne Linie) sind die beiden thermischen Speicher (gelb und blau, dünne Linien) sowie der Wasserstoffspeicher (blau) zu sehen. Letzterer wird vor allem im Sommer geladen und erreicht im Oktober die maximale Kapazität; im Winterhalbjahr erfolgt die Entladung mit Minimalstand im März.

Diese Visualisierung erlaubt eine schnelle und einfache Optimierung der einzelnen Komponenten: Die Ausnutzung und somit richtige Dimensionierung der thermischen Speicher ist auf einen Blick sichtbar. Beim Wasserstoffspeicher deutet in verfrühtes Erreichen der maximalen Speicherkapazität auf eine zu große Elektrolyseleistung hin (Abb. 18). Das verteuert das System unnötig, verhindert mögliche Einspeisungen und reduziert das Abwärmeangebot, wie am Stand des Niedertemperatur-Speichers erkennbar ist.

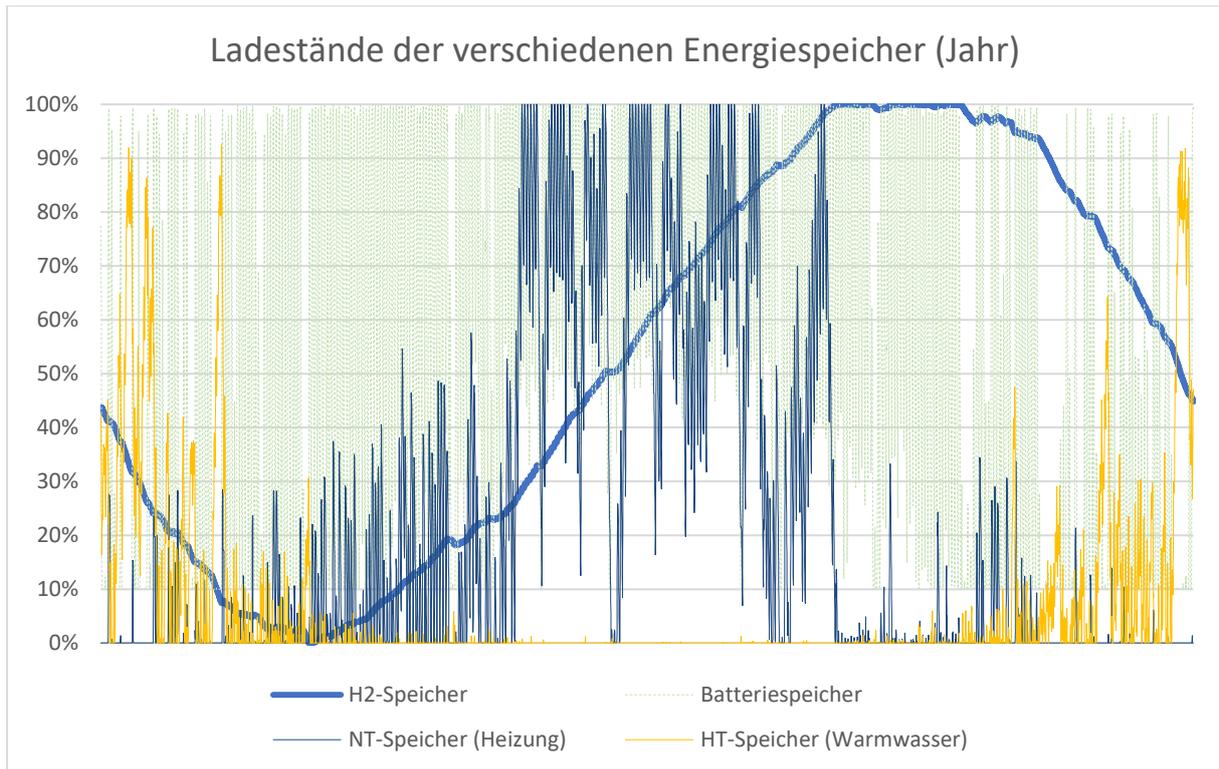


Abbildung 18, Simulation der Speicherstände

Ein vordergründig ähnliches Bild liefert Abb. 19, allerdings mit anderer Ursache: Hier ist die Elektrolyseleistung nicht zu groß, sondern der Speicher zu klein. Erkennbar im Zeitraum Februar/März, wo der Wasserstoff-Speicher über längere Zeit leer ist.

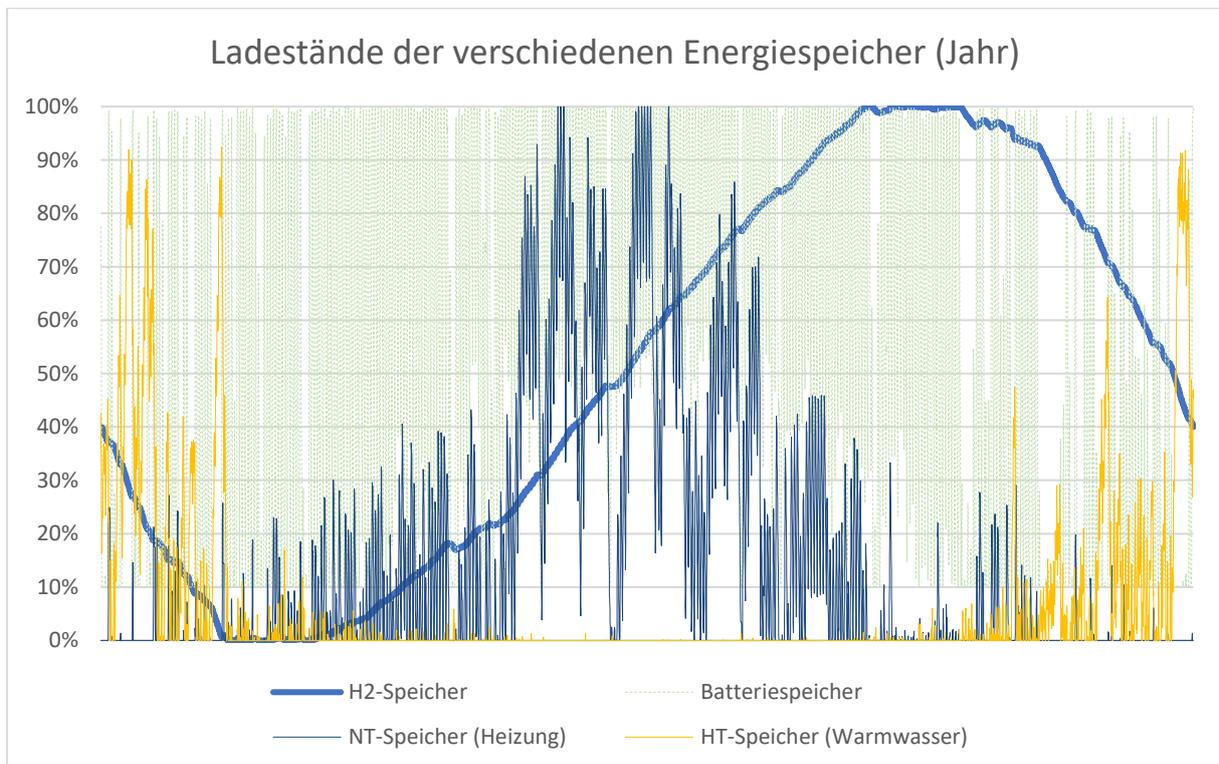


Abbildung 19, Simulation der Speicherstände

8 Ergebnisse

8.1 Einfamilienhäuser

8.1.1 Bestandsgebäude mit hohem Heizwärmebedarf

Das Einfamilienhaus mit hohem Bedarf an Heizenergie (Bestand) benötigt eine sehr große PV-Anlage (vgl. Kapitel 4.3) und eine dementsprechend große Wasserstoff-Anlage.

Typ	EFH 1x150 Altbau	
Anzahl Wohneinheiten (WE)	1	-
Wohnnutzfläche pro WE	150	m ²
Spezifischer Heizungswärmebedarf	150	kWh/m ² a
Strombedarf WP für Heizung	6618	kWh_el/a
Strombedarf WP für Warmwasser	1375	kWh_el/a
Strombedarf Haushalt	2700	kWh_el/a
Strombedarf gesamt	10693	kWh_el/a
Technische Daten:		
PV	22	kWp
Batteriespeicher	15	kWh
Elektrolyseur	8,8	kW
H ₂ -Speicher	6000	kWh
Brennstoffzelle	6	kW
Wärmespeicher NT (35°C)	30	kWh
Wärmespeicher HT (60°C)	30	kWh
Wärmepumpe	15	kW
Gastherme	15	kW

Tabelle 5, Technische Daten Variante 1

Obwohl die Investitionskosten sowohl auf heutiger Basis als auch 2025 und 2030 noch sehr hoch sind, erreicht zumindest die 2030-Kurve am Ende des Betrachtungszeitraums noch die Kostenkurve der fossilen Lösung. Allerdings stellt sich die Wärmepumpen-Variante bereits deutlich (um ca. 30.000 €) besser dar; die PV-Batterie-Anlage reduziert die Kosten über 30 Jahre um weitere 27.000 €.

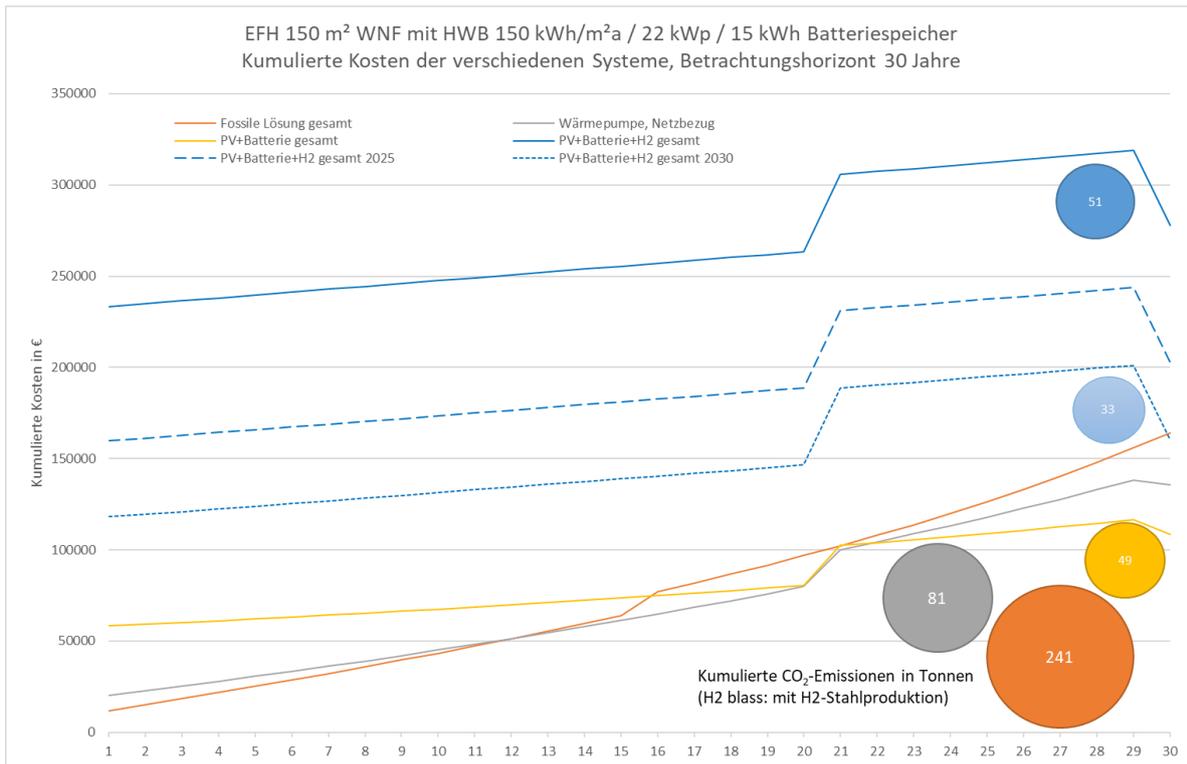


Abbildung 20, Ökonomische Performance Variante 1

Die Sprünge in den einzelnen Kurven sind Ersatzinvestitionen. Im Jahr 30 ist der Restwert der Komponenten berücksichtigt, worin der Sprung nach unten begründet ist.

Die Zahlen in den Kreisen stellen die kumulierten Emissionen der jeweiligen Variante dar. Berücksichtigt sind die Emissionen des Gasverbrauchs, der aus dem Netz bezogenen elektrischen Energie, sowie die Herstellemissionen von PV-Anlage, Batteriespeicher und Wasserstoff-Anlage. Für letztere ist auch die Variante mit „grüner“ Stahlerzeugung (mittels Wasserstoff) abgebildet – vgl. Kapitel 6.3. Das Potenzial an Emissionseinsparung ist enorm: Minus 86%.

8.1.2 Neubaustandard der letzten Jahre (mittlerer Heizwärmebedarf)

Typ	EFH 1x150 NEH	
Anzahl Wohneinheiten (WE)	1	-
Wohnnutzfläche pro WE	150	m ²
Spezifischer Heizwärmebedarf	50	kWh/m ² a
Strombedarf WP für Heizung	2206	kWh _{el} /a
Strombedarf WP für Warmwasser	1375	kWh _{el} /a
Strombedarf Haushalt	2700	kWh _{el} /a
Strombedarf gesamt	6281	kWh _{el} /a
Technische Daten:		

PV	13	kWp
Batteriespeicher	7,7	kWh
Elektrolyseur	6,6	kW
H2-Speicher	2700	kWh
Brennstoffzelle	3	kW
Wärmespeicher NT (35°C)	10	kWh
Wärmespeicher HT (60°C)	10	kWh
Wärmepumpe	6	kW
Gastherme	8	kW

Tabelle 6, Technische Daten Variante 2

Der Heizwärmebedarf von 50 kWh/m²a reduziert die erforderliche Investition schon deutlich. Mit 36.000 € verbleibt immer noch eine relevante Differenz zwischen den Gesamtkosten der autarken Lösung im Jahr 2030 und der kostengünstigsten Variante mit PV.

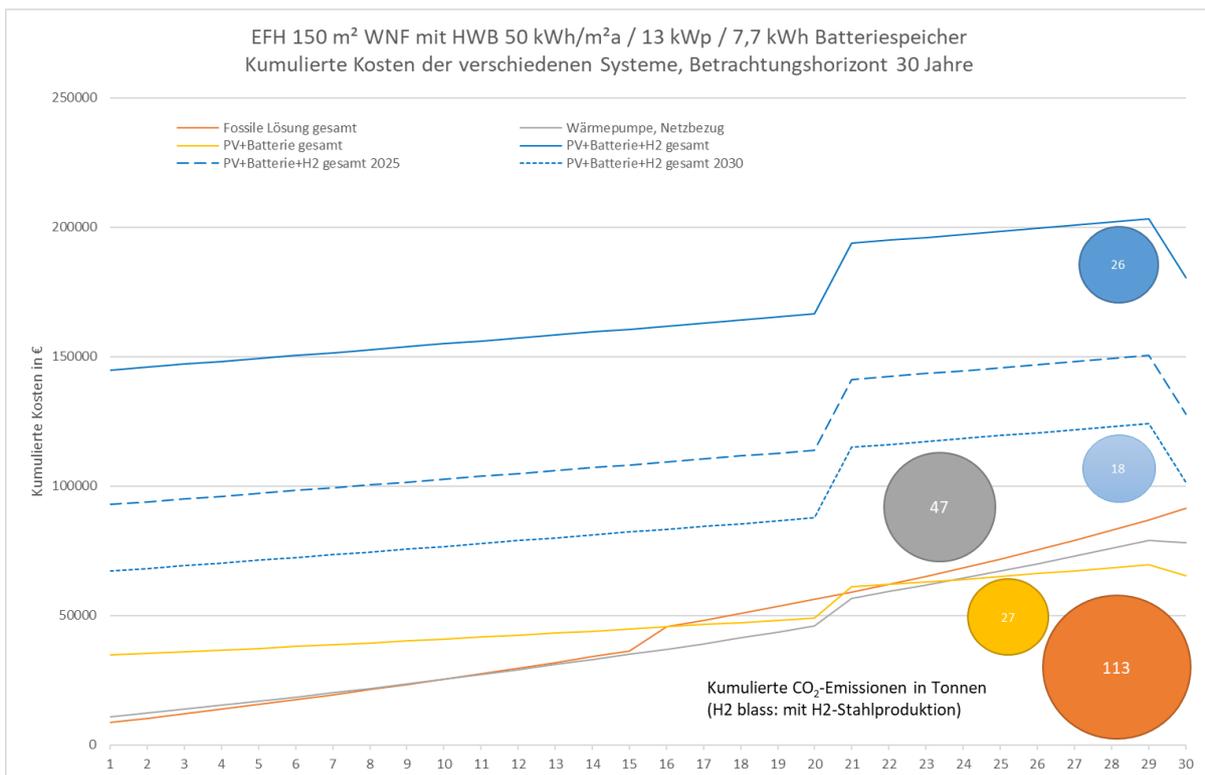


Abbildung 21, Ökonomische Performance Variante 2

An dieser Stelle ein exemplarischer Vergleich: Wollte man dieses Gebäude mit Hilfe eines Batteriespeichers energieautark gestalten, wäre eine Kapazität von über 1200 kWh erforderlich, was selbst unter Berücksichtigung des Skalierungseffekts (Vgl. 5.1.2.) mit Anschaffungs-

kosten von rund 500.000 € verbunden wäre. Die spezifischen Kosten für die gespeicherte Kilowattstunde liegen beim Wasserstoff um den Faktor 3-5 niedriger als beim Batteriespeicher, dessen Stärke in der effizienten, kurzzeitigen Speicherung liegen.

8.1.3 Passivhausstandard (sehr niedriger Heizwärmebedarf)

Typ	EFH 1x150 PH	
Anzahl Wohneinheiten (WE)	1	-
Wohnnutzfläche pro WE	150	m ²
Spezifischer Heizwärmebedarf	15	kWh/m ² a
Strombedarf WP für Heizung	662	kWh_el/a
Strombedarf WP für Warmwasser	1375	kWh_el/a
Strombedarf Haushalt	2700	kWh_el/a
Strombedarf gesamt	4737	kWh_el/a
Technische Daten:		
PV	13	kWp
Batteriespeicher	7,7	kWh
Elektrolyseur	2,2	kW
H2-Speicher	1250	kWh
Brennstoffzelle	2	kW
Wärmespeicher NT (35°C)	5	kWh
Wärmespeicher HT (60°C)	10	kWh
Wärmepumpe	3	kW
Gastherme	8	kW

Tabelle 7, Technische Daten Variante 3

Die Gesamtinvestition in eine autarke Lösung liegt hier bereits mit heutigen Preisen unter 100.000 €. Unter den gegebenen Randbedingungen stellt sich die Lösung mit Wärmepumpe und hoher PV-Deckung in jedem Fall als die wirtschaftlichste dar. Mit zukünftigen Preisen schrumpfen die gesamthaften Mehrkosten aber auf unter 20.000 € – umgelegt jährlich rund 600 € Mehrkosten für ein energieautarkes Gebäude.

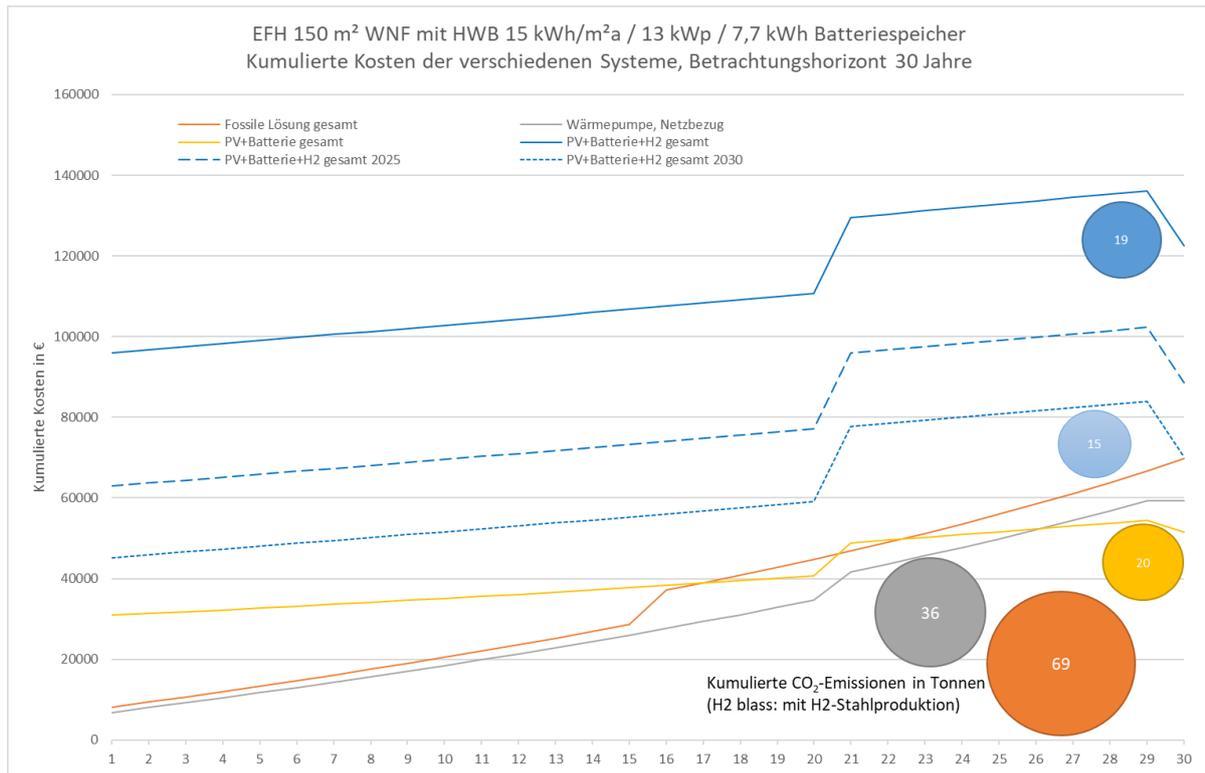


Abbildung 22, Ökonomische Performance Variante 3

8.1.4 Resümee Einfamilienhaus, Vergleich der Energiestandards

Gegenüber dem konventionell gasbeheizten Gebäude stellt sich der Einsatz einer Wärmepumpe in allen Varianten ökonomisch vorteilhaft dar. Auch die Investition in eine PV-Anlage mit Batteriespeicher lohnt sich – wenn jede Variante für sich betrachtet wird. Das Kostenniveau dieser Varianten ist aber im Passivhaus um so viel niedriger, dass die wirtschaftlichste Investition jene in den niedrigsten Energiebedarf ist: Im Neubau liegen die Mehrkosten für diesen Standard i.d.R. bei etwa 20.000 €; im Fall einer Sanierung können die Mehrkosten auch 30.000 bis 40.000 € betragen. Im Neubau liegt die Einsparung im Betrachtungszeitraum in der Größenordnung der Investition; bei einem sanierten Gebäude übersteigt die Einsparung die Mehrkosten deutlich. Noch extremer stellt sich die Situation allerdings beim Ziel der Energieautarkie dar (siehe Abb. 23): Je besser der energetische Standard, umso kostengünstiger und wirtschaftlicher ist Autarkie erreichbar.

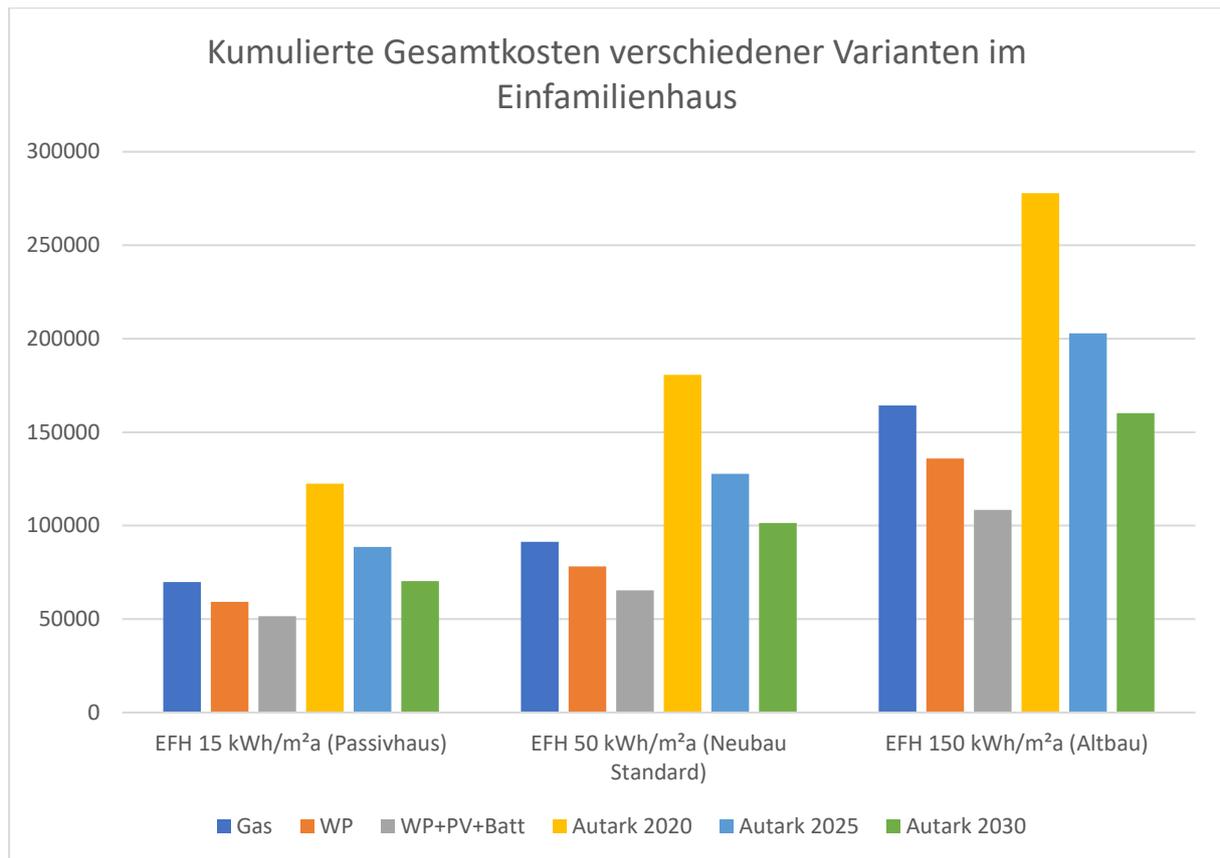


Abbildung 23, Gegenüberstellung aller Varianten im Einfamilienhaus

Wie im Kapitel 4.3 schon dargelegt, schränkt die verfügbare Fläche im Mehrfamilienhaus den Ertrag der PV ein, sodass sich nur Gebäude mit sehr niedrigem Heizwärmebedarf als energieautarke Gebäude eignen. Diese Gegenüberstellung zeigt nun darüber hinaus, dass nur bester Energiestandard attraktive ökonomische Voraussetzungen für energieautarke Lösungen schafft.

8.2 Mehrfamilienhäuser

Die drei untersuchten Mehrfamilienhäuser unterscheiden sich im Wesentlichen in der Größe – 10, 20 und 40 Wohneinheiten. Darüber hinaus verändern sich die für PV nutzbaren Flächen nicht linear – bei einem langgezogenen, südorientierten Gebäude nimmt mit zunehmender Größe bspw. der Anteil der Ost- und Westfassaden ab. Weiters wurde das kleinste Mehrfamilienhaus mit Satteldach simuliert (südorientierte Hälfte vollflächig belegt); bei den größeren Gebäuden erfolgte eine Ost-West-Belegung auf dem Flachdach. Aus diesem Grund verändern sich die Größen der einzelnen Komponenten nicht exakt linear.

8.2.1 Mehrfamilienhaus mit 10 Wohneinheiten

Typ	MFH 10x80	
Anzahl Wohneinheiten (WE)	10	-
Wohnnutzfläche pro WE	80	m ²
Spezifischer Heizwärmebedarf	15	kWh/m ² a
Strombedarf WP für Heizung	3529	kWh_el/a
Strombedarf WP für Warmwasser	7333	kWh_el/a
Strombedarf Haushalt (+Allgemeinstrom)	16900	kWh_el/a
Strombedarf gesamt	27762	kWh_el/a
Technische Daten:		
PV	56	kWp
Batteriespeicher	40	kWh
Elektrolyseur	15,4	kW
H2-Speicher	9500	kWh
Brennstoffzelle	7	kW
Wärmespeicher NT (35°C)	50	kWh
Wärmespeicher HT (60°C)	70	kWh
Wärmepumpe	12	kW
Gastherme	12	kW

Tabelle 8, Technische Daten Variante 4

Im Vergleich zum Einfamilienhaus macht sich nun der Skalierungseffekt bemerkbar: Die größeren Komponenten kosten in Relation zum Ertrag weniger; bereits mit den Preisen des Jahres 2025 liegt die wirtschaftliche Performance im Bereich der konventionellen Lösungen mit Gas oder Wärmepumpe. Der Unterschied zwischen heutiger PV-Batterie-Variante und dem energieautarken Gebäude im Jahr 2030 beträgt weniger als 20.000 € - gut 60 € pro Wohneinheit und Jahr.

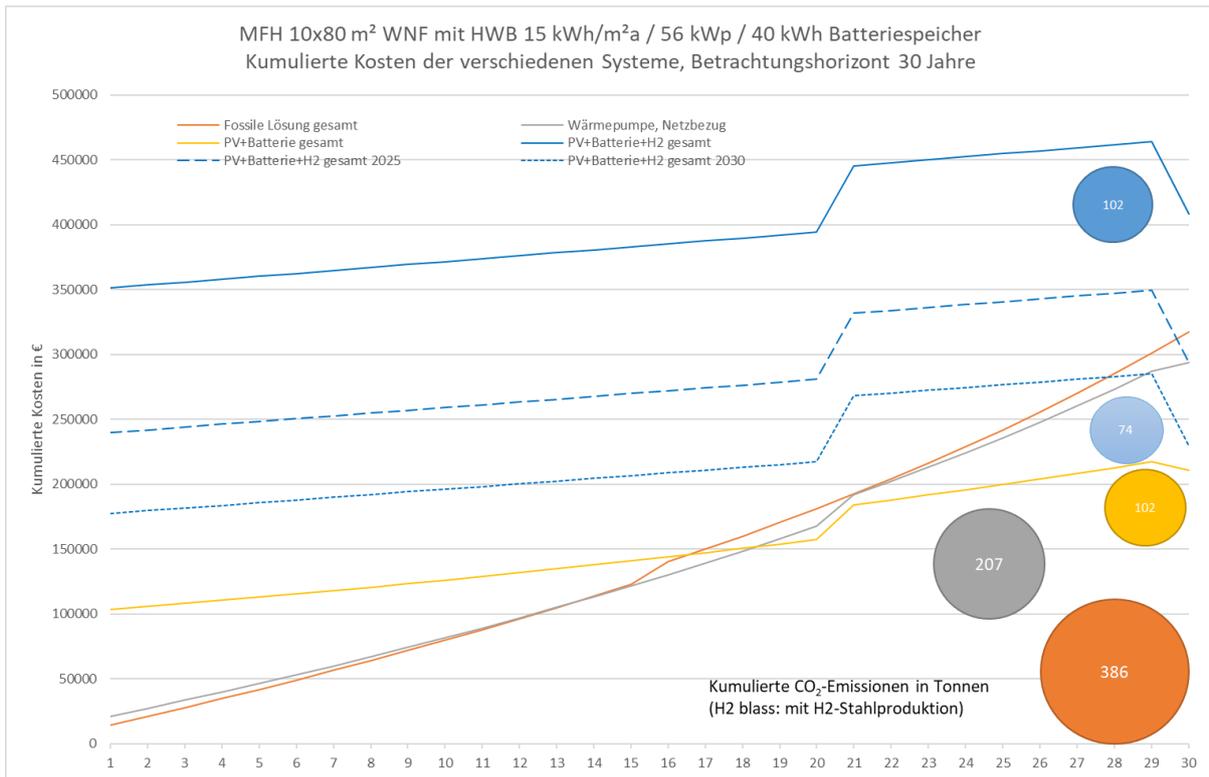


Abbildung 24, Ökonomische Performance Variante 4

8.2.2 Mehrfamilienhaus mit 20 Wohneinheiten

Typ	MFH 20x80	
Anzahl Wohneinheiten (WE)	20	-
Wohnnutzfläche pro WE	80	m ²
Spezifischer Heizwärmebedarf	15	kWh/m ² a
Strombedarf WP für Heizung	7059	kWh _{el} /a
Strombedarf WP für Warmwasser	14667	kWh _{el} /a
Strombedarf Haushalt (+Allgemeinstrom)	33800	kWh _{el} /a
Strombedarf gesamt	55526	kWh _{el} /a
Technische Daten:		
PV	116	kWp
Batteriespeicher	70	kWh
Elektrolyseur	30,8	kW
H2-Speicher	22500	kWh
Brennstoffzelle	11	kW
Wärmespeicher NT (35°C)	100	kWh
Wärmespeicher HT (60°C)	140	kWh
Wärmepumpe	25	kW
Gastherme	25	kW

Tabelle 9, Technische Daten Variante 5

Die Kurven der energieautarken Lösungen bewegen sich weiter nach unten. Gegenüber der vorherigen Variante ist hier auch nach 16 Jahren ein Kostensprung zu sehen: Mit zunehmender Größe der Wohnanlage wird der Energieverbrauch gleichmäßiger, wodurch die Brennstoffzelle etwas kleiner dimensioniert werden konnte. Sie erreicht aber nun früher die definierten 20000 Vollbetriebsstunden und wird deshalb auch früher erneuert.

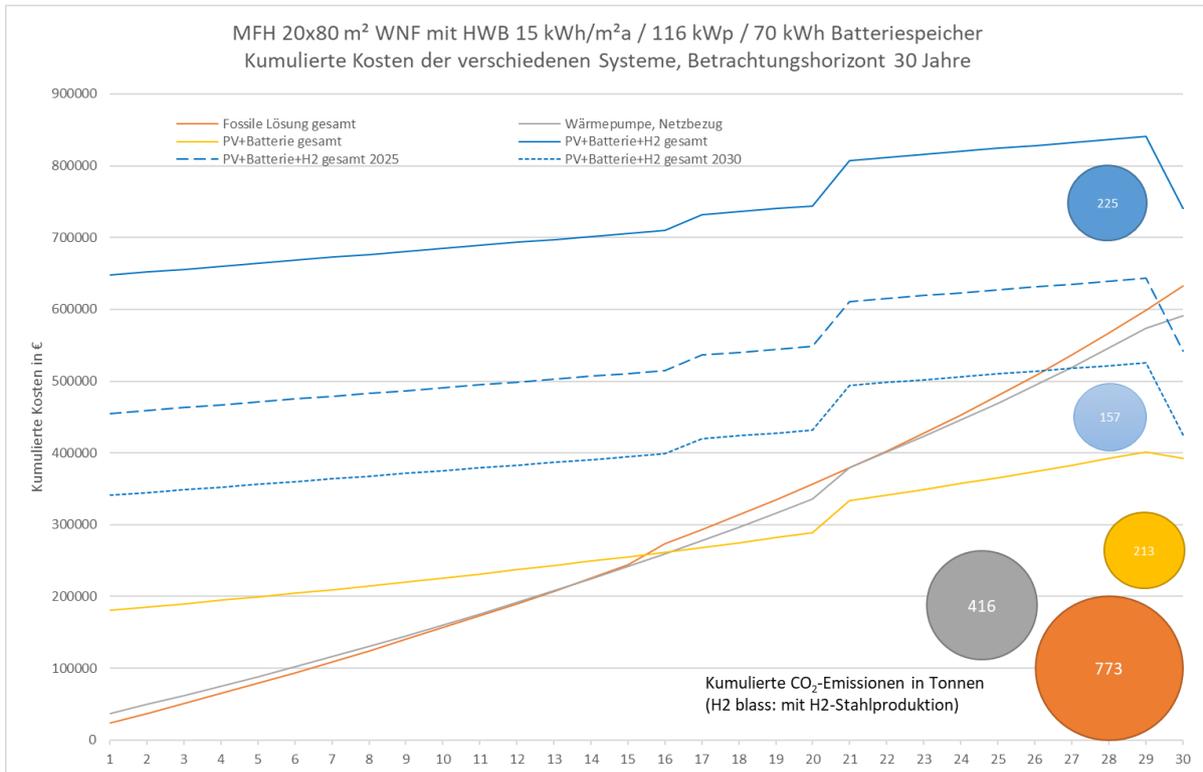


Abbildung 25, Ökonomische Performance Variante 5

8.2.3 Mehrfamilienhaus mit 40 Wohneinheiten

Typ	MFH 40x80	
Anzahl Wohneinheiten (WE)	40	-
Wohnnutzfläche pro WE	80	m ²
Spezifischer Heizwärmebedarf	15	kWh/m ² a
Strombedarf WP für Heizung	14118	kWh _{el} /a
Strombedarf WP für Warmwasser	29333	kWh _{el} /a
Strombedarf Haushalt (+Allgemeinstrom)	67600	kWh _{el} /a
Strombedarf gesamt	111051	kWh _{el} /a
Technische Daten:		
PV	236	kWp
Batteriespeicher	140	kWh
Elektrolyseur	55	kW

H2-Speicher	43000	kWh
Brennstoffzelle	23	kW
Wärmespeicher NT (35°C)	200	kWh
Wärmespeicher HT (60°C)	300	kWh
Wärmepumpe	50	kW
Gastherme	50	kW

Tabelle 10, Technische Daten Variante 6

Im Gebäude mit 40 Wohneinheiten liefert die energieautarke Lösung sogar schon mit heutigen Preisen eine ähnliche Performance wie die konventionellen Lösungen mit Gas oder Wärmepumpe – trotz hohen zusätzlichen Investitionskosten von ca. 1,1 Millionen € (344 €/m²WNF). In Zukunft kann die energieautarke Variante mit der heutigen PV-Batterie-Variante mithalten, wobei anzumerken ist, dass sich auch diese Lösung im Jahr 2030 noch wirtschaftlicher darstellt als heute.

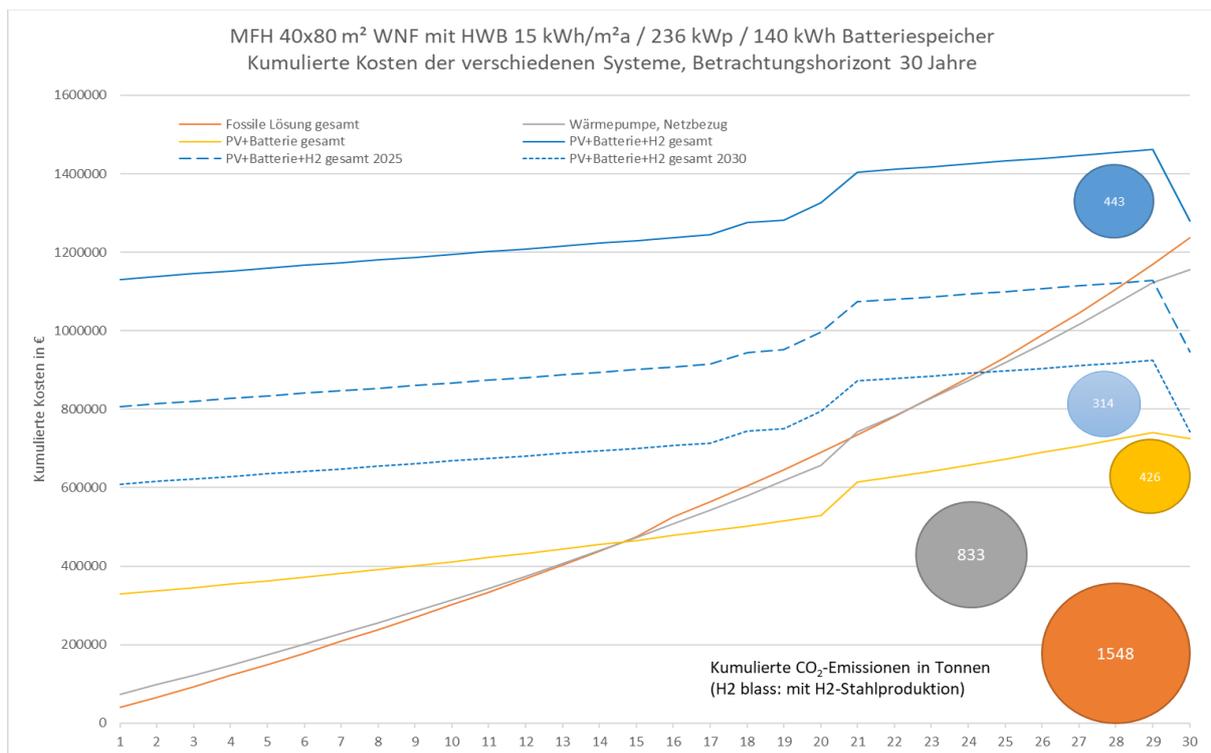


Abbildung 26, Ökonomische Performance Variante 6

8.3 Kostenstruktur

Die Gesamtkosten für die energieautarke Lösung befinden sich auf steilem Abwärtstrend. Doch nicht nur die Gesamthöhe, auch die Zusammensetzung der Kosten verändert sich. Den größten Kostenpunkt stellt heute mit 31% die Wasserstoffspeicherung dar. Weil die größeren Kostensenkungen bei den Technologien der Elektrolyse und der Brennstoffzellen zu erwarten sind, nimmt der Anteil der Speicherung in Zukunft sogar noch zu. Aus demselben Grund steigt

auch der Anteil der PV an – trotz immer noch relevanter Abwärtsbewegung dieser Technologie. In absoluten Zahlen sinken (mit Ausnahme der thermischen Speicher) die Kosten aller benötigten Technologien, nur eben in unterschiedlichem Ausmaß. Die Abbildung 27 zeigt die Aufteilung der gesamten Investitions-, Wartungs- und Instandhaltungskosten für die Variante 5 (Mehrfamilienhaus 20 Einheiten). Die Gesamtsummen betragen für die Jahre 2020, 2025 und 2030 rund 708.000 € / 510.000 € und 392.000 €.

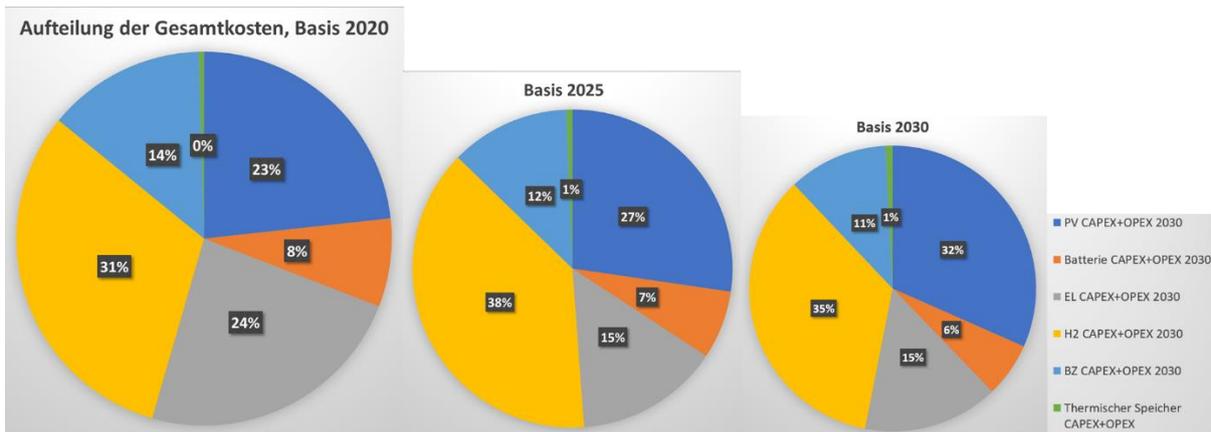


Abbildung 27, Veränderung Aufteilung Gesamtkosten Energieautarkie-Komponenten, Mehrfamilienhaus 20 Einheiten

Bezieht man die erforderlichen Investitionskosten auf die Wohnnutzfläche, wird zunächst die große Abhängigkeit vom Energieverbrauch deutlich: Während im Altbau rund 1500 €/m² investiert werden müssten, sind es im Passivhaus-EFH nur noch gut 600 €/m². Je größer aber die Anlage, umso günstiger – das macht die Anwendung im Mehrfamilienhaus attraktiv. In der Abbildung 28 erscheint die Kostendominanz der Wasserstoffspeicherung besonders groß. Es ist allerdings anzumerken, dass hier nur die einmaligen Investitionskosten abgebildet sind, weder Kosten für Wartung und Instandhaltung sind inkludiert, noch ist die unterschiedliche Lebensdauer der Komponenten berücksichtigt.

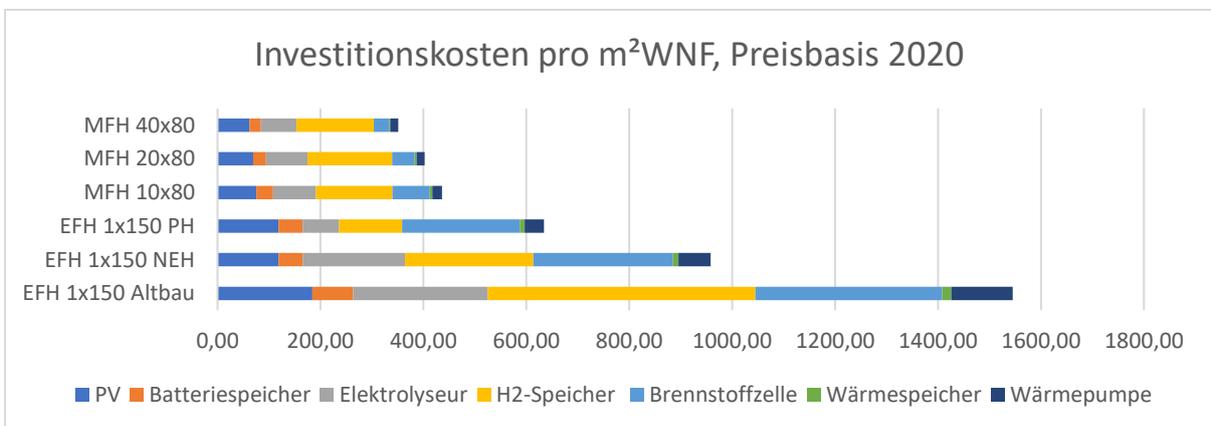


Abbildung 28, flächenspezifische Investitionskosten

Der deutlich höhere Anteil der Brennstoffzelle im Einfamilienhaus ist darauf zurückzuführen, dass der Strombezug im Mehrfamilienhaus zeitlich viel gleichmäßiger erfolgt. Im Einfamilienhaus müssen höhere Spitzen abgedeckt werden können.

8.4 Sensitivitäten

Im Rahmen dieser Analyse wurde untersucht, wie sich einzelne Werte, die von den getroffenen Annahmen abweichen, auf die Ergebnisse auswirken. Dabei werden zugunsten der Übersichtlichkeit nur die Systemvarianten a), d) und e) verglichen (Gas, Energieautarkie 2020 und 2025). Untersucht wurde das Mehrfamilienhaus mit 20 Wohneinheiten (Variante 5); dargestellt werden jeweils die kumulierten Gesamtkosten über den Betrachtungszeitraum von 30 Jahren.

8.4.1 Autarkiegrad

Ein geringerer Autarkiegrad führt wenig überraschend zu geringen Gesamtkosten – bereits mit heutigen Preisen könnte ein Autarkiegrad von 90% zu den Kosten der fossilen Lösung umgesetzt werden.

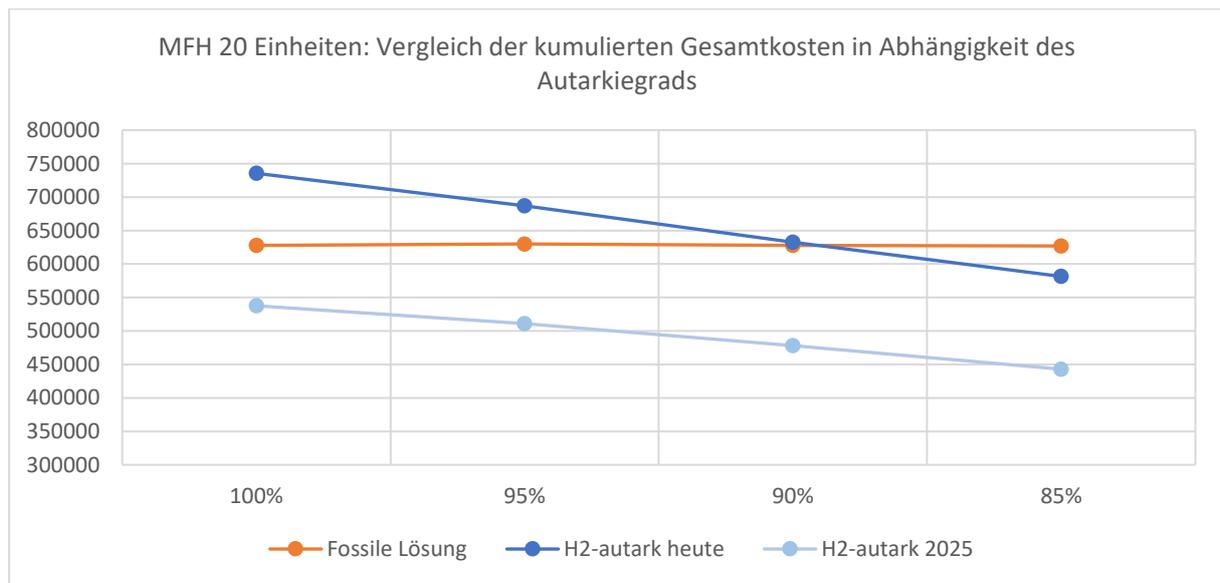


Abbildung 29, Sensitivität Autarkiegrad

8.4.2 Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe

Je höher die Effizienz der Wärmepumpe, umso schlanker kann die Wasserstoff-Anlage dimensioniert werden. Gegenüber der Annahme (Heizung 4 / Warmwasser 3) wirkt sich geringere Effizienz im Winter aufgrund des höheren Bedarfs stark negativ aus; der Effekt höherer Effizienz im Sommer (Warmwasserbetrieb) ist weniger ausgeprägt.

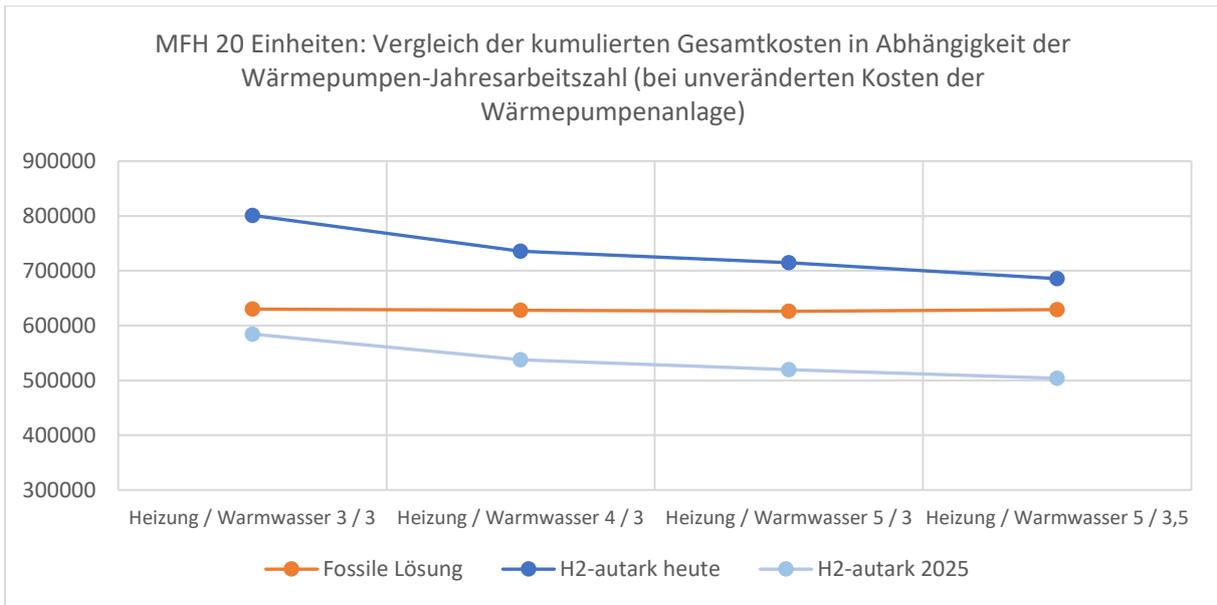


Abbildung 30, Sensitivität Jahresarbeitszahl

8.4.3 Wirkungsgrad der Brennstoffzelle

Der technologische Fortschritt bildet sich nicht nur in Form von reduzierten Kosten ab, sondern auch in besseren Effizienzwerten. Speziell bei der Brennstoffzelle führt dies dazu, dass – neben dem höheren Gesamtwirkungsgrad – der Bedarf an gespeichertem Wasserstoff sinkt: Aus einem Kilogramm Wasserstoff werden bei einem Wirkungsgrad von 60% anstelle von 15 kWh (bei 45% = Annahme Basisvariante) 20 kWh elektrische Energie gewonnen. Der Speicher kann um 25% kleiner ausfallen. Dementsprechend nimmt die Attraktivität der energieautarken Lösung zu.

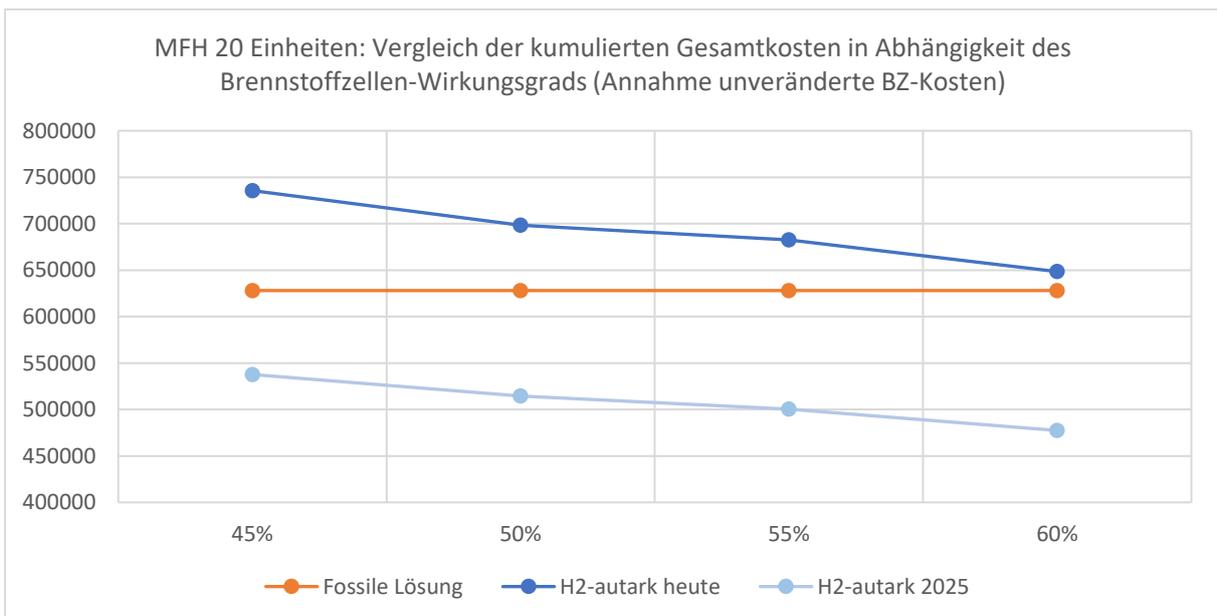


Abbildung 31, Sensitivität Wirkungsgrad Brennstoffzelle

8.4.4 Strompreis und Teuerung

Höhe und Entwicklung des Strompreises wirken sich signifikant auf die Konkurrenzfähigkeit energieautarker Lösungen aus. Für die Basissimulationen wurden 20 cent/kWh und eine Teuerung von 2% angenommen.

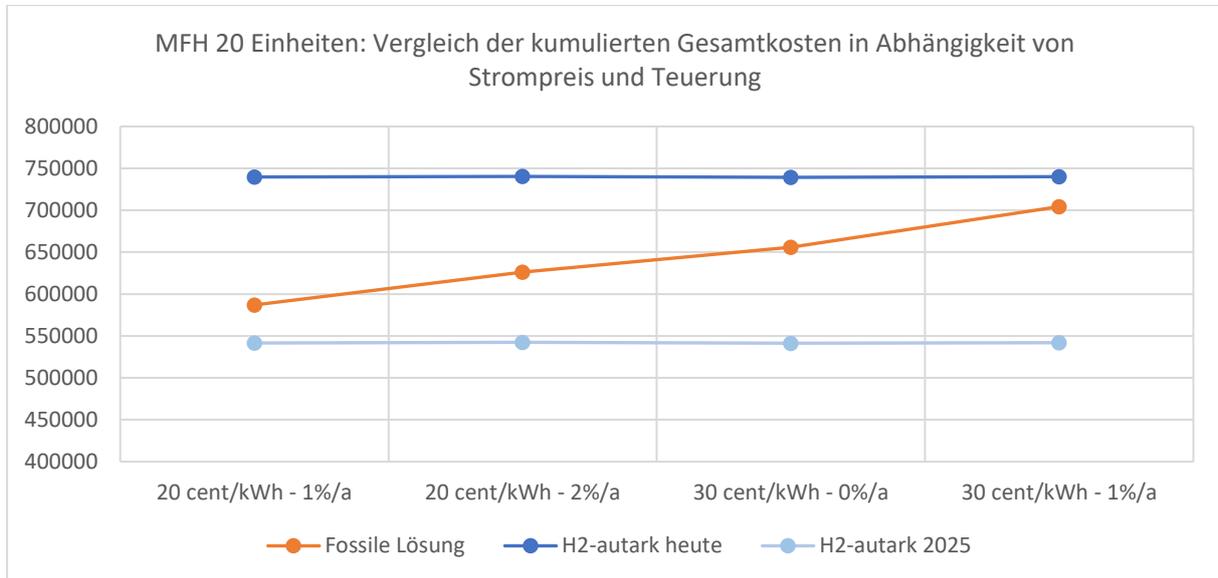


Abbildung 32, Sensitivität Strompreis

8.4.5 CO₂-Steuer

Während sich der Strompreis nur auf den Haushaltsstrom auswirkt, greift die CO₂-Steuer sowohl beim Gas, als auch bei der elektrischen Energie aus Netzbezug. Die Basisvariante wurde mit 37,5 €/to und einer jährlichen Steigerung von 10% simuliert (Mittelwert über den Betrachtungszeitraum: 205 €/to). Hier wird sichtbar, dass entsprechende politische Weichenstellungen erforderlich sind, um energieautarke und somit klimaverträgliche Lösungen wirtschaftlich abbilden zu können.

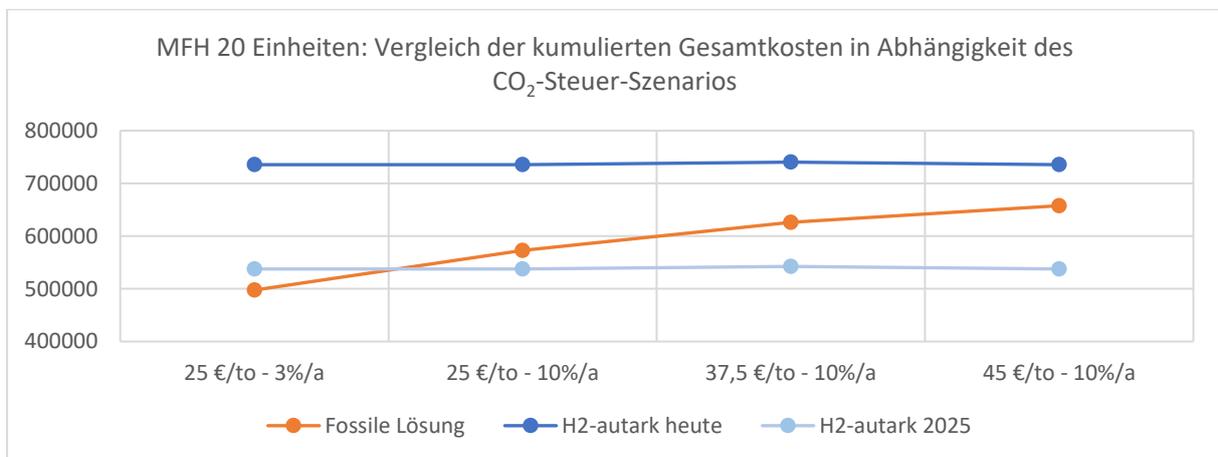


Abbildung 33, Sensitivität CO₂-Steuer

8.4.6 Dynamische Strompreise

Es ist zu erwarten, dass die Verfügbarkeit erneuerbarer Energien zukünftig im Preis der elektrischen Energie abgebildet wird. Für diese Analyse wurde eine einfache Unterscheidung von Sommer- und Winterstrom vorgenommen. Da hiervon weder die energieautarken Lösungen (keine Netzbezug) noch das gasbeheizte Gebäude (ganzjährig konstanter Bezug für Haushaltsstrom) betroffen sind, wird als vierte Variante jene mit Wärmepumpe und PV/Batteriespeicher (Systemvariante c) dargestellt. In der Simulation der Basisvariante wurde keine Dynamisierung abgebildet. Es kommt zu einer sichtbaren Kostenerhöhung bei der Systemvariante c.

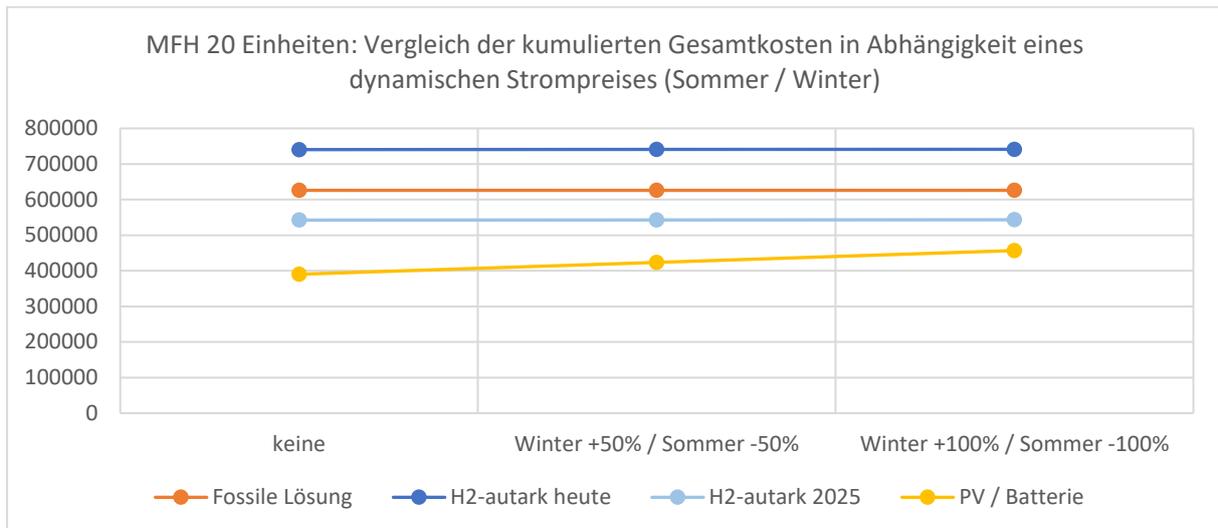


Abbildung 34, Sensitivität Dynamische Strompreise

9 Energiepolitische Bedeutung

Neben der ökonomischen Fragestellung, die Bauherren und Investoren interessiert, ist auch die energiepolitische Bedeutung zu betrachten. Mit der Abschaltung von Kohlekraftwerken schreitet die Dekarbonisierung der elektrischen Energieversorgung in großen Schritten voran, auch der Beitrag der Atomenergie ist im D-A-CH-Raum massiv im Sinken begriffen. Substituiert werden diese Energiequellen durch erneuerbare Energieformen, die wichtigsten Lieferanten sind Photovoltaik, Wasserkraft und Windenergie. Auch Biomasse kann – als einziger erneuerbarer Energieträger, der bereits in gespeicherter Form vorliegt – eine gewisse Rolle spielen, angesichts des endlichen Potenzials jedoch in überschaubarem Ausmaß. Sowohl Photovoltaik als auch Wasserkraft liefern den überwiegenden Teil ihrer Ernte im Sommerhalbjahr, nur Windenergie steht zum größeren Teil im Winter zur Verfügung.

In Österreich bildet sich dieser Sachverhalt so ab, dass die meiste erneuerbare Energie im Mai zur Verfügung steht und die geringsten Erträge im Februar und Oktober zu verzeichnen sind (Abbildung 35).

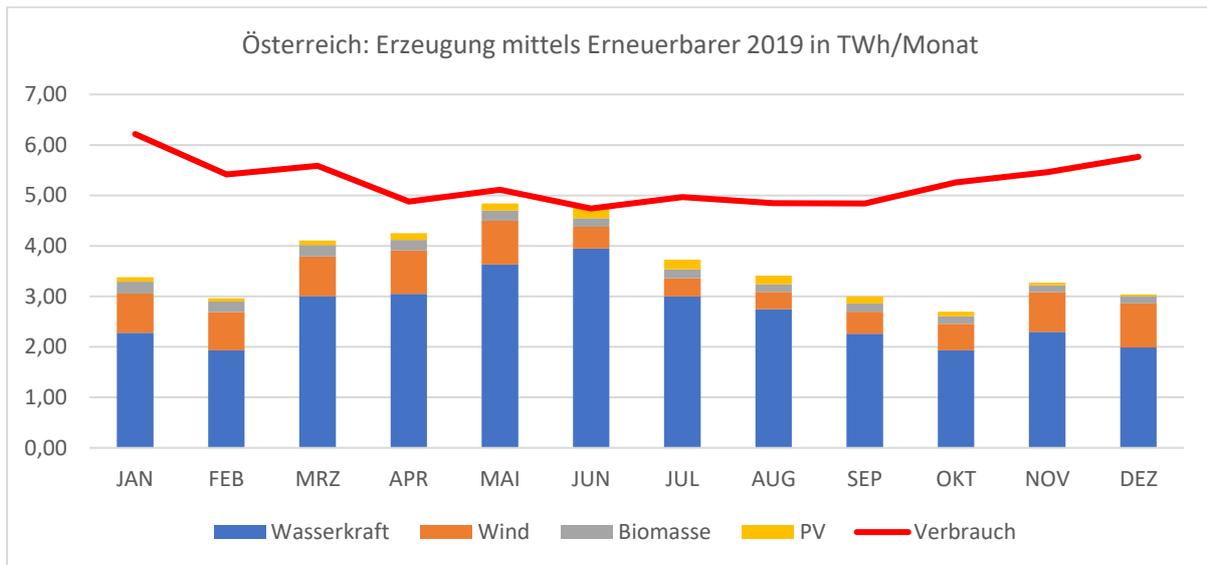


Abbildung 35, Verbrauch an elektrischer Energie und Nettostromerzeugung der Erneuerbaren in Österreich 2019, Quelle: www.smard.de

Demgegenüber steht ein Verbrauch, der in den Wintermonaten höher ist als im Sommer. Mit dem Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) soll nun in Österreich für eine massive Steigerung der Energie aus Erneuerbaren gesorgt werden: Zusätzliche 11 Terawattstunden (TWh) soll die Photovoltaik liefern, zusätzliche 10 TWh kommen aus Windkraftanlagen, 5 TWh aus Wasserkraft und 1 TWh aus Biomasse. Auf Basis der gegebenen saisonalen Verteilung könnten sich die monatlich erzeugten Mengen dann wie in Abb. 36 ersichtlich darstellen. Dabei ändert sich am grundsätzlichen Bild wenig, da sowohl Sommer- als auch Winterstrom ausgebaut wird.

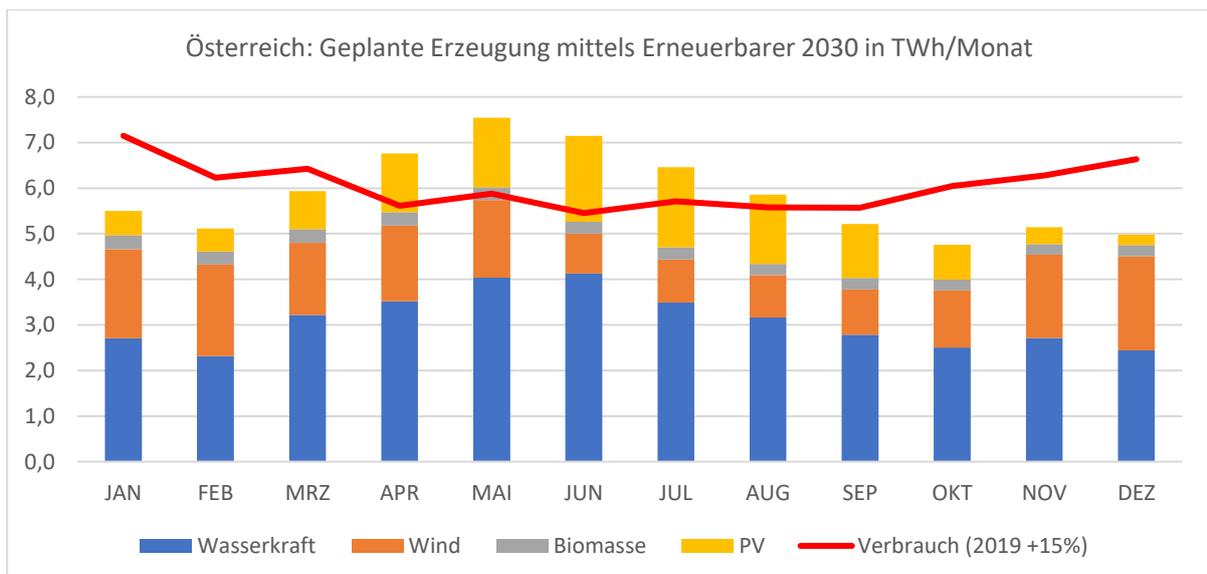


Abbildung 36, Möglicher Verbrauch an elektrischer Energie (Basis 2019 +15%) und Nettostromerzeugung der Erneuerbaren in Österreich 2030, Quelle: www.smard.de; eigene Berechnungen.

Unter der Annahme, dass der Stromverbrauch gesamthaft um 15% steigen wird, sind nun in den Sommermonaten relevante Überschüsse zu verzeichnen, im Winterhalbjahr fehlt aber in etwa dieselbe Energiemenge. Verschärft wird die Situation dadurch, dass die notwendige Sektorkopplung im Bereich der Raumwärme einen zusätzlichen Bedarf an elektrischer Energie in den Wintermonaten mit sich bringt: Öl- und Gasheizungen werden zu einem großen Teil durch elektrisch betriebene Wärmepumpen ersetzt. Auch in anderen Bereichen, wie etwa der Mobilität, führt die Sektorkopplung zu einer Erhöhung der Nachfrage nach elektrischer Energie, und auch hier ist der Bedarf in den Wintermonaten tendenziell größer als im Sommer (Mehr Fahrleistung, höherer spezifischer Bedarf der Elektro-Mobilität bei Kälte).

Nachdem sich die Situation in den Nachbarländern Österreichs prinzipiell sehr ähnlich darstellt, ist nicht davon auszugehen, dass Winterstrom beliebig importiert werden kann. Biomasse bietet ein viel zu geringes Potenzial, dass die gegebene Lücke geschlossen werden könnte. Der noch deutlich massivere Ausbau von Windenergie wäre eine Möglichkeit, die erforderliche Energieproduktion von zusätzlichen 15 TWh oder mehr stößt aber sowohl an Potenzial- als auch Akzeptanzgrenzen. Letztlich stellt die saisonale Speicherung im großen Stil eine Möglichkeit dar. Auch hier würde mittels Elektrolyse Wasserstoff erzeugt und in Brennstoffzellen rückverstromt. Diese Technologie wird sicher ein Bestandteil des Energiesystems werden, es ist dabei jedoch zu bedenken, dass Wasserstoff aus sommerlichen Überschüssen zukünftig vor allem auch für industrielle Zwecke (insbesondere für die Stahlproduktion) benötigt wird.

Gebäude, die mit Hilfe der dezentralen Anwendung von Wasserstoff eine saisonale Speicherung vornehmen können, leisten also einen wertvollen Dienst für die zukünftige Energieversorgung. Jeder Verbraucher, der keinen Winterstrom bezieht, entlastet das System und reduziert das Erfordernis von noch größeren Investitionen. Vor diesem Hintergrund sollte diese Technologie nicht nur mikro-, sondern auch makro-ökonomisch betrachtet und bewertet werden.

10 Abkürzungsverzeichnis

a	Jahr
AC	Alternating Current / Wechselstrom
BFE	Bundesamt für Energie (Schweiz)
BGF	Bruttogeschossfläche
BZ	Brennstoffzelle
CAPEX	Capital Expenditure / Investitionskosten
CHF	Schweizer Franken
D-A-CH	Deutschland, Österreich, Schweiz
DC	Direct Current / Gleichstrom
EFH	Einfamilienhaus
EL	Elektrolyse
g	Gramm
GFZ	Geschossflächenzahl
H ₂	Wasserstoff
HH	Haushaltsstrom
HT	Hochtemperatur
HWB	Heizwärmebedarf
HZG	Heizung
i.d.R.	in der Regel
kg	Kilogramm
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
kWh _{el}	Kilowattstunde elektrisch
kWh _{H₂}	Kilowattstunde Wasserstoff
kWh _{th}	Kilowattstunde thermisch
kWp	Kilowatt peak
m	Meter
m ²	Quadratmeter
m ³	Kubikmeter
MFH	Mehrfamilienhaus
MW	Megawatt = 1000 kW
MWh	Megawattstunden = 1000 kWh
MwSt.	Mehrwertsteuer
NEH	Niedrigenergiehaus
NT	Niedertemperatur

OPEX	Operational Expenses
PH	Passivhaus
PV	Photovoltaik
to	Tonne
TWh	Terawattstunde = 1 Mrd. kWh
WE	Wohneinheiten
WNF	Wohnnutzfläche
WP	Wärmepumpe
WQ	Wärmequelle
WW	Warmwasser
WWB	Warmwasserbedarf

11 Quellennachweise

[1] Energieinstitut Vorarlberg, Martin Ploss et al., Modellvorhaben „KliNaWo“ Klimagerechter Nachhaltiger Wohnbau, Zwischenbericht Jänner 2017

[2] Fraunhofer ISE, Philipp Sterchele et al., Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem, Freiburg 2020

[3] Energieinstitut Vorarlberg, Martin Ploss et al., Modellvorhaben „KliNaWo“ Klimagerechter Nachhaltiger Wohnbau, Monitoringbericht Juli 2019

[4] www.enapter.com

[5] https://www.umweltarena.ch/ueber-uns/architektur-und-bauprojekte/#energieautar-kes_mehrfamilienhaus

[6] <https://www.homepowersolutions.de/produkt>

[7] <https://hyethydrogen.com/>

[8] <https://www.cylinders.cz/en/vysokotlake-lahve/vysokotlake-lahve/a-12/>

[9] <https://www.hy2green.com/de/>

[10] Bundesamt für Energie BFE, Viriden + Partner, Andreas Büsser et al., P+D-Projekt: BIPV-Fassaden Benchmark, Bern 2020

[11] <https://www.wegatech.de/ratgeber/photovoltaik/kosten-und-wirtschaftlichkeit/stromspeicher-preisentwicklung/>

[12] Interview Marcel Corneille, <https://emcel.com/de/>

[13] <https://www.proton-motor.de/>

[14] Technische Universität Wien, Reinhard Haas et al., Stromzukunft Österreich 2030, Wien 2017

[15] <https://www.mcc-berlin.net/forschung/kurzdossiers/klimaziele.html>

[16] Umweltbundesamt, Astrid Matthey, Methodenkonvention 3.0 zur Ermittlung von Umweltkosten, Dessau 2019

[17] <https://www.solarpowereurope.org/blog-sustainability-in-solar>

[18] https://www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2018/Klimabilanz_von_Elektroautos/Agora-Verkehrswende_22_Klimabilanz-von-Elektroautos_WEB.pdf