

Abschlussbericht

Potential-, Speicher und Verbrauchsanalyse einer regenerativen Energieversorgung und Darstellung der Power-To-X-To-Power Technologie

ASL_EE_Mfr

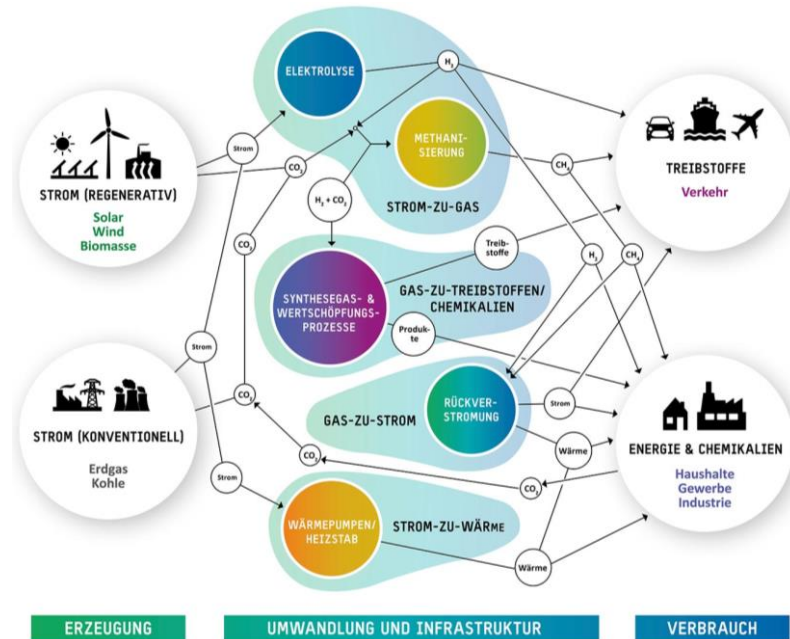


Abbildung 1: Power-to-X Konzept [1]

Untersuchung der regenerativen Energieversorgung und des Energieverbrauchs in einer Teilregion von Mittelfranken, Ermittlung eines optimalen Energiemix der Erneuerbaren Energien und Darstellung von Energiespeichermethoden

Projektbearbeiter: Geißendörfer, Jakob

E-Mail: geissendoerfeja71450@th-nuernberg.de

Nürnberg, den 02.07.2020

Abstract

Das Projekt wird im Rahmen des Seminars „Projekt Energietechnik“ des sechsten Semesters Maschinenbau an der Technischen Hochschule Nürnberg durchgeführt. Die Projektarbeit untersucht die Möglichkeiten einer autarken regenerativen Energieversorgung in einer mittelfränkischen Region. Hierbei wird einerseits das Energieerzeugungspotential der Energieträger Wind, Sonne, Biomasse und Laufwasser und andererseits der Verbrauch des Untersuchungsgebiets analysiert.

Bei der Gegenüberstellung der Jahreswerte für die Energieerzeugung und des Energieverbrauchs von 1980 bis 2019 fällt der volatile Verlauf der Zeitreihen auf.

Um die Überschüsse in der Erzeugung besser ausnutzen zu können und gleichzeitig die Defizite decken zu können, werden mehrere Speichertechnologien verglichen.

Mit Hilfe eines Excel-Tools von Herrn Prof. Dr. Popp werden Daten der letzten 40 Jahre analysiert und verrechnet. Dabei werden die Jahre mit extremen Energiedefiziten herausgefunden, in denen die größten Speicherleerungen stattfinden.

Daraus kann man schließen, dass die Untersuchungsregion Speichertechnologien für die Deckung der Energiedefizite vorhalten muss, um die benötigte Energiemenge für den Verbrauch bereitzustellen. Des Weiteren wird mit Hilfe des Programms ein optimaler Mix der Erneuerbaren Energieträger berechnet. Zudem lassen sich für deren Ausbau kostenminimale Lösungen errechnen. Im Folgenden lassen sich konkrete Werte für den zahlenmäßigen Ausbau der Anlagen geben.

Außerdem behandelt diese Projektarbeit die Speichertechnologie Power-to-Gas-to-Power ausführlicher. Es sollen das Prinzip, die Funktionsweise, die Verfahren und die Kosten dargestellt werden. Die Behandlung der Vor- und Nachteile und die Entwicklung in der Zukunft werden abschließend betrachtet.

Inhaltsverzeichnis

Abstract	II
I. Abbildungsverzeichnis	IV
II. Tabellenverzeichnis	V
III. Abkürzungsverzeichnis	V
1. Einleitung	1
2. Stromverbrauch	4
3. Anlagenbestand der erneuerbaren Energien	7
3.1 Anlagenbestand der Windkraft	9
3.2 Anlagenbestand der Wasserkraft	9
3.3 Anlagenbestand an Solarenergie	10
3.4 Anlagenbestand zur Biogas- und Deponiegaserzeugung	10
3.5 Batterie	11
3.6 Zusammenfassung	11
4. Ermittlung des extremsten Wetterjahres von 1980 bis 2019	14
4.1 Bereitstellung und Berechnung der Daten für die Erneuerbaren Energien	14
4.2 Berechnung und Darstellung des Lastverlaufs	15
4.3 Umwandlungsmix und Umwandlungsvermögen	15
4.4 Dauerlinien der verschiedenen Aufteilungen von Wind- und Sonnenenergie	17
4.5 Ladungsabweichungen	18
4.6 Residualleistungsdauerlinien	20
4.7 Ermittlung des besten Energiemix und des Kostenminimums	21
5. Offener Anlagen- und Speicherbedarf	27
6. Power-to-X-Technologie	30
6.1 Einführung	30
6.2 Verfahren von Power-to-Gas-to-Power	33
6.2.1 Elektrolyse	33
6.2.2 Methanisierung	36
6.3 Vorteile und Nachteile von Power-to-Gas-to-Power	38
6.4 Kosten und deren Entwicklung	41
6.5 Fazit	41
7. Zusammenfassung und Ausblick	42
8. Anhang	43

I. Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Power-to-X Konzept [1]	1
Abbildung 2: Landkreise der Europäischen Metropolregion Nürnberg.....	3
Abbildung 3: Quadrat Merra 2	3
Abbildung 4: Jahresverbräuche der Teilgebiete der EMN	6
Abbildung 5: Minima und Maxima der Jahresverbräuche der Teilgebiete der EMN	7
Abbildung 6: Benutzungsgrad der Erneuerbaren Energien in Prozent.....	12
Abbildung 7: Anteile an der gesamt erzeugten Energiemenge in Prozent und absoluten Werten.....	13
Abbildung 8: Beispielhafter Lastverlauf eines Monats.....	15
Abbildung 9: Anteile des Umwandlungsmix.....	16
Abbildung 10: Darstellung Versorgungsverlauf gegenüber dem Verbrauch	16
Abbildung 11: Dauerlinien verschiedener Umwandlungsmix	18
Abbildung 12: Ladungsabweichung der verschiedenen Energieerzeugungskombinationen.....	19
Abbildung 13: Residualleistungsdauerlinien versch. Erzeugungsmixe	20
Abbildung 14: Kosten der einzelnen Erzeugungsarten und der Speicher.....	23
Abbildung 15: Kritische Wetterjahre und maximale Speicherentladung.	24
Abbildung 16: Gesamtkosten für den Speicherausbau.....	28
Abbildung 17: Sektor Kopplung	31
Abbildung 18: Verschiedene Wege von Power-to-X	32
Abbildung 19: Alkalische Elektrolyse	34
Abbildung 20: PEM-Elektrolyse	34
Abbildung 21: SOEC-Elektrolyse	34
Abbildung 22: Übersicht und Vergleich der drei Elektrolyseverfahren aktuell und zukünftig	35
Abbildung 23: Aktueller und zukünftiger Kostenvergleich der Elektrolyseverfahren	36
Abbildung 24: Überblick über die Verfahren der Methanisierung	38
Abbildung 25: Vergleich der Speichertechnologien aufgrund Stromgestehungskosten und der Zyklendauer	39

II. Tabellenverzeichnis

Tabelle 1	Anlagenbestand der Windkraftanlagen nach TenneT
Tabelle 2	Anlagenbestand der energieerzeugenden Anlagen durch Wasserkraft nach TenneT
Tabelle 3	Anlagenbestand der Solaranlagen nach TenneT
Tabelle 4	Anlagenbestand Biomasse und Deponiegas nach TenneT
Tabelle 5	Vorgabewerte BestMix- und Kostenminimumberechnung
Tabelle 6	Ergebnisse der BestMix und Kostenminimumberechnung

III. Abkürzungsverzeichnis

EMN – Europäische Metropolregion Nürnberg

PtX – Power to X

P2G2P, PtGtP – Power-to-Gas-to-Power

Merra-2 – Eine Software der NASA, die Wetterdaten bereitstellt, wie zum Beispiel Windgeschwindigkeiten und Sonneneinstrahlung

ASD - Abschreibedauer

BKF- Betriebskostenfaktor

PtH- Power to Heat

PtL – Power to Liquid

Chemische Bezeichnungen:

Wasser H₂O

Wasserstoff H₂

Methan CH₄

Sauerstoff O₂

Kohlenstoffmonoxid CO

Kohlenstoffdioxid CO₂

GuD – Gas und Dampf

KWK - Kraft-Wärme-Kopplung

1. Einleitung

In Folge der aktuellen Debatte zum Klimawandel geht der Trend zu einer regenerativen Energieversorgung, um einen Beitrag zur Bekämpfung des Klimawandels zu leisten. Eine weitere Beeinträchtigung des Klimas hätte verschiedene negative Folgen, wie zum Beispiel, dass Menschen durch klimabedingte Umweltzerstörung keine Zukunft in ihrem Land mehr sehen und daher in andere Länder emigrieren. Somit hat dieses Thema ökologische, gesellschaftliche wie auch politische Relevanz. [1], [2]

Um diesem Problem entgegen zu wirken, muss der Anteil der erneuerbaren Energielieferanten steigen und gleichzeitig die CO₂- Ausstöße verringert werden. Dies wird über das Abschalten der Kohlekraftwerke bewerkstelligt.

Allerdings ist in der EMN gerade durch das flache Gefälle keine effektive Nutzung des Wasserlaufs möglich. Auch stehen die Windverhältnisse in keinem Vergleich zu denen in Küstennähe in Off-Shore-Windparks. Trotzdem liegen in den Energieträgern Wind und Sonne die größten Potentiale der erneuerbaren Energien in der EMN.

Aber auch hier ergeben sich Schwierigkeiten durch den volatilen Verlauf. Im Sommer weht weniger Wind und im Winter scheint seltener die Sonne. Somit kann keinerlei stabile Stromversorgung gewährleistet werden.

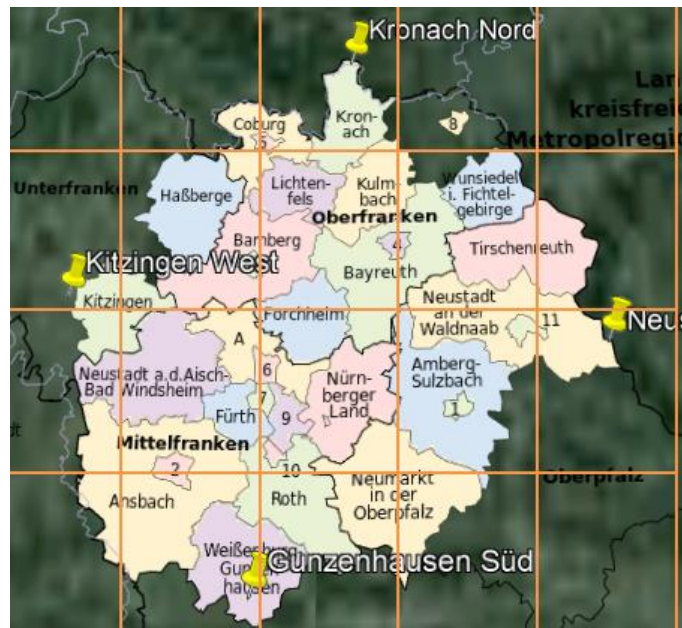
Doch ab und zu ergeben sich durch das zeitgleiche Auftreten beider Quellen ungenutzte Peaks in der Energieerzeugung. Dies führt zur Abregelung des Stromnetzes, um dieses vor Überlastung zu schützen.

Um für beide Fälle optimal vorbereitet zu sein, kommen Energiespeicher zum Einsatz. Diese gleichen Defizite aus und laden sich bei einem Überschuss auf.

In dem Projekt soll ein Gebiet der Europäischen Metropol Region Nürnberg für eine autarke regenerative Energieversorgung ausgelegt werden. Dies zeigt sich in einem optimalen Zusammenspiel zwischen den energieerzeugenden Anlagen und installierten Speichern.

Zudem soll in dieser Projektarbeit noch genauer auf die Speichertechnologie Power to X eingegangen werden. Hierbei dreht es sich um die Umwandlung überschüssiger Energie zu anderen Produkten. Diese Produkte können dann in Versorgungengpässen wieder in Energie zurückgewandelt werden. Diese Konzepte werden auf ökologische, ökonomische und technische Aspekte untersucht. [3]

In Abbildung 2 sind die Landkreise und kreisfreien Städte der EMN dargestellt.



Das zu sehende Raster unterteilt die EMN in kleinere Quadrate, die jeweils einem Studierenden zugeordnet wurden.

Das zu untersuchende Gebiet umfasst, wie auch in der Abbildung 2

Abbildung 2: Landkreise der Europäischen Metropolregion Nürnberg

zu sehen, den süd-östlichen Teil des Landkreises Ansbach und den westlichen Teil des Landkreises Weißenburg und Gunzenhausen. Die türkise Linie unterhalb markiert die Grenze zum Bezirk Schwaben. Alle Gebiete oberhalb der türkisen und blauen Linie gehören zur EMN. Der Mittelpunkt des Gebiets trägt folgende Koordinaten: Längengrad 10.625° E und Breitengrad 49.00° N

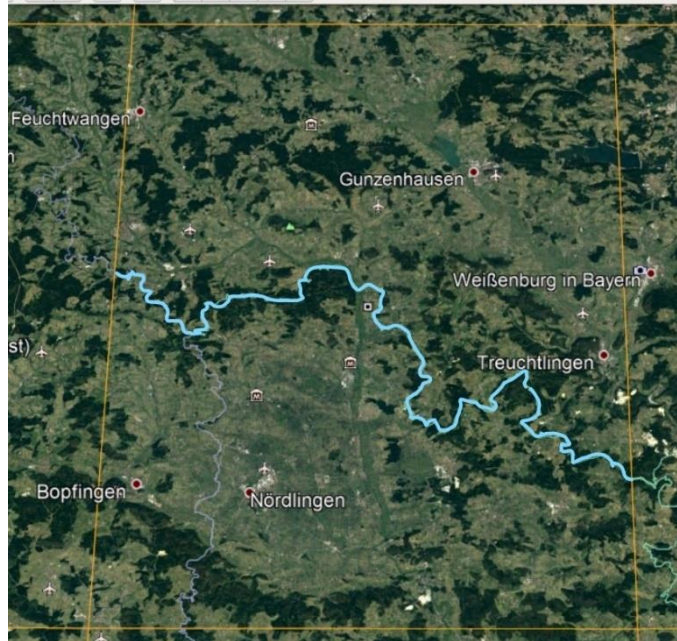


Abbildung 3: Quadrat Merra 2

Der Ablauf des Projekts ist folgendermaßen geplant:

Zu Beginn werden die Wetterdaten der letzten Jahrzehnte abgefragt und ausgewertet. Dies geschieht über Wetterdatenbanken der NASA und Excel-Tools, die den Studierenden von Herrn Prof. Dr. Popp zur Verfügung gestellt werden. So werden Daten für Windgeschwindigkeiten, aber auch für mehrere Strahlungsarten bereitgestellt. Durch eine fundierte Analyse dieser Daten kann man herausarbeiten, in welcher Menge Energie durch Photovoltaik- und Windkraftanlagen in dem jeweiligen Gebiet für eine Nutzung zur Verfügung stand. Hier wird als Grundlage der Analyse das Jahr mit den ungünstigsten Werten für eine regenerative Energieversorgung gewählt. Ausgehend von den Jahren mit der wetterbedingten geringsten Energieversorgung durch regenerative Energieträger, kann für die Zukunft der erforderliche Ausbaugrad errechnet werden, damit ausreichend Energie für die Versorgung der regionalen Verbraucher erzeugt werden kann.

Durch weitere Quellen wie den Energieatlas, der die Standorte verschiedener Energieanlagen zeigt, oder die Website Netztransparenz, auf der man Informationen zu den Übertragungsnetzbetreibern bekommt, wird die Datengrundlage erweitert. Des

Weiteren dient als Quelle der Gewässerkundliche Dienst Bayern, bei dem man Abflussdaten der Flüsse ermitteln kann. Somit kann man weitere Energieproduzenten und Potentiale in dem Gebiet ausfindig machen. Die Rede ist hier von Wasserkraftwerken wie auch Biogasanlagen. Diese können per Postleitzahl dem jeweiligen Gebiet zugeordnet werden.

Außerdem muss hier geprüft werden, welche Energiespeicher schon bestehen, sowie ob sie ausreichend dimensioniert sind oder noch weiter ausgebaut werden müssen.

Mit Hilfe der Analyse dieser Daten lässt sich der optimale Anteil des jeweiligen regenerativen Energieträgers am Energiemix errechnen. Der optimale Strommix berücksichtigt hierbei auch diverse Verluste von Produktions- und Speicherstätten.

Die Energieerzeugung muss nun dem Energiebedarf / -Verbrauch der Region bzw. des Gebiets gegenübergestellt werden. Dieser wurde bereits in einer Bachelorthesis einer Studentin für die einzelnen Gebiete untersucht und steht den Studierenden zur Verfügung.

Zudem wurden am Anfang folgende Forschungsfragen an das Projekt gestellt:

1) Welche Wetterdaten sind zu beobachten? In welcher Größenordnung treten Wind bzw. Strahlung auf? Welches Ergebnis liefert die Wetteranalyse über einen Zeitraum von 40 Jahren?

2) Welche Energieanlagen und Speicherstätten liegen in dem Gebiet?

3) Wie groß ist die Differenz des jetzigen Strombedarfs gegenüber der aktuellen Versorgung aus regenerativen Energien?

4) Welche Rolle spielen Power-to-X-to-Power-Speichersysteme in der Energieversorgung und wie ist der aktuelle Ausbaustand in der Region?

5) Welche Kosten fallen bei einem optimierten Energieversorgungssystem in Abhängigkeit der zur Verfügung stehenden Speichertechnologien an?

Diese untersuchungsleitenden Fragen werden im Folgenden näher betrachtet.

2. Stromverbrauch

Der Stromverbrauch in dem jeweiligen Quadrat wurde in einer Bachelorthesis der Studentin Katherina Will untersucht. Die wissenschaftliche Arbeit trägt den Titel: „Aufbereitung realer Verbrauchsdaten zur Modellierung einer regenerativen elektrischen Vollversorgung in der Metropolregion Nürnberg“. Diese stellte Werte zu den Stromverbrauchsdaten in den verschiedenen Teilgebieten dar. Die Daten wurden über die verschiedenen Netzbetreiber gesammelt und neu strukturiert, sodass jedem Quadrat der EMN ein Verbrauchswert zugeordnet werden konnte. Die Bachelorthesis wurde Ende 2019 verfasst, wodurch Daten des Jahres 2018 ausgewertet wurden. Folglich sind es die Verbrauchszahlen von 2018, die in diesem Projekt verwendet werden.[4]

Die Verbrauchsdaten werden oftmals den Orten zugeordnet. Somit konnte man die Postleitzahlen den einzelnen Merra-2-Quadraten zuordnen. Diese wurden dann addiert und zusammengefasst. In der Tabelle wird neben dem Jahresverbrauch die Einwohnerzahl, der Pro-Kopf-Verbrauch und noch weitere Daten mit aufgelistet.

Zudem muss man sagen, dass das zu untersuchende Quadrat nicht vollständig in der EMN liegt und daher die Einwohnerzahl im Verhältnis zur Fläche eher gering ist.

Das zu untersuchende Gebiet ist laut der Nummerierung das Gebiet 15.

	Jahresverbrauch [kWh]	Einwohner	Pro-Kopf-Verbrauch [kWh]	Mittlere Last [kW]	vollständig in EMN
Gebiet 1	64.925.728	10.174	6.382	7.412	nein
Gebiet 2	1.174.484.288	177.395	6.621	134.074	nein
Gebiet 3	857.625.807	100.684	8.518	97.902	nein
Gebiet 4	136.638.723	29.606	4.615	15.598	nein
Gebiet 5	1.908.192.802	286.109	6.669	217.830	nein
Gebiet 6	1.944.135.054	321.730	6.043	221.933	ja
Gebiet 7	1.929.583.767	302.285	6.383	220.272	ja
Gebiet 8	294.327.629	45.446	6.476	33.599	nein
Gebiet 9	360.299.468	80.445	4.479	41.130	nein
Gebiet 10	1.813.336.029	342.240	5.298	207.002	ja
Gebiet 11	7.152.779.479	1.264.893	5.655	816.527	ja
Gebiet 12	1.854.434.018	257.567	7.200	211.693	nein
Gebiet 13	211.368.574	33.361	6.336	24.129	nein
Gebiet 14	126.124.075	19.299	6.535	14.398	nein
Gebiet 15	592.509.453	149.077	3.975	67.638	nein
Gebiet 16	751.696.328	134.026	5.609	85.810	nein
Gebiet 17	159.617.772	25.193	6.336	18.221	nein
Gesamte EMN	21.332.078.994	3.579.527	5.959	2.435.169	

Abbildung 32: Übersicht über die EMN Teilgebiete

Abbildung 4: Jahresverbräuche der Teilgebiete der EMN (Bachelorthesis Katherina Will, Abb. 32, S.45)

Aus der Abbildung 4 ergibt sich ein Jahresverbrauch für das zu untersuchende Gebiet von 592 509 453 kWh. Dies entspricht umgerechnet einer Energiemenge von 592 509 MWh beziehungsweise 592,5 GWh.

Daraus ergibt sich bei 149 077 Einwohnern ein Pro-Kopf-Verbrauch von 3975 kWh/ Einwohner pro Jahr. Hier ist zu bemerken, dass es der niedrigste Wert ist. Zudem muss man sagen, dass die Fläche des zu untersuchenden Quadrats mehr einschließt als nur die EMN.

Des Weiteren werden in der Arbeit das Minimum und das Maximum der Energieentnahme in der Region in Prozent bezogen auf die mittlere Last dargestellt, siehe Abbildung 5. Die mittlere Last beträgt 67 638 kW im Durchschnitt über das Jahr verteilt.

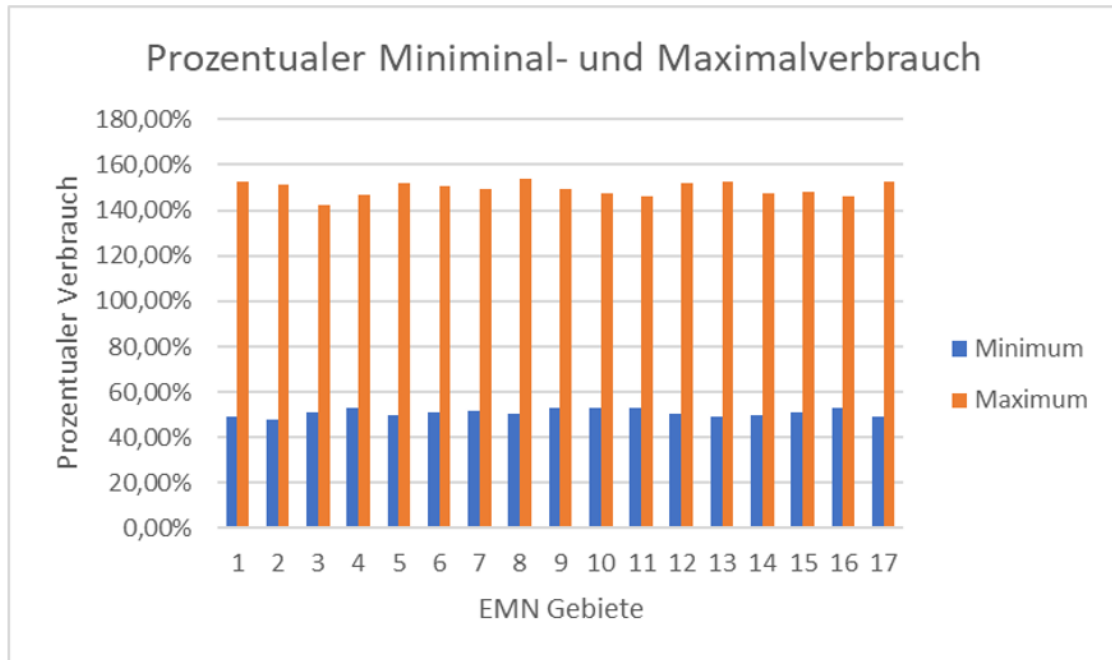


Abbildung 36: Prozentualer Minimal- und Maximalverbrauch der EMN-Teilgebiete

Abbildung 5: Minima und Maxima der Jahresverbräuche der Teilgebiete der EMN (Bachelorthesis Katherina Will, Abb. 36, S.49)

In Abbildung 5 sieht man nun den prozentualen Minimal und Maximalverbrauch. Das Maximum liegt bei knapp 148 % und entspricht 99 994 kW. Das Minimum hingegen liegt bei 51,1 % und somit bei 34 572 kW.

Da die Lastdaten aus dem Jahr 2018 stammen, dürften die Werte den gegenwärtigen und den in naher Zukunft zu erwartenden Stromverbrauchsanforderungen entsprechen.

3. Anlagenbestand der erneuerbaren Energien

Im folgenden Teil wird nun der Anlagenbestand in dem zu untersuchenden Gebiet dargestellt werden. Zugleich werden die erzeugte Strommenge und die durchschnittliche Einspeisung pro Stunde berechnet. Daraus resultiert auch die Höhe des Benutzungsgrades.

Die durchschnittlich eingespeiste Energie pro Stunde errechnet sich aus:

$$\frac{\sum \text{Strommenge [kWh]}}{8.760 [h]}$$

Der Benutzungsgrad errechnet sich aus:

$$\frac{\text{Durchschnittlich eingespeiste Energie pro Stunde [kW]}}{\sum \text{Gesamtinstallation [kW]}} \times 100\%$$

Für das zu untersuchende Gebiet ist der Netzbetreiber TenneT zuständig und die Daten der einzelnen Anlagen sind unter dem Link <https://www.netztransparenz.de/EEG/Anlagenstammdaten> zugänglich. [5]

Die Daten wurden von Herrn Prof. Dr. Matthias Popp mit den Breiten- und Längengraden versehen, sodass diese den Gebieten zugeordnet werden konnten.

Allerdings umfasst das Merra-2-Quadrat auch noch andere Gebiete außerhalb der Metropolregion Nürnberg. Somit musste nun mit Hilfe der Postleitzahl abgeglichen werden, welche Anlagen in der EMN liegen.

Die folgenden Tabellen enthalten verschiedene Kennwerte zum Anlagenbestand und deren Spaltenbezeichnungen sind mit Abkürzungen versehen.

E: Der Mittelpunkt des Gebiets liegt am 10, 625° östlichen Längengrad.

N: Der Mittelpunkt des Gebiets liegt 49° nördliche Breitengrad.

Gesamtinstallation: Gesamte installierte Leistung in [kW]

Strommenge: Erzeugte Gesamtmenge an Strom über das Jahr [kWh]

Im Folgenden werden die einzelnen existierenden Anlagen nach Energieerzeugungssystemen dargestellt.

3.1 Anlagenbestand der Windkraft

Tabelle 1: Anlagenbestand der Windkraftanlagen nach TenneT

PLZ	Energieträger	Spannungsebene	Regelbarkeit	Leistungsgemessene Anlage	Anzahl	Gesamt- installation [kW]	Strommenge [kWh]	EEG_Zahlung
91799	Wind an Land	MS	regelbar n. § 9 Abs. 1 EEG	Ja	4	7.056,00	11.253.459,00	772.186,90
91799	Wind an Land	NS	nicht regelbar	Nein	1	5,00	617,00	53,43
91802	Wind an Land	MS	regelbar n. § 9 Abs. 1 EEG	Ja	8	13.300,00	18.579.734,00	1.068.501,61
				Installierte Anlagen:	61			[]
				Summe		86.148,83		[kW]
				Gesamtinstallation:			127.737.259	[kWh]
				Summe Strommenge:			14581,88	[kW/8760h]
				Durchschnittliche Belastung:			0,169264	16,93%
				Benutzungsgrad:				

Wie in Tabelle 1 angegeben, sind in dem zu untersuchenden Gebiet 61 Windkraftanlagen installiert. Diese haben eine Gesamtinstallierte Leistung von 86,1 MW und haben im Jahr 2018 über 127,7 GWh Strommenge eingespeist. Dadurch ergibt sich eine durchschnittliche Einspeisung von 14,6 GW über das Jahr gesehen. Hieraus resultiert ein Benutzungsgrad von knapp 17 %.

3.2 Anlagenbestand der Wasserkraft

Tabelle 2: Anlagenbestand der energieerzeugenden Anlagen durch Wasserkraft nach TenneT

PLZ	Energie- träger	Spannungs- ebene	Regelbarkeit	Leistungsgemessene Anlage	Anzahl	Gesamt- installation [kW]	Strommenge [kWh]	EEG_Zahlung
91737	Wasser	NS	nicht regelbar	Nein	1	12,00	24.191,00	1.855,45
91740	Wasser	NS	nicht regelbar	Ja	1	40,00	41.402,00	3.175,53
91740	Wasser	NS	nicht regelbar	Nein	1	50,00	210.211,00	16.123,18
91749	Wasser	NS	nicht regelbar	Nein	1	15,00	27.577,00	2.115,16
91757	Wasser	NS	nicht regelbar	Nein	9	116,00	166.574,00	15.023,23
91792	Wasser	NS	nicht regelbar	Ja	1	15,50	0,00	0,00
91792	Wasser	NS	nicht regelbar	Nein	1	22,00	19.000,00	1.457,30
				Installierte Anlagen	32			[]
				Summe		678,93		[kW]
				Gesamtinstallation			1.265.214	[kWh]
				Summe Strommenge			144,43	[kW/8760h]
				Durchschnittliche Belastung			0,2127	21,27%
				Benutzungsgrad:				

Der Bestand der energieerzeugenden Anlagen durch Wasserkraft beläuft sich auf 32 Anlagen. Es wurden 678 kW Leistung installiert. Im Jahr 2018 wurden 1,2 GWh ins Netz eingespeist. Dies waren im Schnitt etwa 144 kW pro Stunde. Somit ergibt sich hier ein Benutzungsgrad von knapp 21,3%.

3.3 Anlagenbestand an Solarenergie

Tabelle 3: Anlagenbestand der Solaranlagen nach TenneT

PLZ	Energie-träger	Spannungs-ebene	Regelbarkeit	Leistungs-gemessene Anlage	Anzahl	Gesamt-installation [kW]	Strommenge [kWh]	EEG_Zahlung
91805	Solar	MS	regelbar n. § 9 Abs. 2 EEG	Nein	1	37,44	17.978,00	7.299,36
91805	Solar	MS/NS	regelbar n. § 9 Abs. 1 EEG	Ja	1	311,75	299.568,00	67.392,15
91805	Solar	MS/NS	regelbar n. § 9 Abs. 2 EEG	Nein	4	207,59	221.560,00	63.503,32
91805	Solar	NS	70 % Begrenzung	Nein	11	106,42	83.841,00	9.680,46
91805	Solar	NS	nicht regelbar	Nein	155	1.948,51	2.052.799,00	848.694,59
91805	Solar	NS	regelbar n. § 9 Abs. 1 EEG	Ja	2	181,31	126.750,00	34.254,36
91805	Solar	NS	regelbar n. § 9 Abs. 2 EEG	Ja	2	29,84	6.451,00	4.186,07
91805	Solar	NS	regelbar n. § 9 Abs. 2 EEG	Nein	37	848,44	818.750,00	199.088,13
				Installierte Anlagen	12078			[]
				Summe				
				Gesamtinstallation		272437,1		[kW]
				Summe Strommenge			270.444.948	[kWh]
				Durchschnittliche Belastung			30872,711	[kW/8760h]
				Benutzungsgrad:			0,1133	11,33%

In Tabelle 3 ist der Bestand der Solaranlagen mit 12.078 Anlagen im Untersuchungsgebiet beziffert. Es wurden mehr als 272 MW Leistung installiert. Die Anlagen speisten im Jahr 2018 über 270 GWh Strom ins Netz ein. Dadurch ergibt sich eine durchschnittliche jährliche Einspeiseleistung von 30.872 kW, woraus der Benutzungsgrad von etwa 11% resultiert.

3.4 Anlagenbestand zur Biogas- und Deponiegaserzeugung

Tabelle 4: Anlagenbestand Biomasse und Deponiegas

PLZ	Energie-träger	Spannungs-ebene	Regelbarkeit	Leistungs-gemessene Anlage	Anzahl	Gesamt-installation [kW]	Strommenge [kWh]	EEG_Zahlung
91802	Biomasse	MS	regelbar n. § 9 Abs. 1 EEG	Ja	3	1.740,00	16.159.156,00	2.103.771,76
91802	Biomasse	MS/NS	regelbar n. § 9 Abs. 1 EEG	Ja	2	338,00	2.638.392,00	382.309,04
91805	Biomasse	MS	regelbar n. § 9 Abs. 1 EEG	Ja	5	3.702,00	32.394.930,00	3.679.346,42
91805	Biomasse	MS/NS	nicht regelbar	Nein	1	33,00	273.951,00	67.118,00
91805	Biomasse	NS	regelbar n. § 9 Abs. 1 EEG	Ja	2	1.000,00	7.115.137,00	1.237.373,81
				Installierte Anlagen	158			[]
				Summe				
				Gesamtinstallation		84.558,10		[kW]
				Summe Strommenge			697.155.203	[kWh]
				Durchschnittliche Belastung			79583,93	[kW/8760h]
				Benutzungsgrad:			0,94117	94,12%

In Tabelle 4 ist der Anlagenbestand zur Erzeugung von Bio- und Deponiegas laut den Angaben des Netzbetreibers TenneT zu sehen. Es sind insgesamt 158 Anlagen installiert, welche eine Gesamtleistung von 84,5 MW haben. Diese speisten im Jahr 2018 über 697 GWh Leistung ins Netz.

Dies entspricht einer durchschnittlichen Einspeisung von 79,6 MW. Daraus resultiert ein Benutzungsgrad von über 94%.

3.5 Batterie

Die Anzahl der Batteriespeicher in dem Gebiet wird aus der Liste der EEG-Anlagenstammdaten auf der Website der Bundesnetzagentur herausgefiltert. [6]

In der Liste wird nach Bundesland und Postleitzahlen gefiltert. In dem zu untersuchenden Gebiet sind die Postleitzahlen mit 91 zugeordnet. Die restlichen Postleitzahlen wurden über Recherche geprüft.

Es sind 240 Batteriespeicher in der Region angeschlossen, welche eine insgesamt nutzbare Speicherkapazität von 1,62 MWh bereitstellen können. Die Speicherkapazitäten liegen zwischen 2 kW und maximal 30 kW pro Speicher.

Im Gebiet liegen keine geotechnischen Speicher oder Power-to-X Anlagen.

3.6 Zusammenfassung

Nach Analyse der Daten ist festzustellen, dass die Bio- und Klärgasanlagen den größten Teil zur durchschnittlich eingespeisten Leistung, mit einem Benutzungsgrad von 94%, ergeben. Der Wert ist zurückzuführen auf den konstanten Betrieb und die ländliche Prägung des Gebiets.

Direkt folgend bzgl. des Benutzungsgrades sind die Wasserkraftanlagen, mit einem Wert von 21%. Der Grund für diesen niedrigen Benutzungsgrad liegt in dem volatilen Verhalten, ausgelöst durch stetig wechselnde Witterungsbedingungen. Abhängig von den Niederschlagsmengen (Starkregenfälle, Überschwemmungen sowie die Schneeschmelze oder Niedrigwasser in einer Trockenperiode), kann sich die erzeugte Energie rasch absenken oder in die Höhe schießen.

Die Analyse der im Untersuchungsgebiet installierten Windkraftanlagen ergibt einen Benutzungsgrad von knapp 17%. Der niedrige Benutzungsgrad rührt von der gewählten Generatorleistung der eingesetzten Windenergieanlagen. Die Nennleistung ist im Vergleich zu den nutzbaren Windleistung so hoch gewählt, dass diese nur selten ausgenutzt wird. Hierbei handelt es sich eher um eine ungünstige Wahl der Windkraftanlagen, die nicht optimal auf das vergleichsweise schwache Windangebot ausgelegt ist.

Im nächsten Schritt ist die Sonnenenergie (Photovoltaikanlagen), mit einem Benutzungsgrad von 11,33% zu bewerten. Einerseits kann hier ein sehr volatiler Verlauf angenommen werden, ähnlich wie bei den Windkraftanlagen. Andererseits muss man auch berücksichtigen, dass die Photovoltaikanlagen nur tagsüber Energie liefern können. Deshalb ergibt sich auch diesbezüglich ein niedriger Benutzungsgrad.

Diese Ergebnisse werden zudem nochmal in Abbildung 6 dargestellt.

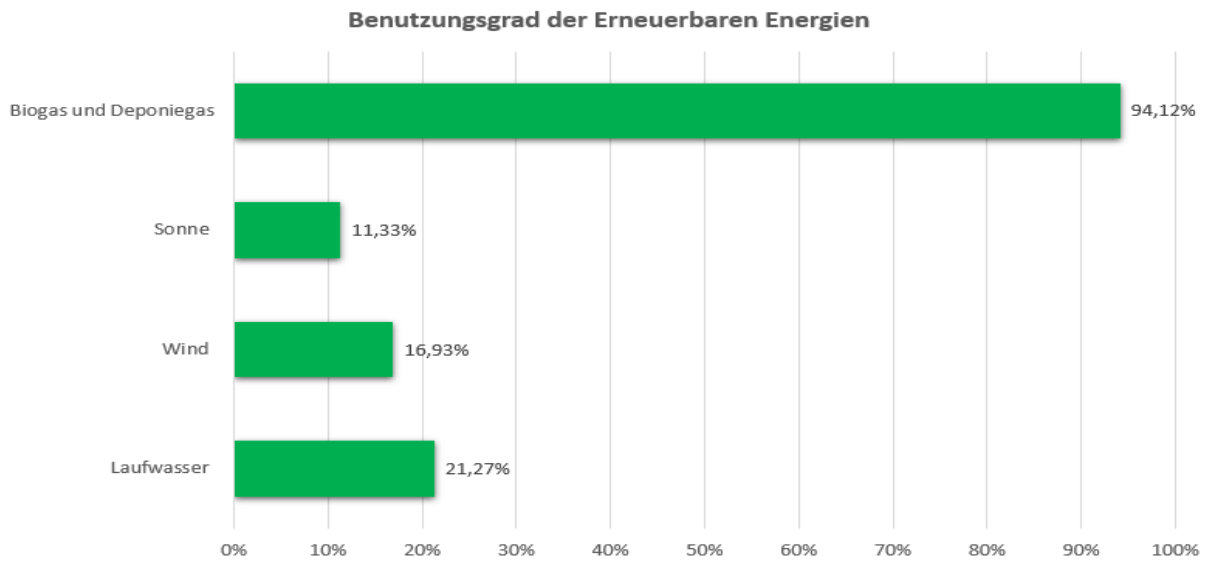


Abbildung 6: Benutzungsgrad der Erneuerbaren Energien in Prozent

Quelle: Eigene Berechnungen

Die relativen und absoluten Anteile, die jede erneuerbare Energie dazu beiträgt, ist in Abbildung 7 dargestellt. Auffällig ist hier das Laufwasser kaum etwas zur Energieerzeugung beiträgt. Im Gegensatz dazu ist allerdings die Biomasse mit einem sehr hohen Energieanteil von knapp 700 MWh vertreten.

Anteile an der gesamt erzeugten Energiemenge in Prozent und absoluten Werten

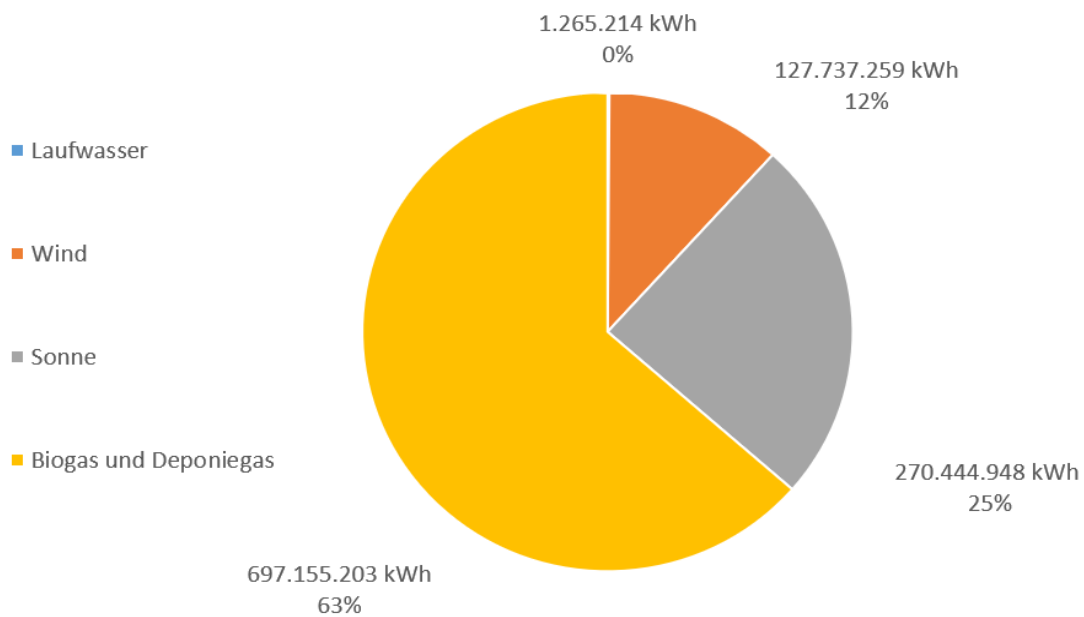


Abbildung 7: Anteile an der gesamt erzeugten Energiemenge in Prozent und absoluten Werten Quelle: Eigene Berechnung

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass insgesamt eine Leistung von über 442 MW an erneuerbaren Energieanlagen im Untersuchungsgebiet installiert ist und diese insgesamt eine Energiemenge von 1,09 TWh jährlich erzeugen und einspeisen.

Wenn man nun den Jahresverbrauch von 592,5 GWh der jährlichen Erzeugung von 1,09 TWh gegenüberstellt, lässt sich daraus folgern, dass die Region schon komplett regenerativ versorgt wird und sogar weitere Energie für andere Gebiete bereitstellt. Bei einem durchschnittlichen Anteil der Erneuerbaren Energien von etwa 45 % an der gesamten Stromerzeugung scheint das etwas viel, doch dies hat mehrere Gründe. [7]

Erstens ist das Untersuchungsgebiet ländlich geprägt, somit sind viele Dörfer und Kleinstädte in dem Gebiet zu finden. Dies resultiert in einer niedrigen Bevölkerungsdichte und damit ist der Verbrauch eher gering.

Zweitens haben mehrere kleine Handwerksbetriebe und weniger große Produktionsstätten und Firmen dort ihren Standort. Dadurch ist der Verbrauch ebenfalls eher gering.

Drittens ist in Bayern und besonders in diesem Gebiet die Biogasanlagendichte sehr hoch, wodurch sich viele Orte selbst mit Strom und Wärme versorgen. Dies wäre in einer Großstadt wie Nürnberg nicht möglich.

4. Ermittlung des extremsten Wetterjahres von 1980 bis 2019

Eine weitere Fragestellung des Projekts lautete, das oder die Jahr(e) mit den extremsten Wetterbedingungen herauszuarbeiten. Dies wurde mit Hilfe des Excel-Tools, die den Studierenden von Herrn Prof. Dr.-Ing. Popp zur Verfügung gestellt wurden, errechnet.

4.1 Bereitstellung und Berechnung der Daten für die Erneuerbaren Energien

Das Excel Tool bezieht Daten aus der Softwaredatenbank Merra-2. Dadurch können Windgeschwindigkeiten aus bestimmten Höhen, z.B. 160m, und Sonneneinstrahlungswerte für bestimmte Winkel und Himmelsrichtungen entnommen werden.

Diese werden dann in Leistungszeitreihen für die letzten 40 Jahre umgerechnet.

Die Daten des Laufwassers bezieht man von Datenbanken des Gewässerkundlichen Dienstes, der die Abflusswerte der Flüsse über die letzten Jahrzehnte an verschiedenen Stellen aufgezeichnet hat. Diese Abflusswerte mussten mit Minimal und Maximalwerten der Wasserkraftwerke versehen werden, um eine Trockenzeit, eine Überschwemmung oder ein Hochwasser am besten zu simulieren.

Zuletzt wurden die Daten der Biomasse verwendet. Bei den Daten zur Biomassenutzung wurde ein vergleichsweise konstanter Verlauf angenommen. Hier liegt allerdings keine Zeitreihe vor, die über 40 Jahre gemessen wurde. Normalerweise wird der Leistungsverlauf der Biomasse über den Anteil an der Gesamterzeugung in dem Teilgebiet dargestellt. In dem Untersuchungsgebiet würde aber die erzeugte Energie durch Biomasse schon 120% des Verbrauchs ausmachen. Das Excel-Tool würde damit einen Rückbau der regenerativen Anlagen berechnen und das wäre nicht zielführend.

Um trotzdem einen realistischen Ansatz eintragen zu können, wurde der Anteil der Biomasse bei der Energieerzeugung in der gesamten EMN genommen, der sich in etwa auf 17,5% beläuft.

4.2 Berechnung und Darstellung des Lastverlaufs

Hier nimmt das Excel-Tool die stündlichen Lastdaten von der Onlinedatenbank der Website entso-e und überführt diese in eine Lastzeitreihe. [8] Daraus ergibt sich ein Verlauf, der einem logischen Muster folgt. An den fünf Arbeitstagen ist der Verbrauch etwa gleich hoch, mit den Maxima während des Tages. Die Minima sind jeweils nachts, da der Großteil der Bevölkerung in dieser Zeit weniger Strom benötigt. An den Wochenenden sackt die Kurve ab, da die Produktion in einem Großteil der Unternehmen stillsteht. Dies ist exemplarisch in Abbildung 8 zu sehen. Aus diesem Lastverlauf ergibt sich ein Durchschnittsverbrauch der Region, der etwa bei 67,8 MW liegt.

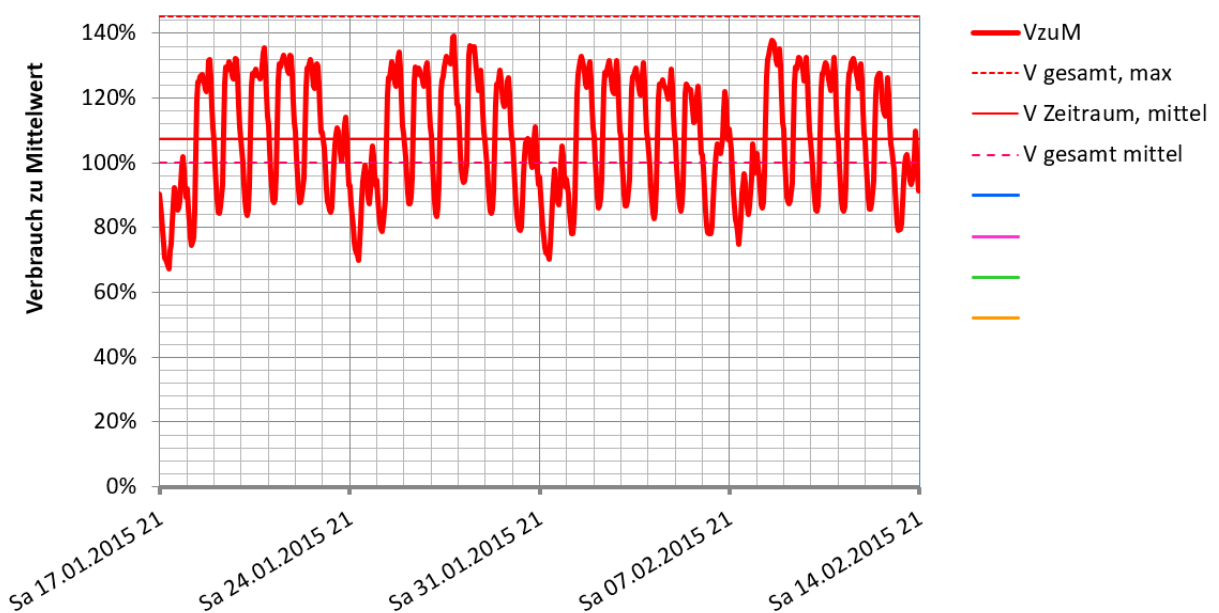


Abbildung 8: Beispielhafter Lastverlauf eines Monats
Excel-Tool von Prof.Dr.-Ing. Matthias Popp

Datenquelle: Verbrauchsdaten aus entso-e und Darstellung im

4.3 Umwandlungsmix und Umwandlungsvermögen

Um mit den verfügbaren regenerativen Energieträgern rechnen zu können, benötigt das Excel-Tool vorgegebene Prozentsätze. Somit wird der Umwandlungsmix mit folgenden Anteilen festgesetzt.

WA	SA	LA	BA	UV	UR
75,0%	37,0%	0,5%	17,5%	130,0%	30,0%
Windanteil	Solaranteil	Laufwasser	Grundanteil	Umwandlungsvermögen	Umwandlungsreserve

Abbildung 9: Anteile des Umwandlungsmix Datenquelle: Eigene Berechnungen der Energieanteile der Region

Das Umwandlungsvermögen entspricht der Summe der vier Anteile der vier Energieträger. Die Prozentsätze orientieren sich jeweils an dem Verbrauch, der bei 100% liegt. Somit versucht man immer ausreichend umwandelbare Energie zur Verfügung zu haben.

Die Umwandlungsreserve entspricht der Differenz aus Umwandlungsvermögen (UV) von 130%. Da ein Verbrauch von 100% dem benötigten Bedarf entspricht, kann maximal der rechnerische Überschuss von 30% als Umwandlungsreserve genutzt werden.

Im nächsten Schritt führt man nun den Versorgungsverlauf und den Lastverlauf zusammen und gleicht diese miteinander ab. Dies wird in Abbildung 9 deutlich.

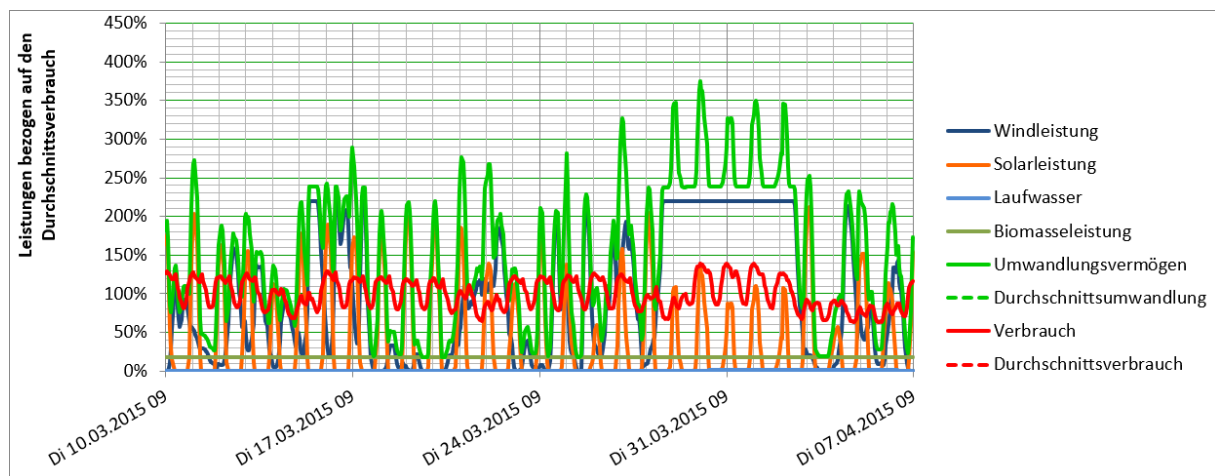


Abbildung 10: Darstellung Versorgungsverlauf gegenüber dem Verbrauch
Datenquelle: Datenbanken Merra-2, Gewässerkundlicher Dienst und Netztransparenz, Entso-e

Die einzelnen regenerativen Energieträger werden in den jeweiligen Farben dargestellt.

Diese addieren sich zum Umwandlungsvermögen, welches durch die hellgrüne Linie dargestellt wird. Dem steht der Verbrauch in Rot gegenüber. Hier kann man gut den volatilen Verlauf der regenerativen Energieversorgung nachvollziehen.

4.4 Dauerlinien der verschiedenen Aufteilungen von Wind- und Sonnenenergie

Im nächsten Schritt wird die Energie aus Biomasse, wie in Abbildung 10 als dunkelgrüne Linie ersichtlich, als konstante Energiequelle angenommen. Dies gilt ebenfalls für Energie, die durch Laufwasser erzeugt wird. Somit bleiben noch Wind und Solarenergie, die variiert werden müssen. Hier erstellt das Programm nun Dauerlinien. Eine Dauerlinie zeigt an, wie viele Stunden in den letzten 40 Jahren die Energieerzeugung größer war als die Durchschnittsleistung im Untersuchungszeitraum. Nun berechnet das Programm den Mix der Energieträger (Sonne, Wind) in verschiedenen Kombinationen durch: Im ersten Durchgang wird mit der Annahme gerechnet, dass die erzeugte Energie zu 100% aus Windkraftanlagen und 0% aus Solaranlagen kommt. Im nächsten Durchgang werden die beiden Energieträger mit 10% Schritten variiert, z.B. mit 90% Wind- und 10% Solarenergie. Das Programm führt diese Variation solange fort, bis schließlich nur noch 100% Solarenergie verwendet wird.

Das Ergebnis ist in der Abbildung 11 zu sehen.

Die Grafik zeigt die kalkulatorischen Ergebnisse mit verschiedenen Kombinationen der beiden Energieträger.

Die überdurchschnittliche Energieerzeugung mit den wenigsten Stunden (über der 100%-Linie, die in der Abbildung als gestrichelte Durchschnittslinie in Rot zu sehen ist) verbleibt bei den Energieträgerkombinationen, in denen nur Wind oder nur Sonne veranschlagt wird. Dies sind die gelbe und blaue Dauerlinie. Den besten Mix zeigt die hellrosa Linie mit 60% Windanteil und 40% Sonnenanteil. Mit diesem Umwandlungsmix konnte rechnerisch in den betrachtete 40 Jahren etwa 165 000 Stunden der Durchschnittsverbrauch sicher zu 100% regenerativ gedeckt und per Saldo ein Energieüberschuss festgestellt werden.

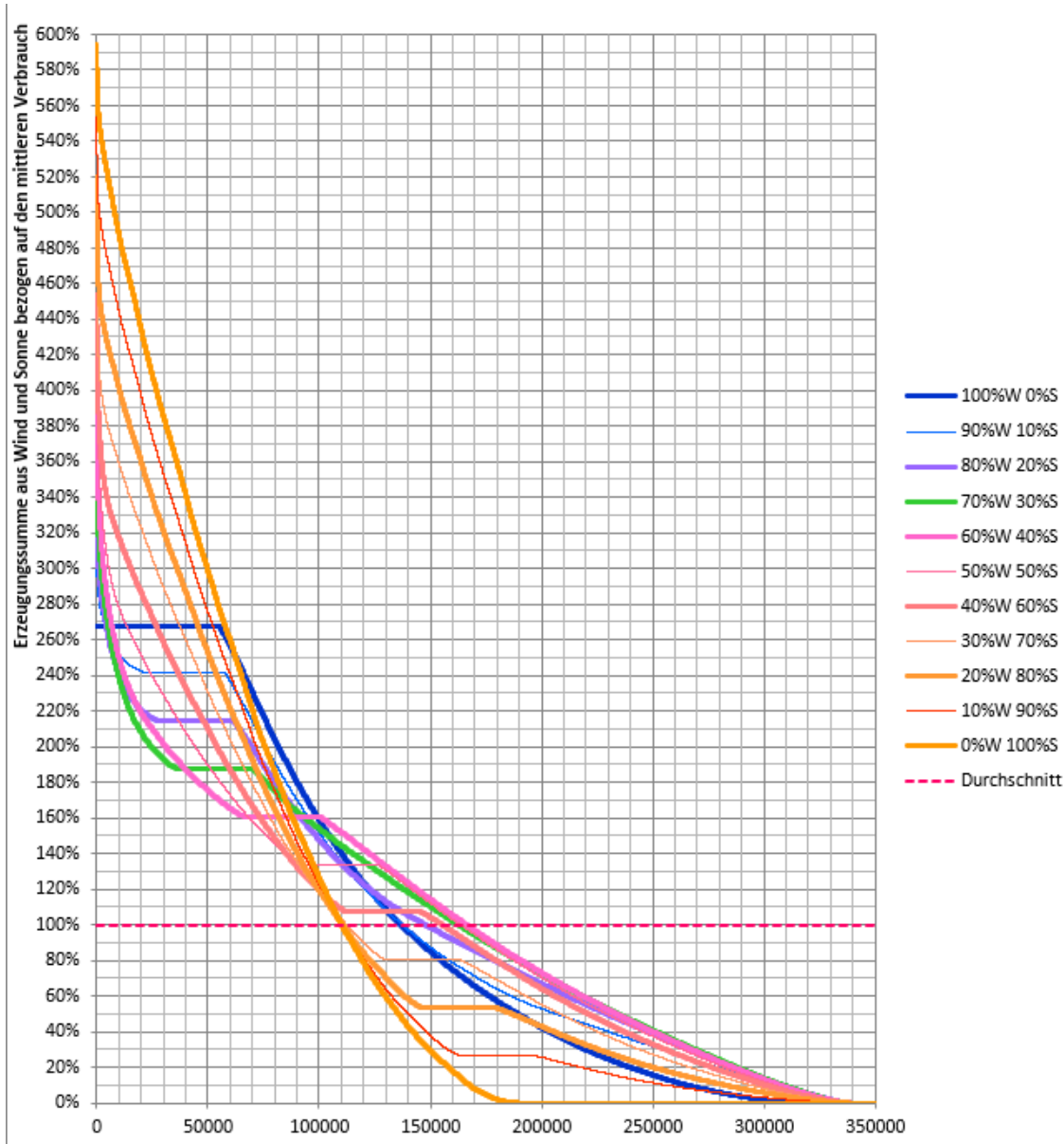


Abbildung 11: Dauerlinien verschiedener Umwandlungsmix Quelle: DatenbankenMerry-2, Excel-Tool Prof. Dr.-Ing Matthias Popp

4.5 Ladungsabweichungen

Im nächsten Schritt wird die Ladungsabweichung in Tagesladungen berechnet. Eine Tagesladung entspricht etwa der Energiemenge, die die Region durchschnittlich an einem Tag verbraucht. Diese berechnet sich durch folgende Formel:

$$1 \text{ Tagesladung} = \frac{\text{Gesamtverbrauch eines Jahres in der Region}}{\text{Tage eines Jahres}}$$

In dem Untersuchungsgebiet entspricht dies in etwa

$$592,5 \text{ GWh} / 365 \text{ Tage} = 1,62 \text{ GWh}$$

Hier wird der Verbrauch mit eingetragen und dann der jeweilige Mix aus Wind und Solarenergie dargestellt. Eine Ladungsabweichung entsteht immer, wenn die dargestellte Leistungskurve von ihrem Durchschnittswert abweicht. Folglich würde ein verlustfrei angenommener Speicher be- oder entladen werden. Über einen längeren Zeitraum gesehen, ergibt sich damit ein Wert der Ladungsabweichung, der in Tagesladungen dargestellt wird. Die einzelnen Verläufe werden wiederum für die verschiedenen Kombinationen in Abbildung 12 dargestellt.

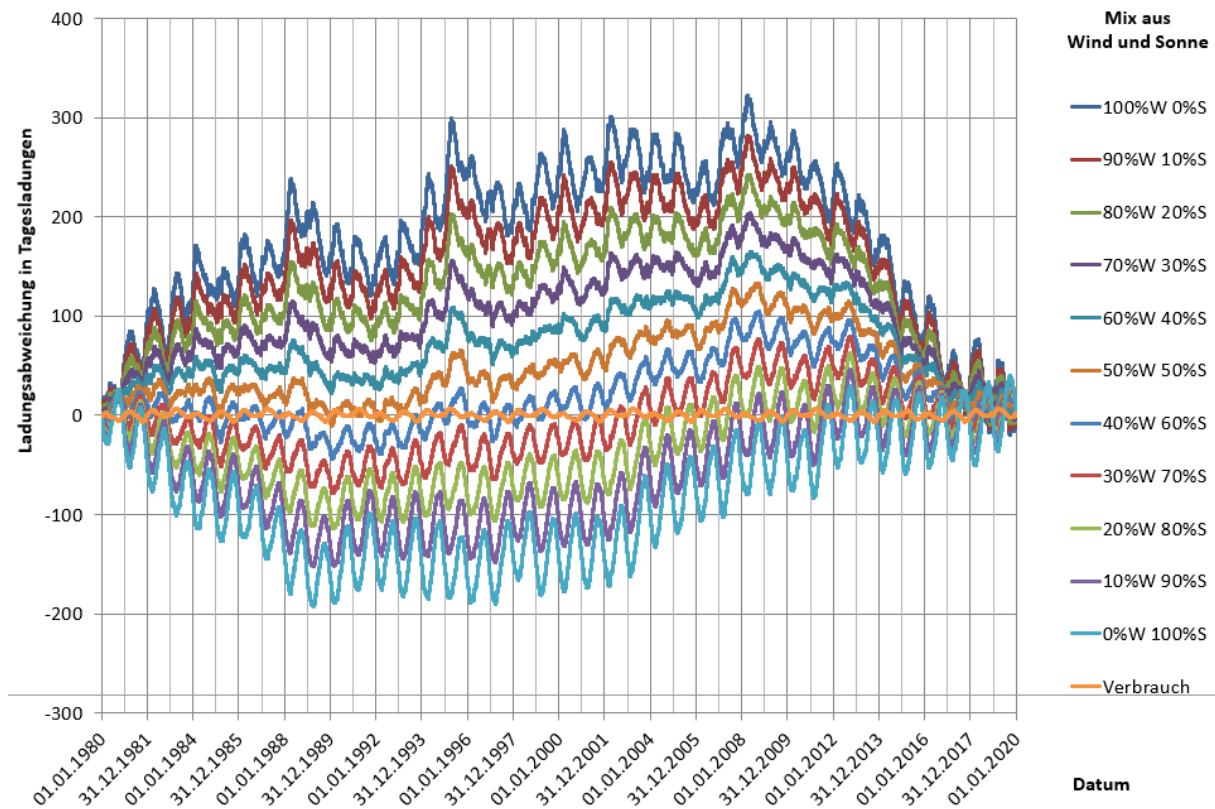


Abbildung 12: Ladungsabweichung der verschiedenen Energieerzeugungskombinationen
Tool Prof. Dr.-Ing Matthias Popp

Datenquelle: Merra2, Excel-

In diesem Diagramm ist das unterschiedliche Aufkommen von Wind und Sonne zu sehen. Der Trend der Kurven zeigt, ob das umwandelbare Wind- und Solarleistungsaufkommen über den Betrachtungszeitraum zu- oder abgenommen hat. Gleichzeitig zeigt der Verlauf die notwendige Speichergröße in Tagesladungen. Allerdings wäre es wirtschaftlich wenig sinnvoll, so große Speicher zu bauen.

4.6 Residualleistungsdauerlinien

Im nächsten Schritt werden die Residualleistungsdauerlinien ausgegeben.

Eine Residualleistung R ergibt sich, indem man den Verbrauch von der Energieerzeugung abzieht. Ist der Verbrauch größer als die Energieerzeugung, ergibt sich ein Residualleistungsdefizit. Folglich müsste Energie aus dem Speicher entzogen werden.

Ist der Verbrauch kleiner als die Energieerzeugung, nennt man es Residualleistungsüberschuss. In diesem Fall könnte man den Speicher aufladen mit der überschüssigen Energie. Dies wird nun in Abbildung 13 analysiert.

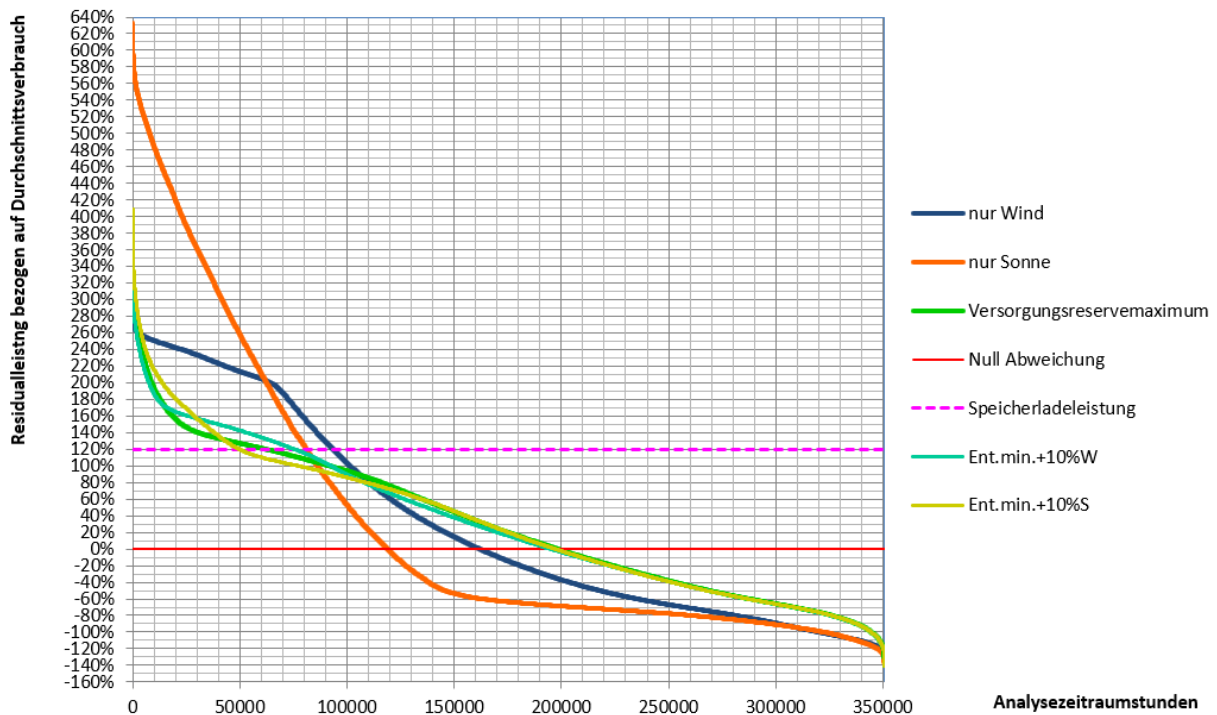


Abbildung 13: Residualleistungsdauerlinien versch. Erzeugungsmixe Quelle: Errechnete Daten aus Excel-Tool Prof. Dr.-Ing Matthias Popp

Die Kurven in der Abbildung entstehen durch das insgesamt bestehende Umwandlungsvermögen und die jeweiligen volatilen Anteile von Wind und Sonne. Des Weiteren sind die konstanten Energieerzeugungsanteile aus Laufwasser und Biomasse in die Kurven mit eingerechnet.

Als Beispiel wird die blaue Windenergielinie herangezogen. Hierbei sieht man, dass in etwa 160 000 Stunden, die durch Wind erzeugte, Energie größer war als die gemessene Last. Die Last ist als rote Linie dargestellt. Dort wo die blaue Linie oberhalb der roten Linie liegt, ergibt sich ein Residualleistungsüberschuss. Weiter rechts in der

Grafik, nachdem die blaue Linie die rote Verbrauchslinie geschnitten hat, ergibt sich ein Residualleistungsdefizit.

Daraus kann man schließen, dass bei einem günstigen Mix der Energieträger Wind und Sonne, die Defizitphasen zeitlich weniger und in ihrer Höhe des Energiebetrags geringer werden. Zugleich werden auch die Überschüsse in ihrer maximalen Höhe geringer und damit besser nutzbar, da diese mit einer niedrigeren Speicheraufladeleistung abgegriffen werden können.

4.7 Ermittlung des besten Energiemix und des Kostenminimums

Im letzten Schritt im Excel-Tool geht es darum, das Kostenminimum der Stromgestehungskosten zu bestimmen.

Zur Ermittlung der Bestmix Auslegung werden gewisse Vorgabewerte angegeben. Diese sind in Tabelle 5 aufgelistet.

Die Bestimmung des Laufwasseranteils, der Biomasse und die sonstigen Anteile ergeben sich wie in dem Umwandlungsmix aufgeführt (vgl. Abb. 9). Die Bedarfsdeckungsreserve, die Kapazitätsreserve und die Entnahmeleistungsreserve werden in Höhe von 10% festgesetzt.

Die Bedarfsdeckungsreserve beschreibt die effektiv zur Defizitdeckung verfügbare Energiereserve.

Tabelle 5: Vorgabewerte BestMix- und Kostenminimumberechnung Datenquelle: Gewählte Werte, Tabelle aus Excel-Tool

Vorgabewerte	Größe	Wert
Bedarfsdeckungsreserve	BDR	10,0%
Kapazitätsreserve	KR	10,0%
Entnahmeleistungsreserve	ER	10,0%

Hierfür werden Kostenstellen für die vier regenerativen Energieerzeugungsarten und für die jeweilige Speichertechnologie eingetragen.

Die Berechnung geht nun verschiedene Ansätze durch und kommt somit auf den optimalen Mix mit den niedrigsten Stromgestehungskosten.

Allerdings können immer nur Werte für eine Speicherart eingetragen werden und das Excel-Tool rechnet mehrmals für die verschiedenen Speichertechnologien.

Jeder Studierende hatte jeweils die Aufgabe sich mit einer Energieerzeugungsart oder einer Speichertechnologie zu beschäftigen. Für die Energie erzeugenden Anlagen sollten jeweils die Kosten pro kW, die Abschreibedauer ASD, der Zins für das eingesetzte Kapital und der Betriebskostenfaktor BKF angegeben werden.

Für die Speichertechnologien mussten jeweils Werte angegeben werden für Anlagen zum Be- und Entladen von Speichern, Maximalleistungsanlagen und wie hoch die Kosten für ein Kilowatt Speicherkapazität ausfallen.

Der Kostensatz der Speicherladeanlagen beschreibt die Kostensätze, welche die Funktion des Ladens des Speichers übernehmen. Entsprechend beschrieben die Speicherentnahmeanlagen die Kostensätze, welche die Funktion des Entladens übernehmen.

Maximalleistungsanlagen beschreiben Kostenbestandteile, welche sowohl fürs Laden als auch fürs Entladen verwendet werden können.

Ein weiterer wichtiger Wert war zudem der Speicherwirkungsgrad. Alle verwendeten Werte sind in Abbildung 14 zu sehen.

Speicherart				Geotechnik		
Speicherwirkungsgrad	EtaS	75,0%				
spezifische Herstellkosten	Größe	Ansatz	Einheit	ASD	Zins	BKF
Windenergieanlagen	sWHK	1.500	€/kW	25	5,0%	4,0%
Solarenergieanlagen	sSHK	1300	€/kW	25	5,0%	2,0%
Laufwasserkraftwerke	sLHK	6.200	€/kW	50	5,0%	1,0%
Biomasseleistungsanlagen	sBHK	3.800	€/kW	20	5,0%	20,0%
Speicherladeanlagen	sSLHK	200	€/kW	40	5,0%	2,0%
Speicherentnahmeanlagen	sSEHK	200	€/kW	40	5,0%	2,0%
Maximalleistungsanlagen	sSMHK	200	€/kW	40	5,0%	2,0%
Speicherkapazität	sSKHK	20	€/kWh	40	5,0%	2,0%
Speicherart				P2G2P		
Speicherwirkungsgrad	EtaS	30,0%				
spezifische Herstellkosten	Größe	Ansatz	Einheit	ASD	Zins	BKF
Windenergieanlagen	sWHK	1.500	€/kW	25	5,0%	4,0%
Solarenergieanlagen	sSHK	1300	€/kW	25	5,0%	2,0%
Laufwasserkraftwerke	sLHK	6.200	€/kW	50	5,0%	1,0%
Biomasseleistungsanlagen	sBHK	3.800	€/kW	20	5,0%	20,0%
Speicherladeanlagen	sSLHK	2.500	€/kW	20	5,0%	2,0%
Speicherentnahmeanlagen	sSEHK	1.000	€/kW	25	5,0%	2,0%
Maximalleistungsanlagen	sSMHK	100	€/kW	40	5,0%	2,0%
Speicherkapazität	sSKHK	1	€/kWh	40	5,0%	2,0%
Speicherart				Batterie		
Speicherwirkungsgrad	EtaS	85,0%				
spezifische Herstellkosten	Größe	Ansatz	Einheit	ASD	Zins	BKF
Windenergieanlagen	sWHK	1.500	€/kW	25	5,0%	4,0%
Solarenergieanlagen	sSHK	1300	€/kW	25	5,0%	2,0%
Laufwasserkraftwerke	sLHK	6.200	€/kW	50	5,0%	1,0%
Biomasseleistungsanlagen	sBHK	3.800	€/kW	20	5,0%	20,0%
Speicherladeanlagen	sSLHK	0	€/kW	20	5,0%	1,0%
Speicherentnahmeanlagen	sSEHK	0	€/kW	20	5,0%	1,0%
Maximalleistungsanlagen	sSMHK	110	€/kW	20	5,0%	1,0%
Speicherkapazität	sSKHK	350	€/kWh	20	5,0%	1,0%

Abbildung 14: Kosten der einzelnen Erzeugungsarten und der Speicher – Datenquelle: Eingetragene Werte der Kommilitonen für die einzelnen Speichertechnologien, Tabelle aus Excel-Tool Prof. Dr.-Ing Matthias Popp

Nachdem man jeweils diese Werte eingetragen hat, konnte das Excel-Tool die Minima der Stromgestehungskosten ermitteln.

Zugleich wird in dem Berechnungspool untersucht, in welchem Jahr beziehungsweise Zeitbereich die größte Speicherentleerung stattgefunden hat bzw. hätte. Das ist ein Indiz für eine sehr schlechte Wetterphase für die Energieerzeugung.

Im Winter wird mehr Energie verbraucht als im Sommer, da höhere Energieverbräuche in Haushalten und Unternehmen anfallen. Die Heizkosten machen immer noch die einen großen Teil des Energieverbrauchs aus. Gleichzeitig liefern Solaranlagen im Winter durch weniger Sonneneinstrahlung einen geringeren Beitrag zur Energieerzeugung. Dieser fehlende Beitrag muss durch höhere Windgeschwindigkeiten ge-

deckt werden. Sollte im Winter allerdings eine längere Windflaute anfallen, entstehen hier sich über den Zeitraum aufaddierende Speicherentnahmen. Deswegen erstrecken sich die Zeitperioden mit den größten Speicherentleerung über die Herbst- und Wintermonate. Je nach Speicherart ergeben sich die kritischen Wetterjahre und die maximale Speicherentladung. Eine Tagesladung entspricht wie in Kapitel 4.5 berechnet, einer Energiemenge von 1,62 GWh.

Kritische Wetterjahre und maximale Speicherentladung					
Geotechnik		P2G2P		Batterie	
Zeitraum	max. Speicherentladung [TL]	Zeitraum	max. Speicherentladung [TL]	Zeitraum	max. Speicherentladung [TL]
14 / 15	13,87	14 / 15	14,48	14 / 15	1,65
96 / 97	13,88	84 / 85	12,37	96 / 97	1,63
84 / 85	8,12	16/17	7,57	84 / 85	1,61

Abbildung 15: Kritische Wetterjahre und maximale Speicherentladung Datenquelle: Errechnete Werte des Excel-Tools
Prof. Dr.-Ing Matthias Popp

Um nun den Rechenaufwand erheblich zu minimieren, wurde ein VBA-Quellcode verfasst, der die drei wetterkritischsten Jahre in eine einzelne Excel-Datei extrahiert.

Hier kann nun mit geringerem Zeitaufwand mit den drei Jahresdateien gearbeitet werden.

Passend zum Vertiefungsthema soll nun beispielhaft an der Best Mix- und Kostenminimumberechnung der Speichertechnologie P2G2P die optimale regenerative Versorgung dargestellt werden.

Es soll an dieser Stelle nochmals darauf hingewiesen werden, dass die Berechnung mit einer Annahme des Erzeugungsanteils der Biomasse von 17,5% gerechnet wurde und das Untersuchungsgebiet schon ausreichend regenerativ versorgt wird.

Tabelle 6: Ergebnisse der BestMix und Kostenminimumberechnung Datenquelle: Errechnete Werte, Tabelle aus Excel-Tool
Prof. Dr.-Ing Matthias Popp

Größe	Zeichen	Wert	
Windanteil	iWi	68,00%	
Solaranteil	iSo	32,00%	
Anteil fluktuierend	FA	159,00%	
Laufwasseranteil	LA	0,50%	
Biomasseleistungsanteil	BA	17,50%	
Umwandlungsvermögen	UV	177,00%	
Umwandlungsreserve	UR	77,00%	
Speicherladeleistung	SLL	146,62%	
Versorgungsreserve	VR	13,80%	
Entnahmereserve	ER	4,14%	
Bedarfsdeckungsreserve	BDR	10,00%	
Residualleistungsdefizit	RD	16,29%	
Speicherdurchsatz	SD	54,30%	
Aufladevermögen	ALV	68,10%	
Kapazitätsbedarf (tiefste Entladung)	KB	347,47	= 14,48 TL
vorzuhaltende Kapazität	KV	382,22	= 15,93 TL
größte Speicharentnahmeleistung	SEL	123,25%	
vorzuhaltende Entnahmeleistung	SEV	135,58%	
Maximale Speichersystemleistung	SLM	146,62%	
Wind Nennleistung	WN	317,13%	
Solar Nennleistung	SN	298,35%	
Laufwasser Nennleistung	LN	1,83%	
Biomasse und Sonstiges Nennleistung	BN	17,50%	
spezifische Herstellkosten	[€/kW]		
Wind	WHK	4.757	€/kW
Solar	SHK	3.879	€/kW
Laufwasser	LHK	114	€/kW
Biomasse und Sonstiges	GHK	665	€/kW
Speicherladung	SLLHK	3.666	€/kW
Speicharentnahme	SELHK	1.356	€/kW
Speichermaximalleistung	SLMHK	147	€/kW
Speicherkapazität	SKK	382	€/kW
Versorgungssystem	VSK	14.964	€/kW

In der Tabelle 5 werden die Ergebnisse der BestMix- und Kostenminimumberechnung des Berechnungstools über den Zeitraum von drei extremen Wetterjahren aufgelistet. Die Erzeugung von Energie durch Wind und Sonne wird als fluktuierender Anteil bezeichnet, weil dieser volatil verläuft. Hingegen werden Biomasse und Laufwasser als feste Anteile verrechnet. Zusammen ergibt sich hier ein Umwandlungsvermögen von 177%.

Die Werte werden immer auf den Verbrauch bezogen, der als 100% gegeben ist. Damit ergeben sich immer Relativwerte in Bezug auf den Verbrauch und keine absoluten Werte. Hierbei sollen die wichtigsten Werte noch genauer erläutert werden:

Die Umwandlungsreserve ergibt sich auf dem Umwandlungsvermögen abzüglich des Verbrauchs.

Die Speicherladeleistung beschreibt die installierte Leistung, um die Speicher zu beladen und beträgt knapp 147%.

Der Speicherdurchsatz, also die zur Aufladung der Speicher benötigte Energie, ist recht hoch mit über 50%, da der Speichertechnologie ein sehr niedriger Wirkungsgrad zu Grunde liegt.

Die größte Speicherentladung liegt hier bei knapp 14,5 Tagesladungen. Um diese bereitstellen zu können, sollte die Speicherkapazität bei knapp 16 Tagesladungen liegen.

Des Weiteren werden noch verschiedene Leistungen dargestellt.

Letztendlich hat das Excel-Tool auch noch die spezifischen Herstellkosten pro Kilowatt bedarfsgerecht bereitgestellter Durchschnittsleistung zur systemverantwortlichen Deckung des Verbrauchs errechnet, die nach den einzelnen Energiearten und der Speichereigenschaften aufgeteilt sind.

Die spezifischen Kosten für den Speicher Power-to-X ergeben in Summe 5551€/kW.

Diese Herstellkosten ergeben in Summe dann die Kosten pro Kilowattstunde durchschnittlichem Bedarfsdeckungsvermögen im gesamten Versorgungssystem, die sich hier auf knapp 15000 €/kW belaufen. In Spitzenzeiten kann diese Leistungsinstallati-on auch den bis zu etwa 1,5-fachem Bedarf decken.

Somit wurden in diesem Kapitel die kritischsten Wetterjahre und das Kostenminimum bestimmt. Im nächsten Kapitel wird daraus der offene Anlagen- und Speicherbedarf bestimmt.

5. Offener Anlagen- und Speicherbedarf

Wie zu Beginn beschrieben ist das Untersuchungsgebiet schon ausreichend mit Energie aus regenerativen Energieträgern versorgt. Stattdessen sollte aber am Beispiel des angenommenen Umwandlungsmix der offene Anlagen- und Speicherbedarf ermittelt werden. Mit diesem Umwandlungsmix wurde auch die obige Berechnung durchgeführt (vgl. Kapitel 4.7).

In der Tabelle 6, die den optimalen Mix zeigt, werden der Windanteil auf 68% und der Solaranteil auf 32% beziffert. Errechnet man den Solaranteil der schon bestehenden Anlagen nach dem angewendeten Umwandlungsmix (siehe Abb. 9), ergibt sich ein Wert von 46% der erzeugten Strommenge.

Würde man diese Berechnung weiterfortführen, käme man zu dem Ergebnis, dass man Solarfelder zurückbauen und in mehr Windkraftanlagen investieren sollte.

Somit ist die Berechnung des Zubaus von Windkraftanlagen und Rückbaus von Solarfeldern wenig aussagekräftig, da diese Anlagen ja schon bestehen und ein Rückbau wiederum Kosten verursachen würde. Außerdem kann der Strom aus Solaranlagen auch überregional verteilt werden und trägt somit zur Deckung des überregionalen Verbrauchs bei.

Lediglich zum Ausbau der Speicher kann man eine verlässliche Aussage treffen: Vergleicht man die drei Speichertechnologien, kommt man bei P2G2P auf eine maximale Speicherentladung von 14,48 Tagesladungen. Nach Tabelle 6 wird sogar eine vorzuhaltende Speicherkapazität von knapp 16 Tagesladungen empfohlen.

Eine Tagesladung entspricht wie in Kapitel 4.5 berechnet einer Energiemenge von 1,62 GWh.

Multipliziert man dies mit 16 ergibt sich die nötige Speichergröße von 25,92 GWh.

26 GWh entsprechen 26 000 000 kWh.

Bei Berücksichtigung des Wirkungsgrades von Speichereinrichtungen ergibt sich die Energiemenge, die zum Einspeichern benötigt wird:

$$\text{Zur Einspeicherung benötigte Energiemenge} = \frac{1}{\eta} * 25,92 \text{ GWh}$$

In dem Fall läge der Wirkungsgrad η bei 30% und es ergibt sich eine Energiemenge von 86,4 GWh.

Die für den Speicherausbau veranschlagten Kosten errechnen sich demnach:

$$\text{Erforderliche Kosten [€]} = \text{Spezifische Kosten} \left[\frac{\text{€}}{\text{kW}} \right] * \text{Durchschnittsverbrauch [kW]}$$

Somit ergeben sich mit den spezifischen Herstellkosten 5551 €/kW und einem Durchschnittsverbrauch von 67 800 kW (Vgl. Kapitel 4.2) erforderliche Kosten für den Speicherausbau von 376,4 Mio. €.

Die Kosten für den Ausbau der anderen Speichertechnologien werden analog dazu errechnet und in der Abbildung 16 dargestellt. Die spezifischen Kosten wurden jeweils von dem Excel-Tool berechnet.

Größe	Einheit	Batterie	P2G2P	Geotechnisch
Speicherladung	€ / kW	0	3666	330
Speicherentnahme	€ / kW	0	1356	291
Speichermaximalleistung	€ / kW	366	147	330
Speicherkapazität	€ / kW	15239	382	7324
Σ Spezifische Speicherkosten	€ / kW	15605	5551	8275
Mittlere Last	kW	67800	67800	67800
Kosten für Speicher	Mrd. €	1,06	0,38	0,56

Abbildung 16: Gesamtkosten für den Speicherausbau

Datenquelle: Errechnete Werte aus dem Excel-Tool Prof. Dr.-Ing Matthias Popp

Resultierend kann man sagen, dass man etwa 380 Mio. € investieren müsste, um das Untersuchungsgebiet ausreichend mit der Speichertechnologie P2G2P zu versorgen. Dies ist zugleich die preiswerteste Speichertechnologie, was die Anschaffungskosten betrifft. Durch den niedrigen Wirkungsgrad könnten die Folgekosten für den erforderlichen Umwandlungspark höher sein, sodass die Gesamtkosten für das Speichersystem P2G2P letztendlich höher ausfallen könnten als die der anderen

Speichersysteme. Zugleich muss mehr Geld in Wind- und Solaranlagen gesteckt werden, um die erhöhten Speicherverluste auszugleichen.

6. Power-to-X-Technologie

6.1 Einführung

Der volatile Verlauf der erneuerbaren Energien führte immer wieder zu Engpässen in der Energieversorgung. Eine mögliche Lösung wäre zum Beispiel die Speicherung der überschüssigen Energie. Hierfür wurden verschiedene Möglichkeiten betrachtet. Eine davon war die Umwandlung der überschüssigen Energie in chemische Stoffe, da diese besser speicherbar sind. Hier spielen Kriterien wie zum Beispiel Kapazität, Speicherdauer und natürlich auch die Kosten eine Rolle. Eine weitere Frage war die Rückverstromung, also wie kann man bei Bedarf das Defizit in der Energieerzeugung ausgleichen. Im Folgenden soll die Speichertechnologie Power-to-X erläutert werden und im späteren Verlauf genauer auf Power-to-Gas-to-Power eingegangen werden. [9]

Unter Power-to-X, kurz PtX, versteht man grundsätzlich die Speicherung von überschüssiger Energie durch Umwandlung in chemische Stoffe. Diese chemischen Stoffe sind besser speicherbar als Strom und können in verschiedenen Branchen Anwendung finden. Durch die Umwandlung können viele Industriezweige weitestgehend dekarbonisiert werden. [3], [10]

Des Weiteren bewirkt die Technologie eine engere Vernetzung verschiedener „Sektoren“. Dies wird unter dem Begriff „Sektor Kopplung“ zusammengefasst. Durch die Umwandlung der verschiedenen Stoffe können die Bereiche sich gegenseitig in Defizitphasen versorgen. Dies wird auch in Abbildung 17 deutlich. [1], [11]

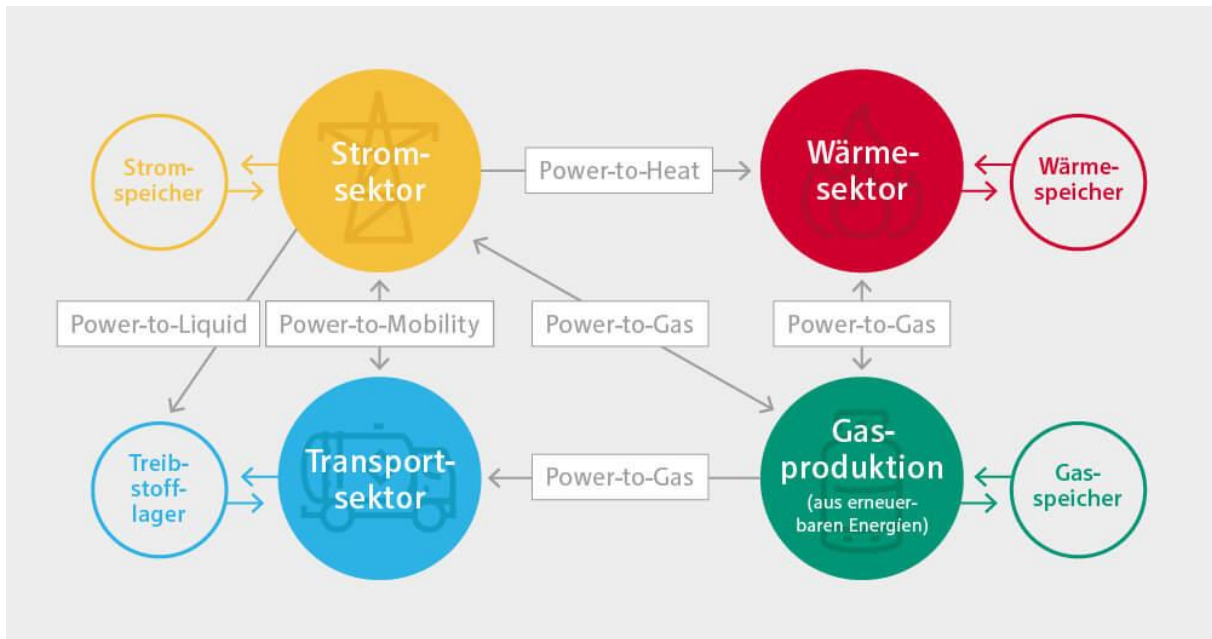


Abbildung 17: Sektor Kopplung [12]

Die dargestellten Begriffe sollen weiter erläutert werden.

Die vier Sektoren sind der Stromsektor, der Wärmesektor, Transportsektor und die Gasproduktion. Jeder einzelne Sektor besitzt seine eigenen Speicherkapazitäten mit ihrer eigenen Komplexität. Die einzelnen Sektoren sind aber jeweils über Power-to-X miteinander verbunden.

Unter Power to Gas versteht man die Umwandlung von überschüssiger Energie in Gas, genauer gesagt Methan. Diese Umwandlung erfolgt in zwei Schritten: der Elektrolyse und der Methanisierung. Im ersten Schritt wird Wasser, H_2O , in die Bestandteile Wasserstoff H_2 und Sauerstoff O getrennt. Im zweiten Schritt erfolgt dann die chemische Reaktion mit Kohlendioxid, CO_2 , und dem Wasserstoff zu Methan, CH_4 . Dieses Methan kann sehr gut gespeichert werden.

Ausgehend daraus kann der Wärmesektor durch die Verbrennung des Methans in konventionellen Kraftwerken versorgt werden.

In einem Gas und Dampfkraftwerk, kurz GuD-Kraftwerk, kann gleichzeitig noch Strom gewonnen werden, in dem man Dampfturbinen mit Generatoren betreibt. Somit wäre der Stromsektor ebenfalls versorgt.

Die Verbindung der beiden Sektoren Wärme und Elektrizität nennt sich Power to Heat. Somit wird mit der überschüssigen Energie Wärme erzeugt. Möglichkeiten hierfür

geben Elektrokessel und Wärmepumpen. Zudem sind diese oftmals mit Wärmespeichern gekoppelt.

Die Verbindung der Gasproduktion und des Transportsektors lautet ebenfalls Power-to-Gas. Hier wäre allerdings passender der Begriff Power-to-Fuels, womit die Umwandlung elektrischer Energie zu Treibstoffen bezeichnet wird. Ein weiterer Begriff hierfür wäre Power-to-Liquid, der hier die Verbindung des Stromsektors zum Treibstofflager beschreibt. Hier werden Stromüberschüsse zur Produktion von strombasierten Brenngasen oder flüssigen Treibstoff genutzt. [13]

Zuletzt fehlt noch der Begriff Power-to-Mobility. Dieser beschreibt die Verbindung des Stromsektors zum Mobilitätssektor, da der Umstieg von den konventionellen Verbrennermotoren zu strombetriebenen Fortbewegungsmitteln weiter fortschreitet. [14]

Die beschriebenen Konzepte und Umwandlungsprozesse werden in Abb. 18 als Gesamt-Schema visualisiert.

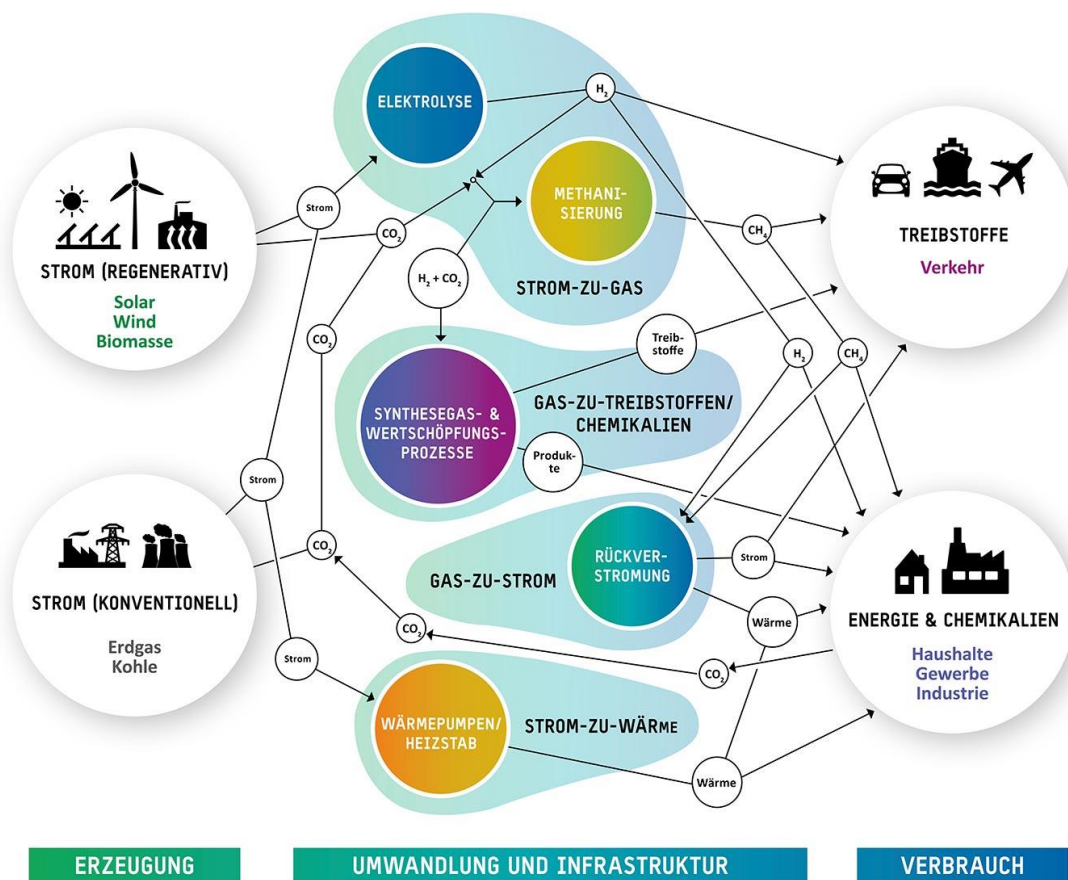


Abbildung 18: Verschiedene Wege von Power-to-X [15]

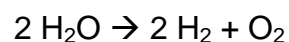
Zusammenfassend können verschiedene Sektoren durch überschüssigen Strom fast vollständig dekarbonisiert werden. Zu Beginn aller Prozesse steht aber die Umwandlung der elektrischen Energie zu bestimmten chemischen Bestandteilen. Das Projekt beschäftigt sich mit der autarken Energieversorgung von Regionen. Somit ist die Rückwandlung der chemisch speicherbaren Stoffe zu Strom das relevante Verfahren. Diese Technologie ist unter dem Begriff Power-to-Gas-to-Power bekannt und wird im weiteren Verlauf genauer beschrieben.

6.2 Verfahren von Power-to-Gas-to-Power

In Kapitel 6.1 wurde der Begriff Power-to-Gas ausreichend definiert und erklärt. In diesem Abschnitt sollen nun die verschiedenen Verfahren dargestellt werden wie das Brenngas hergestellt wird.

6.2.1 Elektrolyse

Im ersten Schritt wird der überschüssige Strom zur Elektrolyse verwendet. Hierbei wird eine Redoxreaktion mit Wasser (H_2O) bewirkt. In ein Wasserbecken werden zwei Metallelektroden abgesenkt, an denen ein Gleichstrom angelegt wird. Dadurch entsteht an der einen Elektrode ein Elektronenmangel und an der anderen ein Elektrodenüberschuss. Die bipolaren Wasserteilchen spalten sich auf und binden sich an die Elektrode, die jeweils die andere Ladung besitzt. [16], [17] Dabei wird der Wasserstoff (H_2) durch Energiezufuhr vom Sauerstoff (O) getrennt.



Hier gibt es drei gängige Verfahren:

Die Alkalische Elektrolyse besitzt die Eigenschaft, dass das Wasserbad eine alkalische, wässrige Lösung ist. Zwischen den beiden Elektroden befindet sich eine permeable Membran. Das bedeutet, dass die Membran nur für bestimmte Stoffe, in diesem Fall Ionen durchlässig ist.

Vorteile dieser Technologie zeigen sich in der hohen Langzeitstabilität und geringen Investitionskosten. Zugleich spricht ein hoher Wirkungsgrad für das Verfahren. Allerdings ergeben sich durch den volatilen Verlauf der Stromerzeugung und damit der Einspeisung des Stromes eine träge Laständerung.

Veranschaulicht wird die Technologie in der Abbildung 19.

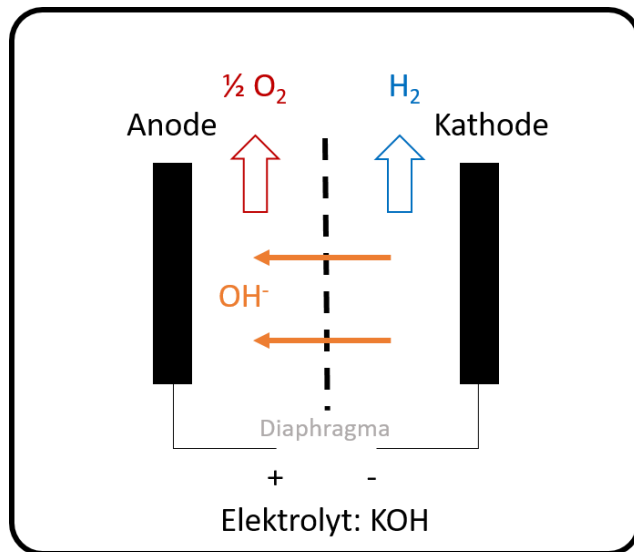


Abbildung 19: Alkalische Elektrolyse [18]

Unter der PEM Elektrolyse (Proton-Change-Membran) versteht man eine ähnliche Technologie wie bei der Alkalischen Elektrolyse. Der Unterschied dazu ist die saure Lösung, in der die Elektroden hängen. Hier werden Edelmetalle benötigt, damit keine Korrosion auftritt. Des Weiteren ist die Membran nun gasdicht.

Als Vorteile stehen hier das gute Lastverhalten und die Flexibilität bei dem volatilen Verlauf des Stroms hohen Investitionskosten gegenüber.

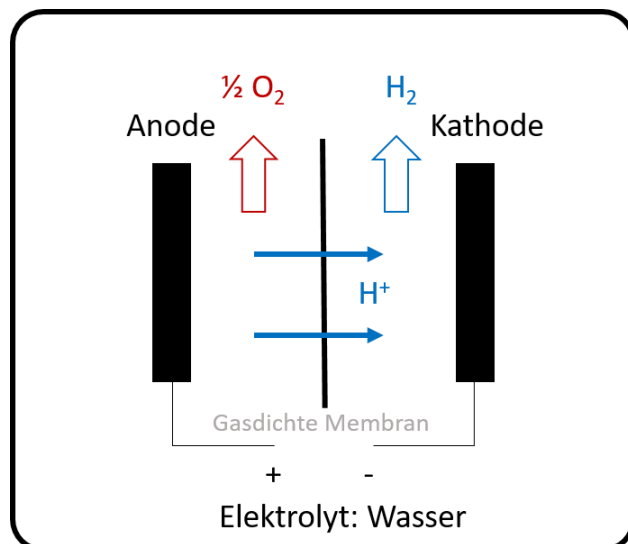


Abbildung 20: PEM-Elektrolyse [18]

Visualisiert wird der Ablauf in der Abbildung 20.

Bei der Hochtemperatur-Elektrolyse (SOEC – Solid Oxid Electrolysis) wird hingegen in einem sehr hohen Temperaturbereich gearbeitet. Die Energie zum Spalten der Wassermoleküle kann hier teilweise durch

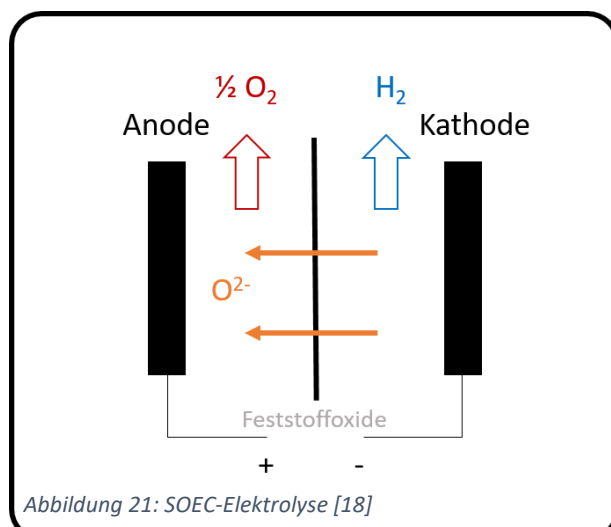





Abbildung 21: SOEC-Elektrolyse [18]

Wärme aus Abwärme Prozessen gedeckt werden. Hier befindet sich zur Trennung der beiden Elektronenbereiche ein festes Oxid, das allerdings für Sauerstoff-Ionen durchlässig ist. Allerdings ist die Technologie noch nicht ganz marktreif. Zusätzlich hat man mit längeren Anlaufzeiten zu kämpfen wegen des höheren Temperaturniveaus.

Das Verfahren ist in Abbildung 21 dargestellt.

Wesentliche Eigenschaften der drei Elektrolyseverfahren werden in Abbildung 22 dargestellt.

		ELEKTROLYSE		
IST-SITUATION		Alkalische Elektrolyse	PEM-Elektrolyse	Hochtemperatur-Elektrolyse (SOEC)
Technology Readiness Level		 9	 8	 6
Vorteile		kostengünstig (große Anlagen), langjährige Erfahrung	kompakte Bauweise, bessere Dynamik, gute Skalierbarkeit, keine Korrosion	bei Nutzung der Abwärme effizienter und kostengünstiger
Herausforderungen		Laugen, Kaltstart- und Teillastverhalten	teure Werkstoffe, Materialanforderungen	Prozess bei hoher Temperatur
Wirkungsgrad		62 – 82 %	65 – 82 %	65 – 85 %
Investitionen		800 – 1.500 €/kW	900 – 1.850 €/kW	2.200 – 6.500 €/kW
PERSPEKTIVE		↓	↓	↓
Wirkungsgrad		78 – 84 %	75 – 84 %	87 – 95 %
Investitionen		250 – 400 €/kW	300 – 700 €/kW	270 – 800 €/kW

In der Übersicht wird der Technologiereifegrad, die Vorteile und Nachteile der drei Verfahren, der Wirkungsgrad und die Investitionskosten dargestellt. Zugleich wird ein Ausblick auf den Wirkungsgrad und auf die sinkenden Kosten gegeben. Erfreulich ist, dass in beiden Kennwerten positive Trends diagnostiziert werden, die zu einer Ausweitung dieser Technologien beitragen können.

In der folgenden Abbildung 23 werden Kosten dargestellt, die sich vor allem auf die Marktreife der jeweiligen Technologie beziehen.

Allerdings weisen alle drei Verfahren einen degressiven Kostenverlauf und eine Wirkungsgradsteigerung auf in Zukunft. Insbesondere bei den beiden Verfahren PEM- und Solid-Oxid-Elektrolyse lassen sich den Angaben der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. zufolge noch hohe Einsparungen der Investitionskosten bei gleichzeitig erhöhtem Wirkungsgrad realisieren.

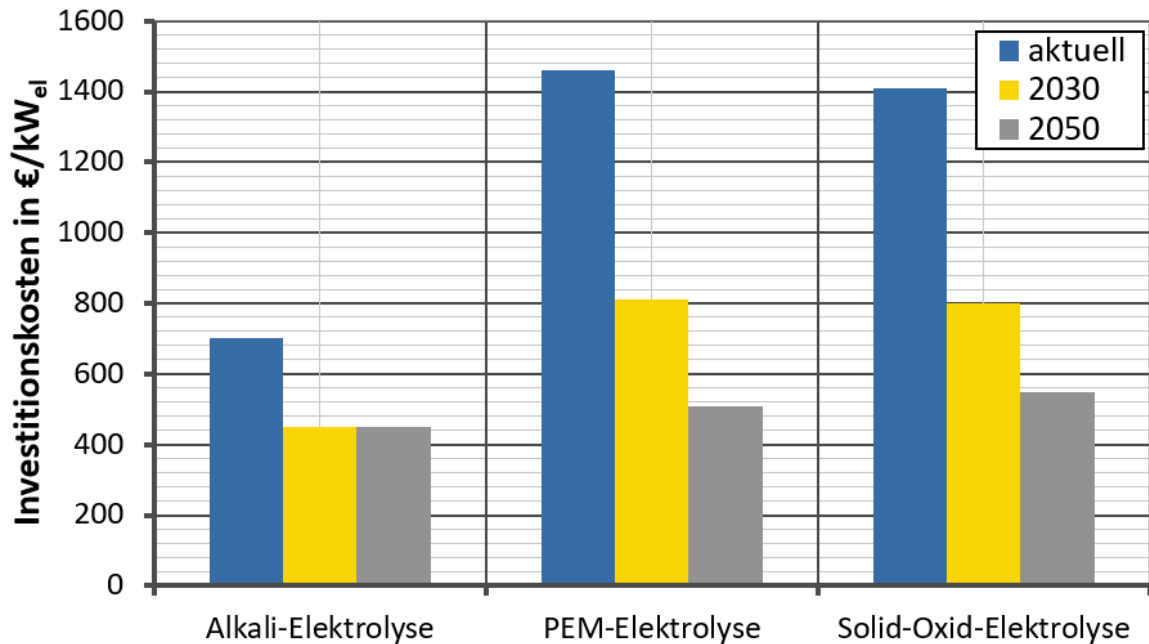


Abbildung 23: Aktueller und zukünftiger Kostenvergleich der Elektrolyseverfahren [18]

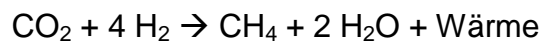
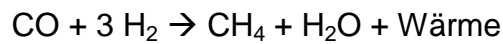
Durch den volatilen Verlauf des Stromes entsteht auch unausweichlich ein schwankender Verlauf der Wasserstoffproduktion. Hierfür müssen ebenso Speicher geschaffen werden oder die nachfolgenden Prozesse müssen genauso flexibel sein wie die vorausgeschalteten Erzeugungs- und Umwandlungsverfahren.

6.2.2 Methanisierung

Nach der Elektrolyse reagiert der separierte Wasserstoff H_2 mit Kohlendioxid CO_2 , wodurch das Methangas CH_4 entsteht. Der Vorteil von Methangas ist, dass das die Nutzung von Erdgas in Deutschland weit verbreitet ist. Erdgas besteht zu mehr als 90% aus Methan, wodurch das erzeugte Gas problemlos in das schon bestehende Gasnetz eingespeist werden kann. Folglich sind die Speicherkapazitätskosten sehr gering, die Herstellung allerdings eher kostspielig.

Hier gibt es wiederum zwei weit verbreitete Verfahren.

Bei der katalytischen Methanisierung wird auf Katalysatoren mit Nickel-Basis zurückgegriffen. Hierbei reagiert der Wasserstoff mit Kohlenmonoxid CO oder Kohlendioxid CO₂. Je nach Quelle des Kohlenstoffs lauten die Reaktionen:



Die Vorteile des Verfahrens zeigen sich in der hohen Reaktionswärme die gleichzeitig die Reaktionsgeschwindigkeit erhöht, doch damit stellen sich auch einige Herausforderungen ein: Es werden korrosionsfeste Werkstoffe und ein möglichst reines Gas für den Prozess benötigt. Hierbei gibt es drei verbreitete Verfahrenswege, die verwendet werden: Festbettreaktor, Wirbelschichtreaktor und die Dreiphasen-Methanisierung. [20]

Die biologische Methanisierung kann mit Hilfe von Mikroorganismen, den sog. Archaeen, in Biogasanlagen stattfinden. Diese findet man in den Fermentern. Innerhalb dieser Behälter kann der Wasserstoff mit dem aus dem Biogasprozess gewonnenen CO₂ zu Methan reagieren. Folglich muss das Abgas nach dem Verbrennungsprozess wiederum von den Schadstoffen wie Schwefelwasserstoff gereinigt und dem Substrat erneut zugeführt werden. Dies kann direkt in dem Fermenter passieren und ist unter dem Namen in-situ Methanisierung bekannt. Ebenso kann der Prozess extern in anderen Behältern erfolgen, dann trägt das Verfahren den Namen ex situ. [21]

Vorteile des Verfahrens sind die schon bestehende Infrastruktur sowie die Anreicherung des Methananteils innerhalb des Biogases. Zugleich kann der CO₂-Ausstoß nach der Verbrennung reduziert werden. Auf der anderen Seite entstehen Kosten für die Filterung des Abgases und die Einspeisung ins Gasnetz benötigt ebenfalls eine Trocknung.

Die wesentlichen Eigenschaften dieser Technologie werden in der untenstehenden Grafik zusammengefasst, bei der zugleich ein Zukunftsausblick gegeben wird. Abbildung 24 stellt in Ergänzung zu den drei Elektrolyseverfahren auch gleichzeitig die Vorteile und Nachteile der zwei Methanisierungsverfahren, den Wirkungsgrad und die Investitionskosten dar.

Jedes Verfahren hat seine eigenen Bedingungen, Herausforderungen wie auch Chancen. Eine endgültige Bewertung ist deshalb kaum verlässlich durchzuführen. Zugleich erfordern die Technologien weitere Anstrengungen in Forschung und vor allem eine anwendungsorientierte Erprobung unter spezifischen, regionalen Einsatzbedingungen.

IST-SITUATION	ELEKTROLYSE			METHANISIERUNG	
	Alkalische Elektrolyse	PEM-Elektrolyse	Hochtemperatur-Elektrolyse (SOEC)	Katalytische Methanisierung	Biologische Methanisierung
Technology Readiness Level	9	8	6	8	7
Vorteile	kostengünstig (große Anlagen), langjährige Erfahrung	kompakte Bauweise, bessere Dynamik, gute Skalierbarkeit, keine Korrosion	bei Nutzung der Abwärme effizienter und kostengünstiger	gute Skalierbarkeit, hochwertige Abwärme	robust, flexibel, schnelle Reaktionszeit
Herausforderungen	Laugen, Kaltstart- und Teillastverhalten	teure Werkstoffe, Materialanforderungen	Prozess bei hoher Temperatur	teure Werkstoffe, geringe Flexibilität, Reinheit der Eingangsgase	biologisches System, bisher noch keine Multi-MW-Anlage realisiert
Wirkungsgrad	62 – 82 %	65 – 82 %	65 – 85 %	77 – 83 %	77 – 80 %
Investitionen	800 – 1.500 €/kW	900 – 1.850 €/kW	2.200 – 6.500 €/kW	400 – 1.230 €/kW	400 – 1.980 €/kW
PERSPEKTIVE					
Wirkungsgrad	78 – 84 %	75 – 84 %	87 – 95 %	77 – 90 %	79 – 90 %
Investitionen	250 – 400 €/kW	300 – 700 €/kW	270 – 800 €/kW	130 – 400 €/kW	200 – 400 €/kW

Abbildung 24: Überblick über die Verfahren der Methanisierung [19]

6.3 Vorteile und Nachteile von Power-to-Gas-to-Power

Die Technologie Power-to-X zeigt sowohl Vor- als auch Nachteile, die im folgenden Teil erläutert werden sollen. [22], [23]

Der erste Vorteil besteht daraus, dass das gesamte Energienetz mit der Sektorkopplung flexibilisiert werden könnte. Falls in einem Bereich ein Mangel auftritt kann er durch die Überschüsse in anderen Sektoren ausgeglichen werden.

Außerdem kann der Wasserstoff, der in der Elektrolyse erzeugt wird, in vielen Industriezweigen weiterverwendet werden. Einerseits kann er zur Wärmegewinnung oder andererseits für das Laden einer Brennstoffzelle verwendet werden. Wasserstoff besitzt ein breites Anwendungsspektrum.

Zum aktuellen Zeitpunkt müssen Unternehmen für ihren CO₂-Ausstoß bezahlen. Um grünen Strom über die Methanisierung herzustellen, müsste den Abgasen CO₂ ent-

zogen werden. Somit müsste weniger Kohlenstoffdioxid in die Umwelt gelangen und die Unternehmen sparen sich Geld. Allerdings muss das CO₂ aus regenerativen Quellen kommen, ansonsten würde man Kohlendioxid nur über einen Umweg in die Atmosphäre leiten.

Der wahrscheinlich wichtigste Vorteil von Power-to-X ist die Reaktion auf die Volatilität der Stromeinspeisung durch erneuerbare Energien. Hierdurch wird Strom speicherbar trotz Wirkungsgradverluste. Hiermit kann in Defizitphasen in der richtigen Zeit genügend Strom bereitgestellt werden. Zusätzlich muss man erwähnen, dass dafür kaum weitere Speichermöglichkeiten gebaut werden müssen, da das erzeugte Methangas nach der Trocknung in das schon bestehende Erdgasnetz eingespeist werden kann. Dieses ist deutschlandweit sehr gut ausgebaut und wächst weiter. In Forschungsarbeiten und Büchern zu dem Thema wurde von Prof. Dr. Michael Sterner die Speichertechnologie mit geotechnischen Speichern und Batteriespeichern verglichen. Der Vergleich ist in der untenstehenden Abbildung zu sehen. [24]

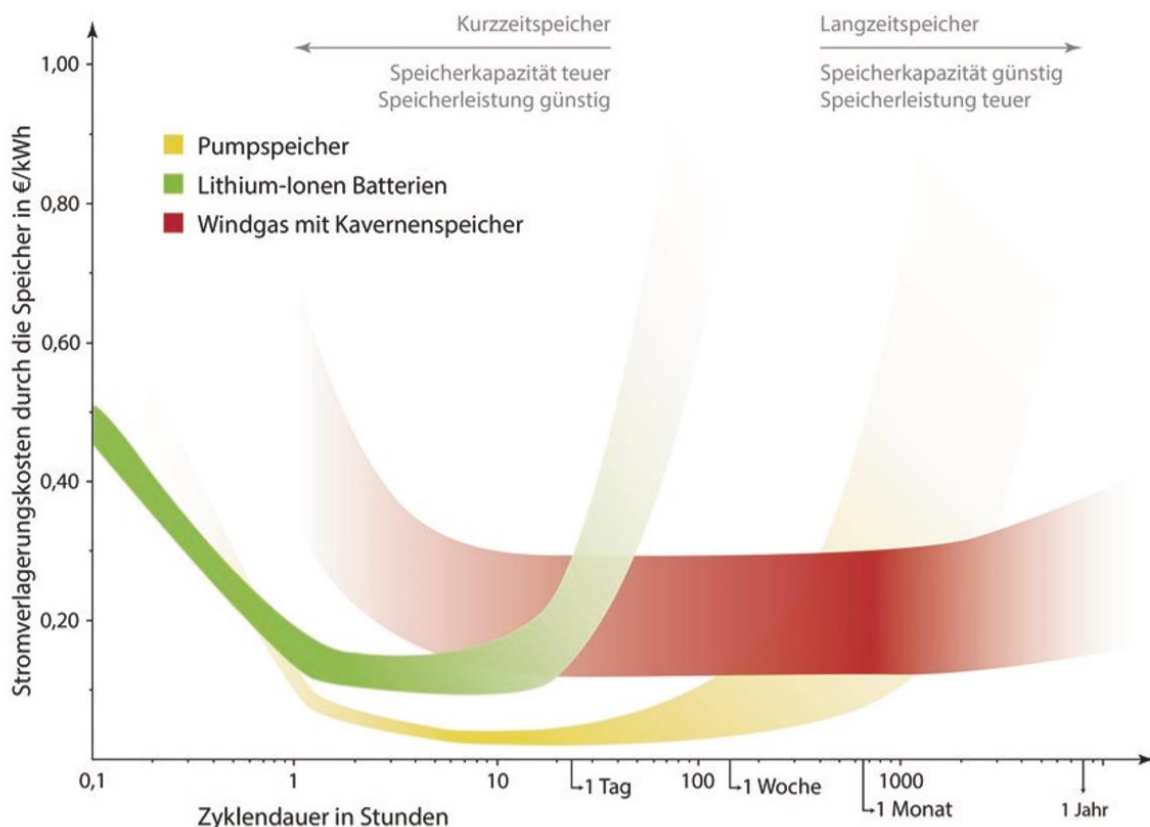


Abbildung 25: Vergleich der Speichertechnologien aufgrund Stromgestehungskosten und der Zyklendauer [24]

In der Grafik sind die Power-to-Gas Speicher in Rot dargestellt. Diese weisen ab etwa einer Woche bis einem Monat Zyklendauer die geringsten Stromgestehungskos-

ten auf. Dies liegt an den sehr preiswerten Kapazitätskosten bei sehr großen Mengen. Bei kleineren Mengen ist der niedrige Wirkungsgrad von Nachteil, da es dann vorteilhafter ist, kurzfristig auf Batteriespeicher und mittelfristig auf Pumpspeicher zurückzugreifen. Zuletzt ist die Verteilung des Gases zur Rückverstromung in GuD-Kraftwerken und KWK-Anlagen in Deutschland problemlos realisierbar.

In dem Projekt wurde für das Untersuchungsgebiet eine maximale Speicherkapazität von maximal zwei Wochen benötigt. Durch das obenstehende Diagramm erscheinen die geotechnischen Speicher für den Bedarf am kostengünstigsten. Allerdings soll in dieser Projektarbeit auf die P2G2P Thematik eingegangen werden.

Auf der anderen Seite stehen verschiedene Nachteile:

Wie bei jeder neuen Technologie bevor sie breite Anwendung findet in der Gesellschaft, sind die Investitionskosten noch sehr hoch und die Verfahren zur Bereitstellung der chemischen Edukte ebenso noch nicht vollständig marktreif.

Allerdings wurde in den letzten Jahren viel geforscht und die Prognosen deuten auf sinkende Investitionskosten (CAPEX) und Betriebskosten (OPEX) auf eine preiswerte Herstellung hin. Diese Absenkung wird durch Standardisierung der Anlagen und Technologiefortschritt erwartet.

Ein weiterer Nachteil ist der niedrige Wirkungsgrad.

Hierbei wird für die Elektrolyse, siehe Abbildung 22 und 25, ein Wirkungsgrad von etwa 75% und für die Methanisierung etwa 78% angenommen. Das Gas wird in einem Gaskraftwerk wieder rückverstromt und es wird ein Wirkungsgrad von 50% angesetzt.

Gesamtwirkungsgrad PtX: $0,75 * 0,78 * 0,5 = 0,3$

Dadurch errechnet sich ein Gesamtwirkungsgrad von etwa 30%. Batteriespeicher weisen einen Wirkungsgrad von etwa 85% auf, Pumpspeicherkraftwerke ca. 75%.

Trotz Steigerung des Wirkungsgrades in der Zukunft, ist PtX deshalb nur bedingt konkurrenzfähig zu den anderen Speichertechnologien.

6.4 Kosten und deren Entwicklung

Die Abbildungen 22-25 geben Aufschluss über die aktuellen Preisspannen der Verfahren für Elektrolyse und Methanisierung. [19], [25], [26], [27], [28]

Für die Kalkulation des Kostenminimums werden folgende Zahlen benötigt.

Der Speicherwirkungsgrad wurde auf der vorherigen Seite erläutert und wird mit 30 % angenommen.

Die Speicherladeanlagen ergeben sich aus einem Mix von Elektrolyse und der Methanisierung und werden insgesamt auf 2500€ geschätzt. Zusätzlich werden eine Abschreibungsdauer von 20 Jahren, ein Zins von 5% und ein Betriebskostenfaktor von 2% für Wartung angenommen.

Die Speicherentnahmeanlagen werden mit etwa 1000 € beziffert. Hierzu zählen auch die Maximalleistungsanlagen, die ebenso mit 100 € veranschlagt werden.

Auf die Speicherkapazität wurde ebenso schon eingegangen. Dadurch dass die Gasnetze in Deutschland schon vorhanden sind und deren Kapazität immer noch weiter ausgebaut wird, werden die Kapazitätskosten auf 1€ gesetzt. Zudem hat das Netz eine recht lange Nutzungsdauer von 40 Jahren.

Der Kapitalzins wurde auf 5% gesetzt, angelehnt an die realen Bedingungen für ein Darlehen.

Der Betriebskostenfaktor bildet sich aus den Kosten für Wartung, Instandhaltung und weitere Kosten, die während der Nutzung anfallen. Diese werden mit 2% beziffert.

6.5 Fazit

Als abschließende Betrachtung kann man sagen, dass die Technologie marktreif ist, allerdings auch noch Verbesserungspotential in den Kosten und dem Wirkungsgrad besitzt. [28] Einige Entwicklungen im letzten Jahr erhöhen schon jetzt die Konkurrenzfähigkeit durch die Kopplung beider Verfahren. [29]

Zukünftig muss die Akzeptanz gegenüber diesen Verfahren weiterwachsen und natürlich auch weiter geforscht werden.

Aktuell existieren kaum gesetzliche Regelungen für Energie aus Power-to-X. Zugleich könnte durch gesetzliche Bestimmungen der Strom von der EEG-Umlage befreit werden, um diesen noch konkurrenzfähiger werden zu lassen. Schließlich ist es nur umgewandelter und gespeicherter Strom, der aus regenerativen Anlagen kommt. Die Marktchancen steigen, wenn die Politik sich weiter damit beschäftigt und eine Gesetzesänderung durchgesetzt werden könnte.

Für die Methanisierung wird CO₂ benötigt. Sollten in ferner Zukunft fast alle Sektoren dekarbonisiert sein, könnten für die Herstellung von Kohlenstoffdioxid weitere Kosten anfallen. [30]

7. Zusammenfassung und Ausblick

Die Projektarbeit hatte zum Ziel die Wetterextremjahre der letzten 40 Jahre herauszuarbeiten, die aktuelle Energieerzeugung des Untersuchungsgebiet darzustellen und gleichzeitig den Ausbau der Speicher und den damit verbundenen Kosten zu untersuchen.

Um diese Fragen zu beantworten, wurde zuerst die schon bestehende regenerative Energieerzeugung dargestellt, die dann dem Lastverbrauch gegenübergestellt wurde. Hieraus ergab sich ein Umwandlungsmix mit jeweiligen Anteilen der einzelnen regenerativen Energieträger.

Daraus ergaben sich Dauerlinien verschiedener Kombinationsmöglichkeiten von Wind- und Sonnenanteilen, die Ladungsabweichung und die Residualleistungsdauerlinien.

Im letzten Schritt des Excel-Tools wurden die größten Speicherentladungen festgestellt, die folglich die wettertechnisch ungünstigsten Zeitbereiche darstellen. Zugleich wurde der optimale Mix der Energieträger und das Kostenminimum für den Speicherausbau errechnet.

Zusammenfassend kann man sagen, dass das Untersuchungsgebiet (49,0°N, 10,625°E) bereits über die hohe Biogasleistung in der Region regenerativ versorgt wird. Gleichzeitig fließt der Überfluss an Energie in die nahegelegenen Städte, die allerdings nicht mehr im Untersuchungsgebiet liegen wie zum Beispiel Ansbach und Weißenburg.

Nur ein weiterer Ausbau der Speicher müsste veranlasst werden, um selbst für längere Defizitphasen gut vorbereitet zu sein.

Hierfür müssten Investitionen in die Speichertechnologie Power-to-Gas-to-Power in Höhe von knapp 380 Mio. € getätigt werden.

Die Speichertechnologie Power-to-X wird durch immer bessere Verfahren zunehmend marktfähiger. Trotz dieser Entwicklung ergeben sich noch Verbesserungsmöglichkeiten in einigen Bereichen. Diesbezüglich ist eine verstärkte anwendungsorientierte Forschung erforderlich.

Die Standardisierung der Anlagen, die politisch-finanzielle Unterstützung von Erneuerbaren Energien und der technisch-ökonomisch Erfahrungsgewinn sowie technologische Fortschritte lassen eine degressive Entwicklung der Kosten in den nächsten Jahrzehnten erwarten.

8. Anhang

Das Excel-Tool von Prof. Dr.-Ing. Matthias Popp wurde im Rahmen des Hochschulkurses „Projekt Energietechnik“ des Studenten zur Verfügung gestellt. Die bezogenen Wetterdaten sind aus verschiedenen Internetquellen, die öffentlich zugänglich sind.

Literaturverzeichnis:

Sterner, Michael; Stadler, Ingo; Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration, 2017
Speicherbedarf bei einer Stromversorgung mit erneuerbaren Energien von Matthias Popp, 2010, Springer Verlag

Quellenverzeichnis

[1] <https://kontrast.at/klimawandel-migration-folgen-ursachen/> (Aufruf 17.06.2020)

[2] <https://www.stmwi.bayern.de/energie-rohstoffe/erneuerbare-energien/> (Aufruf 17.06.2020)

[3] <https://www.powertox.net/> (Aufruf 17.06.2020)

[4] Bachelorthesis Katherina Will, Aufbereitung realer Verbrauchsdaten zur Modellierung einer regenerativen elektrischen Vollversorgung in der Metropolregion Nürnberg, 2020

[5] <https://www.netztransparenz.de/EEG/Anlagenstammdaten> (Aufruf 17.06.2020)

[6]

<https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Untern>

- [eh-
men Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/VOeFF_Registerdaten/2019_01_Batteriespeicher.html](#) (Aufruf 17.06.2020)
- [7] https://www.energy-charts.de/energy_pie_de.htm?year=2019 (Aufruf 17.06.2020)
- [8] <https://www.entsoe.eu/> (Aufruf 17.06.2020)
- [9] <https://www.helmholtz.de/energie/power-to-x/> (Aufruf 17.06.2020)
- [10] <https://www.en-former.com/strom-der-neue-brennstoff/> (Aufruf 17.06.2020)
- [11] <https://www.dvgw.de/themen/energiewende/sektorenkopplung/> (Aufruf 17.06.2020)
- [12] <https://www.en-former.com/strom-der-neue-brennstoff/> (Aufruf 17.06.2020)
- [13] https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1/publikationen/position_power_to_gas-power_to_liquid_web.pdf (Aufruf 17.06.2020)
- [14] <https://www.energie-experten.org/erneuerbare-energien/oekostrom/sektorkopplung/power-to-liquid.html> (Aufruf 17.06.2020)
- [15] <http://strom-zu-gas-und-waerme.de/> (Aufruf 17.06.2020)
- [16] <https://www.chemie.de/lexikon/Elektrolyse.html> (Aufruf 17.06.2020)
- [17] <https://www.chemie.de/lexikon/Elektrolyseur.html> (Aufruf 17.06.2020)
- [18] <https://www.ffe.de/publikationen/892-elektrolyse-die-schluesselftechnologie-fuer-power-to-x> (Aufruf 17.06.2020)
- [19] <https://www.powertogas.info/power-to-gas/die-technologie/> (Aufruf 17.06.2020)
- [20] https://www.tugraz.at/fileadmin/user_upload/Events/Eninnov2016/files/lf/Session_G5/LF_Biogasger.pdf (Aufruf 17.06.2020)
- [21] <https://www.energie-lexikon.info/methanisierung.html> (Aufruf 17.06.2020)
- [22] <https://www.euwid-energie.de/5-nachteile-von-power-to-gas/> (Aufruf 17.06.2020)
- [23] https://www.ifam.fraunhofer.de/content/dam/ifam/de/documents/Formgebung_Funktionswerkstoffe/Energiesystemanalyse/131204MuGriSto-Fette-BKWK.pdf (Aufruf 17.06.2020)
- [24] Sterner, Michael Energiespeicher, 2017
- [25] Sterner, Thema, Veröffentlichung im Magazin „Renewable and Sustainable Energy Reviews“
<https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S136403211930423X?token=38A21AB3119FB6A7D4ABE1327E4EDD814ECE218F69AEC20CF35B6F2C5C89660DEDDC2F144A32CF66CD768964753FA8F> (Aufruf 17.06.2020)
- [26] https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/607/9264_Power_to_X_Technologien.pdf (Aufruf 17.06.2020)
- [27] https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/g3_01_13.pdf (Aufruf 17.06.2020)

[28] <https://link.springer.com/content/pdf/10.1007/s12398-019-00256-7.pdf> (Aufruf 17.06.2020)

[29] <https://www.euwid-energie.de/power-to-x-sunfire-ermoeglicht-80-prozent-wirkungsgrad-bei-produktion-von-synthesegas/> (Aufruf 17.06.2020)

[30] <https://www.energiezukunft.eu/umweltschutz/klimafreundlich-ist-power-to-x-nur-mit-erneuerbaren-energien/> (Aufruf 17.06.2020)