



TECHNISCHE HOCHSCHULE NÜRNBERG  
GEORG SIMON OHM

# **Studienarbeit Smart Energy Versorgungsanalyse Haßfurt**

von

**Julian Plautz**

Plautzju75745@th-nuernberg.de

j.plautz@arcor.de

## Zusammenfassung

In dieser Studienarbeit wurde für Haßfurt berechnet mit welcher Speichertechnologie der Strombedarf vollständig am kostengünstigsten gedeckt werden kann. Betrachtet wurden ein Batteriespeicher, eine P2G2P-Anlage und ein geotechnischer Speicher. Zur Umwandlung der Energie aus erneuerbaren Energiequellen stehen PV-, Windkraft- und KWK-Anlagen zur Verfügung. Mithilfe eines Excel-Tools wurde berechnet wie viel Leistung installiert werden muss und wie groß ein entsprechender Speicher sein muss. Durch den Verkauf von Überschüssen entstehen Einnahmen die den Kosten für den Anlagenpark gegenüberstehen. Dadurch können die Gesamtkosten gesenkt werden. Verwendet man einen Batteriespeicher, so fallen Kosten für eine Kilowattstunde von rund 24 Cent an. Mit einer P2G2P Anlage lassen sich die Kosten auf ca. 14 ct/kWh reduzieren. Mit dem geotechnischen Speicher werden die geringsten Kosten pro Kilowattstunde mit ungefähr 10 ct/kWh erreicht. Die gewählten Kostenansätze für den Ausbau des Anlagenparks sowie Zinsen und Betriebskosten wurden sehr optimistisch gewählt. Deshalb wird erwartet, dass die in der Realität auftretenden Stromgestehungskosten etwas höher liegen.

# Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis.....	V
Tabellenverzeichnis.....	VII
1. Einleitung.....	1
2. Datengrundlage für die Versorgungsanalyse.....	2
2.1 Verbrauchsdaten.....	2
2.2 Stromerzeugung mit Windkraftanlagen.....	8
2.3 Stromerzeugung mit Photovoltaikanlagen.....	11
2.4 Stromerzeugung mit KWK-Anlagen.....	13
3. Versorgungsanalyse.....	16
3.1 Rechenbeispiel für Versorgungsanalyse mit Li-Ionen Batterie.....	16
3.2 Versorgungsanalyse mit Li-Ionen Batterie.....	21
3.2.1 Parameter für Kostenminimum beim Batteriespeicher.....	22
3.2.2 Kostenminimum Batteriespeicher.....	23
3.2.3 Zeitreihe und Dauerlinie für optimalen Umwandlungsmix.....	26
3.2.4 Dauerlinien des Umwandlungsvermögens für verschiedene Umwandlungsmixe.....	27
3.2.5 Speicherleerungskurve und Dauerlinie.....	28
3.2.6 Überschussvermarktung.....	29
3.3 Versorgungsanalyse mit P2G2P Technologie.....	31
3.3.1 Parameter für Kostenminimumermittlung.....	31
3.3.2 Kostenminimum P2G2P.....	31
3.3.3 Zeitreihe und Dauerlinie für optimalen Umwandlungsmix.....	33
3.3.4 Dauerlinien des Umwandlungsvermögens für verschiedene Umwandlungsmixe.....	34
3.3.5 Speicherleerungskurve und Dauerlinie.....	35
3.3.6 Überschussvermarktung.....	35
3.4 Versorgungsanalyse mit geotechnischem Speicher.....	37

3.4.1 Parameter für Kostenminimierung.....	37
3.4.2 Kostenminimum für einen geotechnischen Speicher.....	37
3.4.3 Zeitreihe und Dauerlinie für optimalen Umwandlungsmix.....	39
3.4.4 Dauerlinien des Umwandlungsvermögens für verschiedene Umwandlungsmixe .....	40
3.4.5 Speicherleerungskurve und Dauerlinie.....	41
3.4.6 Überschussvermarktung.....	42
4. Vergleich der verschiedenen Versorgungsanalysen.....	43
5. Fazit.....	44

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Verbrauch in Haßfurt vom 01.10.2015 bis 30.09.2016 .....	3
Abbildung 2: Verbrauch Im Dezember 2015 und Januar 2016 in Haßfurt .....	3
Abbildung 3: Verbrauch in Haßfurt Anfang Februar in den Jahren 2016 bis 2022.....	4
Abbildung 4: Verbrauch in Haßfurt in der 1. Februar- und 1. Augustwoche 2016 sowie der Durchschnittsverbrauch in dem Zeitraum .....	5
Abbildung 5: Verbrauchsdauerlinien für die Jahre 2015/16 bis 2021/22.....	6
Abbildung 6: Verbrauchsdauerlinien für 2015/2016.....	7
Abbildung 7: Ladungsabweichung des Verbrauchs in Tagesladungen .....	8
Abbildung 8: Zeitreihe und Dauerlinie der bestehenden Windkraftanlagen in Haßfurt vom 01.10.2015 bis 30.09.2022 .....	9
Abbildung 9: Windleistung bezogen auf die Nennleistung vom 05.10.2015- 12.10.2015.....	10
Abbildung 10: Ladungsabweichung der Windkraftanlagenleistung in Tagesladungen .....	10
Abbildung 11: Zeitreihe und Dauerlinie der bestehenden PV-Anlagen in Haßfurt vom 01.10.2015 bis 30.09.2022 .....	11
Abbildung 12: PV-Leistung bezogen auf die Nennleistung vom 05.10.2015- 12.10.2015.....	12
Abbildung 13: Ladungsabweichung der PV- und Windkraftanlagenleistung und für einen Mix aus PV- und Windkraft in Tagesladungen .....	13
Abbildung 14: Zeitreihe und Dauerlinie der bestehenden KWK-Anlagen in Haßfurt vom 01.10.2015 bis 30.09.2022 .....	13
Abbildung 15: KWK-Leistung bezogen auf die Nennleistung vom 23.05.2016- 30.05.2016.....	14
Abbildung 16: Ladungsabweichung der PV-, KWK- und Windkraftanlagenleistung in Tagesladungen.....	15
Abbildung 17: Residualleistungsdauerlinie bezogen auf den Verbrauchsmittelwert über 7 Jahre und Speicherladeleistung des Versorgungssystems .....	17
Abbildung 18: Ermittlung der Residualleistungsüberschüsse aus der Dauerlinie .....	18
Abbildung 19: Stromgestehungskosten und Speicherdurchsatz in Abhängigkeit von dem Windanteil am Umwandlungsmix - Batteriespeicher.....	24
Abbildung 20: Residualleistung Zeitreihe und Dauerlinie bezogen auf den Durchschnittsverbrauch - Batteriespeicher .....	26

Abbildung 21: Umwandlungsdauerlinien für verschiedene PV- und Windkraftanlagenanteile am Umwandlungsmix - Batteriespeicher .....	27
Abbildung 22: Zeitreihe und Dauerlinie der Speicherleerung - Batteriespeicher.....	28
Abbildung 23: Zeitreihe und Dauerlinie für Speicherleerung bei Speichernutzung zu marktpreisorientiertem Export - Batteriespeicher.....	30
Abbildung 24: Stromgestehungskosten und Speicherdurchsatz in Abhängigkeit von dem Windanteil am Umwandlungsmix für P2G2P-Speicher.....	32
Abbildung 25: Residualleistung Zeitreihe und Dauerlinie bezogen auf den Durchschnittsverbrauch - P2G2P .....	33
Abbildung 26: Umwandlungsdauerlinien für verschiedene PV- und Windkraftanlagenanteile am Umwandlungsmix – P2G2P.....	34
Abbildung 27: Zeitreihe und Dauerlinie der Speicherleerung - P2G2P .....	35
Abbildung 28: Zeitreihe und Dauerlinie für Speicherleerung bei Speichernutzung zu marktpreisorientiertem Export – P2G2P .....	36
Abbildung 29: Stromgestehungskosten und Speicherdurchsatz in Abhängigkeit von dem Windanteil am Umwandlungsmix für einen geotechnischen Speicher.....	38
Abbildung 30: Residualleistung Zeitreihe und Dauerlinie bezogen auf den Durchschnittsverbrauch - geotechnischer Speicher .....	40
Abbildung 31: Umwandlungsdauerlinien für verschiedene PV- und Windkraftanlagenanteile am Umwandlungsmix – geotechnischer Speicher.....	41
Abbildung 32: Zeitreihe und Dauerlinie der Speicherleerung - geotechnischer Speicher .....	41
Abbildung 33: Zeitreihe und Dauerlinie für Speicherleerung bei Speichernutzung zu marktpreisorientiertem Export – geotechnischer Speicher .....	42

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Schwankungsbreite des Verbrauchs zwischen Oktober 2015 und September 2022 in Haßfurt .....	2
Tabelle 2: Durchschnittsverbrauch in der ersten Februar Woche in den Jahren 2016 bis 2022 .....	5
Tabelle 3: Durchschnittliche Verbräuche in den sieben einzelnen Jahren.....	6
Tabelle 4: Umwandlungsleistungen und Benutzungsgrade für verschiedene Anlagen .....	16
Tabelle 5: Speicherkapazität des Batteriespeichers .....	17
Tabelle 6: Spezifische Kosten, Abschreibdauer, Zinsen und Betriebskosten für die Energieumwandlungsanlagen und Batteriespeicher.....	22
Tabelle 7: Stromgestehungskosten in Abhängigkeit des Umwandlungsmixes - Batteriespeicher.....	24
Tabelle 8: Rechenschema für die günstigsten Stromgestehungskosten - Batteriespeicher.....	25
Tabelle 9: Spezifische Kosten, Abschreibdauer, Zinsen und Betriebskosten für die Energieumwandlungsanlagen und P2G2P Anlagen.....	31
Tabelle 10: Stromgestehungskosten in Abhängigkeit des Umwandlungsmixes – P2G2P .....	32
Tabelle 11: Rechenschema für die günstigsten Stromgestehungskosten - P2G2P..	33
Tabelle 12: Spezifische Kosten, Abschreibdauer, Zinsen und Betriebskosten für die Energieumwandlungsanlagen und den geotechnischen Speicher .....	37
Tabelle 13: Stromgestehungskosten in Abhängigkeit des Umwandlungsmixes – geotechnischer Speicher .....	38
Tabelle 14: Rechenschema für die günstigsten Stromgestehungskosten – geotechnischer Speicher .....	39
Tabelle 15: Vergleich der optimalen Versorgungssysteme für die drei Speichertechnologien .....	43

# 1. Einleitung

In dieser Studienarbeit werden verschiedene Versorgungssysteme für eine eigenbedarfsgerechte Stromversorgung in Haßfurt durchgerechnet. Zur Energieumwandlung stehen PV-, Windkraft- und KWK-Anlagen zur Verfügung. Zur Speicherung stehen Batteriespeicher, P2G2P Speicher oder ein geotechnischer Speicher zur Verfügung. Es soll ermittelt werden, mit welcher Speichertechnologie die geringsten Stromgestehungskosten erzielt werden können. Dafür stehen reale Leistungsdaten aus bestehenden PV-, Windkraft- und KWK-Anlagen sowie eine Zeitreihe für den Verbrauch in 15 min Zeitschritten über die letzten sieben Jahre zur Verfügung. Diese Daten werden zunächst genauer analysiert. Anschließend wird eine Versorgungsanalyse exemplarisch durchgerechnet. Danach werden für die drei Speichertechnologien die optimalen Versorgungssysteme berechnet. Abschließend sollen die Ergebnisse der drei verschiedenen Ausbauszenarien gegenübergestellt und verglichen werden.



## 2. Datengrundlage für die Versorgungsanalyse

Die in dieser Studienarbeit erstellten Analysen beziehen sich auf die von den Stadtwerken Haßfurt bereitgestellten Realdaten. Es wurden Daten über den Stromverbrauch und über die Umwandlung vor Ort aus Bestandsanlagen in 15 Minuten Zeitschritten über sieben Jahre bereitgestellt. Um die Datenmenge etwas zu reduzieren wurden die Daten auf Stunden Zeitschritte zusammengefasst. In den folgenden Abschnitten werden die bereitgestellten Verbrauchsdaten und Umwandlungsdaten dargestellt und analysiert.

Die Bestandsanlagen wie z.B. Photovoltaik-Anlagen wurden in den letzten Jahren weiter ausgebaut, wodurch die installierte Leistung innerhalb der letzten sieben Jahre angestiegen ist. Deshalb wurden die Zeitreihen so hochskaliert, dass zu jeder Zeit die gleiche installierte Leistung vorlag. Dadurch können die Daten für verschiedene Jahre unter gleichen Voraussetzungen analysiert werden. Dies wurde nicht nur für die PV- sondern auch für die Windkraft- und KWK-Anlagen durchgeführt.

### 2.1 Verbrauchsdaten

Haßfurt hatte in den letzten sieben Jahren einen durchschnittlichen Verbrauch von 9,15 MW. Der geringste Verbrauch in diesem Zeitraum trat im Juni 2022 mit kurzzeitig 3,3 MW auf. Der maximale Verbrauch mit 17,2 MW trat Ende Oktober 2019 auf. In der weiteren Analyse wird der Verbrauch als Prozentwert bezogen auf den Durchschnittsverbrauch angegeben. Die absolute und prozentuale Schwankungsbreite des Verbrauchs wird in der Tabelle 1 dargestellt.

Tabelle 1: Schwankungsbreite des Verbrauchs zwischen Oktober 2015 und September 2022 in Haßfurt

	Verbrauch [MW]	Verbrauch bezogen auf Durchschnittsverbrauch
Minimum	3,25	35,58%
Mittelwert	9,15	100%
Maximum	17,22	188,24%

Der Verbrauch über einen betrachteten Zeitraum von einem Jahr ist in der Abbildung 1 dargestellt. Aufgrund der vielen Messwerte und großen Schwankungen des Verbrauchs, soll der Verlauf des Verbrauchs mithilfe der nachfolgenden Abbildungen an mehreren kürzer gewählten Abschnitten diskutiert werden.

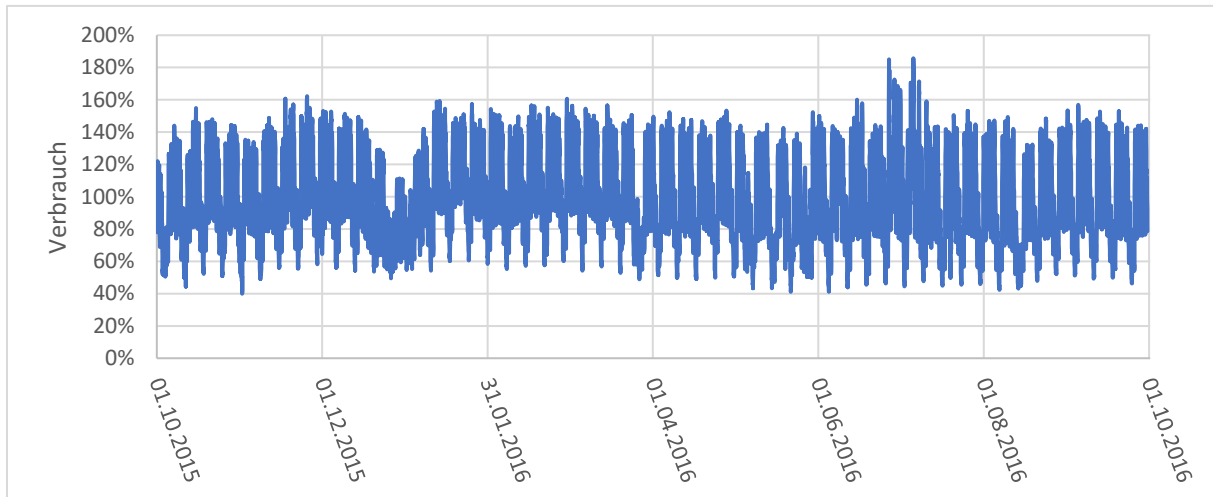


Abbildung 1: Verbrauch in Haßfurt vom 01.10.2015 bis 30.09.2016

Zunächst soll der Verbrauch zwischen dem 01.12.2015 und 31.01.2016 untersucht werden, da dieser Zeitraum im Vergleich zum Rest des Jahres einen geringeren Verbrauch aufweist. Dafür wird dieser Zeitraum nochmal in Abbildung 2 dargestellt. Erkennbar ist, dass sich das wöchentlich wiederholende Schema von auftretenden Spitzenverbräuchen von bis zu 150 % unter der Woche und ca. 100 % an Wochenenden ab dem 24.12.2015 unterbrochen wird. Diese Unterbrechung dauert bis zum 04.01.2016 an. Das ist auf die Weihnachtszeit zurückzuführen. Da Weihnachten bis Neujahr die meisten Urlaub haben, wird von Unternehmen weniger Strom verbraucht und der Verbrauch sinkt in diesem Zeitraum.

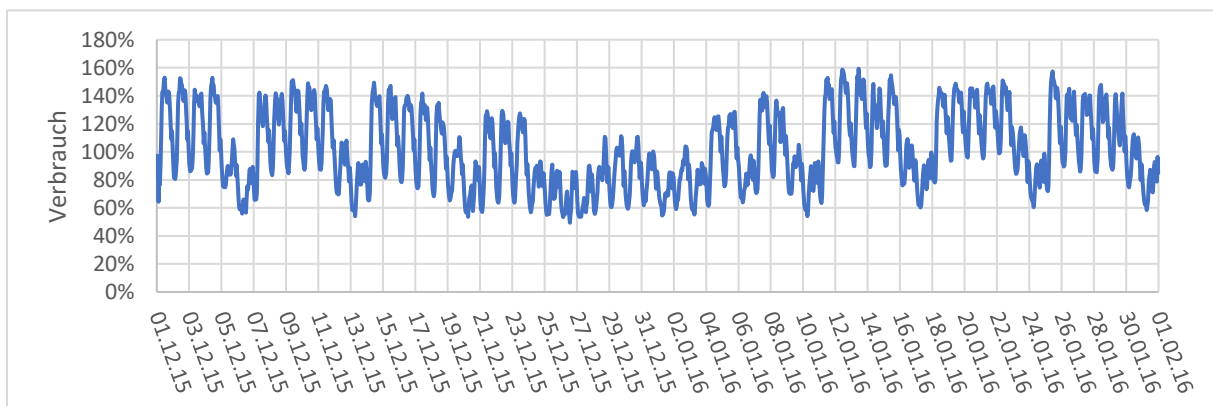


Abbildung 2: Verbrauch Im Dezember 2015 und Januar 2016 in Haßfurt

Nun wird der Verbrauch in den einzelnen sieben Jahren mit der Abbildung 3 untersucht. Zur besseren Übersicht wurde für jedes Jahr eine Woche Anfang Februar betrachtet und gemeinsam dargestellt. Aus dieser Abbildung lassen sich mehrere Erkenntnisse gewinnen. Zum einen über den Verlauf des Verbrauches innerhalb einer Woche und der Verläufe über die sieben Jahre zueinander.

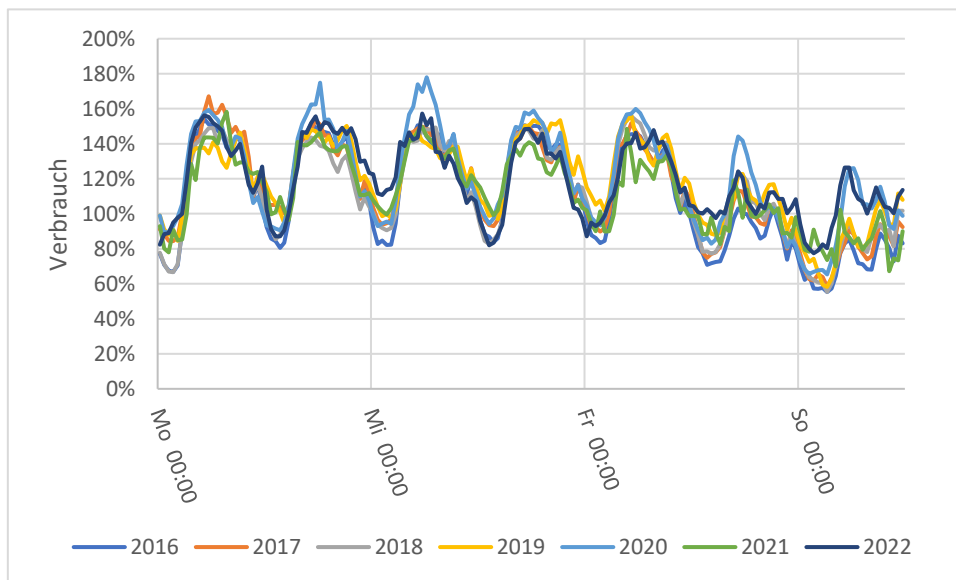


Abbildung 3: Verbrauch in Haßfurt Anfang Februar in den Jahren 2016 bis 2022

Betrachtet man den Verlauf über eine Woche für ein Jahr so lässt sich ein Schema erkennen, welches typisch für einen Verlauf für den Verbrauch über eine Woche ist. Der Verbrauch steigt morgens an, was auf das Aufstehen der Bewohner von Haßfurt zurückzuführen ist. Lichter, Kaffeemaschinen und weitere Verbraucher werden eingeschaltet, wodurch der Verbrauch steigt. Gegen Mittag erreicht der Verbrauch sein Maximum und fällt dann ab, da nach Feierabend die Unternehmen weniger Strom verbrauchen. Gegen Abend steigt der Verbrauch noch einmal an, wenn alle zuhause sind und die Lichter einschalten oder Fernsehen schauen. Nachts fällt der Verbrauch auf ein Minimum, da zu dieser Zeit viele Verbraucher ausgeschaltet sind. Weiterhin ist auffällig das der maximale Tagesverbrauch am Wochenende niedriger ist als Montag bis Freitag, da auch hier die Firmen weniger Strom verbrauchen.

Vergleicht man die wöchentliche Verbrauchskurven der sieben Jahre miteinander, so ist erkennbar, dass der Verlauf qualitativ gleich ist. Nachts ein geringer Verbrauch, gegen Mittag den höchsten Verbrauch und am Wochenende weniger als unter der Woche. Der durchschnittliche Verbrauch in dieser Woche unterscheidet sich in den sieben Jahren wie der Tabelle 2 entnommen werden kann. Es ist aber auch erkennbar, dass die Durchschnittsverbräuche nah bei einander liegen.

Tabelle 2: Durchschnittsverbrauch in der ersten Februar Woche in den Jahren 2016 bis 2022

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
<b>Durchschnittsverbrauch [%]</b>	109,4	114,3	112,3	118,3	120,7	112,6	119,0

Im Folgenden soll der Verbrauch in Abhängigkeit der Jahreszeit untersucht werden. Dafür wird die erste Februarwoche und die erste Augustwoche von 2016 in Abbildung 4 gegenübergestellt.

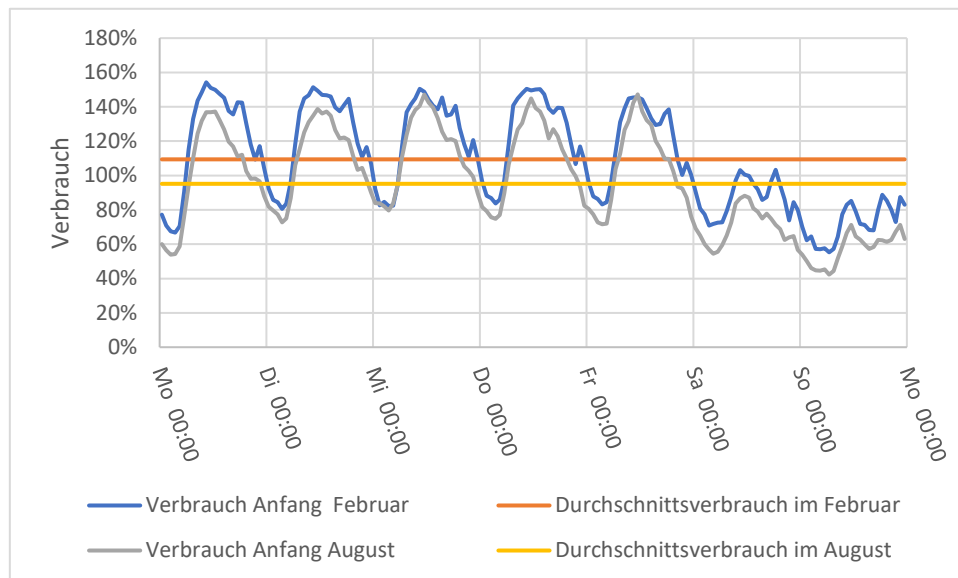


Abbildung 4: Verbrauch in Haßfurt in der 1. Februar- und 1. Augustwoche 2016 sowie der Durchschnittsverbrauch in dem Zeitraum

Auffällig ist auch hier wieder der qualitativ ähnliche Verlauf des Verbrauchs über eine Woche. Der Durchschnittsverbrauch im Februar übersteigt jedoch den Verbrauch im August. Daraus lässt sich schließen das in den Wintermonaten der Verbrauch höher ist als in den Sommermonaten. Das liegt daran, das im Winter z.B. durch die längere Dunkelheit mehr Beleuchtung als im Sommer benötigt wird. Zusätzlich ist man in den kälteren Wintermonaten mehr zuhause als im Sommer. Dadurch ist der Verbrauch im Winter von privaten Haushalten größer als im Sommer.

Abschließend soll der Verbrauch in den sieben Jahren noch in Form von Dauerlinien untersucht werden. Dafür wird der Verbrauch in einem Jahr der Größe nach absteigend sortiert. Die graphische Darstellung erfolgt in Abbildung 5.

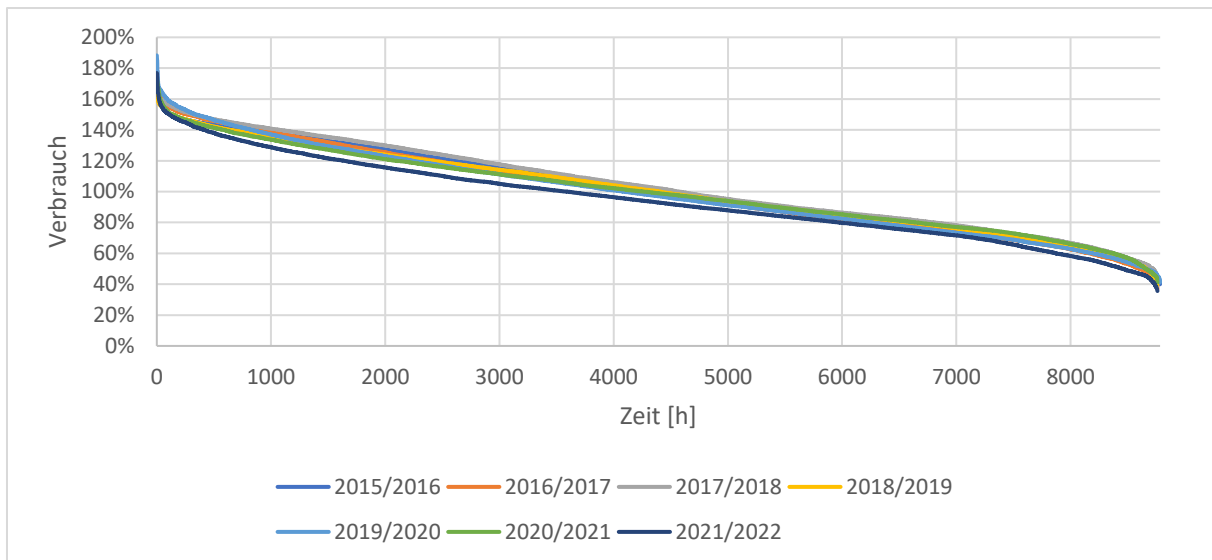


Abbildung 5: Verbrauchsdauerlinien für die Jahre 2015/16 bis 2021/22

Die Dauerlinien der sieben Jahre haben einen ähnlichen Verlauf und liegen nahe beieinander, woraus sich schließen lässt, dass der durchschnittliche Verbrauch in jedem einzelnen Jahr ähnlich ist. Dies wird auch mit der Tabelle 3 belegt.

Tabelle 3: Durchschnittliche Verbräuche in den sieben einzelnen Jahren

	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22
<b>VD [%]</b>	100,7	100,4	104,0	100,8	99,4	100,2	94,5
<b>VD [MW]</b>	9,21	9,19	9,51	9,22	9,10	9,17	8,65

In der Abbildung 6 wird die Verbrauchsdauerlinie für ein Jahr betrachtet. Der Verbrauch ist auf den Durchschnittsverbrauch bezogen. Das bedeutet bei 100 % entspricht der Verbrauch dem Durchschnittsverbrauch. Man erkennt das die Dauerlinie bis 40 % abfällt. Das bedeutet das der Verbrauch in dem Jahr zu keinem Zeitpunkt unter 40 % des Durchschnittsverbrauchs fällt. Das Verbrauchsminimum von 40 % stellt somit die Grundlast da, die zu jedem Zeitpunkt anfällt.

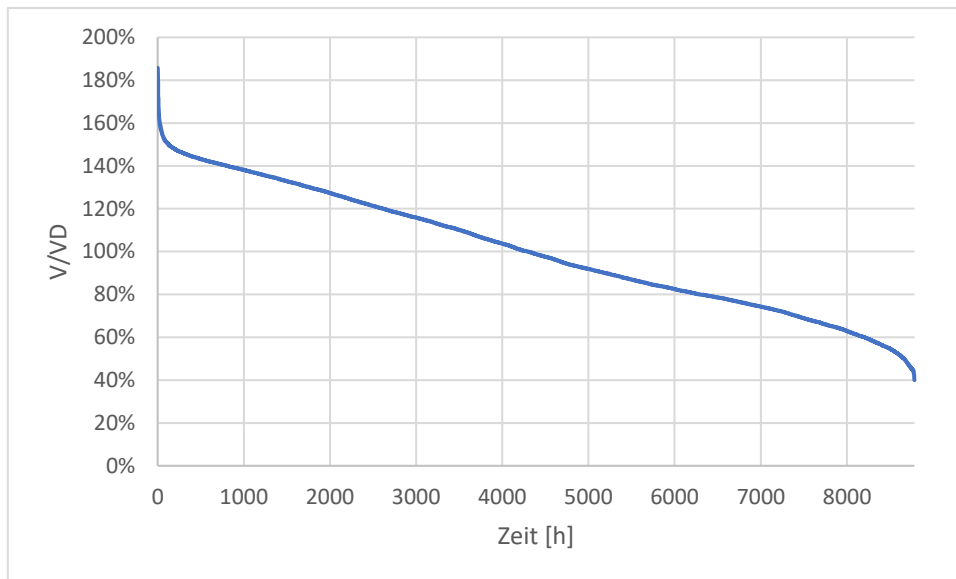


Abbildung 6: Verbrauchsdauerlinien für 2015/2016

Im Folgenden wird die Ladungsabweichung des Verbrauchs untersucht. Die Ladungsabweichung des Verbrauchs beschreibt wie ein idealer Speicher bewirtschaftet werden muss, damit aus dem schwankenden Verbrauch ein konstanter Verbrauch wird. Allgemein berechnet sich die Ladungsabweichung  $L_{abw}$  wie folgt.

$$L_{abw} = \int (P - PD) dt$$

Der Ausdruck in dem Integral entspricht der Abweichung der Leistung von der Durchschnittsleistung. Für den Verbrauch entspricht der Ausdruck der Abweichung des Verbrauchs vom Durchschnittsverbrauch. Die Ladungsabweichungen wird in Tagesladungen angegeben. Eine Tagesladung  $TL$  entspricht der Energiemenge die an einem Tag durchschnittlich verbraucht wird.

$$1 TL = VD * 1d = 9,15 MW * 24h = 219,6 MWh$$

Die Ladungsabweichung für den Verbrauch aus Haßfurt wird in Abbildung 7 dargestellt. Eine steigende Ladungsabweichung bedeutet der Verbrauch ist größer als der Durchschnittsverbrauch. Eine sinkende Ladungsabweichung entspricht einem geringeren Verbrauch als dem Durchschnittsverbrauch. Insgesamt lassen sich sieben lokale Maxima erkennen. Diese treten immer nach den Wintermonaten auf, was darauf schließen lässt, dass der Verbrauch im Winter höher ist als der Durchschnittsverbrauch. In den Sommermonaten fällt die Ladungsabweichung. Das bedeutet das in Sommermonaten der Verbrauch unter dem Durchschnitt liegt. Das wurde bereits bei der Analyse der Zeitreihe festgestellt. Auffällig ist, dass 2018 im Sommer die Ladungsabweichung einen horizontalen Trend aufweist. Das bedeutet das in diesem Sommer der Verbrauch ungefähr dem Durchschnittsverbrauch

entspricht. Das bedeutet das im Sommer 2018 der Verbrauch im Vergleich zu anderen Sommern hoch war. Ebenfalls auffällig ist der Sommer 2022 in dem die Ladungsabweichung um ca. 25 Tagesladungen abfällt. Somit ist der Verbrauch in diesem Zeitraum besonders stark unterdurchschnittlich ausgefallen. Dieser geringe Verbrauch ist teilweise auf Energieeinsparungen zurückzuführen welche durch die Energiekrise im Rahmen des Ukraine Konfliktes ausgelöst wurden.

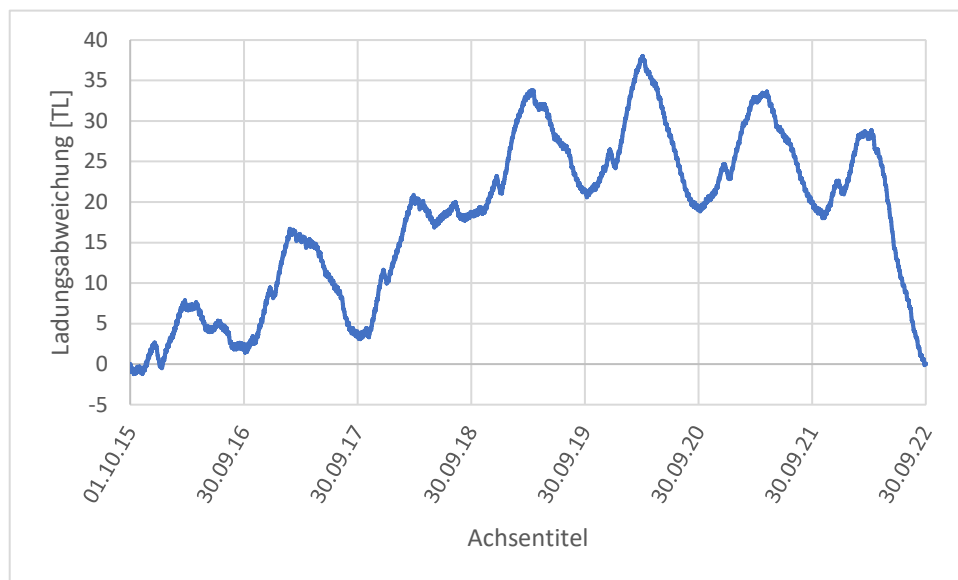


Abbildung 7: Ladungsabweichung des Verbrauchs in Tagesladungen

## 2.2 Stromerzeugung mit Windkraftanlagen

Aktuell sind in Haßfurt Windkraftanlagen mit 30,6 MW Nennleistung in Betrieb. Der Mittelwert der abgegebenen Leistung betrug über die letzten sieben Jahre 6,7 MW. Damit ergibt sich ein Benutzungsgrad  $BG$  von 22 %.

$$BG = \frac{P_{mittel}}{P_{nenn}} = \frac{6,7 \text{ MW}}{30,6 \text{ MW}} = 22,04 \%$$

Die Zeitreihe und Dauerlinie über die letzten sieben Jahren sind in der Abbildung 8 dargestellt. In dieser Darstellung wird die momentane Leistung der Windkraftanlagen auf die Nennleistung der Anlagen bezogen. Aus der Dauerlinie kann man entnehmen, dass über einen großen Zeitraum Energie umgewandelt werden kann. Jedoch wird nur für einen geringen Zeitraum mehr als 60 % der Nennleistung genutzt. Das ließ sich auch anhand des Benutzungsgrades so erwarten.

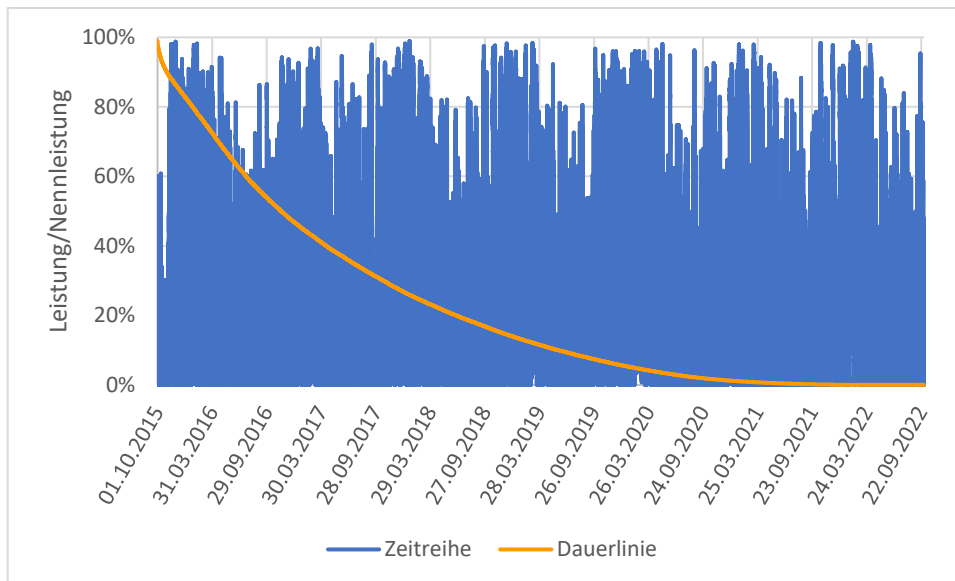


Abbildung 8: Zeitreihe und Dauerlinie der bestehenden Windkraftanlagen in Haßfurt vom 01.10.2015 bis 30.09.2022

Aus der Abbildung 8 kann man der Zeitreihe entnehmen, dass in den Wintermonaten mehr Energie umgewandelt wird, als in den Sommermonaten. Die Zeitreihe wird für eine Woche nochmal separat in Abbildung 9 untersucht. Man erkennt in Abbildung 9 deutlich den volatilen Charakter der Windkraftanlagen. Tendenziell wird am Anfang der Woche mehr Energie während der Nacht umgewandelt. Am Freitag in der betrachteten Woche wird fast keine Energie umgewandelt, was auf eine Windflaute zurückzuführen ist. Anschließend wird am Wochenende wieder etwas mehr Energie umgewandelt. Aus der Abbildung 9 lässt sich schließen, dass die aus den Windkraftanlagen umgewandelten Energie schwankt, jedoch nicht einem regelmäßigen Tagesverlauf folgt, wie es bei der umgewandelten Energie aus PV-Anlagen der Fall ist.



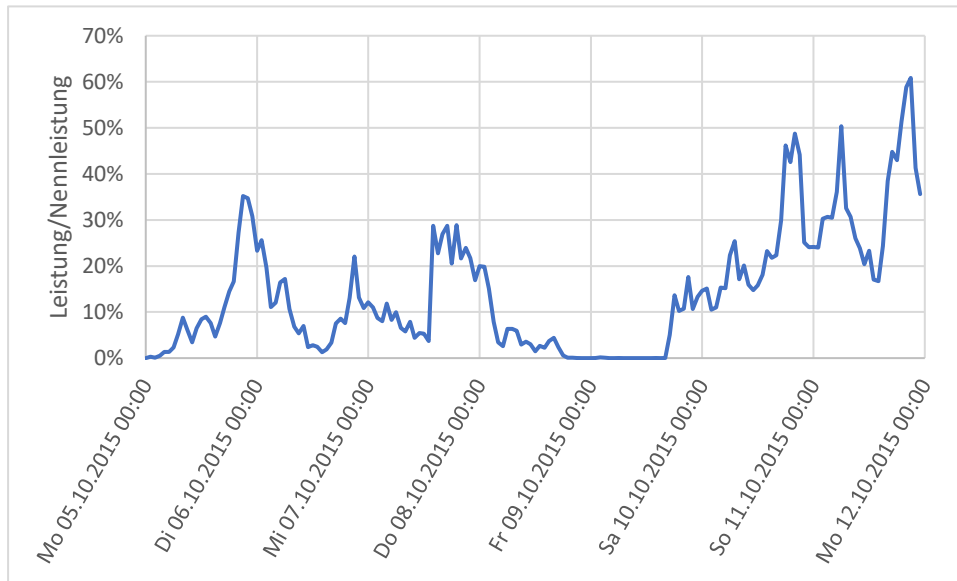


Abbildung 9: Windleistung bezogen auf die Nennleistung vom 05.10.2015-12.10.2015

Abschließend wird noch die Ladungsabweichung der Windkraftanlagen mit der Abbildung 10 untersucht. Die Ladungsabweichung regenerativer Energiequellen ist eine Größe die beschreibt wie ein idealer Speicher bewirtschaftet werden muss um aus einer volatilen Erzeugungsleistung eine konstante Versorgungsleistung zu generieren. In den Wintermonaten steigt die Ladungsabweichung an, was darauf zurückzuführen ist, dass in den Wintermonaten überdurchschnittlich viel Energie umgewandelt wird. In den Sommermonaten fällt die Ladungsabweichung, weil im Sommer die umgewandelte Leistung kleiner ist als die Durchschnittsleistung. In der Abbildung 10 erkennt man, dass sich für jedes Jahr der Verlauf qualitativ wiederholt.

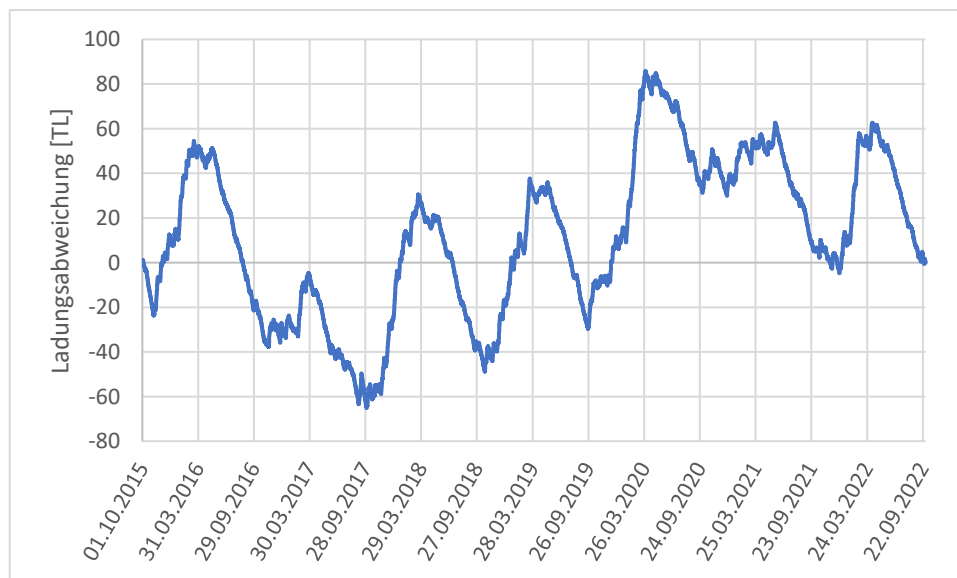


Abbildung 10: Ladungsabweichung der Windkraftanlagenleistung in Tagesladungen

## 2.3 Stromerzeugung mit Photovoltaikanlagen

Die aktuell installierte PV-Leistung in Haßfurt beträgt 24,7 MW Nennleistung. Der Mittelwert der abgegebenen Leistung betrug über die letzten sieben Jahre 2,57 MW. Damit ergibt sich der Benutzungsgrad  $BG$  zu rund 10 %.

$$BG = \frac{P_{\text{mittel}}}{P_{\text{nenn}}} = \frac{2,571 \text{ MW}}{24,678 \text{ MW}} = 10,42 \%$$

In der Abbildung 11 wird die Zeitreihe und die Dauerlinie für die PV-Anlagen in den letzten 7 Jahren dargestellt. Der geringe Benutzungsgrad der Anlagen lässt sich auch in der Dauerlinie erkennen. Diese ist für etwas mehr als der Hälfte des Zeitraums null. Das ist darauf zurückzuführen, dass nachts aufgrund der fehlenden Sonneneinstrahlung keine Leistung umgewandelt werden kann. Ebenfalls auffällig ist, dass die Dauerlinie die 100 % nicht erreicht. 100 % werden dann erreicht, wenn die Ausrichtung für alle Anlagen optimal ist und keine Anlage verschattet ist. Da das nie der Fall ist, erreichen alle Anlagen zusammen maximal eine Leistung von 85 % der Nennleistung.

In der Zeitreihe für die PV-Anlagen erkennt man die einzelnen sieben Jahre sehr gut. In den Sommermonaten wird sehr viel Leistung umgewandelt. In den Wintermonaten wird ein wesentlich geringerer Anteil umgewandelt. Aus der Abbildung 11 erkennt man, dass im Sommer 2020 die höchste Leistung umgewandelt wurde. Dieses Jahr war besonders günstig für PV-Anlagen. Das Jahr davor war deutlich ungünstiger. Damit lässt sich schließen, dass nicht alle Jahre den gleichen Verlauf aufweisen.

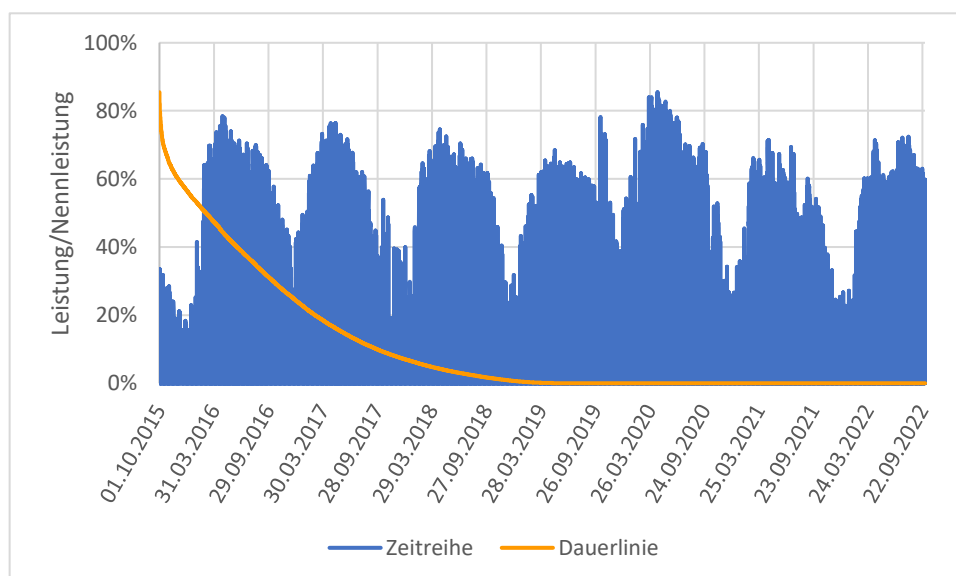


Abbildung 11: Zeitreihe und Dauerlinie der bestehenden PV-Anlagen in Haßfurt vom 01.10.2015 bis 30.09.2022

In der Abbildung 12 wird ein Wochenverlauf für die umgewandelte Leistung mit PV-Anlagen analysiert. Deutlich erkennbar wird, dass die umgewandelte Leistung nachts null ist und gegen Mittag maximal wird. Dieser Verlauf wiederholt sich für jeden Tag nur mit verschiedenen Beträgen der umgewandelten Leistung.

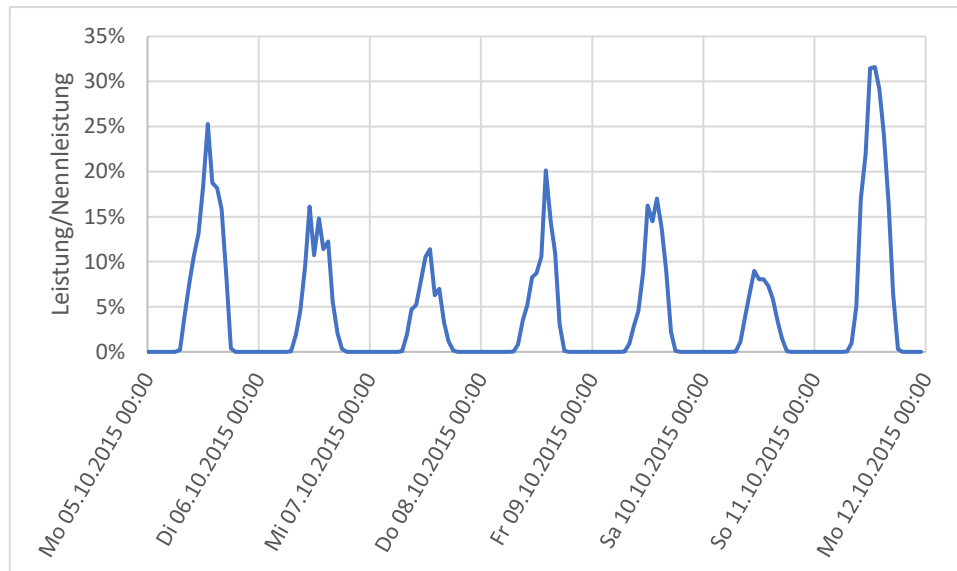


Abbildung 12: PV-Leistung bezogen auf die Nennleistung vom 05.10.2015-12.10.2015

In Abbildung 13 wird die Ladungsabweichung für die PV-Anlagen betrachtet. Zusätzlich wird die Ladungsabweichung für den Wind und für einen Mix aus Wind- und PV-Anlagen dargestellt. Wie zu erwarten war steigt die Ladungsabweichung für PV-Anlagen in den Sommermonaten und fällt in den Wintermonaten. Aus der Abbildung 13 erkennt man gut, dass Wind und Sonne sich gegenläufig verhalten. Das wurde bereits bei der Betrachtung der Zeitreihen festgestellt. PV-Anlagen wandeln besonders viel Energie in den Sommermonaten um und Windkraftanlagen in den Wintermonaten. Deshalb ist es sinnvoll auf einen Mix aus PV- und Windkraftanlagen zusetzen, da so die Ladungsabweichung minimiert werden kann. Die Minimierung der Ladungsabweichung erkennt man in Abbildung 13 an der grünen Kurve. Diese gilt für einen Mix, bei dem 63 % der Leistung aus Windkraftanlagen stammen und die restlichen 27 % aus PV-Anlagen. Die Schwankungen zwischen den Jahreszeiten fallen geringer aus und die mittlere Ladungsabweichung ist ebenfalls gesunken.

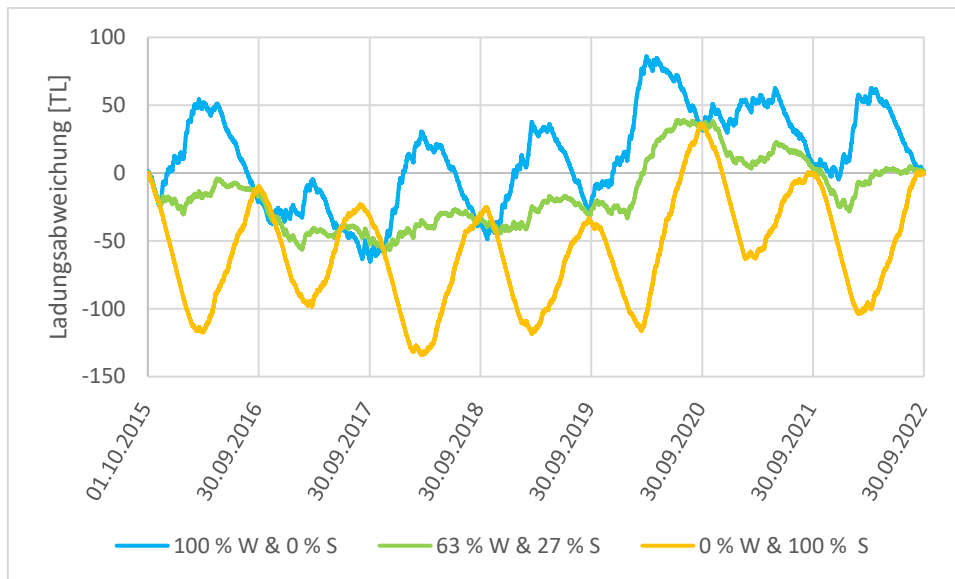


Abbildung 13: Ladungsabweichung der PV- und Windkraftanlagenleistung und für einen Mix aus PV- und Windkraft in Tagesladungen

## 2.4 Stromerzeugung mit KWK-Anlagen

Die in Haßfurt existierenden KWK-Anlagen haben eine Gesamtleistung von 4,85 MW. In den letzten sieben Jahren betrug die Durchschnittsleistung der Anlagen 2,59 MW. Daraus resultiert ein Benutzungsgrad  $BG$  von rund 53 %.

$$BG = \frac{P_{\text{mittel}}}{P_{\text{nenn}}} = \frac{2,59 \text{ MW}}{4,85 \text{ MW}} = 53,34 \%$$

Der hohe Benutzungsgrad lässt sich auch in der Dauerlinie in Abbildung 14 erkennen. Über einen sehr großen Zeitraum ist das Verhältnis von Leistung zu Nennleistung über

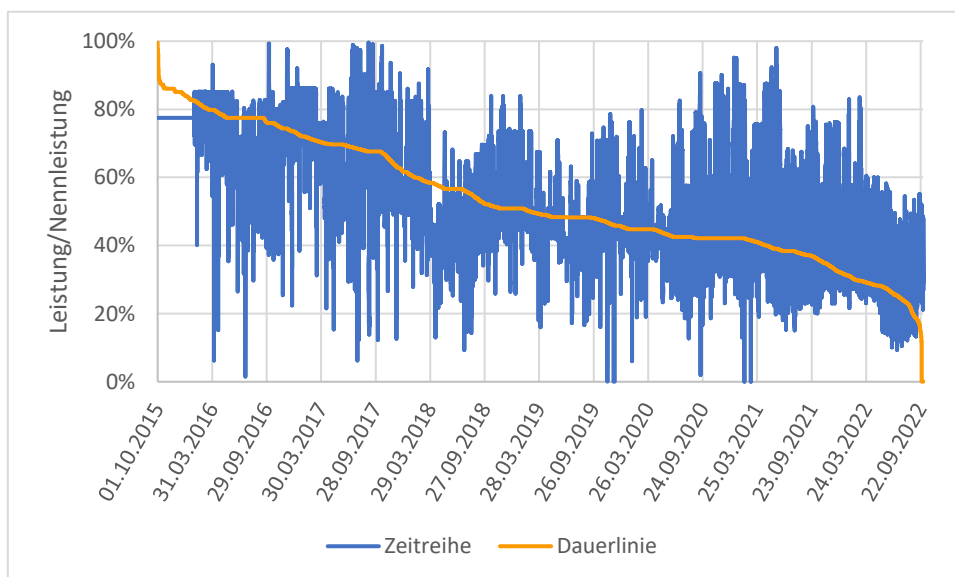


Abbildung 14: Zeitreihe und Dauerlinie der bestehenden KWK-Anlagen in Haßfurt vom 01.10.2015 bis 30.09.2022

50 %. Zusätzlich ist in Abbildung 14 die Zeitreihe der umgewandelten Leistung dargestellt. Am Anfang der Zeitreihe ist die Leistung konstant. Das ist darauf zurückzuführen, dass für den ersten Zeitabschnitt nur ein Mittelwert vorlag und keine Stundenwerte. Mitte April 2018 fällt die Leistung stark ab und bleibt danach im Mittel niedriger als davor. Das liegt daran, dass durch die Einspeisevergütung bis April 2018 die KWK-Anlagen mit so viel Leistung wie möglich liefen. Anschließend wurde die Priorität auf flexible Leistung gelegt. Das erkennt man in der Zeitreihe daran, dass die Leistung öfter und stärker schwankt. Dass die Leistung der KWK-Anlagen flexibel ist, ist ein großer Vorteil gegenüber Windkraft- und PV-Anlagen. Dadurch kann je nach Bedarf die Leistung erhöht oder reduziert werden, solange ausreichend Anlagenleistung verfügbar ist. Windkraft und PV-Anlagen können nur abgeregelt werden. Die Leistung kann aber nicht erhöht werden, wenn der Bedarf steigt.

Betrachtet man die Zeitreihe für eine Woche genauer, wie in Abbildung 15, dann erkennt man, dass die Leistung fast immer konstant auf einem hohen Niveau ist. Es lässt sich auch ein gewisses Schema erkennen. An den Werktagen gibt es zwei Leistungsspitzen. Eine vor und eine nach dem Mittag. Am Wochenende gibt es nur am Vormittag eine Leistungsspitze. Über Nacht fällt die Leistung leicht ab. Daraus lässt sich schließen, dass die Leistung der KWK-Anlagen sich nach dem Verbrauch richtet. Bei einem hohen Verbrauch ist die Leistung der KWK-Anlagen entsprechend höher.

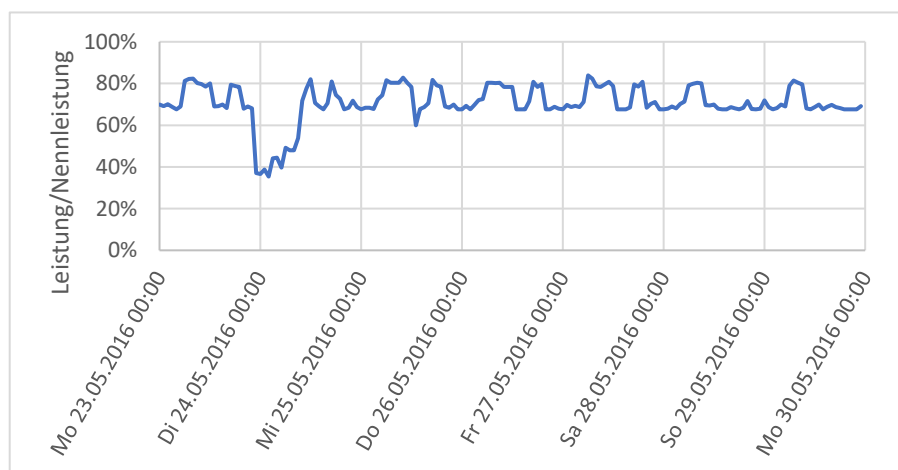


Abbildung 15: KWK-Leistung bezogen auf die Nennleistung vom 23.05.2016-30.05.2016

Betrachtet man die Ladungsabweichung in Abbildung 16 erkennt man wie in der Zeitreihe, dass bis April 2018 die Leistung größer als die Durchschnittsleistung war. Das erkennt man daran, dass die Ladungsabweichung steigt. Anschließend fällt die Ladungsabweichung. Das liegt daran, dass die Anlagen nicht mehr auf einem so hohen Leistungsniveau betrieben wurden. Aus der Ladungsabweichungskurve erkennt man auch deutlich, dass die Leistung bzw. die Ladungsabweichung jahreszeitenunabhängig ist. Die Ladungsabweichung für Windkraft- und PV-Anlagen hingegen ist jahreszeitenabhängig wie der Abbildung 16 entnommen werden kann.

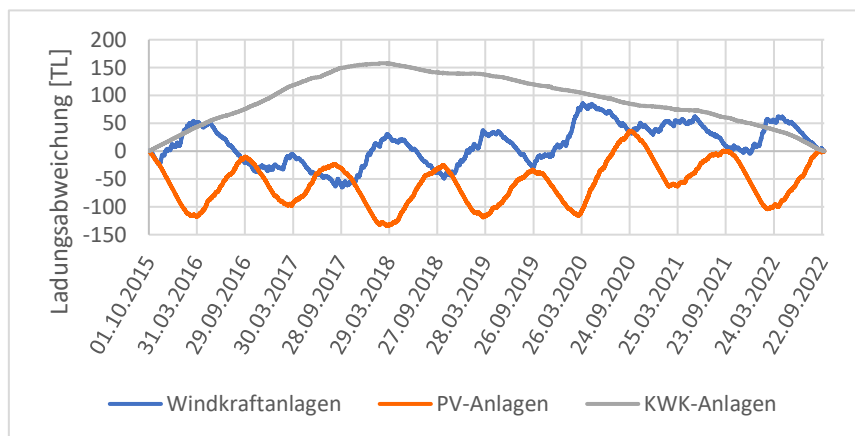


Abbildung 16: Ladungsabweichung der PV-, KWK- und Windkraftanlagenleistung in Tagesladungen

### 3. Versorgungsanalyse

Im Rahmen einer Versorgungsanalyse werden verschiedenen Versorgungssysteme berechnet. Bezieht man die Leistungen auf den Langzeitdurchschnittsverbrauch können verschieden große Versorgungssysteme direkt miteinander verglichen werden. In den nachfolgenden betrachteten Versorgungssystemen ist der Durchschnittsverbrauch immer gleich. Trotzdem werden alle Größen in Prozent auf den Durchschnittsverbrauch bezogen.

Die für die nachfolgenden Versorgungssysteme gewählten Parameter wie spezifische Kosten oder Sicherheiten wurden sehr optimistisch gewählt. Dadurch können die Werte in der Realität etwas ungünstiger ausfallen als nun im Folgenden ermittelt wird. Zunächst wird ein Rechenbeispiel durchgeführt, um zu verdeutlichen wie eine Versorgungsanalyse durchzuführen ist. Anschließend werden die Ergebnisse der Versorgungsanalyse für den Batteriespeicher ausführlich ausgewertet. Die Ergebnisse für einen P2G2P und einen geotechnischen Speicher werden zum Vergleich ebenfalls dargestellt, aber sollen nicht so ausführlich betrachtet werden.

#### 3.1 Rechenbeispiel für Versorgungsanalyse mit Li-Ionen Batterie

Ein Versorgungssystem zur bedarfsgerechten regenerativen Selbstversorgung mit Strom besteht aus Anlagen, welche Strom aus erneuerbaren Energiequellen umwandeln und aus mindestens einem Speicher. Der Speicher ermöglicht während Flauten den Strombedarf zu decken. In der nachfolgenden Tabelle 4 sind Anlagen zur Stromumwandlung für ein Versorgungssystem aufgeführt. Dabei entspricht  $PN$  der Nennleistung der Anlagen.  $PD$  ist die durchschnittliche Leistung, welche sich aus dem Produkt von Nennleistung und Benutzungsgrad  $BG$  berechnet. Zusätzlich werden die Leistungen noch auf den Durchschnittsverbrauch  $VD = 9,15 MW$  bezogen.

Tabelle 4: Umwandlungsleistungen und Benutzungsgrade für verschiedene Anlagen

	PN [MW]	PN/VD	BG	PD [MW]	PD/VD
Windkraftanlagen	42,47	464,14%	22,04%	9,36	102,32%
PV-Anlagen	190,94	2.086,74%	10,42%	19,89	217,42%
Biomasse/ KWK-Anlagen	4,85	52,98%	53,34%	2,59	28,26%

Das betrachtete Versorgungssystem hat einen Batteriespeicher mit einer Speicherkapazität von 731,17 MWh und einen Wirkungsgrad von  $\eta_S = 90\%$ . Die

Speicherkapazität kann auch in der Einheit Tagesladungen angegeben werden. Eine Tagesladung entspricht der Energiemenge die durchschnittlich an einem Tag benötigt wird und die Umrechnung erfolgt nach der folgenden Formel.

$$K = \frac{731,17 \text{ MWh}}{1d * VD} = \frac{731,17 \text{ MWh}}{24h * 9,15 \text{ MW}} = 3,33 \text{ TL}$$

In der Tabelle 5 ist die Speicherkapazität für das Versorgungssystem nochmal aufgeführt.

Tabelle 5: Speicherkapazität des Batteriespeichers

	MWh	TL
Batteriespeicher Kapazität	731,17	3,33

Die maximale Speicherladeleistung  $SLL$  beträgt 370 %. Das bedeutet der Speicher kann maximal mit einer Leistung von 33,86 MW geladen werden.

$$SLL [MW] = SLL [\%] * VD = 370 \% * 9,15 \text{ MW} = 33,86 \text{ MW}$$

Die Summe aller umgewandelten Leistungen wird als Umwandlungsvermögen  $UV$  bezeichnet. Somit ergibt sich ein Umwandlungsvermögen von 348 %.

$$UV = \frac{PD_{Wind}}{VD} + \frac{PD_{PV}}{VD} + \frac{PD_{Bio}}{VD} = 102,32 \% + 217,42 \% + 28,26 \% = 348\%$$

Das Umwandlungsvermögen kann auch aus der Dauerlinie des Versorgungssystem ermittelt werden. Die Dauerlinie ist in Abbildung 17 dargestellt.

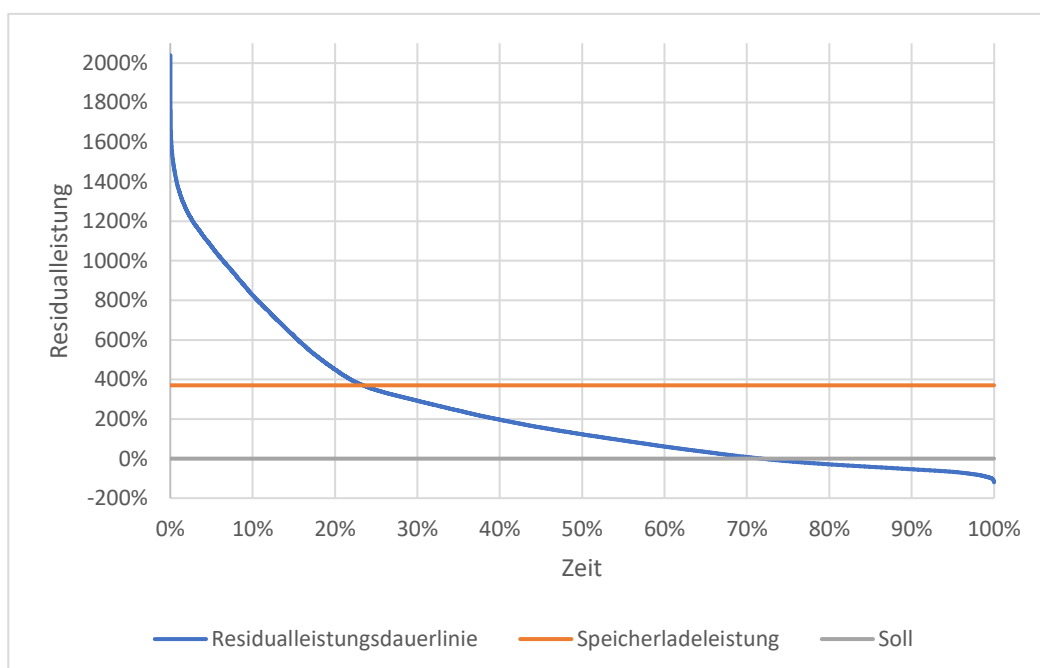


Abbildung 17: Residualleistungsdauerlinie bezogen auf den Verbrauchsmittelwert über 7 Jahre und Speicherladeleistung des Versorgungssystems



Bei null Prozent stimmt das Umwandlungsvermögen mit dem Verbrauch überein. Ist die Residualleistung größer als Null, so wird mehr Energie umgewandelt als verbraucht. In diesem Fall spricht man von Residualleistungsüberschüssen  $R\ddot{U}$ . Die Residualleistungsüberschüsse entsprechen der Fläche die zwischen der Dauerlinie und oberhalb der null Prozent Linie eingeschlossen wird. Mithilfe der in Abbildung 18 dargestellten Teilflächen lassen sich die Residualleistungsüberschüsse bestimmen.

$$\text{Teilfläche } A_1 = 22 \% * 370 \% = 81,4 \%$$

$$\text{Teilfläche } A_2 = \frac{1}{2} * 22 \% * (1275 \% - 370 \%) = 99,6 \%$$

$$\text{Teilfläche } A_3 = \frac{1}{2} * (65 \% - 22 \%) * 370 \% = 79,6 \%$$

$$R\ddot{U} = A_1 + A_2 + A_3 = 260,5 \%$$

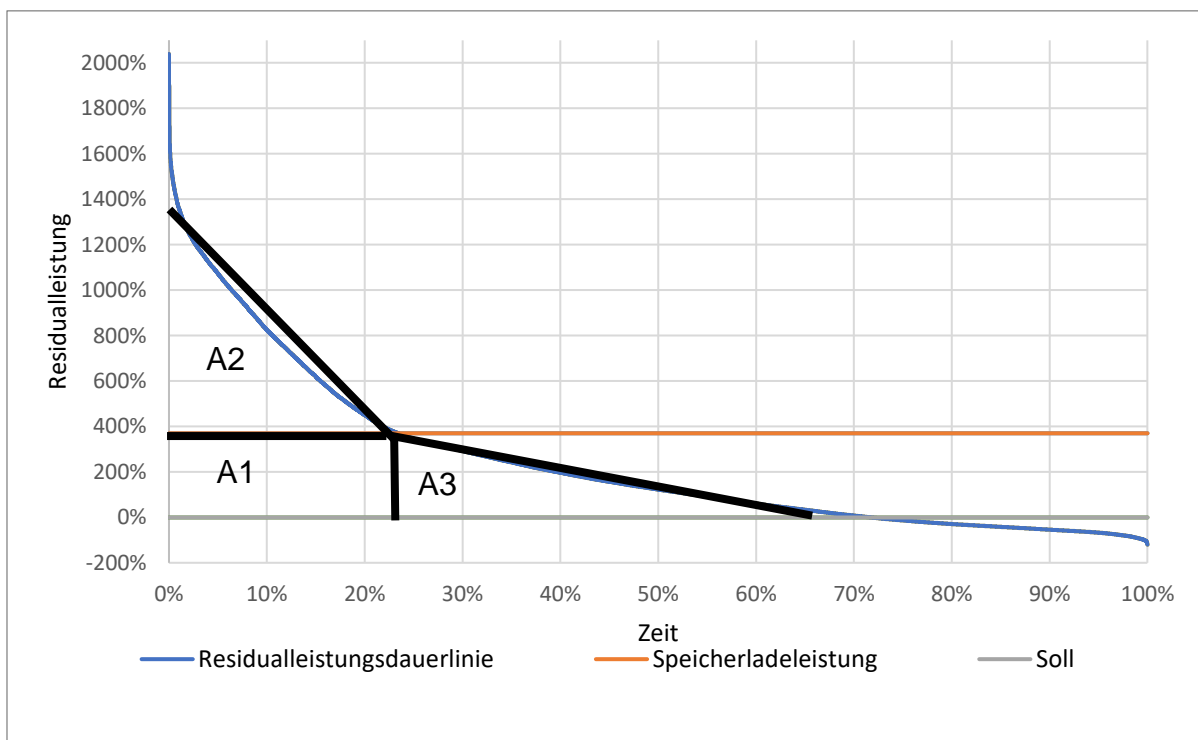


Abbildung 18: Ermittlung der Residualleistungsüberschüsse aus der Dauerlinie

Die Fläche zwischen null Prozent und der Dauerlinie unterhalb der null Prozentlinie entspricht den Residualleistungsdefiziten  $RD$ .

$$RD = \frac{1}{2} * (100 \% - 70 \%) * 84 \% = 12,6 \%$$

Aus den Residualleistungsüberschüssen und Defiziten wird nun die Umwandlungsreserve  $UR$  berechnet.

$$UR = R\ddot{U} - RD = 260,5 \% - 12,6 \% = 247,9 \%$$

Das Umwandlungsvermögen ist um 100 % größer als die Umwandlungsreserve.

$$UV = 1 + UR = 100 \% + 247,8 \% = 347,9 \%$$

Aufgrund der maximalen Speicherladeleistung können nicht alle Residualleistungsüberschüsse genutzt werden. Es können nur Überschüsse mit einer maximalen Leistung gleich der Speicherladeleistung in dem Speicher gespeichert werden. Das Aufladevermögen  $ALV$  entspricht der Summe aller speicherbaren Überschüsse, was gleich der Fläche der Überschüsse zwischen der Speicherladeleistung  $SLL$  und der null Prozent Linie ist. Die eingeschlossene Fläche ist die Summe aus den Flächen  $A_1$  und  $A_2$  aus Abbildung 18.

$$ALV = A_1 + A_2 = 81,4 \% + 79,6 \% = 161 \%$$

Mit dem Aufladevermögen und den Residualleistungsdefiziten kann der minimale Speicherwirkungsgrad bestimmt werden, der notwendig ist um alle Defizite zu decken.

$$\eta_{s \min} = \frac{RD}{ALV} = \frac{12,6 \%}{161 \%} = 7,8 \%$$

Der verwendete Batteriespeicher hat einen Wirkungsgrad von 90 %, was wesentlich größer ist als der minimale Speicherwirkungsgrad. Somit ist der Batteriespeicher in der Lage alle Defizite zu decken. Im nächsten Schritt wird der Speicherdurchsatz  $SD$  berechnet. Der Speicherdurchsatz gibt an wie viel Energie dem Speicher zugeführt werden muss, damit abzüglich der Wirkungsgradverluste die Defizite gedeckt werden können.

$$SD = \frac{RD}{\eta_s} = \frac{12,6 \%}{90 \%} = 14 \%$$

Die durch den Speicherwirkungsgrad auftretenden Verluste  $SV$  können nun aus der Differenz von Speicherdurchsatz und Residualleistungsdefiziten ermittelt werden.

$$SV = SD - RD = 14 \% - 12,6 \% = 1,4 \%$$

Die Versorgungsreserve  $VR$  stellt zusätzlich nutzbares Umwandlungsvermögen dar, welches vorhanden ist aber nicht zur Defizitdeckung benötigt wird.

$$VR = ALV - SD = 161 \% - 14 \% = 147 \%$$

Die Entnahmereserve  $ER$  stellt nicht beanspruchte Speicherentnahmemöglichkeiten dar. Sie ergibt sich aus dem Produkt der Versorgungsreserve und dem Speicherwirkungsgrad.

$$ER = VR * \eta_S = 147 \% * 90 \% = 132,3 \%$$

Aufgrund des hohen Umwandlungsvermögen und der begrenzten Speicherladeleistung kommt es an manchen Zeitschritten zu Ladeleistungsüberschreitungen  $LL\ddot{U}$ . Das bedeutet Überschüsse können nicht vollständig gespeichert werden obwohl der Speicher die dafür notwendige freie Kapazität aufweist.

$$LL\ddot{U} = R\ddot{U} - ALV = 260,5 \% - 161 \% = 99,5 \%$$

Mithilfe der Ladeleistungsüberschreitung und der Versorgungsreserve können nun die nicht nutzbaren Überschüsse  $nn\ddot{U}$  bestimmt werden. Nicht nutzbare Überschüsse können nicht genutzt werden und müssen abgeregelt oder exportiert werden.

$$nn\ddot{U} = LL\ddot{U} + VR = 99,5 \% + 147 \% = 246,5 \%$$

Die direkte Bedarfsdeckung  $DBD$  ist der Anteil der umgewandelten Energie der direkt zur Verbrauchsdeckung genutzt werden kann, ohne in einem Speicher zwischen gespeichert zu werden.

$$DBD = 1 - RD = 100 \% - 12,6 \% = 87,4 \%$$

Die Energiemenge die für das Versorgungssystem benötigt wird setzt sich zusammen aus dem Anteil der für die direkte Bedarfsdeckung benötigt wird und dem Anteil der für die Zwischenspeicherung zur Defizitdeckung notwendig ist. Diese Energiemenge wird als Bereitstellungsbedarf  $BSB$  bezeichnet.

$$BSB = DBD + SD = 87,4 \% + 14 \% = 101,4 \%$$

Aus der Versorgungsreserve resultiert eine Bedarfsdeckungsreserve *BDR*. Diese gibt an ein um wie viel Prozent höherer Verbrauch mit dem Versorgungssystem noch gedeckt werden kann.

$$BDR = \frac{VR}{BSB} = \frac{147 \%}{101,4 \%} = 145 \%$$

Ändert man bei einem Versorgungssystem den Umwandlungsmix aus regenerativen Anlagen wie beispielsweise PV- und Windkraftanlagen erhält man einen anderen Dauerlinienverlauf. Somit ändern sich auch alle Größen, die in der Versorgungsanalyse berechnet wurden. Abhängig von dem Umwandlungsmix fallen verschiedene Stromgestehungskosten *SGK* an. Die Stromgestehungskosten sind die Kosten die für die Umwandlung von einer Kilowattstunde anfallen. In den folgenden drei Abschnitten wird für verschiedene Speichersysteme der Umwandlungsmix mit den geringsten Stromgestehungskosten bestimmt.

### 3.2 Versorgungsanalyse mit Li-Ionen Batterie

Das Versorgungssystem besteht aus einer Biogasanlage und Blockheizkraftwerken, PV- und Windkraftanlagen und zusätzlich aus einem Batteriespeicher. Die Leistung des Blockheizkraftwerks gilt als unveränderliche Größe. Der Anteil an PV- und Windkraftanlagen kann variiert werden. Je nach gewählten Umwandlungsmix werden verschieden große Speicher benötigt. Somit hängen die Stromgestehungskosten von dem Anteil an Windkraftanlagen bzw. PV-Anlagen ab. Die Berechnung der minimalen Stromgestehungskosten erfolgt mit Hilfe von VBA in Excel automatisiert.

### 3.2.1 Parameter für Kostenminimum beim Batteriespeicher

Der Wirkungsgrad des Batteriespeichers wird mit 90 % angenommen. Die Bedarfsdeckungsreserve soll mindestens 5 % betragen. Weiterhin wird eine Kapazitätsreserve von 5 % vorgegeben. Dies bedeutet das der Speicher eine um 5 % höhere Kapazität hat als für die größte Entladung notwendig ist. Ebenfalls mit 5 % wird eine Entnahmeleistungsreserve angenommen. Das bedeutet das die vom Speicher abgegebene Leistung in einem Zeitschritt um 5 % größer sein kann als maximal benötigt wird. Diese Reserven sind notwendig, da eventuell zukünftig Versorgungssituationen auftreten können, welche noch schlechtere Bedingungen für eine Selbstversorgung darstellen als der ungünstigste Zeitabschnitt in den betrachteten sieben Jahren.

In der Tabelle 6 werden die Kosten für die Umwandlungsanlagen und Speicher in €/kW bzw. €/kWh angegeben. Weiterhin ist die Abschreibdauer *ASD* in Jahren aufgeführt. Mit den Zinsen und Betriebskosten bzw. Betriebskostenfaktor *BKF*, ebenfalls aus Tabelle 6, können die Gesamtkosten des Systems berechnet werden.

Tabelle 6: Spezifische Kosten, Abschreibdauer, Zinsen und Betriebskosten für die Energieumwandlungsanlagen und Batteriespeicher

<b>spezifische Herstellkosten</b>	<b>Wert</b>	<b>Einheit</b>	<b>ASD</b>	<b>Zins</b>	<b>BKF</b>
Windkraftanlagen	1.200	€/kW	25	3,0%	3,0%
PV-Anlagen	600	€/kW	30	3,0%	1,0%
Laufwasserkraftwerke	4.000	€/kW	30	3,0%	1,0%
KWK-Anlagen	4.000	€/kW	20	3,0%	25,0%
Speicherleistung	100	€/kW	25	3,0%	1,0%
Speicherkapazität	300	€/kWh	25	3,0%	1,0%

### 3.2.2 Kostenminimum Batteriespeicher

Mit der Nennleistung der einzelnen Anlagen und der spezifischen Herstellkosten lassen sich die Investitionskosten wie folgt ermitteln.

$$\text{Investitionskosten} = \text{Nennleistung} * \text{spez. Herstellkosten}$$

Mit den Investitionskosten  $I$ , den Zinssatz  $z$  und der Abschreibedauer  $ASD$  können die Kapitalkosten  $KK$  berechnet werden.

$$KK = I * \frac{(1 + z)^{ASD} * z}{(1 + z)^{ASD} - 1}$$

Die Betriebskosten werden aus den Investitionskosten und den Betriebskostenfaktor  $BKF$  berechnet.

$$BK = BKF * I$$

Die jährlichen Kosten für den Anlagenpark ergeben sich aus der Summe der Kapitalkosten und der Betriebskosten. Mit den jährlichen Kosten und der genutzten Energiemenge lassen sich die Stromgestehungskosten  $SGK$  berechnen. Die jährliche Energiemenge ist das Produkt aus Durchschnittsverbrauch und Jahresstunden.

$$SGK = \frac{\text{jährliche Kosten} = (KK + BK)}{\text{jährliche Energiemenge}} \quad \text{Einheit: } \frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$$

Im Folgenden soll ermittelt werden für welchen Versorgungsmix die Stromgestehungskosten minimal werden. Dafür soll der Anteil an Windenergie und Solarenergie sowie die Speichergröße variiert werden. Für einen Windanteil von 0 % ist der Solaranteil 100 %. Das bedeutet, dass keine Windkraftanlagen genutzt werden. Dadurch hat man zu Zeiten an denen wenig oder keine Leistung von den PV-Anlagen umgewandelt wird, z.B. nachts oder im Winter, große Defizite welche durch entsprechend große Speicher ausgeglichen werden müssen. Erhöht man den Anteil an Windkraftanlagen, so reicht ein kleinerer Speicher aus, da die Windkraftanlagen Energie umwandeln können wenn PV-Anlagen keine Energie umwandeln können. Für die Windkraftanlagen fallen zusätzliche Kosten an. Dafür werden weniger PV-Anlagen benötigt und kleinere Speicher. Dadurch sinken die Stromgestehungskosten. Für 0 % PV-Anlagen und 100 % Windkraftanlagen müssen alle Verbräuche bei Windflauten

aus dem Speicher gedeckt werden. Dafür ist ebenfalls ein großer Speicher notwendig wodurch hohe Stromgestehungskosten anfallen. Die günstigsten Stromgestehungskosten ergeben sich für einen Mix aus PV- und Windkraftanlagen. Dabei muss immer gewährleistet werden, dass die in Abschnitt 3.2.1 aufgeführten Reserven eingehalten werden. Deshalb wird für jeden Fall eine Versorgungsanalyse durchgeführt und anschließend die Kosten berechnet. Der günstigste Mix wird mithilfe von Excel berechnet und die Ergebnisse in der Tabelle 7 dargestellt.

Tabelle 7: Stromgestehungskosten in Abhängigkeit des Umwandlungsmixes - Batteriespeicher

PV-Anteil [%]	100	90	80	75	70	69	68	67	66
Wind-Anteil [%]	0	10	20	25	30	31	32	33	34
SGK [ct/kWh]	57,61	44,49	41,96	41,36	40,84	40,75	40,66	40,72	40,81
SD [%]	36,83	16,96	15,09	14,45	14,08	14,03	13,98	13,85	13,72
PV-Anteil [%]	65	60	50	40	30	20	10	0	
Wind-Anteil [%]	35	40	50	60	70	80	90	100	
SGK [ct/kWh]	40,93	41,54	42,58	43,46	44,26	45,48	48,55	62,44	
SD [%]	13,6	13,6	13,8	14,4	14,7	14,6	14,0	26,6	

Die Werte aus der Tabelle 7 werden zur besseren Veranschaulichung nochmals in Abbildung 19 visualisiert.

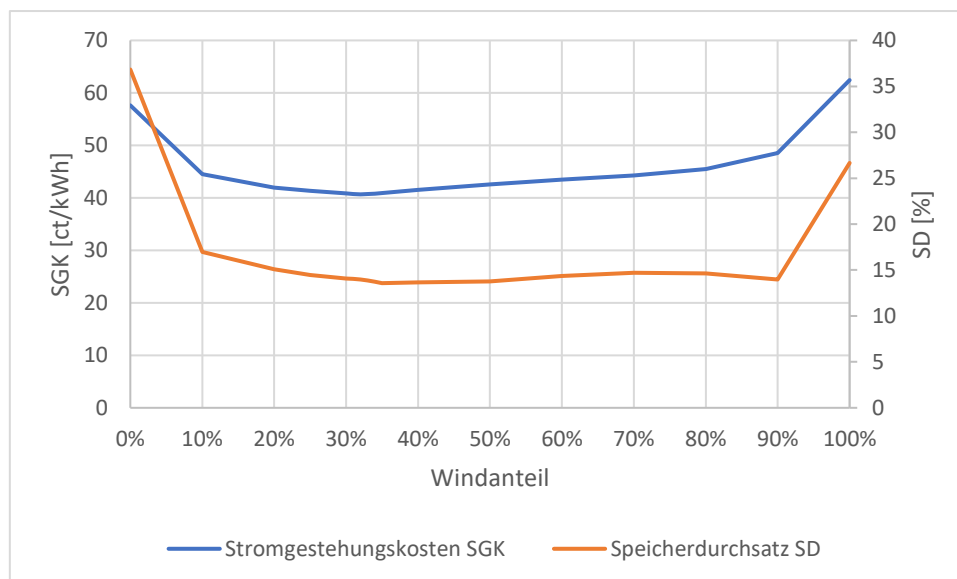


Abbildung 19: Stromgestehungskosten und Speicherdurchsatz in Abhängigkeit von dem Windanteil am Umwandlungsmix - Batteriespeicher

Für einen Windanteil von 32 % und einen PV-Anteil von 68 % am Umwandlungsmix fallen die geringsten Stromgestehungskosten von 40,66 ct/kWh an. Der Speicherdurchsatz für diesen Umwandlungsmix beträgt ca. 14 % bezogen auf den Durchschnittsverbrauch. Es ist erkennbar, dass die günstigsten Stromgestehungskosten erreicht werden, wenn auch der Speicherdurchsatz gering

wird. Daraus lässt sich schließen, dass es am günstigsten ist, wenn man möglichst viel umgewandelte Energie direkt nutzt, da dann ein kleinerer Speicher ausreicht. Ein kleinerer Speicher verursacht weniger Kosten und senkt somit die Stromgestehungskosten. Es wird auch deutlich, dass man bei der Energieversorgung auf einen Mix von verschiedenen Energieumwandlungsanlagen setzen sollte um die Kosten zu minimieren.

Die Berechnung der minimalen Stromgestehungskosten wird in Tabelle 8 durchgeführt. Aus der Tabelle kann man ebenfalls entnehmen wie groß die Gesamtinvestition ist und welche Kosten für den Betrieb der Anlagen anfallen.

Tabelle 8: Rechenschema für die günstigsten Stromgestehungskosten - Batteriespeicher

	spez. Herstellkosten	Nennleistung	Investitionskosten [€]	Kapitalkosten [€/a]	Betriebskosten [€/a]	SGK [ct/kWh]
Windkraftanlagen	1.200 €/KW	42.470 kW	50.964.000,00	2.926.754,02	1.528.920,00	5,56
PV-Anlagen	600 €/KW	190.940 kW	114.564.000,00	5.844.970,42	1.145.640,00	8,72
KWK-Anlagen	4.000 €/KW	4.850 kW	19.400.000,00	1.303.984,73	4.850.000,00	7,68
Speicherleistung	100 €/KW	33.855 kW	3.385.500,00	194.422,06	33.855,00	0,28
Speicherkapazität	300 €/KWh	731.165 kWh	219.349.630,95	12.596.782,32	2.193.496,31	18,45
Summe			407.663.130,95	22.866.913,55	9.751.911,31	<b>40,70</b>

Der hier ermittelte optimale Umwandlungsmix entspricht dem Rechenbeispiel aus Abschnitt 3.1. Die Ergebnisse für diesen Umwandlungsmix werden in den folgenden Abschnitten mithilfe verschiedener Grafiken weiter ausgewertet.



### 3.2.3 Zeitreihe und Dauerlinie für optimalen Umwandlungsmix

In der Abbildung 20 wird die Zeitreihe und die Dauerlinie für den optimalen Umwandlungsmix für die letzten sieben Jahre dargestellt.

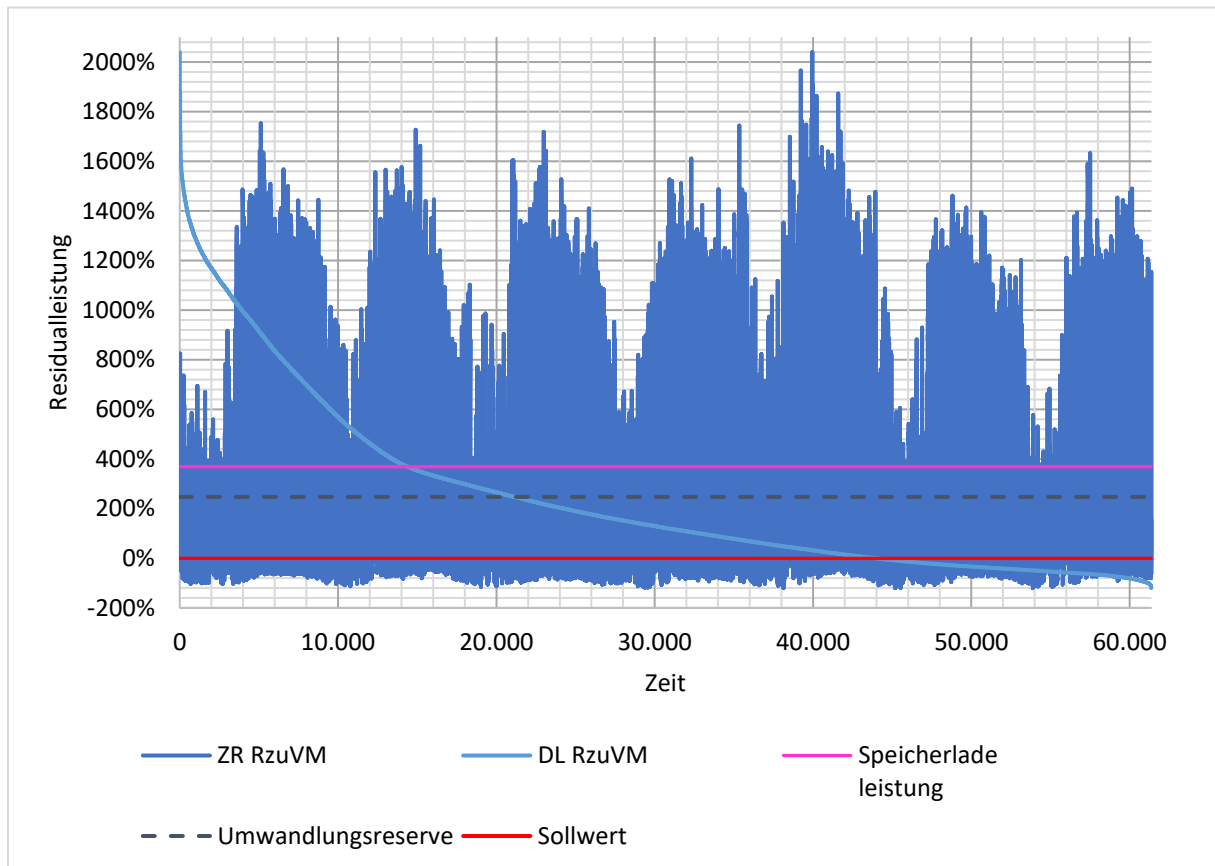


Abbildung 20: Residualleistung Zeitreihe und Dauerlinie bezogen auf den Durchschnittsverbrauch - Batteriespeicher

Die rote Sollwertlinie beschreibt wie der ideale Residualleistungsverlauf aussehen würde. Mit dunkelblau dargestellt erkennt man in der Zeitreihe die sieben einzelnen Jahre. Durch den hohen Anteil an PV-Anlagen wird im Sommer viel Energie umgewandelt. Das sind die sieben Spitzen nach oben. Im Winter wandeln die PV-Anlagen weniger Energie um und es kommt zu den Tälern zwischen zwei Sommern. Die Speicherladeleistung in rosa gibt an wie viel der umgewandelten Energie maximal zur Speicheraufladung genutzt werden kann. Die Dauerlinie, in hellblau, schneidet die Speicherladeleistung bei ca. 14.000 Stunden. Das bedeutet das in 14.000 Stunden in den letzten sieben Jahren die Residualleistungsüberschüsse so groß waren, dass nicht alle Überschüsse gespeichert werden konnten. Das entspricht einer Zeitdauer von 1,15 Jahren. Die Dauerlinie schneidet die Sollwertlinie bei ca. 43.000 Stunden. Das bedeutet das nur in knapp ein Drittel der sieben Jahre der Verbrauch nicht direkt gedeckt werden konnte. Für die Zeit, in der die Dauerlinie unter dem Sollwert ist wird

der Batteriespeicher zur Verbrauchsdeckung benötigt. Da die Residualleistungsdauerlinie nur knapp unter die Solllinie fällt, reicht für dieses Versorgungssystem ein verhältnismäßig kleiner Speicher aus.

3.2.4 Dauerlinien des Umwandlungsvermögens für verschiedene Umwandlungsmixe  
In diesem Abschnitt werden Dauerlinien für drei verschiedene Umwandlungsmixe betrachtet. Diese werden in Abbildung 21 dargestellt. Mit W wird der Anteil an Windenergieanlagen an dem Mix angegeben und mit S der Anteil an PV-Anlagen. Es werden die Szenarien

- Umwandlungsmix mit 100 % Windkraftanlagen
- Umwandlungsmix mit 100 % PV-Anlagen
- Umwandlungsmix mit 68 % PV- und 32 % Windkraftanlagen

betrachtet. Das Szenario mit 68 % PV- und 32 % Windkraftanlagen am Umwandlungsmix entspricht dem optimalen Ausbau für die günstigsten Stromgestehungskosten. Ein Umwandlungsvermögen von 100 % entspricht den Durchschnittsverbrauch. Das bedeutet, dass die Werte der Dauerlinie über 100 % größer sind als der Durchschnittsverbrauch.

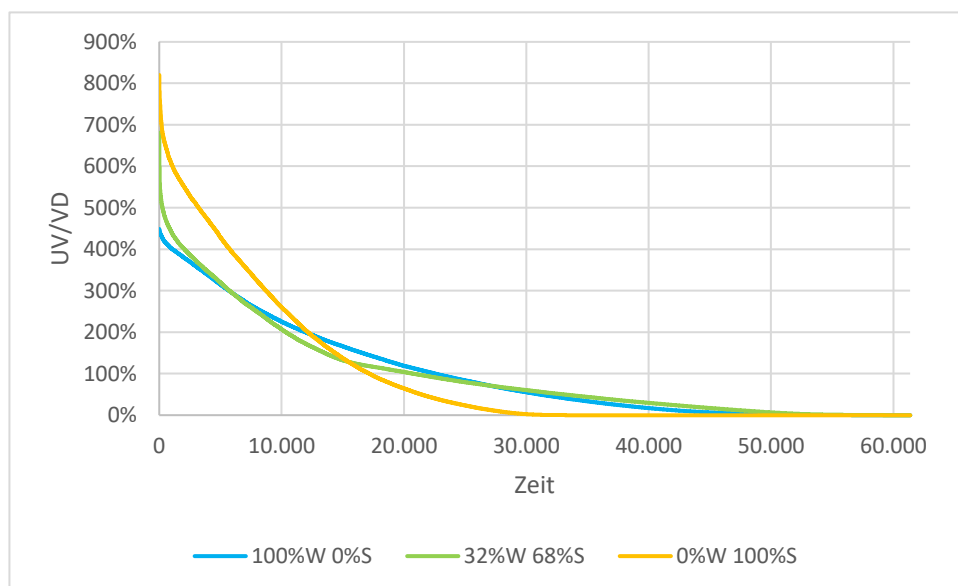


Abbildung 21: Umwandlungsdauerlinien für verschiedene PV- und Windkraftanlagenanteile am Umwandlungsmix - Batteriespeicher

Für 100 % PV-Anlagen erkennt man das in einem kurzen Zeitraum ein sehr hohes Umwandlungsvermögen erreicht wird. Das sind die Peaks in den Sommermonaten bei hoher Sonneneinstrahlung. Bei knapp über der Hälfte der Zeit ist das Umwandlungsvermögen Null, da in den Wintermonaten nur kaum Energie und nachts

gar keine Energie umgewandelt werden kann. Bei 100 % Windkraftanlagen ist das Umwandlungsvermögen nicht so lange Null aber aufgrund von Windflauten gibt es auch hier einen großen Zeitraum, bei dem kaum Energie umgewandelt werden kann. Bei dem optimalen Mix hingegen ist das Umwandlungsvermögen über einen größeren Zeitraum über Null. Zusätzlich gibt es nicht so viele Stunden mit sehr großen Umwandlungsvermögen, wodurch die Anlagen besser ausgenutzt werden können, weil diese nicht so oft abgeregelt werden müssen.

### 3.2.5 Speicherleerungskurve und Dauerlinie

Der eingesetzte Batteriespeicher braucht zur Defizitdeckung eine Kapazität von ungefähr 3,3 Tagesladungen. Aus der Zeitreihe aus Abbildung 22 lässt sich erkennen, wann wie stark der Speicher zur Defizitdeckung beansprucht wurde. Es sind sieben einzelne Entladungsspitzen erkennbar, die jeweils im Winter der sieben Jahre anzutreffen sind. Das ist auf den hohen Anteil an PV-Anlagen zurückzuführen. Diese wandeln hauptsächlich in den Sommermonaten viel Energie um. Zusätzlich ist der Verbrauch in den Wintermonaten höher, wodurch mehr bzw. größere Defizite auftreten. Trotzdem fällt der Speicher mit einer Kapazität von rund 3,3 Tagesladungen verhältnismäßig sehr klein aus. Das ist auf die hohen Kosten für die Batteriespeicher zurückzuführen und dem daraus resultierenden hohen Umwandlungsvermögen. Aus der Dauerlinie der Speicherleerung wird noch deutlicher, dass der Speicher kaum genutzt wird.

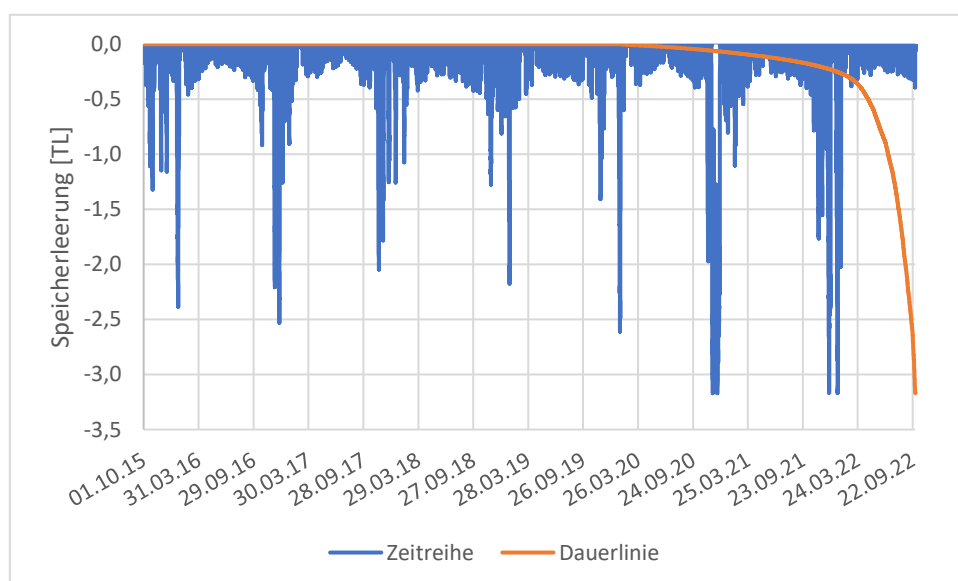


Abbildung 22: Zeitreihe und Dauerlinie der Speicherleerung - Batteriespeicher

### 3.2.6 Überschussvermarktung

Da der Speicher selten geleert wird und ein Großteil der Zeit ungenutzt bleibt, bietet sich die Möglichkeit marktpreisorientiert Energieüberschüsse zu exportieren. In Phasen in denen mehr Energie umgewandelt als verbraucht wird, können die Überschüsse verkauft werden. Durch diese Einnahmen werden die Stromgestehungskosten gesenkt. Um den Markterlös zu maximieren, ist es wichtig, dass zum richtigen Zeitpunkt verkauft wird, da die Energiepreise zeitlich schwanken. Bei negativen Marktpreisen soll nie exportiert werden. Im Fall von negativen Marktpreisen werden Überschüsse entweder gespeichert oder die Anlagen abgeregelt. Bei positiven Marktpreisen soll möglichst vermieden werden Anlagen abzuregeln. Die maximale Exportleistung ist von dem Netzanschluss abhängig und beträgt 400 % von dem Durchschnittsverbrauch. Ist der Speicher voll aufgeladen, so werden alle Überschüsse, wenn möglich exportiert. Zusätzlich kann auch aus dem vollen Speicher exportiert werden. Aus dem Speicher wird der Strom exportiert, wenn der Marktpreis besonders hoch ist. Bei niedrigeren Marktpreisen wird dann der Speicher aus den Überschüssen wieder geladen. Dabei muss immer gewährleistet werden, dass der Speicher voll genug ist um anfallende Defizite zu decken. Ein entsprechender Algorithmus ist dazu in dem Excel-Tool in VBA implementiert. Dadurch können Überschüsse marktpreisorientiert exportiert werden.

Zu dieser Analyse wurden die Strompreise vom Spot-Markt der letzten sieben Jahre herangezogen. Damit kann berechnet werden, wie groß der Erlös in den letzten sieben Jahren gewesen wäre. Der jährliche Erlös für das optimale System beläuft sich auf 13,6 Mio. €. Dadurch sinken die Stromgestehungskosten von 40,66 auf 23,69 ct/kWh.

Die Zeitreihe und die Dauerlinie der Speicherleerung für den Batteriespeicher, wenn dieser zur Erlösmaximierung aus Exporten genutzt wird ist in Abbildung 23 dargestellt. Es wird deutlich, dass der Speicher nur kurzzeitig vollgeladen ist. Den größten Teil der Zeit wird der Speicher genutzt um mehr Erlöse aus der Vermarktung von Überschüssen zu erzielen. Somit wird die zur Verfügung stehende Speicherkapazität viel besser ausgenutzt.

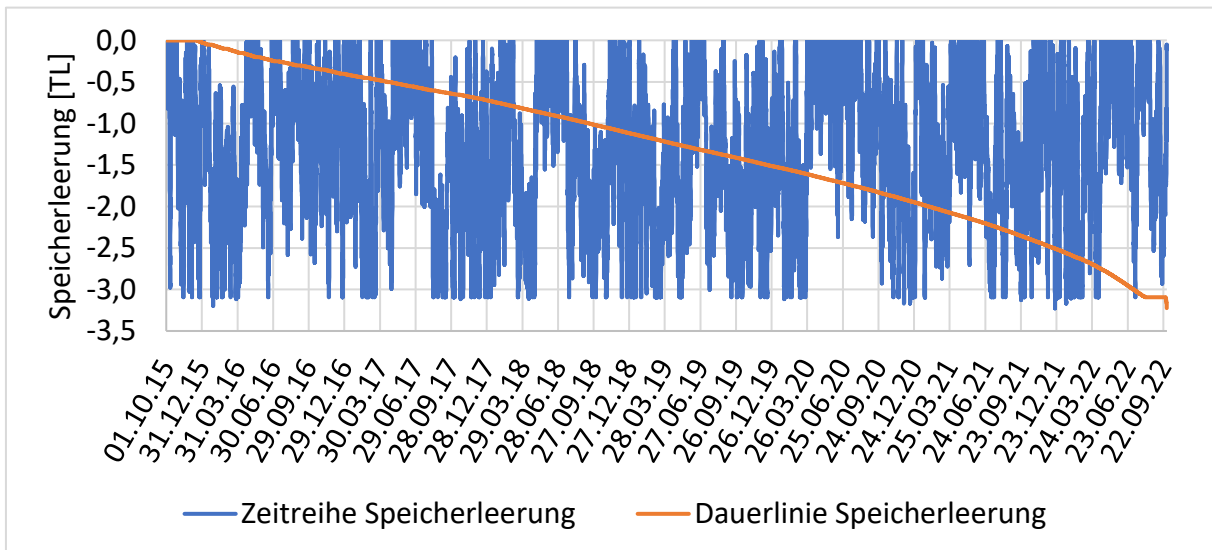


Abbildung 23: Zeitreihe und Dauerlinie für Speicherleerung bei Speichernutzung zu marktpreisorientiertem Export - Batteriespeicher

### 3.3 Versorgungsanalyse mit P2G2P Technologie

Im Folgenden soll die Versorgungsanalyse für das Versorgungssystem mit einem P2G2P Speicher durchgeführt werden. Bei einem P2G2P Speicher werden die Überschüsse mittels Elektrolyse in Wasserstoff umgewandelt. Der Wasserstoff wird gespeichert und bei Defiziten wird der Wasserstoff rückverstromt. Durch die Umwandlungsprozesse ist der Wirkungsgrad schlechter als bei einer Li-Ionen-Batterie. Im Gegenzug ist die Speichertechnologie nicht so kostenintensiv wie ein Batteriespeicher.

#### 3.3.1 Parameter für Kostenminimierung

Der Gesamtspeicherwirkungsgrad der P2G2P-Anlage wird mit 35 % angenommen. Die weiteren Parameter wie spezifische Herstellkosten, Abschreibedauern, Zinsen und Betriebskostenfaktoren sind in Tabelle 9 dargestellt.

Tabelle 9: Spezifische Kosten, Abschreibedauer, Zinsen und Betriebskosten für die Energieumwandlungsanlagen und P2G2P Anlagen

<b>spezifische Herstellkosten</b>	<b>Wert</b>	<b>Einheit</b>	<b>ASD</b>	<b>Zins</b>	<b>BKF</b>
Windkraftanlagen	1.200	€/kW	25	3%	3%
PV-Anlagen	600	€/kW	30	3%	1%
KWK-Anlagen	4.000	€/kW	20	3%	25%
Speicherladeanlagen	2.000	€/kW	25	3%	1%
Speicherentnahmeanlagen	700	€/kW	30	3%	1%
Speicherkapazität	5	€/kWh	50	3%	1%

Die einzuhaltenden Reserven die in Kapitel 3.2.1 beschrieben wurden bleiben unverändert. Dadurch können die Versorgungssysteme mit verschiedenen Speichertechnologien unter gleichen Voraussetzungen verglichen werden.

#### 3.3.2 Kostenminimum P2G2P

Die Ergebnisse für die Ermittlung der günstigsten Stromgestehungskosten werden in der Tabelle 10 dargestellt. Die günstigsten Stromgestehungskosten ergeben sich zu 18,72 ct/kWh bei einem Umwandlungsmix von 37 % PV-Anlagen und 63 % Windkraftanlagen. Die anderen Umwandlungsmixe die in Tabelle 10 ebenfalls bei 18,72 ct/kWh liegen sind in der dritten Nachkommastelle größer.

Tabelle 10: Stromgestehungskosten in Abhängigkeit des Umwandlungsmixes – P2G2P

PV-Anteil [%]	100	90	80	70	60	50	45	42	40
Wind-Anteil [%]	0	10	20	30	40	50	55	58	60
SGK [ct/kWh]	29,68	24,54	21,87	20,41	19,44	18,93	18,80	18,75	18,73
SD [%]	106,1	68,85	55,19	49,79	47,77	47,15	47,05	47,07	47,09
PV-Anteil [%]	39	38	37	36	35	30	20	10	0
Wind-Anteil [%]	61	62	63	64	65	70	80	90	100
SGK [ct/kWh]	18,72	18,72	18,72	18,72	18,73	18,82	19,29	20,35	23,43
SD [%]	47,0	47,2	46,9	47,1	47,1	47,0	48,1	54,3	73,5

Stellt man die Stromgestehungskosten und den Speicherdurchsatz graphisch über den Anteil an Windkraftanlagen dar, so erhält man Abbildung 24.

Im Vergleich zur Abbildung 19, in der die Kurven für den Batteriespeicher dargestellt waren, erkennt man das die Kurve für die Stromgestehungskosten niedriger ist und der Speicherdurchsatz deutlich größer ist als bei dem Batteriespeicher.

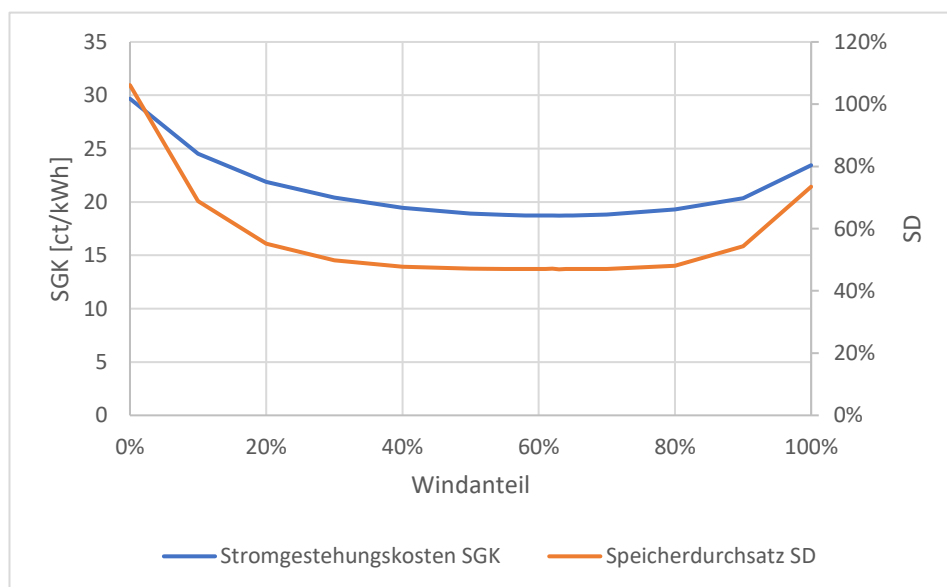


Abbildung 24: Stromgestehungskosten und Speicherdurchsatz in Abhängigkeit von dem Windanteil am Umwandlungsmix für P2G2P-Speicher

In Tabelle 11 werden die Anlagengrößen, die Investitionskosten, Kapitalkosten, Betriebskosten und die daraus resultierenden Stromgestehungskosten für das optimale Versorgungssystem dargestellt.

Tabelle 11: Rechenschema für die günstigsten Stromgestehungskosten - P2G2P

	spez. Herstellkosten	Nennleistung	Investitionskosten [€]	Kapitalkosten [€/a]	Betriebskosten [€/a]	SGK [ct/kWh]
Windkraftanlagen	1.200 €/kW	36.803 kW	44.163.064,95	2.536.190,78	1.324.891,94	4,82
PV-Anlagen	600 €/kW	45.730 kW	27.438.060,22	1.399.869,51	274.380,60	2,09
KWK-Anlagen	4.000 €/kW	4848 kW	19.400.000,00	1.303.359,61	4.847.674,97	7,67
Speicherladeanlagen	2.000 €/kW	12.810 kW	25.620.000,00	1.471.302,06	256.200,00	2,16
Speicherentladeanlagen	700 €/kW	12.485 kW	8.739.698,49	445.892,94	87.396,98	0,67
Speicherkapazität	5 €/kWh	4.370.927 kWh	21.854.632,77	849.391,11	218.546,33	1,33
Summe			147.215.456,43	8.006.006,01	7.009.090,82	<b>18,73</b>

Mit 18,73 ct/kWh ist das Versorgungssystem mit einem P2G2P Speicher deutlich günstiger als ein Versorgungssystem mit Batteriespeicher (40,70 ct/kWh).

### 3.3.3 Zeitreihe und Dauerlinie für optimalen Umwandlungsmix

Betrachtet man für die Zeitreihe oder Dauerlinie für den optimalen Umwandlungsmix, so erkennt man, dass das Umwandlungsvermögen deutlich geringer ist als bei dem Versorgungssystem mit Batteriespeicher. Dadurch sind die Überschüsse geringer und können somit besser ausgenutzt werden, weil nicht so häufig abgeregelt werden muss. Dafür kann der Verbrauch nicht so oft wie bei dem System mit Batteriespeicher direkt gedeckt werden. Die Zeitreihe und Dauerlinie sind in Abbildung 25 dargestellt.

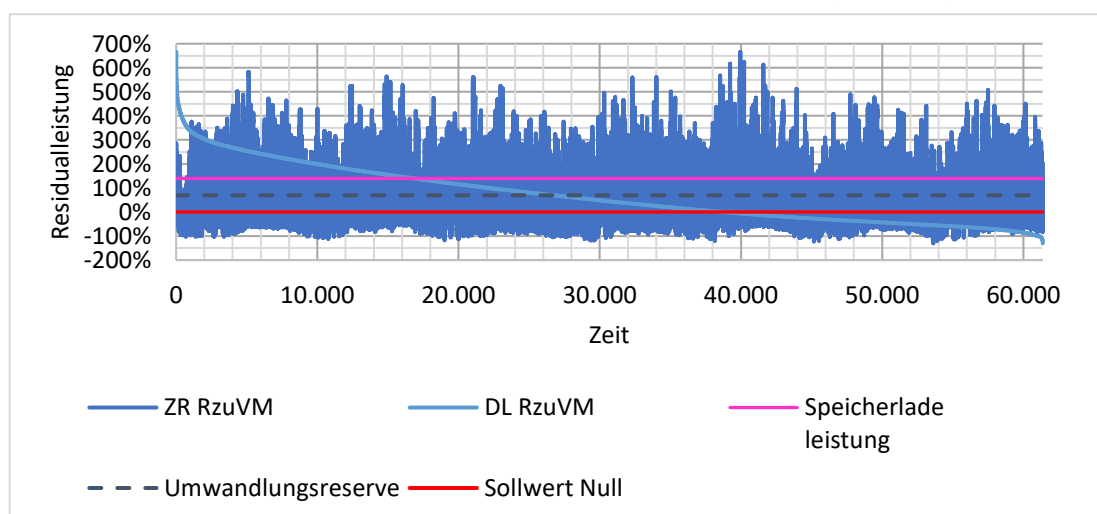


Abbildung 25: Residualleistung Zeitreihe und Dauerlinie bezogen auf den Durchschnittsverbrauch - P2G2P



Die Speicherladeleistung ist mit der rosa Linie dargestellt. Die Speicherladeleistung schneidet die Dauerlinie bei ca. 15.000 Stunden. Bei dem Versorgungssystem mit Batteriespeicher lag der Schnittpunkt bei 14.000 Stunden. Das bedeutet, dass bei dem Versorgungssystem mit der P2G2P Anlage öfter abgeregelt wurde. Da die abgeregelteten Überschüsse kleiner sind wurde aber insgesamt weniger Energie abgeregelt.

3.3.4 Dauerlinien des Umwandlungsvermögens für verschiedene Umwandlungsmixe  
 Die Dauerlinie für 100 % Windkraftanlagen und 100 % PV-Anlagen aus Abbildung 26 entsprechen denselben wie bei dem Versorgungssystem mit Batteriespeicher. Für das Versorgungssystem mit dem optimalen Umwandlungsmix gleicht sich die Dauerlinie mehr der Dauerlinie der für 100 % Windkraftanlagen an, weil der Anteil der Windkraftanlagen deutlich gestiegen ist im Vergleich zu dem Versorgungssystem mit Batteriespeicher.

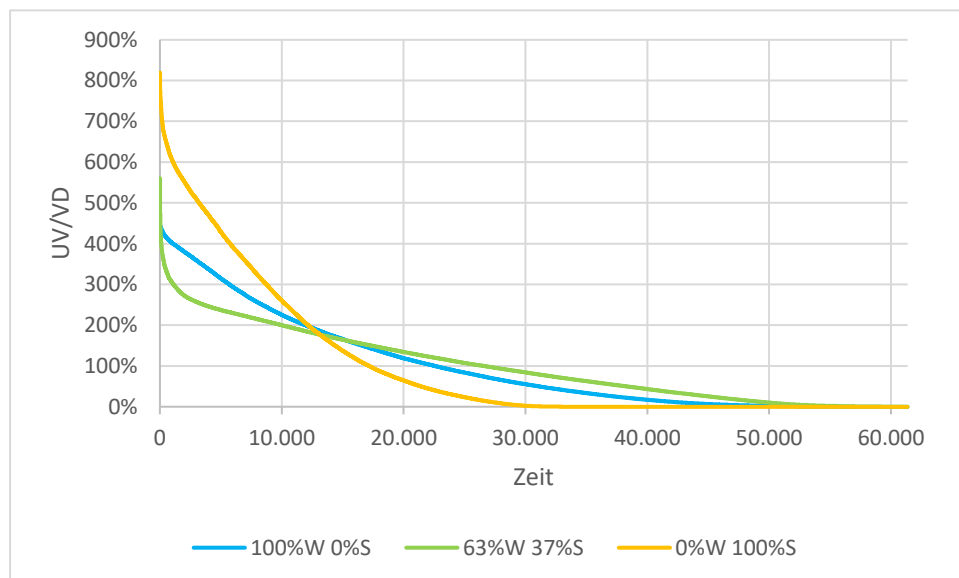


Abbildung 26: Umwandlungsdauerlinien für verschiedene PV- und Windkraftanlagenanteile am Umwandlungsmix – P2G2P

### 3.3.5 Speicherleerungskurve und Dauerlinie

Aus der Zeitreihe für die Speicherleerung aus Abbildung 27 erkennt man genau wie bei der Speicherleerung des Batteriespeichers eine starke Entladung in den letzten zwei Wintern. Die restliche Zeit wird der Speicher abgesehen vom Winter 2016 nur bis zu ca. ein Drittel seiner Kapazität beansprucht. Aus der Dauerlinie erkennt man trotzdem dass der P2G2P Speicher besser ausgenutzt wurde als der Batteriespeicher.

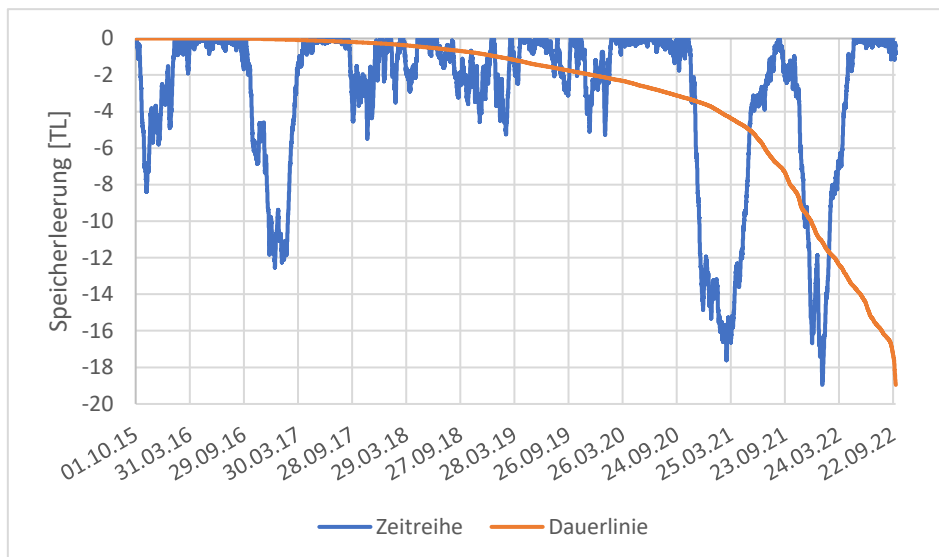


Abbildung 27: Zeitreihe und Dauerlinie der Speicherleerung - P2G2P

### 3.3.6 Überschussvermarktung

Durch eine marktpreisorientierte Überschussvermarktung lassen sich wie bei dem Batteriespeicher die Stromgestehungskosten durch Exporterlös reduzieren. Mit dem optimalen Mix hätten sich auf Grund der Marktpreise jährliche Exporterlöse in den letzten 7 Jahren von durchschnittlich 3.995.546 € erzielen lassen. Das reduziert die Stromgestehungskosten auf 13,74 ct/kWh. In Abbildung 28 werden die Zeitreihe für die Speicherleerung und die Dauerlinie für die Speicherleerung dargestellt unter Verwendung des Speichers zur Erlösmaximierung. Da kaum ein Unterschied zu Abbildung 27 erkennbar ist, wurde die Dauerlinie aus Abbildung 27 in Abbildung 28 eingefügt. Vergleicht man die beiden Dauerlinien, so lässt sich kaum ein Unterschied feststellen. Das bedeutet dass der Speicher kaum genutzt wurde um Erlöse zu maximieren, sondern der Großteil der Überschüsse direkt exportiert wird ohne zwischenspeichern. Das ist auf den sehr geringen Wirkungsgrad von rund ein Drittel zurückzuführen. Das bedeutet, dass der Marktpreis mindestens dreimal so hoch sein muss, wenn aus dem Speicher exportiert werden muss wie der Marktpreis zu dem Zeitpunkt war als die Überschüsse gespeichert wurden. Ansonsten ist es rentabler die Überschüsse ohne zwischenspeichern direkt zu vermarkten.

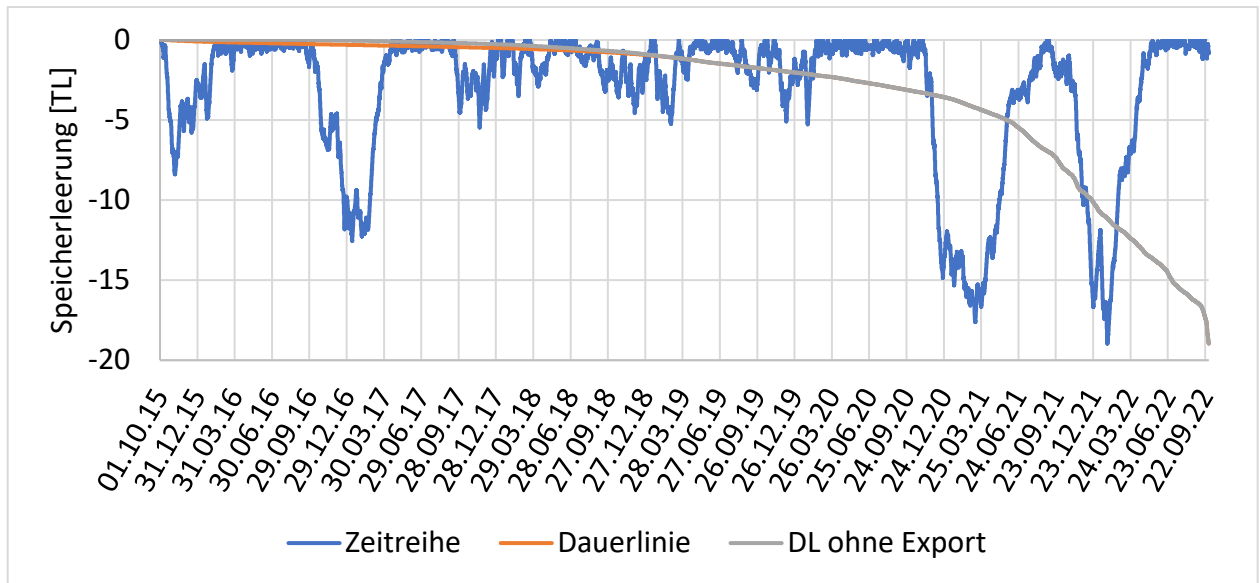


Abbildung 28: Zeitreihe und Dauerlinie für Speicherleerung bei Speichernutzung zu marktpreisorientiertem Export – P2G2P

### 3.4 Versorgungsanalyse mit geotechnischem Speicher

Für die nächste Versorgungsanalyse soll ein geotechnischer Speicher betrachtet werden. Ein geotechnischer Speicher besteht aus einem Erdkolben, welcher sich unter der Erde von Wasser umgeben befindet. Überschüsse werden genutzt um Wasser unter den Kolben zu pumpen und ihn damit anzuheben. Dadurch werden die Überschüsse in potenzielle Energie umgewandelt. Bei Defiziten wird der Kolben abgesenkt und drückt das Wasser durch eine Turbine, mit welcher Strom erzeugt wird.

#### 3.4.1 Parameter für Kostenminimumermittlung

Der Gesamtspeicherwirkungsgrad eines geotechnischen Speichers wird im Folgenden mit 80 % angenommen. Die weiteren Parameter wie spezifische Herstellkosten, Abschreibedauern, Zinsen und Betriebskostenfaktoren sind in Tabelle 12 dargestellt.

Tabelle 12: Spezifische Kosten, Abschreibedauer, Zinsen und Betriebskosten für die Energieumwandlungsanlagen und den geotechnischen Speicher

<b>spezifische Herstellkosten</b>	<b>Wert</b>	<b>Einheit</b>	<b>ASD</b>	<b>Zins</b>	<b>BKF</b>
Windkraftanlagen	1.200	€/kW	25	3%	3%
PV-Anlagen	600	€/kW	30	3%	1%
KWK-Anlagen	4.000	€/kW	20	3%	25%
Speicherladeanlagen	150	€/kW	50	3%	1%
Speicherentnahmeanlagen	150	€/kW	50	3%	1%
Maximalleistungsanlagen	150	€/kW	50	3%	1%
Speicherkapazität	20	€/kWh	50	3%	1%

Die einzuhaltenden Reserven die in Kapitel 3.2.1 beschrieben wurden bleiben unverändert. Dadurch kann das Versorgungssysteme mit dem geotechnischen Speicher mit den Versorgungssystemen mit den anderen beiden Speichertechnologien unter gleichen Voraussetzungen verglichen werden.

#### 3.4.2 Kostenminimum für einen geotechnischen Speicher

Die Ergebnisse für die Ermittlung der günstigsten Stromgestehungskosten werden in der Tabelle 13 dargestellt. Die günstigsten Stromgestehungskosten ergeben sich zu 17,50 ct/kWh bei einem Umwandlungsmix von 12 % PV-Anlagen und 88 % Windkraftanlagen. Die anderen Umwandlungsmixe die in Tabelle 13 ebenfalls bei 17,50 ct/kWh liegen sind in der dritten Nachkommastelle größer.

Tabelle 13: Stromgestehungskosten in Abhängigkeit des Umwandlungsmixes – geotechnischer Speicher

PV-Anteil [%]	100	90	80	70	60	50	40	30	25
Wind-Anteil [%]	0	10	20	30	40	50	60	70	75
SGK [ct/kWh]	32,55	25,26	21,38	19,68	18,70	18,11	17,79	17,65	17,60
SD [%]	46	26	22	21	21	22	22	22	23
PV-Anteil [%]	20	15	14	13	12	11	10	0	
Wind-Anteil [%]	80	85	86	87	88	89	90	100	
SGK [ct/kWh]	17,55	17,52	17,51	17,50	17,50	17,52	17,61	19,92	
SD [%]	23	25	25	26	26	27	27	32	

Stellt man die Stromgestehungskosten und den Speicherdurchsatz graphisch über den Anteil an Windkraftanlagen dar, so erhält man Abbildung 29.

Im Vergleich zur Abbildung 19, in der die Kurven für den Batteriespeicher dargestellt waren, erkennt man, dass die Kurve für die Stromgestehungskosten deutlich niedriger ist und der Speicherdurchsatz etwas größer ist als bei dem Batteriespeicher.

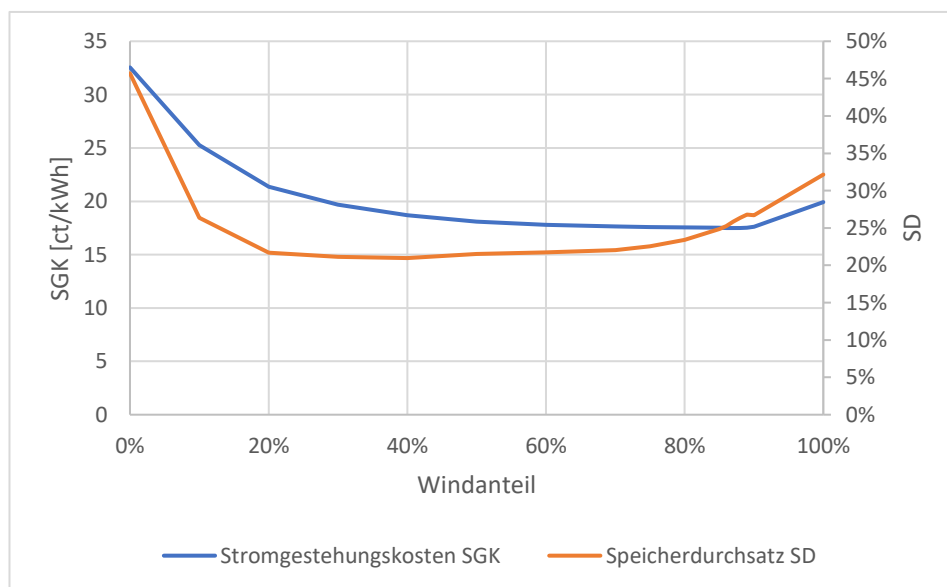


Abbildung 29: Stromgestehungskosten und Speicherdurchsatz in Abhängigkeit von dem Windanteil am Umwandlungsmix für einen geotechnischen Speicher

In Tabelle 14 werden die Anlagengrößen, die Investitionskosten, Kapitalkosten, Betriebskosten und die daraus resultierenden Stromgestehungskosten für das optimale Versorgungssystem dargestellt.

Tabelle 14: Rechenschema für die günstigsten Stromgestehungskosten – geotechnischer Speicher

	spez. Herstellkosten	Nennleistung	Investitionskosten [€]	Kapitalkosten [€/a]	Betriebskosten [€/a]	SGK [ct/kWh]
Windkraftanlagen	1.200 €/kW	43.371 kW	44.163.064,95	2.536.190,78	1.324.891,94	4,82
PV-Anlagen	600 €/kW	12.513 kW	27.438.060,22	1.399.869,51	274.380,60	2,09
KWK-Anlagen	4.000 €/kW	4.848 kW	19.400.000,00	1.303.359,61	4.847.674,97	7,67
Speicherladeanlagen	150 €/kW	18.300 kW	2.745.000,00	106.685,78	27.450,00	0,17
Speicherentladeanlagen	150 €/kW	13.212 kW	1.981.773,26	77.022,60	19.817,73	0,12
Speicherleistung	150 €/kW	18.300 kW	2.745.000,00	106.685,78	27.450,00	0,17
Speicherkapazität	20 €/kWh	2.567.818 kWh	51.356.368,61	1.995.990,66	513.563,69	3,13
Summe			137.771.854,02	6.961.632,60	7.072.390,85	<b>17,51</b>

Mit 17,51 ct/kWh ist das Versorgungssystem mit einem geotechnischen Speicher deutlich günstiger als ein Versorgungssystem mit Batteriespeicher (40,70 ct/kWh) und etwas günstiger als ein Versorgungssystem mit P2G2P (18,73 ct/kWh).

### 3.4.3 Zeitreihe und Dauerlinie für optimalen Umwandlungsmix

Wie bereits bei P2G2P ist auch bei dem geotechnischen Speicher das Umwandlungsvermögen deutlich geringer als bei dem Szenario mit Batteriespeicher. Somit werden die vorhandenen Überschüsse besser ausgenutzt, weil nicht so häufig abgeregelt werden muss. Dafür kann der Verbrauch nicht so oft wie bei dem System mit Batteriespeicher direkt gedeckt werden. Die Zeitreihe und Dauerlinie sind in Abbildung 30 dargestellt.

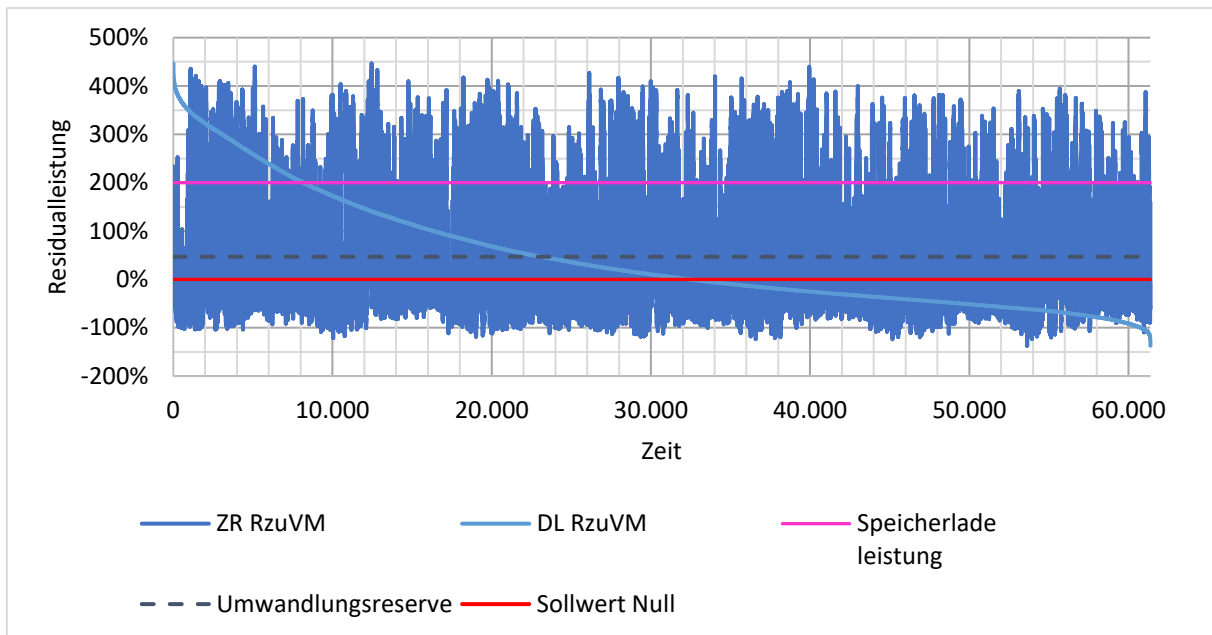


Abbildung 30: Residualleistung Zeitreihe und Dauerlinie bezogen auf den Durchschnittsverbrauch - geotechnischer Speicher

Die Speicherladeleistung ist mit der rosa Linie dargestellt. Die Speicherladeleistung schneidet die Dauerlinie bei ca. 8.000 Stunden. Bei dem Versorgungssystem mit Batteriespeicher lag der Schnittpunkt bei 14.000 Stunden und bei P2G2P bei 15.000 Stunden. Das bedeutet das deutlich weniger abgeregelt werden muss bei dem System mit dem geotechnischen Speicher.

3.4.4 Dauerlinien des Umwandlungsvermögens für verschiedene Umwandlungsmixe  
 Die Dauerlinie für 100 % Windkraftanlagen und 100 % PV-Anlagen aus Abbildung 31 entsprechen denselben wie bei dem Versorgungssystem mit Batteriespeicher. Für das Versorgungssystem mit dem optimalen Umwandlungsmix gleicht die Dauerlinie fast der Dauerlinie der für 100 % Windkraftanlagen an, was auf den hohen Anteil an Windkraftanlagen an dem optimalen Mix zurückzuführen ist.

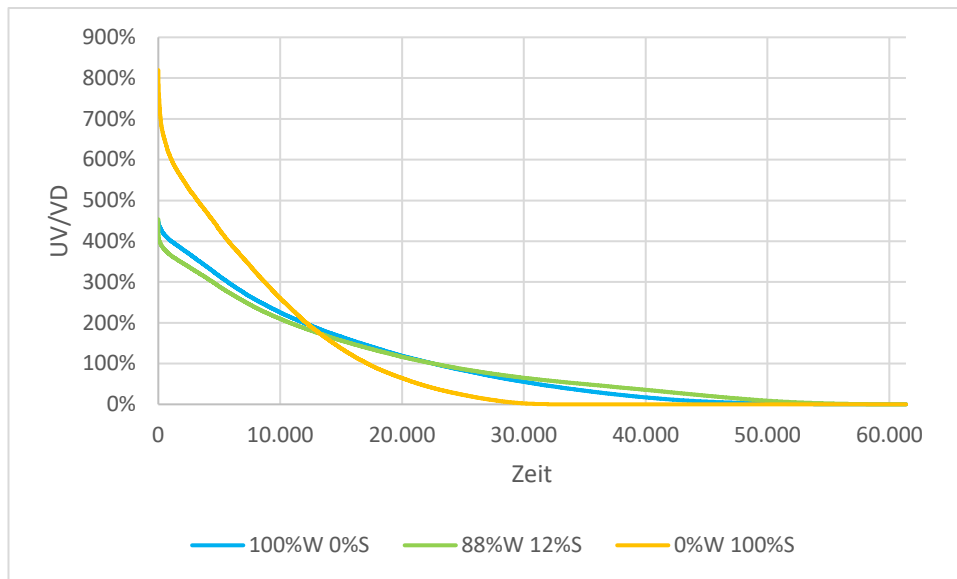


Abbildung 31: Umwandlungsdauerlinien für verschiedene PV- und Windkraftanlagenanteile am Umwandlungsmix – geotechnischer Speicher

### 3.4.5 Speicherleerungskurve und Dauerlinie

Aus der Zeitreihe für die Speicherleerung aus Abbildung 32 erkennt man, dass der Speicher auch in den Sommern oft genutzt wird. Lediglich die notwendige Kapazität ist in den Wintermonaten größer. Aus der Dauerlinie erkennt man auch das der geotechnische Speicher besser ausgenutzt wurde als der Batteriespeicher.

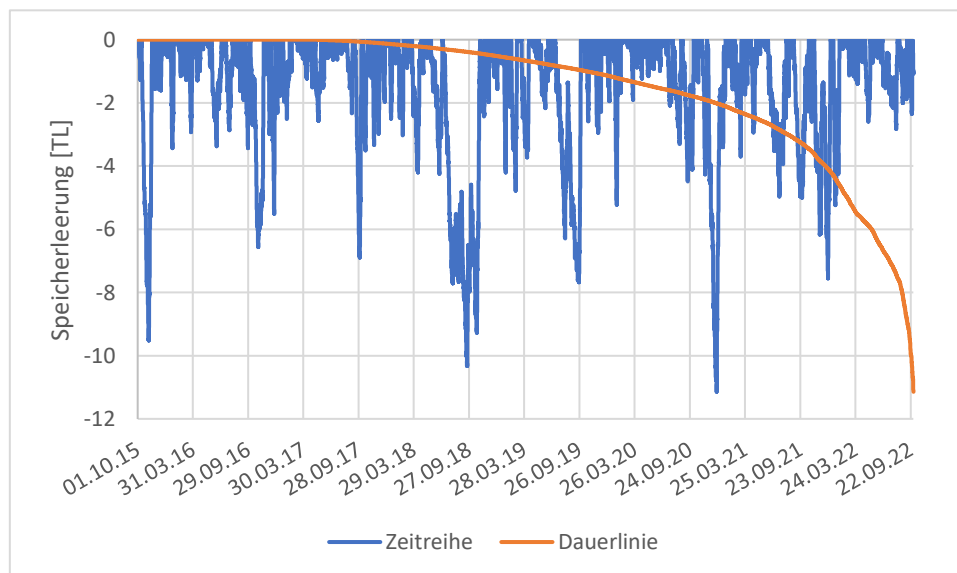


Abbildung 32: Zeitreihe und Dauerlinie der Speicherleerung - geotechnischer Speicher



### 3.4.6 Überschussvermarktung

Durch eine marktpreisorientierte Überschussvermarktung lassen sich wie bei dem Batteriespeicher die Stromgestehungskosten durch Exporterlös reduzieren. Mit dem optimalen Mix hätten sich auf Grund der Marktpreise in den letzten 7 Jahren jährlich durchschnittlich 6.182.854,34 € erzielen lassen. Das reduziert die Stromgestehungskosten auf 9,78 ct/kWh. In Abbildung 33 werden die Zeitreihe für die Speicherleerung und die Dauerlinie für die Speicherleerung dargestellt unter Verwendung des Speichers zur Erlösmaximierung. Da wie bei der P2G2P-Anlage kaum ein Unterschied zu Abbildung 32 erkennbar ist, wurde die Dauerlinie aus Abbildung 32 in Abbildung 33 eingefügt. Vergleicht man die beiden Dauerlinien, so lässt sich für Speicherleerungen größer drei Tagesladungen kaum ein Unterschied feststellen. Für Speicherleerungen bis drei Tagesladungen ist die Dauerlinie mit Export knapp unterhalb der Dauerlinie ohne Export. Das bedeutet das der Speicher genutzt wurde um Erlöse zu maximieren aber nicht so intensiv wie der Batteriespeicher. Das ist auf den etwas geringen Wirkungsgrad und auf das geringe Umwandlungsvermögen für ein Versorgungssystem mit einem geotechnischen Speicher zurückzuführen.

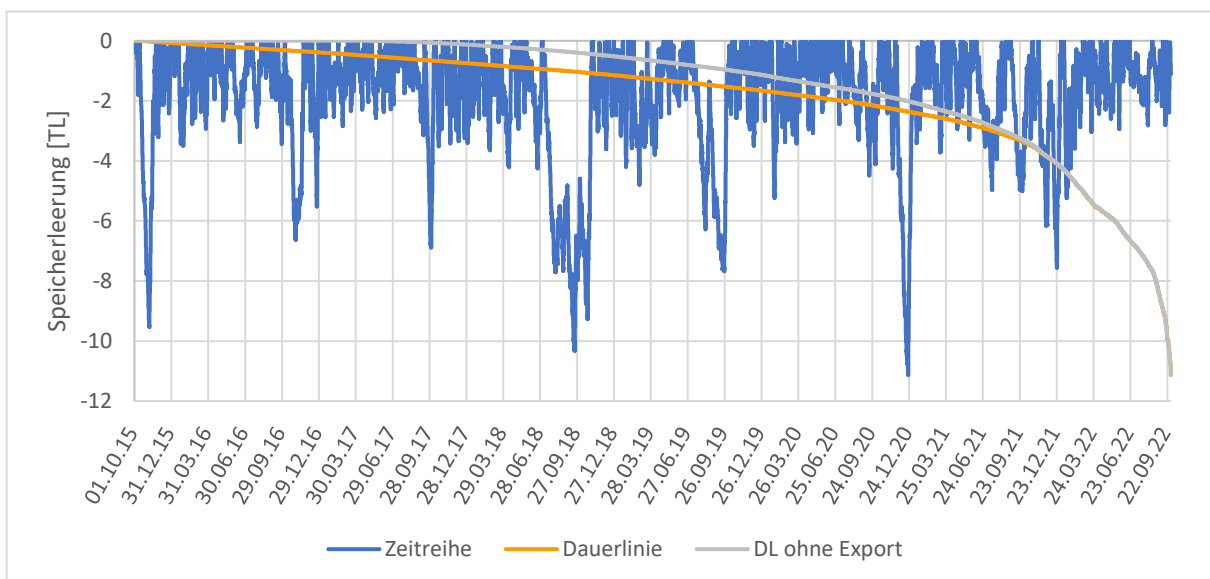


Abbildung 33: Zeitreihe und Dauerlinie für Speicherleerung bei Speichernutzung zu marktpreisorientiertem Export – geotechnischer Speicher

## 4. Vergleich der verschiedenen Versorgungsanalysen

Abschließend sollen die verschiedenen Versorgungssystemen in Anlagengröße und Kosten in Tabelle 15 gegenübergestellt werden.

Tabelle 15: Vergleich der optimalen Versorgungssysteme für die drei Speichertechnologien

	Einheit	Batterie	P2G2P	geotechnisch
PV-Nennleistung	MW	190,94	45,73	12,51
Windkraft-Nennleistung	MW	42,47	36,80	43,37
KWK-Nennleistung	MW	4,85	4,85	4,85
Umwandlungsvermögen	MW	31,84	15,46	13,45
Speicherwirkungsgrad	-	90%	35%	80%
Speicherkapazität	TL	3,33	19,90	11,69
Investitionskosten	€	407.663.130,95	147.215.456,43	137.771.854,02
Betriebskosten	€/a	9.751.911,31	7.009.090,82	7.072.390,85
SGK ohne Export	ct/kWh	40,70	18,73	17,51
Export Erlös	€	13.607.797,51	3.995.545,75	6.182.854,34
SGK nach Export Erlös	ct/kWh	23,69	13,74	9,78

Aus dem direkten Vergleich erkennt man, dass das Versorgungssystem mit dem geotechnischen Speicher am besten abschneidet. Es werden am wenigsten Windkraft und PV-Anlagen benötigt. Dadurch sind nicht nur die Investitionskosten am geringsten, sondern auch die jährlich anfallenden Betriebskosten. Die Stromgestehungskosten, die Kosten die der Verbraucher am Ende noch zahlen muss, sind hier am geringsten. Deshalb ist aus wirtschaftlicher Sicht dieses Ausbauszenario am geeignetsten. Ein weiterer Vorteil ist, dass für den Bau der Anlagen weniger Rohstoffe benötigt werden, da weniger Anlagen gebaut werden müssen. Zusätzlich benötigt ein geotechnischer Speicher nicht so viele seltene Rohstoffe wie ein Batteriespeicher. Weiterhin ist der Flächenbedarf für PV-Anlagen deutlich geringer, als bei dem Versorgungssystem mit Batteriespeicher, da viel weniger PV-Anlagen benötigt werden.

## 5. Fazit

Abschließend lässt sich zusammenfassen, dass es für Haßfurt möglich ist sich aus erneuerbaren Energien selbständig zu versorgen. Dabei wäre es am kostengünstigsten auf einen geotechnischen Speicher zusetzen. Dadurch lassen sich Stromgestehungskosten von ca. 10 ct/kWh erzielen, was deutlich günstiger ist als Strom aus dem Netz zu beziehen. Eine alternative Speichertechnologie wäre auf Wasserstoffbasis mit P2G2P-Anlagen. Damit würden sich Stromgestehungskosten von ca. 14 ct/kWh ergeben. Ein Versorgungssystem mit Batteriespeicher würde auf rund 24 ct/kWh kommen. Für Marktpreise von 30 ct/kWh wären auch Versorgungssysteme mit diesen Speichersystemen wirtschaftlich.

Die für diese Berechnungen verwendeten Parameter sind sehr optimistisch gewählt. Dadurch können die in der Realität auftretenden Stromgestehungskosten größer sein. Dadurch wird die Wirtschaftlichkeit des Systems mit dem geotechnischen Speicher jedoch nicht gefährdet.