



Technische Hochschule Nürnberg
Georg Simon Ohm

Studienarbeit

Regenerative Versorgungsanalyse
zur Energiezelle Max Bögl am Standort Sengenthal

-

RG-Max-Bögl

-

Findung eines Ausbauszenarios zur regenerativen Selbstversorgung
mit den niedrigsten Stromgestehungskosten unter Beteiligung der
Systeme Wind, Sonne, Batterie, Dampfkraftwerk und Elektrolyse

Janik Böhm

Studiengang: Maschinenbau

Betreuer:	Prof. Dr. Matthias Popp, Technische Hochschule Nürnberg
Externer Betreuer:	Josef Bayer, Max Bögl
Abgabedatum:	30.07.2020

Zusammenfassung

Im Rahmen des Energietechnik Projekts im sechsten Semester an der Technischen Hochschule Georg Simon Ohm wurde, unter Leitung von Professor Popp und der Begleitung durch Josef Bayer von Max Bögl, eine regenerative Versorgungsanalyse beim Unternehmen Max Bögl erstellt. Zur Durchführung dieser Analyse wurde zunächst mithilfe der Tabellenkalkulationssoftware Excel ein Tool erstellt. Mithilfe des Tools wurden, auf Basis der Versorgungsverlaufsaufzeichnungen der Jahre 2018 bis 2020 des Unternehmens Max Bögl, verschiedene Szenarien zur regenerativen Selbstversorgung betrachtet. Dabei wurde das Szenario mit den geringsten Stromgestehungskosten gesucht. Die Versorgung basiert in den Szenarien auf den regenerativen Energiequellen Wind, Sonne und einem Biomassedampfkraftwerk. Um die Umsetzbarkeit aufgrund des volatilen Charakters dieser Quellen zu gewährleisten und die Wirtschaftlichkeit zu erhöhen, wurden verschiedene Speichersysteme miteinbezogen. Zum Einsatz kamen dabei eine Lithium-Ionen-Batterie und eine Power-to-Gas-to-Power Anlage. Die Wirtschaftlichkeit der Szenarien basiert dabei auf dem Verkauf von Strom an der Strombörse. Dazu wird im Tool eine Speicherung der Überschüsse aus Wind, Sonne und Biomassedampfkraftwerk zu Markttiefpreisen und dem Verkauf dieser zu Markthochpreisen simuliert. In dieser Arbeit wird das Szenario mit den niedrigsten Stromgestehungskosten mit der Kombination aus Wind, Sonne, Dampfkraftwerk, Batterie und Power-to-Gas-to-Power betrachtet und die Ergebnisse vorgestellt.

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	I
Inhaltsverzeichnis	II
Abkürzungsverzeichnis	III
1 Einleitung	1
2 Die niedrigsten Stromgestehungskosten des Szenarios	2
2.1 Hintergründe und Ausarbeitung des Tool.....	2
2.2 Vorgehen zur Ermittlung der niedrigsten Stromgestehungskosten	9
2.3 Darstellung der Kosten	12
2.3.1 Kosten der Komponenten	12
2.3.2 Aufschlüsselung der niedrigsten Stromgestehungskosten.....	16
3 Vergleich der gefundenen Stromgestehungskosten mit den aktuellen Industriestrompreisen.....	18
4 Fazit	19
5 Literaturverzeichnis	22

Abkürzungsverzeichnis

PVA	Photovoltaikanlagen
WKA	Windkraftanlagen
P2G2P	Power-to-Gas-to-Power
BDKW	Biomassedampfkraftwerk
SGK	Stromgestehungskosten
PV	Photovoltaik
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
UzuVM	Umwandlungsvermögen bezogen auf den Verbrauchsmittelwert
RzuVM	Residualleistung bezogen auf den Verbrauchsmittelwert
VBA	Visual Basic for Applications
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

1 Einleitung

Aufgrund des steigenden CO₂ Gehaltes in unserer Atmosphäre und den weiteren Auswirkungen, die sich durch die Nutzung fossiler Energieträger ergeben, ist eine regenerative Energieversorgung unumgänglich (Quaschnig, 2019, S. 26). Nach der Meinung des VDE Bayern, ist diese regenerative Energieversorgung nur durch ein zelluläres Energiesystem möglich (VDE Bayern, 2019). Diese Notwendigkeit ergibt sich durch die Entstehung vieler kleiner Stromproduzenten aus dem privaten und gewerblichen Bereich. Die Stromversorgung der Zukunft wird also nicht ausschließlich von großen Kraftwerken und globalen Energieversorgern gedeckt werden, sondern von vielen kleinen Stromproduzenten. Diese kleinen Stromproduzenten werden, zum Beispiel mit Photovoltaikanlagen (PVA), Strom für den Eigengebrauch produzieren und den überschüssigen Anteil entweder speichern, oder in das Netz einspeisen. Da regenerative Energien einen volatilen Charakter haben, ergibt sich eine sehr komplexe Regelung, bzw. Planung der Energieströme. Diese Regelung ist voraussichtlich auf einer globalen Ebene nicht zu erreichen. Aus diesem Grund kommen die zellulären Energiesysteme ins Spiel. Diese sollen, von den unteren Ebenen beginnend, die Regelung selbstständig übernehmen. Dabei macht es aufgrund der örtlichen Zusammengehörigkeit Sinn größere Unternehmen, wie zum Beispiel das Bauunternehmen Max Bögl, an einem Standort zu einer Energiezelle zusammenzufassen. Genau diesen Ausbau zu einer Energiezelle will das Unternehmen Max Bögl umsetzen. Da ein Unternehmen immer wirtschaftlich arbeiten will, muss auch die ökonomische Seite betrachtet werden und der wirtschaftlich günstigste Weg gewählt werden. Der aus ökonomischer Sicht beste Ausbau soll durch ein „Durchspielen“ verschiedener Möglichkeiten gefunden werden.

In dieser Arbeit wird ein Szenario betrachtet, das aus der Kombination von Windkraft, Photovoltaik, einem Biomassedampfkraftwerk (BDKW) und den Speichersystemen Batterie und Power-to-Gas-to-Power (P2G2P) besteht. Dabei soll geprüft werden, ob eine Selbstversorgung überhaupt möglich ist und wenn ja, der Ausbau mit den niedrigsten Stromgestehungskosten (SGK) gefunden werden. Diese Kosten werden anschließend mit den aktuellen Stromkosten verglichen, um zu prüfen, ob ein derartiger Ausbau auch wirtschaftlich ist.

2 Die niedrigsten Stromgestehungskosten des Szenarios

Um den Vorgang der Analyse verständlich zu machen, wird zunächst das Vorgehen und anschließend das genutzte Tool erläutert. Daraufhin wird der Weg zu den Ergebnissen betrachtet die Ergebnisse vorgestellt und erläutert. Zum Schluss wird noch ein Fazit gezogen und ein Ausblick auf Verbesserungen bzw. Entwicklungen gegeben.

2.1 Hintergründe und Ausarbeitung des Tools

Das Unternehmen Max Bögl hat bereits einen gewissen Anteil an regenerativen Energiequellen am Unternehmensstandort im Sengenthal aufgebaut. Zu den bereits errichteten Anlagen gehören drei Windkraftanlagen (WKA) mit einer gesamten Nennleistung von 9,6 MW (Plautz, 2021, S.3). Zusätzlich sind PVA mit einer gesamten PV-Peakleistung von ca. 2,3 MW vorhanden. Da noch Freiflächen zur weiteren Errichtung von PVA zur Verfügung stehen, soll der Anteil im Szenario variabel sein. Im Gegensatz zum Wind, der nicht weiter ausgebaut werden soll. Als zusätzlichen Energieversorger, insbesondere auch zum Ausgleich des volatilen Charakters der regenerativen Anteile, soll ein BDKW errichtet werden. Die Größe dessen soll im Szenario ebenfalls variabel sein. Um die Wirtschaftlichkeit des Szenarios zu erhöhen und eine Umsetzung zu gewährleisten sollen ebenfalls Speichermöglichkeiten miteinbezogen werden. Dazu soll auf der einen Seite eine Lithium-Ionen-Batterie und auf der anderen Seite eine P2G2P-Anlage genutzt werden. Zur zusätzlichen Erhöhung der Wirtschaftlichkeit des Szenarios, ist geplant Stromüberschüsse zu exportieren. Dieser Export soll gewinnorientiert erfolgen. Dazu sollen die Überschüsse bei Markttiefpreisen gespeichert und bei Markthochpreisen exportiert werden.

Die Ausarbeitung der Versorgungsanalyse erfolgte in der Tabellenkalkulationssoftware Excel. Dazu wurden mehrere Registerkarten mit den zugrundeliegenden Daten und ein Algorithmus in der dazugehörigen Skriptsprache „Visual Basic for Applications“ (VBA) erstellt. Dieser Algorithmus übernimmt anschließend die Aufgabe, die Daten nach einem strukturierten Ablauf durchzugehen und die niedrigsten SGK infolge der eingestellten Parameter zu berechnen. Die Grundlagen für das Tool bzw. die Berechnung sind dabei folgende.

Es liegen die Versorgungszeitreihen des Unternehmens in Viertelstundenschritten aus den Jahren 2018 bis 2020 vor. Diese beinhalten die erzeugte Leistung von Wind und Sonne am Standort. Ebenfalls liegt die Verbrauchszeitreihe für die Jahre 2018 bis 2020 in Viertelstundenschritten vor. Aus den Daten der Verbrauchszeitreihe kann der Mittelwert des Verbrauchs über die drei Jahre gebildet werden. Dieser liegt bei ca. 2,5 MW. Um dimensionslose Größen zu bekommen, werden alle Leistungsgrößen auf den Verbrauchsmittelwert bezogen, also durch den Wert geteilt. Somit ergeben sich für Wind, Sonne und den Verbrauch Leistungsgrößen in Prozent, bezogen auf den Verbrauchsmittelwert. In Abb. 1 ist ein Ausschnitt aus der Verbrauchszeitreihe zu sehen. Der Aufbau ist bei Wind und Sonne analog. Die Abkürzung MEZ bezeichnet dabei die Mitteleuropäische Zeit. Die vorher erwähnten Viertelstundenzeitschritte wurden aufgrund der großen Datenmenge auf Stundenzeitschritte zusammengeführt. In der mittleren Spalte ist die verbrauchte Leistung in kW zum jeweiligen Zeitpunkt abgebildet. In der dritten Spalte ist der Leistungswert auf den mittleren Windleistungswert bezogen. Zur Berechnung im Tool wird dieser, wie bereits erwähnt, auf den Verbrauchsmittelwert bezogen.

MEZ ab	P in kW	VzuM
Mo 01.01.2018 00:00	1.244,40	49,0%
01.01.2018 01:00	1.219,80	48,0%
01.01.2018 02:00	1.212,00	47,7%
01.01.2018 03:00	1.211,40	47,7%
01.01.2018 04:00	1.218,60	48,0%

Abb.1: Ausschnitt aus der Verbrauchszeitreihe in Excel

Das Unternehmen hat am Standort bereits ein BDKW, das bisher hauptsächlich zur Wärmeerzeugung genutzt wird. Dieses BDKW soll aber erneuert und vergrößert werden (Aßmann, 2021, S.3). Das neue BDKW soll auch zum Ausgleich der Leistungsschwankungen von PVA und WKA genutzt werden. Dazu soll das BDKW durchgehend mit einer Basisleistung laufen und bei Bedarf die Leistung um das bis zu Zweifache erhöht werden. Dazu wurde ebenfalls eine Zeitreihe für das BDKW erstellt. In dieser Zeitreihe ist der Basiswert des BDKW auf durchgehend 100% eingestellt. Da das Kraftwerk aber auch gewartet werden muss, ist eine

jährliche Revisionspause von drei Monaten eingeplant. Diese Revisionspause wird auf die Monate Juli bis September gelegt, da zu dieser Zeit mit der höchsten bzw. konstantesten Leistungserzeugung durch die Sonne bei reduziertem Verbrauch gerechnet werden kann. In dieser Zeit wird der dimensionslose Leistungswert für das BDKW auf null Prozent gesetzt. In Abb. 2 ist ein Ausschnitt aus der Zeitreihe zum Beginn der Revisionspause zu sehen.

30.06.2019 22:00	100%
30.06.2019 23:00	100%
01.07.2019 00:00	0%
Mo 01.07.2019 01:00	0%
01.07.2019 02:00	0%

Abb. 2: Beginn der Revisionspause im Jahr 2019

Um die Wirtschaftlichkeit des Szenarios zu erhöhen, soll zusätzlich die Möglichkeit bestehen, die Stromerzeugung des BDKW, der WKA und der PVA zum Stromexport zu nutzen. Als Speichertechnologien sollen sowohl eine Lithium-Ionen-Batterie als auch eine P2G2P-Anlage betrachtet werden. Das Unternehmen hat am Standort bereits eine Batterie mit einer Kapazität von ca. 2,2 MW errichtet. Diese Kapazität soll im Szenario nach oben hin ausbaubar sein. Bei der Batterie wird davon ausgegangen, dass sie einen C-Koeffizient von eins hat (Plautz, 2021, S.5). Die Batterie kann somit innerhalb von einer Stunde komplett auf- oder entladen werden. Zusätzlich wird der Wirkungsgrad der Batterie auf 90 % festgelegt. Eine P2G2P-Anlage ist am Standort noch nicht errichtet. Die im Szenario betrachtete Anlage besteht aus den Komponenten Elektrolyseur, Kompressor, Tank und Ottomotor. Der Elektrolyseur dient zur Erzeugung des Wasserstoffes aus Strom. Der Kompressor verdichtet den Wasserstoff, der anschließend in den Tanks eingelagert wird. Über den Ottomotor kann der Wasserstoff wieder rückverstromt werden. Zur Planung der Größe der Komponenten und der anfallenden Kosten, wurde vom Unternehmen ein Angebot bei einem namhaften Hersteller eingeholt. Für die Berechnung bzw. für die Erstellung des Algorithmus war zunächst der Gesamtwirkungsgrad, die Lade- und Entnahmeleistung ausschlaggebend. Die Kapazität, also die Größe der Tanks wird dabei so gewählt, dass alle Überschüsse gespeichert werden können, die zur Überbrückung der Defizitphasen erforderlich sind. Der Gesamtwirkungsgrad der

Anlage ergibt sich aus der Multiplikation der einzelnen Komponentenwirkungsgrade. Im Gesamten errechnet sich ein mittlerer Wirkungsgrad von 28,5 % (Scholz, 2021, S.3). Die Ladeleistung der Anlage hängt von der Elektrolyseleistung ab. Diese kann laut Angebot von 1 MW bis 9 MW, in 1 MW Schritten gewählt werden. Die Entnahmeleistung ergibt sich aus der Leistung des Ottomotors. Beginnend bei 0,2 MW bis 2 MW, in 0,2 MW bzw. 0,5 MW Schritten. Als weitere Grundlage der Berechnung sind noch die Stromgroßhandelspreise aus den Jahren 2018 bis 2020 in Stundenzeitschritten vorhanden. Die Analyse soll laut dem Unternehmen Max Bögl ohne Reserven an Speicherkapazitäten erfolgen. Als Sicherheit sind stattdessen Dieselgeneratoren, betrieben mit Biokraftstoff, eingeplant.

Das Tool kann grob in zwei Teile unterteilt werden. Der zuerst betrachtete Teil dient der Bewirtschaftung der Zeitreihen von 2018 bis 2020 und der Berechnung der SGK des jeweiligen Szenarios. Der zweite Teil ermittelt die niedrigsten SGK aus den gesamten Vorgaben des Unternehmens.

Zur Berechnung wurde eine Registerkarte mit dem Namen „Quelle“ in Excel erstellt. Ein kleiner Ausschnitt der Registerkarte ist in Abb. 3 zu sehen. In dieser sind die vorher genannten Grundlagen zur Berechnung hinterlegt, also die Strompreise, der Wind-, Sonnen- Dampfbasis- und Verbrauchsanteil. Hier sind die Werte auf den Verbrauchsmittelwert bezogen. Zum Dampfbasisanteil kommt noch der flexible Dampfanteil, der je nach Preis, Mangel oder Überschuss ab- bzw. hochgeregelt wird. Aus diesen Anteilen ergibt sich als Summe das Umwandlungsvermögen (UzuVM). Dieses bildet die Stromerzeugung des Unternehmens im Bezug zum Verbrauchsmittelwert zu jeder Stunde ab. Zusätzlich errechnet sich noch die Residualleistung (RzuVM) als Differenz aus Umwandlungsvermögen und Verbrauch. Somit zeigt die Residualleistung den exportierbaren Überschuss bzw. in Flautephasen das Stromdefizit auf.

	[€/MWh]	Wind	Sonne	Dampf			Verbrauch		
MEZ ab	Strompreis	WzuVM	SzuVM	DzuVM	FDzuVM	UzuVM	VzuVM	Zeile	RzuVM
Mo 01.01.2018 00:00	-5,27	373,98%	0,00%	0,00%	0,00%	373,98%	49,00%	19	324,98%
01.01.2018 01:00	-29,99	354,01%	0,00%	0,00%	0,00%	354,01%	48,03%	20	305,98%
01.01.2018 02:00	-56,65	325,55%	0,00%	0,00%	0,00%	325,55%	47,72%	21	277,82%
01.01.2018 03:00	-63,14	352,12%	0,00%	0,00%	0,00%	352,12%	47,70%	22	304,43%
01.01.2018 04:00	-64,62	349,76%	0,00%	0,00%	0,00%	349,76%	47,98%	23	301,78%

Abb. 3: Auszug aus der Registerkarte „Quelle“

Zur Berechnung können die gewünschten Vorgaben zur PVA, der Batterie, dem BDKW, und der P2G2P-Anlage im oberen Bereich der „Quelle“ Registerkarte händisch eingegeben werden. Die Berechnung selbst erfolgt mithilfe der Excel eigenen Skriptsprache VBA. Dazu werden die eingegebenen Vorgaben und Grundlagedaten automatisch ausgelesen und die Berechnung durchgeführt. Das grundsätzliche Vorgehen bei der Analyse ist in Tab. 1 sehr vereinfacht dargestellt.

Tab. 1: grundsätzliches Vorgehen bei der Analyse (Ackermann, 2021, S.10)

Vorschau-Zeitfenster analysieren (72h)	
	nach Überschuss- und Defizitphase einteilen
	Unterscheidung Überschussphasen mit Tiefpreis / Hochpreiszeitschritten
	Defizitphasen mit Speicher bewirtschaften (Batterie hat Priorität ggü. P2G2P)
Phase bewirtschaften (Speicherentnahme, Speicheraufladung, Export)	
Speicherleerung berechnen	
Stromgestehungskosten berechnen	

In Anlehnung an die realen Bedingungen werden die Daten stufenweise analysiert. Dazu wird ein Vorschauenfenster von 72 Stunden gewählt, das einem Blick in die Zukunft entspricht. Die 72 h ergeben sich durch die Annahme, dass Wettervorhersagen und damit Angaben zur voraussichtlichen Leistung aus Wind und Sonne, ca. drei Tage mit einer ausreichenden Qualität erstellt werden können. Diese 72 h werden in Überschuss- und Defizitphasen unterteilt. Überschuss ist gegeben, wenn die Residualleistung größer null ist. Zusätzlich erfolgt die Unterscheidung der Überschussphasen in Tiefpreis- und Hochpreiszeitschritte. Der Wert, ab dem ein Strompreis als Hochpreis gilt, ergibt sich aus dem Einkaufspreis dividiert durch den Speicherwirkungsgrad plus einem Sicherheitszuschlag von 5 €/MWh. Anschließend erfolgt die Bewirtschaftung der ersten 36 h dieser Phase. Die Bewirtschaftung gliedert sich dabei in Speicherbewirtschaftung und Export. Unter die Speicherbewirtschaftung fällt die sinnvolle Speicherentnahme und Speicheraufladung. Zur sinnvollen Bewirtschaftung erfolgt eine Rückwärtsrechnung der Speicherleerung. Es wird also geschaut, wie der Speicherzustand am Ende der Bewirtschaftung mindestens sein muss bzw. maximal sein kann. Daraus ergibt sich dann der resultierende Speicherzustand. Die gesamte Bewirtschaftung unterliegt dabei dem Ziel, den Verbrauch zu decken und gleichzeitig den maximalen Erlös aus dem Verkauf der Überschüsse zu generieren. Zur Erlösmaximierung wird zusätzlich zu Wind und Sonne das BDKW genutzt. Dabei werden Überschüsse zu Tiefpreisphasen gespeichert und zu

Hochpreisphasen gewinnorientiert verkauft. Der Verkauf der Überschüsse ist dabei auf die maximale Netzaustauschleistung des Unternehmens Max Bögl begrenzt. Diese liegt aktuell bei 14 MW, soll aber auf bis zu 19 MW erhöht werden. Im Tool wurde deshalb die maximale Exportleistung auf 19 MW festgelegt. Falls die Überschüsse die maximale Exportleistung überschreiten, werden die Überschüsse zunächst gespeichert und anschließend die Erzeuger abgeregelt. Da der Wunsch des Unternehmens besteht, in Hinblick auf die Energieversorgung vollständig autark zu sein, soll ein Import von Strom auf jeden Fall vermieden werden. In dem iterativen Prozess der Findung der niedrigsten SGK, wurden verschiedene Szenarien betrachtet. Dabei ergaben sich auch Fälle, die ohne den Import von Strom den Verbrauch nicht hätten decken können. Sobald dieser Fall auftritt, wird das jeweilige Szenario nicht weiter betrachtet. Auf den genaueren Ablauf der Bewirtschaftung wird nicht weiter eingegangen. Zur Vertiefung der Vorgänge wird auf die weiterführende Literatur verwiesen (Ackermann, 2021). In dieser werden die Abläufe der Bewirtschaftung bzw. des ganzen Tools genauer erklärt. Am Ende der Bewirtschaftung wird die aktuell sinnvollste Speicherleerung ausgegeben. Diese dient zur Bewirtschaftung der nächsten Phase. Der Ablauf der Analyse wird so lange durchgeführt, bis das Ende der Zeitreihe, hier Ende 2020, erreicht ist. Aus den vorher definierten Kosten, die im Kapitel 2.4 näher betrachtet werden und den berechneten Werten ergeben sich anschließend die SGK des jeweiligen Szenarios.

Der zweite Teil des Tools dient der Ermittlung der niedrigsten SGK. Dazu wurde eine zusätzliche Registerkarte mit dem Namen „Kostenoptimum Mix“ erstellt. Der Name ergibt sich dabei aus dem Mix von Sonne, BDKW, Batterie und P2G2P-Anlage. In diesem Szenario sind alle diese Anteile vorhanden und frei ausbaubar. Um die niedrigsten SGK zu finden, wurde in der Registerkarte „Kostenoptimum Mix“ eine Tabelle mit Startwert, Schrittweite und Endwert erstellt. Diese ist beispielhaft in Tab. 2 zu sehen.

Tab. 2: Vorgabentabelle zur Ermittlung der niedrigsten SGK

	Parameterbänder			
	PV [MW]	Bat [MWh]	P2G2P-H2-Leistung [MW]	DKW [MW]
Startwert	21	10	0	0
Schrittweite	1	1	1	1
Endwert	26	15	5	5

Die einstellbaren Parameter sind dabei die PV-Peakleistung, die Batteriekapazität, die P2G2P-Elektrolyseleistung und die gesamte BDKW-Leistung. Die eingegebenen Werte werden mithilfe von VBA aus der Tabelle ausgelesen und in die „Quelle“ Registerkarte, in die entsprechenden Felder geschrieben. Anschließend erfolgt der Start der Analyse. Am Ende der Berechnung werden die Stromgestehungskosten aus der „Quelle“ Registerkarte ausgelesen und in eine entsprechende Tabelle in der „Kostenoptimum Mix“ Registerkarte abgelegt. Dieser Vorgang wiederholt sich mit der vorgegebenen Schrittweite, bis der Endwert erreicht ist. Als Ergebnis ergibt sich eine 6x6 Matrix bestehend aus Tabellen analog zu Tab. 3. Die Dimension der Matrix ist durch die Vorgabe von Start- und Endwert frei anpassbar. Aus Übersichtlichkeitsgründen wurde hier eine Dimension von sechs gewählt. Die Stromgestehungskosten sind dabei in €/MWh angegeben.

Tab. 3: Ergebnistabelle infolge der Suche nach den niedrigsten SGK

BatKap [MWh]	10					
DKW [MW]	0					
P2G2P\PV [MW]	21	22	23	24	25	26
0	139,901	184,143	184,374	184,649	184,927	185,206
1	433,501	427,708	422,530	417,319	413,099	408,847
2	332,455	324,468	318,129	313,076	308,723	304,340
3	276,954	273,039	269,491	268,528	267,993	267,445
4	271,053	270,109	268,803	267,861	267,333	266,419
5	272,200	270,895	269,553	268,217	267,674	267,111

Die rote Farbe markiert die Szenarien, die nur durch den Import von Strom umsetzbar sind. Bei diesen Szenarien ist also eine vollständige regenerative Selbstversorgung nicht möglich. In den weiteren Betrachtungen werden diese nicht weiter beachtet. Die grüne Farbe markiert das Minimum der SGK von einer Spalte. Die Anzahl der Zeilen und Spalten der Tabelle bzw. Matrize wurde so gewählt, dass sich eine ausreichende Auflösung bei guter Übersichtlichkeit ergibt. Das gesamte Minimum der SGK wird aus der Matrize herausgesucht.

2.2 Vorgehen zur Ermittlung der niedrigsten Stromgestehungskosten

Zu Beginn der Suche wurde für die Batterie, das BDKW und die P2G2P-Anlage ein Startwert von null gewählt. Die PV-Peakleistung wurde auf 5 MW gesetzt, da bereits ein Ausbau vorhanden ist. Der Wert für die Schrittweite der PV-Peakleistung lag bei 20 MW und für die Batterie bei 20 MWh. Die P2G2P-Anlage und das BDKW wurden in 2 MW Stufen erhöht. Mit dieser großen Schrittweite wurde am Anfang ein großer Bereich abgedeckt, um zu überprüfen wie sich die SGK verhalten und in welchem Bereich sich die niedrigsten SGK ergeben. In Abb. 3 ist die sich ergebende Matrix zu sehen.

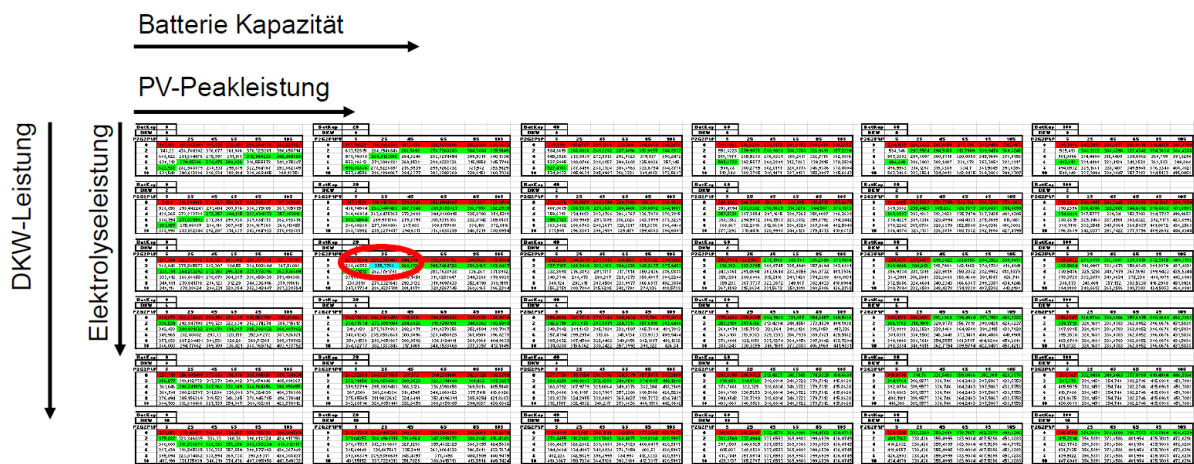


Abb. 3: 6x6 Matrix der Stromgestehungskosten

Die niedrigsten SGK sind dabei mit einem roten Kreis markiert. In den einzelnen Tabellen wird, wie in Tab. 3 zu sehen, nach rechts die PV-Peakleistung und nach unten die P2G2P-Elektrolyseleistung erhöht. In der gesamten Matrix wird nach rechts die Batteriekapazität und nach unten die BDKW Leistung erhöht. In Abb. 3 ist gut zu sehen, dass eine vollständige regenerative Selbstversorgung ohne P2G2P-Anlage (Elektrolyseleistung = 0) erst ab sehr hohen Leistungen der PVA und des BDKW möglich ist. Die niedrigsten SGK der Matrix aus Abb. 3 sind blau markiert, in Tab. 4 zu sehen.

Tab. 4: Tabelle mit den niedrigsten SGK

BatKap [MWh]	20					
DKW [MW]	4					
P2G2P\PV [MW]	5	25	45	65	85	105
0	227,29	229,24	244,77	271,59	304,16	339,80
2	328,47	255,78	269,13	295,75	328,22	363,85
4	324,71	262,18	277,11	303,76	336,26	371,90
6	331,09	270,17	285,17	311,83	344,33	379,99
8	338,85	278,23	293,31	319,97	352,48	388,12
10	347,08	286,42	301,49	328,13	360,62	396,24

Wenn man die SGK aus Tab. 4 in einem Diagramm darstellt, ergibt sich Abb. 4. Dabei ist zu beachten, dass diese Darstellung für eine Batteriekapazität von 20 MWh und einer BDKW-Leistung von 4 MW gilt.

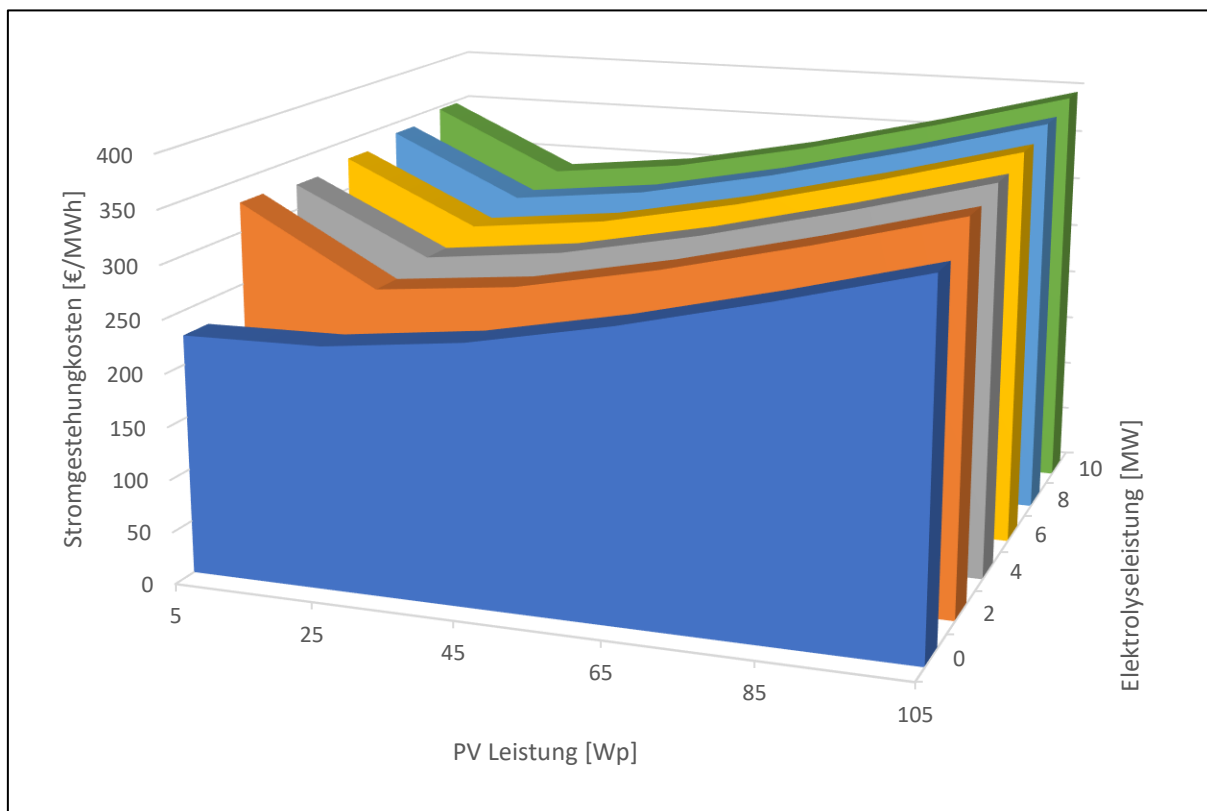


Abb. 4: Darstellung der SGK in Abhängigkeit von PV und Elektrolyseleistung

In Abb. 4 sieht man deutlich, dass die niedrigsten SGK bei einer Elektrolyseleistung von null liegen, hier ist also keine P2G2P-Anlage vorhanden. Aus Tab. 4 ist aber bekannt, dass diese Szenarien mit einem Import von Strom verbunden sind und somit nicht beachtet werden. Erst

ab einer Elektrolyseleistung von 2 MW sind die Systeme eigenständig versorgungsfähig. In Abb. 4 erkennt man, dass die SGK zu Beginn relativ hoch anfangen, aber mit einer Erhöhung der PV-Peakleistung sinken. Das Minimum dieser Kurve stellt dabei auch gleich das gesamte SGK-Minimum dar. Dieses Absinken der SGK durch eine Erhöhung der PV-Peakleistung kommt durch die Vergrößerung der Exporte und damit der Verkaufserlöse zustande. Die Verringerung der SGK ist aber durch die dadurch steigenden Kosten für die PVA limitiert. Aus wirtschaftlicher Sicht wäre laut Abb. 4 ein Szenario ohne P2G2P-Anlage besser, aber dies ist erst mit sehr hohen Leistungen der PVA und des BDKW möglich. Dies wurde in Abb. 3 und Abb. 4 schon aufgezeigt. Durch den großen Ausbau dieser Komponenten verschwindet der wirtschaftliche Vorteil eines Systems ohne P2G2P-Anlage wieder. Somit ergeben sich die gefundenen Stromgestehungskosten.

Nachdem der Bereich mit den niedrigsten SGK mit den anfangs erwähnten Startwerten und Schrittweiten gefunden wurde, wurden diese passend zu dem Bereich gewählt. In diesem Bereich wurde die Suche so lange verfeinert, bis sich die niedrigsten SGK bei einer Schrittweite von 1 MW bzw. 1 MWh ergaben. Die Tabelle mit den gefundenen SGK ist nachfolgend dargestellt.

Tab. 5: Die niedrigsten SGK

BatKap [MWh]	14					
DKW [MW]	3					
P2G2P\PV [MW]	21	22	23	24	25	26
0	216,00	216,45	216,91	217,35	217,90	218,41
1	267,39	266,70	265,59	264,89	264,65	263,94
2	256,53	255,73	254,95	254,60	254,28	253,45
3	252,78	251,91	251,01	251,58	252,18	252,27
4	253,41	253,47	254,04	254,08	254,65	255,21
5	256,39	256,92	256,97	257,52	257,60	258,17

Bei einer Schrittweite von 1 MW bzw. von 1 MWh ergeben sich also für das Szenario aus PV, BDKW, Batterie und P2G2P-Anlage Stromgestehungskosten von ca. 25,1 €/MWh. Die Werte für die jeweiligen Leistungen und Kapazitäten sind in Tab. 6 übersichtlich dargestellt.

Tab. 6: Einstellungen für die niedrigsten SGK

Komponente	Wert	Einheit
Batteriekapazität	14	[MWh]
Biomassedampfkraftwerksleistung	3	[MW]
PV-Peakleistung	23	[MW]
Elektrolyseleistung	3	[MW]

2.3 Darstellung der Kosten

Zunächst werden die Kosten der einzelnen Komponenten, wie sie im Tool verrechnet wurden, erläutert. Anschließend werden die Kosten für das Szenario mit den geringsten SGK aufgeschlüsselt.

2.3.1 Kosten der Komponenten

Die gesamten Stromgestehungskosten des Systems sind abhängig von den Kosten der einzelnen Komponenten und den Exporterlösen. Diese werden im Folgenden erläutert. Die Kosten setzen sich aus variablen und fixen Kosten zusammen. Diese kommen wiederum durch die Investitionskosten, die jährlichen kalkulatorischen Kosten und die Betriebskosten zustande.

Die bereits errichteten WKA werden nach dem Erneuerbaren-Energie-Gesetz (EEG) vergütet. Ein weiterer Zubau ist nicht geplant. Die Vergütung für die bestehenden Anlagen beträgt laut dem Unternehmen 80 €/MWh. Die Kosten für den umgewandelten Strom aus den WKA sollen in der Simulation vereinfacht mit diesem Preis angesetzt werden.

Die Kosten für den umwandelbaren Strom aus den PVA ist auch vom Unternehmen vorgegeben. Die Gesamtkosten, bestehend aus Anschaffungs- und sonstigen Kosten, liegen bei ca. 50 €/MWh.

Für das BDKW liegt ein Angebot vor, das für eine Kraftwerksnennleistung von 3 MW Investitionskosten in Höhe von 14 Mio. € veranschlagt. Die Abschreibung wird auf eine Dauer von 20 Jahren angesetzt. Der kalkulatorische Zins soll laut dem Unternehmen bei 1,5 % liegen.

Die Betriebskosten des BDKW werden unterteilt in die Kosten für das Heizmittel und die zu erwartbaren Kosten für Betrieb, Wartung oder Ähnlichem. Die Kosten für das Heizmittel wurden abhängig von der erzeugten Energie mit 50 €/MWh elektrischen Strom angegeben. Die Betriebskosten für Wartung o. Ä. sind mit 2 % der Investitionskosten festgelegt.

Die Investitionskosten für die Batterie liegen bei 300.000 €/MWh. Die Abschreibung und der kalkulatorische Zins soll analog zum BDKW eine Dauer von 20 Jahren bzw. 1,5 % betragen. Die Betriebskosten der Batterie sollen 1 % der Investitionskosten betragen.

Für die Kosten der P2G2P-Anlage liegt ein Angebot vor, das die Kosten der einzelnen Komponenten in Abhängigkeit der Leistung bzw. Tankgröße ausgibt. Die einzelnen Komponenten sind dabei Elektrolyseur, Kompressor, Tank und Ottomotor zur Rückverstromung. Zusätzlich werden noch Kosten für elektrische und mechanische Systeme inklusive der Ingenieursarbeit zur Errichtung der Rückverstromungs-Anlage fällig. Diese werden im Folgenden „BoP+Engineering“ genannt. Diese Kosten sind abhängig von der Rückverstromungsleistung. Die Kosten für die einzelnen Komponenten sind zudem unterteilt in Kosten zur Errichtung der Kapazität und operative Kosten. Die Kapazitätskosten sind abhängig von der Leistung bzw. Größe der jeweiligen Komponente. Die operativen Kosten errechnen sich für ein Jahr in bestimmten Anteilen aus den Kapazitätskosten. Da die Größen der Komponenten in dem Angebot sowohl in der Höhe als auch in der Auflösung begrenzt sind, wurde das Verhalten aus Leistung bzw. Kapazität und entsprechendem Preis mithilfe einer Funktion angenähert. Dies erfolgte ebenfalls in Excel, indem eine Graphik aus den entsprechenden Werten erstellt wurde und der Graph dann mithilfe eines Ausgleichsgraphen angenähert wurde. Die Funktion des Ausgleichsgraphen bildet somit das Verhalten aus Leistung bzw. Kapazität und Preis ab. Hierbei wurden nur die Kapazitätskosten abgebildet, da sich die operativen Kosten mithilfe der festgelegten Prozentsätze aus diesen bestimmen lassen. In Abb. 5 ist die Graphik des Elektrolyseurs und des Kompressors inklusive Ausgleichsgraph zu sehen. Die beiden Komponenten sind aufgrund Ihrer Abhängigkeit in einem Diagramm abgebildet. Die gestrichelten Linien sind die jeweiligen Ausgleichsgraphen. Die Bezeichnung „Linear“ oder „Potenz“ gibt das Verhalten der Funktion wieder.

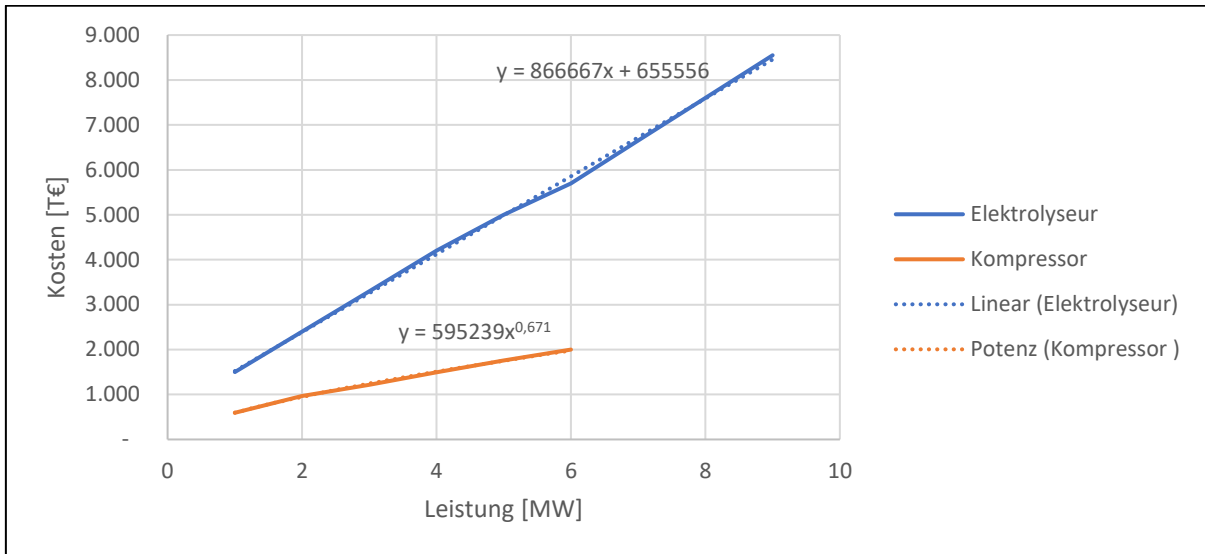


Abb. 6: Kostenverhalten in Abhängigkeit der Leistung von Kompressor und Elektrolyseur

In Abb.7 ist der Tank der P2G2P-Anlage dargestellt. Dieser war im Angebot in Tonnen angegeben, wurde aber zur weiteren Berechnung in die Kapazität in MWh umgerechnet. Dazu wurde die Tankgröße mit dem Heizwert von Wasserstoff und dem Wirkungsgrad des Ottomotors verrechnet.

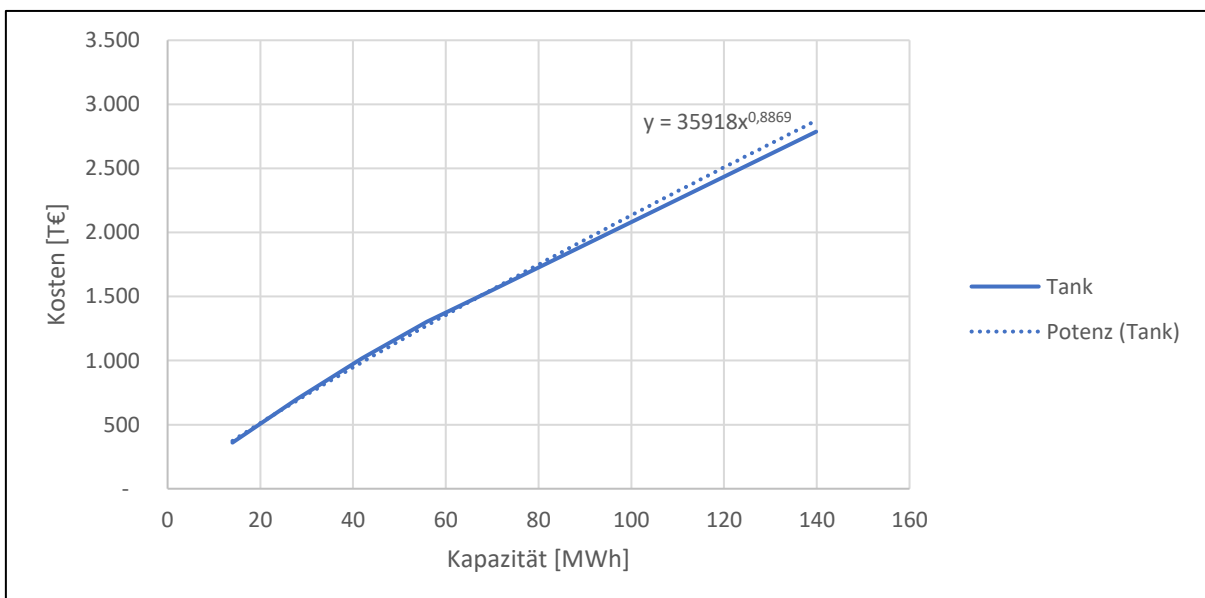


Abb. 7: Kostenverhalten des Tanks in Abhängigkeit der Kapazität

In Abb. 8 ist der Preis für die Rückverstromung in Bezug zur Leistung dargestellt.

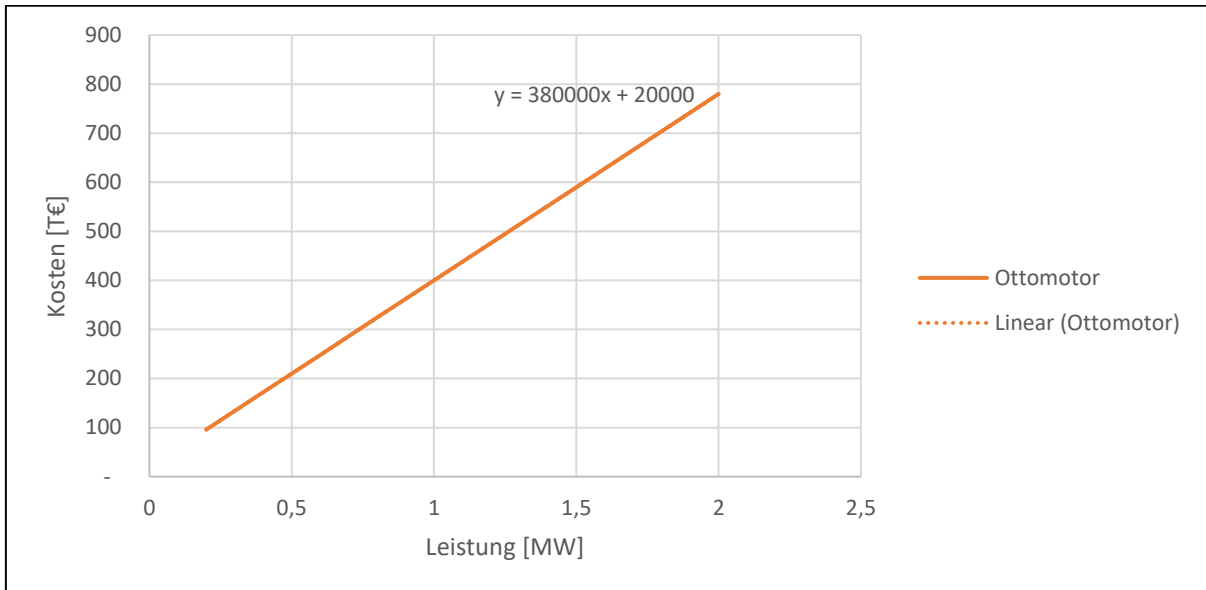


Abb. 8: Kostenverhalten des Ottomotors in Abhängigkeit der Leistung

Die Kosten für BoP+Engineering sind abhängig von der Leistung des Ottomotors. Diese sind in Abb. 9 dargestellt.

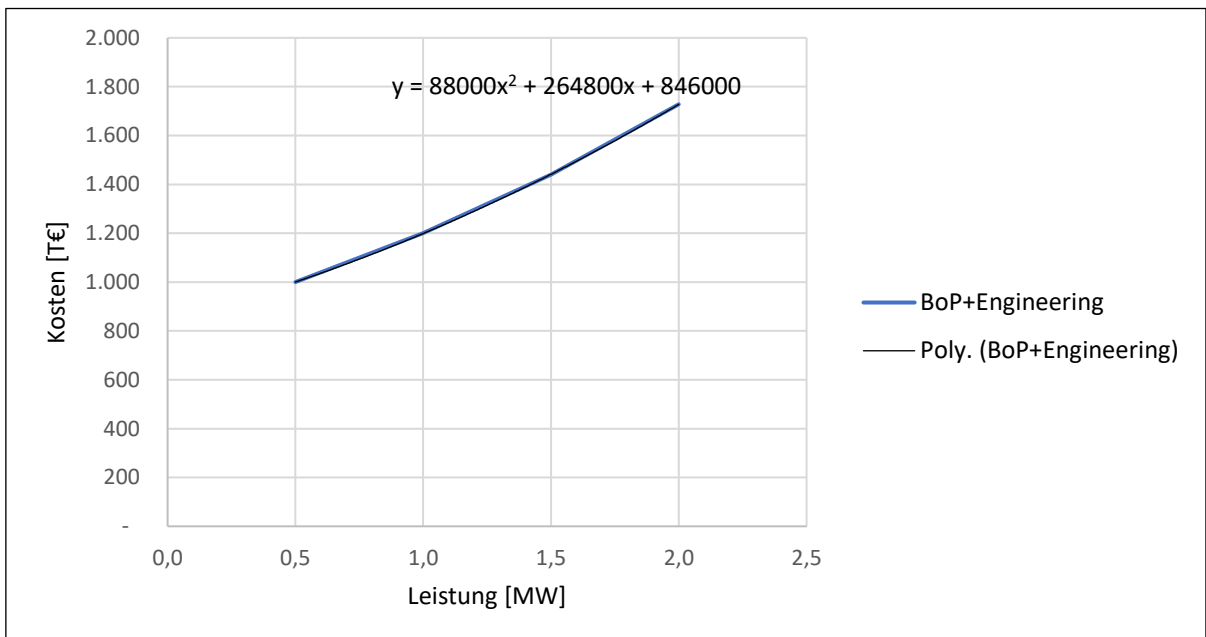


Abb. 9: Kostenverhalten für BoP+Engineering in Abhängigkeit der Ottomotorleistung

Aus diesen Kosten für die P2G2P-Anlage berechnen sich die Gesamtinvestitionskosten in Abhängigkeit der gewählten Leistungen und Kapazitäten. Die Abschreibungsdauer und der

kalkulatorische Zins sind ebenfalls mit 20 Jahren bzw. 1,5 % gesetzt. Die Betriebskosten betragen 1,4 % der Investitionskosten.

Wie sich die SGK aus den aufgezeigten Kosten der Komponenten zusammensetzen wird im nächsten Kapitel erläutert. Die genaue Berechnung im Tool wird dabei aber nicht erklärt. Zur Vertiefung wird auf die weiterführende Literatur verwiesen (Ackermann, 2021)

2.3.2 Aufschlüsselung der niedrigsten Stromgestehungskosten

Für die in Tab. 5 aufgezeigten SGK von ca. 251 €/MWh mit den entsprechenden Einstellungen werden im Folgenden die Kosten aufgeschlüsselt. In Abb. 10 sind die Investitionskosten des Szenarios zu sehen. Den größten Teil der Kosten nimmt dabei das BDKW mit 14 Mio. € ein. Gefolgt von der P2G2P-Anlage mit knapp 11 Mio. €. Den kleinsten Anteil hat die Batterie mit knapp über 4 Mio. €.

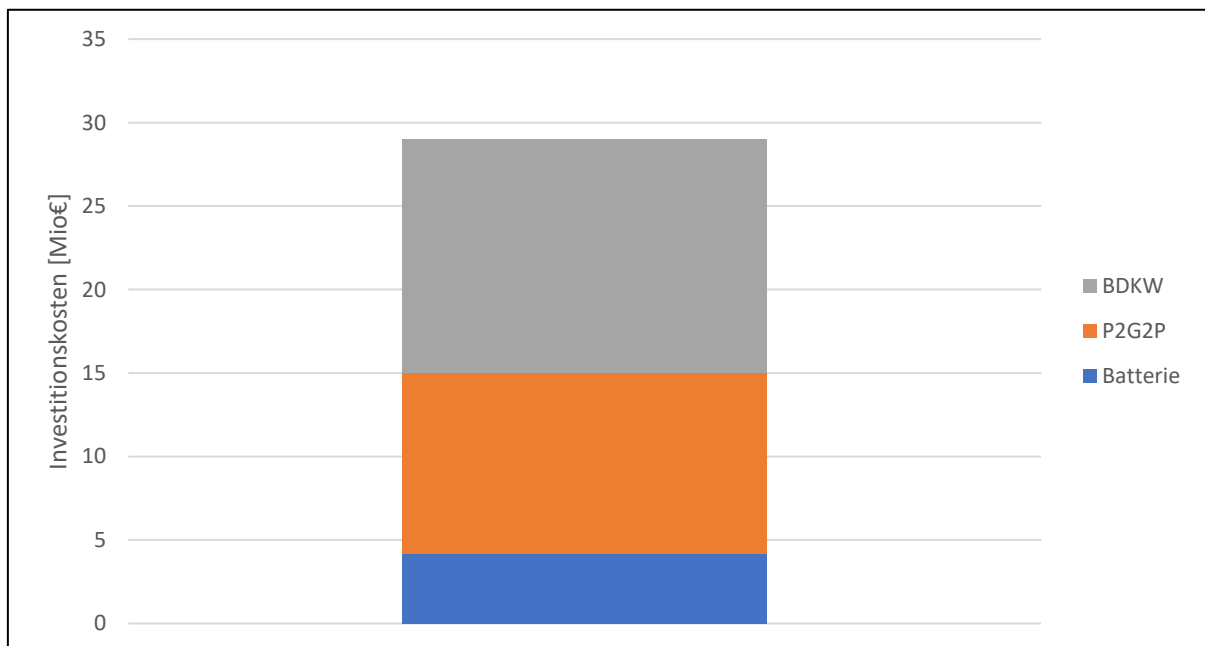


Abb. 10: Investitionskosten des Szenarios

Aus den Investitionskosten errechnen sich mithilfe der Betriebsfaktoren aus dem vorherigen Kapitel die Betriebskosten. Zusätzlich kann aus den Investitionskosten, dem kalkulatorischen Zins und der Abschreibungsdauer die Annuität berechnet werden. Die Annuität ist eine

jährliche Zahlung, bestehend aus Zins und Tilgung. Die Summe aus Betriebskosten und Annuität ergibt die Jahreskosten für die einzelnen Komponenten, zu sehen in Tab. 7. Die Verteilung der Betriebskosten ist aufgrund der ähnlichen Prozentsätze der drei Komponenten entsprechend zu den Investitionskosten. Qualitativ ergibt sich also, sowohl bei den Kosten für die Annuität als auch bei den Betriebskosten, eine Verteilung wie bei den Investitionskosten in Abb. 10. Zusätzlich müssen noch die Steuern und Umlagen miteinbezogen werden. Die Stromsteuer liegt aktuell bei 20,5 €/MWh (BMWi, 2021). Die zu zahlende EEG-Umlage beträgt 65 €/MWh. Unternehmen, die ihren Strom selbst produzieren, müssen 40% der EEG-Umlage zahlen (BMWi, 2021). Somit ergeben sich zusätzliche Kosten von 46,5 €/MWh. Diese werden mit dem Verbrauch verrechnet. Für die betrachteten drei Jahre ergeben sich Kosten in Höhe von 3.106.439 €. Heruntergebrochen auf ein Jahr sind das ca. 1.035.480 €. Diese und die jährlichen Kosten für die Wind- und Sonnenenergie sind in Tab. 8 eingetragen. Die Kosten für Wind- und Sonne errechnen sich aus den eingespeisten EEG-Mengen und der dafür erhaltenen Vergütung bezogen auf ein Jahr.

Tab. 7: Jahreskosten der Komponenten

	Batterie	P2G2P	BDKW	Einheit
Gesamtinvestitionskosten	4.200.000	10.768.080	14.000.000	€
Betriebsfaktor	1	1,4	2	%
Betriebskosten	42.000	150.479	280.000	€
Abschreibungsdauer	20	20	20	a
Zins	1,5	1,5	1,5	%
Annuität	244.632	627.195	815.440	€
Jahreskosten	286.632	777.674	1.095.440	€

Tab. 8: Jahreskosten von Wind, Sonne und Steuern & Umlagen

	Steuer&Umlage	Wind	Sonne	Einheit
Jahreskosten	1.035.480	1.834.926	1.076.930	€

Den jährlichen Kosten gegenüber stehen die erwirtschafteten Umsätze aus dem Verkauf der Stromüberschüsse. Diese Umsätze errechnen sich aus dem jeweiligen Strommarktpreis zu diesem Zeitpunkt und der Menge des exportierten Stroms. Um aber auf den wirklichen Gewinn bzw. den Bewirtschaftungserlös zu kommen, muss man vom Umsatz die Kosten für das Heizmittel des BDKW abziehen. Die Heizmittelkosten sind abhängig von der erzeugten Energie des BDKW zum jeweiligen Zeitpunkt. Der Erlös beträgt bei diesem Szenario 1.558.182

€ über die drei Jahre. Es ergibt sich also ein jährlicher Verkaufserlös von 519.394 €. In Abb. 11 sind die jährlichen Kosten und der Verkaufserlös gegenübergestellt.

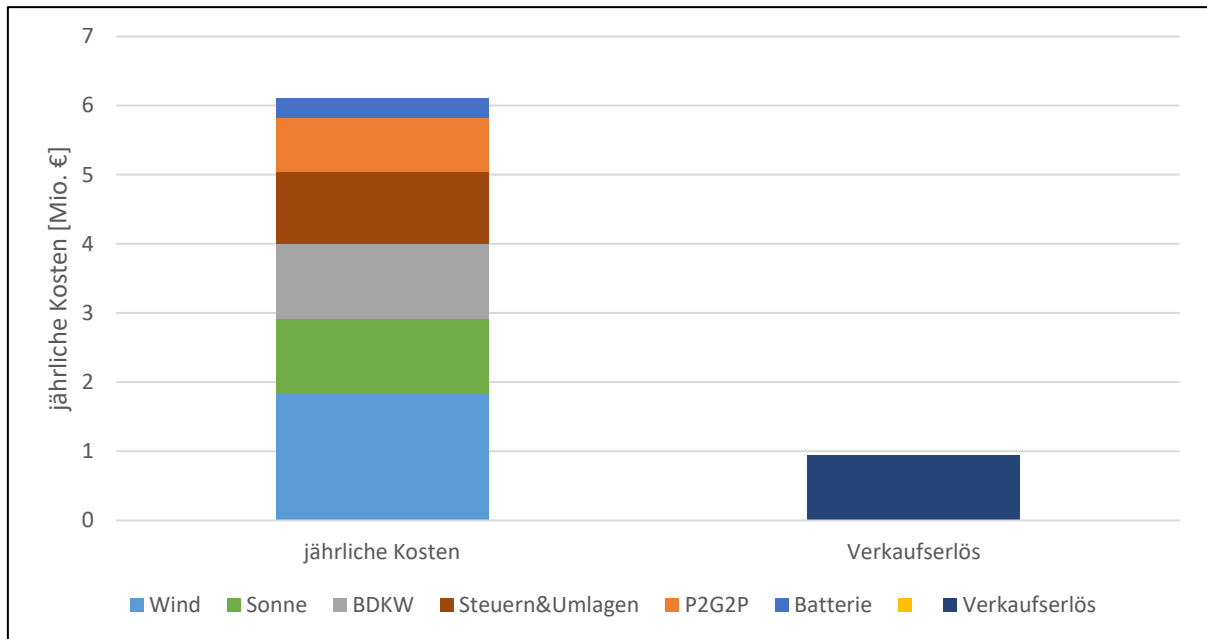


Abb. 11: jährliche Kosten des Szenarios im Vergleich zum Verkaufserlös

Den größten Anteil an den Kosten hat die EEG-Vergütung für die Windenergie. Gefolgt von den fast gleich großen Anteilen für Steuer&Umlage, Sonne und das BDKW. Die P2G2P-Anlage hat einen relativ geringen Anteil. Die geringsten Kosten verursacht aber die Batterie. Zur Ermittlung der SGK wird der Verkaufserlös von den jährlichen Kosten abgezogen. Man benötigt also für möglichst geringe SGK entweder geringe jährliche Kosten oder einen hohen Verkaufserlös. Die Verminderung der SGK durch eine Erhöhung des Verkaufserlöses ist aber, wie in Abb. 3 und Abb. 4 schon aufgezeigt nur bis zu einem gewissen Grad möglich. Das Maximum bzw. Minimum ist in diesem Szenario mit den Einstellungen aus Tab. 6 erreicht.

3 Vergleich der gefundenen Stromgestehungskosten mit den aktuellen Industriestrompreisen

Die Strompreise sind abhängig von den Verteilnetzbetreibern und deren Vorgaben zu den Netznutzungsentgelten. Das Unternehmen bezieht regulär den Strom über den örtlichen Netzbetreiber, die Bayernwerk AG. Im ersten Preisblatt der Bayernwerke zu den Netzentgelten

wird nach den Jahresbenutzungsstunden von weniger oder mehr als 2500 Stunden unterschieden (Bayernwerk AG. 2021). Diese liegen bei dem Unternehmen Max Bögl bei ca. 3711 h, womit sich ein Leistungspreis von 123,38 €/kWh und ein Arbeitspreis von 0,52 €/MWh ergeben. Verrechnet mit der Jahreshöchstleistung bzw. der Jahresarbeit ergeben sich das Leistungsentgelt von ca. 94640 €/MWh bzw. das Arbeitsentgelt von 2,6 €/MWh. Das Leistungsentgelt bezogen auf den gesamten Energieverbrauch ergibt einen Einzelpreis von ca. 25,5 €/MWh. Zusätzliche Kosten sind die bereits erwähnte EEG-Umlage von 65 €/MWh und die Stromsteuer von 20,5 €/MWh. Hinzu kommen noch diverse weitere Umlagen und Abgaben, die zusammen ca. 56 €/MWh betragen. Die Aufstellung der Kosten sind in Tab. 9 aufgetragen.

Tab. 9: Zusammenstellung der Netzstrombezugskosten

	Einzelpreis	Einheit
Arbeitsentgelt	2,6	€/MWh
Leistungsentgelt	25,5	€/MWh
EEG-Umlage	65	€/MWh
Stromsteuer	20,5	€/MWh
weitere Umlagen&Abgaben	56,4	€/MWh
Gesamt	170	€/MWh

Es ergeben sich also Stromkosten von ca. 170 €/MWh. Im Vergleich mit den niedrigsten SGK aus der vorherigen Analyse zeigt sich also, dass zum jetzigen Zeitpunkt mit den betrachteten Komponenten eine Unterbietung des Strompreises nicht möglich ist. In Tab. 10 sind der Strompreis und die niedrigsten SGK gegenübergestellt.

Tab. 10: Gegenüberstellung der Preise

Strompreis	Stromgestehungskosten
170 €/MWh	251 €/MWh

4 Fazit

Mithilfe des Tools bzw. der gesamten Versorgungsanalyse konnte gezeigt werden, dass eine regenerative Energieversorgung möglich ist. Zudem konnte die Frage aus der Einleitung, ob eine regenerative Selbstversorgung so möglich ist, positiv beantwortet werden. Wie sich im letzten Kapitel, insbesondere in Tab. 10 gezeigt hat, wäre dieser Ausbau zum aktuellen Zeitpunkt noch nicht wirtschaftlich. Wenn der Ausbau auf diese Weise durchgeführt werden

würde, würden dem Unternehmen im Vergleich zum normalen Betrieb wahrscheinlich hohe zusätzliche Kosten anfallen. Dabei muss aber beachtet werden, dass diese Analyse keinen Anspruch auf absolute Richtigkeit erhebt. Eine der Einschränkungen in dieser Simulation, war zum Beispiel die maximale Exportleistung bzw. Netzaustauschleistung. Diese war konstant auf 19 MW eingestellt. Dadurch wird eine wirtschaftliche Erhöhung der Stromerzeugerleistung, zum Beispiel durch PV, limitiert. Man könnte in einer verbesserten Version die Exportleistung als variable Größe definieren, die sich dann sinnvoll an die Stromerzeugerleistung anpasst. Zu bedenken ist außerdem, dass sich die Speicherkapazitäten infolge von längeren Flautephasen extrem „aufblasen“ können. Dies macht sich dann in höheren Stromgestehungskosten bemerkbar. Man könnte also noch eine Funktion einbauen, die den Ausbau der Speicherkapazitäten begrenzt und stattdessen andere Möglichkeiten zur Flaute-Überbrückung in Betracht ziehen. Dazu ergäbe sich zum Beispiel die Möglichkeit längere Flaute mit einem Generator, betrieben mit Biokraftstoff, zu überbrücken.

Zudem gibt es einige Aussichten auf Veränderungen, die zu einer Verringerung der SGK bzw. Erhöhung der Strompreise führen. Diese Veränderungen kann man in gesetzliche und technische Veränderungen unterteilen. Zu sehen in Abb. 12.

Technische Entwicklungen	Gesetzliche Entwicklungen
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Verbesserung des Wirkungsgrades von Speichertechnologien ▪ Abnahme der Produktionskosten ▪ Steigende Markt-Peakpreise 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Steigende Stromkosten, z.B. durch steigende CO₂-Zertifikatskosten ▪ Abnahme der EEG-Vergütung

Abb. 12: Technische und gesetzliche Entwicklungen

Durch eine Verbesserung des Wirkungsgrades der Speichertechnologien benötigt man geringere Speicherkapazitäten für den gleichen Ausbau. Insofern sinken die SGK. Mit einer weiteren Verbreitung der Technologien, kommt es zu steigenden Produktionszahlen, wodurch die Produktionskosten und damit die SGK sinken. Durch den höheren Anteil an regenerativen Energien und den damit verbundenen Schwankungen der Stromerzeugung, könnte es zu höheren Markthöchstpreisen kommen. Damit würde sich die Wirtschaftlichkeit des gewinnorientierten Verkaufs von Strom, also mit Zwischenspeicherung, erhöhen. Auf der Seite

der gesetzlichen Entwicklungen stehen die Stromkosten und die EEG-Vergütung. Die Stromkosten könnten zum Beispiel, durch eine Erhöhung der CO₂-Abgaben steigen. Mit steigenden Stromkosten werden regenerative Szenarien wirtschaftlicher und ebenso bei einer Verminderung der EEG-Vergütung. Deutlich wird dies in Abb. 11, die zeigt, dass der Windanteil den größten Anteil an den jährlichen Kosten einnimmt.

Zu bedenken ist, dass die gefundenen SGK nur für den hier betrachteten Ausbau gelten. Zur Verbesserung der Analyse könnte man weitere Speichertechnologien betrachten. Wenn es die lokalen Gegebenheiten erlauben, könnte ein Pumpspeicherkraftwerk eine „kostengünstige“ Alternative zu Batterie oder P2G2P sein. Im Vergleich zur P2G2P-Anlage würde sich insbesondere der Wirkungsgrad des Pumpspeicherkraftwerks besser hervorheben.

5 Literaturverzeichnis

- Quaschnig, V. (2019). *Regenerative Energiesysteme* (10. Aufl.). Berlin: Carl Hanser.
- VDE Bayern. (2019). *Zellulares Energiesystem*. Abgerufen am 20. Juli 2021 von <https://www.vde.com/resource/blob/1949454/427009402953021c950efa6cbc46c107/vde-studie--zellulares-energiesystem--data.pdf>
- Plautz, J. (2021). *Versorgungsanalyse Max Bögl: Monoszenario Batterie und Paarszenario Batterie und Biomasse-Dampfkraftwerk*. Abgerufen am 20. Juli 2021 von <https://opus4.kobv.de/opus4-ohm/solrsearch/index/search/searchtype/series/id/19>
- Aßmann, C. (2021). *Versorgungsanalyse Max Bögl: Monoszenario Dampf+Paarszenario Dampf P2G2P*. Abgerufen am 20. Juli 2021 von <https://opus4.kobv.de/opus4-ohm/solrsearch/index/search/searchtype/series/id/19>
- Plautz, J. (2021). *Versorgungsanalyse Max Bögl: Monoszenario Batterie und Paarszenario Batterie und Biomasse-Dampfkraftwerk*. Abgerufen am 20. Juli 2021 von <https://opus4.kobv.de/opus4-ohm/solrsearch/index/search/searchtype/series/id/19>
- Scholz, P. (2021). *Versorgungsanalyse Max Bögl: Monoszenario P2G2P und Paarszenario P2G2P+Batterie*. Abgerufen am 20. Juli 2021 von <https://opus4.kobv.de/opus4-ohm/solrsearch/index/search/searchtype/series/id/19>
- Ackermann, C. (2021). *Entwicklung eines Berechnungsprogramms zur Analyse von Ausbauszenarien und der Findung eines Kostenminimums für eine regenerative Eigenstromversorgung der Energiezelle Max Bögl*. Abgerufen am 30. Juli 2021 von <https://opus4.kobv.de/opus4-ohm/solrsearch/index/search/searchtype/series/id/19>
- BMWi. (2021). *Staatlich veranlasste Bestandteile des Strompreises*. Abgerufen am 21. Juli 2021 von <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/strompreise-bestandteile-staatlich.html>
- BMWi. (2021). *Besondere Ausgleichsregelung und Eigenversorgung*. Abgerufen am 21. Juli 2021 von <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/strompreise-bestandteile-staatlich.html>

Bayernwerk AG. (2021). *Preisblatt Netzentgelte Strom*. Aufgerufen am 21. Juli 2021 von <https://www.bayernwerk-netz.de/content/dam/revu-global/bayernwerk-netz/files/netz/netzzugang/netzentgeltestrom/20201006-bayernwerk-preisblaetter-strom-2021gesamt.pdf>

Bundesnetzagentur. (2021). *Umlage für abschaltbare Lasten*. Aufgerufen am 22. Juli 2021 von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/A_Z/A/AbschaltbareLasten_Umlage.html

Eidesstattliche Erklärung

Hiermit versichere ich,

Janik Böhm,

dass ich die Arbeit selbständig angefertigt,
nicht anderweitig für Prüfungszwecke vorgelegt, alle benutzten
Quellen und Hilfsmittel angegeben sowie wörtliche und
sinngemäße Zitate gekennzeichnet habe.

Kleinhöbing, 30. Juli 2021