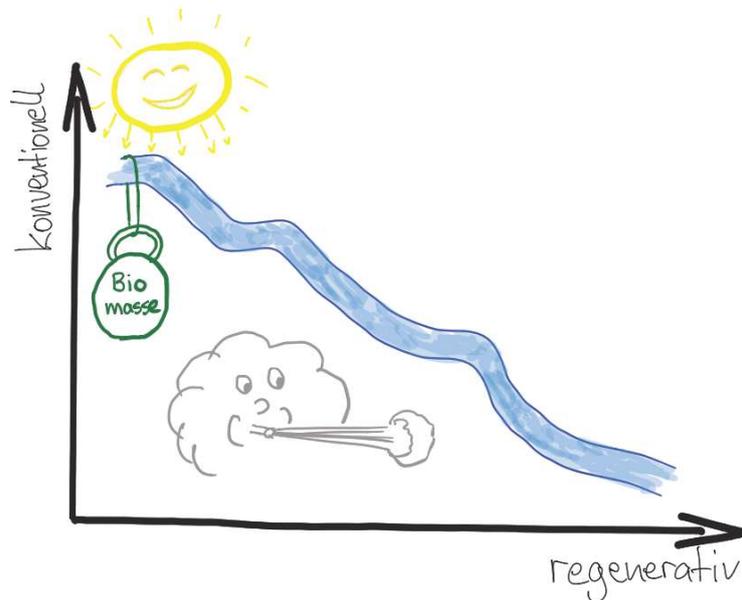


# Energetechnische Potentialanalyse der Region Rothenburg ob der Tauber

PotAnalyseRothenburg

Analyse des Potenzials zur Gewinnung elektrischer Energie aus regenerativen  
Quellen in der Region Rothenburg ob der Tauber mit Fokussierung auf  
Wasserkraft in kleinen Fließgewässern



Technische Hochschule Nürnberg  
Bachelor of Engineering Maschinenbau

Name: Lorenz Fischer  
Adresse: Sonnenleite 19, 91367 Weißenhohe  
Email: [fischer-lo@web.de](mailto:fischer-lo@web.de)

## Zusammenfassung

Um den Stromverbrauch in der Region Rothenburg ob der Tauber zu einhundert Prozent möglichst kostengünstig aus regenerativen Energiequellen decken zu können, müsste ein Versorgungssystem mit geotechnischen Speichersystemen wie zum Beispiel Pumpspeicherkraftwerken aufgebaut werden. Bezogen auf den Durchschnittsverbrauch des Jahres 2018 ( $\triangleq 100\%$ ) müsste dabei folgender Energiemix erreicht werden: 50,8 % Windkraft und 68,8 % Photovoltaik, 5,5 % Biomasse und 0,9 % Laufwasser. Unter der Annahme, dass Wasserkraftanlagen und Biomasseanlagen nicht weiter ausgebaut werden, müssten bei dem kostengünstigsten Versorgungssystem 91 Windkraftanlagen (Nennleistung 3,2 MW), sowie 6,2 km<sup>2</sup> Photovoltaikanlagen errichtet werden.

Die betrachtete Beispielanlage erreicht eine Nennleistung 9 kW, diese jedoch nur in den ersten Monaten des Jahres. Von Juni bis Dezember hingegen ist nahezu keine Leistung abrufbar. Bei 60 prozentiger Eigennutzung des erzeugten Stroms und Einspeisung der Überschüsse ist eine Amortisationszeit von 17 bis 18 Jahren zu erreichen. Bei vollständiger Einspeisung sind Amortisationszeiten von über 50 Jahren gegeben, wodurch diese Art der Nutzung ökonomisch nicht vertretbar ist.

# Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung .....	II
Abbildungsverzeichnis .....	IV
Tabellenverzeichnis .....	IV
1 Einleitung .....	1
2 Potenzialanalyse der regenerativen Energieformen .....	2
2.1 Stromverbrauch .....	2
2.2 Windkraftanlagen .....	2
2.3 Photovoltaik.....	3
2.4 Laufwasser.....	3
2.5 Biomasse.....	6
2.6 Speichermöglichkeiten .....	6
3 Auswertung der Potenzialanalyse .....	7
3.1 Batteriespeicher .....	7
3.2 Power to Gas Applikationen.....	8
3.3 Geotechnische Speichersysteme.....	8
3.4 Fazit .....	8
4 Konzeptionierung von kleinen Wasserkraftanlagen .....	10
4.1 Beispielauslegung einer Anlage .....	10
4.2 Wirtschaftlichkeitsberechnung .....	12
4.2.1 Projekt- und Betriebskosten .....	12
4.2.2 Rentabilität .....	13
4.2.2.1 Nicht kommerzieller Betrieb bei Einspeisung.....	13
4.2.2.2 Nicht kommerzieller Betrieb bei Eigennutzung .....	14
4.3 Fazit und Ausblick.....	14
5 Schluss.....	16

6	Anhang .....	17
7	Literaturverzeichnis.....	19

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Jahresdauerlinie des Breitbach 2018 .....	4
Abbildung 2: Relative Laufwasserleistung des gesamten Rastergebietes im Sommer 2018 .....	5
Abbildung 3: Relative Laufwasserleistung des gesamten Rastergebietes im Frühjahr 2018.....	5
Abbildung 4: Vergleich von aktuellem Ausbau (Stand 2018) mit regenerativen Versorgungssystemen.....	9
Abbildung 5: Leistung der Beispielanlage im Jahr 2018 .....	11

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Versorgungssystem auf Batteriespeicherbasis .....	7
Tabelle 2: Versorgungssystem auf Power-to-Gas Speicherbasis .....	8
Tabelle 3: Versorgungssystem auf Basis von geotechnischen Speichersystemen .....	8

# 1 Einleitung

Die Bundesregierung Deutschlands hat sich das Ziel gesetzt, bis zum Jahr 2030 Strom zu 65 % regenerativ zu erzeugen. (Bundesregierung Deutschland, 2019, Abs. 34). Deutschland ist jedoch mit 33,3 % regenerativer Stromerzeugung im Jahr 2017 nur bei gut der Hälfte des zum Ziel gesetzten Ausbaus. (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2018, Grafik 1).

Unter anderem aufgrund dessen möchte der Marketingverein der Europäischen Metropolregion Nürnberg e.V. mit „interdisziplinärer Spitzenforschung rund um den Energiecampus Nürnberg“ zur „Energiewende - Referenzregion“ werden. (Marketingverein der Europäischen Metropolregion Nürnberg e.V., o.D., Abs. 1). Hierzu soll diese Projektarbeit einen Beitrag leisten, indem das Potenzial zur regenerativen Stromerzeugung in der Region Rothenburg ob der Tauber ermittelt wird. Des Weiteren soll mit einem Versorgungsanalyse - Tool der, im Hinblick auf Stromgestehungskosten, kostengünstigste Energiemix erarbeitet werden.

Um noch ungenutzte Wasserkraftpotenziale zu erschließen hat der Gesetzgeber ein Gesetz erlassen, das zuständige Behörden dazu verpflichtet Querbauwerke<sup>1</sup> zu prüfen, ob deren Standort zur Energiegewinnung geeignet ist. (Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie (1), o.D., Abs 1 & 2). Diese Prüfung beschränkte sich jedoch nur auf Potenziale mit einer Leistung von mindestens 100 kW. Kapazitäten über 50 kW werden nicht bewertet, jedoch genannt. Anhand der Beispielauslegung wird die ökonomische Vertretbarkeit von Kleinwasserkraftanlagen untersucht und erläutert.

---

<sup>1</sup> „Unter Querbauwerken versteht man bauliche Anlagen im Gewässer, die quer zur Fließrichtung liegen, wie z. B. Wehranlagen, Sohlrampen oder Abstürze.“ (Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie (1), o.D., Abs. 1& 2).

## 2 Potenzialanalyse der regenerativen Energieformen

Im Folgenden wird die Einbeziehung hinsichtlich Annahmen oder festzulegender Parameter der regenerativen Energieformen in das Versorgungsanalysetool aufgezeigt, wobei speziell auf Laufwasseranlagen detailliert eingegangen werden soll. Dieses Tool wurde von Herrn Prof. Dr. Popp erstellt und bildet die Grundlage der Potenzialanalyse anhand der Daten des Jahres 2018. Geodaten wurden hauptsächlich von der MERRA - 2 Datenbank der NASA bezogen, eine Online Datenbank in der beispielsweise Windgeschwindigkeiten in unterschiedlichen Höhenschichten veröffentlicht werden. Zudem wurden Gewässerdaten des Gewässerkundlichen Dienstes Bayern herangezogen.

Das Rastergebiet befindet sich am westlichen Rand der Europäischen Metropolregion Nürnberg und füllt das östliche Drittel des MERRA - 2 - Quadranten von  $49,25^\circ$  bis  $49,75^\circ$  nördlicher Breite und  $9,6875^\circ$  bis  $10,3125^\circ$  östlicher Länge. Städte wie Rothenburg ob der Tauber, Kitzingen und Ochsenfurth bilden die Ballungszentren des Rastergebietes.

### 2.1 Stromverbrauch

Der Stromverbrauch soll, wegen der begrenzten Verfügbarkeit genauer Daten, ausgehend von dem Stromverbrauch ganz Deutschlands für das Rastergebiet ermittelt werden. Aus einer von Herrn Prof. Dr. Popp zur Verfügung gestellten Datenbank konnte die Einwohnerzahl des Rastergebietes zu 88 391 bestimmt werden.

Aus der Zeitreihe des Pro-Kopf Stromverbrauchs Deutschlands konnte, multipliziert mit der Einwohnerzahl des Rastergebietes, die Zeitreihe des Gesamtverbrauchs ermittelt werden.

### 2.2 Windkraftanlagen

Grundlage für die Analyse der Windkraftanlagen bildet das Windprofil in 160 Metern Höhe. Hierzu wird eine Nennleistung von 3200 kW und ein Rotordurchmesser von 160 Metern angenommen.

Der Leistungsverlauf über das Jahr ist wie erwartet sehr volatil, die Plausibilität ist somit gegeben. Gerade in den Sommermonaten ist mit geringer Einspeisung der Anlagen zu rechnen, wohingegen in den Wintermonaten durchgängig höhere Leistungen erzielt werden.

## 2.3 Photovoltaik

Hinsichtlich der Photovoltaikanlagen wurden folgende Festlegungen getroffen. Von der Photovoltaikanlage werden 12 % der eintreffenden Sonneneinstrahlung in Strom umgewandelt, wobei jedoch maximal  $120 \frac{W}{m^2}$  erreicht werden können. Die diffuse Strahlung wird zu 100 % und die direkte zu 85 % berücksichtigt. Auch bei der Photovoltaik ist der erwartete jahreszeitliche Verlauf ohne Unregelmäßigkeiten zu erkennen.

## 2.4 Laufwasser

Für die Ermittlung des Laufwasserpotenzials werden Abflussmengen der Flüsse des betreffenden Gebiets benötigt. Diese können für die Flüsse im Rastergebiet vom Gewässerkundlichen Dienst Bayern bezogen werden. Für die behandelte Region Rothenburg ob der Tauber kommen die Flüsse Tauber, Breitbach und Goller in Frage, von denen die Zeitreihen des Jahres 2018 in Viertel-Stunden- und Tages-Schritten verfügbar sind. Bei der Versorgungsanalyse kommen die Tages-Schritt-Zeitreihen zum Einsatz.

Für die Berechnung müssen einige Parameter festgelegt werden, die den Wasserbau und die Auslegung der Anlage betreffen. Für die Festlegung der Parameter wird jedoch die viertelstündige Zeitreihe herangezogen. Da die Parameter auf Grundlage der Jahresdauerlinie ermittelt werden, ist die Datenschärfe der kürzeren Zeitschritte hier von Vorteil. Die viertelstündigen Schritte werden transformiert, indem jeweils der arithmetische Mittelwert von vier Zeitschritten den Zeitschritt für den Stundenverlauf ergibt. Somit ist eine Zeitreihe mit 8760 Werten verfügbar, was genau der Stundenzahl eines Jahres entspricht.

Der Ausbauabfluss wird mit Hilfe einer Jahresdauerlinie des jeweiligen Flusses ermittelt. Anhand des Flusses Breitbach, der in Ochsenfurth von links in den Main mündet, soll beispielhaft die Ermittlung des Ausbauabflusses gezeigt werden. Die Werte des Abflusses werden absteigend sortiert und in einem Diagramm (Abbildung 1) über der Anzahl der Stunden/Jahr aufgetragen.

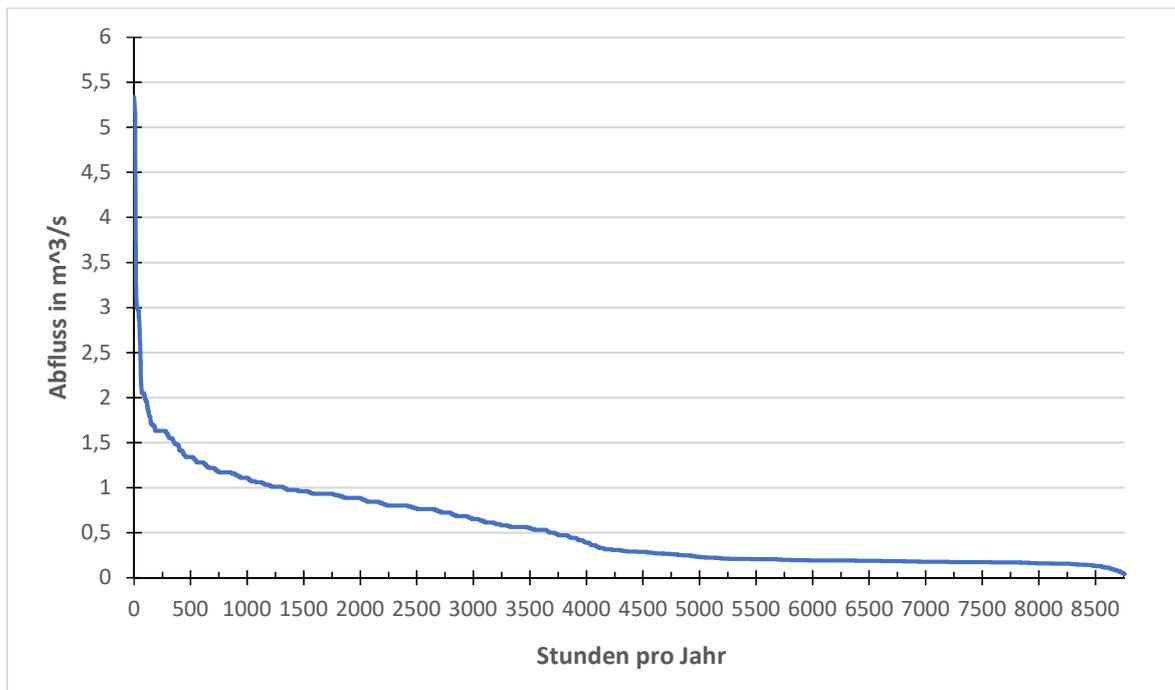


Abbildung 1: Jahresdauerlinie des Breitbach 2018

Der Ausbauabfluss stellt die Wassermenge dar, anhand derer die Anlage ausgelegt und „im Mittel an 80 – 100 Tagen im Jahr erreicht oder überschritten wird“. (Pálffy, 2014, S. 73). Dementsprechend wird der Ordinatenabschnitt für den Mittelwert von 90 Tagen pro Jahr (2160 Stunden) mit Hilfe der Datentabelle zur Jahresdauerlinie festgestellt. Ausgehend von dem Ausbauabfluss der Dauerlinie  $Q_{A,Dauerlinie} = 0,843 \frac{m^3}{s}$  werden die weiteren Parameter festgelegt.

Ein Bypass soll die ökologische Verträglichkeit der Anlage gewährleisten. Wandernde Fischarten wie beispielsweise Aale müssen die Anlage passieren können, um ihre Laichgründe erreichen zu können. Der Abfluss durch den Bypass kann nicht für die Energieerzeugung genutzt werden und entspricht der Restwassermenge  $Q_R$ , die auf das Mindestmaß von  $0,2 \frac{m^3}{s}$  festgelegt wird. (Büro für Gewässerökologie und Fischereibiologie, 2015, Abs. 2.2; Pálffy, 2014, S.74). Es wird angenommen, dass das durchschnittliche Kleinkraftwerk bei 10 % der Nennleistung den Betrieb aufnimmt<sup>2</sup>. Bei starkem Hochwasser kann keine Energie gewonnen werden, da Ober- und Unterwasser hierbei nur noch eine geringe Höhendifferenz haben. Abflüsse die  $3 \frac{m^3}{s}$  überschreiten werden deshalb aus der Betrachtung ausgeschlossen.

<sup>2</sup> Näheres zum Teillastverhalten in Kapitel 4: Beispielauslegung

Äquivalent wird bei allen in Frage kommenden Flüssen im Rastergebiet vorgegangen. Die so erhaltenen Zeitreihen aller Flüsse werden durch das Tool zu einer relativen Laufwasserleistung aufbereitet.

In den Sommermonaten mit wenig Niederschlag geht die Laufwasserleistung teilweise über viele Tage hinweg gegen Null. Abbildung 2 zeigt einen Zeitreihenausschnitt von 4 Wochen im Sommer.

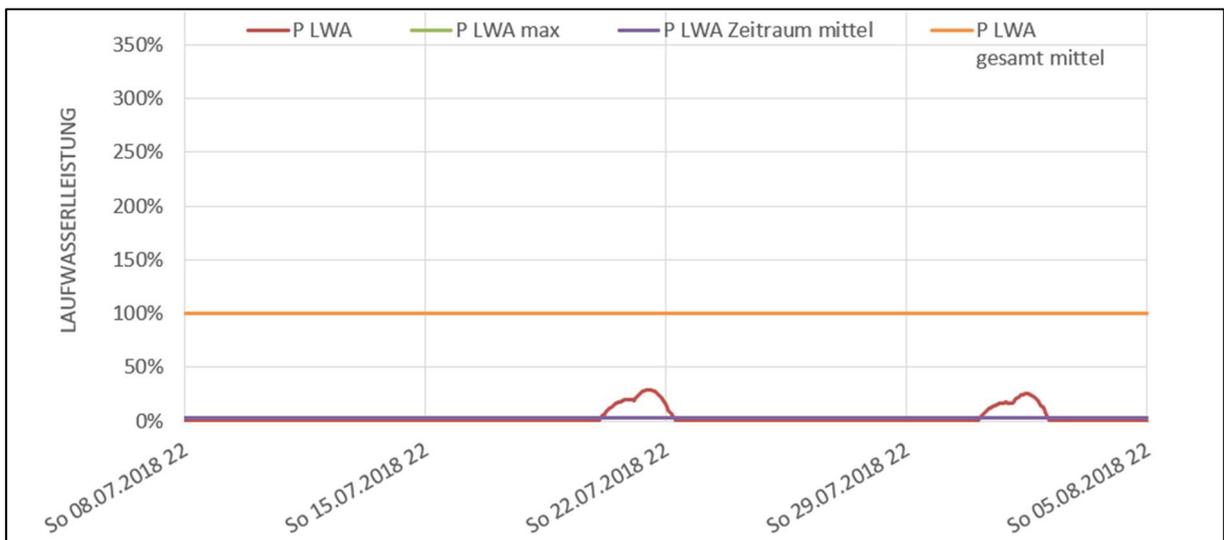


Abbildung 2: Relative Laufwasserleistung des gesamten Rastergebietes im Sommer 2018

In der Übergangszeit und im Winter hingegen sind, solange keine Probleme mit Vereisungen auftreten, oft beständig hohe Leistungen abrufbar. Abbildung 3 zeigt den Zeitreihenausschnitt der relativen Laufwasserleistung im Frühjahr. Die Horizontale Anfang April im Diagramm rührt von der Festlegung der maximal erreichbaren Leistung bei der Auslegung.

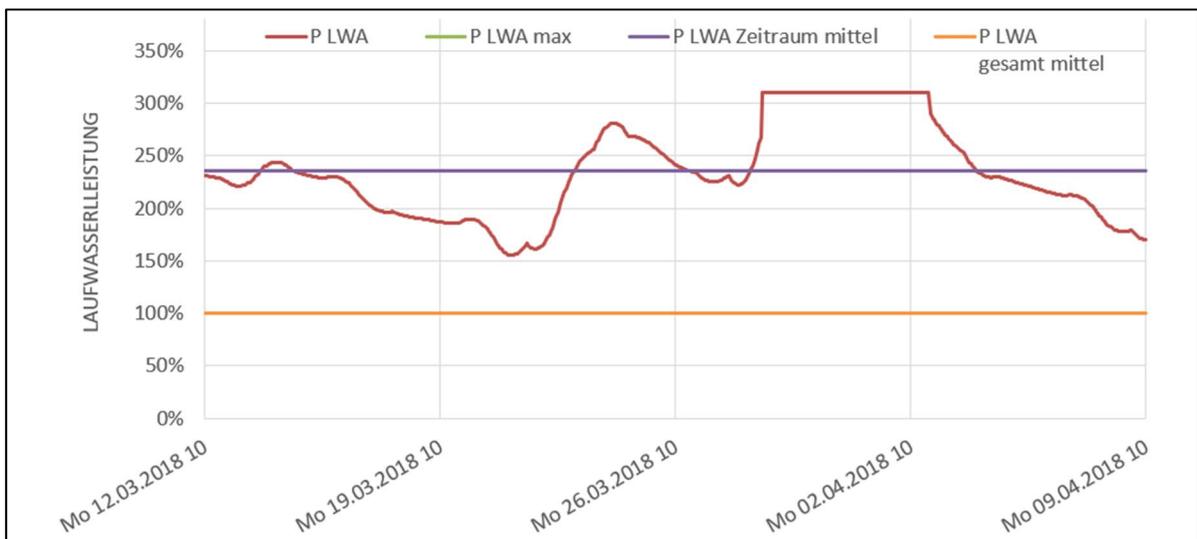


Abbildung 3: Relative Laufwasserleistung des gesamten Rastergebietes im Frühjahr 2018

Das Tool geht von keinem weiteren Ausbau der Wasserkraftanlagen im Rastergebiet aus, weshalb für die Potenzialanalyse nur schon bestehende Anlagen in Frage kommen. Aus von Energieversorgern veröffentlichten Daten<sup>3</sup> konnten, verarbeitet in einer Datenbank von Herrn Prof. Dr. Popp, nur die Anlagenstammdaten des gesamten Quadranten<sup>4</sup> ermittelt werden. Überschlägig kann nach Betrachtung der betreffenden Anlagen davon ausgegangen werden, dass etwa ein Drittel der Stromproduktion dieser im Rastergebiet anfällt. Bezieht man die Stromproduktion der Anlagen auf den Stromverbrauch des Rastergebietes ergibt sich der Laufwasseranteil zu 0,86 %.

## 2.5 Biomasse

Für die Biomasse wird von keinem weiteren Ausbau ausgegangen. Deshalb werden alle bereits installierten Anlagenleistungen addiert und auf den Verbrauch des Rastergebietes bezogen. Vereinfachend wird davon ausgegangen, dass die Biogasanlagen das gesamte Jahr bei konstanter Leistung laufen.

Für die Ermittlung des Biomasseanteils wird äquivalent zur Ermittlung des Laufwasseranteils vorgegangen. Es wird lediglich nach Deponie- und Biogasanlagen gefiltert. Der Biomasseanteil beträgt im Rastergebiet 5,54 %.

## 2.6 Speichermöglichkeiten

Mit Hilfe von Energiespeichern sollen Versorgungsengpässe vermieden werden. Ist die Stromproduktion höher als der Verbrauch, wird überschüssige Energie zwischengespeichert. In Zeiten höheren Verbrauchs oder niedrigerer Produktion kann dann wieder eingespeist werden.

Es werden drei unterschiedliche Speichersysteme betrachtet: Batteriespeicher, Power to Gas Applikationen und geotechnische Speichersysteme. Diese unterscheiden sich sehr deutlich voneinander, sowohl in Ausführung und Anwendung als auch bei Kosten und Wirkungsgrad (siehe Kapitel 3).

---

<sup>3</sup> Datenquelle: <https://www.netztransparenz.de/>

<sup>4</sup> Hiervon befindet sich nur ein Teil im Gebiet der Europäischen Metropolregion Nürnberg.

### 3 Auswertung der Potenzialanalyse

Als Ergebnis liefert die Versorgungsanalyse ein iterativ ermitteltes Kostenminimum für die Gesamtkosten eines Energieerzeugungs- und Speichernetzwerkes, mit dem die Vorgaben für eine zuverlässige Versorgung erfüllt werden. Mit einer Bedarfsdeckungsreserve von 10 % werden dementsprechend beispielsweise kurzfristige Anlagenausfälle oder ähnliche unvorhergesehene Ereignisse abgefangen.

Die drei untersuchten Speichertypen bilden die Variablen in der Ermittlung des Kostenminimums. Hierbei ergibt sich jeweils ein anderer optimaler Mix aus Wind- und Sonnenenergie. Im Folgenden werden die drei Ergebnisse für den besten Energiemix hinsichtlich Ausbaugestaltung und Kosten verglichen<sup>5</sup>. Es kann gegebenenfalls mit relativen Größen gearbeitet werden, wobei 100% dem Durchschnittsverbrauch des Rastergebietes entsprechen. Um den erforderlichen Ausbau zu beziffern werden eine erforderliche Anzahl von Windkraftanlagen mit 3 200 kW Nennleistung, sowie eine notwendige Photovoltaikfläche auf Basis von 120 Watt pro Quadratmeter maximal möglichem Ertrag, genannt.

#### 3.1 Batteriespeicher

Batteriespeicher auf Lithiumbasis bilden die offensichtlichste Möglichkeit elektrische Energie zu speichern. Die Versorgungsanalyse ergibt hierbei einen optimalen Mix aus 98,32 % Wind- und 60,62 % Sonnenenergie.

Die Stromgestehungskosten für ein auf Batteriespeicher gestütztes Versorgungssystem würden bei 21,98 Eurocent je Kilowattstunde elektrischer Energie liegen. Tabelle 1 zeigt die für den Aufbau nötigen Kosten.

*Tabelle 1: Versorgungssystem auf Batteriespeicherbasis*

<b>Kostenart</b>	<b>Einheit</b>	<b>Wert</b>
spezifische Herstellkosten	€/kW	19.455,33
Kapitalkosten (Annuität)	€/kWa	1.299,49
spezifische Betriebskosten	€/kWa	627,59

<sup>5</sup> Auswertungsschema siehe Anhang 3

## 3.2 Power to Gas Applikationen

Mittels Elektrolyse und nachfolgender Methanisierung wird brennbares Gas unter Einsatz elektrischer Energie hergestellt. Dieses kann in Kavernen oder Tanks gespeichert und bei Bedarf in einem Verbrennungsprozess wieder zu elektrischer Energie und Wärme umgewandelt werden.

Die optimale Aufteilung beträgt etwa 98 % Wind- und 60 % Sonnenenergie, wodurch Stromgestehungskosten 18,90 Eurocent je Kilowattstunde erreichbar sind. Tabelle 2 zeigt die für den Aufbau eines Versorgungssystems mit Power to Gas Speichersystemen nötigen Kosten.

Tabelle 2: Versorgungssystem auf Power-to-Gas Speicherbasis

Kostenart	Einheit	Wert
spezifische Herstellkosten	€/kW	14.730,70
Kapitalkosten (Annuität)	€/kWa	1.124,84
spezifische Betriebskosten	€/kWa	531,98

## 3.3 Geotechnische Speichersysteme

Hier sollen Pumpspeicherkraftwerke als Beispiele für geotechnische Speichersysteme betrachtet werden. Hierbei wird bei Energieüberschuss Wasser, unter Einsatz elektrischer Energie, in einen Stausee gepumpt und bei Energiedefizit wieder, unter Gewinnung elektrischer Energie durch eine Turbine, in das Talbecken abgelassen.

Um Stromgestehungskosten von 16,53 Eurocent erreichen zu können ist ein Mix von etwa 50 % Wind- und knapp 70 % Sonnenenergie umzusetzen. Tabelle 3 zeigt die aufzuwendenden Kosten für ein Versorgungssystem auf Basis geotechnischer Speicher.

Tabelle 3: Versorgungssystem auf Basis von geotechnischen Speichersystemen

Kostenart	Einheit	Wert
spezifische Herstellkosten	€/kW	14.481,16
Kapitalkosten (Annuität)	€/kWa	988,81
spezifische Betriebskosten	€/kWa	460,38

## 3.4 Fazit

Wie auch immer der optimale Energiemix aussehen wird, die regenerativen Energiequellen müssen bei allen Versorgungssystemen ausgebaut werden. Abbildung 4 vergleicht den aktuellen Ausbaugrad der regenerativen Energieformen mit potenziellen vollständig

regenerativen Versorgungssystemen, unterschieden in Speichersystemen. In roter Schrift ist der erforderliche Ausbau der Anlagen dargestellt. Bei der Berechnung des Ausbaus von Photovoltaik, in der Grafik mit PV abgekürzt, wurde eine mittlere Leistung von  $120 \frac{W}{m^2}$  bei einem Benutzungsgrad von 18 % angesetzt. Windkraftanlagen, in der Grafik mit WKA abgekürzt, wurden mit einer Nennleistung von 3200 kW und einem Benutzungsgrad von 32 % berücksichtigt. Die Tabellenkalkulation hierzu ist Anhang 3 zu entnehmen.

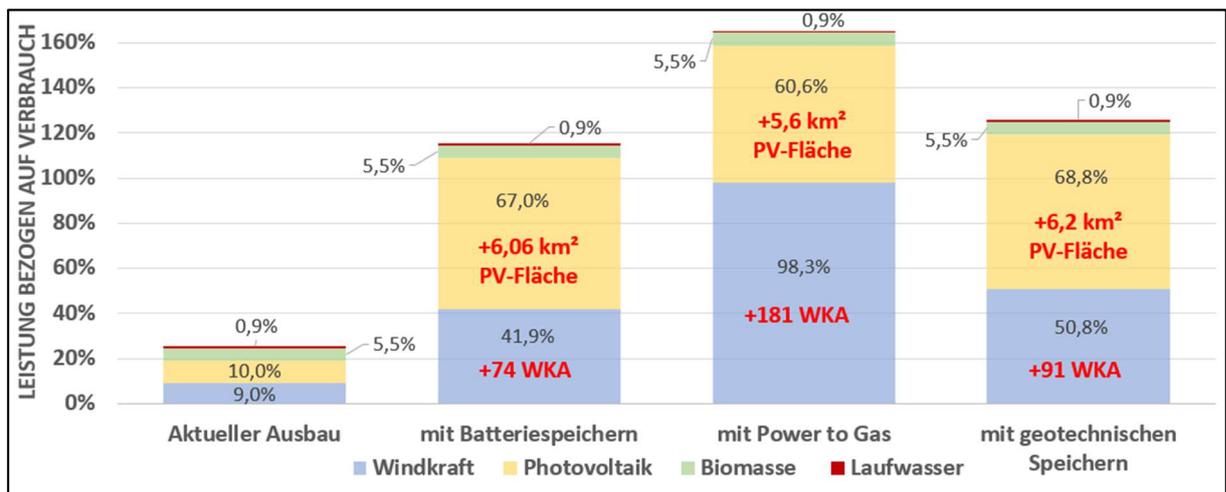


Abbildung 4: Vergleich von aktuellem Ausbau (Stand 2018) mit regenerativen Versorgungssystemen

Die günstigsten Stromgestehungskosten sind mit einem Versorgungssystem von 50 % Wind- und 70 % Sonnenenergie zu erreichen. Um Energieüberschüsse zu speichern sind geotechnische Speicher hierbei am kostengünstigsten. Diese Speicherart hat jedoch enorme Hürden bei der Standortwahl und der Planung zu nehmen, da größere Eingriffe in die Topographie nicht vermieden werden können. Dennoch kann bei sorgfältiger Planung dieser Eingriff minimiert werden und die Vorteile dieser Technologie können überwiegen.

Sind geographische und topographische Anforderungen für Pumpspeicherkraftwerke nicht gegeben, muss auf andere Speichertechnologien zurückgegriffen werden. Revolutionäre Ansätze wie beispielsweise der Ringwallspeicher<sup>6</sup> bieten großes Entwicklungspotenzial und stellen möglicherweise die Lösungen für die Herausforderungen einer vollständig regenerativen Energieversorgung dar.

<sup>6</sup> Vergleiche hierzu [www.ringwallspeicher.de](http://www.ringwallspeicher.de)

## 4 Konzeptionierung von kleinen Wasserkraftanlagen

Für große Wasserkraftanlagen ist es sehr schwierig Neubaugenehmigungen zu bekommen, da diese meist die Schiffbarkeit von Flüssen beeinträchtigen oder teilweise einen zu großen Eingriff in die Gewässerökologie darstellen. Im Gegensatz dazu steht das bestehende Wasserrecht, beispielsweise aus der Müllerei, den Eigentümern meist auf Lebenszeit zu und erlaubt eine energetische Nutzung des Wasserpotenzials.

Im Folgenden soll deshalb beispielhaft eine Kleinwasserkraftanlage an dem Fluss Breitbach ausgelegt und hinsichtlich Wirtschaftlichkeit beurteilt werden.

### 4.1 Beispielauslegung einer Anlage

Bei der Auswahl der Wasserkraftschnecke als Anlagentyp wurde vor allem der geringe, stark volatile, Abfluss zu Grunde gelegt. (Gieseke, 2014, S. 634 ff.). Die Auswahl des Ausbauabflusses  $Q_{A,Dauerlinie}$  wurde bereits in Kapitel 2.3 erläutert und wird für diese Anlage aufgegriffen. Bei einer Auslegung auf  $0,843 \frac{m^3}{s}$  würde jedoch die Restwassermenge  $Q_R = 0,2 \frac{m^3}{s}$  (siehe Kapitel 2.4) vernachlässigt werden, die zur Energiegewinnung nicht genutzt werden kann. Der für die Energiegewinnung nutzbare Abfluss ergibt sich so zu  $Q_A = 0,643 \frac{m^3}{s}$  bei  $Bh_{Voll} = 3027 \frac{h}{a}$  Betriebsstunden unter Volllast<sup>7</sup>.

Die Höhendifferenz zwischen Ober- und Unterwasser  $\Delta h$  ist abhängig von der Höhe des vorhandenen Wehrs. Für Flüsse dieser Größe sollen 1,5 Meter angenommen werden. Weiterhin kann von einer konstanten Dichte des Wassers ausgegangen werden. Mit einem Wirkungsgrad unter Volllast  $\eta_{Voll}$  von etwa 75 % wird der ganze Antriebsstrang einschließlich Generator berücksichtigt. (Rehart Group, o.D., Abs. 6). Schließlich ergibt sich die effektive Leistung in Volllast der Gesamtanlage  $P_{eff,Voll}$  zu

$$P_{eff,Voll} = \rho \cdot g \cdot \Delta h \cdot Q_A \cdot \eta_{Voll} = 1000 \frac{kg}{m^3} \cdot 9,81 \frac{m}{s^2} \cdot 1,5 m \cdot 0,643 \frac{m^3}{s} \cdot 0,75 = 7,096 kW.$$

Das gute Teillastverhalten von Wasserkraftschnecken wird von den Herstellern angepriesen und soll hier nicht vernachlässigt werden. (Rehart Group, o.D., Abs. 6). Aufgrund des drehzahlvariablen Betriebes von Wasserkraftschnecken kann mit Hilfe eines

<sup>7</sup> Zeiten mit Abflüssen über  $3 \frac{m^3}{s}$  wurden nicht mit eingerechnet, entsprechen aber 23 Stunden pro Jahr.

Frequenzumrichters nahezu permanent Strom produziert werden. Jedoch kann im Teillastbereich nur mit einem Wirkungsgradverlust von etwa 4 % gerechnet werden. (Gieseke, 2014, S. 634). Es wird deshalb von einem Teillastwirkungsgrad  $\eta_{Teil} = 71 \%$  ausgegangen. Wie in Kapitel 2.4 bereits erörtert beginnt der Betrieb der Anlage bei etwa 10 % der Volllast. Daraus folgt eine zusätzliche Betriebsdauer von  $Bh_{Teil} = 1680 \frac{h}{a}$  in denen die Anlage unter Teillast läuft.<sup>8</sup>

Es ist nun zweckmäßig den Abfluss bei Teillast  $Q_{Teil} = 0,433 \frac{m^3}{s}$  als arithmetischen Mittelwert der Abflüsse in Teillast anzusetzen. Die effektive Teillast  $P_{eff,Teil}$  ergibt sich somit mit den genannten Annahmen zu

$$P_{eff,Teil} = \rho \cdot g \cdot \Delta h \cdot Q_{Teil} \cdot \eta_{Teil} = 1000 \frac{kg}{m^3} \cdot 9,81 \frac{m}{s^2} \cdot 1,5 m \cdot 0,433 \frac{m^3}{s} \cdot 0,71$$

$$= 4,524 kW$$

Abbildung 2 zeigt die errechnete Leistung der ausgelegten Anlage im Jahr 2018. Auf Grundlage des viertelstündlichen Abflusses<sup>9</sup> ist die Zeitreihe der Leistung nach erläutelter Vorgehensweise berechnet.

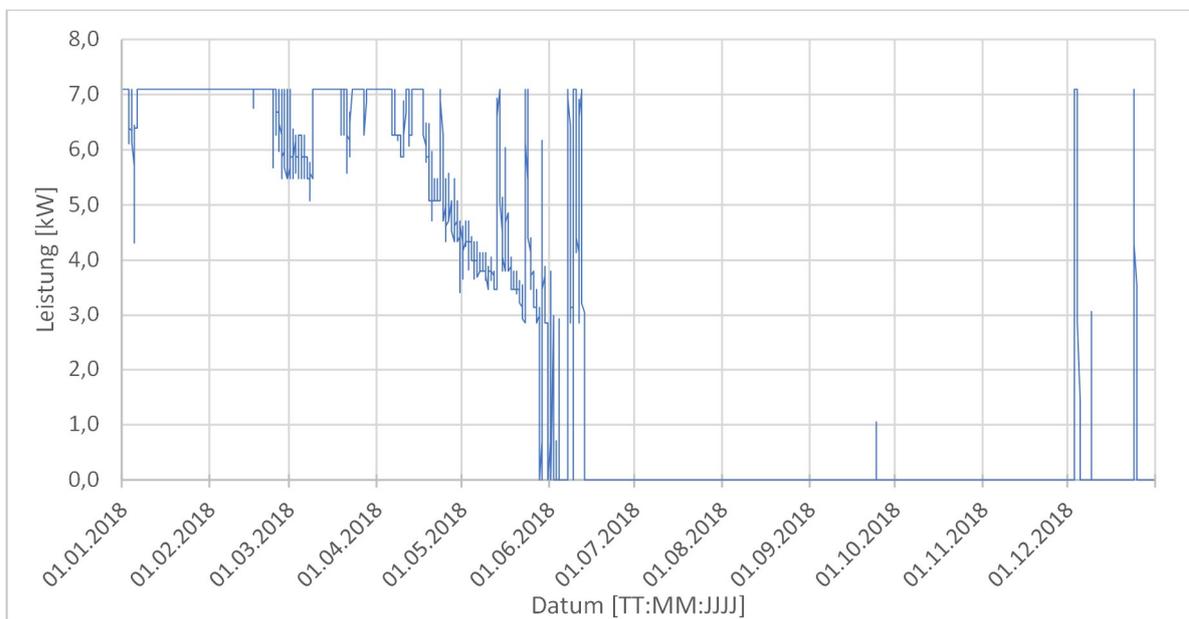


Abbildung 5: Leistung der Beispielanlage im Jahr 2018

<sup>8</sup> Für die Ermittlung der zusätzlichen Betriebsstunden in Teillast wurden nur Abflüsse größer als  $0,2643 \frac{m^3}{s}$  (Restabfluss+10% der nominellen Volllast= $0,2 \frac{m^3}{s} + 0,0643 \frac{m^3}{s}$ ) gewertet.

<sup>9</sup> Datenquelle: Gewässerkundlicher Dienst Bayern

Bei einer Leistung von 7,096 kW (Volllast) wird überschüssiges Wasser abgeleitet. Eine Leistung von Null wird erreicht, wenn der absolute Abfluss nicht die Restwassermenge übersteigt, hierbei fließt der gesamte Abfluss durch den Bypass. Zwischen den Werten wurde mit Hilfe einer linearen Interpolation durch eine Geradengleichung der qualitative Verlauf erzeugt. Hierbei geht es nicht um exakte Reproduktion des Leistungsverlaufes, sondern um die Darstellung der Volatilität.

Die gesamte Stromproduktion  $E_{el}$  pro Jahr ergibt sich aus den Betriebsstunden auf Teil- bzw. Volllast zu

$$E_{el} = P_{eff,Teil} \cdot Bh_{Teil} + P_{eff,Voll} \cdot Bh_{Voll} = 4524 \text{ W} \cdot 1680 \frac{\text{h}}{\text{a}} + 7096 \text{ W} \cdot 3027 \frac{\text{h}}{\text{a}} = 9\,080 \frac{\text{kWh}}{\text{a}}.$$

Hiervon werden etwa 7600 kWh im Teillastbetrieb erzeugt, was knapp einem Drittel der gesamten Stromerzeugung entspricht.

## 4.2 Wirtschaftlichkeitsberechnung

Entscheidend für den Bau einer Wasserkraftanlage ist die ökonomische Sinnhaftigkeit. Hierzu werden Kosten und Ertrag verglichen.

### 4.2.1 Projekt- und Betriebskosten

Anlagenkosten für Laufwasserkraftwerke lassen sich im Gegensatz zu beispielsweise Photovoltaik nur bedingt quantifizieren. Aufgrund dessen sollen hier die Anlagenkosten eines bestehenden Projektes als Anlehnung dienen. Grundlage hierfür ist ein Wasserkraftprojekt der S&W Wasserkraft GmbH, das als Anwendungsbeispiel im Energie-Atlas Bayern veröffentlicht wurde. Die Wasserkraftschnecke der Firma Rehart<sup>10</sup> mit einer Leistung von 80 kW hat demnach 600 000 € gekostet. (Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie. (2), 2016, Tab. 1 & Abs. 2). Die spezifischen Anlagenkosten  $k$  pro kW installierter Leistung betragen demnach 7 500 €. Der BINE Informationsdienst nennt spezifische Anlagenkosten zwischen 8 500 € und 10 000 €, allerdings auf dem Stand von 2004. (BINE Informationsdienst, 2004, S.4).

---

<sup>10</sup> Auf Produkte dieser Firma wurde bereits in Kapitel 2.4 Bezug genommen.

Durch den Technologiefortschritt in der Zeit zwischen den genannten Veröffentlichungen erscheinen die spezifischen Anlagenkosten von 7 500 € plausibel und bilden die Grundlage der Wirtschaftlichkeitsberechnung.

Die Gesamtkosten  $K$  für die beispielhaft ausgelegte Anlage belaufen sich auf

$$K = k \cdot P_{eff} = 7500 \frac{\text{€}}{\text{kW}} \cdot 11,62 \text{ kW} = 87\,150 \text{ €}$$

Die jährlichen Kosten  $K_a$  für Wartung und Betrieb sind bei Wasserkraft ebenfalls sehr von den Rahmenbedingungen der Anlage abhängig und werden hier mit 0,5 % der Anlagenkosten veranschlagt. Somit entstehen bei der Beispielanlage jährliche Betriebskosten von 435,75 €. Hierbei wird davon ausgegangen, dass der Betreiber selbst entsprechende Wartungs- und Instandhaltungsinfrastruktur hat. Muss ein Wartungsvertrag mit dem Anlagenbauer geschlossen werden, ist von einer Verdoppelung der jährlichen Betriebskosten auszugehen.

## 4.2.2 Rentabilität

Den Kosten stehen natürlich auch jährliche Einnahmen gegenüber. Im Folgenden sollen zwei Nutzungsszenarien vergleichend hinsichtlich Rentabilität dargestellt werden. Hierzu wird angenommen, dass die volle Investition mit einem Annuitäten-Darlehen mit variablen Annuitäten (gesamter Überschuss) finanziert wird. Als Abschreibungsdauer sind 20 Jahre festgesetzt, weshalb hier der Zeitraum von 20 Jahren betrachtet werden soll.

Eine gewerbliche und damit gewinnorientierte Stromproduktion kann bereits nach überschlägiger Berechnung ausgeschlossen werden. Kalkulatorische Zinsen, die Investorengewinne mit einbeziehen, liegen in diesen Geschäftsfeldern bei etwa 7 % pro Jahr. Dies entspricht bei der genannten Investition schon 6 100 € pro Jahr. Überschlägig ergeben sich bei 29 000 kWh pro Jahr und einer Einspeisevergütung von etwa 11 Eurocent nur gut 3 000 € jährliche Einnahmen, was nur knapp der Hälfte der kalkulatorischen Kosten für den Zins entspricht.

### 4.2.2.1 Nicht kommerzieller Betrieb bei Einspeisung

Für Anlagen unter 500 kW werden bei Inbetriebsetzung im Jahr 2019 11,84  $\frac{\text{ct}}{\text{kW}}$  Einspeisevergütung über einen Zeitraum von 20 Jahren bei 1 % Degression garantiert. (Bundesverband Deutscher Wasserkraftwerke (BDW), o.D., Tab. 1). Anhang 1 zeigt die

Tabellenkalkulation des Beispiels. Es wurden hierbei 100 % des produzierten Stroms bei angenommen gleichbleibender Stromerzeugung über die Jahre hinweg eingespeist. Es wird davon ausgegangen, dass das Projekt auf kommunaler Ebene umgesetzt wird und somit entsprechende Wartungs- und Instandhaltungsinfrastruktur von beispielsweise Stadtwerken verfügbar ist. Es kann ein Zinssatz von 2 % angesetzt werden, da hier die Renditekomponente wegfällt.

Es ist zu erkennen, dass nach 20 Jahren immer noch etwa drei Viertel der Investition als Schulden ausstehen. Dementsprechend ist die Investition nicht lohnend und kann aus ökonomischer Sicht nicht vertreten werden.

#### 4.2.2.2 Nicht kommerzieller Betrieb bei Eigennutzung

Das zweite Szenario beschreibt ebenfalls den nicht kommerziellen Betrieb. Hierbei soll jedoch im Gegensatz zur Einspeisung eine private Eigennutzung des produzierten Stroms zu 60 % betrachtet werden. Überschüssige Energie wird zu in Kapitel 4.2.2.1 genannten Bedingungen eingespeist. Der Strompreis von 30,22 Eurocent wird in dieser Betrachtung als konstant angenommen. Die Minderkosten durch die Eigennutzung des Stroms können deshalb als Einnahmen betrachtet werden.

Eine Erhöhung der jährlichen Betriebskosten auf 1 % der Investitionskosten begründet sich mit der fehlenden Wartungs- und Instandhaltungsinfrastruktur. Eine Tabellenkalkulation mit entsprechenden Ansätzen ist Anhang 2 zu entnehmen.

Aus der Tabellenkalkulation geht hervor, dass nach 18 bis 19 Jahren der break-even-point erreicht wird. Hier ist das Darlehen vollständig zurückgezahlt und die Einsparungen durch die Eigennutzung sind ab diesem Zeitpunkt im Modell als Gewinn zu rechnen. Die Investition ist unter den genannten Umständen als ökonomisch sinnvoll anzusehen.

### 4.3 Fazit und Ausblick

Eine Kleinwasserkraftanlage im betrachteten Kostenrahmen ist bei gewerblichem Bau bei derart geringem Abfluss nicht ökonomisch sinnvoll. Die spezifischen Anlagenkosten je kW installierter Leistung sind entsprechend zu hoch. Zudem werden auch bei Eigenverbrauch des Stroms von Gewerbebetrieben sehr viel höhere kalkulatorische Zinsen erforderlich, die im Bereich von etwa 7 % liegen. Zusätzlich sind Gewerbebetriebe oft Großkunden bei Energieversorgungsunternehmen und haben dadurch oft günstigere Konditionen.

Steckt jedoch keine Gewinnabsicht hinter dem Bau einer solchen Anlage, kann sich der Bau einer Kleinwasserkraftanlage, wie obiges Szenario zeigt, ökonomisch lohnen. Die Kalkulation wurde auf realitätsnahe Annahmen gestützt, die den Durchschnittsfall beschreiben. Aufgrund hoher Leistung in den Wintermonaten und geringerer Leistung im Sommer ist eine Photovoltaikanlage eine mögliche Ergänzung. Außerdem ist davon ausgegangen worden, dass der Strompreis auf dem heutigen Niveau für 20 Jahre bleiben wird.

Auf der anderen Seite ist eine essenzielle Voraussetzung für die Projektdurchführung ein bestehendes Wasserrecht. Somit schränkt sich das Neubaupotenzial solcher Anlagen ein, da eine Neubaugenehmigung ohne bestehendes Wasserrecht von früherer Nutzung nur mit großem bürokratischen Aufwand und unter strengen Umweltauflagen möglich ist.

## 5 Schluss

Deutschland hat noch einiges vor sich, wenn es um die Erreichung der Klimaziele geht. Am Beispiel der Region Rothenburg ob der Tauber zeigt sich, dass sich dort die installierte Leistung von Windkraftanlagen vervierfachen und die von Photovoltaik sogar um fast 600 % zunehmen müsste. Demnach hat auch die Europäische Metropolregion Nürnberg noch eine große Entwicklung in Sachen regenerativer Energieversorgung vor sich.

Die Politik spielt hierbei eine entscheidende Rolle, kann im Großen und Ganzen aber auch nur die Entwicklung lenken. Umsetzen müssen es die Bürgerinnen und Bürger. Wird aber weiterhin an Restriktionen für den Ausbau erneuerbarer Energien wie beispielsweise der 10-H-Regel festgehalten, ist nach jetzigem technologischen Stand die Energiewende in Bayern auf kommunaler Ebene nur schwer umsetzbar.

Kritisch zu überdenken sind auch Restriktionen für den Ausbau der Wasserkraft. Gerade im Alpenvorland ist immenses energietechnisches Potenzial vorhanden, das oft aufgrund strenger Umweltrichtlinien ungenutzt bleibt. Gerade bei kleineren Flüssen stellt sich die Frage, ob Wasserkraft im Gegensatz zum vollständigen Austrocknen in Sommern nicht die bessere Alternative wäre.

## 6 Anhang

Anhang 1: Tabellenkalkulation bei nicht kommerzieller Nutzung der Anlage auf kommunaler Ebene bei Einspeisung des Stroms. (Kapitel 4.2.2.1)

Anlagenkosten: 87 150€, Betriebskosten: 435,75€ (0,5% der Anlagenkosten), Degression: 1% per anno, Zinssatz 2%, EEG-Vergütung bei Inbetriebsetzung 2019: 0,1184€, Stromerzeugung: 29 080 kWh/a					
Jahr	EEG-Vergütung	Einnahmen = Annuität	Zinsen	Tilgung	Restschuld
	Vorjahr*Degression	Einspeisungsertrag-BK	auf Anlagenkosten	Annuität-Zinsen	abzüglich Tilgung Vorjahr
1	0,1184 €	3.007,32 €	1.743,00 €	1.264,32 €	85.885,68 €
2	0,1172 €	2.972,89 €	1.692,43 €	1.280,46 €	84.621,36 €
3	0,1160 €	2.938,80 €	1.666,82 €	1.271,99 €	83.340,89 €
4	0,1149 €	2.905,06 €	1.641,38 €	1.263,68 €	82.068,90 €
5	0,1137 €	2.871,65 €	1.616,10 €	1.255,55 €	80.805,22 €
6	0,1126 €	2.838,58 €	1.590,99 €	1.247,58 €	79.549,68 €
7	0,1115 €	2.805,83 €	1.566,04 €	1.239,79 €	78.302,09 €
8	0,1104 €	2.773,42 €	1.541,25 €	1.232,17 €	77.062,30 €
9	0,1093 €	2.741,33 €	1.516,60 €	1.224,72 €	75.830,13 €
10	0,1082 €	2.709,56 €	1.492,11 €	1.217,45 €	74.605,41 €
11	0,1071 €	2.678,10 €	1.467,76 €	1.210,34 €	73.387,96 €
12	0,1060 €	2.646,96 €	1.443,55 €	1.203,41 €	72.177,61 €
13	0,1049 €	2.616,14 €	1.419,48 €	1.196,65 €	70.974,20 €
14	0,1039 €	2.585,62 €	1.395,55 €	1.190,07 €	69.777,55 €
15	0,1029 €	2.555,40 €	1.371,75 €	1.183,65 €	68.587,48 €
16	0,1018 €	2.525,49 €	1.348,08 €	1.177,42 €	67.403,83 €
17	0,1008 €	2.495,88 €	1.324,53 €	1.171,35 €	66.226,41 €
18	0,0998 €	2.466,56 €	1.301,10 €	1.165,46 €	65.055,06 €
19	0,0988 €	2.437,54 €	1.277,79 €	1.159,75 €	63.889,60 €
20	0,0978 €	2.408,81 €	1.254,60 €	1.154,21 €	62.729,85 €

Anhang 2: Tabellenkalkulation bei nicht kommerzieller Nutzung. Sowohl Eigenverbrauch (60 %) und Einspeisung (40 %) des erzeugten Stroms. (Kapitel 4.2.2.2)

Anlagenkosten: 87 150€, Betriebskosten: 871,50 € (1% der Anlagenkosten), Zinssatz 2%, Strompreis (konstant angenommen): 0,3022€/kWh, Stromerzeugung: 29 080 kWh/a					
Jahr	Strompreis	Einnahmen = Annuität	Zinsen	Tilgung	Restschuld
	konstant	Minderkosten-BK	auf Anlagenkosten	Annuität-Zinsen	abzüglich Tilgung Vorjahr
1	0,3022 €	5.778,51 €	1.743,00 €	4.035,51 €	83.114,49 €
2	0,3022 €	5.764,74 €	1.581,58 €	4.183,16 €	79.078,97 €
3	0,3022 €	5.751,11 €	1.497,92 €	4.253,19 €	74.895,81 €
4	0,3022 €	5.737,61 €	1.412,85 €	4.324,76 €	70.642,62 €
5	0,3022 €	5.724,25 €	1.326,36 €	4.397,89 €	66.317,86 €
6	0,3022 €	5.711,02 €	1.238,40 €	4.472,62 €	61.919,97 €
7	0,3022 €	5.697,92 €	1.148,95 €	4.548,97 €	57.447,35 €
8	0,3022 €	5.684,95 €	1.057,97 €	4.626,99 €	52.898,38 €
9	0,3022 €	5.672,12 €	965,43 €	4.706,69 €	48.271,40 €
10	0,3022 €	5.659,41 €	871,29 €	4.788,11 €	43.564,71 €
11	0,3022 €	5.646,83 €	775,53 €	4.871,29 €	38.776,59 €
12	0,3022 €	5.634,37 €	678,11 €	4.956,27 €	33.905,30 €
13	0,3022 €	5.622,04 €	578,98 €	5.043,06 €	28.949,04 €
14	0,3022 €	5.609,83 €	478,12 €	5.131,71 €	23.905,98 €
15	0,3022 €	5.597,75 €	375,49 €	5.222,26 €	18.774,26 €
16	0,3022 €	5.585,78 €	271,04 €	5.314,74 €	13.552,00 €
17	0,3022 €	5.573,94 €	164,75 €	5.409,19 €	8.237,26 €
18	0,3022 €	5.562,21 €	56,56 €	5.505,65 €	2.828,06 €
19	0,3022 €	5.550,60 €	-53,55 €	5.604,15 €	-2.677,59 €
20	0,3022 €	5.539,11 €	-165,63 €	5.704,74 €	-8.281,74 €

Anhang 3: Auswertungsschema mit Unterscheidung der verschiedenen Speicherarten für das Jahr 2018

Daten	Einh.	Ist-Ausbau		Soll-Ausbau		Soll-Ist		Zusätzl. Ausbau		Ist=Soll	
		Wind	Sonne	Wind	Sonne	Wind	Sonne	Wind	Sonne	Wasser	Biomasse
<b>Power To Gas</b>											
bezogen auf											
Durchschnittsverbrauch	%	9,02%	10,01%	98,32%	60,26%					0,86%	5,54%
abgerufene Leistung	kW	17.620,16	19.557,30	596.304,84	653.798,03	578.684,67	634.240,72	180,84	5,45	1.686,61	10.816,55
<b>Geotechnische Speicher</b>											
bezogen auf											
Durchschnittsverbrauch	%	9,02%	10,01%	50,82%	68,76%					0,86%	5,54%
abgerufene Leistung	kW	17.620,16	19.557,30	308.217,28	746.004,68	290.597,11	726.447,38	90,81	6,22	1.686,61	10.816,55
<b>Batteriespeicher</b>											
bezogen auf											
Durchschnittsverbrauch	%	9,02%	10,01%	41,94%	66,99%					0,86%	5,54%
abgerufene Leistung	kW	17.620,16	19.557,30	254.361,13	726.801,25	236.740,97	707.243,95	73,98	6,06	1.686,61	10.816,55
		Einwohner			88.391,00			Aus Best Mix			
		Stromverbrauch		kWh	1.710.928,54			Aus Stammdaten			
		Durchschnittsverbrauch		kW	195.289,18			Ergebnis			
		Nennleistung WKA		kW	3.200,00						
		Leistung pro m <sup>2</sup> PV		W/m <sup>2</sup>	120,00						
		Benutzungsgrad WKA		%	32%						
		Benutzungsgrad PV		%	18%						

## 7 Literaturverzeichnis

Bundesregierung Deutschland. (2019). *Klimaschutzprogramm 2030*. Abgerufen am 18 Oktober 2019 von

<https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/klimaschutzprogramm-2030-1673578>

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. (2018). *Erneuerbare Energien*. Abgerufen am 18. Oktober 2019 von

<https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/erneuerbare-energien.html>

Marketingverein der Europäischen Metropolregion Nürnberg e.V. (o.D.). *Europäische Metropolregion Nürnberg als Energiewende-Referenzregion*. Abgerufen am

18. Oktober 2019 von

<https://www.metropolregionnuernberg.de/projekte/laufende-projekte/energiewende-modellregion.html>

Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie. (1) (o.D.). *Energie-Atlas Bayern: NEUBAUPOTENZIAL AN BESTEHENDEN QUERBAUWERKEN*.

Abgerufen am 18. Oktober 2019 von

[https://www.energieatlas.bayern.de/thema\\_wasser/potenzial/neubau.html](https://www.energieatlas.bayern.de/thema_wasser/potenzial/neubau.html)

Pálffy, O. S. (2014). *Wasserkraftanlagen Klein- und Kleinstkraftwerke*. (7. Aufl.). Renningen: expert verlag.

Büro für Gewässerökologie und Fischereibiologie. (2015). *Einsatz des Leitrechen-Bypass-Systems nach Ebel, Gluch & Kehl an Wasserkraftanlagen – Grundlagen, Erfahrungen und Perspektiven*. Abgerufen am 30. November 2019 von

[http://www.bgf-halle.de/files/leitrechen\\_bypass\\_system.pdf](http://www.bgf-halle.de/files/leitrechen_bypass_system.pdf)

Gieseke, J (2014). *Wasserkraftanlagen Planung, Bau und Betrieb*. (6. Aufl.). Berlin Heidelberg: Springer Verlag.

Rehart Group. (o.D.). *Rehart Power: Damit Ihre Rechnung aufgeht*. Abgerufen am 15. November 2019 von

<https://www.rehart-power.de/wasserkraftschnecken/effizienz.html>

Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie. (2) (2016).

*Energie-Atlas Bayern: INNOVATIVE WASSERKRAFTNUTZUNG MITTELS*

*WASSERKRAFTSCHNECKE*. Abgerufen am 01. Dezember 2019 von

[https://www.energieatlas.bayern.de/thema\\_wasser/praxisbeispiele/details,773.html](https://www.energieatlas.bayern.de/thema_wasser/praxisbeispiele/details,773.html)

BINE Informationsdienst. (2004). *Mehr als Mühle am rauschenden Bach – basisEnergie*

*Nr. 18*. Abgerufen am 30. November 2019 von

<http://www.bine.info/publikationen/publikation/wasserkraft/>

Bundesverband Deutscher Wasserkraftwerke (BDW) e.V. (o.D.). *EEG*. Abgerufen am

01. Dezember 2019 von

Website: <http://www.wasserkraft-deutschland.de/energiepolitik/eeg.html>

Dokument: [http://www.wasserkraft-](http://www.wasserkraft-deutschland.de/fileadmin/PDF/EEG_2012_Verguetungsaetze_Wasserkraft.pdf)

[deutschland.de/fileadmin/PDF/EEG\\_2012\\_Verguetungsaetze\\_Wasserkraft.pdf](http://www.wasserkraft-deutschland.de/fileadmin/PDF/EEG_2012_Verguetungsaetze_Wasserkraft.pdf)