



TECHNISCHE HOCHSCHULE NÜRNBERG  
GEORG SIMON OHM

# Analyse des Potentials zur regenerativen Stromversorgung des Großraums Nürnberg

APREVN



Untersuchung des Einsatzpotentials erneuerbarer Energieträger für die  
Versorgung des Großraums Nürnberg durch Analyse des Energiewetters und  
Auslegung eines Versorgungskonzepts mit vertiefter Untersuchung von  
Windkraftanlagen



Fakultät Maschinenbau  
und Versorgungstechnik

## Studienarbeit

Schwerpunkt: Energietechnik

Erstellt von:

**Ferdinand Dunkes**

E-Mail: [fdunkes@gmail.com](mailto:fdunkes@gmail.com)

Prüfer: Prof. Dr.-Ing. Matthias Popp

Korrektor: Julian Eisenberger

Abgabe: Montag, 6. Juli 2020

## Zusammenfassung

Ziel der vorliegenden Studienarbeit ist das Generieren belastbarer, reproduzierbarer Datensätze und Ergebnisse, um in einem weiteren Schritt ein zukunftsfähiges regeneratives Versorgungskonzept für ein im Voraus festgelegtes Gebiet auslegen zu können. Hierfür wird zunächst das Energiewetter der zu untersuchenden Region analysiert. Unter Berücksichtigung aktueller Verbrauchszahlen kann dann bewertet werden, inwiefern weiterhin Potential für den Ausbau der Nutzung regenerativer Energieträger besteht. Außerdem sollen verschiedene Speichersysteme in die Untersuchung einbezogen werden, sodass eine abweichungsfreie Deckung des Bedarfs, unabhängig von Wettereinflüssen, gewährleistet werden kann. Die Analyse des Energiewetters bezieht sich auf globale Solarstrahlung und Wind. Dabei wird im Speziellen auf den aktuellen Stand der Technik sowie auf die Kosten der Windenergie eingegangen. Ferner werden Potentiale bei Laufwasser sowie gegebenenfalls Biomasse herausgearbeitet.

Der Mittelpunkt des zu untersuchenden Rastergebiets liegt bei  $11.25^{\circ}\text{E}$ ,  $49.50^{\circ}\text{N}$  und umfasst den Bereich innerhalb der Städte Forchheim im Norden, Schwabach im Süden und Hersbruck im Osten, beziehungsweise Zirndorf im Westen, mit deren Umland. Dieser Bereich wird gemeinhin als Großraum Nürnberg bezeichnet.

# Inhaltsverzeichnis

<b>Abbildungsverzeichnis .....</b>	<b>II</b>
<b>Tabellenverzeichnis .....</b>	<b>III</b>
<b>Abkürzungsverzeichnis .....</b>	<b>IV</b>
<b>1 Einleitung .....</b>	<b>1</b>
<b>2 Lasten und Verbräuche.....</b>	<b>3</b>
<b>3 Auslegungsgrößen.....</b>	<b>5</b>
3.1 Biomasse.....	5
3.2 Laufwasser .....	5
3.3 Solarenergie .....	7
3.4 Windkraft .....	9
3.4.1 Anlagenparameter .....	11
3.4.2 Kostensituation .....	12
3.4.3 Ausbaupotential.....	13
3.5 Anlagenbestand.....	14
<b>4 Berechnungsmodell .....</b>	<b>15</b>
4.1 Randbedingungen .....	15
4.2 Bestimmung des Kostenminimums .....	16
4.3 Ermitteln der versorgungskritischsten Energiewetterphase .....	17
<b>5 Modellierungsempfehlung.....</b>	<b>19</b>
5.1 Power to Gas to Power.....	19
5.2 Geotechnische Speichersysteme .....	23
5.3 Batteriespeicher.....	25
<b>6 Kosten .....</b>	<b>27</b>
6.1 Kostenfaktoren .....	27
6.2 Stromgestehungskosten .....	28
<b>7 Auswertung.....</b>	<b>30</b>
7.1 Umwandlungssysteme .....	30
7.2 Speichersysteme .....	31
7.3 Kostenanalyse .....	32
7.4 Fazit.....	33
<b>8 Literaturverzeichnis .....</b>	<b>35</b>
<b>9 Bildquellenverzeichnis.....</b>	<b>36</b>

# Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Geografische Lage des Untersuchungsgebietes .....	1
Abbildung 2: Mittlerer Stromverbrauch pro Monat im Jahr 2018 .....	3
Abbildung 3: Beispielhafter Verlauf der Laufwasserleistung.....	7
Abbildung 4: Beispielhafter Verlauf der Solarleistung im Sommer .....	8
Abbildung 5: Beispielhafter Verlauf der Solarleistung im Winter .....	9
Abbildung 6: Beispielhafter Verlauf der Windleistung im Winter.....	10
Abbildung 7: Beispielhafter Verlauf der Windleistung im Sommer.....	10
Abbildung 8: Leistungskennlinie des Windkraftanlagenmodells .....	11
Abbildung 9: Residualleistung für Power to Gas to Power von 1980 bis 2019 .....	16
Abbildung 10: Speicherleerung für Power to Gas to Power von 1980 bis 2019 .....	18
Abbildung 11: Speicherleerung bei Power to Gas to Power (Extremwetterjahre).....	22
Abbildung 12: Residualleistung bei Power to Gas to Power (Extremwetterjahre) .....	23
Abbildung 13: Vergleich Zubau von Wind- und Solarenergie .....	30
Abbildung 14: Vergleich der Speicherleerungen .....	31
Abbildung 15: Vergleich der Residualleistungen .....	32
Abbildung 16: Vergleich der Stromgestehungskosten.....	33
Abbildung 17: Vergleich der spezifischen Herstellungskosten .....	33

# Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Verbrauchskennzahlen für das Jahr 2018 (Will, 2020, S. 45) .....	4
Tabelle 2: Abflusswerte von 1980 bis 2019 .....	6
Tabelle 3: Kennwerte der berechnungsrelevanten Gewässer .....	7
Tabelle 4: Kenngrößen für Kollektorflächen und Solaranlagen .....	8
Tabelle 5: Kennwerte der modellierten Windkraftanlage .....	11
Tabelle 6: Kostengrößen für Windenergieanlagen im Jahr 2015 (Lüers, Rehfeldt & Wallasch, 2015, S.5) .....	12
Tabelle 7: Beispiele möglicher Einschränkungen beim Bau von Windkraftanlagen ..	13
Tabelle 8: Anlagenbestand im Jahr 2018 (Quelle: <a href="https://www.netztransparenz.de">https://www.netztransparenz.de</a> )	14
Tabelle 9: Vorgabewerte für die Auslegung der Energieumwandlungsanlagen und Speichersysteme .....	15
Tabelle 10: Versorgungskritischste Energiewetterphasen.....	17
Tabelle 11: Kennzahlen der Bestmixonlegung für Power to Gas to Power .....	20
Tabelle 12: Speicherauslegungsparameter bei Power to Gas to Power .....	23
Tabelle 13: Kennzahlen der Bestmixonlegung bei geotechnischen Speichern.....	24
Tabelle 14: Speicherauslegungsparameter bei geotechnischen Speichern .....	24
Tabelle 15: Kennzahlen der Bestmixonlegung bei Batteriespeichern .....	25
Tabelle 16: Speicherauslegungsparameter bei Batteriespeichern .....	26
Tabelle 17: Kostengrößen des Umwandlungssystems.....	27
Tabelle 18: Kostenfaktoren Speichersysteme .....	28
Tabelle 19: Stromgestehungskosten für Power to Gas to Power .....	29

# Abkürzungsverzeichnis

ASD	Abschreibungsdauer
BA	Biomasseanteil in Prozent
BKF	Betriebskostenfaktor
CP	Leistungsbeiwert
LA	Laufwasseranteil in Prozent
LW	Laufwasser
LWA	Laufwasseranteil
Max	Maximal
MERRA-2	Modern-Era Retrospective Analysis for Research and Applications, Version 2
NASA	National Aeronautics and Space Administration
P	Leistung
P SEA	Solarleistung in W/m <sup>2</sup>
P SEA gesamt mittel	Langfristige mittlere Solarleistung in W/m <sup>2</sup>
Pmax	Maximale Solarleistung in W/m <sup>2</sup>
Pmittel	Mittlere Solarleistung in W/m <sup>2</sup>
P <sub>N</sub>	Nennleistung
RzuM	Residualeistung zu Mittelwert
SEA	Solarenergieanteil
SL	Speicherleerung
TL	Tagesladung
W <sub>Bio,Verbrauch</sub>	Verbrauch aus Biomasseleistung 2018
WEA	Windenergieanteil
W <sub>ges,2018</sub>	Gesamtverbrauch 2018
W <sub>Wasser,Verbrauch</sub>	Verbrauch aus Laufwasserleistung 2018

# 1 Einleitung

Datenerhebungen aus dem Jahr 2019 zufolge können lediglich 14,8 Prozent des Primärenergieverbrauchs durch erneuerbare Energieträger gedeckt werden (Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, 2019, S. 5). Die Nutzung konventioneller Kraftwerke und die einhergehende Verbrennung fossiler Materialien steigert die Anreicherung von Kohlenstoffdioxid in der Atmosphäre deutlich. Dieser Anteil des eingespeisten Stroms muss also weitestgehend reduziert werden, um eine zukunftsfähige Energieversorgung realisieren zu können.

Im vorliegenden Forschungsbericht wird untersucht, inwiefern die Energieversorgung eines definierten Areals vollständig aus regenerativen Energiequellen gewährleistet werden kann. Exemplarisch erfolgt dies am Rastergebiet um die Stadt Nürnberg. Der Gebietsmittelpunkt liegt bei 11,25°E 49,5°N und beinhaltet den Bereich zwischen den Städten Forchheim im Norden, Neumarkt im Süden und Hersbruck im Osten sowie Zirndorf im Westen, mit deren Umland. Abbildung 1 veranschaulicht die geografische Lage.



Abbildung 1: Geografische Lage des Untersuchungsgebietes

Für dieses Gebiet wird die ideale Kombination aus verschiedenen Energieträgern ermittelt, mit der Zielvorgabe, Stromgestehungskosten zu minimieren. Einflussfaktoren der Berechnung sind Solarstrahlungsangaben und Winddaten von 1980 bis 2019 sowie Potentiale aus Laufwasser und Biomasse. Zur abweichungsfreien Deckung des

Strombedarfs werden zusätzlich verschiedene Speichersysteme in der Auslegung berücksichtigt. Auf dieser Basis wird eine Modellierungsempfehlung zum Zubau erneuerbarer Energieanlagen erarbeitet, um den Wandel der Energieversorgung weiter voranzutreiben und die Energiewende wirtschaftlich realisieren zu können. Um die optimale Gestaltung des regenerativen Versorgungssystems für das beschriebene Gebiet finden zu können, wird in folgender Reihenfolge vorgegangen:

In Kapitel 2 wird erläutert, wie die Lastgänge der Netzbetreiber in stündlichen Zeitschritten für das Teilgebiet aufbereitet und in grafische Lastverläufe übersetzt werden.

Die verfügbaren Potentiale der erneuerbaren Energieformen werden anschließend als Zeitreihen in dimensionsloser Form durch Bezug auf den Durchschnittsverbrauch aus geeigneten Reanalyse-Datenbanken abgeleitet.

Für festgelegte Speicher-, System- und Versorgungsqualitätsparameter können dann systematisch Auslegungsgrößen ermittelt werden, die die aufgestellten Qualitätsbedingungen bestmöglich erfüllen. Auf deren Grundlage basiert der kostenminimierte Best-Mix für den Gesamtzeitraum.

Aus der für das ausgelegte Versorgungssystem über den Gesamtzeitraum resultierenden Speicherleerung ergeben sich dementsprechend die versorgungskritischsten Energiewetterphasen.

Diese können anschließend mit den aktuellen Verbrauchszahlen korreliert werden, sodass für dieses Worst-Case-Szenario das kostenoptimale Versorgungskonzept bestimmt werden kann.

Anhand des oben genannten Aufbaus orientiert sich auch die Anordnung der Kapitel 2 bis 7.



## 2 Lasten und Verbräuche

Die verwendeten Lastgänge stammen vom Übertragungsnetzbetreiber TenneT TSO GmbH, der zu großen Teilen das gewählte Analysegebiet einschließt. Alle Werte liegen in stündlichen Zeitschritten vor und umfassen den Zeitraum von 01.01.2016, 00:30 Uhr bis 31.12.2019, 23:30 Uhr. Die Übersetzung in einen grafischen Lastverlauf ist damit möglich. Um die Berechnung des Zeitraums von 1980 bis 2019 zu ermöglichen, ohne Verschiebungen in Schaltjahren zu verursachen, wurde die Verbrauchszeitreihe von 2016 mit dem Energiewetter des Jahres 1980 korreliert, 2017 mit 1981, 2018 mit 1982 und 2019 mit 1983. Ab 1984 wiederholt sich die Zuordnung dieser Verbrauchsverläufe mit den Energiewetterdaten bis 2019 im Vierjahreszyklus. Für das Jahr 2015 wurde die vorhandene und veröffentlichte Zeitreihe außerhalb dieser Anordnung eingesetzt. Der charakteristische Verlauf der Verbrauchszeitreihen wird in Abbildung 2 am Jahr 2018 veranschaulicht. Die Lastgänge der verschiedenen Netzbetreiber im Untersuchungsgebiet wurden hierfür aufsummiert.

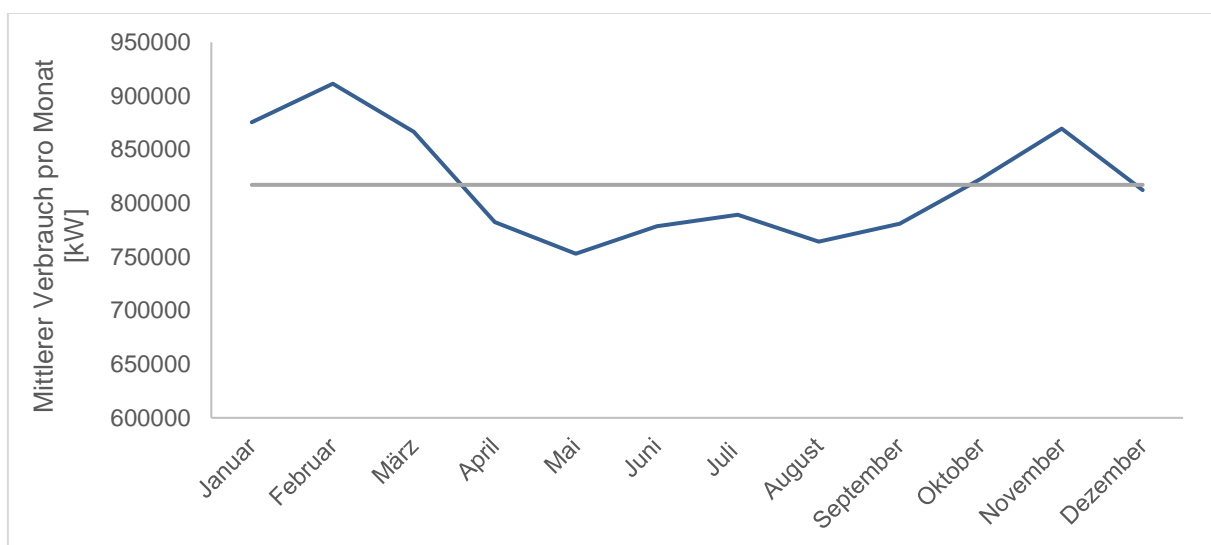


Abbildung 2: Mittlerer Stromverbrauch pro Monat im Jahr 2018

Blau dargestellt wird der zeitliche Verlauf des monatlichen Durchschnittsverbrauchs. Die Einzelwerte wurden linear verknüpft. Um die Abweichung zum jährlichen Durchschnittsverbrauch besser illustrieren zu können, beinhaltet die graue Datenreihe die mittlere Last des gesamten Jahres. Dies verdeutlicht vor allem den geringeren Strombedarf in den Sommermonaten April bis August, beziehungsweise umgekehrt den höheren Verbrauch in den Wintermonaten November bis März. Dies lässt vermuten, dass die versorgungskritischste Energiewetterphase in den Wintermonaten eintritt.

Neben der mittleren Last ist auch der Jahresverbrauch eine weitere relevante Kenngröße. Dieser ergibt sich aus der Summe der stündlichen Werte des Lastgangs über den Zeitraum eines Jahres. Weiterhin beeinflussen maximale und minimale Entnahmen die Berechnung. Tabelle 1 veranschaulicht die prozentuale Abweichung und weitere Kenngrößen, die im Laufe der Berechnung Anwendung finden.

*Tabelle 1: Verbrauchskennzahlen für das Jahr 2018 (Will, 2020, S. 45)*

<b>Kennzahl</b>	<b>Wert</b>
Jahresverbrauch	7.152.779.479 kWh
Mittlere Last	816.527 kW
Maximum	146,21 %
Minimum	52,91 %

Aufgrund der Größe des Übertragungsnetzes ist davon auszugehen, dass der Lastverlauf etwas gleichmäßiger ist als der reale Lastverlauf eines untersuchten Rastergebiets. Demzufolge wirken sich einzelne Ereignisse, auch größere Lastsprünge, kaum merklich auf den Verlauf aus. Der Verbrauch, welcher der Berechnung zugrunde gelegt wird, verläuft in Vier-Jahres-Zyklen. Da der Jahresverbrauch der Zeitreihen leicht variieren kann, was die Modellierung aber nicht stärker beeinflussen darf, wurden die Zeitreihen für die einzelnen Rastergebiete für jedes Jahr so skaliert, dass sich in Summe der gleiche Jahresverbrauch ergibt. Daraus resultiert ein Verbrauchsverhalten, das den Jahren 2016 bis 2019 entspricht sowie eine Verbrauchshöhe, die dem Jahr 2018 entspricht. Dennoch ist eine Kombination von Wetterverhältnissen mit unterschiedlich günstigen Verbrauchsverläufen möglich. Insgesamt sind die jahreszeitlichen Unterschiede im Verbrauch jedoch äußerst gering ausgeprägt und im Einzelnen lediglich etwa durch Feier-, Ferien- und Brückentage beeinflusst. Der Umstand, dass der Lastverlauf keinem jährlichen Zeitrahmen folgt, stellt die Vergleichbarkeit der einzelnen Jahre miteinander also nicht in Frage.

## 3 Auslegungsgrößen

Die im Vorliegenden beschriebene Energieversorgungsanalyse impliziert die Auslegung eines kostenoptimierten, systemverantwortlichen Versorgungssystems. Die dabei berücksichtigten Energieträger wurden auf Wasserkraft, Solarenergie sowie Wind und Biomasse beschränkt. In diesem Kapitel werden die Energieträger hinsichtlich des zeitlichen Leistungsverlaufs, des Ausbaustands und weiteren Parametern der Berechnung untersucht. Die Auslegungsgrößen liefern die zur Dimensionierung eines regenerativen Umwandlungssystems erforderlichen Angaben. Da das größte Ausbaupotential bei Windenergieanlagen vermutet wird, stehen diese im Fokus der Betrachtung.

### 3.1 Biomasse

Da sich die Ermittlung detaillierter Zeitreihen für Biomassepotentiale über 40 Jahre als äußerst aufwendig herausstellte, wurde im Rahmen dieser Studienarbeit darauf verzichtet. Um das Umwandlungsvermögen hieraus jedoch nicht zu vernachlässigen, wurde die verfügbare Leistung stündlich mit 1 kW und damit mit einem konstanten Verlauf angenommen. Durch Bezug auf das langfristige Mittel geht der Verlauf dimensionslos in die Berechnung ein und man erhält einen qualitativen Leistungsverlauf. Die Höhe des Verbrauchs aus Biomasse entspricht jedoch einem realen Wert. Dieser wird über den Anteil der aus Biomasseleistung erzeugten Strommenge am gesamten Verbrauch abgebildet und errechnet sich nach folgender Formel:

$$BA = \frac{W_{Bio,Verbrauch}}{W_{ges,2018}} = \frac{333,13 \text{ GWh}}{7152,78 \text{ GWh}} = 0,0466 \approx 5 \%$$

Die Werte für die Strommengen aus dem Jahr 2018 stammen vom Netzbetreiber TenneT TSO GmbH. Der Anteil von Biomasse am Versorgungssystem wird also mit 5 Prozent angenommen.

### 3.2 Laufwasser

Um den Anteil der Laufwasserleistung am Gesamtverbrauch ermitteln zu können, wurde hierfür die Summe der eingespeisten Strommenge aus Wasserkraftwerken auf den Gesamtverbrauch des Jahres 2018 bezogen. Die Berechnung folgt dem bereits bei Biomasse erläuterten Vorgehen. Auch für die abgenommene Strommenge aus

Laufwasserleistung liegen Daten für das Jahr 2018 vom Netzbetreiber vor. Der Laufwasseranteil errechnet sich demnach wie folgt:

$$LA = \frac{W_{Wasser,Verbrauch}}{W_{ges,2018}} = \frac{61,42 \text{ GWh}}{7152,78 \text{ GWh}} = 0,0086 \approx 1 \%$$

Der Anteil von Laufwasser am Umwandlungsvermögen wird also mit 1 Prozent approximiert. Dieser Anteil setzt sich aus den Laufwasserpotentialen der einzelnen Flüsse zusammen, beziehungsweise aus deren Abflusswerten an den Standorten der Kraftwerke. Für eine realistische Modellierung würden somit Abflussdaten von jedem Laufwasserkraftwerk benötigt. Diese liegen jedoch nur unvollständig vor. Infolgedessen wurden die fünf abflussstärksten Gewässer recherchiert und deren Anteil am gesamten Laufwasserpotential über die mittleren Abflüsse genähert. Aus Datenreihen ab dem Jahr 1980, bereitgestellt vom Gewässerkundlichen Dienst, wurde für ausgewählte Messstellen der mittlere langfristige Abfluss berechnet. Diese Werte können Tabelle 2 entnommen werden.

*Tabelle 2: Abflusswerte von 1980 bis 2019*

	<b>Regnitz Hüttendorf</b>	<b>Pegnitz Lauf</b>	<b>Pegnitz Nürnberg</b>	<b>Rednitz Neumühle</b>	<b>Wiesent Muggendorf</b>
<b>Maximum [m³/s]</b>	315,00	93,90	112,00	198,00	68,40
<b>Minimum [m³/s]</b>	10,10	4,41	4,33	4,15	2,64
<b>Mittelwert [m³/s]</b>	32,81	9,92	11,66	14,39	7,23

Bezieht man die Mittelwerte der einzelnen Gewässer auf die Summe aller, folgt daraus der Anteil eines Flusses am gesamten Laufwasserpotential. Diese und andere berechnungsrelevante Kennwerte können Tabelle 3 entnommen werden.

Tabelle 3: Kennwerte der berechnungsrelevanten Gewässer

	<b>Regnitz Hüttendorf</b>	<b>Pegnitz Lauf</b>	<b>Pegnitz Nürnberg</b>	<b>Rednitz Neumühle</b>	<b>Wiesent Muggendorf</b>
<b>LW-Anteil</b>	43 %	13 %	15 %	19 %	10 %
<b>Bypass [m³/s]</b>	3	0,8	1	1,5	0,6
<b>Einschalt [m³/s]</b>	13	4	5	7	3
<b>Ausbau [m³/s]</b>	45	12	15	25	10
<b>Verlust ab [m³/s]</b>	170	45	50	80	30
<b>Verlust voll [m³/s]</b>	340	90	100	160	60

Aus den Zeitreihen des Gewässerkundlichen Dienstes ergibt sich ein Zeitverlauf der Laufwasserleistung, welcher für einen ausgewählten Abschnitt in nachfolgender Abbildung gezeigt wird. Um den gezeigten Verlauf dimensionslos darstellen zu können, wurden die Leistungswerte auf das langfristige Mittel bezogen.

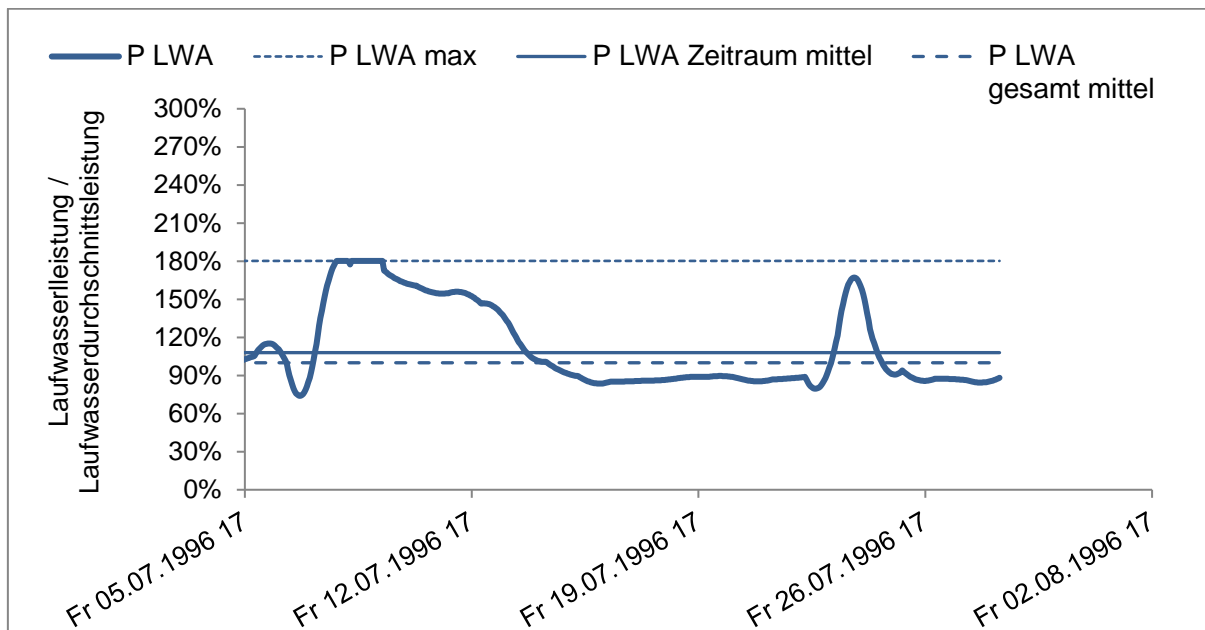


Abbildung 3: Beispielhafter Verlauf der Laufwasserleistung

### 3.3 Solarenergie

Für die Beurteilung der globalen Solarstrahlung, die durch Photovoltaikanlagen umgesetzt werden kann, wird auf Daten der Reanalyse-Datenbank MERRA-2 der Weltraumbehörde NASA zurückgegriffen. Diese liefert Zeitreihen beginnend im Jahr 1980 und

enthält Werte zur Globalstrahlung und Bodenrückstrahlung. Diese werden in einen direkten, einen diffusen und einen reflektierten Strahlungsanteil umgerechnet. Daraus kann anschließend die Strahlung auf die geneigte Kollektorfläche bestimmt werden. Bei der Berechnung der nutzbaren Strahlungsleistung spielen mitunter die Kenngrößen aus Tabelle 4 eine Rolle.

Tabelle 4: Kenngrößen für Kollektorflächen und Solaranlagen

Parameter	Wert
Richtung	180° Süd
Neigung	35° Ost
Wirkungsgrad	15 %
Maximale Leistung	150 W/m <sup>2</sup>

Die vorgegebenen Winkel und Anlagenkennwerte sind an Erfahrungswerte angelehnt und sollten für eine großflächige Potentialanalyse realistische Werte liefern.

Rechnet man die gemessenen Strahlungswerte für die festgelegte Solaranlage in Leistungsangaben um, ergibt sich daraus ein Verlauf in stündlichen Zeitschritten. Für einen Ausschnitt des Gesamtzeitraums kann dieser beispielhaft Abbildung 4 entnommen werden.

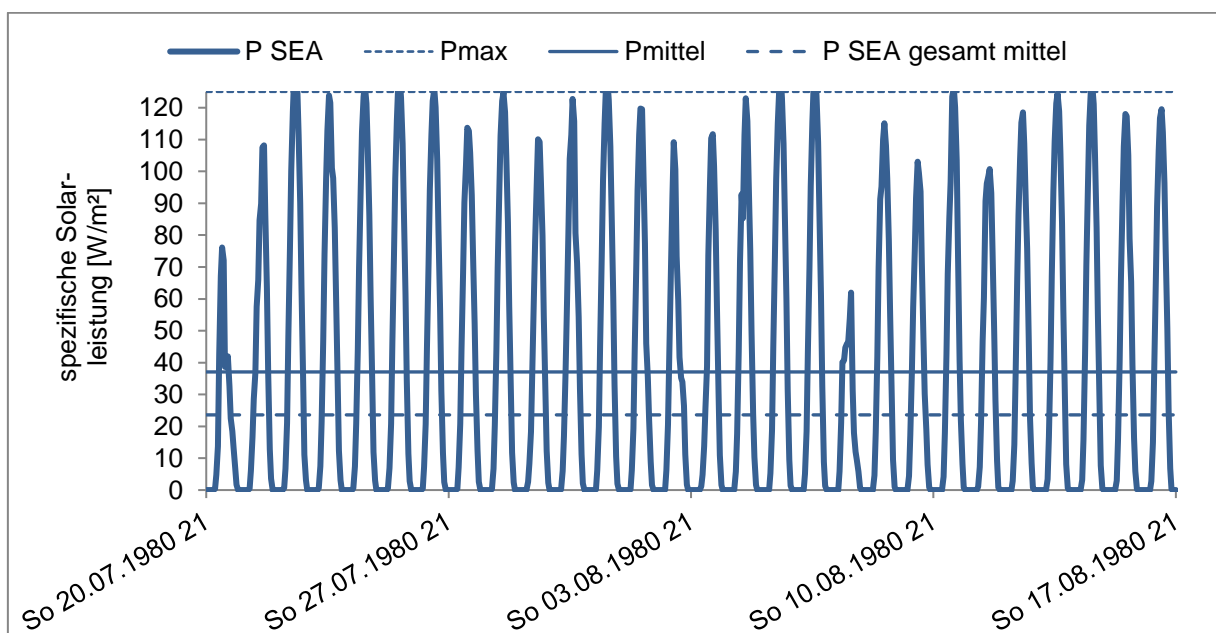


Abbildung 4: Beispielhafter Verlauf der Solarleistung im Sommer

Am täglichen Abfall der Leistungswerte zeigt sich der Tag-Nacht-Rhythmus der Sonnenstrahlung deutlich erkennbar. Dies führt trotz ausgeprägter Amplituden zu einer verhältnismäßig niedrigen mittleren Strahlungsleistung. Neben größeren Verbräuchen ist die starke, durch Jahreszeiten bedingte Leistungsschwankung ein weiteres Indiz für einen erhöhten Speicherbedarf im Winter. Vergleicht man die durchschnittliche Strahlungsleistung der in Abbildung 4 dargestellten Sommermonate Juli und August mit den Leistungswerten des Monats Dezember aus Abbildung 5, kann eine Reduzierung der mittleren Strahlungsleistung auf weniger als ein Fünftel festgestellt werden. Zudem ist die auftreffende Strahlung nur wenig intensiv.

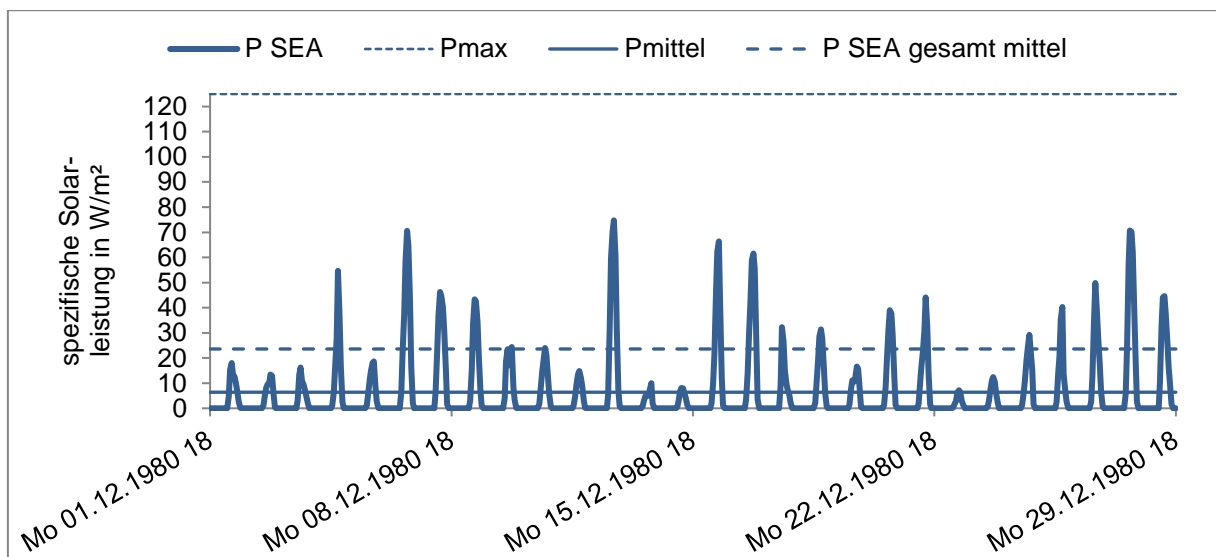


Abbildung 5: Beispielhafter Verlauf der Solarleistung im Winter

### 3.4 Windkraft

Zur Analyse des Potentials aus Windenergie wurden seit 1980 in stündlichen Zeitschritten gemessene Windgeschwindigkeiten in 160 m Höhe in nutzbare Windleistung umgerechnet. Die Reanalyse-Datenbank Merra-2 beinhaltet die benötigten Winddaten für verschiedene Höhen und Drucklagen. Zur Umrechnung wurde zunächst eine Windkraftanlage modelliert. Diese wird in Kapitel 3.4.1 charakterisiert. Trägt man für diese Modellanlage spezifische Leistungen über einer Zeitachse auf, ergibt sich daraus ein quantitativer Verlauf.

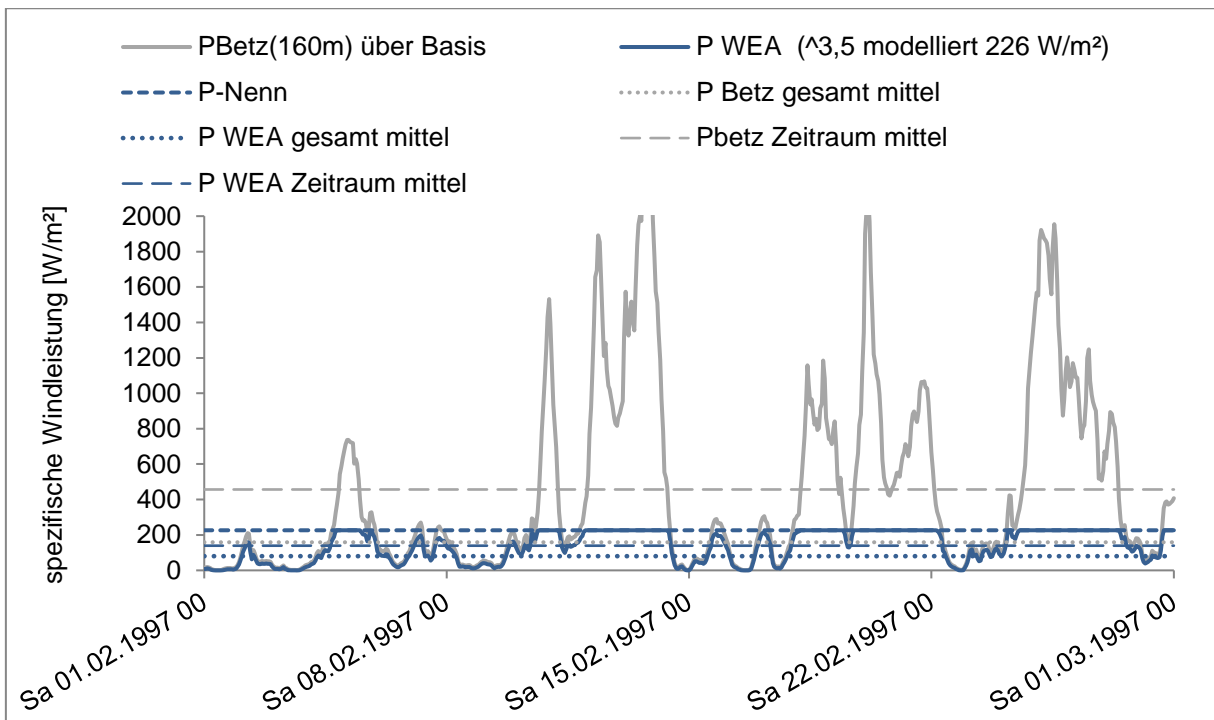


Abbildung 6: Beispielhafter Verlauf der Windleistung im Winter

Neben der, von der Windenergieanlage technisch umsetzbaren Nennleistung ist auch die physikalisch maximal umwandelbare Betz'sche Windleistung aufgetragen. Im dargestellten Zeitraum erreicht die Anlage durchschnittlich etwa zwei Drittel der Nennleistung von  $226 \text{ W/m}^2$ , was für die allgemein deutlich windreicheren Wintermonate charakteristisch ist. Betrachtet man hingegen den Verlauf des Sommermonates August, dargestellt in Abbildung 7, lässt sich eine deutlich geringere spezifische Windleistung feststellen.

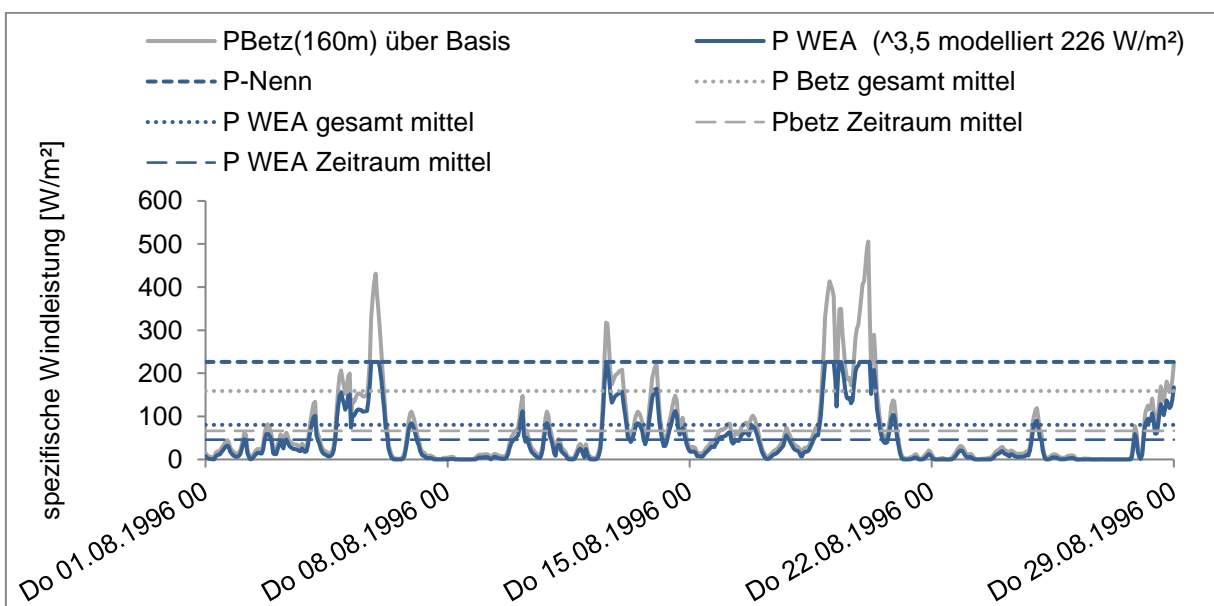


Abbildung 7: Beispielhafter Verlauf der Windleistung im Sommer



Im dargestellten Zeitraum erreicht die Anlage durchschnittlich nur etwa 20 Prozent der Nennleistung.

### 3.4.1 Anlagenparameter

Die berechnete Onshore-Windkraftanlage mit einer Nabenhöhe von 160 m wird der Leistungsklasse 4 MW zugeordnet. Die wichtigsten Kennwerte können Tabelle 5 entnommen werden.

Tabelle 5: Kennwerte der modellierten Windkraftanlage

Parameter	Wert
Nennleistung	4 MW
spezifische Nennleistung	226,4 W/m <sup>2</sup>
Nennleistungs-Windgeschwindigkeit	9,88 m/s
Windgeschwindigkeit bei maximalem Leistungsbeiwert	7,21 m/s
Rotordurchmesser	150 m
Maximaler Leistungsbeiwert	45 %

Nachstehende Modellkennlinie zeigt den Verlauf des Leistungsbeiwertes in Bezug auf die Windgeschwindigkeit als Potenzkurve mit dem Exponenten 3,5. Der maximale  $c_p$ -Wert tritt bei der Geschwindigkeit von 7,21 m/s auf. Bis zum Wert von 2,2 m/s ist der Wind zu schwach zum Einschalten der Anlage. Die Nennleistungsgeschwindigkeit tritt im Bereich der Leistungshyperbel auf und beträgt 9,88 m/s.

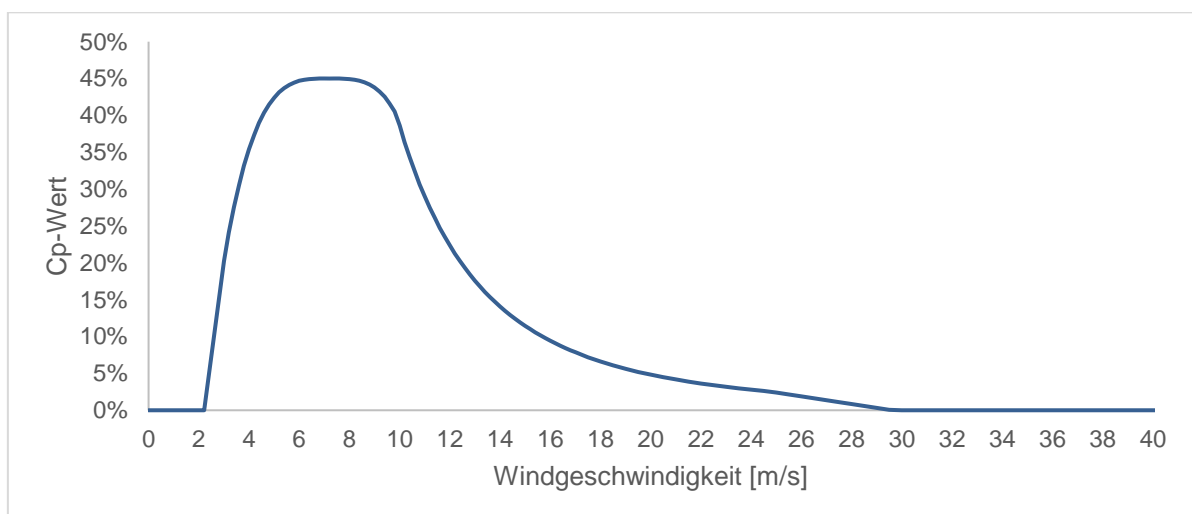


Abbildung 8: Leistungskennlinie des Windkraftanlagenmodells

### 3.4.2 Kostensituation

Im Rahmen der Recherche für diese Studienarbeit stellte sich heraus, dass die letzte detaillierte Studie zur Kostensituation der Onshore-Windenergieanlagen bereits im Jahr 2015 veröffentlicht wurde. Hierin werden die Kosten im Wesentlichen in Investitions-, Investitionsneben- und Betriebskosten unterschieden. Erstgenanntes beinhaltet Aufwendungen für Produktion, Installation und Transport. Dagegen werden Fundamente, Netzanbindungen, Erschließung, Planung und Sonstiges den Investitionsnebenkosten zugeordnet. Die Betriebskosten fassen Wartung, Reparatur, Pacht, Betriebsführung, Versicherung sowie Rücklagen und Ähnliches zusammen. Diese variieren projektspezifisch und verändern sich im Laufe der Lebensdauer einer Anlage. Die Finanzierungsstruktur wird mit 15 Prozent Eigenkapitalrendite bei einem Zinssatz von 8 Prozent und einem Fremdkapitalzins von 2,5 Prozent abgeschätzt (Lüers, Rehfeldt & Wallasch, 2015, S. 5). Damit ergibt sich folgender kalkulatorischer Zins:

$$15 \% \cdot 8 \% + 85 \% \cdot 2,5 \% = 3,325 \%$$

Eine Kilowattstunde Strom aus Windenergie kostet im Durchschnitt 5,3 ct/kWh bis 9,6 ct/kWh über eine Betriebsdauer von 20 Jahren (Lüers, Rehfeldt & Wallasch, 2015, S. 6). Dies ist stark von der Qualität des Standortes abhängig. Tabelle 6 beinhaltet die oben erläuterten Kostengrößen für Windenergieanlagen der Leistungsklasse 4 MW bei einer Nabenhöhe über 140 m. Die Daten wurden im Jahr 2015 erhoben und haben deshalb vor allem Relevanz für Installationen der Jahre 2016 und 2017.

*Tabelle 6: Kostengrößen für Windenergieanlagen im Jahr 2015 (Lüers, Rehfeldt & Wallasch, 2015, S.5)*

<b>Kostenfaktor</b>	<b>Kosten pro installierte Leistung</b>
Investitionskosten	1.230 €/kW
Investitionsnebenkosten	387 €/kW
Betriebskosten	56 €/kW

Nach Angaben des Fraunhofer Instituts für Solare Energiesysteme werden die Stromgestehungskosten für im Jahr 2018 installierte Windenergieanlagen, abhängig vom Standort und Investitionsvolumen, mit 3,99 ct/kWh bis 8,23 ct/kWh angegeben. Die Investitionskosten werden auf 1500 €/kW bis 2000 €/kW geschätzt, bei 1800 Stunden bis 3200 Stunden Volllastbetrieb. Dies gilt für eine Lebensdauer von 25 Jahren. Der

kalkulatorische Zins errechnet sich aus 80 Prozent Fremdkapital mit einem Zinssatz von 4 Prozent und einer Eigenkapitalrendite von 7 Prozent wie folgt (Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik, 2019, S. 48):

$$4 \% \cdot 80 \% + 7 \% \cdot 20 \% = 4,6 \%$$

Betrachtet man die zeitliche Entwicklung der Stromgestehungskosten, kann man seit 2012 für die gewählte Anlagenparametrisierung einen Abfall feststellen (Lüers, Rehfeldt & Wallasch, 2015, S. 8). Die in Tabelle 6 beschriebenen Gesamtinvestitionskosten von 1617 €/kW wurden aus diesem Grund abgerundet, nachdem für die hier durchgeführte Betrachtung Kosten der Jahre 2021 und 2022 relevant wären und nach diesem Trend eine weitere Kostensenkung vermutet wird.

### 3.4.3 Ausbaupotential

Der Ausbau von Windkraftanlagen, wie ihn dieser Bericht empfiehlt, kann aller Wahrscheinlichkeit nach nicht problemlos durchgeführt werden. Geografische Gegebenheiten, Gesetze und Reglementierungen schränken die Standortwahl erheblich ein. Tabelle 7 enthält eine Übersicht über einige dieser Einschränkungen.

*Tabelle 7: Beispiele möglicher Einschränkungen beim Bau von Windkraftanlagen*

<b>Planungseinschränkung</b>	<b>Anmerkung</b>
10 H Regel	Abstandsregelung zu Wohngebieten
Zivile Luftfahrt	Bauverbot in Flugsicherheitsbereichen
Militärisches Interessensgebiet	Einschränkungen durch Richtfunk und Sicherheitsgebiete
Denkmäler	Erhalt des Gesamtbildes kultureller Errungenschaften
Schutzgebiete	Beschränkungen durch Natur- und Artenschutz
Geografische Lage	Unwegsames Gelände, Berge etc.

Mit 518.370 Einwohnern weist der Landkreis Nürnberg eine hohe Bevölkerungsdichte auf (Bayerisches Landesamt für Statistik, 2019). Dies bringt hohe Verbrauchswerte und eingeschränkte Bauflächen mit sich. Das legt die Vermutung nahe, dass die Modellierungsempfehlung für den Ausbau regenerativer Energieversorgungsanlagen

schwer umsetzbar ist. Diese Frage ist an anderer Stelle noch zu klären. Sollten umliegende Gebiete jedoch Versorgungsüberschüsse produzieren, kann eine Umverteilung über die Übertragungsnetze vorgenommen werden.

### 3.5 Anlagenbestand

Nachdem das ausgelegte Versorgungssystem den insgesamt benötigten Anlagenbestand impliziert, ist es notwendig, bereits installierte Solar- und Windkraftanlagen festzustellen. Daraus kann der erforderliche Zubau ermittelt werden. Da Biomasse und Laufwasser als unveränderliche Ausgangsgrößen betrachtet werden, ist hierfür kein Ausbau notwendig. Tabelle 8 schafft einen Überblick über die wesentlichen Kennzahlen, die der Beschreibung des Anlagenbestandes im Jahr 2018 für den Großraum Nürnberg dienen. Die dargestellten Daten wurden vom Netzbetreiber bezogen.

*Tabelle 8: Anlagenbestand im Jahr 2018 (Quelle: <https://www.netztransparenz.de>)*

<b>Energieträger</b>	<b>Anzahl</b>	<b>Gesamtinstallation [MW]</b>	<b>Strommenge [GWh]</b>
<b>Windkraft</b>	47	127,12	247,94
<b>Solarenergie</b>	19353	315,60	282,89
<b>Biomasse</b>	106	54,38	333,13
<b>Laufwasser</b>	124	17,43	61,42

Die Anzahl der verfügbaren Anlagen ist wenig aussagekräftig, da deren Leistungs-kategorie unbekannt ist. Da die Benutzungsgrade bei älteren Anlagen aufgrund höherer flächenspezifischer Nennleistungen häufig etwas schlechter sind als in Kapitel 3.4.1 angenommen, erlaubt auch die installierte Leistung keine belastbare Aussage über den erforderlichen Zubau. Spalte vier enthält mit der eingespeisten Strommenge deshalb die zuverlässigsten Werte zur Ermittlung des verbleibenden Ausbaubedarfs. Die Berechnung hierzu erfolgt in Kapitel 5.

## 4 Berechnungsmodell

Die Netzeinspeisung aus den Eingangsgrößen Laufwasseranteil und Biomasseanteil wird als unveränderlich angenommen, wohingegen Wind- und Solaranteil die Freiheitsgrade der Berechnung darstellen. Damit ist nur ein Ausbau von Wind- und Solaranlagen sowie der entsprechenden Speichersysteme möglich. Wie sich der Ausbau gestaltet, das Umwandlungsvermögen zusammensetzt und die kostengünstigste Speicherlösung darstellt, wird durch das im nachfolgenden spezifizierte Berechnungsmodell beantwortet.

### 4.1 Randbedingungen

Für die Auslegung des Versorgungskonzeptes müssen der Systemumgebung Rahmenbedingungen vorgegeben werden. Zwar bringt die Überlagerung der versorgungskritischsten Energiewetterphase mit aktuellen Verbrauchszahlen eine nicht zu vernachlässigende Sicherheit, jedoch schließt dies die Möglichkeit eines Versorgungsdefizits keineswegs aus. Eine ähnliche Worst-Case-Konstellation wie die der ermittelten Extremwetterjahre kann sich erneut ereignen oder gar weiter verschlechtert auftreten. Die Wetterverhältnisse der kommenden Jahre sind keineswegs planbar. Daher erfordert die Auslegung weitere Sicherheiten durch entsprechende Speicherparametrisierung. In Tabelle 9 werden die gewählten Reservezugaben der Speicheranlagen dargestellt, die die Zuverlässigkeit des berechneten regenerativen Umwandlungssystems erhöhen sollen.

*Tabelle 9: Vorgabewerte für die Auslegung der Energieumwandlungsanlagen und Speichersysteme*

	<b>Wert</b>
<b>Bedarfsdeckungsreserve</b>	10,0 %
<b>Kapazitätsreserve</b>	10,0 %
<b>Entnahmeleistungsreserve</b>	10,0 %

Die nicht beanspruchte Entnahmeleistung und Speicherkapazität sowie die effektiv zur Defizitdeckung verfügbare Reserve müssen 10 Prozent betragen. Um die Vergleichbarkeit der Systemauslegungen für verschiedene Speicher untereinander zu ermöglichen, werden jeweils identische Werte für die vorzuhaltenden Reserveparameter gewählt.

## 4.2 Bestimmung des Kostenminimums

Die kostenoptimale Zusammensetzung des Umwandlungsvermögens bei den vorgegebenen Randbedingungen wird iterativ aufgefunden. Die Suche beginnt mit einem größeren und einem kleineren Umwandlungsvermögen als erwartet und nähert sich dem gesuchten Wert iterativ solange an, bis die geforderte Genauigkeit erreicht ist. Daraus resultiert das erforderliche Umwandlungsvermögen zur geforderten Bedarfsdeckungsreserve bei vorgegebener Speicherladeleistung. Nachdem sich das Umwandlungsvermögen zu einer bestimmten Kombination aus Wind- und Sonnenenergie sowie Speicherladeleistung für die geforderte Bedarfsdeckungsreserve einstellt, können aus der Analyse der Residualleistungszeitreihe weitere Auslegungsparameter ermittelt werden. Dabei handelt es sich unter anderem um vorzuhaltende Speicherkapazitäten, Nennleistungen der Umwandlungssysteme sowie Lade- und Entladeleistungen der ausgewählten Speichersysteme. Diese werden in Kapitel 5 aufgeführt. Der Verlauf der Residualleistung von 1980 bis 2019 bei der Anwendung von Power to Gas to Power Systemen kann Abbildung 9 entnommen werden.

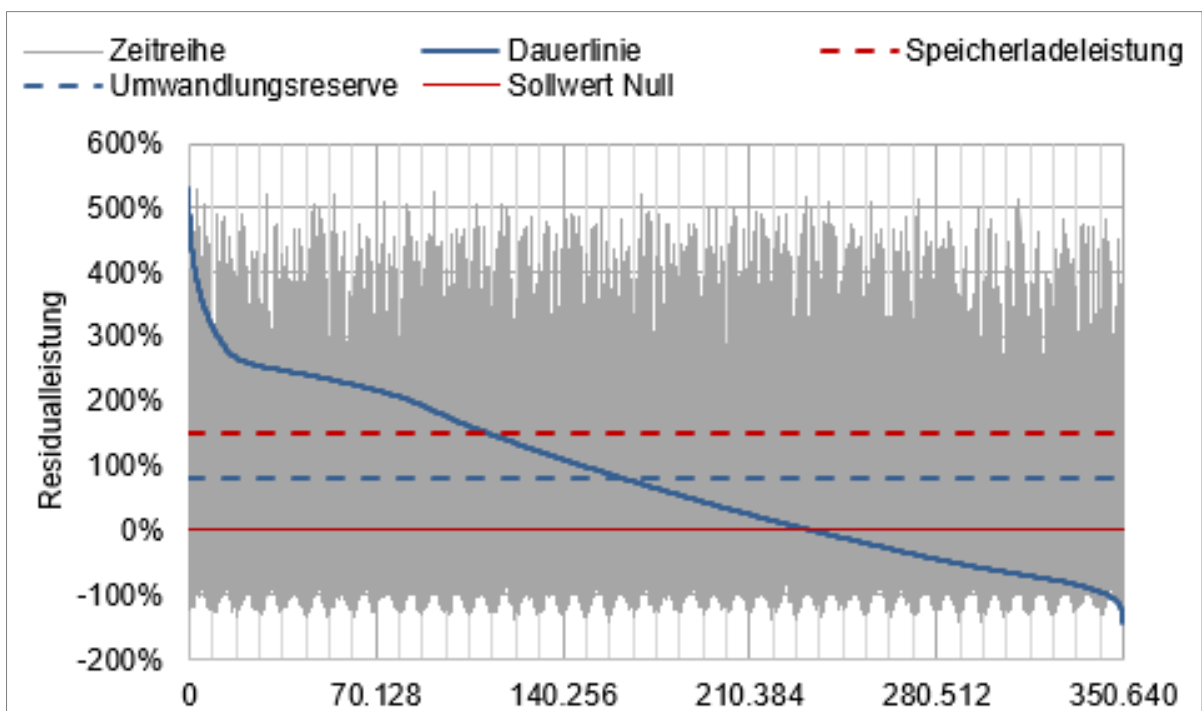


Abbildung 9: Residualleistung für Power to Gas to Power von 1980 bis 2019

Die Zahlenwerte der Abszisse stellen Werte in Stunden dar. Die vertikal verlaufenden Linien entsprechen dabei einem Jahr. Für die Zeitreihe bildet der Ursprung also das

Datum des 01.01.1980 ab. Der Verlauf veranschaulicht die zeitliche Abfolge von Leistungsüberschüssen und -defiziten durch die Differenz zur Nulllinie. Wird die Zeitreihe nach absteigender Reihenfolge sortiert ergibt sich die Dauerlinie.

### 4.3 Ermitteln der versorgungskritischsten Energiewetterphase

Berechnet man die kostenoptimale Zusammensetzung für einen Zeitraum von 40 Jahren, kann daraus unter anderem der Speicherleerungsverlauf ermittelt werden. Nach der Bestimmung des Zeitpunktes der größten Speicherleerung kann der Zeitraum eines Jahres um dieses Datum als versorgungskritisches Jahr deklariert werden. Die größte Speicherleerung tritt ausschließlich in Wintermonaten auf. Dies wird von einer ungünstigen Kombination aus erhöhten Stromverbräuchen und geringerer Solarleistung hervorgerufen. Die drei versorgungskritischsten Jahre und die dabei auftretenden maximale Speicherleerungen werden für jede berechnete Speichertechnologie in Tabelle 10 dargestellt.

*Tabelle 10: Versorgungskritischste Energiewetterphasen*

Power to Gas to Power		Geotechnische Speicher		Batteriespeicher	
1996/1997	-18,42 TL	1996/1997	-13,25 TL	1996/1997	-
2014/2015	-17,14 TL	2014/2015	-12,81 TL	2014/2015	-
2016/2017	-15,80 TL	2018/2019	-12,60 TL	2018/2019	-

Aufgrund unterschiedlicher Speicherparametrisierungen und anderer Mechanismen, die eine Speicherleerung hervorrufen, differieren die ermittelten Extremjahre je nach Speicher. Die Auslegung der Batteriespeicher erfolgte auf Basis der bei Verwendung geotechnischer Systeme ermittelten Extremwetterjahre. **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** visualisiert den zeitlichen Verlauf der Speicherleerung und die Dauerlinie für den Zeitraum von 1980 bis 2019 bei Verwendung von Power to Gas to Power Technologien.

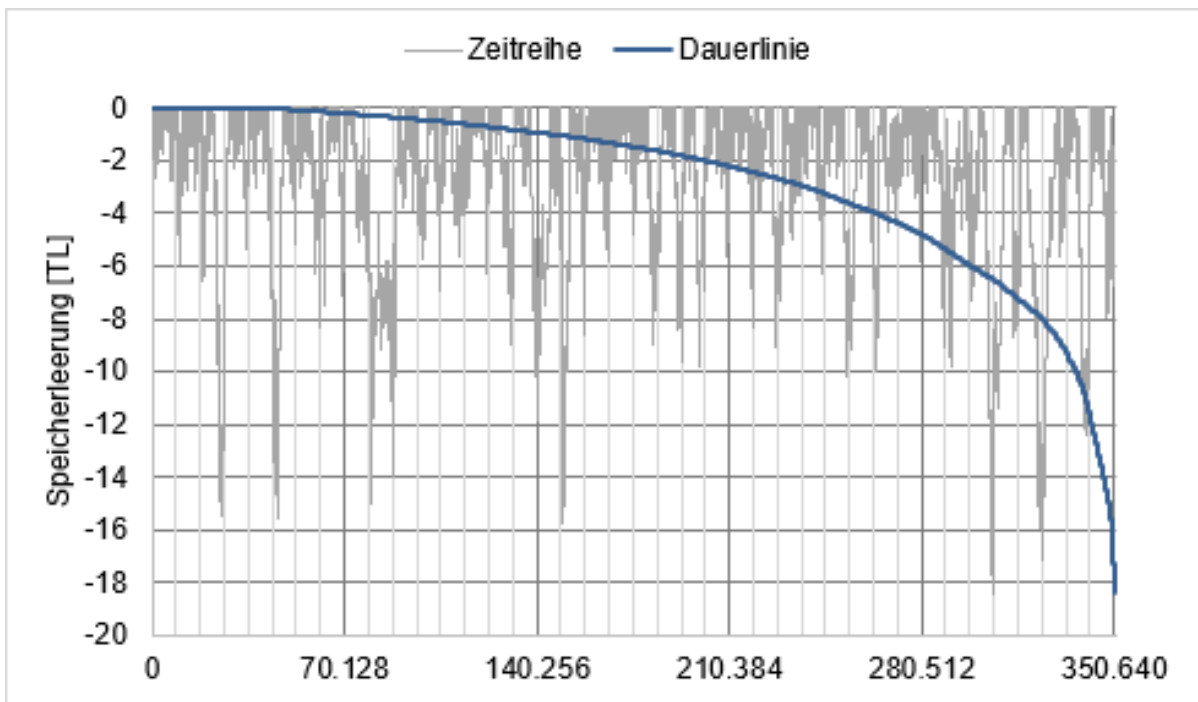


Abbildung 10: Speicherleerung für Power to Gas to Power von 1980 bis 2019

Wesentliche Informationen zur Darstellungsweise können bei der Bestimmung des Kostenminimums nachgeschlagen werden.



## 5 Modellierungsempfehlung

Die Motivation der vorliegenden Studienarbeit ist das Generieren einer kostenoptimalen Modellierungsempfehlung für den Zubau regenerativer Energieanlagen, um eine autarke, systemverantwortliche Versorgung gewährleisten zu können. Welchen Anteil die einzelnen Energieträger am gesamten Umwandlungsvermögen einnehmen, wird in diesem Kapitel erörtert. Darüber hinaus wird erläutert, wie sich der erforderliche Zubau von Energieanlagen und Speicherkapazitäten für ausgewählte Speichertechnologien gestaltet. Die Auswertung wird aus diesem Grund in drei Unterkapitel unterteilt, die das jeweils modellierte Versorgungskonzept einer ausgewählten Speichertechnologie beschreiben. Auf Basis einer 40-jährigen Langzeitanalyse und der Auswertung der dabei ermittelten drei versorgungskritischsten Energiewetterjahre lässt sich die im Folgenden getroffene Aussage über den Zubau von Umwandlungsvermögen für die Zukunft treffen.

### 5.1 Power to Gas to Power

Bei der Verwendung der Speichertechnologie Power to Gas to Power ergeben sich für Windkraft und Solarenergie Anteile von 71 Prozent und 29 Prozent am gesamten Umwandlungsvermögen. Als gesamtes Umwandlungsvermögen wird die Summe aus fluktuierendem Anteil und Grundanteil, bestehend aus Biomasse und Laufwasser bezeichnet. Tabelle 11 können signifikante Kennwerte entnommen werden, die sich bei der Auslegung für den regenerativen Best-Mix ergeben.

Tabelle 11: Kennzahlen der Bestmixonlegung für Power to Gas to Power

Kennzahl	Formelzeichen	Wert
Windanteil	iWi	71,00 %
Solaranteil	iSo	29,00 %
Fluktuierender Anteil	FA	179,00 %
Durchschnittsverbrauch	VD	818,48 MW
Nennleistung Wind	WN	358,66 %
Nennleistung Solar	SN	303,50 %
Benutzungsgrad Wind	BNG <sub>w</sub>	35,43 %
Benutzungsgrad Sonne	BNG <sub>s</sub>	17,10 %

Aus diesen Werten lässt sich der benötigte Zubau von Windkraftanlagen zur regenerativen Vollversorgung errechnen. Hierfür wird zunächst die benötigte Windleistung berechnet:

$$P_{NW} = VD \cdot WN = 818 \text{ MW} \cdot 3,59 = 2,93 \text{ GW}$$

Subtrahiert man davon die bereits installierte Windleistung und dividiert das Ergebnis durch die Leistungsklasse der zuzubauenden Anlagenkategorie, erhält man den benötigten Ausbau. Die bereits installierte Windleistung kann Aufzeichnungen des Netzbetreibers entnommen werden. In dieser Berechnung werden Werte des Jahres 2018 verwendet.

$$n_W = \frac{P_{NW} - P_{W,Installiert}}{P_{N,WEA}} = \frac{2,93 \text{ GW} - 127 \text{ MW}}{4 \text{ MW}} \approx 703$$

Um das ausgewählte Teilgebiet bei gegebenen Randbedingungen vollumfänglich regenerativ versorgen zu können, müssen also etwa 703 Windkraftwerke, der Charakterisierung aus Kapitel 3.4.1 entsprechend zugebaut werden.

Nachdem jedoch davon auszugehen ist, dass bereits installierte Windkraftanlagen einen geringeren Benutzungsgrad aufgrund höherer spezifischer Nennleistungen und geringerer Nabenhöhen aufweisen, bietet die eingespeiste Strommenge aus diesen Anlagen eine belastbarere Berechnungsgrundlage für den Ausbaubedarf als das eben

durchgeführte Vorgehen mittels installierter Leistung. Multipliziert man den Durchschnittsverbrauch mit dem fluktuierenden Anteil und dem Windanteil, ergibt sich für die erforderliche Strommenge aus Windenergie für ein Jahr:

$$E_W = VD \cdot FA \cdot iWi \cdot 8760 \text{ h} = 818 \text{ MW} \cdot 1,79 \cdot 0,71 \cdot 8760 \text{ h} = 9,11 \text{ TWh}$$

Nach dem Subtrahieren der im Jahr 2018 eingespeisten Strommenge lässt sich für die mögliche Einspeisemenge einer Windkraftanlage pro Jahr die Anzahl des gesamten Ausbaupotentials errechnen.

$$n_W = \frac{E_W - E_{W,installiert}}{BNG_W \cdot P_{N,WEA} \cdot 8760 \text{ h}} = \frac{9,11 \text{ TWh} - 248 \text{ GWh}}{35,4 \% \cdot 4 \text{ MW} \cdot 8760 \text{ h}} \approx 713$$

Mit 713 zuzubauenden Windkraftanlagen liegt die mittels eingespeister Strommenge berechnete Anzahl damit höher als die durch die installierte Leistung ermittelte Anzahl. Dies ergibt sich aus dem Umstand, dass die umsetzbare Windleistung aufgrund kleinerer Benutzungsgrade bei älteren Anlagen nicht zum selben Grad ausgeschöpft wird, wie es die Anlagenparametrisierung aus Kapitel 3.4.1 zur Folge hätte.

Projiziert man das oben geschilderte Vorgehen auf den Zubau von Solaranlagen, erhält man die erforderliche Ausbaufäche.

$$A_S = \frac{P_{N,S} - P_{S,installiert}}{P_{N,SEA}} = \frac{2,49 \text{ GW} - 316 \text{ MW}}{150 \text{ W/m}^2} = 14,48 \text{ km}^2$$

Mit:

$$P_{NS} = VD \cdot SN = 818 \text{ MW} \cdot 3,04 = 2,49 \text{ GW}$$

Bestimmt man den Ausbaubedarf über die eingespeisten Energiemengen, ergibt sich analog zur Berechnung der Windenergieanlagen:

$$A_S = \frac{E_S - E_{S,installiert}}{BNG_S \cdot P_{N,S} \cdot 8760 \text{ h}} = \frac{3,72 \text{ TWh} - 283 \text{ GWh}}{17,1 \% \cdot 150 \text{ W/m}^2 \cdot 8760 \text{ h}} = 15,30 \text{ km}^2$$

Mit:

$$E_S = VD \cdot FA \cdot iSo \cdot 8760 \text{ h} = 818 \text{ MW} \cdot 1,79 \cdot 0,29 \cdot 8760 \text{ h} = 3,72 \text{ GWh}$$

Auch hier wird der Einfluss des Anlagenbenutzungsgrades deutlich. Beruft man sich also auf die Ergebnisse unter Verwendung der tatsächlich eingespeisten und abgenommenen Strommenge, wäre ein Zubau von 713 Windkraftanlagen und 15,3 km<sup>2</sup> Solarkollektorfläche erforderlich.

Der bei diesem Versorgungssystem entstandene Speicherkapazitätsbedarf entspricht 13,96 Tagesladungen. Für eine Bedarfsdeckungsreserve von 10 Prozent ist dementsprechend eine Kapazität von 15,36 Tagesladungen vorzuhalten. Dies zeigt auch Abbildung 11, die den zeitlichen Verlauf der Speicherleerung in grau über die ermittelten Extremjahre enthält sowie die Dauerlinie in blau in absteigender Sortierreihenfolge. Auf der Abszisse sind Stundenwerte aufgetragen. Für den zeitlichen Verlauf stellen die vertikalen Hilfsgitterlinien Jahresschritte dar. Nachdem hier die versorgungskritischsten Extremwetterphasen gezeigt werden, entspricht der Nullpunkt und jeder vertikale Jahresstrich also dem Beginn einer dieser Phasen.

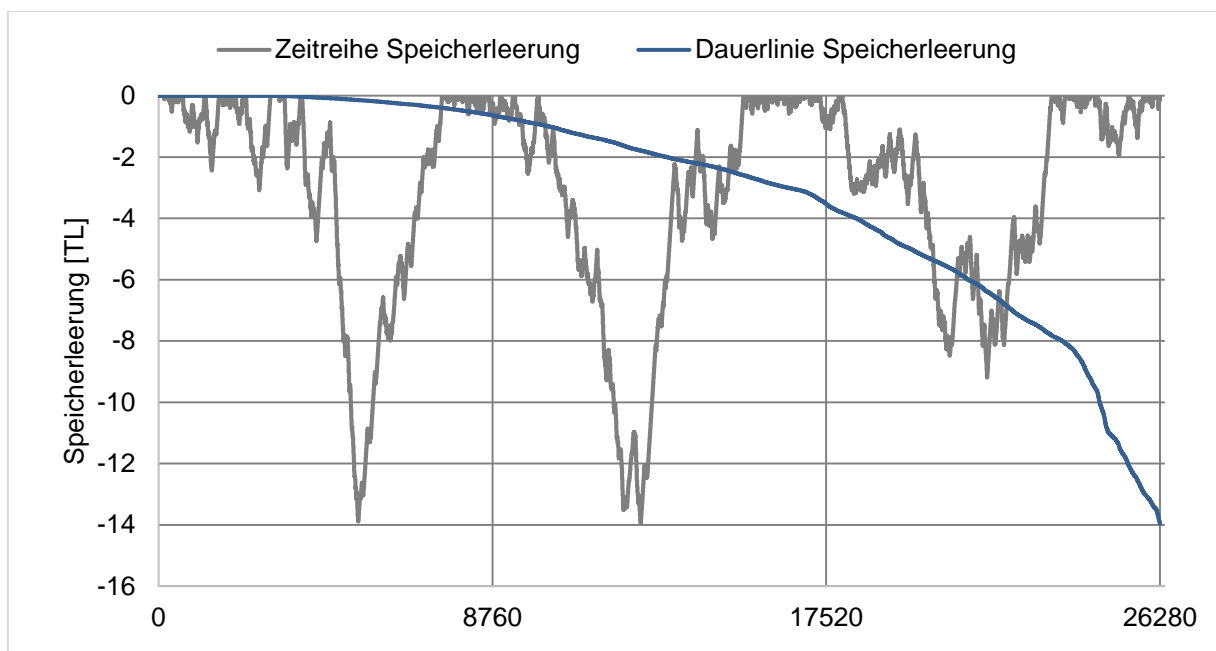


Abbildung 11: Speicherleerung bei Power to Gas to Power (Extremwetterjahre)

Um Leistungsüberschüsse ausmachen zu können, wird das insgesamt verfügbare Leistungsangebot abzüglich des Verbrauchs als Dauerlinie dargestellt. Diese Residualleistungsdauerlinie kann Abbildung 12 entnommen werden. Ist die Residualleistung positiv, liegen Leistungsüberschüsse vor. Der Schnittpunkt der Dauerlinie in blau mit der roten Nulllinie stellt auf der Abszisse also dar, wie lange ein Leistungsüberschuss besteht. Die in grau gezeichnete Datenkurve zeigt den zeitlichen Verlauf von Überschuss- und Defizitleistungsspitzen.

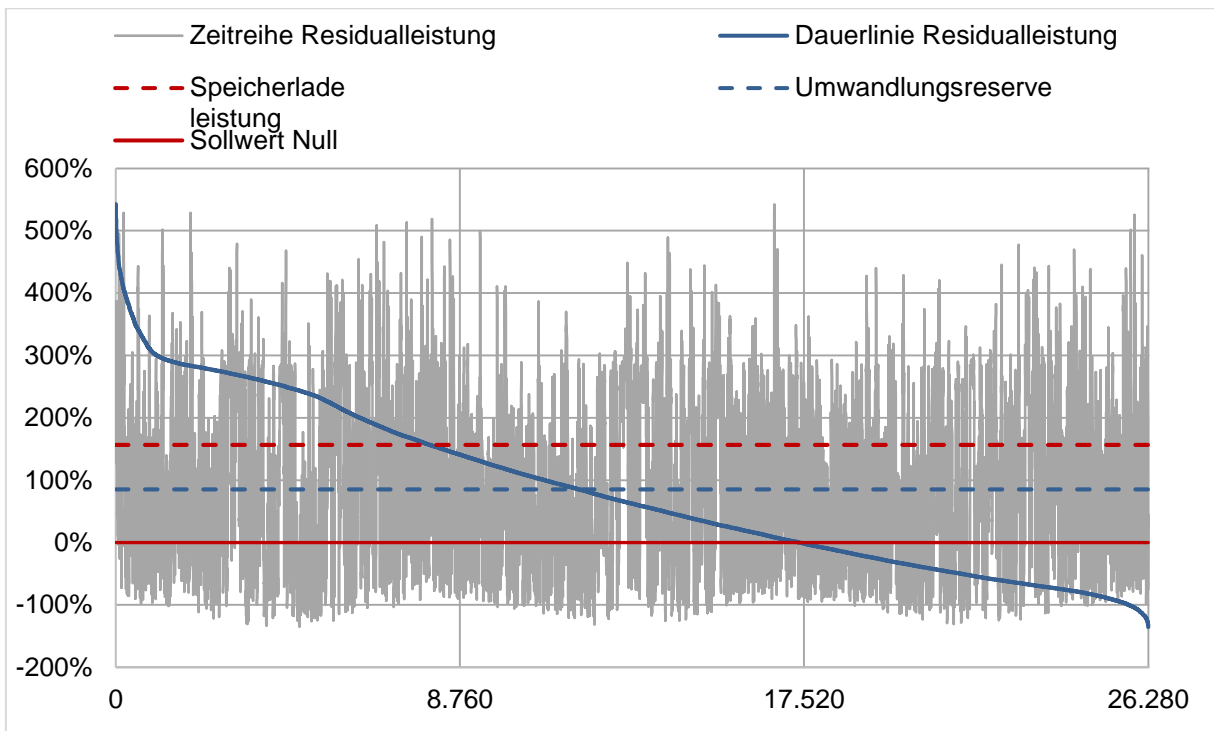


Abbildung 12: Residualleistung bei Power to Gas to Power (Extremwetterjahre)

Eine detaillierte Untersuchung der Speicherleerung und Residualleistung wird in der Auswertung durchgeführt. Aus der Analyse der Residualleistungszeitreihe ergeben sich unmittelbar die in Tabelle 12 zusammengefassten Auslegungsparameter.

Tabelle 12: Speicherauslegungsparameter bei Power to Gas to Power

Speicherauslegungsparameter	Wert
Wirkungsgrad	30,00 %
größte Speicherentnahmeleistung	135,27 %
vorzuhaltende Entnahmeleistung	148,79 %
Maximale Speichersystemleistung	156,77 %
Speicherladeleistung	156,77 %

## 5.2 Geotechnische Speichersysteme

Die Analyse der Modellierungsparameter für geotechnische Speichersysteme erfolgt nach dem bereits ausführlich dargestellten Vorgehen aus Kapitel 5.1. Aufgrund dessen wird an dieser Stelle auf eine erneute Durchführung verzichtet. Die Auslegungskennwerte für Photovoltaik- und Windenergieanlagen können Tabelle 13 entnommen werden.

Tabelle 13: Kennzahlen der Bestmixelauslegung bei geotechnischen Speichern

Kennzahl	Formelzeichen	Wert
Windanteil	iWi	75,00 %
Solaranteil	iSo	25,00 %
Fluktuierender Anteil	FA	137,00 %
Durchschnittsverbrauch	VD	817,64 MW
Nennleistung Wind	WN	278,96 %
Nennleistung Solar	SN	201,12 %
Zubau Wind	nw	552
Zubau Solar	As	9,70 km <sup>2</sup>
Benutzungsgrad Wind	BNG <sub>w</sub>	36,83 %
Benutzungsgrad Sonne	BNG <sub>s</sub>	17,03 %

Es wurde ein Ausbaubedarf von 552 Windkraftanlagen und 9,7 km<sup>2</sup> Photovoltaikanlagen bestimmt.

Bei der Auslegung berechnete Speicherkennwerte werden in Tabelle 14 beschrieben. Die Zeitreihen oder Dauerlinien aller Speichertechnologien werden in der Auswertung verglichen und deshalb nicht einzeln aufgeföhrt.

Tabelle 14: Speicherauslegungsparameter bei geotechnischen Speichern

Speicherauslegungsparameter	Wert
Wirkungsgrad	75,00 %
größte Speicherentnahmeleistung	135,41 %
vorzuhaltende Entnahmeleistung	148,95 %
Maximale Speichersystemleistung	196,00 %
Speicherladeleistung	196,00 %
Kapazitätsbedarf (tiefste Entladung)	13,20 TL
vorzuhaltende Kapazität	14,52 TL

### 5.3 Batteriespeicher

Die Analyse der Modellierungsparameter für Batteriespeicher erfolgt nach dem bereits ausführlich dargestellten Vorgehen aus Kapitel 5.1. Aufgrund dessen wird an dieser Stelle auf eine erneute Durchführung verzichtet. Die Auslegungskennwerte für Photovoltaik- und Windenergieanlagen können Tabelle 15 entnommen werden.

*Tabelle 15: Kennzahlen der Bestmixauslegung bei Batteriespeichern*

<b>Kennzahl</b>	<b>Formelzeichen</b>	<b>Wert</b>
<b>Windanteil</b>	iWi	45,00 %
<b>Solaranteil</b>	iSo	55,00 %
<b>Fluktuierender Anteil</b>	FA	251,00 %
<b>Durchschnittsverbrauch</b>	VD	817,64 MW
<b>Nennleistung Wind</b>	WN	306,65 %
<b>Nennleistung Solar</b>	SN	810,64 %
<b>Zubau Wind</b>	n <sub>w</sub>	607
<b>Zubau Solar</b>	A <sub>s</sub>	42,92 km <sup>2</sup>
<b>Benutzungsgrad Wind</b>	BNG <sub>w</sub>	36,83 %
<b>Benutzungsgrad Sonne</b>	BNG <sub>s</sub>	17,03 %

Es wurde ein Ausbaubedarf von 607 Windkraftanlagen und 42,92 km<sup>2</sup> Photovoltaikanlagen bestimmt.

Bei der Auslegung berechnete Speicherkennwerte werden in Tabelle 16 beschrieben. Die Zeitreihen oder Dauerlinien aller Speichertechnologien werden in der Auswertung verglichen und deshalb nicht einzeln aufgeführt.

*Tabelle 16: Speicherauslegungsparameter bei Batteriespeichern*

<b>Speicherauslegungsparameter</b>	<b>Wert</b>
Wirkungsgrad	85,00 %
größte Speicherentnahmeleistung	135,41 %
vorzuhaltende Entnahmeleistung	148,95 %
Maximale Speichersystemleistung	393,00 %
Speicherladeleistung	393,00 %
Kapazitätsbedarf (tiefste Entladung)	2,00 TL
vorzuhaltende Kapazität	2,20 TL



## 6 Kosten

Das wohl wichtigste Auslegungskriterium stellen die Kosten dar. Sie entscheiden über eine wirtschaftliche Gestaltung eines regenerativen Versorgungskonzeptes. Nachfolgende Kapitel beinhalten Informationen zu den angenommenen Anlagenkosten sowie den daraus resultierenden Stromgestehungskosten des ausgelegten Anlagenparks.

### 6.1 Kostenfaktoren

Die Stromgestehungskosten für Wasserkraft-, Windkraft, Solar- und Biomasseanlagen berücksichtigen alle Kosten pro gelieferter Energieeinheit. Enthalten sind Wertverluste der errichteten Kraftwerke in Form von Abschreibung, kalkulatorischen Zinsen sowie laufenden Betriebskosten etwa für Wartungsarbeiten, Aufsicht oder Ähnliches. Einmalig fallen Investitionskosten zum Bau und Inbetriebnahme an. Die zugrunde gelegten Anlagen- und Speicherkosten sind nachfolgend dargestellt.

*Tabelle 17: Kostengrößen des Umwandlungssystems*

	<b>Investitionskosten</b>	<b>ASD</b>	<b>Zins</b>	<b>BKF</b>
<b>Windenergieanlagen</b>	1.500 €/kW	25 a	5,0 %	4,0 %
<b>Solarenergieanlagen</b>	1300 €/kW	25 a	5,0 %	2,0 %
<b>Laufwasserkraftwerke</b>	6.200 €/kW	50 a	5,0 %	1,0 %
<b>Biomasseleistungsanlagen</b>	3.800 €/kW	20 a	5,0 %	20,0 %

Die dargestellten Werte werden als Durchschnittspreis auf die abgenommene Kilowattstunde umgelegt.

In der Untersuchung werden Power to Gas to Power, Batteriespeicher und geotechnische Speichersysteme berücksichtigt. Etwaige Kosten, die hierfür anfallen, werden in Tabelle 18 veranschaulicht.

Tabelle 18: Kostenfaktoren Speichersysteme

	<b>Investitionskosten</b>	<b>ASD</b>	<b>Zins</b>	<b>BKF</b>
<i>Power to Gas to Power</i>				
<b>Speicherladeanlagen</b>	2.500 €/kW	20 a	5,0 %	2,0 %
<b>Speicherentnahmeanlagen</b>	1.000 €/kW	25 a	5,0 %	2,0 %
<b>Maximalleistungsanlagen</b>	100 €/kW	40 a	5,0 %	2,0 %
<b>Speicherkapazität</b>	1 €/kWh	40 a	5,0 %	2,0 %
<i>Geotechnische Speicher</i>				
<b>Speicherladeanlagen</b>	200 €/kW	40 a	5,0 %	2,0 %
<b>Speicherentnahmeanlagen</b>	200 €/kW	40 a	5,0 %	2,0 %
<b>Maximalleistungsanlagen</b>	200 €/kW	40 a	5,0 %	2,0 %
<b>Speicherkapazität</b>	20 €/kWh	40 a	5,0 %	2,0 %
<i>Batteriespeicher</i>				
<b>Speicherladeanlagen</b>	0 €/kW	20 a	5,0 %	1,0 %
<b>Speicherentnahmeanlagen</b>	0 €/kW	20 a	5,0 %	1,0 %
<b>Maximalleistungsanlagen</b>	110 €/kW	20 a	5,0 %	1,0 %
<b>Speicherkapazität</b>	1000 €/kWh	20 a	5,0 %	1,0 %

## 6.2 Stromgestehungskosten

Um die Anwendung verschiedener Speichertechnologien in finanzieller Hinsicht vergleichen zu können, betrachtet man die durchschnittlichen Kosten des Anlagenparks für eine Kilowattstunde Strom über die angenommene Betriebsdauer. Diese Stromgestehungskosten hängen stark von der Standortqualität ab und werden in Tabelle 19 exemplarisch für Power to Gas to Power aufgelistet. Ein Vergleich der Stromgestehungskosten der verschiedenen Speichersysteme findet sich in Kapitel 7.3.

Tabelle 19: Stromgestehungskosten für Power to Gas to Power

<b>Stromgestehungskosten</b>	<b>Wert</b>	<b>Einheit</b>
Wind	6,81	Ct/kWh
Solar	4,09	Ct/kWh
Laufwasser	0,08	Ct/kWh
Biomasse und Sonstiges	0,61	Ct/kWh
<i>Energieumwandlungssystem</i>	<i>11,59</i>	<i>Ct/kWh</i>
Speicherkapazität	0,33	Ct/kWh
Speichersystemleistung	6,17	Ct/kWh
<i>Speichersystem gesamt</i>	<i>6,49</i>	<i>Ct/kWh</i>
<i>Gesamtes Versorgungssystem</i>	<i>18,09</i>	<i>Ct/kWh</i>

Die aufgeführten jährlichen Gesamtkosten ergeben sich aus der Summe von Kapital und Betriebskosten, dividiert durch den dadurch versorgten Durchschnittsverbrauch pro Jahr.

## 7 Auswertung

Der vorliegende Bericht enthält eine Modellierungsempfehlung für die kostengünstigste Zusammensetzung von Speicher und Energieträgern zur regenerativen Vollversorgung. Der Einsatz verschiedener Speichertechnologien hat erheblichen Einfluss auf die Stromgestehungskosten, die Zusammensetzung des Umwandlungsvermögens sowie auf benötigte Speicherkapazitäten.

### 7.1 Umwandlungssysteme

In Abbildung 13 werden die speicherspezifischen Unterschiede beim erforderlichen Zubau von Wind und Solarenergie visualisiert. Bei Power to Gas to Power tritt der höchste erforderliche Zubau an Windenergie auf, bei Batteriespeichern der höchste an Solarenergie.

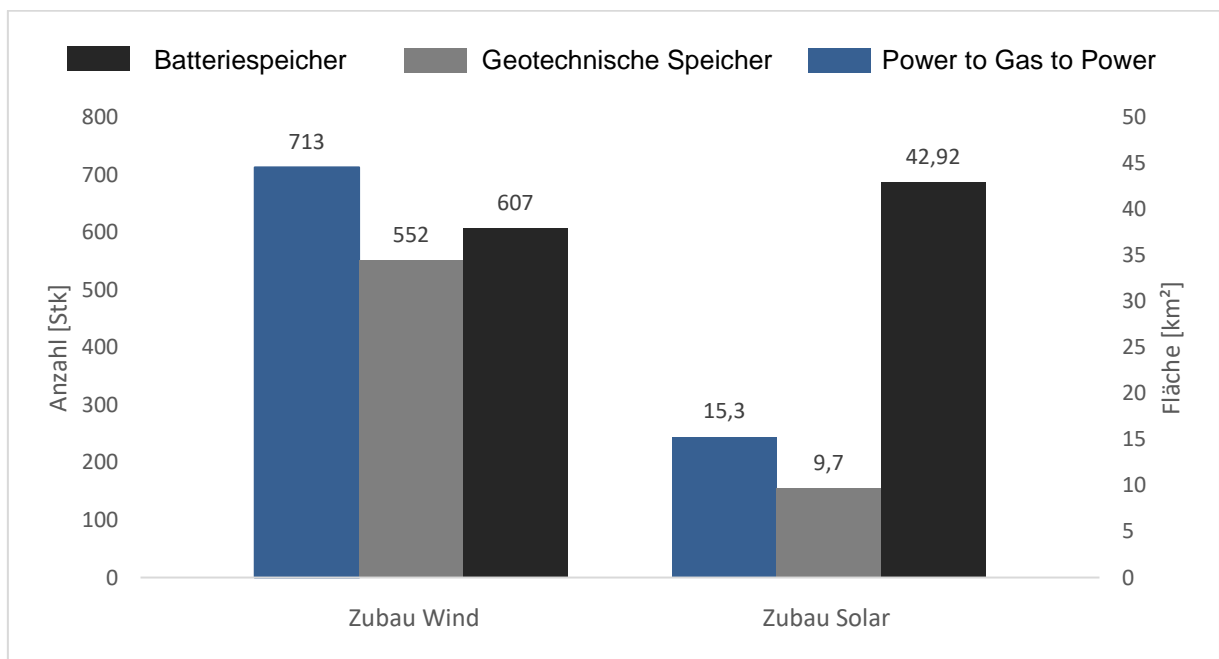


Abbildung 13: Vergleich Zubau von Wind- und Solarenergie

Batteriespeicher bedürfen insgesamt des größten Ausbaus, da die Speicherkapazität weitestgehend reduziert werden soll. Vor allem in Sommermonaten, in welchen sich Windleistungen merklich reduzieren, muss verstärkt Solarenergie umgesetzt werden, da im Winter produzierte Windenergie aus Kostengründen nicht gespeichert werden soll. Solarenergie tritt im Vergleich zur Windenergie täglich auf, in reduzierter Menge auch an Wintertagen. Durch die hohe solare Überkapazität erreicht man auch im Win-

ter, dass eine niedrige Speicherkapazität für den Ausgleich der Tag-Nacht-Zyklen ausreicht. Die zeitlich oft länger anhaltenden Windzyklen stellen im Vergleich dazu für Batteriesysteme viel zu hohe Speicherkapazitätsanforderungen.

## 7.2 Speichersysteme

Für Batteriespeicher ist zwar die geringste Speicherkapazität vorzuhalten, jedoch haben diese auch den höchsten Preis. Es ist deshalb günstiger das Umwandlungsvermögen durch Ausbau zu steigern. Die größte Speicherleerung tritt unter Einsatz des Power to Gas to Power Konzeptes auf, wie die Dauerlinien aus Abbildung 14 veranschaulichen. Die Achsenbeschriftung wurden analog zu Abbildung 11 vorgenommen.

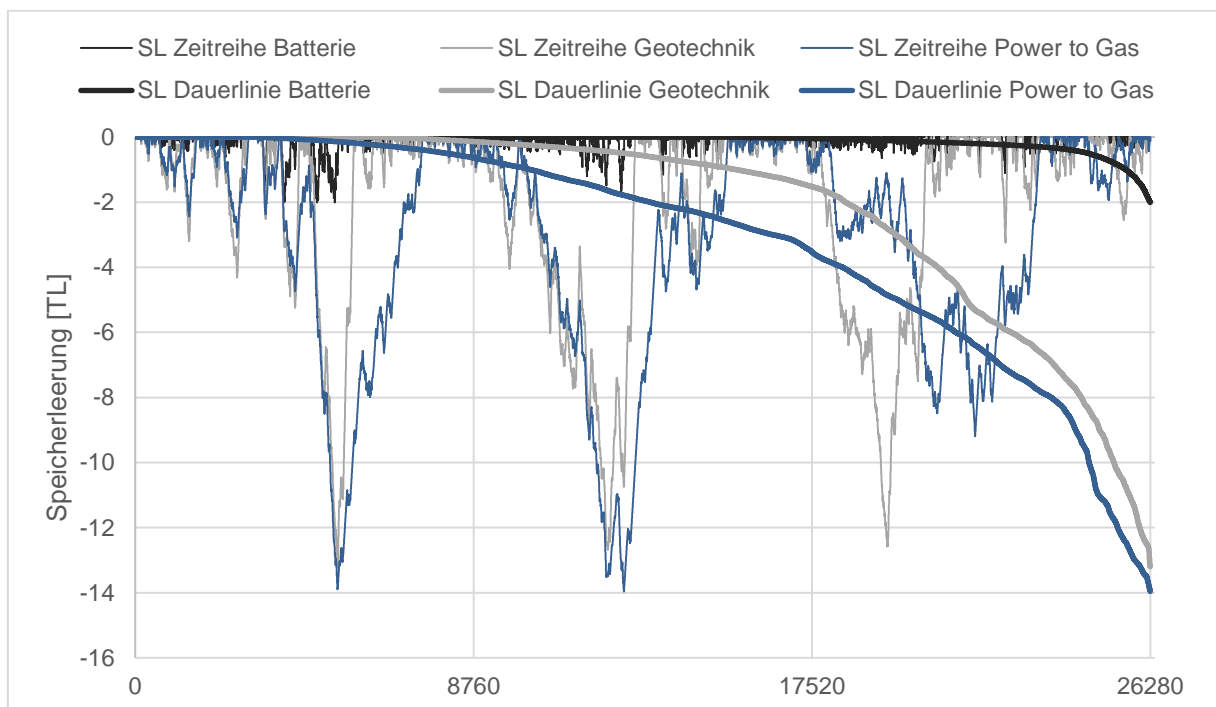


Abbildung 14: Vergleich der Speicherleerungen

Die Zeitreihen weisen zu ähnlichen Zeitpunkten Leerungsmaxima auf, die in ihrer Höhe jedoch variieren. Bei geotechnischen Speichern und Power to Gas to Power Speichern treten deutlich ausgeprägtere Leerungsamplituden und größere Leerungen über länger andauernde Zeiträume auf, als dies bei Batteriespeichern der Fall ist. Dies und die zeitliche Abfolge von Leistungsüberschüssen und Defiziten kann auch den Residualleistungsverläufen aus Abbildung 15 entnommen werden.

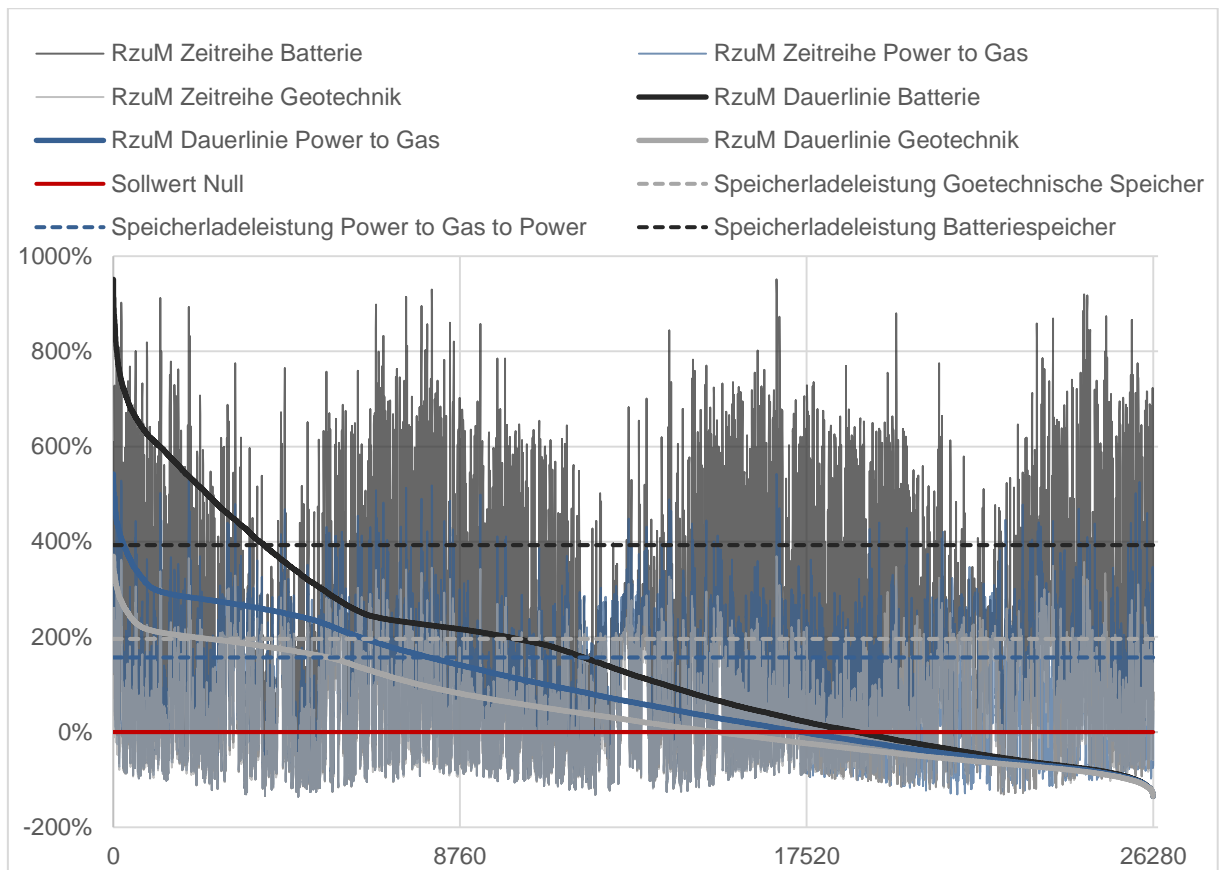


Abbildung 15: Vergleich der Residualleistungen

Bildet man die Summe der Leistungsüberschüsse bis zur Speicherladeleistung, ergibt sich daraus das Aufladevermögen. Im Diagramm entspricht das der Fläche zwischen der Nulllinie, der positiven Residualleistungsdauerlinie und der Speicherladeleistungslinie. Batteriespeicher verfügen über das größte Aufladevermögen, geotechnische Konzepte über das geringste. Werte oberhalb der Speicherladeleistung müssen abge-regelt werden. Die Fläche zwischen der Nulllinie und der, im Negativen verlaufenden Residualleistungsdauerlinie entspricht der Summe der Defizite. Batteriespeicher weisen demnach die längsten Überschussphasen auf, Geotechnische Speicher die kür-zesten.

### 7.3 Kostenanalyse

Um die wirtschaftlichste Speichertechnologie auswählen zu können, werden in Abbil-dung 16 die Stromgestehungskosten aufgezeigt. Geotechnische Speicher stellen er-kennbar die kostengünstigste Versorgungsmöglichkeit dar. Der Einsatz von Batterie-speichern schlägt mit dem höchsten Wert zu Buche.

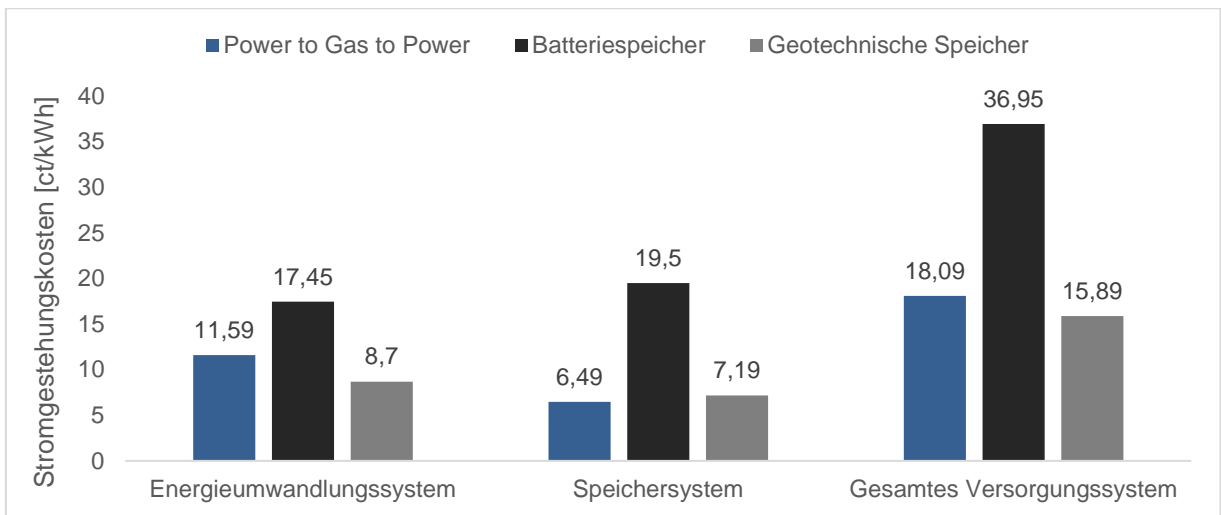


Abbildung 16: Vergleich der Stromgestehungskosten

Stellt man zusätzlich die Herstellungskosten - pro bedarfsgerecht und systemverantwortlich im Durchschnitt bereitgestellten Versorgungsleistung in Kilowatt - für die ausgewählten Speichertechnologien und das dafür erforderliche Umwandlungsvermögen gegenüber, resultieren daraus in Abbildung 17 veranschaulichte Kosten.

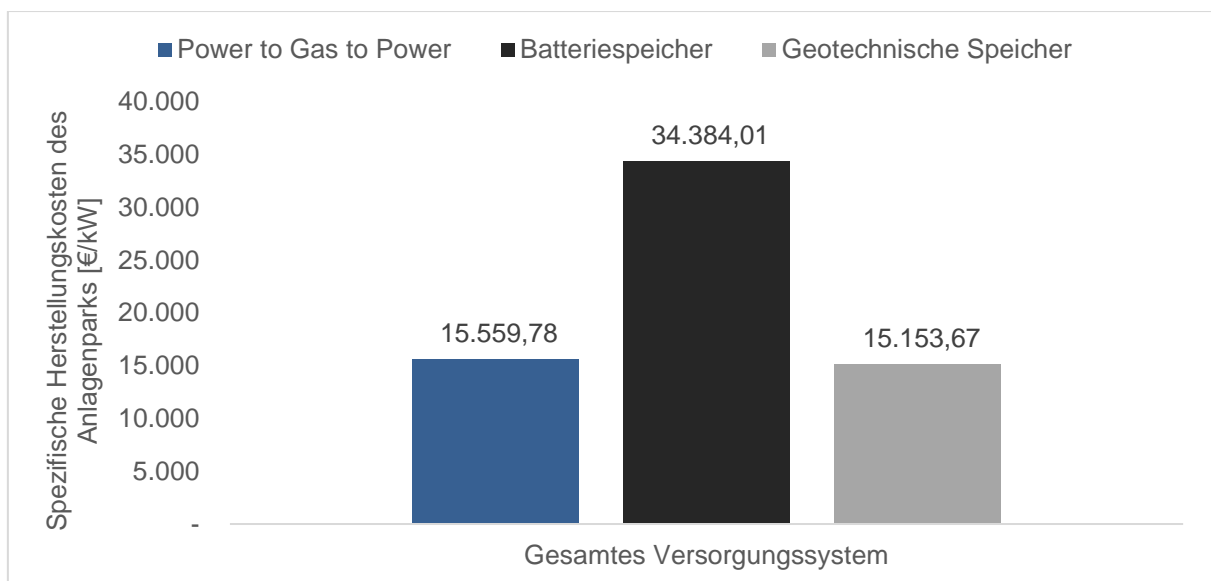


Abbildung 17: Vergleich der spezifischen Herstellungskosten

Aus finanzieller und wirtschaftlicher Sicht wäre also der Einsatz geotechnischer Speichertechnologien am sinnvollsten.

## 7.4 Fazit

Kapitel 7.1 bis 7.3 zeigen, dass die Anwendung geotechnischer Speichertechnologien vor den anderen Varianten zu präferieren ist. Sowohl die Stromgestehungskosten als

auch der erforderliche Ausbau des Energieumwandlungssystems sind deutlich geringer.

Die durchgeführte Energieversorgungsanalyse zeigt eindeutig, dass die regenerative Vollversorgung des Großraums Nürnberg möglich ist. Die praktische Umsetzbarkeit ist dennoch fraglich. Begrenzter Bauraum, Gesetze und Reglementierungen, Lärmschutz und Ähnliches schränken den Ausbau ein. Außerdem erfordern geotechnische Speichieranlagen geodätische Höhenunterschiede. Ansätze mit innovativen unterirdischen Technologien bieten Antworten auf diese Herausforderungen bei Vermeidung der Akzeptanz- und Landflächenbedarfsprobleme. Eine hohe Bevölkerungsdichte im Ballungsgebiet um die Stadt Nürnberg stellen mit den einhergehenden, hohen Verbrauchszahlen die größte Schwierigkeit dar. Unbedingt erwähnt werden muss also, dass die Ergebnisse des vorliegenden Berichtes lediglich eine Modellierungsempfehlung für die kostengünstigste Systemzusammensetzung beinhalten. Diese dient vor allem dem Zweck, Möglichkeiten aufzuzeigen, wie der Umstieg auf eine systemverantwortliche zukunftsfähige Energieversorgung zugleich wirtschaftlich durchgeführt werden kann. Die hier getroffene Aussage für die Zukunft auf Basis langfristiger Wettergeschehnisse kann die Grundlage weiterführender Analysen zur konkreten Anwendung für dieses Teilgebiet werden oder zur Projektion auf andere Gebiete genutzt werden.



## 8 Literaturverzeichnis

- Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen. (2019). *Pressebericht zum Energieverbrauch 2019*. Abgerufen am 04. April 2020 von [https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article\\_id=29&fileName=ageb\\_pressedienst\\_02\\_2020.pdf](https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=ageb_pressedienst_02_2020.pdf)
- Bayerisches Landesamt für Statistik. (2019). *Fortschreibung des Bevölkerungsstandes*. Abgerufen am 20. Juni 2020 von [https://www.statistikdaten.bayern.de/genesis/online?language=de&sequenz=TabelleErgebnis&selectionname=12411-005r\\*](https://www.statistikdaten.bayern.de/genesis/online?language=de&sequenz=TabelleErgebnis&selectionname=12411-005r*)
- Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik. (2019). *Windenergie Report Deutschland 2018*. Abgerufen am 20. Juni 2020 von [http://windmonitor.iee.fraunhofer.de/opencms/export/sites/windmonitor/img/Windmonitor-2018/WERD\\_2018.pdf](http://windmonitor.iee.fraunhofer.de/opencms/export/sites/windmonitor/img/Windmonitor-2018/WERD_2018.pdf)
- Lüers, S., Rehfeldt, K. & Wallasch, A.-K. (2015). *Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland Update*. (Deutsche WindGuard GmbH) Abgerufen am 23. Juni 2020 von [https://www.windguard.de/veroeffentlichungen.html?file=files/cto\\_layout/img/unternehmen/veroeffentlichungen/2015/Kostensituation%20der%20Windenergie%20an%20Land%20in%20Deutschland%20-%20Update.pdf](https://www.windguard.de/veroeffentlichungen.html?file=files/cto_layout/img/unternehmen/veroeffentlichungen/2015/Kostensituation%20der%20Windenergie%20an%20Land%20in%20Deutschland%20-%20Update.pdf)
- Will, K. (2020). *Aufbereitung realer Verbrauchsdaten zur Modellierung einer regenerativen elektrischen Vollversorgung in der Metropolregion Nürnberg*. Abgerufen am 05. Juli 2020 von [https://opus4.kobv.de/opus4-ohm/files/642/Bachelorarbeit\\_Katharina-Will\\_TH-Nuernberg.pdf](https://opus4.kobv.de/opus4-ohm/files/642/Bachelorarbeit_Katharina-Will_TH-Nuernberg.pdf)

## 9 Bildquellenverzeichnis

### **Titelblatt:**

Eigene Fotomontage unter Verwendung folgender, zur persönlichen und kommerziellen Wiederverwendung freigegebener und gekennzeichneteter Bilder:

Windkraftanlage Winnberg (Deining), Foto: Ferdinand Dunkes

Solarpark Pölling (Neumarkt), Foto: Ferdinand Dunkes

Adda River Damm, Foto: Unbekannt, Aufgerufen am 17.06.2020 unter <https://www.piqsels.com/de/public-domain-photo-jjcmp>

### **Abbildung 1 bis 17:**

Erstellung: Ferdinand Dunkes