

# **Studienarbeit Smart Energy**

## **Energiemanagement und Energietechnik**

Regenerative Versorgungsanalyse

vorgelegt von

**Warren, John**

john.warren@outlook.de

am 3.01.2024

Betreuer:

Prof. Dr.-Ing. Matthias Popp

# Inhaltsverzeichnis

<b>Abbildungsverzeichnis</b> .....	<b>3</b>
<b>Tabellenverzeichnis</b> .....	<b>5</b>
<b>1 Projektübersicht</b> .....	<b>6</b>
<b>2 Stromverbrauch des Versorgungsgebiet</b> .....	<b>7</b>
2.1 Analysiertes Rastergebiet - 11.25°E 49.5°N .....	7
2.2 Versorgungsaufgabe.....	9
<b>3 Sonne und Wind</b> .....	<b>12</b>
3.1 Modellierung .....	12
3.2 Korrekturfaktor für Winddaten .....	15
3.3 Leistungszeitreihe .....	16
3.4 Ladungsabweichung .....	19
3.5 Umwandlungsdauerlinien.....	20
<b>4 Einspeisung aus Laufwasser- und Biomasse-Anlagen</b> .....	<b>22</b>
<b>5 Versorgungsanalyse - Das bestehende System</b> .....	<b>23</b>
<b>6 Regenerative Versorgungssysteme - Konzepte</b> .....	<b>25</b>
6.1 Verfügbare Speichertechnologien.....	25
6.2 Kostenparameter .....	26
6.3 Systemgestaltungen mit den niedrigsten Stromgestehungskosten	28
6.4 Systemvergleich.....	31
6.4.1 Systemauslegung und Kosten .....	31
6.4.2 Residualleistungsdauerlinien .....	36
6.4.3 Residualleistung und Speicherleerung.....	37
6.5 Mögliche Einschränkungen bei der Stromerzeugung.....	40
<b>7 Fazit</b> .....	<b>43</b>

<b>8</b>	<b>Literaturverzeichnis .....</b>	<b>44</b>
<b>9</b>	<b>Anhang.....</b>	<b>45</b>

# Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1: Rastergebiet 11.25°E 49.5°N .....	7
Abbildung 2-2: Versorgungsverlauf des Rastergebiets während des Analysezeitraums, wöchentlicher Durchschnitt .....	10
Abbildung 2-3: Versorgungsverlauf des Rastergebiets während des Analysezeitraums, täglicher Durchschnitt.....	10
Abbildung 2-4: Versorgungsverlauf des Rastergebiets während des Analysezeitraums, Stundenbasis .....	11
Abbildung 3-1: Benutzungsgrad und Windpotentialausnutzung im Verhältnis zur spezifischen Nennleistung der WKA.....	14
Abbildung 3-2: Leistungskurve der gewählten WKA .....	15
Abbildung 3-3: Mittlere Windgeschwindigkeit in 120m Höhe .....	16
Abbildung 3-4: Wöchentliche Durchschnittsleistung vom 1.9.2020 bis 31.08.2023 .....	17
Abbildung 3-5: wöchentliche maximale Leistung vom 1.9.2020 bis 31.08.2023 .....	17
Abbildung 3-6: Windleistung bei stündlicher Basis in Zeitraum maximaler Leistung.....	18
Abbildung 3-7: Zeitfenster auf Stundenbasis .....	19
Abbildung 3-8: Ladungsabweichung .....	20
Abbildung 3-9: Umwandlungsdauerlinien.....	21
Abbildung 4-1: Residualleistung des bestehenden Systems .....	23
Abbildung 4-2: Versorgungsverlauf des bestehenden Systems auf wöchentlicher Durchschnittsbasis.....	24
Abbildung 6-1: Suche nach den minimalen Stromgestehungskosten durch Variation der UV für einen gegebenen Mix (iWi = 54%) und Speichertechnologie (PtG) .....	30
Abbildung 6-2: Stromgestehungskosten als Funktion des Mix aus Wind und Sonne (PtG) .....	30
Abbildung 6-3: Versorgungsreserve, Speicherentnahme, Speicherleerung als Funktion des Mixes aus Wind und Sonne.....	34
Abbildung 6-4: Residualleistungsdauerlinien verschiedener Systeme .....	36
Abbildung 6-5: Residualleistung, nicht nutzbare Überschüsse und Speicherleerung – PtG .....	37
Abbildung 6-6: Residualleistung, nicht nutzbare Überschüsse und Speicherleerung - PtG .....	37
Abbildung 6-7: Residualleistung, nicht nutzbare Überschüsse und Speicherleerung - Pumpspeicher .....	38

Abbildung 6-8: Residualleistung, nicht nutzbare Überschüsse und Speicherleerung - Pumpspeicher .....	38
Abbildung 6-9: Residualleistung, nicht nutzbare Überschüsse und Speicherleerung – Akku 20a ASD .....	39
Abbildung 6-10: Residualleistung, nicht nutzbare Überschüsse und Speicherleerung – Akku 15a ASD .....	39
Abbildung 6-11: Im Energieatlas ausgewählte Regionen (rot) im Vergleich zum analysierten Rastergebiet (blau) .....	40
Abbildung 6-12: Das maximale technische Potenzial des Rastergebiets gemäß dem Energieatlas .....	42
Abbildung 6-13: Das maximale technische Potenzial in Mittelfranken gemäß dem Energieatlas.....	42

# Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1: Einwohnerzahl und jährlicher Stromverbrauch des Rastergebiets	8
Tabelle 2-2: EEG-Anlagen im Rastergebiet	8
Tabelle 3-1: Angenommene Eigenschaften für Berechnungen zur Energieerzeugung	14
Tabelle 3-2: Daten der Modell-Windenergieanlage	14
Tabelle 6-1: Speicherwirkungsgrad der verschiedene Speichertechnologien	26
Tabelle 6-2: Spezifische Herstellkosten der Energieerzeugungsanlagen	27
Tabelle 6-3: Kostenparameter der Speichertechnologien	27
Tabelle 6-4: Vorgabewerte für Versorgungssystemanalyse	28
Tabelle 6-5: Ergebnisse der Suche nach dem Kostenminimum für verschiedene Speichertechnologien	32
Tabelle 6-6: Kapitalkosten	33
Tabelle 6-7: Spezifische Betriebskosten	33
Tabelle 6-8: Aufschlüsselung der Stromgestehungskosten	33
Tabelle 6-9: Systemdesign, bei dem die Kosten für Solar- und Windenergie gleich sind	35
Tabelle 6-10: Vergleich der Energieatlas-Daten und der Versorgungsanalyse	41
Tabelle 9-1: Datenpaket der Studienarbeit	45

# 1 Projektübersicht

Gemäß dem Bundes-Klimaschutzgesetz hat Deutschland das Ziel, bis 2045 klimaneutral zu sein. Es bedeutet, dass nur so viel Treibhausgas ausgestoßen werden darf, wie von der Natur aufgenommen werden kann. Um dieses Ziel zu erreichen, ist ein Übergang der Energiewirtschaft von konventionellen fossilen Brennstoffen hin zu einem vollständig erneuerbaren Energiesystem unerlässlich.

Eine der größten Herausforderungen besteht darin, von konventionellen Energiesystemen, bei denen die Leistung bedarfsabhängig ist, zu einem volatilen System überzugehen, bei dem die Leistung von den Wetterbedingungen abhängt. Um die bedarfsgerechte Verfügbarkeit von Strom zu gewährleisten, sind Speichersysteme erforderlich, um die Umwandlungskapazität und den Verbrauch jederzeit in einem präzisen Gleichgewicht zu halten.

Diese Studienarbeit untersucht den Stromverbrauch auf regionaler Ebene in Deutschland und vergleicht drei verschiedene Systemdesigns für erneuerbare Energien. Die Systeme basieren auf dem Einsatz von geotechnischen, chemischen und Batteriespeichertechnologien. Es werden reale Wetter- und Lastdaten für einen Zeitraum von drei Jahren vom 01.09.2020 bis zum 31.08.2023 verwendet.

## 2 Stromverbrauch des Versorgungsgebiet

Wie in Kapitel 3.1 erläutert, wird der Merra-2-Datensatz der NASA als Grundlage für die Modellierung der Wind- und Energieleistung verwendet. Die Daten haben eine Auflösung von  $0,625^\circ$  in Längsrichtung und  $0,5^\circ$  in Breitenrichtung. Für die zu analysierende Region wird daher dieselbe Gittergröße und -lage verwendet.

### 2.1 Analysiertes Rastergebiet - $11.25^\circ\text{E}$ $49.5^\circ\text{N}$

Das untersuchte Rastergebiet ist in Abbildung 2-1 dargestellt. Es umfasst eine der drei Metropolen Bayerns, nämlich Nürnberg, Fürth, Erlangen und Schwabach, die zusammen eine Bevölkerung von über 800.000 Einwohnern haben. Aufgrund dieser hohen Bevölkerungsdichte ist davon auszugehen, dass der Energieverbrauch im Vergleich zum Umland hoch ist. Die Gesamtbevölkerung im Rastergebiet wird anhand der in [1] bereitgestellten Bevölkerungsdaten berechnet. Der jährliche Energieverbrauch des Rastergebiets für die Studienarbeit basiert auf der Annahme eines durchschnittlichen Verbrauchs von 500 W pro Einwohner. Die Gesamtsumme ist in Tabelle 2-1 aufgeführt.

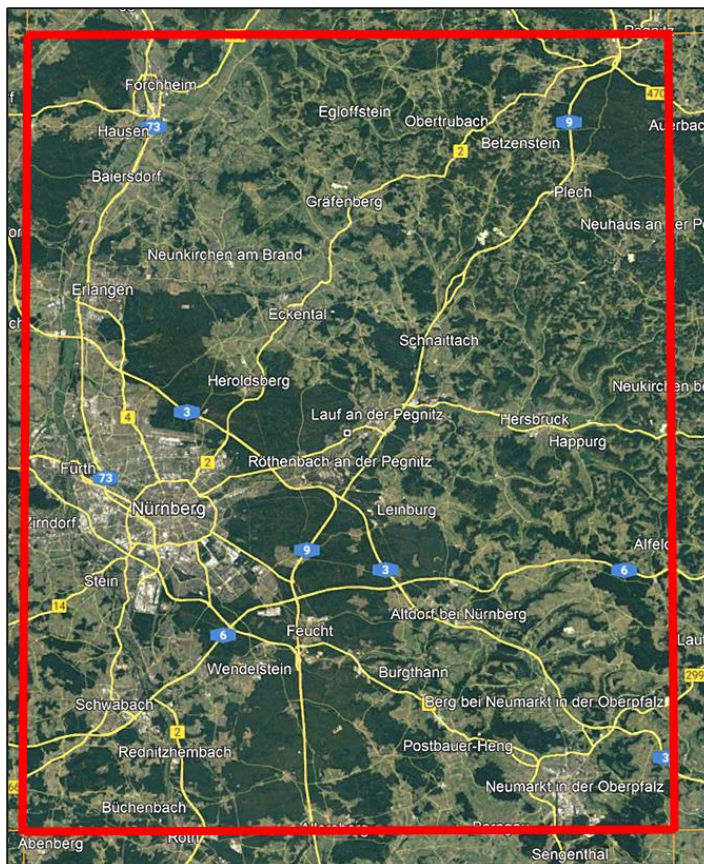


Abbildung 2-1: Rastergebiet  $11.25^\circ\text{E}$   $49.5^\circ\text{N}$



Tabelle 2-1: Einwohnerzahl und jährlicher Stromverbrauch des Rastergebiets

Einwohner	Fläche [km <sup>2</sup> ]	Leistungsbedarf [W/EW]	Rastergebiet Leistungsbedarf [kW]	Jährlicher Verbrauch [MWh]
1183286	2457	500	591643	5182793

Um die bereits produzierte erneuerbare Energie in der Region zu ermitteln, wird die 2022 EEG-Jahresabrechnung verwendet [2]. Mithilfe der Standortdaten wird die installierte Leistung aller Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien in der Region sowie die produzierte Strommenge ermittelt, wie in Tabelle 2-2 dargestellt. Der Anteil jedes Anlagentyps am Gesamtenergieverbrauch wird zusammen mit dem Benutzungsgrad angegeben. Der Benutzungsgrad einer Energieanlage wird als Verhältnis der durchschnittlichen Leistung während eines Betrachtungszeitraums (in diesem Fall ein Jahr) zur Nennleistung definiert.

Tabelle 2-2: EEG-Anlagen im Rastergebiet

	Installierte Leistung [kW]	Stromerzeugung, 2022 [MWh]	Benutzungsgrad	Anteil am durchschnittlichen Jahresverbrauch
<b>Solar</b>	454978	373003	9%	7,20%
<b>Biomasse</b>	47328	297192	72%	5,73%
<b>Wind an Land</b>	117031	211823	21%	4,09%
<b>Wasser</b>	16018	58179	41%	1,12%
Deponiegas	110	438	45%	0,01%
Klärgas	172	15	1%	0,00%
<b>Gesamt</b>	<b>635637</b>	<b>940648</b>	-	<b>18,1%</b>

Die gesamte installierte Leistung erneuerbarer Energien deckt im Jahr 2022 nur etwa ein Fünftel des Strombedarfs, wie aus Tabelle 2-2 hervorgeht. Damit die Region autark werden kann, sind sehr große Investitionen in neue Anlagen erforderlich.

## 2.2 Versorgungsaufgabe

Die tatsächlichen Lastgänge für die Region standen für die Studie nicht zur Verfügung. Es wird jedoch angenommen, dass sich das Lastprofil nicht wesentlich von dem des Übertragungsnetzbetreibers Tennet unterscheidet. Diese Daten werden auf der Transparenzplattform von ENTSO-E veröffentlicht und dienen als Grundlage für die Analyse, [3].

Es ist wichtig zu beachten, dass Wetter- und Energielasten bestimmten Mustern folgen. Allerdings sollte ein ausreichend großer Zeitraum untersucht werden, um die Stabilität eines Systems unter allen Bedingungen zu gewährleisten, aufgrund seiner inhärenten Variabilität. Für diese Studie wurde als Kompromiss zwischen Genauigkeit und Analyselaufzeit ein Zeitraum von 3 Jahren gewählt.

Die Abbildung 2-2 zeigt den wöchentlichen durchschnittlichen Versorgungsverlauf in Bezug auf den Durchschnittsverbrauch. Im Winter ist ein erhöhter Verbrauch deutlich erkennbar (mit Ausnahme der markierten Weihnachtsferienzeiten), während der Verbrauch im Sommer unterdurchschnittlich ist. Darüber hinaus ist der Energieverbrauch im Jahr 2023 deutlich niedriger als in den beiden Vorjahren.

Die Abbildung zeigt auch die Ladungsabweichung, definiert als das Integral der Durchschnittsleistungsabweichung über die Zeit. Wenn der Verbrauch über dem Durchschnitt liegt, steigt die Ladungsabweichungskurve an. Bei unterdurchschnittlichem Verbrauch sinkt die Kurve entsprechend. Die Ladungsabweichungskurve erleichtert die Identifizierung längerfristiger Trends. Im Winter ist eine positive Steigung zu beobachten, während im Sommer eine negative Kurvensteigung vorliegt.

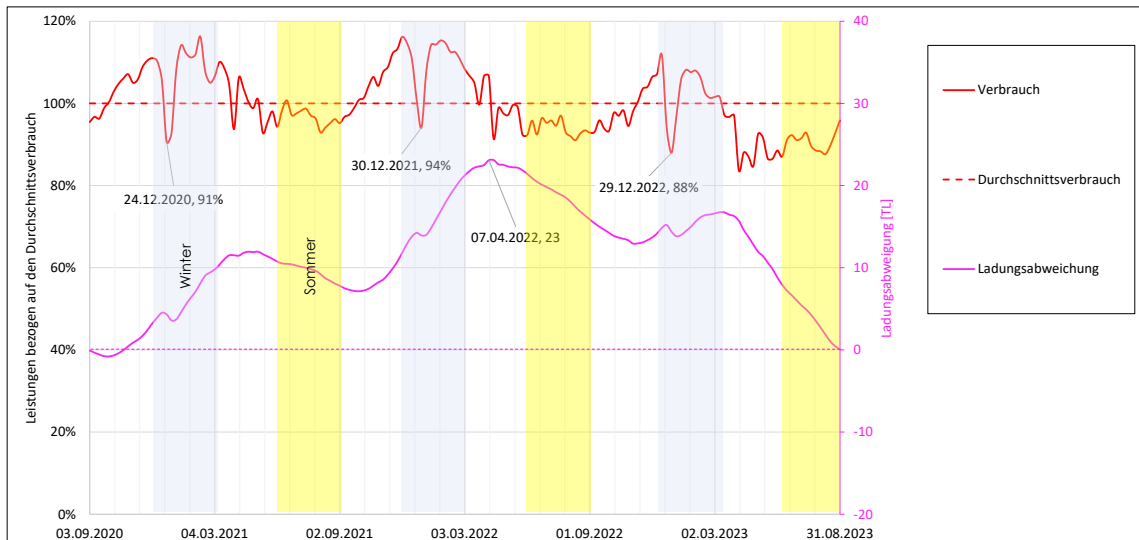


Abbildung 2-2: Verbrauchsverlauf des Rastergebiets während des Analysezeitraums, wöchentlicher Durchschnitt

Es ist zu beachten, dass der Wochenmittelwert die Spitzenwerte glättet. Während die Durchschnittswerte zur Visualisierung dienen, basiert das Systemdesign immer auf den genauesten verfügbaren Daten, in diesem Fall auf stündlichen Daten. Abbildung 2-3 zeigt einen Ausschnitt der Daten auf Basis eines Tagesdurchschnitts, wobei der wöchentliche Rückgang des Energieverbrauchs an jedem Wochenende sichtbar wird. Abbildung 2-4 schließlich zeigt den stündlichen Verbrauch, wobei der Energieverbrauch jede Nacht auf ein Tagesminimum sinkt.

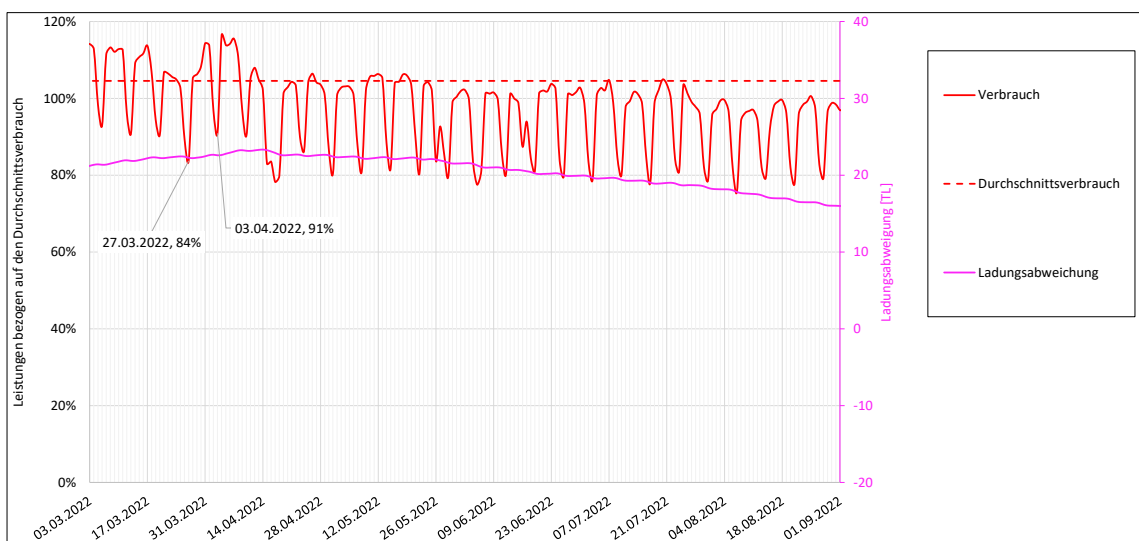


Abbildung 2-3: Versorgungsverlauf des Rastergebiets während des Analysezeitraums, täglicher Durchschnitt

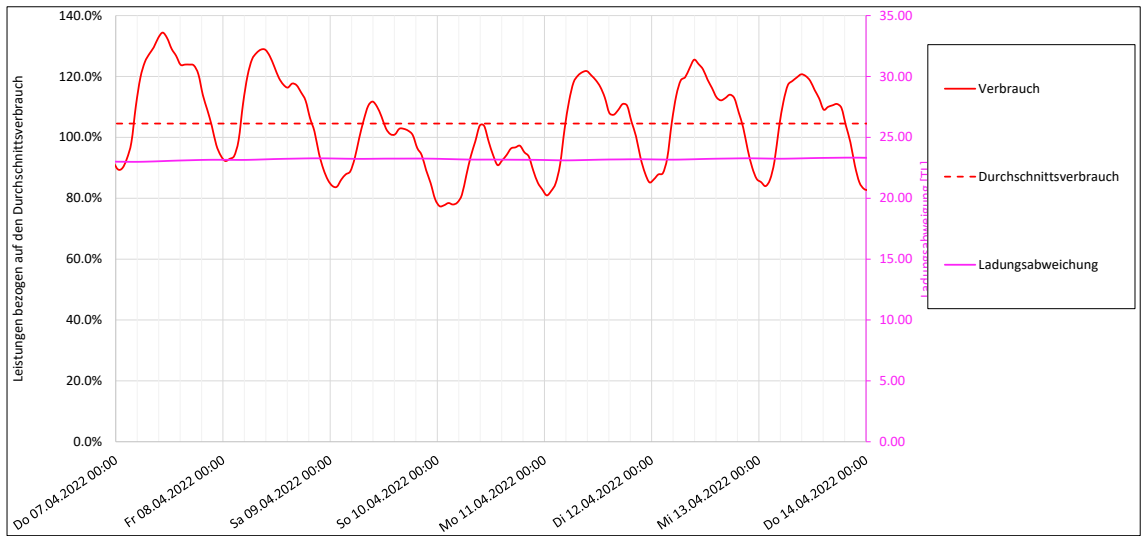


Abbildung 2-4: Versorgungsverlauf des Rastergebiets während des Analysezeitraums, Stundenbasis

### **3 Sonne und Wind**

Dieses Kapitel konzentriert sich auf die weitgehend frei ausbaubaren Energiequellen für ein erneuerbares Energiesystem, nämlich Sonne und Wind. Die Modellierungseingaben und -ausgaben werden in den Kapiteln 3.1 bis 3.3 erläutert. In den Kapiteln 3.4 und 3.5 werden die Auswirkungen verschiedener Solar-/Windkombinationen auf das System untersucht.

#### **3.1 Modellierung**

MERRA-2 ist ein Reanalysedatensatz, der vom Global Modelling and Assimilation Office (GMAO) der NASA erstellt wurde [4]. Er kombiniert Beobachtungen aus verschiedenen Quellen mit einem numerischen Wettermodell, um eine umfassende und konsistente Aufzeichnung vergangener Wetterbedingungen zu erstellen. Im Rahmen dieser Studie werden die Daten zur Sonneneinstrahlung und zum Wind in der Höhe als Grundlage für die Bestimmung des in der Region verfügbaren Potenzials für Sonnen- und Windenergie herangezogen.

Um die Analyse zu vereinfachen, wurden mehrere Annahmen getroffen. Erstens wird angenommen, dass alle Wind- und Solarkraftwerke die gleichen Eigenschaften haben, wie in

Tabelle 3-1 dargestellt. Zweitens wird angenommen, dass lokale Effekte wie Verschattungen oder unterschiedliche Windverhältnisse innerhalb der Region einen minimalen Einfluss auf die regionale Analyse haben. Schließlich wird angenommen, dass die in Tabelle 2-2 berechneten Benutzungsgrade konstant bleiben. Tatsächlich handelt es sich dabei um einen weiteren wichtigen Freiheitsgrad, der zur Verbesserung des Windenergieertrags genutzt werden könnte, wie in Abbildung 3-1 dargestellt. Für die Studie wird der Benutzungsgrad als Grundlage für die Nennleistungsauswahl mit den ausgewählten Eigenschaften der Windkraftanlagen (WKA) verwendet (siehe Tabelle 3-2) sowie die Leistungskurve (siehe Abbildung 3-2).

Tabelle 3-1: Angenommene Eigenschaften für Berechnungen zur Energieerzeugung

Anlagentyp	Relevante Eigenschaft	Wert
Wind	Nabenhöhe	130m
	Rotordurchmesser	150m
	Luftdichte	1,1725 kg/m <sup>3</sup>
	c <sub>p</sub> -Bestwert	45%
	c <sub>p</sub> -Wert bei P <sub>Nenn</sub> Beginn	40%
	Maximaler c <sub>p</sub> -Wert bezogen auf v <sub>W,Nenn</sub>	73%
	Abregelungsanfang bezogen auf v <sub>W,Nenn</sub>	250%
	Abregelungsende bezogen auf v <sub>W,End</sub>	300%
	Modellierungspotenz p	3,50
Solar	Richtung der Kollektorfläche	180° (S)
	Neigung der Kollektorfläche	35°
	Wirkungsgrad	15%

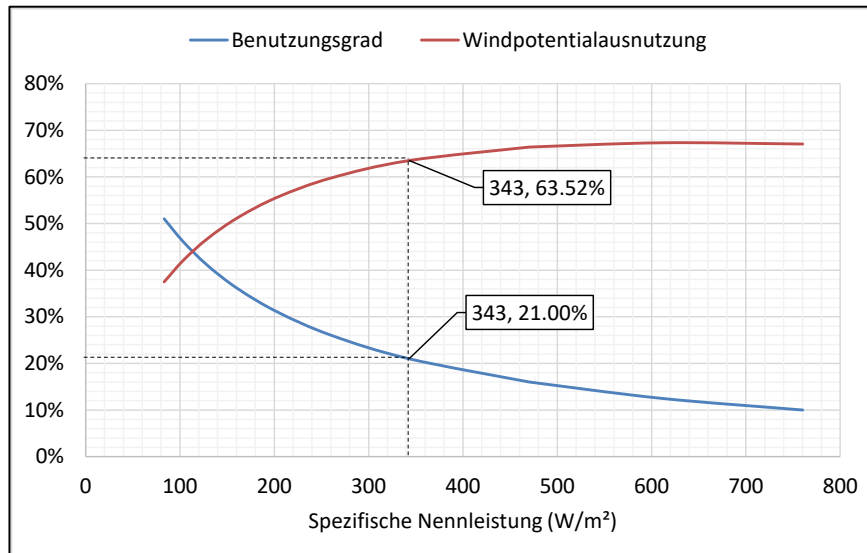


Abbildung 3-1: Benutzungsgrad und Windpotentialausnutzung im Verhältnis zur spezifischen Nennleistung der WKA

Tabelle 3-2: Daten der Modell-Windenergieanlage

Eigenschaft	Wert	Einheit
Nennleistung	6058,1	kW
spezifische Nennleistung	342,8	W/m <sup>2</sup>
Einschaltwindgeschwindigkeit	2,5	m/s
v <sub>Wmax</sub> Windgeschwindigkeit bei c <sub>pMax</sub>	8,29	m/s
Nennleistungs-Windgeschwindigkeit	11,35	m/s
Abregelungsanfangswindgeschwindigkeit	28,4	m/s
Abregelungsendewindgeschwindigkeit	34,0	m/s
α-Faktor des potenzmodellierten c <sub>p</sub> -Verlaufs	-0,000993	s <sup>p</sup> /m <sup>p</sup>
Benutzungsgrad	21,00%	
Windpotentialausnutzung	63,52%	

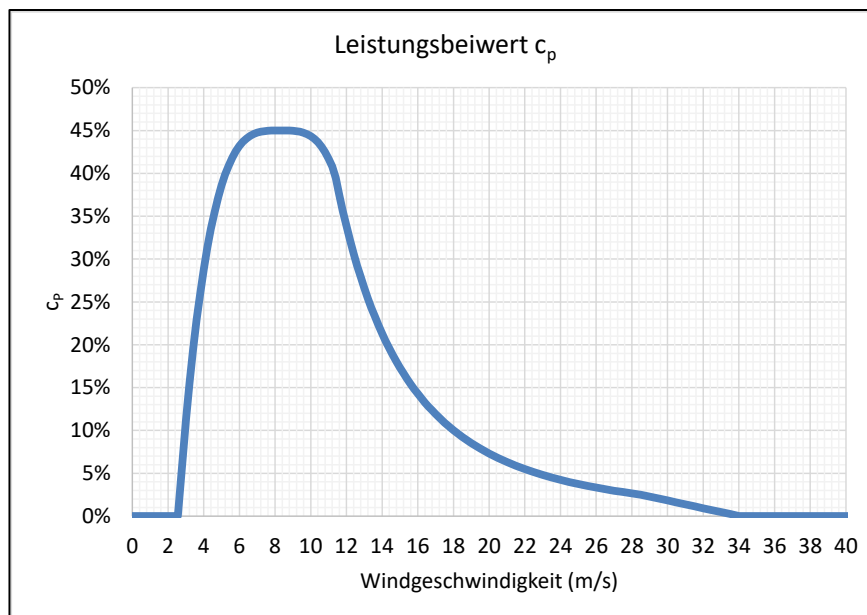


Abbildung 3-2: Leistungskurve der gewählten WKA

### 3.2 Korrekturfaktor für Winddaten

Die Windleistung bei Durchströmung einer Fläche  $F$  mit der Geschwindigkeit  $v$  wird durch folgende Formel beschrieben:

$$P_{Wind} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot F \cdot v^3$$

Diese Formel zeigt, dass die Leistung direkt proportional zur dritten Potenz der Windgeschwindigkeit ist. Ein Messfehler von 10 % bei der Geschwindigkeitsmessung führt zu einem Fehler von etwa 30 % beim Energietrag. Um diesen möglichen Fehler zu minimieren, wird die Durchschnittsgeschwindigkeit aus der Merra2-Datenbank mit Windgeschwindigkeiten aus dem Bayerischen Windatlas, [5], verglichen. Der Windatlas liefert keine Zeitreihendaten, sondern visualisiert die durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten in höherer Auflösung. Diese können wiederum zur entsprechenden Skalierung der Merra2-Daten genutzt werden.

Für den analysierten Zeitraum wurde die durchschnittliche Windgeschwindigkeit auf 130m aus den Merra2-Daten mit 6,96 m/s ermittelt (siehe beigegefügt Dokument Nr. 4, Registerkarte „Wind“). Der Bayerische Windatlas bietet Datenvisualisierungen auf 120 m (siehe Abbildung 3-3) und 140 m. Die Windgeschwindigkeiten an mehreren Standorten wurden in beiden Höhen ermittelt und gemittelt, um die Geschwindigkeit in 130 m Höhe



zu bestimmen. Es wurden Standorte ausgewählt, an denen die Windkraftanlagen wahrscheinlich positioniert werden könnten. Dies führte zu einer gewichteten durchschnittlichen Windgeschwindigkeit von 5,5 m/s in 130 m Höhe.

Die Analyse zeigt, dass die Merra2-Daten für die Studienarbeit als zu optimistisch angesehen werden. Wie in Abbildung 3-3 zu sehen ist, liegt ein lokales Maximum von 6,21 m/s immer noch unter der Merra2-Durchschnittsgeschwindigkeit. In der Versorgungsanalyse wird die durchschnittliche Windgeschwindigkeit durch die Anwendung eines Korrekturfaktors von 0,8 auf 5,56 m/s reduziert. Dieser Wert wird als akzeptabel betrachtet.

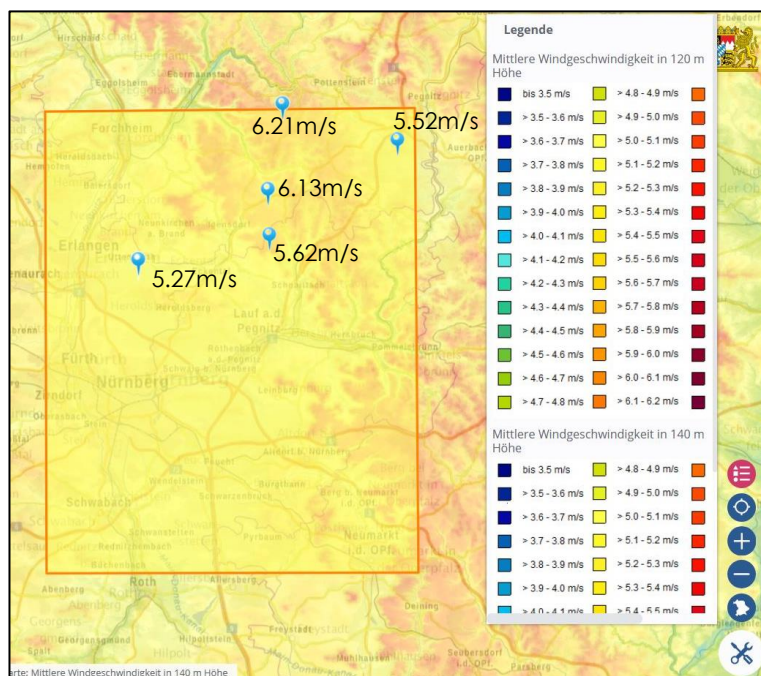


Abbildung 3-3: Mittlere Windgeschwindigkeit in 120m Höhe

### 3.3 Leistungszeitreihe

Abbildung 3-4 zeigt die modellierte Leistung der Solar- und Windanlagen als wöchentliche Durchschnittswerte für den untersuchten Zeitraum. Es ist deutlich erkennbar, dass Windanlagen im Winter und Solaranlagen im Sommer den größten Energieertrag erzielen. Die Varianz des Windes ist dabei deutlich größer als die der Sonne, wobei die jährlichen Maxima volatiler sind.

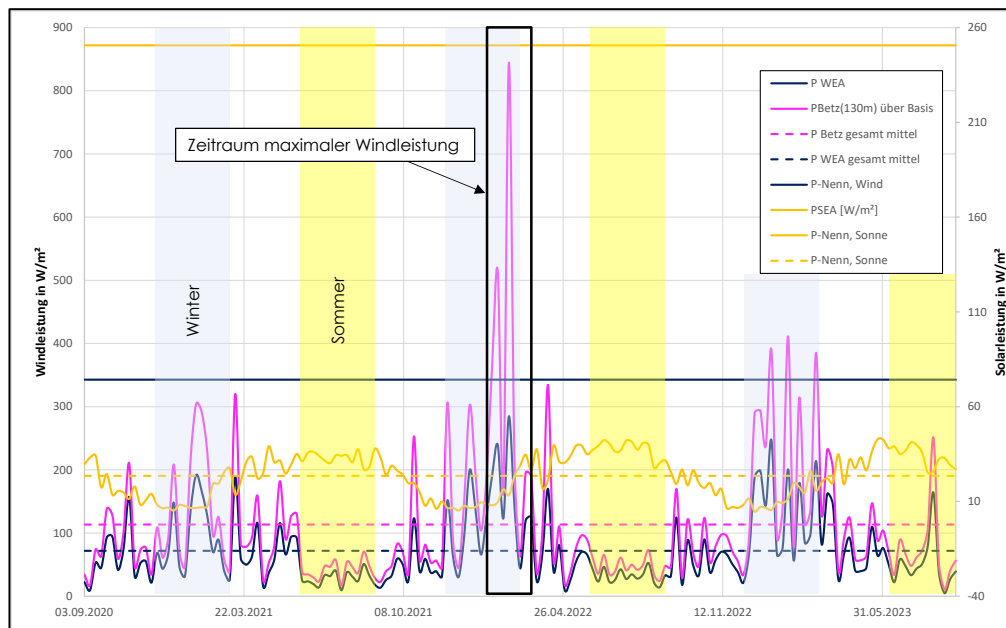


Abbildung 3-4: Wöchentliche Durchschnittsleistung vom 1.9.2020 bis 31.08.2023

Der Benutzungsgrad von Solaranlagen liegt mit 9 % deutlich unter dem von Windkraftanlagen mit 21 %, was sich in der größeren Differenz zwischen der maximal erreichten Leistung und der Nennleistung widerspiegelt. Anhand der Betrachtung des Wochenmaximums (Abbildung 3-5) bzw. der Stundenleistung (Abbildung 3-6) lässt sich erkennen, dass der Wind häufig seine Nennleistung erreicht, während dies bei Solar nie erreicht wird.

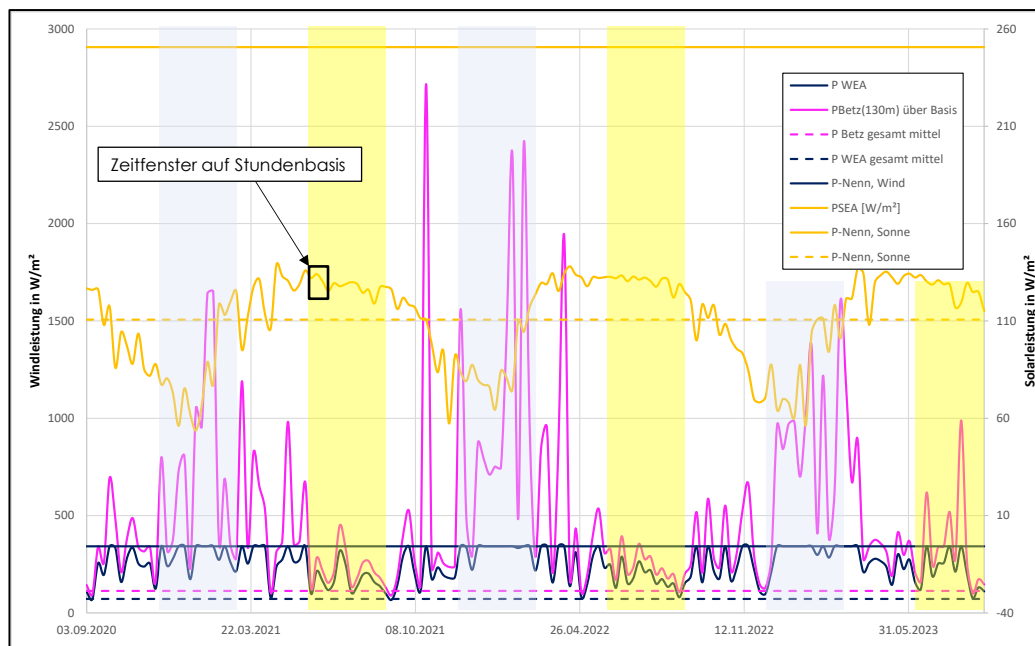


Abbildung 3-5: wöchentliche maximale Leistung vom 1.9.2020 bis 31.08.2023

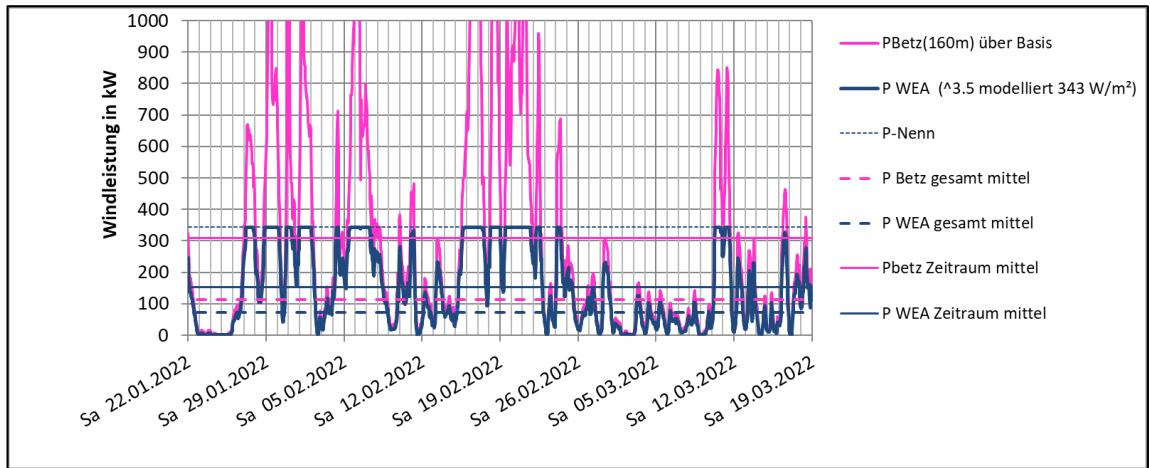


Abbildung 3-6: Windleistung bei stündlicher Basis in Zeitraum maximaler Leistung

Abschließend ist zu beachten, dass die wöchentliche Varianz bei Solarenergie zwar geringer ist als bei Windenergie, die Leistung jedoch immer noch auf den täglichen Solarzyklus beschränkt ist, wie in Abbildung 3-7 dargestellt. Zeiträume ohne Solarenergie müssen entweder durch alternative Energieerzeugung abgedeckt werden oder durch Speichersysteme.

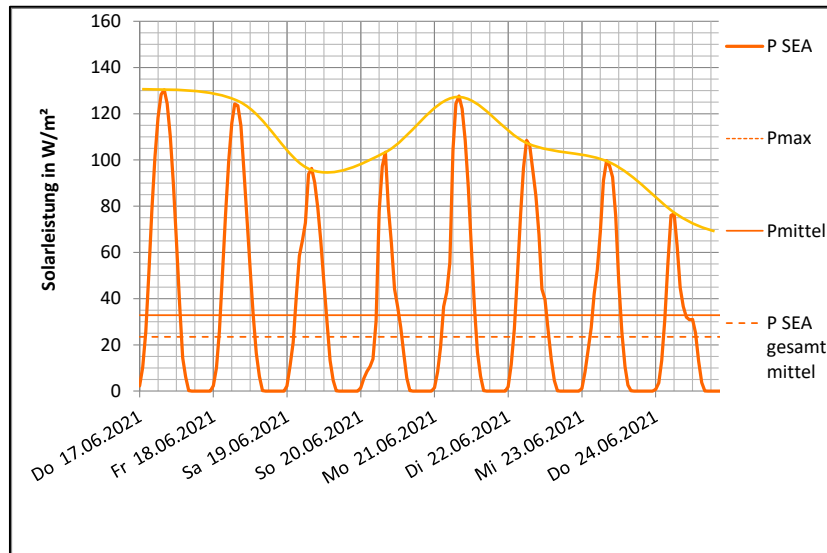


Abbildung 3-7: Zeitfenster auf Stundenbasis

### 3.4 Ladungsabweichung

Abbildung 3-8 zeigt die Ladungsabweichung des Verbrauchs sowie die von idealen Energiebereitstellungssystemen - unter der Annahme eines 100% effizienten Energiespeichers liefern Systeme mit verschiedenen Kombinationen von Solar- und Windkraftanlagen die gesamte benötigte Energie innerhalb des angegebenen Zeitraums.

Die Tagesladungen, die für jedes System benötigt werden, werden durch die maximale Differenz zwischen den System- und Verbrauchskurven bestimmt. In der Abbildung sind die Tagesladungen für Systeme mit 100% Solar- und Windenergie angegeben. Anhand der Abbildung lässt sich erkennen, dass Verbrauch und Windenergieproduktion einem ähnlichen Muster folgen, während die Kurve der Solarenergieproduktion fast immer gegenläufig ist.

Bei gegebenem Benutzungsgrad und idealer Speicherung sind die Tagesladungen für windgewichtete Systeme nicht signifikant besser als für solarbasierte. Für ein reales System, in dem Verluste berücksichtigt werden und die Überproduktion minimiert

werden sollte, ist jedoch eine windbasierte Energieerzeugung optimal, da sie der Nachfrage am besten folgt.

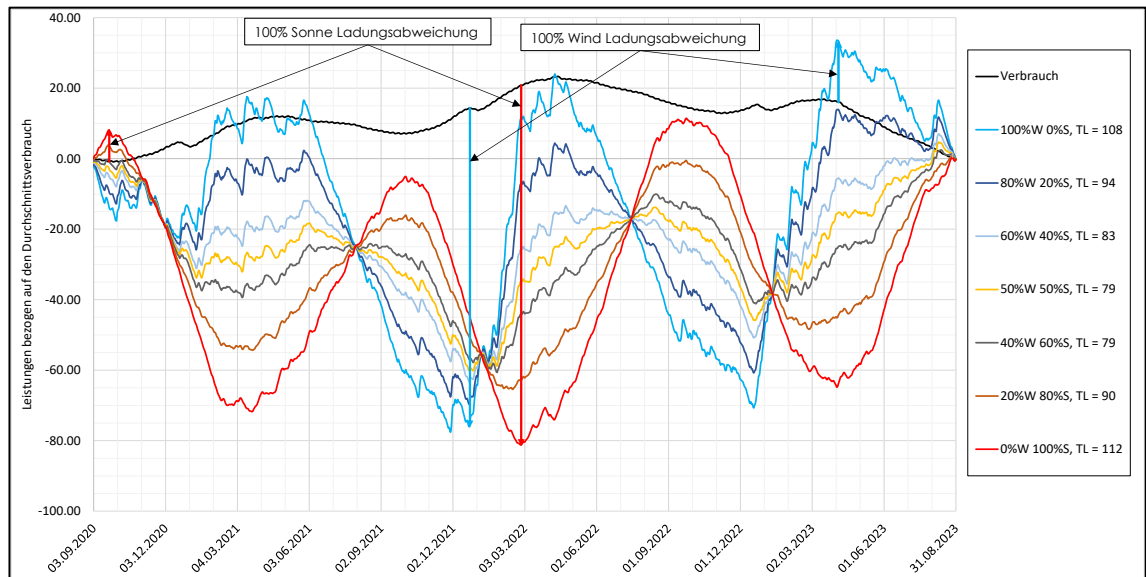


Abbildung 3-8: Ladungsabweichung

### 3.5 Umwandlungsdauerlinien

Die Umwandlungsdauerlinien der in Kapitel 3.4 beschriebenen Systeme sind in Abbildung 3-9 dargestellt. Die Abschnitte der Kurven, die größer als der 100%-Durchschnitt sind, stellen Perioden der Überproduktion dar, während die Bereiche unterhalb des Durchschnitts Defizitperioden sind. In diesem Fall, bei dem ein ideales Speichersystem angenommen wird, sind die Flächen oberhalb und unterhalb der Kurve gleich. Das 100% Solarsystem hat die größte Fläche und erfordert daher die größte Fähigkeit zur Energiespeicherung und -entnahme. Der Sonnenzyklus wird auch dadurch visualisiert, dass die Solarenergieerzeugung nur für die Hälfte der Zeit verfügbar ist, während Windenergie in gewissem Umfang deutlich länger zur Verfügung steht. Letztlich zeigt die Abbildung, dass bei einer Kombination aus Wind- und Solarenergie die direkte Bedarfsdeckung höher ist als bei der alleinigen Nutzung von Wind- oder Solarenergie. Dies deutet darauf hin, dass ein Mix optimal ist.

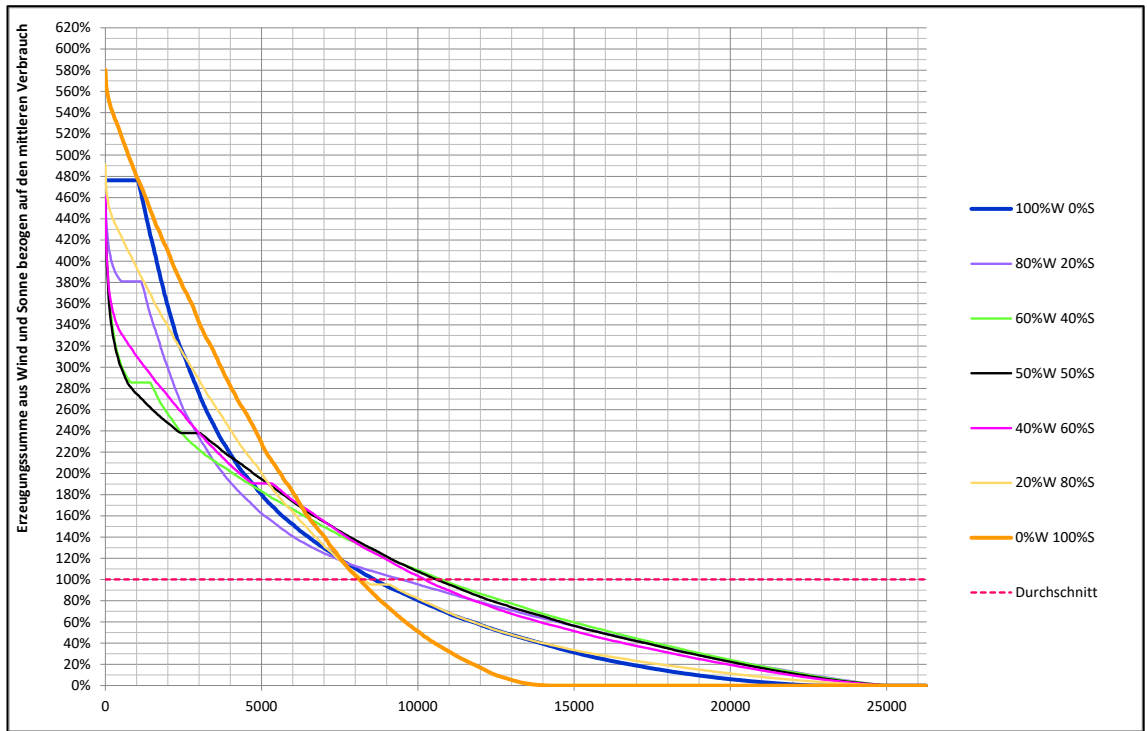


Abbildung 3-9: Umwandlungsdauerlinien

## **4 Einspeisung aus Laufwasser- und Biomasse-Anlagen**

Für diese Studienarbeit wird angenommen, dass sowohl Wasserkraftwerke als auch Biomassekraftwerke eine konstante Leistung liefern und ihr maximales Potenzial für die Energieerzeugung bereits erreicht haben. Diese Annahme ist vernünftig, da geeignete Standorte für Laufwasserkraftwerke in Deutschland bereits ausgeschöpft sind und ein Ausbau von Biomasse-Anlagen unverhältnismäßig viel Landfläche erfordern würde. Daher ist auch die Vereinfachung der konstanten Stromerzeugung sinnvoll. Obwohl Laufwasser variabler ist als Biomasse, trägt es nur 1,12% zum durchschnittlichen Verbrauch bei (siehe Tabelle 2-2). Daher ist der Einfluss auf die Systemgestaltung minimal. Zusammen mit dem Beitrag von 5,73% der Biomasse zur Energieerzeugung, basierend auf dem jährlichen Durchschnittsverbrauch, kann davon ausgegangen werden, dass beide zusammenwirken, um 6,85% der benötigten Energie als Grundlast bereitzustellen.

## 5 Versorgungsanalyse - Das bestehende System

Wie in Kapitel 2.1 erläutert, können die vorhandenen erneuerbaren Energieanlagen nur 18% der benötigten Energie bereitstellen. Die Residualleistung ist in Abbildung 4-1 dargestellt und liegt immer unter Null. Dies zeigt, dass das bestehende System selbst für kurze Zeiträume nicht in der Lage ist, ausreichend Strom zu erzeugen. Der Maximalwert der Dauerlinie zeigt, dass das System selbst im besten Fall immer noch ein Defizit von ca. 25% aufweist.

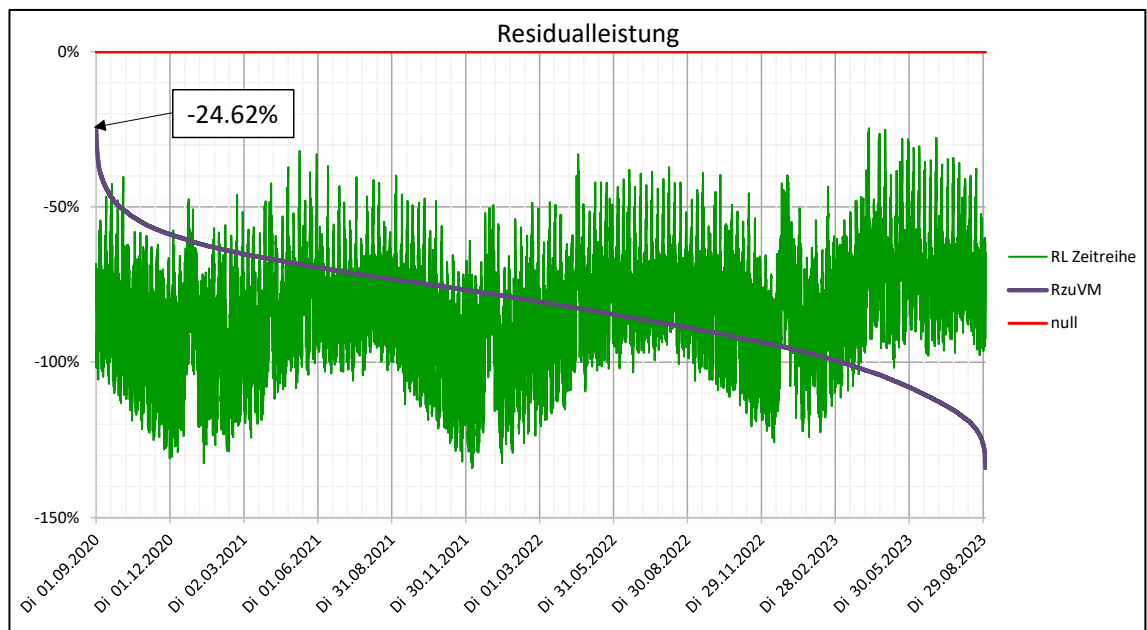


Abbildung 4-1: Residualleistung des bestehenden Systems

Abbildung 4-2 zeigt den Lastverlauf, wie er bereits in Kapitel 2.2 diskutiert wurde, zusammen mit der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Die Gegenüberstellung von Verbrauch und Erzeugung verdeutlicht das Problem der Volatilität eines auf erneuerbaren Energien basierenden Systems. Es wurden drei Zeiträume identifiziert, in denen kaum Solar- oder Windenergie produziert werden kann. Gleichzeitig ist in jedem dieser Zeiträume die Nachfrage überdurchschnittlich hoch. In solchen Dunkelflaute-Zeiten ist es nicht hilfreich, zusätzliche Erzeugungsleistung hinzuzufügen. Stattdessen müssen ausreichende Speicherleistung und -kapazität zur Verfügung stehen, um diese Zeiträume zu überbrücken.



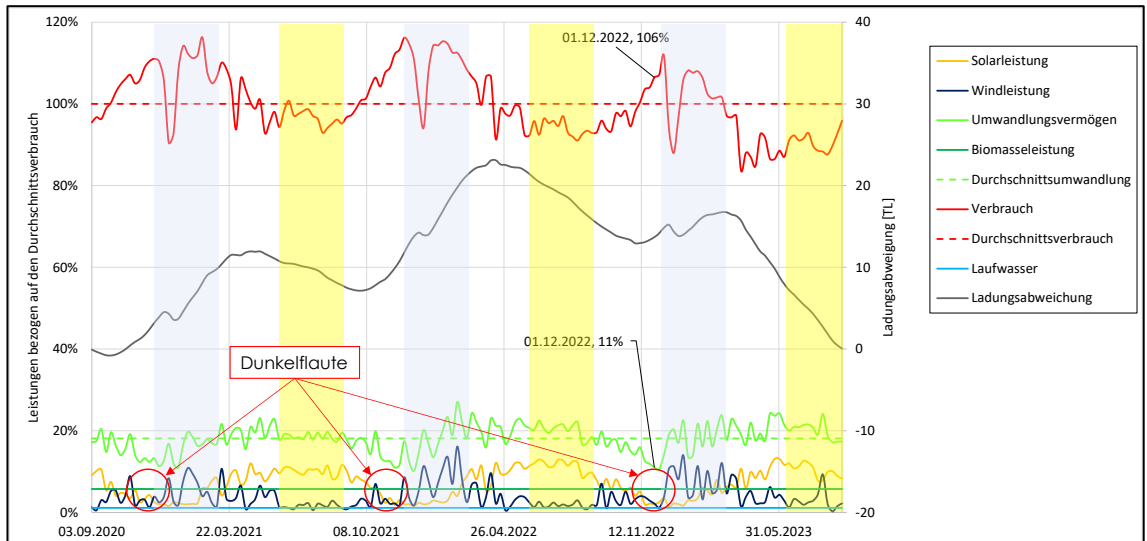


Abbildung 4-2: Verlauf des Verbrauchs und der Erzeugung des vorhandenen Systems auf wöchentlicher Durchschnittsbasis

## 6 Regenerative Versorgungssysteme - Konzepte

Wie in Kapitel 3.3 beschrieben, schwanken die Leistungen von Solar- und Windenergie ständig. Um sicherzustellen, dass die Anforderungen an den Energieverbrauch jederzeit erfüllt werden können, muss ein System, das ausschließlich auf erneuerbaren Energien basiert, so konzipiert sein, dass:

1. die minimale Produktion immer auf die maximale Nachfrage trifft, was zu einer enormen Überdimensionierung der Erzeugungsleistung führt, oder
2. Speichersysteme eingesetzt werden, in denen überschüssige Energie gespeichert und umverteilt werden kann, wenn die direkte Energieerzeugung den Bedarf nicht mehr deckt.

Die in den Kapiteln 3.4 und 3.5 besprochenen Systementwürfe gingen davon aus, dass eine ideale Speicherung möglich sei, und die Kosten wurden ignoriert. Tatsächlich weisen alle Stromerzeugungs- und Speichersysteme Verluste und unterschiedliche Kosten auf.

In diesem Kapitel werden mehrere heute verfügbare Speichersysteme untersucht und es wird erläutert, wie sich Effizienz und Kosten auf das Gesamtsystemdesign auswirken.

### 6.1 Verfügbare Speichertechnologien

In dieser Studienarbeit werden drei verschiedene Speichertechnologien verwendet:

1. Potenzielle Energie (Pumpspeicher): Wasser wird in ein höher gelegenes Becken gepumpt, um es bei Bedarf wieder abfließen zu lassen und dabei Turbinen anzutreiben. Die hohen Kosten werden durch den hohen Systemwirkungsgrad ausgeglichen.
2. Chemisch gebundene Energie (Power-to-Gas): überschüssiger Strom wird in gasförmige Energieträger wie Wasserstoff oder Methan umgewandelt. Im Vergleich zu Batteriespeichern können gasförmige Energieträger über längere Zeiträume gespeichert werden, und im Fall von Methan sind die Speicherkosten sehr niedrig. Die Nachteile liegen in den Produktionskosten und dem geringen Gesamtwirkungsgrad.

3. Batterietechnologie (Lithium-Ionen): weit verbreitete Speichersysteme in Energieversorgungssystemen, die aufgrund ihrer hohen Energiedichte und Zuverlässigkeit besonders beliebt sind. Während die hohe Effizienz und die schnellen Reaktionszeiten sie äußerst nützlich für die Bewältigung von Lastspitzen machen, sind sie aufgrund der hohen Kapazitätskosten weniger ideal für die Überbrückung längerer Zeiträume geringer Stromerzeugung.

Die Gesamtwirkungsgrade jeder in der Analyse verwendeten Technologie sind in Tabelle 6-1 aufgeführt. In dieser Studienarbeit wird der Einsatz jeder Technologie separat untersucht, um die Auswirkungen der einzelnen Merkmale auf das Gesamtsystem leichter erkennbar zu machen. Wie bereits erwähnt, haben alle Systeme Vor- und Nachteile. Eine Kombination verschiedener Technologien ist wahrscheinlich der Schlüssel zu einem optimalen System. Die Informationen, die aus den einzelnen Untersuchungen gewonnen werden, können genutzt werden, um das optimale Design zu ermitteln.

*Tabelle 6-1: Speicherwirkungsgrad der verschiedene Speichertechnologien*

Vorgabewerte		Größe	Wert
Speicherwirkungsgrad	PtG	EtaS	35%
	Akku		85%
	Pumpspeicher		75%

## 6.2 Kostenparameter

Die Kostenannahmen für die Energieerzeugungsanlagen sind in Tabelle 6-2 aufgeführt, während die Kostenparameter für die Speichertechnologien in Tabelle 6-3 zu finden sind. Informationen zu den Batteriekosten wurden lediglich aus dem Sachstandsbericht des Bundestages [6] und anderen online verfügbaren Quellen entnommen [7]. Obwohl die Quellen eine Abschreibedauer von 20 Jahren für die Batterietechnologien angeben, scheint dies als zu optimistisch. Um die möglichen Auswirkungen zu ermitteln, wurde eine zweite Analyse durchgeführt, bei der dieser Zeitraum auf 15 Jahre verkürzt wurde.

Tabelle 6-2: Spezifische Herstellkosten der Energieerzeugungsanlagen

spezifische Herstellkosten	Größe	Ansatz	Einheit	ASD	Zins	BKF
Windenergieanlagen	sWHK	1 400	€/kW	20	5,0%	5,0%
Solarenergieanlagen	sSHK	1000		20		2,0%
Laufwasserkraftwerke	sLHK	4 000		50		1,0%
Biomasseleistungsanlagen	sBHK	3 000		20		20,0%

Tabelle 6-3: Kostenparameter der Speichertechnologien

spezifische Herstellkosten		Größe	Ansatz	Einheit	ASD	Zins	BKF
Speicherladeanlagen	PtG	sSLHK	3 500	€/kW	20	5%	3%
	Akku		175		15/20		2%
	Pumpspeicher		150		40		2%
Speicherentnahmeanlagen	PtG	sSEHK	1 000	€/kW	25	5%	2%
	Akku		0		15/20		2%
	Pumpspeicher		150		40		2%
Maximalleistungsanlagen	PtG	sSMHK	0	€/kW	40	5%	2%
	Akku		0		15/20		2%
	Pumpspeicher		200		40		2%
Speicherkapazität	PtG	sSKHK	0,5	€/kWh	40	5%	2%
	Akku		250		15/20		2%
	Pumpspeicher		30		40		2%

### 6.3 Systemgestaltungen mit den niedrigsten Stromgestehungskosten

Neben den im vorherigen Kapitel skizzierten Kostenparametern werden mehrere weitere Parameter definiert, die ebenfalls die Systementwicklung bestimmen:

1. Bedarfsdeckungsreserve: Versorgungsreserve in Prozent des Bereitstellungsbedarfs (Energiebedarf für Nachfrage und Speicherverluste)
2. Kapazitätsreserve: nicht beanspruchte Speicherkapazität
3. Entnahmeleistungsreserve: nicht beanspruchte Entnahmeleistung des Speichersystems.

Die drei Faktoren sind wichtig für die Bestimmung der Energiesicherheit. Durch die Vorhaltung eines Puffers kann der Energiebedarf auch im Falle lokaler Systemausfälle oder eines höheren als erwarteten Bedarfs weiterhin gewährleistet werden. Für diese Studienarbeit sind alle drei Parameter so definiert, dass sie mindestens 10% erfordern. Wie im folgenden Kapitel gezeigt wird, können diese Mindestwerte überschritten werden, wenn dadurch insgesamt ein günstigeres Versorgungssystem entsteht.

Wie in Kapitel 0 beschrieben, sind die Energiepotenziale von Laufwasser und Biomasse bereits maximiert und dienen als feste Grundlasten für das System.

Diese Parameter sind in Tabelle 6-4 zusammengefasst.

*Tabelle 6-4: Vorgabewerte für Versorgungssystemanalyse*

Vorgabewerte	Größe	Wert
Bedarfsdeckungsreserve	BDR	10,0%
Kapazitätsreserve	KR	10,0%
Entnahmeleistungsreserve	ELR	10,0%
Lauaufwasseranteil	LA	1,1%
Biomasse und Sonstiges Anteil	BA	5,7%

Mit definierten Kostenparametern und Mindestanforderungen kann das Versorgungsanalyse-Tool den erforderlichen Systemmix ermitteln, um die minimalen Stromgestehungskosten für eine bestimmte Energiespeichertechnologie bereitzustellen. Dieser iterative Prozess umfasst mehrere interne Schleifen. Eine kurze Beschreibung folgt:

1. Es wird ein Mix aus Sonne und Wind definiert (beginnend mit 0 % Wind, 100 % Sonne).
2. Eine erste Annahme der Speicherladeleistung (SLL) wird definiert
3. Für den gegebenen SLL wird das erforderliche Umwandlungsvermögen (UV) so bestimmt, dass die Mindestbedarfsdeckungsreserve eingehalten wird.
4. Die SLL wird dann variiert, um die Lösung mit den geringsten Kosten für die gegebene UV zu finden.
5. Eine Schleife sucht dann nach dem minimalen UV, der noch die Systemanforderungen erfüllt, siehe Abbildung 6-1.
6. Sobald das System mit den minimalen Kosten für die gegebene Kombination aus Sonne und Wind gefunden wurde, wird die nächste Kombination gesucht und die Suche nach den minimalen Kosten beginnt erneut. Dies wird bis zur endgültigen Kombination von 100% Wind und 0% Sonne fortgesetzt.
7. Der kostengünstigste Mix wird aus allen untersuchten Kombinationen ausgewählt, siehe Abbildung 6-2.

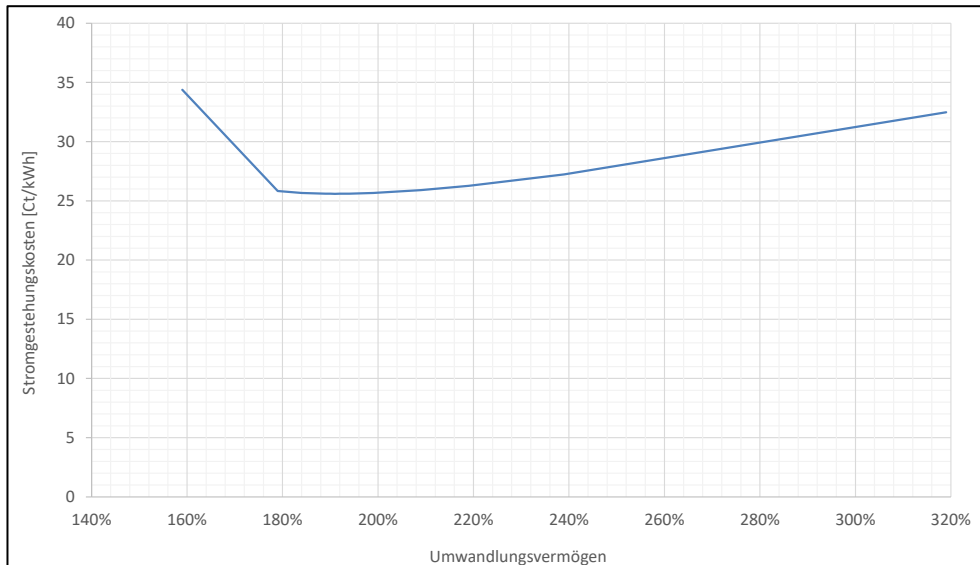


Abbildung 6-1: Suche nach den minimalen Stromgestehungskosten durch Variation der UV für einen gegebenen Mix ( $i_{Wi} = 54\%$ ) und Speichertechnologie (PtG)

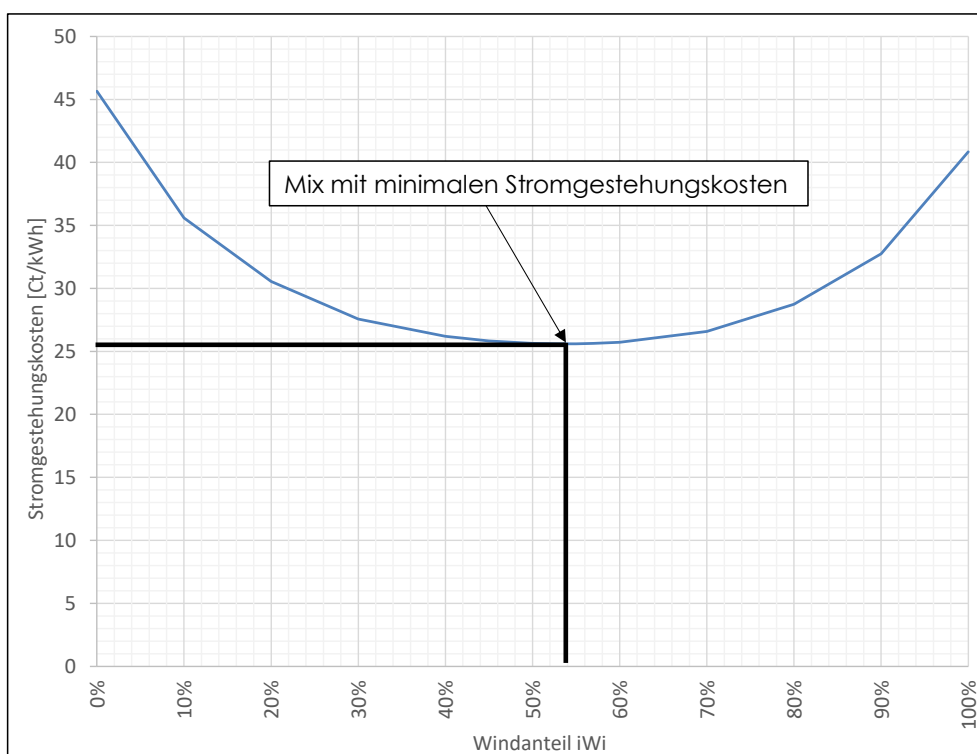


Abbildung 6-2: Stromgestehungskosten als Funktion des Mix aus Wind und Sonne (PtG)

## 6.4 Systemvergleich

In diesem Kapitel werden die endgültigen Systementwürfe auf Grundlage der verfügbaren Speichertechnologien und der definierten Parameter verglichen, die in Kapitel 6.1, 6.2 und 6.3 beschrieben wurden.

### 6.4.1 Systemauslegung und Kosten

Die Systemdesigns der ausgewählten Energiespeichertechnologien sind in Tabelle 6-5 aufgeführt. Es ist interessant festzustellen, dass nur die PtG-Lösung einen Windanteil von mehr als 50% aufweist. Wie in Kapitel 3.4 erläutert, ist eine windbasierte Lösung aus technischer Sicht optimal, um die Überproduktion zu minimieren und die Speicherladeleistung zu begrenzen. Bei der Suche nach einem Kostenminimum werden jedoch keine negativen Auswirkungen einer Überproduktion berücksichtigt. Zudem spielen die höheren Kosten von Wind im Vergleich zu Solar eine entscheidende Rolle.

Weitere Merkmale können direkt aus der Tabelle entnommen werden.

1. Aufgrund der hohen Kosten für die Ladeleistung, aber sehr niedrigen Speicherkosten, nutzt PtG eine weitaus größere Speicherkapazität als jede andere Technologie. Die hohen Kosten für die Speicherkapazität der Batterien führen umgekehrt dazu, dass die Systemkapazität auf ein Minimum reduziert wird.
2. Obwohl die Umwandlungsvermögen von Pumpspeichern und PtG ähnlich ist, steigen die Bedarfsdeckungsreserve und die nicht nutzbaren Überschüsse aufgrund des Wirkungsgrads an.
3. Bei steigenden Speicherkosten steigert das System die Umwandlungsvermögen und auch die Überschüsse. Am deutlichsten wird dies bei den Batterien. Eine Reduzierung der Abschreibedauer führt zu einer Verteuerung der Speicherung. Dadurch steigt die UV-Strahlung drastisch um 34 % an, was zu einer Umwandlungsreserve von 306 % führt.



Tabelle 6-5: Ergebnisse der Suche nach dem Kostenminimum für verschiedene Speichertechnologien

Größe	Zeichen	Pumpspeicher	PtG	Akku 20 ASD	Akku 15 ASD	Kommentar
Windanteil	iWi	50%	54%	25%	18%	Umwandlungsmix
	WA	97%	99%	74%	72%	
Solaranteil	iSo	50%	46%	75%	82%	Grundleistung
	SA	97%	85%	221%	327%	
Anteil fluktuierend	FA	194%	184%	295%	399%	
Laufwasseranteil	LA	1%	1%	1%	1%	
Biomasseleistungsanteil	BA	6%	6%	6%	6%	
Umwandlungsvermögen	UV	201%	191%	302%	406%	
Umwandlungsreserve	UR	101%	91%	202%	306%	= UV - 1
Speicherladeleistung	SLL	253%	174%	393%	250%	Niedriger Leistung = mehr Kapazität
Kapazitätsbedarf	KB	147,6	501,2	96,8	77,3	Tiefste Entladung (Stunden)
		6,1	20,9	4,0	3,2	Tagesladung
vorzuhaltende Kapazität	KV	162,4	551,3	106,5	85,0	= KB * (1 + KR) (Stunden)
		6,8	23,0	4,4	3,5	Tagesladung

Residualleistungsdefizit	RD	21%	21%	21%	20%	Umwandlungsmix
Aufladevermögen	ALV	96%	74%	146%	117%	
Speicherwirkungsgrad	EtaS	75%	35%	85%	85%	Annahme
Speicherdurchsatz	SD	28%	60%	24%	23%	= RD / EtaS
Direkte Bedarfsdeckung	DBD	79%	79%	79%	80%	= 1 - RD
Bereitstellungsbedarf	BSB	107%	139%	104%	104%	= DBD + SD
Versorgungsreserve	VR	69%	14%	121%	94%	= ALV - SD
Bedarfsdeckungsreserve	BDR	64%	10%	117%	91%	= VR / BSB
Residualleistungüberschüsse	RÜ	122%	112%	223%	326%	= UR + RD
nicht nutzbarer Überschüsse	nnÜ	94%	52%	198%	302%	= RÜ - min(SD , ALV)

Die Systemkosten sind in Tabelle 6-6, Tabelle 6-7 und Tabelle 6-8 dargestellt. Die Aufschlüsselung der Stromgestehungskosten ist besonders nützlich, um die Treiber des Systemdesigns zu identifizieren. Wie bereits erwähnt, sind die Speicherkosten ein entscheidender Faktor. Die Speicherladung für PtG wird minimiert, während die höheren Windkosten den Windanteil dennoch begrenzen. Bei Batterien treiben große Solaranteile die Kosten im Vergleich zu anderen Lösungen deutlich in die Höhe. Dennoch sind sie immer noch günstiger als die Kosten für die Speicherkapazität. Die Gesamtkostenanalyse zeigt, dass die Option Pumpspeicher die niedrigsten Kosten bietet, gefolgt von PtG. Beide batteriebasierten Designs kosten mehr als das Doppelte der beiden anderen Optionen.

Tabelle 6-6: Kapitalkosten

Kapitalkosten (Annuitäten)	Zeichen	Pumpspeicher	PtG	Akku 20 a ASD	Akku 15 a ASD	Einheiten
Wind	KKW	519,28	531,94	394,72	384,34	€/kWa
Solar	KKS	461,43	402,65	1 052,22	1 555,80	€/kWa
Laufwasser	KKL	2,46	2,46	2,46	2,46	€/kWa
Biomasse und Sonstiges	KKG	13,80	13,80	13,80	13,80	€/kWa
Speicherladung	KKSL	22,12	489,48	55,19	42,15	€/kWa
Speicherentnahme	KKSE	12,71	103,14	0,00	0,00	€/kWa
Maximalleistungsbezogen	KKSM	29,49	0,00	0,00	0,00	€/kWa
Speicherkapazität	KKSK	283,86	16,07	2 135,53	2 047,93	€/kWa
<b>Versorgungssystem</b>	<b>KKVS</b>	<b>1 345,15</b>	<b>1 559,54</b>	<b>3 653,91</b>	<b>4 046,48</b>	€/kWa

Tabelle 6-7: Spezifische Betriebskosten

spezifische Betriebskosten	Zeichen	Pumpspeicher	PtG	Akku 20 a ASD	Akku 15 a ASD	Einheiten
Wind	BKW	323,57	331,46	245,95	239,49	€/kWa
Solar	BKS	115,01	100,36	262,26	387,77	€/kWa
Laufwasser	BKL	0,45	0,45	0,45	0,45	€/kWa
Biomasse und Sonstiges	BKG	34,41	34,41	34,41	34,41	€/kWa
Speicherladung	BKSL	7,59	183,0	13,76	8,75	€/kWa
Speicherentnahme	BKSE	4,36	29,07	0,00	0,00	€/kWa
Maximalleistungsbezogen	BKSM	10,12	0,00	0,00	0,00	€/kWa
Speicherkapazität	BKSK	97,42	5,51	532,27	425,14	€/kWa
<b>Versorgungssystem</b>	<b>BKVS</b>	<b>592,92</b>	<b>684,26</b>	<b>1 089,09</b>	<b>1 096,00</b>	€/kWa

Tabelle 6-8: Aufschlüsselung der Stromgestehungskosten

Stromgestehungskosten	Zeichen	Pumpspeicher	PtG	Akku 20 a ASD	Akku 15 a ASD	Einheiten
Wind	SGKW	9,62	9,85	7,31	7,12	Ct/kWh
Solar	SGKS	6,58	5,74	15,00	22,17	Ct/kWh
Laufwasser	SGKL	0,03	0,03	0,03	0,03	Ct/kWh
Biomasse und Sonstiges	SGKB	0,55	0,55	0,55	0,55	Ct/kWh
Speicherladung	SGKSL	0,34	7,67	0,79	0,58	Ct/kWh
Speicherentnahme	SGKSE	0,19	1,51	0,00	0,00	Ct/kWh
Maximalleistungsbezogen	SGKSM	0,45	0,00	0,00	0,00	Ct/kWh
Speicherkapazität	SGKSK	4,35	0,25	30,43	28,21	Ct/kWh
<b>Versorgungssystem</b>	<b>SGKVS</b>	<b>22,11</b>	<b>25,60</b>	<b>54,11</b>	<b>58,66</b>	Ct/kWh
Energieumwandlungssysteme	SGKUW	16,77	16,17	22,89	29,87	Ct/kWh
Speichersystemleistung	SGKSLG	0,99	9,18	0,79	0,58	Ct/kWh
Speichersystem gesamt		5,33	9,43	31,22	28,79	Ct/kWh

Abbildung 6-3 zeigt die Versorgungsreserve (blau), die Speicherentnahme (pink) und die Speicherleerung (grün) als Funktion des Mixes aus Wind und Sonne. Der ausgewählte Mix ist durch die schwarze Linie markiert.

Ein geringer Wirkungsgrad von PtG bedeutet, dass das System eine minimale Speicherentnahme anstrebt. PtG ist relativ unflexibel, wenn die Speicherleerung auf ein Minimum beschränkt werden soll. Es wird darauf hingewiesen, dass dies das einzige System ist, bei dem die Versorgungsreserve für bestimmte Windanteile unter 0% fällt.

Im Vergleich dazu sind bei der Pumpspeicherung theoretisch alle Kombinationen von Wind und Sonne möglich. Dadurch bietet sich ein größerer Bereich, in dem die Speicherentleerung ähnlich bleibt. Das System wurde so konzipiert, dass der kostenintensive Anteil der Windenergie minimiert wird.

Bei den Batterien ist erkennbar, dass ein windbasiertes System ähnliche Systemeigenschaften aufweisen könnte (schwarze gepunktete Linie). Allerdings sprechen die die Kosten für Speicherkapazität und Windenergie für die Verwendung von mehr Solarenergie.

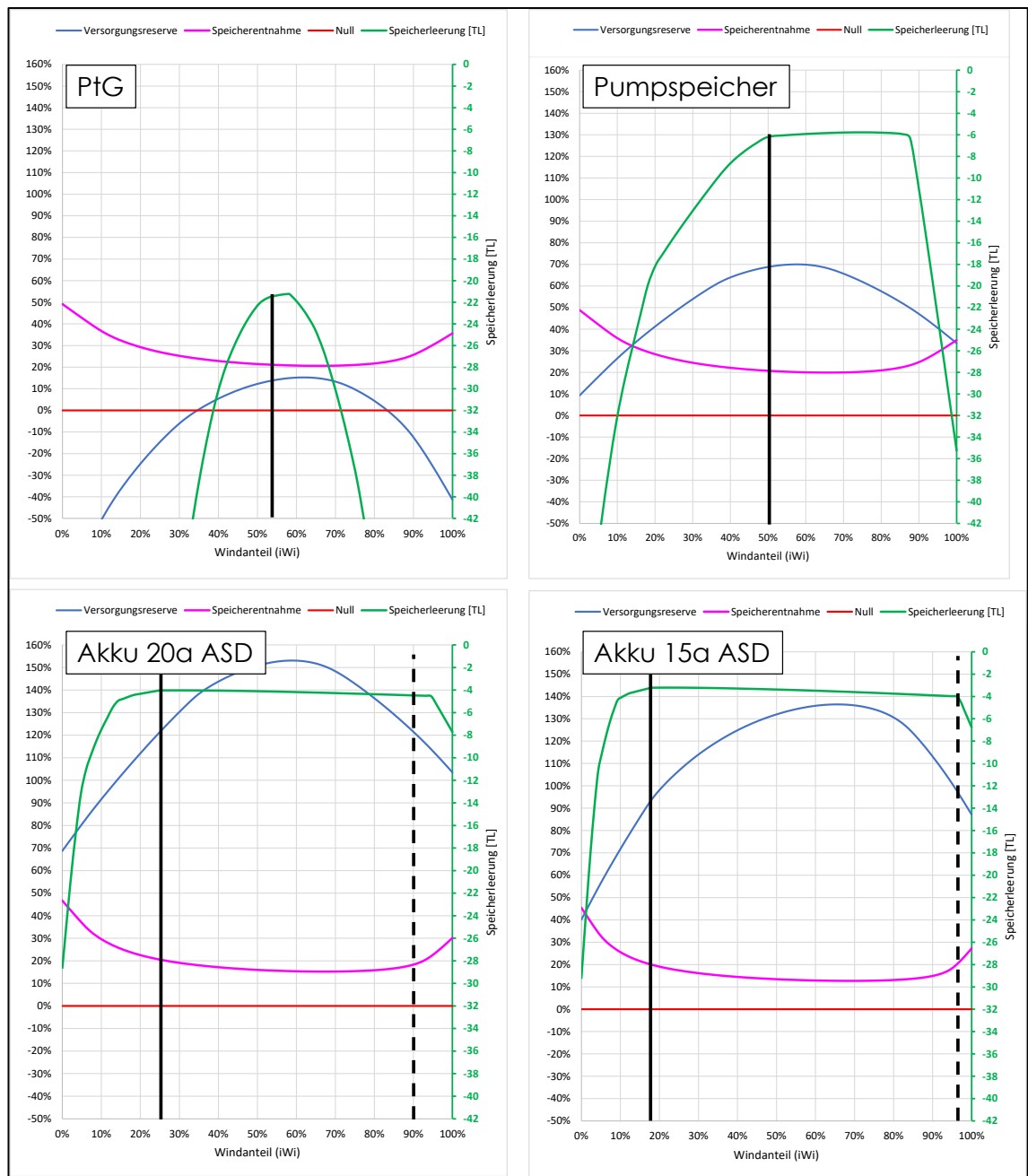


Abbildung 6-3: Versorgungsreserve, Speicherentnahme, Speicherleerung als Funktion des Mixes aus Wind und Sonne.

Die Bedeutung der Kosten für die Systemauslegung lässt sich auch durch die Festlegung gleicher Kosten für Solar- und Windenergie verdeutlichen. Daher werden beide Anlagen mit einem Betriebskostenfaktor von 2% und einem Preis von 1200 €/kW festgelegt. Die resultierenden Systeme sind in Tabelle 6-9 aufgeführt. Durch diese Änderung werden alle Systeme auf Windbasis umgestellt. Die Speicherkapazität von Pumpspeicher- und Batteriesystemen bleibt im Vergleich zu den 'echten' Systemen relativ unverändert. Allerdings kann die Umwandlungsvermögen deutlich reduziert werden.

Tabelle 6-9: Systemdesign, bei dem die Kosten für Solar- und Windenergie gleich sind

Größe	Zeichen	Pumpspeicher	PtG	Akku	Kommentar
Windanteil	iWi	83%	67%	63%	Umwandlungsmix
	WA	143%	130%	143%	
Solaranteil	iSo	17%	33%	37%	
	SA	29%	64%	84%	
Anteil fluktuierend	FA	172%	194%	227%	
Laufwasseranteil	LA	1%	1%	1%	Grundleistung
Biomasseleistungsanteil	BA	6%	6%	6%	
Umwandlungsvermögen	UV	179%	201%	234%	
Umwandlungsreserve	UR	79%	101%	134%	= UV - 1
Speicherladeleistung	SLL	263%	153%	128%	Niedriger Leistung = mehr Kapazität
Kapazitätsbedarf	KB	177,9	479,9	112,3	Tiefste Entladung (Stunden)
		7,4	20,0	4,7	Tagesladung
vorzuhaltende Kapazität	KV	195,7	527,9	123,5	= KB * (1 + KR) (Stunden)
		8,2	22,0	5,1	Tagesladung
Residualeistungsdefizit	RD	23%	20%	18%	Umwandlungsmix
Aufladevermögen	ALV	75%	71%	69%	
Speicherwirkungsgrad	EtaS	75%	35%	85%	Annahme
Speicherdurchsatz	SD	31%	57%	21%	= RD / EtaS
Direkte Bedarfsdeckung	DBD	77%	80%	82%	= 1 - RD
Bereitstellungsbedarf	BSB	108%	137%	103%	= DBD + SD
Versorgungsreserve	VR	44%	14%	48%	= ALV - SD
Bedarfsdeckungsreserve	BDR	41%	10%	46%	= VR / BSB
Residuallsieungsüberschüsse	RÜ	102%	121%	152%	= UR + RD
nicht nutzbarer Überschüsse	nnÜ	71%	64%	131%	= RÜ - min(SD , ALV)

## 6.4.2 Residualleistungsdauerlinien

Die Residualleistungsdauerlinien sind in Abbildung 6-4 dargestellt. Bemerkenswert ist, dass alle Systeme eine ähnliche direkte Bedarfsdeckung von ca. 16500 Stunden haben. Während jedes System ein ähnliches Defizit ausgleichen muss, variiert die erforderliche Überproduktion erheblich. Der steigende Solaranteil bei sinkender Speicherkapazität führt zu einem drastischen Anstieg der nicht nutzbaren Überschüsse.

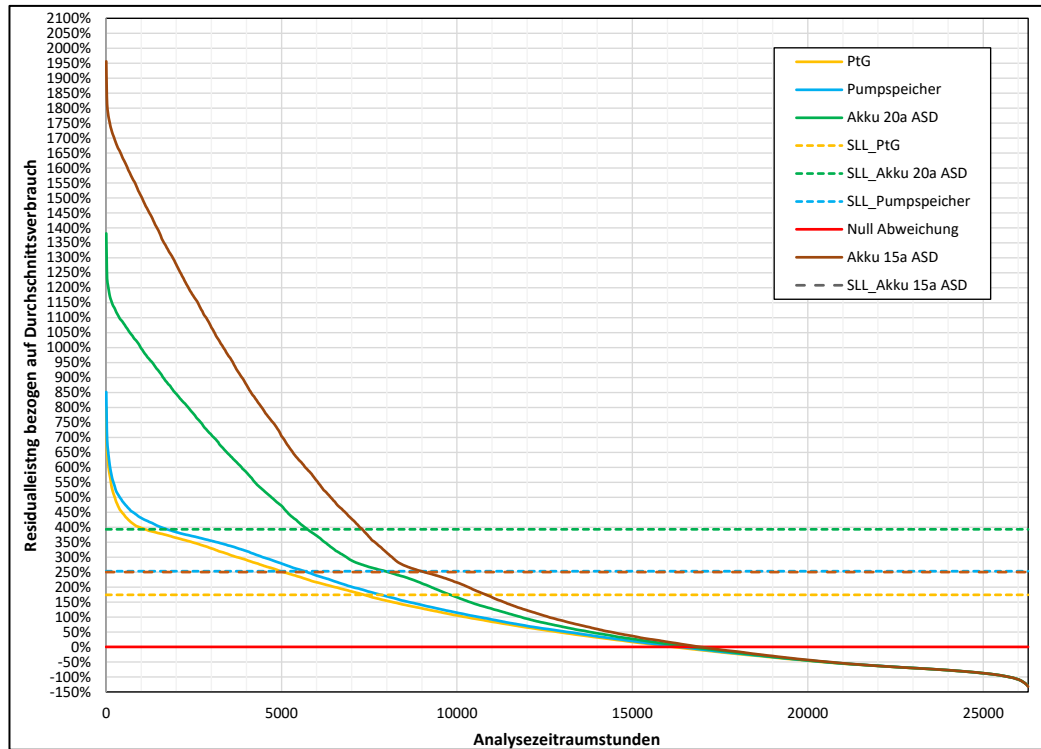


Abbildung 6-4: Residualleistungsdauerlinien verschiedener Systeme



Abbildung 6-7 und Abbildung 6-8 zeigt die Pumpspeicher-Option. Der Wirkungsgrad ist mehr als doppelt so hoch wie der des PtG-Systems. Dadurch wird bei ähnlichem Umwandlungsvermögen eine deutlich geringere Speicherleerung erreicht.

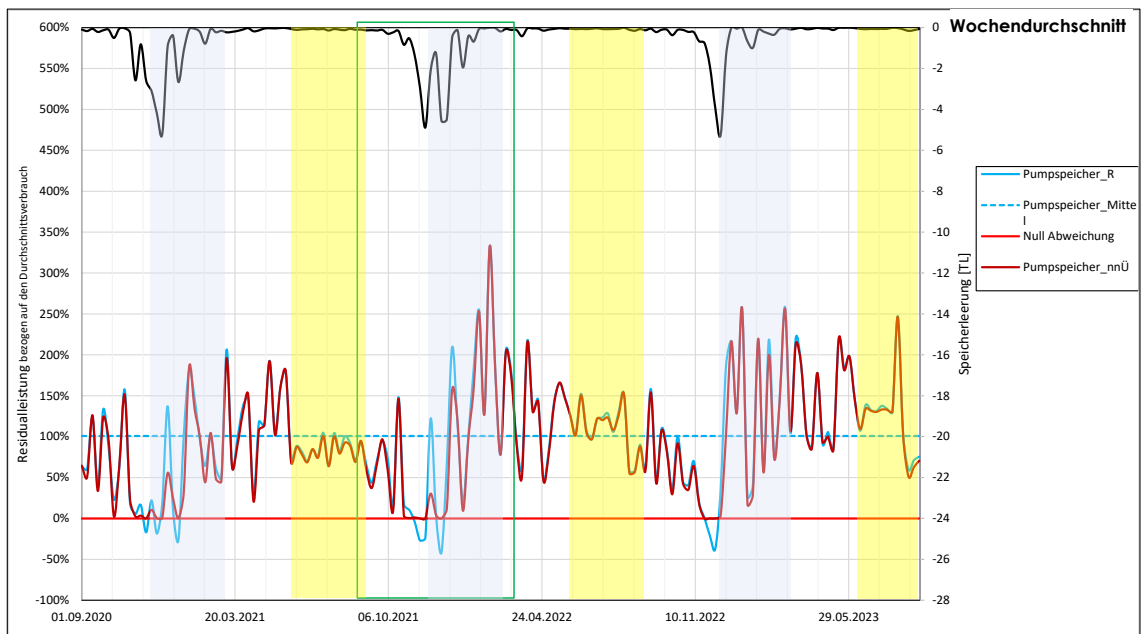


Abbildung 6-7: Residualleistung, nicht nutzbare Überschüsse und Speicherleerung - Pumpspeicher

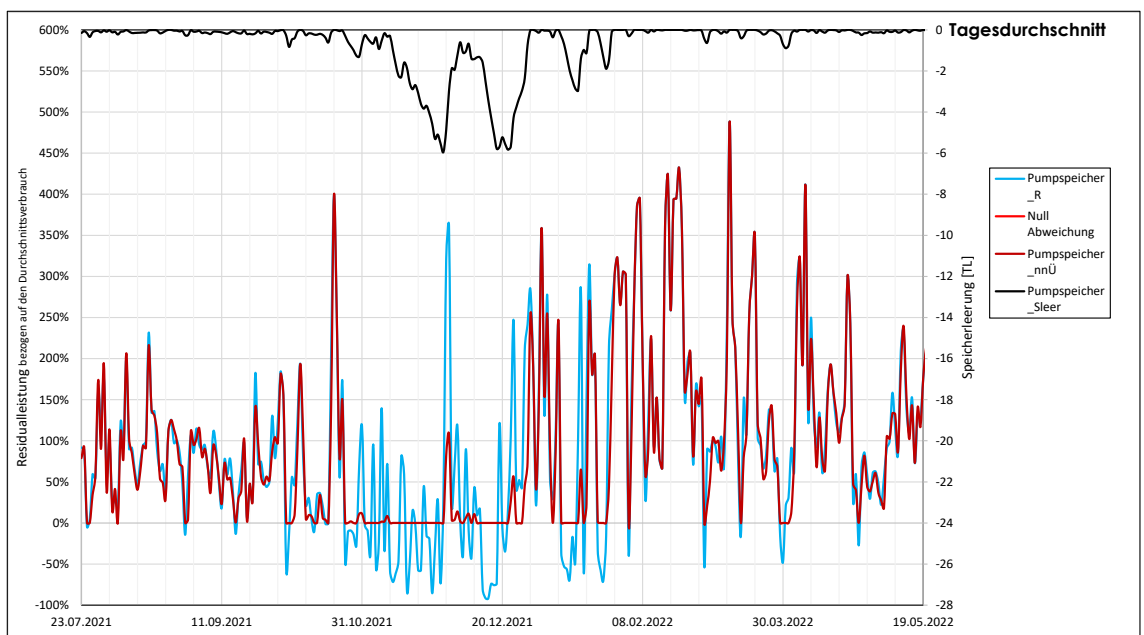


Abbildung 6-8: Residualleistung, nicht nutzbare Überschüsse und Speicherleerung - Pumpspeicher

Abschließend wird in Abbildung 6-9 und Abbildung 6-10 deutlich, wie wichtig es ist, die Speicherkapazität für batteriebasierte Designs zu minimieren. Die Batterien werden wöchentlich fast immer voll gehalten, sodass die Überschüsse fast immer der Restleistung entsprechen.

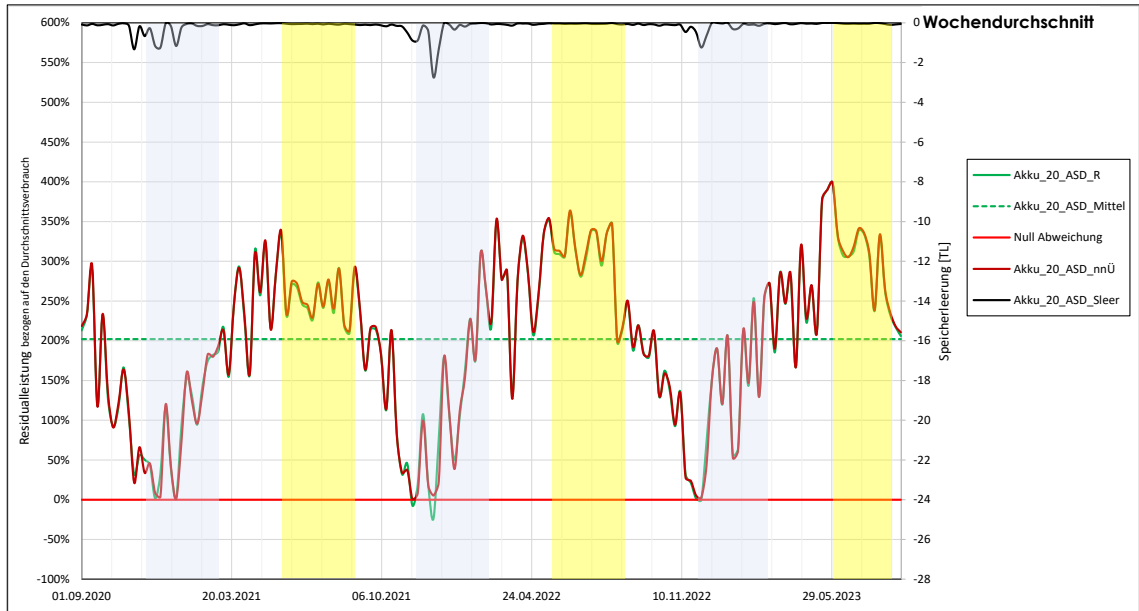


Abbildung 6-9: Residualleistung, nicht nutzbare Überschüsse und Speicherleerung – Akku 20a ASD

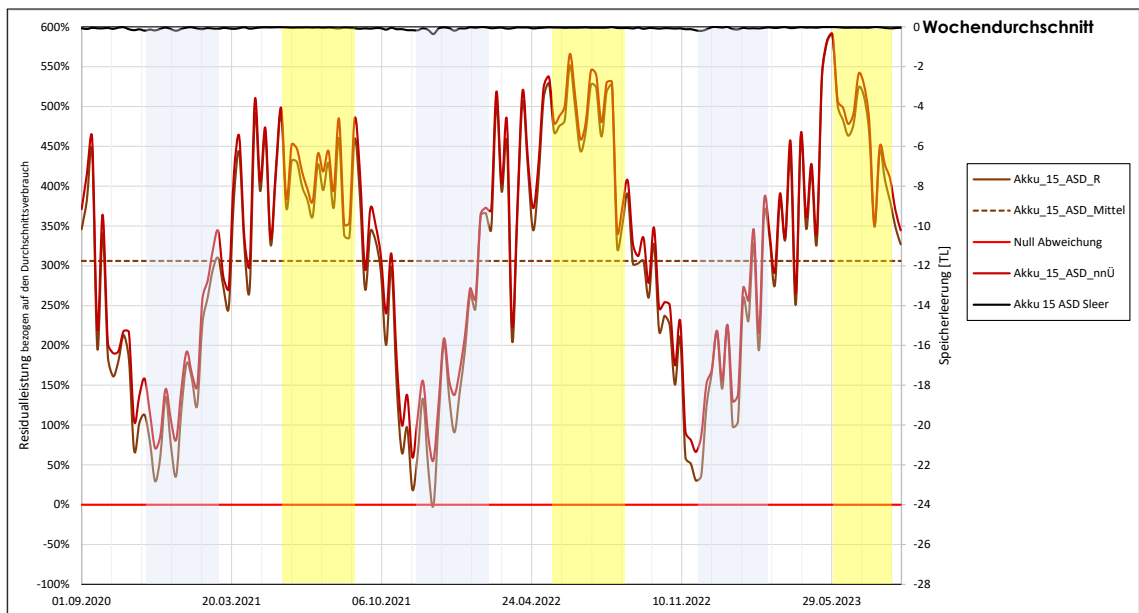


Abbildung 6-10: Residualleistung, nicht nutzbare Überschüsse und Speicherleerung – Akku 15a ASD



## 6.5 Mögliche Einschränkungen bei der Stromerzeugung

Zusätzlich zur Studienarbeit wurde eine Schnelluntersuchung durchgeführt, um die Plausibilität solcher Systementwürfe im gegebenen Rastergebiet zu ermitteln. Hierzu wurde das Tool „Mischpult“ des Energieatlas Bayern eingesetzt [8]. Das Tool nutzt eigene Annahmen zur Wind- und Solarleistung und kombiniert diese mit zahlreichen Faktoren (Siedlungsstruktur, Volllaststunden, Schutzgebiete, politische Rahmenbedingungen), um anschließend das technische Erzeugungspotenzial in einer bestimmten Region abzuschätzen.

Die Gebietsauswahl beschränkte sich auf Gemeindeebene. Es wurde eine Auswahl getroffen, die in etwa der des Rastergebiets entspricht. Die Auswahl ist in Abbildung 6-11 dargestellt. Ein Vergleich der Hauptfaktoren ist in Tabelle 6-10 zu finden. Obwohl die Bevölkerung und die Fläche ähnlich sind, ist der Verbrauch unterschiedlich. Daher ist es wahrscheinlich, dass die Annahme für die Studienarbeit etwas unkonservativ ist, was bedeutet, dass noch mehr Leistung erforderlich wäre.

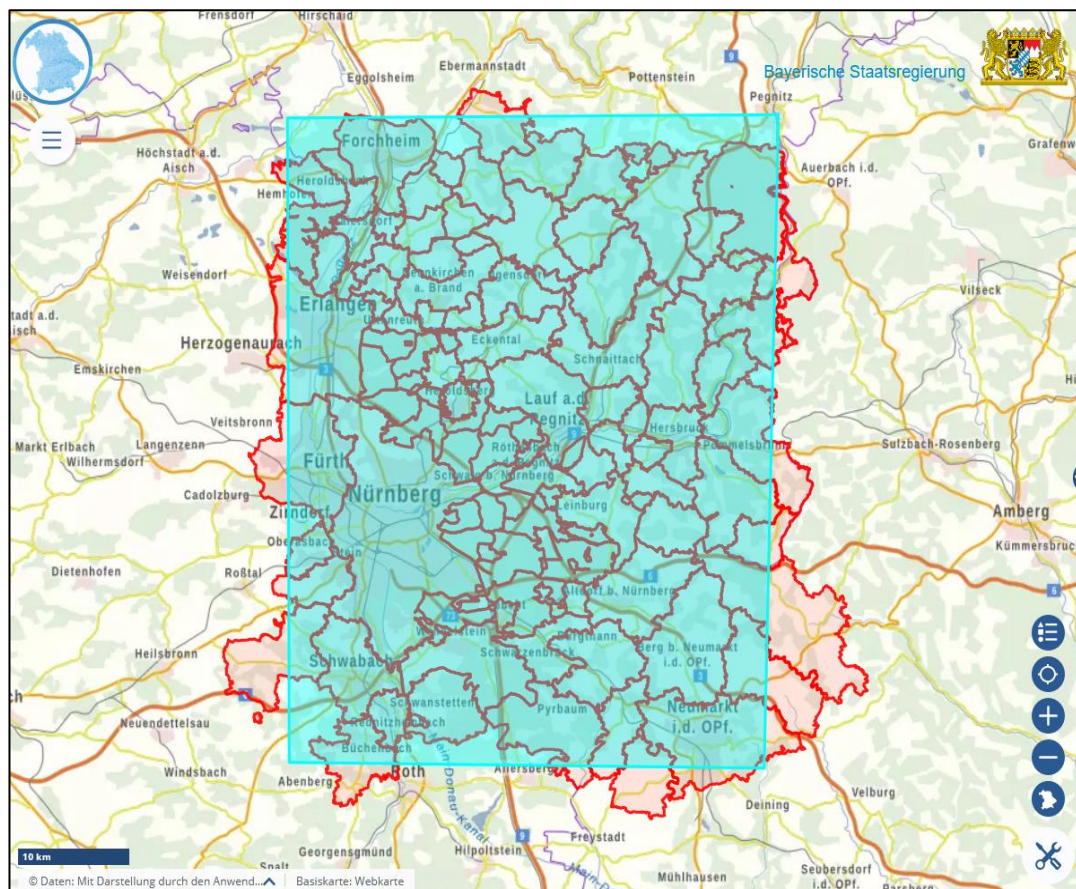


Abbildung 6-11: Im Energieatlas ausgewählte Regionen (rot) im Vergleich zum analysierten Rastergebiet (blau)

Tabelle 6-10: Vergleich der Energieatlas-Daten und der Versorgungsanalyse

	Energieatlas	Versorgungsanalyse	Fehlerprozentsatz
Einwohner	1254685	1 183 286	6%
Fläche [km <sup>2</sup> ]	2459	2 457	0%
Energieverbrauch [MWh]	6344878	5182793	22%

Das technische Potenzial ist in Abbildung 6-12 dargestellt. Nur 71% der benötigten Energie könnten lokal erzeugt werden. Daher müssten Leistung in umliegenden Regionen entwickelt werden, um die Energie zu importieren. Bei einer Ausweitung der Region auf ganz Mittelfranken ergibt sich eine etwas günstigere Situation. In diesem Fall (Abbildung 6-13) beträgt das Umwandlungsvermögen für Wind 103 % und für Solarenergie 77 %. Zusammen mit anderen erneuerbaren Energien ergibt sich insgesamt eine Kapazität von 195 % des durchschnittlichen Verbrauchs.

Es könnte problematisch sein, wenn die gesamte Region einem ähnlichen Systemdesign folgt. In diesem Fall würden alle Lösungen mit dem Solaranteil kämpfen, während die Batterieoptionen mehr Umwandlungsvermögen benötigen würden, als verfügbar ist. Eine Erhöhung des Windanteils wäre erforderlich, was jedoch zu höheren Kosten führen würde. Um die ideale Mischung zu ermitteln, sollten maximale Stromerzeugungsgrenzen festgelegt werden und die Importkosten in die Berechnung einbezogen werden. Dies liegt außerhalb des Rahmens dieser Studienarbeit. Es zeigt jedoch die Komplexität auf, die mit der Realisierung eines kostenoptimierten Systems verbunden ist.

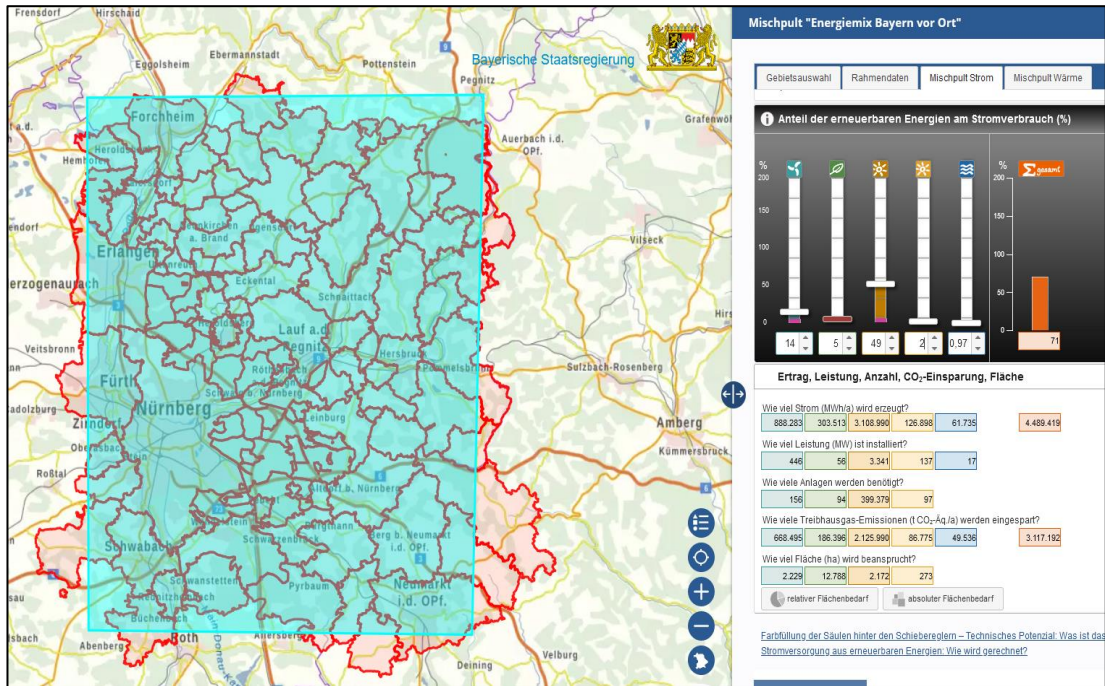


Abbildung 6-12: Das maximale technische Potenzial des Rastergebiets gemäß dem Energieatlas

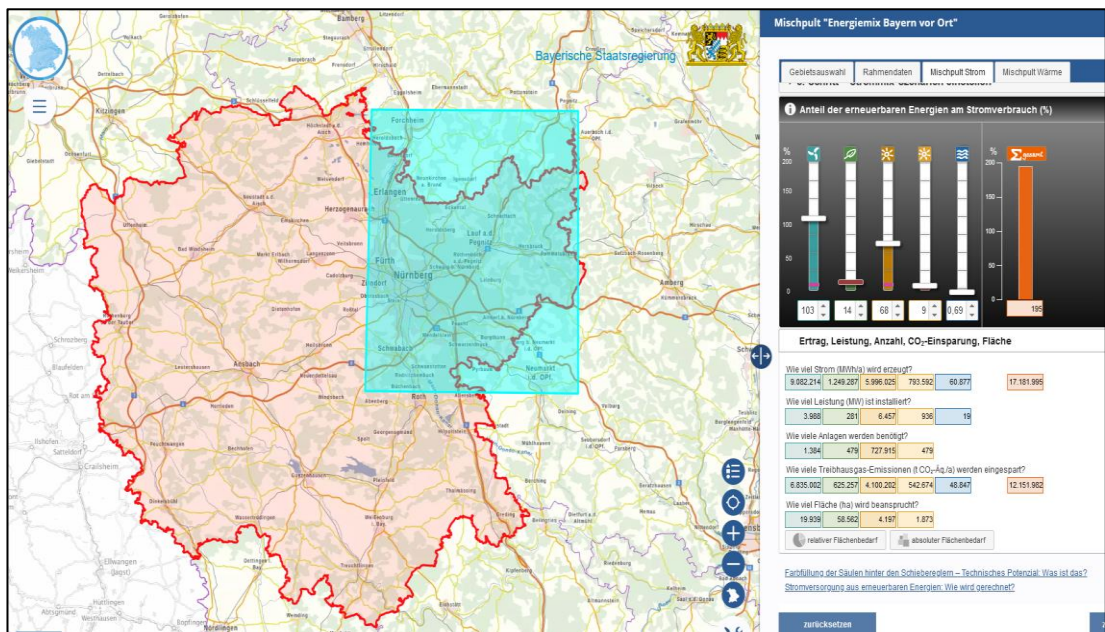


Abbildung 6-13: Das maximale technische Potenzial in Mittelfranken gemäß dem Energieatlas

## 7 Fazit

Die vorliegende Studienarbeit untersuchte drei mögliche Konzepte für eine autarke Energieversorgung, die auf unterschiedlichen Speichertechnologien basieren. Dabei wurden kostenoptimierte Lösungen erstellt, welche die gesamte erforderliche Prozesskette berücksichtigen.

Es ist wichtig zu beachten, dass bei der Entwicklung der Lösungen Kosten- und technische Annahmen getroffen wurden. Wie die Studie zeigt, können selbst geringe Schwankungen dieser Werte systemweite Auswirkungen haben. Daher ist bei der detaillierten Systemauslegung eine sorgfältige Auswahl dieser Parameter von großer Bedeutung. Zusätzlich sollten Faktoren wie die Benutzungsgrade sowie mögliche Kostenauswirkungen einer Überproduktion berücksichtigt werden.

Es ist offensichtlich, dass die Wahl der Speichertechnologie einen direkten Einfluss auf den optimalen Energieproduktionsmix hat, wenn ein kostenoptimiertes System angestrebt wird. Im Allgemeinen geht eine hocheffiziente Speichertechnologie mit höheren Kapazitätskosten einher, was zu einem höheren Umwandlungsvermögen des Systems führt. Eine Kombination mehrerer Technologien wäre daher wahrscheinlich optimal. Beispielsweise könnte der Einsatz von Batterien für Spitzenlastzeiten und die Nutzung kostengünstiger Speicherkapazitäten für längere Dunkelflaute möglicherweise zu einer gleichbleibenden Systemstabilität bei reduzierten Kosten führen. Diese Studie bietet eine Grundlage für solche möglichen Untersuchungen.

## 8 Literaturverzeichnis

- [1] „Postleitzahlen Deutschland“. Zugegriffen: 8. November 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.suche-postleitzahl.org/downloads>
- [2] „Netztransparenz > Erneuerbare Energien und Umlagen > EEG > EEG-Abrechnungen > EEG-Jahresabrechnungen > EEG-Jahresabrechnungen 2022-2000“. Zugegriffen: 29. Dezember 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.netztransparenz.de/de-de/Erneuerbare-Energien-und-Umlagen/EEG/EEG-Abrechnungen/EEG-Jahresabrechnungen/EEG-Jahresabrechnungen-2022-2000>
- [3] „ENTSO-E Transparency Platform“. Zugegriffen: 29. Dezember 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://transparency.entsoe.eu/load-domain/r2/totalLoadR2/show>
- [4] „MERRA-2“. Zugegriffen: 2. Januar 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://gmao.gsfc.nasa.gov/reanalysis/MERRA-2/>
- [5] „Potenzial prüfen: Der Windatlas | Energie-Atlas Bayern“. Zugegriffen: 2. Januar 2024. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.energieatlas.bayern.de/thema\\_wind/potenzial](https://www.energieatlas.bayern.de/thema_wind/potenzial)
- [6] „Sachstand Großbatteriespeicher: Einzelfragen zur Lithium-Ionen-Batterietechnologie“. Deutscher Bundestag, 28. Januar 2019. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bundestag.de/resource/blob/627424/74e15e4e6f393a030176b8cb29effc24/WD-8-002-19-pdf-data.pdf>
- [7] „Batteriespeicher in Industrie und Gewerbe“. Zugegriffen: 29. Dezember 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ingenieur.de/fachmedien/bwk/energiespeicher/batteriespeicher-in-industrie-und-gewerbe/>
- [8] „Mischpult ‚Energimix Bayern vor Ort‘ | Energie-Atlas Bayern“. Zugegriffen: 3. Januar 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.energieatlas.bayern.de/kommunen/mischpult>

## 9 Anhang

Das vorliegende Datenpaket enthält alle relevanten Eingangs- und Ausgangsdaten in Bezug auf die Studienarbeit. Die enthaltenen Dokumente sind in Tabelle 9-1 aufgeführt.

*Tabelle 9-1: Datenpaket der Studienarbeit*

Ordner	Dokument Nr.	Dateiname	Beschreibung
01_Eingabedaten	1	PLZ_RGB_Einwohner_Fläche_JW	Bevölkerungsdaten der Region
	2	TenneT_EEG-Anlagen_2022_RGB_JW	Installierte Leistungs- und Energieerzeugungsdaten der untersuchten Region
	3	Stunden Lastgang 2020-01-01 - 2023-08-31	Lastgänge der Übertragungsnetzbetreiber
02_Versorgungsanalyse	4	01_Versorgungsanalyse_JW_PtG	Power-to-Gas (Methanisierung) als Energiespeichertechnologie eingesetzt
	5	02_Versorgungsanalyse_JW_Pumpspeicher	Pumpspeicher als Energiespeichertechnologie eingesetzt
	6	03_Versorgungsanalyse_JW_Akku_20	Batterien mit einer Abschreibedauer von 20 Jahren werden als Energiespeichertechnologie eingesetzt
	7	04_Versorgungsanalyse_JW_Akku_15	Batterien mit einer Abschreibedauer von 15 Jahren werden als Energiespeichertechnologie eingesetzt
03_Ergebnisdiagramme	8	01_StudienArbeit_Diagramme	Daten aus den Dokumenten 4 – 7 gesammelt und verarbeitet
	9	02_Residuallesitungsdauerlinie	
	10	03_Umwandlungsverlauf_Speicher	