



## Master Thesis

zum Erlangen des akademischen Grades

Diplom-Ingenieurin

der Studienrichtung Energie- und Automatisierungstechnik  
an der TU Wien

über das Thema

# Ermittlung und Analyse geeigneter Business-Modelle für die Vermarktung von Windenergie im Burgenland nach Aussetzen der Ökostromförderung

eingereicht am  
Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe

Begutachter: Univ. Prof. DI Dr. Reinhard Haas

von

Christina Wiedemaier, MSc BSc  
1328460

Wien, Juni 2017

## **Eidesstattliche Erklärung**

Hiermit erkläre ich, dass die vorliegende Arbeit gemäß den Code of Conduct-Regeln zur Sicherung guter wissenschaftlicher Praxis, insbesondere ohne unzulässige Hilfe Dritter und ohne Benutzung anderer als der angegebenen Hilfsmittel, angefertigt wurde. Die aus anderen Quellen direkt oder indirekt übernommenen Daten und Konzepte sind unter Angabe der Quelle gekennzeichnet. Die Arbeit wurde bisher weder im In- noch im Ausland in gleicher oder in ähnlicher Form in anderen Prüfungsverfahren vorgelegt.

.....  
Ort, Datum

.....  
Unterschrift

## **Danksagung**

Die Verfasserin bedankt sich bei der 4ward Energy Research GmbH sowie allen Partnerunternehmen des Projektes Windvermarktung, insbesondere bei Herrn DI Dr. Thomas Nacht für die inhaltliche Betreuung der Arbeit und die gute Zusammenarbeit, wodurch ein positives Ergebnis des Projektes ermöglicht wurde.

Bei Herrn Univ. Prof. DI Dr. Reinhard Haas bedanke ich mich für die Betreuung seitens der TU Wien. Er leistete einen wichtigen Beitrag methodisch den richtigen Weg der Arbeit zu finden.

Mein besonderer Dank gilt meinen Freunden und meiner Familie, vor allem meinen Eltern, die mich während meines gesamten Studiums stets unterstützt und begleitet haben.

## **Abstract**

The ambition to cover the current energy demand by using renewable energy sources has led to a strong expansion of renewable electricity generation across Europe. This process was accelerated by appropriate support, as well as in Burgenland, which today is characterized by a high share of wind energy. The situation of the high share of volatile renewable generation results in new challenges for the energy system.

The project "Windvermarktung" exactly addresses these challenges. In the named region, business models and application areas for wind power generation are meant to be developed with the help of system flexibilities (battery storage systems, demand side management, power to heat and power to cold and biomass). The development of new business models is expected to result in an improvement in the profitability of wind power plants after a suspension of the subsidy, which is the central task of this thesis. Thus, the aim of the whole project is the preparation for the creation of a region, which stands for a sensible handling of the resource wind energy. The analysis of the results show that not all system flexibilities are adequate for applying them to merchandise wind energy in Burgenland. Combinations with demand side management and/or power to heat are obtained effective and economically profitable and can therefore be integrated into an overall, future-oriented concept.

## **Kurzfassung**

Durch die Zielsetzung, den aktuellen Energiebedarf durch die Nutzung erneuerbarer Energieträger zu decken, ist der Ausbau erneuerbarer Stromerzeugung europaweit stark gestiegen. Dieser Prozess wurde durch entsprechende Förderungen beschleunigt. Auch im Burgenland ist dies der Fall, wo sich vor allem die Windenergie stark etablierte. Aus der starken Einbindung erneuerbarer Erzeuger resultieren neue Herausforderungen für das Energiesystem.

Im Projekt „Windvermarktung“ werden genau diese Herausforderungen adressiert. Dabei sollen in der Region Geschäftsmodelle und Anwendungsgebiete für Windkrafterzeugung unter Zuhilfenahme von Systemflexibilitäten (Batteriespeicher, Demand Side Management, Power to Heat und Power to Cold und Biomasse) entwickelt werden. Das Kernthema dieser Arbeit ist die Erarbeitung bzw. Simulation neuer Geschäftsmodelle, die in einer Verbesserung der Wirtschaftlichkeit von Windkraftanlagen nach einem Aussetzen der Förderung resultieren sollen. Die Auswertungen zeigen, dass nicht alle Systemflexibilitäten für den Einsatz zur Vermarktung der Windenergie im Burgenland geeignet sind. Kombinationen mit Demand Side Management und/oder Power to Heat gelten als durchaus wirtschaftlich und können in einem übergeordneten, zukunftsgerichteten Gesamtkonzept integriert werden.

# Inhaltsverzeichnis

1. Einleitung.....	1
2. Methodik.....	3
2.1 Elektrizitätswirtschaftliche Analyse .....	3
2.2 Statistische Analysen .....	3
2.3 Basismodell.....	9
2.3.1 Vermarktung über den Strommarkt.....	10
2.3.2 Direktvermarktung .....	14
2.4 Flexibilitätsmodelle .....	16
2.4.1 Speichermodelle.....	17
2.4.2 DSM-Modelle .....	20
2.4.3 P2H-Modelle.....	25
3. Elektrizitätswirtschaftliche Analyse der Windregion.....	32
4. Statistische Analyse der vorhandenen Daten.....	39
4.1 Korrelationen.....	39
4.2 Analyse aller Abweichungen .....	40
4.3 Analyse der Abweichungsdauern .....	43
5. Abbildung der aktuellen Vermarktungsstrategien als Basismodelle.....	46
6. Beschreibung der Flexibilitäten und Umsetzung als Geschäftsmodelle.....	52
6.1 Stromspeicher .....	54
6.2 Demand Side Management.....	56
6.3 Power to Heat (P2H) .....	59
6.3.1 Potenzialanalyse für P2H.....	59
6.3.2 Umsetzung als Modell.....	62
6.4 Power to Cold (P2C) - Potenzialanalyse.....	64
6.5 Biomasse als Kompensationstechnologie - Potenzialanalyse.....	66
7. Analyse der modellierten Geschäftsmodelle .....	69
7.1 Speichermodelle .....	69
7.2 DSM – Modelle.....	78
7.3 Power to Heat – Modell .....	87
8. Entwurf für ein zukünftiges Gesamtkonzept .....	97
9. Schlussfolgerungen .....	100
Literaturverzeichnis.....	102
Abbildungsverzeichnis .....	106
Tabellenverzeichnis .....	110
Anhang A – Speichermodell Ausgleichsenergiekompensation.....	111

Anhang B – Speichermodell Eigenbedarfsoptimierung .....	115
Anhang C – DSM-Modell Ausgleichsenergiekompensation.....	123
Anhang D – DSM-Modell Eigenbedarfsoptimierung .....	125
Anhang E – P2H-Modell Ausgleichsenergiekompensation.....	127
Anhang F – P2H-Modell Eigenbedarfsoptimierung .....	129

# 1. Einleitung

Im Burgenland findet ein starker Ausbau der erneuerbaren Erzeugung, vor allem von Windkraftanlagen mit derzeit 422 Anlagen bzw. einer gesamt installierten Leistung von 1.020 MW, statt (IG Windkraft, 2016). Dadurch kommt es im Netzgebiet der Netz Burgenland Strom GmbH bereits zu Erzeugungssituationen, in denen teilweise hohe Überschüsse an erneuerbarer Erzeugung vorhanden sind. Die Spitzenlast liegt bei 300 MW, die im Vergleich zur installierte Leistung nicht einmal ein Drittel dieser beträgt. Dieser Umstand sowie das Aussetzen der Förderung nach Ablauf der, laut Ökostromgesetz, derzeit 13-jährigen Laufzeit für ältere Anlagen zeigen, dass Handlungsbedarf gegeben ist, um die weitere Integration erneuerbarer Energiequellen zu ermöglichen bzw. die alten Anlagen wirtschaftlich vermarkten zu können.

Diese Problemstellung wird im Projekt „Windvermarktung“ adressiert. Es soll sicherstellen, dass Windkraftanlagen, die, aufgrund des Ablaufes der Vertragslaufzeit, aus der Ökostromförderung herausfallen und daher keine Vergütung mehr beziehen, trotzdem wirtschaftlich vermarktet werden können. Genanntes Projekt wird in Kooperation mit den Projektpartnern Quadra Energy GmbH, Energie Burgenland Vertrieb GmbH & Co KG, Forschung Burgenland GmbH und ENERCON Service Austria GmbH abgewickelt und untersucht die Windregion Nordburgenland, genauer gesagt die Windparks in Wieden, Gols und Neusiedl.

Das Ziel dieser Arbeit ist die Entwicklung und Analyse von Geschäftsmodellen, die unter der Nutzung von Flexibilitäten die Wirtschaftlichkeit von Windkraftanlagen, die laut Ökostromgesetz nicht mehr förderungswürdig sind, gewährleisten können. Unter den Flexibilitäten sind sämtliche Maßnahmen im Zusammenhang mit Erzeugung und Verbrauch zu sehen, die einen Beitrag zur Entkopplung oder Kompensation der Windkraftherzeugung leisten. Aus dem Ziel lassen sich die zentralen Fragestellungen ableiten:

- Wie werden die Windkraftanlagen derzeit gefördert bzw. warum und wann fallen sie aus der Förderung? Welche Probleme entstehen dadurch?
- Wie werden die nicht mehr geförderten Windkraftanlagen aktuell vermarktet?
- Welche Systemflexibilitäten können genutzt werden können, um den Einsatz von Windenergie flexibler zu gestalten und welche Parameter sind für deren Einsatz maßgeblich? Welche Industriebetriebe kommen für die Integration dieser Flexibilitäten in Frage?
- Welche Geschäftsmodelle können zur wirtschaftlichen Vermarktung der Windenergie im Burgenland nach Aussetzen der Förderung herangezogen werden? Wie können diese modelliert und wirtschaftlich bewertet werden?
- Wie könnte ein zukunftsgerichtetes Gesamtkonzept für die Windregion aussehen?

Um diese Fragen zu beantworten, wird, nach Durchführung einer umfassenden Literatur- und Datenrecherche, die elektrizitätswirtschaftliche Lage der Windregion analysiert (Kapitel 3). Dazu zählen die Analyse von Erzeugung, Verbrauch und Marktsituation. Um die Ist-Situation abbilden zu können, werden die vorhandenen Daten statistisch ausgewertet, siehe Kapitel 0. Anhand von Korrelation zwischen Marktpreisen (Day-Ahead-Spotpreis, Intraday-Preis, Ausgleichsenergiepreis) und Ausgleichsenergie, sprich der Differenz zwischen gehandelter und tatsächlicher Einspeisung, können Zusammenhänge festgestellt und dadurch die notwendigen Leistungen für den Einsatz der Flexibilitäten ermittelt werden. Die Ist-Situation bzw. die derzeitige Vermarktungsstrategie der Energie Burgenland wird anschließend in Kapitel 5 anhand eines Basismodells in Microsoft Excel abgebildet. Dies geschieht zurzeit durch die Vermarktung am Strommarkt (Termin-, Day-Ahead- und Intraday-Markt). Als alternative Vermarktungsstrategie wird außerdem die Direktvermarktung an die Kunden durch den Einsatz einer Direktleitung betrachtet. In Kooperation mit den Projektpartnern werden mögliche Geschäftsmodelle mit Berücksichtigung des Einsatzes unterschiedlicher Flexibilitäten für die Region untersucht, siehe Kapitel 6. Zu den Flexibilitäten zählen Batteriespeicher, Demand Side Management (DSM), Power to Heat (P2H), Power to Cold (P2C) sowie Biomasse zur Kompensation der Ausgleichsenergie. Die Flexibilitäten werden anschließend in Kombination mit den Vermarktungsstrategien als Geschäftsmodelle in Microsoft Excel modelliert und ausgewertet (Kapitel 7). Daraus geht hervor, dass nicht alle angedachten Systemflexibilitäten für den Einsatz in der Windregion geeignet sind. So ist beispielsweise das Potenzial für P2C und Biomasse zu gering, um einen ökonomischen Vorteil aus Sicht der Kunden, Anlagenbetreiber und Energieversorger erwirtschaften zu können. Der Einsatz eines Batteriespeichers erweist sich ebenfalls als ungeeignet, da die Mehreinnahmen, die durch die Kompensation der Ausgleichsenergie bzw. durch die Eigenbedarfsoptimierung entstehen, in keiner Relation zu den hohen Anschaffungs- und Wartungskosten für den Speicher stehen. Die Kombination der aktuellen Vermarktungsmodelle mit den Flexibilitäten Demand Side Management und/oder Power to Heat erweist sich als wirtschaftlich. Durch die Verschiebung der Last einer Anlage können bereits bis zu rund 6500 € eingespart werden. Das Potenzial für DSM wird aber als viel höher eingeschätzt, sofern mehrere Anlagen ins Lastmanagement integriert werden. Aus den Analysen der Power to Heat Modelle konnte festgestellt werden, dass deren Einsatz vorwiegend zur Ausgleichskompensation geeignet ist. Dabei können je nachdem ob das Modell mit oder ohne Wärmespeicher eingesetzt wird, bis zu rund 650.000 € (mit Speicher) bzw. bis zu 220.000 € (ohne Speicher) erwirtschaftet werden. Abgeleitet aus diesen Ergebnissen soll in Kapitel 8, unter Einbindung möglicher, zukünftiger Entwicklungen in der Windregion, ein mögliches, zukünftiges Gesamtmodell, das in der Windregion realisiert werden kann, diskutiert werden.

## 2. Methodik

### 2.1 Elektrizitätswirtschaftliche Analyse

Die Elektrizitätswirtschaftliche Analyse schafft einen ersten Überblick zur derzeitigen Situation in der untersuchten Windregion. Darunter fällt einerseits die Erhebung von Erzeugung und Verbrauch in der Windregion, die miteinander verglichen und ausgewertet werden. Hinsichtlich Winderzeugung werden die bisher bestehenden Anlagen sowie deren Leistung, zum einen für ganz Österreich und zum anderen für das Burgenland ermittelt (IG Windkraft, 2016). Außerdem werden jene Anlagen, die von der Energie Burgenland betrieben werden, angeführt. Ein Vergleich der Erzeugung mit dem Stromverbrauch seit dem Jahr 2013, zeigt die vergangene und gegenwärtige Erzeugungs- und Verbrauchssituation im Burgenland. Um einen genaueren Einblick in den Stromverbrauch im Burgenland zu bekommen, wird dieser Vergleich (zwischen Erzeugung und Verbrauch) außerdem durch Unterteilung in die relevantesten Standardlastprofile nach (APCS, 2016) gezeigt. Durch eine Hochrechnung bis zum Jahr 2030 kann die zukünftige Erzeuger-Verbraucher-Situation angenähert werden. Die gesamten Daten werden teils von der Energie Burgenland, der IG Windkraft sowie der Netz Burgenland bereitgestellt und aufgewertet.

### 2.2 Statistische Analysen

Um die vorhandenen Daten eingrenzen und miteinander vergleichen zu können, ist es notwendig, die Daten der Energie Burgenland, vor allem die Erzeugungs- und Marktdaten, einer statistischen Analyse zu unterziehen. Dabei wird der Fokus auf die Prognoseunsicherheit der Windkrafteinspeisung gerichtet, wobei definiert sein muss, welche Abweichungen zwischen der an den Strommärkten (Termin-, Day-Ahead- und Intradaymarkt) gehandelten und tatsächlicher Einspeisung vorliegen, um die Energie wirtschaftlich vermarkten zu können. Analysiert werden die Daten einerseits hinsichtlich deren Maxima, Minima, Mittelwerten und Häufigkeiten, um einen ersten Überblick zu erlangen. Daraufhin werden Korrelationen zwischen den unterschiedlichen Datensätzen (Marktdaten, Erzeugungsdaten) ermittelt, wodurch ein etwaiger Zusammenhang festgestellt bzw. ausgeschlossen werden kann. Außerdem ist es interessant zu wissen, wie die prognostizierten Daten für die Winderzeugung von der tatsächlichen Einspeisung abweichen. In diesem Sinne wird eine Analyse der Abweichung sowie der Abweichungsdauern durchgeführt. Letztere beschäftigt sich mit den zeitlichen Dauern der Abweichungen. Diese statistische Analyse ist für die weiterführende Betrachtung und Integration unterschiedlicher Systemflexibilitäten relevant.

### **Verwendete Datenbasis**

Für die nachfolgende Untersuchung werden die in Tabelle 1 dargestellten Datensätze verwendet. Die Energie Burgenland verfügt über eine große Menge an Daten von Erzeugung- sowie Preisverläufen (Ausgleichsenergiepreis, EPEX Spot Preis und EPEX Intraday Average) in ¼-Stunden-Auflösung, einerseits für den gesamten Windpark im Burgenland für den Zeitraum Jänner 2014 bis Juni 2016 und andererseits für die Windkraftanlagen, die aufgrund der Beendigung der Förderlaufzeit nicht mehr unterstützt werden, für den Zeitraum Juli 2016 bis Januar 2017 (Testdatensatz). Dieser Testdatensatz umfasst Messungen der Windparks Gols, Weiden und Neusiedl unterschiedlich hoher Leistung. Um auf die aktuellen Werte der nicht mehr geförderten Anlagen von 149 MW zu kommen, werden die Leistungswerte entsprechend skaliert. Entsprechend der tatsächlichen Einspeisung, werden auch die Prognosen skaliert und statistisch untersucht.

Außerdem soll in Erfahrung gebracht werden, ob es statistisch belegbare Zusammenhänge zwischen einzelnen Datensätzen gibt.

Tabelle 1: Daten für die statistische Analyse (Quelle: Energie Burgenland, 2016)

<b>Datensatz</b>	<b>Auflösung</b>	<b>Zeitraum</b>	<b>Leistung skaliert</b>	<b>Anmerkung</b>
Windpark ohne Förderung – tatsächliche Erzeugung	¼-Stunden	01.07.2016 – 31.01.2017	149 MW	Beendigung der Förderung zu unterschiedlichen Zeitpunkten, daher erfolgt die Skalierung dementsprechend mit verschiedenen Skalierungsfaktoren
Day-Ahead-Prognose emsys	¼-Stunden	01.07.2016 – 31.01.2017	149 MW	
Intraday-Prognose für Österreich	¼-Stunden	01.07.2016 – 31.01.2017	149 MW	
Intraday-Prognose für Deutschland	¼-Stunden	01.07.2016 – 31.01.2017	149 MW	
Vermarktung am Terminmarkt	¼-Stunden	01.07.2016 – 31.01.2017	149 MW	
Day-Ahead-Vermarktung	¼-Stunden	01.07.2016 – 31.01.2017	149 MW	
Intraday-Vermarktung Kauf	¼-Stunden	01.07.2016 – 31.01.2017	149 MW	
Intraday-Vermarktung Verkauf	¼-Stunden	01.07.2016 – 31.01.2017	149 MW	

Tatsächliche Ausgleichsenergie	¼-Stunden	01.07.2016 – 31.01.2017	149 MW	
Ausgleichsenergiepreise	¼-Stunden	01.07.2016 – 31.01.2017		
Day-Ahead-/ EPEX-Spot-Preise	¼-Stunden	01.07.2016 – 31.01.2017		
EPEX Intraday Preise (gewichteter Durchschnitt)	¼-Stunden	01.07.2016 – 31.01.2017		

### **Maxima, Mittel und Häufigkeiten**

Um einen ersten Überblick von einem Datensatz zu bekommen, ist die Ermittlung von Mittelwerten, Maximalwerten und Häufigkeiten eine bewährte Methode (Dutter, 2011). In Microsoft Excel verwendet man dafür die Funktionen MAX, MIN und HÄUFIGKEIT.

Nach (Dutter, 2011) unterscheidet man in der Statistik grundsätzlich zwischen zwei Formen, der deskriptiven Statistik, bei der mit einfachen Maßzahlen und Grafiken das Wesentliche über ein Untersuchungsgebiet ausgedrückt wird, sowie die analytische Statistik, bei der versucht wird, das Gemessene auf die Realität abzubilden. Hier sollen beide Formen kombiniert werden.

Um die statistische Analyse durchführen zu können, ist zum einen die Definition der statistischen Variable maßgeblich. Eine statistische Variable  $X$  ist eine Zuordnung, die jedem Element einer Grundgesamtheit  $E$  genau einen Zahlenwert zuordnet. Formal ist eine Variable  $X$  eine Abbildung von  $E$  in die Menge  $\mathbb{R}$  der reellen Zahlen:

$$X: E \rightarrow \mathbb{R}, e \rightarrow X(e) \quad (1)$$

Die Menge  $\{X(e) \mid e \in E\}$  heißt der Wertebereich von  $X$ . Statistische Variablen werden nach unterschiedlichen Gesichtspunkten eingeteilt. Eine Klassifikationsmöglichkeit ist die Unterteilung in diskrete und stetige Variablen. Für diskrete Variablen sind nur endlich viele unterschiedliche Werte möglich. Stetige Variablen sind dadurch gekennzeichnet, dass alle Werte eines Intervalls realisierbar sind. Stetige Variablen erhält man unter anderem bei Messungen. Darunter fallen auch die bereitgestellten Daten der Energie Burgenland.

Die Aufbereitung der Daten geschieht grundsätzlich in mehreren Schritten. Bei univariaten Datensätzen, also Datensätzen mit nur einer Variable, wird im ersten Schritt die Struktur in den Datensätzen als Gesamtbild betrachtet, um etwaige Unstimmigkeiten aufzufinden. Dazu werden einerseits die *Häufigkeiten* der auftretenden Daten ermittelt. Damit dies zu sinnvollen

Ergebnissen führt, muss die zugrundeliegende Variable  $X$  skaliert bzw. klassifiziert werden. Die Anzahl  $n$  der Realisationen der Variable  $X$  in der  $i$ -ten Klasse, das heißt im Intervall  $(x_{i-1}, x_i]$ , ist die absolute Häufigkeit der Klasse bzw. die Anzahl mit der die Variable  $X$  einen Wert aus der Klasse angenommen hat. Sie ist definiert als

$$n(x_{i-1} < X \leq x_i) = n_i \quad (2)$$

Die entsprechende relative Häufigkeit  $h$  der Klasse ist

$$h(x_{i-1} < X \leq x_i) = \frac{n_i}{n} = h_i \quad (3)$$

Neben den Häufigkeiten der auftretenden Daten ist auch die Verteilung der Anteile von Interesse. Eine Skalierung kann hier durch Kumulation, das heißt sukzessives Aufaddieren, der absoluten bzw. relativen Häufigkeiten erfolgen. Dabei geben die absoluten kumulierten Häufigkeiten an, wie viele Beobachtungen jeweils einen vorgegebenen Wert  $x$  nicht übertreffen. Sie werden mit  $n(X \leq x)$ , die relativ kumulierten Häufigkeiten mit  $h(X \leq x)$  bezeichnet. Die Zuordnung der kumulierten relativen Häufigkeiten zu den Realisationsmöglichkeiten führt zur *empirischen Verteilungsfunktion*. Diese ist für klassierte Daten definiert durch

$$\hat{F}(x) = \begin{cases} 0, & x < x_0 \\ h(X \leq x), & x = x_i, i = 1, \dots, k \\ \hat{F}(x_{i-1}) + \frac{x - x_{i-1}}{\Delta_i} * h_i, & x_{i-1} < x < x_i \\ 1, & x > x_k \end{cases} \quad (4)$$

wobei  $x_0, x_1, \dots, x_k$  die Klassengrenzen,  $\Delta_i = x_i - x_{i-1}$  die Klassenbreiten und  $h_i$  die Klassenhäufigkeiten definieren. Eine stetige Funktion, die als stetige Verteilungsfunktion  $F(x)$  verwendet werden soll, muss folgende Eigenschaften besitzen:

$$\begin{aligned} x_{i-1} < x_i &\rightarrow F(x_{i-1}) \leq F(x_i) \\ F(x) &\rightarrow 1 \quad \text{für } x \rightarrow \infty \\ F(x) &\rightarrow 0 \quad \text{für } x \rightarrow -\infty \end{aligned}$$

Bei einer größeren Anzahl von zu vergleichenden Datensätzen ist es zweckmäßig, die Datensätze weiter zusammenzufassen, um den Überblick zu bewahren. Die Zurückführung auf wenige Kennzahlen erlaubt die Darstellung wichtiger Charakteristika. Ein wichtiger Aspekt dahingehend ist die Erfassung der Lage der Verteilung. Hierfür ist vor allem das *arithmetische*

Mittel  $\bar{x}$  oder der Durchschnitt eine wichtige Kennzahl. Bei Vorliegen der ursprünglichen Daten ist das arithmetische Mittel definiert durch die Summe der Daten  $x_v$  dividiert durch die Anzahl der Daten  $n$ . In Microsoft Excel wird dafür die Funktion MITTELWERT angewandt.

$$\bar{x} = \frac{1}{n}(x_1 + \dots + x_n) = \frac{1}{n} \sum_{v=1}^n x_v \quad (5)$$

### **Korrelationen und Verteilung der Abweichungen**

Um einen eventuellen Zusammenhang zwischen den Strompreisen am Markt und den eingespeisten Leistungen bzw. Prognoseabweichungen zu beweisen, können Korrelationen zwischen Datensätzen statistisch analysiert werden.

Statistische Grundlage dafür ist der Korrelationskoeffizient.

Betrachtet wird hierbei der lineare Zusammenhang zweier Variablen. Mathematische Grundlage hinter dem Korrelationskoeffizienten  $r$  ist die Kovarianz zweier Variablen. Diese ist definiert als

$$Cov(x, y) = \frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y}) \quad (6)$$

mit  $\bar{x}$  und  $\bar{y}$  für die arithmetischen Mittelwerte von  $X$  und  $Y$ .

Der Betrag der Kovarianz liegt zwischen 0, bei nicht voneinander abhängigen Variablen, und  $\sigma_x * \sigma_y$  bei perfekter Korrelation der Variablen.  $\sigma_x$  bezeichnet dabei die Standardabweichung der Variable  $X$  während  $\sigma_y$  die Standardabweichung von  $Y$  ist. Um den Wert von  $r$  unabhängig von  $x$  und  $y$  zu machen, wird die Kovarianz standardisiert und durch  $\sigma_x * \sigma_y$  dividiert. Demnach ist der Korrelationskoeffizient definiert als

$$r = \frac{Cov(x, y)}{\sigma_x * \sigma_y} \quad (7)$$

und bewegt sich zwischen -1 und +1 (Bucher et al., 2003). Dabei bedeuten die negativen Werte eine umgekehrt proportionale Korrelation, das heißt, je höher die Variable  $X$  ist, desto niedriger ist die Variable  $Y$ , und die positiven Werte eine proportionale Korrelation, also je höher  $X$  desto höher  $Y$ . Je näher das Ergebnis am Wert 0 liegt, desto geringer ist der Zusammenhang zwischen den zu prüfenden Variablen. Ergibt die Korrelation Null, so besteht keine Abhängigkeit (Dutter, 2011). In Microsoft Excel wird dafür die Funktion KORREL herangezogen.

Eine Verteilungsfunktion muss nicht symmetrisch verteilt (normalverteilt) sein, das heißt ihr Histogramm muss sich nicht am Zentrum spiegeln, sondern kann auch rechts bzw. links gegen Null gehen. Die zugehörigen Verteilungen werden dann linksschief oder rechtssteil bzw. rechtsschief oder linkssteil genannt, siehe Abbildung 1 und Abbildung 2.

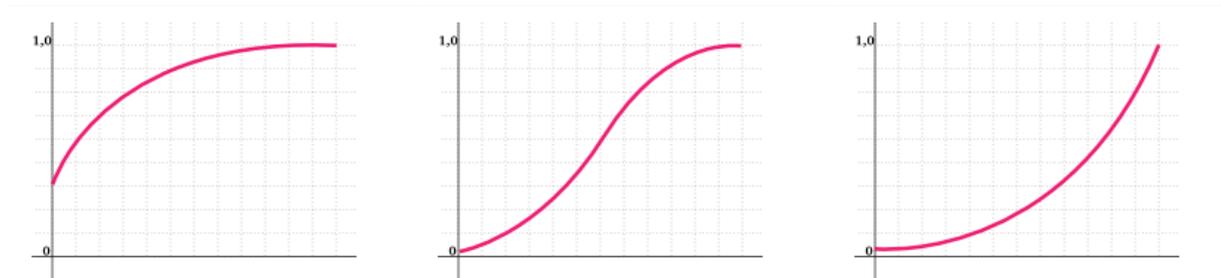


Abbildung 1: Verteilungsfunktion rechtsschief (links), symmetrisch (mittig), linksschief (rechts) (Quelle: Hemmerich, 2017)

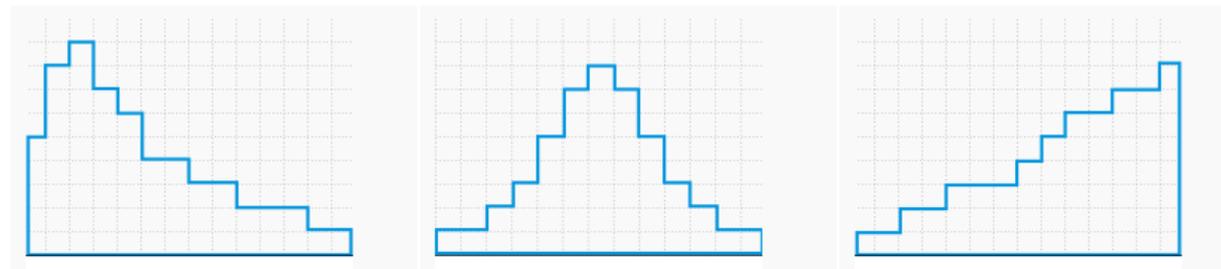


Abbildung 2: Histogramm rechtsschief (links), symmetrisch (mittig), linksschief (rechts) (Quelle: Hemmerich, 2017)

Um die Wahrscheinlichkeit zu bestimmen, mit der eine Variable  $X$  einen bestimmten Wert innerhalb eines Intervalls annimmt, kann die *Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion* bzw. Dichte der Verteilung von  $X$  gebildet werden, siehe Abbildung 3.

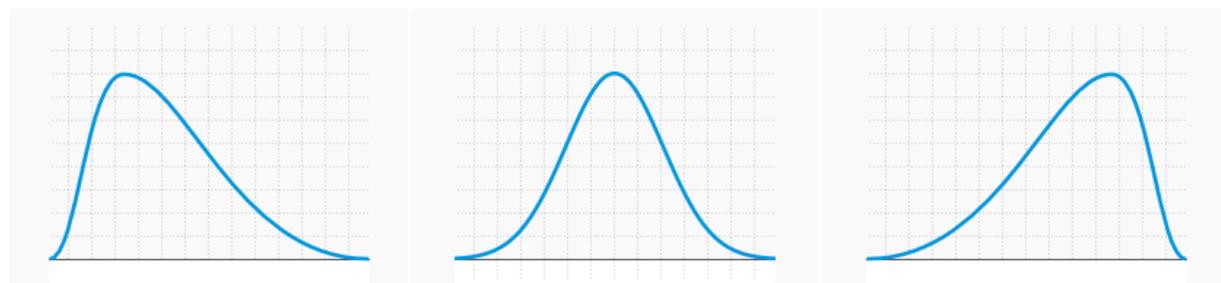


Abbildung 3: Dichtefunktion rechtsschief (links), symmetrisch (mittig), linksschief (rechts) (Quelle: Hemmerich, 2017)

Sie ist definiert als Funktion  $f(x)$ , sodass gilt:

$$P(X \leq x) = \int_{-\infty}^x f(x) dx \quad \text{für alle } x. \quad (8)$$

Der Flächeninhalt unter einer Dichtefunktion entspricht also der Wahrscheinlichkeit, dass die Variable  $X$  einen Wert aus dem entsprechenden Intervall annimmt. Damit eine Funktion  $f(x)$  Dichte einer Wahrscheinlichkeitsverteilung  $P$  sein kann, muss sichergestellt sein, dass der Flächeninhalt unter dem Graphen von  $f(x)$  nie negativ ist. Daher muss  $f(x)$  folgende Eigenschaften haben (Schlittgen, 2008):

$$f(x) \geq 0 \quad \text{und} \quad \int_{-\infty}^{\infty} f(x)dx = 1$$

In Microsoft Excel wurden die Verteilungen der Abweichungen, also die Verteilungsfunktion sowie die Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion über die Funktionen SUMME und SUMMENPRODUKT bzw. deren Kehrwert berechnet. Analysiert wurden dafür die Abweichungen der prognostizierten von der tatsächlichen Windleistung.

### ***Verteilung der Abweichungsdauern***

Neben der Höhe der Abweichungen ist es für den Einsatz der Flexibilitäten auch wichtig zu wissen, wie lang diese Abweichungen andauern bzw. über welchen Zeitraum die benötigten Flexibilitäten eingesetzt werden müssen. Dazu wird die Verteilung der Abweichungsdauern analysiert. Die Zeiträume ergeben sich durch Aufsummieren der ¼-Stunden-Werte der Abweichungen sobald Leistung erforderlich ist bis keine Abweichung mehr auftritt. Diese Zeiträume werden in Klassen eingeteilt. Um die Verteilung der Abweichungsdauern zu ermitteln, werden die ¼-Stunden-Werte der Abweichungen addiert, sobald deren Zeitdauer in die jeweilige Klasse fällt. Diese Analyse wird in Microsoft Excel über die Funktion ZÄHLENWENN realisiert und als 3D-Diagramm dargestellt.

## **2.3 Basismodell**

Die Basismodelle beschreiben die derzeitigen Vermarktungsoptionen der Windenergie in der betrachteten Region im Burgenland. Dazu zählen einerseits die Vermarktung über den Strommarkt (aktuelle Herangehensweise) und andererseits die Direktvermarktung an die Kunden, die eine mögliche, alternative Vermarktungsstrategie darstellt. Bei der Vermarktung über den Strommarkt sind wiederum unterschiedliche Märkte adressiert, die nachfolgend beschrieben werden.

Die Modelle wurden in Microsoft Excel erstellt und beinhalten Datensätze der Energie Burgenland zur tatsächlichen Erzeugung, gehandelten Erzeugung sowie zu Termin-, Day-Ahead- und Intraday-Handel, siehe Tabelle 1.

### 2.3.1 Vermarktung über den Strommarkt

Wie oben bereits angeführt, bildet die Vermarktung über den Strommarkt die derzeitige Herangehensweise zur Vermarktung der Windenergie im Burgenland ab. Dabei werden unterschiedliche Einspeisemengen entweder am Termin-, Day-Ahead- oder Intraday-Markt gehandelt, das heißt, von der Energie Burgenland gekauft und verkauft.

#### ***Terminmarkt***

Der Handel am Terminmarkt ist wesentlich für längerfristige Geschäfte geeignet, also für die langfristige Basisversorgung, die zusätzlich durch weitere Grund- und Spitzenlast über andere Märkte ergänzt wird. Hier werden beispielsweise Strom-Futures gehandelt. Dies sind Lieferverbindlichkeiten, die wesentlich später, teilweise erst nach einigen Jahren, erfolgen müssen bzw. können. Handelsgeschäfte werden demnach also in der Zukunft zu aktuellen Strompreisen abgeschlossen. Am Terminmarkt werden unterschiedliche Verträge angeboten, die jeweils als Blockkontrakte auftreten. Dabei ist zwischen Base- (für das Zeitfenster 01:00 bis 24:00 Uhr wird zu jeder ¼-Stunde im gewählten Zeitraum dieselbe Leistung angeboten) und Peak-Kontrakten (für das Zeitfenster Montag bis Freitag, je 08:00 bis 20:00 Uhr, wird dieselbe Leistung angeboten) zu unterscheiden. Durch die volatile Winderzeugung kann es vorkommen, dass Abweichungen zu den gehandelten Energiemengen entstehen und somit Prognose und tatsächliche Erzeugung nicht übereinstimmen.

#### ***Day-Ahead-Markt***

Am Day-Ahead- oder Spot-Markt werden täglich Stromlieferungen, basierend auf den aktuellen Verbrauchsprognosen, für den darauf folgenden Tag gehandelt. Dadurch ist es für Kraftwerksbetreiber möglich, Fahrpläne für den nächsten Tag zu entwerfen und zu planen. Auch am Day-Ahead-Markt sind unterschiedliche Blöcke zu unterscheiden. Einerseits existieren für den Bedarf an Grundlast 24-Stunden-Blöcke konstanter Leistung, der Base-Kontrakt (vergleiche dazu Terminmarkt), die mit Spitzenlastblöcken ergänzt werden können, um den Bedarf für mehrere Stunden oder an Tagesspitzen decken zu können. Andererseits gibt es Einzelstunden-Kontrakte (Peak-Kontrakte), die eine noch exaktere Anpassung an den tatsächlichen Bedarf ermöglichen. Der Handel kann am Spotmarkt über zwei unterschiedliche Wege erfolgen. Erstens über sogenannte Broker-Plattformen (bilateraler Handel), wobei die Preise direkt zwischen Käufer und Verkäufer verhandelt werden (Over-the-Counter-Handel), und zweitens über die Strombörse. Der Handel findet dabei über tägliche Auktionen statt, wobei der Preis stündlich aus dem Schnittpunkt von Nachfrage- und Angebotskurve aller Gebote ermittelt wird (Markträumungspreis bzw. Market Clearing Price). Die Gebote dafür müssen für den deutsch/österreichischen Markt jeweils bis 12 Uhr mittags für den Folgetag

einlangen. Die zu handelnde Mindestmenge beträgt 0,1 MW. Für volatile Erzeuger ist, wie bereits am Terminmarkt, auch am Day-Ahead-Markt mit Prognoseunsicherheiten zu rechnen (NEXT Kraftwerke a, k.A.).

Um die von der Energie Burgenland tatsächlich gehandelten Leistungen in einem Basismodell abbilden zu können, wurden die Day-Ahead-Prognosedaten  $x_{round,1}$  vorerst auf ganze Werte gerundet (9). Der Trader der Energie Burgenland handelt jeweils den gerundeten Mittelwert einer Stunde  $x_{average,1}$  für die gesamte Stunde (10), siehe Tabelle 2. Ein Vergleich zwischen real gehandelter Leistung mit der laut Modell gehandelter Leistung, weist die Abweichungen zwischen Modell und Realität auf.

$$x_{round,1} = RUNDEN(x_1; 0) \quad (9)$$

$$x_{average,1} = RUNDEN(MITTELWERT(x_{round,1}:x_{round,4}); 1) \quad (10)$$

Tabelle 2: Ermittlung der gehandelten Leistung am Day-Ahead-Markt (Datenquelle: Energie Burgenland, 2016)

	Day-Ahead- Prognose	Day-Ahead gerundet	Day-Ahead Mittelwert
	[MW]	[MW]	[MW]
01.07.2016 00:15	2,26	2,00	2,30
01.07.2016 00:30	2,36	2,00	2,30
01.07.2016 00:45	2,46	2,00	2,30
01.07.2016 01:00	2,56	3,00	2,30

### **Intraday-Markt**

Am Intraday-Markt erfolgt ein kontinuierlicher Handel von Strom nahe am Lieferzeitpunkt (bis zu 30 Minuten vor Lieferbeginn für Österreich eine Stunde für den deutschen Markt). Das heißt, es wird bei kurzfristig anfallenden Erzeugungsüberschüssen Energie verkauft bzw. bei kurzfristigen Engpässe Energie eingekauft, weshalb man auch von kurzfristigem Stromgroßhandel spricht. Gehandelt werden die Strommengen in sowohl ¼-Stunden, als auch Stunden-Blöcken, wobei wieder zwischen Base- und Peak-Kontrakten (siehe Terminmarkt) unterschieden wird. Der Intraday-Handel eröffnet um 15 Uhr des Vortages, wo der kontinuierliche Handel von Stundenprodukten sowie die Eröffnungsauktion der ¼-Stundenprodukte starten. Gehandelt werden letztere ab 16 Uhr für den Folgetag, wobei die kleinste handelbare Einheit, wie auch beim Day-Ahead-Markt, 0,1 MW beträgt.

Die Preise am Intraday-Markt werden nach dem „Pay-as-bid“-Verfahren ermittelt, wobei der exakte Preis erhoben wird, der bei der jeweiligen Transaktion beaufschlagt wurde. Daraus folgt

allerdings, dass keine Einheitspreise existieren und die Preise für das gleiche Produkt vom Handelszeitpunkt abhängig sind (NEXT Kraftwerke b, k.A.).

Der Intraday-Handel ermöglicht den volatilen Erzeugern, Prognoseunsicherheiten aus Termin- und Day-Ahead-Markt kurzfristig auszugleichen. Je näher Prognose und tatsächliche Lieferung beieinanderliegen, desto genauer kann die Prognose daran angepasst werden, wodurch Unsicherheiten reduziert werden (Energie-Lexikon, k.A.).

Je nachdem ob am Day-Ahead-Markt zuvor bereits zu viel oder zu wenig Leistung gehandelt wurde, muss der Trader Leistung am Intraday-Markt kaufen oder verkaufen. Als Richtlinie dafür gilt die letzte prognostizierte bzw. gehandelte Einspeisung. Der Trader entscheidet allerdings oft hingegen der Prognose und handelt nach eigenem Empfinden, wodurch die genaue Abbildung im Modell nicht möglich ist.

Von der Energie Burgenland wurden hierfür die Daten zu gekauften-, verkauften- und gesamt vermarkteten Leistungen sowie die gehandelte Einspeisung bereitgestellt, siehe Tabelle 1. Die Daten zur aktuellen Prognose sind allerdings fehlerhaft und wurden in einem eigenen Tool berechnet:

Die bereitgestellten Daten umfassen die Prognosedaten je Viertelstunde für den gesamten Betrachtungszeitraum. Der Trader der Energie Burgenland handelt, wie bereits beschrieben, eine bzw. eine halbe Stunde vor der tatsächlichen Erzeugung. Zu unterscheiden ist hierbei zwischen deutschem und österreichischem Markt. Am österreichischen Markt wird der Wert gehandelt, der eine halbe Stunde vor der tatsächlichen Erzeugung, am deutschen Markt der Wert, der eine Stunde davor prognostiziert wird.

Das Tool ermittelt nun genau diese Prognosewerte über ein Makro in Microsoft Excel, die dann zur weiteren Berechnung verwendet werden.

Sind die aktuellen Prognosedaten für den österreichischen sowie deutschen Markt ermittelt, werden diese, wie bereits zuvor beim Day-Ahead-Handel, gerundet und gemittelt.

Außerdem müssen etwaige Intraday-Stopps berücksichtigt werden. Am EPEX Spotmarkt wird bekanntgegeben, wann ein Handel zwischen Deutschland und Österreich für den betrachteten Zeitraum zulässig war und wann nicht. Ist ein Intraday-Stopp gemeldet, das heißt, der Handel ist nicht zulässig, wird für die Berechnung die Vorhersage des österreichischen Marktes herangezogen, ist er zulässig, wird die Vorhersage des deutschen Marktes herangezogen. Intraday-Stopps treten beispielsweise aufgrund von kritischen Lastflüssen oder Wartungsarbeiten auf. Daraus ergibt sich die gültige Vorhersage. Die Differenz zwischen dieser und der am Day-Ahead-Markt bereits gehandelten Leistung, ergibt dann die Leistung, die gekauft bzw. verkauft werden muss.

Ein Vergleich zwischen Modell und realen Daten stellt wiederum die Abbildbarkeit der Realität im Modell dar. Ist die Abweichung groß, hat der Trader häufig gegen die Prognose und nach eigenem Empfinden gehandelt.

### **Ausgleichsenergie**

Da die Berechnung der Ausgleichsenergiepreise stets verzögert erfolgt, liegen der Untersuchung weniger Werte zugrunde als Prognosewerte und Messwerte vorhanden sind.

Die Differenz aus Erzeugungs- und Prognoseleistungen ergibt die notwendige bzw. überschüssige Leistung zum jeweiligen Zeitpunkt.

Die angesprochenen Prognoseunsicherheiten bzw. -abweichungen zwischen Prognose bzw. gehandelter und tatsächlicher Einspeisung werden als Ausgleichsenergie bezeichnet. Wird mehr Energie gehandelt als tatsächlich generiert, so liegt ein Ausgleichsenergiebedarf vor, Energie muss demnach bezogen werden. Andernfalls wird Energie geliefert. In Kombination mit dem Ausgleichsenergiepreis ergeben sich daraus Kosten oder Einnahmen für den Energieversorger, abhängig von der Höhe des Preises.

Die Ausgleichsenergie berechnet sich zu

$$E_{AE} = E_{Day-Ahead} + E_{Intraday} - E_{IST} \quad (11)$$

wobei  $E_{Day-Ahead}$  die im Vorfeld am Day-Ahead- und  $E_{Intraday}$  die am Intraday-Markt gehandelte Energie beschreiben. Abgezogen wird davon noch die tatsächlich produzierte Energie  $E_{IST}$ . Bereitgestellt wurden dafür die Erzeugungsdaten sowie die tatsächlichen Leistungen die von der Energie Burgenland gehandelt wurden. Der Vergleich mit dem Modell stellt wiederum die Abbildbarkeit dessen dar.

### **Kosten und Einnahmen**

Durch den Zu- und Verkauf von Ausgleichsenergie entstehen Kosten bzw. Einnahmen für die Energie Burgenland.

Die Bilanz für den Day-Ahead-Markt ergibt sich aus der am Day-Ahead-Markt gehandelten Energie  $E_{Day-Ahead}$  und dem EPEX Spotpreis  $EPEX_{Spot}$  zu

$$Bilanz_{DA} = E_{Day-Ahead} * EPEX_{Spot} \quad (12)$$

Die Bilanz für den Intraday-Handel ergibt sich mit

$$C_{ID} = E_{ID,Kauf} * EPEX_{ID} \quad (13)$$

$$G_{ID} = E_{ID,Verkauf} * EPEX_{ID} \quad (14)$$

aus den Kosten der zugekauften Energie (13) und den Erlösen aus dem Verkauf (14) zu

$$Bilanz_{ID} = C_{AE} + G_{AE} \quad (15)$$

Gültig ist hierfür der gewichtete durchschnittliche EPEX-Intraday-Preis.

Zur Ermittlung der Bilanz für die Ausgleichsenergie (20), ist die Unterscheidung zwischen Ausgleichsenergiebezug (16) und -lieferung (17) notwendig, da die Ausgleichsenergie sowohl positive als auch negative Werte annehmen kann. Es entstehen jeweils Kosten (18) und Erlöse (19), deren Summe bildet die Bilanz an Ausgleichsenergie. Die ¼-Stundenwerte des Ausgleichsenergiepreises  $P_{AE}$  werden von der Energie Burgenland bereitgestellt.

$$AE_{bez.} = WENN(AE_1 > 0; AE_1; 0) \quad (16)$$

$$AE_{lief.} = WENN(AE_1 < 0; AE_1; 0) * -1 \quad (17)$$

$$C_{AE} = WENN(AE * P_{AE} > 0; AE * P_{AE}; 0) \quad (18)$$

$$G_{AE} = WENN(AE * P_{AE} < 0; AE * P_{AE}; 0) * -1 \quad (19)$$

$$Bilanz_{AE} = C_{AE} + G_{AE} \quad (20)$$

### 2.3.2 Direktvermarktung

Die zweite angeführte Vermarktungsstrategie, die derzeit im Burgenland möglich wäre, ist der Direktverkauf an die Endkunden. Dabei wird die erzeugte Windenergie über entweder das öffentliche Netz oder über eine Direktleitung an die Kunden übertragen. Bei Nutzung des öffentlichen Netzes wird die Residuallast, das heißt die Differenz aus Erzeugung und tatsächlichem Verbrauch, über das öffentliche Netz bezogen bzw. dorthin eingespeist.

Durch die Nutzung der Direktleitung wird sichergestellt, dass die erzeugte Energie direkt vom Kunden genutzt und somit der Eigenbedarf möglichst gut gedeckt wird. Zusätzliche Kosten entstehen durch die Investition der Direktleitung. Die Leitungslegung dafür ist mit hohen Kosten verbunden, weshalb der Direktverkauf räumlich begrenzt ist. Für den Endkunden ist dieses Modell nur dann reizbar, wenn ein langjähriger Vertrag zu günstigen Strompreisen besteht. Um ein hohes Einsparpotential zu erreichen, muss die Energiemenge aus der Windkraftanlage hoch sein. Dafür muss sich das Lastprofil des Kunden so gut wie möglich mit der prognostizierten Erzeugung decken. Die finanziellen Vorteile für sowohl Kunden als auch

Windkraftanlagenbetreiber ergeben sich vor allem aus dem Wegfallen der Komponenten Steuern und Netzkosten am gesamten Strompreis. Dadurch reduziert sich der Preis auf rund ein Drittel des Preises durch Bezug/Einspeisung vom/ins öffentlichen Netz. Durch den Einsatz einer Direktleitung entfallen die Netznutzungsentgelte, Netzverlustentgelte, der Ökostromförderbeitrag, die Elektrizitätsabgabe sowie das Systemdienstentgelt. Die Tarife und Preise dafür sind der aktuellen Fassung der Systemnutzungsentgelte-Verordnung zu entnehmen. Der Energieversorger kann dadurch den Spezialpreis für den Kunden so festlegen, dass er unterhalb des ursprünglichen Tarifs liegt. Die entstehenden Mehreinnahmen des Energieversorgers müssen die Investitionen für die Direktleitung sowie deren Betrieb decken, damit Wirtschaftlichkeit gegeben ist.

Das Basismodell Direktvermarktung wird wiederum in Microsoft Excel abgebildet. Da für die Windregion keine spezifischen Lastgangsdaten vorhanden sind, wird das synthetische Lastprofil für Gewerbe (G0) nach (APCS, 2017) herangezogen und für einen durchschnittlichen Industriebetrieb im Burgenland (IV, k.A.) anhand von spezifischen Stromverbräuchen nach (Schloman et al., 2013) hochskaliert.

Die überschüssige Windkrafterzeugung  $P_{\ddot{u}}$  wird bestimmt durch die Differenz zwischen der tatsächlichen Erzeugung  $P_{Erz}$  und Last  $P_x$ , sofern die Erzeugung größer als die Last ist.

$$P_{\ddot{u}} = P_{Erz} - P_x \quad (21)$$

Die Residuallast bzw. der Restbezug  $P_u$ , also die Differenz zwischen tatsächlicher Erzeugung und Last, wenn die Last größer als die Erzeugung ist, ist bestimmt durch

$$P_u = P_x - P_{Erz} \quad (22)$$

Die Leistung, die nun über die Direktleitung an den Kunden gelangt  $P_{DL}$ , ist bestimmt durch die Residuallast. Ist diese vorhanden, sprich ist die Last größer als die Erzeugung, so wird die derzeitige erzeugte Windleistung geliefert. Ist die Residuallast kleiner Null, also die Erzeugung ist größer als die Last, wird eine Leistung in Höhe der Last über die Direktleitung geliefert.

$$P_{DL} = WENN(P_u > 0; P_{Erz}; P_x) \quad (23)$$

Bei der Berechnung der Kosten und Einnahmen ist nun zwischen Kunden und Anlagenbetreiber zu unterscheiden. Die Kosten für die Kunden  $C_K$  ergeben sich aus der Summe der Kosten über die Direktleitung  $C_{DL}$  und der Kosten für den Restbezug vom öffentlichen Netz  $C_{Netz}$ . Die Kosten über die Direktleitung ergeben sich aus der Leistung, die über die Direktleitung zu den Kunden gelangt multipliziert mit dem Strompreis für den Bezug

über die Direktleitung  $p_{DL}$ . Dieser Preis kann vom Energieversorger frei gewählt werden und wird standardgemäß etwas günstiger gewählt als der Industriestrompreis, um den Kunden den Bezug über die Direktleitung attraktiv verkaufen zu können. Der Rest an benötigter Energie wird über das öffentliche Stromnetz bezogen. Die Kosten dafür berechnen sich daher aus der Residuallast multipliziert mit dem Industriestrompreis  $p_{Industrie}$ .

$$C_K = C_{DL} + C_{Netz} \quad (24)$$

$$C_{DL} = \frac{P_{DL}}{4} * p_{DL} \quad (25)$$

$$C_{Netz} = \frac{P_u}{4} * p_{Industrie} \quad (26)$$

Die Einnahmen für den Windkraftanlagenbetreiber  $E_K$  lassen sich auf ähnliche Art und Weise zu bestimmen (27). Sie berechnen sich aus der Summe der Lieferung über die Direktleitung an die Kunden  $E_{DL}$  und der Lieferung des restlichen Überschusses in das öffentliche Netz  $E_{Netz}$ . Die Einnahmen über die Direktleitung ergeben sich, gleich wie bei den Kosten für die Kunden, aus der Leistung, die über die Direktleitung geliefert wird, multipliziert mit dem Strompreis für die Direktleitung. Die Einnahmen über das öffentliche Netz ergeben sich aus dem Verkauf des überschüssigen Reststromes über den EPEX-Spotpreis  $EPEX_{Spot}$ .

$$E_K = E_{DL} + E_{Netz} \quad (27)$$

$$E_{DL} = \frac{P_{DL}}{4} * p_{DL} \quad (25)$$

$$E_{Netz} = \frac{P_u}{4} * EPEX_{Spot} \quad (26)$$

Die Einnahmen und Kosten inklusive Direktleitung werden im Anschluss mit den Einnahmen und Kosten ohne Maßnahme verglichen und so aus der Differenz die Einsparungen bestimmt.

## 2.4 Flexibilitätsmodelle

Da durch die Prognoseunsicherheiten Abweichungen zwischen prognostizierter bzw. gehandelter und tatsächlicher Einspeisung entstehen, entsteht Ausgleichsenergie, die so gut wie möglich reduziert werden soll. Außerdem ist es wichtig, die erzeugte Energie der Windkraftanlagen so gut wie möglich zu nutzen, um deren Eigenbedarf zu steigern. Um beide Punkte erfüllen zu können, ist der Einsatz von unterschiedlichen Systemflexibilitäten

erforderlich. Diese können mit den beiden Vermarktungsstrategien kombiniert werden und so zu einer Kompensation der Ausgleichsenergie bzw. Optimierung des Eigenbedarfs und gleichzeitig zu einer Kostensenkung und/oder Erhöhung der Einnahmen führen. Nachfolgend werden die Modelle beschrieben, die die eingesetzten Flexibilitäten mit den Vermarktungsstrategien kombinieren. Zu den Flexibilitäten zählen unter anderem Batteriespeicher, Demand Side Management und Power to Heat.

#### 2.4.1 Speichermodelle

Schnelle Wechsel von Stromverbrauch zu Stromerzeugung durch fluktuierende Erzeuger wie durch Windkraft, sind für den Betrieb des Stromnetzes problematisch. Der Einsatz von Batteriespeichern kann das Netz in solchen Fällen entlasten. Dabei nimmt der Speicher überschüssige, elektrische Energie bei geringer Last auf, die bei erhöhter Nachfrage wieder abgegeben werden kann. Dadurch kann einerseits der Eigenbedarf der Anlage erhöht und zusätzlich das Netz entlastet werden, da weniger Zusatzstrom geliefert werden muss (FIZ Karlsruhe, 2015). Zusätzlich kann der Speicher für die Minimierung von Ausgleichsenergie eingesetzt werden.

Der Einsatz eines Speichers stellt demnach eine mögliche Flexibilität für die Windenergie im Burgenland dar. In Kombination mit den bestehenden Geschäftsmodellen (Strommarkt und Direktverkauf) wird er zu einem neuen Geschäftsmodell („Speichermodell“) in Microsoft Excel modelliert und wirtschaftlich bewertet. Die Daten dafür stammen von der Energie Burgenland, variabel einstellbare Werte, wie beispielsweise der Lade- und Entladewirkungsgrad, wurden aus der Literatur (Schuster, 2009) entnommen. Relevante, vorzugebende Daten sind vor allem die tatsächliche Einspeisung, der Lastgang, die Ausgleichsenergie, die Speicherkapazität sowie die Wirkungsgrade, abhängig von der jeweiligen Einsatz- bzw. Vermarktungsstrategie. Um den Speicher für die Windvermarktung verwenden zu können, muss einerseits festgelegt werden, wann der Speicher in Betrieb und wann er außer Betrieb gesetzt sein soll (Einschaltkriterium). Andererseits muss bestimmt werden, ab welcher Leistung der Speicher be- bzw. entladen werden soll (Leistungskriterium).

Das Einschaltkriterium wird bestimmt durch eine Grenze für positive Ausgleichsenergie  $Grenze_{posAE}$  sowie für eine Grenze für negative Ausgleichsenergie  $Grenze_{negAE}$ . Sobald ein Überschuss  $P_{\bar{i}}$ , wobei die tatsächliche Einspeisung größer ist als die prognostizierte, vorhanden ist und dieser die Grenze für positive Ausgleichsenergie bzw. umgekehrt eine Unterproduktion  $P_{\underline{i}}$ , wobei die tatsächliche Einspeisung kleiner ist als die prognostizierte, vorhanden ist und diese die Grenze für negative Ausgleichsenergie überschreitet, soll der Speicher aktiviert werden, andernfalls ist er außer Betrieb.

$$Krit_{on,off} = WENN(ODER(UND(P_{\ddot{u}} < 0; P_{\ddot{u}} \geq Grenze_{posAE}); UND((P_u < > 0; P_u \leq Grenze_{negAE}))); "In Betrieb"; "Außer Betrieb") \quad (27)$$

Das Leistungskriterium wird bestimmt durch eine maximale und eine minimale Leistungsgrenze, jeweils für positive und negative Ausgleichsenergie. Das Kriterium für überproduzierte Leistung  $Krit_{P,\ddot{u}}$  wird wie folgt berechnet:

$$Krit_{P,\ddot{u}} = WENN(P_{\ddot{u}} < P_{min+}; 0; WENN(P_{\ddot{u}} > P_{max+}; P_{max+}; P_{\ddot{u}})) \quad (28)$$

$$Krit_{P,u} = WENN(P_u > P_{min-}; 0; WENN(P_u < P_{max-}; P_{max-}; P_u)) \quad (29)$$

Der Nachteil des Modelles zur Ausgleichsenergiekompensation liegt darin, dass die Preise für Ausgleichsenergie zum Zeitpunkt an dem die Ausgleichsenergie auftritt unbekannt sind. Daher kann man nicht vorhersagen, ob es bei der Kompensation zu einer Reduktion oder einer Erhöhung der Ausgleichsenergiekosten kommt. Dies ist der Grund, warum Leistungsgrenzen eingeführt werden. Wenn ein Überschuss  $P_{\ddot{u}}$  vorhanden ist, der kleiner als die minimale Leistungsgrenze  $P_{min+}$  ist, soll die Leistung Null sein, ansonsten wird überprüft, ob der Überschuss die maximale Leistungsgrenze  $P_{max+}$  überschreitet.

Ist dem der Fall wird der Wert der maximalen Leistungsgrenze angenommen, ansonsten der tatsächliche Leistungswert. Das Gleiche gilt auch für die unterproduzierte Leistung (29).

Aus dem Einschalt- sowie dem Leistungskriterium kann bestimmt werden, welche Leistung in bzw. aus dem Speicher gespeist wird.

$$P_{in} = WENN(Krit_{on,off} = "In Betrieb"; Krit_{P,\ddot{u}}; 0) \quad (30)$$

$$P_{out} = WENN(Krit_{on,off} = "In Betrieb"; Krit_{P,u}; 0) \quad (31)$$

Ist der Speicher in Betrieb und ist beispielsweise eine überschüssige Leistung gemäß Leistungskriterium vorhanden, wird diese in den Speicher geladen (30). Umgekehrt wird bei Unterproduktion Energie aus dem Speicher entnommen (31).

Aus den Leistungen in und aus dem Speicher wird die Kapazität im Speicher  $Kap_x$  errechnet.

$$Kap_x = Kap_{x-1} + P_{in} - P_{out} \quad (32)$$

Diese errechnet sich aus dem vorangehenden Wert  $Kap_{x-1}$  zu- bzw. abzüglich der Leistung die in bzw. aus dem Speicher geht, wobei beachtet werden muss, dass der Speicher vor der Entnahme noch nicht gänzlich leer bzw. vor der Einspeisung noch nicht ganz voll sein darf. Zu

beachten sind dazu noch der Lade- und Entladewirkungsgrad. Die eingesetzten Grenzen sowie Speicherkapazitäten sind in Tabelle 3 angeführt.

Tabelle 3: eingesetzte Leistungsgrenzen sowie Kapazitäten im Speichermodell

$P_{max+}$ [MW]	$P_{max-}$ [MW]	$Kap_x$ [MWh]	$P_{min+}$ [MW]	$P_{min-}$ [MW]	$Grenze_{negAE}$ [MW]	$Grenze_{posAE}$ [MW]
0,25	-0,25	0,5	0	0	-27 bis 0	0 bis 29
0,5	-0,5					
1	-1					
0,5	-0,5	1				
1	-1					
2	-2					
2,5	-2,5	5				
5	-5					
10	-10					
5	-5	10				
10	-10					
20	-20					
25	-25	50				
50	-50					
100	-100					

Die Änderung der Kapazität je Zeitschritt ist, je nach Modell, folglich für die Bestimmung der Ausgleichsenergie bzw. der resultierenden Erzeugung mit Speichereinsatz und somit für die Errechnung der Einsparungen bzw. Kosten maßgeblich.

### **Modell Strommarkt**

Die Ausgleichsenergie mit Speichereinsatz  $AE_{Sp}$  ergibt sich aus der tatsächlichen Ausgleichsenergie  $AE$  abzüglich der Leistungsänderung je Zeitschritt ( $Kap_x - Kap_{x-1}$ ) zu

$$AE_{Sp} = AE - (Kap_x - Kap_{x-1}) \quad (33)$$

Die Einsparungen bzw. Kosten ergeben sich aus der Differenz der Bilanzen der aktuellen Herangehensweise ohne Einsatz des Speichers und dem Modell mit Flexibilität.

Anhand einer Sensitivitätsanalyse wurden daraufhin die Kosten bzw. Erlöse für unterschiedliche Speichergößen und Leistungsgrenzen in einem Makro in Microsoft Excel durchgerechnet und ausgegeben.

### **Modell Direktvermarktung**

Im Modell zur Eigenbedarfsoptimierung wird durch Leistungsänderungen je Zeitschritt aus dem Batteriespeicher die neue, resultierende Last  $P_{res}$  bestimmt. Diese ergibt sich aus der Summe aus der ursprünglichen Last  $P_x$  und der Leistungsänderung je Zeitschritt  $\Delta P_{Sp}$  zu

$$Erz_{res} = P_x + \Delta P_{Sp} \quad (34)$$

Die Residuallast sowie der resultierende Überschuss mit Einsatz des Speichers errechnen sich ähnlich wie in (21) und (22), mit der Änderung, dass die resultierende anstatt der ursprünglichen Last herangezogen wird. Aus Residuallast und Überschuss werden wiederum die Leistung, die über die Direktleitung an die Kunden gelangt und ebenfalls, gleich wie im Basismodell, die Kosten für die Kunden als auch die Einnahmen für die Windkraftanlagenbetreiber errechnet. Der Vergleich mit einerseits der Variante ohne Flexibilität aber mit Lieferung über die Direktleitung und andererseits der Variante ohne Maßnahmen, zeigen die Einsparungen, die für Kunden und Windkraftanlagenbetreiber erzielt werden können.

#### 2.4.2 DSM-Modelle

Eine weitere Flexibilität, die in Kombination mit den Vermarktungsstrategien für die Windregion in Betracht gezogen wird, ist das Demand Side Management (DSM) oder auch Lastmanagement. DSM ist erklärt durch die Einflussnahme auf die Energienachfrage von Kunden durch Dritte, wie beispielsweise durch den Energieversorger. Zweck dabei ist die Steuerung der Energiemengen sowie der Zeitpunkte des Energiekonsums. Zu unterscheiden sind direkte und indirekte Maßnahmen. Die Beeinflussung der Last aufgrund eines Preissignals ist beispielsweise eine indirekte DSM-Maßnahme, wobei die Kunden entweder manuell oder automatisiert reagieren können. Der Einsatz indirekter Maßnahmen ist daher von der Preiselastizität der Kunden abhängig. Der Nachteil dabei ist, dass möglicherweise neue Lastspitzen auftreten können. Direkte Maßnahmen zur Laststeuerung, wie zum Beispiel die Fernabschaltung von Lasten, sind in der Regel effektiver (Jochem, k.A.).

Im Projekt „Windvermarktung“ soll eine Last gezielt verschoben werden, um einerseits den Eigenbedarf zu optimieren und andererseits die Ausgleichsenergie zu decken. Daher werden grundsätzlich zwei Modelle abgebildet, jenes für die Deckung der Ausgleichsenergie und jenes für die Eigenbedarfsoptimierung. Diese werden wiederum in Microsoft Excel modelliert.

### **Modell Strommarkt**

Als Eingangsdaten gelten die Ausgleichsenergie, die Ausgleichsenergiepreise sowie der Lastgang der Anlage, die für das DSM dienen soll. Da für diese Anlage keine spezifischen Lastgangsdaten vorhanden sind, wird wiederum auf das synthetische Lastprofil für Gewerbe (G0) nach (APCS, 2017) zurückgegriffen. Zusätzlich wird angenommen, dass die Last, die verschoben werden soll, nur alle vier Stunden aktiv ist.

Wenn ein Ausgleichsenergieüberschuss auftritt, das heißt mehr Energie wurde generiert als gehandelt, muss dieser durch eine Last ausgeglichen werden. Demnach soll zu Zeiten mit Ausgleichsenergieüberschuss Last hingeschoben werden. Tritt eine Ausgleichsenergieunterdeckung auf, das heißt weniger Energie wurde erzeugt als gehandelt, ist zu wenig Energie vorhanden. Ist zum selben Zeitpunkt eine verschiebbare Last vorhanden, soll diese von dort weggeschoben werden.

Programmiert wird das Modell in einem Makro in Microsoft Excel, die Überlegung dahinter ist in folgendem Flussdiagramm dargestellt, siehe Abbildung 4.

Dabei sind grundsätzlich folgende vier Fälle zu unterscheiden:

- Tritt eine Last gleichzeitig mit einem Überschuss auf, soll die Last nicht verschoben werden sondern den Überschuss dort reduzieren.
- Tritt eine Last gleichzeitig mit einer Unterdeckung auf, so muss die Last von hier weg hin zu einem Überschuss geschoben werden.
- Ist die Anlage zum Betrachtungszeitpunkt nicht eingeschaltet, das heißt, dass keine Last vorhanden ist, und tritt gleichzeitig ein Überschuss auf, soll eine Last hierhergeschoben werden.
- Tritt eine Unterdeckung aber keine Last auf, soll dort nichts hin- oder weggeschoben werden.

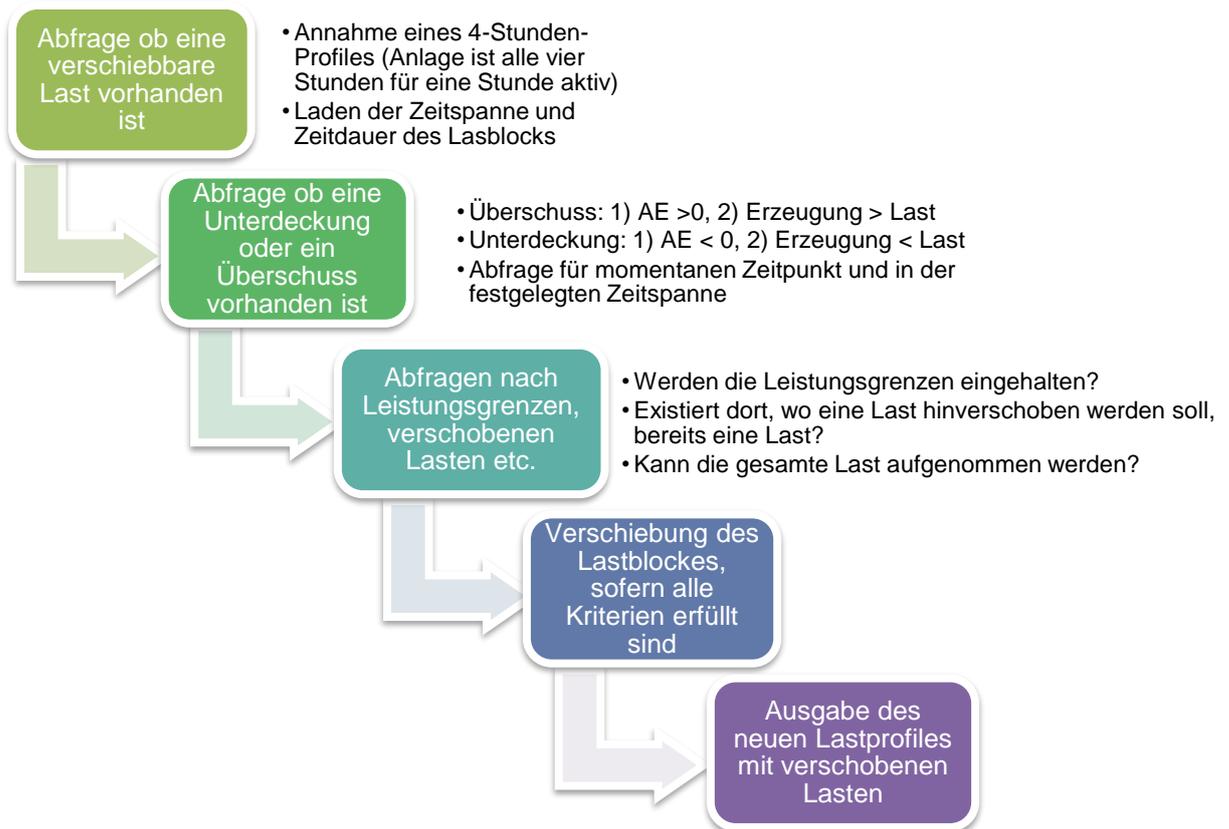


Abbildung 4: Ablaufdiagramm DSM Modell

Das Tool (Makro in Microsoft Excel) liest die Daten (Lastgang, Überschüsse, Unterdeckungen, Leistungsgrenzen, Zeitspanne (beschreibt die Zeit, in der ein Überschuss bzw. eine Unterdeckung gesucht werden soll) und den zu verschiebenden Zeitblock) ein, durchläuft den Ablauf laut Abbildung 4 und gibt danach einen Lastgang aus, der die Lastverschiebungen bereits berücksichtigt.

Die Differenz zwischen ursprünglichem Lastgang  $P_x$  und resultierendem Lastgang aus dem Makro  $P_{DSM}$ , bilden die Lastgangsänderung  $\Delta P$  nach (35), die für die Berechnung der resultierenden Ausgleichsenergieüberschüsse (36) und -unterdeckungen (37) und folglich für die wirtschaftliche Berechnung weiterverwendet wird.

$$\Delta P = P_x - P_{DSM} \quad (35)$$

$$AE_{DSM,\ddot{u}} = WENN(AE_{\ddot{u}} > 0; AE_{\ddot{u}} - \Delta P; 0) \quad (36)$$

$$AE_{DSM,u} = WENN(AE_u < 0; AE_u - \Delta P; 0) \quad (37)$$

Zur wirtschaftlichen Bewertung werden vorerst Ausgleichsenergiebezug und -lieferung und davon jeweils die Kosten und Einsparungen ermittelt. Der resultierende

Ausgleichsenergiebezug entspricht der resultierenden Ausgleichsenergieunterdeckung (38), die Ausgleichsenergielieferung dem resultierenden Ausgleichsenergieüberschuss (39). Für die Ermittlung der Kosten werden die resultierenden Bezüge und Lieferungen mit dem Ausgleichsenergiepreis multipliziert. Dabei wird gleich vorgegangen wie bereits im Basismodell, siehe (18) und (19). Daraufhin wird wiederum die Bilanz  $Bilanz_{AE,DSM}$  (40) aus diesen Kosten und Einnahmen gebildet und mit der Bilanz ohne Einsatz der Flexibilität verglichen. Dadurch wird ersichtlich, ob sich durch den Einsatz von DSM-Maßnahmen Einsparungen oder Kosten ergeben.

$$AE_{DSM,bez.} = AE_{DSM,u} \quad (38)$$

$$AE_{DSM,lief} = AE_{DSM,\ddot{u}} \quad (39)$$

$$Bilanz_{AE,DSM} = C_{AE,DSM} + G_{AE,DSM} \quad (40)$$

### **Modell Direktverkauf**

Für das Modell zur Eigenbedarfsoptimierung gelten neben den Lastdaten der Anlage, die für das DSM dienen soll, die tatsächliche Erzeugung sowie die EPEX Spotpreise als Eingangsdaten. Die Ermittlung des Lastganges der Anlage erfolgt wie im Modell Ausgleichsenergie. Der Überschuss ergibt sich in diesem Modell aus der Differenz zwischen tatsächlicher Erzeugung und Last, sofern die Erzeugung größer als die Last ist. Umgekehrt liegt eine Unterdeckung vor. Tritt ein Überschuss auf, wurde mehr Energie erzeugt als Last vorhanden ist. Um ein Gleichgewicht sicherzustellen, muss Last zu diesem Zeitpunkt hingeschoben werden. Tritt eine Unterdeckung auf, ist die Last zu hoch und muss verschoben werden. Umgesetzt wurde das Modell wiederum in Microsoft Excel, dessen Ablauf ist in Abbildung 4 dargestellt.

Für die wirtschaftliche Analyse des Eigenbedarfsmodelles ist zwischen wirtschaftlichem Nutzen/Kosten für Kunden und Windkraftanlagenbetreiber zu unterscheiden.

Für beide Parteien werden die Kosten mit und ohne DSM-Maßnahmen unterschieden.

Für den Kunden berechnen sich die Kosten ohne Maßnahmen  $C_{o.M.}$  durch die Multiplikation von ursprünglichem Lastgang  $P_x$  mit dem Industriestrompreis  $p_{Industrie}$ :

$$C_{o.M.} = \frac{P_x}{4} * p_{Industrie} \quad (41)$$

Der Industriestrompreis setzt sich wie folgt zusammen:

Tabelle 4: Zusammensetzung des Industriestrompreises (E-Control, 2012)

Netznutzungsentgelt (Arbeit)	1,160 ct/kWh
Netzverlustentgelt	0,051 ct/kWh
Elektrizitätsabgabe	1,500 ct/kWh
Ökostrompauschale (Netzebene 5)	15517,0 €/a
Ökostromförderbeitrag	0,149 ct/kWh
Energiepreis (keine Volllaststundenkategorie, Verbrauch <10 GWh)	3,910 ct/kWh
KWK Pauschale	745,0 €/a
Umsatzsteuer 20%	
<b>Industriestrompreis</b>	<b>112,66 €/MWh</b>

Die Entgelte stammen aus der aktuellen Systemnutzungsentgelte-Verordnung (E-Control, 2012).

Mit Berücksichtigung von DSM-Maßnahmen fließt der Strom bei Eigenbedarfsdeckung teilweise direkt von der Windkraftanlage zum Kunden. Dies erfolgt über eine Direktleitung. Nach (ELWOG, 2010) ist diese folgendermaßen definiert:

*„...entweder eine Leitung, die einen einzelnen Produktionsstandort mit einem einzelnen Kunden verbindet oder eine Leitung, die einen Elektrizitätserzeuger und ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen zum Zwecke der direkten Versorgung mit ihrer eigenen Betriebsstätte, Tochterunternehmen und zugelassenen Kunden verbindet; Leitungen innerhalb von Wohnhausanlagen gelten nicht als Direktleitungen“*

Ist ein resultierender Überschuss an Windenergie vorhanden, wird dieser zu einem günstigeren Tarif direkt an den Kunden geliefert. Der Restbezug, das heißt, die Leistung die nicht durch die Windkraftanlage gedeckt werden kann, wird über das öffentliche Netz wiederum über den Industriestrompreis bezogen. Das heißt die Kosten für den Kunden mit DSM-Maßnahmen und Bezug  $C_{DSM,EBO}$  über die Direktleitung berechnen sich aus den Kosten durch den Bezug über das öffentliche Netz (Restbezug)  $C_{DSM,Rest}$  und den Kosten durch den Bezug über die Direktleitung  $C_{DSM,DL}$  :

$$C_{DSM,EBO} = C_{DSM,Rest} + D_{DSM,DL} \quad (42)$$

Eine dritte Vergleichsmöglichkeit bietet die Lieferung über die Direktleitung ohne DSM-Maßnahmen. Die Berechnung der Kosten verläuft analog, allerdings mit Bezug auf die ursprünglichen Überschüsse und Unterdeckungen ohne Lastverschiebungen:

$$C_{DL,EBO} = C_{Rest} + C_{DL} \quad (43)$$

Die Kosten bzw. Einsparungen für den Windkraftanlagenbetreiber sind ähnlich zu bestimmen. Die Variante ohne Maßnahme berechnet sich aus der Erzeugung multipliziert mit dem Strompreis am Spot-Markt. Daraus ergeben sich die Einnahmen, die durch die Lieferung ins öffentliche Netz entstehen:

$$G_{\text{öff},EBO} = \frac{Erz_{WKA}}{4} * EPEX_{Spot} \quad (44)$$

Im Vergleich dazu steht die Gesamtbilanz inklusive DSM-Maßnahmen und Lieferung über die Direktleitung

$$G_{DSM,EBO} = G_{DSM,DL} + G_{DSM,Rest} \quad (45)$$

Die sich aus den Einnahmen aus der Lieferung über die Direktleitung an die Kunden  $G_{DSM,DL}$  und den Einnahmen aus der Restlieferung ins öffentliche Netz  $G_{DSM,Rest}$  zusammensetzt.

Die Anteile, die ins öffentliche Netz geliefert werden, werden mit dem EPEX-Spotpreis beaufschlagt, jene über die Direktleitung mit dem vergünstigten, angenommenen Strompreis. Vergleichbar mit der Kundenbilanz ergibt sich die Gesamtbilanz für Windkraftanlagenbetreiber mit der Variante ohne DSM-Maßnahmen aber mit Lieferung über die Direktleitung zu

$$G_{DL,EBO} = G_{DL} + G_{Rest} \quad (46)$$

Die Ergebnisse der Analyse aus den Modellen sind Kapitel 7 zu entnehmen.

### 2.4.3 P2H-Modelle

Die dritte Flexibilität, die im Zuge der Arbeit in Kombination mit den Vermarktungsstrategien modelliert wird, ist Power to Heat. Dabei wird prinzipiell Strom in Wärme umgewandelt, um so überschüssige Energie entweder sofort als Wärmeenergie oder durch die Zwischenspeicherung in einem Wärmespeicher verwerten zu können.

Um ein derartiges Modell abbilden zu können, ist einerseits der Wärmelastgang eines Industriebetriebes notwendig. Da dafür keine Daten zur Verfügung stehen, wurde der Wärmelastgang über ein Standardprofil nach (BDEW, 2015) generiert. Dazu wurde ein vorgegebenes Wärmelastprofil für einen Gewerbebetrieb auf den durchschnittlichen Wärmebedarf eines Industriebetriebes im Burgenland skaliert. Die Umwandlung von Strom in

Wärme wird anhand einer Großwärmepumpe durchgeführt. Diese Variante wurde aufgrund ihrer effizienten und umweltfreundlichen Betriebsweise gewählt. Für die Umwandlung ist daher die Kenntnis der Leistungszahl bzw. des Coefficient of Performance (COP) der Wärmepumpe notwendig. Dieser beschreibt das Verhältnis zwischen erzeugter Wärmeleistung zur eingesetzten elektrischen Leistung. Je höher der COP, desto effizienter ist die Wärmepumpe (E.ON, 2017). Der COP einer Großwärmepumpe ist nach (Ochsner, 2017) beispielsweise 4,7. Da die Randbedingungen für den Wärmepumpenbetrieb nicht bekannt sind, wird hierfür nicht der maximal mögliche COP gewählt. Daher wurde für alle weiteren Berechnungen ein Wert von 4,5 verwendet. Ein weiterer Parameter, der für die Umwandlung in Wärme über eine Wärmepumpe maßgeblich ist, ist die maximale Leistung der Wärmepumpe. Nach (Ochsner, 2017) liegt diese bei Großwärmepumpen bei durchschnittlich 0,6 MW.

Um zu berechnen welcher Anteil des Stromes in Wärme umgewandelt werden soll, muss der überschüssige Strom berechnet werden. Dabei ist wiederum zu unterscheiden, ob die Flexibilität zur Kompensation der Ausgleichsenergie oder zur Eigenbedarfsoptimierung dienen soll. Die Unterschiede sind später beschrieben.

Im ersten Schritt muss der Überschuss an Strom berechnet werden.

Unabhängig davon, ob es sich dabei um einen Ausgleichsenergieüberschuss oder einen Überschuss handelt, der daraus resultiert, dass die Erzeugung größer als die Last ist, ist die umgewandelte Wärme  $Q_{I \rightarrow Q, \ddot{u} > L}$  gleich der momentanen Wärmelast  $P_Q$ , sofern Wärmelast und Stromüberschuss  $I_{\ddot{u}}$  größer null sind und der mit dem COP der Wärmepumpe  $COP_{WP}$  umgewandelte Strom größer als die Wärmelast ist (47).

$$Q_{I \rightarrow Q, \ddot{u} > L} = WENN(UND(P_Q > 0; I_{\ddot{u}} > 0; I_{\ddot{u}} * COP_{WP} > P_Q); P_Q; 0) \quad (47)$$

Die Umwandlung in Wärme kann auf zwei Varianten erfolgen, einmal mit Wärmespeicher und einmal ohne. Für beide Varianten ist es wichtig, die gesamte umgewandelte Leistung zu berechnen, um daraus den P2H-Einsatz wirtschaftlich bewerten zu können.

### **Modell Strommarkt**

Für dieses Modell ergibt sich der Stromüberschuss  $I_{\ddot{u}}$  aus dem Ausgleichsenergiebedarf, das heißt, ist die momentane Ausgleichsenergie  $AE_x$  positiv, sprich größer Null, so ist ein Überschuss an Energie vorhanden.

$$I_{\ddot{u}} = WENN(AE_x > 0; AE_x; 0) \quad (48)$$

Die umgewandelte Wärme errechnet sich aus (47).

### Variante 1 – ohne Wärmespeicher

Die Variante ohne Wärmespeicher funktioniert in der Art und Weise, dass die überschüssige Energie in der Menge umgewandelt wird, wie sie momentan gebraucht wird. Das heißt, die Last muss durch den Überschuss gedeckt werden. Die resultierende Ausgleichsenergie errechnet sich aus der Differenz der momentanen Ausgleichsenergie und der gesamten umgewandelten Wärme dividiert durch den COP der Wärmepumpe. Die resultierende Ausgleichsenergie ist Grundlage für die weitere Berechnung der wirtschaftlichen Auswirkungen des P2H-Systems ohne Speicher. Zur Berechnung der resultierenden Ausgleichsenergie  $AE_{x,res}$  wird folgendermaßen vorgegangen:

$$AE_{x,res} = AE_x - \frac{Q_{I \rightarrow Q, \dot{U} > L}}{COP_{WP}} \quad (49)$$

Der Rest des Überschusses wird nicht umgewandelt, sondern ins Stromnetz geliefert.

Zur wirtschaftlichen Bewertung werden vorerst Ausgleichsenergiebezug und -lieferung und davon jeweils die Kosten und Einsparungen ermittelt. Der resultierende Ausgleichsenergiebezug entspricht, wie bereits in den Ausgleichsenergiemodellen zuvor, der resultierenden Ausgleichsenergieunterdeckung (50), die Ausgleichsenergielieferung dem resultierenden Ausgleichsenergieüberschuss (51). Für die Ermittlung der Kosten werden die resultierenden Bezüge und Lieferungen mit dem Ausgleichsenergiepreis multipliziert. Dabei wird gleich vorgegangen wie bereits im Basismodell, siehe (18) und (19). Daraufhin wird wiederum die Bilanz  $Bilanz_{AE,P2H}$  (52) aus diesen Kosten  $C_{AE,P2H}$  und Einnahmen  $G_{AE,P2H}$  gebildet und mit der Bilanz ohne Einsatz einer Flexibilität verglichen. Dadurch wird ersichtlich, ob sich durch den Einsatz von Power to Heat Einsparungen oder Kosten ergeben.

$$AE_{P2H,bez} = WENN(AE_{x,res} < 0; AE_{x,res}; 0) \quad (50)$$

$$AE_{P2H,lief} = WENN(AE_{x,res} > 0; AE_{x,res}; 0) \quad (51)$$

$$Bilanz_{AE,P2H} = C_{AE,P2H} + G_{AE,P2H} \quad (52)$$

### Variante 2 – mit Wärmespeicher

Inkludiert das Modell einen Wärmespeicher, so wird, sofern ein Überschuss auftritt, genau so viel Energie umgewandelt wie gerade benötigt wird und wie viel noch im Wärmespeicher Platz findet. Die Berücksichtigung eines Wärmespeichers stellt in diesem Modell eine grobe Annäherung dar, da weder Speicherverluste über die Zeit noch Vor- und Rücklaufemperatur berücksichtigt werden. Um die Kapazität des Speichers abzubilden, sind entweder die

maximale Temperatur bei vollem Füllstand oder die Angabe der Kapazität direkt in kWh bzw. MWh relevant. Im Modell wird letztere Methode verwendet, wobei die Speicherkapazität im Zuge einer Sensitivitätsanalyse stetig variiert wird.

In den Speicher geladen wird, wenn der Überschuss die momentan benötigte Wärmeenergie übersteigt und gleichzeitig der Speicher noch nicht voll ist und die gesamte Wärmemenge auch aufnehmen kann. Treffen diese Kriterien zu, wird die Leistung, die in den Speicher geladen wird, bestimmt durch den Überschuss abzüglich der umgewandelten Wärme (53). Die Leistung, die aus dem Speicher gezogen wird, ist bestimmt durch die Wärmelast abzüglich des momentanen Überschusses (54). Voraussetzungen dafür sind, dass der Speicher nicht leer ist und die gesamte benötigte Energie bereitstellen kann und dass der Überschuss kleiner als die Wärmelast ist.

$$P_{in} = (I_{\ddot{u}} * COP_{WP} - Q_{I \rightarrow Q, \ddot{u} > L}) \quad (53)$$

$$P_{out} = (P_Q - I_{\ddot{u}} * COP_{WP}) \quad (54)$$

Aus den Leistungen in und aus dem Speicher wird die Kapazität im Speicher  $Kap_x$  errechnet.

$$Kap_x = Kap_{x-1} + P_{in} - P_{out} \quad (55)$$

Diese errechnet sich aus dem vorangehenden Wert  $Kap_{x-1}$  zu- bzw. abzüglich der Leistung die in bzw. aus dem Speicher geht. Die Änderung der Kapazität je Zeitschritt ist folglich für die Bestimmung der Ausgleichsenergie mit Speichereinsatz und somit für die Errechnung der Einsparungen bzw. Kosten maßgeblich. Die Ausgleichsenergie mit Speichereinsatz  $AE_{Sp}$  ergibt sich aus der tatsächlichen Ausgleichsenergie  $AE$  abzüglich der Leistungsänderung je Zeitschritt  $(Kap_x - Kap_{x-1})$  und der umgewandelten Wärmemenge zu

$$AE_{Sp,P2H} = AE - ((Kap_x - Kap_{x-1}) - Q_{I \rightarrow Q, \ddot{u} > L}) / COP_{WP} \quad (56)$$

Die Einsparungen bzw. Kosten ergeben sich, wie bereits in Variante 1, aus der Differenz der Bilanzen der aktuellen Herangehensweise und dem Modell mit Flexibilität.

### **Modell Direktvermarktung**

Dieses Modell zielt wiederum darauf ab, den Eigenbedarf der Windkraftanlagen zu optimieren. In diesem Modell werden die Einsparungen für Kunden und Windanlagenbetreiber mit und ohne den Einsatz von Power to Heat verglichen. Wie im Modell Strommarkt, wird auch hier zwischen P2H-Einsatz mit und ohne Wärmespeicher unterschieden.

Der Stromüberschuss  $I_{\ddot{u}}$  ergibt sich für dieses Modell aus der Differenz zwischen Last  $P_x$  und Winderzeugung  $Erz_x$ , sofern die Einspeisung größer ist als die momentane Last (57).

$$I_{\ddot{u}} = WENN(P_x > Erz_x; P_x - Erz_x; 0) \quad (57)$$

Ähnlich ist auch die Unterdeckung (58) und daraus resultierend dann die Leistung über die Direktleitung  $P_{DL}$  zu bestimmen (58)

$$I_u = WENN(P_x < Erz_x; Erz_x - P_x; 0) \quad (58)$$

$$P_{DL} = WENN(P_x > Erz_x; Erz_x; P_x) \quad (59)$$

Um nun den Strom zu bestimmen, der umgewandelt werden soll, ist wiederum zwischen der Variante 1, ohne Wärmespeicher, und Variante 2, mit Wärmespeicher zu unterscheiden.

#### Variante 1 – ohne Wärmespeicher

Wird kein Wärmespeicher eingesetzt, so ist es nur sinnvoll, so viel Strom in Wärme umzuwandeln, wie viel momentan tatsächlich benötigt wird. Daher ergibt sich der umzuwandelnde Strom zu

$$I_{I \rightarrow Q} = WENN(I_{\ddot{u}} * COP_{WP} \geq P_Q; P_Q; 0) \quad (60)$$

wobei  $P_Q$  die Wärmelast darstellt. Daraus berechnet sich auch die resultierende Last, die sich aus der ursprünglichen Last  $P_Q$  zuzüglich der Differenz aus momentanem und umzuwandelndem Überschuss  $I_{\ddot{u}} - I_{I \rightarrow Q}$  zusammensetzt.

$$P_{res,o.Sp.} = P_Q + (I_{\ddot{u}} - I_{I \rightarrow Q}) \quad (61)$$

Aus (61) kann folglich die Leistung über die Direktleitung mit Einsatz von Power to Heat aber ohne Wärmespeicher berechnet werden. Diese ergibt sich, ähnlich wie im Fall mit reiner Direktleitung (59), zu

$$P_{DL,o.Sp.} = WENN(P_{res,o.Sp.} > Erz_x; Erz_x; P_{res,o.Sp.}) \quad (62)$$

Die wirtschaftliche Bewertung erfolgt wieder gleich wie im Basismodell und den anderen Flexibilitätsmodellen zur Eigenbedarfsoptimierung zuvor.

### Variante 2 – mit Wärmespeicher

Für die Variante mit Wärmespeicher wird genau so viel Strom umgewandelt, wie gerade benötigt wird und wie viel noch im Speicher Platz findet. Die Wärme, die gerade benötigt wird errechnet sich gleich wie in Variante 1 aus (57).

Zusätzlich muss nun noch bestimmt werden, wie viel Wärme noch in den Wärmespeicher aufgenommen werden kann  $P_{in}$  bzw. auch von dort wieder, zur Deckung der Last, herausgenommen werden kann  $P_{out}$ .

$$P_{in} = WENN(I_{\ddot{u}} > I_{I \rightarrow Q}; WENN(Kap_{x-1} + (I_{\ddot{u}} - I_{I \rightarrow Q}) * COP_{WP}) < Kap_{max}; (I_{\ddot{u}} - I_{I \rightarrow Q}) * COP_{WP}; (Kap_{max} - Kap_{x-1})); 0) \quad (63)$$

$$P_{out} = (UND(P_Q > 0; Q_{I \rightarrow Q} < P_Q; (P_Q - Q_{I \rightarrow Q}) * 4 < Kap_{x-1}; Kap_{x-1} > 0); P_Q - Q_{I \rightarrow Q}; 0) \quad (64)$$

Sofern der Überschuss  $I_{\ddot{u}}$  größer ist als der Überschuss, der zur Deckung der momentanen Wärmelast umgewandelt werden soll  $I_{I \rightarrow Q}$ , und die Differenz dieser beiden Überschüsse noch im Speicher aufgenommen werden kann, soll diese in den Speicher geladen werden. Ansonsten soll so viel Energie, wie noch aufgenommen werden kann, in den Speicher geladen werden.

Die Energie, die aus dem Speicher genommen werden kann berechnet sich aus (64), wobei  $Q_{I \rightarrow Q}$  den in Wärme umgewandelten Überschuss zur Deckung der momentanen Wärmelast darstellt. Die Kapazität im Speicher  $Kap_x$  sowie die Leistungsänderung je Zeitschritt  $\Delta P_{Sp}$  berechnen sich nach

$$Kap_x = Kap_{x-1} + P_{in} - P_{out} \quad (65)$$

$$\Delta P_{Sp} = (Kap_x - Kap_{x-1}) * 4 \quad (66)$$

Daraus lässt sich wiederum die resultierende Last mit Speichereinsatz bestimmen, die sich aus der resultierenden Last ohne Speicher zuzüglich der Leistungsänderung je Zeitschritt berechnet (67). Der resultierende Überschuss sowie die Unterdeckung und die Leistung über die Direktleitung sind wiederum ähnlich wie (57), (58) und (59) zu bestimmen.

$$P_{res,sp.} = P_{res,o.sp.} + \Delta P_{Sp} / COP_{WP} \quad (67)$$

Einnahmen und Kosten sowie die Einsparungen durch den Einsatz der Direktleitung sowie des Speichers ergeben sich aus der wirtschaftlichen Betrachtung der Ergebnisse. Dazu werden, wie in den Modellen davor, die Bilanzen aus Kosten und Erlösen für alle Varianten (ohne Maßnahmen, reine Direktleitung, P2H mit und ohne Speichereinsatz) berechnet und miteinander verglichen. Die Auswertung dazu ist in Kapitel 7.3 beschrieben.

Den Abschluss der Arbeit bildet eine Darstellung eines Entwurfes für ein zukunftsgerichtetes Gesamtkonzept, das mögliche Flexibilitäten, die in der Windregion sinnvoll eingesetzt werden können, miteinbezieht sowie alternative Möglichkeiten adressiert.

### 3. Elektrizitätswirtschaftliche Analyse der Windregion

Eines der vorrangigen Ziele der Energiewende in Österreich bzw. Europa ist die Reduktion von Treibhausgasemissionen um 80 - 95 % bis zum Jahr 2050. Gleichzeitig soll der Ausbau erneuerbarer Energien auf 80 % am gesamten Strom-Mix erfolgen, was damit eine der wesentlichen Komponenten zur Senkung der Treibhausgasemissionen darstellt. In Österreich ist bis zum Jahr 2020 ein Anteil erneuerbarer Energie im Gesamtenergieverbrauch von 34% angestrebt (E-Control, 2016). Im Erreichen dieser Ziele nimmt das Burgenland eine Vorreiterrolle ein. Durch die Unterstützung notwendiger Förderungen ist es im Burgenland gelungen, durchschnittlich mehr elektrische Energie zu erzeugen als zu verbrauchen (Weisgram, 2013). Die Windstromerzeugung betrug Ende 2016 rund 2,2 Mrd. kWh. Bezogen auf den elektrischen Endenergieverbrauch 2015 nach Statistik Austria ergibt dies einen Anteil von 130 % des gesamten Stromverbrauches im Burgenland (IG Windkraft, 2017). Dies wurde vor allem durch den massiven Ausbau von Windkraftanlagen ermöglicht. Angefangen im Jahr 2000, ist die Windkraft in stetigem Wachstum, siehe Abbildung 5.

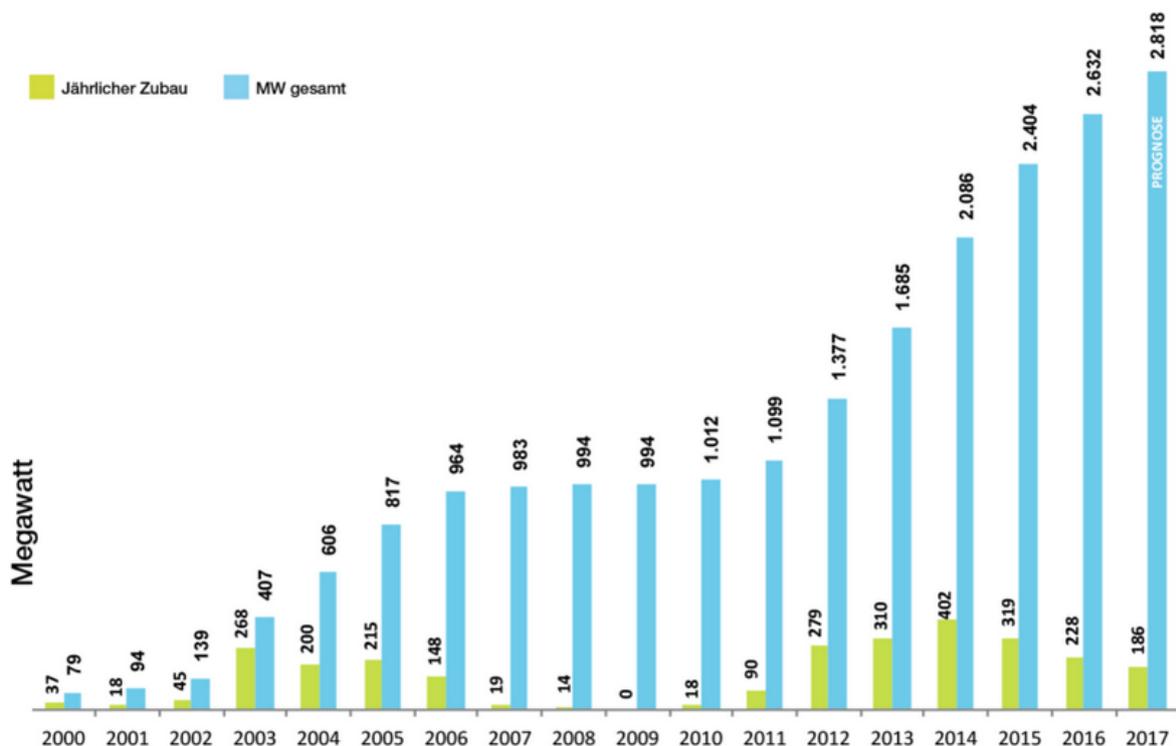


Abbildung 5: Entwicklung der Windkraft in Österreich (Quelle: IG Windkraft, 2016)

Mitte 2016 befanden sich 416 Anlagen mit einer gesamt installierten Leistung von 997,2 MW in Betrieb (IG Windkraft, 2016), siehe Abbildung 6. Abbildung 7 und Abbildung 8 zeigen die

jährlich errichteten Windkraftanlagen und deren Leistungen im Burgenland seit 1997. Begonnen wurde dabei mit sieben kleinen Anlagen zu insgesamt 3 MW an installierter Leistung. Bis Ende 2016 wurden ein Gesamtbestand von 422 Windkraftanlagen und eine Gesamtleistung von rund 1.020 MW erreicht.

Die Prognose für das Jahr 2017 zeigt, dass eine neue Anlage zu 3,05 MW in Pama, Bezirk Neusiedl, errichtet werden soll (IG Windkraft, 2017).

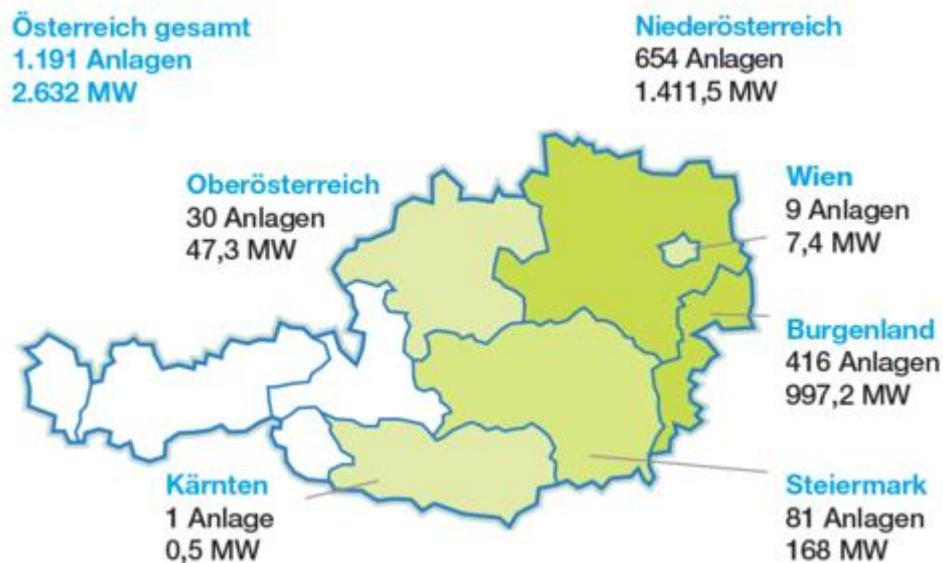


Abbildung 6: Verteilung der Windkraftanlagen im Burgenland (Quelle: IG Windkraft, 2016)

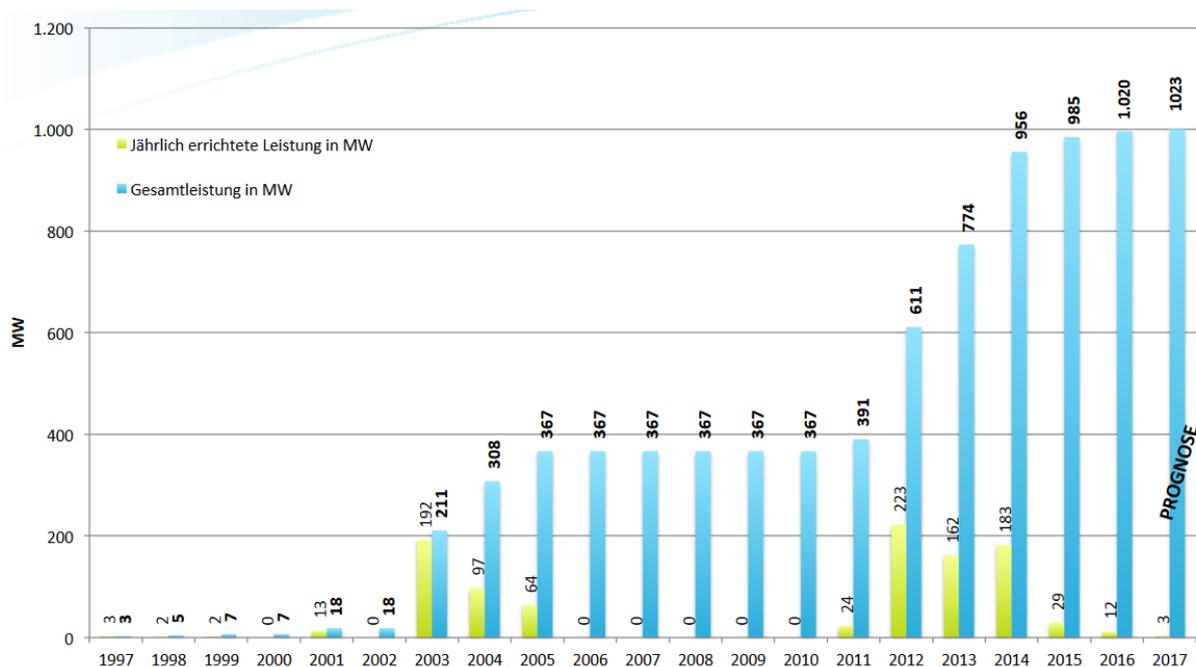


Abbildung 7: Windkraftleistung im Burgenland mit Prognose für das Jahr 2017 (Quelle: IG Windkraft, 2017)

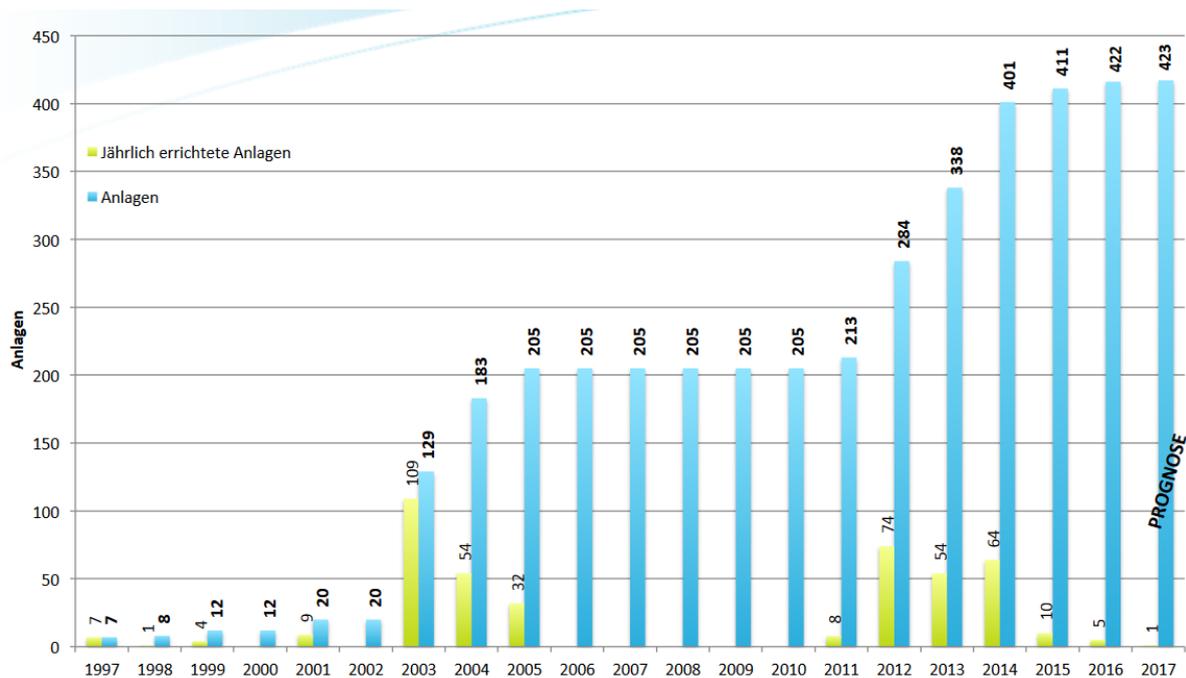


Abbildung 8: Windkraftanlagen im Burgenland mit Prognose für das Jahr 2017 (Quelle: IG Windkraft, 2017)

Die einzelnen, derzeit bestehenden Anlagen sind in Tabelle 5 angeführt. Mit zurzeit 16 Windparks mit insgesamt 224 Anlagen und einer installierten Leistung von 507 MW ist die Energie Burgenland einer der größten Betreiber von Windkraftanlagen sowohl im Burgenland als auch in ganz Österreich. Somit betreibt die Energie Burgenland 54 % der im Burgenland installierten und 9 % der in Österreich installierten Anlagen. Das entspricht einen Anteil von 51 % der gesamten installierten Leistung im Burgenland und 21 % der gesamten Leistung in Österreich (Energie Burgenland AG, 2016).

Tabelle 5: Anlagen der Energie Burgenland (Quelle: Energie Burgenland Windkraft, 2016)

Ort	Anzahl	MW
Andau	38	114
Baumgarten	5	15
Deutschkreutz	9	18,7
Gols	11	13,8
Kittsee	18	35,4
Mönchhof/Halbturm	17	51
Neudorf	22	44
Neusiedl am See	18	32,4
Nickelsdorf	9	27
Pama	8	10
Parndorf	25	46
Potzneusiedl	7	25
Weiden am See	26	46,8
Zurndorf	8	19,6



Diese Windenergieanlagen wurden bis dato über das Ökostromgesetz gefördert. 1994 kam es zu einer ersten Förderregelung für Windkraft, was zur Errichtung der ersten Anlagen in Österreich führte. 1998 wurde durch das Elektrizitätswirtschaftsgesetz EIWOG erstmals eine Abnahmepflicht zu festen Einspeisetarifen für Ökostromanlagen geschaffen. Durch dessen Adaption und Ausbau im Ökostromgesetz 2002 ist ein Bauboom in Österreich ausgelöst worden, der vier Jahre später wiederum Einschränkungen in einer Novelle des Ökostromgesetzes forderte. Anlagenbetreiber müssen demnach Verträge mit der Ökostromabwicklungsstelle (OeMAG) unterzeichnen, um feste Einspeisetarife zu erhalten. Die OeMAG gibt solange Verträge aus, bis das jährliche Kontingent an Fördermitteln für Neuanlagen erschöpft ist. Diese Regelung führte in Kombination mit sehr niedrigen Einspeisetarifen dazu, dass in den Jahren 2007 bis 2009 fast keine Windkraftanlagen in Österreich errichtet wurden. Erst die im Oktober 2009 in Kraft getretenen Novellierung des Ökostromgesetzes sowie der für 2010 verordnete Einspeisetarif in Höhe von 9,7 ct/kWh brachten den Windkraftausbau in Österreich wieder in Gang, was auch in Abbildung 5, Abbildung 7 und Abbildung 8 erkennbar ist (IG Windkraft, 2016). Für die Abnahme elektrischer Energie beträgt der Einspeisetarif, bei Antragstellung im Jahr 2017, zurzeit 8,95 ct/kWh für Windstrom (IG Windkraft, 2017).

Die Laufzeit für die geförderten Anlagen beträgt nach (ÖSG, 2012) 13 Jahre. Aus der zeitliche Begrenzung der Ökostromförderung für Windkraftanlagen folgt, dass der Energieversorger zunehmend mehr Anlagen betreibt, die nicht mehr gefördert werden. Die Vorteile der Ökostromförderung, nämlich dass die Windenergie unter allen Umständen abgenommen werden muss sowie der fixe Einspeisetarif, entfallen somit. Nun kann die volle Erzeugung nicht mehr zu einem fixen Tarif eingespeist werden, wodurch das Energieversorgungsunternehmen einen Weg finden muss, neue Einsatzgebiete für die Windenergie zu finden bzw. diese an den Märkten (Termin-, Day-Ahead-, Intraday-Markt) anzubieten und dort zu partizipieren.

Mit dem Wachstum beispielsweise der Winderzeugung im Burgenland, wachsen auch die Herausforderungen, diese volatilen Einspeiser zu integrieren und den Netzbetrieb weiterhin zuverlässig zu gestalten.

Häufig kommt es bereits zu Überschusseinspeisungen, das heißt die Erzeugung übersteigt die anfallende Last, der Windenergie, die von der Dargebotsabhängigkeit und somit der aktuellen Windsituation abhängig sind. Durch die geringe geographische Ausdehnung des Burgenlands kombiniert mit der hohen Anzahl an Windkraftanlagen, wird dieser Effekt zusätzlich verstärkt. Das bedeutet, dass in Situationen mit starkem Wind gesamte Windparks bzw. große Teile davon Überschüsse erzeugen, da viele Anlagen komprimiert auf geringer Fläche positioniert sind.

Das Burgenland schafft es zwar, 100 % des verbrauchten Stroms aus erneuerbarer Energie zu erzeugen (Energie Burgenland, 2014), dies trifft aber nur auf den Jahresstrombedarf und nicht auf Lasten zu jedem Zeitpunkt zu.

Die Gegenüberstellung von Stromverbräuchen und Windstromerzeugungen im Burgenland ist in Abbildung 9, die Dargestellung für 30 Tage (April 2017) ist in Abbildung 10 gezeigt.

Daraus lässt sich ableiten, dass die Situationen mit Überschusseinspeisung aus Windenergie oft überwiegen und die Erzeugung den aktuellen Stromverbrauch daher mehrmals übersteigt. Abbildung 11 veranschaulicht dies anhand der mittleren Jahreserzeugungen und -verbräuche von 2013 bis 2015 und gibt einen Ausblick für die zukünftige Entwicklung der Winderzeugung bzw. des Gesamtenergieverbrauches im Burgenland bis 2030. Während sich der Verbrauch um rund 15 % erhöht, wird die Erzeugung der Windkraftanlagen im Burgenland um fast 70 % im Vergleich wesentlich höher. Der Anteil der Erzeugung am Verbrauch beträgt im Jahr 2014 bereits 104,27 % und soll bis zum Jahr 2030 auf 288,35 % steigen (IG Windkraft, 2014). Eine Aufteilung der verschiedenen Verbräuche auf die Standardlastprofile nach APCS Power Clearing and Settlement ist in Abbildung 12 dargestellt. Den größten Anteil übernehmen dahingehend die lastgangsgemessenen Endverbraucher mit durchschnittlich 43 %, gefolgt von den Haushalten mit durchschnittlich 34 %. Ebenfalls wichtig sind Gewerbe und Kleinbetriebe sowie die Landwirtschaft.

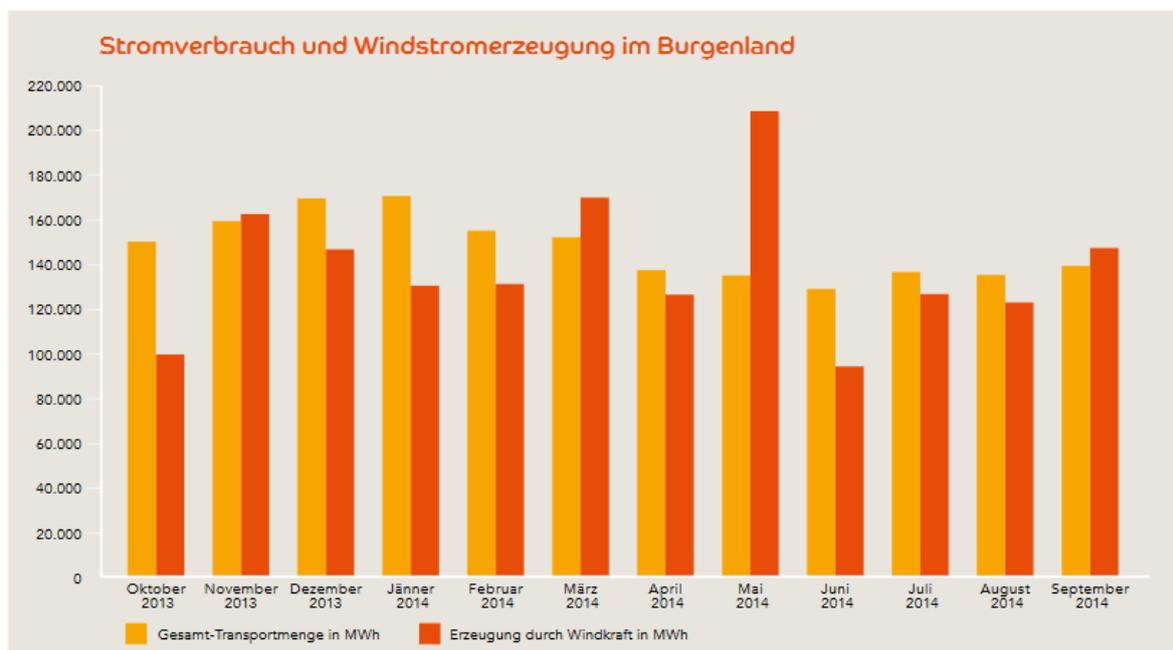


Abbildung 9: Stromverbrauch und Windstromerzeugung im Burgenland (Quelle: Energie Burgenland, 2014)

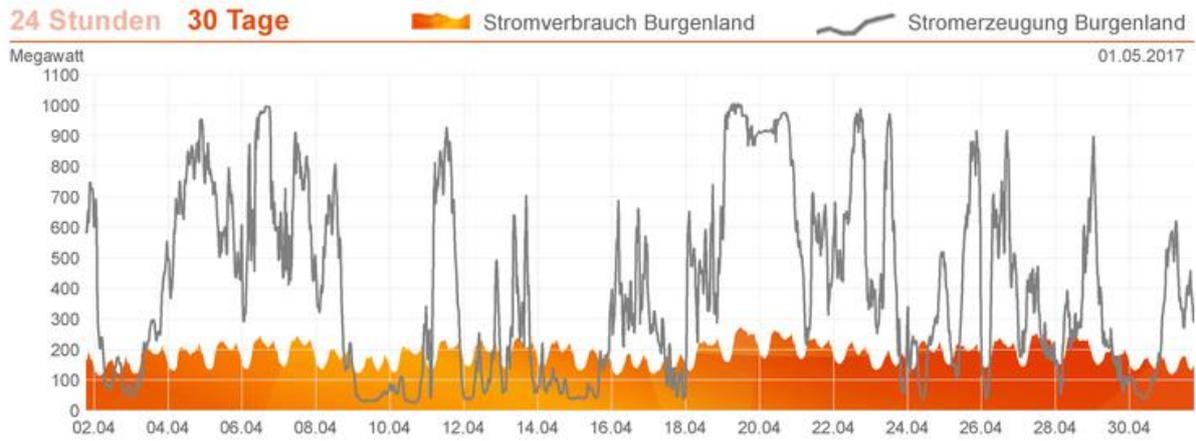


Abbildung 10: Stromverbrauch und -erzeugung im Burgenland für April 2017 (Quelle: Netz Burgenland, 2017)

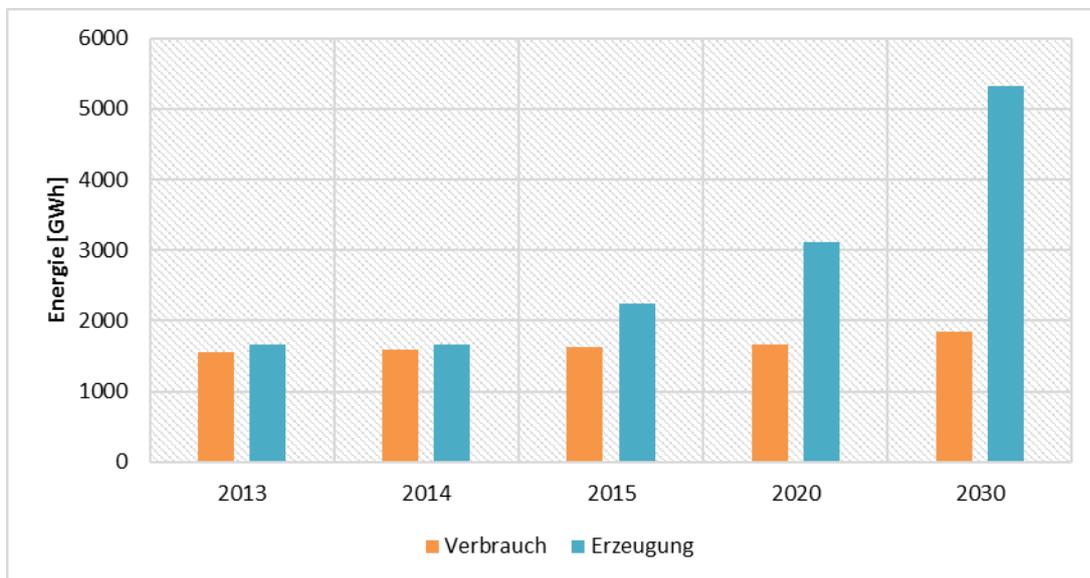


Abbildung 11: mittlere Jahreserzeugung und -verbräuche mit Prognosen für die zukünftige Entwicklung bis 2030 (Quelle: IG Windkraft, 2014)

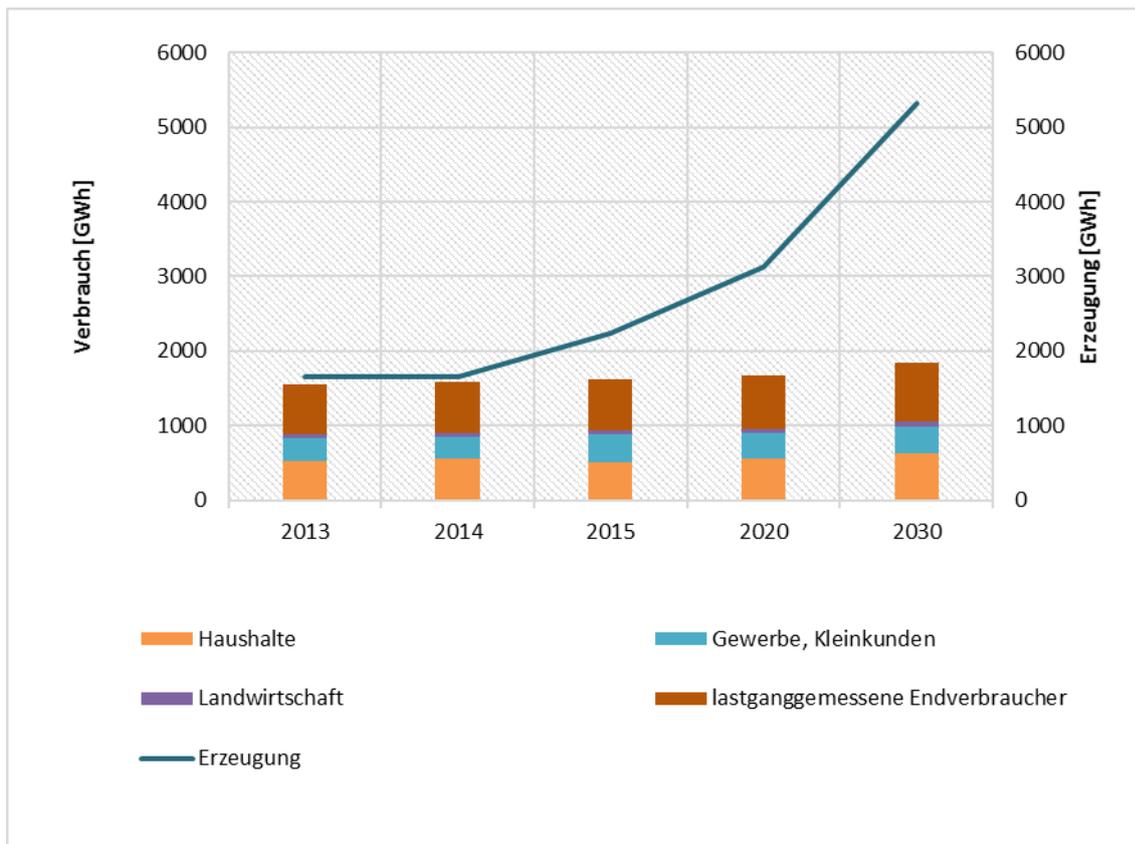


Abbildung 12: Aufteilung der Verbräuche nach Standardlastprofilen im Vergleich zur Windkrafterzeugung

Die Situationen, in denen die Erzeugung den Verbrauch übersteigt, nehmen demnach in den nächsten Jahren deutlich zu. Die Flexibilisierung des Versorgungssystems im Strom- und Wärmeerzeugungssektor wird daher immer bedeutender.

## 4. Statistische Analyse der vorhandenen Daten

Die statistische Analyse dient zur Eingrenzung der vorhandenen Daten sowie zur Analyse der derzeitigen Situation in der Windregion. Zur Schaffung eines ersten Überblickes, wurden Mittelwerte, Maxima und Minima berechnet.

Die Analyse der Abweichungen zwischen gehandelter und tatsächlicher Energiemenge bzw. des Ausgleichsenergiebedarfes ergibt einen maximalen Wert von 127,13 MW, das sind rund 85 % der maximalen Gesamtleistung von 149 MW der Anlagen, für die Ausgleichsenergielieferung. In diesem Fall ist die gehandelte Energiemenge kleiner als die tatsächliche Einspeisung. Für die Ausgleichsenergiebezüge (die gehandelte Energiemenge ist höher als die tatsächliche Einspeisung) ergibt sich ein Minimum von -113,7 MW. Die durchschnittliche Abweichung beträgt -1,37 MW, das heißt, dass im Mittel höhere Einspeiseleistungen prognostiziert als tatsächlich geliefert werden.

### 4.1 Korrelationen

Die Korrelationsanalysen geben Auskunft darüber, ob es einen statistisch belegbaren Zusammenhang zwischen den Daten gibt. Die Vorgehensweise ist in Kapitel 3 genauer erläutert.

Zu Beginn werden die Daten auf Korrelationen zwischen Prognoseabweichung und Preisen geprüft. Die Prognoseabweichung errechnet sich dabei aus der Differenz zwischen aktuellster Prognose (Intraday-Prognose) bzw. der Day-Ahead-Prognose und tatsächlicher Einspeisung. Die Korrelationsanalyse ergibt die in Abbildung 13 dargestellten Zusammenhänge. Daraus lässt sich ableiten, dass es einen nur sehr geringen Zusammenhang (8,9 % für die Intraday-Prognose und 17,3 % für die Day-Ahead-Prognose) zwischen den Prognoseabweichungen und dem Ausgleichsenergiepreis gibt. Der Zusammenhang zwischen Prognoseabweichungen und EPEX-Spotpreis sowie Intraday-Preis sind noch geringer und liegen bei -4,5 % (ID) bzw. -2,3 % (DA) und -3,5 % (ID) bzw. -1,4 % (DA). Die Prognoseabweichungen der Winderzeugung haben somit keinen großen Einfluss auf die Entwicklung der Preise.

Die zweite Analyse zeigt die Korrelation zwischen aktuellster Prognose (Intraday-Prognose) sowie Day-Ahead-Prognose und tatsächlicher Einspeisung. Der Zusammenhang dieser Datenreihen ist sehr hoch und liegt bei 92 % bzw. 87 %, woraus abgeleitet werden kann, dass die Prognosedaten sehr gut mit den Daten der Einspeisung übereinstimmen. Der Vergleich zwischen tatsächlicher Einspeisung und den Preisen am Strommarkt zeigt, dass es keine signifikanten Zusammenhänge gibt. Wiederum wird mit dem AE-Preis, EPEX-Spotpreis und dem Intraday-Preis verglichen. Die Korrelationen liegen hier zwischen -5 % und -12 %.

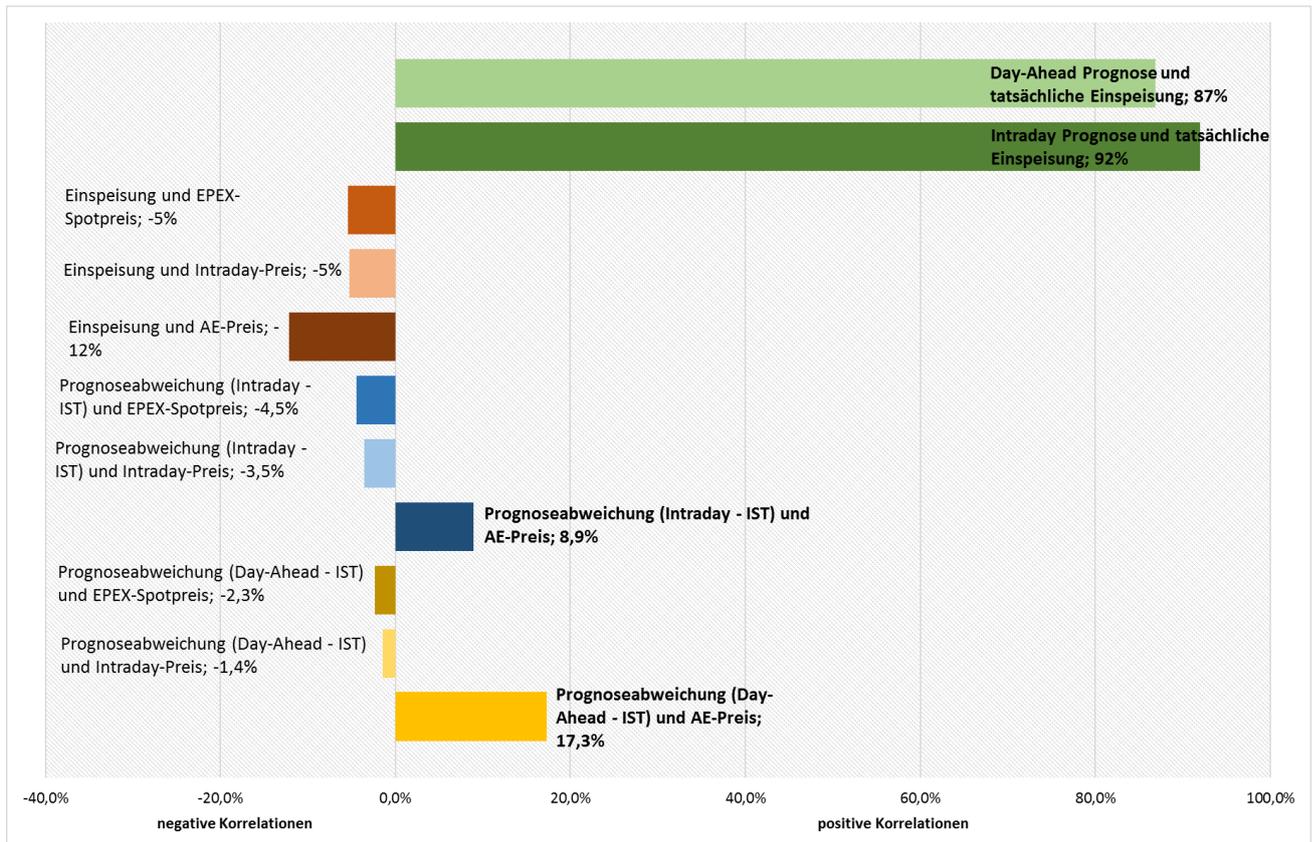


Abbildung 13: Korrelationsanalyse

## 4.2 Analyse aller Abweichungen

Um zu beurteilen, wie hoch die Ausgleichsenergie, die durch Flexibilitäten zur Verfügung gestellt werden sollen, sein muss, wurde die Verteilung der Abweichungen analysiert. Dazu wurden die Werte der Abweichungen zwischen Ist-Windleistung und prognostizierter Leistungen in 242 Klassen von -114,0 MW bis 128,0 MW in jeweils 1-MW-Schritten aufgeteilt und daraufhin einerseits das Summenprodukt dieser Klassen gebildet. Diese Verteilung besagt, welcher Anteil an Werten sich in der jeweiligen Klasse befindet. Die Analyse wurde für überschüssige (positive Abweichungen) und notwendige (negative Abweichungen) Leistungen durchgeführt.

Abbildung 14 zeigt die Auswertung der Bandbreite von -50 MW bis 50 MW, das heißt alle in diesem Leistungsbereich enthaltenen Klassen, an Abweichungen zwischen prognostizierter und tatsächlich eingespeister Leistung. Diese Analyse berechnet die Auftrittswahrscheinlichkeit der einzelnen Klassen und ermittelt die Unterschreitungswahrscheinlichkeit der Abweichungen. Letztere wird gebildet durch die Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion. Aus der Darstellung lässt sich ableiten, dass die höchste Auftrittswahrscheinlichkeit in der Klasse 1 MW und -1 MW liegt. Daraus folgt, dass geringe positive und negative Abweichungen von der Prognose am häufigsten auftreten. Die später

eingesetzten Flexibilitäten müssen daher keine großen Leistungen bereitstellen können, um die Prognoseabweichungen zu decken. Außerdem treten negative Abweichungen häufiger auf als positive, das heißt dass der Prognosewert häufiger über dem tatsächlichen Wert liegt und somit die Notwendigkeit einer Lasterhöhung öfter gegeben ist. Dies ist für die Regelung der Flexibilitäten wichtig. Eine Abweichung von 0 MW tritt mit einer Wahrscheinlichkeit von 6,35 % auf.

Der Anteil der gesamten Abweichungen in diesem Bereich liegt bei 51,37 %.

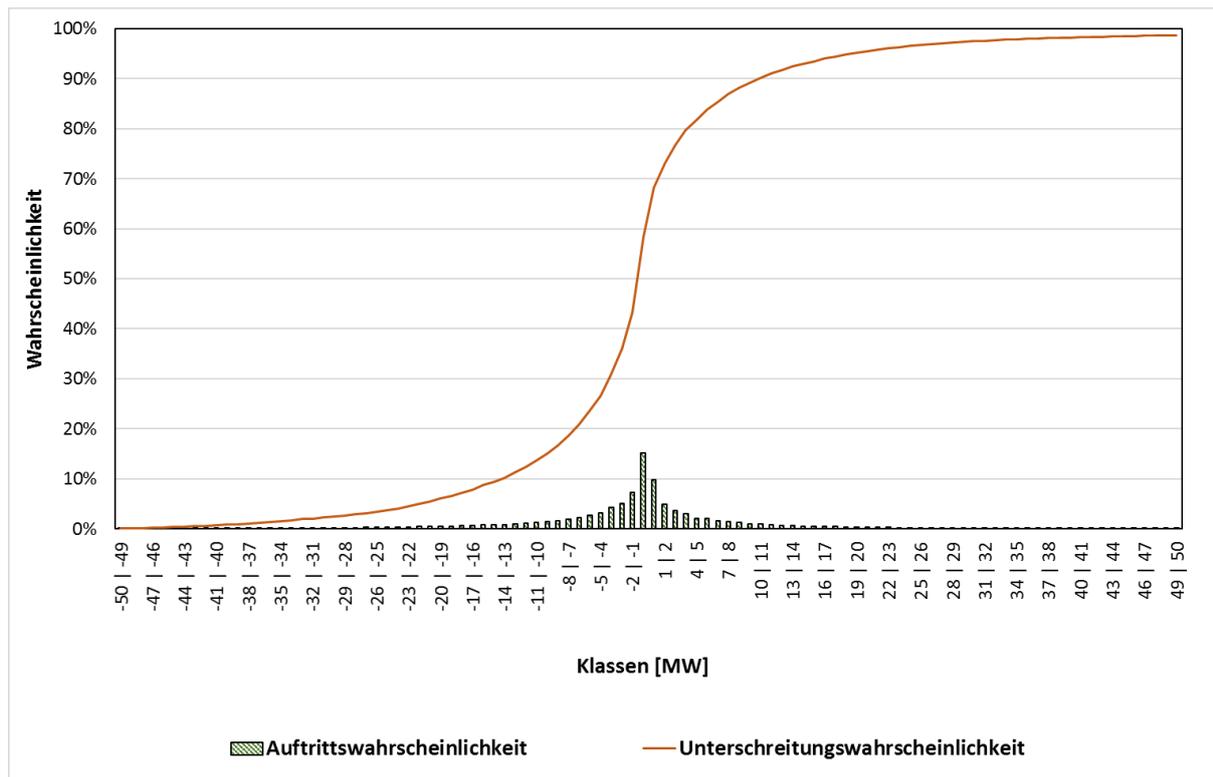


Abbildung 14: Darstellung der Auftrittswahrscheinlichkeiten und der Unterschreitungswahrscheinlichkeit der Abweichung der Prognose von der tatsächlichen Einspeisung

Um die Ergebnisse genauer untersuchen und beurteilen zu können, wurden Ausgleichsenergiebezug und -lieferung folglich getrennt betrachtet.

Abbildung 15 zeigt allein die positiven Abweichungen. Dabei ist die tatsächliche Einspeisung größer als die prognostizierte Einspeisung, es wird demnach Ausgleichsenergie geliefert. Die häufigsten Abweichungen liegen in der Klasse 0 bis 1 MW Abweichung, die Genauigkeit der Prognosen ist demnach wiederum sehr hoch. Rund 20 % aller positiven Abweichungen befinden sich in dieser Klasse. Nimmt die Leistung zu, treten die Ereignisse seltener auf. Das bedeutet wiederum, dass vor allem Flexibilitäten mit geringen Leistungen gefragt sind und jene mit hohen Leistungen nur selten gebraucht werden, was durchaus positiv ist. Neben der Unterschreitungswahrscheinlichkeit ist in Abbildung 15 auch die

Überschreitungswahrscheinlichkeit angegeben. Sie errechnet sich aus dem Kehrwert der Unterschreitungswahrscheinlichkeit.

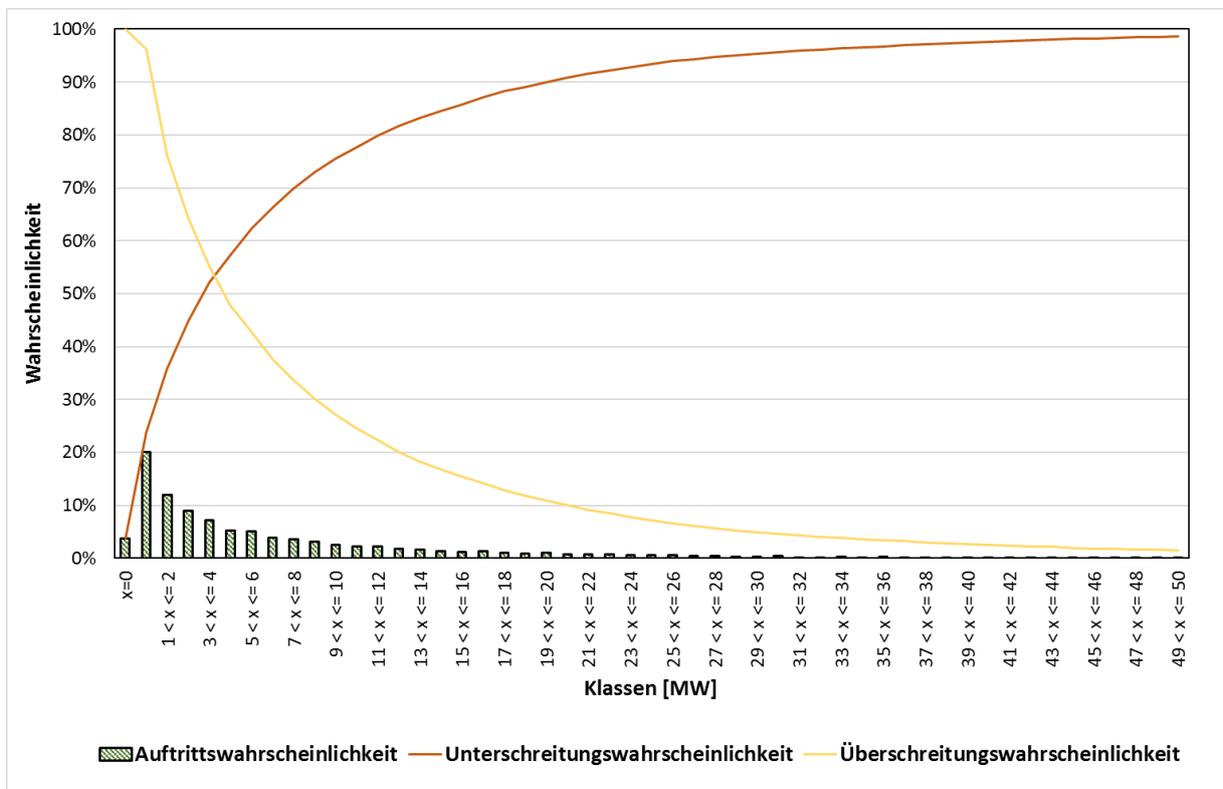


Abbildung 15: Darstellung der Auftritts-, der Unterschreitungs- sowie der Überschreitungswahrscheinlichkeit für die Abweichung der Prognose von der tatsächlichen Einspeisung – Berücksichtigung ausschließlich positiver Werte

Im Gegensatz dazu werden nun in Abbildung 16 die negativen Abweichungen, also diejenigen Fälle, in denen die tatsächliche Einspeisung kleiner als die prognostizierte Einspeisung ist, berücksichtigt. Dabei muss also Ausgleichsenergie bezogen werden. Die häufigsten negativen Abweichungen liegen wiederum in der ersten Klasse zwischen -0 und -1 MW. In dieser Klasse treten rund 25 % aller Abweichungen auf. Mit steigendem Ausgleichsenergiebezug treten immer weniger Ereignisse auf.

Generell treten negative Abweichungen häufiger auf als positive, woran sich erkennen lässt, dass eine Flexibilität, die eine Lasterhöhung bereitstellen kann vorwiegend bzw. öfter gebraucht wird, als jene, die Lasten reduzieren können.

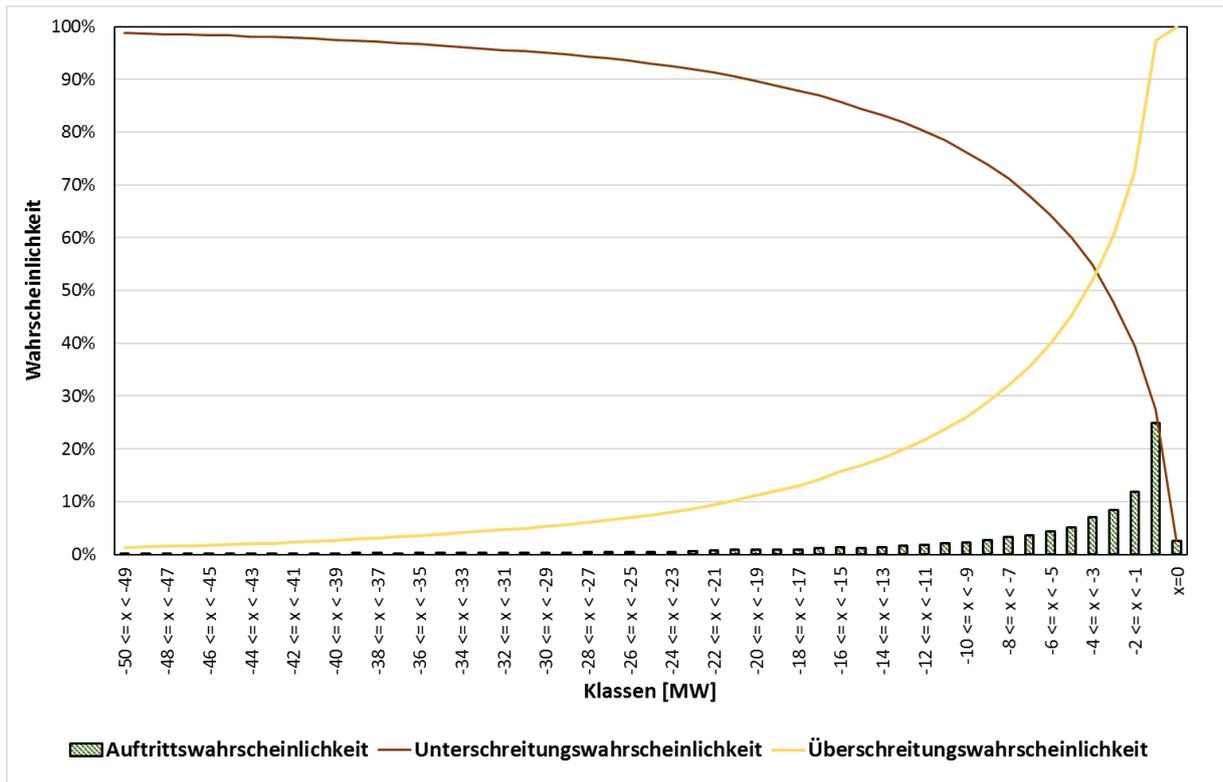


Abbildung 16: Darstellung der Auftritts-, der Unterschreitungs- sowie der Überschreitungswahrscheinlichkeit für die Abweichung der Prognose von der tatsächlichen Einspeisung – Berücksichtigung ausschließlich negativer Werte

### 4.3 Analyse der Abweichungsdauern

Neben den Abweichungen ist es für den Einsatz der Flexibilitäten auch wichtig zu wissen, wie lang diese aktiv sein müssen. Dazu wird die Verteilung der Abweichungsdauern analysiert. Die jeweiligen Zeiträume, die eine Flexibilität einhalten muss, ergeben sich aus den Abweichungen sobald Leistung erforderlich ist bis keine Abweichung mehr auftritt. Diese Zeiträume werden in Klassen eingeteilt.

Abbildung 17 zeigt die Ergebnisse der Analyse der positiven Dauern für positive Abweichungen. Die Darstellung zeigt, wie häufig die unterschiedlichen Abweichungsdauern für jede der betrachteten Leistungsklassen vorkommt. Berücksichtigt wurden Leistungsabweichungen bis zu 35 MW und Dauern bis zu 8,25 Stunden. Höhere Abweichungen und längere Dauern werden nur sehr selten benötigt und sind daher nicht dargestellt. Die Abbildung zeigt, dass die häufigsten Ereignisse in Kombination mit geringen Dauern und Leistungsabweichungen auftreten. Die häufigsten Ereignisse, nämlich 950, treten bei einer Dauer von ¼-Stunde für eine Höhe von 1 MW der Flexibilitätsbereitstellung auf. Daraus lässt sich ableiten, dass für die Bereitstellung von Ausgleichsenergie vor allem geringe Leistungen über kurze Zeiträume zur Verfügung stehen müssen. Steigen die Dauer und Höhe der Flexibilitätsbereitstellung, so sinkt die Auftrittswahrscheinlichkeit. Für die Bereitstellung von

Ausgleichsleistung für die Prognoseunsicherheiten lässt sich daher ableiten, dass geringe Leistungen über kurze Zeiten am häufigsten benötigt werden.

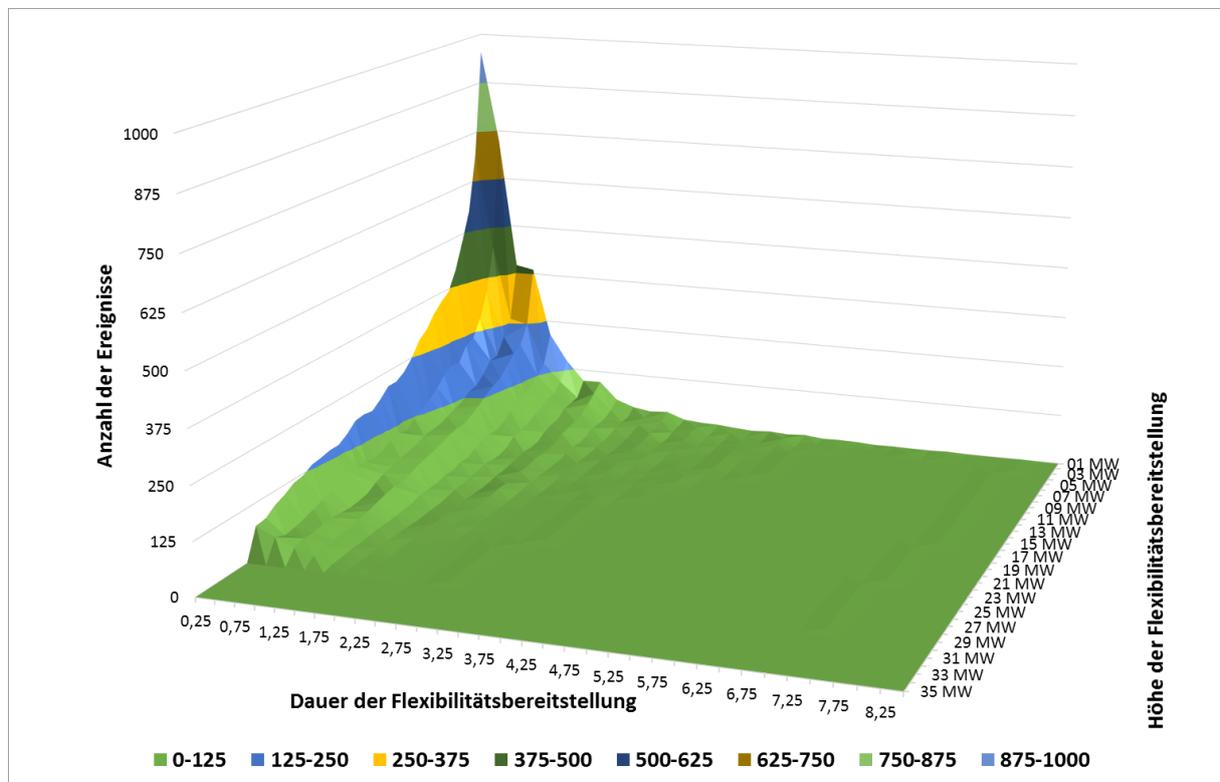


Abbildung 17: Analyse der Häufigkeit der positiven Abweichungen zwischen Prognose und tatsächlichen Werten - nach Höhe und Dauer der Abweichung

Ein ähnliches Bild ergibt sich für negative Abweichungen zwischen prognostizierter und tatsächlicher Einspeisung, siehe Abbildung 18. Wiederum wurden Leistungsabweichungen bis zu -35 MW und Reaktionszeiten bis zu 8,25 Stunden berücksichtigt. Die Fläche der Abweichungen erscheint etwas abgeflacht, ansonsten lassen sich ähnliche Schlüsse aus der Analyse ziehen. Wie bei den positiven Abweichungen treten Ereignisse mit höheren Abweichungsdauern seltener auf als jene mit geringen Dauern. Selbiges gilt für die Höhe der Leistungsabweichung. Im Vergleich zu den positiven Abweichungen kommen bei den negativen Abweichungen, vor allem in den niedrigeren Leistungsklassen, höhere Dauern der Abweichung vor.

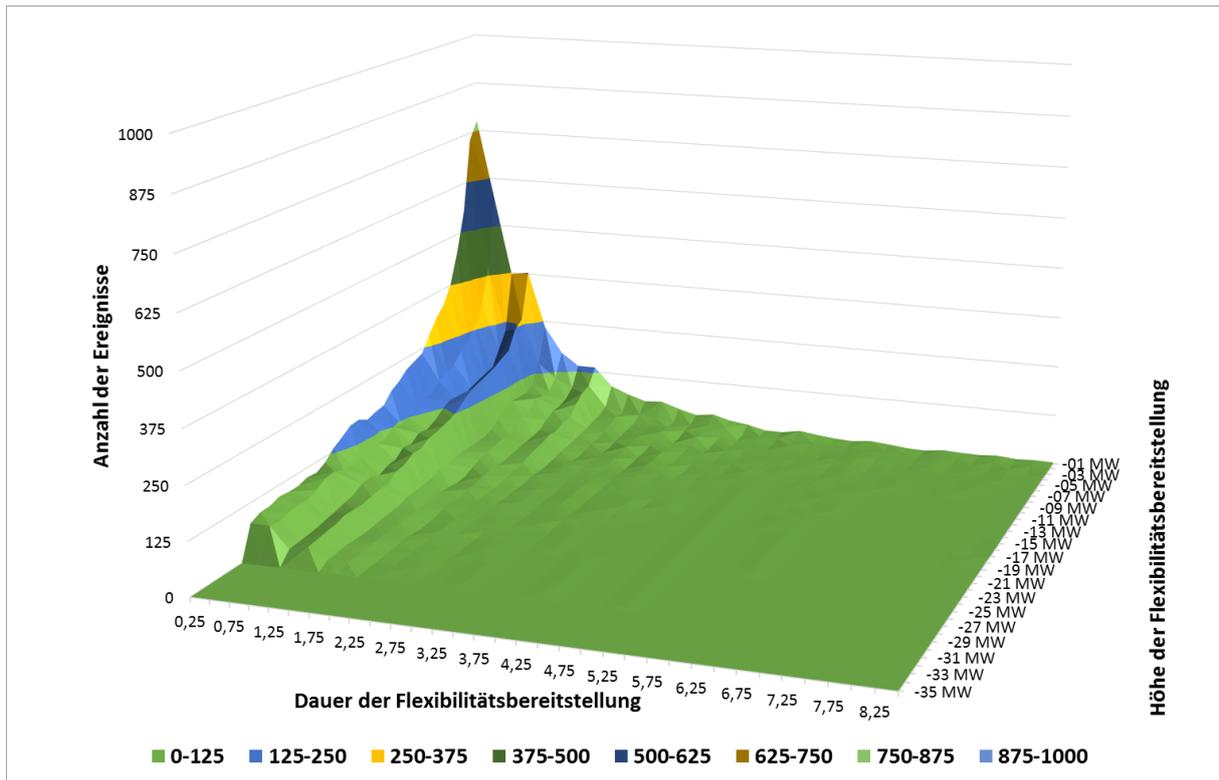


Abbildung 18: Analyse der Häufigkeit der negativen Abweichungen zwischen Prognose und tatsächlichen Werten -nach Höhe und Dauer der Abweichung

Die elektrizitätswirtschaftliche sowie die statistische Analyse gaben erste Einblicke in die derzeitige Situation in der betrachteten Windregion. Die Abbildung der Ist-Situation in einem Basismodell in Microsoft Excel gibt genauere Einblicke und lässt eine wirtschaftliche Bewertung dieser zu.

## 5. Abbildung der aktuellen Vermarktungsstrategien als Basismodelle

Wie bereits in Kapitel 3 beschrieben, bilden die Basismodelle die aktuell möglichen Vermarktungsstrategien in der Windregion ab und simulieren einen auf den Prognosen basierenden Handel bzw. die Vermarktung über eine Direktleitung. Die Modelldaten wurden im weiteren Schritt mit den Realdaten für weitere Berechnungen verglichen und deren Abbildbarkeit analysiert.

### ***Modell Strommarkt***

Die Energie Burgenland vermarktet die erzeugte Windenergie zurzeit über den Termin-, Day-Ahead- und Intraday-Markt. Zu beachten ist dabei, dass der Terminmarkt erst seit Dezember 2016 bedient wird, wobei Tageskontrakte zu 25 MW angeboten werden.

Abbildung 19 bildet das aktuelle Geschäftsmodell, aufgeschlüsselt nach Monaten, ab. Daraus ist erkennbar, dass die höchsten Erlöse durch den Handel am Day-Ahead-Markt erbracht werden, was an den hohen gehandelten Energiemengen von über 92 % an der gesamten verkauften Energie liegt. Nicht ganz 8 % werden am Intraday-Markt gehandelt, wobei mehr zugekauft als verkauft wird. Dadurch ist der Intraday-Handel in Summe negativ bilanziert. Betrachtet man die Kosten und Einnahmen aus der Ausgleichsenergie, so ist festzustellen, dass in Summe (Ausgleichsenergielieferung und Ausgleichsenergiebezug) mehr Kosten als Einnahmen anfallen. Eine getrennte Analyse zeigt, dass die Kosten bei Ausgleichsenergiebezug rund 920.000 € und die Einnahmen nur etwa 22.000 € betragen. Bei Ausgleichsenergielieferung überwiegen die Einnahmen mit rund 77,5 % der Gesamtbilanz für gelieferte Ausgleichsenergie. Außerdem lässt sich aus der Abbildung ableiten, dass die Gesamtbilanz durch die Ausgleichsenergie um rund 150.000 € minimiert wird. Daraus folgt, dass die Einnahmen durch die Ausgleichsenergie reduziert werden.

Durch den Verkauf von Windenergie an den verschiedenen Strombörsen entstehen demnach geringere Einnahmen. Grund dafür sind die volatile Windkraftherzeugung sowie die damit verbundenen Prognoseunsicherheiten, die die Ausgleichsenergie erhöhen.

Dem kann durch den Einsatz von Systemflexibilitäten entgegengewirkt werden. Diese dienen dazu, Ausgleichsenergie durch beispielsweise Speicherung oder Lastverschiebungen zu minimieren, wodurch die Gesamtbilanz und somit die Einnahmen wiederum erhöht werden können.

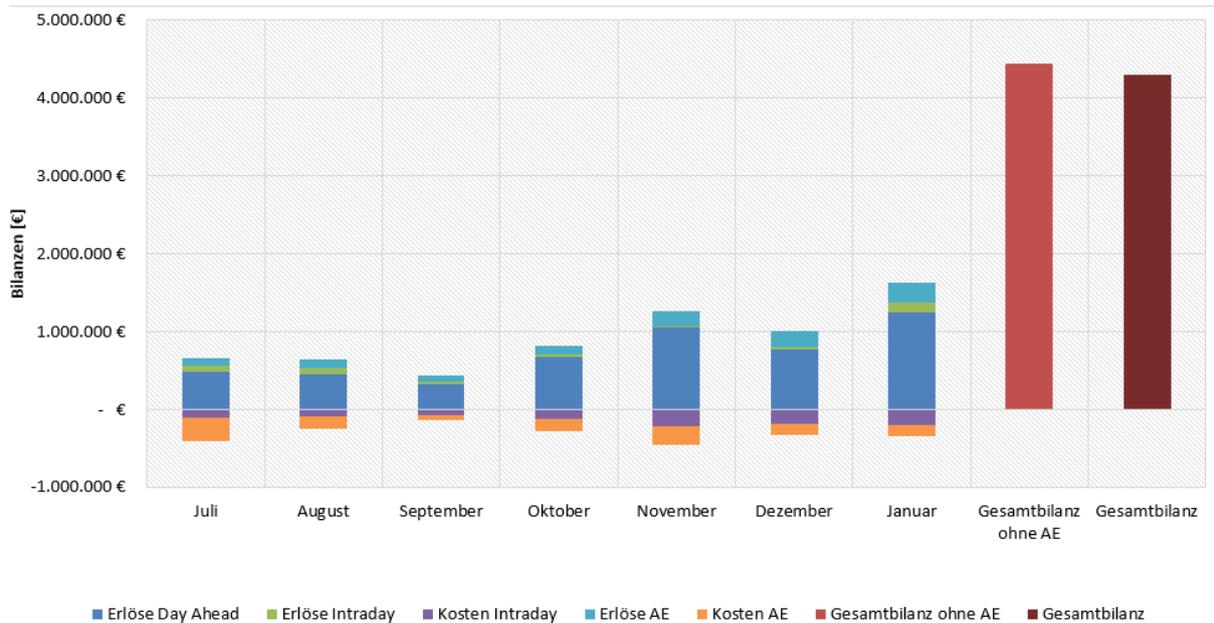


Abbildung 19: monatliche Auswertung der realen Ausgleichsenergie-Kosten/Erlöse

Abbildung 20 zeigt im Vergleich zur monatlichen Auswertung der Realdaten jene der Modelldaten. Betrachtet man die Day-Ahead-Erlöse, kann festgestellt werden, dass die Realität im Modell gut abbildbar ist. Die Erlöse für Juli unterscheiden sich beispielsweise um nur 21 €, für September bildet sich gar keine Differenz.

Größere Unterschiede treten bei den Intraday-Kosten und -Erlösen auf. Dabei treten beispielsweise im Oktober Abweichungen bis zu rund 83 % auf.

Ähnliche Differenzen treten auch bei der Abbildung der Ausgleichsenergiekosten und -erlöse auf. Diese belaufen sich auf maximal 90,8 %.

Aus der Analyse kann abgeleitet werden, dass das Modell für den Day-Ahead-Markt gut mit der Realität korreliert. Am Intraday- sowie Ausgleichsenergiemarkt sind große Differenzen feststellbar. Ein Grund dafür kann die Handlung des Traders gegen die Prognose nach eigenem Empfinden sein.

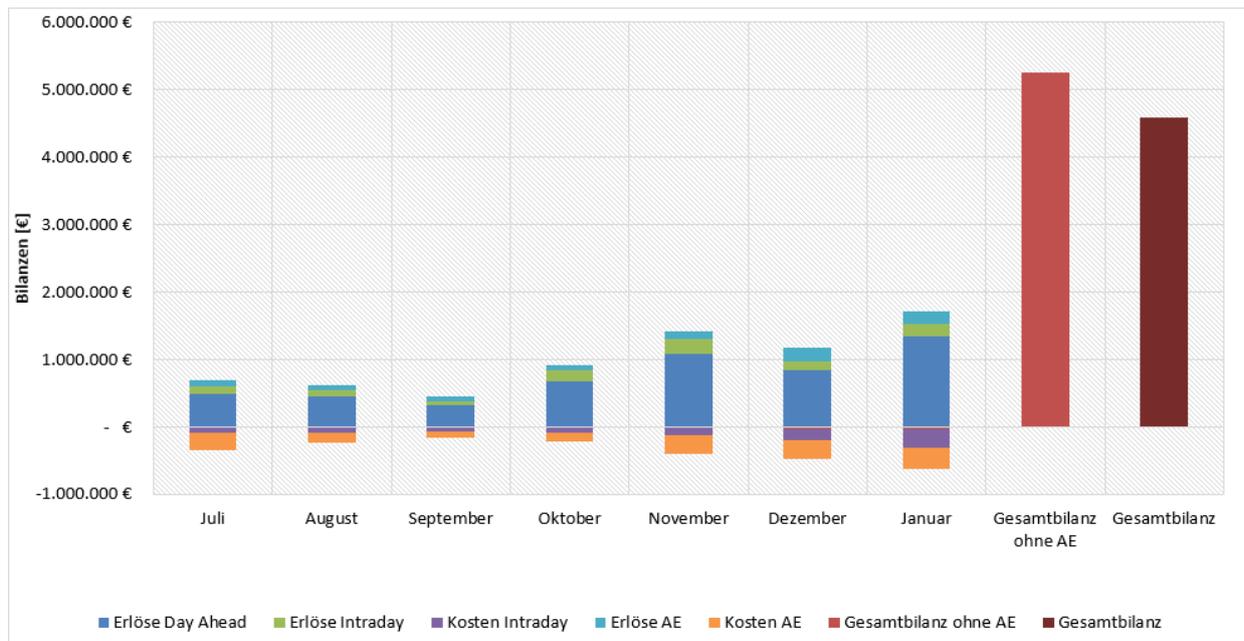


Abbildung 20: monatliche Auswertung der Ausgleichsenergie-Kosten/Erlöse laut Modell

Zur Verdeutlichung der Abweichungen zwischen Realität und Modell, zeigt Abbildung 21 den Tageslauf für 05.07.2016, aufgeschlüsselt in ¼-Stunden-Werte. Daraus kann einerseits, wie bereits in der vorherigen monatlichen Analyse, erkannt werden, dass die Werte für den Day-Ahead-Markt für beide Tage sehr gut übereinstimmen. Im Modell wurde eine Übereinstimmung in 98 % aller Fälle festgestellt. Dies ist anhand der gelben Balken für die Realdaten bzw. an der orangen Linie für die Modelldaten dargestellt.

Die roten Balken (Realdaten) bzw. die dunkelrote Linie (Modelldaten) repräsentieren den Tagesverlauf der Kosten bzw. Erlöse am Intraday-Markt. Aus der Abbildung lässt sich erkennen, dass die beiden Datenreihen zu beinahe jedem Zeitpunkt voneinander abweichen. Die Übereinstimmung laut Modell beträgt nur 27 %. Ein ähnliches Bild zeigt der Vergleich der Daten für die Ausgleichsenergie. Hierfür sind aus der Abbildungen zwar einige Übereinstimmungen zwischen Real- und Modelldaten feststellbar, gesamtheitlich betrachtet ergibt sich allerdings eine Korrelation von nur 26 %.

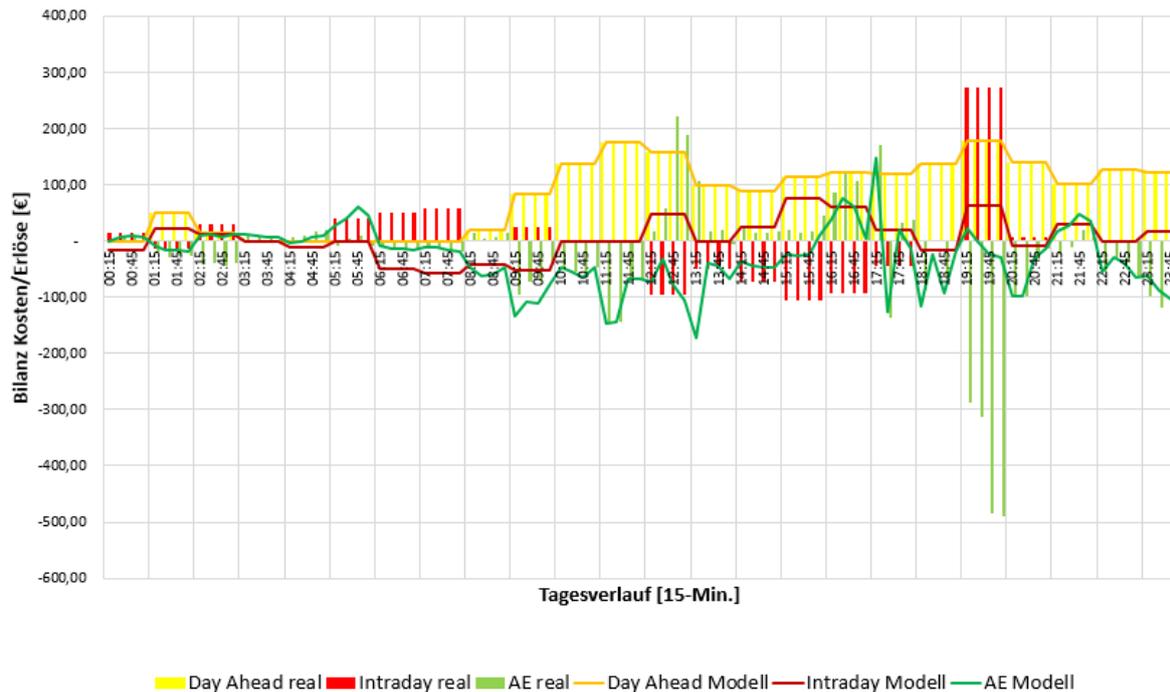


Abbildung 21: Tagesverlauf der Kosten/Erlöse am Markt Realität vs. Modell – 5.7.2016

### **Modell Direktvermarktung**

Das Basismodell, das die Vermarktung über eine Direktleitung zur Eigenbedarfsoptimierung abbildet, liefert nachfolgende Ergebnisse. Als erste Analyse wurde untersucht, welche Leistungen von den Kunden über eine Direktleitung bezogen werden können und welcher Anteil aus dem öffentlichen Netz gezogen werden muss. Abbildung 22 stellt dies für eine Anlagenleistung von 1 MW dar. Daraus wird ersichtlich, dass 34 % über die Direktleitung bezogen werden kann, der Rest, also 66 % muss vom Netz bezogen werden. Je größer die Anlage bzw. die Windregion, desto mehr Leistung kann über die Direktleitung bezogen werden. Für die gesamte Windregion (149 MW) kann 87 % der Leistung über die Direktleitung bezogen werden, während ein Restbezug von 13 % übrigbleibt. Daraus lässt sich ableiten, dass die Energie, die zum Ausgleich vom Netz bezogen werden muss, durch den Einsatz größerer Anlagen verringert werden kann. Selber Effekt ergibt sich durch den Einsatz von Flexibilitäten. Für die Kunden hat das vor allem den Vorteil geringerer Gesamtkosten, da mehr Energie über einen billigeren Tarif bezogen werden kann.

Folglich wurde eine Untersuchung hinsichtlich Eigenverbrauch und Überproduktion für den Windkraftanlagenbetreiber durchgeführt. Die Überproduktion bezeichnet hier den Anteil der Überschüsse in denen die Erzeugung größer als die Last ist, an der tatsächlichen Erzeugung. Abbildung 23 zeigt, dass 71 % der erzeugten Energie direkt umgesetzt werden kann und rund 29 % der tatsächlichen Erzeugung als Überproduktion anfällt. Steigt die Anlagengröße, so verringert sich der Eigenverbrauch, da viel mehr Energie produziert wird als umgesetzt werden

kann. Daraus folgt, dass bereits ein hoher Anteil der Windenergie durch den Einsatz einer Direktleitung alsbald umgesetzt werden kann, bei Vergrößerung der Windregion allerdings Maßnahmen gesetzt werden müssen. Die verbleibende Überproduktion kann durch den Einsatz von Systemflexibilitäten verringert und somit die Erzeugung an den Verbrauch angepasst werden. Dies erhöht wiederum den Eigenverbrauch und resultiert in höheren Einnahmen für den Windkraftanlagenbetreiber.

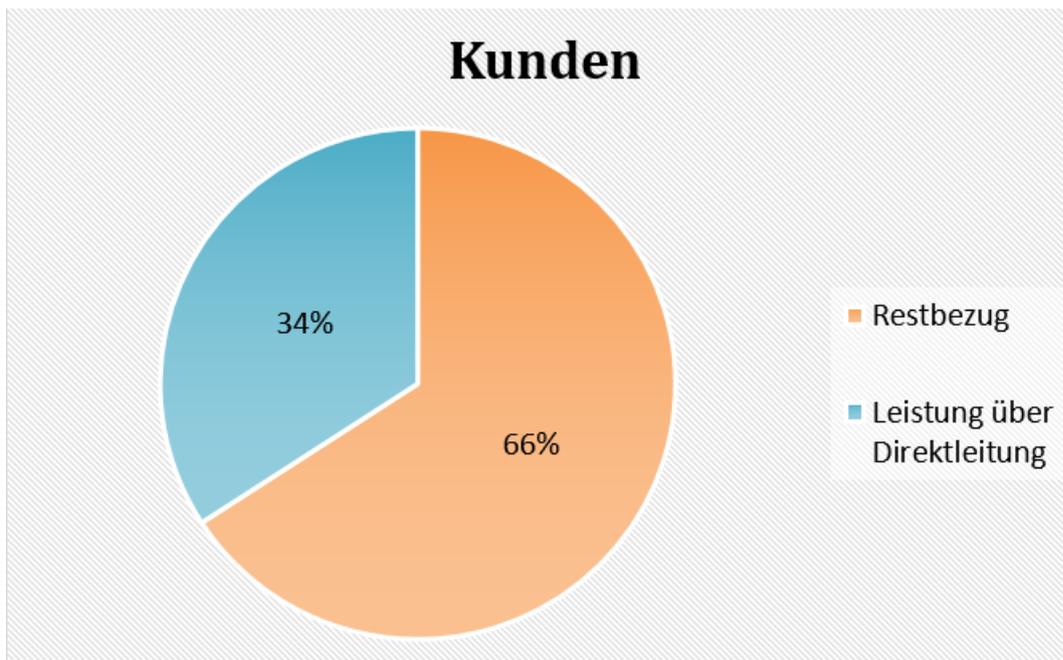


Abbildung 22: Gegenüberstellung der Leistung über die Direktleitung an die Kunden im Vergleich zum Restbezug aus dem öffentlichen Netz

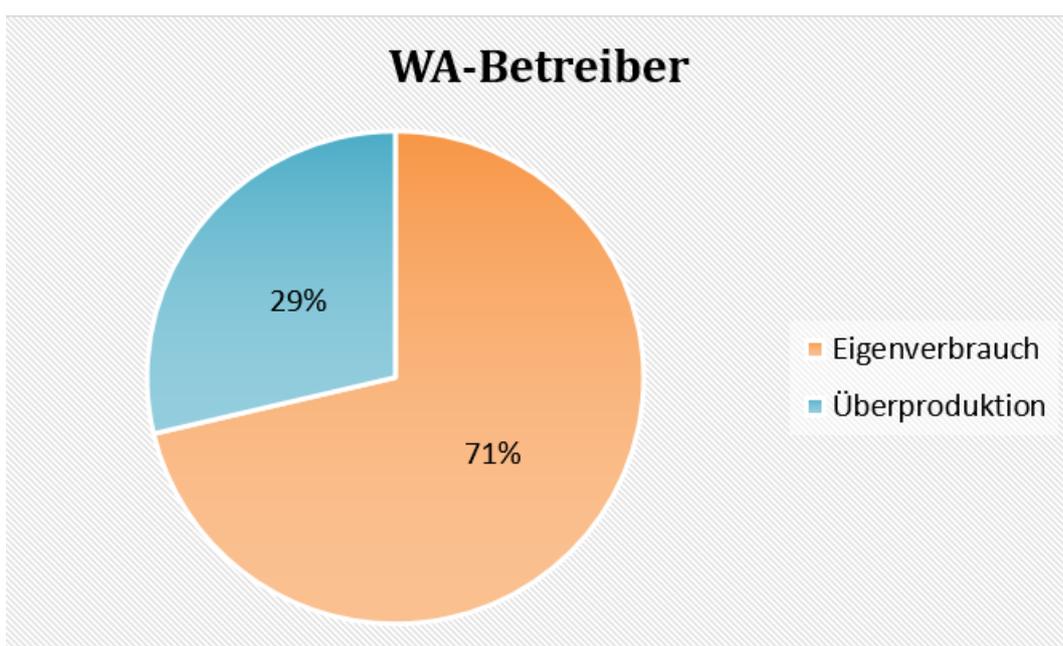


Abbildung 23: Gegenüberstellung des Eigenbedarfs des Windkraftanlagenbetreibers zur Überproduktion

Um die Vorteile einer Direktleitung für Kunden und Windkraftanlagenbetreiber zeigen zu können, wurde eine wirtschaftliche Bewertung dieser durchgeführt. Dabei wurden einerseits die Kosten mit und ohne Direktleitung für die Kunden und andererseits die Einnahmen mit und ohne Direktleitung für den Windkraftanlagenbetreiber miteinander verglichen.

Tabelle 6 zeigt die Einsparungen für Kunden und Windkraftanlagenbetreiber, die durch den Einsatz der Direktleitung für unterschiedliche Anlagengrößen erzielt werden können.

Die Größen der Windkraftanlagen müssen dazu vorerst festgelegt werden. Grundsätzlich sind diese im Bereich von 0,1 MW und 149 MW skalierbar. Sinnvoll ist die Skalierung zu gängigen Anlagengrößen und deren Vielfachen. So wurden einerseits eine kleine Anlage von 1 MW, eine größere Anlage mit 6 MW und andererseits größere Windparks bis schließlich die gesamte Windregion mit 149 MW simuliert.

Aus der Tabelle ist zu erkennen, dass die Einsparungen für den Windkraftanlagenbetreiber stets höher als jene der Kunden sind. Zu beachten ist dabei, dass es für den WA-Betreiber dabei um Mehreinnahmen durch die Direktleitung geht während für Kunden die Minimierung der Stromkosten wichtig ist. Die Werte in der Tabelle sind durchgehend positiv, was positiv zu bewerten ist, da deshalb durch den Einsatz der Direktleitung stetig Einsparungen erwirtschaftet werden können.

Tabelle 6: Gegenüberstellung der Einsparungen durch den Einsatz einer Direktleitung für Kunden und WA-Betreiber

<b>Anlagengröße</b>	<b>Einsparungen Direktleitung - Kunden</b>	<b>Einsparungen Direktleitung - WA-Betreiber</b>
<b>1 MW</b>	7.234,53 €	28.922,05 €
<b>6 MW</b>	13.309,48 €	65.663,71 €
<b>50 MW</b>	17.465,54 €	90.057,77 €
<b>100 MW</b>	18.145,22 €	94.007,22 €
<b>149 MW</b>	18.410,52 €	95.568,39 €

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass sowohl zur Minimierung der Ausgleichsenergie als auch zur Optimierung des Eigenbedarfs Systemflexibilitäten erforderlich sind, um einerseits den Betrieb aus systemischer Sicht effizient zu gestalten (hoher Eigenverbrauch, geringer Restbezug, geringe Überproduktionen) und andererseits die Kosten zu minimieren bzw. die Einnahmen zu maximieren. Die für die Windregion in Erwägung gezogenen Flexibilitäten werden im folgenden Kapitel mit den aktuellen Vermarktungsstrategien, der Vermarktung am Strommarkt sowie der Direktvermarktung, in Verbindung gebracht und erläutert.

## 6. Beschreibung der Flexibilitäten und Umsetzung als Geschäftsmodelle

Nach der Darstellung der aktuellen Vermarktungsstrategien als Basismodelle und deren anschließenden Analyse, wurde festgestellt, dass die Flexibilisierung des Versorgungssystems im Strom- und Wärmeerzeugungssektor zunehmend bedeutender wird. Es muss eine Verlagerung der Flexibilität vom Kraftwerkspark hin zu Systemflexibilitäten stattfinden.

In diesem Kapitel wird darauf eingegangen, welche Flexibilitäten zur Erweiterung der Geschäftsmodelle für den Einsatz in der Windregion geeignet sind und daraufhin modelliert werden können.

Einige Flexibilitäten wurden in Zusammenarbeit mit den Partnern des Projektes „Windvermarktung“ bereits vorausgewählt und werden hier dargestellt.

Neben dem Einsatz eines Batteriespeichers stellen die flexible Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) durch Biomasseanlagen und „Power to Heat“ (P2H) sowie auch „Power to Cold“ (P2C) relativ einfache, auch an bestehenden Anlagen realisierbare Lösungen dar.

Eine weitere Möglichkeit stellt das Demand Side Management (DSM) dar, das sich damit beschäftigt, wie Lasten im Prozess an die Erzeugung angepasst werden können. Das Potential an Lastverschiebungen ist abhängig vom Verbrauchssektor. Grundsätzlich gibt es im Burgenland rund 280 Industriebetriebe, die Hauptindustriezweige sind die Bau-, Maschinen-, Elektro- und Elektronik-, Nahrungsmittelindustrie, die Holzverarbeitende und die chemische Industrie. Für das Nordburgenland bzw. die betrachtete Windregion sind hingehend Lastverschiebungen vor allem die Bereiche Papier-, Bergbau- und Chemieindustrie interessant, da sie einerseits energieintensiv sind und andererseits über interne Speicherkapazitäten verfügen (Gutschi & Stigler, 2008). Abbildung 24 veranschaulicht mögliche Industriestandorte zur DSM-Nutzung im Burgenland.



Abbildung 24: Verteilung der Industriestandorte im Burgenland (Quelle: Energie Burgenland AG, 2014)

## 6.1 Stromspeicher

Stromspeicher werden zur Aufnahme elektrischer Energie verwendet, die zu einem späteren Zeitpunkt wieder abgegeben werden kann. Dadurch werden Schwankungen von Angebot und Nachfrage, die durch die volatile Einspeisung von erneuerbaren Energieträgern entstehen, bzw. Ausgleichsenergieschwankungen ausgeglichen. Dieser zeitliche Ausgleich eignet sich neben der Ausgleichsenergieregulierung auch für die Eigenbedarfsoptimierung der Windkraftanlagen, die folglich als Einsatzstrategien angeführt sind. Beide Strategien zielen darauf ab, entweder die Kosten zu minimieren oder die Einnahmen durch den Energieverkauf zu erhöhen. Nachfolgend werden die Modelle für den Speichereinsatz in Kombination mit den Vermarktungsstrategien erläutert sowie eine Gegenüberstellung von Kosten und Nutzen angestellt, um die Wirtschaftlichkeit der Modelle zu zeigen. Die dafür benötigten Parameter und Berechnungsgrundlagen wurden bereits in Kapitel 2.4.1 beschrieben.

Für die Modellierung des Speichers wurde von einem Lithium-Ionen-Speicher mit einem Lade- und Entladewirkungsgrad von jeweils 90 % ausgegangen.

### ***Modell Strommarkt***

Stromspeicher können zur Ausgleichsenergieregulierung eingesetzt werden. Diese Einsatzstrategie verfolgt den Zweck, die Kosten, die durch Ausgleichsenergie entstehen, zu reduzieren. Dabei wird die aufkommende Ausgleichsenergie, also jene elektrische Energie, die sich aus der Differenz zwischen aktuellster Prognose und tatsächlicher Einspeisung bildet, in den Speicher geladen und kann später wieder abgegeben werden. Kann also Ausgleichsenergie geliefert werden, wird diese in den Speicher geladen und später, sofern Ausgleichsenergie bezogen werden muss, von dort wieder entnommen werden.

Aus den Auswertungen des Basismodelles in Kapitel 5 konnte festgestellt werden, dass es nicht sinnvoll ist, alle Ausgleichsenergielieferungen und -bezüge zu kompensieren, da bei geringen Leistungen, vor allem in Hinblick auf die Ausgleichsenergielieferungen, häufig zusätzliche Einnahmen entstehen.

Die Risiken dieses Geschäftsmodell sind zum einen die hohen Investitionskosten, die durch die Einsparungen an Ausgleichsenergie gedeckt werden müssen. Zum Teil fallen für den Speichereinsatz auch hohe Betriebskosten, für Wartungsarbeiten beispielsweise, an.

Außerdem sind die Umwandlungsverluste durch die Speichernutzung zu berücksichtigen, die die Wirtschaftlichkeit negativ beeinflussen. Weitere Faktoren sind die Lebensdauer sowie die Reaktionszeit des Speichers. Je schneller der Speicher reagiert und je höher die Zyklenzahl ist, desto effizienter ist der Speicher. Dies geht allerdings mit höheren Investitionskosten einher.

### ***Modell Direktvermarktung***

Eine weitere Einsatzstrategie des Speichers stellt die Nutzung zum Ausgleich zwischen Last und volatiler Winderzeugung dar. Sobald sich diese nicht die Waage halten, wird die überschüssig erzeugte Energie in den Speicher geladen und zu einem späteren Schwachlastzeitpunkt wieder abgerufen. Dadurch kann die erzeugte Energie optimal genutzt werden, wodurch der Eigenbedarf der Anlagen erhöht wird. Diese Einsatzstrategie wird in Kombination mit der Direktvermarktung modelliert. Dadurch ergeben sich Mehreinnahmen, indem die Energie nicht vom öffentlichen Netz bezogen werden muss, sondern über eine Direktleitung vom Speicher entnommen werden kann. Der Bezug über die Direktleitung wird über günstigere Tarife verrechnet, da Strompreiskomponenten, beispielsweise für die Netzerrichtung oder -instandhaltung, entfallen. Der Windkraftanlagenbetreiber kann die erzeugte Energie zu für ihn/sie günstigeren Konditionen entweder über die Direktleitung sofort an die Kunden oder in den Speicher liefern. Es entstehen somit Einsparungen für Kunden sowie auch für die Anlagenbetreiber. Die genaue Strategie dahinter ist in Kapitel 2.4.1 beschrieben bzw. im allgemeinen Basismodell in Kapitel 5 erläutert.

Die Umwandlungsverluste, die Lebensdauer sowie die Reaktionszeit des Speichers sind neben den hohen Investitionskosten auch in diesem Modell mögliche Risiken, die in der Planung in Betracht gezogen werden müssen.

## 6.2 Demand Side Management

Demand Side Management bezeichnet die Steuerung verbraucherseitiger Lasten und beschreibt damit die Möglichkeit Dritter, beispielsweise des Energieversorgers, auf den Energiekonsum der Endverbraucher Einfluss zu nehmen, um die verfügbaren Energiemengen bzw. die Zeitpunkte des Konsums steuern zu können (Jochem, k.A.).

Durch den gezielten Einsatz von DSM können zusätzliche Erlöse erwirtschaftet und Energiekosten gesenkt werden. Die Höhe dieser Erlöse ist von der verschiebbaren Stromlast, deren Regelbarkeit (stufenlos und schnell), deren Planbarkeit und Zuverlässigkeit (vorhersehbarer Strombedarf), von der Zyklenhäufigkeit, von den Prozessrisiken und von der Ansteuerbarkeit der Prozesse bzw. Anlagen abhängig.

Für das Demand Side Management gibt es wiederum unterschiedliche Einsatzmöglichkeiten in Systemen mit flexiblen Erzeugern wie Windkraftanlagen. Für die Windregion im Burgenland sind die Kombination mit dem aktuellen Geschäftsmodell zur Ausgleichsenergiekompensation sowie die Vermarktung über eine Direktleitung zur Eigenbedarfsoptimierung interessant.

Wie bereits in Kapitel 0 beschrieben, wird DSM auch als Lastmanagement bezeichnet. Durch das gezielte Verschieben von Lasten von Zeitpunkten, an denen mehr Energie benötigt wird (bei Ausgleichsenergiebezug oder wenn die Last größer als die tatsächliche Einspeisung ist) hin zu Zeitpunkten, an denen mehr Last benötigt wird (bei Ausgleichsenergielieferung oder wenn die Last kleiner als die tatsächliche Erzeugung ist), können zusätzliche Einnahmen erwirtschaftet werden. Die wirtschaftlichen Vorteile der Einsatzstrategien kommen durch die Kostensenkung sowie Mehreinnahmen durch Ausgleichsenergiekompensation bzw. Eigenbedarfsoptimierung zustande.

Risiken dieses Geschäftsfeld betreffend sind die niedrige Datenqualität zur Beurteilung von Prozessen, mangelnde Anreize für DSM für Kunden als auch Energieversorger, die begrenzte technische Flexibilität der Anlagen und Prozessabläufe sowie der Konflikt zwischen Energieeffizienz und Flexibilität (je flexibler die Prozesse ablaufen, desto mehr Effizienz geht durch den Einsatz von DSM verloren). Grundvoraussetzung für den Einsatz von DSM ist die Möglichkeit, Lastverschiebungen überhaupt durchführen zu können. Um dies beurteilen zu können, wurde das Lastverschiebungspotenzial für Österreich anhand der Loadshift-Studie nach (Kollmann et al., 2015) untersucht.

Lastverschiebungen sind grundsätzlich in allen Verbrauchersektoren möglich. Die größten Potentiale zur Laststeuerung sind jedoch in der Industrie sowie im Gewerbe zu finden. Für das Burgenland sind hierzu folgende Industrie- bzw. Gewerbebezweige besonders hervorzuheben:

- Stahlindustrie
- Nahrungs- und Genussmittelindustrie

- Chemieindustrie
- Bekleidungs- und Textilindustrie
- Holz- und Sägeindustrie
- Maschinen- und Metallindustrie

Die Loadshift-Studie untersucht die in Tabelle 7 beschriebenen Sektoren auf Lastverschiebungspotenziale in Österreich. Grundsätzlich kann man von 20 bis 50 % aller elektrischen Anwendungen als DSM-Potential ausgehen. Zentrale Erkenntnis der Studie ist, dass Unternehmen in der Zement-, Chemie-, Stahl- und Papierindustrie die höchsten Lastverschiebungspotenziale aufweisen. Die Kostenkurve aus Abbildung 25 stellt die Kosten der in der Studie erhobenen Potenziale für Lastverschiebungen dar. Die Zementindustrie erweist sich dabei als der kostengünstigste Sektor mit unter 100 €/MWh (Kollmann et al., 2015).

Tabelle 7: Potenzialabschätzung für Lastverschiebungspotenziale in Österreich (Kollmann et al., 2015)

Sektor	Potenzialabschätzung für Österreich
<b>Chemie und Petrochemie</b>	64 MW
<b>Papier und Druck</b>	148 MW
<b>Eisen- und Stahlerzeugung</b>	126 MW
<b>Nichteisen-Metalle</b>	26 MW
<b>Steine und Erden, Glas</b>	18 MW
<b>SUMME</b>	<b>382 MW</b>

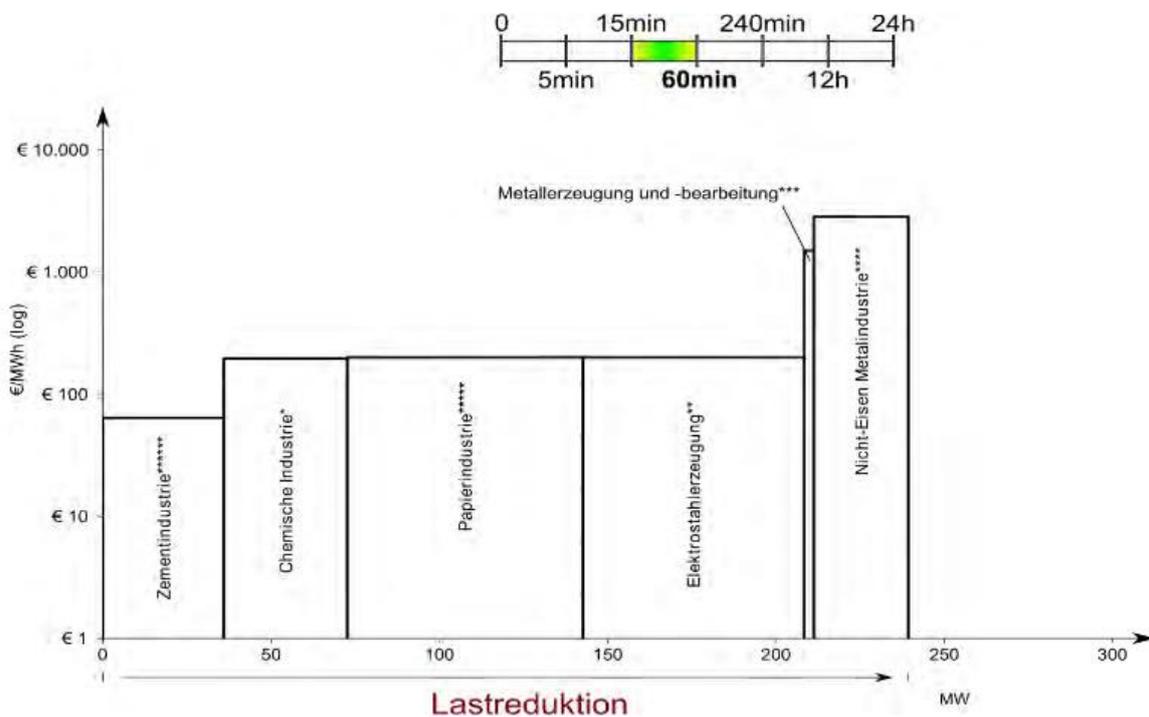


Abbildung 25: Kostenkurve der unterschiedlichen Sektoren in der Industrie (Kollmann et al., 2015)

DSM ist auch im Bereich Haushalt möglich, allerdings sind die Verbräuche bzw. Lasten hier stark tages- und jahreszeitlichen Schwankungen ausgesetzt. Außerdem müssen die Lasten gebündelt werden, um für die Windenergie relevante Größenordnungen zu erreichen. DSM-Maßnahmen werden in den Flexibilitätsmodellen daher für einen allgemeinen Industriebetrieb betrachtet.

### ***Modell Strommarkt***

Der Einsatz von Lastmanagement zur Ausgleichsenergiekompensation erfolgt durch die Verschiebung einer Last von Zeitpunkten, an denen Ausgleichsenergie bezogen werden müsste hin zu Zeitpunkten, an denen zu viel Ausgleichsenergie vorhanden ist und diese ansonsten in das öffentliche Netz geliefert werden müsste. Daraus resultiert, dass der Ausgleichsenergiebedarf grundsätzlich minimiert wird und dies gesamtheitlich betrachtet auch Einsparungen zur Folge hat.

### ***Modell Direktvermarktung***

Die Idee des Geschäftsfeldes Eigenbedarfsdeckung ist die teilweise Vermarktung der Erzeugung über eine Direktleitung. Dabei wird ein Teil der bisher konventionellen Stromlieferung durch die Energie aus den Windkraftanlagen übernommen. So wird sichergestellt, dass die erzeugte Energie direkt vom Kunden genutzt und somit der Eigenbedarf möglichst gut gedeckt wird.

Im Zusammenhang mit dem Demand Side Management wird sichergestellt, dass der Verbrauch der Erzeugung möglichst gut nachgeführt ist. Das bedeutet, dass zu Zeitpunkten, an denen eine hohe Windeinspeisung erfolgt, umso mehr Last vorhanden sein muss, um einen Ausgleich sicher zu stellen. Daher wird Last von Zeitpunkten mit geringer Einspeisung zu Zeitpunkten mit hoher Einspeisung verschoben. Somit ergeben sich Vorteile sowohl für den Anlagenbetreiber als auch für die Kunden. Anlagenbetreiber müssen bei hoher Windkrafteinspeisung weniger Energie ins Netz liefern während Kunden bei hoher Last weniger Energie aus dem Netz beziehen müssen. Durch den Einsatz der Direktleitung wird zusätzlich der Eigenbedarf optimiert, wodurch sich wiederum günstigere Konditionen bzw. finanzielle Vorteile für beide Parteien ergeben.

Ein finanzielles Risiko stellen die Errichtung und der Betrieb der Direktleitung dar, die durch die Mehreinnahmen aus der Vermarktungsstrategie gedeckt werden müssen.

## 6.3 Power to Heat (P2H)

Dieses Geschäftsmodell beschreibt die Umwandlung von Strom in Wärmeenergie, wobei die Umwandlung über unterschiedliche Technologien erfolgen kann. Die Marktmodelle für dessen Einsatz können dabei ebenfalls variieren.

Die Flexibilisierung des Stromsystems ist dahingehend möglich, da Wärme einfacher und ohne große regelungstechnische Totzeiten zu speichern ist. P2H-Anlagen sind meist stufenlos regelbar und für häufiges Abregeln ausgelegt, sodass die Abschaltdauer kein einschränkendes Kriterium ist. Voraussetzung dafür ist eine kontinuierliche Wärmeabnahme. Außerdem kann eine P2H-Anlage unabhängig von der Windkraftanlage als eigene technische Einheit mit Bezug von Strom aus dem öffentlichen Netz ins System integriert werden (NEXT, 2014).

### 6.3.1 Potenzialanalyse für P2H

#### ***Wärme- und Kältebedarf in Österreich***

Für die Untersuchungen vom Bedarf an Power to Heat-Anlagen im Zuge des Projektes „Windvermarktung“ ist vor allem der Wärmebedarf des produzierenden Sektors im Burgenland von Bedeutung. Der Endbericht zur Studie „Bewertung des Potenzials für den Einsatz der hocheffizienten KWK und effizienten Fernwärme- und Fernkälteversorgung“ der TU Wien und Ecofys zeigt diese Bedarfe für gesamt Österreich im Jahr 2012, siehe Abbildung 26. Diese zeigt die Aufteilung in Sektoren, wie sie in der Energiebilanz unterschieden werden. Daraus kann abgeleitet werden, dass die Papier- und Pappeherstellung inklusive Druck mit 11 TWh/a den höchsten Bedarf an thermischer Energie abverlangt. Dahinter liegen die Eisen- und Stahlerzeugung, Steine, Erden und Glas sowie die chemische Industrie. In den Bereichen Prozesskälte und Klimakälte liegen die Sektoren Nahrungs- und Genussmittel, Tabak sowie Maschinenbau voran (Büchele et al., 2015).

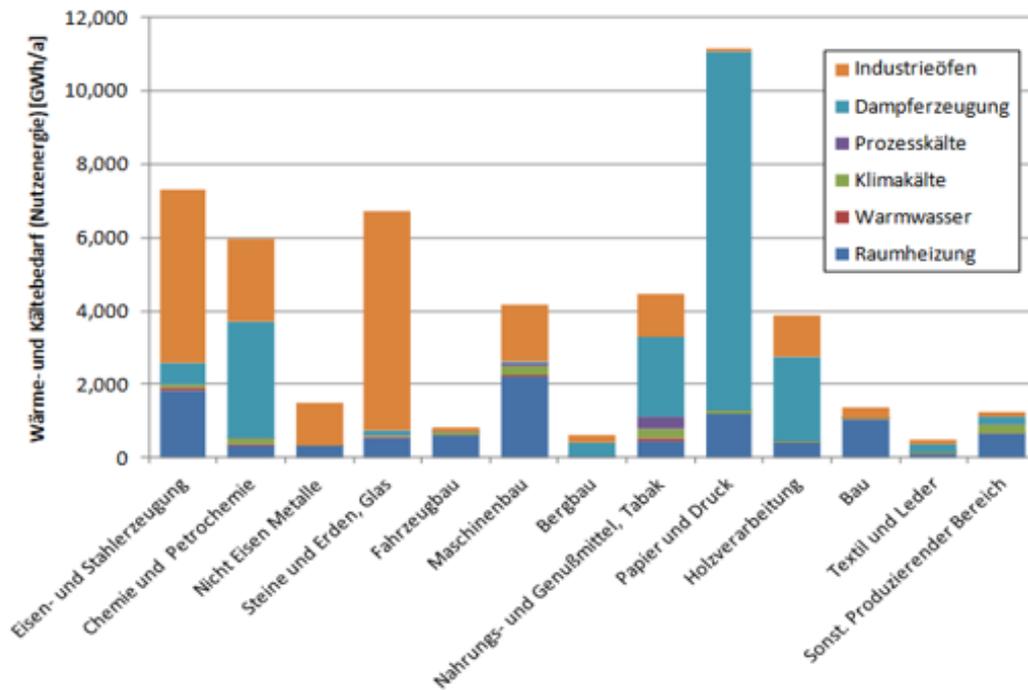


Abbildung 26: Wärme- und Kältebedarf des produzierenden Sektors in Österreich (Quelle: Büchele et al., 2015)

Eine Aufteilung des bestehenden Wärmebedarfs auf unterschiedliche Temperaturniveaus zeigen Abbildung 27 und Abbildung 28. Es zeigt sich, dass etwa 65 % des gesamten industriellen Wärmebedarfs bei Temperaturen zwischen 20 und 500 °C anliegen. Mit 26 % fällt der größte Anteil zwischen 100 und 500 °C an. Herkömmliche Wärmepumpen werden mit Heizwasser-Vorlauftemperaturen bis etwa 50 °C betrieben und verlieren bei höheren Temperaturen deutlich an Effizienz. Werden Hochtemperatur-Wärmepumpen zum Einsatz gebracht, können die Vorlauftemperaturen auf 70 oder 80 °C angehoben werden (k.A., 2016). Je höher die Differenz zwischen der Temperatur von Wärmequelle und Vorlauf für das Heizwasser ist, desto höher sind auch die Verluste bzw. desto geringer ist die Leistungszahl. Grob gesagt kann davon ausgegangen werden, dass je Grad an Temperaturhub etwa 3 % mehr elektrische Energie benötigt wird (Vektorraum, 2010).

Für den Einsatz einer Großwärmepumpe beispielsweise sind daher vor allem die Temperaturbereiche von unter 10 °C bis zur Raum- und Warmwasserwärme (RW+WW) interessant, die insgesamt 21 % des gesamten Wärmebedarfes ausmachen, siehe Abbildung 27.

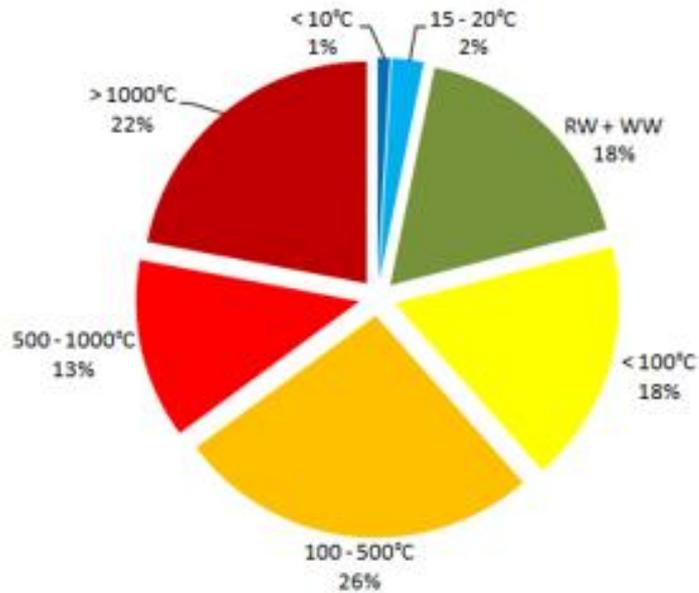


Abbildung 27: Aufteilung des österreichischen Wärmebedarfs im produzierenden Sektor auf unterschiedliche Temperaturniveaus (Quelle: Büchele et al., 2015)

Die Aufteilung in die einzelnen Sektoren zeigt, dass hierfür vor allem die Sektoren Fahrzeug- und Maschinenbau relevant sind. Kommt der Einsatz von Hochtemperatur-Wärmepumpen in Frage, so ist der Temperaturbereich unter 100 °C ebenfalls relevant. Damit fallen auch große Teile der Sektoren „Textil und Leder“, „Holzverarbeitung“ „Nahrungs- und Genussmittel, Tabak“ sowie „Papier und Druck“ ins Gewicht.

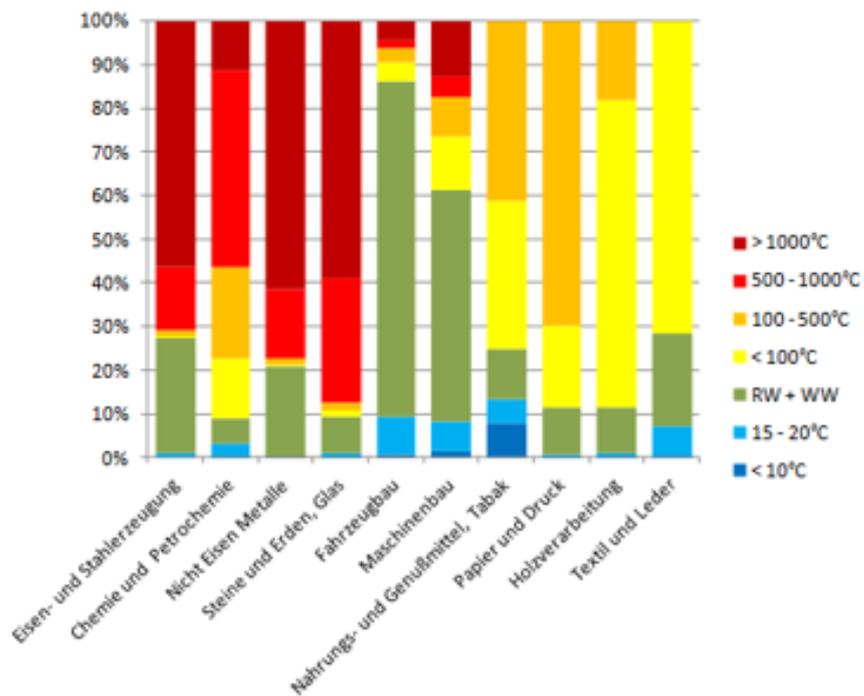


Abbildung 28: Aufteilung des österreichischen Wärmebedarfs im produzierenden Sektor auf unterschiedliche Temperaturniveaus (Quelle: Büchele et al., 2015)

### **Potenzial für Umgebungswärme in Österreich**

Aus der Studie „GEO-Pot“ (Ostermann et al., 2010) geht hervor, dass mit Ausnahme der Stadtkerne ein Großteil der Siedlungsgebiete ein thermisches Überangebot aufweisen. Neben dezentralen Wärmepumpen gelten im urbanen Bereich auch Wärmequellen in Kombination mit Großwärmepumpen als vielversprechendes Einsatzgebiet für effiziente Wärmeversorgung, wobei Oberflächen-, Grund- und Abwasser, Tunnelbauten sowie der Rücklauf aus Fernwärmenetzen als Wärmequellen gelten. Dafür werden die Großwärmepumpen für eine kombinierte Wärme- und Kältebereitstellung ausgelegt. Eine Studie von Ochsner et al., 2013 hat ein theoretisches Potential zur Wärmebedarfsdeckung von 0,4 bis 0,6 Mio. Wohneinheiten in Österreich durch die Nutzung von Abwässern nach Kläranlagen ergeben. Dabei wurde eine bivalente Betriebsweise vorausgesetzt, das heißt, die Großwärmepumpe wurde auf ein Drittel bzw. auf die Hälfte der maximalen Wärmeleistung plus Spitzenlastkessel ausgelegt. Ostermann et al., 2010 weist eine Studie zur Eignung von Tunnelbauten zur geothermischen Nutzung auf, wobei sich 22 von 44 der bewerteten Projekte als geeignete Wärmequellen erwiesen.

Zusammengefasst wird von einem hohen Potenzial zum Einsatz von unterschiedlichen Wärmequellen in Kombination mit Wärmepumpen ausgegangen. Beachtet werden muss dabei der Effekt des Wärmepumpeneinsatzes auf den Stromsektor und die damit verbundenen möglichen Strompreisanstiege und elektrische Spitzenlasterhöhungen (Büchele et al., 2015). Darauf aufbauend kann eine Modellierung als durchaus sinnvoll betrachtet werden. Die Umsetzung von P2H als Systemflexibilität wird folglich wiederum mit den Vermarktungsstrategien zur Ausgleichsenergiekompensation sowie zur Eigenbedarfsoptimierung beschrieben.

#### **6.3.2 Umsetzung als Modell**

Wie bereits erwähnt, beschreibt Power to Heat die Umwandlung von Strom in Wärmeenergie, wobei die Umwandlung über unterschiedliche Technologien erfolgen kann. In dieser Arbeit wird die Modellierung, aufgrund ihrer effizienten und umweltfreundlichen Betriebsweise, mit einer Großwärmepumpe umgesetzt.

Es werden zwei verschiedene Ausführungsmöglichkeiten betrachtet, einmal mit und einmal ohne Wärmespeicher. Der Speicher ermöglicht es, die umgewandelte Wärme zusätzlich zwischen zu speichern. Die Umwandlung in Wärme bzw. auch die Speicherung der Wärme führen einerseits zu einer Reduktion der Ausgleichsenergiebezüge und -lieferungen und andererseits zur Eigenbedarfsoptimierung durch Anpassung der Erzeugung an die Last.

Um die Wirtschaftlichkeit einer P2H-Anlage bewerten zu können, wird der Wärmepreis der ursprünglichen, konventionellen Quelle mit dem Preis verglichen, zu dem die P2H-Anlage

thermische Energie bereitstellen kann. Letzterer umfasst den Strombeschaffungspreis inklusive Netzgebühren und Steuern, die Umwandlungswirkungsgrade, anteilige Anschaffungskosten sowie anfallende Betriebskosten. Wichtig für die wirtschaftliche Beurteilung ist außerdem die Unterscheidung zwischen der Versorgung vor Ort und der Versorgung über das öffentliche Netz. Zusätzliche Einnahmen ergeben sich außerdem über den Verkauf von überschüssigem Strom. Modelliert wurde die Flexibilität wiederum in Kombination mit dem Strommarkt-Modell zur Ausgleichsenergiekompensation und dem Modell zur Eigenbedarfsoptimierung.

Mögliche Risiken von P2H sind einerseits die Investitionskosten der Großwärmepumpe. Außerdem ist bei der Umwandlung von Strom in Wärme mit hohen Verlusten zu rechnen, die ansonsten, durch den Einsatz anderer Flexibilitäten, nicht zu tragen sind. Einhergehen damit laufende Betriebs- und Wartungskosten.

### ***Modell Strommarkt***

Im Modell zur Kompensation von Ausgleichsenergie wird Strom in Wärme umgewandelt sobald eine Ausgleichsenergielieferung auftritt, das heißt, wenn mehr Energie erzeugt als tatsächlich gehandelt wurde. Diese Ausgleichsenergie wird dann, je nachdem ob ein Wärmespeicher eingesetzt wird, zwischengespeichert oder direkt umgesetzt, sofern die Last groß genug ist. Die Mehreinnahmen aus diesem Modell ergeben sich durch einerseits die Reduktion der Ausgleichsenergie und andererseits durch den Wärmeverkauf des umgewandelten Stromes.

### ***Modell Direktvermarktung***

Die Direktvermarktung zur Eigenbedarfsoptimierung stellt die zweite Variante zur P2H-Nutzung dar. Dabei wird nicht die auftretende Ausgleichsenergie, sondern die Differenzen zwischen Last und Erzeugung in Wärme umgewandelt und gegebenenfalls gespeichert, sofern ein Speicher eingesetzt wird. Die Direktleitung kann wiederum dazu genutzt werden, den benötigten Strom direkt an die Kunden zu liefern, wodurch der Eigenbedarf erhöht und die Kosten minimiert werden. Zur wirtschaftlichen Bewertung sind für diesen Fall die Stromgestehungskosten inklusive Umwandlungswirkungsgrad mit den Wärmegestehungskosten einer alternativen Wärmequelle zu vergleichen. Den Endkunden kann daher ein dementsprechend günstiger Tarif angeboten werden. Ergibt sich aus dem Vergleich ein positiver Deckungsbeitrag unter Berücksichtigung der auftretenden Betriebskosten und einmaligen Investitionskosten für die Direktleitung, ist die P2H-Anlage wirtschaftlich.

## 6.4 Power to Cold (P2C) - Potenzialanalyse

Ähnlich wie bei Power to Heat, wo Strom in Wärmeenergie umgewandelt wird, wird Strom bei Power to Cold in Kälte umgewandelt. Hierfür gibt es wiederum unterschiedliche Anwendungsmöglichkeiten und Technologien. Eine Möglichkeit bietet die Bereitstellung von Kälte für die Industrie. Dies ist vor allem für jene Sektoren, die Kälte für die Lagerung ihrer hergestellten Produkte benötigen, beispielsweise die Pharma- oder Lebensmittelindustrie, bzw. die Sektoren, die für die Herstellung ihrer Produkte Prozesskälte benötigen, spannend. Im Lebensmittelhandel z.B., beträgt der Energieverbrauch für Kältetechnik rund 45 %.

Die Umsetzung dieses Konzepts ist allerdings sehr komplex. Mit der Evaluierung geeigneter Unternehmen mit dementsprechendem Kältebedarf ist ein hoher Datenaufwand verbunden. Außerdem stellt sich die Frage, ob sich der Kältebedarf zyklisch wiederholt und damit vorhersehbar ist, oder ob es auch stochastische Parameter zu berücksichtigen gibt und mit Abweichungen zu rechnen ist.

Das technische Potenzial für effiziente Kälteversorgung kann wiederum der Studie zur „Bewertung des Potenzials für den Einsatz der hocheffizienten KWK und effizienter Fernwärme- und Fernkälteversorgung“ der TU Wien entnommen werden. Diese referenziert sich auf einen resultierenden Endenergieeinsatz für Klimatisierungszwecke in Österreich von etwa 500 GWh für 2012 und bildet ihn auf das Jahr 2025 ab, wobei eine Steigerung auf 858 GWh zu erwarten ist. Bei einer durchschnittlichen Leistungszahl von 3 für die Klimatisierungsgeräte, ergibt sich ein Nutzenergiebedarf von 2,6 TWh, der im Jahr 2025 zu decken ist. Analysiert wurde hierbei das technische Potential für Absorptionskältemaschinen für Gebäude mit hohen Kühllasten und Volllaststunden im Bereich von 1000 h/a. Hierbei wird in Gebäudekategorien wie Handel, Hotellerie, öffentliche Gebäude und Büros unterschieden, wofür der Kühlenergieanteil, der in großen Gebäuden vorliegt, herangezogen und davon ein pauschaler Anteil von 80 % als für Absorptionskälte geeignet eingestuft wird. Die folgende Tabelle 8 zeigt die Anteile der jeweiligen Gebäudekategorien.

Tabelle 8: Einteilung des technischen Potenzials zur Kälteversorgung nach Gebäudekategorien (Datenquelle: Büchele et al., 2015)

<b>Gebäudekategorie</b>	<b>Höhe des technischen Potenzials zur Kälteversorgung</b>
<b><i>Handel</i></b>	37 %
<b><i>Hotellerie</i></b>	38 %
<b><i>Öffentliche Gebäude</i></b>	32 %
<b><i>Bürogebäude</i></b>	56 %

Abbildung 29 stellt den Kühlenergiebedarf für Gebäude im Jahr 2025 sowie den Anteil, der für Absorptionskälte genutzt werden kann, dar. Aus dem österreichweiten Kühlenergiebedarf von 2,6 TWh ergibt sich ein Potenzial für Absorptionskälte von rund 0,3 TWh. Das Burgenland hat eine ähnliche Einwohnerzahl wie die Stadt Graz, wodurch Graz hier auch als Vergleich dienen kann. Dementsprechend beträgt der Anteil des Kühlenergiebedarfes, der für Absorptionskälte genutzt werden kann, rund 18 % (Büchele et al., 2015). Dieser Anteil ist sehr gering und wird, nach Rücksprache mit den Projektpartnern, zur näheren Betrachtung nicht als Modell abgebildet.

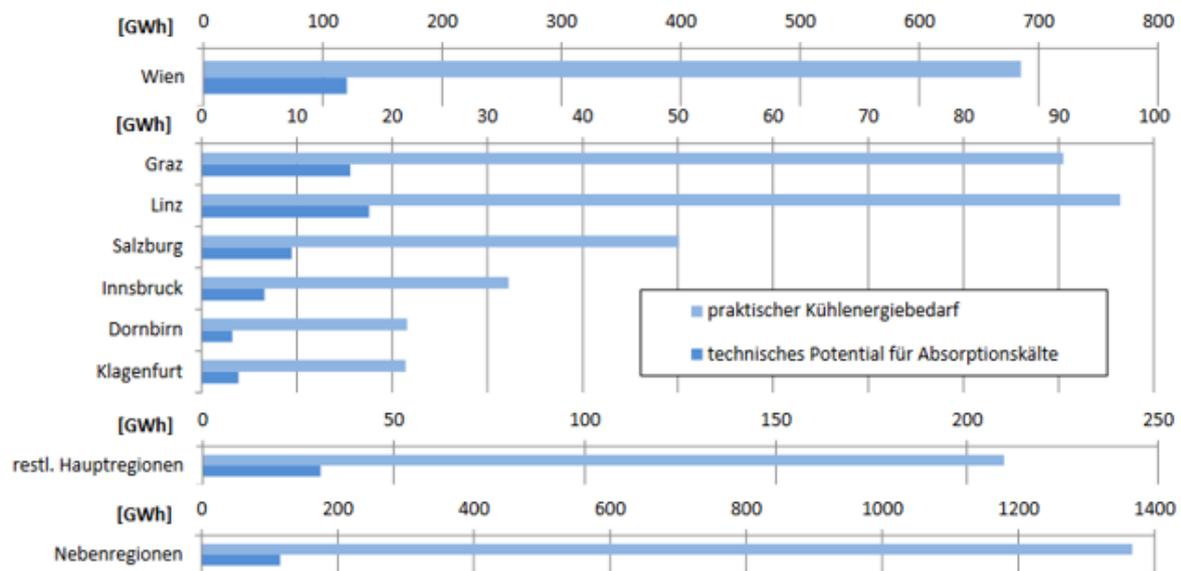


Abbildung 29: Kühlenergiebedarf zur Gebäudekühlung und technisches Potenzial für Absorptionskälte (Quelle: Büchele et al., 2015)

## 6.5 Biomasse als Kompensationstechnologie - Potenzialanalyse

Mit der zunehmenden Einspeisung von Strom aus regenerativen Quellen wie beispielsweise Windenergie wachsen die Residuallastschwankungen in Österreich. Laut der Studie „Flexible Biogasanlagen ersetzen Kohlekraftwerke“ des Fraunhofer Institut Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), können Biogas bzw. Biomasse einen wesentlichen Beitrag zum Ausgleich dieser Schwankungen leisten. Die Studie geht von Schwankungen von 50 bis 80 Millionen MWh pro Jahr aus, wovon rund 50 Millionen MWh durch flexible Biomasse- und Biogasanlagen bereitgestellt werden könnten. Durch die erfolgte Einführung der Direktvermarktung im Energieeffizienzgesetz (EEG) 2012, stehen bereits 800 MW von insgesamt 3.400 MW installierter elektrischer Leistung zur Bereitstellung von Regelleistung aus Bioenergie zur Verfügung. Laut Studie, könnten die bestehenden Biomasseanlagen bei entsprechendem Überbau bereits 27.000 MW und somit ein Drittel des gesamten Bedarfes von 80.000 MW zur Deckung der Residuallastschwankungen bereitstellen. Damit könnte die aus konventionellen Kraftwerken bereitgestellte Energie um knapp ein Viertel reduziert werden.

Zur Analyse des technischen Potenzials für Biomasse wurden einerseits wiederum die Studie der TU Wien nach (Büchle et al., 2015) und andererseits das Projekt Regio Energy (Stanzer et al., 2010) herangezogen. Dabei wird der gesamte Holzeinschlag entsprechend der Forstinventur in ganz Österreich betrachtet. Nach Abfallwirtschaftsgesetz muss jeder aus Holz gefertigte Rohstoff vor der Deponierung einer Behandlung als Abfall unterzogen werden.

Im Projekt Regio Energy wurde das Biomassepotenzial im sogenannten „midi Szenario“ für das Jahr 2020 bestimmt. Es ergibt sich ein Potenzial von rund 31 TWh an Brennstoffenergie aus Biomasse für gesamt Österreich, siehe Abbildung 30. Betrachtet man hieraus das Burgenland, kann erkannt werden, dass das Potenzial im Vergleich zu den Nachbarbundesländern sehr gering ist und größtenteils unter 200 GWh pro Jahr und Bezirk liegt. Die Landwirtschaftskammer Kärnten hat dazu einen Vergleich des Abfallaufkommens mit dem Energieholzverbrauch in Österreich angeführt, siehe Abbildung 31. Diese zeigt, dass der Bedarf energetischer Verwertung bei 11,94 Mio. Tonnen pro Jahr betragen. Im Vergleich dazu stehen die als Abfall behandelten Holzabfälle, die rund 7 % des zu deckenden Bedarfes ausmachen. Abbildung 32 zeigt zusätzlich das theoretische Potenzial an Holzabfällen ohne Verpackungsmaterialien aus Gewerbe und Industrie 2012, die nicht verunreinigt oder chemisch behandelt wurden. Diese Darstellung zeigt, dass das theoretisch nutzbare Potenzial nur 0,7 Mio. Tonnen, das heißt 5,8 % des gesamten Bedarfes, beträgt (Mayer, 2014).

Zusätzlich sei noch anzumerken, dass die Leistungsbereitstellung von Biomasseanlagen im Normalfall mit hohen Kosten verbunden ist. Eine kostenminimale Bereitstellung von zusätzlich benötigter Leistung zur Spitzenlastregelung ist daher problematisch (Lehnhof, 2010). Aus diesen Gründen erscheint dieses Geschäftsmodell für den Energieversorger als nicht wirtschaftlich und wird deshalb nicht näher untersucht.

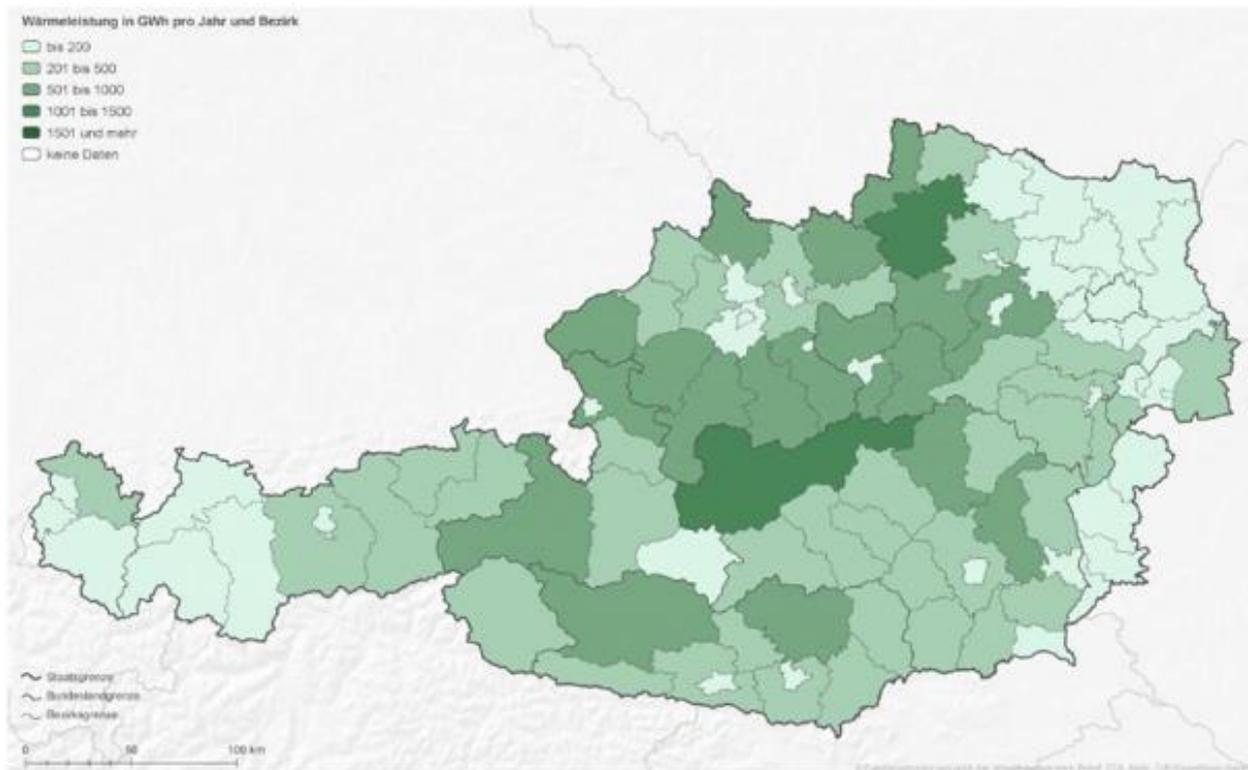


Abbildung 30: Biomassepotenzial aus Holzeinschlag in Österreich (Quelle: Regio Energy, Stanzer et al.,2010)

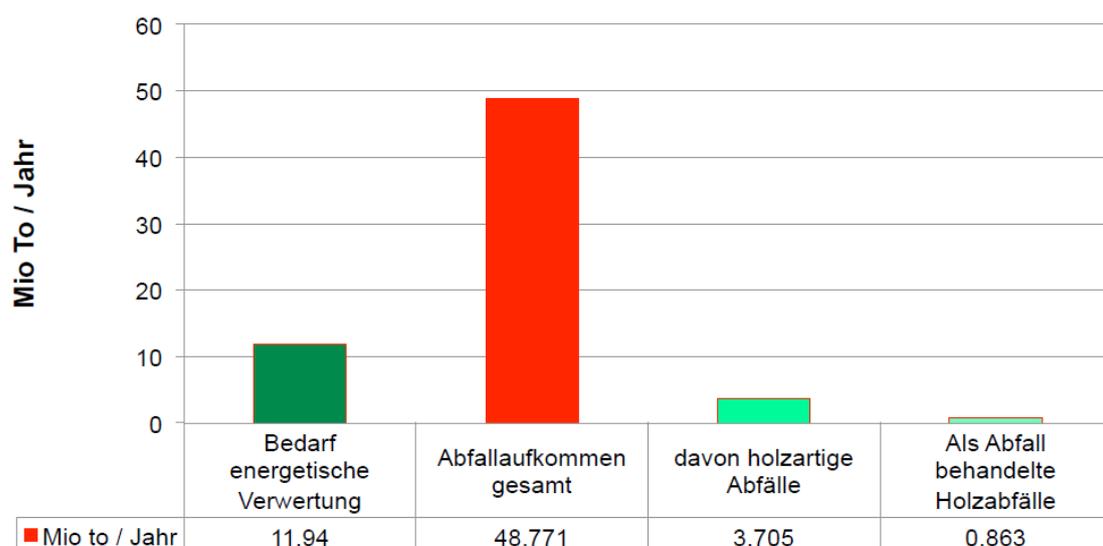


Abbildung 31: Vergleich Abfallaufkommen und Energieholzverbrauch in Österreich 2012 (Quelle: Mayer, 2014)

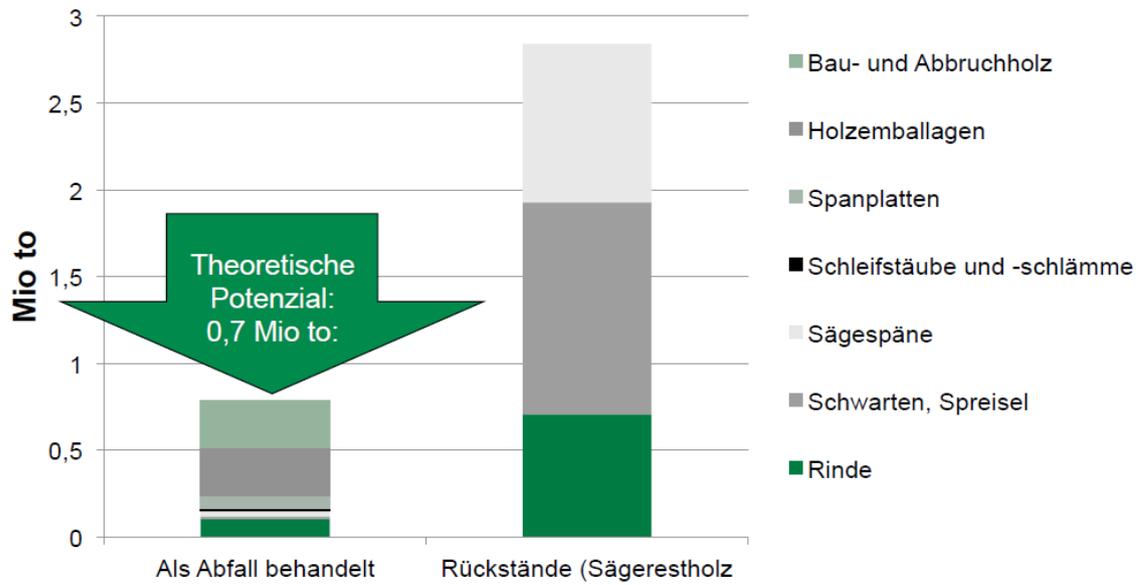


Abbildung 32: Theoretisches Potenzial an Holzabfällen (Quelle: Mayer, 2014)

## 7. Analyse der modellierten Geschäftsmodelle

### 7.1 Speichermodelle

Wie bereits in Kapitel beschrieben, dienen Stromspeicher zur Aufnahme überschüssiger Energie und deren erneuter Abgabe zu einem späteren Zeitpunkt. Die Ergebnisse aus der Kombination mit den Vermarktungsstrategien „Strommarkt“ und „Direktverkauf“ werden folglich beschrieben und abgebildet.

#### **Modell Strommarkt**

Das Modell Strommarkt dient dazu, die Ausgleichsenergie, die durch die Differenzen der unterschiedlichen gehandelten Energiemengen an den Strommärkten (Intraday, Day-Ahead) zur tatsächlichen Erzeugung entstanden sind, zu minimieren.

Ausgewertet wurden dafür die Maxima und Minima der erwirtschafteten Kosten bzw. Erlöse, siehe Tabelle 9, sowie Darstellungen in 3D-Diagrammen für unterschiedliche Speicherkapazitäten und Leistungsgrenzen. Die Parameter wurden dabei durch eine Sensitivitätsanalyse zueinander verändert.

Die höchsten Erlöse treten bei einer Speicherkapazität von 50 MWh auf. Die maximale positive Leistungsgrenze liegt dabei bei 50 MW bzw. 100 MW, die negative bei -50 bzw. -100 MW. Die Einschaltgrenzen liegen jeweils bei -1 MW und 2 MW.

Die maximalen Kosten treten bei einer Kapazität von 5 MWh, bei Leistungsgrenze von  $\pm 10$  MW und bei den Speichereinschaltgrenzen von -3 MW bzw. 2 MW auf.

Tabelle 9: Maximale sowie minimale erwirtschaftete Kosten bzw. Erlöse durch den Einsatz des Speichers

<b>Maximum</b>						
Kosten/Erlöse [€]	Auftrittshäufigkeit	Kapazität [MWh]	Grenze_negAE	Grenze_posAE	Pmax_pos	Pmax_neg
43305,0153	2	50	-1	2	50	-50
		50	-1	2	100	-100
<b>Minimum</b>						
Kosten/Erlöse [€]	Auftrittshäufigkeit	Kapazität [MWh]	Grenze_negAE	Grenze_posAE	Pmax_pos	Pmax_neg
-3782,8561	1	5	-3	2	10	-10

Das folgende 3D-Diagramm in Abbildung 33 repräsentieren die Kosten bzw. Erlöse durch den Einsatz eines Speichers mit der Kapazität von 0,5 MWh mit einer maximalen Leistungsgrenze ( $P_{max}$ ) von 1 MW sowie unterschiedlichen Speichereinschaltgrenzen ( $Grenze_{negAE}$ ,  $Grenze_{posAE}$ ). Aus der Abbildung wird ersichtlich, dass durch den Speichereinsatz nicht zwingend Ersparnisse, sondern auch zusätzliche Kosten auftreten. Dies lässt sich anhand der Ausgleichsenergielieferungen erklären, die nicht nur Kosten, sondern auch Einsparungen mit

sich bringen können. Wählt man die Einschaltgrenze des Speichers niedrig, wird zur Kompensation von Ausgleichenergielieferung teilweise Energie in den Speicher geladen, die ohne Speicher eigentlich Einnahmen erzielen würde. Durch die Speicherung werden diese Einnahmen aber reduziert, wodurch die Kosten in die Höhe getrieben werden. Der Speicher hat daher große, nicht nur positive Auswirkungen auf die Ausgleichenergielieferungen. Setzt man die Einschaltgrenzen höher an, steigen auch die Einnahmen. Auf die Ausgleichenergiebezüge bzw. die Kosten/Einnahmen derer Kompensation hat die Wahl der Grenzen kaum Auswirkungen.

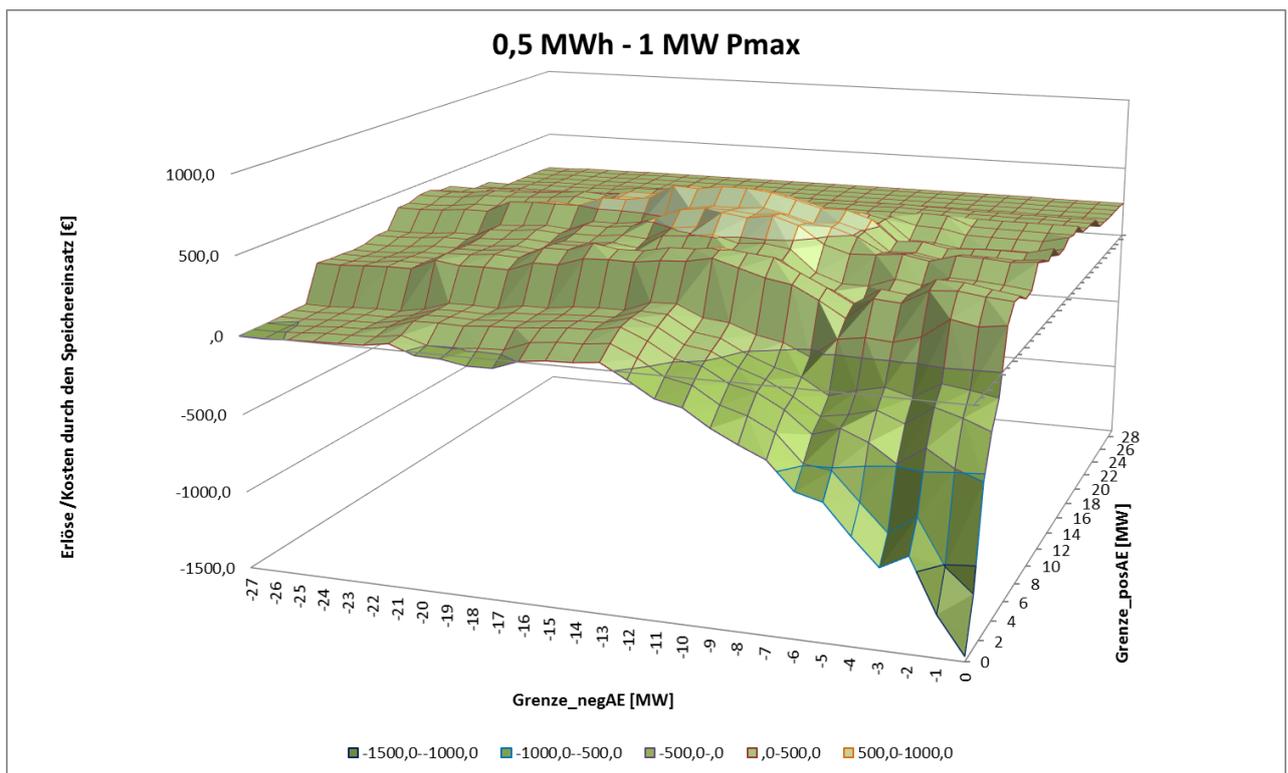


Abbildung 33: Kosten/Erlöse durch den Speichereinsatz bei einer Kapazität von 0,5 MWh und einer maximalen Leistung von 1 MW

Vergleichsweise ist folglich das 3D-Diagramme für die Speicherkapazität von 50 MWh Abbildung 34 mit einer Leistungsgrenze von 100 MW angeführt. Die restlichen ausgewerteten Diagramme sind Anhang A zu entnehmen.

Durch den Einsatz des 50-MWh-Speichers treten keine Kosten auf. Die maximalen Erlöse belaufen sich auf rund 43.300 € und treten bei einer Leistungsgrenze von 50 MW sowie 100 MW auf.

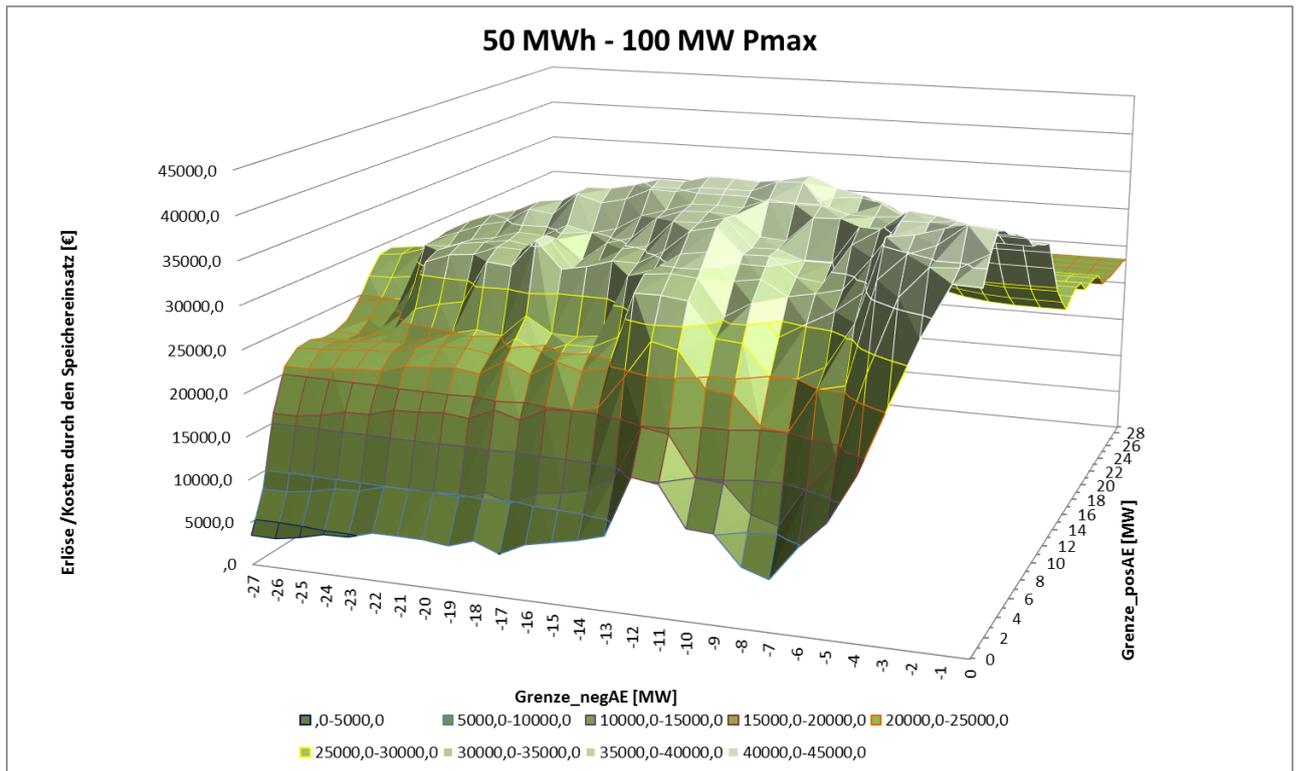


Abbildung 34: Kosten/Erlöse durch den Speichereinsatz bei einer Kapazität von 50 MWh und einer maximalen Leistung von 100 MW

### **Modell Direktvermarktung**

Im Modell Direktvermarktung wird darauf abgezielt, den Eigenbedarf der Windkraftanlagen durch die Lieferung über eine Direktleitung zu optimieren. Der zusätzliche Einsatz eines Batteriespeichers kann diesen Effekt verstärken. Um einen Vergleich anstellen zu können, werden die Kosten und Erlöse durch den Speichereinsatz dem Modell ohne Speichereinsatz aber inklusive der Lieferung über eine Direktleitung entgegengesetzt. Die Einsparungen der Geschäftsmodelle ergeben sich aus dem Vergleich mit den Basismodellen, das heißt, den Modellen ohne Einsatz einer Flexibilität.

Sowie schon im Modell Strommarkt, werden auch hier die maximalen Einsparungen, die aus dem Speichereinsatz resultieren, berechnet. Die Analyse erfolgt hierbei jeweils für Kunden und Windkraftanlagenbetreiber, siehe Tabelle 10. Daraus ist zu erkennen, dass die Einsparungen, im Vergleich zum Basismodell, für die Windkraftanlagenbetreiber mit dem Einsatz des Speichers durchgehend höher als die Einsparungen allein durch die Direktleitung sind. Die Einsparungen für die Kunden sind geringfügig geringer. Die durchschnittlichen Kosten, die durch den Speichereinsatz entstehen liegen bei rund 106 €.

Anhand einer Sensitivitätsanalyse wurden hierfür wiederum Anlagengröße, Speichergröße und Leistungsgrenzen variiert.

Die maximalen Einsparungen für die Windkraftanlagen-Betreiber mit Speichereinsatz betragen rund 115.900 € und treten bei der Betrachtung der gesamten Windregion, sprich einer Anlagenleistung von 149 MW, auf.

Tabelle 10: Maximale sowie minimale erwirtschaftete Kosten bzw. Erlöse durch den Einsatz von Speicher und Direktleitung

<b>Maximale Einsparungen für den Windanlagen-Betreiber</b>							
	Maximum gesamt	149 MW Anlage	100 MW Anlage	50 MW Anlage	10 MW Anlage	6 MW Anlage	1 MW Anlage
mit Speicher	€ 115.873,28	€ 115.873,28	€ 114.398,71	€ 110.654,94	€ 94.936,02	€ 87.013,92	€ 50.110,31
rein DL	€ 115.022,49	€ 115.022,49	€ 113.461,32	€ 109.511,87	€ 93.131,75	€ 85.117,81	€ 48.376,12
	€ 850,79	€ 850,79	€ 937,39	€ 1.143,07	€ 1.804,27	€ 1.896,11	€ 1.734,19
<b>Maximale Einsparungen für die Kunden</b>							
	Maximum gesamt	149 MW Anlage	100 MW Anlage	50 MW Anlage	10 MW Anlage	6 MW Anlage	1 MW Anlage
mit Speicher	€ 18.300,36	€ 18.300,36	€ 18.028,52	€ 17.338,79	€ 14.488,63	€ 13.175,46	€ 7.234,53
rein DL	€ 18.410,52	€ 18.410,52	€ 18.145,22	€ 17.465,54	€ 14.630,93	€ 13.309,48	€ 7.234,53
	-€ 110,16	-€ 110,16	-€ 116,70	-€ 126,74	-€ 142,31	-€ 134,02	€ -

Die Verteilung der Einsparungen durch den Speichereinsatz über die verschiedenen Kapazitäten für die betrachtete Windregion sind in Abbildung 35 dargestellt. Daraus lässt sich erkennen, dass die Einsparungen mit Erhöhung der Speicherkapazität steigen und sich im Bereich zwischen rund 115.000 € und 115.900 € bewegen.

Vergleicht man diese Ergebnisse nun mit jenen des Modells ohne Speicher aber mit Lieferung über die Direktleitung, so kann aus Tabelle 10 abgelesen werden, dass die maximalen Einsparungen bei rund 115.000 € liegen und bei einer Anlagengröße von 149 MW auftreten. Die maximalen Mehreinnahmen, die durch den Einsatz des Speichers für Windkraftanlagenbetreiber erzielt werden können, liegen bei rund 1.896,11 € und treten bei der 6 MW-Anlage auf. Für die 149 MW Anlage ergeben sich Mehreinnahmen in der Höhe von 850,79 €. Der geringe Anteil an Mehreinnahmen zeigt, dass der Speichereinsatz, im Vergleich zu Investitionskosten usw., für Windkraftanlagenbetreiber nicht rentabel ist. Verdeutlicht wird dies in Abbildung 36. Daraus lässt sich erkennen, dass die Einnahmen durch den Einsatz einer Direktleitung deutlich steigen, der Unterschied zwischen den Einnahmen mit und ohne Speichereinsatz aber sehr gering ist.

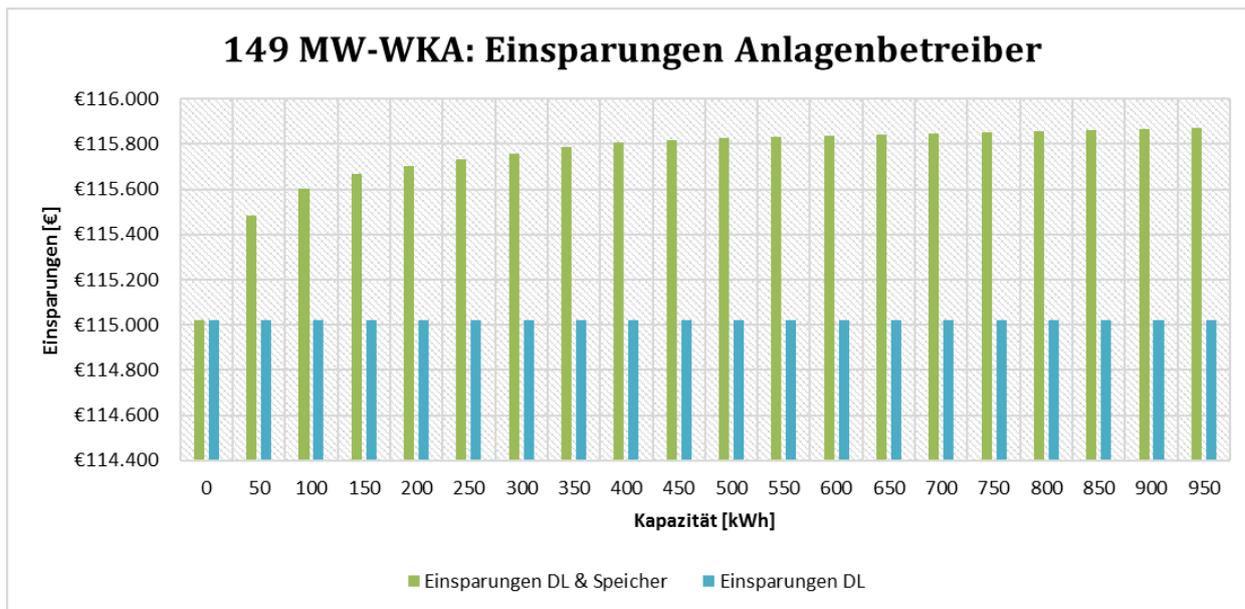


Abbildung 35: Einsparungen für Windkraftanlagenbetreiber durch den Speichereinsatz bei einer Anlagenleistung von 149 MW

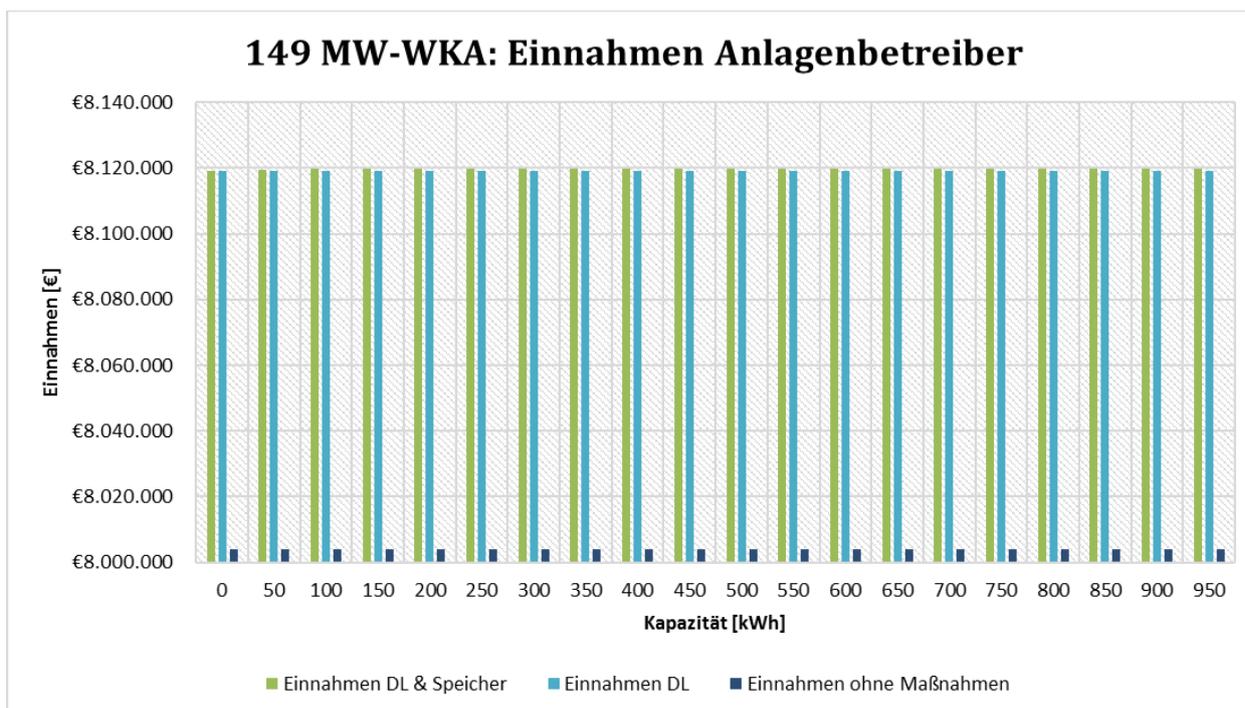


Abbildung 36: Einnahmen für Windkraftanlagenbetreiber durch den Einsatz einer Direktleitung sowie eines Batteriespeichers für die gesamte Windregion (149 MW)

Den Einnahmen der Windkraftanlagenbetreiber werden die Kosten der Kunden gegenübergestellt. Diese sollen durch den Einsatz des Batteriespeichers sowie der Direktleitung so gut wie möglich reduziert werden. Tabelle 10 zeigt wiederum die maximalen Einsparungen für die Kunden mit und ohne Speichereinsatz. Diese liegen bei rund 18.300 € mit Speichereinsatz und bei rund 18.400 € ohne Speichereinsatz. Sie treten wiederum bei

einer Anlagenleistung von 149 MW auf. Daraus lässt sich feststellen, dass der Einsatz des Speichers mit zusätzlichen Kosten für die Kunden verbunden ist. Dies gilt für alle simulierten Anlagengrößen, abgesehen von einer 1-MW-Anlage. Dabei ergeben sich weder Kosten noch Einsparungen für die Kunden, die maximalen Einsparungen sind also gleich hoch.

Die Verteilung der Einsparungen für Kunden im Vergleich zur Vermarktung ohne Flexibilität für eine 149 MW Anlage ist in Abbildung 37 dargestellt. Die restlichen Auswertungen sind in Anhang B ersichtlich. Daraus kann abgeleitet werden, dass die Einnahmen bei Einsatz eines Speichers mit steigender Kapazität sinken. Die höchsten Einsparungen treten daher bei der geringsten simulierten Speicherkapazität von 50 kWh auf.

Da sich die Einnahmen durch den Speichereinsatz im Vergleich zur Variante mit reiner Direktleitung für die Kunden reduzieren, ist die Integration eines Batteriespeichers aus Kundensicht nicht wirtschaftlich.

Aus Abbildung 38 lässt sich erkennen, dass der finanzielle Unterschied zwischen der Variante mit und ohne Speichereinsatz nicht groß ist, dennoch sind die Einnahmen ohne Speichereinsatz größer. Der Vergleich mit und ohne Direktleitung zeigt, dass die Kosten durch den Einsatz der Direktleitung stark reduziert werden können. Setzt man keinen zusätzlichen Speicher ein, können diese maximal von rund 280.000 € auf rund 260.000 € verringert werden.

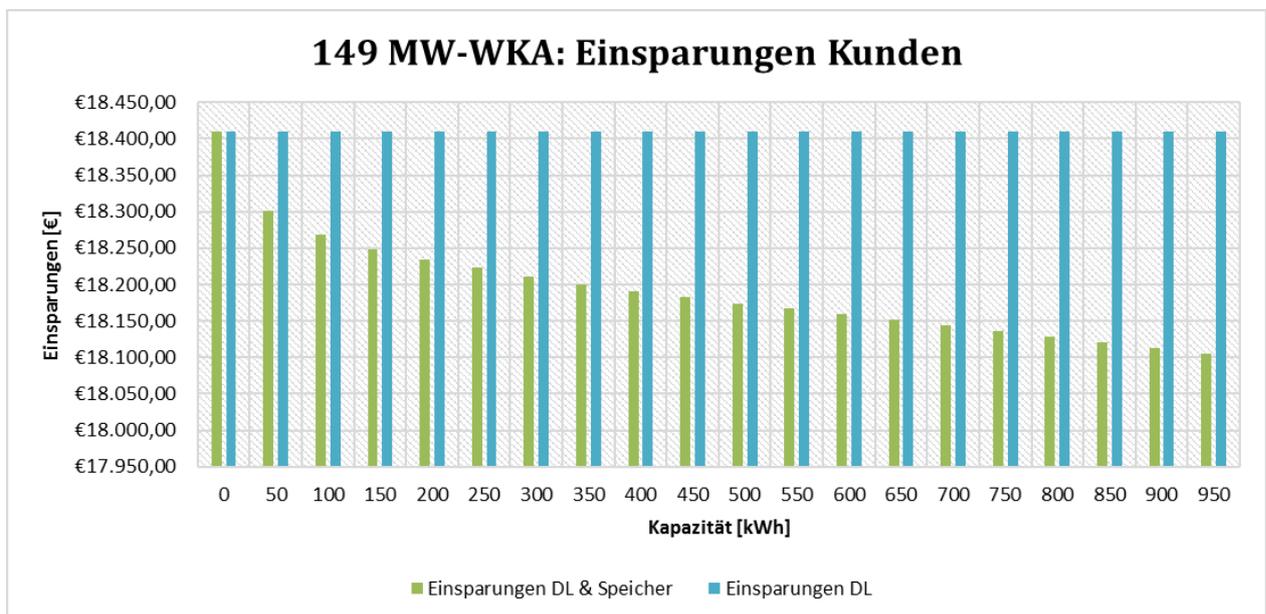


Abbildung 37: Einsparungen für Kunden durch den Speichereinsatz bei einer Anlagenleistung von 149 MW

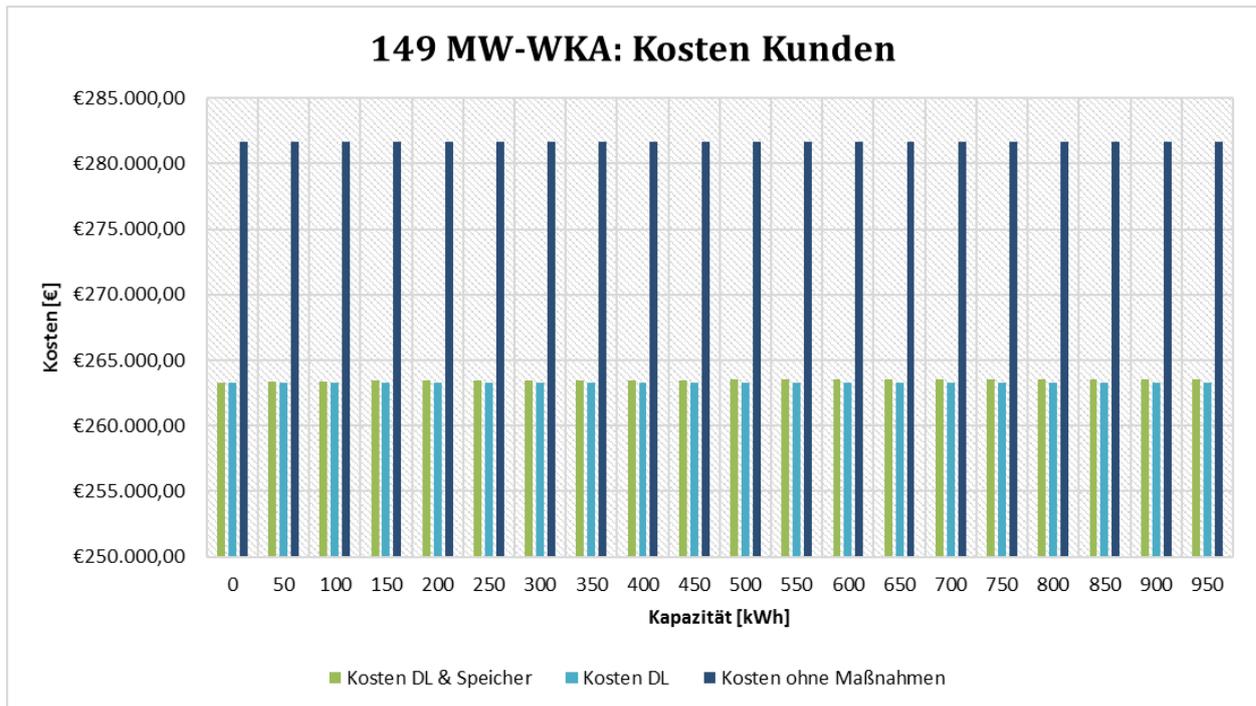


Abbildung 38: Kosten für Kunden durch den Einsatz einer Direktleitung sowie eines Batteriespeichers für die gesamte Windregion (149 MW)

Einen Vergleich mit dem Basismodell zeigen Abbildung 39 und Abbildung 40. Erstere zeigt die prozentuelle Aufteilung von Eigenverbrauch und Überproduktion für Windkraftanlagenbetreiber, oben vor Einsatz des Batteriespeichers, also gleich wie im Basismodell, und unten mit Einsatz des Speichers für eine 1 MW-Anlage. Daraus lässt sich gut erkennen, dass sich der Eigenbedarf durch den Speichereinsatz bzw. den Einsatz der Direktleitung von 71 % auf 72 % erhöhen lässt. Abbildung 40 zeigt die Situation aus Verbrauchersicht. Obwohl in Abbildung 37 eine Reduktion der Einsparung durch den Speichereinsatz feststellbar war, zeigt sich hier eine Reduktion des Restbezuges im Vergleich zum Basismodell. Dies ist dadurch zu erklären, dass der externe Restbezug sowie der Direktverkauf durch den Speichereinsatz erhöht werden können, während die Überproduktion reduziert werden kann. Die Einsparungen bzw. Kosten aus Kundensicht sind abhängig vom angenommenen Strompreis für die Lieferung über die Direktleitung, während die Analysen in Abbildung 39 und Abbildung 40 strompreisunabhängig sind. Der Strompreis für die Direktleitung wurde mit 80 €/MWh angenommen. Im Vergleich dazu liegt der Industriestrompreis, also jener Preis, der bei Strombezug vom öffentlichen Netz verrechnet wird, bei 86,51 €/MWh. Wählt man den Strompreis für die Direktleitung nun aus Kundensicht günstiger, z.B. als 60 €/MWh, können auch Gewinne für die Verbraucher erzielt werden.

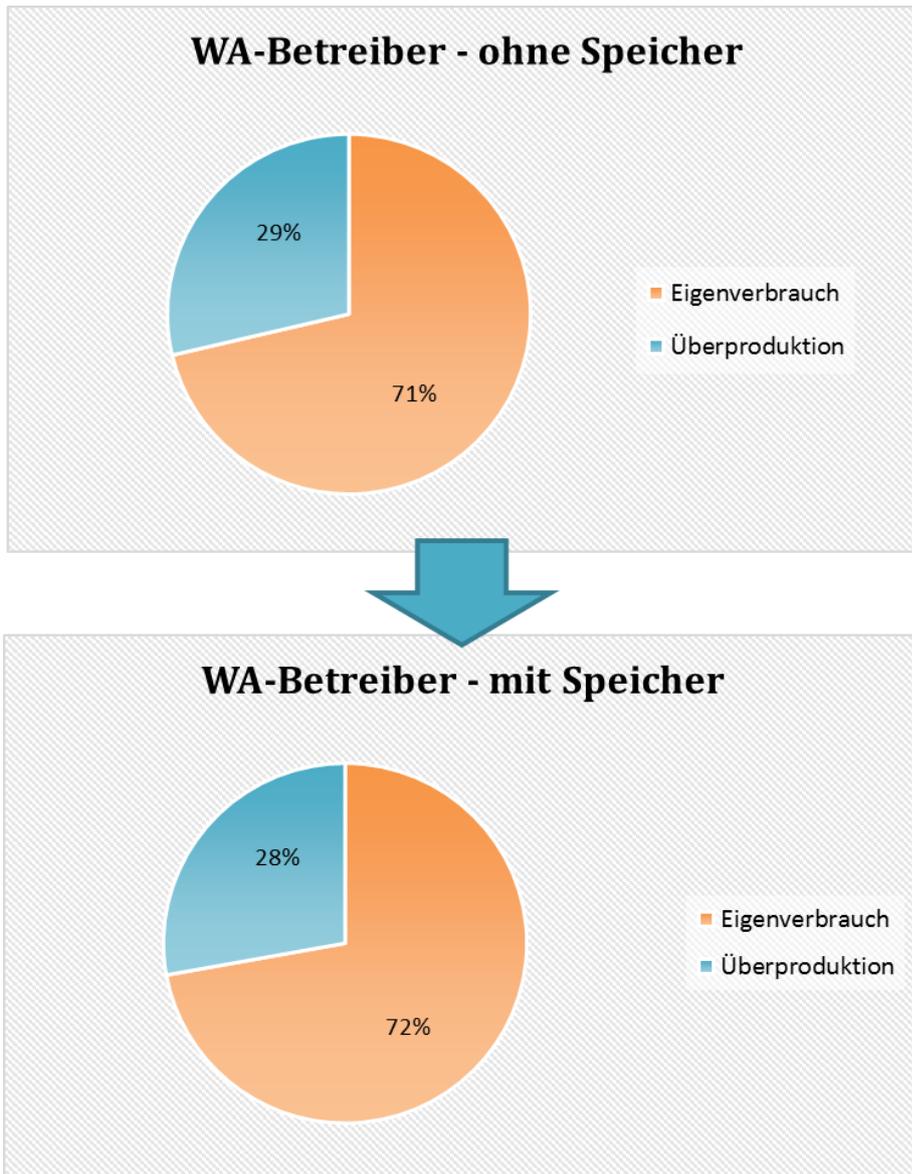


Abbildung 39: Vergleich von Eigenverbrauch und Überproduktion für Windkraftanlagenbetreiber mit und ohne Speicher (1 MW)

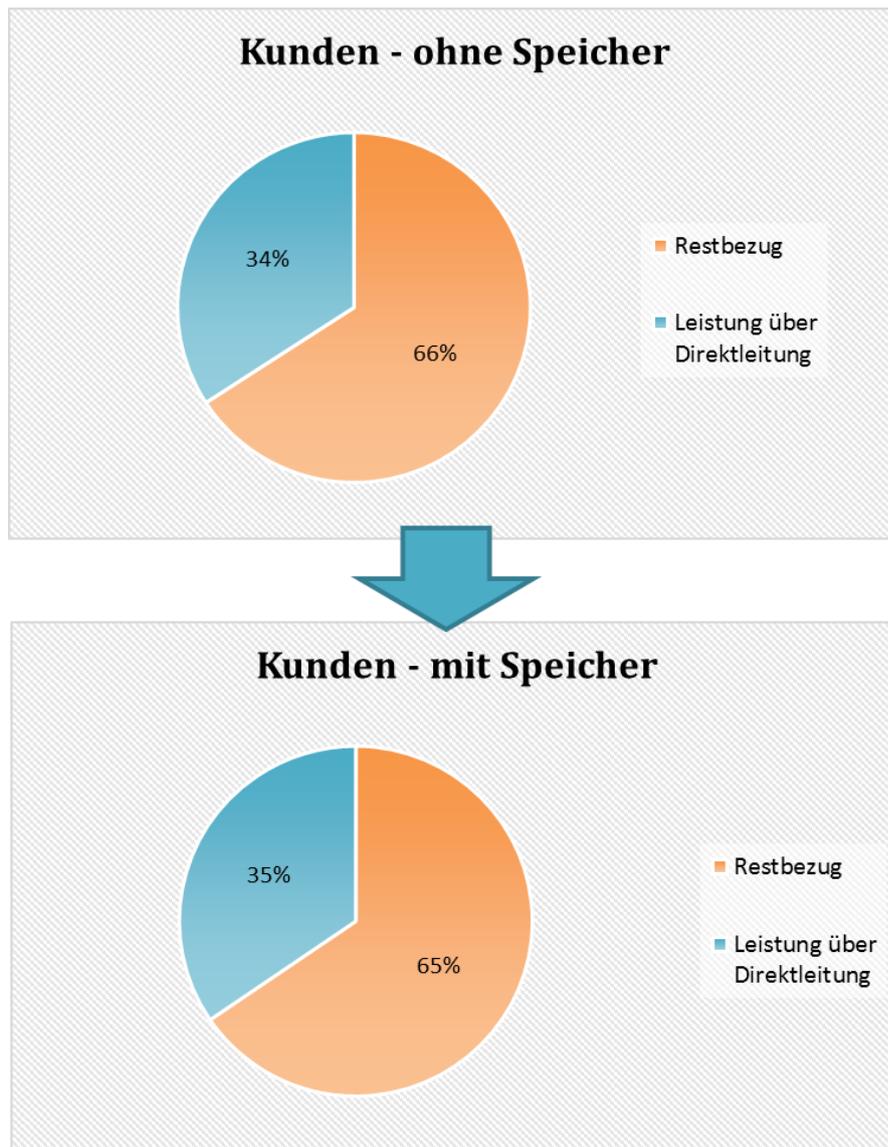


Abbildung 40: Vergleich von Leistung über die Direktleitung und Restbezug für Kunden mit und ohne Speicher (1 MW)

Zusammenfassend kann aus der Analyse abgeleitet werden, dass die Erlöse, die sich durch den Speichereinsatz ergeben, im Vergleich zu den Investitions-, und Betriebskosten sehr gering sind. Über jede berechnete Variante zeigt sich, dass die zusätzlichen Einnahmen, im Vergleich zur reinen Direktleitung und auch zum Basismodell, viel zu gering sind, um die Investitions- und Betriebskosten des Batteriespeichers decken zu können. Außerdem würden sich aus Kundensicht zusätzliche Kosten durch den Speichereinsatz ergeben.

Obwohl der Eigenbedarf optimiert und der Restbezug reduziert werden können, sind die auftretenden Einsparungen zu gering, um den Speichereinsatz als Geschäftsmodell zur Windvermarktung als wirtschaftlich bewerten zu können.

Eine weitere Erkenntnis, die aus dem Modell gewonnen werden konnte, ist, dass der Einsatz einer Direktleitung, ungeachtet derer Kosten für Bau und Betrieb, sehr wohl wirtschaftlich ist und daraus hohe Einnahmen gewonnen bzw. Kosten reduziert werden können.

## 7.2 DSM – Modelle

Die Herangehensweise der DSM-Modelle wurde bereits in Kapitel 0 beschrieben, die dazu dienen, durch Lastverschiebungen Ausgleichsenergie zu kompensieren bzw. den Eigenbedarf zu optimieren. Mithilfe des Modells können verschiedene Anlagengrößen und damit unterschiedlich hohe Ausgleichsenergiemengen bzw. Einspeisemengen dimensioniert werden. Anhand einer Sensitivitätsanalyse werden die Einsparungen durch den DSM-Einsatz berechnet und ausgewertet. Die Parameter, die dafür variiert wurden sind einerseits die minimale negative Leistungsgrenze und die minimale positive Leistungsgrenze, siehe Tabelle 11. Diese Grenzen beschreiben, ab welcher Leistung eine Last verschoben werden darf. Die maximalen Grenzen beschreiben jeweils, bis zu welcher Leistung die Lasten verschoben werden dürfen. Diese werden in den Modellen je auf 100 MW und -100 MW gesetzt. Andererseits werden die Zeitspanne, also der Zeitraum, in dem nach Überschüssen und Lasten gesucht werden soll, und die Zeitdauer des Lastblocks, das heißt jene Anzahl an ¼-Stunden-Werten, die in einem Block verschoben werden sollen, variiert. Verschoben werden soll mindestens ein Block von zwei Werten, was bei der Verfügbarkeit von ¼-Stunden-Werten eine Zeitdauer von 30 Minuten bedeutet. Die maximale Dauer liegt bei zwei Stunden. Die Wahl der Grenzen und Zeitdauern hängt von der jeweiligen Anlagengröße ab. Je nach Höhe der Einsparungen wurden die Parameter unterschiedlich variiert. Die Auswertungen für die beiden Modelle werden in diesem Kapitel beschrieben.

Tabelle 11: Variierte Parameter zur Sensitivitätsanalyse in den DSM-Modellen

Anlagengröße	Grenze <sub>PMin-</sub>	Grenze <sub>PMin+</sub>	Grenze <sub>PMax-</sub>	Grenze <sub>PMax+</sub>	Zeitspanne	Zeitdauer Lastblock
1 MW	0 MW – -5 MW	0 MW – 5 MW	-100 MW	100 MW	5 h	0,5 h – 2 h
6 MW	0 MW – -5 MW	0 MW – 5 MW			5 h	0,5 h – 2 h
40 MW	-5 MW	5 MW			5 h	0,5 h
149 MW	0 MW – -20 MW	0 MW – 20 MW			2 h – 7 h	0,5 h – 2 h

### **Modell Strommarkt**

Dieses Modell beschreibt die Kompensation der Ausgleichsenergie, die durch Lastverschiebungen erreicht werden kann. Dadurch ergeben sich Einsparungen für den Energieversorger, die von der Größe der Windkraftanlage, der Leistungsgrenzen, der Zeitspanne und der Zeitdauer des Lastblocks abhängig sind.

Abbildung 41 zeigt die Analyse der Einsparungen der gesamten Windregion mit einer Leistung von 149 MW. Dabei wurden die minimale negative  $Grenze_{P_{min-}}$  und die minimale positive Leistungsgrenze  $Grenze_{P_{min+}}$  nach Tabelle 11 variiert. Die Zeitspanne wurde dabei auf 5

Stunden und die Zeitdauer des Lastblocks auf 30 Minuten festgelegt. Dies liegt daran, dass die Einsparungen für diese Werte am höchsten sind, siehe Abbildung 43.

Aus Abbildung 41 kann man erkennen, dass die höchsten Einsparungen bei hohen minimalen negativen Leistungsgrenzen und hohen minimalen positiven Leistungsgrenzen auftreten. Der Maximalwert tritt bei  $Grenze_{P_{min-}} = 0 \text{ MW}$  und  $Grenze_{P_{min+}} = 10 \text{ MW}$  auf und beträgt rund 448 €. Dies ist in Abbildung 42 nochmals verdeutlicht. Daraus kann abgeleitet werden, dass die Einsparungen durch DSM-Maßnahmen für eine Anlagengröße von 149 MW zur Kompensation der Ausgleichsenergie nicht sehr groß sind. Das ist dadurch zu erklären, dass die Leistung der gesamten Windregion zu groß für die Kompensation der Ausgleichsenergie ist bzw. die Anlagengröße nicht notwendig ist um diese zu reduzieren. Aus diesem Grund werden folglich auch die DSM-Maßnahmen für die Anlagengrößen von 1 MW und 6 MW analysiert. Die restlichen Auswertungen sind in Anhang C angeführt.

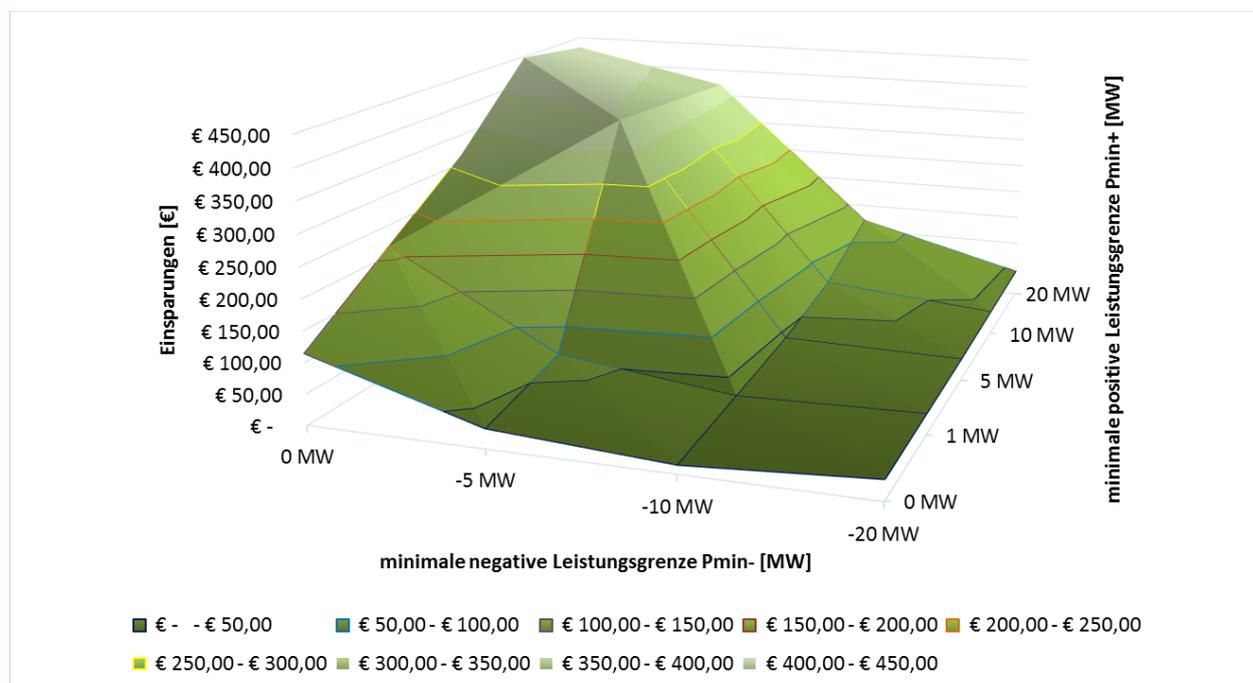


Abbildung 41: Analyse der Einsparungen der gesamten Windregion (149 MW) – Variation der minimalen Leistungsgrenzen

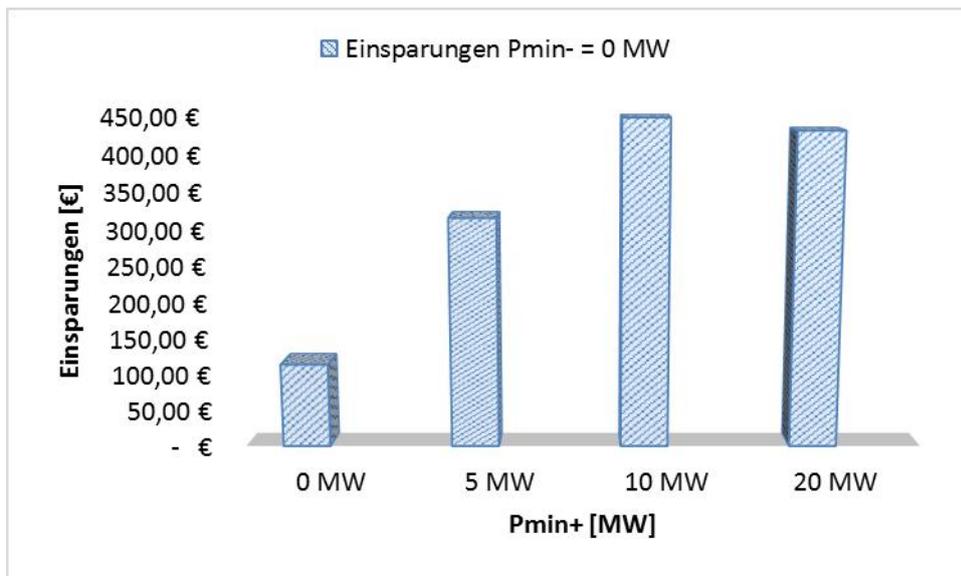


Abbildung 42: Einsparungen für die gesamte Windregion (149 MW) bei einer  $Grenze_{P_{min-}}$  von 0 MW

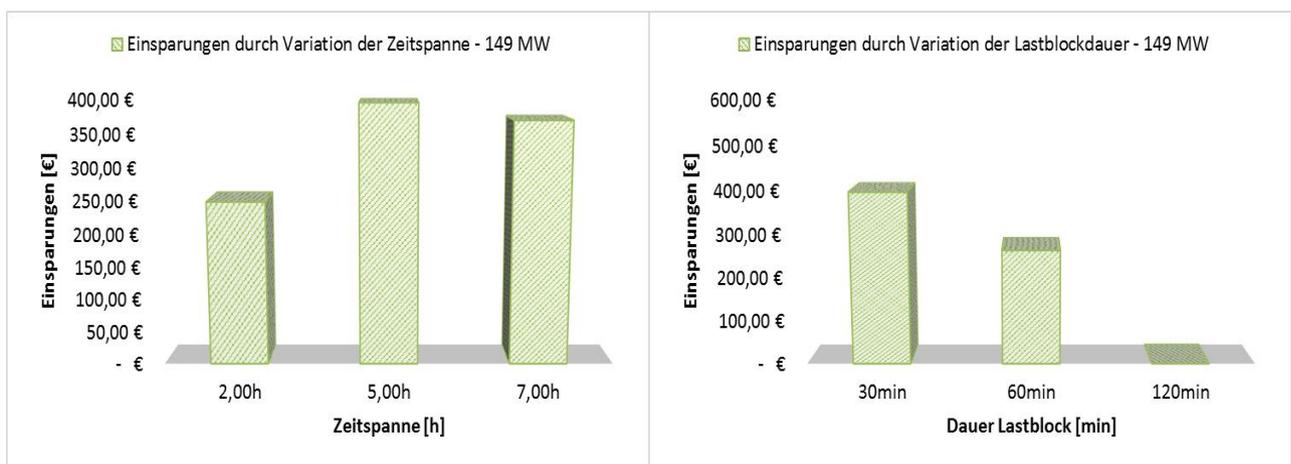


Abbildung 43: Einsparungen für die gesamte Windregion (149 MW) durch Variation der Zeitspanne (links) und der Zeitdauer des Lastblocks (rechts)

Abbildung 44 zeigt die Einsparungen für die Anlagengrößen von 1 MW und 6 MW, jeweils durch Variation der Zeitdauern des Lastblockes. Daraus lässt sich erkennen, dass die Einsparungen bei einer Dauer von zwei Stunden jeweils gleich Null sind. Für die 1 MW Anlage ist eine Lastblockdauer von 30 Minuten profitabler, während für die 6 MW Anlage die Lastblockdauer von einer Stunde am profitabelsten ist. Vergleicht man die Höhe der Einsparungen mit jenen der gesamten Windregion, so sind die Einsparungen sowohl der 6 MW Anlage als auch jene der 1 MW Anlage höher als die der gesamten Windregion. Ein unmittelbarer Vergleich kann aus Tabelle 12 festgestellt werden. Dieser zeigt, dass die Einsparungen der 6 MW Anlage am höchsten sind. Die maximalen Einsparungen treten jedoch, wie Abbildung 44 zeigt, bei einer Lastblockdauer von einer Stunde auf und liegen bei rund 502 €. Dieses Ergebnis zeigt, dass die Ausgleichsenergie durch eine Anlage mit einer Leistung von 6 MW am besten kompensiert werden kann.

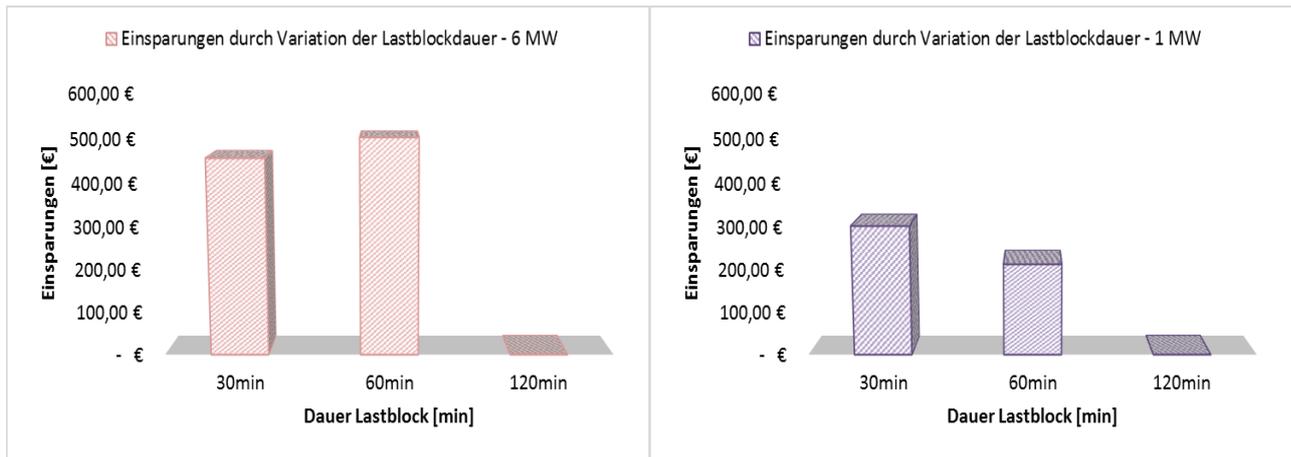


Abbildung 44: Einsparungen für eine Anlagenleistung von 6 MW (links) und 1 MW (rechts) durch Variation der Zeitdauer des Lastblocks

Tabelle 12: Vergleich der Einsparungen für unterschiedliche Anlagengrößen bei gleichen Parametern

Anlagengröße	Grenze <sub>PMin-</sub>	Grenze <sub>PMin+</sub>	Zeitspanne	Zeitdauer Lastblock	Einsparungen
<b>149 MW</b>	0 MW	0 MW	5 h	0,5 h	114,59 €
<b>1 MW</b>	0 MW	0 MW	5 h	0,5 h	301,51 €
<b>6 MW</b>	0 MW	0 MW	5 h	0,5 h	455,48 €

### **Modell Direktvermarktung**

Im Gegensatz zum Modell Strommarkt, soll das Ziel dieses Modelles die Erhöhung des Eigenbedarfs sein. Dafür werden die Kostenreduktionen für Kunden sowie die zusätzlichen Einnahmen für die Anlagenbetreiber ermittelt.

Die Sensibilitätsanalyse wurde wiederum mit der Variation der Parameter aus Tabelle 11 durchgeführt und für unterschiedliche Anlagengrößen berechnet und ausgewertet.

Die maximalen Einsparungen für Kunden und Anlagenbetreiber im Vergleich zum Modell ohne DSM-Maßnahmen aber inklusive der Lieferung über die Direktleitung sind in Abbildung 45 dargestellt. Daraus kann erkannt werden, dass die höchsten Einsparungen wiederum bei einer Anlagengröße von 6 MW auftreten. Die Zusatzeinnahmen für die Windkraftanlagenbetreiber sind dabei höher als die Kostenreduktionen für die Kunden. Die Zusatzeinnahmen ergeben sich durch die vermehrte Lieferung von Energie über die Direktleitung und den damit verbundenen günstigeren Tarif. Die Restlieferung ins öffentliche Netz reduziert sich dabei nur geringfügig im Vergleich zum Modell mit reiner Direktleitung ohne DSM-Maßnahmen. Die Reduktion der Kosten für die Kunden ergibt sich ebenfalls durch den erhöhten Bezug über die Direktleitung und den verminderten Bezug über das öffentliche Netz. Die Einsparungen ergeben sich wiederum durch den günstigeren Tarif der Direktleitung, der bei 80 €/MWh liegt. Im Vergleich dazu liegt der Industriestrompreis für den Bezug vom öffentlichen Netz bei 86,51 €/MWh.

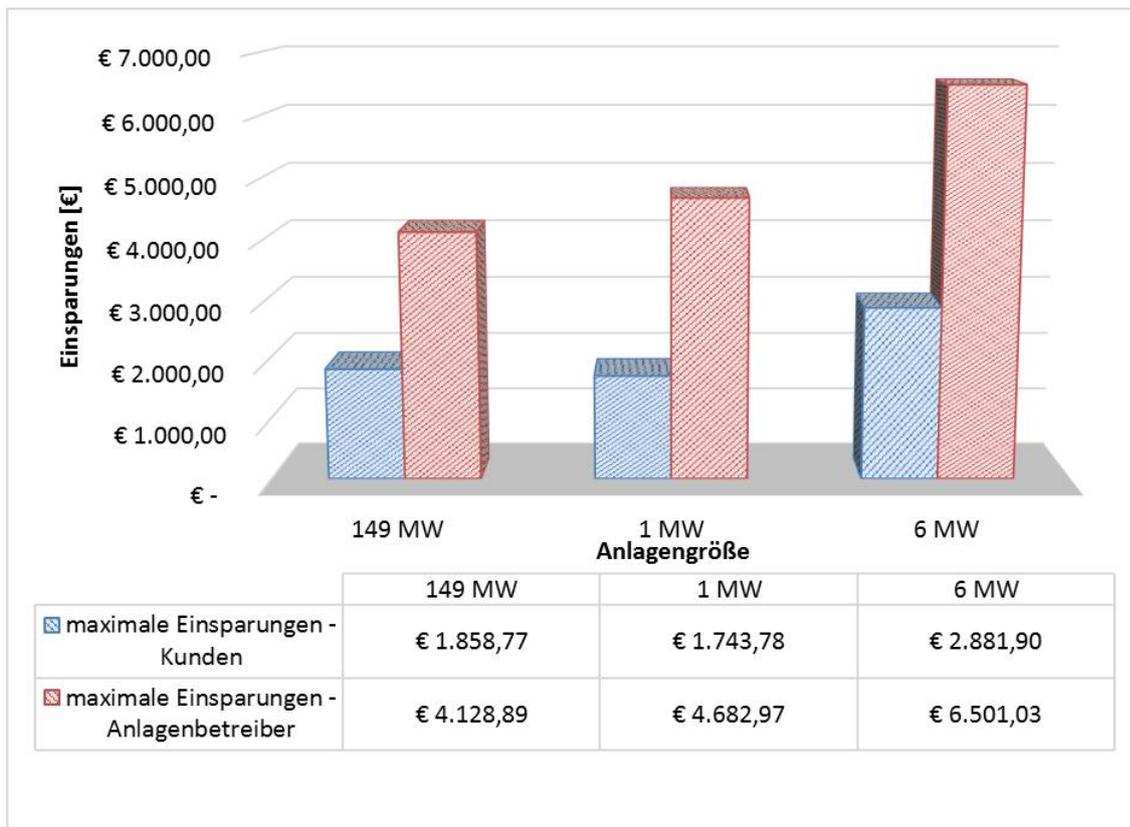


Abbildung 45: Maximale Einsparungen für Kunden und Windkraftanlagenbetreiber bei unterschiedlichen Anlagengrößen

Da die Einsparungen der 6 MW Anlage sowohl für Kunden als auch die Windkraftanlagenbetreiber am höchsten sind, wird die Sensitivitätsanalyse dieser Anlagengröße nachfolgend erläutert. Die restlichen Auswertungen können Anhang D entnommen werden.

Abbildung 46 zeigt die Einsparungen mit Direktleitung inklusive und exklusive DSM-Maßnahmen bei Variation der minimalen positiven Leistungsgrenze  $Grenze_{pmin+}$  zwischen 0 und 5 MW. Die Zeitspanne beträgt dabei 5 Stunden und die Zeitdauer des Lastblocks 30 Minuten. Die dunkel gefärbten Linien (dunkelrot und dunkelblau) stellen dabei die Einsparungen mit reiner Direktleitung dar, die hellen Linien (hellrot und hellblau) die Einsparungen mit Direktleitung und DSM-Maßnahmen. Die blauen Linien repräsentieren die Einsparungen für die Kunden, die roten Linien jene der Anlagenbetreiber. Das untere Diagramm zeigt die Einsparungen, die durch die DSM-Maßnahmen erzielt werden können. Die höchsten Einsparungen können bei  $Grenze_{pmin+} = 0 \text{ MW}$  mit einer Höhe von rund 4850 € erzielt werden. Bei einer minimalen positiven Leistungsgrenze von 5 MW liegen die Einsparungen nur noch bei rund 95 €.

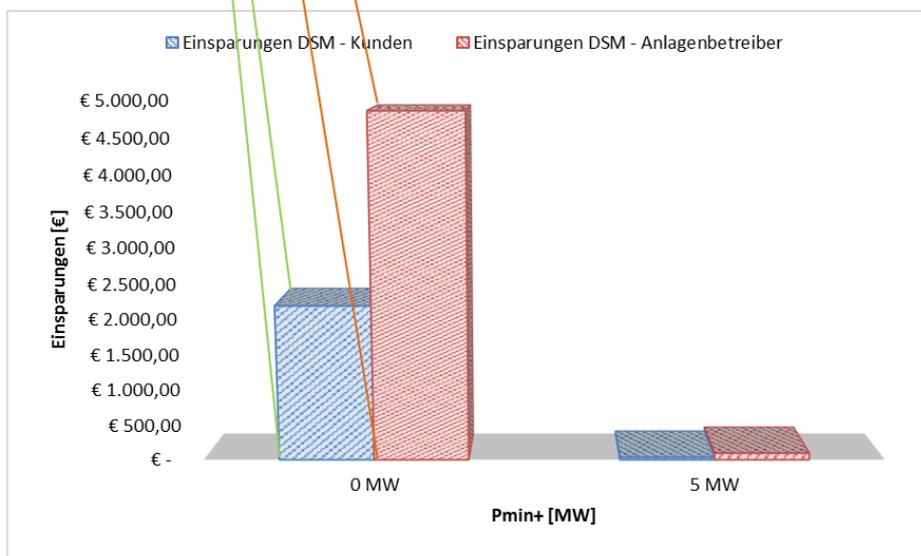
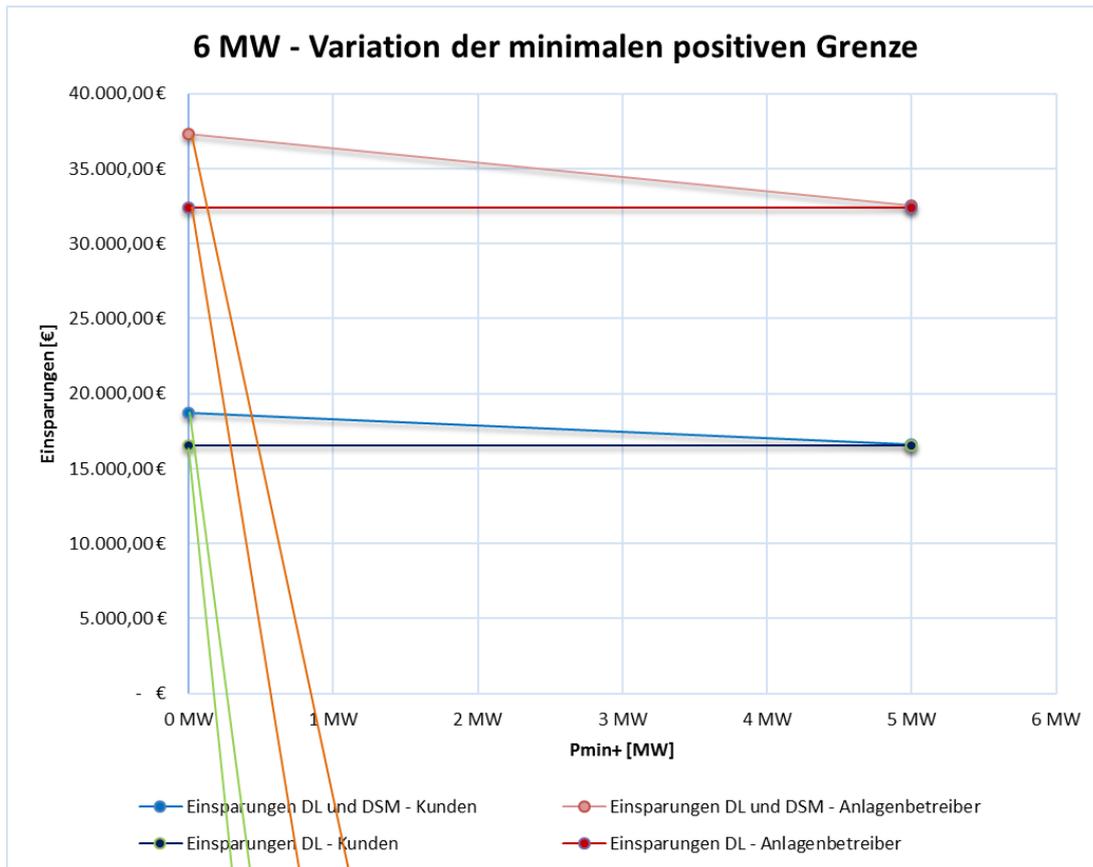


Abbildung 46: Einsparungen mit Direktleitung mit und ohne DSM-Maßnahmen durch Variation der  $Grenze_{P_{min+}}$  (oben) und Einsparungen durch die DSM-Maßnahmen (unten)

Abbildung 47 zeigt den Vergleich der unterschiedlichen Zeitspannen, von 2, 5 und 7 Stunden. Die obere Abbildung zeigt wiederum den Vergleich zwischen der Variante mit reiner Direktleitung (dunkle Linien) und der Variante mit Direktleitung und DSM-Maßnahmen (helle Linien) für Kunden (blau) und Anlagenbetreiber (rot). Das untere Bild zeigt die Einsparungen durch den Einsatz von DSM-Maßnahmen. Daraus kann erkannt werden, dass die

Einsparungen bei der Lastverschiebung innerhalb der nächsten 7 Stunden am höchsten sind. Die Einsparungen für die Anlagenbetreiber sind wiederum höher als jene für die Kunden. Diese liegen, so wie bereits aus Abbildung 45 erkennbar, bei rund 2900 € für die Kunden bzw. rund 6500 € für die Anlagenbetreiber.

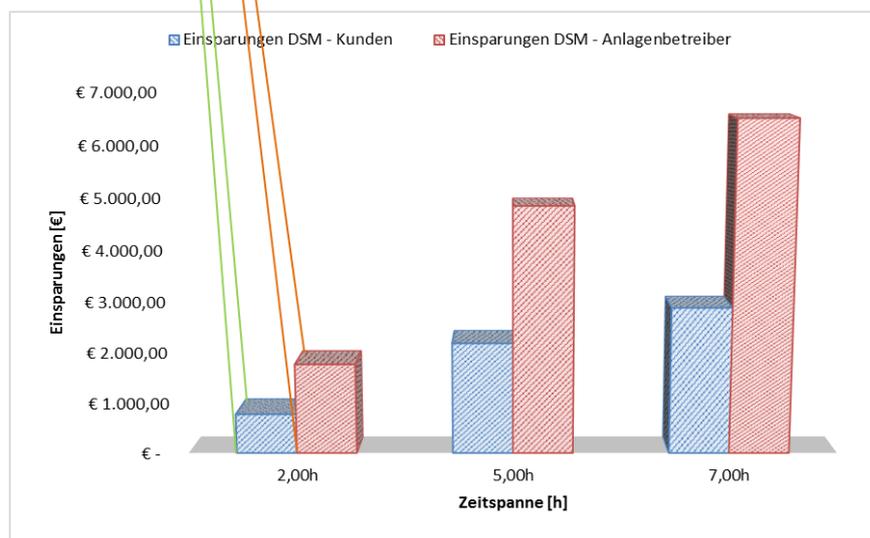
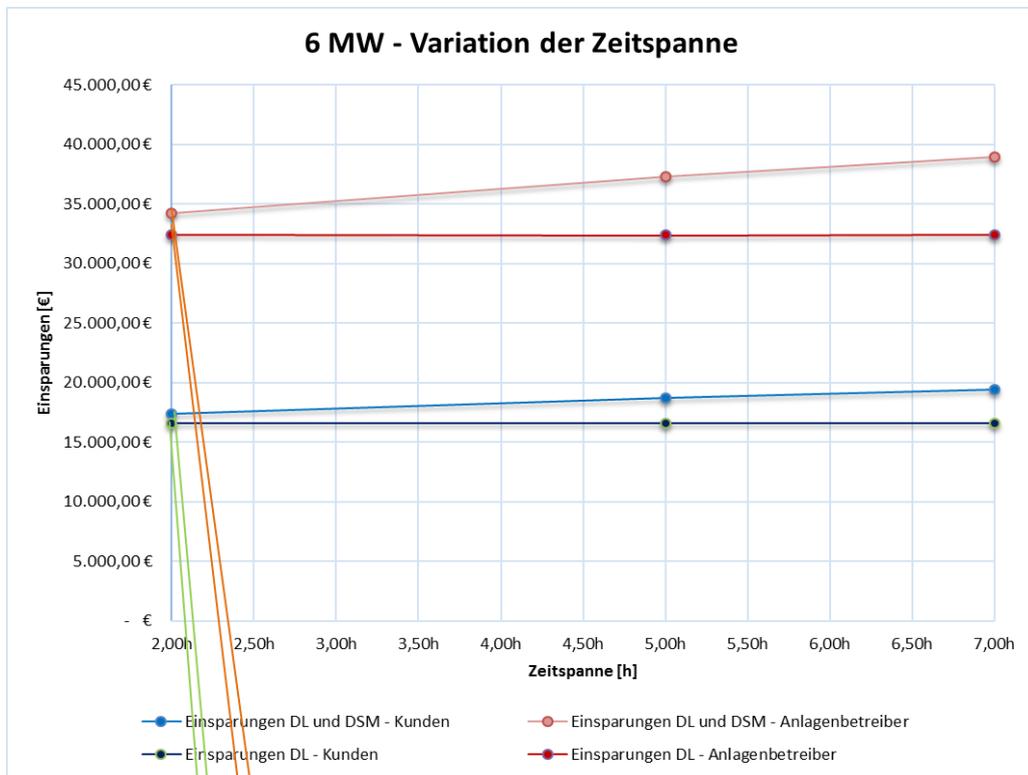


Abbildung 47: Einsparungen mit Direktleitung mit und ohne DSM-Maßnahmen durch Variation Zeitspanne (oben) und Einsparungen durch die DSM-Maßnahmen (unten)

Eine Gegenüberstellung mit dem Basismodell ist in Abbildung 48 und Abbildung 49 dargestellt. Dabei wird in ersterer Abbildung der Eigenverbrauch der Windkraftanlagen deren

Überproduktion gegenübergestellt. Das obere Diagramm stellt die Variante ohne Maßnahmen, wie sie auch im Basismodell angeführt ist, dar. Die untere Variante inkludiert die DSM-Maßnahmen. Daraus ist feststellbar, dass der Eigenbedarf durch den Einsatz von Demand Side Management um rund 3 % optimiert werden kann.

Ein ähnliches Bild zeigt Abbildung 49. Dabei wird der Restbezug aus dem öffentlichen Netz dem Bezug über die Direktleitung gegenübergestellt. Durch den Einsatz von DSM-Maßnahmen kann der verbraucherseitige Restbezug um rund 2 % reduziert werden.

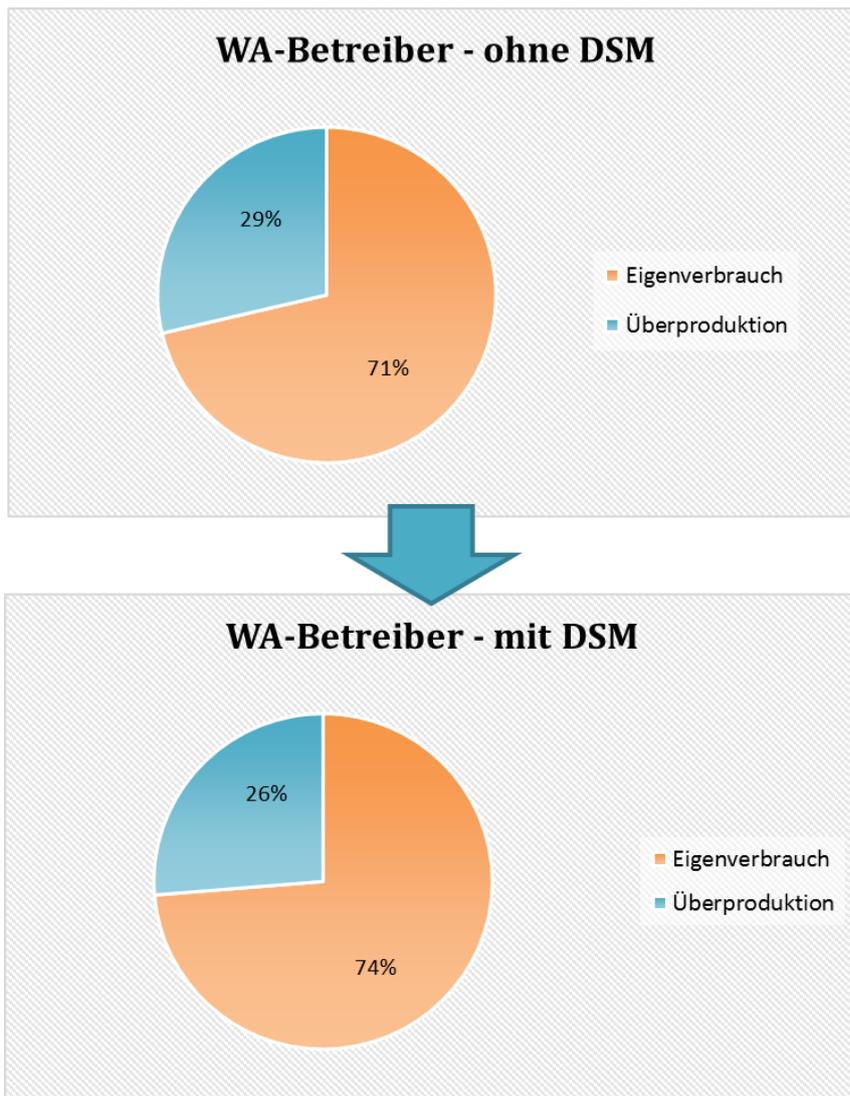


Abbildung 48: Eigenverbrauch und Überproduktion mit und ohne DSM

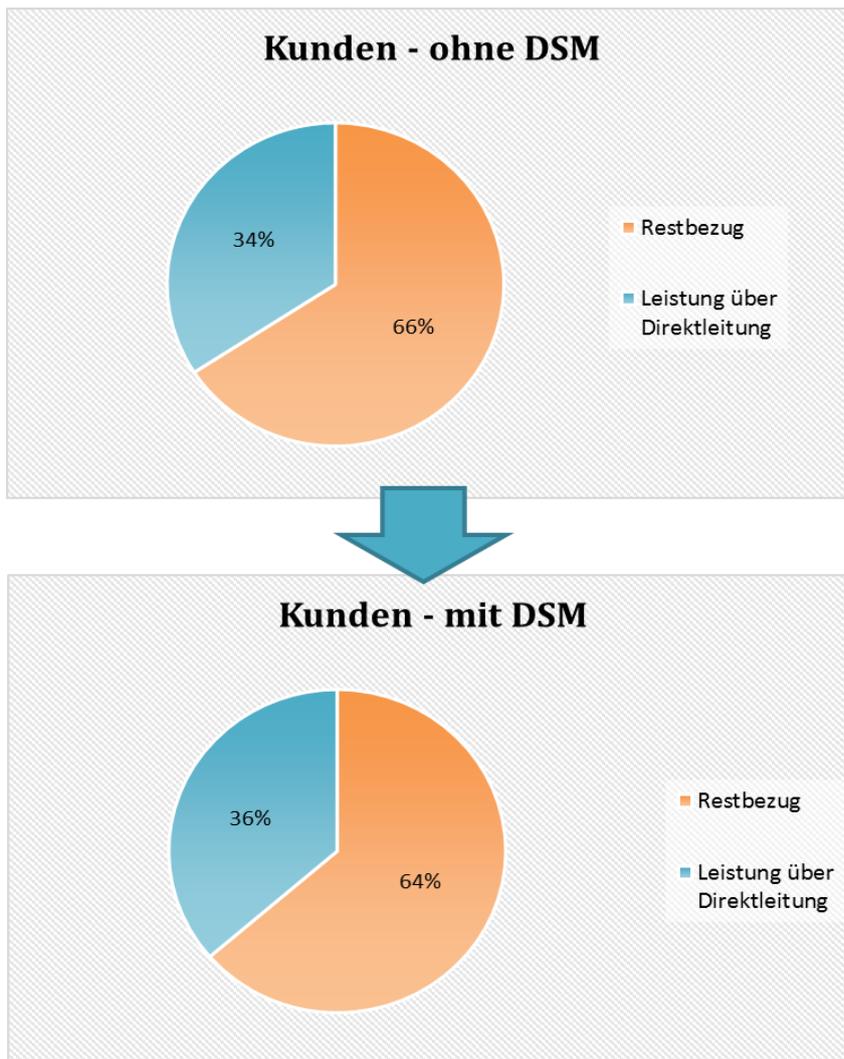


Abbildung 49: Restbezug und Leistung über die Direktleitung mit und ohne DSM

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass die DSM-Maßnahmen sinnvoll sind, obwohl die Einsparungen im Vergleich zur Variante mit reiner Direktleitung bzw. für das Modell Strommarkt ohne Ausgleichsenergiekompensation nicht sehr hoch sind. Dies ist dadurch begründet, dass durch die Durchführung von Demand Side Management bzw. Lastverschiebungen keine wesentlichen Zusatzkosten entstehen und so zusätzliche Einnahmen erzielt werden können. Außerdem wurde in den Berechnungen von der Verschiebung einer Last ausgegangen. Führt man DSM-Maßnahmen in der gesamten Windregion bzw. in den dortigen Industriebetrieben durch, so wird das Potential dafür sehr hoch geschätzt. Lastverschiebungen bringen nebenbei auch andere positive Effekte mit. Zum einen können lokale Produktionsspitzen von lokalen Betrieben aufgenommen werden und müssen somit nicht über weite Distanzen transportiert werden, wodurch die Leitungsverluste reduziert werden können. Zum anderen können laut (Kollmann et al., 2015) Netzausbaukosten und die daraus entstehenden Wartungskosten vermindert werden. Aus diesem Grund wird der Einsatz von Demand Side Management auch für die Betrachtung eines Gesamtmodelles in Kapitel 8 berücksichtigt.

### 7.3 Power to Heat – Modell

Die Umwandlung von Strom in Wärme zur Reduktion der Ausgleichsenergie bzw. zur Eigenbedarfsoptimierung wird in den Power to Heat Modellen beschrieben. Die Vorgehensweise dazu wurde bereits in der Methodik in Kapitel 2.4.3 beschrieben. Im Modell wurden unterschiedliche Parameter variiert. Diese umfassen einerseits die Leistung der Windkraftanlagen, die von einer Anlage von 1 MW bis hin zur gesamten Windregion anhand einer Sensitivitätsanalyse variiert wurde. Andererseits wurde die Kapazität des Wärmespeichers variiert. Dies geschah in Abhängigkeit von der Anlagengröße. Der Einsatz eines 2000 MWh-Speichers für eine 1-MW-Anlage ist beispielsweise nicht sinnvoll, da die aufzunehmende Wärmeenergie lang nicht so groß wie die verfügbare Speicherkapazität ist und der Speicher somit nicht optimal ausgenutzt und wirtschaftlich betrieben werden kann. Außerdem wurde jene Grenze, ab der ein Überschuss umgewandelt werden soll, je nach Anlagengröße zwischen 0,5 und 30 MW variiert. Die maximale Leistung der Wärmepumpe sowie deren COP wurden nach (Ochsner, 2017) auf 0,6 MW bzw. auf 4,5 angesetzt.

Es werden zwei verschiedene Ausführungsmöglichkeiten betrachtet, einmal mit und einmal ohne Wärmespeicher. Der Speicher ermöglicht es, die umgewandelte Wärme zusätzlich zwischen zu speichern.

#### ***Modell Strommarkt***

Im Modell zur Kompensation von Ausgleichsenergie wird Strom in Wärme umgewandelt sobald eine Ausgleichsenergielieferung auftritt, das heißt, wenn mehr Energie erzeugt als tatsächlich gehandelt wurde. Diese Ausgleichsenergie wird dann, je nachdem ob ein Wärmespeicher eingesetzt wird, zwischengespeichert oder direkt umgesetzt, sofern die Last groß genug ist. Die Mehreinnahmen aus diesem Modell ergeben sich durch einerseits die Reduktion der Ausgleichsenergie und andererseits durch den Wärmeverkauf des umgewandelten Stromes. Tabelle 13 gibt einen ersten Überblick über die Analysen und zeigt die maximalen Einsparungen durch den Einsatz von P2H zur Ausgleichsenergiekompensation, die maximalen Einnahmen durch den Wärmeverkauf sowie die Gesamteinnahmen und die Mehreinnahmen durch den Speichereinsatz. Daraus lässt sich erkennen, dass die Einsparungen durch den Speichereinsatz mit maximal 5812 € für eine 100 MW Anlage zwar nicht hoch sind, aber im Vergleich zur Variante ohne Speicher sinnvoller ist. Die Einnahmen durch den Verkauf von Wärme sind mit rund 654.000 € mit Speichereinsatz und 224.000 € ohne Speichereinsatz vergleichsweise hoch und machen den Einsatz von Power to Heat interessanter.

Tabelle 13: Maximale Einsparungen durch den Einsatz von P2H zur Ausgleichsenergiekompensation

	Maximale Einsparungen			
	Einsparungen P2H	Einnahmen durch Wärmeverkauf	gesamt mit Einnahmen durch Wärmeverkauf	Mehreinnahmen durch Speicher
P2H mit Speicher	€ 5.812,00	€ 654.354,14	€ 652.132,57	€ 91.994,32
P2H ohne Speicher	€ 11,40	€ 224.323,18	€ 220.916,88	

Wie bereits beschrieben, kann die positive Leistungsgrenze, ab der Strom in Wärme umgewandelt werden soll, Einfluss auf die Einnahmen bzw. Kosten für den P2H-Einsatz haben. Je niedriger die Grenze angesetzt ist, desto mehr Strom kann umgewandelt werden, wodurch sich auch die Einnahmen erhöhen bzw. Kosten reduzieren. Abbildung 50 zeigt die Sensitivitätsanalyse dieser Leistungsgrenze für die gesamte Windregion. Daraus lässt sich erkennen, dass die Einsparungen mit steigender Leistungsgrenze geringer werden (mit Speichereinsatz). Die Kosten reduzieren sich ohne Speichereinsatz mit steigender Leistungsgrenze. Daraus und auch aus Abbildung 51 kann man schließen, dass der Einsatz von P2H ohne Speicher bei Windkraftanlagen mit einer Gesamtleistung von 149 MW durchwegs mit Kosten verbunden ist. Der Einsatz eines Wärmespeichers in Kombination mit P2H ist daher sinnvoller.

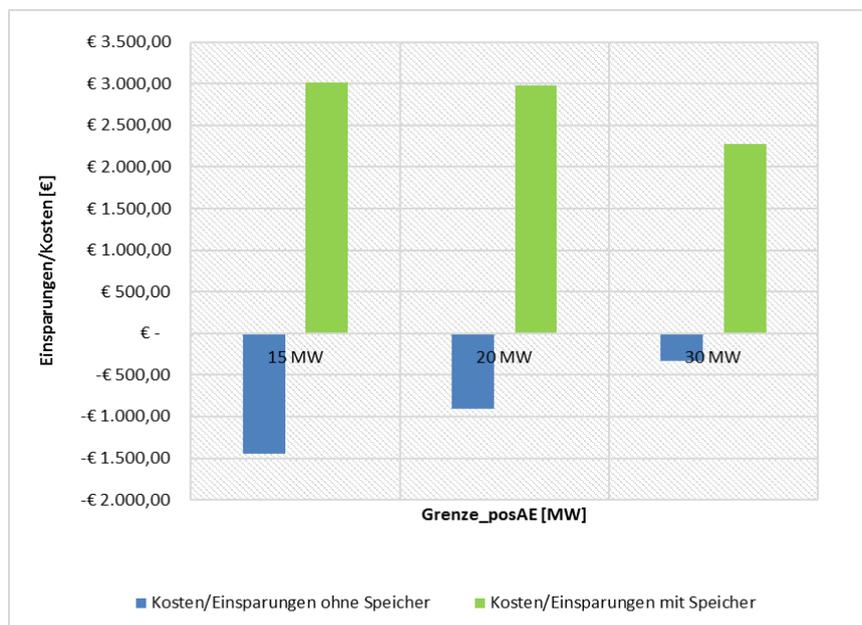


Abbildung 50: Sensitivitätsanalyse durch Variation der positiven Leistungsgrenzen für 149 MW

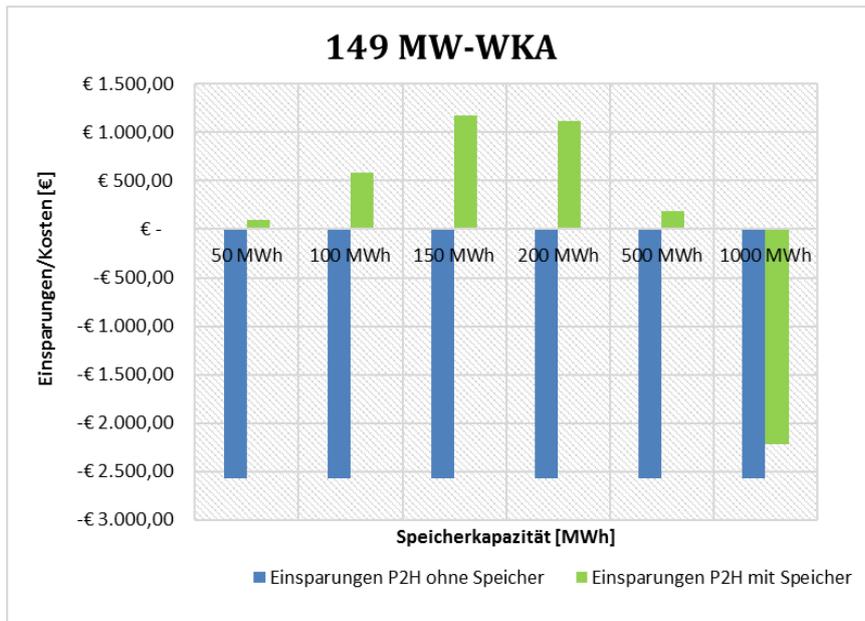


Abbildung 51: Sensitivitätsanalyse durch Variation der Speicherkapazitäten für 149 MW

Die Variation der Speicherkapazitäten aus Abbildung 51 zeigt außerdem, dass der Einsatz eines 150 MWh Speichers für eine Windleistung von 149 MW am profitabelsten ist. Dies ist dadurch zu erklären, dass ein Speicher dieser Kapazität am meisten Energie aufnehmen und auch wieder abgeben kann. Dadurch muss weniger Energie vom öffentlichen Netz bezogen und auch weniger dorthin geliefert werden, wodurch sich die Einsparungen erhöhen. Ist der Speicher zu groß, so wird dessen Kapazität nicht optimal ausgenutzt.

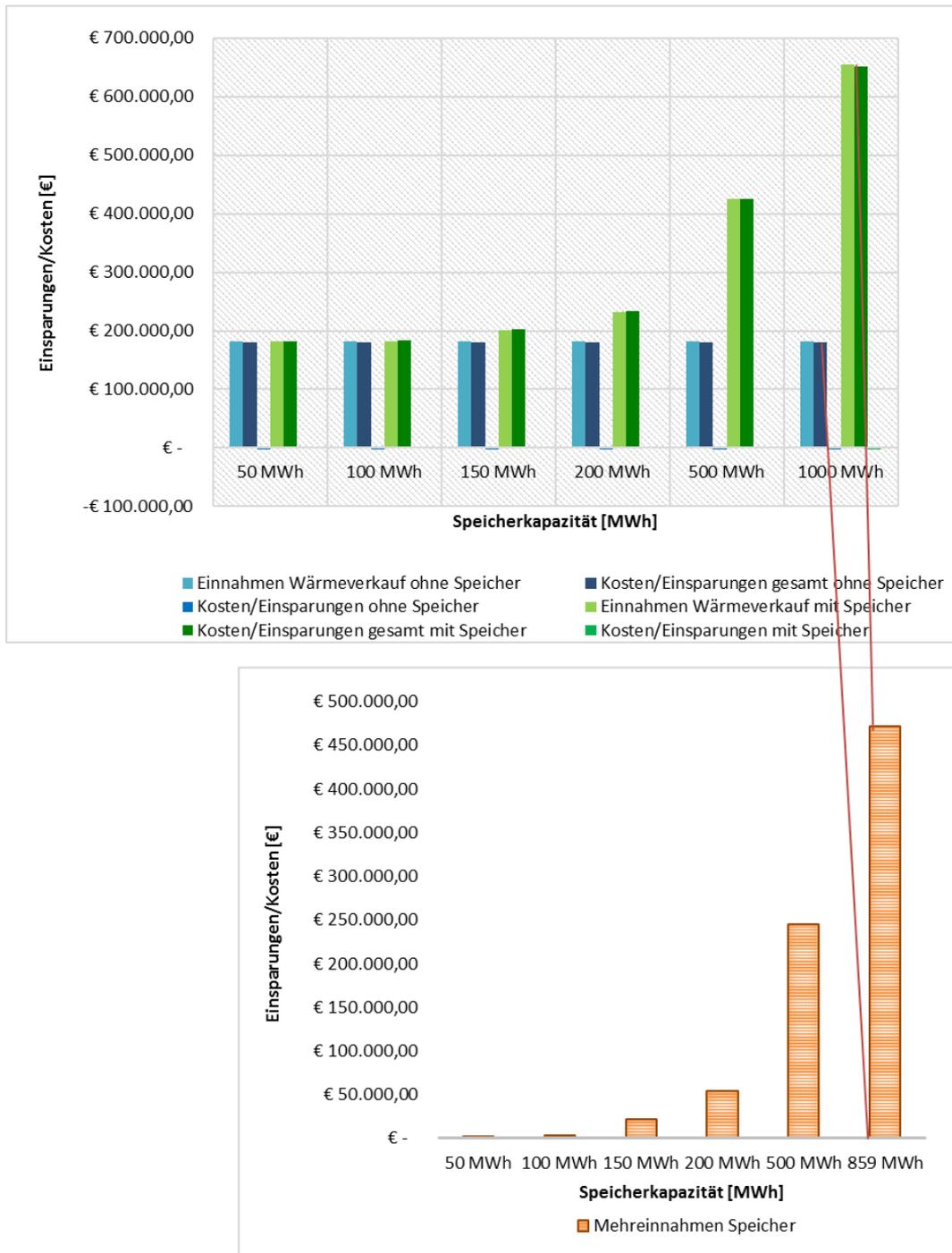


Abbildung 52: Einnahmen durch den Wärmeverkauf sowie Gesamtkosten mit und ohne Speichereinsatz (oben) und Mehreinnahmen durch den Einsatz eines Wärmespeichers (unten)

Abbildung 52 nimmt zur Sensibilitätsanalyse der Speicherkapazitäten zusätzlich die Einnahmen durch den Wärmeverkauf in Betracht. Im oberen Diagramm werden neben den Kosten und Einsparungen durch den P2H-Einsatz und den Einnahmen durch den Wärmeverkauf auch die Gesamtkosten/-einnahmen mit und ohne Speicher dargestellt. Die Kosten und Einsparungen durch den P2H-Einsatz im Vergleich zur Variante ohne Maßnahmen, die auch in Abbildung 50 und Abbildung 51 dargestellt sind, fallen, verglichen mit den Einnahmen durch den Wärmeverkauf, sehr gering aus. Aus dem Diagramm ist

erkennbar, dass auch die Einnahmen für den Einsatz von P2H mit Speicher mit steigender Kapazität zunehmen. Das liegt daran, dass bei höherer Speicherkapazität mehr Energie in Wärme umgewandelt und in den Speicher geliefert werden kann, wodurch sich auch die Wärmeverkäufe erhöhen. Die untere Abbildung zeigt die Mehreinnahmen durch den Speichereinsatz. Verglichen werden dabei die Gesamtkosten, das heißt Kosten/Einsparungen durch den P2H-Einsatz zuzüglich der Einnahmen durch den Wärmeverkauf. Hier zeigt sich ein ähnliches Bild wie in der Abbildung darüber. Die Mehreinnahmen steigen mit Zunahme der Speicherkapazität.

Da der Wärmeverkauf immer vom Wärmeverkaufspreis, der zurzeit, laut Energie Burgenland, bei 40 €/MWh liegt, abhängt und sich ändern kann, ist es von Vorteil, einen Kompromiss aus den Betrachtungen mit und ohne Wärmeverkaufseinnahmen zu finden. Demnach ist der Einsatz eines 1000 MWh-Speichers nicht sinnvoll, wie man aus Abbildung 51 erkennen kann, da dadurch Kosten entstehen. Sinnvoll ist der Einsatz eines 150 MWh- oder 200 MWh-Speichers, da für diese Kapazitäten am meisten Einsparungen erzielt werden können und die Einnahmen durch den Wärmeverkauf im Vergleich ebenfalls hoch sind und 200.000 € übersteigen. Aus diesen Gründen ist der Einsatz einer solchen Flexibilität mit Speicher zur Ausgleichsenergiekompensation als sinnvoll zu bewerten.

### ***Modell Direktvermarktung***

Die Direktvermarktung zur Eigenbedarfsoptimierung stellt die zweite Variante zur P2H-Nutzung dar. Dabei wird nicht die auftretende Ausgleichsenergie, sondern die Differenzen zwischen Last und Erzeugung in Wärme umgewandelt und gegebenenfalls gespeichert, sofern ein Speicher eingesetzt wird. Die Direktleitung kann wiederum dazu genutzt werden, den benötigten Strom direkt an die Kunden zu liefern, wodurch der Eigenbedarf erhöht und die Kosten minimiert werden. Ergibt sich aus dem Vergleich mit der Variante ohne Maßnahmen ein positiver Deckungsbeitrag unter Berücksichtigung der auftretenden Betriebskosten und einmaligen Investitionskosten für die Direktleitung und gegebenenfalls den Speicher, ist die P2H-Anlage wirtschaftlich.

Die variierten Parameter im Modell sind die gleichen wie im Modell Strommarkt und umfassen die Anlagengröße, die positive Leistungsgrenze, die maximale Leistung der Wärmepumpe sowie die Speicherkapazität.

Eine erste Analyse der Auswertungen liefert Tabelle 14: Maximale Einsparungen für Kunden und Windkraftanlagenbetreiber (WAB). Daraus lässt sich erkennen, dass die höchsten Einsparungen sowohl für Windkraftanlagenbetreiber als auch für Verbraucher beim P2H-Einsatz mit Wärmespeicher auftreten. Sie belaufen sich für Anlagenbetreiber auf rund 92.000 € und für die Kunden auf rund 5.000 €. Erstere treten bei einer Anlagengröße von 6 MW und zweitere bei einer 1-MW-Anlage auf. Eine nähere Betrachtung der Einsparungen

und Kosten mit und ohne Speicher bzw. auch für die Variante ohne P2H, rein mit Direktleitung für die gesamte Windregion liefern Abbildung 53 (aus Verbrauchersicht) und Abbildung 54 (aus Sicht der Anlagenbetreiber). Aus Abbildung 53 lässt sich erkennen, dass der Einsatz von Power to Heat mit Speicher bei geringen Speicherkapazitäten sinnvoller ist, als mit großen Speichern. Die höchsten Einnahmen sind bei einer Speicherkapazität von 100 MWh feststellbar, was sich ebenfalls aus Tabelle 14: Maximale Einsparungen für Kunden und Windkraftanlagenbetreiber (WAB) entnehmen lässt. Aus der Sensitivitätsanalyse der Kapazitäten lässt sich ebenfalls erkennen, dass der Einsatz von P2H ohne Speicher, sowie auch die Variante mit reiner Direktleitung, höhere Einsparungen erzielen als die Variante mit Speicher. Ein anderes Bild zeigt dabei Abbildung 54. Daraus lässt sich erkennen, dass die Einsparungen und Kosten mit zunehmender Speicherkapazität steigen. Da ein Speichereinsatz aus Verbrauchersicht nur sinnvoll ist, wenn Einnahmen erzielt werden können, ist rein der Einsatz des 100 MWh- oder eventuell eines 150 MWh-Speichers interessant. Somit würden sich die maximalen Einsparungen auf rund 50.000 € belaufen. Diese Ergebnisse erinnern an den Batteriespeichereinsatz zur Eigenbedarfsoptimierung aus Kapitel 7.1.

Tabelle 14: Maximale Einsparungen für Kunden und Windkraftanlagenbetreiber (WAB)

		Maximale Einsparungen	Kapazität [MWh]	Anlagengröße [MW]
WAB	mit Speicher	€ 91.994,32	2000	6
	ohne Speicher	€ 42.570,41		149
	rein DL	€ 20.783,94		149
Kunden	mit Speicher	€ 4.844,52	100	1
	ohne Speicher	€ 4.622,99		149
	rein DL	€ 4.479,64		149

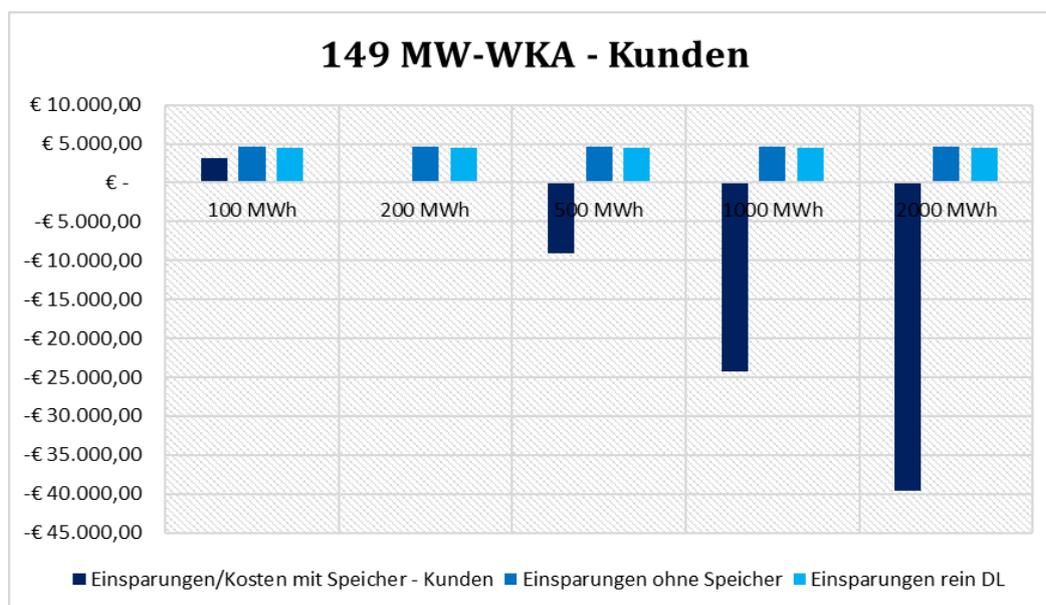


Abbildung 53: Kosten und Einsparungen für Verbraucher durch den Einsatz von Power to Heat

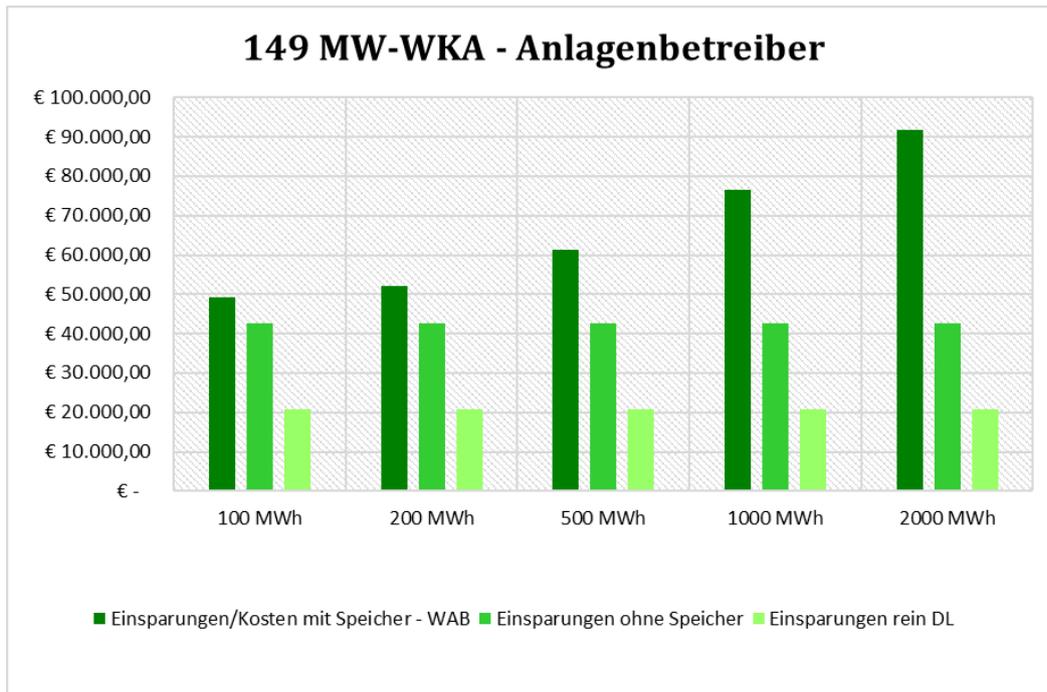


Abbildung 54: Kosten und Einsparungen für Anlagenbetreiber durch den Einsatz von Power to Heat

Die Variation der positiven Leistungsgrenze wurde im Bereich zwischen 5 und 30 MW durchgeführt, siehe Abbildung 55. Unterschiede sind daraus nur sehr schwer erkennbar, da sie im Bereich von wenigen hundert Euros liegen. Die maximalen Einsparungen treten bei einer Grenze von 5 MW auf und liegen bei 62.046 €. Im Vergleich dazu liegen die geringsten Einsparungen bei einer Grenze von 30 MW und einem Wert von 61.173 €. Wie bereits im Modell Strommarkt, lässt sich auch hier feststellen, dass die Einsparung sinken, sobald die Leistungsgrenze erhöht wird. Dies lässt sich wiederum dadurch begründen, dass, je höher die Leistungsgrenze angelegt wird, desto weniger Energie kann umgewandelt werden.

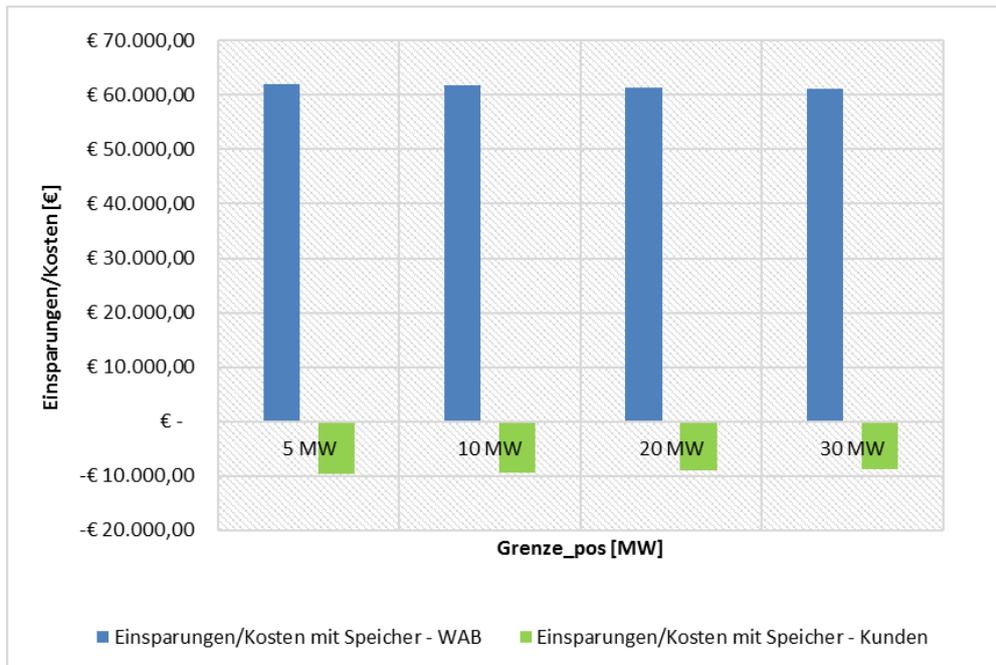


Abbildung 55: Kosten/Einsparungen durch die Variation der positiven Leistungsgrenze

Einen Vergleich zwischen Basismodell und Flexibilitätsmodell kann man abermals durch die Analyse von Eigenverbrauch, Überproduktion, Restbezug und Lieferung über die Direktleitung feststellen, siehe Abbildung 56 und Abbildung 57. Dabei werden jeweils die Varianten mit reiner Direktleitung, also die Variante des Basismodells, die Variante mit P2H aber ohne Speicher und die Variante mit P2H und Wärmespeicher. Aus den Abbildungen lässt sich erkennen, dass einerseits der Eigenverbrauch geringfügig, um rund 1 % gehoben werden kann und andererseits der Restbezug aus dem öffentlichen Netz reduziert und somit die Lieferung über die Direktleitung gehoben werden kann.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass der Einsatz von Power to Heat zur Eigenbedarfsoptimierung aufgrund der hohen Investitionskosten für Speicher und Wärmepumpe sowie der laufenden Betriebs- und Wartungskosten und den vergleichsweise geringen Einsparungen nicht zu rechtfertigen ist. Power to Heat ist demnach vorzugsweise für die Ausgleichsenergiekompensation geeignet.

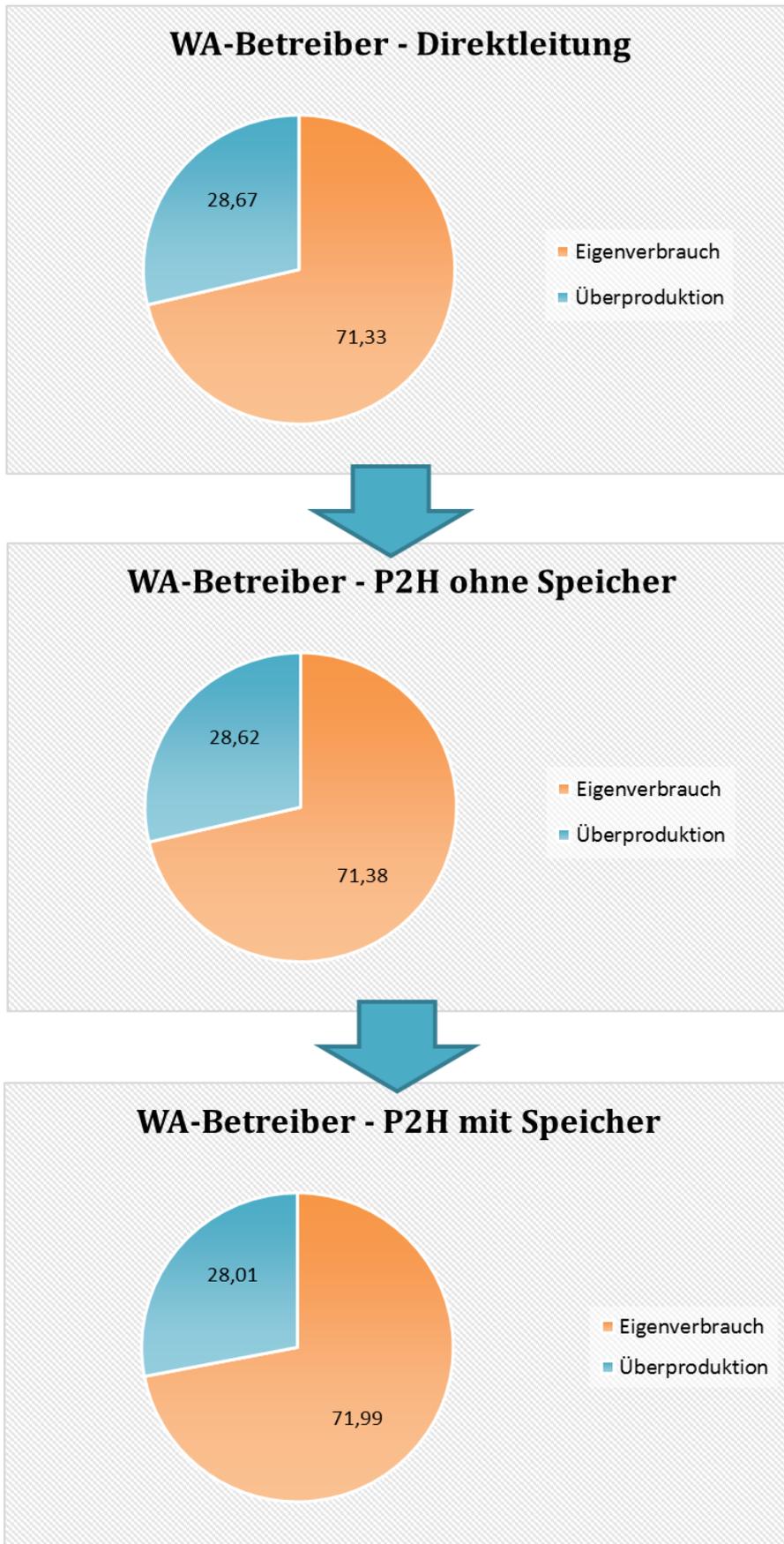


Abbildung 56: Aufteilung von Eigenverbrauch und Überproduktion mit P2H und reiner Direktleitung



Abbildung 57: Aufteilung von Restbezug und Lieferung über die Direktleitung mit P2H und reiner Direktleitung

## 8. Entwurf für ein zukünftiges Gesamtkonzept

Zurzeit werden in Österreich 9,3 % des heimischen Strombedarfs durch Windenergie abgedeckt. Bis 2020 besteht die Intention, diesen Anteil bis auf 13,5 % und bis zum Jahr 2030 sogar auf rund 24 % zu erhöhen, siehe Abbildung 58. Dies kann durch einen massiven Ausbau an Windkraftanlagen mit bis zu 100 Neubauten pro Jahr erreicht werden. Im Burgenland ist für 2017 derzeit eine neue Anlage geplant, wodurch der Gesamtbestand im Burgenland bis Ende 2017 auf 423 Windkraftanlagen und die Gesamtleistung auf 1.023 MW steigen wird (IG Windkraft, 2016). Neben den Neubauten werden zunehmend ältere Anlagen nach Ökostromgesetz nicht mehr förderungswürdig sein. Ob Neuanlagen oder ältere Anlagen, beide müssen sie wirtschaftlich betrieben und vermarktet werden.

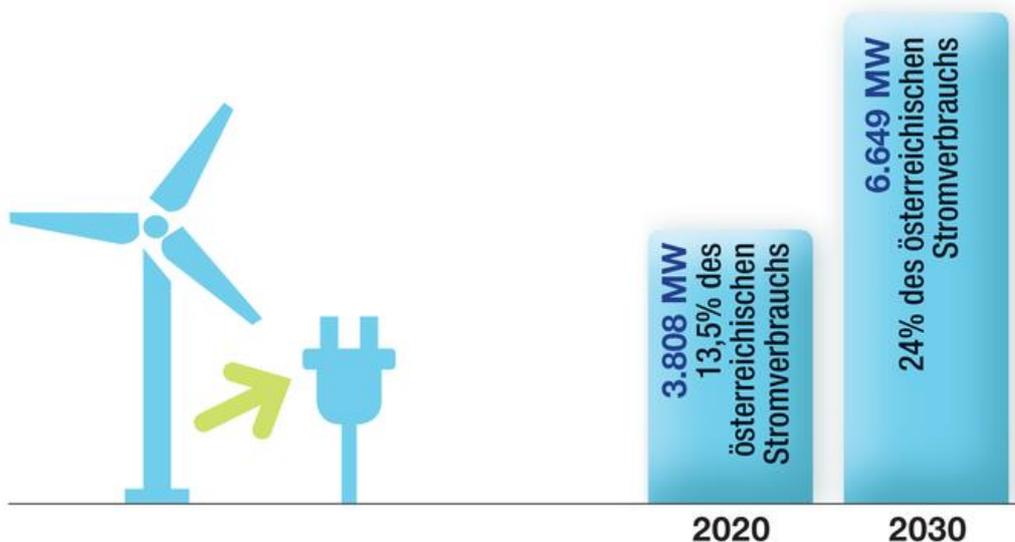


Abbildung 58: Prognostizierter Zuwachs an Windenergie in Österreich (IG Windkraft, 2017)

Ausgehend vom derzeitigen Wärmebedarf in Österreich wurden, wiederum in genannter Studie der TU Wien und Ecofys, Szenarien zur Entwicklung dieser Bedarfe entwickelt.

Das erste Szenario beschreibt die Abschätzung des Anteils an Emissionen aus der internen Wärmebereitstellung und aus dem Brennstoffeinsatz des Nutzwärmebedarfs. Im zweiten Fall wurden die Produktionsmengen mit Literaturwerten verglichen und zu Wärmebedarfen kombiniert. Unterschieden wird außerdem zwischen BAU- (Business as usual) und Hocheffizienzscenario. Abbildung 59 stellt einen Vergleich des Wärme- und Kältebedarfs zwischen Status-Quo im Jahr 2012 und den Szenarien für BAU und Hocheffizienz im Jahr 2025 dar. Daraus kann abgeleitet werden, dass die Bedarfe großteils steigen werden. Betrachtet man die für den Einsatz von Wärmepumpen relevanten Sektoren, so kann festgestellt werden, dass die Bedarfe im Fahrzeug- und Maschinenbau sowie in der Papier-

und Druckindustrie steigen, während sie in den Bereichen Textil und Leder, Holzverarbeitung und Nahrungs- und Genussmittel, Tabak zurückgehen.

Dies kann am effizienteren Einsatz von Anlagen sowie beispielsweise Technologien wie Wärmerückgewinnung liegen. Obwohl die Bedarfe zurückgehen, ist der Einsatz von effizienten und nachhaltigen Energiebereitstellungsanlagen sinnvoll (Büchele et al., 2015).

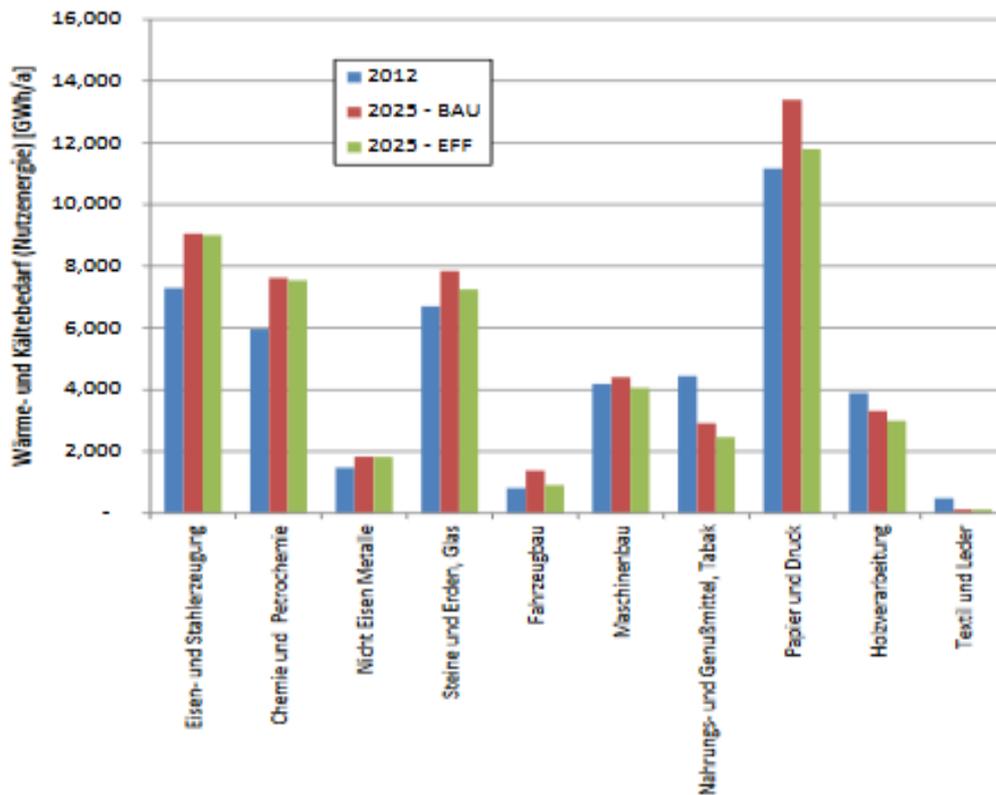


Abbildung 59: Vergleich zwischen Status-Quo 2012 und Szenarien für 2025 (Quelle: Büchele et al., 2015)

Nach dieser kurzen gesamtheitlichen, zukunftsgerichteten Betrachtung der Windregion Burgenland bzw. Österreichs soll ein möglicher Konzeptentwurf dargestellt werden, wie mit den zukünftigen Veränderungen umgegangen werden könnte.

Eine zentrale Fragestellung dabei ist, welche Flexibilitäten in dieses Konzept mit aufgenommen werden könnten. Aus den Bewertungen und Analysen der vorherigen Kapitel, zeigt sich, dass das Demand Side Management und Power to Heat besonders geeignet sind, um auch wirtschaftlichen Nutzen aus der Situation ziehen zu können. Aber auch die Integration anderer Möglichkeiten, die im Zuge dieser Arbeit gar nicht betrachtet wurden, ist möglich. Ein Beispiel dafür wäre eine Kombination aus Demand Side Management und Batteriespeicher oder P2H in Kombination mit dem Fernwärmenetz anstatt der Großwärmepumpe. Grundsätzlich sind viele unterschiedliche Möglichkeiten gegeben, wobei das Ziel eine Region mit unterschiedlichen eingesetzten Flexibilitäten zur Eigenbedarfsoptimierung und/oder Ausgleichsenergiekompensation sein soll. Außerdem bekommt jeder Industriebetrieb und

auch Haushalt die Möglichkeit, aktiv daran teilzunehmen, egal ob nun durch Lastmanagement, Monitoring, etc.

Eine Möglichkeit zur Umsetzung würde ein Folgeprojekt zum Projekt „Windvermarktung“ bieten, wobei die Entwicklung einer Demo-Region im Mittelpunkt stehen könnte. Dadurch können unterschiedliche Systemflexibilitäten miteinander verbunden werden und durch intelligente Kommunikationsinfrastruktur interagieren. Auch die Einbindung von E-Mobility als zusätzliche schaltbare Verbraucher und Zwischenspeicher kann angedacht werden. Durch dementsprechende Förderungen könnten Betriebe und Haushalte motiviert werden, ihren Beitrag beizusteuern und nach bekannten Vorzeigemodellregionen, wie beispielsweise Köstendorf bei Salzburg, auch im Burgenland eine Forschungs- und Demonstrationsregion zu schaffen, in der innovative Alternativen zur konventionellen Energiebereitstellung getestet und umgesetzt werden können.

## 9. Schlussfolgerungen

Die Motivation zu dieser Arbeit bildet das Projekt „Windvermarktung“, das sich mit der Wiedervermarktung von, nach Ökostromgesetz, nicht mehr förderungswürdigen Windkraftanlagen befasst. Dafür wurden neue Geschäftsmodelle mit Einsatz unterschiedlicher Systemflexibilitäten modelliert und analysiert. Die Basis der Arbeit bildete die Ermittlung der derzeitigen Erzeugungs- und Verbrauchersituation in der Windregion Nordburgenland. Dafür wurden einerseits eine elektrizitätswirtschaftliche Analyse sowie eine statistische Analyse der zur Verfügung gestellten Markt- und Winderzeugungsdaten durchgeführt. Ende 2016 waren im Burgenland bereits 422 Anlagen mit einer gesamten installierten Leistung von rund 1.000 MW errichtet. 149 MW davon sind nach Ökostromgesetz nicht mehr förderungswürdig und müssen nun wirtschaftlich vermarktet werden. Dies geschieht momentan durch den Verkauf am Termin-, Day-Ahead- und Intraday-Markt. An den unterschiedlichen Märkten handeln Trader im Vorfeld bestimmte Energiemengen, deren Entscheidung auf Prognosen beruht. Da diese Prognosen häufig nicht mit den tatsächlichen Einspeisungen übereinstimmen, treten Abweichungen zwischen gehandelten und tatsächlichen Energiemengen auf, die die sogenannte Ausgleichsenergie bilden. Aus der Analyse der derzeitigen Vermarktungssituation zeigt sich, dass der Großteil der Energie am Day-Ahead-Markt gehandelt wird.

Eine weitere Möglichkeit, Windenergie wirtschaftlich zu vermarkten, bietet der Direktverkauf über eine Direktleitung von der Anlage zum Verbraucher. Dabei geht es primär darum, den Eigenbedarf der Anlage zu optimieren, indem die Überproduktionen und der Bezug vom öffentlichen Netz reduziert werden. Die derzeitige Situation zeigt, dass der Eigenbedarf der Anlagen bei rund 71 % liegt, 34 % der Leistung über die Direktleitung fließen und 66 % vom öffentlichen Netz bezogen werden müssen.

Durch den Einsatz von Systemflexibilitäten kann einerseits die Ausgleichsenergie kompensiert und andererseits der Eigenbedarf der Anlage erhöht werden. Dies wird zum einen durch den Einsatz eines Batteriespeichers untersucht. Aus den Bewertungen geht hervor, dass die zusätzlichen Einnahmen, die sich durch die Eigenbedarfsoptimierung bzw. die Ausgleichsenergiekompensation ergeben, in keiner Relation zu den Investitions- und Betriebskosten des Batteriespeichers stehen. Der Einsatz eines Batteriespeichers rechnet sich daher für den Energieversorger nicht. Ein anderes Bild liefert der Einsatz von DSM-Maßnahmen. Dabei sind die Einsparungen von etwa 450 € für die Ausgleichsenergiekompensation und rund 6500 € für die Eigenbedarfsdeckung zwar nicht sonderlich hoch, allerdings wurde in der Auswertung nur eine einzige Last zum Einsatz gebracht. Da die Reduktion der Kosten von der Größe der Last abhängt, können kleine Verbraucher nur wenig Ausgleichsenergie kompensieren. Durch den Einsatz größerer bzw. durch den Zusammenschluss mehrerer Verbraucher, die zum Lastmanagement geeignet sind,

könnten signifikant höhere Kostenreduktionen erzielt werden. Das Potenzial für DSM ist demnach, bei Einbindung weiterer Lasten, als viel höher einzuschätzen.

Die dritte Flexibilität, die simuliert wurde, ist Power to Heat. Diese Flexibilität wird wiederum für beide Vermarktungsstrategien (Strommarkt und Direktverkauf) simuliert, einmal mit und einmal ohne Wärmespeicher. Die Ergebnisse zeigen, dass P2H zur Ausgleichsenergiekompensation gut geeignet ist, für die Eigenbedarfsdeckung stellen sich jedoch teilweise zusätzliche Kosten durch den Speichereinsatz ein. Angedacht wurden noch zwei weitere Möglichkeiten. Einerseits Biomasse zur Kompensation von Ausgleichsenergie und andererseits Power to Cold. Anhand einer Potenzialanalyse wurde aber festgestellt, dass das Potenzial für beide Anlagen im Burgenland nicht hoch ist und deshalb auf eine Abbildung als Modell verzichtet wurde. Für die Einbindung in ein Gesamtkonzept, das für die gesamte Windregion gelten sollte, könnten diese Flexibilitäten dennoch betrachtet bzw. als Versuch untersucht werden. Dabei wird auf die Möglichkeit eines weiterführenden Forschungs- und Demonstrationsprojektes in der Windregion eingegangen, wobei auch andere, alternative Flexibilitäten eingebunden werden können, wie beispielsweise E-Mobility als zusätzlicher Verbraucher und gleichzeitig mobiler Speicher.

Dieser Aspekt bietet Möglichkeiten für weitere Evaluierungen, die in Folgeprojekten behandelt werden können. Dazu sind umfassende Gespräche mit möglichen Akteuren und Teilnehmern nötig, die bei der Umsetzung des Gesamtkonzeptes eine maßgebliche Rolle spielen. Außerdem ist es notwendig, die möglichen Verbraucher und Einspeiser zu evaluieren, die in die Planung miteingebunden werden sollen.

Die im Rahmen der Arbeit erstellten Grund- und Flexibilitätsmodelle können leicht für andere Projekte adaptiert werden und sind auf unterschiedliche Einsatzgebiete übertragbar. Die Einbindung zusätzlicher Windkraftanlagen sowie, wie im letzten Kapitel angeführt, unterschiedlicher Flexibilitäten, stellt Raum für weitere Untersuchungen dar, die im Zuge dieser Arbeit nicht durchgeführt wurden. Weitere Erzeugungseinheiten, Speicher und Flexibilitäten, wie beispielsweise Biomasseanlagen zur Kompensation der Ausgleichsenergie oder die Einbindung der angesprochenen Elektroautos, können in den Modellen inkludiert werden, um weitere Vergleichsmöglichkeiten untersuchen bzw. ein übergeordnetes Gesamtkonzept abbilden zu können.

## Literaturverzeichnis

APCS, (2017). Synthetische Lastprofile, URL: <http://www.apcs.at/de/clearing/technisches-clearing/lastprofile>, abgerufen am 17.2.2017

BDEW, (2015). BDEW/VKU/GEODE-Leitfaden Abwicklung von Standardlastprofilen Gas, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., URL: [https://www.hansewerk.com/cps/rde/xbcr/hansewerk/15-06-30\\_Leitfaden\\_Abwicklung\\_SLP\\_Gas.pdf](https://www.hansewerk.com/cps/rde/xbcr/hansewerk/15-06-30_Leitfaden_Abwicklung_SLP_Gas.pdf)

Büchele R., Haas R., Hartner M., et al., (2015). Bewertung des Potenzials für den Einsatz der hocheffizienten KWK und effizienter Fernwärme- und Fernkälteversorgung, TU Wien, Ecofys, URL: [http://www.austrian-heatmap.gv.at/fileadmin/user\\_upload/FW\\_KWK\\_Endbericht.pdf](http://www.austrian-heatmap.gv.at/fileadmin/user_upload/FW_KWK_Endbericht.pdf), abgerufen am 20.3.2017

Bucher, B., Meier-Solfrian, W., Meyer, U., Schlick, S., (2003). Statistik: Grundlagen, Beispiele und Anwendungen gelöst mit Excel, URL: <https://books.google.at/books?id=Bg5ma54xi3oC&pg=PA98&dq=korrelationskoeffizient&hl=de&sa=X&sqi=2&pj=1&ved=0ahUKEwjY-pme6sLTAhUKjSwKH8HBSIQ6AEIKTAB#v=onepage&q=korrelationskoeffizient&f=false>, abgerufen am 26.4.2017

Dutter, R. (2011). Statistik, Korrelationsproblem, TU Wien, URL: [http://www.statistik.tuwien.ac.at/public/dutt/vorles/inf\\_bak/node72.html](http://www.statistik.tuwien.ac.at/public/dutt/vorles/inf_bak/node72.html), abgerufen am 20.3.2017

ELWOG, (2010). Elektrizitätswirtschafts- und organisationsgesetz, 1. Teil Grundsätze, § 7. Begriffsbestimmungen, URL: <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20007045>, abgerufen am 28.04.2017

Energie Burgenland AG. (2014). Energie Burgenland: Kurzportrait. URL: [http://www.energieburgenland.at/fileadmin/pdf/geschaeftsbericht/Energie\\_Burgenland\\_Geschaeftsbericht\\_2015.pdf](http://www.energieburgenland.at/fileadmin/pdf/geschaeftsbericht/Energie_Burgenland_Geschaeftsbericht_2015.pdf), abgerufen am 10.10.2016

Energie Burgenland Windkraft, (2016). Zahlen und Fakten, URL: [http://www.energieburgenland.at/fileadmin/EB\\_pdf\\_NEU/Windkraft/Zahlen\\_und\\_Fakten.pdf](http://www.energieburgenland.at/fileadmin/EB_pdf_NEU/Windkraft/Zahlen_und_Fakten.pdf), abgerufen am 12.11.2016

Energie-Lexikon, k.A. Strommarkt, URL: <https://www.energie-lexikon.info/strommarkt.html>, abgerufen am 22.4.2017

E.ON, (2017). Coefficient of Performance, URL: <https://www.eon.de/pk/de/solar/faq/glossar/c/coefficient-of-performance.html>, abgerufen am 5.5.2017

FIZ Karlsruhe (2015). Wie Batteriespeicher das Stromnetz entlasten können, URL: [http://forschung-energiespeicher.info/aktuelles/aktuelles-einzelansicht/2/Wie\\_Batteriespeicher\\_das\\_Stromnetz\\_entlasten\\_koennen/](http://forschung-energiespeicher.info/aktuelles/aktuelles-einzelansicht/2/Wie_Batteriespeicher_das_Stromnetz_entlasten_koennen/), abgerufen am 27.4.2017

Hemmerich, W.A., (2017). Schiefe: Linksschief, Rechtsschief, Symmetrisch, URL: <http://matheguru.com/stochastik/251-schiefe-linksschief-rechtsschief-symmetrisch.html>, abgerufen am 26.04.2017

IEEE. (2016). Evaluation of a Hybrid Power Plant Comprising Used EV-Batteries to Complement Wind Power, URL: <http://ieeexplore.ieee.org/document/6331027/?arnumber=6331027>, abgerufen am 10.10.2016

IG Windkraft, (2014). Windenergie in Österreich 2020 und 2030. Potentiale in den Bundesländern

IG Windkraft, (2016). Windenergie in Österreich. URL: [https://www.igwindkraft.at/fakten/?xmlval\\_ID\\_KEY\[0\]=1234](https://www.igwindkraft.at/fakten/?xmlval_ID_KEY[0]=1234), abgerufen am 15.12.2016

IG Windkraft, (2017). Windenergie in Österreich. URL: <https://www.igwindkraft.at/mmedia/download/2017.03.08/1488966928913919.pdf>, abgerufen am 02.02.2017

IV (k.A.), Industrie im Burgenland, Industriellenvereinigung Burgenland, URL: [http://olm.tsn.at/olm/industrie\\_bgl/Industrie\\_bgl\\_4.pdf](http://olm.tsn.at/olm/industrie_bgl/Industrie_bgl_4.pdf), abgerufen am 12.11.2016



NEXT Kraftwerke a, k.A. Was ist der Day-Ahead-Handel? URL:<https://www.next-kraftwerke.de/wissen/strommarkt/day-ahead-handel>, abgerufen am 22.4.2017

NEXT Kraftwerke b, k.A. Was ist der Intraday-Handel?, URL:<https://www.next-kraftwerke.de/wissen/strommarkt/intraday-handel>, abgerufen am 22.4.2017

Ochsner, (2017). 1-stufige Wasse-Wasser Hochtemperatur Industrie Wärmepumpe, URL:  
[http://ochsner-energiesystemtechnik.com/wp-content/uploads/2015/08/TI\\_MD\\_IWWHS\\_ER3\\_Hochtemperatur-Waermepumpen\\_DE\\_20160216\\_V05-Internet.pdf](http://ochsner-energiesystemtechnik.com/wp-content/uploads/2015/08/TI_MD_IWWHS_ER3_Hochtemperatur-Waermepumpen_DE_20160216_V05-Internet.pdf), abgerufen am 1.2.2017

Schlittgen, R. (2008). Einführung in die Statistik: Analyse und Modellierung von Daten, Wissenschaftsverlag GmbH. 11.Auflage. München, URL:  
<https://books.google.at/books?id=GS3pBQAAQBAJ&pg=PA212&lpg=PA212&dq=welche+verteilungsfunktion+soll+verwendet+werden?&source=bl&ots=r82JMgtBxe&sig=aOdbUDqKYcEgoOePSX9jBTCX7Pw&hl=de&sa=X&ved=0ahUKEwjIxe7o2rbOAhVRlxQKHwMDCVkJ6AEINjAE#v=onepage&q=welche%20verteilungsfunktion%20soll%20verwendet%20werden%3F&f=false>, abgerufen am 10.10.2016

Schlomann, B., Steinbach, J., Kleeberger, H., Geiger, B., Pich, A., Gruber, E., Mai, M., Gerspacher, A., Schiller, W., (2013). Energieverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) in Deutschland für die Jahre 2007 bis 2010, URL:  
[http://www.isi.fraunhofer.de/isi-wAssets/docs/x/de/publikationen/Energieverbrauch\\_GHD\\_2006-2011.pdf](http://www.isi.fraunhofer.de/isi-wAssets/docs/x/de/publikationen/Energieverbrauch_GHD_2006-2011.pdf), abgerufen am 12.11.2016

Schuster, A., (2009). Eigenschaften heutiger Batterie- und Wasserstoffspeichersysteme für eine nachhaltige elektrische Mobilität, URL:  
[https://publik.tuwien.ac.at/files/PubDat\\_180875.pdf](https://publik.tuwien.ac.at/files/PubDat_180875.pdf), abgerufen am 27.4.2017

Vektorraum (2010). Der Temperaturhub, URL:  
[www.jahresarbeitszahlen.info/index.php/einfluesse/temperaturhub](http://www.jahresarbeitszahlen.info/index.php/einfluesse/temperaturhub), abgerufen am 13.4.2017

Von Roon, S. (2011). Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., Vermarktung von Windenergie. FfE-Fachtagung 2011, München, URL:  
<https://www.ffe.de/publikationen/vortraege/380-vermarktung-von-windenergie>, abgerufen am 20.3.2017

# Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Verteilungsfunktion rechtsschief (links), symmetrisch (mittig), linksschief (rechts) (Quelle: Hemmerich, 2017) .....	8
Abbildung 2: Histogramm rechtsschief (links), symmetrisch (mittig), linksschief (rechts) (Quelle: Hemmerich, 2017) .....	8
Abbildung 3: Dichtefunktion rechtsschief (links), symmetrisch (mittig), linksschief (rechts) (Quelle: Hemmerich, 2017) .....	8
Abbildung 4: Ablaufdiagramm DSM Modell .....	22
Abbildung 5: Entwicklung der Windkraft in Österreich (Quelle: IG Windkraft, 2016).....	32
Abbildung 6: Verteilung der Windkraftanlagen im Burgenland (Quelle: IG Windkraft, 2016) .	33
Abbildung 7: Windkraftleistung im Burgenland mit Prognose für das Jahr 2017 (Quelle: IG Windkraft, 2017) .....	33
Abbildung 8: Windkraftanlagen im Burgenland mit Prognose für das Jahr 2017 (Quelle: IG Windkraft, 2017) .....	34
Abbildung 9: Stromverbrauch und Windstromerzeugung im Burgenland (Quelle: Energie Burgenland, 2014).....	36
Abbildung 10: Stromverbrauch und -erzeugung im Burgenland für April 2017 (Quelle: Netz Burgenland, 2017) .....	37
Abbildung 11: mittlere Jahreserzeugung und -verbräuche mit Prognosen für die zukünftige Entwicklung bis 2030 (Quelle: IG Windkraft, 2014) .....	37
Abbildung 12: Aufteilung der Verbräuche nach Standardlastprofilen im Vergleich zur Windkraftherzeugung .....	38
Abbildung 13: Korrelationsanalyse .....	40
Abbildung 14: Darstellung der Auftrittswahrscheinlichkeiten und der Unterschreitungswahrscheinlichkeit der Abweichung der Prognose von der tatsächlichen Einspeisung.....	41
Abbildung 15: Darstellung der Auftritts-, der Unterschreitungs- sowie der Überschreitungswahrscheinlichkeit für die Abweichung der Prognose von der tatsächlichen Einspeisung – Berücksichtigung ausschließlich positiver Werte .....	42
Abbildung 16: Darstellung der Auftritts-, der Unterschreitungs- sowie der Überschreitungswahrscheinlichkeit für die Abweichung der Prognose von der tatsächlichen Einspeisung – Berücksichtigung ausschließlich negativer Werte .....	43
Abbildung 17: Analyse der Häufigkeit der positiven Abweichungen zwischen Prognose und tatsächlichen Werten -nach Höhe und Dauer der Abweichung .....	44
Abbildung 18: Analyse der Häufigkeit der negativen Abweichungen zwischen Prognose und tatsächlichen Werten -nach Höhe und Dauer der Abweichung .....	45

Abbildung 19: monatliche Auswertung der realen Ausgleichsenergie-Kosten/Erlöse.....	47
Abbildung 20: monatliche Auswertung der Ausgleichsenergie-Kosten/Erlöse laut Modell.....	48
Abbildung 21: Tagesverlauf der Kosten/Erlöse am Markt Realität vs. Modell – 5.7.2016.....	49
Abbildung 22: Gegenüberstellung der Leistung über die Direktleitung an die Kunden im Vergleich zum Restbezug aus dem öffentlichen Netz.....	50
Abbildung 23: Gegenüberstellung des Eigenbedarfs des Windkraftanlagenbetreibers zur Überproduktion.....	50
Abbildung 24: Verteilung der Industriestandorte im Burgenland (Quelle: Energie Burgenland AG, 2014).....	53
Abbildung 25: Kostenkurve der unterschiedlichen Sektoren in der Industrie (Kollmann et al., 2015).....	58
Abbildung 26: Wärme- und Kältebedarf des produzierenden Sektors in Österreich (Quelle: Büchele et al., 2015) .....	60
Abbildung 27: Aufteilung des österreichischen Wärmebedarfs im produzierenden Sektor auf unterschiedliche Temperaturniveaus (Quelle: Büchele et al., 2015) .....	61
Abbildung 28: Aufteilung des österreichischen Wärmebedarfs im produzierenden Sektor auf unterschiedliche Temperaturniveaus (Quelle: Büchele et al., 2015) .....	61
Abbildung 29: Kühlenergiebedarf zur Gebäudekühlung und technisches Potenzial für Absorptionskälte (Quelle: Büchele et al., 2015) .....	65
Abbildung 30: Biomassepotenzial aus Holzeinschlag in Österreich (Quelle: Regio Energy, Stanzer et al.,2010) .....	67
Abbildung 31: Vergleich Abfallaufkommen und Energieholzverbrauch in Österreich 2012 (Quelle: Mayer, 2014).....	67
Abbildung 32: Theoretisches Potenzial an Holzabfällen (Quelle: Mayer, 2014) .....	68
Abbildung 33: Kosten/Erlöse durch den Speichereinsatz bei einer Kapazität von 0,5 MWh und einer maximalen Leistung von 1 MW .....	70
Abbildung 34: Kosten/Erlöse durch den Speichereinsatz bei einer Kapazität von 50 MWh und einer maximalen Leistung von 100 MW .....	71
Abbildung 35: Einsparungen für Windkraftanlagenbetreiber durch den Speichereinsatz bei einer Anlagenleistung von 149 MW .....	73
Abbildung 36: Einnahmen für Windkraftanlagenbetreiber durch den Einsatz einer Direktleitung sowie eines Batteriespeichers für die gesamte Windregion (149 MW) .....	73
Abbildung 37: Einsparungen für Kunden durch den Speichereinsatz bei einer Anlagenleistung von 149 MW .....	74
Abbildung 38: Kosten für Kunden durch den Einsatz einer Direktleitung sowie eines Batteriespeichers für die gesamte Windregion (149 MW).....	75

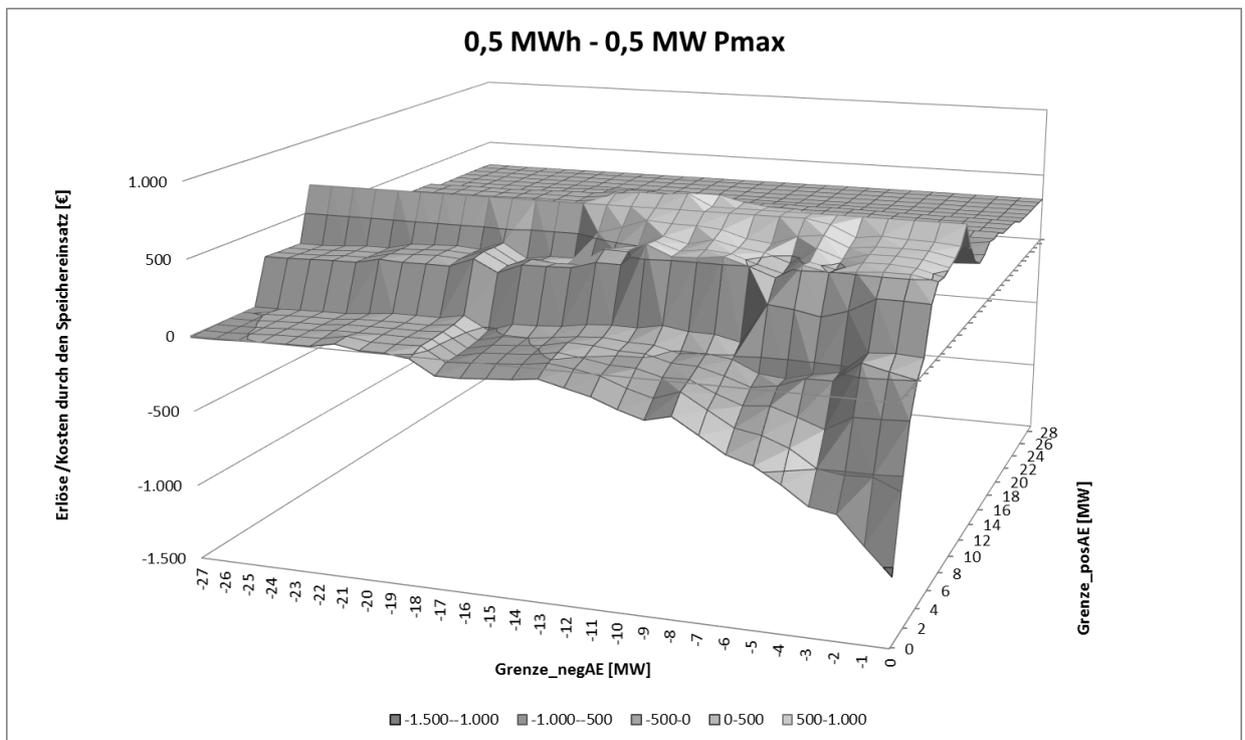
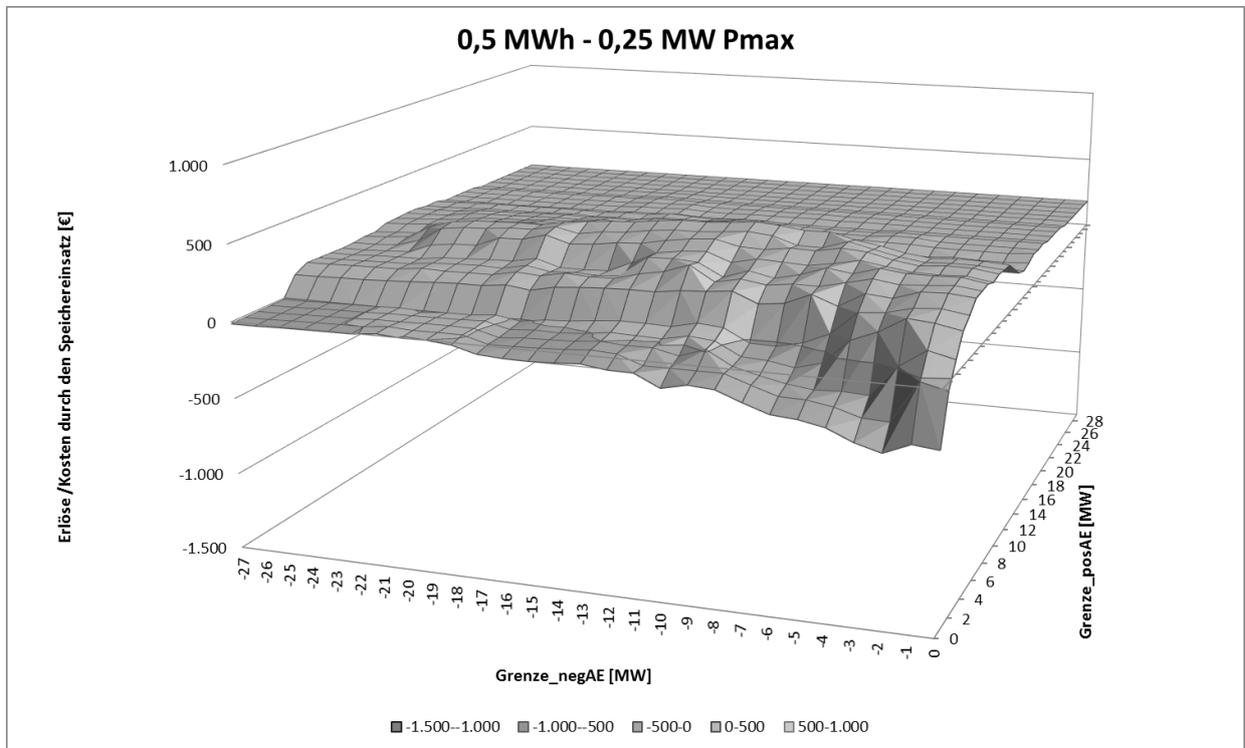
Abbildung 39: Vergleich von Eigenverbrauch und Überproduktion für Windkraftanlagenbetreiber mit und ohne Speicher (1 MW).....	76
Abbildung 40: Vergleich von Leistung über die Direktleitung und Restbezug für Kunden mit und ohne Speicher (1 MW).....	77
Abbildung 41: Analyse der Einsparungen der gesamten Windregion (149 MW) – Variation der minimalen Leistungsgrenzen.....	79
Abbildung 42: Einsparungen für die gesamte Windregion (149 MW) bei einer <i>GrenzeP<sub>min</sub></i> – von 0 MW .....	80
Abbildung 43: Einsparungen für die gesamte Windregion (149 MW) durch Variation der Zeitspanne (links) und der Zeitdauer des Lastblocks (rechts).....	80
Abbildung 44: Einsparungen für eine Anlagenleistung von 6 MW (links) und 1 MW (rechts) durch Variation der Zeitdauer des Lastblocks.....	81
Abbildung 45: Maximale Einsparungen für Kunden und Windkraftanlagenbetreiber bei unterschiedlichen Anlagengrößen .....	82
Abbildung 46: Einsparungen mit Direktleitung mit und ohne DSM-Maßnahmen durch Variation der <i>GrenzeP<sub>min</sub></i> + (oben) und Einsparungen durch die DSM-Maßnahmen (unten) .....	83
Abbildung 47: Einsparungen mit Direktleitung mit und ohne DSM-Maßnahmen durch Variation Zeitspanne (oben) und Einsparungen durch die DSM-Maßnahmen (unten) .....	84
Abbildung 48: Eigenverbrauch und Überproduktion mit und ohne DSM .....	85
Abbildung 49: Restbezug und Leistung über die Direktleitung mit und ohne DSM.....	86
Abbildung 50: Sensitivitätsanalyse durch Variation der positiven Leistungsgrenzen für 149 MW.....	88
Abbildung 51: Sensitivitätsanalyse durch Variation der Speicherkapazitäten für 149 MW .....	89
Abbildung 52: Einnahmen durch den Wärmeverkauf sowie Gesamtkosten mit und ohne Speichereinsatz (oben) und Mehreinnahmen durch den Einsatz eines Wärmespeichers (unten).....	90
Abbildung 53: Kosten und Einsparungen für Verbraucher durch den Einsatz von Power to Heat .....	92
Abbildung 54: Kosten und Einsparungen für Anlagenbetreiber durch den Einsatz von Power to Heat .....	93
Abbildung 55: Kosten/Einsparungen durch die Variation der positiven Leistungsgrenze .....	94
Abbildung 56: Aufteilung von Eigenverbrauch und Überproduktion mit P2H und reiner Direktleitung .....	95
Abbildung 57: Aufteilung von Restbezug und Lieferung über die Direktleitung mit P2H und reiner Direktleitung .....	96

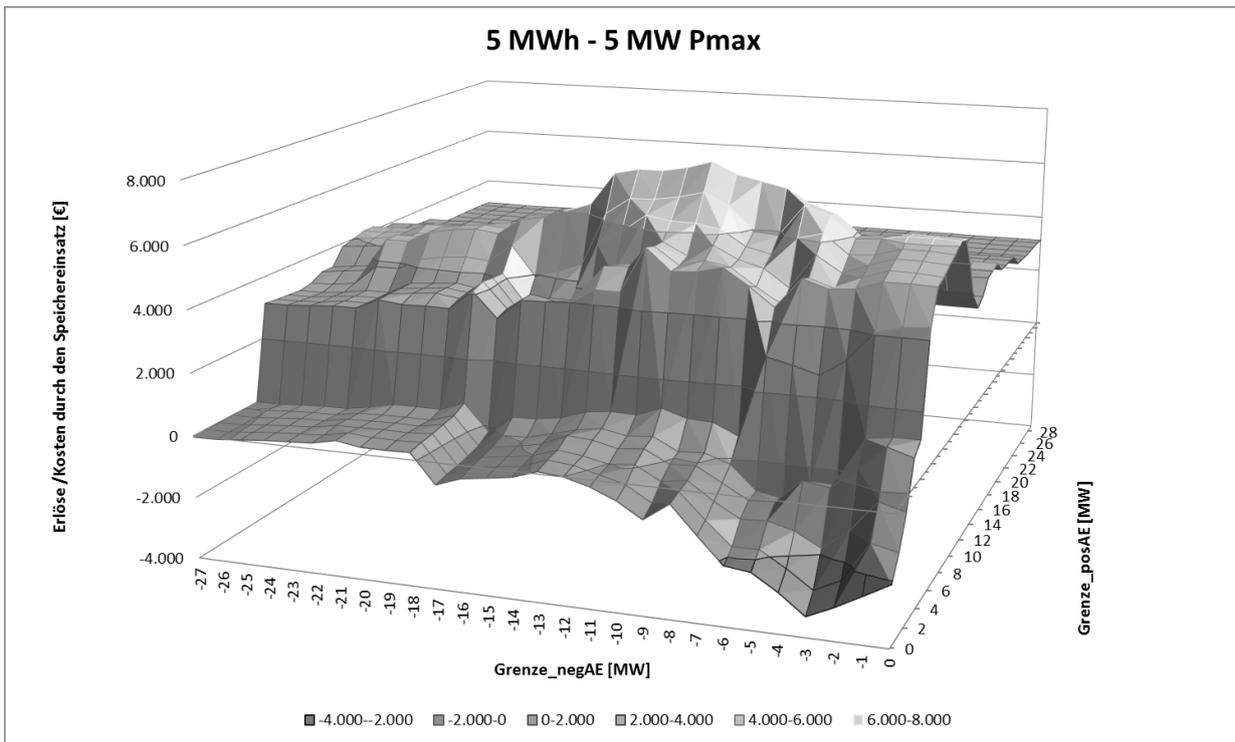
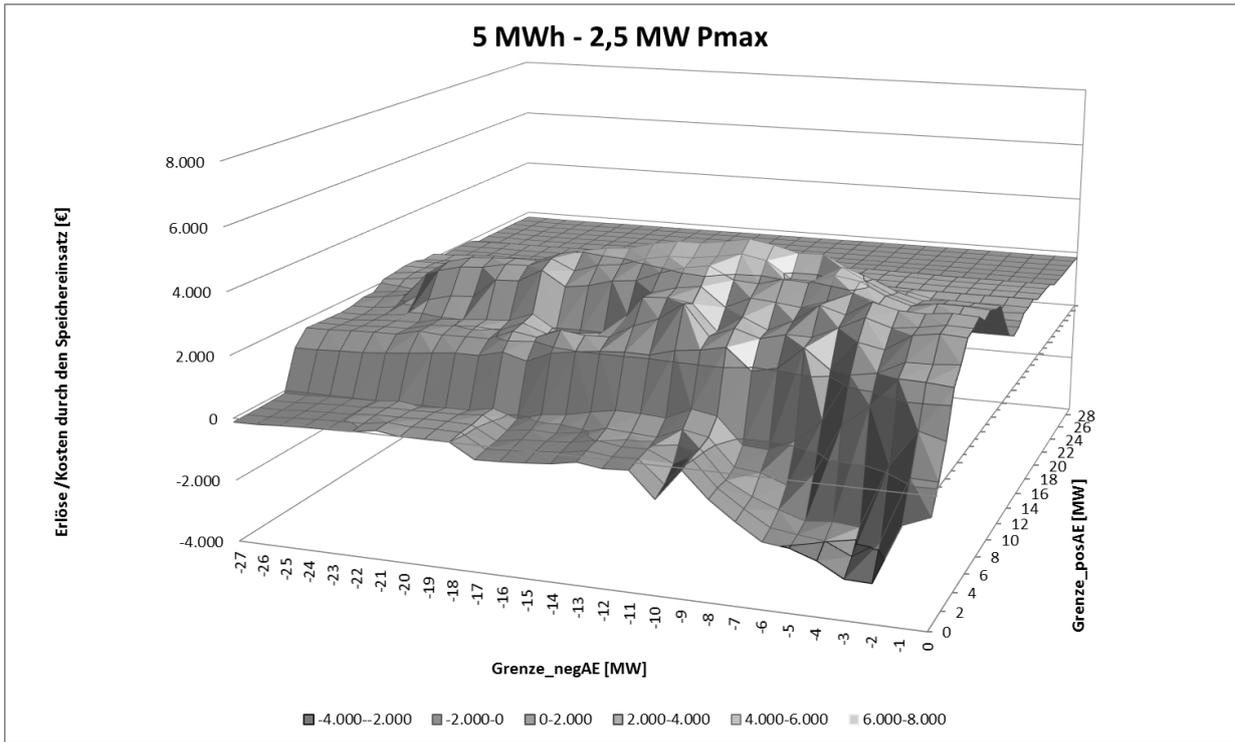
Abbildung 58: Prognostizierter Zuwachs an Windenergie in Österreich (IG Windkraft, 2017)	97
Abbildung 59: Vergleich zwischen Status-Quo 2012 und Szenarien für 2025 (Quelle: Büchele et al., 2015)	98

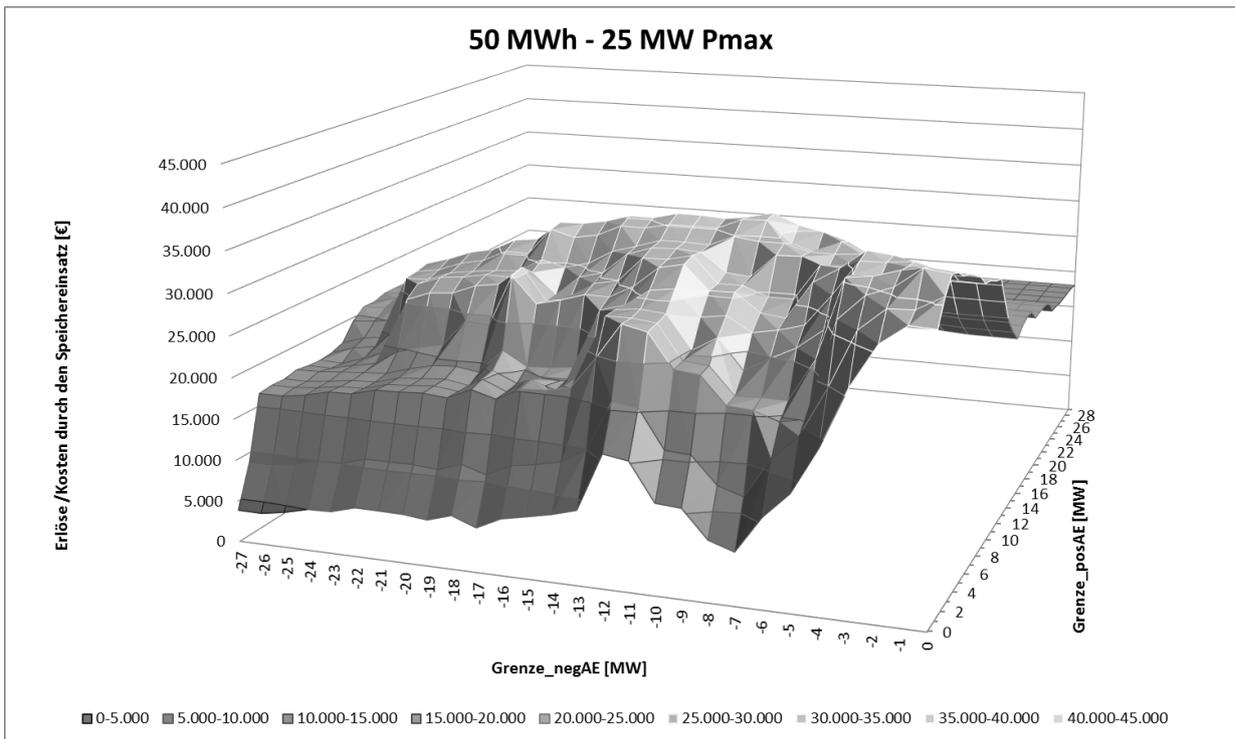
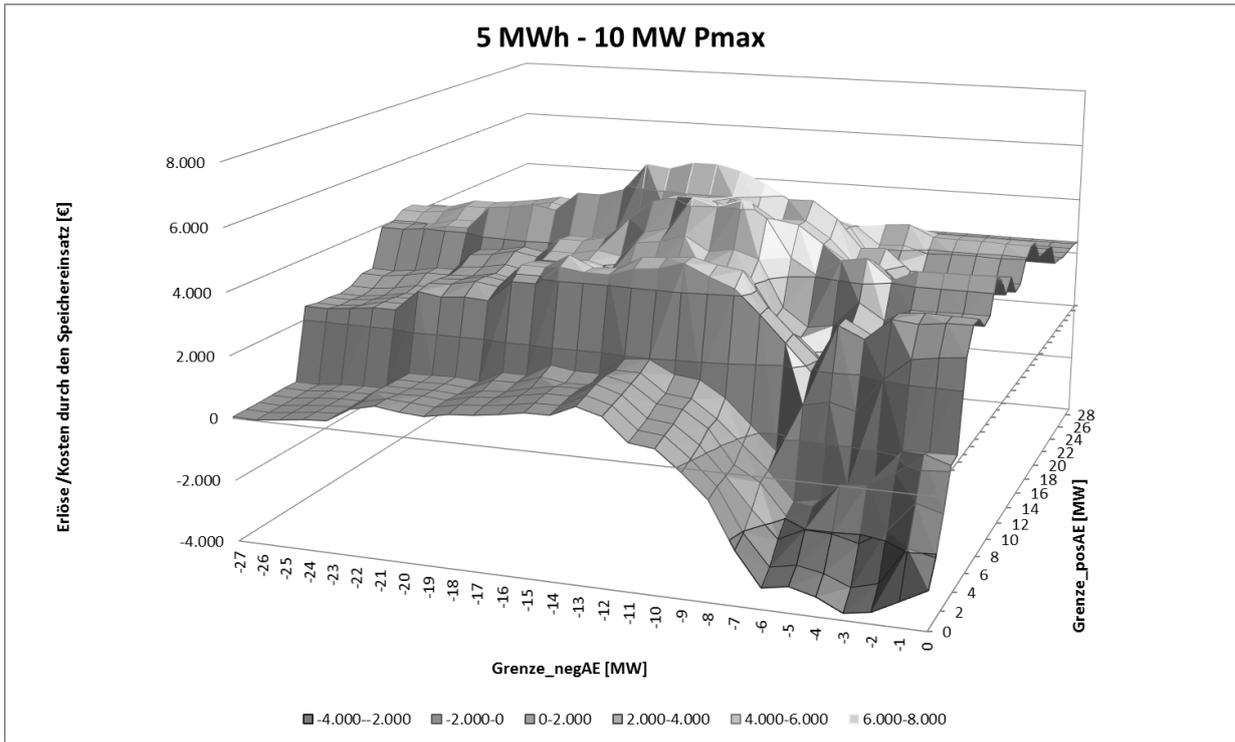
## Tabellenverzeichnis

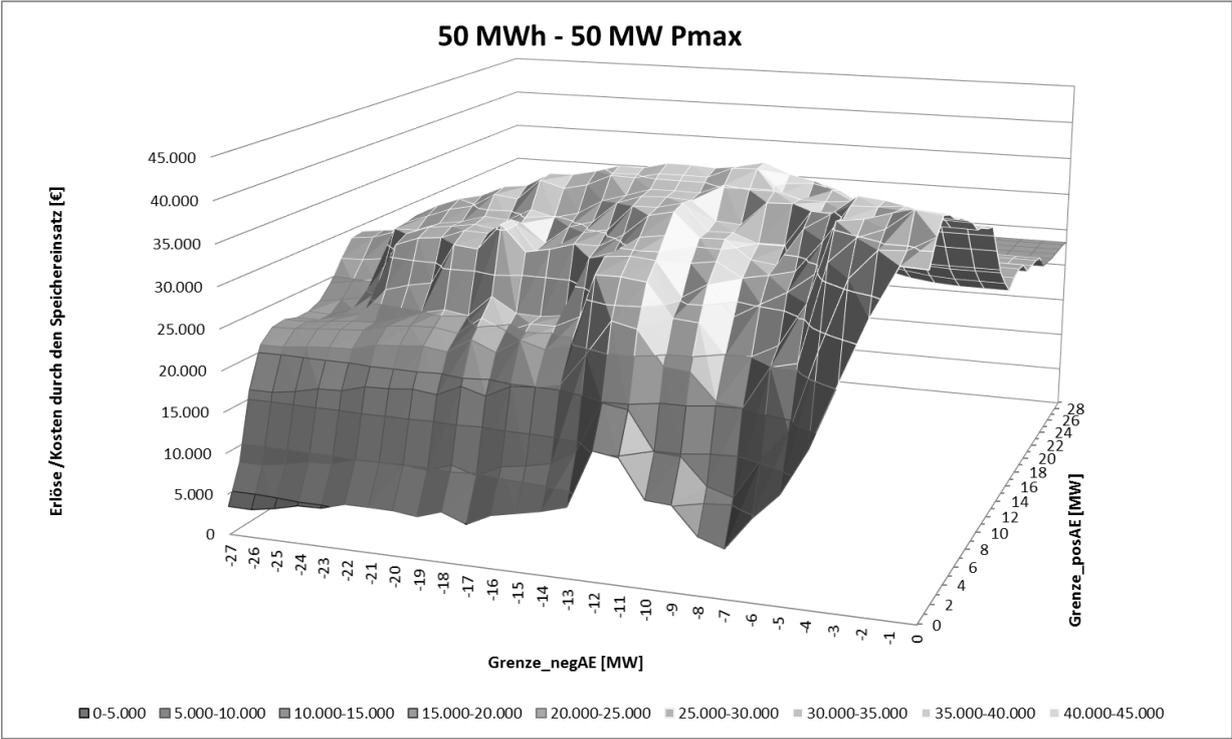
Tabelle 1: Daten für die statistische Analyse (Quelle: Energie Burgenland, 2016) .....	4
Tabelle 2: Ermittlung der gehandelten Leistung am Day-Ahead-Markt (Datenquelle: Energie Burgenland, 2016) .....	11
Tabelle 3: eingesetzte Leistungsgrenzen sowie Kapazitäten im Speichermodell .....	19
Tabelle 4: Zusammensetzung des Industriestrompreises (E-Control, 2012) .....	24
Tabelle 5: Anlagen der Energie Burgenland (Quelle: Energie Burgenland Windkraft, 2016) .....	34
Tabelle 6: Gegenüberstellung der Einsparungen durch den Einsatz einer Direktleitung für Kunden und WA-Betreiber .....	51
Tabelle 7: Potenzialabschätzung für Lastverschiebungspotenziale in Österreich (Kollmann et al., 2015) .....	57
Tabelle 8: Einteilung des technischen Potenzials zur Kälteversorgung nach Gebäudekategorien (Datenquelle: Büchele et al., 2015) .....	64
Tabelle 9: Maximale sowie minimale erwirtschaftete Kosten bzw. Erlöse durch den Einsatz des Speichers .....	69
Tabelle 10: Maximale sowie minimale erwirtschaftete Kosten bzw. Erlöse durch den Einsatz von Speicher und Direktleitung .....	72
Tabelle 11: Variierte Parameter zur Sensitivitätsanalyse in den DSM-Modellen .....	78
Tabelle 12: Vergleich der Einsparungen für unterschiedliche Anlagengrößen bei gleichen Parametern .....	81
Tabelle 13: Maximale Einsparungen durch den Einsatz von P2H zur Ausgleichsenergiekompensation .....	88
Tabelle 14: Maximale Einsparungen für Kunden und Windkraftanlagenbetreiber (WAB) .....	92

# Anhang A – Speichermodell Ausgleichsenergiekompensation

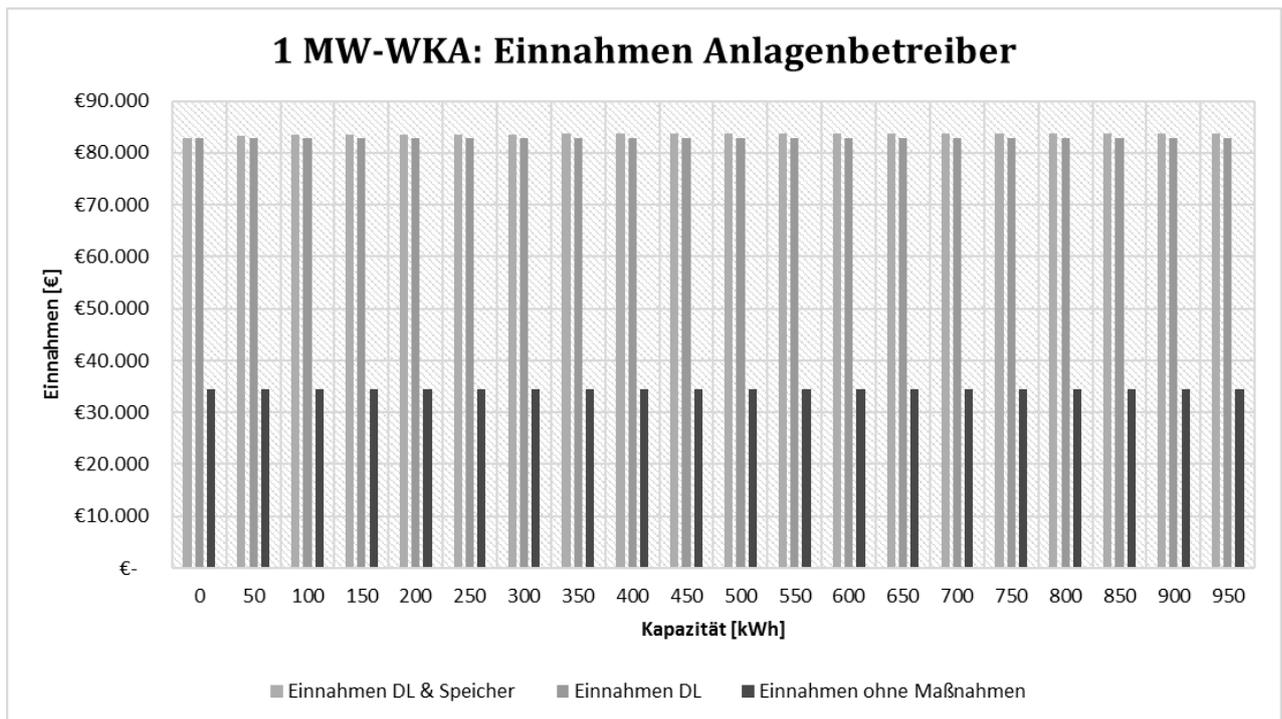
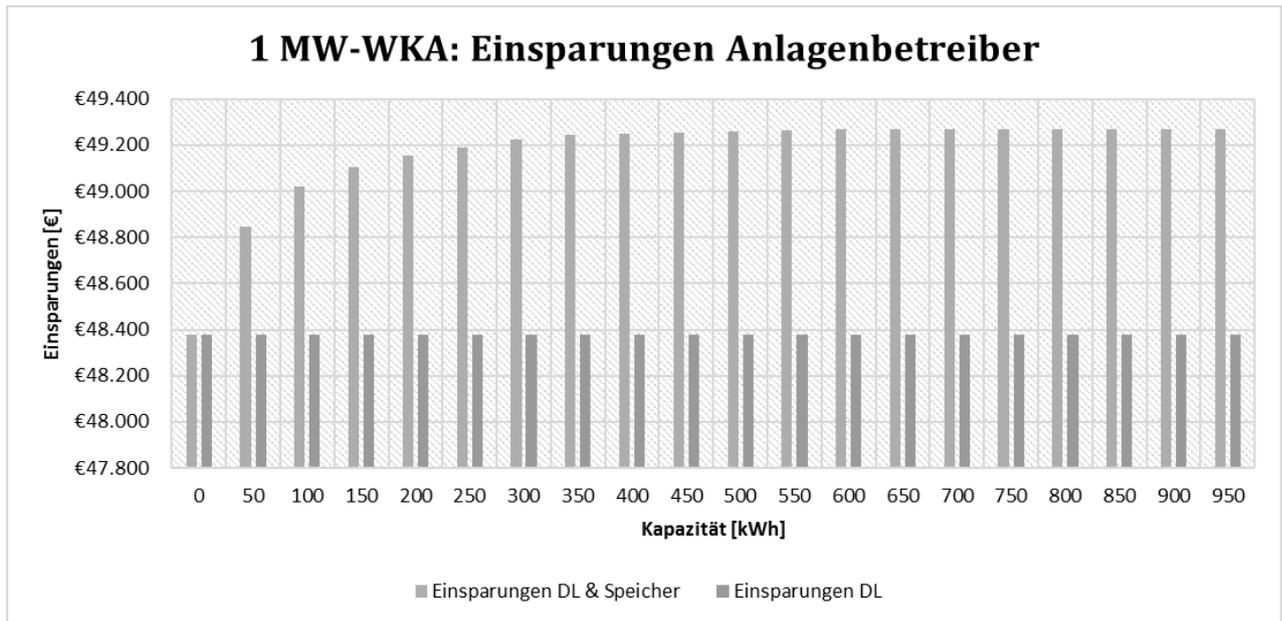




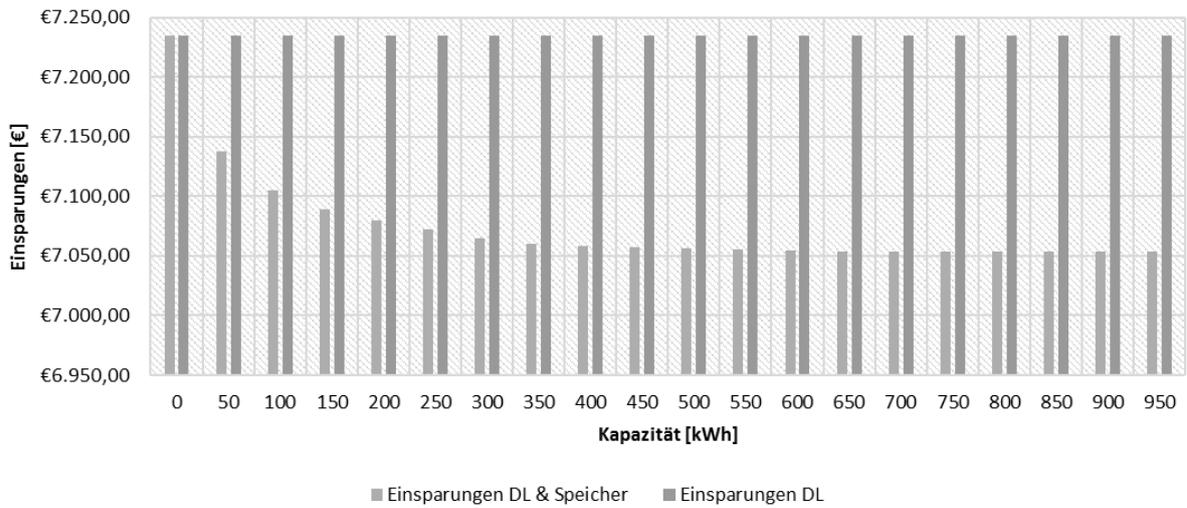




## Anhang B – Speichermodell Eigenbedarfsoptimierung

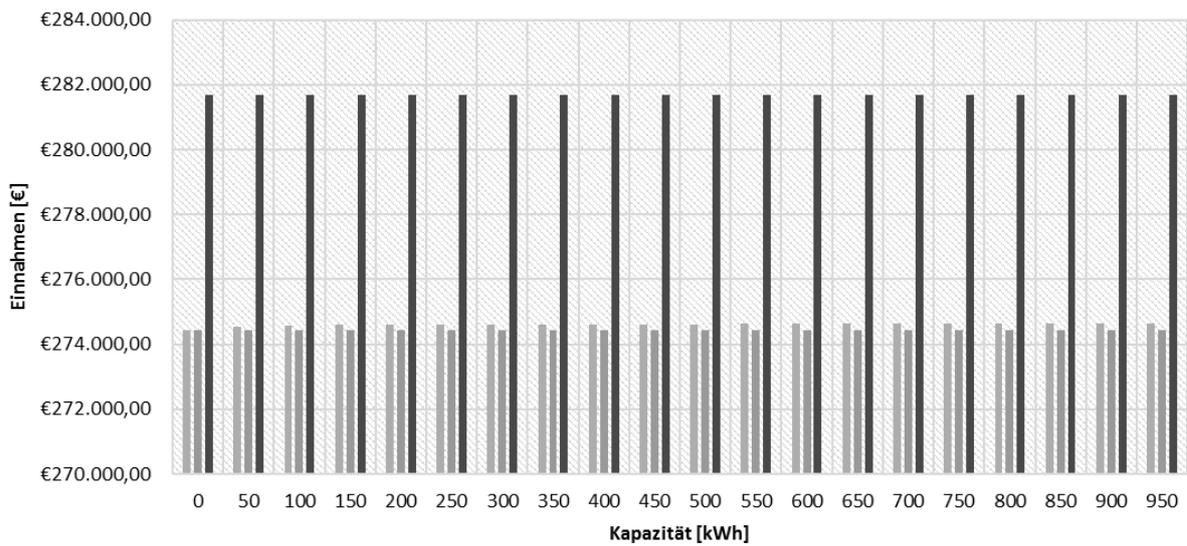


### 1 MW-WKA: Einsparungen Kunden



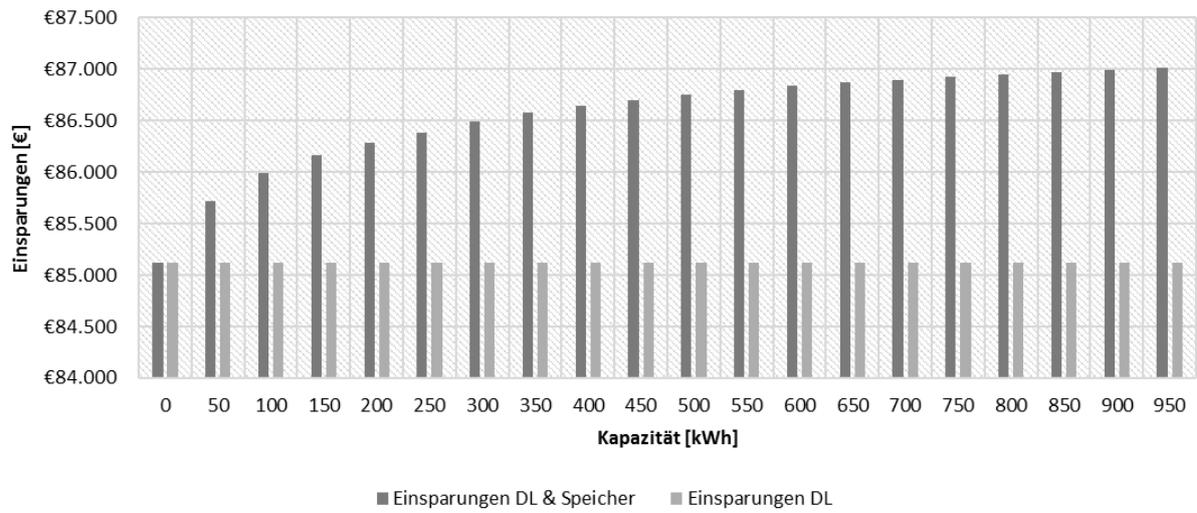
■ Einsparungen DL & Speicher ■ Einsparungen DL

### 1 MW-WKA: Kosten Kunden

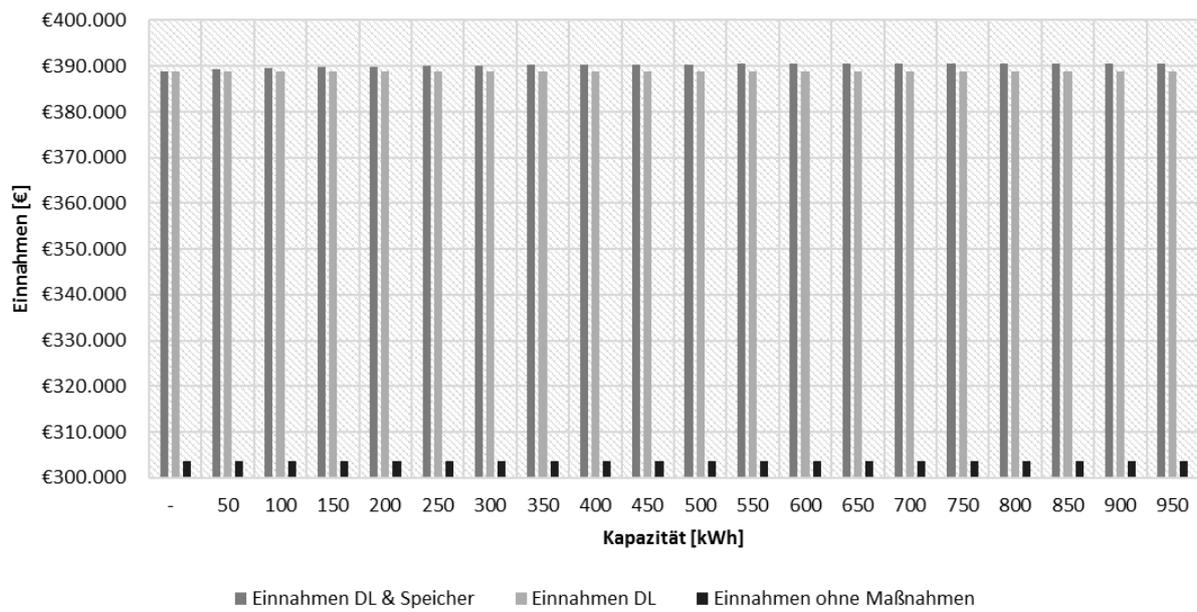


■ Kosten DL & Speicher ■ Kosten DL ■ Kosten ohne Maßnahmen

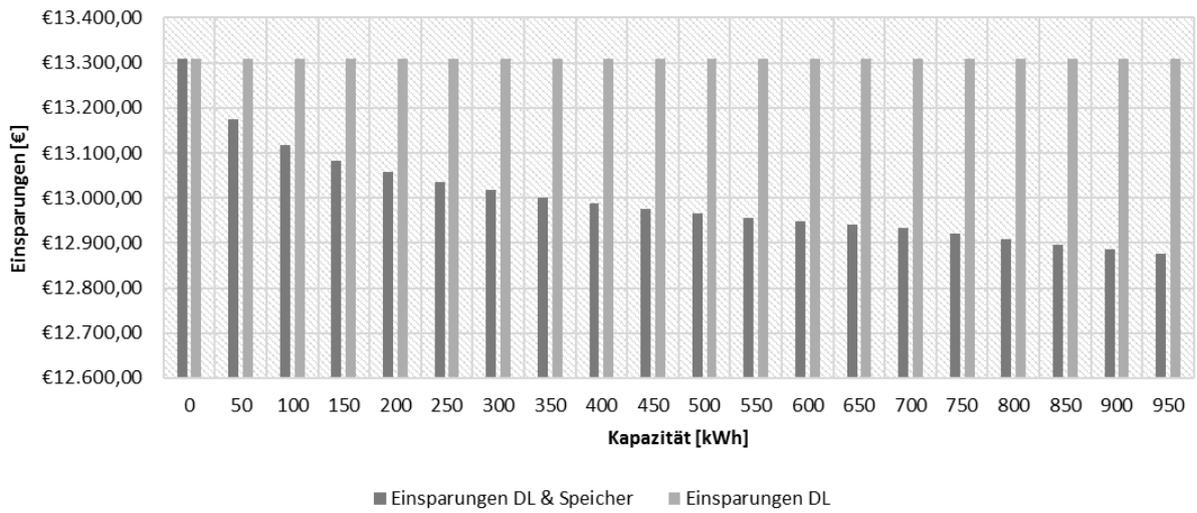
## 6 MW-WKA: Einsparungen Anlagenbetreiber



## 6 MW-WKA: Einnahmen Anlagenbetreiber

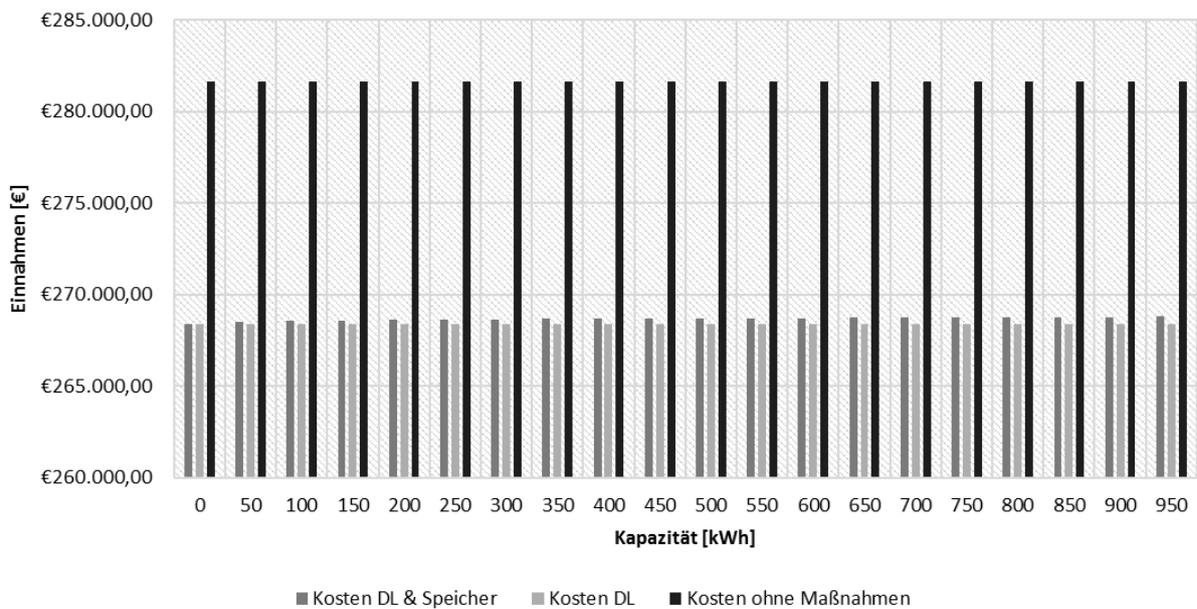


### 6 MW-WKA: Einsparungen Kunden



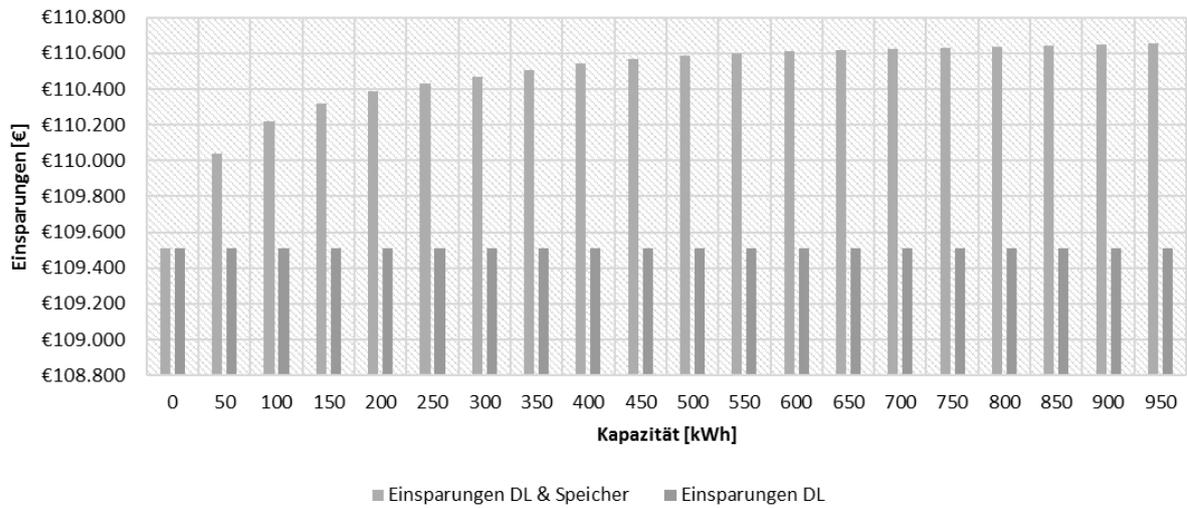
■ Einsparungen DL & Speicher    ■ Einsparungen DL

### 6 MW-WKA: Kosten Kunden

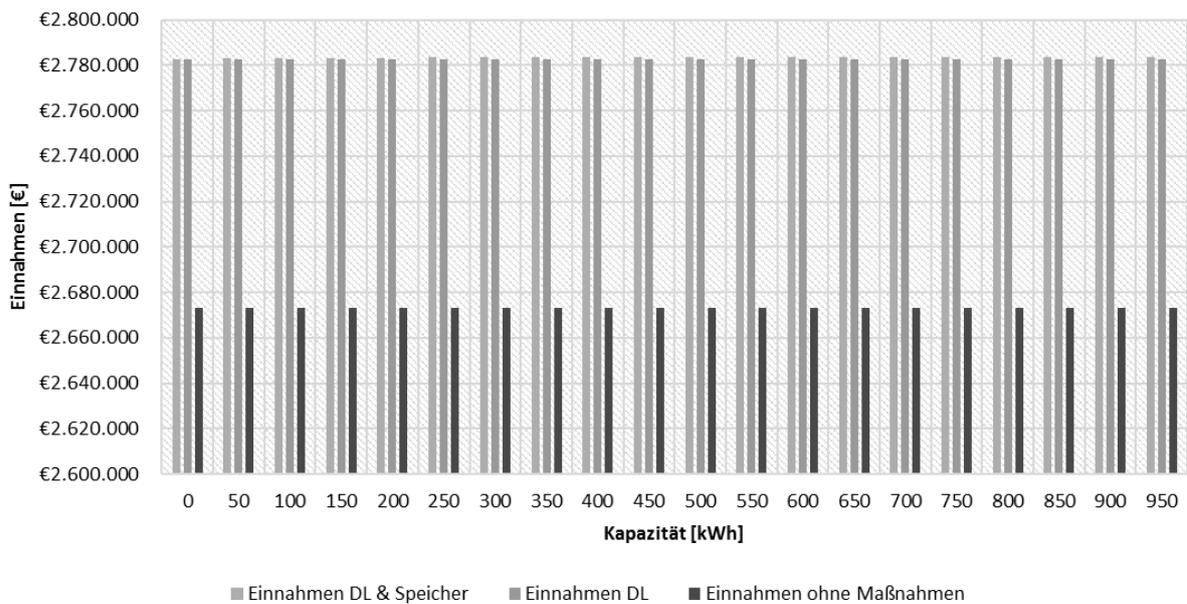


■ Kosten DL & Speicher    ■ Kosten DL    ■ Kosten ohne Maßnahmen

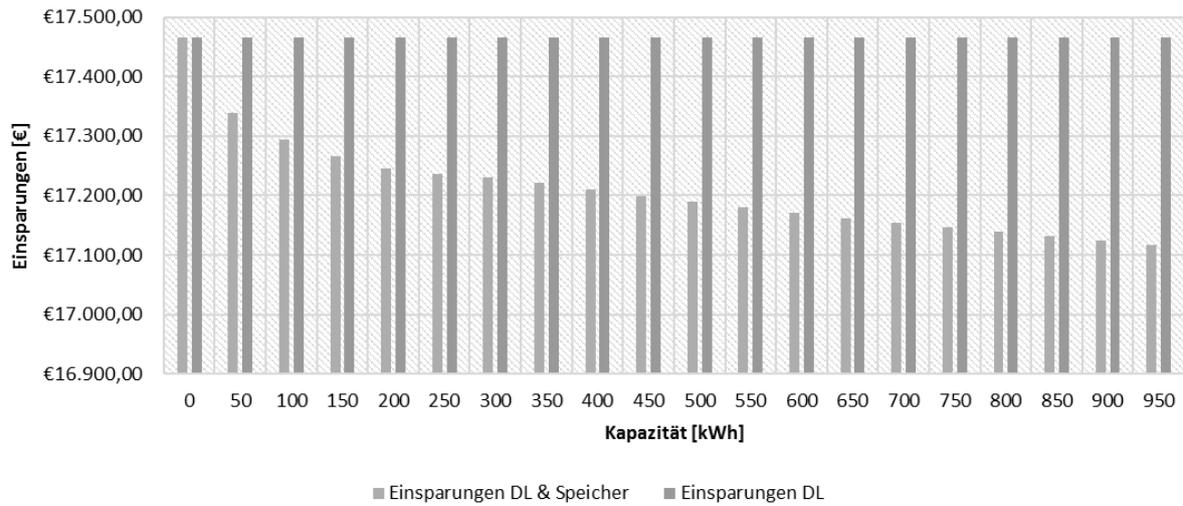
### 50 MW-WKA: Einsparungen Anlagenbetreiber



### 50 MW-WKA: Einnahmen Anlagenbetreiber

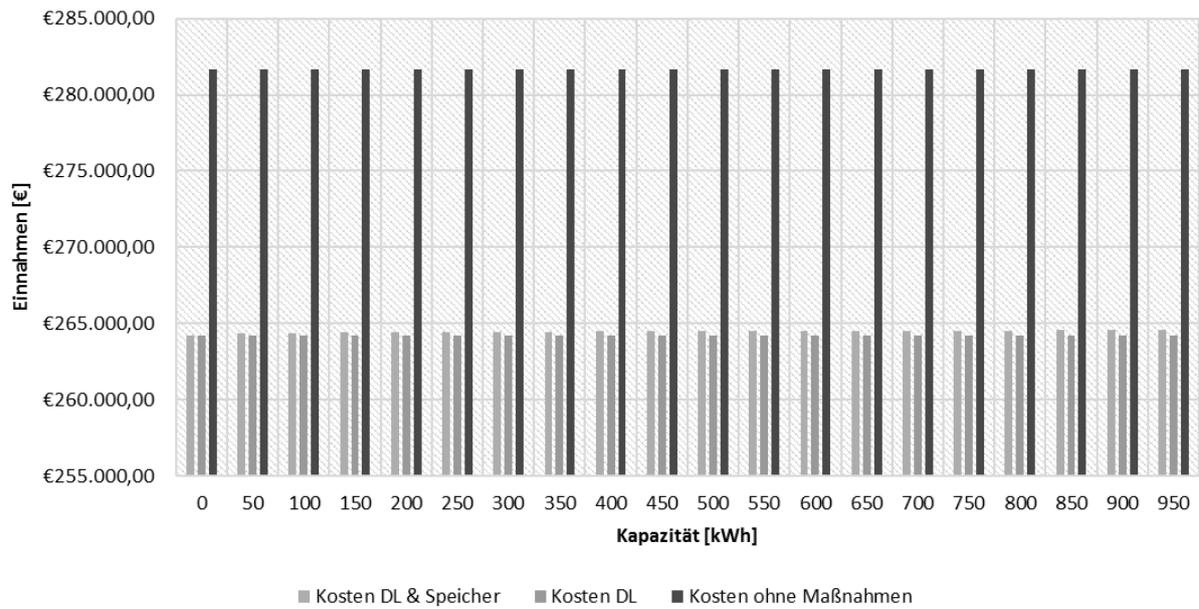


### 50 MW-WKA: Einsparungen Kunden



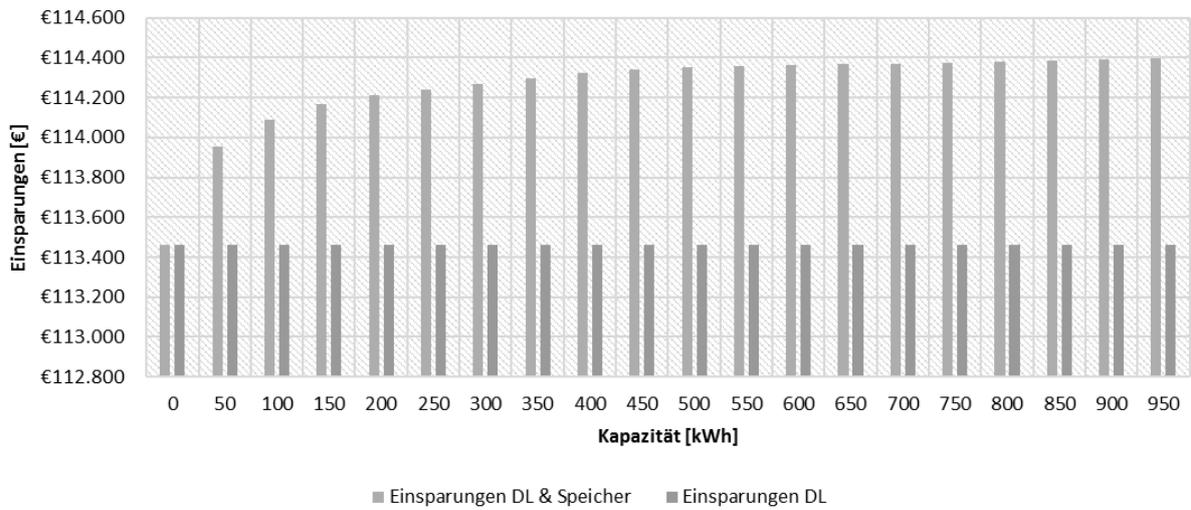
■ Einsparungen DL & Speicher ■ Einsparungen DL

### 50 MW-WKA: Kosten Kunden

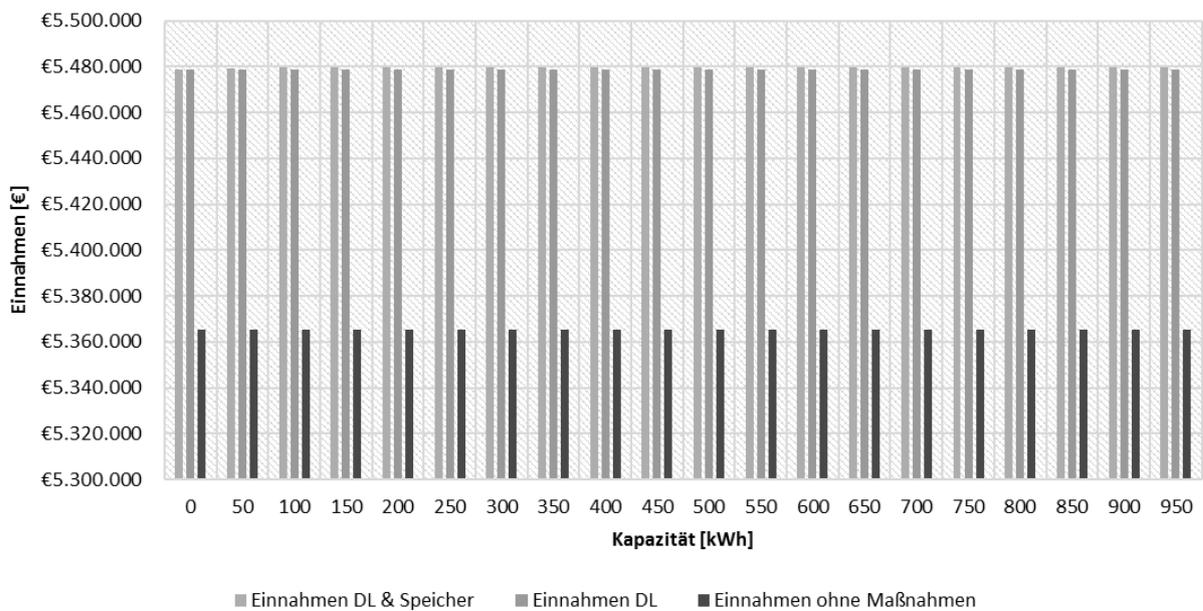


■ Kosten DL & Speicher ■ Kosten DL ■ Kosten ohne Maßnahmen

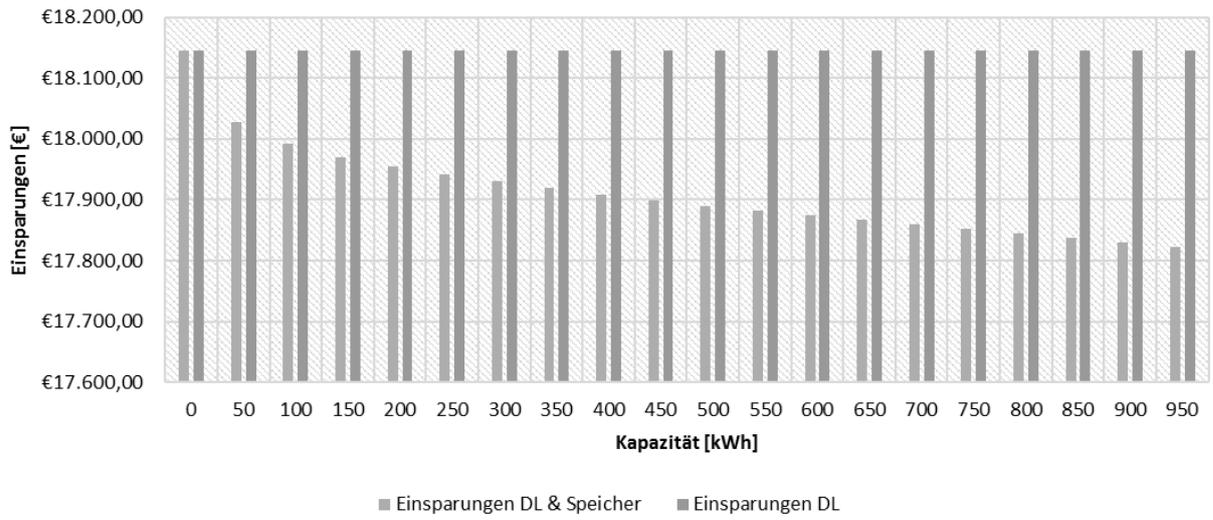
### 100 MW-WKA: Einsparungen Anlagenbetreiber



### 100 MW-WKA: Einnahmen Anlagenbetreiber

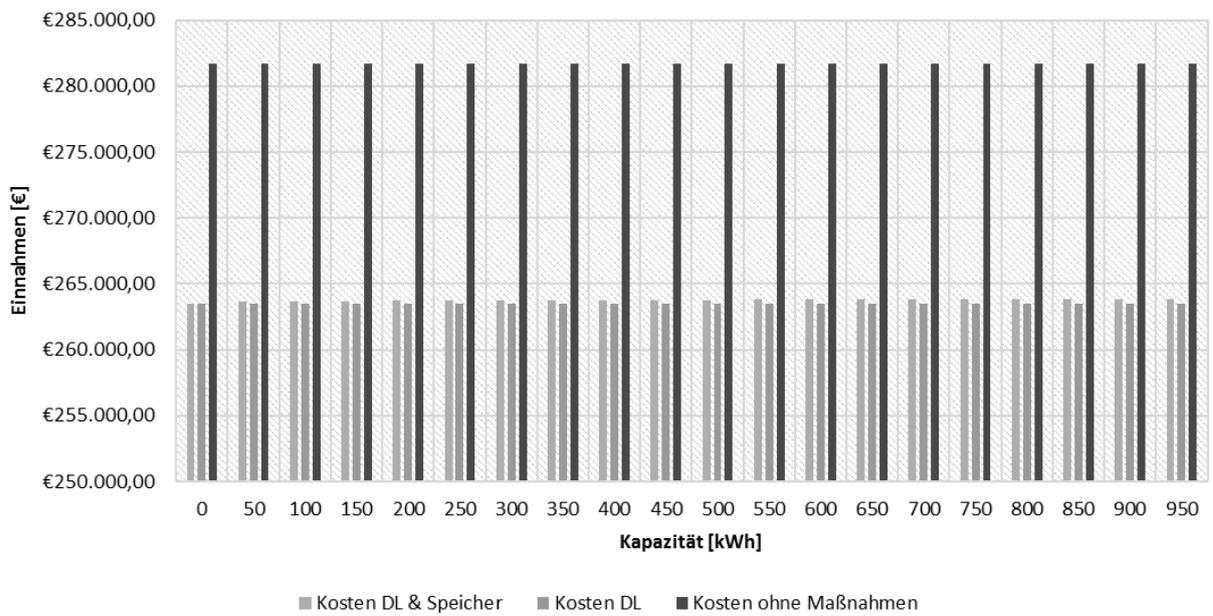


### 100 MW-WKA: Einsparungen Kunden



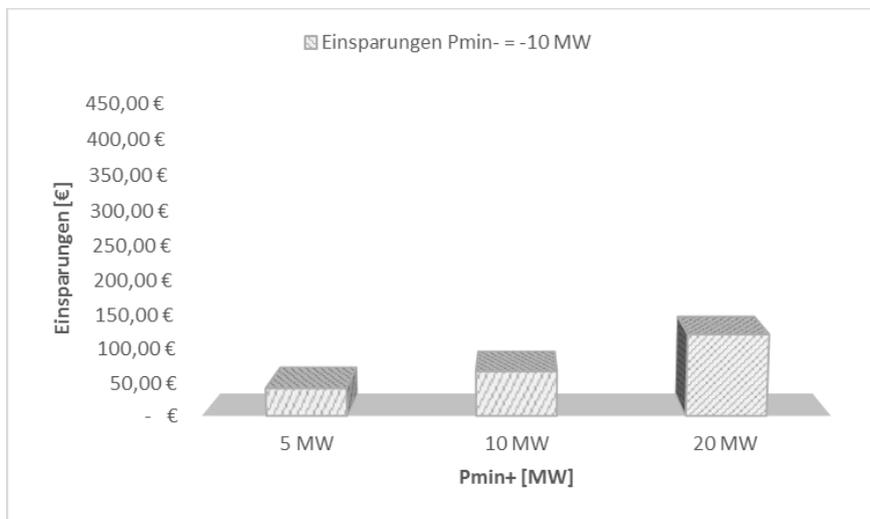
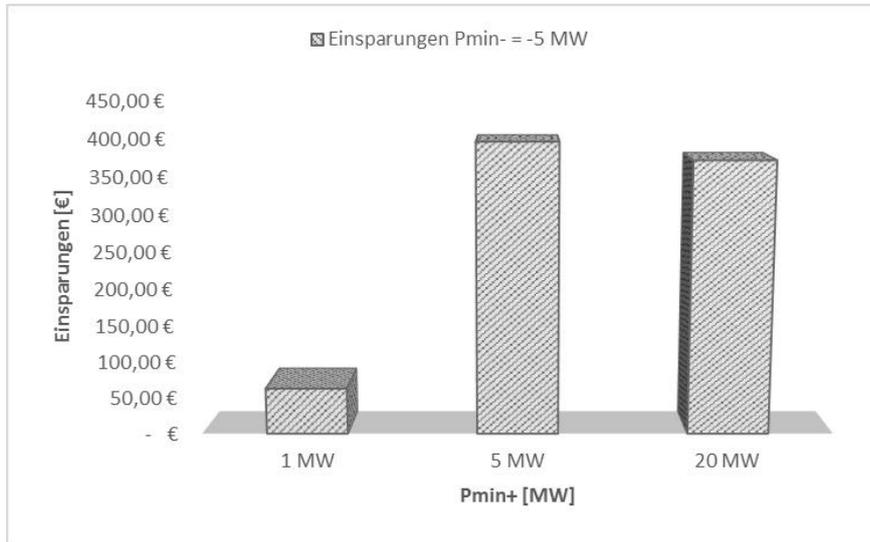
■ Einsparungen DL & Speicher ■ Einsparungen DL

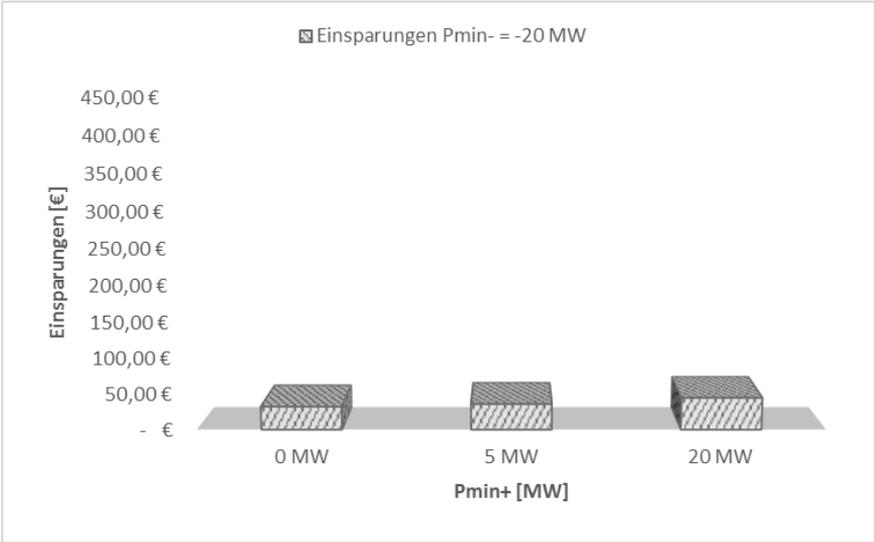
### 100 MW-WKA: Kosten Kunden



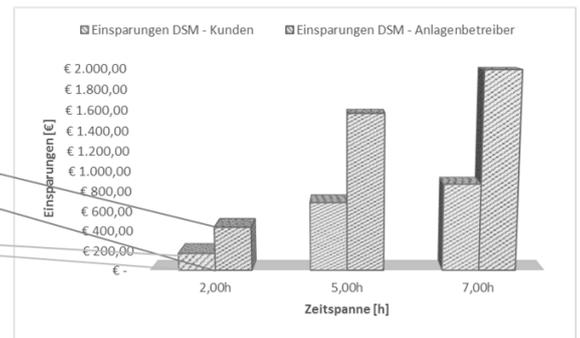
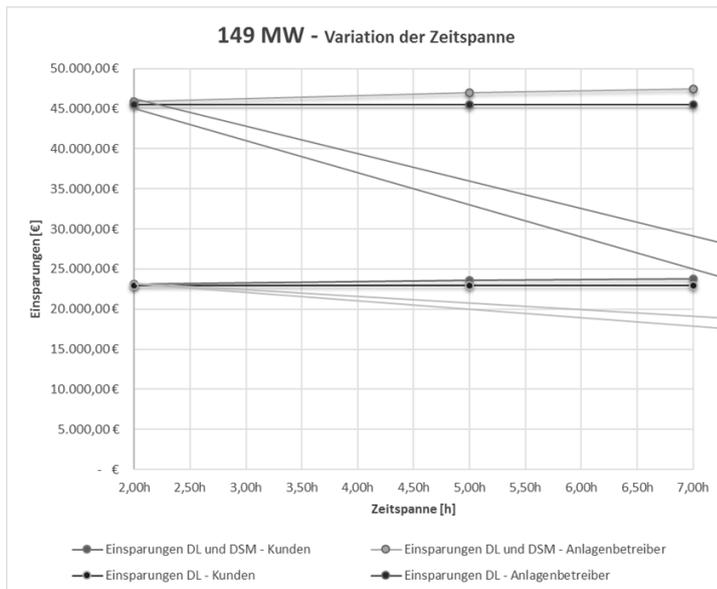
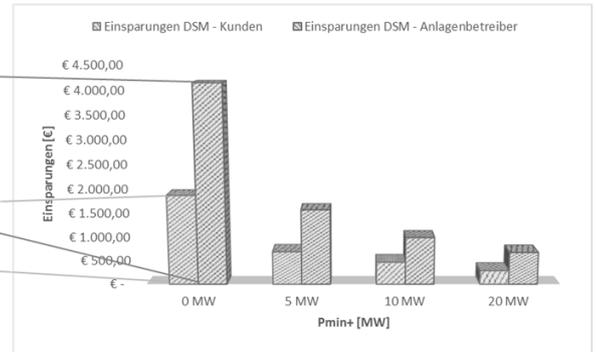
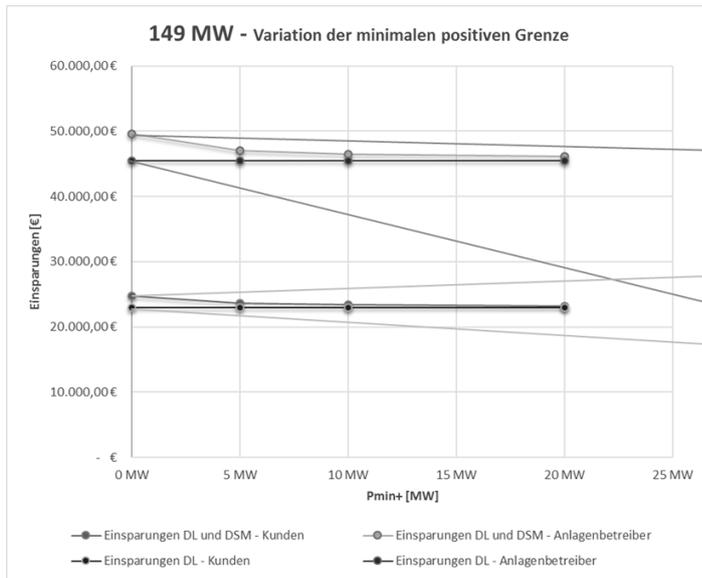
■ Kosten DL & Speicher ■ Kosten DL ■ Kosten ohne Maßnahmen

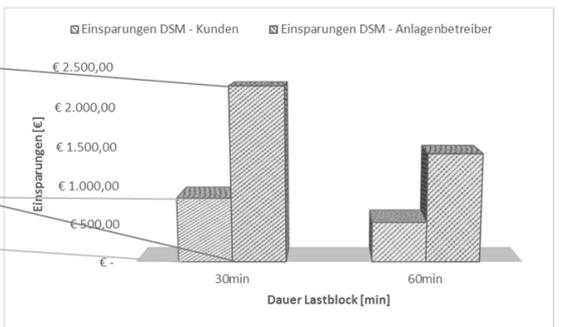
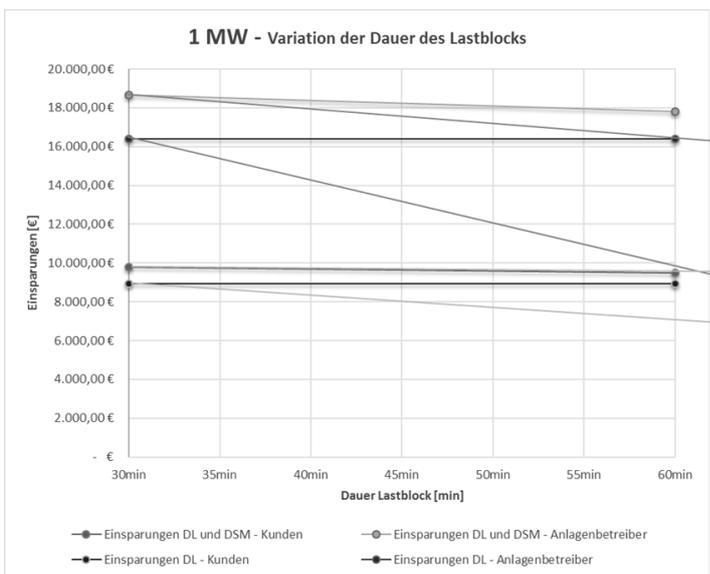
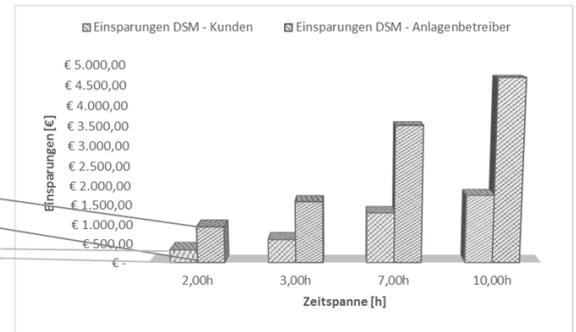
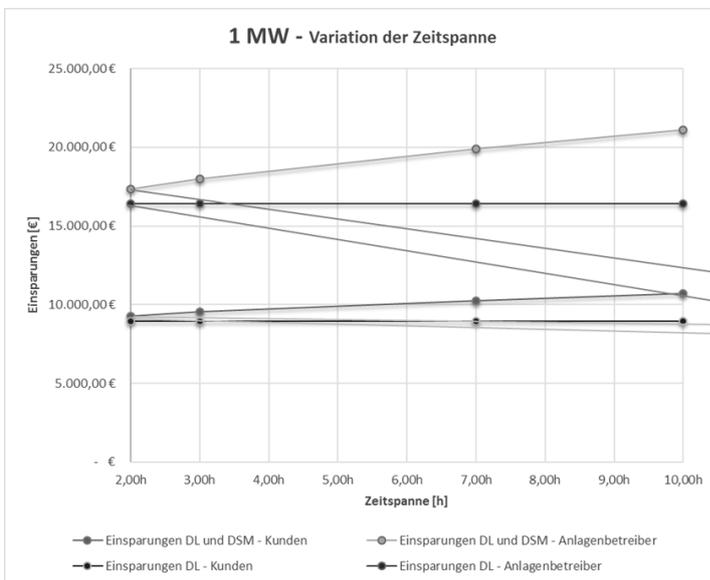
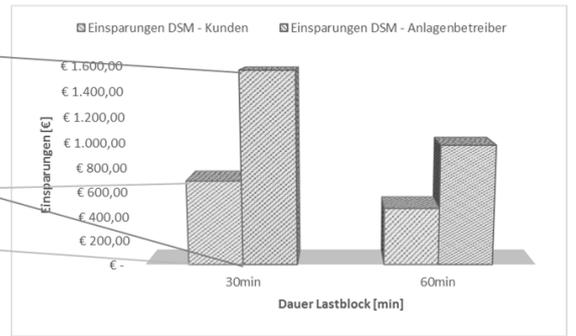
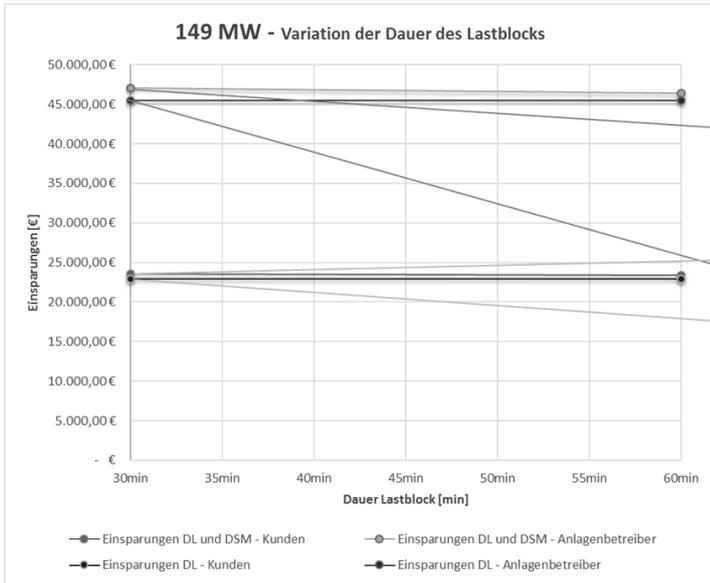
## Anhang C – DSM-Modell Ausgleichsenergiekompensation



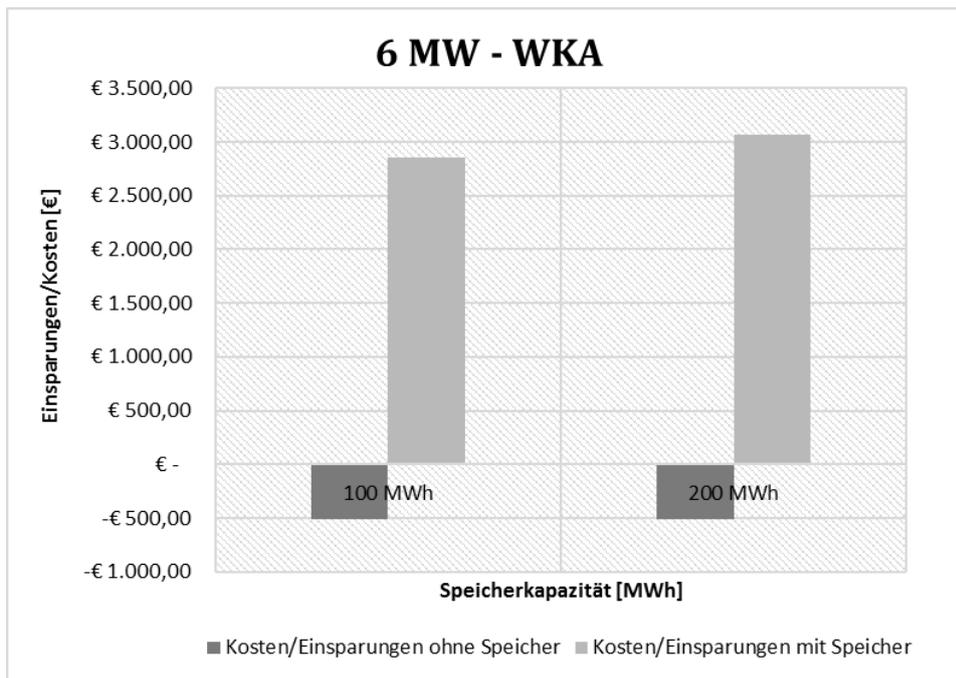
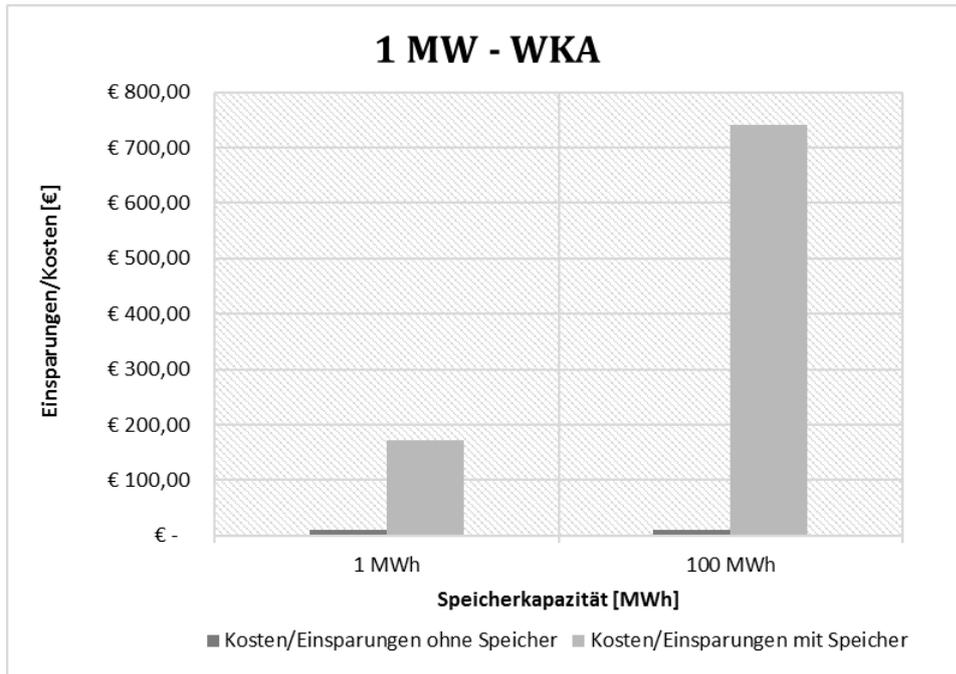


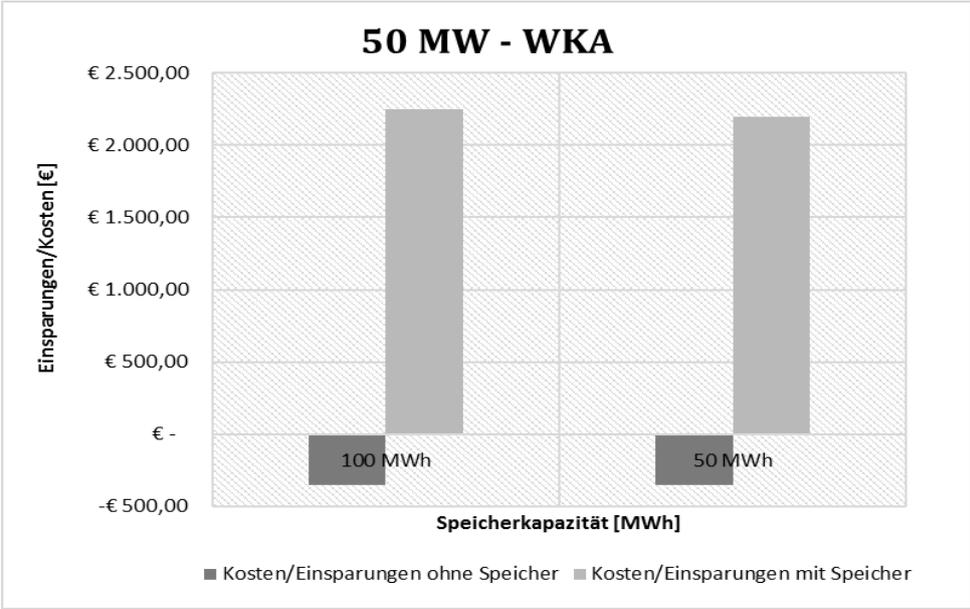
# Anhang D – DSM-Modell Eigenbedarfsoptimierung



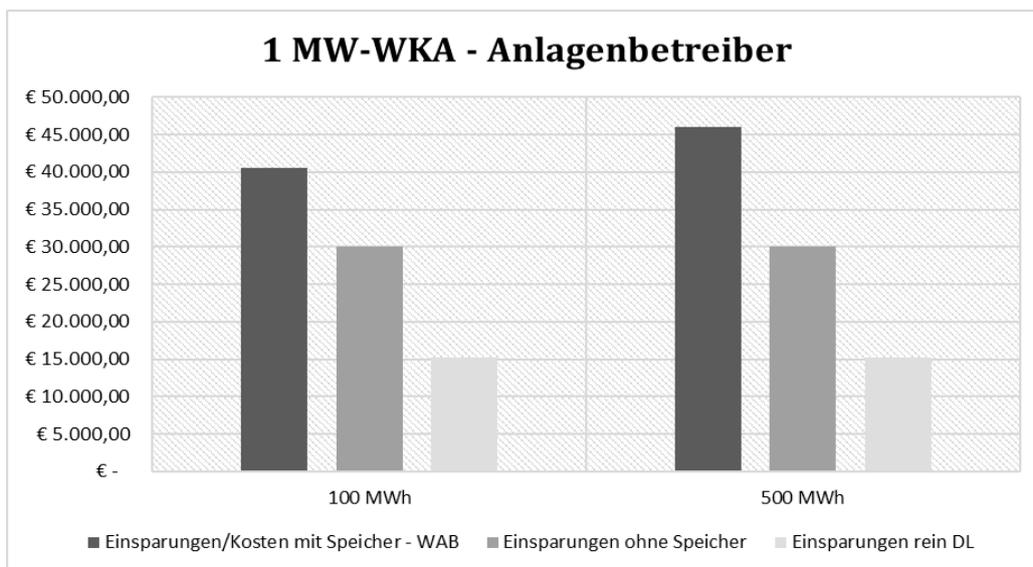
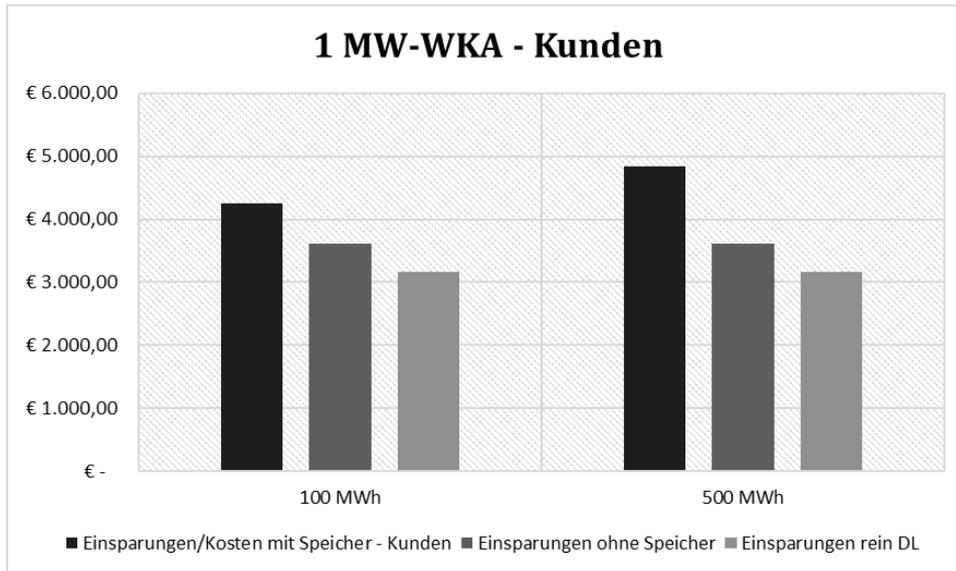


## Anhang E – P2H-Modell Ausgleichsenergiekompensation

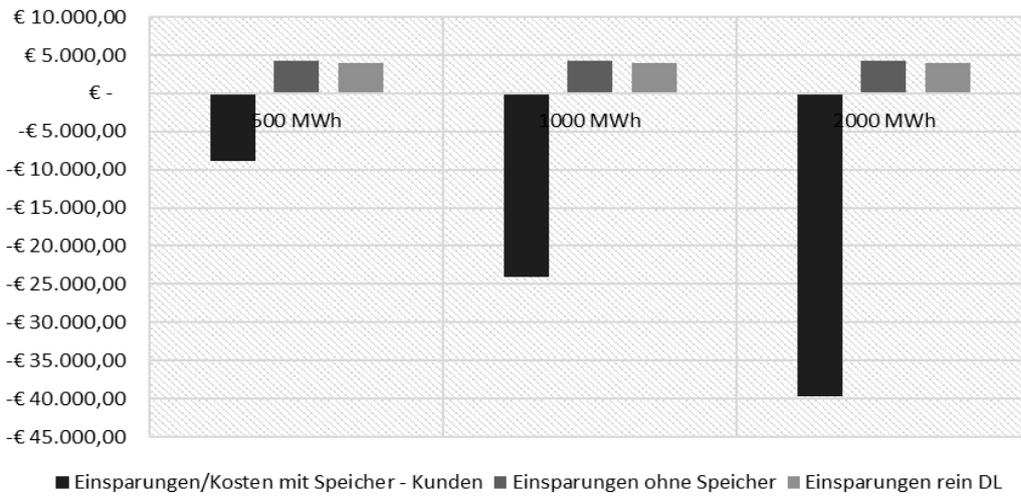




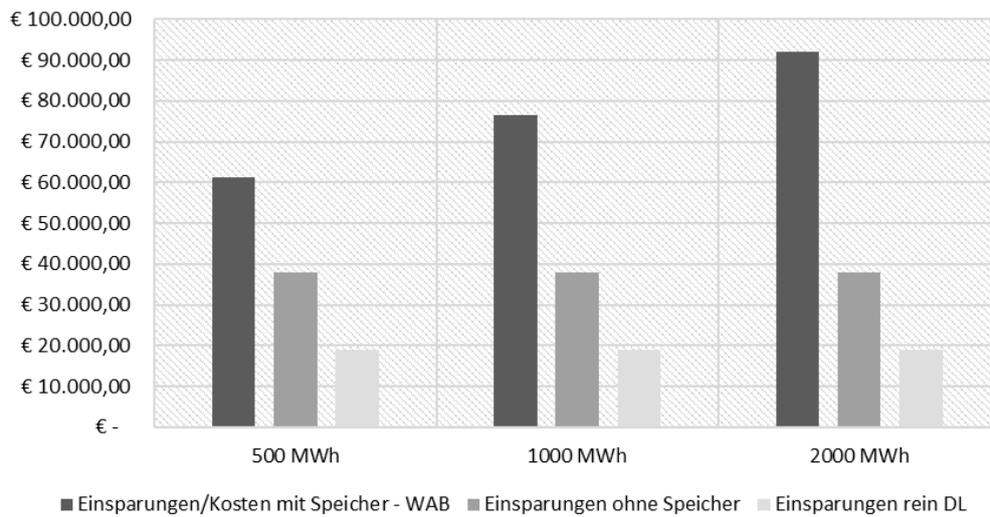
## Anhang F – P2H-Modell Eigenbedarfsoptimierung



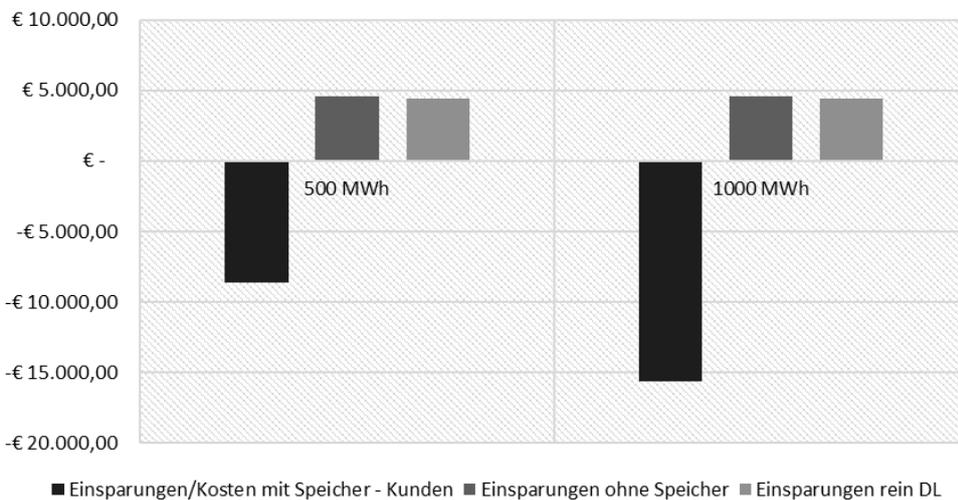
### 6 MW-WKA - Kunden



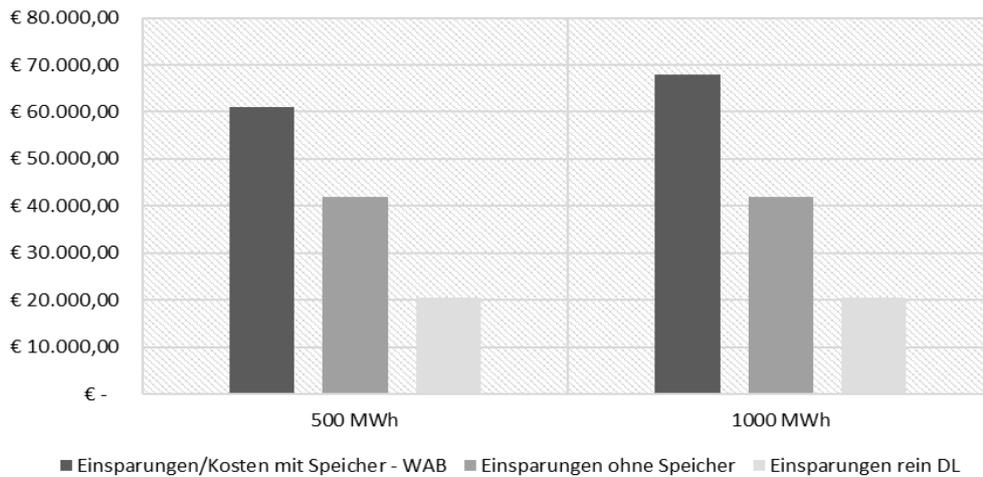
### 6 MW-WKA - Anlagenbetreiber



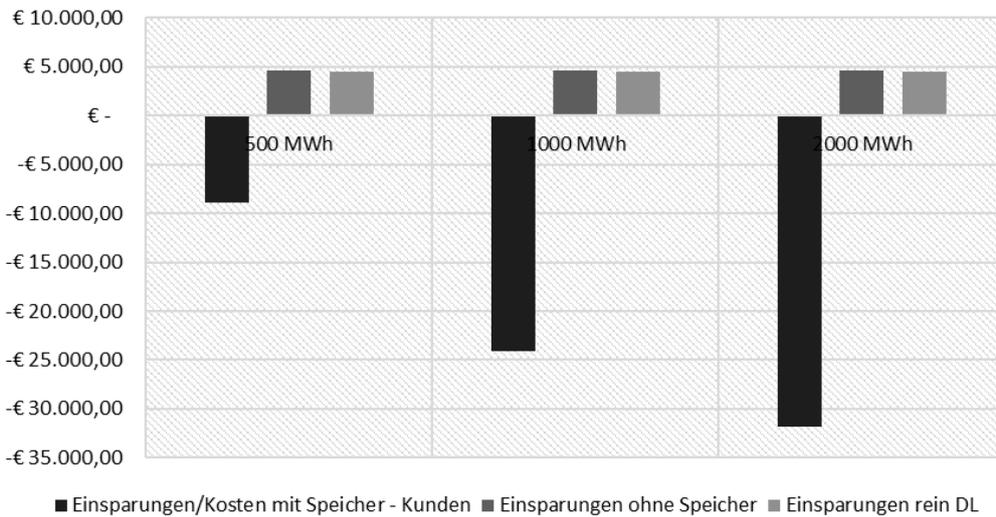
### 50 MW-WKA - Kunden



### 50 MW-WKA - Anlagenbetreiber



### 100 MW-WKA - Kunden



### 100 MW-WKA - Anlagenbetreiber

