15. Symposium Energieinnovation, 14. bis 16. Februar 2018, Technische Universität Graz, www.EnInnov.TUGraz.at
ISBN 978-3-85125-586-7 DOI 10.3217/978-3-85125-586-7

Biomassekraftwerke am Strommarkt

Babette HEBENSTREIT[1], Christine MAIR[2], Markus PREISSINGER[3], Klaus LICHTENEGGER[4]

Kurzfassung:

Für einen Großteil der Biomassekraftwerke in Österreich laufen zwischen den Jahren 2019 und 2021 die fixen Einspeisetarife aus. Dies wurde zum Anlass genommen, um die aktive Teilnahme von Biomassekraftwerken am Strommarkt zu untersuchen. Dazu wurde ein typisches Biomassekraftwerk mit Dampfprozess mathematisch abgebildet und die möglichen Erlöse am Strommarkt mittels linearer Optimierung untersucht. Es wurden vier Anlagenvarianten mit unterschiedlichen Flexibilitätsoptionen (thermischer Speicher, Dampfbypass) untersucht. Optimiert wurde die Zielfunktion bestehend aus Erlösen aus Stromverkauf an der Börse zum Day-Ahead-Preis und Kosten für Biomasse und Erdgas. Die Erlöse aus der Fernwärmelieferung sowie weitere Kosten (Invest, Betrieb, …) sind nicht Teil der Zielfunktion. Es konnte gezeigt werden, dass alle Flexibilitätsoptionen (Speicher, Bypass) die Möglichkeiten der Betriebsweise erweitern und daher auch die Zielfunktion erhöhen. Zusätzlich wurde eine Parametervariation (Lastgradient, Minimallast, Speichergröße) durchgeführt, wodurch der mittlere Stromerlös von 29 auf 33 €/MWh erhöht werden konnte. Eine Veränderung der hinterlegten Strommarktdaten aus den Jahren 2007/08 bis 2015/16 zeigt, dass der mittlere Börsenpreis deutlich stärkeren Veränderungen unterliegt, was zu einem mittleren Stromerlös von 30 bis 70 €/MWh bei den verschiedenen Anlagenvarianten und Parametervariationen führt.

Keywords: Biomassekraftwerk, Lineare Optimierung, Strombörse, Speicher, Flexibilität

1 Einleitung/Inhalt

Biomassekraftwerke in Österreich stehen derzeit vor einer großen Herausforderung. Die meisten Biomassekraftwerke wurden zwischen 2005 und 2007 mit einer fixen

[1] illwerke vkw Stiftungsprofessur für Energieeffizienz, Forschungszentrum Energie, FH Vorarlberg, Hochschulstr. 1, 6850 Dornbirn, +43 5572 792 5702, babette.hebenstreit@fhv.at, www.fhv.at/forschung/energie

[2] BIOENERGY 2020+ GmbH, Gewerbepark Haag 3, 3250 Wieselburg-Land, +43 7416 52238-70, christine.mair@bioenergy2020.eu, www.bioenergy2020.eu

[3] illwerke vkw Stiftungsprofessur für Energieeffizienz, Forschungszentrum Energie, FH Vorarlberg, Hochschulstr. 1, 6850 Dornbirn, +43 5572 792 5702, markus.preissinger@fhv.at, www.fhv.at/forschung/energie

[4] BIOENERGY 2020+ GmbH, Gewerbepark Haag 3, 3250 Wieselburg-Land, +43 7416 52238-67, klaus.lichtenegger@bioenergy2020.eu, www.bioenergy2020.eu

ISBN 978-3-85125-586-7 DOI 10.3217/978-3-85125-586-7

Einspeisevergütung zwischen 100 und 222 €/MWh in Betrieb genommen. Die Laufzeiten betrugen zwischen 13 und 15 Jahren, weshalb die fixen Einspeisetarife Großteils zwischen 2019 und 2021 auslaufen. Ein Nachfolgetarif, d.h. eine weitere Förderung der Biomasse-KWK nach Auslaufen der Einspeisevergütung, ist derzeit nicht bzw. nur in kleinem Umfang geplant. Dies ist auch aus der prognostizierten Entwicklung des Vergütungsvolumens für feste Biomasse der ÖMAG sichtbar, die von derzeit über 250 Mio €/a auf etwa 80 Mio €/a bis 2020 absinkt [E-Control 2017]. Bei derzeitigen Strommarktpreisen von 20-50 €/MWh stellt sich daher die Frage, wie diese Biomassekraftwerke in Zukunft wirtschaftlich betrieben werden sollen.

Im Gegensatz zu den erneuerbaren Energieträgern Sonne und Wind mit fluktuierendem Aufkommen ist Biomasse, wie andere chemische Energieträger, lagerfähig. Daher ist die Verstromung zu Teilen bedarfsgerecht für den Strommarkt gestaltbar. Gleichzeitig ist eine ökologische Verstromung nur mit Abwärmenutzung gegeben, weshalb nur Biomassekraftwerke, die an ein Fernwärmenetz angeschlossen sind, untersucht werden. In diesem Beitrag wird auf Basis historischer Daten (ExPost-Analyse) die Teilnahme von Biomassekraftwerken an der EXAA-Strombörse diskutiert. Dafür wurde ein für Österreich typisches Biomassekraftwerk mit Dampfprozess ausgewählt. Ziel ist die Berechnung der möglichen Stromerlöse unter optimalen Bedingungen.

2 Methodik

Die mathematische Abbildung und Optimierung erfolgt als lineares Programm. Im Folgenden werden zuerst allgemein der Aufbau des Modells, die Zielfunktion sowie der Ablauf eines Simulationsdurchlaufs beschrieben. Danach wird auf die Abbildung des gesamten Anlagenparks zur Fernwärmeerzeugung (inklusive z.B. Erdgas-Spitzenlastkessel und Rückkühlung) eingegangen, sowie die Abbildung des Strommarkts diskutiert. Abschließend erfolgt die Definition von Kennwerten, die in der Auswertung verwendet wurden.

2.1 Aufbau des Modells

Auf Basis der Anlagendaten wird in Matlab ein lineares Modell aufgebaut, das den Einsatz jeder Komponente in jedem Zeitschritt als Entscheidungsvariable abbildet. Die Zeitschritte Δt werden bedarfsgerecht an den jeweiligen Markt angepasst, derzeit wird mit 15-Minuten-Zeitschritten gerechnet.

Die Abbildung der Anlagen erfolgt durch lineare mathematische Gleichungen und Ungleichungen. Jede Anlage besteht aus mehreren Komponenten (Dampfkessel, Erdgaskessel, Speicher, ...), sowie Energieträgern, die den Komponenten zu- oder abgeführt werden. Abbildung 1 zeigt beispielhaft zwei Komponenten (Dampfkessel und Dampfprozess) mit den zu- und abgeführten Energieträgern. Die Abbildung der Komponenten erfolgt inklusive

ISBN 978-3-85125-586-7 DOI 10.3217/978-3-85125-586-7

Eigenstrombedarf. Die Länge der Pfeile entspricht in etwa dem Verhältnis der Energiemengen der Energieträger zueinander.

2.1.1 Nebenbedingungen und Entscheidungsvariablen

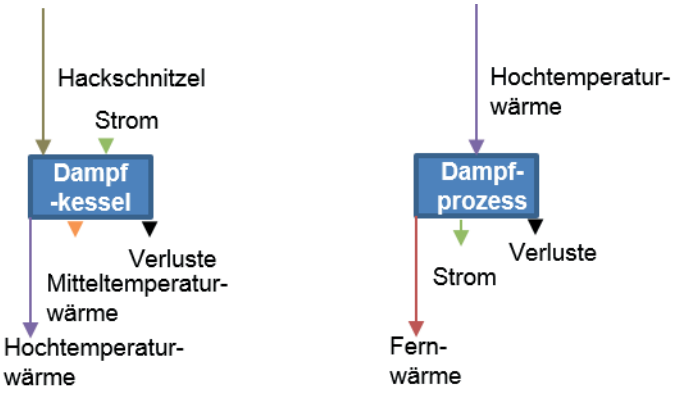

Abbildung 1: Aufbau der Komponentenmodelle mit Energiezu- und –abfuhr.

Die Modellierung der Komponenten erfolgt durch die Zu- bzw. Abfuhr der Energiemengen $e_{t,s,k}$, wobei die Indizes t für den Zeitschritt, s für den Energieträger und k für die Komponente stehen. Die Energiebilanz jeder Komponente in jedem Zeitschritt ist somit (ausgenommen Speicher):

$$\sum_{s} e_{t,s,k} = 0$$

Für jede Komponente werden Wirkungsgrade definiert, mit denen die Komponenten Energieträger (Hackschnitzel, Strom, Fernwärme, …) bei Minimallast P_k^- und Maximallast P_k^+ der Komponente ineinander umwandeln. Jeder Komponente wird eine Variable für die Leistung $x_{t,k}$ zu jedem Zeitschritt zugeordnet, die durch die Minimal- und Maximalleistung beschränkt ist $\frac{P_k^-}{P_k^+} < x_{t,k} < 1$. Der Wirkungsgrad der Umwandlung wird zwischen Minimal- und Maximallast linear interpoliert, wodurch für jeden Energieträger pro Komponente eine lineare Funktion mit den Koeffizienten $A_{s,k}$ und $B_{s,k}$ abgeleitet werden kann:

$$e_{t,s,k} = A_{s,k}\, x_{t,k} + B_{s,k}$$

Zusätzlich wurden weitere Parameter wie z.B. maximale Lastgradienten bei Leistungsänderungen definiert und als Ungleichung abgebildet. Bei Speichern erfolgt zusätzlich eine Einführung des Speicherfüllstandes $y_{t,k}$, der in der Energiebilanz berücksichtigt wird. Bei Speichern werden außerdem Speicherverluste berücksichtigt.

Daraus ergeben sich pro Komponente als Entscheidungsvariablen die Leistung $x_{t,k}$ pro Zeitschritt und die zu- bzw. abgeführten Energiemengen $e_{t,s,k}$ pro Energieträger und Zeitschritt, außerdem im Fall des Speichers der Speicherstand $y_{t,k}$ pro Zeitschritt. Eine zusätzliche Variable pro Energieträger und Zeitschritt ist die Energiemenge $e_{t,s}$, - sie stellt die zu- bzw. abgeführte Energiemenge zum Gesamtsystem dar.

$$e_{t,s} = \sum_{k} e_{t,s,k}$$

ISBN 978-3-85125-586-7 DOI 10.3217/978-3-85125-586-7

Eine weitere Nebenbedingung ist die Festlegung des Fernwärmebedarfs in jedem Zeitschritt, indem die Variable $e_{t,\text{Fernwäme}} = P_{t,\text{Fernwäme}}$ fixiert wird.

2.1.2 Zielfunktion

In diesem Beitrag werden nur die Preise $C_{t,s}$ der eingekauften bzw. verkauften Energieträger abgebildet, also Kosten und Erlöse aus bezogener bzw. gelieferter Energie. Die zu maximierende Zielfunktion ist daher:

$$\sum_t \sum_s e_{t,s}\, C_{t,s}$$

Ausgenommen ist die Wärme, die mit keinem Preis hinterlegt ist, da die Wärmelieferung aufgrund des fixen Fernwärmebedarfs eindeutig vorgegeben ist und daher keinen Einfluss auf das Optimierungsergebnis hat.

Die Zielfunktion bildet daher keinen „Gewinn“ ab, sondern zeigt im Vergleich zwischen den verschiedenen Simulationen, wieviel durch eine optimierte Betriebsweise eingespart werden kann.

Für die in diesem Beitrag identifizierten vielversprechendsten Lösungen ist die Implementierung weiterer Kosten, wie z.B. Investitionskosten für thermische Speicher und Umbauten der Anlage, Personalkosten, Kosten der sicheren Datenverbindung für Regelenergiemarkt geplant. Auf Basis der Gesamtkosten wird eine zweite Optimierungsstufe durchgeführt.

2.2 Abbildung der Preise der Energieträger

Die chemischen Energieträger wurden mit einem zeitunabhängigen Durchschnittspreis für 2016 abgebildet, der 17,0 €/MWh für Biomasse und 40,8 €/MWh für Erdgas, jeweils bezogen auf den Heizwert, entspricht.

Der Strommarkt wurde mit den stündlichen EXAA Day-Ahead-Preisen [EXAA 2017] hinterlegt. Die Simulationen wurden mit unterschiedlichen Jahren der Strommarktpreise durchgeführt.

2.3 Beschreibung der Beispielanlage

Abbildung 2 zeigt die Komponenten, mit denen Anlage im Modell abgebildet wurde. Die Anlage besteht aus dem Dampfkessel, der Wärme an den Dampfprozess und einen Abgas-Fernwärme-Economiser liefert. Der Dampfprozess ist mit einer Gegendruckturbine ausgeführt und kann flexibel an die Wärmelast angepasst werden, ist jedoch mit der Minimallast begrenzt. Es stehen zwei Möglichkeiten zur Verfügung, angefallene Wärme an die Umgebung abzugeben (z.B. im Sommer). Einerseits kann der Economiser durch einen Bypass umgangen werden (Bypass Eco), damit die Abgase bei hoher Temperatur direkt an die Umgebung geleitet werden. Andererseits ist ein Rückkühler installiert, der Fernwärme an die Umgebung abgeben kann. Zusätzlich ist ein Erdgaskessel für Spitzenlasten installiert. In Tabelle 1 sind die Kenndaten der wichtigsten Komponenten aufgelistet.

ISBN 978-3-85125-586-7 DOI 10.3217/978-3-85125-586-7

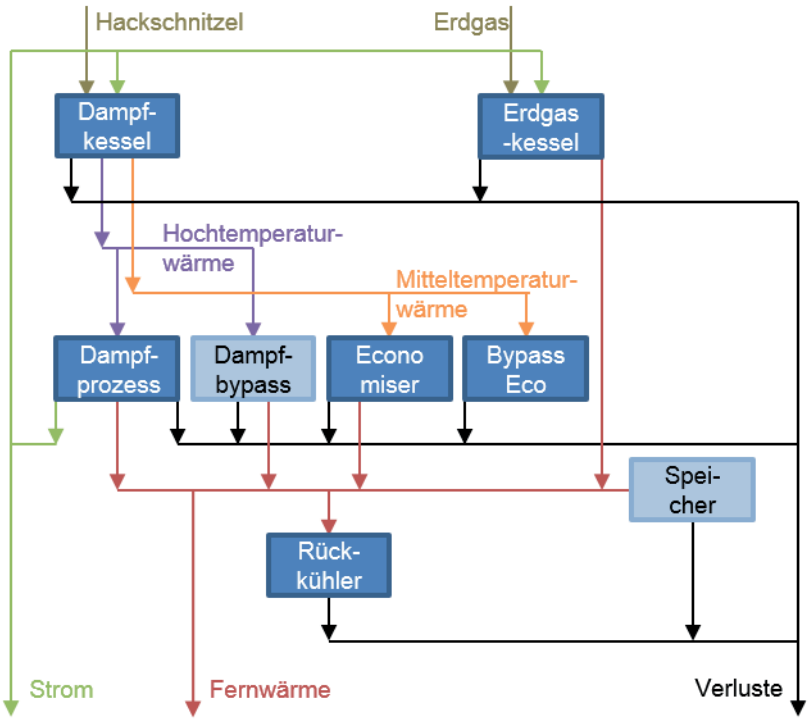

Abbildung 2: Modellierung der Anlage mit Dampfprozess: dunkelblau – fix installiert, hellblau – optional

Um die Flexibilität zu erhöhen wurden im Modell zwei weitere Komponenten abgebildet. Erstens ein Bypass zum Dampfprozess (Dampfbypass), wodurch der Dampf direkt kondensiert und somit die Turbine flexibler genutzt werden kann, ohne den Dampfkessel mitregeln zu müssen. Zweitens ein Fernwärme-Speicher, um die Wärme- und Stromproduktion zeitlich zu entkoppeln. Tabelle 2 listet die vier untersuchten Anlagenvarianten mit Dampfprozess auf.

Tabelle 1: Parameter ausgewählter Komponenten der Anlage

Komponente	Max. Leistung MW	Min. Leistung %	Max. Laständerung kW/min
Dampfkessel	27 (Brennstoffwärmeleistung)	30,00	+53 / -44
Dampfprozess	5 (Turbinenleistung)	30,00	+57 / -38
Erdgaskessel	30 (Brennstoffwärmeleistung)	0,00	+/- 1500

Tabelle 2: Anlagenvarianten mit Flexibilitätsoptionen

Benennung	Beschreibung
Orig	Keine optionalen Komponenten
B	Dampfbypass vorhanden
S	Speicher (Standard 60 MWh)
B & S	Dampfbypass und Speicher vorhanden

ISBN 978-3-85125-586-7 DOI 10.3217/978-3-85125-586-7

2.4 Ablauf der Durchführung einer Jahressimulation

Für jede Anlagenvariante wird eine Tabelle mit den anlagenspezifischen Daten (Komponenten und deren Parameter) von den Anlagenbetreibern befüllt. Diese Tabelle wird automatisch in Matlab eingelesen. Durch die flexible Definition der Komponenten, können in Zukunft jederzeit auch weitere Komponenten, wie Wärmepumpen oder Elektrokessel, ergänzt werden. Die zeitabhängigen Marktdaten werden separat eingelesen. Auf Basis der Anlagendaten und der Marktdaten werden die Matrizen für die Nebenbedingungen und Kostenfunktion aufgebaut.

Danach erfolgt die Optimierung der Entscheidungsvariablen (Leistung der Komponenten) für einen bestimmten Zeitabschnitt. Es wurde jeweils 1 Jahr (Juni bis Juni) betrachtet. Da aufgrund der kleinen Zeitschritte (15 Minuten), die Simulation für ein volles Jahr zu rechenintensiv ist, wird das Jahr in mehreren Abschnitten optimiert. Daher wurde pro 3000 Zeitschritten ein Optimierungsdurchlauf ausgeführt. Die Intervalle weisen immer eine Überschneidung von 200 Zeitschritten auf, für den Anfangszustand (Füllhöhe Speicher) wurde immer der jeweilige Wert aus dem vorherigen Optimierungsdurchlauf übernommen. Damit ist eine Kontinuität zwischen den Intervallen gewährleistet und Randeffekte werden minimiert.

2.5 Definition Kenngrößen

Die Simulationsergebnisse werden anhand folgender Kenngrößen verglichen:

Gelieferte Strommenge: Über Systemgrenze gelieferte Strommenge über das gesamte Jahr: $\sum_t e_{t,\text{Strom}}$

Mittlere Stromerlöse: Durchschnittlicher spezifischer Stromerlös, der mit der Stromlieferung zu EXAA bei Day-Ahead-Preisen lukriert wurde: $\sum_t (e_{t,\text{Strom}}\ C_{t,\text{Strom}}\ /\ \sum_t e_{t,\text{Strom}}$

Gesamtwirkungsgrad: Verhältnis zwischen der über die Systemgrenze gelieferten Energie (Strom, Fernwärme) und der bezogenen Energie (Hackschnitzel, Erdgas)

$$\eta_{\text{System}} = \left| \frac{\sum_t e_{t,\text{Fernwärme}} + \sum_t e_{t,\text{Strom}}}{\sum_t e_{t,\text{Erdgas}} + \sum_t e_{t,\text{Hackschnitzel}}} \right|$$

Ungenutzte Energie: Energie, die zur Fernwärmeproduktion verwendet werden könnte, aber nicht genutzt wurde, das heißt Verluste durch Bypass Eco und Rückkühlung: $\sum_t e_{t,\text{Verluste, Bypass Eco}} + \sum_t e_{t,\text{Verluste, Rückkühlung}}$

Stromerlöse: Erlöse durch Teilnahme an Strombörse pro Jahr für über Systemgrenze gelieferten Strom: $\sum_t e_{t,\text{Strom}}\ C_{t,\text{Strom}}$

Biomassekosten: Kosten für Biomasse pro Jahr für über Systemgrenze bezogene Biomasse: $\left|\sum_t e_{t,\text{Hackschnitzel}}\ C_{t,\text{Hackschnitzel}}\right|$

3 Ergebnisse

Die Simulationen wurden für die vier in Tabelle 2 aufgelisteten Anlagenvarianten unter Veränderung verschiedener Parameter durchgeführt. Es wurden jeweils die Kenngrößen aus verglichen.

Abbildung 3 zeigt beispielhaft für eine Woche die veränderte Betriebsweise durch die Verwendung des Speichers im Vergleich zu der Original-Variante. Während in der

ISBN 978-3-85125-586-7 DOI 10.3217/978-3-85125-586-7

Originalvariante der Dampfkessel und der Dampfprozess dem Fernwärmebedarf folgen müssen, folgt das KWK in der Variante mit Speicher dem Börsenpreis, während der Speicher die Variationen im Fernwärmebedarf ausgleicht. Außerdem ist zu sehen, dass die Spitzenlastabdeckung durch den Erdgaskessel großteils wegfällt.

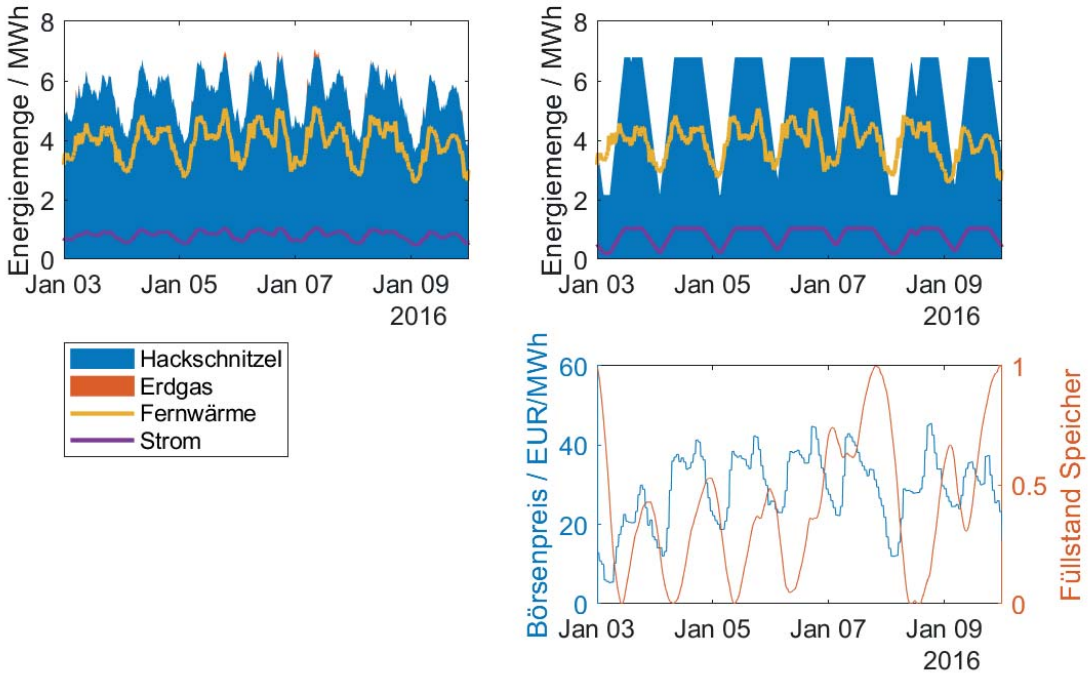

Abbildung 3: Zeitlicher Verlauf der zu- und abgeführten Energiemengen (oben) pro Zeitschritt (15 Minuten), sowie Börsenpreis und Füllstand Speicher (unten) für eine ausgewählte Woche im Januar. Links: Original-Variante, Rechts: inkl. Speicher.

Tabelle 3 listet einige Kennzahlen der Simulationsergebnisse für die vier Anlagenvarianten auf. Die bezogene Energiemenge (Biomasse und Erdgas) reduziert sich leicht durch die Flexibilitätsoptionen, aber auch die gelieferte Energiemenge sinkt, da die Stromlieferung reduziert wird. Die Wärmelieferung bleibt in allen Varianten gleich, da sie als Nebenbedingung fix vorgegeben ist, um die Fernwärmeversorgung sicherzustellen. Beim Bezug wird die Biomasse leicht reduziert. Das Erdgas, das in der Original-Variante bereits nur 0,5% der zugeführten Energie ausmacht, verringert sich in allen Varianten; in der Variante Bypass & Speicher wird kein Erdgas mehr benötigt. Die Zielfunktion, die Summe aus Stromerlösen und Kosten für Biomasse und Erdgas, steigt in allen Varianten gegenüber der Originalvariante leicht. Die Zielfunktion ist stark negativ, weil keine Wärmeerlöse hinterlegt sind. Dadurch ist die Zielfunktion wenig anschaulich, aber es entspricht dem Ziel, die Stromerlöse unabhängig von den Wärmeerlösen zu untersuchen. Zur besseren Anschaulichkeit wird in der weiteren Parameteranalyse der Einfluss auf die restlichen Kennwerte, die die Zielfunktion beeinflussen untersucht.

Zusätzlich zeigt Tabelle 3 die potentiellen Stromerlöse bei einem Nachfolgetarif von 100 €/MWh, bei sonst gleichbleibender Betriebsweise für die vier Anlagenvarianten, um aufzuzeigen wie groß der Unterschied zwischen Erlösen durch Tarif und Erlösen an Strombörse ist.

ISBN 978-3-85125-586-7 DOI 10.3217/978-3-85125-586-7

Tabelle 3: Optimierungsergebnisse der vier Anlagenvarianten

Kennzahl	Einheit	Orig	Bypass	Speicher	Bypass & Speicher
Energiebezug	GWh/a	124,7	122,6	123,2	122,31
Energielieferung	GWh/a	93,2	91,4	93,1	92,25
Gesamtwirkungsgrad	-	0,748	0,746	0,756	0,754
Anteil Biomasse an Energiebezug	-	0,995	0,997	0,999	1,000
Wärmelieferung	GWh/a	77,5	77,5	77,5	77,5
Stromlieferung	GWh/a	15,7	13,9	15,6	14,7
Stromerlöse	MEUR/a	0,46	0,43	0,48	0,47
Mittlere Stromerlöse	EUR/MWh	29,32	30,96	30,83	31,63
Biomassebezug	GWh/a	-124,1	-122,2	-123,1	-122,3
Biomassekosten	MEUR/a	2,11	2,08	2,09	2,08
Erdgasbezug	GWh/a	-0,6	-0,4	-0,1	0,0
Erdgaskosten	MEUR/a	0,03	0,01	0,00	0,00
Zielfunktion	MEUR/a	-1,67	-1,66	-1,62	-1,61
Stromerlöse Tarif 100 €/MWh	MEUR/a	1,57	1,39	1,56	1,47

In den folgenden Abbildungen sind die Veränderungen einiger Kennwerte bei Parametervariation (Lastgradient, Minimallast, Speichergröße, Strompreis) dargestellt. Abbildung 4 und Abbildung 5 (links) zeigt die Ergebnisse bei veränderten Lastgradienten. Der Lastgradient des Dampfkessels wurde zwischen 53 und 300 kW/min, sowie der Lastgradient des Dampfprozesses zwischen 1200 und 3600 kW/min verändert.

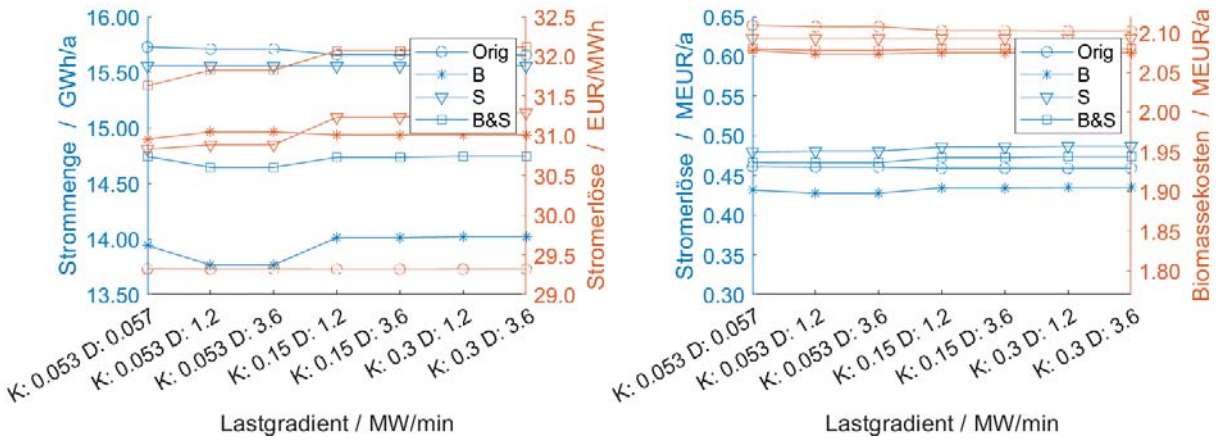

Abbildung 4: Gelieferte Strommenge, mittlere Stromerlöse (links) sowie jährliche Stromerlöse und Biomassekosten (rechts) bei Veränderung der Lastgradienten des Dampfkessels (K) und des Dampfprozesses (D)

Bei der Originalvariante sinkt die gelieferte Strommenge leicht, während bei allen anderen Anlagenvarianten höhere Lastgradienten zu höheren Strommengen und höheren

ISBN 978-3-85125-586-7 DOI 10.3217/978-3-85125-586-7

Stromerlösen führen. Der Gesamtwirkungsgrad (Abbildung 5 links) bleibt annähernd gleich, während die ungenutzte Energie bei den Varianten ohne Speicher (Orig, B) um 2-4% reduziert wird.

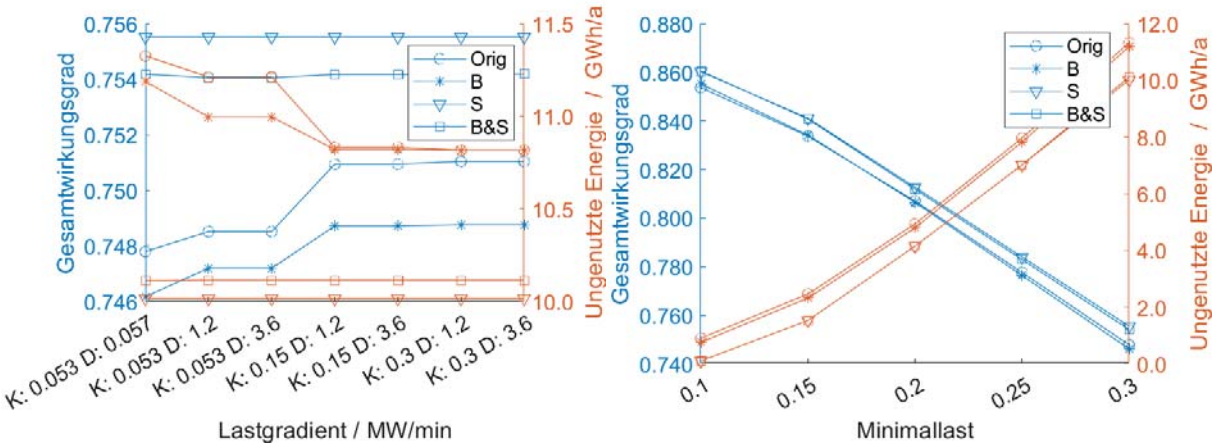

Abbildung 5: Gesamtwirkungsgrad und Ungenutzte Energie bei Veränderung der Lastgradienten des Dampfkessels (K) und des Dampfprozesses (D) (links) sowie bei Veränderung der Minimallast (rechts)

In Abbildung 5 (rechts) und Abbildung 6 sind die Kenngrößen für die Veränderung der Minimallast des Kessels und des Dampfprozesses zwischen 10% und 30% dargestellt. Deutlich zu sehen ist die Erhöhung des Gesamtwirkungsgrades sowie die Reduktion der ungenutzten Energie durch die geringere Minimallast. Dies ist auf die Sommermonate zurückzuführen, da im Sommer die produzierte Wärme bei Minimallast der KWK deutlich höher als die benötigte Fernwärme ist, weshalb im Sommer ein Großteil der Wärme über den Rückkühler an die Umgebung abgegeben wird. Durch eine Reduktion der Minimallast kann daher die Wärmeproduktion deutlich besser an den Wärmebedarf angepasst werden. Während 30% die derzeit real verwendete Minimallast darstellt, ist eine Reduktion auf 10% derzeit technisch nicht möglich. Eventuell wäre jedoch eine Abschaltung des Kessels über die Sommermonate anzudenken.

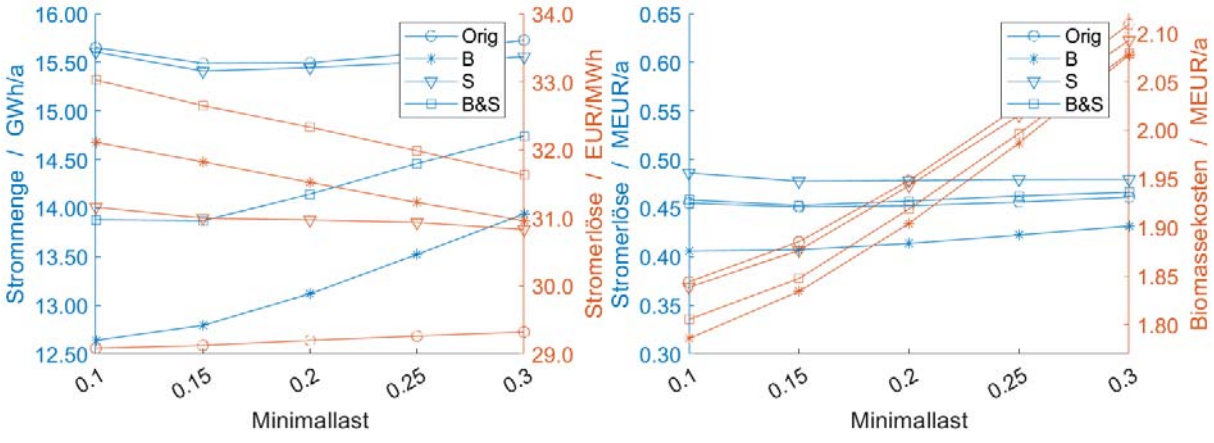

Abbildung 6: Gelieferte Strommenge, mittlere Stromerlöse (links) sowie jährliche Stromerlöse und Biomassekosten (rechts) bei Veränderung der Minimallast des Dampfkessels und des Dampfprozesses

In allen Varianten reduziert sich außerdem der Biomassebezug (Abbildung 6 rechts) mit einer Reduktion der Minimallast. Die gelieferte Strommenge sowie die Stromerlöse folgen unterschiedlichen Trends. Während bei den Varianten mit Bypass (B, B&S) die beiden

ISBN 978-3-85125-586-7 DOI 10.3217/978-3-85125-586-7

Kennwerte mit der Reduktion der Minimallast sinken, sind bei den Varianten ohne Bypass (Orig, S) bei einer Minimallast von 0,15 die beiden Kennwerte am kleinsten.

Für Abbildung 7 und Abbildung 8 (links) wurde die Speichergröße zwischen 10 und 60 MWh bei den Varianten mit Speicher (S, B&S) verändert. Durch eine Reduktion des Speichers verringert sich die Flexibilität, der Füllstand wechselt dadurch häufiger, es wird kaum Energie über mehr als einen Tag zwischengespeichert. Durch die Verringerung der Speichergröße sinken in beiden Varianten sowohl der jährliche Stromerlös als auch der mittlere spezifische Erlös. Die gelieferte Strommenge steigt jedoch leicht bei der Variante mit nur Speicher während sie bei der Variante mit Bypass und Speicher mit fallender Speichergröße sinkt. Auf den Gesamtwirkungsgrad hat die Veränderung der Speichergröße nur einen geringen Einfluss.

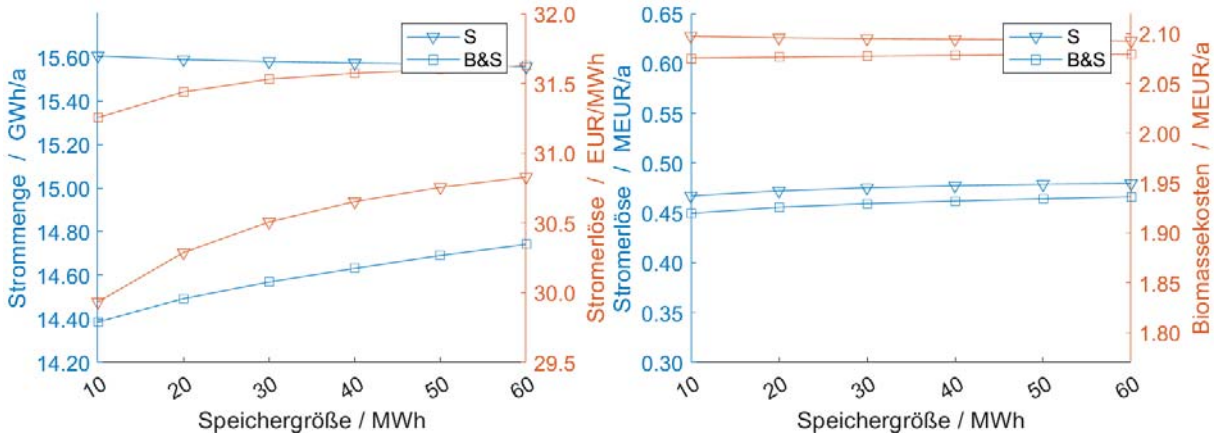

Abbildung 7: Gelieferte Strommenge, mittlere Stromerlöse (links) sowie jährliche Stromerlöse und Biomassekosten (rechts) bei Veränderung der Speichergröße

Die Veränderung der Kennwerte bei Verwendung verschiedener Jahre der Strommarktdaten sind in Abbildung 8 (rechts) und Abbildung 9 dargestellt.

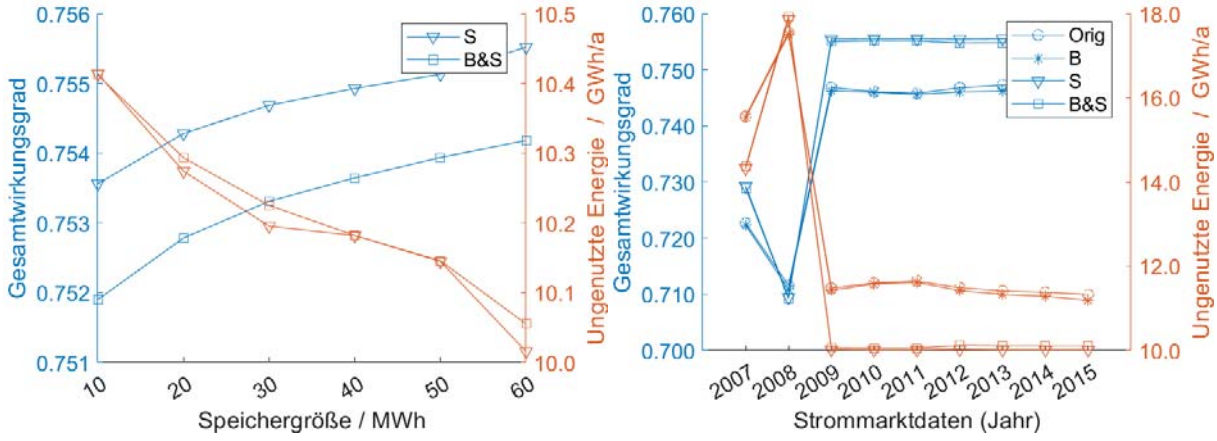

Abbildung 8: Gesamtwirkungsgrad und „Ungenutzte Energie“ bei Veränderung der Speichergröße (links) sowie bei verschiedenen hinterlegten Jahren für die Strommarktdaten (rechts)

Abbildung 9 zeigt deutlich, dass die Stromerlöse stark von den generellen Preisen an der Börse abhängen. Obwohl die gelieferte Strommenge zwischen den Jahren 2007 und 2015 nur um etwa 25% schwankt, sinken die Stromerlöse um fast einen Faktor drei. Das entspricht auch dem Trend der mittleren Börsenpreise, der zusätzlich in Abbildung 9 dargestellt ist. Zusätzlich

ISBN 978-3-85125-586-7 DOI 10.3217/978-3-85125-586-7

zeigt sich, dass mit sinkenden Börsenstrompreisen die gelieferte Strommenge durch die verschiedenen Anlagenvarianten stärker variiert. Bei der Originalvariante wird in den Jahren 2009-2015 in etwa gleich viel geliefert, auf niedrigerem Niveau gilt dies auch für die Variante mit Speicher. Wird zusätzlich ein Bypass verwendet (Variante B, B&S), kann bei sehr niedrigen Strompreisen (unter ca. 20 €/MWh) statt der Stromproduktion der gesamte Dampf zur Wärmeproduktion verwendet werden. Dadurch wird aus Energiekostensicht unrentable Stromproduktion (Strompreis unter Einkaufspreis für Biomasse) vermieden.

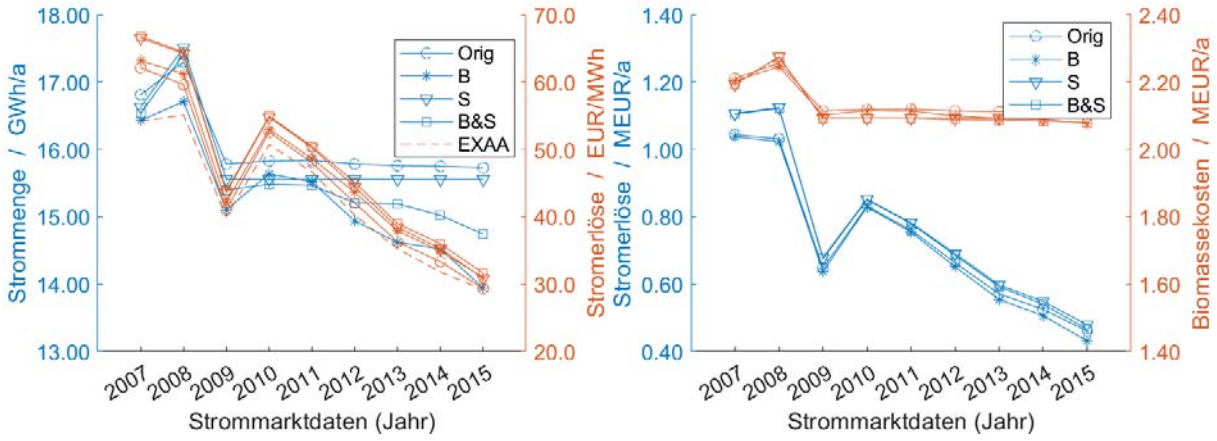

Abbildung 9: Gelieferte Strommenge, mittlere Stromerlöse, strichliert: mittlerer Börsenpreis über den Untersuchungszeitraum (links) sowie jährliche Stromerlöse und Biomassekosten (rechts) bei verschiedenen hinterlegten Jahren für die Strommarktdaten.

4 Zusammenfassung

In diesem Beitrag wurde die Betriebsweise eines Biomasse-KWK mit Dampfprozess anhand der Börsenstrompreise (EXAA Day-Ahead stündlich) optimiert. Es wurden vier Anlagenvarianten, eine Originalvariante sowie jeweils eine mit Einbau eines thermischen Speichers und/oder eines Dampfbypass untersucht. Optimiert wurde die Zielfunktion bestehend aus Stromerlösen an der Börse und Kosten für Biomasse und Erdgas. Die Erlöse aus Wärmelieferung, sowie weitere Kosten (Invest, Betrieb, …) sind nicht Teil der Zielfunktion. Die Optimierung erfolgt mit historischen Daten, die fix vorgegeben werden. Für die reale Umsetzung des Optimierungsproblems muss zusätzlich die Prognoseungenauigkeit eingerechnet werden.

Zusammenfassend konnte gezeigt werden, dass alle Flexibilitätsoptionen (Speicher, Bypass) die Möglichkeiten der Betriebsweise erweitern und daher auch die Zielfunktion erhöhen. Die Zielfunktion steigt je nach Variante zwischen 10.000 und 60.000 €/a. Dieser Betrag, reduziert um nicht berücksichtigte Betriebskosten und Prognosefehler, würde für die notwendigen Umbauten zur Flexibilisierung zur Verfügung stehen. Eine Betrachtung der Gesamtkosten ist im weiteren Projektverlauf geplant.

Zusätzlich wurden einige Parameter variiert, um deren Einfluss auf das Optimierungsergebnis zu untersuchen. Eine Erhöhung des Lastgradienten des Kessels und des Dampfprozesses, sowie die Vergrößerung des Speichers führen zu einer Erhöhung der Stromerlöse. Eine Reduktion der Minimallast des Kessels und des Dampfprozesses erlauben eine deutlich geringere Sommerlast und daher eine Erhöhung des Systemwirkungsgrades. Gleichzeitig bleibt die gelieferte Strommenge etwa gleich bzw. sinkt ab, je nach Anlagenvariante.

ISBN 978-3-85125-586-7 DOI 10.3217/978-3-85125-586-7

Zusammenfassend konnte durch die verschiedenen Parametervariationen ein mittlerer Stromerlös zwischen 29 und 33 €/MWh lukriert werden.

Werden statt der Strommarktdaten von 2015/16, die Strommarktdaten aus den Jahren 2007/08 bis 20014/15 hinterlegt, wird jedoch deutlich, dass die Stromerlöse am stärksten vom Strompreisniveau der Börse abhängen. Während im Jahr 2007/08 noch Strompreise um 60 €/MWh üblich waren, waren es 2015/16 unter 30 €/MWh. Die optimale Einsatzplanung kann die mittleren Stromerlöse deutlich weniger beeinflussen als das mittlere Strompreisniveau. Die in der Einleitung erwähnten Einspeisetarife von 100-222 €/MWh werden in keiner der durchgerechneten Varianten auch nur annähernd erreicht.

Insgesamt zeigt sich, dass die mittleren Stromerlöse durch die optimale Einsatzplanung zwar gesteigert werden können, die mittleren Stromerlöse liegen bei derzeitigen Strommarktpreisen jedoch zumeist unter den Wärmeeinspeisetarifen liegen.

Aus Sicht der Anlagenbetreiber ist daher ein Weiterbetrieb der Stromproduktion aus Biomassekraftwerken unter derzeitigen Marktbedingungen nicht sinnvoll. Zusammenfassend zeigt der Beitrag, dass Biomassekraftwerke auch in Zukunft einer Förderung bedürfen, um bei derzeitigen Strommarktpreisen weiter zu bestehen.

5 Danksagung

Die AutorInnen bedanken sich beim gesamten Konsortium des BioFlex-Projekts[5], insbesondere bei den Anlagenbetreibern für das Zur-Verfügung-Stellen der Anlagendaten.

Dieses Projekt wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds Österreich gefördert und im Rahmen des Energieforschungsprogramms 2015 durchgeführt.

6 Literatur

[E-Control 2017] Energie Control Austria. Ökostrombericht 2017. Wien.

[EXAA 2017] Energy Exchange Austria, Historische Strommarkdaten (Day-Ahead). https://www.exaa.at/de/marktdaten/historische-daten (Abgerufen am 18.1.2018)

[5] Projekt „Flexible Strommarktbasierte Betriebsführungskonzepte für Fernwärme Biomasse KWK“ www.bioflex.cc