

Das Zustands-Grenzpreisvektormodell zur simulativen Bewertung einer Investition in ein Biomasseheizkraftwerk auf dem unvollkommenen Kapitalmarkt unter Unsicherheit

Eine Fallstudie aus der Sicht eines mittelständischen Industrieunternehmens mit Sitz in Mecklenburg-Vorpommern (Deutschland)



Christian Toll und Katinka Anna Johanna Välilä

Zustands-Grenzpreisvektormodell, mittelständisches Industrieunternehmen, erneuerbare Energieträger, Biomasseheizkraftwerk, Strom- und Wärmeversorgung, unvollkommener Kapitalmarkt, Unsicherheit, Risikosimulation

state marginal price vector model, medium-sized industrial company, renewable energy, electricity and heat supply, imperfect market conditions, uncertainty, risk analysis



Das Energie- und Klimapaket der Bundesregierung und die EU-Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen zielen darauf ab, bis zum Jahr 2020 die Energiebereitstellung durch erneuerbare Energien in Deutschland auf 18% des Bruttoenergieverbrauchs zu steigern. Da Biomasse in Deutschland einer der wichtigsten erneuerbaren Energieträger bleiben wird, möchte dieser Beitrag aufzeigen, wie eine Vorteilhaftigkeitsentscheidung in Bezug auf eine dezentrale regenerative Strom- und Wärmeversorgung eines Industrieunternehmens im Vergleich zu einer zentralen Energieversorgung erfolgen sollte. Insbesondere steht der vom Anlagenbetreiber im Zeitablauf für den Wärmeverkauf mindestens zu erzielende Wärmepreis im Mittelpunkt der Betrachtung, da diese Thematik im Schrifttum und in der Praxis bislang keine Beachtung findet. Der Beitrag verdeutlicht, dass der den in der Bewertungspraxis beliebten finanzierungstheoretisch geprägten Bewertungsverfahren zugrundeliegende Prämissenkranz – vollkommener und vollständiger Markt bei vollständiger Konkurrenz – für ein in der realen Umwelt agierendes mittelständisches Unternehmen, welches einen Wechsel von einer zentralen zu einer dezentralen regenerativen Energieversorgung in Erwägung zieht, viel zu eng ist. Daher greift der hier zu entwickelnde Verfahrensvorschlag auf das investitionstheoretisch fundierte Zustands-Grenzpreisvektormodell zurück, da dieses nicht nur die subjektiven Vorstellungen und Planungen des konkreten Entscheidungsträgers beachtet, sondern auch mit real existierenden Marktunvollkommenheiten umzugehen weiss. Um den Anforderungen realer Entscheidungssituationen gerecht

zu werden, erfolgt die Analyse nicht nur unter der Annahme von Quasi-Sicherheit, sondern auch unter Unsicherheit. Pointiert lässt sich folgende Kernaussage herausarbeiten: Sollte die Bandbreite des jährlich für den Wärmeverkauf mindestens zu fordernden Wärmepreises unterhalb der korrespondierenden Gaspreisbandbreite liegen, ist die Investition in die regenerative dezentrale Strom- und Wärmeerzeugung wirtschaftlich vorteilhaft.

The energy and climate package of the German Federal Government and the directive of the European Union to promote energy supply from renewable resources are aimed at increasing energy supply in form of renewable energy in Germany to 18% of gross energy consumption by the year 2020. As biomass will remain one of the most important renewable energy resources in Germany, in this paper we like to point out how a decision of advantageousness should be made comparing the installation of a decentralised regenerative electricity and heat supply to a classical centralised energy supply. In particular, the minimum heat sale price to be demanded by a heat plant operator over a certain period of time is at the centre of our considerations, since this issue has been dealt with only marginally in literature or current practice so far. In our paper it is made clear that the premises of the popular finance-theoretical methods – perfect, complete capital market with perfect competition – are inappropriate to serve economic decisions facing a real-world problem of a real-world medium-sized company, which is considering to switch from a centralised to a decentralised renewable energy supply. This valuation task can only be fulfilled using investment theory-based valuation methods. For this reason, we introduce the state marginal price vector model as an alternative valuation approach that considers both existing market imperfections and individual expectations of a specific decision-maker. To meet the requirements of real decision situations, the analysis is not only carried out under the assumption of quasi-certainty, but also under uncertainty. To pinpoint our key finding: If the range of annual heat sale prices to be demanded at least by a heat plant operator is below the corresponding range of gas prices, the intended investment in the renewable and decentralised electricity and heat supply is economically advantageous. Broadly speaking, if the gas price exceeds the decision value of the plant operator, he decides in favour of the renewable and decentralised electricity and heat supply.

1. Notwendigkeit energiewirtschaftlicher Massnahmen

Energiewirtschaftliche Massnahmen beziehen sich bspw. auf die partielle Substitution eines erschöpfbaren Energieträgers durch erneuerbare Energieträger, womit Veränderungen im Energiemix einhergehen. Unter dem „Energiemix“ wird der Einsatz unterschiedlicher Primärenergieformen zur gesamten Energieversorgung verstanden. In Deutschland fusst die Energiebereitstellung vorwiegend auf fossilen Energieträgern (z.B. Braunkohle, Steinkohle, Erdgas und Mineralöl), regenerative Energien (z.B. Biomasse, Geothermie, Wasserkraft, Meeresenergie, Sonnenenergie und Windenergie) und Kernbrennstoffen (z.B. Uran und Thorium). Aufgrund des Klimawandels, endlicher fossiler Energieträger (Rempel 2011, S. 17; Zittel et al. 2013) und der Gefahren, welche die Atomenergie birgt, ist die regenerative Energiegewinnung heute ein zentrales Thema in unserer Gesellschaft. Durch die Kombination einer dezentralen und zentralen Energieversorgung ist es möglich, in Deutschland fossile Energieträger wie Öl, Gas und Kohle einzusparen, CO₂-Emissionen zu reduzieren sowie die Abhängigkeit von Energieimporten zu verringern (VDE 2007; Basedau und Schultze 2014, S. 6; Zittel 2014). Dieses Szenario ist vor allem durch die stärkere

Nutzung *erneuerbarer Energien* erreichbar, insbesondere unter Verwendung von Biomasse im Rahmen einer *dezentralen Energieversorgung*. Dabei sind die Grenzen zwischen Zentralität und Dezentralität in einem Energieversorgungssystem fließend. Das Energiewirtschaftsgesetz definiert eine Energieerzeugungsanlage als dezentral, wenn diese an ein Verteilnetz angeschlossen ist und verbrauchs- und lastnah produziert (§ 3 Nr. 11 EnWG).

Im Jahr 2015 wurden bereits ca. 15% des Bruttoendenergieverbrauchs (BMWi 2016, S. 7; BMWi 2017, S. 5) in Deutschland mit Hilfe erneuerbarer Energien gedeckt, weshalb die Erfüllung der Verpflichtung, bis 2020 mindestens 18% des Bruttoendenergieverbrauchs aus erneuerbaren Energien bereit zu stellen (BMWi 2010, S. 11), in greifbare Nähe gerückt ist. Damit leistet Deutschland seinen Beitrag zur Erreichung des EU-Gesamtziels, bis 2020 mindestens 20% des Bruttoendenergieverbrauchs aus erneuerbaren Energien zu decken (BMWi 2010, S. 1; Götz et al. 2011, S. 184; BMWi 2016, S. 33). Über die verpflichtende Quote von 18% hinaus, setzt sich die Bundesregierung das Ziel, den Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergiebedarf auf 60% bis zum Jahr 2050 zu steigern, wobei bis 2030 zunächst ein 30%-iger Anteil und bis 2040 ein Anteil in Höhe von 45% angestrebt wird (BMWi 2016, S. 6). Auch mittelfristig wird dabei in Deutschland Biomasse einer der wichtigsten erneuerbaren Energieträger bleiben (Witt et al. 2012, S. 1; Eltrop et al. 2014, S. 6 ff.; Thrän et al. 2015).

In 2016 wurden nicht nur ungefähr 31,7% des Bruttostromverbrauchs, sondern zudem 13,4% des Endenergieverbrauchs für Wärme und 5,1% des Endenergieverbrauchs für Verkehr mittels erneuerbarer Energien befriedigt (BMWi 2016, S. 7; BMWi 2017, S. 5). Mit Blick auf den Wärmesektor ist das Bestreben der Bundesregierung, den Anteil erneuerbarer Energien bis 2020 auf 14% anzuheben, fast erreicht. Sektorübergreifend ist Biomasse derzeit mit einem ca. 59%-igen Anteil an der Energiebereitstellung der bedeutendste erneuerbare Energieträger (UBA 2017a). Während Biomasse im Wärme- und Verkehrssektor 88% bzw. 89% des Endenergiebedarfs aus erneuerbaren Energien deckt, dominieren im *Stromsektor* Windkraft, Sonnenenergie und Wasserkraft mit einem kumulierten Anteil in Höhe von 73% (UBA 2017a). In der Industrie weist Prozesswärme den grössten Anteil am Gesamtenergieverbrauch für Wärmezwecke auf (UBA 2017b).

Handelt es sich um ein produzierendes *Industrieunternehmen* mit einem hohen und ganzjährigen Bedarf an Prozessdampf oder -wärme, eignet sich dieses hervorragend für eine dezentrale Energieversorgung durch ein *Biomasseheizkraftwerk* (Witt et al. 2012, S. 10, 13). Daher steht im Mittelpunkt der investitionstheoretischen Betrachtung ein Biomasseheizkraftwerk zur strom- und wärmeseitigen Energieversorgung eines mittelständischen Unternehmens des produzierenden Gewerbes (§ 5 Nr. 14 EEG). Alternativ besteht die Möglichkeit, weiterhin eine Strom- und Wärmeversorgung über das öffentliche Strom- bzw. Gasnetz zu gewährleisten. Neben der Notwendigkeit energiewirtschaftlicher Massnahmen von Seiten eines Industrieunternehmens aufgrund des Umweltschutzes, der Nachhaltigkeit und der energetischen Unabhängigkeit ist auch die wirtschaftliche Vorteilhaftigkeit von grossem Interesse. Für ein Unternehmen als Entscheidungssubjekt stellt sich somit die *Frage*, ob eine regenerative dezentrale Energieversorgung im Vergleich zu einer zentralen Energieversorgung vor dem Hintergrund seines individuellen *Entscheidungsfeldes* und seiner *Zielsetzung* wirtschaftlich vorteilhaft ist. Eine derartige (unsichere) Bewertungssituation zeichnet sich ferner dadurch aus, dass im Bewertungszeitpunkt weder alle Handlungsmöglichkeiten und -restriktionen bekannt sind noch die Zahlungswirkungen der bekannten Handlungsalternativen eindeutig vorausgesagt werden können und der Planungs-

horizont unbestimmt bleibt (Hering 2014, S. 7 ff., S. 30 ff.). Der Informationsstand verändert sich bei Vorliegen eines *offenen Entscheidungsfelds* mit fortschreitender Zeit.

Die investitionstheoretische Bewertungstheorie stellt mathematische Modelle zur Verfügung, mit deren Hilfe eine rationale quantitative *Vorteilhaftigkeitsentscheidung* in Bezug auf eine zentrale oder dezentrale regenerative Energieversorgung getroffen werden kann. Zur wirtschaftlichen Beurteilung ist zunächst der Zahlungsstrom abzuschätzen. Bei einer Investition in eine regenerative dezentrale Energieversorgung sind die künftigen unsicheren Zahlungsströme zu bewerten, welche dem investierenden Unternehmen – als *Bewertungs-subjekt* – aus der zu erwerbenden regenerativen Energieversorgungsanlage – dem *Bewertungsobjekt* – zufließen. Als wirtschaftlich vorteilhaft stellt sich die Investition nur heraus, wenn der für den Wärmeverkauf im Zeitablauf mindestens zu verlangende Wärmepreis als subjektiver *Entscheidungswert* unterhalb des Preises für den konkurrierenden fossilen Energieträger liegt. Andernfalls stellt sich das Bewertungssubjekt im Vergleich zu einer zentralen Energieversorgung ökonomisch schlechter. Der sich ergebende Entscheidungswert zeigt also dem investierenden Unternehmen an, ob eine Investition in eine dezentrale regenerative Energieversorgungsanlage wirtschaftlich sinnvoll ist. Überschreitet der Preis des fossilen Energieträgers den Entscheidungswert des Bewertungssubjekts, investiert dieses in eine dezentrale regenerative Energieversorgung. Unterschreitet der Preis des fossilen Energieträgers den Entscheidungswert des Bewertungssubjekts hingegen, unterlässt dieses die Investition, sofern lediglich pekuniäre Gründe eine Rolle spielen.

Für die Abschätzung der unsicheren Zahlungsströme ist nachfolgend ein Kapitel den energiepolitischen und energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen gewidmet. Die Identifikation des Forschungsbeitrags setzt im dritten Kapitel zunächst eine Diskussion der für die Bewertung von energiewirtschaftlichen Massnahmen geeigneten modelltheoretischen Basis voraus. Anschliessend gilt es aufzuzeigen, wie eine investitionstheoretisch fundierte Bewertung der Umstellung von einer zentralen auf eine regenerative dezentrale Energieversorgung eines Industrieunternehmens erfolgen sollte. Um den Anforderungen realer Entscheidungssituationen gerecht zu werden, erfolgt die Analyse nicht nur unter der Annahme von Quasi-Sicherheit, sondern auch unter Unsicherheit. Im vierten Kapitel steht sowohl die Diskussion der Vorzüge des präsentierten Verfahrensvorschlags als auch der damit für ein mittelständisches Unternehmen einhergehenden Limitationen im Mittelpunkt der Betrachtung. Der Beitrag endet in Kapitel fünf mit einer Zusammenfassung der Ergebnisse und einem Ausblick.

2. Energiepolitische und energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen

2.1 Erneuerbare-Energien-Gesetz, Fördergelder und Steuern

Bereits 1991 wurde mit dem Stromeinspeisungsgesetz der Grundstein für den Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung in Deutschland gelegt. Eine Ablösung erfuhr dieses durch das *Erneuerbare-Energien-Gesetz* im Jahr 2000, welches die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien mittels fixer Einspeisetarife vergütet. Aufgrund der Veränderung politischer, ökonomischer und technischer Rahmenbedingungen und nicht zuletzt zur Erreichung des Ziels, bis 2020 mindestens 20% des Bruttoendenergieverbrauchs in Deutschland durch erneuerbare Energien zu decken, wurde das Erneuerbare-Energien-Gesetz mehrmals novelliert. Die Neufassung des Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 1. August 2014 hat die Vergütungsregelungen abermals angepasst. Im Allgemeinen

verpflichtet das Erneuerbare-Energien-Gesetz die Netzbetreiber zur Abnahme und zum Vorrang des Stroms aus erneuerbaren Energien und Grubengas. Somit muss gemäss § 11 EEG bei einer Stromüberproduktion zuerst die Einspeisung konventionell erzeugten Stroms verringert werden. Hinsichtlich der Entgeltregelung ist gemäss dem Erneuerbare-Energien-Gesetz der Mechanismus „Marktpremie“ für die investitionstheoretische Bewertung der Umstellung von einer zentralen auf eine regenerative dezentrale Energieversorgung eines Industrieunternehmens relevant (vgl. Kapitel 3).

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz schreibt je nach Technologie und Anlagengrösse einen anzulegenden Vergütungswert vor, welcher von den durchschnittlichen Strompreisen für Endverbraucher entkoppelt ist (§§ 40 – 51 EEG). Weiterhin ist die absolute Höhe dieses anzulegenden Vergütungssatzes für 20 Jahre zuzüglich des Inbetriebnahmejahres gesetzlich festgeschrieben, was zu einer Reduzierung des Risikos für Investoren führt (§ 22 Abs. 2 EEG). Ein Unternehmen, welches ein Biomasseheizkraftwerk betreibt, erhält nach dem EEG vom jeweiligen Netzbetreiber eine gesetzlich festgeschriebene Marktpremie pro Kilowattstunde Strom, wenn es den Strom in das öffentliche Stromnetz Deutschlands einspeist und sich zur Direktvermarktung verpflichtet (§ 34 Abs. 1 EEG). Dabei ist der anzulegende „Wert“ zusätzlich in vier Leistungsgruppen unterteilt, welche Tabelle 1 zu entnehmen sind (§ 44 EEG). Er verringert sich ab dem Jahr 2016 jeweils zum 1. Januar, 1. April, 1. Juli und 1. Oktober eines Jahres um 0,5% gegenüber den in den jeweils vorangegangenen drei Kalendermonaten geltenden anzulegenden Vergütungssätzen (§ 28 Abs. 2 EEG). Übersteigt der Bruttozubau 100 Megawatt im Jahr, erhöht sich die Absenkung auf 1,27% (§ 28 Abs. 1 und Abs. 3 EEG). Dieses Szenario ist nicht zu erwarten, da die Erschliessung von Rest- und Abfallstoffen in diesem Umfang nicht realisierbar ist (Scheftelowitz et al. 2014). Anschliessend ist der Vergütungssatz für 20 Jahre gesetzlich festgeschrieben.

Anlagenleistung kW _{el}	Anzulegender Wert €-ct/kWh _{el}
≤ 150	13,66
≤ 500	11,78
≤ 5.000	10,55
≤ 20.000	5,85

Tabelle 1: Anzulegender Wert für den Einsatz fester Biomasse im Jahr 2015

Die Höhe der jeweiligen Marktpremie ergibt sich gemäss Anlage 1 EEG als Differenz zwischen dem anlagenspezifischen anzulegenden Vergütungssatz nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz und dem an der pariser Strombörse „EPEX Spot SE“ monatlich ermittelten durchschnittlichen Preis. Berechnen lässt sich die Marktpremie wie folgt:

$$MP = AW - MW_{EPEX}$$

Hierbei ist MP die Höhe der Marktpremie, AW der anzulegende Vergütungswert nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz gemäss Tabelle 1 und MW_{EPEX} der tatsächliche Monatsmittelwert des Strommarktpreises für die verwendete Biomasse. Sollte der Preis der Stundenkontrakte für die Preiszone Deutschland/Österreich am Spotmarkt der pariser Strombörse in mindestens sechs aufeinanderfolgenden Stunden negativ sein, verringert sich

der anzulegende Vergütungssatz des Biomasseheizkraftwerkes für den gesamten Zeitraum auf null (§ 24 Abs. 1 EEG). Momentan ist das Auftreten von negativen Sechsstundenblöcken vergleichsweise gering, allerdings wird sich diese Problematik durch den starken Ausbau von Windkraftanlagen bei einem unveränderten Marktdesign verschärfen (Götz et al. 2014, S. 1).

Neben der Förderung des Stroms aus regenerativen Energien durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz gibt es eine Vielzahl von, meist an den Standort gebundenen, zusätzlichen *staatlichen Fördergeldern*. Eine besondere Förderung erhält die Energieerzeugung aus Biomasse in Mecklenburg-Vorpommern (Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Tourismus Mecklenburg-Vorpommern 2013, S. 98 ff.). Das in diesem Beitrag zu bewertende Biomasseheizkraftwerk ist für ein Industrieunternehmen in Mecklenburg-Vorpommern geplant. Das Land fördert regenerative Energieprojekte mit bis zu 30% der Investitionssumme.

Die *Steuerabgabe* einer Kilowattstunde Strom beträgt gemäss § 3 StromStG 2,05 Eurocent. Für ein Unternehmen des produzierenden Gewerbes verringert sich die Stromsteuer um 0,513 Eurocent pro Kilowattstunde (§ 9b StromStG). Es besteht die Möglichkeit einer Stromsteuerbefreiung für Strom aus regenerativen Energieträgern. Allerdings muss der Strom aus einem Netz oder einer Leitung entnehmbar sein, welche ausschliesslich mit regenerativ hergestelltem Strom gespeist werden (§ 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG). Zudem ist der extern bezogene Strom für die eigene Stromerzeugung von der Stromsteuer befreit (§ 9 Abs. 1 Nr. 2 StromStG). Bei der konventionellen zentralen Wärmeversorgung des Unternehmens durch Erdgas in Kombination mit einem Gaskessel fällt bis zum 30. September 2018 eine Energiesteuer für Erdgas von 1,39 Eurocent pro Kilowattstunde an (§ 2 Abs. 2 Nr. 1 EnergieStG). Anschliessend erhöht sich diese auf 3,18 Eurocent pro Kilowattstunde (§ 2 Abs. 1 Nr. 7 EnergieStG). Regenerative Energieträger sind von der Energiesteuer nicht betroffen.

2.2 Entwicklung und Prognose relevanter Einflussgrössen

Eine Investitionsentscheidung bezieht sich immer auf die *Zukunft*. Dabei ist es unmöglich, die Konsequenzen einer solchen Entscheidung zu kennen, da der Mensch an seine Erkenntnisgrenzen stösst. Vielmehr sind diese durch hinreichende Prognosen in Bezug auf die Entscheidungskriterien zu eruieren. *Prognosen* sind durch Beobachtungen und reale wissenschaftliche Theorien begründbare Vorhersagen zukünftiger Ereignisse (Hansmann 1993, Sp. 3546).¹ Sie sind der bedeutsamste und zugleich am schwierigsten feststellbare Bestandteil einer Investitionsentscheidung. Eine Prognose setzt zunächst die Kenntnis der momentanen Situation voraus. Überdies hängt die Qualität der Prognosen immer von den Erfahrungen und dem Wissen der prognostizierenden Person ab.

Die investitionstheoretische Bewertung einer biomasseheizkraftwerksbasierten dezentralen Strom- und Wärmeversorgung eines Industrieunternehmens ist im Vergleich zu einer zentralen Energieversorgung von erheblichen *Prognoseunsicherheiten* geprägt. Die wohl grössten Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit eines Biomasseheizkraftwerkes gehen mit der Entwicklung des Erdgas-, Strom- und Biomassepreises einher. Aufgrund der starken Streuung relevanter Parameter, des langen Betrachtungszeitraums von 15 Jahren (zur

1 Hingegen stellen Erwartungen subjektiv begründete Voraussagen und Annahmen unbegründete Hypothesen dar.

Festlegung des Planungszeitraumes vgl. VDI 2012) sowie der Liberalisierung des Strommarkts sind diese Unsicherheiten ausgesprochen hoch.

Zwar sind bis 2030 keine Engpässe in Bezug auf die *Energieressourcen* zu erwarten, allerdings nimmt die Abhängigkeit von politisch und ökonomisch instabilen Förder- und Transitländern weiter zu (Basedau und Schultze 2014, S. 6; Zittel 2014). Mithin resultieren verstärkt Risiken in der Energieversorgung, wovon die Europäische Union als weltweit grösster Energieimporteur sehr stark betroffen ist. Bis 2030 könnte sie mit über 70% der benötigten Energie von Importen abhängig sein (Krämer 2011, S. 1). Zudem steigt der prognostizierte Weltenergieverbrauch trotz Energieeinsparbemühungen und technischem Fortschritt bis 2030 um ungefähr 60% bis 75% an, wobei schätzungsweise zwei Drittel auf die Entwicklungsländer entfallen (Schulz et al. 2005, S. 5).

In Deutschland nimmt entgegen der weltweiten Entwicklung der Energieverbrauch langfristig gesehen ab, was im Vergleich zur Vergangenheit ein neuer Trend ist (Lindenberger et al. 2006, S. 25 ff.; Bohnenschäfer und Lanhenke 2008, S. 34). Diese Entwicklung ist vor allem mit dem demographischen Wandel und dem technischen Fortschritt begründbar. Zudem ist im Prognosezeitraum bis 2030 eine Strukturveränderung im Energieverbrauch prognostizierbar. Dabei nehmen die Anteile von Erdgas und regenerativen Energien zu, wohingegen Kohle und Atomenergie an Bedeutung verlieren (Schulz et al. 2005, S. 6). Bestärkt wird diese Prognose durch den vorzeitigen Atomausstieg Deutschlands bis spätestens 2022 aufgrund des Reaktorunfalls in Japan im Jahr 2011 (§ 7 Abs. 1a AtG; Nitsch et al. 2012, S. 55).

Erdgasaufkommen und -preise

Die Prognosen des zukünftigen *Erdgasimportbedarfs* Europas haben gemein, dass sie einen Anstieg der Bedeutung von Einfuhren aus dem nichteuropäischen Ausland vorhersagen. Dies liegt vor allem an der sinkenden einheimischen Produktion, einer steigenden Nachfrage zur Stromerzeugung aufgrund geringer CO₂-Emissionen insbesondere im Kraftwerksbereich und der Flexibilität im Einsatz im Vergleich zu den anderen fossilen Energieträgern (Kirchner et al. 2009, S. 45; Konstantin 2009, S. 68 f.; Krämer 2011, S. 2; Rempel 2011, S. 21 f.; Rieger et al. 2011, S. 32, 41; BMWi 2015). Hinzu kommen neue Absatzmärkte für Erdgas in den Schwellen- und Entwicklungsländern sowie ein zunehmender Eigenbedarf² der Exportländer (Krämer 2011, S. 655). Eine physische Knappheit ist zwar zur Zeit noch nicht abzusehen, dennoch ist Erdgas endlich und es stellt sich die Frage, aus welchen Regionen das Erdgas bezogen werden kann (Rempel 2011, S. 24; Krämer 2011, S. 657; Zittel et al. 2013).

Die Prognosen für den *Erdgasverbrauch* in Deutschland bewegen sich zwischen einem Rückgang um 13% (Nitsch et al. 2012, S. 102) und einer Zunahme um 17% (Bohnenschäfer und Lanhenke 2008, S. 34) im Jahr 2030. Vor allem differieren die Annahmen bezüglich der Versorgung im Raumwärmebereich, wohingegen die Meinungen in Bezug auf die zunehmende Stromproduktion durch Erdgas übereinstimmen. Sowohl die Europäische Union als auch Deutschland verfügen über relativ geringe Erdgasreserven. Dies könnte zu einer Verdopplung der Importe bis 2030 führen, bei einer Halbierung der Erdgasförderung

2 Beispielsweise konnte Russland seine Haushaltsverschuldung durch Erdgasexporte abbauen, um zukünftig die Erdgasvorkommenisse zu eigenen Produktionszwecken zu nutzen. Dadurch könnte Russland in Zukunft unabhängiger von Erdgasexporten sein. Vgl. OECD/IEA 2011.

bis 2030 innerhalb Europas (Krämer 2011, S. 2; Rieger et al. 2011, S. 33). Die Förderung in Deutschland, die bereits seit 2004 rückläufig ist, kann lediglich 15% des inländischen Bedarfs abdecken. Ungefähr 34% liefern Russland, 33% Norwegen und 17% die Niederlande (BMWi 2014, S. 8).

Erdgaspreise sind in langfristigen Lieferverträgen festgelegt und bilden sich nicht wie der Strompreis an Spotmärkten. Dabei setzt sich der Preis aus einem fixen und einem variablen Teil zusammen. Seit dem Jahr 2010 ist der Erdgaspreis zwar vom Ölpreis entkoppelt, jedoch hängt die Preisentwicklung nach wie vor mit dem Ölpreis zusammen (BGH-Beschluss vom 24.3.2010, BB 2010 S. 1161 Nr. 20).³ Innerhalb des Prognosezeitraums bis 2030 werden diese Lieferverträge neu verhandelt, woraufhin die oben beschriebenen Entwicklungen einen erheblich grösseren Einfluss auf die Preisbildung nehmen könnten. Die Prognosen für die jährliche durchschnittliche reale Preiserhöhung bewegen sich innerhalb des Prognosezeitraums bis 2030 zwischen 1% und 5,14% (Schulz et al. 2005, S. 9; Kirchner et al. 2009, S. 45 f.; Nitsch et al. 2012, S. 51). In der im dritten Kapitel dieses Beitrags erfolgenden investitionstheoretischen Betrachtung wird ein durchschnittlicher Verbraucherpreis für die Industrie von 3,54 Eurocent pro Kilowattstunde ohne Mehrwertsteuer für das Jahr 2014 bei einem jährlichen Wärmebedarf von über 27.800 Megawattstunden zugrunde gelegt (BMWi 2015). Im Zeitraum 2000 bis 2010 verdoppelte sich dieser Betrag von 1,76 Eurocent pro Kilowattstunde auf 3,52 Eurocent pro Kilowattstunde. Setzt sich dieser Trend fort, müsste der Preis für ein Industrieunternehmen mit einem jährlichen Wärmebedarf von über 27.800 Megawattstunden im Jahr 2020 durchschnittlich 7,04 Eurocent pro Kilowattstunde und im Jahr 2030 durchschnittlich 14,08 Eurocent pro Kilowattstunde betragen. Damit läge die jährliche durchschnittliche reale Preiserhöhung in etwa bei 7,3%.

Biomasseaufkommen und -preise

Die Zunahme der *Stromerzeugung* aus fester Biomasse⁴ ist in Deutschland unter den aktuellen rechtlichen Rahmendbedingungen im Prognosezeitraum bis 2030 als moderat einzustufen (Scheftelowitz et al. 2014, S. 2). Weltweit ist bis 2030 eine Verdopplung der energetischen Nutzung von Biomasse möglich (Kaltschmitt und Thrän 2008, S. 137; Thrän et al. 2015, S. 35). Dabei geht die Zunahme der holzseitigen Biomassenutzung vor allem mit zahlreichen Neuinstallationen von Biomassefeuerungen zur Wärmeversorgung in privaten Haushalten einher (Thrän et al. 2011, S. 37; Scheftelowitz et al. 2014, S. 19). Eine Prognose der zukünftigen *Preisentwicklung* von Biomasse hängt zudem von dem verwendeten Feuerungssystem des Biomasseheizkraftwerks zur Strom- und Wärmeversorgung des Industrieunternehmens ab. Der Einsatz von zu Hackschnitzeln oder Pellets verarbeitetem Holz ist nahezu in allen Feuerungssystemen möglich (Witt et al. 2012, S. 22; Poboss und Scheffknecht 2014, S. 69). Anders sieht es hingegen bei Nebenprodukten oder Reststoffen aus (Thrän et al. 2011, S. 20; Witt et al. 2012, S. 22; Scheftelowitz et al. 2014, S. 21 f.; Poboss und Scheffknecht 2014, S. 69 f.). Das System der *stationären Wirbelschichtfeuerung* lässt hinsichtlich Feuchte, Zusammensetzung und Aufbereitung ein breites Brenn-

3 Gas hat eine längere statische Reichweite als Öl. Wegen der engen Substituierbarkeit der beiden Rohstoffe dürfte jedoch ein starkes Auseinanderdriften der Preise nicht zu erwarten sein.

4 Feste Biomasse liegt zum Zeitpunkt ihrer energetischen Nutzung in fester Form vor und kann speziell als angebaute Energiepflanze oder als Reststoff und Nebenprodukt anfallen.

stoffspektrum zu und steht damit weniger stark in Konkurrenz zur Nutzung holzartiger Biomasse (Poboss und Scheffknecht 2014, S. 73). Daher ist das im dritten Kapitel dieses Beitrags zu bewertende fiktive Biomasseheizkraftwerk mit einer stationären Wirbelschichtfeuerung als Feuerungssystem ausgestattet.

Seit 2003 ist in Deutschland bei *Waldhackschnitzeln* ein deutlicher *Preisanstieg* zu beobachten. Lag der durchschnittliche Preis im Jahr 2003 noch bei 1,38 Eurocent pro Kilowattstunde, ist er 2014 bereits auf 3,14 Eurocent pro Kilowattstunde angestiegen (Raab et al. 2005c, S. 223 f.; Thrän et al. 2011, S. 18 f.; C.A.R.M.E.N. 2016).⁵ Setzt sich diese Tendenz fort, ist mit einem realen durchschnittlichen Preisanstieg von 9,15% pro Jahr zu rechnen. Ein Anstieg des Waldholzpreises in dieser Größenordnung ist sehr wahrscheinlich, da die Holzpotenziale zur energetischen Nutzung beschränkt sind und zudem die Holznutzung trotz einer Biomasseeffizienzsteigerung bis zum Jahr 2020 voraussichtlich um bis zu 50% zunehmen wird (Thrän et al. 2011, S. 65, 126; Eltrop et al. 2014, S. 7). Hingegen beschränkt sich die Verwertung von *Reststoffen* und *Nebenprodukten* aus der Landschaftspflege, Land- und Forstwirtschaft, Industrie und Gewerbe sowie Siedlungsabfällen auf den Neubau von Biomasseheizkraftwerken, da ältere Anlagen nicht mit dem notwendigen Feuerungssystem ausgestattet sind (Thrän 2011, S. 66; Witt et al. 2012, S. 22). Von einer Verfügbarkeit solcher Anlagen wird frühestens ab dem Jahr 2020 ausgegangen. Im Bereich der festen Biomasse aus Reststoffen und Nebenprodukten sind somit keine Preissteigerungsraten in der Größenordnung wie bei Waldholz zu erwarten. Eine Prognose bezüglich der Preise ist jedoch aufgrund einer noch fehlenden bundesweiten Preiserhebung schwierig, was beispielsweise die Preise für Landschafts- und Pflegeholz betrifft. Besteht ein Entsorgungsproblem, könnte sogar für die Abnahme der Biomasse bezahlt werden (Witt et al. 2010, S. 22 f.; Thrän et al. 2011, S. 161). Zumeist zahlen Betreiber der Biomasseheizkraftwerke, die das Material einsetzen, einen relativ geringeren Preis oder nehmen das Material kostenlos entgegen. Die Preisspanne erstreckt sich von 0 bis 1,91 Eurocent pro Kilowattstunde (Witt et al. 2010, S. 23). Eine reale Preissteigerung ist für Rest- und Nebenprodukte in Zukunft angesichts der obigen Gründe nicht zu erwarten.

Strompreise

Die Liberalisierung des deutschen Strommarktes hatte zur Folge, dass sich die Grosshandelspreise (Erzeugerpreise) im Jahr 2000 auf dem Niveau der Grenzkosten der Erzeugung einpendelten, was zu einer Marktberreinigung der dadurch aufgedeckten Überkapazitäten führte (Lindenberger et al. 2006, S. 17, 105). Infolgedessen sind für Tarifstromkunden aus Industrie und Gewerbe die Preise zeitweise um 30% gefallen (Konstantin 2009, S. 67). Nach diesem historischen Tiefstand von durchschnittlich 6,05 Eurocent pro Kilowattstunde für ein Industrieunternehmen im Jahr 2000 erreichten die Preise im Jahr 2005 wieder Vollkostenniveau, und in den Folgejahren waren abermals steigende Tarif- und Grosshandelspreise zu beobachten (Buttermann et al. 2008, S. 195 f.; Agentur für erneuerbare Energien 2015; BDEW 2016). Allerdings geht der starke Ausbau von Photovoltaik und Windkraft in den letzten Jahren mit sinkenden Strombörsenpreisen einher (Mühlenhoff 2014, S. 19). Dabei liegen die Tarifkundenstrompreise für Industrie und private Haushalte deutlich über dem Grosshandelspreis, da sie zusätzliche Komponenten beinhalten und die ge-

⁵ Die Preise beziehen sich auf Waldhackschnitzel mit einem Wassergehalt von 35%.

fallenen Börsenpreise nicht an die Stromkunden weitergegeben werden (Mühlenhoff 2014, S. 21 ff.; vgl. zudem Unterkapitel 2.3).

Im Jahr 2010 haben sich die Preise zwar im Vergleich zu den atypisch niedrigen Preisen im Jahr 2000 verdoppelt, jedoch ist diese starke Steigerung nicht als *Vergleichsmassstab* für eine langfristige Strompreisentwicklung geeignet. Stattdessen ist der langfristig zu erwartende Anstieg der Grosshandelspreise durch die voraussichtliche Entwicklung der Stromerzeugungskosten von Kraftwerken, die fossile Energieträger nutzen, zu prognostizieren (Lindenberger et al. 2006, S. 105 ff.; Bischof et al. 2009, S. 35; Götz et al. 2011, S. 191; Nitsch et al. 2012, S. 262 f.). Dem wirkt ein langfristig günstigerer Strom aus regenerativen Energien entgegen, womit in Zukunft wieder ein Rückgang der Grosshandelsstrompreise verbunden sein dürfte (Götz et al. 2011, S. 191; Mühlenhoff 2014, S. 19). Zudem bewegen sich die Prognosen bezüglich des künftigen Stromverbrauchs zwischen einem Rückgang um 10% und einem Anstieg um 10% bis 2020 gegenüber den Jahren 2005 und 2006 (VDE 2007, S. 98; Bischof et al. 2009, S. 18). Diese Unterschiede gehen insbesondere auf verschiedene Annahmen bezüglich der Zunahme elektronischer Geräte zurück. Vor allem determinieren erhöhte Steuern und Abgaben sowie teilweise gestiegene Netzentgelte die Strompreissteigerung (Mühlenhoff 2014, S. 21 f.). Die Prognosen für die jährliche durchschnittliche reale Preiserhöhung der Strompreise bewegen sich innerhalb des Prognosezeitraums 2015 bis 2020 zwischen 0,1% und 6% und innerhalb des Prognosezeitraums 2020 bis 2030 zwischen 0,5% und 3,06% (Schulz et al. 2005, S. 9; Lindenberger 2006, S. 17; Kirchner et al. 2009, S. 50; Nitsch et al. 2012, S. 219 f.; Mühlenhoff 2014, S. 21). In der investitionstheoretischen Betrachtung des Kapitels drei wird ein durchschnittlicher Tarifpreis für einen Industriebetrieb mittlerer Grösse von 15,9 Eurocent pro Kilowattstunde ohne Mehrwertsteuer im Jahre 2014 (Agentur für erneuerbare Energien 2015) zugrunde gelegt. Hingegen liegt der durchschnittliche Grosshandelspreis an der deutschen Strombörse im Halbjahresdurchschnitt 2015 bei 3,04 Eurocent pro Kilowattstunde (European Energy Exchange AG 2015).

EEG-Umlage

Eine Prognose der Preisentwicklung für die EEG-Umlage bis zum Jahre 2030 gestaltet sich besonders schwierig, da diese von dem Zuwachs der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien abhängt. Im Jahr 2015 sank die EEG-Umlage im Vergleich zum Jahr 2014, und zwar von 6,24 Eurocent pro Kilowattstunde auf 6,17 Eurocent pro Kilowattstunde (Netztransparenz 2015). Für die Zukunft sei angenommen, dass die EEG-Umlage bis 2017 in etwa auf diesem Niveau verharret und anschliessend im Prognosezeitraum bis 2030 fortwährend abnimmt (Mühlenhoff 2014, S. 32). Dies lässt sich darauf zurückführen, dass zum einen die Direktvermarktung des regenerativ erzeugten Stroms zunimmt (vgl. zur Direktvermarktung Unterkapitel 2.1) und zum anderen ab 2017 Ausschreibungen zur Förderung erneuerbarer Energien eingeführt werden (§ 2 Abs. 5 EEG). Angesichts der Prognosebandbreite der Übertragungsnetzbetreiber lassen sich folgende *Preissteigerungsraten* festlegen (BMU 2011): Im Zeitraum 2015 bis 2017 beträgt die reale Preissteigerung 0% pro Jahr. Danach vermindert sich der Preis für die EEG-Umlage bis zum Jahr 2025 um durchschnittlich 6,8% pro Jahr. Anschliessend sinkt die EEG-Umlage bis 2030 um durchschnittlich 21,2% pro Jahr.

2.3 Stromeinnahmen bei verschiedenen Netzeinspeiseszenarien

Wie im einführenden Kapitel bereits dargelegt wurde, ist Biomasse sowohl sektorübergreifend als auch im Wärmesektor der derzeit bedeutendste erneuerbare Energieträger. Da insbesondere in der Industrie ein hoher Bedarf an Prozesswärme besteht, soll im Folgenden eine in der Praxis von Seiten eines real existierenden mittelständischen Industrieunternehmens mit Sitz in Mecklenburg-Vorpommern (Deutschland) tatsächlich vorgenommene Umstellung von einer zentralen (Gaskessel) auf eine regenerative dezentrale (Biomasseheizkraftwerk) Energieversorgung rückblickend einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung unterzogen werden. Hierfür wird in diesem Unterkapitel zunächst die grundsätzliche Bewertungssituation beschrieben, um anschliessend in Unterkapitel 2.4 eine detaillierte Aufstellung der Zahlungsströme der konkurrierenden Energiebereitstellungssysteme vornehmen zu können. Aus der Sicht des mittelständischen Industrieunternehmens ist die detaillierte Analyse dieser Zahlungsströme von hoher Bedeutung. Nur wenn die in das in Unterkapitel 3.2 allgemein präsentierte Bewertungsmodell eingehenden Daten die zugrundeliegende Bewertungssituation auch tatsächlich realistisch widerspiegeln, ist eine ökonomisch fundierte Vorteilhaftigkeitsentscheidung möglich. Auch das „beste“ Modell kann keine fundierte Entscheidungsunterstützung bieten, wenn die Datensituation unzutreffend geschätzt wurde. Wie immer gilt, dass von dem hier präsentierten spezifischen Bewertungsfall keine allgemeingültigen Rückschlüsse möglich sind, welche gleichsam für alle mittelständischen Unternehmen gelten. Vielmehr ist jede Bewertungssituation individuell zu betrachten, wie nachfolgend gezeigt wird.

Das in diesem Beitrag unterstellte fiktive Industrieunternehmen „INDU GmbH“ mit Firmensitz im Bundesland Mecklenburg-Vorpommern ist ein mittelständisches produzierendes Unternehmen mit ungefähr 100 Millionen Euro Umsatz im Jahr. Die Energiekosten zur Strom- und Wärmeversorgung des Unternehmens belaufen sich im Schnitt auf 4,422 Millionen Euro pro Jahr. Für die Energieversorgung ist das Tochterunternehmen „ENERGIE GmbH“ verantwortlich, das zu 100% im Besitz der INDU GmbH ist. Angesichts steigender Strom- und Erdgaspreise zieht die ENERGIE GmbH in Erwägung, als Alternative zu einem neuen Gaskessel in ein Biomasseheizkraftwerk mit einer stationären Wirbelschichtfeuerung als Feuerungssystem zu investieren. Momentan ist die Strom- und Wärmeversorgung durch das zentrale Strom- bzw. Gasnetz über einen klassischen Tarifvertrag für mittelständische Unternehmen gewährleistet. Die ENERGIE GmbH erhofft sich wirtschaftliche Vorteile durch Kosteneinsparungen bei der Energiebeschaffung. Innerhalb eines Jahres benötigt die INDU GmbH für die Produktion durchschnittlich 20 Gigawattstunden Strom und 40 Gigawattstunden Prozessdampf (Prozesswärme). Dabei setzt sich der tarifvertragliche Strompreis eines mittelständischen produzierenden Unternehmens mit mehr als 10 Gigawattstunden Stromverbrauch im Jahr aus den Bestandteilen Erzeugung, Vertrieb, Verteilung, Netznutzungsentgelt⁶, Abrechnung, Beratung, Zähler, Konzessionsabgabe, EEG-Umlage, KWK-Umlage, Offshore-Umlage, Abschlagumlage, Stromsteuer, Umlage nach § 19 Abs. 2 StromNEV und Umsatzsteuer zusammen (Buttermann 2008, S. 191 ff.; Mühlhoff 2014, S. 22). Der tarifvertragliche Gaspreis eines mittelständischen produzierenden Unternehmens besteht dagegen lediglich aus den Komponenten Beschaffung, Vertrieb, Vertei-

6 Das Netznutzungsentgelt ist für Unternehmen mit mehr als 10 Gigawattstunden Stromverbrauch im Jahr geringer. Vgl. dazu § 19 Abs. 2 StromNEV.

lung, Netznutzungsentgelt, Konzessionsabgabe, Erdgassteuer und Umsatzsteuer (Buttermann et al. 2008, S. 188 ff.; Konstantin 2009, S. 70 ff.).

Das *Biomasseheizkraftwerk* produziert bei 8.000 Volllaststunden im Jahr 40 Gigawattstunden Strom und 80 Gigawattstunden Wärme bei einer Gesamtfeuerungsleistung von 25 Megawattstunden und einer elektrischen Leistung von 5 Megawatt. Während gegebenenfalls die produzierte Wärme des Biomasseheizkraftwerks von der INDU GmbH selbst und einer TOMATENZUCHT in nächster Nähe verbraucht wird und hier der Wärmepreis im Vergleich zum tarifvertraglichen Erdgaspreis interessiert, bestehen hinsichtlich der Stromeinnahmen zwei verschiedene Szenarien für die ENERGIE GmbH.

Das Szenario *Netzeinspeisung durch Direktvermarktung zur Inanspruchnahme der Marktprämie* (MP) sieht vor, den Strom direkt an der Strombörse in Deutschland zu verkaufen (vgl. Unterkapitel 2.1). Zudem besteht für die ENERGIE GmbH im Szenario *Netzeinspeisung durch Direktvermarktung und Eigenverbrauch* (MP&EV) nach einem Gespräch mit den Förderinstitutionen der Landesregierung von Mecklenburg-Vorpommern die Möglichkeit, einen Zuschuss von 50% zur Investitionssumme zu erhalten (vgl. Unterkapitel 2.1). Diese Massnahme dient der Standort- und Arbeitsplatzsicherung. Allerdings ist die Förderung an die Bedingung gekoppelt, dass die INDU GmbH den Strom vollständig dezentral von dem Biomasseheizkraftwerk bezieht und somit den Strom anteilig selbst verbraucht. Die INDU GmbH benötigt jährlich durchschnittlich 20 Gigawattstunden Strom, sodass 20 Gigawattstunden zur Direktvermarktung verbleiben. Durch den Eigenverbrauch kann die ENERGIE GmbH die Strombeschaffungsausgaben des aus dem zentralen Stromnetz fremdbezogenen Stroms einsparen.

2.4 Analyse der Ausgaben und Einnahmen für Biomasseheizkraftwerk und Gaskessel

Aus der Sicht des mittelständischen Industrieunternehmens, welches darüber zu befinden hat, ob eine Investition in ein Biomasseheizkraftwerk oder eine Ersatzinvestition in den alten Gaskessel wirtschaftlich sinnvoll ist, sind die mit den konkurrierenden Massnahmen einhergehenden Zahlungsströme bewertungsrelevant. Daher zielen die folgenden Ausführungen auf die detaillierte Herleitung dieser *Zahlungsreihen* ab, welche später in den Unterkapiteln 3.2 und 3.3 Eingang in die konkrete Bewertung finden.

Zur Beurteilung der wirtschaftlichen Konkurrenzfähigkeit des regenerativen Energieträgers Biomasse ist der Einsatzbereich und innerhalb dieses Bereichs das konkurrierende Energiebereitstellungssystem zu analysieren. Zunächst sind die *Investitionsausgaben* für das Biomasseheizkraftwerk und den Gaskessel vergleichend gegenüberzustellen. Tabelle 2 gibt die einzelnen Bestandteile der jeweiligen Investition wieder.

Investitionsausgabe	Biomasseheizkraftwerk	Gaskessel
Verbrennungstechnik	6.000.000 €	544.000 €
Turbine	5.000.000 €	-
Luftkondensator	1.000.000 €	-
Gebäude	2.000.000 €	-
Steuerung und Verkabelung	2.000.000 €	-
Rohrleitungsbau	1.000.000 €	-

Investitionsausgabe	Biomasseheizkraftwerk	Gaskessel
Biomasseaufbereitung, Lagerung, Trocknung	2.000.000 €	-
Ingenieurtätigkeit	2.000.000 €	50.000 €
Unvorhersehbare Ereignisse	1.000.000 €	-
Investitionssumme	22.000.000 €	594.000 €

Tabelle 2: Vergleichende Darstellung der Investitionsausgaben von Biomasseheizkraftwerk und Gaskessel⁷

Die hohe Investitionssumme für das Biomasseheizkraftwerk im Vergleich zu einem konventionellen durch Erdgas gespeisten Gaskessel offenbart, dass bezogen auf die wirtschaftliche Vorteilhaftigkeit des Biomasseheizkraftwerks die mit diesem zu erzielenden Strom- und Wärmeeinnahmen bedeutend höher und/oder die Brennstoffausgaben bedeutend niedriger sein müssen. In Tabelle 3 sind die einzelnen Komponenten der Einnahmen und Ausgaben des Biomasseheizkraftwerkes sowie des Gaskessels zu finden.

Jährliche Einnahmen		Jährliche Ausgaben	
<i>Biomasseheizkraftwerk</i>	<i>Gaskessel</i>	<i>Biomasseheizkraftwerk</i>	<i>Gaskessel</i>
Wärmeverkauf	Wärmeverkauf ⁸	Personal	Personal
Stromverkauf		Instandhaltung	Instandhaltung
Marktprämie		Feste Biomasse	Erdgas ⁹
Wegfall Stromfremdbezug abzüglich anteilige EEG-Umlage bei Eigenverbrauch ¹⁰		Fremdbezug Energie	
		Sonstige Betriebsausgaben	Sonstige Betriebsausgaben
		Versicherung und Verwaltung	Versicherung und Verwaltung
		Sonstiges inkl. Reserven	Sonstiges inkl. Reserven

Tabelle 3: Vergleichende Darstellung der jährlichen Einnahmen und Ausgaben von Biomasseheizkraftwerk und Gaskessel¹¹

⁷ Eigene Darstellung in Anlehnung an eine unveröffentlichte Beispielrechnung einer Projektierungsfirma für Biomasseheizkraftwerke.

⁸ Der tarifvertragliche Gaspreis beträgt 3,54 Eurocent pro Kilowattstunde ohne Mehrwertsteuer.

⁹ Die INDU GmbH zahlt der ENERGIE GmbH bei einer zentralen Strom- und Gasbeschaffung einen Gewinnaufschlag von 10% auf die Strom- und Gasbeschaffungskosten.

¹⁰ Nach dem EEG 2014 sind seit dem 1. August 2014 30% der EEG-Umlage, ab dem 1. Januar 2016 35% der EEG-Umlage und ab dem 1. Januar 2017 40% der EEG-Umlage bei Stromeigenverbrauch zu zahlen. Vgl. dazu auch § 61 Abs. 1 EEG.

¹¹ Eigene Darstellung. Für die Aufstellung der exemplarischen Zahlungsströme vgl. die Tabellen 4 bis 6.

Die detaillierte Aufstellung des Zahlungsstroms für die Investition in einen neuen Gaskessel ist Tabelle 4 zu entnehmen. Die Tabellen 5 und 6 zeigen jeweils die Zahlungsreihe für die Investition in ein Biomasseheizkraftwerk in Abhängigkeit des Einspeiseszenarios an. Der Stromverkauf erfolgt über einen Direktvermarkter. Dieser zahlt der ENERGIE GmbH den Grosshandelsstrompreis und die Marktprämie abzüglich eines Dienstleistungsentgelts von 0,03 Eurocent pro Kilowattstunde. Zudem beinhaltet die Aufstellung der Zahlungsströme neben den jährlich angenommenen Werten prozentuale Abweichungen, um dem Unsicherheitsproblem Rechnung zu tragen (vgl. Unterkapitel 3.3). Da die Investitionssumme für den Gaskessel und das Biomasseheizkraftwerk jeweils zu Beginn des Planungshorizonts anfällt, ist diese als bekannt anzusehen, weshalb sie keinen Schwankungen unterliegt. Hingegen ist für die wichtigsten Werttreiber die zukünftige unsichere Entwicklung genauer zu spezifizieren: Am wahrscheinlichsten erscheint nach der Analyse der Preisentwicklung von Erdgas eine Preissteigerung von 4% p.a., wobei eine Steigerung zwischen 1% und 7% p.a. zu erwarten ist. Auch für Strom ist im Zeitraum von 2016 bis 2020 eine Preissteigerung von 4% p.a. sowie zwischen 2020 und 2030 von 1,7% p.a. zu erwarten. Die Untergrenze für die jeweiligen Zeiträume beträgt 0,1% bzw. 0,5% p.a., die Obergrenze 6% p.a. bzw. 3% p.a. Für die eingesetzte feste Biomasse ist grundsätzlich nicht mit einer Preissteigerung zu rechnen und ein Preis von 0,74 Eurocent pro Kilowattstunde zu vermuten. Die Preisspanne erstreckt sich von 0 bis 1,91 Eurocent pro Kilowattstunde. Im Zeitraum 2016 bis 2017 liegt die reale Preissteigerung für die im Szenario der Netzeinspeisung durch Direktvermarktung und Eigenverbrauch zu zahlende reduzierte EEG-Umlage bei 0% p.a. Von 2017 bis 2025 ist ein Preisverfall von 3,4% und bis 2030 von 10,6% p.a. zu erwarten. Die Untergrenze bis zum Jahr 2025 liegt bei 6,8% p.a. Bis zum Jahr 2030 beläuft sich die Untergrenze auf 21,2% p.a. Eine Obergrenze ist nicht vorgesehen, da nicht mit einem weiteren Anstieg der EEG-Umlage zu rechnen ist.¹²

Während für die Personal-, Versicherungs- und Verwaltungsausgaben eine jährliche Steigerung von 1%, für sonstige Betriebsausgaben eine jährliche Steigerung von 0,5% angenommen wird, wachsen die Komponenten „Sonstiges inklusive Reserven“ sowie „Instandhaltungsausgaben“ erst mit Beginn des fünften Jahres um jeweils 0,1% p.a. Dabei ist mit Abweichungen von $\pm 5\%$ von diesen Erwartungswerten auszugehen (Madlener 2009, S. 144). Zudem ist für die Einnahmeseite der Gesamtenergieertrag des Biomasseheizkraftwerks zu beachten. Am ehesten ist mit 8.000 Volllaststunden im Jahr zu rechnen, wobei sich die Abweichungen auf $\pm 2,5\%$ p.a. belaufen können. In der Regel sind solche Anlagen nicht besonders störanfällig. Hinzu kommt, dass der theoretisch maximal mögliche Gesamtenergieertrag nicht ausgeschöpft wird, wodurch bereits ein Risikoabschlag eingerechnet ist. Ab dem Jahr 2020 liegt die Abweichung nach unten bei -6% p.a., um dem Abschalten aufgrund des Auftretens von negativen Sechsstundenblöcken an der Strombörse Rechnung zu tragen.

12 Vgl. Abschnitt EEG-Umlage in Unterkapitel 2.2.

Zeitpunkt	0	Abweichung	1	2	3	4	5	6	7
Jahr	2015		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
AUSGABEN									
Investitionssumme	594.000,00 €		51.280,00 €	51.680,00 €	52.084,00 €	52.492,04 €	52.915,44 €	53.342,97 €	53.774,68 €
Betriebsgebundene Ausgaben		+/-5%	40.000,00 €	40.400,00 €	40.804,00 €	41.212,04 €	41.624,16 €	42.040,40 €	42.460,81 €
Personal		+/-5%	11.280,00 €	11.280,00 €	11.280,00 €	11.280,00 €	11.280,00 €	11.302,57 €	11.313,87 €
Instandhaltung			1.417.000,00 €	1.473.645,00 €	1.532.555,63 €	1.593.822,50 €	1.657.539,87 €	1.723.805,76 €	1.792.722,11 €
Verbrauchsgebundene Ausgaben		4% +/-3%*	1.416.000,00 €	1.472.640,00 €	1.531.545,60 €	1.592.807,42 €	1.656.519,72 €	1.722.780,51 €	1.791.691,73 €
Erdfgas		+/-5%	1.000,00 €	1.005,00 €	1.010,03 €	1.015,08 €	1.020,15 €	1.025,25 €	1.030,38 €
Sonstige Betriebsausgaben			11.000,00 €	11.060,00 €	11.120,60 €	11.181,81 €	11.248,62 €	11.316,07 €	11.384,14 €
Sonstige Ausgaben		+/-5%	6.000,00 €	6.060,00 €	6.120,60 €	6.181,81 €	6.243,92 €	6.306,06 €	6.369,12 €
Versicherungs- und Verwaltung		+/-5%	5.000,00 €	5.000,00 €	5.000,00 €	5.000,00 €	5.005,00 €	5.010,01 €	5.015,02 €
Sonstiges inkl. Reserve			1.479.280,00 €	1.536.385,00 €	1.595.760,23 €	1.657.496,35 €	1.721.703,94 €	1.788.464,80 €	1.857.880,92 €
SUMME AUSGABEN (1)									
EINNAHMEN									
Prozesswärmeverkauf		4% +/-3%*	1.557.600,00 €	1.619.304,00 €	1.684.700,16 €	1.752.088,17 €	1.822.171,69 €	1.895.058,56 €	1.970.860,90 €
SUMME EINNAHMEN (2)			1.557.600,00 €	1.619.304,00 €	1.684.700,16 €	1.752.088,17 €	1.822.171,69 €	1.895.058,56 €	1.970.860,90 €
Zahlungsreihe (2)-(1)			78.320.000,00 €	83.519.000,00 €	88.939.935,00 €	94.591.821,3 €	100.467.757,1 €	106.593.761,1 €	112.979.979,7 €

Zeitpunkt	8	9	10	11	12	13	14	15
Jahr	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
AUSGABEN								
Investitionssumme	54.210,60 €	54.650,78 €	55.095,26 €	55.544,08 €	55.997,29 €	56.454,93 €	56.917,04 €	57.383,67 €
Betriebsgebundene Ausgaben								
Personal	42.885,41 €	43.314,27 €	43.747,41 €	44.184,89 €	44.626,73 €	45.073,00 €	45.523,73 €	45.978,97 €
Instandhaltung	11.325,19 €	11.336,51 €	11.347,85 €	11.359,20 €	11.370,56 €	11.381,93 €	11.393,31 €	11.404,70 €
Verbrauchsgebundene Ausgaben	1.864.394,93 €	1.938.934,48 €	2.016.455,44 €	2.097.077,05 €	2.180.923,34 €	2.268.123,30 €	2.358.811,07 €	2.453.126,17 €
Erdfgas	1.863.359,40 €	1.937.893,78 €	2.015.409,53 €	2.096.025,91 €	2.179.866,94 €	2.267.061,62 €	2.357.744,09 €	2.452.053,85 €
Sonstige Betriebsausgaben	1.035,53 €	1.040,71 €	1.045,91 €	1.051,14 €	1.056,40 €	1.061,68 €	1.066,99 €	1.072,32 €
Sonstige Ausgaben	11.452,84 €	11.522,19 €	11.592,19 €	11.662,84 €	11.734,15 €	11.806,13 €	11.878,79 €	11.952,12 €
Versicherungs- und Verwaltung	6.432,81 €	6.497,14 €	6.562,11 €	6.627,73 €	6.694,01 €	6.760,95 €	6.828,56 €	6.896,85 €
Sonstiges inkl. Reserve	5.020,03 €	5.025,05 €	5.030,08 €	5.035,11 €	5.040,14 €	5.045,18 €	5.050,23 €	5.055,28 €
SUMME AUSGABEN (1)	1.930.058,37 €	2.005.107,45 €	2.083.142,88 €	2.164.283,97 €	2.248.654,78 €	2.336.384,36 €	2.427.606,90 €	2.522.461,96 €
EINNAHMEN								
Prozesswärmeverkauf	2.049.695,34 €	2.131.683,15 €	2.216.950,48 €	2.305.628,50 €	2.397.853,64 €	2.493.767,78 €	2.593.518,49 €	2.697.259,23 €
SUMME EINNAHMEN (2)	2.049.695,34 €	2.131.683,15 €	2.216.950,48 €	2.305.628,50 €	2.397.853,64 €	2.493.767,78 €	2.593.518,49 €	2.697.259,23 €
Zahlungsreihe (2)-(1)	119.636,966 €	126.575,6991 €	133.807,5950 €	141.344,5304 €	149.198,8578 €	157.383,4255 €	165.911,5970 €	174.797,2719 €

Tabelle 4: Zahlungsreihe des Gaskessels¹³

13 Eigene Darstellung in Anlehnung an eine unveröffentlichte Beispielrechnung einer Projektierungsfirma für Biomasseheizkraftwerke. *Preissteigerungsrate des Gastarifpreises mit prozentualer Abweichung.

Zeitpunkt Jahr	0 2015	Abweichung		1 2016	2 2017	3 2018	4 2019	5 2020	Abweichung		6 2021
AUSGABEN											
Investitionssumme	22.000.000,00 €										
Betriebsgebundene Ausgaben											
Personal		+/-5%		915.100,00 €	920.251,00 €	925.453,51 €	930.708,05 €	936.415,13 €	+/-5%		942.175,68 €
Instandhaltung		+/-5%		515.100,00 €	520.251,00 €	525.453,51 €	530.708,05 €	536.015,13 €	+/-5%		541.375,28 €
Verbrauchsgebundene Ausgaben				400.000,00 €	400.000,00 €	400.000,00 €	400.000,00 €	400.000,00 €	+/-5%		400.800,40 €
Feste Biomasse		+158%/-100%		2.574.000,00 €	2.604.110,00 €	2.635.356,15 €	2.667.783,55 €	2.701.439,12 €	+158%/-100%		2.717.429,28 €
Fremdbezug Energie		4% +2%/-3,9%*		1.480.000,00 €	1.480.000,00 €	1.480.000,00 €	1.480.000,00 €	1.480.000,00 €	1,7% +1,3%/-1,2%*		1.480.000,00 €
Sonstige Betriebsausgaben		+/-5%		704.000,00 €	732.160,00 €	761.446,40 €	791.904,26 €	823.580,43 €	+/-5%		837.581,29 €
Sonstige Ausgaben				390.000,00 €	391.950,00 €	393.909,75 €	395.879,30 €	397.858,70 €	+/-5%		399.847,99 €
Versicherung- und Verwaltung		+/-5%		205.000,00 €	206.050,00 €	207.110,50 €	208.181,61 €	209.363,42 €	+/-5%		210.566,16 €
Sonstiges inkl. Reserve		+/-5%		105.000,00 €	106.050,00 €	107.110,50 €	108.181,61 €	109.263,42 €	+/-5%		110.356,06 €
SUMME AUSGABEN (1)				3.694.100,00 €	3.730.411,00 €	3.767.920,16 €	3.806.673,20 €	3.847.217,67 €			3.870.161,11 €
EINNAHMEN											
Marktprämie abzgl. Dienstleistungsentgelt		4% +2%/-3,9%*		3.015.360,00 €	2.964.774,40 €	2.912.165,38 €	2.857.451,99 €	2.800.550,07 €	1,7% +1,3%/-1,2%*		2.775.399,42 €
Großhandelspreis				1.264.640,00 €	1.315.225,60 €	1.367.834,62 €	1.422.548,01 €	1.479.449,93 €			1.504.600,58 €
SUMME EINNAHMEN (2)				4.280.000,00 €	4.280.000,00 €	4.280.000,00 €	4.280.000,00 €	4.280.000,00 €			4.280.000,00 €
Zahlungsreihe (2)-(-1)				585.900.000 €	549.589.000 €	512.079.840 €	473.326.795 €	432.782.331 €			409.838.885 €
Zeitpunkt Jahr	7 2022	8 2023	9 2024	10 2025	11 2026	12 2027	13 2028	14 2029	15 2030		
AUSGABEN											
Investitionssumme											
Betriebsgebundene Ausgaben											
Personal	947.990,23 €	953.859,32 €	959.783,49 €	969.783,49 €	965.763,29 €	971.799,27 €	977.891,99 €	984.042,01 €	990.249,90 €		
Instandhaltung	546.789,03 €	552.256,92 €	557.779,49 €	557.779,49 €	563.357,28 €	568.990,86 €	574.680,77 €	580.427,57 €	586.231,85 €		
Verbrauchsgebundene Ausgaben	401.201,20 €	401.802,40 €	402.004,00 €	402.004,00 €	402.406,01 €	402.808,41 €	403.211,22 €	403.614,43 €	404.018,05 €		
Feste Biomasse	2.733.667,40 €	2.750.157,58 €	2.766.903,98 €	2.781.881,46 €	2.799.142,94 €	2.816.673,51 €	2.834.477,62 €	2.852.559,81 €	2.870.924,67 €		
Fremdbezug Energie	1.480.000,00 €	1.480.000,00 €	1.480.000,00 €	1.480.000,00 €	1.480.000,00 €	1.480.000,00 €	1.480.000,00 €	1.480.000,00 €	1.480.000,00 €		
Sonstige Betriebsausgaben	851.820,18 €	866.301,12 €	881.028,24 €	896.005,72 €	911.237,81 €	926.728,86 €	942.483,25 €	958.505,46 €	974.800,06 €		
Sonstige Ausgaben	401.847,23 €	403.856,46 €	405.875,75 €	405.875,75 €	407.905,13 €	409.944,65 €	411.994,37 €	414.054,35 €	416.124,62 €		
Versicherung- und Verwaltung	211.759,92 €	212.974,81 €	214.200,96 €	214.200,96 €	215.438,46 €	216.687,43 €	217.947,98 €	219.220,24 €	220.504,31 €		
Sonstiges inkl. Reserve	111.459,62 €	112.574,21 €	113.689,95 €	113.689,95 €	114.836,95 €	115.985,32 €	117.145,18 €	118.316,63 €	119.499,79 €		
SUMME AUSGABEN (1)	100.300,30 €	100.400,60 €	100.501,00 €	100.501,00 €	100.601,50 €	100.702,10 €	100.802,81 €	100.903,61 €	101.004,51 €		
EINNAHMEN											
Marktprämie abzgl. Dienstleistungsentgelt	3.893.417,55 €	3.916.991,72 €	3.940.888,43 €	3.955.865,91 €	3.980.344,69 €	4.005.160,21 €	4.030.317,59 €	4.055.822,05 €	4.081.678,88 €		
Stromverkauf (Großhandelspreis)	2.749.821,21 €	2.723.808,17 €	2.697.352,91 €	2.670.447,91 €	2.643.085,53 €	2.615.257,98 €	2.586.957,37 €	2.558.175,64 €	2.528.904,63 €		
SUMME EINNAHMEN (2)	1.530.178,79 €	1.556.191,83 €	1.582.647,09 €	1.609.552,09 €	1.636.914,47 €	1.664.742,02 €	1.693.042,63 €	1.721.824,36 €	1.751.095,37 €		
Zahlungsreihe (2)-(-1)	4.280.000,00 €	4.280.000,00 €	4.280.000,00 €	4.280.000,00 €	4.280.000,00 €	4.280.000,00 €	4.280.000,00 €	4.280.000,00 €	4.280.000,00 €		
Zahlungsreihe (2)-(-1)	386.582,4500 €	363.008,2829 €	339.111,5672 €	324.134,0872 €	299.655,3118 €	274.839,7935 €	249.682,4073 €	224.177,9468 €	198.321,1221 €		

Tabelle 5: Zahlungsreihe des Biomasseheizkraftwerks im Fall Direktvermarktung zur Inanspruchnahme der Marktpremie¹⁴¹⁴ Eigene Darstellung in Anlehnung an eine unveröffentlichte Beispielrechnung einer Projektierungsfirma für Biomasseheizkraftwerke. *Preissteigerungsrate des Strompreises mit prozentualer Abweichung.

Zeitpunkt Jahr	0 2015	Abweichung	1 2016	2 2017	Abweichung	3 2018	4 2019	5 2020	Abweichung	6 2021
AUSGABEN										
Investitionssumme	22.000.000,00 €									
Betriebsgebundene Ausgaben										
Personal		+/-5%	915.100,00 €	920.251,00 €	+/-5%	925.453,51 €	930.708,05 €	936.415,13 €	+/-5%	942.175,68 €
Instandhaltung		+/-5%	515.100,00 €	520.251,00 €	+/-5%	525.453,51 €	530.708,05 €	536.015,13 €	+/-5%	541.375,28 €
Verbrauchsgebundene Ausgaben										
Feste Biomasse		+158%/-100%	2.574.000,00 €	2.604.110,00 €	+158%/-100%	2.635.386,15 €	2.667.783,55 €	2.701.439,12 €	+158%/-100%	2.717.429,28 €
Fremdbezug Energie		4% +2%/-3,9%*	1.480.000,00 €	1.480.000,00 €	4% +2%/-3,9%*	1.480.000,00 €	1.480.000,00 €	1.480.000,00 €	1,7% +1,3%/-1,2%*	1.480.000,00 €
Sonstige Betriebsausgaben		+/-5%	390.000,00 €	391.950,00 €	+/-5%	383.909,75 €	395.879,30 €	397.858,70 €	+/-5%	399.847,99 €
Sonstige Ausgaben			205.000,00 €	206.050,00 €		207.110,50 €	208.181,61 €	209.363,42 €		210.556,16 €
Versicherung- und Verwaltung		+/-5%	105.000,00 €	106.050,00 €	+/-5%	107.110,50 €	108.181,61 €	109.263,42 €	+/-5%	110.356,09 €
Sonstiges inkl. Reserve		+/-5%	100.000,00 €	100.000,00 €	+/-5%	100.000,00 €	100.000,00 €	100.000,00 €	+/-5%	100.000,10 €
SUMME AUSGABEN (1)			3.694.100,00 €	3.730.411,00 €		3.767.920,16 €	3.806.673,20 €	3.847.217,67 €		3.870.161,11 €
EINNAHMEN										
Marktpremie abzgl. Dienstleistungsentgelt			1.507.680,00 €	1.482.387,20 €		1.456.082,69 €	1.428.726,00 €	1.400.275,04 €		1.387.699,71 €
Großhandelspreis		4% +2%/-3,9%*	632.320,00 €	667.612,80 €	4% +2%/-3,9%*	683.917,31 €	711.274,00 €	739.724,96 €	1,7% +1,3%/-1,2%*	752.300,29 €
Kostenvorteil durch Eigenverbrauch			2.875.300,00 €	2.945.888,00 €		3.386.340,48 €	3.535.907,90 €	3.690.978,15 €		3.762.801,66 €
Wegfall Stromfremdbezug		4% +2%/-3,9%*	3.307.200,00 €	3.439.488,00 €	4% +2%/-3,9%*	3.577.007,52 €	3.720.150,22 €	3.868.956,23 €	1,7% +1,3%/-1,2%*	3.934.726,49 €
Anteilige EEG-Umlage		+0%/-0%	431.900,00 €	493.600,00 €	-3,4%	190.727,04 €	184.242,32 €	177.978,09 €	-3,4%	171.928,89 €
SUMME EINNAHMEN (2)			5.015.300,00 €	5.085.888,00 €		5.526.340,48 €	5.675.907,90 €	5.830.978,15 €		5.902.801,66 €
Zahlungssreihe (2/(1))			1.321.200.000 €	1.355.477.000 €		1.758.420.320 €	1.869.234.695 €	1.983.760.479 €		2.032.640.544 €
Zeitpunkt Jahr	7 2022	8 2023	9 2024	10 2025	Abweichung	11 2026	12 2027	13 2028	14 2029	15 2030
AUSGABEN										
Investitionssumme										
Betriebsgebundene Ausgaben										
Personal	947.990,23 €	953.859,32 €	959.783,49 €	959.783,49 €	+/-5%	965.763,29 €	971.799,27 €	977.891,99 €	984.042,01 €	990.249,90 €
Instandhaltung	546.789,03 €	552.256,92 €	557.779,49 €	557.779,49 €	+/-5%	563.357,28 €	568.990,86 €	574.680,77 €	580.427,57 €	586.231,85 €
Verbrauchsgebundene Ausgaben	401.201,20 €	407.602,40 €	402.004,00 €	402.004,00 €	+/-5%	402.406,01 €	402.808,41 €	403.211,22 €	403.614,43 €	404.018,05 €
Feste Biomasse	2.733.687,40 €	2.750.157,58 €	2.766.903,98 €	2.766.903,98 €	+158%/-100%	2.783.910,84 €	2.801.182,47 €	2.818.723,23 €	2.836.537,59 €	2.854.630,08 €
Fremdbezug Energie	1.480.000,00 €	1.480.000,00 €	1.480.000,00 €	1.480.000,00 €	1,7% +1,3%/-1,2%*	1.480.000,00 €	1.480.000,00 €	1.480.000,00 €	1.480.000,00 €	1.480.000,00 €
Sonstige Betriebsausgaben	851.820,18 €	866.301,12 €	881.028,24 €	881.028,24 €	+/-5%	886.005,72 €	911.237,81 €	926.728,86 €	942.483,25 €	958.505,46 €
Sonstige Ausgaben	401.847,23 €	403.856,46 €	405.875,75 €	405.875,75 €	+/-5%	407.905,13 €	409.944,65 €	411.994,37 €	414.054,35 €	416.124,62 €
Sonstige Ausgaben	211.759,92 €	212.974,81 €	214.200,96 €	214.200,96 €		215.438,46 €	216.687,43 €	217.947,98 €	219.220,24 €	220.504,31 €
Versicherung- und Verwaltung	111.459,62 €	112.574,21 €	113.699,95 €	113.699,95 €	+/-5%	114.836,95 €	115.985,32 €	117.145,19 €	118.316,63 €	119.498,79 €
Sonstiges inkl. Reserve	100.300,30 €	100.400,60 €	100.501,00 €	100.501,00 €	+/-5%	100.601,50 €	100.702,10 €	100.802,81 €	100.903,61 €	101.004,51 €
SUMME AUSGABEN (1)	3.893.417,55 €	3.916.991,72 €	3.940.388,43 €	3.940.388,43 €		3.965.112,59 €	3.989.669,16 €	4.014.863,20 €	4.039.799,84 €	4.065.384,29 €
EINNAHMEN										
Marktpremie abzgl. Dienstleistungsentgelt	1.374.910,61 €	1.361.904,09 €	1.348.676,46 €	1.335.223,96 €		1.321.542,76 €	1.307.628,99 €	1.293.478,69 €	1.279.087,82 €	1.264.452,31 €
Stromverkauf (Großhandelspreis)	765.089,39 €	778.095,91 €	791.323,54 €	804.776,04 €	1,7% +1,3%/-1,2%*	818.457,24 €	832.371,01 €	846.321,32 €	860.912,18 €	875.547,69 €
Kostenvorteile durch Eigenverbrauch	3.835.537,55 €	3.909.211,84 €	3.983.850,60 €	4.059.480,03 €		4.146.906,58 €	4.233.865,44 €	4.320.568,59 €	4.407.165,48 €	4.493.850,00 €
Wegfall Stromfremdbezug	4.001.618,87 €	4.069.646,39 €	4.138.630,38 €	4.209.190,50 €	1,7% +1,3%/-1,2%*	4.280.746,73 €	4.353.519,43 €	4.427.529,26 €	4.502.797,26 €	4.579.344,81 €
Anteilige EEG-Umlage	166.081,31 €	160.434,55 €	154.978,78 €	149.710,46 €	-10,6%	133.841,15 €	119.653,99 €	108.970,67 €	95.631,78 €	85.494,81 €
SUMME EINNAHMEN (2)	5.975.537,55 €	6.049.211,84 €	6.123.850,60 €	6.199.480,03 €		6.286.905,68 €	6.373.865,44 €	6.460.568,59 €	6.547.165,48 €	6.633.850,00 €
Zahlungssreihe (2/(1))	2.082.120.004 €	2.132.220.123 €	2.182.962.170 €	2.258.591.998 €		2.321.792.889 €	2.384.196.273 €	2.445.993.388 €	2.507.365.640 €	2.568.465.715 €

Tabelle 6: Zahlungsreihe des Biomasseheizkraftwerks im Fall Direktvermarktung zur Inanspruchnahme der Marktpremie und Eigenverbrauch¹⁵

Als wichtigste Informationen gehen aus den Tabellen 4 bis 6 neben der mit der Investition in einen neuen Gaskessel verbundenen Zahlungsreihe (–594.000, 78.320, ..., 174.797,27) auch diejenigen Zahlungsreihen einher, welche bei einer Investition in das Biomasseheizkraftwerks im Fall der Inanspruchnahme der Marktprämie (–22.000.000, 585.900, ..., 198.321,12) sowie im Fall der Inanspruchnahme der Marktprämie und Eigenverbrauch (–22.000.000, 1.321.200, ..., 2.568.465,72) resultieren, hervor. Die Generierung dieser Zahlungsströme ist deshalb von zentraler Bedeutung, da nur mit ihrer Hilfe eine ökonomisch fundierte Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der konkurrierenden Energiebereitstellungssysteme möglich ist. Die Zahlungsreihen speisen das in den Unterkapiteln 3.2 sowie 3.3 verwendete Bewertungsmodell, weshalb sie sich auch in den Tabellen 8 bis 10 wiederfinden. Aufzuzeigen, wie eine Vorteilhaftigkeitsentscheidung unter Rückgriff auf die soeben hergeleiteten spezifischen Zahlungsströme erfolgen sollte und welches Bewertungsmodell dafür geeignet sein dürfte, ist Gegenstand der nachfolgenden Ausführungen.

3. Beurteilung der wirtschaftlichen Vorteilhaftigkeit energiewirtschaftlicher Massnahmen

3.1 Diskussion der geeigneten modelltheoretischen Basis sowie des Forschungsbedarfs

In der Bewertungstheorie und -praxis finden vermehrt angelsächsische Verfahren zur Beurteilung der wirtschaftlichen Vorteilhaftigkeit von Erneuerbare-Energien-Projekten Anwendung (einen gelungen Überblick liefert Bannier 2016), wobei sich insbesondere die *finanzierungstheoretisch* geprägten DCF-Verfahren grosser Beliebtheit erfreuen (Pereira et al. 2014; Wu und Sun 2015; Gosens 2015; Reca et al. 2016; Hasan et al. 2016; Agostini et al. 2016; Schemfe et al. 2017; Bhattacharyya 2017), aber zunehmend auch Realoptionsverfahren im energiewirtschaftlichen Schrifttum zu finden sind (Lee und Shih 2010; Fernandes et al. 2011; Muñoz et al. 2011; Martínez-Cesena und Mutale 2011; Santos et al. 2014; Bannier 2016; Zhang et al. 2016; Passos et al. 2017). Während sich etliche finanzierungstheoretische Studien seit geraumer Zeit auf Windkraftanlagen (Venetsanos et al. 2002; Yu et al. 2006; Lee und Shih 2010; Muñoz et al. 2011; Hu und Solana 2013; Wu und Sun 2015; Sisodia et al. 2016; Bannier 2016) und Wasserkraftprojekte (Kjaerland 2007, Bockman et al. 2008; Martínez-Cesena und Mutale 2011; Santos et al. 2014; Gaudard 2015; Kim et al. 2017) beziehen oder Photovoltaikanlagen (Audenaert et al. 2010; Pereira et al. 2014; Zeng et al. 2015; Zhang et al. 2016; Reca et al. 2016) betrachten, widmen sich insbesondere jüngere Studien der Verwendung von Biomasse (Di Corato und Moretto 2011; Oliveira et al. 2014; Gosens 2015; Agostini et al. 2016; Ghoddusi 2017; Schemfe et al. 2017; Allman und Daoutidis 2017; Rezende und Richardson 2017). Jedoch lässt das bestehende Schrifttum modelltheoretische Überlegungen zur Beurteilung der wirtschaftlichen Vorteilhaftigkeit der Umstellung von einer zentralen (Gaskessel) auf eine regenerative dezentrale (Biomasseheizkraftwerk) Energieversorgung vermissen.

An diesem Punkt setzt der vorliegende Beitrag an und identifiziert folgendes *Forschungsvorhaben*: Um den Anforderungen realer Entscheidungssituationen gerecht zu werden, gilt es im Folgenden einen alternativen Verfahrensvorschlag zu entwickeln, welcher sowohl Marktunvollkommenheiten als auch die Mehrdeutigkeit zukünftiger Zahlungsströme berücksichtigt. Da Biomasse im Wärmesektor eine hohe Bedeutung zukommt, und vor allem

15 Eigene Darstellung in Anlehnung an eine unveröffentlichte Beispielrechnung einer Projektierungsfirma für Biomasseheizkraftwerke. *Preissteigerungsrate des Strompreises mit prozentualer Abweichung.

in der Industrie ein hoher Bedarf an Prozessdampf oder -wärme besteht, möchte dieser Beitrag aufzeigen, wie eine Vorteilhaftigkeitsentscheidung in Bezug auf die beiden konkurrierenden Energiebereitstellungssysteme (Gaskessel, Biomasseheizkraftwerk) erfolgen sollte. Insbesondere steht der vom Anlagenbetreiber im Zeitablauf für den Wärmeverkauf mindestens zu erzielende Wärmepreis als subjektiver Entscheidungswert im Mittelpunkt der Betrachtung, da diese Thematik im Schrifttum und in der Praxis bislang keine Beachtung findet. Bevor der *Forschungsbeitrag* noch detaillierter herausgearbeitet werden kann, ist zunächst die für die Bewertung von energiewirtschaftlichen Massnahmen geeignete modelltheoretische Basis zu diskutieren.

Die Auswertung des bestehenden Schrifttums offenbart, dass *finanzierungstheoretisch* geprägte Bewertungsverfahren, welche einen gleichgewichtigen und für jedermann gültigen „objektiven Marktwert“ bestimmen, zur Entscheidungsfindung dienen. Hierbei ist allerdings kritisch anzumerken, dass die zugrundeliegende Modellwelt häufig nicht hinsichtlich ihrer Eignung für das Bewertungs- bzw. Entscheidungsproblem hinterfragt wird. Lediglich wenige Autoren üben „zarte“ Kritik an der Verwendung finanzierungstheoretischer Bewertungsverfahren in der Energiewirtschaft (z.B. Emhjellen und Alaouze 2003; Santos et al. 2014; Bannier 2016; Schachter und Mancarella 2016), wobei sie dies nicht dazu veranlasst, alternative investitionstheoretisch fundierte Bewertungsverfahren zu erforschen oder zumindest wahrzunehmen. Vielmehr bezieht sich die Kritik hauptsächlich auf einen Vergleich der DCF-Verfahren mit der Realoptionsmethode, um die Vorteile des Realoptionsverfahrens herausarbeiten zu können. Dass beide Verfahren einer „neoklassisch“ finanzierungstheoretisch geprägten Modellwelt entspringen, welche in der Realität für einen Grossteil der mit Erneuerbare-Energien-Projekten befassten Unternehmen nicht zutreffend ist, wird nicht diskutiert. Diese ist auf einen anonymen vollkommenen und vollständigen Markt bei vollständiger Konkurrenz ausgerichtet (Debreu 1959; Arrow 1964). Es leuchtet natürlich unmittelbar ein, dass ein derartiger Prämissenkranz für ein in der realen Umwelt agierendes mittelständisches Unternehmen, welches einen Wechsel von einer zentralen zu einer dezentralen regenerativen Energieversorgung in Erwägung zieht, viel zu eng ist. Hingegen zielt die *investitionstheoretisch* fundierte Bewertungstheorie darauf ab, die Vorteilhaftigkeit von Zahlungsströmen zu beurteilen, um Entscheidungen zu unterstützen, die unter realen, also unvollkommenen, Marktbedingungen und Berücksichtigung der subjektiven Vorstellungen und Planungen eines konkreten Entscheidungsträgers zu fällen sind.

Aufgrund der Tatsache, dass Kapitalmarktunvollkommenheiten gerade für mittelständische Unternehmen unausweichlich sind und damit ein wesentliches Charakteristikum des Entscheidungsfelds bilden, muss also ein Modell herangezogen werden, welches auch auf dem unvollkommenen Kapitalmarkt einsetzbar ist. Da finanzierungstheoretische Bewertungsverfahren einen idealisierten Markt voraussetzen und die individuelle Zielsetzung sowie das Entscheidungsfeld des konkreten Entscheidungsträgers bei der Wertfindung ausblenden, erscheint es in realen Bewertungssituationen mithin sinnvoll, zur Unterstützung von Investitionsentscheidungen im Bereich erneuerbarer Energien investitionstheoretisch fundierte Verfahren in Betracht zu ziehen. Der vorliegende Beitrag setzt sich daher zum *Ziel*, einen investitionstheoretisch fundierten Verfahrensvorschlag für die Entscheidungswertermittlung in Bezug auf die beiden konkurrierenden Energiebereitstellungssysteme (Gaskessel, Biomasseheizkraftwerk) als Alternative zu den in der Bewertungstheorie und -praxis dominierenden angelsächsischen Verfahren zu entwickeln.

Die grundlegenden Erkenntnisse im Bereich der Entscheidungsfunktion, welche einem Entscheidungsträger als Entscheidungswert die äusserste Grenze seiner Konzessionsbereitschaft anzeigt, gehen vor allem auf Matschke (1975) zurück. Hierauf aufbauend entwickelte Hering (1999) das allgemeine Zustands-Grenzpreismodell (ZGPM) zur Bestimmung der maximal leistbaren/mindestens zu fordernden Sofortzahlung in Vorbereitung auf eine Unternehmenstransaktion. Im Rahmen dieses Beitrags geht es um die im Schrifttum bislang vernachlässigte Ermittlung des aus Sicht eines Anlagenbetreibers im Zeitablauf für den Wärmeverkauf mindestens zu verlangenden Wärmepreises. Die entscheidungsrelevante Komponente ist also das (jährlich) mindestens zu fordernde Wärmeverkaufsentgelt, weshalb das für sofortige Zahlungen aufgestellte ZGPM nicht anwendbar ist. Vielmehr muss auf das *Zustands-Grenzpreisvektormodell* (ZGPVM) von Toll (2011) zurückgegriffen werden, da dieses das ZGPM um Aspekte der Zahlungsstruktur erweitert und somit nur mit dessen Hilfe die im Zeitablauf anfallenden prozentualen Wärmepreissteigerungen abgebildet werden können (vgl. hierzu ausführlich Unterkapitel 3.2). Da die Modellierung in Toll (2011) zwar Marktunvollkommenheiten einschliesst, aber komplexitätsreduzierend unter der Annahme von Quasi-Sicherheit erfolgt, möchte dieser Beitrag insofern *Neuland* erschliessen, als dass die Modellierung auf den Unsicherheitsfall ausgedehnt wird. Hierfür ist das ZGPVM mit der simulativen Risikoanalyse zu verknüpfen (vgl. hierzu ausführlich Unterkapitel 3.3). All dies wird anhand einer in der Praxis von Seiten eines real existierenden mittelständischen Industrieunternehmens tatsächlich erfolgten Investition in ein Biomasseheizkraftwerk gezeigt. Der vorliegende Beitrag ergänzt somit nicht nur das betriebs- und energiewirtschaftliche Schrifttum, sondern dürfte darüber hinaus insbesondere für die in der betrieblichen Praxis mit energiewirtschaftlichen Problemstellungen betrauten Personen(-gruppen) von hoher Bedeutung sein. Vor diesem Hintergrund zeigen die anschliessenden Ausführungen auf, wie eine Vorteilhaftigkeitsentscheidung in Bezug auf eine zentrale (Gaskessel) oder erneuerbare dezentrale (Biomasseheizkraftwerk) Energieversorgung auf dem unvollkommenen Kapitalmarkt erfolgen sollte, wobei die Modellierung in Unterkapitel 3.2 zur besseren Darstellung der grundsätzlichen Vorgehensweise unter Quasi-Sicherheit vorgenommen wird und der Unsicherheitsfall Gegenstand des Unterkapitels 3.3 ist.

3.2 Investitionstheoretische Bewertung auf dem unvollkommenen Kapitalmarkt unter Quasi-Sicherheit

3.2.1 Allgemeine Darstellung

Wie zuvor bereits herausgearbeitet wurde, ist die Wertfindung von der Zielsetzung und dem Entscheidungsfeld eines konkreten Bewertungssubjekts abhängig. Die *Zielsetzung* des Bewertungssubjekts kann entsprechend seiner Konsumpräferenz als Vermögens- oder Einkommensmaximierung ausgestaltet sein. Während bei Verfolgung einer Vermögensmaximierung unter der Nebenbedingung eines fest vorgegebenen Einkommensstroms (der auch null sein kann) eine gemäss zeitpunktbezogener Konsumpräferenz maximal erzielbare Geldausschüttung angestrebt wird, stellt eine Einkommensmaximierung darauf ab, unter der Nebenbedingung fest vorgegebener Ausschüttungen zu definierten Zeitpunkten die Breite eines strukturierten Entnahmestroms zu maximieren. Je nachdem, welche Annahmen dem die real- und finanzwirtschaftlichen Handlungsmöglichkeiten inklusive deren Beschränkungen beschreibenden *Entscheidungsfeld* (Hering 2014, S. 27 ff.) zugrunde liegen,

gehen mit der Wertermittlung vergleichsweise unbedeutende (vollkommener Markt) oder beträchtliche (unvollkommener Markt) Schwierigkeiten einher.

Auf dem *vollkommenen Kapitalmarkt* bei Sicherheit sind nicht nur beliebig hohe Kreditaufnahmen und Geldanlagen zu einem einheitlichen Zinssatz möglich, sondern zudem stimmt der Planungshorizont mit der Lebensdauer des Unternehmens überein und alle Handlungsalternativen sind mit ihren Zahlungen eindeutig bekannt. Die Kunst der Bewertung besteht dann in elementarer Finanzmathematik, da der Knappheitspreis der Liquidität (Lenkzins des Kapitals) eindeutig durch den als exogenes Datum anzusehenden periodenspezifischen Zinssatz gegeben ist, sodass dieser zum Kalkulationszins wird (Fisher 1930). Laut Fisher-Separationstheorem können Investitions-, Finanzierungs- und Konsumentscheidungen bei vollkommenem Kapitalmarkt getrennt voneinander gefällt werden. Damit einhergehend ist es vereinfachend möglich, die Wertermittlung mit Hilfe eines Partialmodells – z.B. des Ertragswertverfahrens – vorzunehmen, womit sich die Notwendigkeit der Berücksichtigung des gesamten Entscheidungsfelds erübrigt.

Geht man nun von einem vollkommenen zu einem *unvollkommenen Kapitalmarkt* über, müssen Soll- und Habenzins nicht übereinstimmen (Hering 2015, S. 139 ff.). Der Geldanlage- ist geringer als der Kreditzins und die Aufnahme und Anlage finanzieller Mittel kann beschränkt sein. Je höher der Verschuldungsgrad eines (Industrie-)Unternehmens ist, desto grösser wird der geforderte Sollzins sein, da der Kreditgeber die Risikoprämie erhöht. Der Zinssatz hängt damit stets von der Marktmacht des Unternehmens und vom Vertrauen des Kreditgebers in dessen Bonität ab. Die unterstellte Sicherheit, d.h. die Kenntnis aller Handlungsalternativen und Restriktionen mit ihren Zahlungskonsequenzen, ist auf dem unvollkommenen Kapitalmarkt nur subjektiv. Welche Konditionen und Kreditbeschränkungen gelten, basiert auf den spezifischen Zukunftserwartungen der in die Situation involvierten Wirtschaftssubjekte. Bewertet das (Industrie-)Unternehmen die Umstellung seiner Energieversorgung also unter Quasi-Sicherheit, rechnet es mit dem Eintreten einer bestimmten Datensituation und verzichtet auf die Betrachtung anderer Datenkonstellationen (Hering 2015, S. 141). Während der Lenkpreis des Faktors Kapital bei Vorliegen eines vollkommenen Kapitalmarkts eindeutig durch den als exogenes Datum anzusehenden periodenspezifischen Zinssatz gegeben ist, geht mit dem Übergang zu einem unvollkommenen Kapitalmarkt eine wesentlich komplexere Bewertungssituation einher: Es existieren vielfältige Investitions- und Finanzierungsobjekte, die alle als Grenzverwendung des Geldes (Grenzobjekt) in Frage kommen. Die periodenspezifischen Lenkpreise i_t sind aus den Zahlungsreihen der Investitions- und Finanzierungsobjekte abzuleiten, welche – Ausartungsfälle ausgenommen – als Grenzobjekte nur anteilig durchgeführt werden. Da die Durchführung bestimmter Objekte nicht mehr – wie noch auf einem vollkommenen Kapitalmarkt – ausschliesslich vom Zeitwert des Geldes, sondern auch von der Konsumpräferenz des Entscheidungsträgers abhängt, lässt sich ex ante nicht mehr sagen, welches Objekt zum Grenzobjekt wird, weshalb die Quantifizierung der periodenspezifischen Lenkpreise (sog. endogene Grenzzinsfüsse) nicht losgelöst von der verfolgten Zielsetzung und dem Entscheidungsfeld erfolgen darf (Hering 2014, S. 29). Investitions-, Finanzierungs- und Konsumentscheidungen sind auf dem unvollkommenen Kapitalmarkt somit interdependent (Wegfall der Fisher-Separation). Mithin setzt die Verwendung der periodenspezifischen Lenkpreise zur Herbeiführung einer Vorteilhaftigkeitsentscheidung durch ein Partialmodell voraus, dass sie als modellendogene Grössen infolge einer simultanen Berechnung des optimalen Investitions- und Finanzierungsprogramms bereits bekannt sind. Es ist daher eine si-

multane Investitions- und Finanzierungsplanung im Rahmen eines Totalmodells vorzunehmen, denn sie allein vermag es, bei Vorliegen eines unvollkommenen Kapitalmarkts alle Interdependenzen zu berücksichtigen (Weingartner 1963; Hax 1964). Für die Bewertung muss also ein Modell herangezogen werden, welches auch auf dem unvollkommenen Kapitalmarkt einsetzbar ist. Daher wird im Folgenden zur Ermittlung des mindestens zu erzielenden Wärmepreises als Entscheidungswert im Rahmen einer Umstellung von einer zentralen auf eine dezentrale regenerative Energieversorgung auf das totalanalytische *Zustands-Grenzpreisvektormodell* zurückgegriffen (Toll 2011), welches nicht nur die subjektiven Vorstellungen und Planungen des konkreten Entscheidungsträgers beachtet, sondern auch mit real existierenden Marktunvollkommenheiten (z.B. Verschuldungsrestriktionen und Geld-Brief-Spannen) umzugehen weiss.

Das beim ZGPVM zu durchlaufende *zweistufige Verfahren* stellt sich grundsätzlich wie folgt dar (vgl. Abbildung 1): In der ersten Stufe beschreibt das zu berechnende Basisprogramm die Entnahmemöglichkeiten des im Sinne seiner Eigner agierenden Industrieunternehmens in der Ausgangssituation (Hering 2015, S. 151-153), d.h., es gibt das optimale Investitions- und Finanzierungsprogramm an, ohne dass es zu einer Umstellung von einer zentralen auf eine dezentrale regenerative Energieversorgung gekommen ist. Der im Basisprogramm realisierte Zielfunktionswert GW^* muss nach der in Rede stehenden energetischen Umstellung mindestens wieder erreicht werden, will sich das Bewertungssubjekt nicht schlechter stellen als bei Unterlassung der Massnahme. In der zweiten Stufe ist die Ersatzinvestition für das herkömmliche Heizsystem zur zentralen Wärmeversorgung zu eliminieren und durch die Investition in ein System zur regenerativen dezentralen Strom- und Wärmeerzeugung zu ersetzen. Das Entscheidungsfeld des Bewertungssubjekts verändert sich also durch den Wegfall der Ersatzinvestition und das Hinzukommen des Bewertungsobjekts sowie die Ergänzung um eine Restriktion, welche sicherstellt, dass der im Basisprogramm bereitgestellte maximale Zielfunktionsbeitrag GW^* mindestens wieder erreicht wird. Als wirtschaftlich vorteilhaft stellt sich die Investition in die regenerative dezentrale Strom- und Wärmeerzeugung nur heraus, wenn der für den Wärmeverkauf im Zeitablauf mindestens zu verlangende Wärmepreis als subjektiver Entscheidungswert unterhalb des Preises für den konkurrierenden fossilen Energieträger liegt. Um nun eine möglichst gute Vergleichbarkeit mit dem Preissteigerungen unterliegenden Gaspreis zu gewährleisten, ist es notwendig, für den Wärmepreis die gleichen Preissteigerungen zu unterstellen. Das ZGPVM gestattet es, die im Zeitablauf bzw. in jeder Periode anfallenden prozentualen Wärmepreissteigerungen über die Einführung von Gewichtungsfaktoren im Bewertungsansatz zu modellieren. Resultat dieses zweiten Schritts ist das sog. Bewertungsprogramm, dessen Zielfunktionswert $WP^* := p^*$ die optimale Breite des Wärmeverkaufspreisstroms aus Sicht des Betreibers¹⁶ der regenerativen Strom- und Wärmeerzeugungsanlage anzeigt (vgl. Abbildung 1). Um eine kompakte Darstellung des periodisch über den Planungszeitraum mindestens zu verlangenden Wärmeentgelts im Zeitablauf zu ermöglichen, ist die optimale Breite des Wärmeverkaufspreisstroms p^* mit dem die Wärmepreissteigerungen kennzeichnenden Vektor $\bar{z} := (\bar{z}_0, \bar{z}_1, \dots, \bar{z}_t, \dots, \bar{z}_n)$ zu gewichten, was im Ergebnis zum *Wärmegrenzpreisvektor* $p^* := \bar{z} \cdot p^*$ führt (Toll 2011, S. 48 ff.).

16 Der Betreiber der regenerativen Strom- und Wärmeerzeugungsanlage ist zum Beispiel ein Tochterunternehmen des Industrieunternehmens, welches für dessen Energieversorgung verantwortlich ist.

Basisansatz	Bewertungsansatz	Mengenkonstruktion
$\text{max. GW; } \text{GW} := \sum_{t=0}^n w_t \cdot G_t$ $-\sum_{j=1}^m g_{jt} \cdot x_j + G_t \leq b_t + g_{Et}$ $x_j \leq x_j^{\max}$ $x_j, G_t \geq 0$	$\text{min. WP; } \text{WP} := p$ $-\sum_{j=1}^m g_{jt} \cdot x_j + G_t - \bar{z}_t \cdot p \leq b_t + g_{Rt}$ $-\sum_{t=0}^n w_t \cdot G_t \leq -\text{GW}^*$ $x_j \leq x_j^{\max}$ $x_j, G_t, p \geq 0$	$\forall t \in \{0, 1, 2, \dots, n\}$ $\forall j \in \{1, 2, \dots, m\}$ $\forall j \in \{1, 2, \dots, m\},$ $\forall t \in \{0, 1, 2, \dots, n\}$

Symbole: GW: Summe der gewichteten Konsumentnahmen, GW*: maximaler Zielfunktionswert des Basisprogramms, w_t : Gewicht einer Entnahme im Zeitpunkt t , G_t : Entnahme im Zeitpunkt t , g_{jt} : Zahlungsüberschuss des Objekts j im Zeitpunkt t , x_j : Anzahl der Realisationen des Objekts j , x_j^{\max} : maximal erlaubte Anzahl der Realisationen des Objekts j , b_t : fest vorgegebene Zahlung im Zeitpunkt t , g_{Et} : Zahlungsüberschuss der Ersatzinvestition in das herkömmliche Heizsystems E im Zeitpunkt t , g_{Rt} : Zahlungsüberschuss der Investition in die dezentrale regenerative Strom- und Wärmeerzeugungsanlage R im Zeitpunkt t , $\text{WP} := p$: Breite des Wärmeverkaufspreisstroms, \bar{z}_t : Gewichtungsfaktor der Breite des Wärmeverkaufspreisstroms im Zeitpunkt t , n : Länge des Planungszeitraums (Anzahl der Perioden), m : Anzahl der Objekte j

Abbildung 1: Basis- und Bewertungsansatz des ZGPVM

Nachfolgend wird das Procedere noch einmal detailliert beschrieben: Um den oben bereits grob skizzierten Vorteilhaftigkeitsvergleich durchführen zu können, ist in einem *ersten Schritt* eine Bestandsaufnahme der Ausgangssituation (ohne die zur Disposition stehende energetische Umstellungsmassnahme) erforderlich (vgl. Abbildung 1). Hierfür sei ein im Sinne seiner Eigner nach Vermögensmaximierung strebendes Industrieunternehmen angenommen, so dass die Summe GW der gewichteten Konsumentnahmen zu maximieren ist, wobei eine Entnahme G_t im Zeitpunkt t mit dem die Konsumpräferenzen widerspiegelnden Gewicht w_t in die Vermögenszielfunktion eingeht. Eventuell auftretende fix vorgegebene Entnahmen sind zusammen mit den übrigen vordisponierten Zahlungen im festen Zahlungssaldo b_t der jeweiligen Liquiditätsnebenbedingungen berücksichtigt. Dieser Zahlungssaldo ist unabhängig von den zu beurteilenden Objekten j und beinhaltet nicht nur die Strombeschaffungskosten und Stromerlöse, sondern auch Zahlungen aus dem laufenden Geschäftsbetrieb, Kassenbestände sowie bestehende Darlehensverpflichtungen etc. Um die Fortführung des Unternehmens über den Planungshorizont n hinaus zu ermöglichen, müsste in der Periode n in dem zu diesem Zeitpunkt anfallenden festen Zahlungssaldo b_n zusätzlich ein ausreichend hohes Endvermögen als fiktive Entnahme angesetzt werden, welches als Barwert einer unendlichen Rente die Fortsetzung eines gewünschten Dividendenniveaus gestatten würde. Ferner gelten folgende Annahmen: Der Planungszeitraum beträgt n Perioden, wobei der Zeitpunkt $t = 0$ den Entscheidungszeitpunkt angibt und ein Zeitpunkt $t = n$ pragmatisch als Planungshorizont festzulegen ist. Interessierende Eingangsgrößen sind die Zahlungsüberschüsse der Ersatzinvestition des herkömmlichen Heizsystems $g_E := (g_{E0}, g_{E1}, \dots, g_{Et}, \dots, g_{En})$ sowie der übrigen Investitions- und Finanzierungsobjekte $j = 1, 2, \dots, m$. Zu letzteren zählen auch die in jedem Zeitpunkt vorhandene Kreditaufnahme- und Geldanlagemöglichkeit sowie die unbeschränkte Kassenhaltung. Die

Zahlungsreihe des Investitions- und Finanzierungsobjekts j sei durch $g_j := (g_{j0}, g_{j1}, \dots, g_{jt}, \dots, g_{jn})$ definiert. Dabei beschreibt g_{jt} den Zahlungsüberschuss im Zeitpunkt t . Wie häufig ein Objekt j durchgeführt werden kann, zeigt die jeweils durch eine endliche Konstante x_j^{\max} nach oben beschränkbare Entscheidungsvariable x_j an. Da die Wärmeversorgung des betrachteten Industrieunternehmens gewährleistet sein muss, steht die Ersatzinvestition nicht zur Disposition, weshalb für die Durchführungsvariable der Ersatzinvestition $x_E^{\max} = 1$ gilt. Daher sind die Zahlungsüberschüsse der Ersatzinvestition dem Zahlungssaldo b_t hinzuzurechnen. Die Variablen G_t und x_j sind auf nichtnegative Werte beschränkt. Über die Einhaltung von Liquiditätsnebenbedingungen ist sicherzustellen, dass die Summe der Auszahlungen in keinem Zeitpunkt die Summe der Einzahlungen übersteigt. Zur Berechnung des Basisprogramms ist der in Abbildung 1 präsentierte *Basisansatz* „max. GW“ aufzustellen (Weingartner 1963; Hax 1964, S. 435 ff.; Franke und Laux 1968, S. 755; Hering 2015, S. 153). Dessen optimale Lösung liefert den zugehörigen maximalen Zielfunktionswert GW^* , welcher für das Bewertungsprogramm zur Mindestanforderung wird.

In der *zweiten Stufe* ist zur Ermittlung des für den Wärmeverkauf mindestens zu fordernden Entgelts, als Untergrenze der Investitionsbereitschaft des Bewertungssubjekts, die Ersatzinvestition in das herkömmliche Heizsystem mit ihren Zahlungsüberschüssen $g_E = (g_{E0}, g_{E1}, \dots, g_{Et}, \dots, g_{En})$ aus dem linearen Optimierungsansatz zu eliminieren, währenddessen die Zahlungsreihe $g_R := (g_{R0}, g_{R1}, \dots, g_{Rt}, \dots, g_{Rn})$ der Investition in die dezentrale regenerative Strom- und Wärmeerzeugungsanlage zu integrieren ist (vgl. Abbildung 1). Auch für die Entscheidungsvariable der Investition in die dezentrale Strom- und Wärmeerzeugungsanlage gilt natürlich $x_R^{\max} = 1$. Die Umstellung auf die dezentrale Strom- und Wärmeversorgung ist nur dann ökonomisch sinnvoll, wenn das Industrieunternehmen mit dem anschliessend zu ermittelnden Bewertungsprogramm mindestens wieder den maximalen Zielfunktionswert des Basisprogramms GW^* erreicht, weshalb hinsichtlich des Wärmeverkaufs dasjenige mindestens (jährlich) zu verlangende Entgelt gesucht wird, welches eben diese Bedingung erfüllt. Mittels des in Abbildung 1 wiedergegebenen *Bewertungsansatzes* „min. WP“ lässt sich diese Frage beantworten (Toll 2011, S. 52). Die periodisch anfallenden prozentualen Wärmepreissteigerungen sind über die Gewichtung der Preisvariable p mit dem Faktor \bar{z}_t modellierbar. Aus der optimalen Lösung des Bewertungsansatzes resultiert das Bewertungsprogramm und die optimale Breite des Wärmeverkaufspreisstroms $WP^* := p^*$. Nach Multiplikation der optimalen Breite des Wärmeverkaufspreisstroms p^* mit dem die Wärmepreissteigerungen kennzeichnenden Vektor $\bar{z} = (\bar{z}_0, \bar{z}_1, \dots, \bar{z}_t, \dots, \bar{z}_n)$ zeigt sich der Entscheidungswert – wie oben bereits erläutert – als *Wärmegrenzpreisvektor* $p^* = \bar{z} \cdot p^* = (\bar{z}_0 \cdot p^*, \bar{z}_1 \cdot p^*, \dots, \bar{z}_t \cdot p^*, \dots, \bar{z}_n \cdot p^*)$.

Liegt das jährlich für den Wärmeverkauf mindestens zu erzielende Entgelt unterhalb desjenigen korrespondierenden Entgelts, welches im Basisprogramm für die Beschaffung des eingesetzten fossilen Energieträgers (i.d.R. Erdöl oder Erdgas) aufzuwenden gewesen wäre, dann ist eine dezentrale regenerative Strom- und Wärmeversorgung einer zentralen Energieversorgung vorzuziehen. Fallen die Stromherstellungskosten der regenerativen Energieerzeugungsanlage wesentlich geringer aus als die externen Strombeschaffungskosten oder ist der regenerative Stromverkauf durch politische Vergütungsmechanismen sehr lukrativ, ist die Investition in die regenerative Strom- und Wärmeerzeugungsanlage unter Umständen auch ohne den Wärmeverkauf im Vergleich zu einer zentralen Energieversorgung wirtschaftlich vorteilhaft. Deshalb kann das (jährlich) mindestens zu fordernde Ent-

gelt für den Wärmeverkauf sogar negativ sein, was nicht nur bedeuten würde, dass die produzierte Wärme auch ohne monetäre Gegenleistung abgegeben werden könnte, sondern vielmehr, dass das Industrieunternehmen in diesem Fall in der Lage wäre, das wärmebeziehende Unternehmen für die Abnahme der produzierten Wärme zu entlohnen.

3.2.2 Exemplarische Darstellung

Um die allgemein präsentierte Vorgehensweise zu verdeutlichen, sei im Folgenden das in Unterkapitel 2.3 eingeführte Unternehmen ENERGIE GmbH betrachtet. Unter der Annahme von Quasi-Sicherheit und der Zielsetzung der Endwertmaximierung¹⁷ wird ein 15-jähriger Planungszeitraum betrachtet (vgl. hierzu Unterkapitel 2.2). Für die ENERGIE GmbH stellt sich die Frage, ob die Umstellung von einer zentralen auf eine regenerative dezentrale Energieversorgung unter der Verwendung der wahrscheinlichsten Werte für das gegebene Entscheidungsfeld (vgl. hierzu Unterkapitel 2.4) wirtschaftlich vorteilhaft ist. Die Berechnungen erfolgten auf einem handelsüblichen Arbeitsplatzrechner mit dem Programm Matlab, welches nicht nur an (technischen) Hochschulen eine zunehmende Verbreitung erfährt, sondern insbesondere in der Industrie als Standardwerkzeug anzusehen sein dürfte. Natürlich hätten die Lösungen auch mit Python, Mathematica oder MS-Excel generiert werden können. Damit stehen kostengünstige und sogar frei erhältliche Programme zur Verfügung, welche von einer in einem mittelständischen Industrieunternehmen mit energiewirtschaftlichen Problemstellungen betrauten Person handhabbar sein dürften.

Zum Entscheidungszeitpunkt $t = 0$ rechnet die ENERGIE GmbH damit, dass die bisherige Unternehmensaktivität zu den in Tabelle 7 wiedergegebenen Zahlungsüberschüssen b_t führt. Diese setzen sich jeweils aus den jährlichen Verwaltungs- und Strombeschaffungsausgaben sowie den jährlichen Stromeinnahmen durch den Stromverkauf an die INDU GmbH zusammen. Daneben stellt die INDU GmbH im Entscheidungszeitpunkt $t = 0$ Eigenmittel in Höhe von 8 Millionen Euro bereit.

¹⁷ Keineswegs muss das Endvermögen am Ende des Planungszeitraums auch wirklich entnommen werden, zumal von einer 15 Jahre überschreitenden technischen Lebensdauer des Biomasseheizkraftwerks auszugehen ist.

Zeitpunkt Jahr	0 2015	Abweichung	1 2016	2 2017	3 2018	4 2019	5 2020	Abweichung	6 2021
AUSGABEN									
Verwaltung	40.000,00 €	+/-5%	40.400,00 €	40.804,00 €	41.212,04 €	41.624,16 €	42.040,40 €	+/-5%	42.460,81 €
Strombeschaffung	3.180.000,00 €	4% +2%/-3,9%*	3.307.200,00 €	3.439.488,00 €	3.577.067,52 €	3.720.150,22 €	3.868.956,23 €	1,7% +1,3/-1,2%*	3.934.728,49 €
SUMME AUSGABEN (1)	3.220.000,00 €		3.347.600,00 €	3.480.292,00 €	3.618.279,56 €	3.761.774,38 €	3.910.996,63 €		3.977.189,29 €
EINNAHMEN									
Stromverkauf	3.498.000,00 €	4% +2%/-3,9%*	3.637.920,00 €	3.783.436,80 €	3.934.774,27 €	4.092.165,24 €	4.255.851,85 €	1,7% +1,3/-1,2%*	4.328.201,33 €
SUMME EINNÄHMEN (2)	3.498.000,00 €		3.637.920,00 €	3.783.436,80 €	3.934.774,27 €	4.092.165,24 €	4.255.851,85 €		4.328.201,33 €
Eigenkapital	8.000.000,00 €								
b_t (2)-(1)	8.278.000,0000 €		290.320,0000 €	303.144,8000 €	316.494,7120 €	330.390,8617 €	344.855,2210 €		351.012,0425 €
Zeitpunkt	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Jahr	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
AUSGABEN									
Verwaltung	42.885,41 €	43.314,27 €	43.747,41 €	44.184,89 €	44.626,73 €	45.073,00 €	45.523,73 €	45.978,97 €	46.438,76 €
Strombeschaffung	4.001.618,87 €	4.069.646,39 €	4.138.830,38 €	4.209.190,50 €	4.280.746,73 €	4.353.519,43 €	4.427.529,26 €	4.502.797,26 €	4.579.344,81 €
SUMME AUSGABEN (1)	4.044.504,28 €	4.112.960,66 €	4.182.577,79 €	4.253.375,38 €	4.325.373,47 €	4.398.592,43 €	4.473.052,99 €	4.548.776,22 €	4.625.783,57 €
EINNÄHMEN									
Stromverkauf	4.401.780,76 €	4.476.611,03 €	4.552.713,42 €	4.630.109,55 €	4.708.821,41 €	4.788.871,37 €	4.870.282,18 €	4.953.076,98 €	5.037.279,29 €
SUMME EINNÄHMEN (2)	4.401.780,76 €	4.476.611,03 €	4.552.713,42 €	4.630.109,55 €	4.708.821,41 €	4.788.871,37 €	4.870.282,18 €	4.953.076,98 €	5.037.279,29 €
Eigenkapital									
b_t (2)-(1)	357.276,4729 €	363.650,3708 €	370.135,6270 €	376.734,1645 €	383.447,9395 €	390.278,9417 €	397.229,1947 €	404.300,7571 €	411.495,7227 €

Tabelle 7: Einzahlungsüberschuss aus Innenfinanzierung b_t

Für den Fall, dass in das Biomasseheizkraftwerk investiert wird, erhöht sich im Szenario der Netzeinspeisung durch Direktvermarktung und Eigenverbrauch (vgl. Unterkapitel 2.3) der Zahlungsüberschuss b_0 infolge des staatlichen Zuschusses von 50% zur Investitionssumme um 11 Millionen Euro.

Angenommen sei, dass die ENERGIE GmbH auf ein beliebig teilbares endfälliges Darlehen in Höhe von maximal 14 Millionen Euro zu einem Zinssatz von 6% p.a. zurückgreifen kann. Darüber hinaus steht eine auf 2,5 Millionen Euro begrenzte Kreditlinie zu einem Sollzinssatz von 8% p.a. zur Verfügung. Geldanlagen können in beliebiger Höhe zu einem Habenzins von 1,5% p.a. getätigt werden.

Von Seiten der ENERGIE GmbH ist nunmehr über die Aufstellung des Basis- und Bewertungsansatzes das für den Wärmeverkauf (jährlich) mindestens zu fordernde Entgelt in Abhängigkeit der verschiedenen Netzeinspeiseszenarien – Netzeinspeisung durch Direktvermarktung, Netzeinspeisung durch Direktvermarktung und Eigenverbrauch – gesucht. Der Basisansatz liefert für das die *Ausgangssituation* beschreibende Entscheidungsfeld, d.h. ohne die zur Disposition stehende energetische Umstellungsmassnahme, ein Endvermögen in Höhe von $EW^* = G_{15}^* = 17.572.273,46$ €. Tabelle 8 zeigt das *Basisprogramm* als vollständigen Finanzplan. Es erweist sich als optimal, den alten Gaskessels durch die Ersatzinvestition auszutauschen und dabei nur die Innenfinanzierung zu nutzen. Das endfällige Darlehen und der Kontokorrentkredit spielen demnach keine Rolle. Die überschüssigen finanziellen Mittel werden zum Habenzins von 1,5% p.a. angelegt.

Zeitpunkt Jahr	0 2015	1 2016	2 2017	3 2018	4 2019	5 2020	6 2021	7 2022
Autonome Zahlungen	8.278.000,00	290.320,00	303.144,80	316.494,71	330.390,86	344.855,22	351.012,0	357.276,47
Ersatz Gaskessel	-594.000,00	78.320,00	83.519,00	88.939,94	94.591,82	100.467,76	106.593,76	112.979,98
Endfälliges Darlehen								
Kontokorrentkredit								
Geldanlage	-7.684.000,00	-483.900,00	-509.182,30	-535.590,88	-563.172,78	-591.960,67	-613.122,90	-634.970,40
Zinsen		115.260,00	122.518,50	130.156,23	138.190,10	146.637,69	155.517,10	164.713,94
Kontostand	7.684.000,00	8.167.900,00	8.677.082,30	9.212.673,18	9.775.845,96	10.367.806,63	10.980.929,53	11.615.899,93
Zeitpunkt Jahr	8 2023	9 2024	10 2025	11 2026	12 2027	13 2028	14 2029	15 2030
Autonome Zahlungen	363.650,37	370.135,63	376.734,16	383.447,94	390.278,94	397.229,19	404.300,76	411.495,72
Ersatz Gaskessel	119.636,97	126.575,70	133.807,59	141.344,53	149.198,86	157.383,43	165.911,60	174.797,27
Endfälliges Darlehen								
Kontokorrentkredit								
Geldanlage	-657.525,84	-680.812,71	-704.855,34	-729.678,88	-755.309,39	-781.773,85	-809.100,19	-837.317,34
Zinsen	174.238,50	184.101,39	194.313,58	204.886,41	215.831,59	227.161,23	238.887,84	251.024,34
Kontostand	12.273.425,76	12.954.238,48	13.659.093,81	14.388.772,69	15.144.082,08	15.925.855,93	16.734.956,13	17.572.273,46

Tabelle 8: Vollständiger Finanzplan des Basisprogramms der ENERGIE GmbH

Nachfolgend wird zur Ermittlung des von Seiten der ENERGIE GmbH als Entscheidungswert gesuchten Wärmegrenzpreisvektors $\mathbf{p}^* = \bar{\mathbf{z}} \cdot \mathbf{p}^*$ zunächst die optimale Breite des Wärmeverkaufspreisstroms \mathbf{p}^* über die Lösung des für das jeweilige Netzeinspeiseszenario (vgl. hierzu Unterkapitel 2.3) aufzustellenden Bewertungsansatzes berechnet. Hierzu ist die Zahlungsreihe $\mathbf{g}_E = (g_{E0}, g_{E1}, \dots, g_{Et}, \dots, g_{En})$ der Ersatzinvestition in den Gaskessel aus dem Investitionsprogramm zu eliminieren, wohingegen die Investition in das Biomasseheizkraftwerk mit den szenariospezifischen Zahlungsüberschüssen $\mathbf{g}_R = (g_{R0}, g_{R1}, \dots, g_{Rt}, \dots, g_{Rn})$ zu integrieren ist. Der ENERGIE GmbH stellt sich somit in den beiden Netzeinspeiseszenarien jeweils die Frage nach demjenigen (jährlich) mindestens zu verlangenden Wärmeverkaufsentgelt, welches sie im Vergleich zur Ausgangssituation wirtschaftlich nicht schlechter stellt.

Szenario Netzeinspeisung durch Direktvermarktung

Im Falle einer Direktvermarktung zur Inanspruchnahme der Marktprämie (vgl. zur Marktprämie sowie EEG-Umlage Unterkapitel 2.1) und unter Berücksichtigung des die Wärmepreissteigerungen kennzeichnenden Vektors $\bar{\mathbf{z}} = (0, 1, 1,04, 1,04^2, \dots, 1,04^{14})$ beträgt die Breite des Wärmeverkaufspreisstroms \mathbf{p}^* als optimales Ergebnis des Bewertungsansatzes 1.484.233,027 €. Dieser Betrag unterliegt zur besseren Vergleichbarkeit den gleichen Preissteigerungen wie der Gaspreis, was die Gewichtungsfaktoren $\bar{\mathbf{z}}$ verdeutlichen. Für die gesamten 80.000.000 Kilowattstunden produzierte Wärme lautet der *Wärmegrenzpreisvektor* dann $\mathbf{p}^* = (0, 1.484.233,03, 1.543.602,35, 1.605.346,44, \dots, 2.570.211,38)$. Das Biomasseheizkraftwerk ist nunmehr Teil des in Tabelle 9 wiedergegebenen *Bewertungsprogramms*, wodurch der Gaskessel obsolet ist. Zur Finanzierung des Biomasseheizkraftwerkes nimmt die ENERGIE GmbH das endfällige Darlehen zu 98,0143% in Anspruch. Mit Beginn des zweiten Jahres werden in jedem Jahr Geldanlagen getätigt.

Zeitpunkt Jahr	0 2015	1 2016	2 2017	3 2018	4 2019	5 2020	6 2021	7 2022
Autonome Zahlungen	8.278.000,00	290.320,00	303.144,80	316.494,71	330.390,86	344.855,22	351.012,04	357.276,47
Biomasseheizkraftwerk	-22.000.000,00	585.900,00	549.589,00	512.079,84	473.326,80	432.782,33	409.838,89	386.582,45
Wärmeentgelt	1.484.233,03	1.484.233,03	1.543.602,35	1.605.346,44	1.669.560,30	1.736.342,71	1.805.796,42	1.878.028,28
Endfälliges Darlehen	13.722.000,00	-823.320,00	-823.320,00	-823.320,00	-823.320,00	-823.320,00	-823.320,00	-823.320,00
Kontokorrentkredit								
Geldanlage		-1.537.133,03	-1.596.073,14	-1.657.599,09	-1.721.820,04	-1.788.349,64	-1.867.841,97	-1.951.099,45
Zinsen			23.057,00	46.998,09	71.862,08	97.689,38	124.514,62	152.532,25
Kontostand	0	1.537.133,03	3.133.206,17	4.790.805,26	6.512.625,29	8.300.974,94	10.168.816,91	12.119.916,36
Zeitpunkt Jahr	8 2023	9 2024	10 2025	11 2026	12 2027	13 2028	14 2029	15 2030
Autonome Zahlungen	363.650,37	370.135,63	376.734,16	383.447,94	390.278,94	397.229,19	404.300,76	411.495,72
Biomasseheizkraftwerk	363.008,28	339.111,57	324.134,09	299.655,31	274.839,79	249.682,41	224.177,95	198.321,12
Wärmeentgelt	1.953.149,41	2.031.275,38	2.112.526,40	2.197.027,46	2.284.908,55	2.376.304,90	2.471.357,09	2.570.211,38
Endfälliges Darlehen	-823.320,00	-823.320,00	-823.320,00	-823.320,00	-823.320,00	-823.320,00	-823.320,00	-14.545.320,00
Kontokorrentkredit								
Geldanlage	-2.038.286,81	-2.129.575,63	-2.234.391,33	-2.334.643,26	-2.439.559,49	-2.549.342,09	-2.664.201,52	10.937.643,03
Zinsen	181.798,75	212.373,05	244.316,68	277.832,55	312.852,20	349.445,59	387.685,72	427.648,75
Kontostand	14.158.203,17	16.287.778,80	18.522.170,13	20.856.813,39	23.296.372,88	25.845.714,97	28.509.916,49	17.572.273,46

Tabelle 9: Vollständiger Finanzplan des Bewertungsprogramms der ENERGIE GmbH bei Direktvermarktung

Bezogen auf eine Kilowattstunde beläuft sich der im ersten Jahr (= Jahr 2015) mindestens zu fordernde Wärmepreis auf 1,8553 Eurocent. Um den maximalen Zielfunktionswert aus dem Basisprogramm in Höhe von 17.572.273,46 € zu erreichen, müsste die ENERGIE GmbH von der INDU GmbH und der TOMATENZUCHT für die bereitgestellte Wärme im ersten Jahr 1.484.233,03 € fordern. Jedoch möchte sich die ENERGIE GmbH wirtschaftlich besser stellen als in der Ausgangssituation und kann daher sogar maximal den tarifvertraglichen Gaspreis zuzüglich eines 10%-igen Gewinnaufschlags von der INDU GmbH und den tarifvertraglichen Gaspreis von der TOMATENZUCHT verlangen.¹⁸ Der Gaspreis beträgt im ersten Jahr 3,54 Eurocent pro Kilowattstunde.

Szenario Netzeinspeisung durch Direktvermarktung und Eigenverbrauch

Bei anteiligem Eigenverbrauch des vom Biomasseheizkraftwerk produzierten Stroms durch die INDU GmbH erhält die für die Energieversorgung verantwortliche ENERGIE GmbH 11 Millionen Euro als Zuschuss zur Investitionssumme vom Bundesland Mecklenburg-Vorpommern. Dadurch erhöht sich der Zahlungsüberschuss b_0 um 11 Millionen Euro. Zudem gehen mit dem Eigenverbrauch, anstelle einer Strombeschaffung aus dem zentralen Stromnetz, Erhöhungen der jährlichen Investitionsrückflüsse einher (vgl. die Tabellen 5 und 6 sowie 9 und 10). Gemäss Bewertungsansatz resultiert ein Wärmeverkaufspreisstrom der Breite $p^* = -783.729,1322$ €, so dass sich für 80.000.000 Kilowattstunden produzierte Wärme ein *Wärmegrenzpreisvektor* in Höhe von $p^* = (0, -783.729,13, -815.078,30, -847.681,43, \dots, -1.357.165,28)$ einstellt. Auf eine Kilowattstunde bezogen würde der im ersten Jahr mindestens zu fordernde Wärmepreis $-0,9797$ Eurocent betragen. Infolge des Zuschusses von 50% zur Investitionssumme muss die ENERGIE GmbH das endfällige Darlehen nur noch zu 19,4429% beanspruchen. Das vollständige *Bewertungsprogramm* ist in Tabelle 10 wiedergegeben.

18 Die INDU GmbH zahlt der ENERGIE GmbH im Basisprogramm, d.h. bei einer zentralen Strom- und Gasbeschaffung, einen Gewinnaufschlag von 10% auf die Strom- und Gasbeschaffungskosten.

Zeitpunkt Jahr	0 2015	1 2016	2 2017	3 2018	4 2019	5 2020	6 2021	7 2022
Autonome Zahlungen	19.278.000,00	290.320,00	303.144,80	316.494,71	330.390,86	344.855,22	351.012,04	357.276,47
Biomasseheizkraftwerk	-22.000.000,00	1.321.200,00	1.355.477,00	1.758.420,32	1.869.234,70	1.983.760,48	2.032.640,54	2.082.120,00
Wärmeentgelt		-783.729,13	-815.078,30	-847.681,43	-881.588,69	-916.852,23	-953.526,32	-991.667,38
Endfälliges Darlehen	2.722.000,00	-163.320,00	-163.320,00	-163.320,00	-163.320,00	-163.320,00	-163.320,00	-163.320,00
Kontokorrentkredit								
Geldanlage		-664.470,87	-690.190,57	-1.084.233,52	-1.191.300,29	-1.302.896,40	-1.340.802,64	-1.378.517,52
Zinsen			9.967,06	20.319,92	36.583,42	54.452,93	73.996,37	94.108,41
Kontostand	-	664.470,87	1.354.661,43	2.438.894,96	3.630.195,25	4.933.091,65	6.273.894,29	7.652.411,80
Zeitpunkt Jahr	8 2023	9 2024	10 2025	11 2026	12 2027	13 2028	14 2029	15 2030
Autonome Zahlungen	363.650,37	370.135,63	376.734,16	383.447,94	390.278,94	397.229,19	404.300,76	411.495,72
Biomasseheizkraftwerk	2.132.220,12	2.182.962,17	2.258.591,60	2.321.792,99	2.384.196,27	2.445.995,39	2.507.365,64	2.568.465,72
Wärmeentgelt	-1.031.334,07	-1.072.587,43	-1.115.490,93	-1.160.110,57	-1.206.514,99	-1.254.775,59	-1.304.966,61	-1.357.165,28
Endfälliges Darlehen	-163.320,00	-163.320,00	-163.320,00	-163.320,00	-163.320,00	-163.320,00	-163.320,00	-2.885.320,00
Kontokorrentkredit								
Geldanlage	-1.416.002,60	-1.453.216,58	-1.514.339,30	-1.562.349,91	-1.608.615,03	-1.653.233,02	-1.696.282,31	984.177,08
Zinsen	114.786,18	136.026,22	157.824,46	180.539,55	203.974,80	228.104,03	252.902,52	278.346,76
Kontostand	9.068.414,40	10.521.630,98	12.035.970,28	13.598.320,19	15.206.935,22	16.860.168,24	18.556.450,55	17.572.273,46

Tabelle 10: Vollständiger Finanzplan des Bewertungsprogramms der ENERGIE GmbH bei Direktvermarktung und Eigenverbrauch

Das Beispiel zeigt, dass für die ENERGIE GmbH in beiden Szenarien die Investition in ein Biomasseheizkraftwerk wirtschaftlich lohnender ist als die Ersatzinvestition in den alten Gaskessel. Das von der ENERGIE GmbH jährlich für den Wärmeverkauf mindestens zu fordernde Entgelt liegt in jedem Jahr unterhalb des korrespondierenden tarifvertraglichen Gaspreises. Da der im ersten Jahr mindestens zu erzielende Wärmepreis im Zeitablauf den gleichen Preissteigerungen wie der Gaspreis ausgesetzt ist, bezieht sich die weitere Interpretation der Optimierungsergebnisse lediglich auf einen Vergleich der Erstjahresbeträge. So ist der im ersten Jahr mindestens zu fordernde Wärmepreis stets niedriger als der tarifvertragliche Gaspreis von 3,54 Eurocent pro Kilowattstunde ($-0,98 < 1,86 < 3,54$). Im Szenario Netzeinspeisung durch Direktvermarktung und Eigenverbrauch wäre demnach theoretisch kein Wärmeverkauf nötig, um sich im Vergleich zu dem herkömmlichen Heizsystem und der Strombeschaffung aus dem öffentlichen Stromnetz wirtschaftlich besser zu stellen. In diesem Einspeiseszenario ist der im ersten Jahr mindestens zu erzielende Wärmepreis sogar negativ, was nicht nur darin mündet, dass die produzierte Wärme auch ohne monetäre Gegenleistung abgegeben werden könnte, sondern, dass die ENERGIE GmbH darüber hinaus in der Lage wäre, die INDU GmbH und die TOMATENZUCHT für die Abnahme der produzierten Wärme zu entlohnen.

Ersetzt man den im ersten Jahr mindestens zu fordernden Wärmepreis durch den jeweiligen maximal möglichen Wärmeverkaufspreis, den die ENERGIE GmbH von der INDU GmbH und der TOMATENZUCHT verlangen könnte, zeigt sich die maximale wirtschaftliche Verbesserung gegenüber der Ausgangssituation, in welcher die Energieversorgung der INDU GmbH durch das zentrale Strom- bzw. Gasnetz über einen klassischen Tarifvertrag sichergestellt ist. Diese zentrale Energieversorgung geht mit einem maximalen Endwert in Höhe von $EW^* = 17.572.273,46 \text{ €}$ einher. Bei der dezentralen regenerativen Energieversorgung richtet sich der der TOMATENZUCHT im ersten Jahr maximal in Rechnung stellbare Wärmeverkaufspreis nach dem tarifvertraglichen Gaspreis (= 3,54 Eurocent pro Kilowattstunde), wohingegen von der INDU GmbH zusätzlich ein 10%-iger Gewinnaufschlag verlangt werden kann, womit sich insgesamt 3,894 Eurocent pro Kilowattstunde ergeben.¹⁹ Gemäss der Annahme, dass sowohl die INDU GmbH als auch die TOMATENZUCHT einen jährlichen Bedarf an Wärme von 40.000.000 Kilowattstunden aufweisen, folgt im Szenario der Direktvermarktung zur Inanspruchnahme der Marktprämie ein Endwert von $EW_{MP} = 50.380.730,60 \text{ €}$. Ein noch höherer Endwert von $EW_{MP\&EV} = 100.340.438,77 \text{ €}$ ist für die Direktvermarktung zur Inanspruchnahme der Marktprämie und Eigenverbrauch erzielbar. Aus Sicht der exemplarisch unterstellten ENERGIE GmbH und der oben getroffenen Annahmen ist unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten somit letzteres Szenario zu wählen.

Hierbei muss allerdings erwähnt werden, dass die in diesem Unterkapitel unterstellte Modellwelt durch die Annahme subjektiver Sicherheit im Vergleich zur Realität, d.h. zum unvollkommenen Kapitalmarkt unter Unsicherheit, erheblich vereinfacht dargestellt ist. Gerade Investitionsvorhaben in der Energiewirtschaft zeichnen sich durch ihren langfristigen Charakter aus, womit die Prognose der komplexen Wirkungszusammenhänge erheblich erschwert wird. Obwohl das Unsicherheitsproblem von keinem Bewertungsverfahren überwunden werden kann, gilt es im nachfolgenden Unterkapitel dennoch eine in der be-

19 Die INDU GmbH zahlt der ENERGIE GmbH im Basisprogramm, d.h. bei einer zentralen Strom- und Gasbeschaffung, einen Gewinnaufschlag von 10% auf die Strom- und Gasbeschaffungskosten.

trieblichen Praxis anwendbare Vorgehensweise vorzustellen, die sich des Problems unsicherer Erwartungen heuristisch annimmt.

3.3 Investitionstheoretische Bewertung auf dem unvollkommenen Kapitalmarkt unter Unsicherheit

3.3.1 Diskussion der geeigneten heuristischen Planungsphilosophie

In realen (unsicheren) Bewertungssituationen vollzieht sich eine Bewertung aufgrund ihres Zukunftsbezugs unter den Bedingungen eines offenen Entscheidungsfelds, weshalb der Mehrwertigkeit der Zukunftserwartungen beim Bewertungsvorgang Rechnung zu tragen ist. Hierfür stehen unsicherheitsverdichtende und -aufdeckende Verfahren als heuristische Planungsphilosophien zur Verfügung (Hering 2015, S. 280 ff.; Matschke und Brösel 2013, S. 174 ff.).

Da alle *unsicherheitsverdichtenden* Verfahren auf die Ermittlung einer exakten Punktgrösse abzielen, verschleiern sie wertvolle Informationen über die Zielgrösse (z.B. Lage- und Streuungsparameter), womit die Relevanz des durch Verdichtung entstandenen „Werts als Punktgrösse“ für eine reale (unsichere) Entscheidungssituation fraglich ist, weshalb von deren (alleiniger) Verwendung abzuraten ist. Hingegen interpretieren die Vertreter *unsicherheitsaufdeckender Verfahren* den „Wert als Bandbreite“. Die Unsicherheit aufdeckende Verfahren transformieren die Spannweite der mehrwertigen Eingangsdaten auf eine Zielgrössenbandbreite (zur Anwendung auf energiewirtschaftliche Fragestellungen vgl. z.B. Ioannou et al. 2017), indem investitionstheoretisch fundierte Bewertungsmethoden z.B. mit einer Sensitivitätsanalyse oder einer simulativen Risikoanalyse heuristisch kombiniert werden. Die Unsicherheit wird dem Entscheidungsträger in Gänze offengelegt, was dem Entscheidungsträger ermöglicht, eine sachgerechte unternehmerische Entscheidung unter Berücksichtigung der individuellen Risikoneigung zu treffen. Aufgrund der soeben skizzierten Vorteile stehen in diesem Beitrag unsicherheitsaufdeckende Verfahren im Mittelpunkt der Betrachtung. Daher wird im Folgenden ein Verfahren vorgeschlagen, welches sowohl Marktunvollkommenheiten als auch die Mehrdeutigkeit zukünftiger Zahlungsströme berücksichtigt, indem es die simultane Investitions- und Finanzierungsplanung (Weingartner 1963; Hax 1964) mit einer simulativen Risikoanalyse (Hurd 1954; Hertz 1964) heuristisch kombiniert (Salazar und Sen 1966; Toll und Walochnik 2013; Hering et al. 2013). Ein solches heuristisches Vorgehen ist in der Lage, selbst wenn lediglich Ober- und Untergrenzen der unsicheren Eingangsgrössen vorliegen, theoretisch fundierte und vor dem Hintergrund des individuellen Entscheidungsfeldes plausible Lösungen im Hinblick auf den Entscheidungswert zu liefern. Die anschliessenden Ausführungen machen klar, wie das in Unterkapitel 3.2 zugrunde gelegte Zustands-Grenzpreisvektormodell allgemein anzupassen ist, um unter Unsicherheit eine Entscheidungswertermittlung bzw. Vorteilhaftigkeitsentscheidung hinsichtlich der Umstellung von einer zentralen auf eine dezentrale regenerative Energieversorgung vornehmen bzw. treffen zu können. Wiederum wird die allgemeine Darstellung von einem Fallbeispiel begleitet.

3.3.2 Allgemeine Darstellung der Modellanpassung

Verknüpft man nun die simulative Risikoanalyse mit dem ZGPVM, erweitert sich das zur Ermittlung des für den Wärmeverkauf mindestens zu fordernden Entgelts zu durchlaufen-

de Verfahren bei Unsicherheit im Vergleich zur quasi-sicheren Vorgehensweise um zwei Stufen (Toll und Walochnik 2013, S. 30 f.; Hering et al. 2013, S. 260 ff.):

In der *ersten Stufe* sind die als unsicher anzusehenden Eingangsgrößen auszuwählen, wofür die künftigen Zahlungsüberschüsse der Investitions- und Finanzierungsobjekte g_{jt} , die künftigen autonomen Zahlungsüberschüsse b_t , die künftigen Zahlungsüberschüsse der Ersatzinvestition für das konventionelle Heizsystem g_{Et} und der Investition in ein System zur regenerativen dezentralen Strom- und Wärmeerzeugung als Bewertungsobjekt g_{Rt} sowie gegebenenfalls die Obergrenzenrestriktionen x_j^{\max} in Frage kommen. Sodann ist unter Verwendung gängiger Wahrscheinlichkeitsverteilungen (z.B. Normal-, Gleich-, Dreiecks- oder BetaPert-Verteilungen etc.) jedem unsicheren Zahlungsüberschuss eine subjektiv vermutete Wahrscheinlichkeitsverteilung unter Beachtung von eventuell untereinander bestehenden stochastischen Abhängigkeiten zuzuordnen (Hillier 1963, S. 448; Riessen 2010, S. 135 f.). Da zudem z.B. eine normalverteilte Objektobergrenze x_j^{\max} , deren Ausprägung viele Standardabweichungen vom Mittelwert entfernt auch negative Werte annehmen könnte, betriebswirtschaftlich fragwürdig erscheinen dürfte, wären in solchen Fällen Nichtnegativitätsbedingungen einzubeziehen. Anschliessend werden im Rahmen einer Monte-Carlo-Simulation (Metropolis und Ulam 1949; Muñoz et al. 2011; Pereira et al. 2014; Sisodia et al. 2016; Schemfe et al. 2017; Passos et al. 2017; Rezende und Richardson 2017) auf Basis der zuvor bestimmten Wahrscheinlichkeitsverteilungen über das ζ -malige Ziehen von zwischen 0 und 1 verteilten Zufallszahlen die jeweiligen Ausprägungen der Eingangsdaten berechnet. Diese werden in jedem Simulationsdurchlauf jeweils mit einem Index t ($t \in \{1, 2, \dots, \zeta\}$) versehen. So zeigt bspw. b_t^t die Ausprägung von b_t zum Zeitpunkt $t = 1$ im t -ten Durchlauf an. Die Simulation geht für jeden zukünftigen unsicheren Zahlungsüberschuss g_{jt} eines Objekts j mit einem Vektor $\mathbf{g}_{jt} := (g_{jt}^1, \dots, g_{jt}^t, \dots, g_{jt}^\zeta)$ und für jeden künftigen unsicheren Zahlungssaldo b_t mit einem Vektor $\mathbf{b} := (b_t^1, \dots, b_t^t, \dots, b_t^\zeta)$ im Zeitpunkt $t \in \{1, 2, \dots, n\}$ einher. Auch für die Ersatzinvestition und die Investition in die regenerative Strom- und Wärmeerzeugungsanlage ergibt sich für jeden Zeitpunkt $t \in \{1, 2, \dots, n\}$ ein Vektor $\mathbf{g}_{Et} := (g_{Et}^1, \dots, g_{Et}^t, \dots, g_{Et}^\zeta)$ und $\mathbf{g}_{Rt} := (g_{Rt}^1, \dots, g_{Rt}^t, \dots, g_{Rt}^\zeta)$.

In der *zweiten* und *dritten Stufe* werden für jeden t -ten Durchlauf, unter Verwendung der zugehörigen Ausprägungen der sicheren (g_{j0} , b_0 , g_{E0} und g_{R0}) und unsicheren (g_{jt}^t , b_t^t , g_{Et}^t und $g_{Rt}^t \forall t \in \{1, 2, \dots, n\}$) Eingangsdaten, das optimale Basis- (*zweite Stufe*) und Bewertungsprogramm (*dritte Stufe*) ermittelt und gespeichert. Nach hinreichend vielen Wiederholungen stellen sich die optimalen Zielfunktionswerte der ζ Basis- und Bewertungsprogramme sowie die Durchführungshäufigkeiten der Investitions- und Finanzierungsobjekte als Bandbreiten in Form von Vektoren ein. Die optimale Lösung der ζ Basisansätze²⁰ liefert den maximalen Zielfunktionswertvektor ($GW^{*1}, \dots, GW^{*t}, \dots, GW^{*\zeta}$). Der im Basisprogramm des Simulationsschritts $t \in \{1, 2, \dots, \zeta\}$ erreichte Zielfunktionswert GW^{*t} stellt die Mindestanforderung für den korrespondierenden Bewertungsansatz t dar. Die Investition in die regenerative dezentrale Energieversorgung ist nämlich nur dann ökonomisch sinnvoll, wenn die energetische Umstellung nicht mit einem geringeren Nutzenniveau einhergeht. Hierfür muss der für den Wärmeverkauf im Zeitablauf mindestens zu ver-

²⁰ Vgl. für den allgemeinen Basisansatz, ergänzt um den Simulationsschritt $t \in \{1, 2, \dots, \zeta\}$, die Abbildung 1 in Abschnitt 3.2.1.

langende Wärmepreis als subjektiver Entscheidungswert unterhalb des Preises für den konkurrierenden fossilen Energieträger liegen. Nach Lösung von ζ Bewertungsansätzen²¹ ergibt sich der Vektor $(p^{*1}, \dots, p^{*l}, \dots, p^{*\zeta})$, welcher die optimalen Breiten der Wärmeverkaufspreisströme bzw. die aus Sicht des Bewertungssubjekts im ersten Jahr mindestens zu fordernden Wärmepreise jedes einzelnen Simulationsschrittes beinhaltet. Daneben resultiert für jede Entscheidungsvariable x_j in allen ζ Basis- und ζ Bewertungsprogrammen ein Vektor $(x_j^1, \dots, x_j^l, \dots, x_j^\zeta)$, der die Inanspruchnahme des jeweiligen Investitions- und Finanzierungsobjekts anzeigt.

Sobald nach hinreichend vielen Wiederholungen eine stabile Häufigkeitsverteilung vorliegt, bietet sich in der *vierten Stufe* zur Auswertung der subjektiv interessierenden Sachverhalte eine statistische und graphische Aufbereitung der Ergebnisse an. Auf diese Weise kann die mittels Monte-Carlo-Simulation erzeugte „Zahlenflut“ in eine nutzbare Entscheidungsgrundlage überführt werden, die es dem Entscheidungsträger erlaubt, eine sachgerechte unternehmerische Entscheidung hinsichtlich der Investition in die regenerative dezentrale Energieversorgung zu fällen. Dem Entscheidungsträger werden wichtige Informationen zur Verfügung gestellt, wie bspw. die obere und untere Intervallgrenze, zwischen denen sich der im ersten Jahr mindestens zu fordernde Wärmepreis in allen Simulationsläufen aufgehalten hat, oder der Median, das arithmetische Mittel, bestimmte Quantile und die Standardabweichung. Insbesondere empfiehlt sich eine graphische Aufbereitung mittels Histogrammen oder Risikoprofilen.

3.3.3 Exemplarische Darstellung der Modellanpassung

Um den soeben entwickelten heuristischen Verfahrensvorschlag zu verdeutlichen, wird das oben konzipierte Fallbeispiel fortgesetzt, wobei die Vorteilhaftigkeitsentscheidung nun unter Unsicherheit zu treffen ist. Demnach ist der Mehrwertigkeit der Zukunftserwartungen bei der Ermittlung des von Seiten der ENERGIE GmbH für den Wärmeverkauf (jährlich) mindestens zu verlangenden Entgelts Rechnung zu tragen.

Hierfür ist die Unsicherheit sinnvoll zu quantifizieren, weshalb im Folgenden auch die Abweichungen von den subjektiv am wahrscheinlichsten erachteten Werten aus dem Unterkapitel 2.4 heranzuziehen sind. Angenommen sei, dass sich der Sollzins des beliebig teilbaren endfälligen Darlehens jährlich zwischen 3,5% und 8,5% bewegt, der Sollzins für den Kontokorrentkredit jährlich zwischen 3,5% und 12,5% schwankt und der Habenzins der Geldanlage im Intervall [0,5%, 2,5%] liegt (Deutsche Bundesbank 2015). Hinsichtlich der jedem unsicheren Zahlungsüberschuss zuzuordnenden subjektiv vermuteten Wahrscheinlichkeitsverteilung haben sich in der investitionstheoretischen Anwendung nicht-parametrische Verteilungsfunktionen wie die BetaPert-, die Dreiecks- und die Gleichverteilung als besonders robust erwiesen (Raftery 1994, S. 85). Hauptsächlich soll für die Wahrscheinlichkeit der einzelnen Komponenten der Zahlungsreihen die BetaPert-Verteilung zum Einsatz kommen, da sich diese insbesondere für die Beurteilung von Investitionsprojekten unter Unsicherheit mit wenigen Erfahrungswerten eignet (Wiest und Levy 1969; Kotiah und Wallace 1973; Madlener und Schumacher 2011, S. 310 f.). Dagegen folgt die Entwicklung der Brennstoffpreise und der Strompreise einer asymmetrischen Dreiecksverteilung, da die Informationen für eine Definition detaillierterer Funktionen nicht vorhan-

21 Vgl. für den allgemeinen Bewertungsansatz, ergänzt um den Simulationsschritt $\iota \{1, 2, \dots, \zeta\}$, die Abbildung 1 in Abschnitt 3.2.1.

den sind (Willeke 1998, S. 1153 und S. 1156 ff.; Riessen 2010, S. 22 f.; Schemfe et al. 2017). Zumal lediglich der optimistische, pessimistische und wahrscheinlichste Wert zu schätzen sind, zeichnen sich beide Verteilungen durch ihre verhältnismässig einfache Bestimmung im Vergleich zum Beispiel zur Beta- oder Normalverteilung aus. Auf Basis der Volllaststunden ist bezüglich des Jahresenergieertrags für den Zeitraum von 2016 bis 2020 eine Normalverteilung mit dem Erwartungswert $\mu = 8.000$ und der Standardabweichung $\sigma = 40$ zugrunde gelegt (Madlener et al. 2009, S. 144). Im Zeitraum von 2020 bis 2030 sei für die Volllaststunden eine Normalverteilung mit einem Erwartungswert $\mu = 7.800$ sowie der Standardabweichung $\sigma = 40$ unterstellt, um eine erhöhte Abschaltwahrscheinlichkeit aufgrund des Auftretens von negativen Sechsstundenblöcken an der Strombörse zu berücksichtigen. Das Zinsänderungsrisiko und die Höhe der EEG-Umlage folgen einer subjektiv vermuteten Gleichverteilung. Stochastische Abhängigkeiten ergeben sich lediglich für die Zinsentwicklung der unterschiedlichen Zinssätze, wobei zwischen diesen ein vollständig positiver linearer Zusammenhang angenommen wird. Es werden $\zeta = 100.000$ Simulationsschritte durchgeführt (vgl. hierzu auch Madlener und Schumacher 2011, S. 310).

Unter Verwendung der Ausprägungen der sicheren (g_{j0} , b_0 , g_{E0} und g_{R0}) und simulierten (g_{jt}^i , b_t^i , g_{Et}^i und $g_{Rt}^i \forall t \in \{1, 2, \dots, n\}$) Eingangsdaten werden für jeden t -ten Durchlauf das optimale Basis- und Bewertungsprogramm berechnet und gespeichert. Wiederum seien die beiden Szenarien – Netzeinspeisung durch Direktvermarktung, Netzeinspeisung durch Direktvermarktung und Eigenverbrauch – betrachtet, für welche jede Iteration $i \in \{1, 2, \dots, 100.000\}$ einen im ersten Jahr mindestens zu erzielenden Wärmepreis liefert. Nach Beendigung der 100.000 Simulationsdurchläufe kann die Auswertung der interessierenden Daten beginnen, wofür es sich anbietet, die berechneten Bandbreiten der Zielfunktionswerte und den Preis des fossilen Brennstoffs zur Vergleichbarkeit in Häufigkeitsverteilungen zu überführen und statistische Kennzahlen zu bestimmen. Die ENERGIE GmbH interessiert sich primär dafür, dass die Bandbreite des jährlich für den Wärmeverkauf mindestens zu fordernde Wärmepreises in jedem Jahr unterhalb der korrespondierenden Gaspreisbandbreite liegt. Da der im ersten Jahr mindestens zu erzielende Wärmepreis im Zeitablauf den gleichen Preissteigerungen wie der Gaspreis ausgesetzt ist, bezieht sich die weitere Interpretation der Optimierungsergebnisse lediglich auf einen Vergleich der Erstjahresbeträge. Im Folgenden werden nur die in Tabelle 11 zu findenden wesentlichen Eckdaten besprochen.

Szenario Kennzahl	Ausgangssituation EW [€]	Direktvermarktung p _{MP} [€-cent/kwh]	Direktvermarktung und Eigenverbrauch p _{MP&EV} [€-cent/kwh]	Gaspreis p _{GP} [€-cent/kwh]
Minimum	16.953.454,8633	1,7922	-1,1316	3,6236
Maximum	19.241.707,4072	3,0508	0,1029	3,9208
Arithmetisches Mittel	18.061.770,2490	2,4261	-0,4459	3,8162
Standardabweichung	284.017,0013	0,1570	0,1483	0,0521
0,2-Quantil	17.821.367,1244	2,2943	-0,5712	3,7709
0,4-Quantil	17.989.741,1349	2,3882	-0,4809	3,8050
0,5-Quantil/Median	18.062.100,4390	2,4281	-0,4428	3,8197
0,6-Quantil	18.134.810,0181	2,4675	-0,4052	3,8341
0,8-Quantil	18.301.120,2688	2,5592	-0,3197	3,8642

Tabelle 11: Eckdaten der Optimierungsergebnisse

Zunächst ist die *Ausgangssituation* zu betrachten, welche dadurch charakterisiert ist, dass es (noch) nicht zu einer Umstellung von einer zentralen auf eine dezentrale regenerative Energieversorgung gekommen ist. Die relativen und kumulierten Häufigkeiten der zu maximierenden Zielgrösse des Basisprogramms, d.h. des Endwerts EW*, zeigt Abbildung 2.

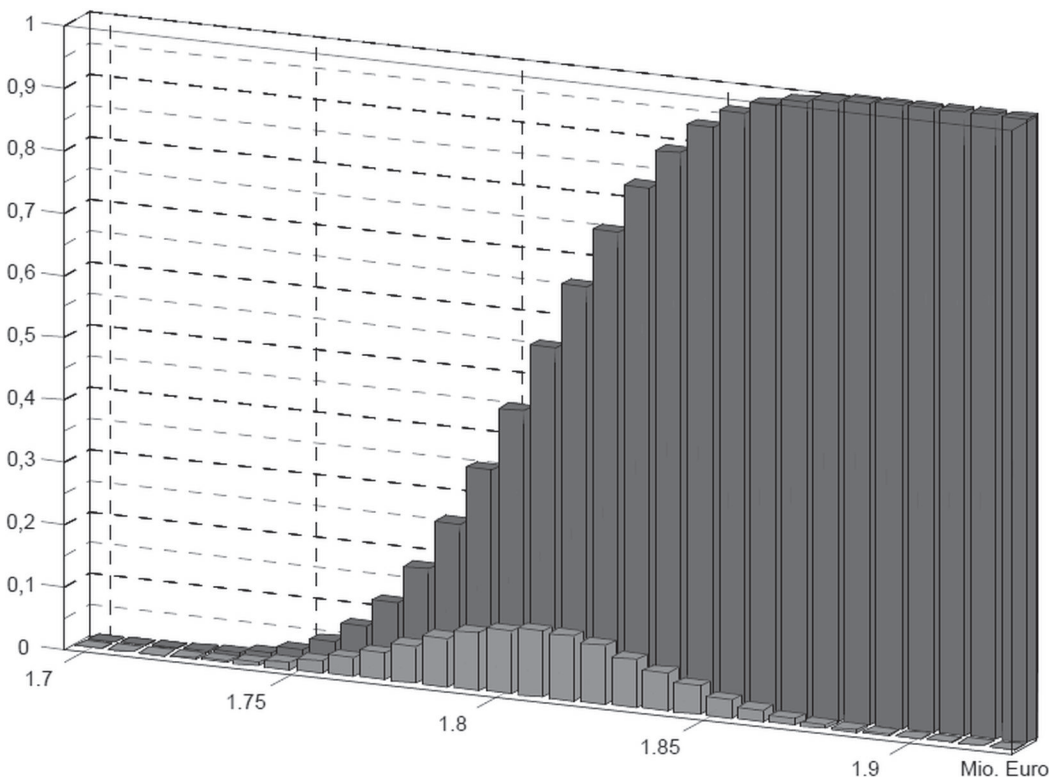


Abbildung 2: Relative und kumulierte Häufigkeiten des Endwerts

Aus Abbildung 2 geht in Verbindung mit Tabelle 11 hervor, dass der Endwert in keinem Simulationslauf kleiner war als 16.953.454,8633 € und in allen Simulationsläufen niemals grösser war als 19.241.707,4072 €. Vergleicht man die sich im Zuge des Ersatzes des alten Gaskessels einstellende Bandbreite des Endwerts ([16.953.454,8633 €, 19.241.707,4072 €]) mit dem Endwert aus Abschnitt 3.2.2 (17.572.273,46 €), welcher sich unter Quasi-Sicherheit bei Verwendung der subjektiv am wahrscheinlichsten erachteten Eingangsdaten aus Unterkapitel 2.4 ergab, so verwundert es nicht, dass letzterer innerhalb des obigen Endwertintervalls liegt. Die in Abbildung 2 abgetragene empirische relative Häufigkeitsfunktion bzw. Wahrscheinlichkeitsfunktion ordnet jeder einzelnen Ausprägung des Endwerts die zugehörigen relativen Häufigkeiten bzw. Eintrittswahrscheinlichkeiten zu. So lässt sich mit dem arithmetischen Mittel bzw. empirischen Mittelwert eine Aussage darüber treffen, wo der Endwert seinen Schwerpunkt besitzt. Der Stichprobenmittelwert beträgt 18.061.770,2490 €. Da dieser Beitrag aufzeigen möchte, wie eine Vorteilhaftigkeitsentscheidung in Bezug auf die beiden konkurrierenden Energiebereitstellungssysteme (Gaskessel, Biomasseheizkraftwerk) aus Sicht eines mittelständischen Unternehmens erfolgen sollte, ist nicht die Wahrscheinlichkeitsfunktion von zentralem Interesse, sondern vielmehr die aus ihr durch Aufsummierung erzeugte kumulierte Verteilungsfunktion bzw. empirische Verteilungsfunktion. Sie gibt als Summenhäufigkeitsfunktion an, mit welcher Wahrscheinlichkeit der Endwert nicht grösser als der Abszissenwert ist. Eine umgekehrte Interpretation erlaubt das Risikoprofil als verallgemeinerte inverse („Spiegelbild“) kumulierte Verteilungsfunktion, da es offenbart, mit welcher Wahrscheinlichkeit der Endwert den Abszissenwert überschreitet. Sowohl das Risikoprofil als auch die in Abbildung 2 dargestellte kumulierte Verteilungsfunktion erlaubt es, Rückschlüsse auf das mit einer Entscheidung einhergehende Risiko zu ziehen. Hierfür können Quantile als greifbare Schwellenwerte herangezogen werden, welche die Verteilung in zwei Abschnitte unterteilen. So kann der Entscheidungsträger bspw. für das 0,2- bzw. 0,8-Quantil eine Aussage darüber treffen, welche Endwerte in 20% bzw. 80% der Durchläufe nicht überschritten oder in 80% bzw. 20% der Iterationen überschritten wurden. Demnach wird mit einer 80%-igen Wahrscheinlichkeit der Endwert von 17.821.367,1244 € nicht unterschritten und der Endwert von 18.301.120,2688 € nicht überschritten. Dies bedeutet zugleich, dass in 60% der gelösten Basisansätze ein zwischen diesen beiden Eckpunkten liegender Endwert resultiert.

Die *Investition in das Biomasseheizkraftwerk* ist nur dann wirtschaftlich vorteilhaft, wenn die ENERGIE GmbH bei Vornahme der energetischen Umstellung mindestens wieder den in der Ausgangssituation realisierten Endwert erreicht und das jährlich für den Wärmeverkauf mindestens zu verlangende Entgelt unterhalb desjenigen korrespondierenden Entgelts liegt, welches im Basisprogramm für die Beschaffung des eingesetzten fossilen Energieträgers (Erdgas) aufzuwenden gewesen wäre. Um eine fundierte Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der konkurrierenden Energiebereitstellungssysteme zu ermöglichen, ist im Folgenden die zu maximierende Zielgrösse des Bewertungsprogramms je nach Einspeiseszenario in Häufigkeitsverteilungen darzustellen und zu deuten. Hierbei wird lediglich der im ersten Jahr mindestens zu erzielende Wärmepreis berücksichtigt, da dieser der gleichen jährlichen Preissteigerung wie der Gaspreis unterliegt und infolgedessen zur Beurteilung der Vorteilhaftigkeit der Investition in das Biomasseheizkraftwerk ausreicht.

Szenario Netzeinspeisung durch Direktvermarktung

Im Falle einer Direktvermarktung zur Inanspruchnahme der Marktprämie sind der Abbildung 3 die relativen und kumulierten Häufigkeiten des von Seiten der ENERGIE GmbH im ersten Jahr mindestens zu fordernden Wärmepreis zu entnehmen. Bezogen auf eine Kilowattstunde bewegt sich der im ersten Jahr (= Jahr 2015) mindestens zu verlangende Wärmepreis in einer Bandbreite von 1,7922 Eurocent bis 3,0508 Eurocent (vgl. auch Tabelle 11). Dies bedeutet, dass in keinem Durchlauf Simulationsergebnisse aufgetreten sind, die unterhalb von 1,7922 Eurocent pro Kilowattstunde oder oberhalb von 3,0508 Eurocent pro Kilowattstunde lagen. Ein Vergleich mit dem in Abschnitt 3.2.2 unter Quasi-Sicherheit ermittelten Entscheidungswert (1,8553 Eurocent pro Kilowattstunde) macht deutlich, dass sich letzterer innerhalb der obigen Intervallgrenzen befindet, was niemanden verwundern dürfte, stellt sich dieser Wert doch bei Verwendung der subjektiv am wahrscheinlichsten erachteten Eingangsgrößen ein. Die in Abbildung 3 veranschaulichte empirische relative Häufigkeitsfunktion zeigt den im ersten Jahr mindestens zu fordernden Wärmepreis als Bandbreite, welche es dem Entscheidungsträger ermöglicht, eine sachgerechte unternehmerische Entscheidung unter Berücksichtigung seiner individuellen Risikoneigung zu fällen. Um sich dem mit der Investition in das Blockheizkraftwerk verbundenen Risiko bewusst zu werden, bietet sich eine Interpretation der kumulierten Verteilungsfunktion an. Sie offenbart, mit welcher Wahrscheinlichkeit der im ersten Jahr mindestens zu erzielende Wärmepreis den Abszissenwert nicht überschreitet. Der Entscheidungsträger muss sicherstellen, dass die ENERGIE GmbH im Falle der Investition in das Biomasseheizkraftwerk mindestens wieder den in der Ausgangssituation realisierten Endwert erreicht. Aus der Sicht des mittelständischen Industrieunternehmens gibt die in Abbildung 3 dargestellte kumulierte Verteilungsfunktion an, mit welcher Wahrscheinlichkeit ein auf der Abszisse abgetragener Wärmeverkaufspreis nicht zu einer Verschlechterung der wirtschaftlichen Situation im Vergleich zur Ausgangssituation führt.

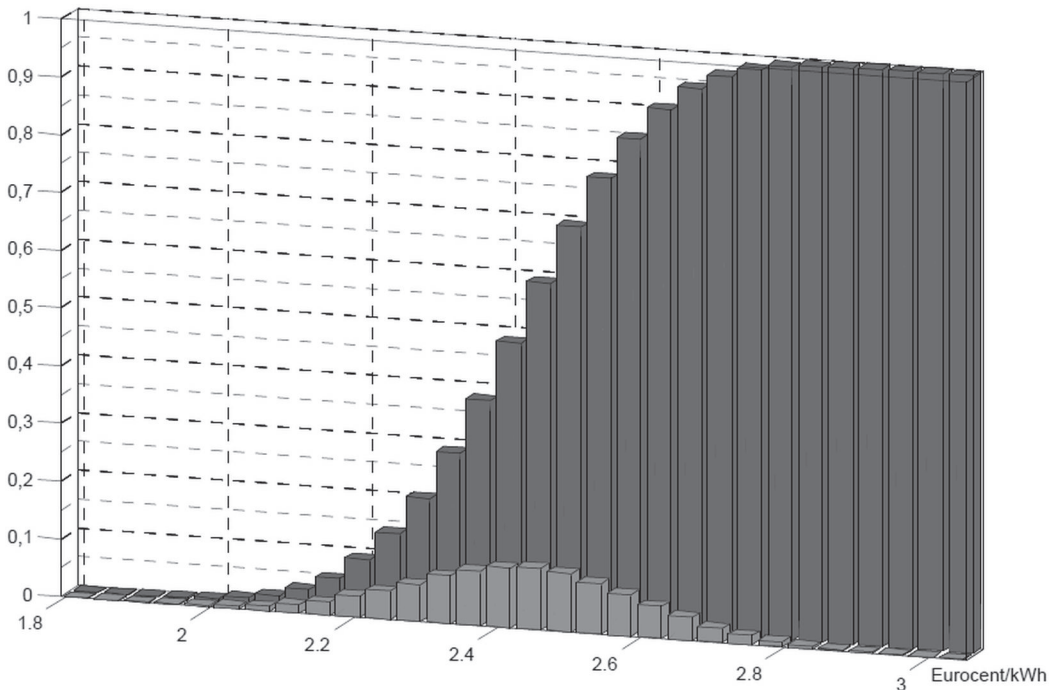


Abbildung 3: Relative und kumulierte Häufigkeiten des im ersten Jahr mindestens zu erzielenden Wärmepreises bei Direktvermarktung

Im Folgenden seien das 0,2- bzw. 0,8-Quantil als konkret zu untersuchende Schwellenwerte exemplarisch herausgegriffen. Diese betragen 2,2943 Eurocent pro Kilowattstunde bzw. 2,5592 Eurocent pro Kilowattstunde (vgl. auch Tabelle 11). Hieraus lässt sich wie gewohnt ableiten, dass der im ersten Jahr mindestens zu verlangende Wärmepreis mit einer 20%-igen bzw. 80%-igen Wahrscheinlichkeit 2,2943 Eurocent pro Kilowattstunde bzw. 2,5592 Eurocent pro Kilowattstunde nicht überschreitet. Für die ENERGIE GmbH wesentlich interessanter, ist hingegen folgende Interpretation. Vereinbart die ENERGIE GmbH bei Vornahme der Investition in das Biomasseheizkraftwerk für den Wärmeverkauf im ersten Jahr Beträge in Höhe von 2,2943 Eurocent pro Kilowattstunde bzw. 2,5592 Eurocent pro Kilowattstunde, so könnte diese Vereinbarung dazu führen, dass sie sich in 20% bzw. 80% der simulierten Fälle gegenüber der Ausgangssituation wirtschaftlich verbessert, aber auch in 80% bzw. 20% der Fälle verschlechtert. Hieraus sollte jedoch keine vorschnelle Vorteilhaftigkeitsentscheidung in Bezug auf die konkurrierenden Energiebereitstellungssysteme (Gaskessel, Biomasseheizkraftwerk) getroffen werden, da dafür die Bandbreite des im ersten Jahr für den Wärmeverkauf mindestens zu fordernden Wärmepreises mit der korrespondierenden Gaspreisbandbreite zu vergleichen wäre, was u.a. Gegenstand der nachfolgenden Ausführungen ist.

Szenario Netzeinspeisung durch Direktvermarktung und Eigenverbrauch

Durch Hinzukommen des vom Bundesland Mecklenburg-Vorpommern gewährten Zuschusses in Höhe von 50% der für das Biomasseheizkraftwerk aufzubringenden Investi-

onssumme sind die für die einzelnen Iterationen resultierenden mindestens zu erzielenden Wärmepreise niedriger als bei Netzeinspeisung durch Direktvermarktung (vgl. Abbildung 4). Die Bandbreite des im ersten Jahr mindestens zu fordernden Wärmepreises erstreckt sich von -1,1316 Eurocent pro Kilowattstunde bis 0,1029 Eurocent pro Kilowattstunde. Mithin ist die Investition in das Blockheizkraftwerk in den meisten Simulationsläufen auch ohne den Wärmeverkauf im Vergleich zu dem herkömmlichen Heizsystem (Gaskessel) und der Strombeschaffung aus dem öffentlichen Stromnetz ökonomisch sinnvoll. Die ENERGIE GmbH wäre in den meisten Fällen nicht nur in der Lage, die erzeugte Wärme kostenlos abzugeben, sondern sie könnte die INDU GmbH und die TOMATENZUCHT sogar für die Abnahme der produzierten Wärme entlohnen. Natürlich bleibt es dabei, dass sich die Unsicherheit nicht überlisten lässt, weshalb die ENERGIE GmbH auch in diesem äusserst attraktiven Szenario nicht davor gefeit ist, Fehlentscheidungen zu treffen. Um dies zu veranschaulichen, sei die in Abbildung 4 zu findende kumulierte Verteilungsfunktion betrachtet, wobei das 0,2- bzw. 0,8-Quantil als greifbare Schwellenwerte untersucht werden.

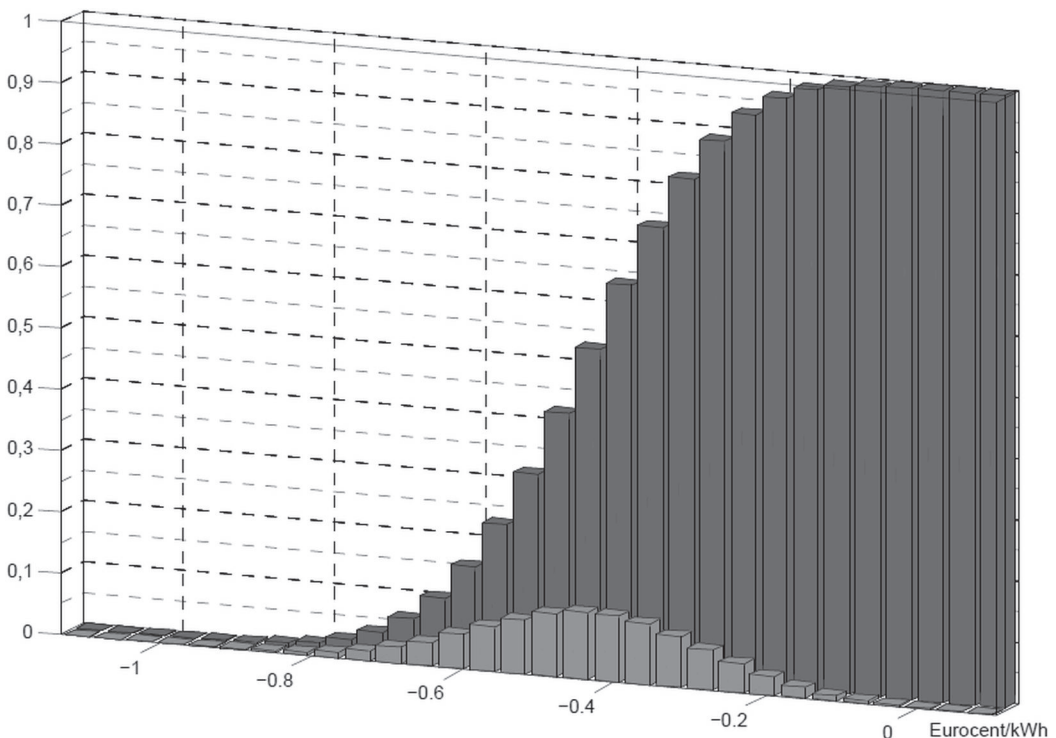


Abbildung 4: Relative und kumulierte Häufigkeiten des im ersten Jahr mindestens zu erzielenden Wärmepreises bei Direktvermarktung und Eigenverbrauch

Das 0,2- bzw. 0,8-Quantil beträgt -0,5712 Eurocent bzw. -0,3197 Eurocent (vgl. auch Tabelle 11), was bedeutet, dass der im ersten Jahr mindestens zu erzielende Wärmepreis mit einer 20%-igen bzw. 80%-igen Wahrscheinlichkeit -0,5712 Eurocent pro Kilowattstunde bzw. -0,3197 Eurocent pro Kilowattstunde nicht überschreitet. Sollte sich die ENERGIE GmbH für die energetische Umstellung auf das Blockheizkraftwerk entscheiden und ver-

einbaren, für die Abnahme der produzierten Wärme pro Kilowattstunde $-0,5712$ Eurocent bzw. $-0,3197$ Eurocent zu zahlen, dann könnte mit dieser Vereinbarung einhergehen, dass sie sich in 20% bzw. 80% der simulierten Fälle gegenüber der Ausgangssituation wirtschaftlich verbessert, aber auch in 80% bzw. 20% der Fälle verschlechtert. Diesbezüglich ist relativierend festzuhalten, dass die ENERGIE GmbH nicht gezwungen ist, für die Abnahme der erzeugten Wärme zu bezahlen. Vielmehr ist es ihr sogar möglich, maximal den tarifvertraglichen Gaspreis zuzüglich eines 10%-igen Gewinnaufschlags von der INDU GmbH und den tarifvertraglichen Gaspreis von der TOMATENZUCHT zu verlangen. Da der im ersten Jahr mindestens zu fordernde Wärmepreis in keinem Simulationslauf grösser ist als $0,1029$ Eurocent pro Kilowattstunde, müsste die ENERGIE GmbH nur marginal mehr als diesen Betrag für den Wärmeverkauf vereinbaren, um sich in 100% der Fälle wirtschaftlich im Vergleich zur Ausgangssituation, in welcher die Energieversorgung der INDU GmbH durch das zentrale Strom- bzw. Gasnetz über einen klassischen Tarifvertrag sichergestellt ist, zu verbessern. Ein Vorteilhaftigkeitsvergleich der konkurrierenden Energiebereitstellungssysteme (Gaskessel, Biomasseheizkraftwerk) bedingt also immer eine Rückkopplung zu der korrespondierenden Gaspreisbandbreite.

Bevor abschliessend die Simulationsergebnisse des im ersten Jahr (= Jahr 2015) mindestens zu erzielende Wärmepreises beider Einspeiseszenarien der korrespondierenden *Gaspreisbandbreite* gegenübergestellt werden können, sind die relativen und kumulierten Häufigkeiten des tarifvertraglichen Gaspreises für das Jahr 2015 graphisch aufzubereiten. Die Preissteigerung des Gaspreises unterliegt einer asymmetrischen Dreiecksverteilung, weshalb sich eine linksschiefe relative Häufigkeit mit dem Faktor -0.3743 einstellt (vgl. Abbildung 5). Als wichtigste Information geht aus Abbildung 5 in Verbindung mit Tabelle 11 die Bandbreite des Gaspreises hervor. Diese ist dem Vorteilhaftigkeitsvergleich zugrunde zu legen, da die *Investition in das Biomasseheizkraftwerk* nur dann wirtschaftlich vorteilhaft ist, wenn die Bandbreite des im ersten Jahr für den Wärmeverkauf mindestens zu fordernden Preises unterhalb der korrespondierenden Gaspreisbandbreite liegt. Der Gaspreis wird durch die Beträge $3,6236$ Eurocent pro Kilowattstunde (= Minimum) und $3,9208$ Eurocent pro Kilowattstunde (= Maximum) eingegabelt (vgl. Abbildung 5 und Tabelle 11).

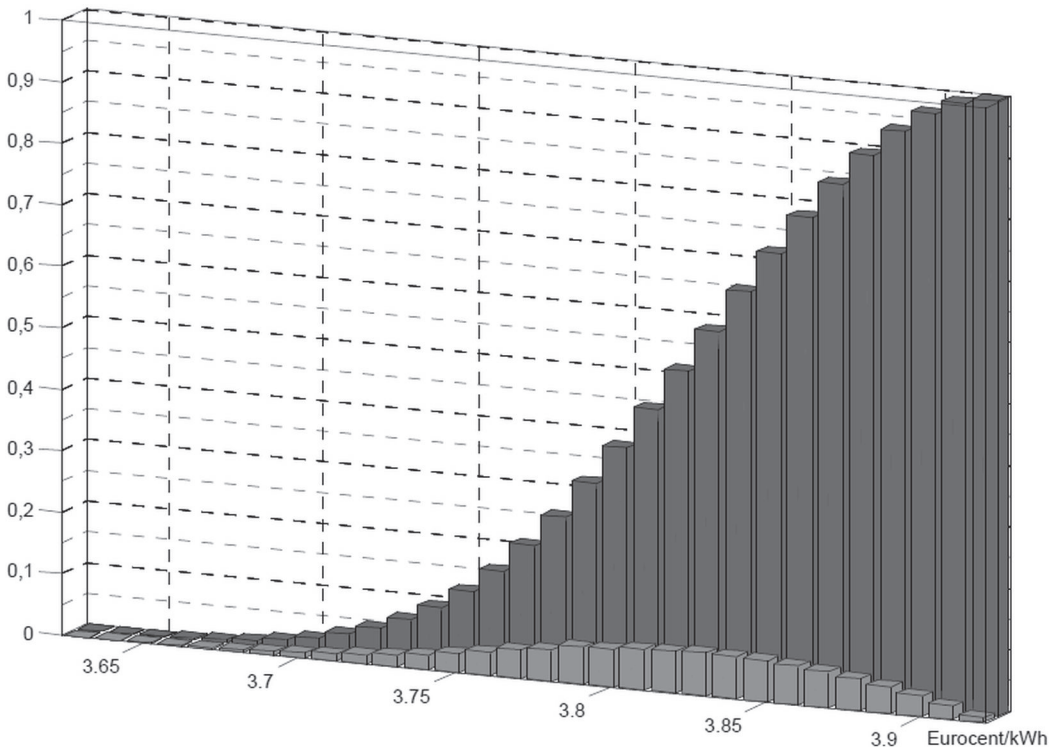


Abbildung 5: Relative und kumulierte Häufigkeiten des tarifvertraglichen Gaspreises im ersten Jahr

Die relative Häufigkeitsfunktion überträgt die Spannweite der mehrwertigen Eingangsdaten auf eine Zielgrößenbandbreite, womit sie einen Entscheidungsträger in die Lage versetzt, eine sachgerechte unternehmerische Entscheidung in Bezug auf die Vorteilhaftigkeit der konkurrierenden Energiebereitstellungssysteme (Gaskessel, Biomasseheizkraftwerk) unter Berücksichtigung seiner individuellen Risikoneigung zu fällen. So steht für ihn sofort fest, auf das Blockheizkraftwerk umzurüsten, wenn das Minimum des Gaspreises oberhalb des Maximums des im ersten Jahr mindestens zu verlangenden Wärmepreises – zumindest in einem der beiden Netzeinspeiseszenarien – liegt. Daneben lässt sich das Risiko in Bezug auf die Entwicklung des Gaspreises mit Hilfe der kumulierten Verteilungsfunktion aufzeigen, welche einem Entscheidungsträger verrät, mit welcher Wahrscheinlichkeit der Gaspreis im ersten Jahr nicht grösser ist als der Abszissenwert. Nicht zuletzt könnte die kumulierte Verteilungsfunktion auch spiegelbildlich interpretiert werden, wodurch sie offenbart, mit welcher Wahrscheinlichkeit der Gaspreis im ersten Jahr grösser ist als der Abszissenwert. Abbildung 5 und Tabelle 11 verdeutlichen, dass der tarifvertragliche Gaspreis im ersten Jahr mit einer 80%-igen Wahrscheinlichkeit 3,8642 Eurocent pro Kilowattstunde nicht überschreitet und 3,7709 Eurocent pro Kilowattstunde nicht unterschreitet, womit er in 60% der Durchläufe zwischen diesen beiden Eckpunkten liegt.

Nachdem nun sämtliche entscheidungsrelevanten Bandbreiten vorliegen, kann die finale Vorteilhaftigkeitsentscheidung in Bezug auf eine zentrale (Gaskessel) oder erneuerbare de-

zentrale (Biomasseheizkraftwerk) Energieversorgung gefällt werden. Hierfür stellt Abbildung 6 zusammenfassend die relativen Häufigkeiten des im ersten Jahr mindestens zu erzielenden Wärmepreises beider Netzeinspeiseszenarien dem tarifvertraglichen Gaspreis des ersten Jahres unter den getroffenen Annahmen hinsichtlich der jährlichen Preissteigerung gegenüber. Die Bandbreite des für den Wärmeverkauf mindestens zu fordernden Wärmepreises liegt sowohl bei Direktvermarktung zur Inanspruchnahme der Marktprämie ([1,7922 Eurocent pro Kilowattstunde, 3,0508 Eurocent pro Kilowattstunde]) als auch im Falle einer Direktvermarktung zur Inanspruchnahme der Marktprämie und Eigenverbrauch ([−1,1316 Eurocent pro Kilowattstunde, 0,1029 Eurocent pro Kilowattstunde]) unterhalb der Bandbreite des tarifvertraglichen Gaspreises ([3,6236 Eurocent pro Kilowattstunde, 3,9208 Eurocent pro Kilowattstunde]). Vergleicht man nun das Minimum der Gaspreisbandbreite mit den Maxima beider Netzeinspeiseszenarien, so wird deutlich, dass das Minimum der Gaspreisbandbreite das Maximum bei Direktvermarktung zur Inanspruchnahme der Marktprämie um 0,5728 sowie das Maximum bei Direktvermarktung zur Inanspruchnahme der Marktprämie und Eigenverbrauch um 3,7265 Eurocent pro Kilowattstunde übersteigt (vgl. auch Tabelle 11).

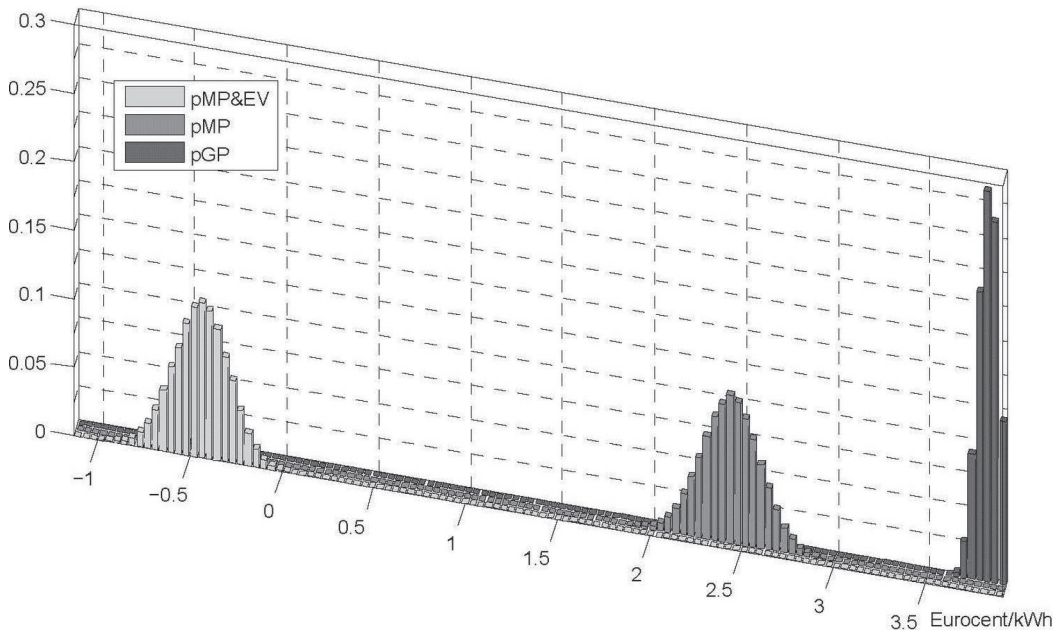


Abbildung 6: Relative Häufigkeiten des im ersten Jahr mindestens zu erzielenden Wärmepreises bei Direktvermarktung (p_{MP}), bei Direktvermarktung und Eigenverbrauch ($p_{MP\&EV}$) und des tarifvertraglichen Gaspreises im ersten Jahr (p_{GP})

Das Fallbeispiel zeigt analog zur Analyse bei Quasi-Sicherheit, dass auch unter Unsicherheit in beiden Einspeiseszenarien die Investition in das Biomasseheizkraftwerk der Ersatzinvestition in den alten Gaskessel vorzuziehen ist. Die Bandbreite des im ersten Jahr für den Wärmeverkauf mindestens zu erzielenden Preises liegt unabhängig vom Einspeiseszenario unterhalb der korrespondierenden Gaspreisbandbreite. So sind die Maxima der in

beiden Szenarien mindestens zu erzielenden Wärmepreise kleiner als das Gaspreisminimum ($0,1029 < 3,0508 < 3,6236$). Die szenariospezifischen Maxima verdeutlichen, dass der im ersten Jahr mindestens zu fordernde Wärmepreis in keinem Simulationslauf 0,1029 Eurocent pro Kilowattstunde bzw. 3,0508 Eurocent pro Kilowattstunde überschritt, weshalb der ENERGIE GmbH aus Risikoaspekten zu empfehlen wäre, wenigstens marginal mehr als 0,1029 Eurocent pro Kilowattstunde bzw. 3,0508 Eurocent pro Kilowattstunde für den Wärmeverkauf zu vereinbaren. Damit würde sie sich in 100% der Simulationsläufe wirtschaftlich im Vergleich zur Ausgangssituation, in welcher die Strom- und Wärmeversorgung der INDU GmbH über das öffentliche Strom- bzw. Gasnetz mittels eines klassischen Tarifvertrages für mittelständische Unternehmen gewährleistet wurde, verbessern. Da es der ENERGIE GmbH möglich ist, maximal den tarifvertraglichen Gaspreis zuzüglich eines Gewinnaufschlags in Höhe von 10% von der INDU GmbH und den tarifvertraglichen Gaspreis von der TOMATENZUCHT zu verlangen, dürfte dieser Risikovermeidungsstrategie nichts entgegenstehen. Ein Vergleich der in Abbildung 5 veranschaulichten szenariospezifischen Bandbreiten des im ersten Jahr mindestens zu fordernden Wärmepreises ermöglicht es dem Entscheidungsträger zudem, eine klare Entscheidung dahingehend zu treffen, ob die Netzeinspeisung mittels Direktvermarktung zur Inanspruchnahme der Marktpremie (MP) oder mittels Direktvermarktung und Eigenverbrauch (MP&EV) erfolgen sollte. Diesbezüglich ist der ENERGIE GmbH unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten zu empfehlen, den durch das Biomasseheizkraftwerk produzierten Strom anteilig über den Mechanismus „Marktpremie“ zu verkaufen und die INDU GmbH dezentral selbst mit Strom zu versorgen. Eine optimale vergleichende Beurteilung kann allerdings erst ex post erfolgen, da Prognosen subjektive Komponenten enthalten und Irrtümer nicht ausgeschlossen werden können.

4. Diskussion des Verfahrensvorschlags

Die Intention dieses Beitrags ist es, einem in der realen Umwelt agierenden mittelständischen Unternehmen, welches einen Wechsel von einer zentralen zu einer dezentralen regenerativen Energieversorgung in Erwägung zieht, aufzuzeigen, wie eine theoretisch fundierte Vorteilhaftigkeitsentscheidung erfolgen sollte. Konkret wurde eine in der Praxis von Seiten eines real existierenden *mittelständischen Industrieunternehmens* mit Sitz in Mecklenburg-Vorpommern (Deutschland) durchgeführte energetische Umstellungsmassnahme betrachtet. Für dieses Unternehmen eröffnen sich zwei Möglichkeiten. Entweder wird die Strom- und Wärmeversorgung weiterhin über das öffentliche Strom- bzw. Gasnetz sichergestellt oder es investiert in ein Biomasseheizkraftwerk.

Um eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung in Bezug auf die konkurrierenden Energiebereitstellungssysteme (Gaskessel, Biomasseheizkraftwerk) vornehmen zu können, war eine Diskussion der für die Bewertung geeigneten *modelltheoretischen Basis* unerlässlich. Dabei liess insbesondere der eingeschränkte Kapitalmarktzugang eine Anwendung finanzierungstheoretisch geprägter Bewertungsverfahren, welche einen anonymen vollkommenen und vollständigen Markt bei vollständiger Konkurrenz zugrunde legen, als bedenklich erscheinen. Im Zuge dessen ist kritisch zu betrachten, dass in der Bewertungspraxis vor allem DCF-Verfahren zur Bewertung von Erneuerbare-Energien-Projekten beliebt sind und investitionstheoretisch fundierte Bewertungsverfahren ignoriert werden, obwohl ihre theoretische Basis darauf ausgerichtet ist, Entscheidungen zu unterstützen, die unter realen, also unvollkommenen, Marktbedingungen und Berücksichtigung der subjektiven Vorstellungen

und Planungen eines konkreten Entscheidungsträgers zu fällen sind. Dies liegt vermutlich daran, dass die in mittelständischen Unternehmen mit derartigen Projekten betrauten Personen(-gruppen) letztere Verfahren gar nicht kennen, oder schlichtweg nicht wissen, wie sie konkret angewendet werden können und sich deshalb auf die ihnen vertrauten Finanzierungstheoretischen Verfahren berufen. Da diese Verfahren jedoch einen idealisierten Markt voraussetzen und die individuelle Zielsetzung sowie das Entscheidungsfeld des konkreten Entscheidungsträgers bei der Wertfindung ausblenden, dürfte sich das Risiko von Fehlentscheidungen erhöhen.

Daher wäre es aus Sicht der Bewertungstheorie ratsam, alternative investitionstheoretisch fundierte Bewertungsverfahren zu erforschen. Umso erstaunlicher ist es, dass es dem bestehenden Schrifttum an investitionstheoretischen Überlegungen zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit der Umstellung von einer zentralen auf eine regenerative dezentrale Energieversorgung mangelt. Um dem zu begegnen, stellt dieser Beitrag anhand einer die betriebliche Praxis sehr realistisch beschreibenden Fallstudie einen investitionstheoretisch fundierten Verfahrensvorschlag als Alternative zu den in der Bewertungstheorie und -praxis beliebten angelsächsischen Verfahren vor, welcher Entscheidungsträgern in mittelständischen Unternehmen aufzeigt, wie sie auf einem handelsüblichen Arbeitsplatzrechner mittels der Nutzung kostengünstiger oder frei erhältlicher EDV-Programme (z.B. Matlab, Python, Mathematica, MS-Excel etc.) eine Vorteilhaftigkeitsentscheidung in Bezug auf energetische Umstellungsmassnahmen fällen können.

Hierfür wurde auf das *Zustands-Grenzpreisvektormodell* zurückgegriffen, da dieses nicht nur die subjektiven Vorstellungen und Planungen des konkreten Entscheidungsträgers berücksichtigt, sondern auch auf einem unvollkommenen Kapitalmarkt anwendbar ist. Nicht zuletzt fiel die Wahl auf das ZGPVM, da das vom Betreiber des Blockheizkraftwerks (jährlich) mindestens zu erzielende Wärmeverkaufsentgelt als entscheidungsrelevante Komponente anzusehen ist, weshalb die im Zeitablauf anfallenden prozentualen Wärmepreissteigerungen nur mit Hilfe des Zustands-Grenzpreisvektormodells dargestellt werden konnten.

Selbstverständlich ist die Verwendung des totalanalytischen Zustands-Grenzpreisvektormodells nicht frei von *Nachteilen* (Hering 2015, S. 149 f.). So gehen sämtliche Investitions- und Finanzierungsobjekte direkt in ein eventuell umfangreiches Optimierungsmodell ein, womit ein überaus hoher Informationsbeschaffungs- und -verarbeitungsaufwand verbunden ist. Daher wird kritisiert, dass eine zentrale Simultanplanung mittels Totalmodellen aufgrund des hohen Komplexitätsgrades in der Realität womöglich ausscheidet und es somit heuristischer Vereinfachungen bedürfe. Diese Situation ist vor allem in divisional organisierten Grossunternehmen vorzufinden, in denen eine Delegation von Entscheidungskompetenzen unumgänglich ist. Dort werden also aufgrund der Trennung von Eigentum und Leitungsmacht nicht alle Entscheidungen zentral getroffen und die Anzahl relevanter Informationen ist aufgrund der gelegentlich heterogenen Zielsetzungen sowie der zahlreichen Entscheidungsfelder der Anteilseigner häufig nicht mehr überschaubar. Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung von energetischen Umstellungsmassnahmen findet hingegen oft – wie auch in diesem Beitrag – in mittelständischen Unternehmen statt, welche sich durch eine Personalunion bezüglich Eigentum und Geschäftsführung auszeichnen. In mittelständischen Unternehmen dürfte demnach wegen der weniger konflikträchtigen Operationalisierung der Entnahmezzielsetzung (Einkommens-, Vermögensmaximierung) und des übersichtlicheren Entscheidungsfelds zumindest durch unwesentliche Vereinfachungen ein

überschaubarer Komplexitätsgrad erreichbar sein, welcher die Grenzen der Darstellbarkeit und Rechenbarkeit nicht überschreitet, wie der vorliegende Beitrag anschaulich zeigt. Während also die bewertungsrelevanten Besonderheiten (z.B. Kapitalmarktunvollkommenheiten wie Verschuldungsrestriktionen und Geld-Brief-Spannen) mittelständischer Unternehmen den finanzierungstheoretischen Verfahren zum Nachteil gereichen, begünstigen sie den Einsatz des totalanalytischen ZGPVM, da Totalmodelle gerade für Unternehmen konzipiert sind, deren Leitungsorgan die zentrale Entscheidungsinstanz ist (Matschke und Brösel 2013, S. 343). Natürlich geht hiermit in mittelständischen Unternehmen eine hohe Abhängigkeit des Unternehmenserfolgs vom Eigentümer einher, weshalb es eines Modells bedarf, welches der Mehrwertigkeit der Zukunftserwartungen beim Bewertungsvorgang Rechnung trägt.

Um das in Abschnitt 3.2.1 eingeführte investitionstheoretische Grenzpreisvektormodell bei Sicherheit in ein *Zustands-Grenzpreisvektormodell bei Unsicherheit* zu verwandeln, bedarf es lediglich einer Uminterpretation der Zeitpunkte t in mögliche (auch zum Teil zeitverschiedene) künftige Zustände t , wobei über einen Raum von n möglichen künftigen Zuständen geplant wird (Hering 2014, S. 303 f.). Leider scheitert ein direkter praktischer Einsatz des ZGPVM zu Bewertungszwecken in realistischen (unsicheren) Entscheidungssituationen – ebenso wie die allgemeine Gleichgewichtstheorie nach Arrow (1964) und Debreu (1959) – an der Unmöglichkeit, alle künftigen Umweltzustände und zustandsbedingten Zahlungsströme zu ermitteln. Um zu einer in der Praxis anwendbaren Vorgehensweise zu gelangen, sind also heuristische Komplexitätsreduktionen erforderlich. So wäre es möglich, als Zustände nur die Zeitpunkte des Planungszeitraums zu betrachten und die Unsicherheit mit Hilfe von unsicherheitsaufdeckenden Verfahren in vollem Umfang offenzulegen (zur Kritik an unsicherheitsverdichtenden Verfahren vgl. Abschnitt 3.3.1).

Für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung in Bezug auf die konkurrierenden Energiebereitstellungssysteme (Gaskessel, Biomasseheizkraftwerk) wurde daher in diesem Beitrag ein Verfahren vorgeschlagen, welches sowohl Marktunvollkommenheiten als auch die Mehrdeutigkeit zukünftiger Zahlungsströme berücksichtigt, indem es das Zustands-Grenzpreisvektormodell mit einer *simulativen Risikoanalyse* heuristisch kombiniert. Die in Abschnitt 3.3.3 umfassend interpretierte Fallstudie zeigt, dass es mit Hilfe einer simulativen Risikoanalyse möglich ist, die Spannweite der mehrwertigen Eingangsdaten auf eine Zielgrößenbandbreite zu übertragen. Damit ermöglicht sie es dem Entscheidungsträger, eine sachgerechte unternehmerische Entscheidung unter Berücksichtigung seiner individuellen Risikoneigung zu fällen. So steht für ihn sofort fest, in das Blockheizkraftwerk zu investieren, wenn das Minimum des Gaspreises im ersten Jahr oberhalb des Maximums des im ersten Jahr mindestens zu erzielenden Wärmepreises – zumindest in einem der beiden Netzeinspeiseszenarien – liegt. In der Regel wird eine Risikoanalyse jedoch *nicht imstande* sein, ein so eindeutiges Ergebnis zu liefern. Sollten sich die Bandbreiten überlagern, kann keine eindeutige Handlungsempfehlung gegeben werden. Der Entscheidungsträger muss dann die Chancen und Risiken gemäss seiner individuellen Risikoneigung abwägen. Diese unternehmerische Handlung lässt sich nicht formalisieren oder einem zwingenden Kalkül unterwerfen, da es für einmalig zu treffende Entscheidungen unter Unsicherheit keine vor Fehlurteilen schützende Methode gibt. Dies trifft auch auf die unsicherheitsverdichtenden Verfahren zu, weshalb es weder der Erwartungswert oder das Sicherheitsäquivalent noch der Bernoulli-Nutzen vermögen, den Schleier der Unsicherheit zu lüften (Hering 2014, S. 11-14 und S. 44). Da die Risikoanalyse dem Entscheidungsträger aber auch nicht weis-

machen möchte, ihm die Letztentscheidung hinsichtlich der energetischen Umstellungsmassnahmen abnehmen zu können, ist es ihre alleinige Aufgabe, eine transparente Entscheidungsgrundlage zur Verfügung zu stellen, auf deren Basis er eine unternehmerische Entscheidung fällen kann. Hierzu empfiehlt sich insbesondere eine graphische Aufbereitung der mittels Monte-Carlo-Simulation erzeugten „Zahlenflut“ anhand von Histogrammen, Verteilungsfunktionen oder Risikoprofilen.

Mitunter wird an der simulativen Risikoanalyse *moniert*, sie sei mit Scheingenauigkeit verbunden, greife auf nicht verfügbare Daten zurück oder führe durch die Modellvorstellung einer Wahrscheinlichkeitsverteilung der Zielgrösse – z.B. des im ersten Jahr mindestens zu verlangenden Wärmepreises – konzeptionell irre (Bretzke 1993, S. 40-42; Schmidt und Terberger 1997, S. 302-305). Eine Fehl- oder Überinterpretation von Ergebnissen droht aber umso eher, je komplexer und/oder prämissenbefrachteter das zugrundeliegende Modell ist, und gerade in dieser Hinsicht weist die Risikoanalyse als anspruchslose „Wenn-dann-Rechnung“ mit nachvollziehbarer statistischer Auswertung grosse *Vorzüge* auf (Hering 2014, S. 44 f.). Sollten keine Wahrscheinlichkeitsverteilungen für die unsicheren Eingangsgrössen geschätzt werden können, wäre es ohnehin ratsam, sich mit Bandbreiten zu begnügen und auf weitere Auswertungen, für die Daten fehlen, zu verzichten. Die Schätzung der Wahrscheinlichkeitsverteilungen der unsicheren Eingangsdaten erweist sich als entscheidendes *Problem* der simulativen Risikoanalyse (Toll und Walochnik 2013, S. 35). Diese ist in Ermangelung eines Beobachtungszeitraums mit stabilen Zusammenhängen stets subjektiver Natur. Auch Expertenbefragungen können diese Schwachstelle nicht ausmerzen, da der Experte seine Wahrscheinlichkeitsvorstellungen ebenso auf einer subjektiven Ebene gründet. Schlussendlich ist die für die unsicheren Eingangsgrössen getroffene Wahl bestimmter Wahrscheinlichkeitsverteilungen – z.B. der Normal-, Gleich-, Dreiecks- oder BetaPert-Verteilung – immer subjektiv geprägt. Auch French und Gabrielli (2004, S. 498) kommen zu der Erkenntnis: „There will always be debate about the choice of the probability distribution chosen.“ Nicht zuletzt hängt die Qualität der Entscheidungsunterstützung massgeblich von der Güte der Eingangsdaten ab, weshalb der in diesem Beitrag entwickelte investitionstheoretische Verfahrensvorschlag ein hohes Fachwissen und eine ausgeprägte Urteilsfähigkeit der sich in der betrieblichen Praxis mit energiewirtschaftlichen Problemstellungen auseinandersetzenden Personen(-gruppe) voraussetzt. Da aber finanzwirtschaftliche Fragestellungen – wie die Beurteilung der wirtschaftlichen Vorteilhaftigkeit von Erneuerbare-Energien-Projekten – in einem offenen Entscheidungsfeld niemals ohne diese Komponenten auskommen, gilt diese Einschränkung auch für alle anderen Bewertungsverfahren (Toll und Walochnik 2013, S. 35 f.).

Mit Blick auf die betrachte *Fallstudie* bleibt einschränkend festzuhalten, dass die detaillierte Generierung der Eingangsdaten und die Festlegung der Wahrscheinlichkeitsverteilungen einen intensiven Zeiteinsatz verlangt, womit hohe Aufwendungen verbunden sind, welche jedoch in Anbetracht der Bedeutung der zu treffenden Entscheidung vernachlässigbar sein dürften. Obwohl die Datenverarbeitung, Simulation und Auswertung den Einsatz spezieller EDV-Programme (z.B. Matlab, Python, Mathematica, MS-Excel etc.) bedingt, dürfte dies einer Anwendung des Verfahrensvorschlags, welcher das ZGPVM mit der simulativen Risikoanalyse verbindet, in der betrieblichen Praxis nicht entgegenstehen, da derartige Programme in der Industrie als Standardwerkzeug anzusehen sind. Zudem ist sich jeder Zeit bewusst zu machen, dass eine optimale vergleichende Beurteilung ex ante unmöglich ist, da Prognosen immer subjektive Komponenten enthalten und Irrtümer nicht

ausgeschlossen werden können. Gerade im Bereich erneuerbarer Energien ist von einer stetigen Änderung der politischen und technischen Rahmenbedingungen auszugehen. Auch dies führt dazu, dass die betrachtete Fallstudie keine allgemeingültigen Rückschlüsse erlaubt, welche gleichsam für alle mittelständischen Unternehmen gelten. Hingegen bleibt das allgemeine Modell selbstverständlich auch im Falle politischer oder technischer Veränderungen der Rahmenbedingungen anwendbar.

Eine Verfeinerung des Verfahrensvorschlags könnte daran ansetzen, den Einfluss einzelner unsicherer Eingangsdaten auf den Zielwert anhand von Rangkorrelationskoeffizienten in einem Sensitivitätsdiagramm zu veranschaulichen (Hering 2015, S. 338 f.). Daneben böte es sich an, zur Erforschung der Charakteristika der unsicheren Eingangsgrößen die simulative Risikoanalyse in eine Sensitivitätsanalyse einzubetten (sensitive Risikoanalyse), so dass für einen fixierten Zielgrößenwert mittels Simulation der kritische Wert einer Eingangsgröße oder die kritische Wertkombination mehrerer Eingangsdaten identifiziert werden könnte.

5. Zusammenfassung und Ausblick

Bis zum Jahr 2020 ist geplant, die Energiebereitstellung durch erneuerbare Energien in Deutschland auf 18% des Bruttoenergieverbrauchs zu steigern. Dieses Bestreben geht sowohl aus dem Energie- und Klimapaket der Bundesregierung als auch der EU-Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen hervor. Da in Deutschland auch mittelfristig Biomasse der wichtigste erneuerbare Energieträger bleiben wird, setzt sich dieser Beitrag – anhand eines praxisnahen Beispiels – zum Ziel, aufzuzeigen, wie eine theoretisch fundierte Bewertung der Umstellung von einer zentralen Energieversorgung auf eine dezentrale regenerative Strom- und Wärmeversorgung eines Industrieunternehmens erfolgen sollte. Insbesondere galt es, den vom Anlagenbetreiber im Zeitablauf für den Wärmeverkauf mindestens zu erzielenden Wärmepreis als subjektiven Entscheidungswert zu ermitteln, da diese Thematik im Schrifttum und in der Praxis bislang keine Beachtung findet.

Um der Zielsetzung des Beitrags gerecht werden zu können, stand zu Beginn der modellorientierten Ausführungen die Diskussion der geeigneten theoretischen Basis an. Es kristallisierte sich heraus, dass finanzierungstheoretisch geprägte Bewertungsverfahren aufgrund ihres engen Prämissenkorzins für ein mittelständisches Unternehmen, welches unter realen – d.h. unvollkommenen und unsicheren – Umweltbedingungen agiert, nicht geeignet sind. Vielmehr erwies sich ein Rückgriff auf das investitionstheoretisch fundierte Zustands-Grenzpreisvektormodell als sinnvoll, weil dieses nicht nur die subjektiven Vorstellungen und Planungen des konkreten Entscheidungsträgers beachtet, sondern auch mit real existierenden Marktunvollkommenheiten (z.B. Verschuldungsrestriktionen und Geld-Brief-Spannen) umzugehen weiss. Während die Analyse zunächst unter Quasi-Sicherheit erfolgte, wurde später auch die Mehrwertigkeit der Zukunftserwartungen berücksichtigt. Hierfür wurde ein Verfahrensvorschlag entwickelt, welcher neben den Marktunvollkommenheiten auch die Mehrdeutigkeit der zukünftigen Zahlungsströme abzubilden vermag, indem er das Zustands-Grenzpreisvektormodell mit einer simulativen Risikoanalyse heuristisch kombiniert. Letztlich konnte folgende Empfehlung hinsichtlich der Durchführung der energiewirtschaftlichen Massnahme gegeben werden: Sollte die Bandbreite des jährlich für den Wärmeverkauf mindestens zu fordernden Wärmepreises in jedem Jahr unterhalb der

korrespondierenden Gaspreisbandbreite liegen, dann ist die Investition in die regenerative dezentrale Strom- und Wärmeerzeugung wirtschaftlich vorteilhaft.

Im Rahmen dieses Beitrags ist die entscheidungsrelevante Komponente das (jährlich) mindestens zu erzielende Wärmeverkaufsentgelt. Zukünftiger Forschungsbedarf leitet sich vor allem aus der Berücksichtigung zusätzlicher Aspekte wie Nachhaltigkeit und ökologisches Bewusstsein oder energetischer Unabhängigkeit und externer Kosten ab. Eine weitere unsichere Komponente ist der jährliche Energieverbrauch eines Industrieunternehmens, der in obiger Wirtschaftlichkeitsanalyse als konstant unterstellt wurde. Zu dessen Einbeziehung müsste der Lastgang des Industrieunternehmens analysiert werden. Ausserdem könnte die Bauphase der regenerativen Energieversorgungsanlage in der Bewertung Beachtung finden, da diese, je nach Technik und aufgrund geringer Erfahrungswerte, ebenfalls mit hoher Unsicherheit verbunden ist. Allerdings würden im Gegenzug die Planungsperioden und die Komplexität des Simultanproblems zunehmen.

Der in diesem Beitrag vorgestellte investitionstheoretisch fundierte Verfahrensvorschlag kann allgemein zur Unterstützung von Investitionsentscheidungen im Bereich regenerativer Energien Verwendung finden, da das Risiko von Fehlentscheidungen aufgrund der Abbildung von Marktunvollkommenheiten und Unsicherheiten sinken dürfte. Natürlich sind Irrtümer nicht ausgeschlossen, was aber die obige Vorgehensweise keineswegs entkräftet, da sich die Mehrwertigkeit der Zukunftserwartungen schlichtweg nicht wegmodellieren lässt. Auch die unter Unsicherheit nach einer exakten Punktgrösse suchenden Anhänger einer unsicherheitsverdichtenden Ideologie vermögen die Unsicherheit nicht zu überlisten.

Literaturverzeichnis

- Agentur für erneuerbare Energien* (2015): Strompreis in Deutschland im Vergleich, <http://www.unendlich-viel-energie.de/mediathek/grafiken/entwicklung-der-strompreise-von-haushalten-und-industrie>, Gesehen 17.6.2015.
- Agostini, A./Battini, F./Padella, M. et al.* (2014): Economics of GHG emissions mitigation via biogas production from Sorghum, maize and dairy farm manure digestion in the Po valley, in: *Biomass and Bioenergy*, Vol. 89, S. 58-66.
- Albach, H.* (1962): *Investition und Liquidität*, Wiesbaden.
- Allman, A./Daoutidis, P.* (2017): Optimal design of synergistic distributed renewable fuel and power systems, in: *Renewable Energy*, Vol. 100, S. 78-89.
- Arrow, K.J.* (1964): The Role of Securities in the Optimal Allocation of Risk-bearing, in: *Review of Economic Studies*, Vol. 31, S. 91-96.
- Audenaert, A./De Boeck, L./De Cleyn, S./Lizin, S. et al.* (2017): An economic evaluation of photovoltaic grid connected systems (PVGCS) in Flanders for companies: A generic model, in: *Renewable Energy*, Vol. 35, S. 2674-2682.
- Basedau, M./Schultze, K.* (2014): Abhängigkeit von Energieimporten: Risiko für Deutschland und Europa?, in: *Giga Focus Global*, o. Jg., S. 1-7.
- Bhattacharyya, S.C.* (2015): Mini-grid based electrification in Bangladesh: Technical configuration and business analysis, in: *Renewable Energy*, Vol. 75, S. 745-761.
- BDEW* (2016): BDEW-Strompreisanalyse Mai 2016. Haushalte und Industrie, [https://www.bdew.de/internet.nsf/res/886756C1635C3399C1257FC500326489/\\$file/160524_BDEW_Strompreisanalyse_Mai2016.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/res/886756C1635C3399C1257FC500326489/$file/160524_BDEW_Strompreisanalyse_Mai2016.pdf), Gesehen 16.8.2016.

- Bischof, R./Klusmann, B./Körnig, C. et al. (2009): Strom-Ausbauprognose der Erneuerbare-Energien-Branche. Stromversorgung 2020 Wege in eine moderne Energiewirtschaft, hrsgg. vom BEE/Agentur für Erneuerbare Energien e.V., Berlin, https://www.unendlich-viel-energie.de/media/file/202.Branchenprognose2020_Langfassung.pdf, Gesehen 16.8.2016.
- BMWi (2010): Nationaler Aktionsplan für erneuerbare Energie gemäß der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen, https://www.clearingstelle-ee.g.de/files/Nationaler_Aktionsplan_100804.pdf, Gesehen 21.4.2017.
- BMWi (2014): Monitoring-Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie nach § 51 EnWG zur Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität, <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/monitoring-bericht-zur-versorgungssicherheit,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, Gesehen 16.8.2016.
- BMWi (2015): Internationaler Energiepreisvergleich für Industrie, <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiedaten-und-analysen/Energiedaten/energiepreise-energiekosten.html>, Gesehen 16.8.2016.
- BMWi (2016): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat), Stand Februar 2017, http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland-1990-2016.pdf?__blob=publicationFile&v=12, Gesehen 21.4.2017.
- BMWi (2017): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat), Stand Februar 2017, http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland-1990-2016.pdf?__blob=publicationFile&v=12, Gesehen 21.4.2017.
- Bockman, T./Fleten, S./Juliussen, E./Langhammer, H./Revdal, I. (2008): Investment timing and optimal capacity choice for small hydropower projects, in: European Journal of Operational Research, Vol. 190, S. 255-267.
- Bohnschäfer, W./Lanhenke, C. (2008): Versorgungssicherheit in der Erdgasversorgung, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, Jg. 32, S. 30-36.
- Bretzke, W.-R. (1993): Unternehmungsbewertung in dynamischen Märkten, in: Betriebswirtschaftliche Forschung und Praxis, Jg. 45, S. 39-45.
- Buttermann, H./Hillebrand, B./Baten, T. (2008): Determinanten der Strom- und Gaspreisentwicklung in Deutschland – Eine empirische Bestandsaufnahme für die Jahre 1998 bis 2007, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, Jg. 32, S. 187-196.
- C.A.R.M.E.N. (2016): Preisentwicklung bei Waldhackschnitzeln – der Energieholz-Index, <https://www.carmen-ev.de/infothek/preisindizes/hackschnitzel/jahresmittelwerte>, Gesehen 16.8.2016.
- Debreu, G. (1959): Theory of Value, New Haven/London.
- Deutsche Bundesbank (2015): Zeitreihen-Datenbanken, http://www.bundesbank.de/Navigation/DE/Statistiken/Zeitreihen_Datenbanken/zeitreihen_datenbank.html, Gesehen 8.9.2015.
- De Oliveira, D.L./Brandao, L.E./Rafael, I./Gomes, L.L. (2014): Switching outputs in a bioenergy cogeneration project: A real options approach, in: Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 36, S. 74-82.
- Di Corato, L./Moretto, M. (2011): Investing in biogas: Timing, technological choice and the value of flexibility from input mix, in: Energy Economics, Vol. 33, S. 1186-1193.

- Emhjellen, M./Alaouze, C.* (2003): A comparison of discounted cashflow and modern asset pricing methods – project selection and policy implications, in: *Energy Policy*, Vol. 31, S. 1213-1220.
- Eltrop, L./Härdtlein, M./Jenssen, T. et al.* (2014): Einführung, in: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (Hrsg.): *Leitfaden Feste Biobrennstoffe: Planung, Betrieb und Wirtschaftlichkeit von Bioenergieanlagen im mittleren und großen Leistungsbereich*, 4. Aufl., S. 6-16, <https://mediathek.fnr.de/media/downloadable/files/samples/l/e/leitfadenfestebiobrennstoffe2014-09.pdf>, Gesehen 9.7.2016.
- European Energy Exchange AG* (2015): Durchschnittlicher Preis für Baseload-Strom an der EEX je Quartal, <http://www.eex.de>, Gesehen 17. Juni 2015.
- Fernandes, B./Cunha, J./Ferreira, P.* (2011): The use of real options approach in energy sector investments, in: *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 15, S. 4491-4497.
- Fisher, I.* (1930): *The Theory of Interest*, New York.
- Franke, G./Laux, H.* (1968): Die Ermittlung der Kalkulationszinsfüße für investitionstheoretische Partialmodelle, in: *Schmalenbachs Zeitschrift für betriebswirtschaftliche Forschung*, Jg. 20, S. 740-759.
- French, N./Gabrielli, L.* (2004): The uncertainty of valuation, in: *Journal of Property Investment & Finance*, Vol. 22, S. 484-500.
- Gaudard, L.* (2015): Pumped-storage project: A short to long term investment analysis including climate change, in: *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 49, S. 91-99.
- Ghoddusi, H.* (2017): Blending under uncertainty: Real options analysis of ethanol plants and biofuels mandates, in: *Energy Economics*, Vol. 61, S. 110-120.
- Götz, B./Voß, M./Blesl, A./Fahl, U.* (2011): Die Auswirkungen des EEG auf das Energiesystem Deutschlands – Eine Betrachtung mit dem Energiesystemmodell TIMES-D, in: *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, Jg. 35, S. 183-194.
- Götz, P./Heddrich, M.-L./Henkel, J. et al.* (2014): Zukünftige Auswirkungen der Sechs-Stunden-Regelung gemäß § 24 EEG 2014. Kurzstudie im Auftrag des Bundesverbands WindEnergie e.V., hrsgg. von Energy Brainpool, Berlin, https://www.wind-energie.de/sites/default/files/download/publication/zukuenftige-auswirkungen-der-sechs-stunden-regelung-gemaess-ss-24-eeg-2014/2014-12-11_bwe_sechsstunden-regelung_energybrainpool.pdf, Gesehen 16.8.2016.
- Gosens, J.* (2015): Biopower from direct firing of crop and forestry residues in China: A review of developments and investment outlook, in: *Biomass and Bioenergy*, Vol. 73, S. 110-123.
- Hansmann, K.W.* (1993): Prognose und Prognosemethoden, in: *Wittmann W.* (Hrsg.): *Handwörterbuch der Betriebswirtschaft*, Bd. 1, 5. Aufl., Stuttgart, S. 3546-3559.
- Hasan, M./Zhang, M./Wu, W./Langrish, T.A.G.* (2016): Discounted cash flow analysis of greenhouse-type solar kilns, in: *Renewable Energy*, Vol. 95, S. 404-412.
- Hax, H.* (1964): Investitions- und Finanzplanung mit Hilfe der linearen Programmierung, in: *Schmalenbachs Zeitschrift für betriebswirtschaftliche Forschung*, Jg. 16, S. 430-446.
- Hering, T.* (1999): *Finanzwirtschaftliche Unternehmensbewertung*, Wiesbaden.
- Hering, T.* (2014): *Unternehmensbewertung*, 3. Aufl., München.
- Hering, T.* (2015): *Investitionstheorie*, 3. Aufl., Berlin/Boston.
- Hering, T./Schneider, J./Toll, C.* (2013): Simulative Unternehmensbewertung, in: *Betriebswirtschaftliche Forschung und Praxis*, Jg. 65, S. 256-280.
- Hertz, D.B.* (1964): Risk Analysis in Capital Investment, in: *Harvard Business Review*, Vol. 42, S. 95-106.

- Hillier, F.S. (1963): The Derivation of Probabilistic Information for the Evaluation of Risky Investments, in: Management Science, Vol. 9, S. 443-457.
- Hurd, C.C. (1954): Simulation by Computation as an Operations Research Tool, in: Journal of the Operations Research Society of America, Vol. 2, S. 205-207.
- Ioannou, A./Angus, A./Brennan, F. (2017): Risk-based methods for sustainable energy system planning: A review, in: Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 75, S. 602-615.
- Kaltschmitt, M./Thrän, D. (2008): Bioenergie im globalen Energiesystem Möglichkeiten und Grenzen, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, Jg. 32, S. 127-138.
- Kim, K./Park, H./Kim, H. (2017): Real options analysis for renewable energy investment decisions in developing countries, in: Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 75, S. 918-926.
- Kirchner, A./Schlesinger, M./Weinmann, B. et al. (2009): Modell Deutschland: Klimaschutz bis 2050, hrsgg. vom WWF Deutschland, Basel/Berlin, http://www.wwf.de/fileadmin/fm-wwf/Publikationen-PDF/WWF_Modell_Deutschland_Endbericht.pdf, Gesehen 16.8.2016.
- Kjaerland, F. (2007): A real option analysis of investments in hydropower – The case of Norway, in: Energy Policy, Vol. 35, S. 5901-5908.
- Konstantin, P. (2009): Praxisbuch Energiewirtschaft. Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt, 2. Aufl., Berlin/Heidelberg.
- Kotiah, T./Wallace, N. (1973): Another look at the PERT assumptions, in: Management Science, Vol. 20, S. 44-49.
- Krämer L. (2011): Die Energiesicherheit Europas in Bezug auf Erdgas und die Auswirkungen einer Kartellbildung im Gassektor, Diss. Universität zu Köln.
- Lee, S.C./Shih, L.-H. (2010): Renewable energy policy evaluation using real option model – The case of Taiwan, in: Energy Economics, Vol. 32, S. 67-78.
- Lindenberger, D./Bartels, M./Seeliger, A. et al. (2006): Auswirkungen höherer Ölpreise auf Energieangebot und -nachfrage, hrsgg. vom EWI/PROGNOSE AG, Köln/Basel.
- Madlener, R./Schumacher, M. (2011): Ökonomische Bewertung des Repowering von Onshore-Windenergieanlagen in Deutschland, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, Jg. 35, S. 297-320.
- Madlener, R./Siegers, L./Bending, S. (2009): Risikomanagement und -controlling bei Offshore-Windenergieanlagen, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, Jg. 33, S. 135-146.
- Martínez-Cesena, E.A./Mutale, J. (2011): Application of an advanced real options approach for renewable energy generation projects planning, in: Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 15, S. 2087-2094.
- Matschke, M.J. (1975): Der Entscheidungswert der Unternehmung, Wiesbaden.
- Matschke, M.J./Brösel, G. (2013): Unternehmensbewertung, 4. Aufl., Wiesbaden.
- Metropolis, N./Ulam, S.M. (1949): The Monte Carlo Method, in: Journal of the American Statistical Association, Vol. 44, S. 335-341.
- Ministerium für Wirtschaft, Bau und Tourismus Mecklenburg-Vorpommern (2013): Förderinstrumente für die gewerbliche Wirtschaft, für das Handwerk und die Freien Berufe sowie für kommunale und private Investoren in Mecklenburg-Vorpommern, Schwerin, http://service.mvnet.de/_php/download.php?datei_id=75104, Gesehen 18.8.2016.
- Mühlenhoff, J. (2014): Kosten und Preise für Strom, in: Agentur für erneuerbare Energien e.V. (Hrsg.): Renewes Spezial Nr. 73, Berlin, https://www.unendlich-viel-energie.de/media/file/359.73_Renews_Spezial_Kosten_Preise_online_nov14.pdf, Gesehen 16.8.2016.

- Muñoz, J.I./Contreras, J./Caamaño, J./Correia, P.F. (2011): A decision-making tool for project investments based on real options: the case of wind power generation, in: *Annals of Operations Research*, Vol. 186, S. 465-490.
- Netztransparenz (2015): EEG-Umlage 2015, <https://www.netztransparenz.de/de/EEG-Umlage.htm>, Gesehen 22.6.2015.
- Nitsch, J./Pregger, T./Naegler, T. et al. (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, hrsgg. vom BMU, Berlin, http://www.dlr.de/dlr/Portaldata/1/Resources/bilder/portal/portal_2012_1/leitstudie2011_bf.pdf, Gesehen 16.8.2016.
- OECD/IEA (2011): *World Energy Outlook*, Paris.
- Passos, A.C., da S./Street, A./Barroso, L.A. (2017): A Dynamic Real Option-Based Investment Model for Renewable Energy Portfolios, in: *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 32, S. 883-895.
- Pereira, E.J., da S./Pinho, J.T./Galhardo, M.A.B./Macêdo, W.N. (2014): Methodology of risk analysis by Monte Carlo Method applied to power generation with renewable energy, in: *Renewable Energy*, Vol. 69, S. 347-355.
- Poboss, N./Scheffknecht, G. (2014): Anlagentechnik zur Energiebereitstellung, in: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (Hrsg.): *Leitfaden Feste Biobrennstoffe: Planung, Betrieb und Wirtschaftlichkeit von Bioenergieanlagen im mittleren und großen Leistungsbereich*, 4. Aufl., S. 55-122, <https://mediathek.fnr.de/media/downloadable/files/samples/l/e/leitfadenfestebiobrennstoffe2014-09.pdf>, Gesehen 29.4.2017.
- Raab, K./Schneider, S./Deimling, S. (2005c): Brennstoffkosten und Brennstoffpreise, in: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (Hrsg.): *Leitfaden Bioenergie: Planung, Betrieb und Wirtschaftlichkeit von Bioenergieanlagen*, Gülzow, S. 205-225.
- Raftery, J. (1994): *Risk Analysis in Project Management*, London u.a.
- Reca, J./Torrente, C./López-Luque, R./Martínez, J. (2016): Feasibility analysis of a standalone direct pumping photovoltaic system for irrigation in Mediterranean greenhouses, in: *Renewable Energy*, Vol. 85, S. 1143-1154.
- Rempel, H. (2011): Verfügbarkeit von nicht-erneuerbaren Energierohstoffen, in: *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, Jg. 35, S. 15-30.
- Rezende, M.L./Richardson, J.W. (2017): Risk analysis of using sweet sorghum for ethanol production in southeastern Brazil, in: *Biomass and Bioenergy*, Vol. 97, S. 100-107.
- Rieger, S./Möst, D./Fichtner, W. (2011): Zur Analyse der Auswirkungen der Biomethaneinspeisung auf die Entwicklung der deutschen Erdgasversorgung, in: *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, Jg. 35, S. 31-42.
- Riessen, C. (2010): Risikoanalysen einer Biogasanlageninvestition als Grundlage einer ganzheitlichen Risikobetrachtung und des strategischen Risikomanagements, Diss. Universität Rostock.
- Salazar, R.C./Sen, S.K. (1968): A Simulation Model of Capital Budgeting under Uncertainty, in: *Management Science*, Vol. 15, S. B-161-B-179.
- Santos, L./Soares, I./Mendes, C./Ferreira, P. (2014): Real Options versus Traditional Methods to assess Renewable Energy Projects, in: *Renewable Energy*, Vol. 68, S. 588-594.
- Schachter, J.A./Mancarella, P. (2011): A critical review of Real Options thinking for valuing investment flexibility in Smart Grids and low carbon energy systems, in: *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 56, S. 261-271.

- Scheftelowitz, M./Thrän, D./Hennig, C. et al. (2014): Entwicklung der Förderung der Stromerzeugung aus Biomasse im Rahmen des EEG (DBFZ Bericht), https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/DBFZ_Reports/DBFZ_Report21.pdf, Gesehen 9.7.2016.
- Shemfe, M./Gu, S./Fidalgo, B. (2017): Techno-economic analysis of biofuel production via bio-oil zeolite upgrading: An evaluation of two catalyst regeneration systems, in: Biomass and Bioenergy, Vol. 98, S. 182-193.
- Schmidt, R.H./Terberger, E. (1997): Grundzüge der Investitions- und Finanzierungstheorie, 4. Aufl., Wiesbaden.
- Schulz, W./Bartels, M./Gatzen, C. et al. (2005): EWI/Prognos – Studie. Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030: Energiewirtschaftliche Referenzprognose Energiereport IV – Kurzfassung, hrsgg. vom BMWi, Wernigerode, http://www.energieverbraucher.de/files_db/dl_mg_1117701998.pdf, Gesehen 15.8.2016.
- Sisodia, G.S./Soares, I./Ferreira, P. (2016): Modeling business risk: The effect of regulatory revision on renewable energy investment – the Iberian case, in: Renewable Energy, Vol. 95, S. 303-313.
- Thrän, D./Arendt, O./Ponizka, J. et al. (2015): Meilensteine 2030: Elemente und Meilensteine für die Entwicklung einer tragfähigen und nachhaltigen Bioenergiestrategie (DBFZ Bericht), https://www.energetische-biomassenutzung.de/fileadmin/user_upload/Meilensteine/18_MS2030_final.pdf, Gesehen 22.4.2017.
- Thrän, D./Edel, M./Pfeifer, J. et al. (2011): Identifizierung strategischer Hemmnisse und Entwicklung von Lösungsansätzen zur Reduzierung der Nutzungskonkurrenzen beim weiteren Ausbau der Biomassenutzung (DBFZ Bericht), https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/identifizierung-hemmnisse-loesungsansaetze-reduzierung-nutzungskonkurrenzen.pdf?__blob=publicationFile&v=2, Gesehen 29.4.2017.
- Toll, C. (2011): Investitionstheoretische Unternehmensbewertung bei Vorliegen verhandelbarer Zahlungsmodalitäten, Wiesbaden.
- Toll, C./Walochnik, S. (2013): Entscheidungsorientierte Bewertung vermietbarer Wohnimmobilien zur Kapitalanlage – Eine investitionstheoretische Betrachtung aus Sicht privater Direktinvestoren, in: Zeitschrift für Immobilienökonomie, Jg. 12, S. 20-45.
- UBA (2017a): Erneuerbare Energien in Zahlen, <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen#textpart-1>, Gesehen 22.4.2017.
- UBA (2017b): Energieverbrauch für fossile und erneuerbare Wärme, <https://www.umweltbundesamt.de/energieverbrauch-fuer-waerme#textpart-1>, Gesehen 22.4.2017.
- VDE (2007): VDE-Studie Dezentrale Energieversorgung 2020, <https://www.vde.com/resource/blob/792808/db366b86af491989fcd2c6ba6c6f21ad/etg-studie-dezentrale-energieversorgung2020-komplette-studie-data.pdf>, Gesehen 22.4.2017.
- Venetsanos, K./Angelopoulou, P./Tsoutsos, T. (2002): Renewable energy sources project appraisal under uncertainty – the case of wind energy exploitation within a changing energy market environment, in: Energy Policy, Vol. 30, S. 293-307.
- VDI (2012): Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen. Grundlagen und Kostenberechnung, in: VDI-Richtlinie 2067 vom September 2012, Düsseldorf.
- Weingartner, H.M. (1963): Mathematical Programming and the Analysis of Capital Budgeting Problems, Englewood Cliffs.
- Wiest, J.D./Levy, F.K. (1969): A Management Guide to PERT/CPM, Englewood Cliffs.
- Willeke, A. (1998): Risikoanalyse in der Energiewirtschaft, in: Schmalenbachs Zeitschrift für betriebswirtschaftliche Forschung, Jg. 50, S. 1146-1164.

- Witt, J./Henning, C./Rensberg, N. et al. (2010): Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse (DBFZ Zwischenbericht), https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Berichte_Projektdatenbank/3330002_Stromerzeugung_aus_Biomasse_Endbericht_Ver%C3%B6ffentlichung_FINAL_FASSUNG.pdf, Gesehen 6.7.2016.
- Witt, J./Thrän, D./Rensberg, N. et al. (2012): Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse (DBFZ Endbericht), https://www.dbfz.de/fileadmin/eeg_monitoring/berichte/06_Monitoring_EB_Maerz_2012.pdf, Gesehen 29.4.2016.
- Wu, Z./Sun, H. (2015): Behavior of Chinese enterprises in evaluating wind power projects: A review based on survey, in: *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 43, S. 133-142.
- Yu, W./Sheble, G./Lopes, J./Matos, M. (2006): Valuation of switchable tariff for wind energy, in: *Electric Power Systems Research*, Vol. 76, S. 382-388.
- Zeng, Y./Klabian, D./Arinez, J. (2015): Distributed solar renewable generation: Option contracts with renewable energy credit uncertainty, in: *Energy Economics*, Vol. 48, S. 295-305.
- Zhang, M.M./Zhou, P./Zhou, D.Q. (2016): A real options model for renewable energy investment with application to solar photovoltaic power generation in China, in: *Energy Economics*, Vol. 59, S. 213-226.
- Zittel, W. (2014): The EU's dependency on Russia for natural gas can only be reversed with a rapid expansion of renewable energy sources, Energy Watch Group, Berlin. http://energywatchgroup.org/wp-content/uploads/2015/02/Energy-Watch-Group-Gas_diversification_ENGLISH.pdf, Gesehen 22.4.2017.
- Zittel, W., Zerhusen, J., Zerta, M. (2013): Fossil and Nuclear Fuels – the Supply Outlook, Energy Watch Group, Berlin. http://energywatchgroup.org/wp-content/uploads/2014/02/EWG-update2013_long_18_03_2013up1.pdf, Gesehen 22.4.2017.

Rechtsprechungsverzeichnis

ENTSCHEIDUNGEN DES BUNDESGERICHTSHOFS

Datum	Aktenzeichen	Fundstelle
24.3.2010	VIII ZR 178/08	BB 2010 S. 1161 Nr. 20

Gesetzesverzeichnis

- Atomgesetz* (AtG) vom 15.7.1985 (BGBl. I S. 1565), zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 26.7.2016 (BGBl. I S. 1843).
- Energiesteuergesetz* (EnergieStG) vom 15.7.2006 (BGBl. I S. 1534; 2008 I S. 660, 1007), zuletzt geändert durch Artikel 10 des Gesetzes vom 3.12.2015 (BGBl. I S. 2178).
- Energiewirtschaftsgesetz* (ENWG) vom 7.7.2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), zuletzt geändert durch Artikel 9 des Gesetzes vom 19.2.2016 (BGBl. I S. 254).
- Erneuerbare-Energien-Gesetz* (EEG) vom 21.7.2014 (BGBl. I S. 1066), zuletzt geändert durch Artikel 2 Absatz 10 des Gesetzes vom 21.12.2015 (BGBl. I S. 2498).
- Stromnetzentgeltverordnung* (StromNEV) vom 25.7.2005 (BGBl. I S. 2225), zuletzt geändert durch Artikel 3 des Gesetzes vom 26.7.2016 (BGBl. I S. 1786).
- Stromsteuergesetz* (StromStG) vom 24.3.1999 (BGBl. I S. 378; 2000 I S. 147), zuletzt geändert durch Artikel 11 des Gesetzes vom 3.12.2015 (BGBl. I S. 2178).

Christian Toll, Dipl.-Kfm. Dr. rer. pol., ist Habilitand am Lehrstuhl für Betriebswirtschaftslehre, insbesondere Investitionstheorie und Unternehmensbewertung der Fern-Universität in Hagen

Katinka Anna Johanna Välilä, B.Eng., M.Sc., war Diplomandin am Lehrstuhl für Betriebswirtschaftslehre, insbesondere Investitionstheorie und Unternehmensbewertung der Fern-Universität in Hagen

Anschrift: Lehrstuhl für Betriebswirtschaftslehre, insbesondere Investitionstheorie und Unternehmensbewertung, Fern-Universität in Hagen, Universitätsstraße 11, 58097 Hagen (Westf.), Tel.: +049 (0)2331/987 – 4024, Fax: +049 (0)2331/987 – 4023, E-Mail: christian.toll@fernuni-hagen.de