

Geschäftsmodellanalyse kommunaler Energieversorger im liberalisierten Energiemarkt – Problemformulierung und Modellentwicklung

Fabian Scheller*¹, Balthasar Burgenmeister², Patrick Wellnitz², Hendrik
Kondziella³, Thomas Bruckner^{1,3}

¹Universität Leipzig, Institut für Infrastruktur und Ressourcenmanagement (IIRM),
Grimmaische Straße 12, 04109 Leipzig, {scheller | bruckner}@wifa.uni-leipzig.de,
www.wifa.uni-leipzig.de/iirm

²IWB Industrielle Werke Basel, Energielösungen Entwicklung, Margarethenstr 40, 4002
Basel, {balthasar.burgenmeister | patrick.wellnitz}@iwb.ch, www.iwb.ch

³Fraunhofer-Zentrum für Internationales Management und Wissensökonomie, Neumarkt 9-
19, 04109 Leipzig, {hendrik.kondziella | thomas.bruckner}@moez.fraunhofer.de,
www.moez.fraunhofer.de

Kurzfassung: Innovative Geschäftsmodelle im Energiemarkt müssen einer Vielzahl an regulatorischen, ökonomischen, gesellschaftlichen, technologischen und ökologischen Einflussfaktoren gewachsen sein, um als geeignete Antwort auf die fortschreitende Erosion des klassischen Versorgungsgeschäfts zu gelten. Der Entwicklung von nachhaltigen Geschäftsmodellen kommt aus energiewirtschaftlicher Akteurssicht somit eine herausragende Bedeutung zu. Quantitative Modelle komplementieren bekannte qualitative Geschäftsmodellkonzepte und unterstützen somit Entscheidungsträger bei der Bewertung von prinzipiellen Geschäftsmodellen. Die techno-ökonomische kommunale Energiesystemlösung IRPsim (Integrierte Ressourcen Planung und Simulation) forciert den modell- und datengetriebenen Geschäftsmodellentwicklungsprozess auf integrative Art und Weise. Es werden sowohl die Einflussfaktoren der energiewirtschaftlichen Umwelt als auch die Freiheitsgrade der energiewirtschaftlichen Akteure einbezogen. Die flexible Optimierungssystematik sowie der originelle Bilanzierungsansatz erlauben die variable Modellierung und Bewertung von Geschäftsmodellen. Eine Evaluation kann dabei aus Geschäftsfeld- und auch aus Kundensicht im Rahmen von Szenarioanalysen erfolgen. In der Praxis bietet das Optimierungsmodell darüber hinaus Unterstützung bei der Beantwortung strategischer Fragestellungen und beim Risikomanagement.

Keywords: Energiewirtschaftlicher Veränderungsdruck, Integrierte Geschäftsmodellanalyse, Kommunale Energiesystemmodellierung, Gemischt-ganzzahlige Optimierung

1 Motivation und Problemstellung

Die Akteure des Energieversorgungssystems sehen sich gegenwärtig einem starken Veränderungsdruck ausgesetzt, der durch eine Vielzahl von Einflussfaktoren getrieben ist [1].

Vorneweg sind politisch-regulatorische Reformen zu erwähnen. Neben der legislativen Vorgabe hinsichtlich der Entflechtung der Geschäftseinheiten von Energieversorgungsunternehmen (Energiewirtschaftsgesetz EnWG) steht besonders die systematische Förderung erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz EEG) für den Veränderungsdruck. Daraus resultierende sinkende Eintrittsbarrieren führen zu Organisations- und Produktinnovationen bei alten und neuen Akteuren und steigern den Wettbewerbs- und Margendruck [2]. Gleichzeitig fordern die Entwicklungen Investitionen im Bereich des Verteilnetzausbaus, der Technologiebewirtschaftung sowie der Dienstleistungsintegration von den Akteuren. In diesem Zusammenhang fließen auch die energiewirtschaftlichen Gegebenheiten mit ein. Eine Zunahme dezentraler Einspeisungs- und Eigenversorgungsanlagen lässt die Anforderungen hinsichtlich Flexibilität und Koordination ansteigen. Die Veränderungen erfordern einen Prinzipienwechsel aller Akteure – weg von einer verbrauchsorientierten Stromerzeugung hin zu einem erzeugungsorientierten Stromverbrauch [1]. Gesellschaftliche Faktoren, wie das steuerbare Verbraucherverhalten, die flexible Proumentenrolle, aber auch die neugewonnene Wechselbereitschaft, erweisen sich jedoch ebenso als große Herausforderungen. Weiterhin beeinflusst auch die fortschreitende und unvorhersehbare Entwicklung der Erzeugungs- sowie der Informationstechnik die Rahmenbedingungen des Energiemarkts. Die risikobedingte Abkehr von der Atomenergie sowie der steigende Druck hinsichtlich Emissionsminderungen vor dem Hintergrund des Klimaschutzes tragen zusätzlich zur Umgestaltung des Energiesystems bei und stellen somit ebenso wichtige Einflussfaktoren dar [1].

Die von den umrissenen Einflussfaktoren erzeugte Dynamik des Marktes beeinflusst und verändert die energiewirtschaftlichen Akteure maßgeblich. Entscheidungen hinsichtlich prinzipieller Handlungsoptionen werden dabei durch die Einflussfaktoren in den genannten Bereichen beschleunigt oder begrenzt. Die traditionellen Energieversorgungsunternehmen, als die bedeutendste Akteursgruppe, stellen die aufgezeigten Entwicklungen vor Herausforderungen [3]. Obwohl das klassische Versorgergeschäft alleine keine nachhaltige Option mehr darstellt [4], haben unterschiedliche Versorgungsunternehmen, trotz nicht zu verkennender Anstrengungen [5], es bisher verpasst den Entwicklungen in Form von Innovationen Rechnung zu tragen [6]. Nichtsdestotrotz wird den traditionellen Energieversorgern eine entscheidende Rolle in Bezug auf eine erfolgreiche Markttransformation zugesprochen [6]. Insbesondere die kommunalen Versorgungsunternehmen scheinen prädestiniert, eine aktive Rolle bei der Gestaltung der Energiewende einzunehmen. Gründe hierfür liegen in ihrer Dezentralisierung, ihrer Infrastruktur, ihren Kundenbeziehungen und ihrer kommunalen Verflechtung [1].

Um geeignete Antworten auf die fortschreitende Erosion des klassischen Versorgergeschäfts zu finden, ist es für kommunale Versorgungsunternehmen entscheidend, Handlungsoptionen für das zukünftige Portfolio aus den verschiedenen Akteursperspektiven entlang der Wertschöpfung zu entwickeln und zu prüfen [1]. Erfolgreiche Portfolios müssen dabei den heutigen sowie den morgigen Anforderungen gewachsen sein. Ein nahe liegender Ansatz besteht darin, das Kerngeschäft so zu ergänzen, dass der existierende Marktvorteil bestmöglich genutzt wird und der Kannibalisierungseffekt nur im erforderlichen Umfang stattfindet [7]. Handlungsoptionen werden in der vorliegenden Arbeit durch Geschäftsmodelle beschrieben. Ein Geschäftsmodell charakterisiert die Rationalitäten, nach denen eine

Organisation Mehrwert für Kunden erzeugt, diesen Mehrwert den Kunden vermittelt und diesen Mehrwert kommerzialisiert [8].

Das techno-ökonomische Optimierungsmodell IRPsim (Integrierte-Ressourcen-Planung und Simulation) setzt genau an diesem Punkt an und unterstützt als flexibles Modellierungswerkzeug bei der quantitativen Analyse von Geschäftsmodellen und dies unter Einbezug der Rahmenbedingungen des Marktes sowie der Freiheitsgrade der Akteure. Dabei zielt es auf die Beantwortung der folgenden Fragestellungen ab: Inwieweit führt die Integration von Kundengruppen zu einer energieeffizienteren Zukunft? Welche Kerngeschäfte ergänzen das bestehende Portfolio? Für welche Kundengruppen sind die potentiellen Geschäftsmodelle wirtschaftlich relevant? Welche Geschäftsmodelle wirken sich positiv auf die unterschiedlichen Ziele der energiewirtschaftlichen Akteure aus? Welche kritischen Einflussfaktoren stellen die Stellhebel der erfolgreichen Geschäftsmodellintegration dar? Welche Maßnahmen stellen die Wirtschaftlichkeit der Geschäftsmodelle in unterschiedlichen Energieszenarien sicher? Wie entwickeln sich die Geschäftsbereiche über den mehrjährigen Optimierungszeitraum mit und ohne eine Erneuerung des Geschäftsmodells?

Gemäß der aufgeworfenen Fragestellungen wird im Anschluss an die Motivation und die Problemstellung (Kapitel 1), auf die Literatur eingegangen und es werden entsprechend relevante Modelle aufgezeigt. Ferner wird das entwickelte Modell IRPsim diesbezüglich abgegrenzt (Kapitel 2). Ein expliziter Einblick in das Modellkonzept, in den Modellkern und in die Konfiguration wird unter Modellkonzept und Optimierungssystematik gewährt (Kapitel 3). Nachfolgend werden der Forschungsansatz sowie die Anwendungsbeispiele skizziert (Kapitel 4). Den Abschluss bildet eine Zusammenfassung gefolgt von zukünftigen Entwicklungsabsichten (Kapitel 5).

2 Literaturverweise und Modellabgrenzung

Eine Übersicht hinsichtlich der Modellierung und der Anwendung von computergestützten Optimierungssystemen im Bereich der Energiewirtschaft bieten die Reviews [9–11]. In diesem Zusammenhang zeigt die Literatur die unterschiedliche Bandbreite an Energiemodellen auf. Fachliche Nuancen herrschen gerade in Bezug auf die zeitliche Ausrichtung, auf die regionale Verortung, auf die technische Fokussierung und die nachfrageseitige sowie marktseitige Abbildung. Zurückzuführen sind die Unterschiede oftmals auf den Anwendungsfall, die Zielstellung und den mathematischen Modellierungsansatz. Die Auswahl eines passenden Modells ist jedoch von einer Vielzahl weiterer Faktoren abhängig.

Das Modell IRPsim greift Ansätze bestehender Optimierungsmodelle aus der Literatur auf und ergänzt diese, um die Fülle an aufgeworfenen Fragestellungen zu beantworten. Einen vergleichbaren Ansatz im Hinblick auf das kommunale Umfeld ist unter anderem in [12–14] gegeben. Darüber hinaus soll ein kommunales Versorgungsunternehmen im liberalisierten Markt ganzheitlich abgebildet werden. Erste Ansätze sind hierzu in [15,16] gegeben. Eine explizite Umsetzung auf Basis einer Matrixstruktur aus Geschäftssparten (Strom, Fernwärme, Biogas-Erdgas, Dienstleistungen) und Geschäftsfeldern (Erzeugungsseite, Netzseite, Handelsseite, Vertriebsseite, Dienstleistungsseite, n-Kundenseiten) grenzt IRPsim jedoch von bestehenden Arbeiten ab. Der Ansatz ermöglicht die ganzheitliche Abbildung eines liberalisierten Energieversorgungsunternehmens. Ein besonderes Augenmerk liegt auch auf den detailliert definierbaren Kundengruppen, die wachsen oder schrumpfen können und denen

Lasten sowie Speicher- und Erzeugungstechnologien zugewiesen werden. Solch eine akteurszentrierte Orientierung findet sich auch bereits in [17,18] wieder. Diesbezüglich wird in IRPsim auch die Idee der 2-stufigen Optimierung aus Kunden- als auch aus Unternehmenssicht bedacht.

Darüber hinaus ermöglicht IRPsim eine flexible und individuelle Modellierung des Energiesystems und der Leistungsmessungen – sowohl aus Kunden- als auch aus Geschäftsfeldsicht. In Verbindung mit einem originellen Bilanzierungsansatz wird die variable Zusammenstellung und Bewertung von potentiellen Geschäftsmodellen ermöglicht. Die Lösung gemischt-ganzzahliger Probleme in ¼-stündlicher Auflösung geschieht unter Einsatz eines Dispatch-Modells über mehrjährige Zeiträume hinweg.

3 Modellkonzept und Optimierungssystematik

Das Modell IRPsim vereint unterschiedliche Ansätze kommunaler energiewirtschaftlicher Modelle zur Beantwortung von Fragestellungen aus einer integrierten Kunden- und Versorgerperspektive. In diesem Zusammenhang führt dieses Kapitel in das Konzept im Allgemeinen sowie dem Modellkern im Speziellen ein.

3.1 Modellkonzept

Der zentrale Einsatzzweck des Modells IRPsim stellt die interaktive Evaluation von neuen Geschäftsmodellen in einem sich stetig ändernden Marktumfeld dar. Die flexible und modulare Struktur des Modells ermöglicht die Modellierung der Besonderheiten von kommunalen Energiesystemen. Diesbezüglich wurde Wert auf die detaillierte Ausgestaltung von einzelnen Teilaspekten gelegt. Im Falle von IRPsim ist der Aufbau durch fachliche Module gekennzeichnet, die über die Wechselwirkungen der Energie- und Finanzströme miteinander verbunden sind. Die fachlichen Module im Speziellen sind Akteure, Technologien, Energieflüsse, Leistungsmessungen, Abhängigkeiten, Tarife sowie der Markt und die Umwelt. Diese erfordern vom Anwender Eingaben in den unterschiedlichsten Bereichen des Energiesystems.

Die Implementierung der nachfolgend skizzierten fachlichen Module erfolgte auf Basis der Modellierungssprache GAMS/CPLEX (General Algebraic Modeling System), die eine Lösung gemischt-ganzzahliger Probleme in hoher zeitlicher Auflösung mit einer hinreichenden Performance ermöglicht. Um langfristige Einsetzbarkeit von IRPsim zu gewährleisten wurde ebenso Wert auf die Qualitätsmerkmale Benutzerfreundlichkeit, Kompatibilität, und Skalierbarkeit gelegt. Hierzu wurde das Energiesystemmodell in eine Server-Client-Architektur eingebettet [19].

a) Systemakteure und Geschäftsbereiche

Das kommunale Energiesystem umfasst, wie in Abbildung 1 dargestellt, Akteure im Bereich Organisation, Kundengruppen, Politik, Markt und Umwelt. Im Rahmen der Organisation stellen die einzelnen Geschäftsfelder die Akteure dar. Mit solch einem akteursorientierten Ansatz zielt das Modell auf die Besonderheiten des liberalisierten Marktes ab und erlaubt die explizite Abbildung der klassischen Geschäftsfelder, wie Handel, Netz, Erzeugung und Vertrieb. Daneben sind auch aufkommende Geschäftsfelder, wie Intelligente Dienstleistungen, bereits berücksichtigt. Die Geschäftsfelder sind fest im Modell verankert und können entsprechend

vom Nutzer ausgestaltet werden. Durch eine Vereinigung der ausgewählten Geschäftsfelder kann das Versorgungsunternehmen in der Gesamtheit abgebildet werden.

Im Gegensatz zu den bereits genannten Akteuren sind die Kunden- bzw. die Prosumertengruppen aus Anwendersicht frei für den Anwendungsfall definierbar. Die Kundengruppen können sich über den mehrjährigen Optimierungszeitraum, gemäß der Vorgaben, unterschiedlich entwickeln. Die Anzahl der Kundengruppenmitglieder einer einzelnen Kundengruppe kann dabei wachsen oder schrumpfen. Aus Unternehmenssicht spiegelt dies die Marktdynamik im liberalisierten Markt wider.

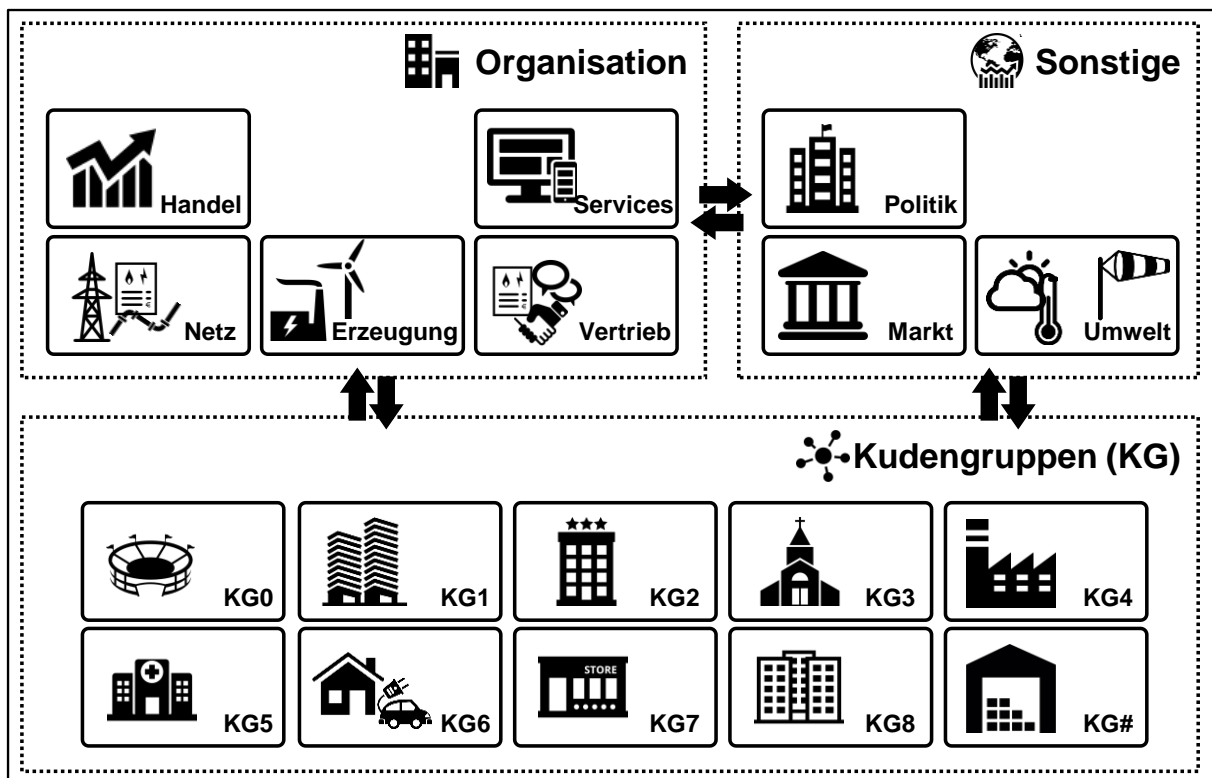


Abbildung 1: Fachliche Modellierung der Systemakteure in IRPsim

b) Sektoren, Komponenten und Technologien

Neben den Kundengruppen ist es ebenso möglich in den klassischen Sektoren Strom, Gas, Wärme sowie Reserve unterschiedliche Komponenten bzw. Technologien (Energienetze, Energiemärkte, Erzeugungsanlagen, Speichersysteme, Lastgänge) des Energiesystems zu definieren. Dabei sind die technischen und ökonomischen Eigenschaften der Komponenten vom Anwender vorzugeben. Die Vorgaben dienen zur Parametrisierung der implementierten linearen Modelle.

Das Modell IRPsim kann diesbezüglich eine gewisse Bandbreite an Technologien aufweisen. Auf der dezentralen Seite sind dies Batteriespeicher [20], Wärmespeicher [20], Gaskessel [21], Durchlauferhitzer [21], PV-Anlagen [22] und Wärmepumpen [23]. Auf der zentralen Seite stehen Windkraftanlagen [22], Laufwasserkraftwerke [24], PV-Anlagen [22], Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen [25], Wärmekraftwerke [26,27] sowie Pumpspeicherkraftwerke [20]. Eine zusammenfassende Übersicht ist in Abbildung 2 gegeben.

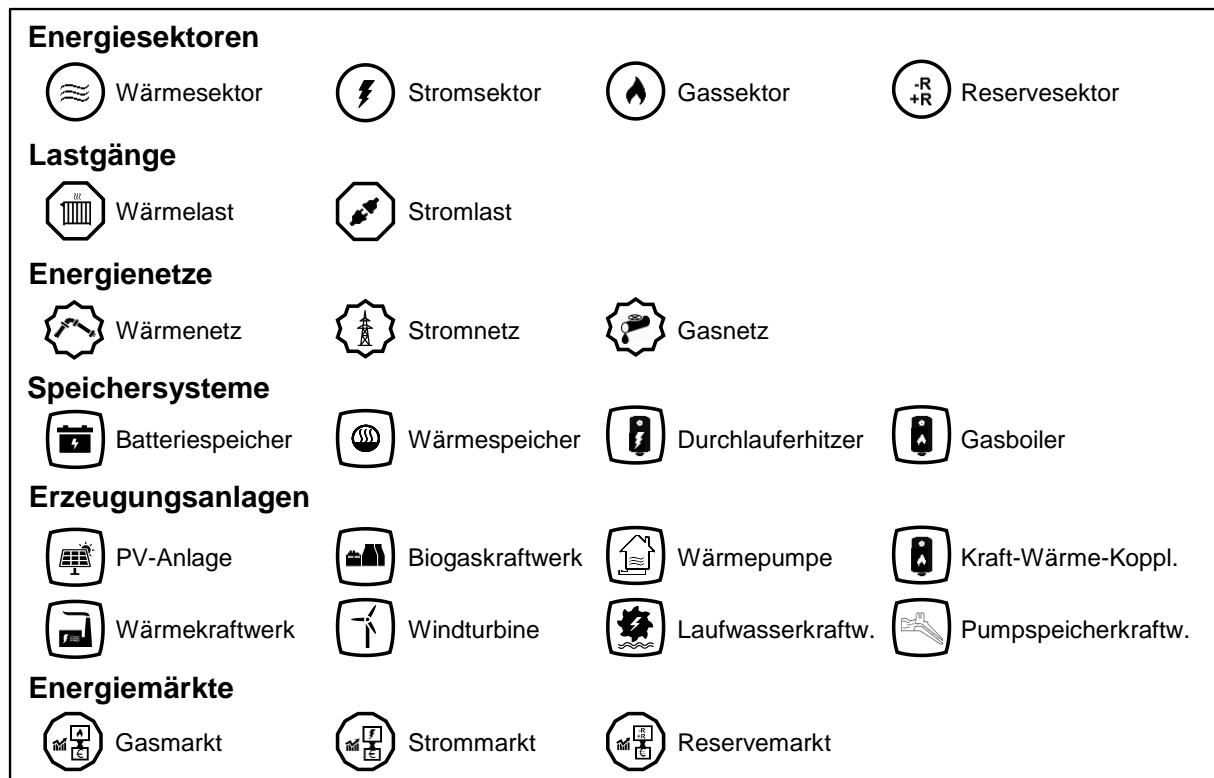


Abbildung 2: Fachliche Modellierung der Sektoren und Komponenten in IRPsim

c) Energieflüsse und Leistungsmessungen

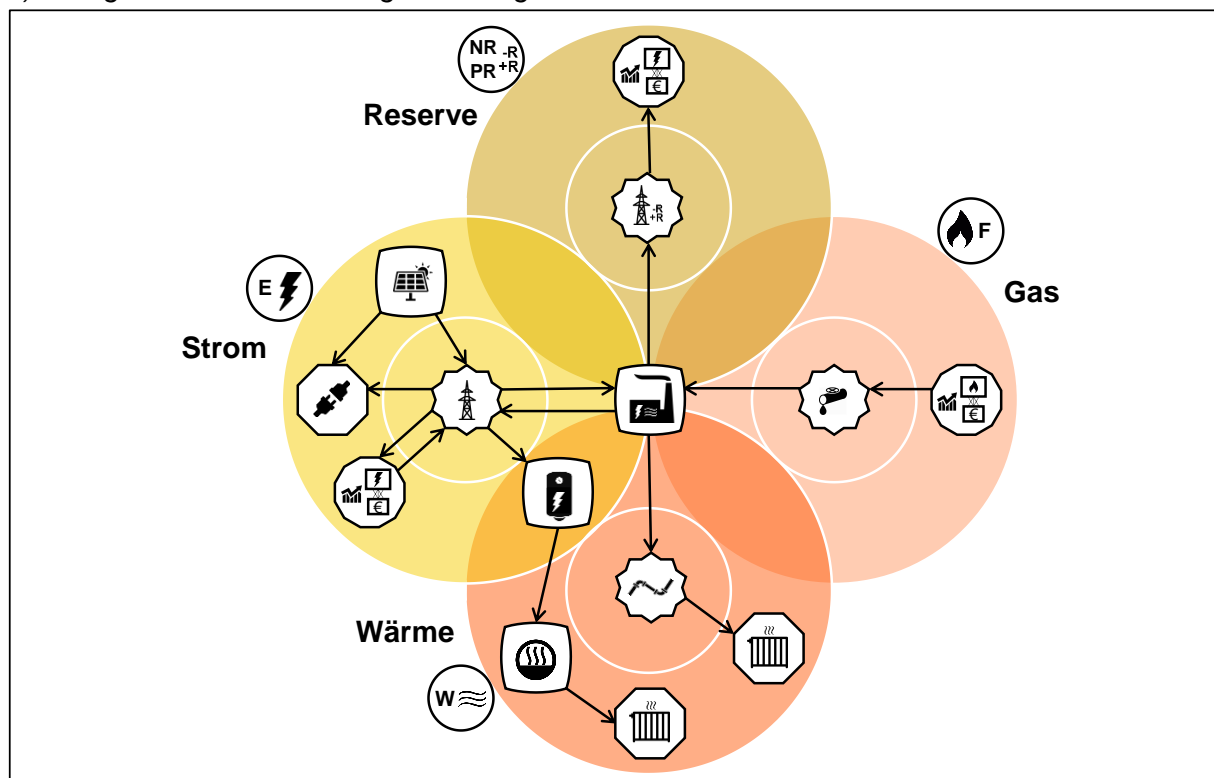


Abbildung 3: Fachliche Modellierung der Energieflüsse in IRPsim

Die Abbildung einer Vielzahl von unterschiedlichen kommunalen Energiesystemen ist nur durch eine flexible Konfiguration der Energieflüsse bzw. der Leistungsmessungen möglich. In

diesem Sinne können Energieflüsse im Modell auf anwenderfreundliche Art und Weise durch gerichtete Kanten zwischen den definierten Technologien ermöglicht werden. Kommunale Energiesysteme und Geschäftsmodelle unter Einbezug der Komponenten und Technologien sind auf dieser Basis in beliebiger Art und Weise konfigurierbar. Beispielhaft ist dies in Abbildung 3 illustriert. Daneben ist es ebenso möglich, die angelegten Technologien in unterschiedlichen Leistungsmessungspunkten zu bündeln.

d) Beziehungen und Abhängigkeiten

Um die Steuerung der einzelnen Technologien durch die Akteure festzulegen, können Optimierungshoheiten durch den Nutzer vergeben werden. Angelegte Komponenten bzw. Technologien des Energiesystems können den definierten Akteuren zugeordnet werden. Gemäß den Beziehungen zwischen den Akteuren und den Technologien werden die Energieflüsse sowie die Leistungsflüsse aus Sicht der Akteure gesteuert und optimiert. Neben der technischen Optimierungshohe kann auch die bilanzielle Optimierungshoheit festgelegt werden. Eine illustrative Darstellung der Zuweisungen ist in Abbildung 4 skizziert.

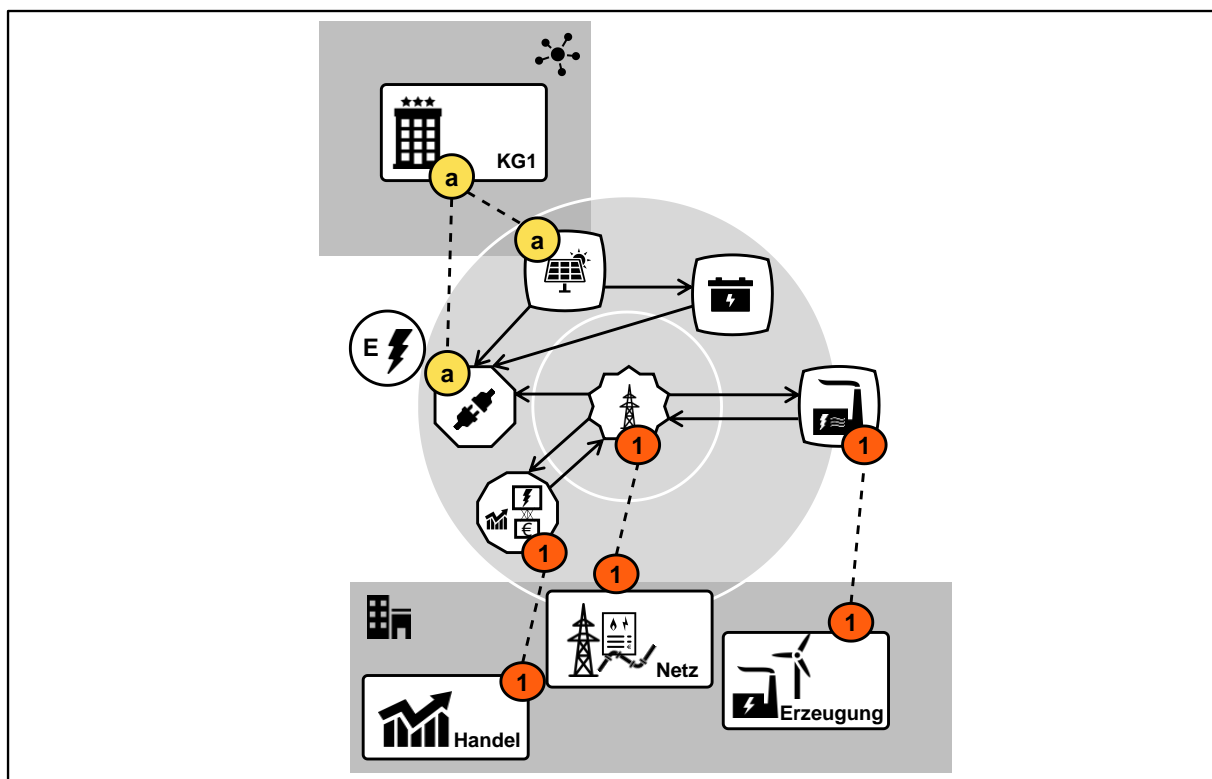


Abbildung 4: Fachliche Modellierung der Energieflüsse in IRPsim

e) Tarife und Vergütungen

Die Steuerung bzw. die Optimierung der Energieflüsse und Leistungsmessungen aus Sicht der Akteure geschieht auf Basis der Tarife. Jeder gerichteten Kante des Energiesystems kann dabei ein Tarif zugewiesen werden. Das gleiche gilt für die geschaffenen Leistungsbündel. Hinsichtlich der Tarifoptionen stehen Arbeitspreise, Leistungspreise sowie tägliche, monatliche oder jährliche Basispreise zur Verfügung. Gemäß der gewählten Option werden die Energieflüsse bzw. Leistungsmessungen mit den Tarifen bepreist. Im Rahmen der Optimierung entstehen durch die zugewiesenen Steuerungshoheiten Finanzflüsse zwischen den Akteuren. Die Tariffestlegung sowie der Finanzfluss ist illustrativ in Abbildung 5 dargelegt.

a) *Optimierungssystematik*

Das Kernstück der techno-ökonomischen Modellierung stellt die gemischt-ganzzahlige Optimierungssystematik dar. Der Aufbau des Modells ist, wie bereits eingeführt, durch eine Kopplung von fachlichen Mengen, wie Sektoren (u) (Strom, Fernwärme bzw. Wärme, Gas), Systemkomponenten (p) (Energienetze, Energiemärkte, Erzeugungsanlagen, Speichersysteme, Lastgänge), Leistungsmessungspunkten (z) (Stromleistung, Wärmeleistung, Gasleistung) sowie Marktakteure (s) (Versorgergeschäftsfelder, Prosumenten, Markt, Politik) gekennzeichnet, die über die Wechselwirkungen der Energieflüsse (E), Leistungsmessungen- (P) und Tarife (F) miteinander verbunden sind. Das Zielfunktion der Optimierung besteht gemäß Formel (1) in der Maximierung des Gesamtgewinns T^{total} der variablen Zahlungsströme der einzelnen Marktakteure, unter der Optimierung der Einsatzplanung der Systemkomponenten mit Hilfe eines Dispatch-Modells.

$$(1) \max \{T^{total} = T^{energy} + T^{power}\}$$

$$(2) T^{energy} = \sum_{\bar{s}} \sum_{\bar{i}} \left(- \sum_{\bar{s}} \sum_u \sum_{\bar{p}} \sum_{\bar{p}} (E_{i,u,\bar{p},\bar{p}} \cdot F_{i,u,\bar{s},\bar{p},\bar{p}}) + \sum_{\bar{s}} \sum_u \sum_{\bar{p}} \sum_{\bar{p}} (E_{i,u,\bar{p},\bar{p}} \cdot F_{i,u,\bar{s},\bar{s},\bar{p},\bar{p}}) \right)$$

$$(3) T^{power} = \sum_{\bar{s}} \sum_{\bar{m}} \left(- \sum_{\bar{s}} \sum_u \sum_z (P_{m,u,z} \cdot F_{m,u,\bar{s},\bar{s},z}) + \sum_{\bar{s}} \sum_u \sum_z (P_{m,u,z} \cdot F_{m,u,\bar{s},\bar{s},z}) \right)$$

Dabei entspricht T^{energy} den energiebezogenen Gewinnen und T^{power} den leistungsbezogenen Gewinnen. Formel (2) und Formel (3) stellen die dazugehörigen Berechnungsvorschriften dar. Während die energiebezogenen Gewinne für einen ausgewählten Zeitschritt und einer ausgewählten Kundengruppe durch die Multiplikation der Energieflüsse mit den Arbeitspreisen darstellbar ist, können die leistungsbezogenen Gewinne für einen entsprechenden Zeitraum und einer ausgewählten Kundengruppe durch die Multiplikation der Leistungsmessungen mit den Leistungstarifen bestimmt werden.

Die zu optimierenden Kundengruppen bzw. Geschäftsfelder sind durch $\bar{s} \subseteq s$ gegeben. Mit IRPsim ist somit sowohl aus Sicht der gesamten Kundengruppenelemente, als auch aus Sicht eines einzelnen Kundengruppenelements eine Optimierung durchführbar. Dies gilt ebenso für die Geschäftseinheiten. Während eine Vereinigung der Geschäftseinheiten somit die Optimierung aus Sicht des Gesamtunternehmens wiedergibt, erlaubt die Trennung in einzelne Geschäftsmodellelemente die Optimierung aus Sicht dieser. Somit ist es unter anderem möglich, die Kosten für den Energiebezug gemäß der Geschäftsfeldtarife auf den Vertrieb sowie Netz aufzuteilen.

Die Menge an zu optimierenden Zeitschritte ist durch $\bar{i} \subseteq t$ und die entsprechenden davon abgeleitete Menge an zu optimierenden Monate durch $\bar{m} \subseteq m$ darstellt. Dabei entspricht die ausgewählte Vereinigung der Zeitschrittelemente dem ausgewählten Optimierungshorizont. Als Speicherhorizont wird die Hälfte des Optimierungshorizonts angesetzt, um die ungewollten Effekte der Optimierung am Ende eines Zeitraums zu vermeiden. Auf die ermittelten Zustände wird im nächsten Optimierungsaufwurf entsprechend zurückgegriffen.

Der Abfluss von Energie von einer Komponente zu einer anderen Technologie oder Komponente ist durch $\bar{p} \subseteq p$ dargestellt und der Zufluss entsprechend durch $\bar{p} \subseteq p$. Ein Beispiel eines Energieflusses zwischen bekannten Komponenten stellt die Deckung einer Stromlast durch das Stromnetz in einem entsprechenden Zeitschritt dar. In diesem Beispiel liegt ein Abfluss beim Stromnetz vor und ein Zufluss bei der Stromlast. Annahme ist, dass eine gerichtete Kante zwischen den Komponenten existiert. Die dazugehörigen Leistungsmessungen erfolgen auf Basis der jeweilig definierten und zusammengesetzten Komponentenbündel. In punkto der Finanzströme ergibt sich eine zu den Energieflüssen ähnliche Darstellung der Zu- und Abflüsse aus Sicht eines Akteurs $\bar{s} \subseteq s$ bzw. $\bar{s} \subseteq s$. Auf Basis der definierten Beziehungen und Abhängigkeiten werden nun Gelder zwischen den Besitzern der Komponenten und damit zwischen den Akteuren in Höhe der definierten Tarifeinheiten ausgetauscht. Unter der Annahme, dass die Komponente Last einer Kundengruppe zugewiesen wurde und die Komponente Netz einem Geschäftsfeld, ergibt sich im vorliegenden Beispiel ein Finanzstrom vom der Kundengruppe zum Geschäftsfeld.

b) Bilanzierungsansatz

Aus Sicht von Entscheidungsträgern sollten Geschäftsmodelle finanzielle Vorteile bieten, um das Portfolio nachhaltig zu verbessern. Eine alleinige Ermittlung der variablen Größen hinsichtlich der Optimierungssystematik reicht für eine tiefere Analyse nicht aus. Diesbezüglich bestimmt IRPsim den Kapitalwert (Net Present Value NPV) der Zahlungsreihen der einzelnen Kundengruppen sowie der Geschäftsfelder aus der Summe der variablen und der fixen Zahlungsströme. Der NPV beschreibt die abgezinste Zahlungen auf den Investitionszeitpunkt, um Zahlungen an beliebigen Zeitpunkten vergleichbar darzulegen. Während die variablen Zahlungsströme in IRPsim von den in der Optimierung bestimmten Ergebnissen der Energieflüsse und Leistungsmessungen abhängig sind, stellen die fixen Zahlungsströme tägliche, monatliche oder jährliche abgezinste Erlöse oder Kosten dar. Diese werden nicht durch die Optimierung beeinflusst. Entscheidende variable Größen entsprechen den energiebezogenen- und leistungsbezogenen Komponenten der Zielfunktion. Entscheidende fixe Größen sind Basistarife, Investitions-, Installations- und Wartungskosten sowie Anreize.

Einem besonderen Teilaspekt im Rahmen der NPV-Berechnung des Modells stellt die Bilanzierung der Kosten hinsichtlich der Investition in dezentrale Erzeugungs- bzw. Speicheranlagen dar. Daher soll dieser eine Aspekt im Folgenden ausführlich vorgestellt werden. An Wichtigkeit gewinnt dieser Aspekt auch, da zahlreiche Geschäftsmodelle, mit denen sich kommunale Energieversorger aktuell beschäftigen, in einem direkten Zusammenhang mit dem Ausbau dezentraler Infrastruktur stehen. Bei der Adoption von dezentralen Technologien handelt es sich um einen dynamischen Prozess. Somit müssen bei den Berechnungsvorschriften die unterschiedlichen Investitionszeitpunkte aufgrund der möglicherweise wachsenden Kundengruppe und die damit einhergehenden variierenden Investitions- und Reinvestitionskosten aufgrund des jährlichen Preisverfalls des Neupreises der Technologien über den Kalkulationszeitraum berücksichtigt werden. Abweichend von der Vorgehensweise der einfachen energiewirtschaftlichen Projektbewertung ergibt sich somit nicht nur eine Investition zum Kalkulationszeitpunkt, sondern weitere zu späteren Zeitpunkten des Kalkulationszeitraums. Wenn es sich um dieselbe Technologie handelt, kann das, was man später für die Investition zu bezahlen hat, ansteigen oder abfallen. Wenn es sich um

dieselbe Technologie handelt, kann das, was man später für die Investition zu bezahlen hat, ansteigen oder abfallen. Bei technologischen Lernen, also der sinkenden preislichen Entwicklung der Technologie über die Jahre, wird es billiger: Dementsprechend kann man mit dem nachfolgenden Ansatz beurteilen, ob sich die Investition bereits zum Zeitpunkt der Investition lohnt, oder erst in den darauf folgenden Jahren.

In diesem Zusammenhang setzt das Modell auf einen originellen Bilanzierungsansatz, der es ermöglicht die jährlichen Finanzflüsse zu ermitteln. Dazu werden die Investitionskosten in Form von jährlichen Abschreibungen, deren Höhe sowohl durch die Anlagenpreisentwicklung (p) als auch die Abzinsungsrate (z) beeinflusst wird, berücksichtigt. Im Gegensatz zur klassischen Annuitätenmethode ergibt sich dadurch keine konstante Annuität, sondern eine je nach Preisentwicklung wachsende oder sinkende jährliche Abschreibungsreihe (C_0, \dots, C_{L-1}). Die Höhe dieser Abschreibungen wird mit dem nachfolgenden Berechnungsansatz auf Basis der Discounted Cash Flow Methode [29] bestimmt. Um die Anlagenpreisentwicklung, beschrieben durch die Preissteigerungsrate (p) in % pro Jahr, bei gleicher Anlagengröße über die Jahre zu berücksichtigen, gilt der in Formel (4) beschriebene Zusammenhang.

$$(4) I_i = I_0 \cdot (1 + p)^i$$

Da sich Abschreibungen mit der Investitionshöhe der dezentralen Anlagen entwickeln sollen, wird festgelegt, dass die Zahlungen gemäß Formel (5) ansteigen. Als Motivation ist zu nennen, dass bei einer Reduktion der Marktpreise für dezentralen Anlagen, ebenso der Restwert für die Anlage am Markt fallen soll. Somit müssten die Abschreibungen in den Jahren zuvor höher ausfallen. Dementsprechend werden die anfallenden Mehrkosten durch die Gleichung berücksichtigt.

$$(5) C_i = C_0 \cdot (1 + p)^i$$

Um die Investitionsgesamtkosten (I_0) korrekt zu berücksichtigen, muss die abdiskontierte Summe der Zahlungen über die Lebensdauer (L) der Anlage die Anfangsinvestition ergeben. Aus diesem Grund soll Formel (6) gelten.

$$(6) I_0 = \sum_{j=0}^{L-1} \frac{C_j}{(1+z)^j}$$

Setzt man nun die Gleichung (5) in (6) ein, kann unter Auflösung nach C_0 die Abschreibung zum Kalkulationszeitpunkt (C_0) abgeleitet werden. Dies ist in Gleichung (7) dargestellt. Setzt man entsprechend die Anlagenpreisentwicklung $p=0$ erhält man den aus der Literatur bekannten Barwertfaktor für L vorschüssige konstante Zahlungen.

$$(7) C_0 = \frac{I_0}{\sum_{j=0}^{L-1} \left(\frac{1+p}{1+z}\right)^j}$$

Ausgehend von C_0 lassen sich auch die Abschreibungen der Folgejahre bestimmen. Dies gelingt durch das Einsetzen der Gleichung (7) in Gleichung (5). Damit entspricht C_i in Formel (8) den abbeschriebenen Investitionskosten der Technologie im i -ten Jahr der Optimierung.

$$(8) C_i = C_0 \cdot (1+p)^i = \frac{I_0}{\sum_{j=0}^{L-1} \left(\frac{1+p}{1+z}\right)^j} \cdot (1+p)^i$$

Das was für eine Investition zum Zeitpunkt 0 gezeigt wurde, kann auch für eine Investition im Zeitpunkt x gelten. Die Plausibilität unter Heranziehen der Formel (4) und durch entsprechende Umformungen gezeigt werden. Dass die Aussage gültig ist, zeigt Formel (9).

$$(9) I_i = \sum_{x=i}^{i+L-1} \frac{C_x}{(1+z)^{x-i}} = \sum_{x=i}^{i+L-1} \frac{I_0}{\sum_{j=0}^{L-1} \left(\frac{1+p}{1+z}\right)^j} \cdot \left(\frac{1+p}{1+z}\right)^{x-i} \cdot (1+p)^i = I_0 \cdot (1+p)^i$$

Abschließend muss der gesamte NPV einer Kundengruppe unter der Entwicklung der Anzahl der Mitglieder betrachtet werden.

Durch die Aufteilung der Kosten in jährliche Zahlungsströme werden neben den Kosten für Reinvestitionen auch die Restwerte der Anlagen am Ende des Simulationszeitraums berücksichtigt. Der Restwert entspricht in diesem Fall den jährlichen Zahlungsströmen, die nach dem Ende des Kalkulationszeitraums anfallen und nicht in der Bilanz auftauchen.

Neben dem Vorteil, dass sich in dieser Form die Investitionsgesamtkosten einer Kundengruppe auf eine einfache Art und Weise berechnen lassen, kann zusätzlich in bestimmten Fällen mit Hilfe der jährlichen Bilanzierung eine Aussage über den optimalen Installationszeitpunkt getroffen werden.

Ein Beispiel hierfür ist die Erweiterung einer Photovoltaikanlage um einen Batteriespeicher. Erfolgt die Installation direkt zum Zeitpunkt t_0 , so treten durch die Investitionskosten die Zahlungsströme C_0, \dots, C_n auf. Eine um ein Jahr verzögerte Installation löst dementsprechend die Zahlungsströme C_1, \dots, C_n aus. Für die Jahre $1, \dots, n$ ergibt sich aus diesem Grund in beiden Fällen die gleiche Jahresgesamtbilanz. Eine direkte Investition ist deshalb nur dann sinnvoll, wenn die Einsparungen bzw. Zusatzerlöse, die mit Hilfe des Batteriespeichers innerhalb des ersten Jahres erwirtschaftet werden, grösser sind als C_0 . Die Höhe des Zahlungsstromes C_0 hängt dabei direkt mit der Anlagenpreisentwicklung (p) zusammen (10).

$$(10) C_0 = \frac{I_0}{\sum_{j=0}^{L-1} \left(\frac{1+p}{1+z}\right)^j} < \frac{I_0}{\sum_{j=0}^{L-1} \left(\frac{1+\hat{p}}{1+z}\right)^j} = \hat{C}_0 \quad \forall p > \hat{p} > -1$$

Fallende Preise (p negativ) führen zu einem höheren Zahlungsstrom (C_0), steigende Preise (p positiv) zu einem niedrigeren C_0 . Dadurch spiegelt sich in der Höhe des Zahlungsstromes C_0 wider, sodass ein potentieller Investor durch die Verzögerung einer Investition stärker profitiert, wenn die Preise für Batteriespeicher schneller fallen. Der optimale Zeitpunkt t_i für die Investition in einen Batteriespeicher ist dementsprechend erreicht, wenn die

Jahresgesamtbilanz für das Jahr, in dem C_i verrechnet wird, positiv ist. In diesem speziellen Beispiel können deshalb durch die jährliche Bilanzierung auf Basis einer einzigen Optimierung, ein Geschäftsmodell für verschiedene Investitionszeitpunkte bzw. aus Unternehmenssicht Lancierungszeitpunkte bewertet werden.

Die Aussagen über den optimalen Installations- bzw. Lancierungszeitpunkt lassen sich jedoch nicht beliebig erweitern. Ist zum Beispiel die Einspeisevergütung einer PV-Anlage an den Installationszeitpunkt gekoppelt, so stimmen die Jahresgesamtbilanzen der Folgejahre nicht überein. Dementsprechend muss für die Entscheidung über eine Investition in eine Photovoltaikanlage die Gesamtbilanz über alle Jahre innerhalb des Kalkulationszeitraums herangezogen werden.

4 Forschungsansatz und Anwendungsbeispiele

Erfolgreiche Portfolios energiewirtschaftlicher Akteure müssen, wie im Rahmen von Kapitel 1 eingeführt, den heutigen sowie den morgigen regulatorischen, ökonomischen, gesellschaftlichen, technologischen und ökologischen Einflussfaktoren gewachsen sein, um die fortschreitende Erosion des klassischen Versorgergeschäfts entgegen zu wirken [1]. Der Entwicklung eines zukunftsfähigen Portfolios kommt somit eine herausragende Bedeutung zu. Das Ziel der Forschungsarbeiten muss es somit sein, den Nutzen von prinzipiellen Handlungsoptionen in Form von Geschäftsmodellen unter Einbezug der Freiheitsgrade der Akteure und der externen Umwelt- bzw. Marktbedingungen zu untersuchen und die damit einhergehenden Erfolgsfaktoren zu identifizieren. Diesbezüglich unterstützt das Modell Entscheidungsträger durch die flexible Modellierung innovativer Geschäftsmodelle und den umfassenden Betrachtungsansatz. Ausgewählte Anwendungsfälle für IRPsim stellen Eigenverbrauch, Direktverbrauch, Direktvermarktung, Elektromobilität, Lastverschiebung sowie Quartierspeicher dar. Während einzelne Ansätze bereits im Modell integriert sind, stehen Andere noch vor der Umsetzung. Diesbezüglich können entsprechende Anwendungsfälle auch im Rahmen eines Finanzierungs- bzw. Contracting-Verhältnisses untersucht werden. In Deutschland ist das Contracting durch eine DIN-Norm beschrieben und definiert. Die DIN 8930-Teil 5 definiert das Contracting wie folgt: „Zeitlich und räumlich abgegrenzte Übertragung von Aufgaben der Energiebereitstellung und Energielieferung auf einen Dritten (Contractor), der im eigenen Namen und auf eigene Rechnung handelt.“ Im Unterschied zu reinen Finanzierungsmodellen beinhaltet das Contracting zusätzlich die Auswahl und Optimierung der Energieerzeugungstechnik [30].

Bei den Geschäftsmodellen Eigen- und Direktverbrauch wird der Strom in direkter räumlicher Nähe zu der Produktion verbraucht und das öffentliche Netz nicht genutzt. Dies führt zu einer Befreiung von unterschiedlichen Abgaben, Umlagen und Steuern, die im klassischen Strompreis der Endverbraucher enthalten sind [31]. Eine Sonderregel gibt es für den Anfall der EEG-Umlage. Nur wenn Personenidentität von Anlagenbetreiber und Endverbraucher gegeben sind, muss diese nur anteilig gezahlt werden. Während Hausbesitzer von diesem Privileg im Rahmen des Geschäftsmodells Eigenverbrauch profitieren können, bleibt Mietern diese Möglichkeit verwehrt. In diesem Zusammenhang erlaubt das Geschäftsmodell Direktverbrauch die Vermarktung von Energie in unmittelbarer Nähe an Drittparteien und somit auch an Mieter. Direktvermarktung orientiert sich zwar, genauso wie Direktverbrauch, an der Bereitstellung von Energie an Drittparteien, aber unterscheidet sich durch die etwas weiter

gefasste räumliche Nähe. In diesem Sinne wird bei der Direktvermarktung auf das Netz zurückgegriffen. Das Geschäftsmodell Elektromobilität erlaubt es kommunalen Energieversorgern Abschätzungen hinsichtlich des Energiebedarfs unter Einsatz von verschiedenen Lade- und Entladestrategien zu bewerten. Eine entsprechende Anzahl an neuen Elektromobilitätslösungen erhöht die Stromnachfrage und kann zu weiteren Geschäftsmodellen im Bereich der Lastverschiebung führen. Diesbezüglich ist es Kundengruppen möglich, ihren Verbrauch im Rahmen einer definierten Zeitspanne auf Basis finanzieller Anreize zu optimieren [32]. Eine weitere bezirksorientierte Lösung könnten Quartierspeicher darstellen. Während Kunden ihren Energiebedarf mit Hilfe Speicher optimieren können, ohne eigene größere Investitionen zu tätigen, ist es dem Energieversorger möglich mit der Residuallast am Spot- bzw. am Reserveenergiemarkt zu handeln.

Zur Erreichung des Ziels und der damit verbundenen Ermittlung der positiven oder negativen Implikationen auf die Zielstellungen der unterschiedlichen energiewirtschaftlichen Akteure können die Geschäftsmodelle im Rahmen von Energieszenarien bewertet werden. Szenarioanalysen dienen bei einer strukturierten Vorgehensweise als Mittel, um Entwicklungen aufzuzeigen und unterschiedliche Tendenzen und Prognose zu integrieren [33]. In diesem Sinne sind zunächst die strategischen Ziele aus nationaler, kommunaler, versorgerbezogener und kundenbezogener Perspektive zu erfassen. Die Bewertungsgrößen der Ziele sind anschließend zu definieren und auf Basis von festgelegten Szenarien zu bewerten. Eine Auswahl der zu betrachtenden Szenarien orientiert sich neben den Geschäftsmodellen zumindest an den Marktgegebenheiten, der Energieversorgeraufstellung sowie der Kundenstruktur. Daneben soll ebenso die explizite Untersuchung der Auswirkungen von Geschäftsmodellen auf die einzelnen Geschäftsfelder des Versorgungsunternehmens erfolgen.

Gemäß den vorangegangenen Beschreibungen stellt das Optimierungsmodell IRPsim ein nützliches Tool in der Geschäftsmodellentwicklung dar. Es komplementiert, aber ersetzt keinesfalls, bekannte Geschäftsmodellkonzepte, wie die Business Modell Canvas von Osterwalder und Pigneur [8], das Konzept der Business Modell Innovation nach Johnson [34], das Business Model Entwicklungskonzept von Wirtz [35] oder die Theorie des Integrierten Geschäftsmodells aus St. Gallen sowie die darauf basierende Erweiterung durch das Integrierte Geschäftsmodell iOcTen von Doleski [36]. Dabei unterstützt das Modell im Speziellen in der Analysephase durch die Bestimmung kritischer Stellhebel und dem systematischen Aufzeigen der Wirtschaftlichkeit auf Basis der Szenarien.

5 Zusammenfassung und Ausblick

IRPsim unterstützt den modell- und datengetriebenen Geschäftsmodellentwicklungsprozess unter Beachtung wesentlicher Rahmenbedingungen des liberalisierten Energiemarkts. Innovative Geschäftsmodelle für kommunale Energieversorger sind mit Hilfe der Optimierungssystematik und des Bilanzierungsansatzes des Modells variabel modellierbar. Als Beispiel sind kundenseitige Lastverschiebungen, Direktvermarktung von EE-Strom, Haushalts- und Quartierspeicher sowie Contracting-Modelle nennbar. Eine Evaluation dieser kann sowohl aus Versorger- als auch aus Kundensicht im Rahmen von Szenarioanalysen erfolgen. In der Praxis unterstützt die Energiesystemlösung Entscheidungsträger aus den verschiedensten Bereichen bei der Beantwortung strategischer Fragestellungen.

Hinsichtlich des Modelldesigns steht in dieser Phase des Projekts noch der gesamtplanerische Ansatz aus Sicht des Versorgungsunternehmens im Fokus. Eine differenzierte Auseinandersetzung der Optimierung aus Sicht der einzelnen Geschäftsfelder stellt einen Anknüpfungspunkt in der Zukunft dar. In diesem Zusammenhang bietet der variable Aufbau des Modells eine ideale Ausgangsbasis, Geschäftsmodellimplikationen aus der Perspektive des Vertriebs, des Handels, der Erzeugung bzw. des Netzes zu beurteilen. Darüber hinaus kann die Beurteilung auch aus der Perspektive eines neugeschaffenen Geschäftsfeldes Services erfolgen. Zur Umsetzung dessen sind Zielfunktionen auf Basis der Abhängigkeitsmuster, der Energieflüsse sowie der Finanzflüsse zwischen den einzelnen Geschäftsfeldern eines kommunalen Energieversorgers zu spezifizieren. Wissenschaftlich gilt es zu untersuchen, inwieweit sich organisatorische Anpassungen bzw. Innovationen unter Beachtung der Liberalisierungsvorschriften sowie der Marktgegebenheiten positiv oder negativ in einem zukünftigen Energiemarkt auswirken.

Weiterhin sind zur Identifizierung zukunftsfähiger Geschäftsmodelle die energiewirtschaftlichen Treiber in Ihrer Gesamtheit zu berücksichtigen. Dies erfordert eine Erweiterung und Integration der techno-ökonomischen Modellebene durch eine sozio-ökonomische Akteursebene [37]. Eine energiewirtschaftliche akteurbasierte Modellierung berücksichtigt dabei nicht nur die Heterogenität der Verhaltensmuster, die nicht ausschließlich auf rein wirtschaftlichen Überlegungen basieren, sondern auch die persönlichen und sozialen Verhaltensmuster und räumlichen Strukturen, unter und in denen diese Akteure kommunizieren und interagieren. Infolgedessen ist es möglich, die Akzeptanz und Diffusion der Geschäftsmodelle durch Kundengruppen und Versorgungsunternehmen unter Berücksichtigung unterschiedlicher Entscheidungs- und Netzwerkmodelle endogen zu simulieren, und dabei sowohl zeitliche und regionale Diffusionsunterschiede als auch Konkurrenzen aufzeigen. Das Akteurmodell kann somit Aufschluss geben, unter welchen Bedingungen Innovationen bzgl. heterogener Kundenstrukturen diffundieren. Simulierte Verhaltensentscheidungen der Akteure auf Basis der Gegebenheiten zu Beginn eines Jahres bezieht das Optimierungsmodell zur Gewinnmaximierung in Form der Parametrisierung mit ein. Folglich ergibt sich eine interaktive und dynamische Energiemodellanwendung. Hinsichtlich der technischen Umsetzung eignet sich das Konzept der empirisch fundierten agenten-basierten Modellierung. Softwareagenten erlauben die Abbildung des individuellen Verhaltens sowie das dynamische Zusammenspiel dieser interagierenden heterogenen Agenten [38]. Weiterhin stellen empirisch fundierte Multi-Agenten-Systeme ein vielversprechendes Framework in der Analyse von Innovations-Diffusion dar [39–43]. Diesbezüglich haben sich empirisch-fundierte Agentensimulationen auch im Anwendungsfeld der Energiewirtschaft bewiesen. Eine beträchtliche Herausforderung besteht in der Theoretisierung der Entscheidungsprozesse sowie in der Erhebung realitätsnaher Daten zur Abbildung der einzelnen Akteure [44].

6 References

- [1] Doleski OD. Utility 4.0: Transformation vom Versorgungs- zum digitalen Energiedienstleistungsunternehmen. 1st ed. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden; 2016.

- [2] Fürstenwerth D, Waldmann L, Sterner M, Thema M, Eckert F, Moser A et al. Stromspeicher in der Energiewende: Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz. Berlin; Available from: http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Studien/Speicher_in_der_Energiewende/Agora_Speicherstudie_Web.pdf. [October 23, 2014].
- [3] Richter M. Utilities' business models for renewable energy: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2012;16(5):2483–93.
- [4] Klose F, Kofluk M, Lehrke S, Rubner H. *Toward a Distributed-Power World: Renewables and Smart Grids Will Reshape the Energy Sector* 2010.
- [5] Engelke R, Graebig M. Der Status Quo innovativer Geschäftsmodelle bei Energieversorgern. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 2013;63(11):2–4.
- [6] Richter M. German utilities and distributed PV: How to overcome barriers to business model innovation. *Renewable Energy* 2013;55:456–66.
- [7] Ionescu D, Kalny G. ZUKUNFTSMÄRKTE-Geschäftsmodelle für die Energiemärkte von morgen. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 2012;62(6):8–11.
- [8] Osterwalder A, Pigneur Y. *Business model generation: a handbook for visionaries, game changers, and challengers*: John Wiley & Sons; 2010.
- [9] Sahir MH, Qureshi AH (eds.). *Energy modeling applications for analysis of policy options-an overview*; 2006.
- [10] Connolly D, Lund H, Mathiesen BV, Leahy M. A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems. *Applied Energy* 2010;87(4):1059–82.
- [11] Li G, Shi J, Qu X. Modeling methods for GenCo bidding strategy optimization in the liberalized electricity spot market—A state-of-the-art review. *Energy* 2011;36(8):4686–700.
- [12] Bruckner T, Morrison R, Handley C, Patterson M. High-resolution modeling of energy-services supply systems using deeco: overview and application to policy development. *Annals of Operations Research* 2003;121(1-4):151–80.
- [13] Bruckner T. *Dynamische Energie-und Emissionsoptimierung regionaler Energiesysteme*. Doktorarbeit, Universität Würzburg, Würzburg 1997.
- [14] Bruckner T, Groscurth H, Kümmel R. Competition and synergy between energy technologies in municipal energy systems. *Energy* 1997;22(10):1005–14.
- [15] Rebennack S, Iliadis N, Kallrath J, Pardalos PM (eds.). *Short term portfolio optimization for discrete power plant dispatching*: IEEE; 2009.
- [16] Rebennack S, Kallrath J, Pardalos PM. Energy portfolio optimization for electric utilities: case study for Germany. In: *Energy, Natural Resources and Environmental Economics*: Springer; 2010, 221–246.
- [17] Bruckner T, Morrison R, Wittmann T. Public policy modeling of distributed energy technologies: strategies, attributes, and challenges. *Ecological Economics* 2005;54(2):328–45.
- [18] Morrison R, Wittmann T, Heise J, Bruckner T. Policy-oriented Energy System Modeling with 'xeona'. *Proceedings of ECOS 2005*:659–67.
- [19] Scheller F, Keitsch K, Kondziella H, Reichelt DG, Dienst, Steffen, Kühne, Stefan, Bruckner T. *Evaluation von Geschäftsmodellen im liberalisierten Energiemarkt*:

- Energieeffizienz und Flexibilität der Kunden als Grundlage innovativer Geschäftsmodelle. *BWK* 2015(67):24–5.
- [20] Böttger D, Götz M, Theofilidi M, Bruckner T. Control power provision with power-to-heat plants in systems with high shares of renewable energy sources – An illustrative analysis for Germany based on the use of electric boilers in district heating grids. *Energy* 2015;82:157–67.
- [21] Omu A, Choudhary R, Boies A. Distributed energy resource system optimisation using mixed integer linear programming. *Energy Policy* 2013;61:249–66.
- [22] Bruhn J. Regenerative Energiequellen und Verfahren der rationellen Energieverwendung: Synergie und Konkurrenz. Diplomarbeit; 2001.
- [23] Arthur Huber. Planung von gekoppelten Kälte- und Wärme- Erzeugungsanlagen mit Erdwärmesonden: Weiterbildungskurs 235. Luzern; 2008.
- [24] Voss H. Modellierung des regionalen Erzeugungsangebots auf dem Elektrizitätsmarkt der Europäischen Union. Berlin: Lit; 2012.
- [25] Mollenhauer E, Christidis A, Tsatsaronis G. Evaluation of an energy- and exergy-based generic modeling approach of combined heat and power (CHP) plants. Proceedings of the 28th International Conference on Efficiency, Cost Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems (ECOS) 2015.
- [26] Carrion, N M, Arroyo JM. A computationally efficient mixed-integer linear formulation for the thermal unit commitment problem. *Power Systems, IEEE Transactions on* 2006;21(3):1371–8.
- [27] Silbernagl M, Huber M, Brandenberg R. Improving Accuracy and Efficiency of Start-Up Cost Formulations in MIP Unit Commitment by Modeling Power Plant Temperatures. *IEEE Transactions on Power Systems* 2015:1–9.
- [28] Kondziella H, Bruckner T. Optimale Investitionsentscheidungen in dezentralen Energiesystemen für BHKW, Batteriespeicher und Lastmanagement–Modellkonzept und Anwendung. Leipzig, Germany 2013:35.
- [29] Götze U. Investitionsrechnung: Modelle und Analysen zur Beurteilung von Investitionsvorhaben. 6th ed. Berlin, Heidelberg: Springer; 2008.
- [30] Meixner H. Contracting±Modelle, grundlegende Konzepte und ihre ökonomische Eignung im Überblick: Wiesbaden; 2002.
- [31] Hillenbrand M. Increasing power self-sufficiency of German households - Implications for energy companies' business models. Thesis. Leipzig; 2016.
- [32] Zerrahn A, Schill W. On the representation of demand-side management in power system models. *Energy* 2015;84:840–5.
- [33] Dieckhoff C, Appelrath H, Fishedick M, Grunwald A, Höffler F, Mayer C et al. Zur Interpretation von Energieszenarien 2015.
- [34] Johnson MW. Seizing the white space: business model innovation for growth and renewal: Harvard Business Press; 2010.
- [35] Wirtz BW. Business Model Management: Design, Instrumente, Erfolgsfaktoren von Geschäftsmodellen. 3rd ed. Wiesbaden: Springer Gabler; 2013.
- [36] Doleski OD. Integriertes Geschäftsmodell: Anwendung des St Galler Management-Konzepts im Geschäftsmodellkontext. Wiesbaden: Gabler; 2014.
- [37] Wittmann T, Bruckner T. Agentenbasierte Modellierung urbaner Energiesysteme. *Wirtschaftsinformatik* 2007;49(5):352–60.

- [38] Bonabeau E. Agent-based modeling: Methods and techniques for simulating human systems. *Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America* 2002;99(Suppl 3):7280–7.
- [39] Schwarz N, Ernst A. Agent-based modeling of the diffusion of environmental innovations — An empirical approach. *Technological Forecasting and Social Change* 2009;76(4):497–511.
- [40] Rai V, Robinson SA. Agent-based modeling of energy technology adoption: Empirical integration of social, behavioral, economic, and environmental factors. *Environmental Modelling & Software* 2015;70:163–77.
- [41] Stummer C, Kiesling E, Günther M, Vetschera R. Innovation diffusion of repeat purchase products in a competitive market: An agent-based simulation approach. *European Journal of Operational Research* 2015;245(1):157–67.
- [42] Palmer J, Sorda G, Madlener R. Modeling the diffusion of residential photovoltaic systems in Italy: An agent-based simulation. *Technological Forecasting and Social Change* 2015;99:106–31.
- [43] Wolf I, Schröder T, Neumann J, Haan G de. Changing minds about electric cars: An empirically grounded agent-based modeling approach. *Technological Forecasting and Social Change* 2015;94:269–85.
- [44] Boero R, Squazzoni F. Does empirical embeddedness matter? Methodological issues on agent-based models for analytical social science. *Journal of Artificial Societies and Social Simulation* 2005;8(4).