

# Modellgestützte Bewertung von Flexibilitätsoptionen und Versorgungsstrukturen eines Bilanzraums mit hohen Eigenversorgungsgraden mit Energie

Lukasz Brodecki, Markus Blesl

Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart,  
Heßbrühlstraße 49a, 70565 Stuttgart, Telefon: +49 (0)711 685 878 58,  
E-Mail: lukasz.brodecki@ier.uni-stuttgart.de, Internet: www.ier.uni-stuttgart.de

**Kurzfassung:** Die Energiewende und der damit einhergehende politisch induzierte Ausbau Erneuerbarer Energien sind zurzeit die bestimmenden Faktoren für die zunehmende Dezentralisierung des Energiesystems. Dies wird auch durch die steigende Anzahl von Prosumern, die dem Ansatz der Selbstversorgung folgen, unterstützt. Das Ziel des Beitrags ist die Entwicklung methodischer Ansätze zur Abbildung von Energie-Autarkie in Energiesystemmodellen sowie die systemanalytische Bewertung einer Stadt mit hohen Eigenversorgungsgraden mit Energie im Kontext eines übergeordneten Systems.

Grundlage bildet das Energiesystemmodell TIMES Local, in dem ein städtisches Energiesystem als lineares Optimierungsmodell abgebildet ist. TIMES Local legt dabei den Fokus auf die Bestandteile des Energiesystems, die für ein Stadt- oder Quartiersmodell relevant sind und berücksichtigt daher von der Energiebereitstellung bis zur Energienachfrage die Bereiche Strom, Wärme, Mobilität als ein Netzwerk von Prozessen. Die integrale Betrachtung erlaubt die Untersuchung von sektorübergreifenden Wechselwirkungen.

Zur Modellierung von Systemen mit hohen Eigenversorgungsgraden mit Energie sind neben methodischen Änderungen (Anpassung der zeitlichen Auflösung) auch inhaltliche Weiterentwicklungen des Modells notwendig. Hierbei werden neben einer sektorspezifischen Berücksichtigung der Photovoltaik, die Abbildung der Elektromobilität und die Implementierung von Speichern sowie Power-to-Heat Optionen dargestellt. Ziel der Optimierung ist die Untersuchung des wirtschaftlichsten Pfades bezüglich Investitionen und Dispatch von Versorgungstechnologien und Flexibilitätsoptionen im Zusammenhang mit einem vorgegebenen Eigenversorgungsgrad.

Erste Ergebnisse zeigen, dass die Integration hoher Anteile an Erneuerbaren im Stromsektor nicht zwangsläufig mit einem hohen Energie-Autarkiegrad einhergeht. Entscheidend hierfür ist der Grad der Elektrifizierung des Energiesystems und somit die Verknüpfung des Stromsektors mit dem Wärme- und Transportbereich. Unabhängig vom Ziel, ob eine reine CO<sub>2</sub>-Emissionsminderung oder ein hohe Energie-Autarkie verfolgt wird, ist für die Einbindung steigender Mengen von Strom aus Erneuerbaren eine verstärkte Nutzung von Speicherkapazitäten ab dem Jahr 2030 erforderlich. Dabei fördert das Ziel der Energie-Autarkie den Ausbau von Wärmespeichern in Verbindung mit Power-to-Heat, während für eine Reduktion der lokalen CO<sub>2</sub>-Emissionen der Ausbau von Batteriespeichern ökonomisch sinnvoller ist.

**Keywords:** Energie-Autarkie, Prosumer, Eigenversorgung, Energiespeicher, Energiesystemmodellierung

## 1 Hintergrund und Zielsetzung

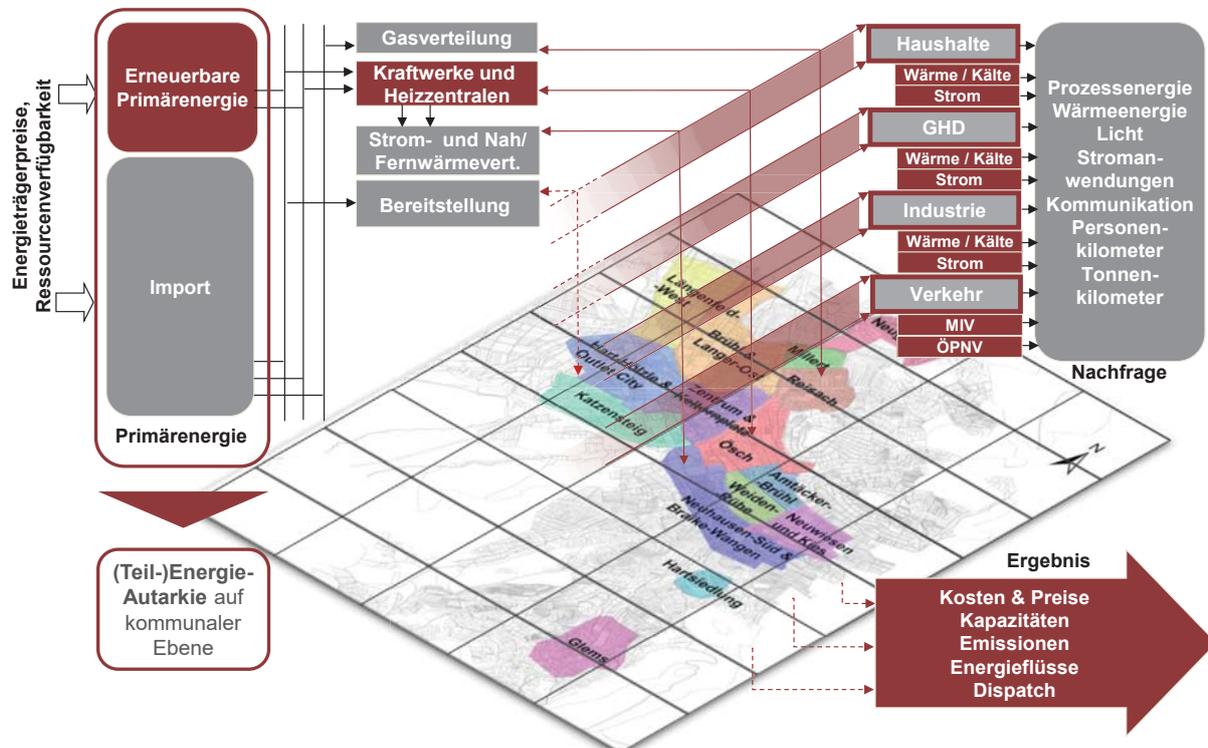
Um die im „Klimaschutzplan 2050“ verfassten Zwischenziele der Bundesregierung die Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2030 um mindestens 55 % gegenüber dem Jahr 1990 zu reduzieren und darüber hinaus bis 2050 eine Reduktion um gar 85 % zu erreichen, müssen Strukturveränderungen im Energiesystem flächenmäßig umgesetzt werden [1]. Dabei steigen lokal angesiedelte Energieprojekte und dezentral organisierte Energiesysteme in ihrer Zahl und werden zunehmend als mögliche Alternative oder Ergänzung zu konventionellen Systemen angesehen [2]. Viele Verbraucher folgen daher derzeit dem Ansatz der Selbstversorgung, versuchen zur Deckung ihres Energiebedarfs beizutragen und werden somit vom zentralen Energieversorgungssystem zu Teilen unabhängig [3]. Die Energiewende und die damit einhergehenden politisch bedingten Einspeisevergütungen bilden zurzeit die bestimmenden Faktoren bei der steigenden Anzahl von Prosumern. Weitere marktwirtschaftliche Treiber, technische Entwicklungen oder soziale Treiber können jedoch zukünftig für Prosumer eine zunehmende Rolle einnehmen und so den Wandel des Energiesystems mitgestalten und beschleunigen [4, 5]. Die Energie-(Teil)Autarkie stellt dabei einen Aspekt dar, den verschiedene Akteure als Ziel auffassen. Im Rahmen des Beitrages wird daher untersucht inwieweit dieses Ziel erreichbar und welcher Grad an Autarkie technisch-wirtschaftlich überhaupt sinnvoll ist. Zudem wird der Frage nachgegangen, welche Folgen zu erwarten sind. Das Ziel ist die Entwicklung methodischer Ansätze zur Abbildung von Energie-Autarkie in Energiesystemmodellen sowie die systemanalytische Bewertung im Kontext eines übergeordneten Systems. Die Arbeit fokussiert sich auf Prosumer eines städtischen Energiesystems. Ziel ist es die sektorübergreifenden Wechselwirkungen zwischen der Energiebereitstellungs- und Nachfrageseite, bedingt durch hohe Selbstversorgungsanteile mit Energie in Kombination mit Flexibilitätsoptionen zu untersuchen. Darüber hinaus werden gezielt die energiesystemtechnischen Unterschiede zu reinen zu Emissionszielen erarbeitet.

## 2 Energiesystemmodellierung in TIMES Local

### 2.1 Allgemeine Struktur von TIMES Local

Grundlage bildet das Energiesystemmodell TIMES Local. Dabei handelt es sich um ein lineares Optimierungsmodell, das auf dem Modellgenerator TIMES basiert, welches innerhalb des Energy Technology Systems Analysis Programme (ETSAP) der Internationalen Energieagentur (IEA) entwickelt wurde. Mithilfe von TIMES wird ein Energiesystem bottom-up technologisch detailliert als ein Netzwerk von Prozessen (z. B. Kraftwerkstypen, Verkehrstechnologien), Gütern (Energieträgern, Material) und den entstehenden Emissionen in Form eines Referenzenergiesystems abgebildet [6, 7, 8]. Vorgegeben werden bei der Optimierung der anfängliche Anlagenbestand, die zukünftigen Nachfragen in den einzelnen Sektoren und Primärenergieträgerpreise sowie die Technologien und Energieträger charakterisierenden Parameter. TIMES Local stellt dabei eine Anwendung mit dem Schwerpunkt auf die Betrachtung von denjenigen Prozessen dar, die für ein Stadt- oder Quartiersmodell relevant sind. Die Zielfunktion ist die integrale Kostenminimierung unter Umsetzung von Autarkie-Zielen und unter Einhaltung technischer sowie ökologischer Restriktionen [9].

Der Modellierungszeitraum ist von 2010 bis 2050 in 5-Jahresschritte eingeteilt. Im Rahmen der Optimierung wird eine integrale Ausbau- und Einsatzoptimierung über den gesamten Modellierungszeitraum durchgeführt. Das Referenzenergiesystem berücksichtigt dabei die Sektoren öffentliche Strom- und Wärmebereitstellung, private Haushalte, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen, Transport, Industrie und den Import von Energieträgern (siehe Abbildung 1).

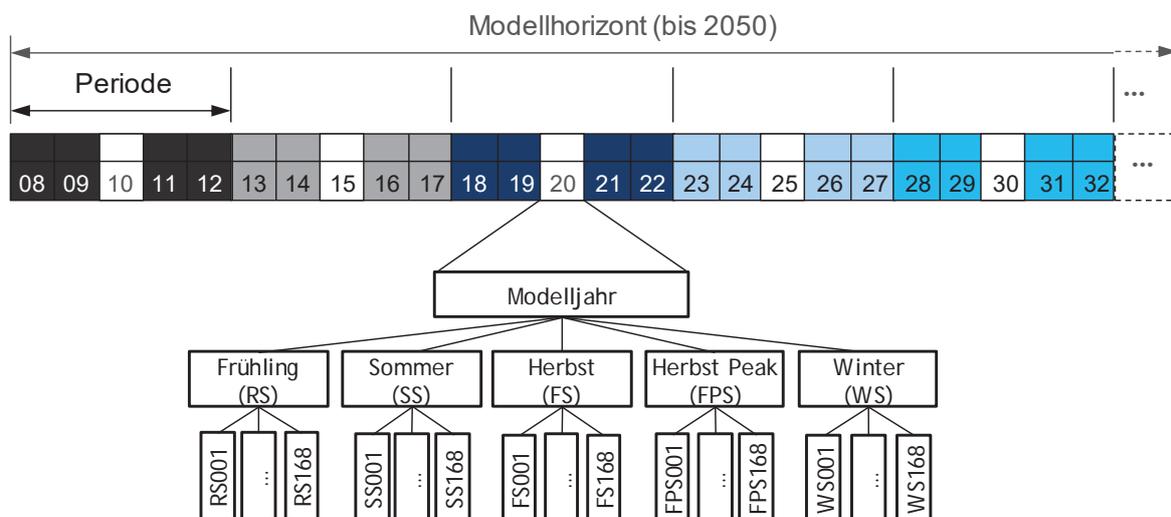


**Abbildung 1: Referenzenergiesystem des angewandten TIMES Local Modellansatzes**

Nachfrageseitig wird zwischen sechs verschiedenen Wohngebäudetypen (jeweils drei für den Bestand und Neubau) unterschieden. Des Weiteren wird der GHD Sektor in kleine und große Verbraucher unterteilt. Im Verkehrssektor wird zwischen Kurz- und Langstrecken im motorisierten Individualverkehr sowie zwischen ÖPNV und Nutzverkehr differenziert. Die Abbildung der Industrie erfolgt als ein Verbraucher in aggregierter Form. Dabei ist für jede Nachfragekategorie ein separates Technologieportfolio zur Bereitstellung der entsprechenden Systemdienstleistung mit spezifischen Leistungsklassen, Investitionskosten und technischen Parametern hinterlegt. Auf der Erzeugungsseite sind für die zentrale Strom- und Wärmebereitstellung verschiedene Technologien implementiert. Dabei liegt der Fokus auf der Modellierung netzgebundener Versorgungskapazitäten in Verknüpfung mit Erneuerbaren Energien, wie solarthermisch unterstützte Nahwärme oder die Integration von Abwasserwärmepumpen ins Energiesystem. Neben dem sektorspezifischen Zubaus von Solaranlagen bietet die Nutzung von Abwärme oder Biomasse Potenzial für eine Versorgung basierend auf lokal verfügbaren Ressourcen. Der öffentlichen Strombereitstellung steht ein Technologieportfolio bestehend aus KWK-Anlagen, Wasserkraft, PV oder Wind zur Verfügung. Zusätzlich kann die lokale Stromversorgung aus Stromimporten aus der übergreifenden Mittelspannungsebene erfolgen.

## 2.2 Zeitliche Auflösung und Typwochen Auswahl

Zur detaillierten Abbildung von Energie-Autarkie ist es notwendig eine zeitliche Struktur zu wählen, die die technischen Eigenschaften der Energie-Autarkie und der damit einhergehenden Problematik der Kopplung einer fluktuierenden Nachfrage sowie einer dargebotsabhängigen Erzeugung auf Basis von Erneuerbaren Energien gewährleistet. Hierfür wird eine hohe zeitliche Auflösung benötigt, die die Darstellung von Spitzen und Tälern in der Erzeugung und im Verbrauch sowie eine genaue Abbildung des Einsatzes der verschiedenen Flexibilitätsoptionen ermöglicht. Zudem ist es notwendig repräsentative und zusammenhängende Zeitsegmente über einen längeren Zeitraum von Tagen oder Wochen zu wählen. Dabei muss beachtet werden, dass mit steigender Zahl an Zeitsegmenten der Lösungsraum der Optimierung sich exponentiell vergrößert und die Komplexität des Modells zunimmt, das Modell jedoch in einer handhabbaren Zeit lösbar sein muss [10]. Um diesen Anforderungen gerecht zu werden, ist die zeitliche Auflösung in fünf Typwochen mit stündlichen Zeitschritten unterteilt. Dabei entsprechen vier Typwochen je einer Jahreszeit (672 Zeitsegmente pro Jahr) und die fünfte charakterisiert eine Peak-Woche mit einer stündlichen Auflösung (zusätzlich 168 Zeitsegmente pro Jahr) zur Abbildung einer hohen Einspeisung fluktuierender Erneuerbarer Energien (Abbildung 2). Durch Auswahl repräsentativer Typwochen sind zum einen die fluktuierenden Erneuerbaren realitätsnah abgebildet und zum anderen erfolgt durch die hohe zeitliche Auflösung kein Glättungseffekt der Nachfrage- und Erzeugungsganglinien [11].



**Abbildung 2: Neue Zeitliche Auflösung von TIMES Local**

Zusätzlich können durch Implementierung einer hohen zeitlichen Auflösung die einzelnen Wechselwirkungen zwischen der Energiebereitstellungs- und Nachfrageseite, bedingt durch hohe Selbstversorgungsanteile mit Energie in Kombination mit Flexibilitätsoptionen detailliert untersucht werden.

## 2.3 Modellierung von Flexibilitätsoptionen

Die Modelltechnische Abbildung der oben genannten Aufgabenstellung erfordert neben methodischen Erweiterungen auch inhaltliche Anpassungen. Im Folgenden wird die modelltechnische Abbildung von thermischen und elektrischen Speicher- und

Flexibilitätsoptionen erläutert, die im Zusammenhang mit der Erreichung hoher Anteile an Eigenversorgungsgraden mit Energie eine bedeutende Rolle einnehmen [10].

Flexibilitätsoptionen in den Bereichen Strom, Wärme und Mobilität ermöglichen einen zeitlichen und räumlichen Ausgleich von Angebot und Nachfrage. Es werden zwei Arten von thermischen Speichern im Modell berücksichtigt. Neben zentralen Wärmespeichern zur Zwischenspeicherung von Nahwärme sind Investitionsoptionen für einen Warmwassertank auf Gebäudeebene implementiert. Für die Modellierung von stationären Lithium-Ionen Batteriespeichern wird zwischen Quartiersspeichern, die zur Netzstabilisierung und Speicherung von elektrischer Energie auf Niederspannungsebene dienen und dezentralen stationären Lithium-Ionen Batteriespeichern, die direkt bei den Verbrauchern installiert sind, unterschieden. Zusätzlich stellt auf der elektrischen Seite die eingeschränkte Nutzung von Vehicle-to-Grid ebenfalls eine Variante der Systemflexibilität dar. Zur weiteren Flexibilisierung des Energiesystems werden die Optionen eines elektrischen Heizstabs im Nahwärmenetz oder Großwärmepumpen als Power-to-Heat Anwendung im Modell berücksichtigt. Darüber hinaus ist im Modell für dezentrale Wärmebereitstellungstechnologien (Öl- und Gaskessel) in Haushalten und GHD, die Option der Installation eines Heizstabes implementiert, der ebenfalls für Power-to-Heat eingesetzt werden kann.

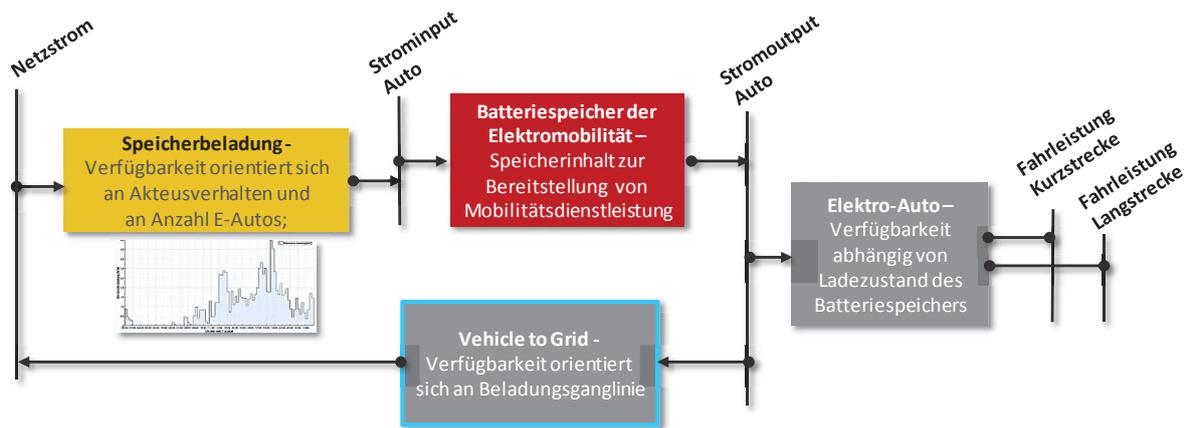
Die modelltechnische Abbildung eines Speichers findet in TIMES Local als Abfolge von drei Prozessen statt. Dazu gehören ein Einspeicher-, ein Speicher- und ein Ausspeicherprozess. Während dem Einspeicher- und Ausspeicherprozess jeweils eine Leistung als Kapazität zugeordnet wird, beschreibt die Kapazität des Speicherprozesses den Inhalt und damit die speicherbare Energiemenge [10]. Dies ermöglicht eine modellendogene Bestimmung der Relation zwischen Speicherinhalt zu Speicherleistung. Dabei sind die Speicher auf der wöchentlichen Ebene des Modells implementiert, sodass der Speichereinsatz innerhalb der einzelnen Typwochen optimal eingesetzt wird, jedoch nicht übergreifend über die einzelnen Typwochen hinweg genutzt werden kann. Ein saisonaler Speichereinsatz findet damit nicht statt [12].

## **2.4 Modellierung der Elektromobilität**

Die Abbildung der Elektromobilität zur Bereitstellung von Fahrleistungen (aufgeteilt in Kurz- und Langstrecke) erfolgt im Modell in Form von drei verketteten Prozessen, einem Beladungsprozess, einem Speicherprozess und dem Elektrofahrzeug. Zusätzlich ist durch die Implementierung eines Vehicle-to-Grid Prozesses die Option für eine Rückspeisung des Stroms aus der Autobatterie ins Verteilnetz vorgesehen. Durch diesen Ansatz ist es möglich eine Entkopplung zwischen der Stromnachfrage (dem Beladungsprozess) auf Netzebene und dem Stromverbrauch, der während der Fahrt anfällt, zu erreichen.

Die Beladungskurve wird dabei dem Energiesystemmodell exogen vorgegeben. Die Inputparameter liefert hierbei die Mobilität in Deutschland Studie und eine anschließende Markov Chain Monte Carlo Simulation des Mobilitäts-Verbraucherverhaltens [13]. Im Zuge der Simulation der Mobilitätsganglinien werden Wochenprofile der Personen- und Fahrzeugkilometer sowie der Lasten der Ladeinfrastruktur erstellt [14]. Durch Vorgabe der maximalen Verfügbarkeit der Elektroauto-Beladung im Energiesystemmodell ergibt sich endogen ein Speicherinhalt je Zeitsegment. Der Beladungszustand der Batterie bestimmt

den Einsatz der Elektrofahrzeuge. Hierbei kann das Modell die im Speicher zur Verfügung stehende elektrische Energie zur Bereitstellung der Mobilitätsnachfrage oder für eine Rückspeisung ins Stromnetz nutzen. Der Speichereinsatz erfolgt daher modellendogen. Das Profil der Aktivität des Vehicle-to-Grid Prozesses und des Stromverbrauchs der Elektrofahrzeuge bei Bereitstellung von Fahrleistungen ist dabei aufgrund der zeitlichen Entkopplung von Be- und Entladung durch den Speicher entgegengesetzt zur Beladungsganglinie.



**Abbildung 3: Modellierung der Elektromobilität und der Be- und Entladungsstruktur der mobilen Speicher**

## 2.5 Sektorale Photovoltaik und Implementierung von Umlagen

Im TIMES Local Modell findet eine sektorspezifische Aufteilung der Photovoltaik (PV) statt. Dabei werden die aufgrund der typischen Installationskapazität unterschiedlich hohen spezifischen Investitionskosten der PV je Sektor berücksichtigt. Jedem Sektor wird ein limitiertes Dachflächenpotenzial zugeordnet. Freiflächen-PV Potenziale werden separat ausgewiesen. Es findet eine Unterscheidung zwischen Netzeinspeisung und Direktverbrauch des Solarstroms statt. PV-Strom kann zunächst direkt beim Prosumer verbraucht oder alternativ ins öffentliche Stromnetz eingespeist werden. Die Einspeisung wird dabei mit einem festen Vergütungssatz entlohnt, der den Systemkosten gutgeschrieben wird. Da der Strompreis aus dem öffentlichen Netz inklusive aller Steuern und Umlagen oberhalb der Vergütung liegt, kann durch Förderung der Eigenstromnutzung die Differenz zwischen dem sektoralen Strom-Einkaufspreis und der sektoral spezifischen Einspeisevergütung dazu genutzt werden, die Strombezugskosten zu reduzieren. Dies ist darauf zurückzuführen, dass direkt verbrauchter Strom für Anlagen unter  $10 \text{ kW}_{el}$  und bis  $10 \text{ MWh/a}$  von Netzentgelten und der EGG-Umlage befreit ist. Zusätzlich kann der Strom-Eigenverbrauchsanteil durch den Einsatz von Stromspeichern gesteigert werden. Dabei kann jeder Sektor Investitionen in dezentral platzierte Batteriespeicher tätigen, um PV-Strom Überschüsse zwischenspeichern und zu späteren Zeitpunkten zu nutzen. Aggregationseffekte der einzelnen Verbraucher, die aufgrund der Verwendung eines Punktmodells auftreten, werden durch Vorgabe maximaler Eigenverbrauchsanteile je Verbrauchergruppe berücksichtigt [15, 16]. Zusätzlich werden vier Potenzialstufen für den Verteilnetzausbau ins Modell implementiert, die stufenweise linear proportional zum Ausbau der PV verlaufen.

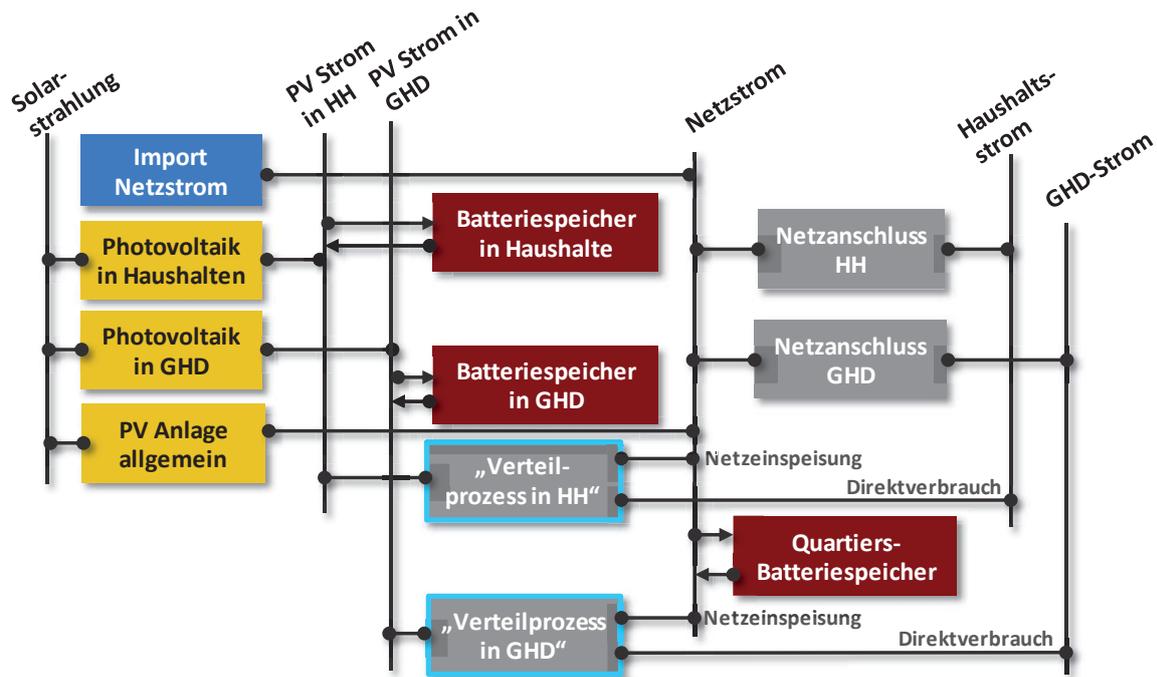


Abbildung 4: Modellierung sektorspezifischer PV in TIMES Local

## 2.6 Modellierung von Energie Autarkie in TIMES Local

Trotz häufiger Anwendung von Schlagwörtern, wie Autarkie oder Energie-Unabhängigkeit ist der Begriff der Energie-Autarkie in der Literatur nicht einheitlich definiert oder wird nach unterschiedlichem Verständnis eingesetzt. Grundsätzlich kann zwischen zwei Varianten der Autarkie unterschieden werden: der lastgerechten und der bilanziellen Energie-Autarkie. In ersterer darf Energie zu keiner Zeit von außen über die definierten Systemgrenzen hineingetragen werden, wohingegen die bilanzielle Autarkie einen bilateralen Energieaustausch über die Systemgrenze hinweg erlaubt, aber die Bilanz für definierte Ströme im Betrachtungszeitraum nicht negativ sein darf. Dabei orientieren sich mit großer Mehrheit der untersuchten autarken Bilanzräume an der bilanziellen Autarkie. Abbildung 5 stellt die bilanzielle Autarkie konzeptionell dar.

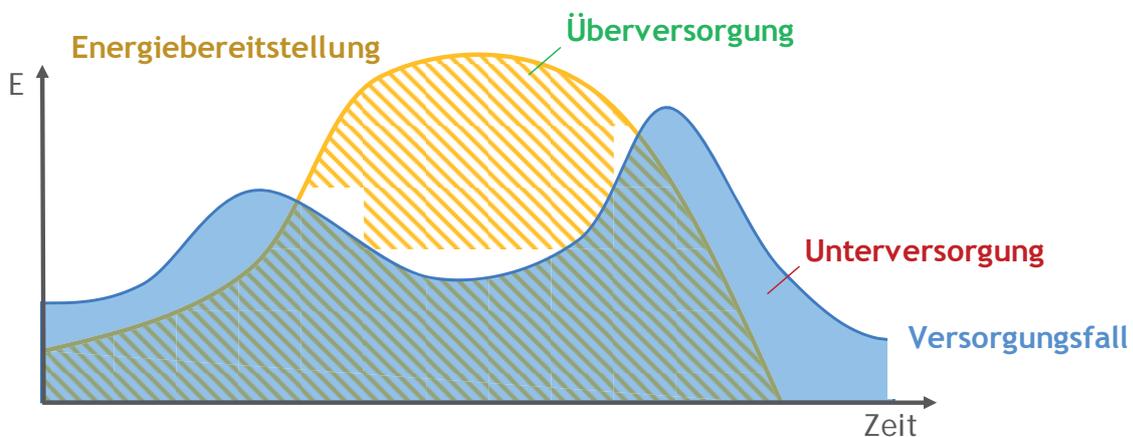


Abbildung 5: Bilanzielle Autarkie

Im Allgemeinen gilt für eine vollständige bilanzielle Energie-Autarkie, dass die Energieströme der Eigenerzeugung basierend auf lokalen Ressourcen, der eigenen Nachfrage über einen definierten Zeitraum entsprechen oder übersteigen.

$$\int_0^t \dot{E}_{Bereitstellung} dt \geq \int_0^t \dot{E}_{Versorgungsfall} dt$$

Dabei wird aufgrund der Vergleichbarkeit der technischen, ökologischen und ökonomischen Bewertung mehrheitlich als repräsentative Zeiteinheit ein vollständiges Jahr angenommen [22]. In TIMES Local wird der Grad an Energie-Autarkie als Verhältnis der lokal bereitgestellten Energie und der gesamten Energienachfrage implementiert. Als Importe zählen dabei Energieträger, die außerhalb der Bilanzgrenze gewonnen werden und zur Nachfragedeckung innerhalb des Bilanzraums eingesetzt werden. Modellseitig werden die Savingsprozesse zur direkten Bereitstellung der Energiedienstleistung eingesetzt und fließen daher in die Gleichung auf der Seite des Verbrauchs mit ein.

$$\frac{\text{Eigenerzeugung}}{\text{Verbrauch}} = \frac{\text{Eigenverbrauch} + \text{Export (d. Eigenerzeugung)}}{\text{Eigenverbrauch} + \text{Importe} - \text{Savings}} \geq \text{bilanz. Autarkiegrad}$$

Bisherige Modellierungsansätze zur Bewertung von Energie-Autarkie bzw. Teilautarkie fokussieren sich mehrheitlich auf die reine stromseitige Autarkie. Dabei werden die Wärmeversorgung sowie der Verkehrssektor nicht berücksichtigt und es findet keine integrale Betrachtung von Strom, Wärme, Mobilität im Zusammenhang mit der Autarkiebewertung statt [17, 18, 19]. Zudem verfolgt der überwiegende Anteil der Ansätze keine kombinierte Einsatz- und Ausbauoptimierung zur Bewertung von Energie-Autarkie unter technischen, ökonomischen, ökologischen Gesichtspunkten. [15, 20, 21]. Daher werden in der vorliegenden Analyse der Energie-Autarkie alle Primärenergieflüsse integral betrachtet.

### **3 Ergebnisse - Auswirkungen hoher Selbstversorgungsgrade mit Energie auf das lokale Energiesystem**

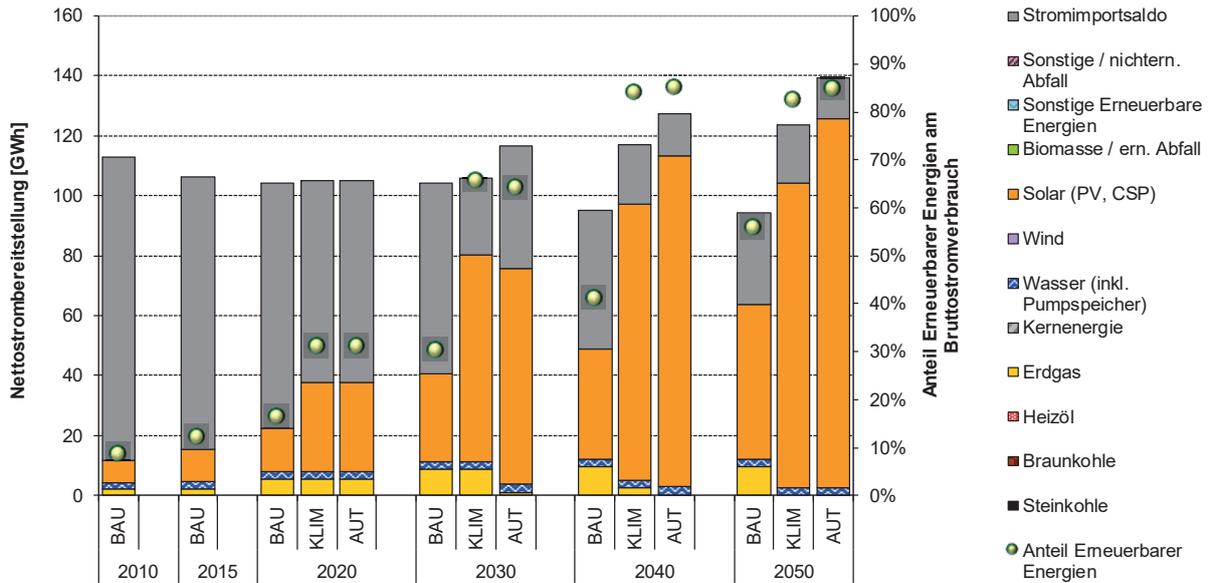
Im Folgenden werden exemplarisch anhand der Ergebnisse von drei Szenarien die Auswirkungen von partieller Energie-Autarkie auf die Energiebereitstellungs- und Nachfrageseite sowie die Wechselwirkungen zu den Flexibilitätsoptionen aufgezeigt.

Als Fallstudie der Energiesystemanalyse dient die Stadt Metzingen, eine baden-württembergische Mittelstadt, gelegen an der Schwäbischen Alb in der Region Neckar-Alb. Metzingen ist mit seinen 21.332 Einwohnern (Stand 2014) die zweitgrößte Stadt des Landkreises Reutlingen und ist vor allem bekannt durch Fabrikverkäufe zahlreicher Textilunternehmen. Metzingen kennzeichnet sich daher durch die Position eines starken Wirtschaftsstandortes aus. Die Rahmenannahmen der drei Szenarien sind in Tabelle 1 dargestellt.

**Tabelle 1: Szenariendefinition**

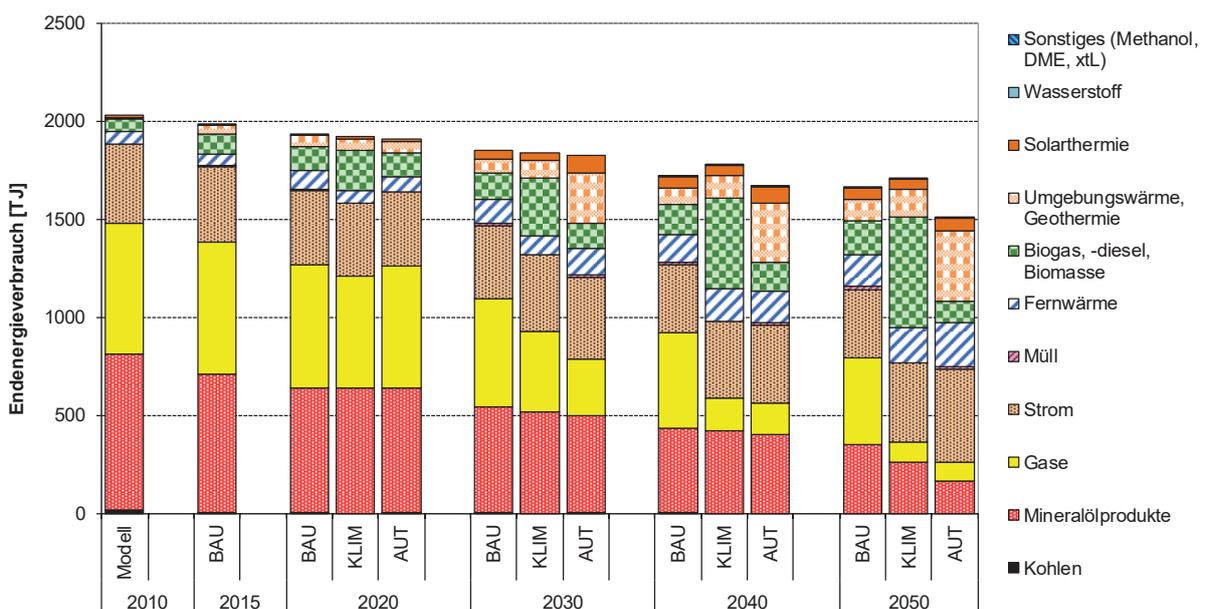
Szenario	Beschreibung
<b>Referenz (BAU)</b>	Moderates Bevölkerungswachstum sowie moderates Beschäftigungswachstum basierend auf statistischen Landesdaten, Vorgabe von maximalen Ausbauzielen erneuerbarer Energien, Wirtschaftswachstum 1,3 %/a, keine Vorgabe von CO <sub>2</sub> – Zielen, keine Nutzung von Windpotenzialen
<b>Klimaschutz (KLIM)</b>	Analog zu BAU mit zusätzlichem CO <sub>2</sub> Ziel: 80 % CO <sub>2</sub> Einsparung im Vgl. zu 1990 bis 2050, was einem durchschnittlichem Ausstoß von 1,6 t CO <sub>2</sub> / ppa in 2050 entspricht, Stützjahr in 2030 (4,0 t CO <sub>2</sub> / ppa), keine Nutzung von Windpotenzialen. Darüber hinaus Definition eines CO <sub>2</sub> Budgets von 2010 bis 2050 in Höhe von 3.900 kt CO <sub>2</sub>
<b>Autarkie (AUT)</b>	CO <sub>2</sub> Ziel analog zu KLIM (1,6 t CO <sub>2</sub> / ppa in 2050 und Definition eines CO <sub>2</sub> Budgets von 2010 bis 2050 in Höhe von 3.900 kt CO <sub>2</sub> ). Zusätzlich Erreichung eines Primärenergie-Autarkiegrades von mindestens 80 % in 2050 über alle Sektoren (Haushalte, GHD, Industrie, Transport und öffentliche) kumuliert, mit Stützjahr 2030 (40 %).

Ergebnisse der Szenarienanalyse zeigen, dass bei hohen Anforderungen hinsichtlich des Autarkiegrades (hier 80 % in 2050) zum einen die Elektrifizierung des Energiesystems insgesamt und die Eigenstromnutzung im speziellen zunimmt. Abbildung 6 stellt für das Optimierungsergebnis der drei Szenarien die Strombereitstellung nach Energieträgern dar. Hierbei ist im Vergleich zum BAU Szenario ein zusätzlicher Ausbau an PV im KLIM und AUT Szenario zu erkennen. Mit zunehmenden Anforderungen an die CO<sub>2</sub> Emissionsziele bzw. an die Eigenversorgung erfolgt ein Rückgang der fossilen Energieträgerimporte und vor allem der Stromimporte. Es findet aufgrund der hohen Netzausbaukosten der letzten Netzausbaustufe in keinem Szenario eine Ausnutzung des gesamt verfügbaren PV Potenzials statt. Zusätzlich finden BHKWs im Jahr 2050 keine Anwendung zur Stromerzeugung im KLIM und AUT Szenario, da die Gasnutzung zum einen relativ gesehen hohe CO<sub>2</sub>-Emissionen verursachen und zum anderen der Gasimport einen negativen Einfluss auf die vorausgesetzte Autarkie hat. Zudem ist aufgrund der gesteigerten Eigenversorgung ab dem Jahr 2030 im AUT Szenario ein stark rückläufiger Stromimportsaldo im Vergleich zur Referenz zu erkennen. Eine vollständige bilanzielle Strom-Autarkie wird im AUT Szenario nicht erreicht.



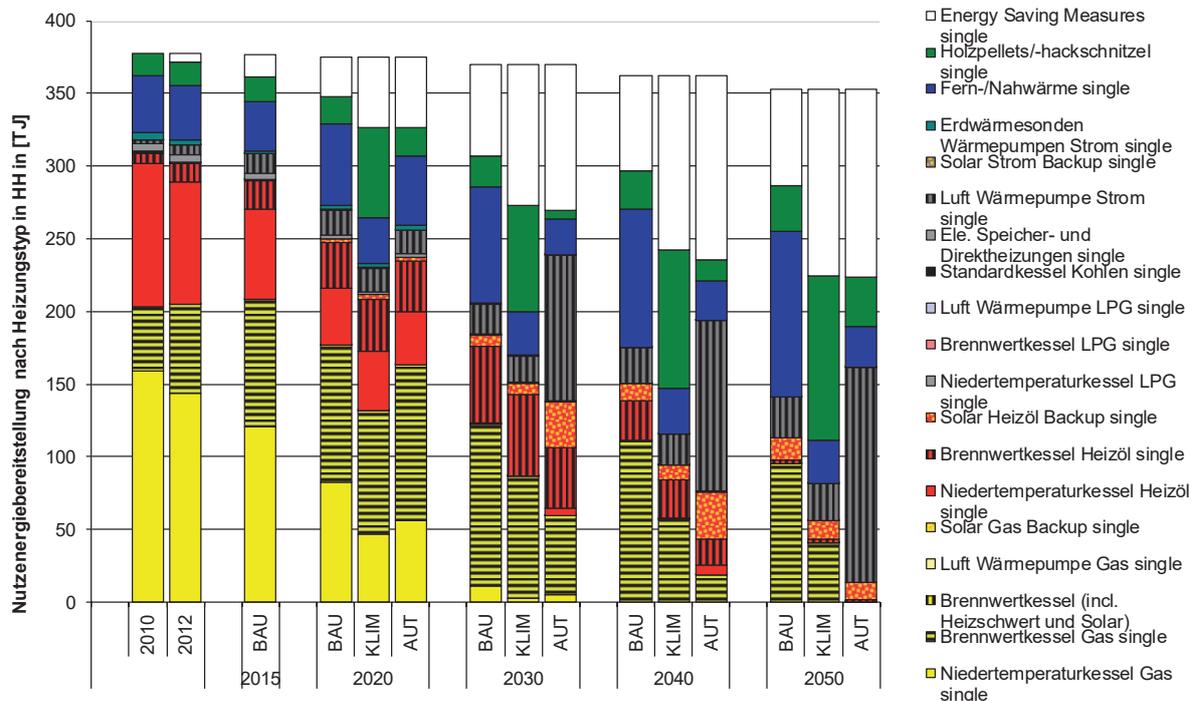
**Abbildung 6: Strombereitstellung nach Energieträgern**

Weiterhin weisen die Szenarien unterschiedliche Endenergieträgerstrukturen auf. Der Anstieg des Strombedarfs im KLIM und AUT Szenario im Vergleich zur Referenz um 37 % bzw. 48 % ist auf eine verstärkte Elektrifizierung der Heizungs- und Kühlungssysteme im Gebäudebereich zurückzuführen. Zudem wird die Nahwärme zu ca. 40 % auf Basis von Power-to-Heat erzeugt. Eine starke Elektrifizierung spiegelt sich zudem im Verkehrssektor wider. Im Allgemeinen führen Effizienzsteigerungen und Gebäudesanierungen in allen drei Szenarien zu einem abnehmenden Endenergieverbrauch. Darüber hinaus ist der verstärkte Einsatz von Biomasse im Klimaschutzszenario zu erkennen. Die Nutzung von klimaneutraler Biomasse wird durch Vorgabe der ambitionierten Emissionsziele bzw. des CO<sub>2</sub> Budgets gefördert. Niedrigere Wirkungsgrade von Verkehrstechnologien basierend auf biogenen Kraftstoffen und der Einsatz von Pelletheizungen im Haushaltsbereich führen im KLIM Szenario zu einer Steigerung des Gesamtendenergieverbrauchs im Vergleich zur Referenz.



**Abbildung 7: Gesamtendenergieverbrauch nach Energieträgern**

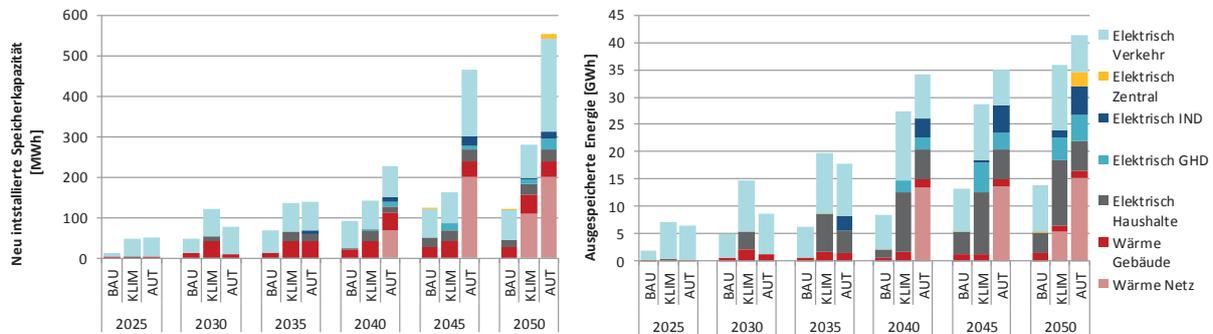
Der Anstieg beim Einsatz von biomassebasierten Technologien in der Wärmeversorgung von Haushalten im KLIM Szenario ist in Abbildung 8 erkennbar. Zusätzlich ist die hohe Durchdringungsrate von Wärmepumpen, die zur hohen Elektrifizierung des Energiesystems im AUT Szenario führen, dargestellt. Im KLIM und AUT Szenario finden neben einem Wechsel der Wärmebereitstellungstechnologien, tiefgreifende Sanierungen der Wohngebäude statt. Gemessen am Bestand entspricht dies einer jährlichen Sanierungsquote von ca. 2,1 %.



**Abbildung 8: Nutzenergiebereitstellung der Haushalte nach Technologien**

Im Rahmen der ganzheitlichen Energiesystemanalyse ist zu erkennen, dass im Zusammenhang mit dem Klimaschutz und der Energieautarkie ein deutlicher Speicherausbau stattfindet. Die Nutzung von Speichern ist in Abbildung 9 dargestellt. Dabei sind die maximale Speicherkapazität (links) und die ausgespeicherte Energie (rechts) aufgezeigt. Es kommen vermehrt Quartierspeicher (thermisch und elektrisch) auf lokaler Ebene zum Einsatz. Dies ist vor allem auf das Ziel Angebot und Nachfrage in Einklang zu bringen und die zeitliche Diskrepanz zwischen Angebot nach Erneuerbaren und Bedarf zu überbrücken, zurückzuführen. Im Vergleich zum Klimaschutzszenario werden in AUT bis 2050 97 % mehr Quartierspeicherkapazität zugebaut (Steigerung von 109 MWh auf 214 MWh Speicherkapazität). Gleichzeitig steigt der Anteil der Eigenversorgung bzw. Eigennutzung durch Zubau von lokal, direkt beim Verbraucher installierten Speichern kontinuierlich an. Nahwärme und Wärmespeicher auf Quartiersebene, die im Zusammenhang mit Power-to-Heat durch Heizstäbe (Standard) oder Wärmepumpen (fortschrittlich) elektrisch unterstützt werden und zum Ausgleich von Stromüberschüssen eingesetzt, nehmen an Bedeutung zu. Dies erfordert jedoch eine intelligente Verknüpfung von dezentralen Prosumern und traditionellen Versorgern durch Regelungsschaltungen und moderne Informations- und Kommunikationstechnik. Die Elektrifizierung des Verkehrssektors im AUT Szenario ermöglicht einen hohen Grad an Vehicle-to-Grid Nutzung. Diese Option fällt jedoch im AUT Szenario aufgrund des Ausbaus alternativer Speicherkapazitäten, vor

allein wärmeseitig, im Vergleich zum KLIM Szenario gering aus. Es zeigt sich, dass bei der Energie-Autarkie aus Systemkostensicht Power-to-Heat und die damit einhergehende Wärmespeicherung an Wichtigkeit zunimmt im Vergleich zum KLIM Szenario. Im Klimaschutzszenario hingegen, wo eine Dekarbonisierung des Energiesystems zu großen Teilen durch den Einsatz von biogenen Brennstoffen erreicht wird, findet die Speicherung verstärkt durch Batteriespeicher statt.



**Abbildung 9: Investitionen und Einsatz der Speicheroptionen**

Der Eigenversorgungsgrad des Bilanzraums erreicht im Basisszenario im Zieljahr einen Wert von 24 %, während im KLIM-Szenario der Autarkiegrad bei 43 % liegt. Das Autarkieszenario erreicht im Jahr 2050 sogar 82 % Energie-Autarkie.

Werden die energiebedingten Kosten betrachtet so führt eine Umsetzung der Energie-Autarkie bis zu einem Grad von ca. 80 % im betrachteten Bilanzraum zu Mehrkosten von 143 € pro Jahr je Einwohner bis 2050 verglichen zum Basisszenario. Die Mehrkosten schließen den Infrastruktur- sowie Verteilnetzausbau ein. Die durchschnittlichen CO<sub>2</sub> Vermeidungskosten liegen im Vergleich zur reinen Budgetdeckung der Emissionen bei 124 € je vermiedene Tonne CO<sub>2</sub> um 130 % höher als im KLIM-Szenario (Tabelle 2).

**Tabelle 2: Szenarienergebnisse**

	BAU	KLIM	AUT
<b>Kumulierte CO<sub>2</sub> Einsparungen gegenüber Basisszenario [kt]</b>	-	1204,9 (-24 % ggü. BAU)	1.204,9 (-24 % ggü. BAU)
<b>Jährliche CO<sub>2</sub> Einsparungen in 2050 gegenüber Basisszenario [kt]</b>	-	45,5	45,5
<b>Abdiskontierte Systemkosten [M€]</b>	3.655,6	3.721,6	3.804,6
<b>Durchschnittlich spezifische CO<sub>2</sub> – Vermeidungskosten [€/t CO<sub>2</sub>]</b>	-	54,8	123,7
<b>Mehrkosten pro Kopf pro Jahr im Vergleich zu BAU [€/ppa]</b>	-	62,0	142,9

## 4 Zusammenfassung und Ausblick

Da Energie-Autarkie im direkten Zusammenhang mit dem Einsatz Erneuerbarer Energien und der Ausschöpfung von Effizienzmaßnahmen steht, kann diese zur Dekarbonisierung sowohl der Elektrizitätsversorgung als auch des Wärmemarktes und des Verkehrs beitragen. Insgesamt zeigt sich, dass in Abhängigkeit der vorgegebenen Ziele (reine CO<sub>2</sub>

Emissionsziele oder zusätzliche Eigenversorgung) ein unterschiedlicher Umbau des Energiesystems stattfindet. Dabei stellt die Energie-Autarkie veränderte Anforderungen an die Investitionen und den Dispatch. Es wird deutlich, dass insbesondere durch den Ausbau der lokal nutzbaren Erneuerbaren Energien, wie PV oder Solarthermie in Kombination mit Flexibilitätsoptionen (elektrische und thermische Quartierspeicher) ein bilanzieller Primärenergie-Autarkiegrad von ca. 80 % (für Strom und Wärme und Mobilität) ohne Kostenexplosion erreicht werden kann. Noch höhere Autarkie-Grade erfordern hingegen die Ausnutzung nicht wirtschaftlicher Potenziale Erneuerbarer (hier z. B. Erdwärme), die Erschließung von Technologien mit geringer regionaler Akzeptanz (Windkraft) und großer Kapazitäten von dezentralen Speichern, z. B. Warmwasserspeichern in Gebäuden. Die Ausschöpfung weiterer kostenintensiver Alternativen führt daher zu einem immer höheren Anstieg der Systemkosten.

Im Zusammenhang mit der Erreichung der Klimaschutzziele sind der Import klimaneutraler Energieträger sowie die verstärkte Nutzung von biogenen Energieträgern im Verkehrssektor und bei der Wärmeversorgung der Haushalte eine wirtschaftliche Alternative. Fraglich ist jedoch, ob zukünftig eine entsprechende Kundenakzeptanz in diesem Bereich erreicht werden kann oder anderen Pfade zur CO<sub>2</sub>-Reduktion beitragen.

Weitere Analysen sollen die Robustheit der Ergebnisse in Abhängigkeit der zeitlichen Auflösung überprüfen. Dabei soll untersucht werden, inwiefern eine Aggregation der zeitlichen Auflösung das Optimierungsergebnis beeinflusst. Zudem soll der Einsatz unterschiedlicher Stromtarife auf das Energiesystem untersucht werden sowie eine Weiterentwicklung des Demand-Side-Managements erfolgen. Diese Änderungen eröffnen zusätzliche Möglichkeiten das Autarkiepotenzial eines städtischen Energiesystems positiv zu beeinflussen

## Literaturverzeichnis

- [1] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, „Klimaschutzplan 2050,“ [Online]. Available: [https://www.bmub.bund.de/fileadmin/Daten\\_BMU/Download\\_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan\\_2050\\_bf.pdf](https://www.bmub.bund.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan_2050_bf.pdf). [Zugriff am 17.11.2017].
- [2] BMWi, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, „Energie der Zukunft - Vierter Monitoring-Bericht zur Energiewende,“ Berlin, 2015.
- [3] L. Brodecki, U. Fahl, J. Tomaschek, M. Wiesmeth, F. Gutekunst, A. S. A. Siebenlist, M. Baumann, R. Graf, L. Brethauer, R. Horn, W. Hauser, M. Sonnberger, C. León, U. Pfenning und M. O’Sullivan, „Analyse des Energie-Autarkiegrades unterschiedlich großer Bilanzräume mittels integrierter Energiesystemmodellierung,“ Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, Stuttgart, 2016.
- [4] W. Rickerson, T. Couture, G. Barbose, D. Jacobs, G. Parkinson, E. Chessin, A. Belden, H. Wilson und H. Barrett, „Residential Prosumers - Drivers and Policy Options,“ IEA - RETD, Kyoto, 2014.
- [5] U. Pfenning und R. Schröter, „Von Energiewenden und neuen Energiebürgern,“ in *ISSN 1867 9935*, Neu-Isenburg, Genossenschaftsverband e.V. Netzwerk Magazin für Kooperation & Management, Ausgabe 02/2016, 2016, pp. S.10-12.
- [6] ETSAP und IEA, Energy Technology Systems Analysis Programme (ETSAP), Contributing to the Kyoto Protocol, Summary of Annex VII (1999-2002), 2002.
- [7] U. Remme, „Zukünftige Rolle erneuerbarer Energien in Deutschland: Sensitivitätsanalyse mit einem linearen Optimierungsmodell,“ Dissertation, Stuttgart, 2006.
- [8] R. Loulou, A. Lehtilä, A. Kanudia, U. Remme und G. Goldstein, „Documentation for the TIMES Model Part II,“ Energy Technology Systems Analysis Programme (ETSAP), 2016.
- [9] M. Blesl, „Kraft-Wärme-Kopplung im Wärmemarkt Deutschlands und Europas - eine Energiesystem- und Technikanalyse,“ Forschungsbericht des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Stuttgart, 2011.
- [10] J. Welsch und M. Blesl, „Modellierung von Energiespeichern und Power-to-X-Technologien mit dem europäischen Energiesystemmodell TIMES PanEU,“ in *VDI Optimierung in der Energiewirtschaft*, 2015.
- [11] F. de Sisternes und M. Webster, „Optimal Selection of Sample Weeks for Approximating the Net Load in Generation Planning Problems,“ MIT ESD, Cambridge, 2013.
- [12] J. Welsch, U. Fahl, M. Blesl und K. Hufendiek, „Modellierung von Energiespeichern und Power-to-X-Technologien mit dem europäischen Energiesystemmodell TIMES PanEU,“ 14. Symposium Energieinnovation, Graz, 2016.

- [13] Institut für angewandte Sozialwissenschaft GmbH, „Mobilität in Deutschland,“ Berlin und Bonn, 2008.
- [14] J. Liebhart, „Simulation aktorenspezifischer, zeitlich hochaufgelöster Mobilitätsganglinien zur Analyse des Einflusses von Elektromobilität auf Energiesystemmodelle,“ Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart, Stuttgart, 2017.
- [15] J. Bracke, J. Tomaschek, L. Brodecki und U. Fahl, „Möglichkeiten und Grenzen einer autarken Energieversorgung von Mehrfamilienhäusern,“ Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Essen, 2016.
- [16] J. Bracke, J. Tomaschek, L. Brodecki und U. Fahl, „Techno-ökonomische Bewertung von Energie-Autarkie für die Energieversorgung von Einfamilienhäusern,“ Zeitschrift für Energiewirtschaft, Wiesbaden, 2016.
- [17] S. Killinger, K. Mainzer, R. McKenna, N. Kreifels und W. Fichtner, „A regional optimisation of renewable energy supply from wind and photovoltaics with respect to three key energy-political objectives,“ Energy, 2015.
- [18] C. Goodbody, E. Walsh, K. McDonnell und P. Owende, „Regional integration of renewable energy systems in Ireland – the role of hybrid energy systems for small communities,“ International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Dublin, 2013.
- [19] S. Peter, „Modellierung einer vollständig auf erneuerbaren Energien basierenden Stromerzeugung im Jahr 2050 in autarken, dezentralen Strukturen,“ Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau, 2013.
- [20] R. McKenna, E. Merkel und W. Fichtner, „Energy autonomy in residential buildings: A techno-economic model-based analysis of the scale effects,“ Applied Energy, 2016.
- [21] T. Jenssen, A. König und L. Eltrop, „Bioenergy villages in Germany: Bringing a low carbon energy supply for rural areas into practice,“ Renewable Energy, 2012.