

# Minimierung der Exergieverluste in zukünftigen energieträgerübergreifenden Versorgungssystemen

Lukas Kriechbaum<sup>(1)</sup>, Christoph Sejkora<sup>(1)</sup>, David Butler<sup>(1)</sup>, Thomas Kienberger<sup>(1)</sup>

<sup>(1)</sup> Montanuniversität Leoben, Lehrstuhl für Energieverbundtechnik

## **Kurzfassung:**

Die fortschreitende globale Erwärmung bedingt eine signifikante Reduktion der weltweiten CO<sub>2</sub>-Emissionen. Dies kann einerseits durch Effizienzmaßnahmen und andererseits eine Integration CO<sub>2</sub>-freier Energiequellen erreicht werden. Fluktuierende Energiequellen wie PV und Wind benötigen Flexibilitätsoptionen um die Residuallast zu jeder Zeit decken zu können. Eine Verknüpfung der Energiesysteme über Sektoren- und Energieträbergrenzen hinaus kann die Größe der benötigten Flexibilitätsoptionen signifikant verringern. Exergie, ein Maß für die Qualität von Energie, eignet sich für solch energieträgerübergreifende Effizienzüberlegungen, da bei einer Sektorkopplung unterschiedliche Energieträger mit unterschiedlichen Qualitätsniveaus zum Einsatz kommen.

In dieser Arbeit zeigen wir am Beispiel einer österreichischen Modellstadt eine Methodik zur Bestimmung des exergetisch optimalen Betriebs eines gekoppelten Energiesystems. Die Ergebnisse zeigen, dass mit bei einem großen Ausbau der erneuerbaren Einspeisung, dem Einsatz von Batterie- und Wärmespeichern sowie exergieeffizienter Technologien zur Wärmeversorgung (KWK, Wärmepumpe), fossile Brennstoffe substituiert werden können und gleichzeitig hohe Exergieeinsparungen erreicht werden. Zusätzlich wird durch solche Maßnahmen der energetische sowie exergetische Eigenversorgungsanteil erhöht.

**Keywords:** Exergieanalyse, Flexibilitätsoptionen, Speicher, Exergieeffizienz

## **1 Einleitung**

Die Nutzung fossiler Brennstoffe verursacht 65 % der weltweiten anthropogenen CO<sub>2</sub>-Emissionen [1]. Um einem weiteren prognostizierten Anstieg entgegenzuwirken [2] und um die Ziele der COP 21 in Paris zu erreichen [3], sind Primärenergieeffizienzmaßnahmen und eine Substitution von fossilen Energieträgern durch erneuerbare Energiequellen notwendig [4]. Ein energieträgerübergreifender Ansatz kann zu einer besseren Nutzung der verfügbaren erneuerbaren Energiequellen und der bestehenden Netzinfrastrukturen führen [5].

Potentialstudien [6; 7] haben ergeben, dass das verfügbare erneuerbare Potential sowohl in Österreich als auch in den meisten anderen OECD-Ländern nicht ausreicht, um den Bedarf zu decken. In diesem Fall kann eine regenerative Energieversorgung nur noch durch regenerative Importe bzw. Effizienzmaßnahmen erreicht werden [4]. Für die Ermittlung der größtmöglichen Effizienzpotentiale ist eine gesamtheitliche, energieträgerübergreifende Betrachtung notwendig. Exergie eignet sich in solchen Fällen als gemeinsame Bewertungsgrundlage für die unterschiedlichen Energieträger, da sie neben der Quantität auch die Qualität eines Energieträgers berücksichtigt. Der Exergieanteil eines Energieträgers beschreibt deren Fähigkeit, technische Arbeit zu verrichten. Dies ist vor allem bei der gleichzeitigen Betrachtung

unterschiedlichen Energieträger (z.B. Strom, Wärme, etc.) wichtig, da diese unterschiedliche Exergieanteile haben.

Annähernd ein Drittel des österreichischen Endenergieverbrauchs wird für niedrigexergetische Wärmeanwendungen wie Raumwärme und Warmwasser eingesetzt. Demgegenüber haben annähernd alle in Österreich eingesetzten Energieträger sehr hohe Exergiegehalte [8]. Mithilfe einer Exergieanalyse kann ermittelt werden, ob verfügbare Arbeitsfähigkeit eines Energieträgers effizient genutzt wird. Dadurch wird die zentrale Fragestellung und das Ziel dieser Arbeit unterstützt: das Aufzeigen möglicher, exergieoptimierter Energieverbunde, die durch energieträger- bzw. sektorübergreifende Maßnahmen wie zum Beispiel kaskadierte Energienutzung (z.B. Kraft-Wärme-Kopplung) oder einer exergiekonformen Verwendung erneuerbaren Stroms Primärenergieverluste minimieren.

## 2 Methodik

Energieträgerübergreifende Modellierungen netzgebundener Energieträger [9] wurden bisher im Rahmen der Betrachtung von Microgrids [10], virtuellen Kraftwerken [11], Fernwärmenetzen [12] oder mithilfe des Energy Hub Ansatzes [13; 14] durchgeführt. In dieser Arbeit wird zur Modellierung das Open Source Optimierungsframework oemof (open energy modelling framework) verwendet, welches auf dem Prinzip der linearen Optimierung fußt [15]. oemof unterstützt die orts- und zeitaufgelöste Modellierung des Strom-, Wärme-, Gas- und Mobilitätssektors. Durch einen generischen Ansatz und ein modulares Design kann es für eine Vielzahl von Aufgabenstellungen, wie zum Beispiel eine exergetische Optimierung, angewendet werden.

Zur Erstellung eines optimierungsfähigen Energiesystemmodells sind Vereinfachungen notwendig. In dieser Arbeit wird für eine räumlich-geographische Aggregation der zellulare Ansatz verwendet, bei dem sog. Energiezellen als kleinste Ebene eines möglichen Energieaustauschs verwendet werden. Zur Wahl der Zellengröße orientiert man sich an bestehenden Strukturen des Energiesystems wie z.B. an Gebieten, die durch einen Ortsnetztransformator versorgt werden. Wichtig ist, dass die gewählte Zellenstruktur über alle betrachteten Energieträger gleich gehalten wird [16]. Nach der Vereinfachung sind noch für die Optimierung notwendige Randbedingungen wie beschränkte Erzeugungskapazitäten, minimale bzw. maximale Leitungslasten oder benötigte Flexibilitätsoptionen (z.B. Speicherkapazitäten) zu berücksichtigen.

Energiesysteme werden in oemof als bipartiter Graph modelliert, welcher aus Kanten und Knoten besteht. Die Kanten stellen die Energieflüsse zwischen den Knoten dar. Die Knoten können in zwei Gruppen eingeteilt werden [17]:

- Sammelschienen
- Leitungen, Erzeuger, Verbraucher, Umwandlungsaggregate

Die Elemente der zweiten Gruppe können nur über Sammelschienen miteinander verbunden werden. Für diese können auch Randbedingungen, welche die Größe und die zulässigen Betriebszustände der einzelnen Komponenten bestimmen, festgelegt werden. In dieser Arbeit sind dies Nennleistung, maximale Speicherkapazität, minimale und maximale Energieflüsse, sowie die aktuelle Leistung einer Komponente. Zusätzlich werden die variablen Kosten, in

diesem Fall ist dies der exergetische Aufwand pro Energieeinheit, zur Erstellung der Zielfunktion benötigt (siehe Abschnitt 2.2).

Neben der exergetische Bewertung ist für die Hebung von Effizienzpotentialen die Abbildung der Energieumwandlungsketten wichtig. Technologien wie Kraft-Wärme-Kopplung, Abwärmenutzung und Wärmepumpen können vor allem im Wärmebereich für große Exergieersparungen sorgen [18].

## 2.1 Flexibilitätsoptionen

In einem Energiesystem mit hohen Anteilen fluktuierender erneuerbarer Energiequellen sind Flexibilitätsoptionen, wie zum Beispiel Demand Response oder Speicher, und dispoible Erzeugungseinheiten notwendig, um die Residuallast  $R(t)$ , das ist jene Last, die nicht von erneuerbaren Energiequellen aufgebracht werden kann, zu decken. Die Eigenschaften (Ein- und Ausspeicherverluste, Selbstentladung, mögliche Ein- und Ausspeicherleistungen, mögliche Speicherkapazitäten) verschiedener Flexibilitätsoptionen unterscheiden sich wesentlich. Zu ihrer Ermittlung wird die zu deckende Residuallaste mittels Diskreter Fourier Transformation analysiert [19]. Die dominanten Frequenzen bestimmen die Zeitkonstanten, die Amplituden sowie Phasenverschiebungen die benötigten Leistungen sowie Speicherkapazitäten.

Die maximalen positiven (bereitstellen) bzw. negativen (verbrauchen) Leistungen zur Bereitstellung der Flexibilität sind somit:

$$P_{FO\_pos} = \max(R(t))$$

$$P_{FO\_neg} = \min(R(t))$$

Die unter- bzw. überdeckte Energiemenge  $E_{FO}(k)$  eines Zeitschrittes  $k$  in einem untersuchten Zeitraum  $T = \{T_s, T_{s+1}, \dots, T_e\}$  ist die summierte Residuallast:

$$E_{FO}(k) = \tau \sum_{t=T_s}^k R(t)$$

Aus der Differenz des Maximums und Minimums von  $E_{FO}(k)$  kann die benötigte Speicherkapazität  $E_{FO\_ST}$  berechnet werden:

$$E_{FO\_ST} = \max(E_{FO}(k)) - \min(E_{FO}(k))$$

## 2.2 Exergetische Optimierung

Die Energieumwandlung von Energieträger  $\alpha$  in Energieträger  $\beta$  wird durch den Wirkungsgrad  $\eta_{\alpha,\beta}$  beschrieben:  $P_\beta^{out} = \eta_{\alpha,\beta} \cdot P_\alpha^{in}$ . Für eine Zelle mit mehreren Energieträgern und Umwandlungsaggregaten können diese Gleichungen zur folgenden Matrixschreibweise zusammengefasst werden [20]:

$$\underbrace{\begin{pmatrix} P_\alpha^{out} \\ P_\beta^{out} \\ \vdots \\ P_\omega^{out} \end{pmatrix}}_{p^{out}} = \underbrace{\begin{pmatrix} \eta_{\alpha,\alpha} & \eta_{\beta,\alpha} & \cdots & \eta_{\omega,\alpha} \\ \eta_{\alpha,\beta} & \eta_{\beta,\beta} & \cdots & \eta_{\omega,\beta} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \eta_{\alpha,\omega} & \eta_{\beta,\omega} & \cdots & \eta_{\omega,\omega} \end{pmatrix}}_C \cdot \underbrace{\begin{pmatrix} P_\alpha^{in} \\ P_\beta^{in} \\ \vdots \\ P_\omega^{in} \end{pmatrix}}_{p^{in}}$$

Grundsätzlich besteht Energie aus Exergie  $B$  und aus Anergie  $A$ . Exergie ist jener Teil der Energie, der, einen reversiblen Prozess vorausgesetzt, in Arbeit umgewandelt werden kann, Anergie jener Anteil, der keine Arbeit verrichten kann. Der Exergieanteil  $v_{ex}$  kann durch folgende Gleichung bestimmt werden:

$$B = E \cdot v_{ex}$$

Unterschiedliche Energieträger haben unterschiedliche Exergienanteile. Strom und Gas zum Beispiel sind in erster Näherung vollständig als Exergie zu betrachten, bei Wärme hängt sie vom Temperaturniveau des Mediums und dem Temperaturniveau der Umgebung ab. Die in dieser Arbeit verwendeten Exergieanteile sind in Tabelle 1 angeführt.

Tabelle 1 Exergienanteile für Strom, Gas und Wärme

	Exergieanteil $v_{ex}$	Exergie $\dot{B}$
Strom	1	$P_{el}$
Gas	1	$P_g$
Heat	$(1 - T_{ref}/T)^1$	$P_h * v_{ex,h}$

Der irreversible Exergieverlust  $B^{loss}$  kann als Differenz zwischen den ein- und austretenden Exergieströmen  $B^{in}$  und  $B^{out}$  angeschrieben werden:

$$B^{loss} = B^{in} - B^{out}$$

In einem Energiesystem bestehend aus mehreren Knoten  $H = \{1, 2, \dots, N_H\}$  müssen sowohl eingehende- als auch nach der Energieumwandlung ausgehende Exergieströme über alle Energieträger  $\Gamma = \{\alpha, \beta, \dots, N_C\}$  und Zeitschritte  $T = \{T_s, T_{s+1}, \dots, T_e\}$  aufsummiert werden um den Exergieverlust des Gesamtsystems ermitteln zu können.

$$B^{in} = \sum_{i \in H} \sum_{k \in \Gamma} \sum_{t \in T} B_{i,k,t}^{in} = \sum_{i \in H} \sum_{k \in \Gamma} \sum_{t \in T} E_{i,k,t}^{in} * v_k^{ex}$$

$$B^{out} = \sum_{i \in H} \sum_{k \in \Gamma} \sum_{t \in T} B_{i,k,t}^{out} = \sum_{i \in H} \sum_{k \in \Gamma} \sum_{t \in T} E_{i,k,t}^{out} * v_k^{ex}$$

Soll ein System ein exergetisches Optimum erreichen, lautet die Zielfunktion der Optimierung wie folgt:

$$\min(B^{loss})$$

### 3 Fallstudie

In dieser Arbeit wird ein kommunales Energiesystem mit Strom-, Gas- und Wärmeversorgung untersucht. Aufgrund der engen Verschränkungen des kommunalen Stromnetzes mit dem übergeordneten Stromnetz (Strombezug und Rückspeisemöglichkeiten) muss dieses ebenso mitbetrachtet werden. Beide Energiesysteme werden durch den zellularen Ansatz (Abschnitt 2) vereinfacht und in oemof modelliert. Die Zelleneinteilung sowie der Aufbau der einzelnen

<sup>1</sup> In dieser Arbeit wird  $T_{ref} = 273 K$  und  $T = 343 K$  angenommen

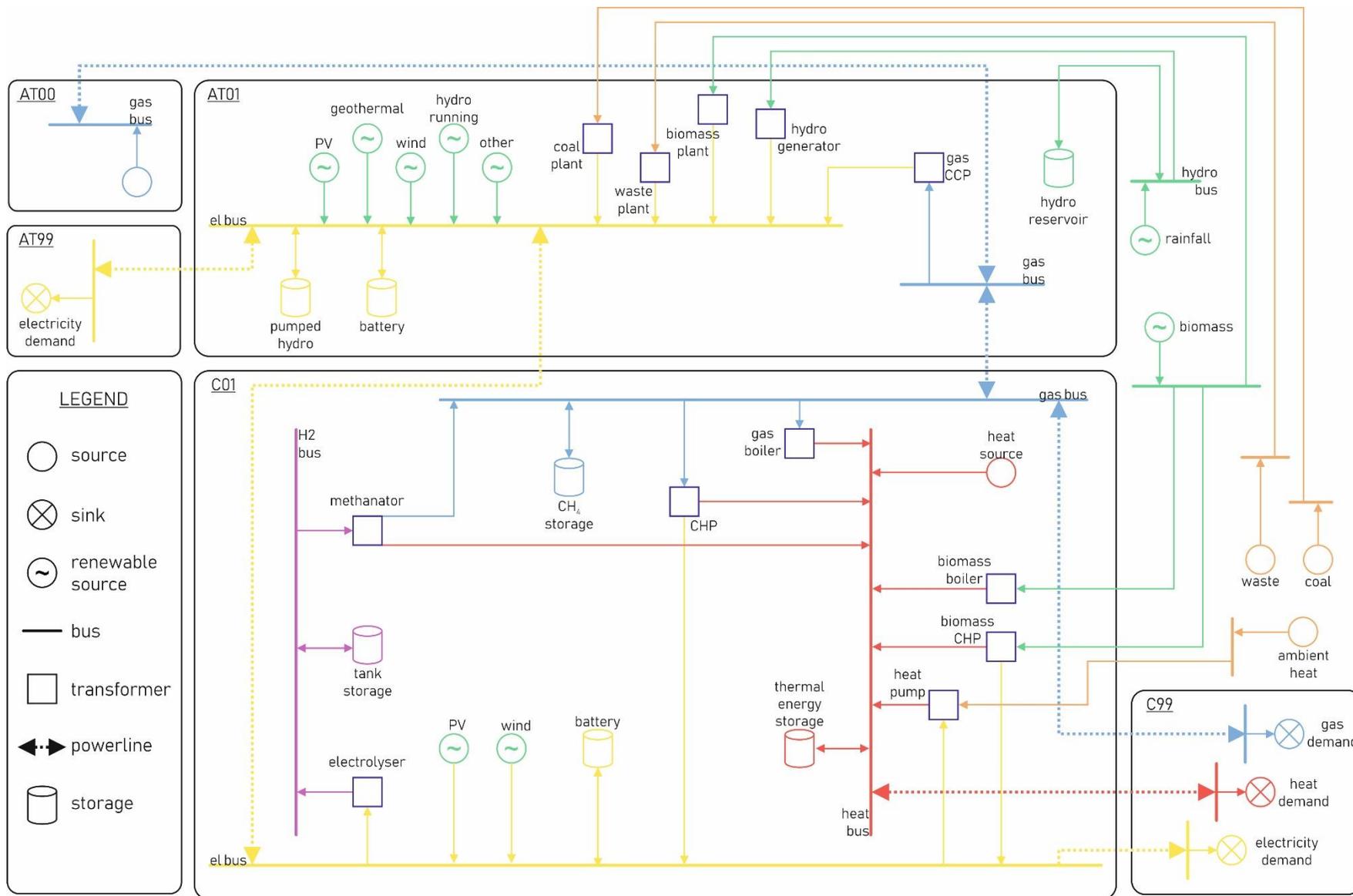


Abbildung 1 Energieträgerübergreifendes Zellenmodell der Modellstadt (C-Zellen) und des österreichischen Stromsystem (AT-Zellen)

Zellen sind in Abbildung 1 dargestellt. Die Modellstadt (C-Zellen) ist durch eine Erzeugungs- und Verbrauchszelle (C01, C99) abgebildet. In der Produktionszelle sind die Einspeiser, Umwandlungsaggregate und Speicher verortet. Mit verlustbehafteten Leitungen, die mit Hilfe einer Übertagungs-effizienz modelliert sind (Tabelle 2), ist die Verbrauchszelle angebunden. Die kommunalen Strom- und Gasnetze haben eine Verbindung zum übergeordneten Netz. Die eingesetzte Wärme wird lokal produziert. Wind und PV speisen in das Stromnetz ein. Als Flexibilitätsoptionen dienen zum Ausgleich von Erzeugung und Bedarf. Die Österreich-Zellen (AT-Zellen) sind analog aufgebaut, zusätzlich gibt es noch eine Zelle (AT00) die den Anschluss an das internationale Gasnetz darstellt. Die maximalen Anschlussleistungen der Modellstadt an die übergeordneten Netze bzw. die Leistung der lokalen Wärmeerzeugung (Abwärme aus einem Industriebetrieb) sind in Tabelle 3 angeführt.

*Tabelle 2 Leitungswirkungsgrade*

	Strom	Gas	Wärme
Wirkungsgrad	0.98	0.99	0.85

*Tabelle 3 Maximale Netzanschlussleistungen*

	Strom	Gas	Wärme
Leistung in MW	60	200	12

Die Modellierung aller Komponenten (Einspeiser, Verbraucher, Umwandlungsaggregate, Speicher) und die Bewertung der Exergieströme erfolgten wie in der Methodik beschrieben. Wird in der Stadtzelle Strom aus dem übergeordneten Netz bezogen (als Österreichzelle bezeichnet), erfolgt dessen Bewertung jeweils nach der exergetisch teuersten aktiven Quelle. Für die Modellierung der Österreichzelle wurden Einspeise- und Verbrauchsdaten der APG aus dem Jahr 2017 verwendet. Die Modellierung erfolgt dabei dem Ziel der österreichischen Energiestrategie 2030 folgend, eine Eigenversorgung mit Strom zu erreichen. Die Einspeisung aller Kraftwerkstypen ist gemäß der österreichischen Erzeugungsstruktur und -leistung vorgegeben. Dabei können die Gas- und Kohlekraftwerke ihre Leistung bis zur maximalen installierten Kapazität erhöhen um den fehlenden Stromimport zu ersetzen. Die Pumpspeicherkraftwerke können ebenfalls flexibel eingesetzt werden.

### 3.1 Flexibilitätsoptionen und Szenarienerstellung

Zur Beschreibung der Ausgangssituation wird ein Basisszenario erstellt, welches einer typischen derzeitigen Energieversorgung der untersuchten Modellstadt (österreichische Mittelstadt in einer windreichen Region) entspricht. Der Strom wird vom Netz bezogen; in dicht besiedelten Gebieten gibt es eine Fernwärmeversorgung die die durch Abwärme eines Industriebetriebs und einen Biomassekessel gespeist wird. In den Randgebieten wird die Wärme durch Gasthermen bzw. Biomassekessel erzeugt. Abgesehen von Biomasse zur Wärmegewinnung, sind keine erneuerbaren Einspeiser vorhanden. Aus den jährlichen Verbräuchen und Potentialen (Tabelle 4) werden Last- bzw. Produktionsgänge durch die Verwendung von Standardlastprofilen bzw. von synthetischen Lastprofilen erzeugt [21]. Die Modellierung der Wind- und PV-Einspeisung erfolgt mit Lastprofilgeneratoren [22; 23].

Tabelle 4: Jährliche Verbräuche und erneuerbare Potentiale der Modellstadt

Verbrauch in GWh		Potentiale in GWh	
Strom	220.5	PV	211.6
Gas	37.0	Wind	104.6
Wärme	361.5		

### 3.1.1 Ausgangsszenario

Im Ausgangsszenario wird der Strom- und Gasbezug ausschließlich aus dem Netz gedeckt, die Raumwärme wird durch die Nutzung von Erdgas, Biomasse und Abwärme produziert. In den beiden weiteren Szenarien werden die erneuerbaren Potentiale aus Tabelle 4 vollständig in das Energiesystem integriert. Die Analyse der Residuallast von Strom und Wärme mittels DFT zur Bestimmung von Leistung der Flexibilitätsoptionen der jeweils zu deckenden Zeitkonstanten zeigt, dass bei Strom die Tageskomponenten dominieren während bei der Wärme die saisonalen ausschlaggebend sind (Abbildung 2).

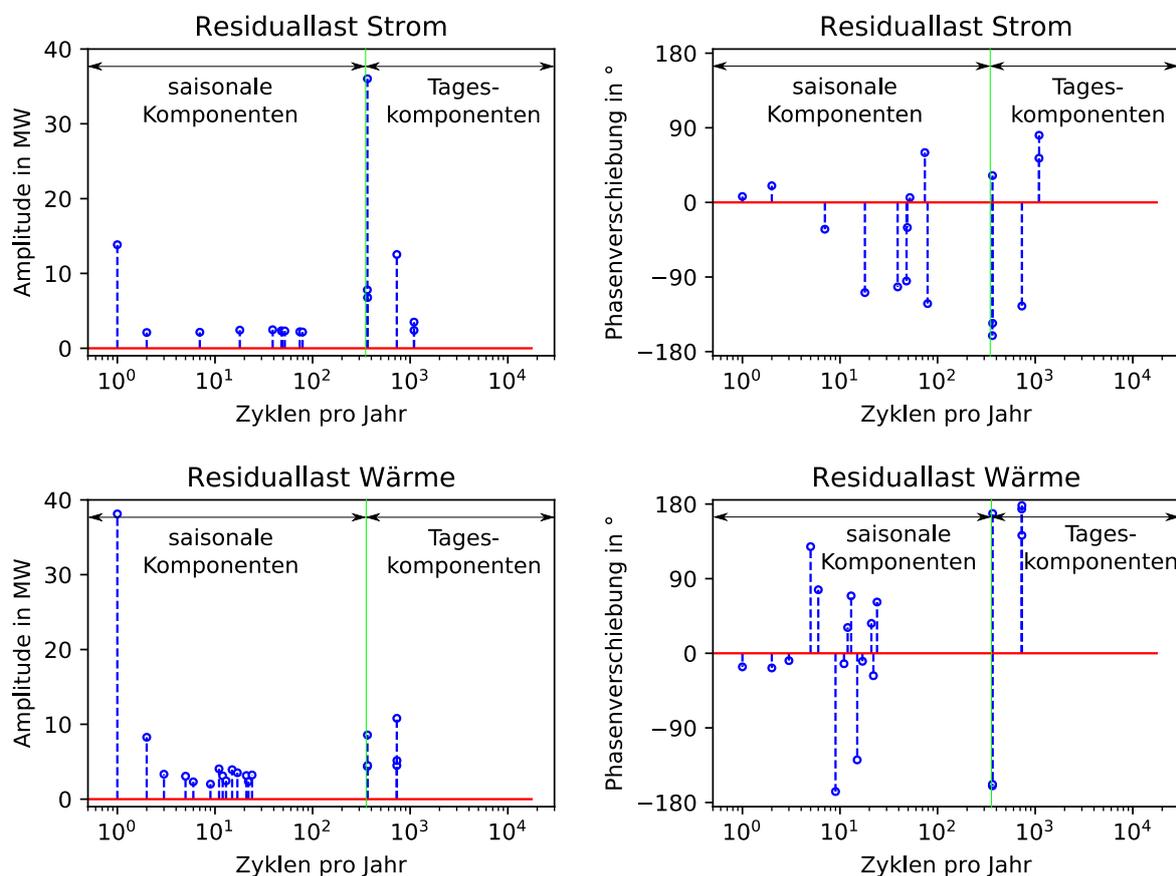


Abbildung 2 Die wichtigsten Amplituden und Phasenverschiebungen der DFT (Amplituden > 2.0 MW), ohne Konstantanteil

Die resultierenden Frequenzen können in drei Bereiche eingeteilt werden:

- Konstanter Anteil: Jahresmittelwert der über die Systemgrenzen zu exportierenden / zu importierenden Leistung
- Saisonaler Anteil: alle Frequenzen die zwischen ein- und 360-mal im Jahr auftreten

- Täglicher Anteil: alle Frequenzen die über 360-mal im Jahr auftreten

Tabelle 5 Benötigte Flexibilitätsoptionen Strom

	$P_{FO\_pos}$ in MW	$P_{FO\_neg}$ in MW	$E_{FO\_ST}$ in MWh
Konstanter Anteil	-	11	95 655
Saisonaler Anteil	55	47	41 144
Täglicher Anteil	53	86	464

Tabelle 6 Benötigte Flexibilitätsoptionen Wärme

	$P_{FO\_pos}$ in MW	$P_{FO\_neg}$ in MW	$E_{FO\_ST}$ in MWh
Konstanter Anteil	30	-	-256 407
Saisonaler Anteil	70	38	107 967
Täglicher Anteil	43	45	464

Die Ergebnisse des konstanten Anteils zeigen bei Vollausbau der erneuerbaren Potentiale eine elektrische Überdeckung (Tabelle 5). Der Wärmesektor ist unterdeckt, da nur die Abwärme als nicht disponible Quelle vorhanden ist (Tabelle 6).

### 3.1.2 Szenario Tagesspeicher

Im Szenario Tagesspeicher sollen die täglichen Flexibilitätsbedarfe der Modellstadt durch Tagesspeicher abgedeckt werden. Hierfür werden ein Batterie- und Wärmespeicher mit den berechneten Speichergrößen und Ein- sowie Ausspeicherleistungen (Tabelle 5 und Tabelle 6) in das System integriert. Die saisonale Komponente des Stromsystems wird in diesem Szenario durch den Netzanschluss mit einer maximalen Übertragungsleistung von 60 MW abgedeckt. Zusätzlich werden zur Abdeckung der saisonalen Wärmekomponente exergieeffizientere Technologien wie zum Beispiel KWK- Anlagen und Wärmepumpen in das System integriert (Tabelle 7). Neben der höheren exergetischen Effizienz dieser Anlagen, kann durch die Wärmepumpe in Verbindung mit dem thermischen Tagesspeicher lokaler Überschussstrom exergieeffizient in der Wärmeversorgung verwertet werden.

Tabelle 7 Flexibilitätsoptionen zur Deckung der saisonalen Komponente

Anlage	Nennleistung in MW	Wirkungsgrade/COP
Summenleistung Wärmepumpen	$P_{th} = 40$	$COP = 3.5$
Biomasse-KWK	$P_{el} = 10$	$\eta_{th} = 0.65, \eta_{el} = 0.25$
Erdgas-KWK	$P_{el} = 10$	$\eta_{th} = 0.6, \eta_{el} = 0.3$
Summenleistung Biomassekessel	$P_{th} = 50$	$\eta_{th} = 0.8$

### 3.1.3 Szenario Saisonale Speicher

Zusätzlich zu den Tageskomponenten (siehe Abschnitt 3.1.2) werden im Szenario „Saisonale Speicher“ noch eine Power-to-gas Anlage mit Elektrolyseur und Methanisierung sowie ein

Wasserstoff- (5% der benötigten Speicherkapazität) und Erdgasspeicher (95% der benötigten Speicherkapazität) hinzugefügt. Zur Rückverstromung steht die Erdgas-KWK zur Verfügung. Auf den Ausgleich des saisonalen Anteils im Wärmesektor wurde aufgrund der beschränkten langfristigen Speicherbarkeit von Wärme verzichtet.

### 3.2 Ergebnisse

Durch die Integration exergieeffizienter Wärmebereitstellungstechnologien sowie Wind und PV in Kombination mit Speichern kann, im Vergleich zum Ausgangsszenario, der Bezug von hochexergischer Energieträger aus dem Netz signifikant verringert werden (Tabelle 8 **Error! Reference source not found.**). Aufgrund der KWK-Anlagen, die im exergetischen Optimum wärmegeführt betrieben werden, und der hohen Ausbaugrade von Wind und PV kann Strom ins Netz exportiert werden. Unter den gegebenen Randbedingungen (große Anteile fossiler Erzeugung in der AT-Zelle) werden die saisonalen Speicher noch nicht eingesetzt, da die Substitution fossiler Erzeugung im übergeordneten Netz exergieeffizienter ist als die lokale Speicherung und spätere Verwendung. Dies ist möglich, da die Tagespeicher gemeinsam mit den Netzkapazitäten ausreichend sind, um die Überschussenergie in das übergeordnete Netz rückzuspeisen. Die Ergebnisse des saisonalen Speicherszenarios sind somit ident mit jenen des Tagesspeicherszenarios und werden hier nicht weiter angeführt.

*Tabelle 8 Energiequellen, -importe und -exporte*

	Ausgangsszenario in GWh	Tagesspeicher in GWh
PV	0	211.6
Wind	0	104.6
Biomasse	170.3	95.0
Abwärme	79.5	102.4
Umgebungswärme	0	142.6
Erdgasimport	258.0	137.5
Stromimport	225.0	49.1
Stromexport	0	-131.9

Für die exergetische Optimierung ist die Verfügbarkeit exergieeffizienter Wärmebereitstellungstechnologien entscheidend. Durch die Substitution der Erdgas- und Biomassekessel und den verringerten Bezug von Strom konnten die Exergieverluste auf ein Drittel reduziert werden (Tabelle 9). Ebenso wurde dadurch der Exergiebezug reduziert und es konnte zusätzlich Exergie exportiert werden.

Die Basis der Wärmebereitstellung stellen die Abwärme sowie die Wärmepumpe dar (Abbildung 4). In den Winter- und Übergangsmonaten kommen zusätzlich Biomasse- und Gas-KWK zum Einsatz (Abbildung 4). Der Biomassekessel wird nur in Hochlastperioden im Winter verwendet, während der Speicher über das gesamte Jahr zur Versorgung der Lastspitzen eingesetzt wird (Abbildung 3). Da die KWK-Anlagen wärmegeführt betrieben werden, übersteigt auch im Winter die wöchentliche durchschnittliche Stromproduktion den Bedarf.

Gemeinsam mit Wind- und PV-Strom werden Einspeiseleistungen vergleichbar mit den Spitzenerzeugungen der Erneuerbaren im Sommer erreicht. Der Batteriespeicher wird verwendet um diese Spitzen abzufuffern und später für die lokale Versorgung bzw. in das Netz abzugeben. In den Heizperioden kann ein großer Anteil des Stromüberschusses zur Versorgung der Wärmepumpe genutzt werden (Abbildung 4). Trotz der Sektorenkopplung und der Integration von Tagesstrom- und Wärmespeichern gemeinsam mit flexiblen KWK Anlagen wird sowohl im Sommer als auch Winter Strom aus dem Netz bezogen (Abbildung 3).

*Tabelle 9 Exergieflüsse über die Systemgrenzen*

	Ausgangsszenario in GWh	Tagesspeicher in GWh
Exergieinsatz	329.8	329.8
Exergiebezug	1063.3	702.7
Exergieexport	0	131.9
Exergieverluste	733.4	241.0

Der Vergleich der wichtigsten Kennzahlen (Effizienzen und Autarkiegrade) [24] zeigt, dass durch die Maßnahmen sowohl Energieeffizienz als auch Exergieeffizienz erhöht werden konnten. Durch die hohen erneuerbaren Ausbaugrade wird über das Jahr mehr Energie als auch Exergie in der Modellstadt produziert als verbraucht. Diese kann zu 85 % bzw. 91 % auch in der Stadt verbraucht werden. Dies bedeutet, dass große Anteile der produzierten erneuerbaren Energie auch lokal verwendet werden können (Tabelle 10).

*Tabelle 10 Wirkungsgrade, Autarkiegrade und Eigenverbrauchsanteil*

	Ausgangsszenario in %	Tagesspeicher in %
Energieeffizienz	54.9	81.0
Exergieeffizienz	43.0	65.7
Energieautarkie	40.4	106.0
Exergieautarkie	54.7	130.9
Leistungsautarkie	40.4	84.7
Ex. Leistungsautarkie	54.7	90.9
Eigennutzungsgrad	100.0	79.9
Ex. Eigennutzungsgrad	100.0	69.5

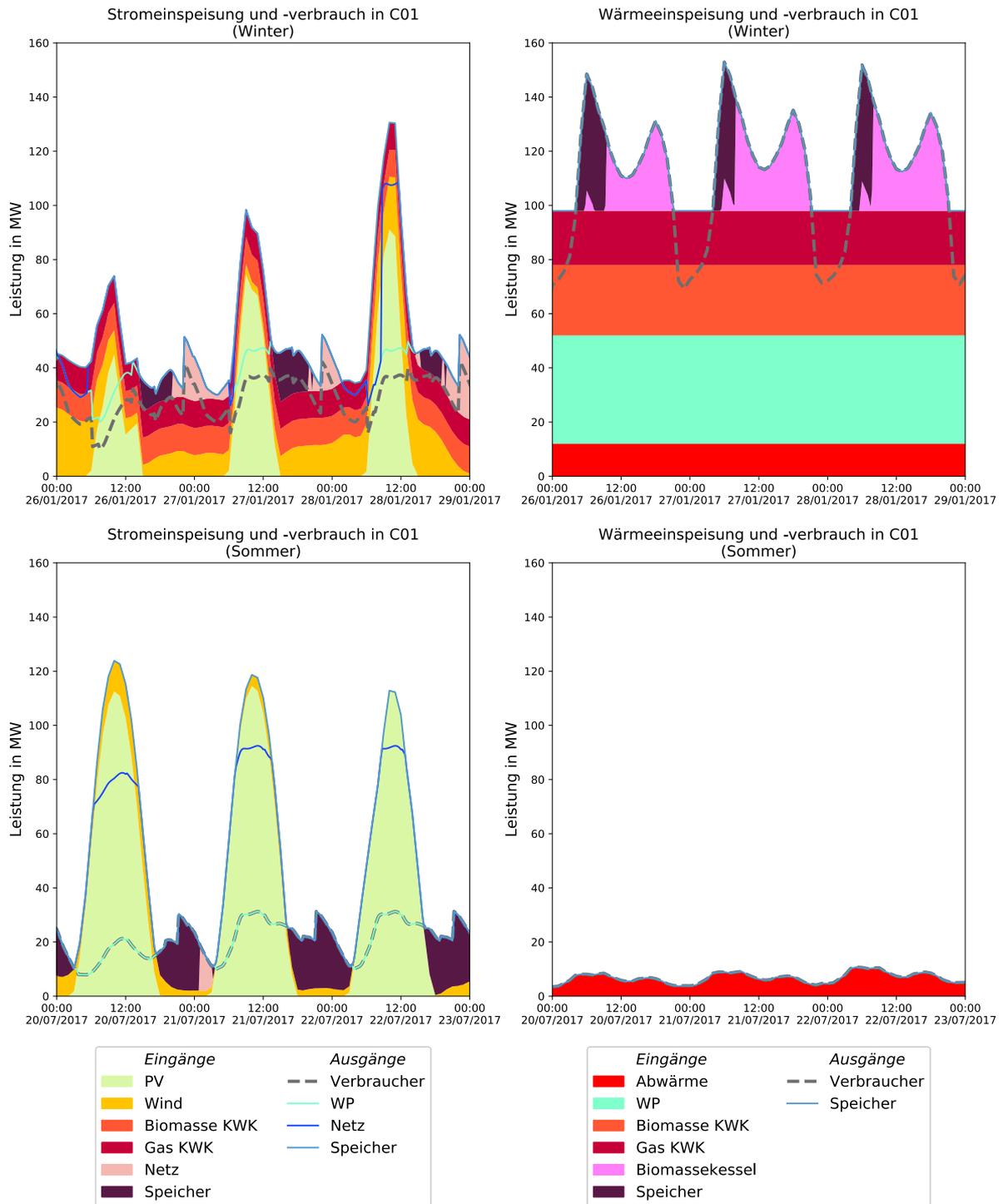


Abbildung 3 Lastgänge ausgewählter Tage im Sommer und Winter (15-minuten Mittelwerte)

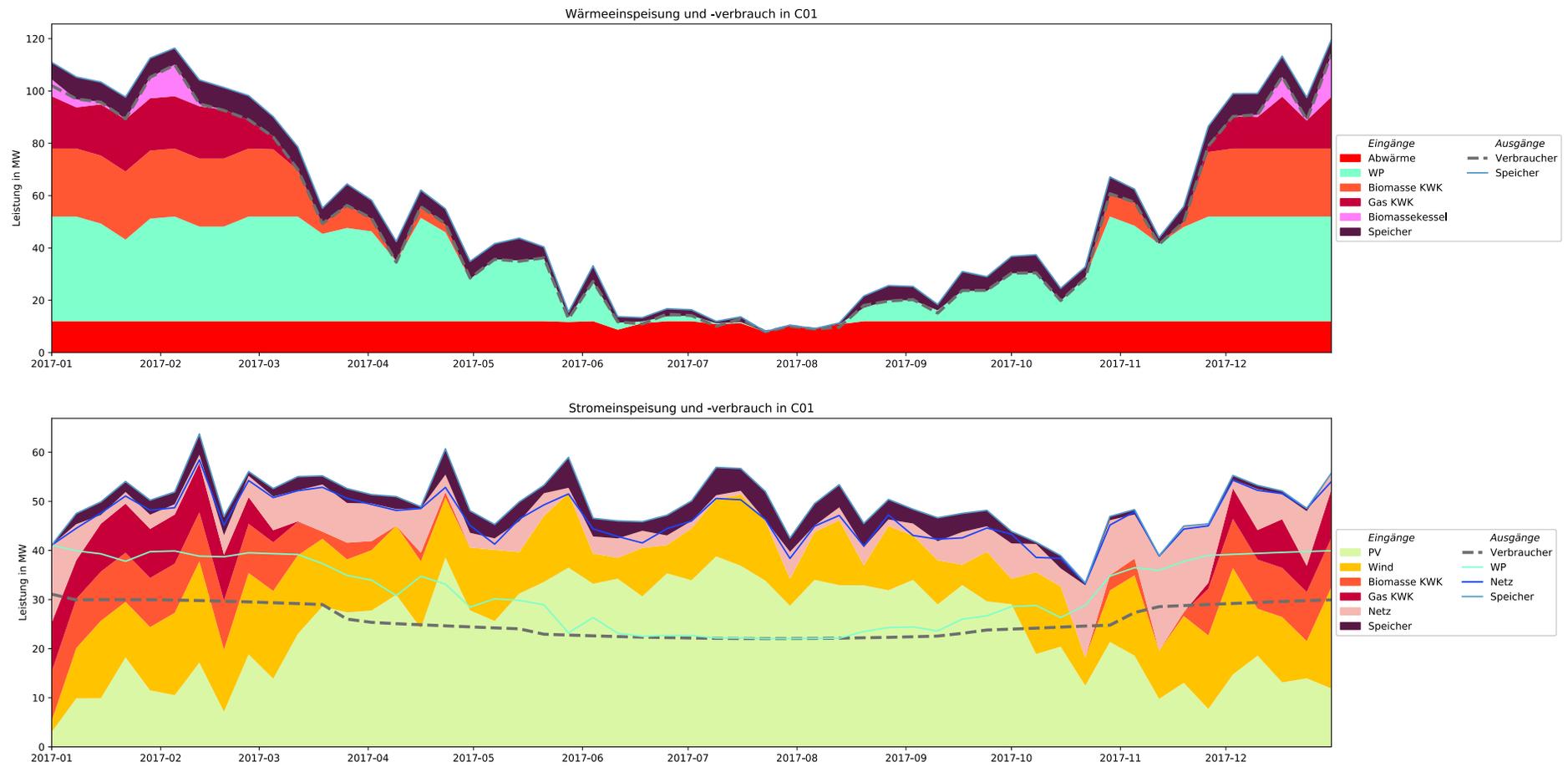


Abbildung 4 Jährlicher Verlauf der Wärme- und Stromproduktion (Wochenmittelwerte)

## 4 Zusammenfassung und Ausblick

In dieser Arbeit wurden Methoden zur Bestimmung der notwendigen Flexibilitätsoptionen und der exergetischen Optimierung vorgestellt. Diese wurden auf eine Modellstadt in Österreich angewendet. Stehen ausreichend erneuerbare Potentiale, Flexibilitätsoptionen sowie exergieeffiziente Versorgungstechnologien (insbesondere für Wärme) zur Verfügung, können signifikante Exergie- und damit Primärenergieeinsparungen realisiert werden. Zudem werden dann auch hohe lokale Versorgungsgrade erzielt. Die Einbindung saisonaler Speicher ist nur bei entsprechenden Rahmenbedingungen (geringe Übertragungskapazität, hohe saisonale Komponente) sinnvoll. Hier gilt es diese Randbedingungen zu bestimmen.

Die DFT eignet sich gut zur Bestimmung der Flexibilitätsoptionen einzelner Energieträger. Im Falle energieträgerübergreifende Systeme, in denen zum Beispiel die Überschussenergie eines Energieträgers zum Ausgleich von Unterdeckungen eines anderen genutzt wird, bestehen noch offene Fragestellungen. Diese inkludieren auch die Auswahl und Größe der Energieumwandlungsaggregate, deren Verknüpfung mit den Netzen und die Speicherkapazitäten in einer anderen Energieform. Im Bereich der exergetischen Optimierung ist eine detailliertere Abbildung der Umwandlungsaggregate (z.B. Implementierung von Rampenraten, etc.) sowie eine physikalisch bessere Abbildung der Lastflüsse (z.B. DC-Lastfluss) notwendig.

### Literaturverzeichnis

- [1] Edenhofer, O (Hrsg) (2014): Climate change 2014. Mitigation of climate change Working Group III contribution to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge University Press, New York NY.
- [2] Lewis, NS, Nocera, DG (2006): Powering the planet. Chemical challenges in solar energy utilization. Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America, 103(43):15729–15735.
- [3] United Nations Framework Convention of Climate Change (Hrsg) (2015): United Nations Framework Convention on Climate Change. Adoption of the Paris agreement. United Nations, Paris.
- [4] Brauner, G (2016): Energiesysteme. Regenerativ und dezentral. Springer Fachmedien Wiesbaden, Wiesbaden.
- [5] Heimberger, M, Kaufmann, T, Maier, C, Nemeč-Begluč, S, Winter, A, Gawlik, W (2017): Energieträgerübergreifende Planung und Analyse von Energiesystemen. e & i Elektrotechnik und Informationstechnik, 134(3):229–237.
- [6] Moser, S, Goers, S, de Bruyn, K, Steinmüller, H, Hofmann, R, Panuschka, S, Kienberger, T, Sejkora, C, Haider, M, Werner, A, Brunner, C, Fluch, J, Grubbauer, A (2018): Renewables4Industry. Abstimmung des Energiebedarfs von industriellen Anlagen und der Energieversorgung aus fluktuierenden Erneuerbaren.
- [7] Sejkora, C, Kienberger, T (2018): Dekarbonisierung der Industrie mithilfe elektrischer Energie? In: , Tagungsband 15. Symposium Energieinnovation. Neue Energie für unser bewegtes Europa.

- [8] Statistik Austria (2017): Nutzenergieanalyse (NEA) 2017.  
[http://www.statistik.at/web\\_de/statistiken/energie\\_umwelt\\_innovation\\_mobilitaet/energie\\_und\\_umwelt/energie/nutzenergieanalyse/index.html](http://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_umwelt_innovation_mobilitaet/energie_und_umwelt/energie/nutzenergieanalyse/index.html). Abgerufen am 18.01.2018.
- [9] Kriechbaum, L, Scheiber, G, Kienberger, T (2018): Grid-based multi-energy systems—modelling, assessment, open source modelling frameworks and challenges. *Energy, Sustainability and Society*, 8(1):244.
- [10] Morvaj, B, Evins, R, Carmeliet, J (2017): Comparison of individual and microgrid approaches for a distributed multi energy system with different renewable shares in the grid electricity supply. *Energy Procedia*, 122:349–354.
- [11] Asmus, P (2010): Microgrids, Virtual Power Plants and Our Distributed Energy Future. *The Electricity Journal*, 23(10):72–82.
- [12] Kriechbaum, L, Heinrich, D, Kienberger, T (2017): Werkzeug zur Ermittlung der Exergieeffizienz von Fernwärmesystemen. In: , *10. Internationale Energiewirtschaftstagung*, Wien.
- [13] Geidl, M, Koeppel, G, Perrod, PF, Klockl, B, Andersson, G, Frohlich, K (2007): Energy hubs for the future. *IEEE Power and Energy Magazine*, 5(1):24–30.
- [14] Geidl, M, Andersson, G (2007): Optimal Power Flow of Multiple Energy Carriers. *IEEE Transactions on Power Systems*, 22(1):145–155.
- [15] Hilpert, S, Kaldemeyer, C, Krien, U, Günther, S, Wingenbach, C, Plessmann, G (2018): The Open Energy Modelling Framework (oemof) - A new approach to facilitate open science in energy system modelling. *Energy Strategy Reviews*, 22:16–25.
- [16] Böckl, B, Kriechbaum, L, Kienberger, T (2016): Analysemethode für kommunale Energiesysteme unter Anwendung des zellularen Ansatzes. In: Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation (Hrsg), *14. Symposium Energieinnovation. Energie für unser Europa*. TU Graz, Graz.
- [17] Wingenbach, C, Hilpert, S, Günther, S (2017): Entwicklung eines Open Source Energie-Modells für Schleswig-Holstein. (openMod.sh), Flensburg.
- [18] Kranzl, L (2011): LowEx – Das Konzept der Exergie in energieökonomischen Analysen. *Berichte aus Energie und Umweltforschung*.  
[http://www.nachhaltigwirtschaften.at/iea\\_pdf/endbericht\\_201241\\_lowex.pdf](http://www.nachhaltigwirtschaften.at/iea_pdf/endbericht_201241_lowex.pdf). Abgerufen am 19.01.2015.
- [19] Makarov, YV, Du, P, Kintner-Meyer, Michael C. W., Jin, C, Illian, HF (2012): Sizing Energy Storage to Accommodate High Penetration of Variable Energy Resources. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 3(1):34–40.
- [20] Geidl, M, Andersson, G (2005): Optimal power dispatch and conversion in systems with multiple energy carriers. In: , *Proceedings of the 15th power system computation conference (PSSC)*.
- [21] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2015): BDEW/VKU/GEODE - Leitfaden. Abwicklung von Standardlastprofilen Gas.

- [22] Pfenninger, S, Staffell, I (2016): Long-term patterns of European PV output using 30 years of validated hourly reanalysis and satellite data. *Energy*, 114:1251–1265.
- [23] Staffell, I, Pfenninger, S (2016): Using bias-corrected reanalysis to simulate current and future wind power output. *Energy*, 114:1224–1239.
- [24] Böckl, B, Vopava, J, Kriechbaum, L, Kienberger, T (Hrsg) (2016): Limitations of Integrating Photovoltaic Energy into Municipal Grids Excluding and Including Storage Systems. *Energynautics*.