

# Bewertung politischer Maßnahmen im Energiesystem mittels Kopplung eines agentenbasierten und linear optimierenden Energiesystemmodells

Christoph Schimeczek<sup>1,3</sup>, Marc Deissenroth<sup>1,3</sup>, Benjamin Fleischer<sup>2,3</sup>, Matthias Reeg<sup>1,3</sup>

<sup>1</sup> Institut für Technische Thermodynamik DLR, Pfaffenwaldring 38-40, 70569 Stuttgart, +49 711 6862-8223, [Christoph.Schimeczek@dlr.de](mailto:Christoph.Schimeczek@dlr.de), [www.DLR.de](http://www.DLR.de)

<sup>2</sup> Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Heßbrühlstraße 49a, 70565 Stuttgart, [Benjamin.Fleischer@ier.uni-stuttgart.de](mailto:Benjamin.Fleischer@ier.uni-stuttgart.de), [www.ier.uni-stuttgart.de](http://www.ier.uni-stuttgart.de)

<sup>3</sup> Stuttgart Research Initiative on Integrated Systems Analysis for Energy (STRise), [www.strise.de](http://www.strise.de)

**Kurzfassung:** Wissenschaftliche Empfehlungen für politische Entscheidungsträger zur Weiterentwicklung des Energiesystems setzen ein umfassendes Verständnis desselben voraus. Durch Kopplung von agentenbasierten und linear optimierenden Energiesystemmodellen kann dieses Verständnis vertieft werden. Eine solche Kopplung zweier Modelle im Stromsektor wird vorgestellt. Das Augenmerk liegt dabei auf der Analyse von Flexibilitätsoptionen wie Stromspeichern, Abregelung und der Einspeisung flexibilisierter Biomasseanlagen.

**Keywords:** Modellkopplung, Energiesystem, Agentenbasiert, Lineare Optimierung

## 1 Einleitung

Zur effektiven Steuerung der Transformation der weltweiten Energiesysteme mit dem Ziel verbesserter Nachhaltigkeit müssen nicht nur optimale Zielzustände identifiziert werden, sondern auch die Pfade, die zur Erreichung dieser Zielzustände notwendig sind. Die für die Ermittlung eben jener Zielzustände vielfach herangezogene Modellklasse der linearen Optimierungsmodelle [1] ist in der Lage, ein volkswirtschaftlich optimales Energiesystem zu finden. Unbeantwortet bleibt dabei aber die Frage, ob und mittels welcher politischer Maßnahmen dieser Zustand von den Marktteilnehmern unter Berücksichtigung ihrer individuellen betriebswirtschaftlich optimierenden Zielfunktionen und des damit verknüpften Verhaltens erreicht werden kann [2]. Agentenbasierte Modelle [3] hingegen können das Entscheidungsverhalten einzelner Marktakteure berücksichtigen, welches beispielweise durch unvollkommene Informationen sowie Gewinnstreben geprägt ist. Diese Modelle können allerdings keine volkswirtschaftlich optimalen Zielzustände identifizieren. Die Unterschiede der Modelle lassen sich am Beispiel der Abregelung dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien illustrieren. Eine volkswirtschaftlich optimale Abregelungsentscheidung berücksichtigt vor allem die Grenzkosten der Anlage, während die betriebswirtschaftliche Entscheidung zusätzlich entgangene Fördergelder beachten muss.

Erst durch Kopplung der beiden Modellklassen [4] kann das *gesamtökonomisch erreichbare* Optimum bestimmt werden. Hierbei ist unter *gesamtökonomisch* zu verstehen, dass auch die Kosten politischer (Förder-)Maßnahmen, wie zum Beispiel dem deutschen Erneuerbare-Energien-Gesetz, berücksichtigt werden. Das Verhalten der Akteure muss hierfür ebenfalls in Betracht gezogen werden. Die *Erreichbarkeit* eines Optimums wiederum wird durch das fehlerbehaftete Wissen der Akteure über zukünftige Ereignisse eingeschränkt. Die Berücksichtigung dieser beiden Aspekte soll zu einem tieferen Verständnis des Elektrizitätsmarkts führen – einer erstrebenswerten Grundlage für die Beratung politischer Entscheidungsträger im Hinblick auf die angestrebte Fortentwicklung des Elektrizitätssektors.

Im Rahmen des Projektes ERAFlex [5] wird eine Kopplung zwischen dem linear optimierenden Energiesystemmodell „E2M2“ und dem agentenbasierten Modell „AMIRIS“ erarbeitet und exemplarisch zur Untersuchung von Flexibilitätsoptionen im deutschen Elektrizitätssektor angewendet. Die betrachteten Flexibilitätsoptionen umfassen die flexible Einspeisung von Biogasanlagen, das Abregeln variabler erneuerbarer Energien, sowie den Einsatz von Stromspeichern.

Das nachstehende Kapitel 2 geht zunächst auf die Funktionsweise der beiden Modelle sowie auf die getroffenen Annahmen zu den Flexibilitätsoptionen ein, während im Kapitel 3 das Vorgehen bei der Kopplung beider Modelle präzisiert wird. Im Kapitel 0 werden erste Ergebnisse der schrittweisen Harmonisierung beider Modelle vorgestellt und im Kapitel 5 noch einmal zusammengefasst.

## **2 Modelle**

### **2.1 E2M2**

Das am Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) der Universität Stuttgart entwickelte Europäische Elektrizitätsmarktmodell „E2M2“ [6] ermittelt simultan den Einsatz und Zubau konventioneller Kraftwerkskapazitäten, erneuerbarer Energien und Flexibilitätsoptionen mittels linearer (gemischt-ganzzahliger) Optimierung der Gesamtsystemkosten in stündlicher Auflösung. Flexibilitätsoptionen sind beispielsweise Energiespeicher und Abregelung von Last oder Erzeugung. Hierfür werden sowohl ökonomische Parameter (z. B. Investitionskosten und Betriebskosten) als auch technische Parameter (z. B. Mindestleistungen und lastabhängige Brennstoffverbräuche) der Technologien berücksichtigt. Die Kopplung an den Wärmesektor erfolgt über Kraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung, welche einem regionalen Wärmebedarf zugeordnet werden. Im Rahmen dieses Projektes wird eine rein marktseitige Analyse durchgeführt, weshalb Netzrestriktionen unberücksichtigt bleiben. Die Interpretation der dualen Variablen des Optimierungsproblems [7] in E2M2 ermöglicht es zudem die Grenzkosten der Stromproduktion zu ermitteln, welche mit den in AMIRIS ermittelten Marktpreisen verglichen werden können.

### **2.2 AMIRIS**

Im Gegensatz zu E2M2 simuliert das am DLR entwickelte Agentenmodell zur Integration Regenerativer [Energie] in die Strommärkte „AMIRIS“ [8] die Vermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien unter verschiedenen regulatorischen Rahmenbedingungen. Im

Simulationsmodell sind die relevanten Akteure Direktvermarkter sowie Betreiber der Erneuerbaren-Energien-Anlagen als Agenten prototypisiert abgebildet. Die sozio-ökonomischen Profile der Anlagenbetreiber werden in AMIRIS nach Leistungsklassen und Eigentübertyp unterschieden. Die Leistungsklassen der Anlagen beeinflussen deren Stromgestehungskosten, während sich der Eigentübertyp unter anderem auf die Gewinnerwartung der Akteure auswirkt. Eigentübertypen sind beispielsweise Privatpersonen, Fonds oder Stadtwerke. Die ebenfalls typisierten Direktvermarkter (z. B. Stadtwerke oder Grünstromhändler) unterscheiden sich einerseits in Bezug auf Vermarktungswege und gezahlte Prämien an vertraglich gebundene Anlagenbetreiber, sowie andererseits hinsichtlich ihrer Kosten, Erfahrungen und Prognosegütern. Diese Eigenschaften der Direktvermarkter beeinflussen wiederum deren Gebotsstrategien an der Strombörse und damit ihren gesamten wirtschaftlichen Erfolg.

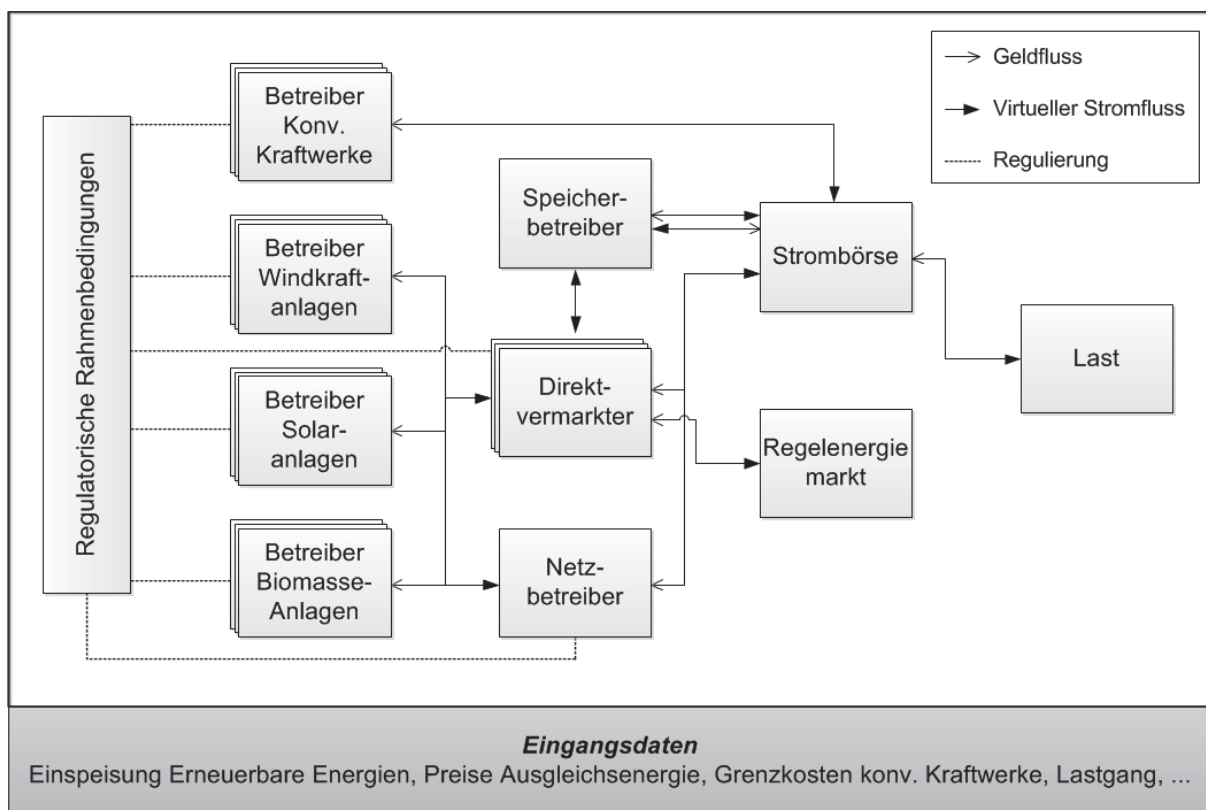


Abbildung 1: Struktur des Agentenmodells AMIRIS, vgl. [8]

Im Vergleich zu E2M2 existiert in AMIRIS keine übergeordnete Zielfunktion. Stattdessen ergibt sich das Simulationsergebnis aus dem Zusammenspiel der Handlungen der einzelnen als Agenten abgebildeten Akteure unter ausgewählten regulatorischen Rahmenbedingungen. Abbildung 1 zeigt schematisch die Kommunikation der Agenten in AMIRIS. Die Kommunikation erfolgt für jede simulierte Stunde in gleicher Weise: Alle Anlagenbetreiber senden (möglicherweise fehlerbehaftete) zu erwartende Stromproduktionsmengen an ihre vertraglichen Stromhändler (Direktvermarkter bzw. Netzbetreiber). Aufbauend auf diesen erwarteten Strommengen und damit verbundenen Grenzkosten generieren die Händler Gebote, welche an die Strombörse übermittelt werden. Die Strombörse wertet die Gebote aller Stromanbieter, Stromnachfrager und Speicherbetreiber aus, berechnet die Merit-Order und den Gleichgewichtspreis und sendet bzw. fordert daraufhin das Geld für bezuschlagte Gebote. Im Anschluss zahlen die

Netzbetreiber die fällige Einspeisevergütung an ihre Klienten aus. Die Direktvermarkter gewähren ihren vertraglich verbundenen Anlagenbetreibern hingegen einen zusätzlichen Bonus. Dieser Bonus hängt von den Einnahmen aus dem Markt für negative Minutenreserve (Regelenergiemarkt), den Ansprüchen auf Marktprämien (z. B. Managementprämie), sowie von Kosten für Ausgleichsenergie ab. Unterschiedliche Direktvermarkter können dabei auch verschiedene Prämienmodelle verfolgen. Den Speicherbetreibern kommt in AMIRIS insofern eine Sonderrolle zu, da sie einerseits als eigenständiger Händler Arbitragegeschäfte tätigen, andererseits aber auch von Direktvermarktern zur Reduktion des prognosefehlerbedingten Ausgleichsenergiebedarfs dienen können.

### **2.3 Flexibilitätsoptionen**

Der wachsende Anteil der Stromerzeugung auf Basis zeitlich fluktuierender Ressourcen bedingt die wachsende Notwendigkeit der Flexibilisierung des Energiesystems. Die hierfür im Rahmen des Projektes ERAFlex untersuchten Flexibilitätsoptionen umfassen Biogasanlagen mit Kurzzeitgasspeichern, kurzzeitige Stromspeicher wie beispielsweise Pumpspeicherkraftwerke oder Batteriespeicher, sowie die Möglichkeit zur teilweisen Abregelung dargebotsabhängiger erneuerbarer Anlagen. Die für diese Flexibilitätsoptionen verwendeten Annahmen und Parameter werden im Folgenden erläutert.

Für flexibilisierte Biogasanlagen wird ein zeitlich konstanter Eintrag von Biogas in einen Kurzzeitgasspeicher angenommen, dessen Fassungsvermögen 6 Stunden entspricht. Um den etwaigen Anforderungen einer mit der Anlage gekoppelten Wärmeeinspeisung entsprechen zu können, wird angenommen, dass die minimale elektrische Einspeiseleistung 50% der durchschnittlichen Einspeiseleistung (Bemessungsleistung) entspricht. Zu Zeiten mit erhöhtem Strombedarf kann die Einspeiseleistung im Gegenzug auf bis zu 150% der durchschnittlichen Einspeiseleistung erhöht werden. Die Leistungsanpassung folgt hierbei entweder einem festen Tag-Nacht-Rhythmus, oder kann stündlich flexibel an den erwarteten Leistungsbedarf bzw. Börsenpreisverlauf der kommenden 24 Stunden angepasst werden.

Der Planungshorizont von Stromspeichern wurde für das Projekt in beiden Modellen auf 24 Stunden beschränkt. In AMIRIS betreiben die Stromspeicheragenten entweder Arbitragegeschäfte an der Börse, oder werden von Direktvermarktern zur Reduktion ihres Ausgleichsenergiebedarfs genutzt. Innerhalb des Optimierungsmodells E2M2 werden Stromspeicher systemoptimal eingesetzt um Leistungs- bzw. Bedarfsspitzen auszugleichen. Die bisher in ERAFlex betrachteten Stromspeicher sind dabei Kurzzeitspeicher, welche durch einen Lade- bzw. Entladezeitraum von weniger als 24 Stunden charakterisiert sind, entsprechend einem niedrigen Verhältnis von Speichervermögen zu Lade- bzw. Entladeleistung (energy-to-power ratio).

Als dritte Flexibilitätsoption wird in ERAFlex die Abregelung von erneuerbaren Energieanlagen betrachtet. Die Abregelungsentscheidung wird dabei in E2M2 anhand der Betriebs- und Wartungskosten vorgenommen, während in AMIRIS zusätzlich etwaige entgangene Einspeiseprämien berücksichtigt werden. Hierbei können beiden Modelle auch so konfiguriert werden, dass nur ein Teil der gesamten Anlagenleistung abgeregelt werden kann, um zeitgleich stattfindende Vorrangspeisungen ohne Abregelung, wie z. B. Einspeisung unter EEG-Vergütung, korrekt abbilden zu können.

### 3 Modellkopplung

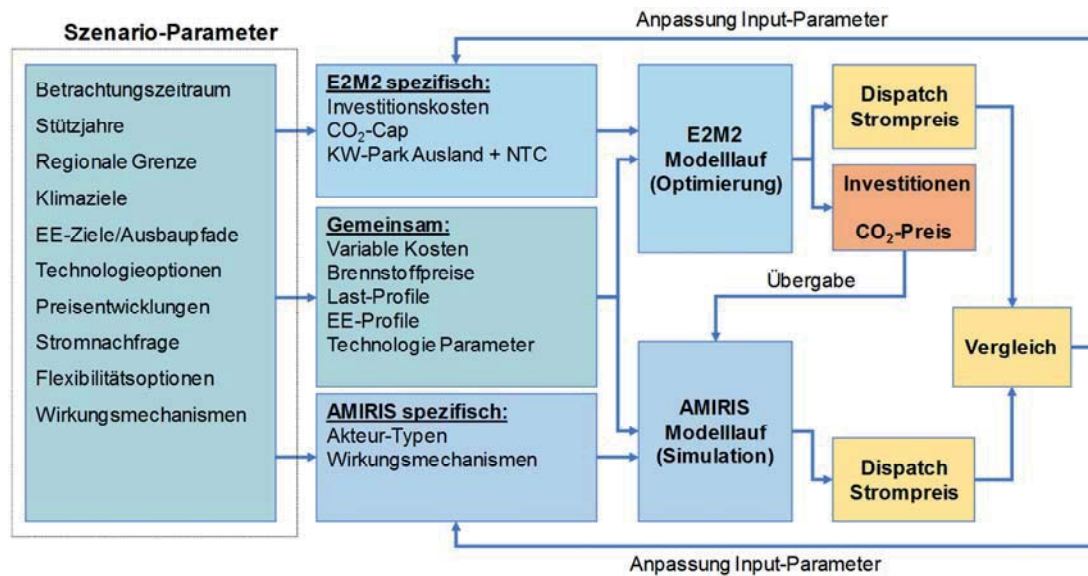
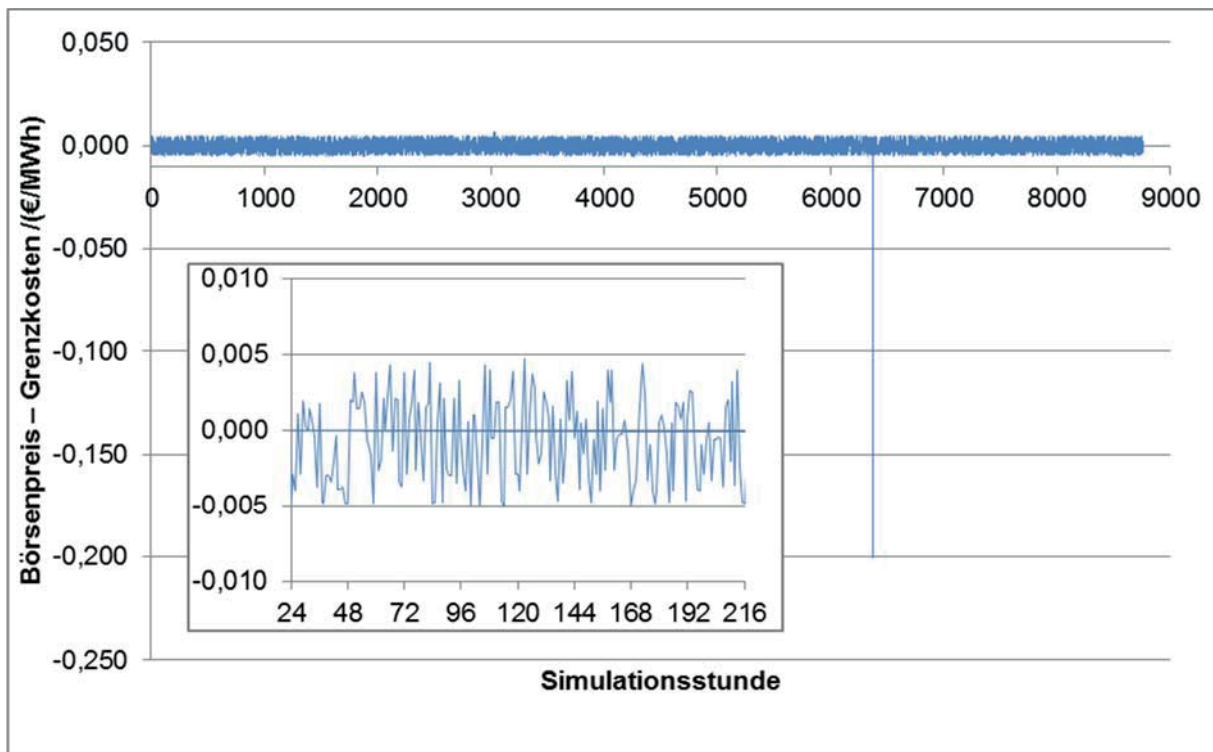


Abbildung 2: Kopplungsschema des Optimierungsmodells E2M2 und Agentenmodells AMIRIS vgl. [5]

Die beiden Modelle werden wie in Abbildung 2 gezeigt gekoppelt: Hierzu wird zunächst ein gemeinsamer Satz von Szenarioparametern definiert, welche unter anderem die variablen Kosten der Anlagen, die Brennstoffpreise sowie die potentiellen Erzeugungprofile erneuerbarer Energieträger beinhaltet. Im Anschluss wird mit E2M2 ein Kraftwerkspark bestimmt, welcher dem vorher gesetzten energiepolitischen Rahmen im Hinblick auf z. B. CO<sub>2</sub>-Emissionen oder Anteile erneuerbarer Energieträger genügt. Gleichzeitig wird in E2M2 der kostenminimale Einsatz des Kraftwerksparks und der Flexibilitätsoptionen bestimmt. Die resultierenden CO<sub>2</sub>-Preise sowie der ermittelte Kraftwerkspark werden an AMIRIS übergeben, welches dann das individuelle Handeln der Marktteilnehmer für denselben Zeitraum simuliert. Etwaige Abweichungen der Einsatzprofile der Stromerzeuger in beiden Modellen führen zu Unterschieden zwischen den in AMIRIS gefundenen Strommarktpreisen und den in E2M2 ermittelten Grenzkosten der Stromerzeugung. Diese Abweichungen der AMIRIS-Ergebnisse von den in E2M2 ermittelten volkswirtschaftlichen Optimalwerten können in den nachfolgenden Iterationen durch Anpassung der Eingabeparameter beider Modelle verringert werden. Hierbei lassen sich simultan zwei verschiedenartige Fragestellungen untersuchen: Zum einen kann ermittelt werden, welche politischen Rahmenbedingungen notwendig wären, um einen volkswirtschaftlich optimaleren Einsatz des Kraftwerksparks in AMIRIS zu erreichen. Zum anderen können Zusammensetzung und Einsatz des Kraftwerksparks in E2M2 an die in AMIRIS ermittelten betriebswirtschaftlichen Randbedingungen angepasst werden. Durch wechselseitige Anpassung der Eingabeparameter sollen die Ergebnisse beider Modelle zur Konvergenz gebracht und der Weg hin zu einem mikroökonomisch realisierbaren makroökonomischem Optimum aufgezeigt werden.

## 4 Ergebnisse der Modellharmonisierung

Um die erwarteten Unterschiede der Ergebnisse der beiden Modelle besser verstehen zu können, bestand der erste Schritt der Modellkopplung in einer Harmonisierung beider Modelle auf Komponentenebene. Hierfür wurden nicht nur gemeinsame Eingabeparameter angeglichen sondern auch Handlungsstrategien der beteiligten Agenten bzw. Modellkomponenten aneinander angepasst. Dies beinhaltete in AMIRIS zum Beispiel das Deaktivieren der Prognosefehler von Strommengen für Händleragenten sowie die Anpassung der Einspeisestrategie für Biomasseanlagen. In E2M2 bedeutete dies unter anderem die Reduktion der zeitlichen Länge des Optimierungsintervalls von Speichern auf 24 Stunden sowie das Deaktivieren von Kopplungen mit dem Wärmesektor. Im Anschluss an die Harmonisierung erfolgte der Nachweis der Gleichartigkeit der Komponenten beider Modelle. Erst dieser Nachweis eröffnet die Möglichkeiten der Interpretation und Schlussfolgerung aus voneinander abweichenden Ergebnissen beider Modelle.



**Abbildung 3: Differenz von AMIRIS-Börsenpreisen und E2M2-Grenzkosten im Simulationsverlauf; überlagertes Bild mit zeitlich kürzerem Ausschnitt und veränderter Achsenskalierung**

Lässt man die Flexibilitätsoptionen zunächst außer Acht und beschränkt sich auf den Vergleich des Kraftwerkseinsatzes in beiden Modellen, so ergibt sich erwartungsgemäß nahezu vollständige Übereinstimmung in den Ergebnissen. Abbildung 3 zeigt für jede Simulationsstunde die Differenz zwischen dem in AMIRIS bestimmten Börsenpreis und den in E2M2 berechneten Grenzkosten. Die Werte unterscheiden sich mit Ausnahme von zwei Stunden zu allen Zeiten um nicht mehr als 0,005 €/MWh im Betrag (siehe Achsenskalierung im überlagerten Bild). Dieser Unterschied ist auf einen Rundungsfehler bei der Ergebnisabspeicherung zurückzuführen und ist nicht mit Unterschieden zwischen den Modellen zu begründen. Aufgrund der geringen absoluten Höhe der Wertunterschiede wurde auf eine erneute Berechnung mit angepassten Ausgabeformaten verzichtet. Bei der Untersuchung der beiden Stunden mit größeren Wertabweichungen ergab ein Vergleich der

Residuallasten beider Modelle Unterschiede in der Größenordnung einiger zehn Kilowatt. Diese Abweichungen erscheinen zunächst vernachlässigbar klein, können jedoch größere Auswirkungen haben, da die konventionellen Kraftwerkseinheiten in beiden Modellen in Blöcken zu je 200MW diskretisiert sind. Liegen die Lastunterschiede nämlich zufälligerweise genau an der Grenze zweier Kraftwerkseinheiten, tritt ein merklicher Sprung im Börsenpreis bzw. bei den Grenzkosten auf. Genau dies konnte im Falle der beiden größeren Wertabweichungen in Abbildung 3 nachgewiesen werden. Somit kann von der Gleichartigkeit des Kraftwerkseinsatzes beider Modelle ausgegangen werden.

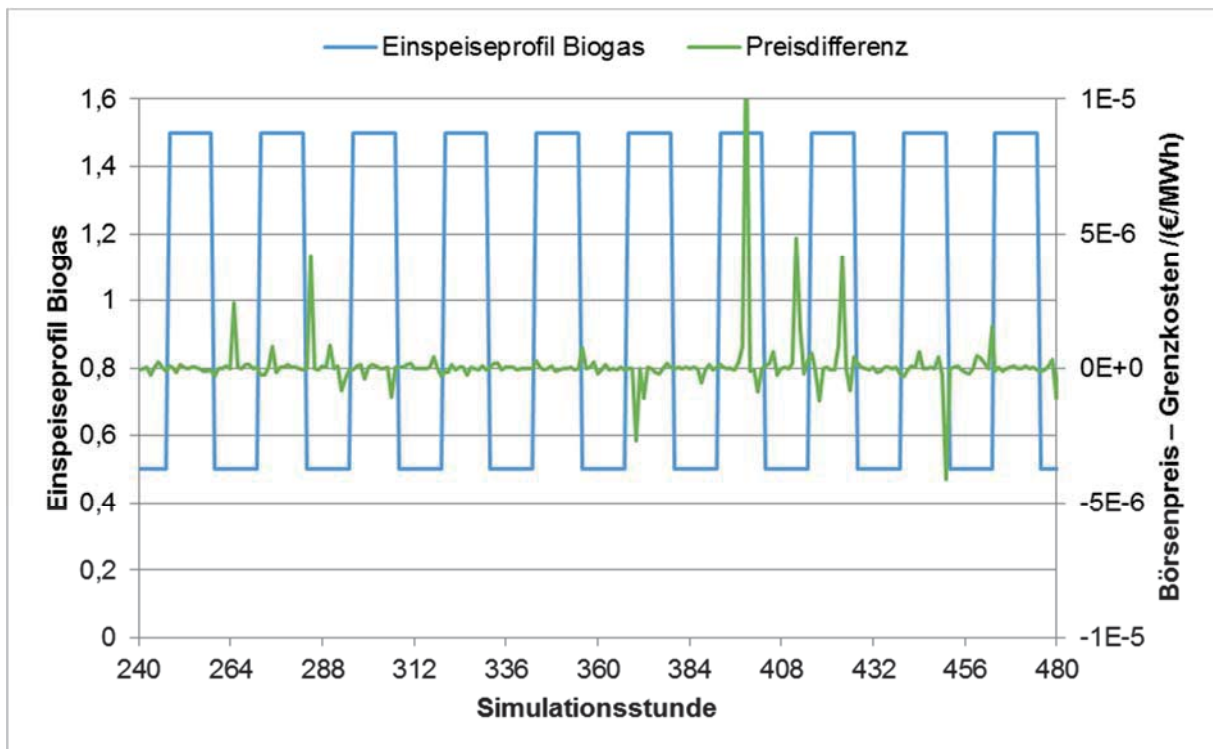


Abbildung 4: Einspeiseprofil von Biogasanlagen im Tag-Nacht-Rhythmus (blau) sowie Differenzen (grün) von AMIRIS-Börsenpreisen und E2M2-Grenzkosten im Simulationsverlauf

Unter Hinzunahme der ersten Flexibilitätsoption, namentlich den Biogasanlagen, bleibt der hohe Grad der Ergebnisübereinstimmung beider Modelle erhalten. Abbildung 4 zeigt in blau das angenommene Einspeiseprofil: Bei nächtlich niedrigen Börsenpreisen wird die Einspeisung einerseits vermindert, während sie bei höheren Börsenpreisen tagsüber verstärkt wird. Im Modellvergleich fallen dabei kaum Abweichungen zwischen den AMIRIS-Börsenpreisen und E2M2-Grenzkosten auf. Durch Anpassung der Ausgabeformate konnten die Differenzen im Simulationsausschnitt in Abbildung 4, sowie mit wenigen Ausnahmen auch in den anderen Stunden der Simulation, auf die Größenordnung  $10^{-5}$  gesenkt werden. Dies entspricht etwa dem Grad der Übereinstimmung bei der von den Modellen berechneten Residuallast. Die Abweichungen sind vermutlich numerisch bedingt, bleiben jedoch ohne Relevanz für das weitere Vorgehen. Von den wenigen Stunden mit größeren Abweichungen zwischen E2M2-Grenzkosten und AMIRIS-Börsenpreisen beträgt die größte Abweichung 0,09 €/MWh (nicht in Abbildung 4 gezeigt). Sämtliche dieser Abweichungen sind wie im Fall ohne flexible Biogasanlagen auf einen diskreten Kostensprung bei der konventionellen Kraftwerkseinheit zurückzuführen. Damit kann auch eine gleichwertige Implementierung der Biogasanlagen in beiden Modellen angenommen werden.

Das Verhalten der Stromspeicher in beiden Modellen wurde anhand einer kleinen Speichereinheit mit einer Lade- und Entladeleistung von 1 MW sowie einem Speichervermögen von 2 MWh getestet. Resultierende Unterschiede zwischen den AMIRIS-Börsenpreisen und E2M2-Grenzkosten bleiben dabei erwartungsgemäß in der gleichen Größenordnung wie bei den vorigen Testfällen. Abbildung 5 zeigt die in AMIRIS und E2M2 bestimmten Ein- und Ausspeisepprofile des Stromspeichers. Hier ist gut zu erkennen, dass beide Modelle bei niedrigen Börsenpreisen bzw. Grenzkosten den Speicher beladen, während in Knappheitssituationen, also bei hohen Grenzkosten oder Börsenpreisen, der Speicher wieder entladen wird (negative Ladeleistung). Unterschiede im Ladeverhalten beider Modelle lassen sich nur zu solchen Simulationsstunden finden, in denen die Börsenpreise bzw. Grenzkosten in zeitlicher Nähe identische Werte annehmen. In Abbildung 5 ist dies gleich zweimal der Fall, nämlich in den Simulationsstunden 38 und 39 sowie 43 und 44. Diese Gleichheit der Preisniveaus bedingt eine Schar gleichwertiger Optionen für das Lade- bzw. Entladeverhalten. Welche Option letztlich durch das jeweilige Modell ausgewählt wird, ist jedoch nicht von weiterer Bedeutung. Das resultierende Aufteilen des Lade- bzw. Entladevorgangs auf mehrere Zeitschritte kann in beiden Modelle zu den gleichen Zeitpunkten beobachtet werden. Die von den Modellen ermittelten Lade- bzw. Entladeprofile können somit als gleichwertig betrachtet werden.

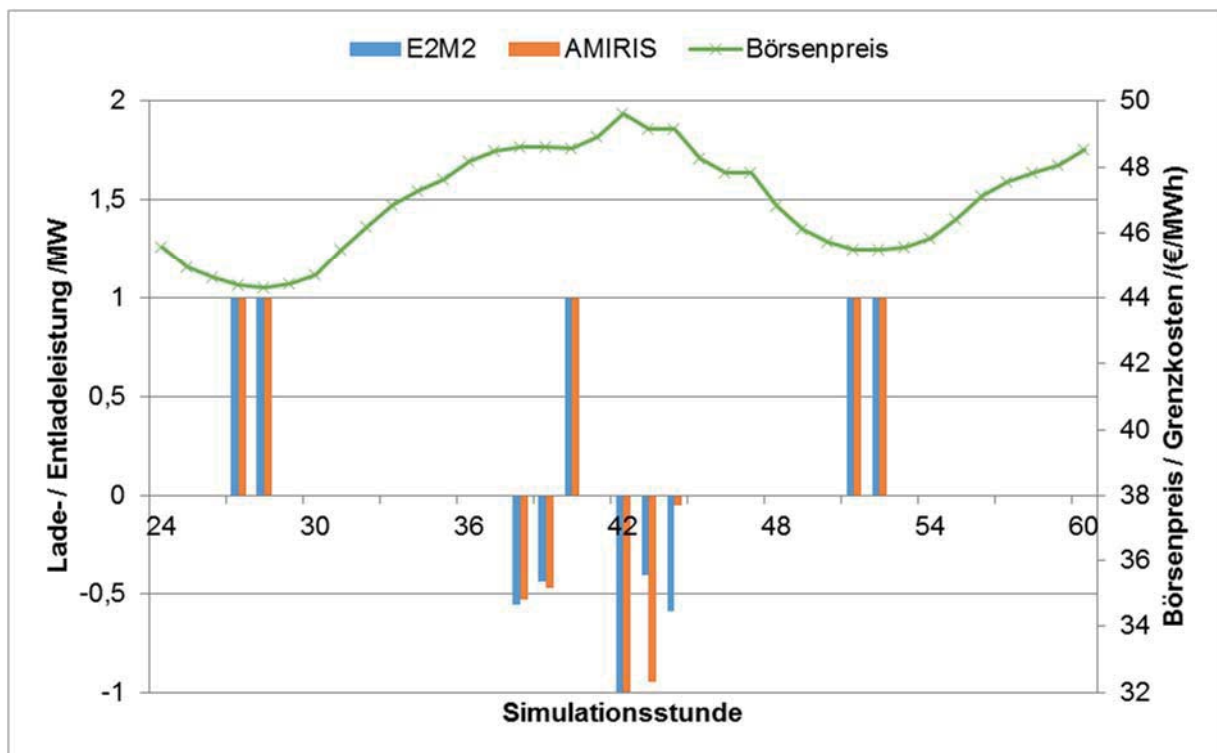


Abbildung 5: Ladeleistung (positive Werte) und Entladeleistung (negative Werte) der Speicher (Balken) in E2M2 (blau) und AMIRIS (orange) mit zugehörigem Börsenpreis bzw. Grenzkosten (grün) im Simulationsverlauf

Die Gleichwertigkeit der Abregelungsentscheidungen in beiden Modellen als letzter Schritt der Modellharmonisierung wird aktuell untersucht.



## 5 Zusammenfassung und Ausblick

Der Untersuchungen im vorigen Kapitel zeigen, dass sich bei isolierter Betrachtung der Modellkomponenten die Modellergebnisse weitestgehend gleichen. Für den allgemeinen Kraftwerkseinsatz ohne Flexibilitätsoptionen, sowie zusätzlich für flexibilisierte Biogasanlagen sowie Stromspeicher konnte eine erfolgreiche Harmonisierung der Modelle aufgezeigt werden. Auch abgeleitete Größen wie Börsenpreise oder Residuallasten wiesen in diesen Untersuchungen jeweils nahezu identische Ergebniszeitreihen auf. Verbleibende Unterschiede in den Ergebnissen konnten nachvollzogen werden. Eine Harmonisierung der Abregelungsentscheidung steht noch aus.

Im nun unmittelbar folgenden Projektabschnitt von ERAFlex wird der gezielte Einsatz unvollkommener Informationen in AMIRIS zu relevanten Abweichungen bei den Ergebnissen der Modelle führen. Die Analyse dieser Abweichungen verspricht spannende Einsichten über den optimalen Ausbau und Einsatz von Flexibilitätsoptionen im Elektrizitätssektor.

### Literatur

- [1] D. Möst and W. Fichtner, "Einführung zur Energiesystemanalyse," *Energiesystemanalyse*, pp. 11–32, 2009.
- [2] E. J. L. Chappin, L. J. de Vries, J. C. Richstein, P. Bhagwat, K. Iychettira, and S. Khan, "Simulating climate and energy policy with agent-based modelling: The Energy Modelling Laboratory (EMLab)," *Environmental Modelling & Software*, vol. 96, pp. 421–431, 2017.
- [3] P. Ringler, D. Keles, and W. Fichtner, "Agent-based modelling and simulation of smart electricity grids and markets – A literature review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 57, pp. 205–215, 2016.
- [4] O. Weiss, D. Bogdanov, K. Salovaara, and S. Honkapuro, "Market designs for a 100% renewable energy system: Case isolated power system of Israel," *Energy*, vol. 119, no. C, pp. 266–277, 2017.
- [5] M. Deissenroth, B. Fleischer, M. Reeg, and L. Eltrop, "EFFICIENT PATHWAYS FOR THE ENERGY TRANSITION BY SOFT COUPLING OF OPTIMIZATION AND SIMULATION MODEL," in *15th IAAE European Conference*, 2017.
- [6] N. Sun, "Modellgestützte Untersuchung des Elektrizitätsmarktes – Kraftwerkseinsatzplanung und -investitionen," Universität Stuttgart, 2013.
- [7] H. P. Williams, *Model Building in Mathematical Programming, 5th Edition*. Wiley John + Sons, 2013.
- [8] M. Deissenroth, M. Klein, K. Nienhaus, and M. Reeg, "Assessing the Plurality of Actors and Policy Interactions: Agent-Based Modelling of Renewable Energy Market Integration," *Complexity*, vol. 2017, no. 7494313, Dec. 2017.