

Schlussbericht

Landgewinn – Energiesystemanalyse von Dekarbonisierungsstrategien der Landwirtschaft

Teilvorhaben: Systemanalytische Bewertung des Dekarbonisierungspotenzials für den Landwirtschaftssektor und Kopplungseffekte mit anderen Sektoren

Autoren: Anna Sandhaas, Meritxell Domènech Monfort, Niklas Hartmann (AP0, AP6 und AP7); Christoph Pönisch, Daniel Kray (AP1 und AP2)

Laufzeit des Vorhabens: 01.09.2021 - 31.08.2024

Förderkennzeichen: 03EI1037A

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Betreut vom:



Konsortium:



Hochschule für Technik, Wirtschaft und Medien Offenburg
Badstr. 24, 77652 Offenburg

Verantwortlicher des Teilprojekts: Hochschule Offenburg

Prof. Dr.-Ing. Niklas Hartmann

Badstraße 24, 77652 Offenburg

Tel.: +49 (0)781 205-4645

Email: niklas.hartmann@hs-offenburg.de

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren

Vorwort

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Arbeiten und Ergebnisse des Forschungsprojekts Landgewinn – Energiesystemanalyse von Dekarbonisierungsstrategien der Landwirtschaft des Teilvorhabens „Systemanalytische Bewertung des Dekarbonisierungspotenzials für den Landwirtschaftssektor und Kopplungseffekte mit anderen Sektoren“ (Laufzeit 01.09.2021 – 29.02.2024), das vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz „BMWK“ unter den Kennzeichen 03EI1037A gefördert wurde.

Ziel des Landgewinn-Projekts ist es, eine übergreifende Systemanalyse der Interaktion zwischen dem Landwirtschafts- und dem Energiesektor durchzuführen, um Synergien für das Fortsetzen der Energiewende zu identifizieren und zu bewerten, den Input der Stakeholder zu berücksichtigen, das Energiesystemmodell durch die Integration der Landwirtschaft zu verbessern und einen Einblick in Negativemissionstechnologien zur CO₂-Kompensation zu geben.

Das Projekt wurde im Verbund zwischen den Partnern durchgeführt:

- Hochschule Offenburg, Institut für nachhaltige Energiesysteme
- Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW)
- Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE)
- Hochschule Kehl (HSK)
- Assoziierte Institution: Goldbeck Solar

Dieser Schlussbericht fasst die Ergebnisse von fünf Arbeitspaketen zusammen (AP0, AP1, AP2, AP6 und AP7), die von der Hochschule Offenburg durchgeführt werden.

Die Projektpartner danken dem BMWK für die finanzielle Unterstützung des Forschungsvorhabens und dem Projektträger Jülich für die administrative Begleitung.

Inhaltsverzeichnis

Inhalt

Vorwort	A
Inhaltsverzeichnis	B
Kurzdarstellung	E
Aufgabenstellung	F
Projektpartner	G
Planung und Ablauf des Vorhabens	H
Wissenschaftlich/technischer Stand zu Beginn des Vorhabens	J
Arbeitspaket 0: Projektmanagement	1
Arbeitspaket 1: Bestandsaufnahme und Beschreibung des Status Quo und	
Arbeitspaket 2: Auswahl von Maßnahmen zur Dekarbonisierung in der Landwirtschaft.....	4
1 Status quo landwirtschaftliche Emissionen	6
1.1 Zielbeschreibung und Methodik	8
1.2 Ergebnisse: Treibhausgas-Emissionen in der Landwirtschaft.....	9
1.2.1 Vereinfachte Methode zur Ermittlung regionalisierter THG	9
1.2.2 THG Berechnungen auf Farmlevel.....	10
1.2.3 Regionalisierung auf NUTS 3 Level	10
1.2.4 Hotspot assessment	11
1.3 Diskussion	13
1.4 Ergebnisverwertung AP1	17
2 Technologien und Maßnahmen zur Dekarbonisierung	19
2.1 Vorgehensbeschreibung und Auswahl der 3. Technologie	19
2.1.1 Technologieübersicht	19
2.1.2 Auswahlprozess 3. Dekarbonisierungstechnologie	20
2.1.3 Expertenbefragung zur 3. Technologie – Elektrifizierung Transport	24
2.2 Best Practice Höfe und Hofbilanzierung	27
Literaturverzeichnis AP1 und AP2	40
Arbeitspaket 6: Auswirkung auf das Energiesystem und die Energiewende	41
1 Einführung.....	42
1.1 Literaturübersicht – Energiesystemanalyse.....	42
1.2 Modelle.....	43

1.2.1	PyPSA (Python for Power System Analysis).....	43
1.2.2	PyPSA-Eur	43
1.2.3	MyPyPSA-Ger.....	44
2	Ergebnisse	47
2.1	Bewertung der Technologien AgriPV und E-Traktoren in overnight Szenarien	47
2.1.1	Modellbeschreibung.....	47
2.1.2	Daten	50
2.1.3	Szenarien	50
2.1.4	Ergebnisse.....	53
2.1.5	Schlussfolgerung.....	56
2.2	Bewertung der Pyrolyse als Strom- und Negativemissionstechnologie in Overnight-Szenarien.....	56
2.2.1	Modellbeschreibung.....	56
2.2.2	Daten	58
2.2.3	Szenarien	62
2.2.4	Ergebnisse.....	63
2.2.5	Schlussfolgerung.....	67
2.3	Bewertung der Pyrolyse als Strom-, Wärme- und Negativemissionstechnologie in Overnight-Szenarien.....	67
2.3.1	Modellbeschreibung.....	68
2.3.2	Daten	68
2.3.3	Szenarien	68
2.3.4	Ergebnisse.....	69
2.3.5	Schlussfolgerung.....	70
2.4	Bewertung der Pyrolyse als Strom- und Negativemissionstechnologie in myopischen Szenarien bis 2050	71
2.4.1	Modellbeschreibung.....	71
2.4.2	Daten	72
2.4.3	Szenarien	75
2.4.4	Ergebnisse.....	77
2.4.5	Schlussfolgerung.....	85
	Literaturverzeichnis AP 6	86
	Arbeitspaket 7.3: Wissenstransfer	90
	Veröffentlichungen.....	96

Kurzdarstellung

Das Projekt "Landgewinn" konzentrierte sich auf die detaillierte Analyse und Bewertung von Dekarbonisierungsstrategien im Landwirtschaftssektor. Ziel war es, praxisnahe Technologien und Werkzeuge zu entwickeln, die zur Reduzierung von CO₂-Emissionen beitragen und zugleich die Nachhaltigkeit in der Landwirtschaft fördern. Durch die Untersuchung von Agri-Photovoltaik, Pflanzenkohle und Elektromobilität sollten Synergien zwischen landwirtschaftlichen und energetischen Systemen genutzt werden, um das Energiesystem zu dekarbonisieren.

Die Hochschule Offenburg (HSO) spielte eine zentrale Rolle im Projekt, indem sie die externe Projektleitung übernahm und maßgeblich an der systemanalytischen Bewertung der Dekarbonisierungspotenziale beteiligt war. Die HSO entwickelte Energiesystemmodelle, die Technologien wie Agri-PV und Pyrolyse integrierten, und erstellte GIS-gestützte Werkzeuge zur regionalen Emissionserfassung. Diese Ansätze ermöglichten eine präzise Bewertung der Potenziale von Emissionsminderungen und deren systemische Einbindung. Darüber hinaus trug die Hochschule entscheidend zur Organisation von Projektveranstaltungen und zum wissenschaftlichen Austausch bei.

Die Projektergebnisse zeigten, dass Agri-Photovoltaik die Effizienz landwirtschaftlicher Flächen steigern kann, indem sie gleichzeitig Energie erzeugt und landwirtschaftliche Produkte anbaut. Die Einführung von elektrisch betriebenen Landmaschinen, sogenannten E-Traktoren, verringert den Energiebedarf und erhöht die Flexibilität in Energiesystemen, da sie als variable Energiespeicher fungieren können. Pyrolyseanlagen bieten ein langfristiges multifunktionales Potenzial zur Emissionsminderung durch ihre CO₂-bindende Funktion in Pflanzenkohle und ihre energetischen Produkte, die in Energie- und Klimastrategien integriert werden können. Die entwickelten modellgestützten Energiesystemanalysen der HSO zeigten auf, dass der Einsatz von Pyrolyse zur Strom- und Wärmeproduktion eine deutliche Kostenreduktion im Energiesystem bewirken könnte, während gleichzeitig die Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen gesenkt wird. Pyrolyse erweist sich zudem als eine wichtige Negativemissionstechnologie, die nicht nur zur Stromerzeugung beiträgt, sondern auch signifikante Mengen an CO₂ bindet, was entscheidend für das Erreichen der Klimaneutralität ist.

Das Projekt "Landgewinn" unterstrich die Bedeutung des Wissenstransfers und der Einbindung von Stakeholdern, um nachhaltige Lösungen im Landwirtschaftssektor zu fördern. Durch ein Abschluss-Symposium und verschiedene Kommunikationsplattformen wie Websites und soziale Medien wurden Projektergebnisse effektiv kommuniziert und die Vernetzung zwischen Forschung, Politik und Wirtschaft unterstützt. Insgesamt zeigte das Projekt, dass durch die integrierte Betrachtung von landwirtschaftlichen und energetischen Systemen signifikante Fortschritte auf dem Weg zur Dekarbonisierung und Klimaneutralität erzielt werden können.

Aufgabenstellung

Im Projekt "Landgewinn" wurden mehrere Ziele verfolgt, die auf die Dekarbonisierung des Landwirtschaftssektors und seine Integration in das nationale Energiesystem abzielen. Das erste Ziel war die Entwicklung einer Methodik zur systematischen Erfassung und Bewertung der Treibhausgasemissionen aus verschiedenen landwirtschaftlichen Bereichen. Dies umfasste die Erhebung regionaler Daten mit spezieller Berücksichtigung der Emissionsvariabilität über das Jahr hinweg. Ein weiterer Schwerpunkt lag auf der Bewertung neuer Technologien zur Dekarbonisierung. Diese wurden hinsichtlich ihres Potentials eingeordnet und ihre Integration in bestehende landwirtschaftliche Prozesse geprüft.

Ein wichtiger Aspekt des Projekts war die Kopplung landwirtschaftlicher Prozesse mit dem Energiesystem, insbesondere durch die Modellierung in PyPSA-Eur. Hierbei wurden die Auswirkungen der Integration und Nutzung von Technologien wie Agri-Photovoltaik und Pyrolyse detailliert untersucht. Ziel war es, Dekarbonisierungspotentiale zu quantifizieren und wirtschaftliche sowie ökologische Auswirkungen zu analysieren. Schwerpunkt der Untersuchung war außerdem die Analyse der Kopplungseffekte, die sich durch die Integration der Landwirtschaft mit dem Energiesektor ergeben.

Methodisch lag der Fokus auf verschiedenen Fragestellungen, darunter die Entwicklung von Szenarien zur Bewertung der ausgewählten Technologien und die Quantifizierung ihrer Beiträge zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen. Die Entwicklung synthetischer Emissionsprofile und die Auseinandersetzung mit regionalen Variabilitäten stellten zentrale Herausforderungen dar. Inhaltlich wurde untersucht, wie Dekarbonisierungstechnologien in der Landwirtschaft nicht nur zu einer besseren CO₂-Bilanz, sondern auch zu wirtschaftlichen Vorteilen führen können. Zudem wurde analysiert, wie durch die Kopplung von Landwirtschafts- und Energiesektor Synergien entstehen können, die zur Kostensenkung beitragen und die Wettbewerbsfähigkeit der betroffenen Sektoren steigern. Die gewonnenen Erkenntnisse bieten praxisnahe Lösungsansätze, die aktiv zur Dekarbonisierung der Landwirtschaft beitragen können.

Projektpartner

Die Hochschule Offenburg (HSO) ist eine sehr forschungsstarke Hochschule für Angewandte Wissenschaften (HAW). Das Institut für nachhaltige Energiesysteme (INES) kombiniert Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten an unterschiedlichen Technologien rund um die klimaneutrale Erzeugung, Wandlung, Speicherung und Nutzung von Energie. Zwölf ProfessorInnen und über 30 Beschäftigte, davon etwa ein Drittel DoktorandInnen, arbeiten interdisziplinär in mehr als 30 Forschungs- und Entwicklungsprojekten der Energiesystemtechnik, darunter Themen der Batterietechnik, Elektromobilität, Energiewirtschaft, Gebäudeenergietechnik, Photovoltaiktechnik, Smart Grids, Pflanzenkohle und Wasserstofftechnik. Ihre Gemeinsamkeiten liegen in der Fokussierung auf Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz sowie der Nutzung erneuerbarer Energien.

Planung und Ablauf des Vorhabens

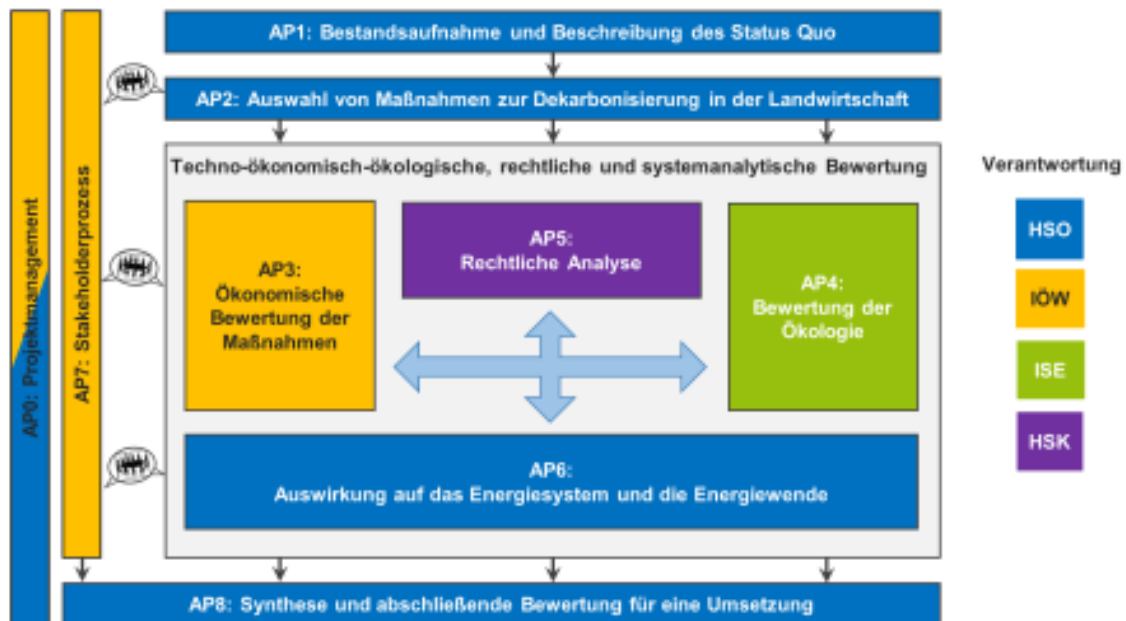


Abbildung 1: Arbeitsplan des Projekts Landgewinn

Wie in Abbildung 1 dargestellt wurde das Projekt Landgewinn in acht Arbeitspakete (APs) eingeteilt, wobei AP 0 die Projektleitung umfasst. Diese wurde in eine externe und eine interne Koordination aufgeteilt: Die Hochschule Offenburg (HSO) übernahm die externe Projektleitung und fungierte als Hauptansprechpartner nach außen, während das Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW) für die interne Koordination verantwortlich war, einschließlich der Vorbereitungen, Moderation und Dokumentation von Projekttreffen.

Der Arbeitsplan gliedert sich in drei Hauptphasen. In der ersten Phase, der Daten- und Analysephase, liegen die Schwerpunkte auf AP 1 und AP 2. AP 1 befasst sich mit der Erhebung und Analyse der aktuellen Treibhausgasemissionen im Landwirtschaftssektor, wobei die Hauptemissionsquellen identifiziert werden, um eine fundierte Basis für die weiteren Arbeitsschritte zu schaffen. In AP 2 werden technische Maßnahmen zur Dekarbonisierung der Landwirtschaft ausgewählt und bewertet. Dazu wird eine Methodik entwickelt, um vielversprechende Technologien systematisch zu analysieren.

In der folgenden Bewertungs- und Analysephase erstrecken sich die Arbeiten über AP 3 bis AP 5. AP 3 konzentriert sich auf die ökonomische Bewertung der ausgewählten Dekarbonisierungstechnologien, in der die Kostenstrukturen und die Wirtschaftlichkeit untersucht werden, um wirtschaftliche Hemmnisse und Chancen zu ermitteln. AP 4 widmet sich der ökologischen Bewertung und analysiert die Umweltauswirkungen der Technologien, einschließlich ihrer CO₂-Einsparpotenziale. AP 5 wiederum ist für die rechtliche Analyse der Dekarbonisierungsmaßnahmen verantwortlich, wobei bestehende gesetzliche Rahmenbedingungen überprüft und notwendige Anpassungen identifiziert werden, um die Maßnahmen praktikabel zu machen.

In der abschließenden Phase, der Simulation und Integration, erfolgt in AP 6 die Erweiterung des Energiesystemmodells PyPSA-Eur um den Landwirtschaftssektor. Der Fokus liegt hierbei auf der Simulation der Wechselwirkungen zwischen Landwirtschaft und anderen Sektoren sowie der Integration von Negativemissionstechnologien. AP 7 organisiert den Stakeholderprozess, in dem durch Workshops und Fokusgruppen relevante Akteur*innen in die Diskussion der Projektergebnisse eingebunden werden. Der Wissenstransfer spielt dabei eine zentrale Rolle, um die Ergebnisse in der Praxis zu verbreiten und umzusetzen. Schließlich werden in AP 8 die gewonnenen Erkenntnisse in einer umfassenden Synthese zusammengeführt. Ein Handlungsleitfaden zur praktischen Umsetzung wird entwickelt, der eine Strategie zur klimafreundlichen Dekarbonisierung der Landwirtschaft beschreibt.

Die strukturierte Planung und der interdisziplinäre Ansatz der Arbeitspakete ermöglichen eine ganzheitliche Betrachtung der Dekarbonisierungsstrategien in der Landwirtschaft und ihrer Beiträge zu klima- und energiepolitischen Zielen.

Eine Zusammenarbeit mit anderen Stellen ist nicht erfolgt.

Wissenschaftlich/technischer Stand zu Beginn des Vorhabens

Das Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) hat 2019 einen Sonderbericht zu Klimawandel und Landwirtschaft veröffentlicht¹, in dem die Herausforderungen für die Landwirtschaft und deren Anteil am Klimawandel aufgezeigt werden. Aus diesem geht hervor, dass 23% der menschengemachten Treibhausgasemissionen zwischen 2007 und 2016 aus den Bereichen Landwirtschaft, Forstwirtschaft und Landnutzungsänderungen kommen. Dies zeigt die enorme Bedeutung der Dekarbonisierung der Landwirtschaft. Im Sonderbericht des UBA² werden entsprechende Zahlen für Deutschland im Jahr 2015 vorgestellt. Mit einem Anteil von etwa 15% Anteil (je nach Wahl der Systemgrenzen) zeigt sich der große Bedarf und das enorme Potenzial zur Reduktion von Treibhausgas-Emissionen.

In diesem Bericht sind auch die Quellen der Treibhausgase innerhalb der Landwirtschaft einzeln aufgeführt:

- Ackerbau + Grünlandnutzung von Moorböden (28%),
- Direkte Emissionen aus der Rinderhaltung (16%),
- Direkte Emissionen aus der Schweinehaltung (2%),
- Mineraldüngereinsatz (8%),
- Wirtschaftsdüngereinsatz (4%),
- Energieeinsatz (5%),
- Landnutzungsänderungen (3%),
- Auswaschungen (7%),
- Vorleistungen aus anderen Wirtschaftsbereichen (15%),
- Sonstiges (12%).

Hier zeigt sich die Komplexität und Vielfalt der Landwirtschaft. Aus diesem Grund gibt es keine einzelne Lösung zur Dekarbonisierung, die für jeden einzelnen Hof passt, sondern es müssen viele verschiedene Ansätze und Technologien gefunden werden, die die Treibhausgase reduzieren. Im Energiesektor ist die Dekarbonisierung verhältnismäßig einfacher, weil marktreife Technologien zur Dekarbonisierung zur Verfügung stehen. Die Herausforderung besteht hier vor allem in der Ausbaugeschwindigkeit.

Einige Dekarbonisierungstechnologien zur Reduktion von Treibhausgasemissionen oder sogar zur Schaffung von Kohlenstoff-Senken (CO₂-negative bzw. Negativemissionstechnologien) sind bereits bekannt und sollen unter anderem im Projekt untersucht werden. Diese sind die Agrar-Photovoltaik, Pflanzenkohle sowie die landwirtschaftliche Elektromobilität.

Die Agrar-Photovoltaik (APV) basiert auf einer vor Jahrzehnten am Fraunhofer ISE entwickelten Idee³, landwirtschaftliche Produktion mit der Solarstromerzeugung zu kombinieren, indem die PV-Module in ausreichender Höhe über der Anbaufläche montiert werden. Dabei können zusätzliche landwirtschaftliche Dienstleistungen erbracht werden, wie bspw. Hagel- und Sonnenschutz und

¹ IPCC Special Report on Climate Change, Desertification, Land Degradation, Sustainable Land Management, Food Security, and Greenhouse gas fluxes in Terrestrial Ecosystems, 07 August 2019.

² 30 Jahre SRU-Sondergutachten „Umweltprobleme der Landwirtschaft“ – eine Bilanz, Umweltbundesamt Texte 28/2015.

³ A. Goetzberger und A. Zastrow: „Kartoffeln unter dem Kollektor“, Sonnenenergie 3/81, S. 19.

die Reduktion von Verdunstungsverlusten. Dies kann zu höheren und/oder stabileren Erträgen sowie verbessertem Pflanzenwachstum führen⁴.

Pflanzenkohle, die durch Pyrolyse hergestellt wird, kann vielfältig positive Effekte auf Boden, Pflanzen sowie den landwirtschaftlichen Ertrag⁵ haben und zudem Treibhausgasemissionen aus Böden (insbesondere Lachgas) reduzieren⁶.

Wie im gesamten Verkehrsbereich ist die Elektrifizierung der landwirtschaftlichen Fahrzeugflotte (und Bereitstellung erneuerbarer Energie) ein naheliegender Schritt zur Reduzierung der Treibhausgas-Emissionen. Dies ist bei Lieferfahrzeugen und kleineren Schleppern⁷ batterieelektrisch gut darstellbar. Bei schweren Schleppern bieten sich eher Brennstoffzellen-Lösungen auf Basis von flüssigen oder gasförmigen Kraftstoffen an, die mit erneuerbarer Energie hergestellt werden.

In den letzten Jahren war die Entwicklung von Energiesystemmodellen besonders dynamisch. Infolge der Klimaziele des Pariser Abkommens und der nationalen Treibhausgasstrategien der Industrieländer wird die zukünftige Integration von erneuerbarer Energie (EE) forciert, die einen vollständigen Umbau des nationalen Energiesystems notwendig macht^{8,9}. Davon motiviert, entstanden zahlreiche neue analytische Modelle, welche die unterschiedlichen Bereiche des Energiesystems adressieren¹⁰. Die Modelle unterscheiden sich vor allem in den Kategorien: Verwendungszweck, Herangehensweise, Methodik und technologische und wirtschaftliche Eigenschaften. Viele Modelle werden open source, also frei zugänglich, angeboten. Die wesentlichen open source Modelle wurden von der Initiative openmod (open energy modelling initiative) auf ihrer Homepage¹¹ zusammengetragen und können anhand ihrer Eigenschaften miteinander verglichen werden.

Energiesystemmodelle können einen oder mehrere der folgenden Verwendungszwecke erfüllen: Analyse des Elektrizitätssystems, Unterstützung von Betriebs- und Investitionsentscheidungen und Untersuchung von Szenarien¹⁵. Die meisten Modelle widmen sich dem Betrieb von und/oder den Investitionen in Kraftwerken. Dazu gehören unter anderem BALMOREL¹² und EMMA¹³. Das Strommarktmodell EMMA ist ein partielles Gleichgewichtsmodell des Stromsektors Nordwesteuropas. Es modelliert simultan den Einsatz und Ausbau von Kraftwerken, Speichern und Interkonnektoren. Mit EMMA lassen sich kurzfristige wie langfristige Gleichgewichte ermitteln und die entsprechenden Preise, Erzeugungsmengen, Kapazitäten, Handelsflüsse und Profite

⁴ L. Yu et al: Solar photovoltaic panels significantly promote vegetation recovery by modifying the soil surface microhabitats in arid sandy ecosystem, doi: 10.1002/ldr.3408

⁵ L. Ye et al: Biochar effects on crop yields with and without fertilizer: A meta-analysis of field studies using separate controls, *Soil Use Management*. 2020;36:2–18

⁶ N. Borchard et al.: Biochar, soil and land-use interactions that reduce nitrate leaching and N₂O emissions: A meta-analysis, *Science of the Total Environment* 651 (2019) 2354–2364

⁷ <https://www.rigitrac.ch/produkte-1/rigitrac-ske-50-electric/> abgerufen am 8.9.2020

⁸ Lopion P, Markewitz P, Robinius M et al. (2018) A review of current challenges and trends in energy systems modeling. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 96: 156–166. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.07.045>

⁹ Ringkjøb H-K, Haugan PM, Solbrenke IM (2018) A review of modelling tools for energy and electricity systems with large shares of variable renewables. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 96: 440–459.

¹⁰ Pfenninger S, Hawkes A, Keirstead J (2014) Energy systems modeling for twenty-first century energy challenges. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 33: 74–86

¹¹ openmod open energy modelling initiative. <https://openmod-initiative.org/>. Accessed 08.09.20

¹² Ravn H, Hindsberger M, Petersen M et al. (2001) Balmorel: A model for analyses of the electricity and CHP markets in the Baltic Sea region

¹³ Neon EMMA Dokumentation. <https://neon.energy/emma-documentation.pdf>

berechnen. Zusätzlich zum Strommarkt schließt das Modell PyPSA¹⁴ die Analyse des Stromübertragungssystems mit ein. PyPSA umfasst den Einsatz und Ausbau von konventionellen Generatoren, variable erneuerbare Erzeugung und Speichereinheiten, die Kopplung von bestimmten Energiesektoren und gemischte Wechsel- und Gleichstromnetze. Es ist so konzipiert, dass es leicht erweiterbar ist und sich gut mit großen Netzen und langen Zeitreihen skalieren lässt. Pandapower¹⁵ wiederum ist ein Werkzeug, das sich ausschließlich auf die Analyse symmetrischer Stromsysteme konzentriert und den Strommarkt außen vor lässt. Es ist einfach zu bedienen und eignet sich gut für die Automatisierung in wissenschaftlichen Anwendungen. Laut den Entwicklern, eine Funktion, die kein anderes open source Modelle aufweist. Der Landwirtschaftssektor jedoch wird in diesen Modellen nicht beschrieben.

Für Energiesystemmodelle gibt es grundsätzlich zwei Herangehensweisen: den bottom-up- und den top-down-Ansatz. Die meisten Modelle folgen dem bottom-up-Ansatz¹⁵. In diese Kategorie fallen unter anderem die Modelle urbs¹⁶, Calliope¹⁷ und REMod¹⁸. Das am Fraunhofer ISE entwickelte – und unter der Leitung von Niklas Hartmann genutzte – sektorübergreifende Energiesystemmodell REMod bildet die meisten Nachfragesektoren ab. Der Landwirtschaftssektor ist jedoch nicht abgebildet. Der viel seltener eingesetzte top-down-Ansatz hat einen wirtschaftlichen Ausgangspunkt und berücksichtigt makroökonomische Beziehungen und langfristige Veränderungen¹⁵. Ein Beispiel für ein top-down-Modell ist GEM-E3¹⁹. Es ist ein angewandtes, allgemeines Gleichgewichtsmodell, das die Wechselwirkungen zwischen der Wirtschaft, dem Energiesystem und der Umwelt abdeckt. Es eignet sich gut für die Bewertung von Klima- und Energiepolitik sowie von Steuerfragen. Vereint ein Modell beide Herangehensweisen, wird von einem hybriden Ansatz gesprochen. Diese Hybride verknüpfen technologisch reichhaltige bottom-up-Modelle mit allgemeinen top-down-Gleichgewichtsökonomiemodellen, um zu versuchen, die gesamtwirtschaftlichen Bewegungen als Reaktion auf Veränderungen im Energiesystem zu charakterisieren²⁶. Eine Vertretung davon ist das Modell REMix²⁰. Darin werden die globalen EE-Ressourcen in hoher räumlicher und zeitlicher Auflösung untersucht. Es stellt dem Optimierungsmodell REMix-OptiMo die maximal installierbaren Leistungen und die stündliche Stromerzeugung nichtregelbarer EE sowie die stündliche Strom- und Wärmenachfrage zur Verfügung. Der Landwirtschaftssektor spielt in den aufgeführten Modellen ebenfalls keine besondere Rolle.

Die Modelle können grundsätzlich in drei Kategorien hinsichtlich ihrer Methodologie eingeteilt werden: Simulation, Optimierung und Gleichgewichtsmodelle²⁵. Als Beispiel für ein Simulationsmodell für die Stromversorgung in Deutschland und Europa mit hoher zeitlicher und

¹⁴ Brown T, Hörsch J, Schlachtberger D (2018) PyPSA: Python for Power System Analysis. *Journal of Open Research Software* 6

¹⁵ Thurner L, Scheidler A, Schafer F et al. (2018) Pandapower—An Open-Source Python Tool for Convenient Modeling, Analysis, and Optimization of Electric Power Systems. *IEEE Trans Power Syst* 33: 6510–6521.

¹⁶ Dorfner J, Müller S, Özsahin Y et al. (2016) Urbs: V0.5. Zenodo

¹⁷ Calliope: a multi-scale energy systems modelling framework. <https://calliope.readthedocs.io/en/stable/user/introduction.html>. Accessed 08.09.20

¹⁸ Palzer A (2016) Sektorübergreifende Modellierung und Optimierung eines zukünftigen deutschen Energiesystems unter Berücksichtigung von Energieeffizienzmaßnahmen im Gebäudesektor. Dissertation, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme

¹⁹ GEM-E3: General Equilibrium Model for Economy - Energy - Environment. <https://ec.europa.eu/jrc/en/gem-e3>. Accessed 08.09.20

²⁰ Pregger T, Palzer A (2018) RegMex - Modellexperimente und -vergleiche zur Simulation von Wegen zu einer vollständig regenerativen Energieversorgung

regionaler Auflösung kann renpass²¹ genannt werden. renpass zielt auf eine nachhaltige Transformation des Stromsektors. Die Mehrheit der Optimierungsmodelle verwendet den Ansatz der linearen Programmierung (LP) wobei eine Reihe von Einschränkungen (z.B. Ausgleich von Angebot und Nachfrage im Netz) zu beachten ist²⁵. OSeMOSYS²² wendet LP und für bestimmte Fälle eine gemischt ganzzahlige Programmierung (MIP) an. Es bietet einen Modellierungszeitraum von mittelfristig (10 - 15 Jahre) bis langfristig (50 - 100 Jahre) an. Das Simulationstool GENESYS²³ hat als zentrales Ziel, das zukünftige europäische Stromsystem mit einem hohen Anteil an EE zu optimieren. Es optimiert eine wirtschaftliche Verteilung von Generatoren, Speichern und Netzen in Europa mit einer Auflösung von 21 Regionen. Die Optimierung wird über einen Zeitraum von drei Jahren durchgeführt, die auf Wetterzeitreihen und entsprechenden Lastprofilen aus ENTSO-E basiert. Alle diese Modelle berücksichtigen nicht den Landwirtschaftssektor.

Maßnahmen wie Netzausbau, Energiespeicherung und Nachfrigesteuerung wurden als einige der Schlüsselfaktoren für den erfolgreichen Aufbau eines Energiesystems identifiziert. Bei der Modellierung der Auswirkungen eines erhöhten Anteils von EE im europäischen Energiesystem sind daher einige Eigenschaften und Merkmale eines Modells von entscheidender Bedeutung. Darunter fallen unter anderem Modelle für konventionelle Kraftwerke und EE, Speicher, Netze, Nachfragesektoren und Nachfrageflexibilitäten.

Viele Modelle decken nur die Elektrizitätssysteme ab und verwenden eine aggregierte Nachfrage bzw. Last, die auf dem Stromverbrauch aller Sektoren basiert¹⁵. Das ist bei den Modellen DIETER²⁴, EMPIRE²⁵, E2M2²⁶ und ENTIGRIS²⁷ der Fall. Auf den Strombedarf der Landwirtschaft wird nicht näher eingegangen.

Der Begriff der Nachfragesektoren wird im Energiesystem nicht einheitlich verwendet. Die gebräuchlichste Verwendung stammt aus der Energiewirtschaft. Hier wird zwischen den Verbrauchssektoren „Industrie“, „Verkehr“, „Gewerbe, Handel und Dienstleistungen“ (GHD) sowie „private Haushalte“ unterschieden. Im Klimaschutzplan der Bundesregierung²⁸, der im November 2016 verabschiedet wurde, werden hingegen innerhalb sogenannter Sektorziele die Handlungsfelder „Energiewirtschaft“, „Gebäudebereich“, „Mobilität“, „Industrie und Wirtschaft“, „Landwirtschaft“ und „Landnutzung und Forstwirtschaft“ unterschieden. Oft wird aber auch nur

²¹ Wiese F (2017) renpass – Renewable Energy Pathways Simulation System. <https://www.uni-flensburg.de/eum/forschung/abgeschlossene-projekte/renpass/>

²² Howells M, Rogner H, Strachan N et al. (2011) OSeMOSYS: The Open Source Energy Modeling System: An introduction to its ethos, structure and development. *Energy Policy* 39: 5850–5870.

²³ Bussar C, Moos M, Alvarez R et al. (2014) Optimal Allocation and Capacity of Energy Storage Systems in a Future European Power System with 100% Renewable Energy Generation. *Energy Procedia* 46: 40–47.

²⁴ DIW Berlin Modelle der Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt: DIETER. https://www.diw.de/de/diw_01.c.599753.de/modelle.html. Accessed 09.09.20

²⁵ Christian Skar, Gerard Doorman, Gerardo A. Pérez-Valdés et al. (2016) A multi-horizon stochastic programming model for the European power system: EMPIRE

²⁶ Georgios Savvidis E2M2: Fundamentalanalytisches bottom-up LP Strommarktmodell für Deutschland und Europa mit hochaufgelöster Abbildung der Flexibilitätsoptionen. <https://www.ier.uni-stuttgart.de/forschung/modelle/E2M2/>. Accessed 09.09.20

²⁷ Fraunhofer ISE ENTIGRIS: Strommarktmodell: Kombiniertes Ausbau und Unit-Commitment-Modell. <https://www.ise.fraunhofer.de/de/geschaeftsfelder/leistungselektronik-netze-und-intelligente-systeme/energiesystemanalyse/energiesystemmodelle-am-fraunhofer-ise/entigris.html>. Accessed 09.09.20

²⁸ Deutschland (2015-2016) Klimaschutzbericht 2016: Zum Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 der Bundesregierung. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Nukleare Sicherheit; Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, Berlin

von den Sektoren „Wärme“, „Strom“ und „Mobilität“ gesprochen²⁹. In diesem Fall ist der Sektor GHD im Gebäudesektor zusammengefasst und die Landwirtschaft wird dem Industriesektor zugerechnet.

Von allen Energiesystemmodellen, die in der Literatur zu finden sind, wird nur in dem Modell TIMES PanEU³⁰ die Landwirtschaft als separater Nachfragesektor beschrieben. Jedoch wird die Energienachfrage der Landwirtschaft lediglich durch einen aggregierten Nachfrageprozess modelliert, der verschiedene Energieträger als Eingangsgrößen aufweist. Es sind vier verschiedene Tageslastgänge für Strom hinterlegt, eines für jede Jahreszeit. Es findet keine Differenzierung in einzelne Verbraucher, verschiedene Wochentage und der Nachfrage nach Wärme und Brennstoff statt.

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass die Landwirtschaft in den Energiesystemmodellen bisher nur eine untergeordnete Rolle gespielt hat. Jedoch haben viele Modelle den Vorteil, dass der Anwender den Nachfragesektor beliebig ausbauen und seinen Zielen entsprechend konstruieren kann.

Im Verbundprojekt GaIN nutzt die HSO bereits das Modell PyPSA-Eur³¹, um den Industriesektor detailliert abzubilden. PyPSA-Eur ist der erste open source Modelldatensatz des europäischen Stromnetzes auf Übertragungsebene, der den gesamten ENTSO-E-Bereich abdeckt. Er enthält 6001 Leitungen, 3657 Umspannwerke, eine neue offene Datenbank konventioneller Kraftwerke, Zeitreihen für die elektrische Nachfrage und die variable Verfügbarkeit erneuerbarer Generatoren sowie geographische Potenziale für den Ausbau von Wind- und Sonnenenergie. Das Modell eignet sich sowohl für Betriebsstudien als auch für Studien zur Planung des Ausbaus von Erzeugung und Übertragung.

Dieses Modell soll in Landgewinn um den Landwirtschaftssektor erweitert und anschließend mit den Sektoren Energiewirtschaft und Energie gekoppelt werden. Im Anschluss werden Szenarien für die Berechnung des Landwirtschaftssektors und dessen Auswirkungen auf die Energiewende entwickelt.

Das Ziel von Szenarien ist es, mögliche zukünftige Transformationspfade der Energiesysteme basierend auf heutigem Wissen zu beschreiben, nicht jedoch zukünftige Entwicklungen zu prognostizieren³². Der maßgebliche Rahmen einer nationalen Energiesystemanalyse des Transformationsprozesses ergibt sich aus den Zielen des Energiekonzepts 2010/2011³³ und dem Abkommen von Paris, in dem festgelegt wurde, dass die Erderwärmung bis zum Jahr 2050 deutlich unter 2 °C gehalten werden soll³⁴. Auf dieser Grundlage hat sich Deutschland zum Ziel gesetzt, seine nationalen Treibhausgasemissionen (THG) bis 2050 um 80 % bis 95 % gegenüber 1990 zu reduzieren³⁵. Diese beiden Szenarien der 80 %igen bzw. 95 %igen Reduzierung von THGs werden

²⁹ Ausfelder F, Drake F-D, Erlach B et al. (2017) "Sektorkopplung" - Untersuchungen und Überlegungen zur Entwicklung eines integrierten Energiesystems. Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft.

³⁰ Welsch J Modellierung von Energiespeichern und Power-to-X im deutschen und europäischen Energiesystem: TIMES pan EU

³¹ Hörsch J, Hofmann F, Schlachtberger D et al. (2018) PyPSA-Eur: An open optimisation model of the European transmission system. Energy Strategy Reviews 22: 207–215.

³² Fraunhofer ISE (2020) Studie: Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem: Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen

³³ Masurowski F, Drechsler M, Frank K (2016) Transformationsszenarien für das deutsche Energiesystem. Energy Policy 97: 343–350. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.07.021>

³⁴ UNCC (2016) Pariser Abkommen. <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement/the-paris-agreement>

³⁵ Dena (2018) dena-Leitstudie Integrierte Energiewende: Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050 Ergebnisbericht und Handlungsempfehlungen

in zahlreichen Studien als Grundlage festgelegt und in Bezug auf weitere Aspekte, wie der technologischen und ökologischen Machbarkeit oder gesellschaftliche Faktoren, untersucht³⁸. In dem Projekt „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau Erneuerbarer Energien in Deutschland“³⁶, das vom BMWi in Auftrag gegeben wurde, wurden 13 Langfrist- und Klimaszenarien bis zum Jahr 2050 modelliert. Dazu gehörten u.a. der „geringe Aufbau der Übertragungsnetze“, „Dezentrales System“ und „Geringes Biomassepotenzial“. Die Modellierung umfasst das Energiesystem mit den Sektoren Strom, Wärme/Kälte, Verkehr und Industrie. Die Landwirtschaft wird nicht als separater Sektor untersucht. Das Fraunhofer ISE befasste sich in der Studie „Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem“³⁸ mit insbesondere gesellschaftlich geprägten Szenarien. In vier Hauptszenarien wird jeweils eine menschliche Verhaltensweise als vorherrschende Einstellung der Gesellschaft angenommen und ihr Einfluss auf die Energiewende und insbesondere auf die Sektoren Industrie, Verkehr und Gebäude untersucht. Der Einfluss auf die Landwirtschaft wird nicht näher betrachtet. In der Dena-Leitstudie⁴¹ wurden die bereits erwähnten 80 % und 95 % Szenarien jeweils mit einem „Elektrifizierungsszenario“ und einem „Technologiemixszenario“ gekoppelt. Die Auswirkungen der vier Szenarien wurden auf die Sektoren Gebäude, Industrie und Mobilität angewendet. Die deutsche Landwirtschaft findet im Bericht keine Erwähnung.

Der Vergleich der Studien zeigt, dass Einigkeit darüber herrscht, dass eine Reihe von Entwicklungen unumgänglich ist, um die gesetzten Klima- und Energiewendeziele zu erreichen³⁹. So wird erwartet, dass alle Sektoren (Strom, Wärme, Mobilität) einen signifikanten Beitrag zur Zielerfüllung leisten müssen, sowohl durch Verbrauchsminderungen infolge gesteigerter Effizienz als auch durch EE-Ausbau. Jedoch betrachten nur wenige Studien die Rolle des Landwirtschaftssektors in der Energiewende. Dabei nimmt die deutsche Landwirtschaft im Rahmen des Klimaschutzes eine besondere Rolle ein, da sie einen Sockel kaum vermeidbarer natürlicher Emissionen verursacht und stärker als die anderen Sektoren von den Folgen des Klimawandels betroffen sein wird³⁷. Diese fehlenden Reduktionspotenziale müssen andere Sektoren kompensieren, um die gesamtdeutschen Emissionen zu minimieren³⁸.

Diese Tatsache findet in der unabhängigen Studie „Klimapfade für Deutschland“⁴³ Beachtung. Die Autor*innen arbeiteten ebenfalls mit den beiden Szenarien der 80 %igen und 95 %igen THG-Reduktion, schauten sich jedoch die Wirkung auf die Landwirtschaft zusätzlich an und schlussfolgerten: „Die vollständige Erreichung eines nationalen 95 %-Klimaziels ist selbst bei Umsetzung aller denkbaren Maßnahmen in sämtlichen anderen Sektoren nicht ohne einen weiteren Beitrag der Landwirtschaft möglich. [...] In 2050 machen die Emissionen aus der Landwirtschaft dann noch fast 70 Prozent der gesamten deutschen Restemissionen aus. Gleichwohl wären diese letzten Einsparungen am Ende wohl nur durch eine Reduzierung der Methanemissionen des Tierbestands möglich. [...] Als äußerste Alternative zur Reduzierung tierischer Emissionen bliebe das Anstreben von „Negativemissionen“ über die Nutzung landwirtschaftlicher Böden als Kohlenstoffsinken oder die Abscheidung und Speicherung von biogenem CO₂ aus Biomasseverbrennung oder aus der Luft. [...]“⁴³

³⁶ BMWi Projekte „Langfrist- und Klimaszenarien“: Übergreifende Einordnung

³⁷ BCG (2018) Klimapfade für Deutschland

³⁸ Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina (2017) Sektorkopplung: Optionen für die nächste Phase der Energiewende, Mainz

Die Studie „Klimaschutzszenario 2050“³⁹ untersuchte ebenfalls die Entwicklung der Landwirtschaft innerhalb eines 80 % und eines 95 % Szenarios genauer. Diese Studie bestätigt den fehlenden Spielraum von Emissionsreduzierungen aufgrund biologischer Prozesse in der Landwirtschaft und schlägt ebenfalls eine CO₂-Bindung im Boden als Senke vor. Sie macht außerdem deutlich, dass die Verschiebung der Emissionsanteile zum Landwirtschaftssektor hin zur Folge hat, dass das Stickoxid N₂O mit einem Anteil von über 50 % an den gesamten Emissionen als dominierendes Treibhausgas das CO₂ ablösen wird.

Das Projekt Landgewinn legt den Fokus auf die Einbindung des Landwirtschaftssektors in das Gesamtenergiesystem Deutschland mithilfe des Modells PyPSA-Eur. Dabei liegen Schwerpunkte vor allem in den ökologischen und ökonomischen Wirkungen und gesellschaftlichen Restriktionen, im Dekarbonisierungspotenzial der Landwirtschaft und in den intersektoralen Kopplungseffekt

³⁹ Öko-Institut, ISI F (2015) Klimaschutzszenario 2050 – 2. Endbericht: Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, Berlin

Arbeitspaket 0: Projektmanagement

Das Projektmanagement für dieses Projekt wurde zwischen IÖW und HSO aufgeteilt, wobei HSO für das externe Projektmanagement zuständig war. Während des Landgewinn-Projekts wurden zwei Beiratstreffen durchgeführt. Das erste konzentrierte sich darauf, unser Projekt den Beiratsmitgliedern vorzustellen und die dritte Dekarbonisierungstechnologie für das Projekt zu diskutieren. Das zweite Beiratstreffen konzentrierte sich auf Agri-PV und es wurden verschiedene Ergebnisse aus dem Projekt vorgestellt und diskutiert. Die restlichen Ergebnisse und das dritte Beiratstreffen wurden mit dem abschließenden Symposium des Projekts zusammengelegt.

1. Beiratstreffen

Zeit und Ort: Mo. 07.03.2022, 14.00 – 16.40 Uhr, Zoom-Sitzung

Teilnehmer*innen aus Landgewinn Konsortium:

- HSO EEW: Anna Sandhaas (AS), Niklas Hartmann (NH)
- HSO PVT: Christoph Pönisch (CP)
- IÖW: Hannes Bluhm (HB), Johannes Rupp (SR), Jennifer Juch (JJ)
- ISE: Tobias Keinath (TK)
- HSK: Michael Frey (MF)

Teilnehmer*innen aus Landgewinn-Beirat:

- Uni Stuttgart: Dr. Ludger Eltrop
- Uni Hohenheim: Prof. Dr. Petra Högy
- Uni Hohenheim: Dr. Sven Marhan
- Badenova: Birgit Liegert
- FiBL: Hans-Martin Krause
- Fachverband Pflanzenkohle: Dr. Susanne Vesper
- Brandenburgische TU: Dr. Christian Böhm
- Hochschule Darmstadt: Prof. Dr. Anja Hentschel
- BBH: Jens Vollprecht
- izes GmbH: Jan Hildebrand
- Goldbeck Solar: Patricia Gese

Protokoll:

- Niklas Hartmann, Anna Sandhaas, Christoph Pönisch

Agenda:

	Thema	Moderation / Beitragende	Start	Zeit
			Start	14:00
TOP 1	Einleitung und Begrüßung	Niklas Hartmann	5 min	14:00
TOP 2	Vorstellungsrunde	alle	15 min	14:05
TOP 3	Projektvorstellung: Hintergrund und übergeordnete Ziele	Hannes Bluhm	10 min	14:20

TOP 4	Vorstellung der Arbeitspakete: AP 1+2: DK-Technologien AP 3: Ökonomische Bewertung AP 4: Ökologische Bewertung AP 5: Rechtliche Analyse AP 6: Energiesystemanalyse Diskussionsblock zu den AP's	HSO IÖW Fraunhofer ISE HSK HSO Niklas Hartmann / alle	je 5 min 30 min	14:30 14:55
	Pause		15 min	15:25
TOP 5	Fokus AP 2: Detaillierte Vorstellung des Technologiescreenings Diskussionsblock zum Technologiescreenings	Christoph Pönisch / alle	45 min	15:40
TOP 6	Ausblick und Verabschiedung	Niklas Hartmann	5 min	16:25
			Ende	16:30

2. Beiratstreffen

Zeit und Ort: Do. 13.10.2023, 13.30 – 16.00 Uhr, Zoom-Sitzung

Teilnehmer*innen aus dem Landgewinn Konsortium:

- HSO EEW: Anna Sandhaas, Meritxell Domènech Monfort, Niklas Hartmann
- HSO PVT: Christoph Pönisch
- IÖW: Hannes Bluhm, Clara Lenk, Elmar Zozmann
- ISE: Tobias Keinath, Max Trommsdorff
- HSK: Antonia Kallina

Teilnehmer*innen aus dem Landgewinn-Beirat:

- Uni Stuttgart: Ludger Eltrop
- Hochschule Darmstadt: Anja Hentschel
- Uni Hohenheim: Petra Högy
- FiBL: Hans-Martin Krause
- Uni Hohenheim: Sven Marhan
- Uni Hannover: Michael Rode
- BBH: Jens Vollprecht

Protokoll: Anna Sandhaas

Agenda:

	Thema	Moderation / Beitragende	Dauer	Uhrzeit
TOP 1	Einleitung und Begrüßung	Niklas Hartmann	5 min	13:30
TOP 2	Vorstellungsrunde Konsortium und Beirat	Niklas Hartmann / alle	15 min	13:45
TOP 3	AP Status Quo · Pyrolysis (EEW, IÖW, HSK) <i>(15min)</i> · Transport (PVT) <i>(5 min)</i> · Kurzer Überblick APV <i>(5min)</i> · Fragen zum Projekt <i>(10 min)</i>	Alle	35 min	13:50
TOP 4	<u>Regulatorische Aspekte der Agri- Photovoltaik</u> · Präsentation <i>(20min)</i> · Diskussion <i>(15min)</i>	HS Kehl	35 min	14:25
	Pause		15 min	15:00
TOP 5	<u>Technische, wirtschaftliche und ökologische Aspekte der Agri- Photovoltaik</u> · Präsentation <i>(20min)</i> · Diskussion <i>(20min)</i>	Fraunhofer ISE	40 min	15:15
TOP 6	Abschluss	Niklas Hartmann	5 min	16:00

Arbeitspaket 1: Bestandsaufnahme und Beschreibung des Status Quo und

Arbeitspaket 2: Auswahl von Maßnahmen zur Dekarbonisierung in der Landwirtschaft

Das Ziel von AP1 und AP2 im Projekt Landgewinn war es, praxistaugliche Werkzeuge und Technologien aufzuzeigen, die sowohl die Dekarbonisierung als auch die Nachhaltigkeit in der Landwirtschaft vorantreiben.

Im Rahmen von AP1 wurde eine umfassende Datenbank für den Landwirtschaftssektor erstellt, die Informationen über Ackerbau, Tierhaltung, Energieerzeugung, Biomasse und Verbrauchsmaterialien enthält. Diese Daten stammen aus offiziellen staatlichen Quellen sowie aus Literaturquellen. Ergänzend wurden regionale Daten zu CO₂-Emissionen, Strombedarf, Wärmebedarf und Biomasse erhoben und mit einem im Projekt entwickelten Python-Skript (siehe Anhang) visualisiert. In Zusammenarbeit mit dem Kooperationspartner „Room meets Freiland“ wurde daraus eine interaktive GIS-Karte entwickelt, die die landwirtschaftlichen Emissionen auf NUTS-3-Ebene (NUTS = Nomenclature of Territorial Units for Statistics) in Form einer Heatmap darstellt. Damit wurde ein flexibles Arbeitsinstrument zur Berechnung von CO₂-Emissionen aus Ackerbau, Energiepflanzen und Tierhaltung entwickelt. Es ermöglicht die Anpassung von Werten und Annahmen, um regionale Emissionen präzise zu ermitteln. Die regionale Darstellung erfolgte auch durch die Integration von GIS-Daten, wobei Cluster mit erhöhten Emissionen identifiziert wurden.

Im Rahmen von AP2 wurde die Auswahl der dritten Dekarbonisierungstechnologie abgeschlossen. Basierend auf einer umfangreichen Literaturrecherche, Diskussionsrunden und Feedbackprozessen mit dem Projektteam wurde die „nachhaltige Mobilität“ als dritte Technologie definiert. Eine Technologieübersicht wurde erstellt, die Maßnahmen, C-Senkentechnologien und Technologien zur THG-Reduktion umfasst. Die Auswahl erfolgte mithilfe eines Scorings, bei dem Faktoren wie Technologie-Reifegrad (TRL), Akzeptanz und Relevanz für das Projekt berücksichtigt wurden. Erste Potenziale der „nachhaltigen Mobilität“ wurden anhand von Leistungsklassen von Traktoren ermittelt. Die Relevanz der nachhaltigen Mobilität wurde mit zwei Expertenbefragungen ergänzt.

Für die Energiesystemmodellierung zur Integration der Pyrolysetechnologie wurden Biomassepotenziale auf NUTS-0-Ebene erfasst und analysiert. Hierbei wurden Potenziale von Waldholzresten und Stroh hinsichtlich ihrer Eignung für die Pyrolyse konsolidiert und erste Studien durchgeführt. Die Ergebnisse wurden in die Modellierung des Energiesystemen integriert.

Es wurden drei Best Practice Höfen im Ortenaukreis identifiziert, welche zur Planung, Implementierung und den laufenden Betrieb der jeweiligen DK-Technologie befragt wurden. Zur Datenerhebung wurden Vorlagen und Beispielhofbilanzen des KTBL (Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft) herangezogen. Ziel war es, Hofbilanzen zu erstellen, um Dekarbonisierungspotenziale und Beiträge der Höfe zum Energiesystem beispielhaft zu ermitteln.

Für die Erstellung der Bilanzen wurde ein kommerziell verfügbares Tool von Carbon Standards verwendet. Sowohl die Hofbilanzierung als auch die GIS-gestützten Darstellungen sind zentrale Maßnahmen, die zur Erhöhung der Sichtbarkeit des Projekts beitragen und innovative Lösungen zur Reduktion von Emissionen im Landwirtschaftssektor fördern.

1 Status quo zu landwirtschaftlichen Emissionen

Die Landwirtschaft trägt erheblich zu den globalen Treibhausgasemissionen (CO₂, CH₄, N₂O) bei, vor allem durch Aktivitäten wie Tierhaltung, Biogasproduktion, Düngemittelverwendung und Bodenbewirtschaftung. Das Pariser Abkommen erkennt die Rolle der Landwirtschaft im Klimaschutz an und fordert nationale Klimapläne, die Maßnahmen zur Emissionsreduktion, wie nachhaltige Praktiken, verbesserte Tierhaltung und effizientere Düngemittelnutzung, einschließen. Auch die Anpassung an den Klimawandel, etwa durch Sicherung von Ernteerträgen und Wasserressourcen, ist essenziell, um die Ernährungssicherheit zu gewährleisten [1,2]. Bis 2030 soll eine Reduktion der landwirtschaftlichen Treibhausgasemissionen um 36 % gegenüber 1990 erreicht werden. Ziel ist, die jährlichen Emissionen auf unter 58 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente zu senken. Dies betrifft mobile und stationäre Verbrennungen sowie landwirtschaftliche Fahrzeuge und Gebäude. Eine Visualisierung räumlicher Emissionen ist entscheidend, um Fortschritte transparent darzustellen [3]. Im Kontext wachsender CO₂-Bepreisungsmechanismen wird die präzise Erfassung von Emissionen immer wichtiger. Unternehmen müssen für Emissionen zahlen, was genaue Datenerfassung und Strategien zur Emissionsminderung erfordert. Eine Studie des Thüneninstituts empfiehlt, den Agrarsektor frühzeitig in den Emissionshandel einzubeziehen, trotz der Herausforderungen der heterogenen Emissionslandschaft [4].

Die landwirtschaftliche Fläche bietet vielseitige Nutzungsmöglichkeiten, darunter die Produktion von Nahrungsmitteln, Energieerzeugung durch Biogas, Photovoltaik oder Windkraft, sowie den Einsatz neuer Technologien zur Kohlenstoffentfernung (CDR-Technologien; CDR = carbon dioxide removal) wie Pflanzenkohle oder enhanced rock weathering. In der Modellierung des deutschen Energiesystems spielen Energieerzeugungstechnologien und Treibhausgasemissionskosten eine zentrale Rolle. Der Einsatz von CDR-Technologien könnte hierbei neue Werkzeuge für die Systemmodellierung bieten. Tools wie das Open-Source-Modell PyPSA-Eur ermöglichen eine europäische Modellierung von Energieerzeugung und -verbrauch. Für Deutschland wurde das Tool MyPyPSA-Ger entwickelt, das auf flächenbasierte Daten zugreift, um Energieszenarien zu berechnen. Eine Integration von CDR-Technologien in MyPyPSA-Ger erfordert regionale Daten zu deren Einsatz, da die Herstellung von Kohlenstoffsinken mit Kosten und Energieverbrauch verbunden ist. Dabei entstehen Kosten beispielsweise durch Transport oder Materialaufbereitung, während gleichzeitig Energie, etwa in Form von Wärme bei der Biomasse-Pyrolyse, bereitgestellt werden kann. Die Diskussion über das Potenzial von Emissionsquellen und Kohlenstoffsinken in der Landwirtschaft sowie die Bereitstellung regional aufgelöster Daten sind essenziell, um den

Die CO₂-Bilanzierung eines Landes kann durch zwei Ansätze erfolgen: Bottom-up- und Top-down-Analyse:

Die **Bottom-up-Analyse** sammelt detaillierte Daten auf lokaler Ebene, etwa aus Unternehmensberichten oder Energieverbrauchsstatistiken, um die Emissionen einzelner Quellen zu konsolidieren. Sie bietet präzise Einblicke auf Sektorebene und ermöglicht gezielte Maßnahmen zur Emissionsreduktion. Allerdings ist sie zeitaufwändig und fehleranfällig, insbesondere bei der vollständigen Erfassung aller Emissionsquellen.

Die **Top-down-Analyse** basiert auf nationalen Energie- und Wirtschaftsdaten und nutzt Modelle und Annahmen, um die Gesamtemissionen eines Landes zu schätzen. Sie liefert schnelle Ergebnisse und ermöglicht ländervergleichende Analysen, ist jedoch weniger präzise und identifiziert spezifische Emissionsquellen weniger effektiv.

In der Praxis werden beide Ansätze kombiniert, um die Genauigkeit zu erhöhen und eine ganzheitlichere Bewertung zu ermöglichen. Dies unterstützt fundierte Entscheidungen in der Klimapolitik [5].

RAUMIS (Regionalisiertes Agrar- und Umweltinformationssystem) ist ein Modell, das sowohl als sektorales Angebotsmodell als auch als Analyseinstrument zur Abschätzung regionaler Wirkungen dient. Seine Aufgabe ist es, quantitative Umweltinformationen bereitzustellen, um die Umweltverträglichkeit landwirtschaftlicher Produktionsverfahren zu überprüfen und agrarumweltpolitische Maßnahmen zu formulieren und zu evaluieren. Das Modell verwendet hauptsächlich Pressure- bzw. Driving-force-Indikatoren. Die Fokussierung liegt auf Ex-post-Abbildungen für die klassische Umweltberichterstattung und Ex-ante-Simulationen für die Beratung politischer Entscheidungsträger. Ein wichtiger Aspekt ist die Untergliederung der Tierhaltungsverfahren in Teilprozesse, um detaillierte Informationen über Emissionen zu erhalten. Diese Teilprozesse umfassen verschiedene Aspekte wie Tierhaltungsdauer, Düngungstechniken, klimatische Bedingungen während der Ausbringung und weitere Faktoren. Emissionsfaktoren wurden für jeden Teilprozess ermittelt, wobei klare Abgrenzungen und Unterscheidbarkeit zwischen den Faktoren wichtig sind. Die Emissionsfaktoren wurden durch Literaturanalysen ermittelt und in Zusammenarbeit mit dem KTBL abgestimmt. Nach dem Verständnis von vor 20 Jahren war die Darstellung von Zustandsindikatoren auf kleineren (mikro) und mittleren (meso) räumlichen Ebenen, zum Beispiel produktionsunabhängige gegliederte Flächenanteile in der Agrarlandschaft, nicht das Hauptziel der Analyse und konnte auch nicht sinnvoll als endogene Variable im Modell abgebildet werden [6].

Das Modell MANUELA verfolgt einen Bottom-up-Ansatz und ermöglicht eine gezielte, einzelbetriebliche Erfassung von Daten im Rahmen der europäischen und nationalen Agrarpolitik. Dieser Ansatz berücksichtigt die gestiegenen Anforderungen an das Betriebsmanagement von Landwirten, insbesondere im Kontext der Nachhaltigkeit und des Naturschutzes. Der Fokus auf die einzelbetriebliche Erfassung von Daten erlaubt eine detaillierte Analyse von Nutzungswirkungen, Biotopentwicklungspotenzialen und ermöglicht die Abschätzung des Wasserverbrauchs und damit verbundener Kosten. Dadurch können, wie es in der Arbeit von Saathoff et al. (2013, S. 838) [7] beschrieben wird, staatliche Vergütungen räumlich besser aufgeteilt werden und würden so den Umweltschutz in Deutschland stärken. Es wurde vorgeschlagen, ergebnisorientierte Ansätze, wie die Zahlung von Ökosystemdienstleistungen zu bevorzugen. Die Reduzierung von GHG Emissionen durch Mitigationprozesse oder der Schaffung von Senken oder dem Erhalt von relevanten Speichern wäre dann mit der Treibhausgaseinsparung in anderen Wirtschaftssektoren vergleichbar.

In **AP1** verfolgen wir den Ansatz, sowohl die einzelbetriebliche Datenerfassung, als auch die Erfassung auf Sektorebene miteinander zu verknüpfen. Bezugnehmend auf das Vorgehen des Umweltbundesamtes (UBA) zur Ermittlung von Treibhausgasen in der Landwirtschaft ist es in unserem Fall von besonderer Bedeutung, die Daten regional aufzulösen, um folgende Aspekte zu berücksichtigen:

- Hotspots mit hohem CO₂eq-Aufkommen identifizieren: Schwerpunkte für Emissionsminderungsmaßnahmen und gezielte Strategien zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen in diesen Regionen entwickeln.
- Optimierung von Transportwegen für Biomasseproduktion, Biomasseverarbeitung und Nutzung der erzeugten Produkte: Biomassereste aus Biogaserzeugung und Tierhaltung und Ackerbau zu Standorten mit Bedarf an Biomasseresten für z.B. Kompostierung, Pyrolyse, H₂-Erzeugung zu Standorten wo z.B. Kompost, Pflanzenkohle oder H₂ benötigt wird
- Modellierung von Mitigationmaßnahmen auf regionaler Ebene zur besseren räumlichen Aufteilung von staatlichen Vergütungen

1.1 Zielbeschreibung und Methodik

Das Hauptziel besteht darin, eine Methode zu entwickeln, Emissionen des Landwirtschaftssektors auf NUTS-3-Ebene zu analysieren. Durch die Datenerfassung auf Kreisebene soll es künftig möglich sein, die zeitlichen Schwankungen der jährlichen Gesamtemissionen besser verstehen zu können und großflächige Veränderung aufzuzeigen. Die regionale Aufschlüsselung der Treibhausgasdaten in der Landwirtschaft soll dabei helfen, gezielte und maßgeschneiderte Maßnahmen zur Emissionsminderung zu entwickeln und somit einen Beitrag zur Bewältigung der Klimakrise leisten.

Systemgrenzen in der Modellierung von Treibhausgasemissionen spielen eine entscheidende Rolle, um die Genauigkeit und Relevanz der Ergebnisse zu gewährleisten. In diesem Zusammenhang werden die Emissionen aus den Bereichen Milchviehhaltung, Biogasproduktion und Ackerbau mit den 8 Hauptkulturen, die in Deutschland angebaut werden, erfasst. Diese Bereiche wurden ausgewählt, da sie bedeutende Beiträge zu den Gesamtemissionen von Treibhausgasen leisten. Es ist jedoch wichtig zu betonen, dass die gewählte Berechnungsmethode keine vollständige Erfassung aller Emissionen ermöglicht. Es können andere Emissionsquellen in der Landwirtschaft existieren, die möglicherweise nicht berücksichtigt wurden oder für die keine ausreichenden Daten verfügbar waren. Die Komplexität des landwirtschaftlichen Systems macht es oft schwierig, alle Emissionsquellen umfassend abzudecken und ist auch nicht nötig um die Emissionshotspots in Deutschland zu identifizieren. Darüber hinaus werden die Emissionen aus der Treibstoffverbrennung für die Mobilität in die Modellierung einbezogen. Bei der Datenverknüpfung für Biogas wurden keine Standortdaten der Biogasanlagen in Verbindung mit den erzeugten Strommengen verwendet. Diese Entscheidung wurde aus Gründen der Datenverfügbarkeit zum Zeitpunkt der Datenerhebung dieser Studie aus Februar 2022, getroffen. Die zur Verfügung stehenden Daten für Biogasanlagen reichten nur bis zum Jahr 2015. Außerdem war die Verknüpfung dieser Daten auf NUTS-3-Ebene mit den entsprechenden Landkreisen nicht möglich. Die Verwendung der Daten zum Substratinput wurde auf Rindergülle und Maissilage beschränkt, da der BEK Biogas (BEK = Berechnungsstandard für einzelbetriebliche Klimabilanzen) spezifisch für diese beiden Arten ausgelegt ist. Unabhängig von der tatsächlichen geografischen Lage der Biogasanlagen wurde anhand des Biomasseaufkommens eine generische Biogasanlage modelliert. Diese generische Anlage löst je nach Biomasseaufkommen in der Region

entsprechende Emissionen aus. Eine detaillierte Beschreibung der Methodik zur Berechnung der Emission ist im Anhang aufgeführt.

Es ist jedoch zu beachten, dass nur die Datensätze für die Jahre 2016 und 2020 verwendet wurden. Eine Zeitreihenbetrachtung ist daher nur über einen relativ kurzen Zeitraum von 4 Jahren möglich. In der Literatur wird diskutiert, dass die Erzeugung landwirtschaftlicher Produkte gewissen Schwankungen unterliegen. Da hier nur zwei Datensätze betrachtet werden, kann die Interpretation von Unterschieden in den Jahren 2016 und 2020 schwierig sein.

1.2 Treibhausgas-Emissionen in der Landwirtschaft

1.2.1 Vereinfachte Methode zur Ermittlung regionalisierter THG

Die vorliegende Arbeit zielt darauf ab, eine Methode zur Untersuchung landwirtschaftlicher Emissionen in Deutschland für die Jahre 2016 und 2020 zu entwickeln. Dabei wurde besonderes Augenmerk auf die Betriebsarten Milchvieh, Biogas und Silomais gelegt. Die Methode soll eine detaillierte und regional aufgelöste Untersuchung landwirtschaftlicher Emissionen für verschiedene Betriebsarten ermöglichen. Sie bietet damit eine wichtige Grundlage für den Einsatz von CDR-Technologien und politische Maßnahmen zur Reduzierung von Treibhausgasemissionen in der Landwirtschaft.

Abbildung 2 zeigt eine Übersicht zu den Schritten der Datenaufbereitung bei der zum einen THG Emissionsfaktoren verwendet werden, als auch eine Datenverknüpfung mit statistischen Daten auf NUTS-3-Ebene erfolgt.

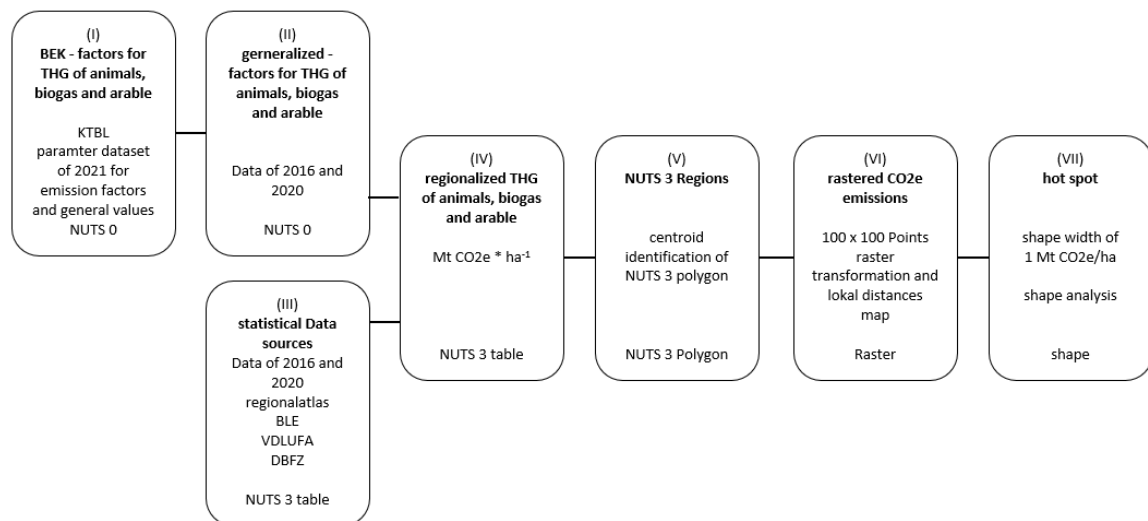


Abbildung 2: Schritten der Datenaufbereitung zur Ermittlung der THG Emissionsfaktoren, der regionalisierten THG Emissionen und der Hot Spots von THG-Emissionen

Beschreibung der einzelnen Schritte:

- I. Um die Treibhausgasemissionen (THG) in den genannten Betriebsarten zu quantifizieren, wurde der Berechnungsstandard des Kuratoriums für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (KTBL) [8] als Grundlage verwendet.

- II. Aus den KTBL-Berechnungsstandards wurden verallgemeinerte THG-Faktoren abgeleitet, die sich jeweils auf das Hauptprodukt der Betriebsart beziehen.
- III. Statistische Daten für die Jahre 2016 und 2020 wurden für die spezifischen Betriebsarten aufbereitet.
- IV. Die aufbereiteten statistischen Daten wurden mit den ermittelten GHG-Faktoren verknüpft, um die THG-Emissionen auf der regionalen NUTS-3-Ebene in Deutschland zu berechnen.
- V. Die Datenliste wurde mithilfe von Python auf die entsprechenden Polygone der deutschen Regionen übertragen, wodurch eine regionale Verteilung der Emissionen erzielt wurde. Die Centroide dieser Polygone wurden ermittelt und mit den Daten verknüpft.
- VI. Die Daten wurden in ein Raster mit 100 x 100 Rasterpunkten übertragen und die Abstände der Rasterpunkte zum nächstgelegenen Centroid wurden ermittelt.
- VII. Mittels Kontourplots wurde eine Hotspot-Analyse für verschiedene THG-Niveaus durchgeführt, um Gebiete mit erhöhten Emissionen zu identifizieren.

1.2.2 THG Berechnungen auf Farmlevel

Die Trennung des landwirtschaftlichen Betriebes in Betriebszweige erleichtert die Identifikation einzelbetrieblicher Potenziale. In der Landwirtschaft können die Betriebszweige in Pflanzenbau, Tierhaltung und Energiegewinnung unterteilt werden [8]. In „Berechnungsstandard für einzelbetriebliche Klimabilanzen (BEK) in der Landwirtschaft“ wird der Standard für das methodische Vorgehen sowie die Verwendung von Emissionsfaktoren und Parametern vorgeschlagen. Bei der Unterteilung der Betriebe in Betriebszweige müssen die Emissionen von Haupt- und Nebenprodukten berücksichtigt werden. Es wurde vorgeschlagen, dass die Gesamtbilanz aus der Summe von THG-Rucksack aus Betriebsmitteleinsatz, THG aus Umsetzungsprozessen im Betrieb und THG der erzeugten Produkte resultiert. Bei der Berechnung des THG-Rucksacks werden im Pflanzenbau Emissionen z.B. für Saatgut, Düngemittel und Pflanzenschutzmittel, bei der Tierhaltung werden z.B. Tierzugänge, Futtermittel, Einstreu und Energie und bei Biogas werden Gärsubstrate und Energie berücksichtigt. Bei den Umsetzungsprozessen werden im Pflanzenbau z.B. die Düngung und der Humusaufbau oder -abbau, bei der Tierhaltung z.B. die Haltungsform, die Lagerung und die enterische Fermentation und bei Biogas der BHKW-Schlupf, die Gärbehälter und Gärrestlager berücksichtigt. Bei den erzeugten Produkten werden im Pflanzenbau Hauptprodukte wie Korn und Nebenprodukte wie Stroh, bei der Tierhaltung Fleisch und Gülle und bei Biogas Strom und Wärme berücksichtigt. Eine detaillierte Beschreibung der Methode und der Betriebszweige Pflanzenbau, Tierhaltung und Biogas wurde von der Arbeitsgruppe der KTBL erstellt. [8]. Die hierfür erstellten Dateien für die Berechnungsbeispiele „Milch“, „Biogas“ und „Maissilage“ wurden verwendet, um einen neuen Ansatz zur Datenauswertung mit regionalisierten Daten zu entwickeln (siehe Anhang).

1.2.3 Regionalisierung auf NUTS-3-Level

Die Modellierung der landwirtschaftlichen Gesamtemissionen basiert auf der Verwendung von Emissionsfaktoren für die Betriebszweige, deren Ermittlung in Kapitel 2.2.1 vorgestellt wurde. In

diesem Abschnitt wird beschrieben, welche Daten zusätzlich benötigt werden um eine Regionalisierung der Daten zu erhalten.

Das erste Kapitel im Anhang zeigt die Berechnung der GHG Emissionen nach Betriebszweig unter Verwendung der Emissionsfaktoren sowie statistischer Daten. Daten zu Anzahl von Rindern und Milchkühen, Erträge pro Fläche, landwirtschaftlich genutzte Fläche nach Flächennutzung und Daten bezüglich der Biomasseaufkommen wurden auf NUTS-3-Ebene für 2016 und 2020 erfasst. Aus der Datenbasis des DBFZ von 2016 wurden Manure for soil applikation und Silage corn für Biogas, der Energieoutput basierend auf dem Verhältnis aus Manure und Silage corn, sowie der Trockenernteertrag der Hauptkulturen für 2016 und 2020 wurde berechnet. Basierend auf den Berechnungsgrundlagen der BEK Methode können die THG Emissionen, der Dieserverbrauch, die Energieerzeugung aus Biogas und die Humusbildung aus Tierhaltung, Biogas und Ackerbau berechnet werden.

1.2.4 Hotspot assessment

Der erste Schritt bei der Durchführung des hotspot assessments war die Erzeugung von GIS-Karten mit regional aufgelösten Daten. Für die Datendarstellung wurde die Emissionsdichte herangezogen. Diese beschreibt, wie hoch die Emissionen bezogen auf eine Fläche ausfallen. Als Fläche wurde die Fläche der jeweiligen Region gewählt, welche tatsächlich für die landwirtschaftliche Fläche genutzt wurde. Aus der Einzelberechnung für die Betriebszweige kann daraus eine Karte erstellt werden, in der die Hotspots der Emissionen visualisiert werden können. Ziel dieses Hotspot assessments war es, diese Hotspots zu identifizieren und die Veränderung von 2016 auf 2020 zu untersuchen.

Umrechnungsschritte von Emissionsdichte pro NUTS-3-Region in GIS Karte mit lateraler Auflösung von 10x14 km²:

- Centroide der Polygone ermitteln
- Radien der Centroide berechnen
- Kleinster Abstand eines Rasterpunktes zum nächst gelegenen Centroid bestimmen
- Rasterplots erstellen
- Interpolation der Rasterpunkte
- Contourplots erstellen

Für die Darstellung der Emissionsdaten wurde das Koordinatenreferenzsystem (CRS) EPSG:4326 gewählt. Die zugehörigen Polygone der NUTS-Regionen aus 2021 wurden sowohl für die Datenauswertung 2016, als auch für 2020 herangezogen. Da sich die NUTS Bezeichnung des Betrachtungszeitraums verändert haben, wurde sichergestellt, dass nur Regionen untersucht werden, die in 2016 und 2020 vorhanden waren. Das EPSG:4326 verwendet ein sphärisches Modell der Erde, wobei die Koordinaten als geografische Breite und Länge in Grad ausgedrückt werden. Anhand der Multipolygonkarte wurde für jedes Polygon der Centroid berechnet. Jeder Wert aus der Berechnungstabelle wurde über die NUTS ID einem Centroid zugeordnet. Für die Hotspotanalyse wurde die Koordinaten der Polygoncentroide in einen Scatterplot mit der Pythonfunktion `numpy.meshgrid` mit einer Auflösung von 100 x 100 Punkten überführt. Mit der Verwendung von Centroiden und des zugeordneten Wertes kann vorerst noch keine Berechnung der lateralen Verteilung durchgeführt werden. In unserem Modell wurde die Berechnung durch

die Verwendung von Kreisen anstelle der Polygone vereinfacht. Hierzu wurde für jedes Polygon ein Centroidradius berechnet. Damit wurden die shapefile data in ein scatterplot überführt und jeder NUTS Region wurden die Werte $\text{CO}_2\text{eq.}$, die Koordinaten der NUTS Region in Grad und der zugehörige Centroidradius zugeordnet. Als nächster Zwischenschritt wurde ein Array erstellt, bei dem die Pixelkoordinaten einen Abstandswert zum nächstgelegenen Centroid erhalten. Anschließend wird in einer Schleife in der alle Centroide iteriert werden, der Abstandswert verglichen mit dem Radius des aktiven Centroids. Liegt dieser Wert innerhalb, ist also kleiner als der Radius des aktiven Centroids, wird der $\text{CO}_2\text{eq.}$ Wert des aktiven Centroids auf den Rasterpunkt übertragen. Mit diesem Vorgehen konnten wir die Emissionswerte auf die Pixel der jeweiligen NUTS Region übertragen. Alternativ hätten wir die Daten aus den Multipolygonen verwenden können und für jedes Pixel innerhalb einer Abgegrenzten NUTS Fläche den Wert des Centroid zuordnen können. Dies hätte allerdings bedeutet, dass die Auflösung des Rasterplots deutlich höher ausgefallen wäre. Eine höhere Auflösung bedeutet, dass die Berechnung jedes einzelnen Punktes zur Bestimmung des Centroidwertes, deutlich zugenommen hätte. Aus unserer Sicht war es ausreichend mit dieser Vereinfachung die Kontouren der Regionen anzunähern und aus diesem Datensatz von 10.000 Punkten den Kontourplot zu erstellen (siehe Anhang).

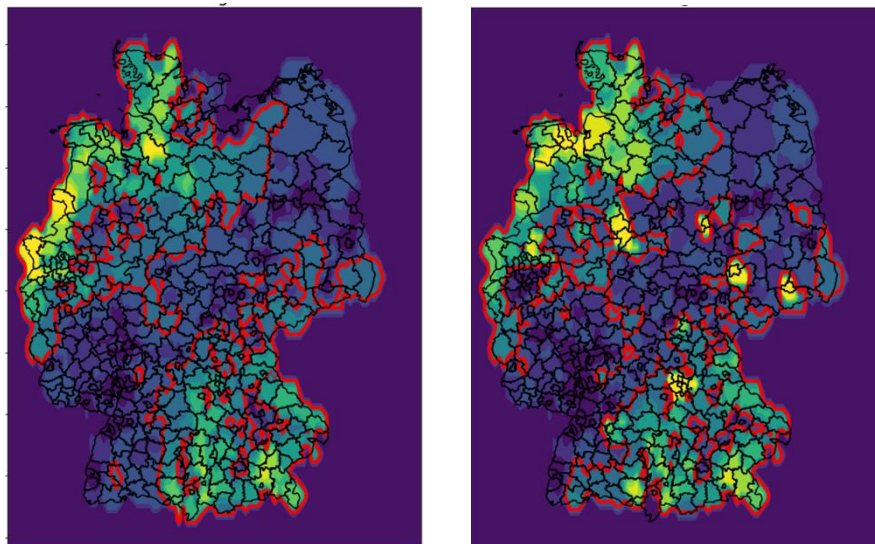


Abbildung 3: Karte mit den Countour gibt die Dichte an Emissionen wieder

Der Kontourplot selbst wurde mit der contour f Funktion erzeugt. Hierzu wurden Kontourlevel im Abstand von 1 Mio. t $\text{CO}_2\text{eq.}$ definiert. Daraus konnte eine Fläche für jedes Kontourlevel extrahiert werden, welche analog ist zum Wert für die Emissionsdichte. Nun wird auch deutlich, warum wir uns für die Emissionsdichte unter Verwendung der tatsächlichen landwirtschaftlich genutzten Fläche entschieden haben. Die Karte mit den Countour in Abbildung 3 Levels geben darüber hinaus Aufschluss, in welcher Region die Dichte an Emissionen gering oder hoch ist. Wird nun die errechnete Fläche mit der Emissionsdichte multipliziert, kann daraus wieder der kumulierte $\text{CO}_2\text{eq.}$ Wert für ganz Deutschland berechnet werden. Bei der Umrechnung muss noch darauf geachtet werden, dass wir die Longitude und Latitude von der Einheit Grad in km umrechnen. Dies erfolgt über einen Faktor der eigentlich für jeden Breitengrad separat angepasst werden muss.

Wir haben die Rechnung an dieser Stelle weiter vereinfacht und einen Mittelwert für den Faktor⁴⁰ angewendet. Zusätzlich wurden die Kartendaten mit anderen Hotspotanalysen des DBFZ und der Regionaldatenbanken verglichen und Ähnlichkeiten oder Unterschiede abzuleiten.

1.3 Diskussion

Warum periodische Daten zur Ermittlung von Zeitreihenuntersuchungen?

Die periodische Datenerfassung landwirtschaftlicher Emissionen spielt eine entscheidende Rolle bei der Analyse und Überwachung von Umweltauswirkungen. Die Schwankungen in den erfassten Daten, bedingt durch natürliche Fluktuationen, sind unvermeidlich und verdeutlichen die Notwendigkeit einer langfristigen Perspektive. In diesem Zusammenhang gewinnt die Implementierung emissionsmindernder Maßnahmen zunehmend an Bedeutung. Zu den BEML-Maßnahmen gehören die Senkung der Stickstoffüberschüsse, die energetische Nutzung von Wirtschaftsdüngern, der Ausbau des Ökolandbaus, Emissionsminderungen in der Tierhaltung, die Erhöhung der Energieeffizienz, der Humuserhalt und Humusaufbau im Ackerland, der Erhalt von Dauergrünland, der Schutz von Moorböden sowie die Reduktion des Torfeinsatzes in Kultursubstraten, der Erhalt und die nachhaltige Bewirtschaftung der Wälder und Holzverwendung, sowie die Vermeidung von Lebensmittelabfällen. Einige dieser Maßnahmen werden bereits umgesetzt, was einen positiven Trend zu niedrigeren Emissionen in der Landwirtschaft aufzeigt. Dennoch ist es wichtig zu betonen, dass landwirtschaftliche Emissionen am besten auf einer Zeitskala von 10 bis 20 Jahren analysiert werden sollten, um aussagekräftige Ergebnisse zu erhalten. Dies wurde durch die Zeitreihenbetrachtung mit dem Inventarmodell GAS EM verdeutlicht [5]. Als Grundlage der Emissionsberechnungen in der Tierhaltung dient die Futteraufnahme, die als Funktion des erhaltungs- und leistungsbedingten Energiebedarfs berechnet wird. Daraus ergeben sich die CH₄-Emissionen aus der Verdauung und die Ausscheidungen von Kohlenstoff und Stickstoff für die Emissionen aus dem Wirtschaftsdünger- und Garreste-Management. Letztere gehen auch in die Berechnungen des Stickstoffeintrags in landwirtschaftliche Böden ein. Die Emissionen, ausgehend vom Basisjahr 1990 mit rund 70 Mt CO₂eq., zeigten zunächst eine Reduzierung im ersten Jahr aufgrund eines Rückgangs im Tierbestand. In den Jahren 1991 bis 2020 sanken die Emissionen im Durchschnitt jährlich um etwa 0,4 Mt CO₂eq., wobei deutliche Schwankungen in Zeiträumen von etwa 10 Jahren zu erkennen sind. Die Visualisierung der lateralen Verteilung könnte potenziell kürzere Zeiträume für die Einschätzung von positiven oder negativen Effekten sichtbar machen. Hierfür sind jedoch auch statistische Daten in kürzeren Intervallen notwendig, vergleichbar mit den Annahmen im National Inventory Report. Derzeit stehen die Daten für die Zeitreihenerfassung landwirtschaftlicher Emissionen alle 4 Jahre zur Verfügung, was die Bedeutung eines umfassenden und kontinuierlichen Monitoring-Ansatzes unterstreicht. (siehe Abbildung 4).

⁴⁰ Faktor in x und y Richtung wurde mit der Formel $111000 \cdot \cos(\text{math.radians}(51))$ in Latitude und $111000 \cdot \sin(\text{math.radians}(51))$ in Longitude berechnet

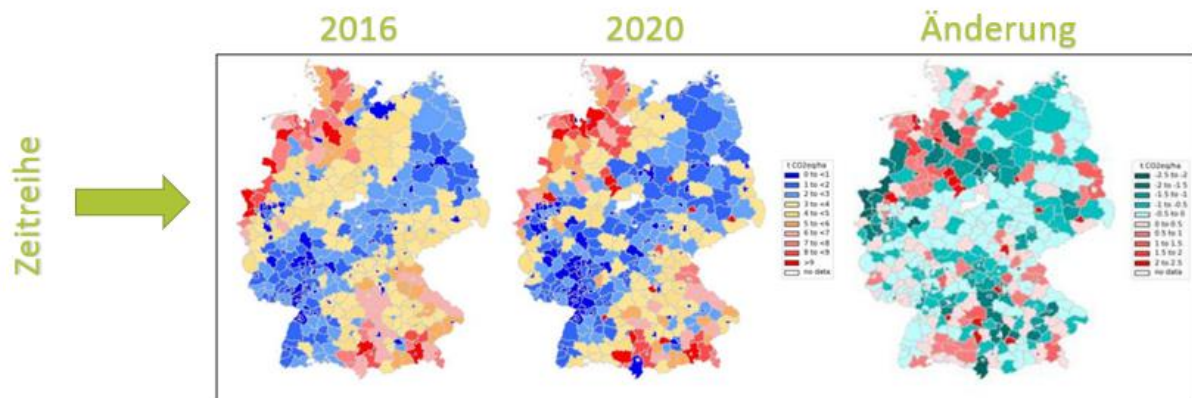


Abbildung 4: Zeitreihe der Gesamtemissionsdichte für jede NUTS-Region

Tabellarische Datenauswertung

Für die Durchführung einer detaillierten Datenauswertung auf NUTS-3-Ebene wurden aktuelle Datensätze für die Jahre 2016 und 2020 verwendet. Die Basis dieser Analyse bildeten Emissionsfaktoren, die mithilfe von Datenbanken für die drei landwirtschaftlichen Betriebszweige erstellt wurden. Die Konsolidierung dieser Daten in tabellarischer Form ermöglichte einen Vergleich mit den BMU-Daten, wobei geringe Abweichungen festgestellt wurden. Dies deutet darauf hin, dass die Berechnungsmethode, die von der KTBL verwendet wird, geeignet ist, um mit deutlich weniger Daten als in RAUMIS einfache Analysen durchzuführen, und somit Aussagen über Änderungen in den Emissionen weiterhin aussagekräftig sind. Ein wichtiger Schritt in der Analyse war die Einführung eines flächenbezogenen Faktors, der als Emissionsdichte bezeichnet wird. Dieser Faktor ermöglichte es, die Gesamtemissionen auf die landwirtschaftlich genutzte Fläche zu beziehen. Bei der Untersuchung des Zusammenhangs zwischen Gesamtemissionen und Emissionsdichte wurde gezeigt, dass mit steigender Gesamtemission auch die Emissionsdichte zunimmt. Auffällig waren weiterhin unregelmäßige Peaks in der Emissionsdichte, möglicherweise aufgrund von signifikant höherer Emissionsdichten oder Fehler in der Berechnung der Emissionen für bestimmte NUTS-Regionen. Es ist wichtig anzumerken, dass im Modell einige Vereinfachungen vorgenommen wurden, insbesondere bei der Annahme einer generischen Biogasanlage und der Verteilung der Treibhausgasemissionen durch Dieselkraftstoff. Diese Vereinfachungen führen zu Unsicherheiten, die die Interpretation der regionalisierten Daten beeinflussen. Daher wird betont, dass es nicht sinnvoll ist, diese Daten konkret auf jede NUTS-Region zu übertragen. Vielmehr lag der Fokus darauf, überregionale Zusammenhänge aufzuzeigen, die durch die Methode dargestellt werden können. In diesem Kontext sind die periodische Aktualisierung der statistischen Datenbanken und die tabellarische Datenauswertung als Zwischenschritte notwendig, um das Hotspot-Assessment erfolgreich durchführen zu können.

Hotspot assessment

Das Hotspot-Assessment wurde initiiert, um potenzielle Hotspot-Regionen zu identifizieren, mit dem Ziel, maßgeschneiderte Minderungsstrategien für die einzelnen Betriebszweige zu entwickeln. Die Umsetzung dieses Assessments erfolgte mithilfe eines eigens entwickelten Programms, das in Python programmiert wurde. Durch die Verwendung von Geodaten zu den NUTS-Regionen wurden Rasterdaten erstellt, die anschließend mithilfe einer Kontourfunktion in

einen Kontourplot umgewandelt wurden. Jedoch führten die dabei auftretenden Fehler zu dem Ergebnis, dass eine quantitative Auswertung der Flächendaten nicht mehr möglich ist. Zu diesen Fehlern gehörte insbesondere die geringe Auflösung der Rasterplots, die während der Analysen erzeugt wurden. Versuche, die Auflösung zu erhöhen, führten zu zusätzlichen Abhängigkeiten und erfordern derzeit weitere Optimierungen, die jedoch zeitaufwändig sind. Die resultierenden Ergebnisse liefern dennoch differenzierte Einsichten. Erstens zeigen die Emissionen im Bereich Tierhaltung mit Milchkühen einen rückläufigen Trend, jedoch ohne erkennbare größere Cluster. Zweitens variieren die Emissionen im Bereich Energiegewinnung durch Biogas, wobei sowohl höhere als auch niedrigere Werte auftreten und größere Cluster identifizierbar sind. Drittens weisen die Emissionen im Ackerbau ebenfalls Variationen auf, mit größeren identifizierbaren Clustern. Die Biogas-Cluster sind dabei schwach ausgeprägt und werden daher nicht weiter diskutiert, da mögliche methodische Fehlerquellen zu Schwankungen in den Berechnungen führen können. Die Interpretation der Ackerbau-Cluster gestaltet sich als anspruchsvoll und erfordert tiefergehende landwirtschaftliche Expertise. Trotz dieser Herausforderungen könnte die Analyse Hinweise darauf geben, in welchen Regionen potenziell Minderungsmaßnahmen ergriffen werden sollten. Beispielsweise könnte der Einsatz von Pflanzenkohle zur Reduzierung von Treibhausgasen aus enterischer Fermentation in der Tierhaltung bevorzugt werden. Hierbei wäre jedoch eine Integration in die Berechnung mit der BEK-Methode erforderlich, einschließlich der Erfassung und Gewichtung der eingesetzten Pflanzenkohle je Region. Ein ähnlicher Ansatz wäre denkbar für die Verwendung von Pflanzenkohle im Biogasprozess oder im Ackerbau, um beispielsweise Emissionen in Gärrestlagern oder Lachgasemissionen im Boden zu reduzieren. Die Quantifizierung dieser Nebeneffekte könnte den Einsatz und den Einfluss der Anwendung visualisieren. Eine Erweiterung der Zeitreihe wird dazu beitragen, längerfristige Entwicklungen in die Datenauswertung einzubeziehen, wobei der nächste Datensatz für 2024 voraussichtlich 2025 verfügbar sein wird.

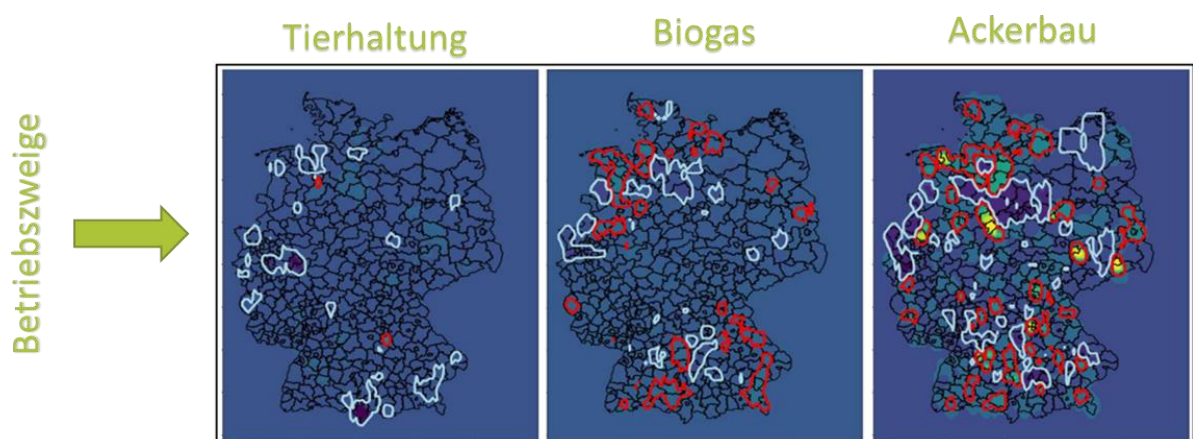


Abbildung 5: Änderung der Emissionsdichte nach Betriebszweige in einem Zeitraum von 4 Jahren von 2016 auf 2020

Limitationen und Unsicherheiten

In der Tierhaltung wurden nur die Anzahl Rinder und die Anzahl Milchkühe in Betracht gezogen. Im Bereich der Tierhaltung wurden etwa 85% der Gesamtemissionen erfasst. Tiere wie Schweine,

Schafe, Ziegen, Pferde tragen zusammen etwa 15% der Emissionen bei. Für die Betrachtung der Hauptemissionen mit regionalisierten Daten, konnten nur die Emissionen von Rindern und Milchkühen in Betracht gezogen werden, da die statistischen Daten sowie die BEK Methode aktuell keine Berechnung der Emissionen für andere Tiere erlauben.

Die Einführung einer generischen Biogasanlage unter Berücksichtigung von Silage Corn und liquid and solid cow Manure ist aktuell die einzige Möglichkeit, die BEK Methode mit statistischen Daten zu verknüpfen. Andere Materialien kommen auch in Betracht, können aber mengenmäßig und emissionsseitig nicht erfasst werden. Hier haben wir eine Korrektur der errechneten Energiemengen vorgenommen und mit den Daten zu den tatsächlich ermittelten Energien abgeglichen. Für 2016 musste nur wenig, also 4 % korrigiert werden. Allerdings waren die errechneten Energiemengen in 2020 nur bei 69%. Hier wurde bereits erwähnt, dass die Materialzusammensetzung vermutlich eine andere war. Daraus ergeben sich Abweichungen bezogen auf die laterale Verteilung, jedoch nicht auf die kumulierte Gesamtmenge der Emissionen.

Die Verwendung von Radien bei der Berechnung der Flächen führt zu Verzerrungen in den Randbereichen der Karte, hier fehlen Nachbarregionen um die Grenze von Deutschland mit einem definierten Abstand. Würden diese Nachbarregionen mit einbezogen werden, könnten die Pixel an den Außengrenzen mit Hilfe dieses Algorithmus besser zugeordnet werden und der Skalierungsfaktor müsste nicht so fein justiert werden. Der Skalierungsfaktor war notwendig, um die Kreisflächen der Regionen groß genug zu skalieren, damit eine lückenlose Definition der Pixel mit den entsprechenden Centroidwerten möglich ist. Hier wurde ein Kompromiss aus gutem Füllgrad mit Centroidwerten und geringer Anzahl an zusätzlichen Pixeln im Randbereich gewählt. Dieser Kompromiss ist jedoch fehlerbehaftet und könnte durch eine Optimierung wie oben vorgeschlagen beseitigt werden.

Durch Änderungen bei der Berechnung von GHG Emissionen in der Landwirtschaft, wurden die Berechnungen im National Inventory Report rückwirkend angepasst. Dadurch verändern sich die errechneten Werte bei der Zeitreihenbetrachtung der mit dem Inventarmodell GAS EM ermittelten Daten. Die Gesamtemissionen in 2016 wurden zu Beginn dieser Studie (in 2022) noch mit 66 Mt und 63,5 Mt CO₂eq. für 2016 und 2018 berichtet. Die Ergebnisse wurden in 2023 noch um die verfügbaren statistischen Daten aus 2020 erweitert, allerdings mit den gleichen Emissionsfaktoren wie sie im National Inventoryreport 2018 berichtet wurden. Durch die neue Berechnung des National Inventoryreport ergeben sich daher deutliche Unterschiede zu den in 2021 und 2022 berechneten Emissionen in dieser Arbeit. Daher können diese Daten für aktuelle Vergleiche mit den offiziellen Emissionsbericht nicht herangezogen werden. Hierzu müssten die Emissionsfaktoren entsprechend angepasst werden. Da unsere Berechnungen auf den Berechnungsvorlagen der KTBL beruhen, würde eine Aktualisierung relativ einfach möglich sein, sobald diese Vorlagen überarbeitet wurden.

1.4 Ergebnisverwertung AP1

In Zusammenarbeit mit dem Projektpartner Room Meets Freiland wurde eine interaktive GIS Karte⁴¹ erstellt. (siehe Abbildung 6 und Abbildung 7) Die zuvor konsolidierten Daten wurden in CO₂-Emissionen umgerechnet. Mit Hilfe des Tools ist es möglich jede Region in Deutschland einzeln auszuwählen, um sich die jeweiligen Daten ausgeben zu lassen. Im Rahmen der Projektlaufzeit wurde mit der Erhebung der Daten für 2016 und 2020 begonnen. Somit ist es möglich die Veränderungen in einem Vierjahreszeitraum darzustellen. Neben der Ergebnisverwertung der CO₂-Emissionen und ausgewählter Daten zur Berechnung der Emissionen wurde bereits diskutiert, die Ergebnisse aus AP2 in Bezug auf die Informationsbereitstellung der Bestpractice Höfe ebenfalls zu implementieren. Über eine Markierung in der Karte könnten dann die einzelnen Höfe mit abgebildet und die Informationen zu den DK-Technologien abgerufen werden. In künftigen Projekten könnte die Idee weiter ausgebaut werden, um so die Akzeptanz und den Wissenstransfer zu unterstützen.

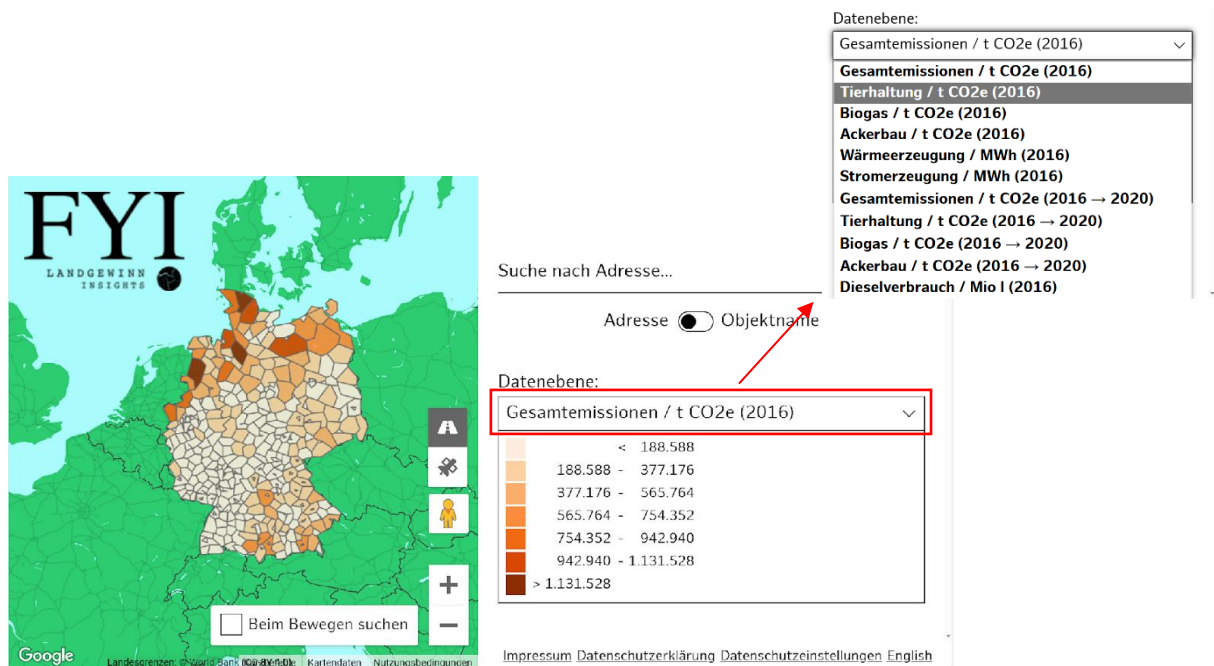


Abbildung 6: Interaktive GIS Karte mit den in AP1 ermittelten Datensätzen für 2016 und 2020, die Detailansicht oben rechts zeigt die Aufschlüsselung der Datenebene

⁴¹ <https://karten.fyi-landwirtschaft5.org/de/isi/main>

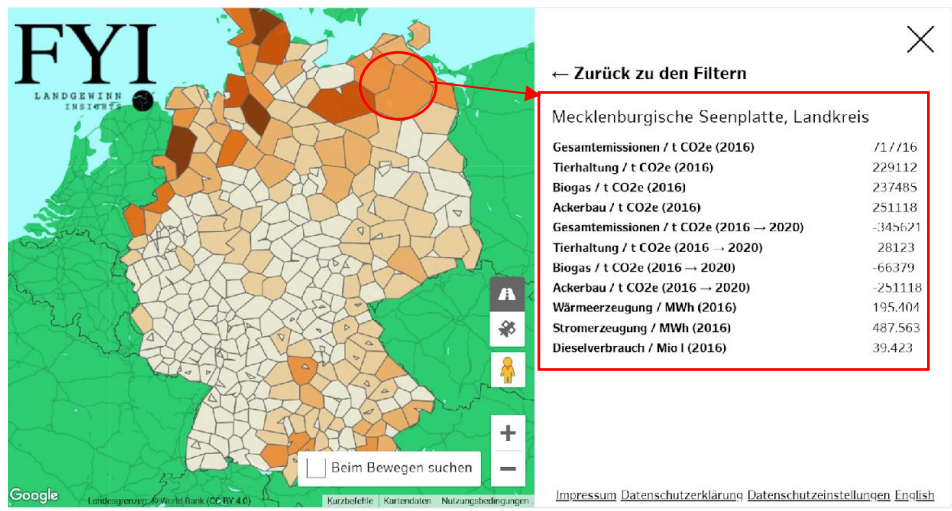


Abbildung 7: Interaktive GIS Karte mit den in AP1 ermittelten Datensätzen, die Detailansicht (rote Box) enthält alle verfügbaren Daten für die in der Karte ausgewählte Region

2 Technologien und Maßnahmen zur Dekarbonisierung

2.1 Vorgehensbeschreibung und Auswahl der 3. Technologie

Das Ziel in AP2 war die Erstellung eines Katalogs technischer Maßnahmen zur Dekarbonisierung der Landwirtschaft unter Berücksichtigung von Wechselwirkungen mit dem Energiesektor. Die Methodik umfasst die Identifikation technischer Dekarbonisierungstechnologien mit Synergien zwischen Landwirtschaft und Energiesektor mittels Literaturrecherchen und Interviews. Technologien mit Negativemissionspotenzial (z.B. Pflanzenkohle) und kaskadierenden Anwendungen werden untersucht, um Netto-Negativemissionen in der Landwirtschaft zu ermöglichen. Besonders vielversprechend sind Technologien wie Agrophotovoltaik (APV) und Pflanzenkohle, ergänzt durch weitere Ansätze wie Elektromobilität, Demand Side Management und Agroforstsysteme. Ein Bewertungsrahmen wird entwickelt, der technische, ökonomische, ökologische und soziokulturelle Kriterien berücksichtigt, einschließlich der Auswirkungen auf Landwirtschaft und Energiewirtschaft. Ziel ist eine schnelle, praktische Grobbewertung einer breiten Technologiepalette. Die Ergebnisse werden mit dem Projektbeirat diskutiert und dienen als Grundlage für eine vertiefte Analysen von drei Technologien in späteren Arbeitspaketen (AP3–AP6).

2.1.1 Technologieübersicht

Der Sektor Landwirtschaft umfasst eine ganze Bandbreite an Schnittstellen zu Energieerzeugung und Speicherung und zu Verbrauchern. Zudem bietet die Landwirtschaft durch ihren hohen Grad an Flächennutzung einige vielversprechende Potenziale hinsichtlich der Speicherung von Kohlenstoff und damit der Schaffung von C-Senken. In einer Literaturrecherche (siehe Anhang) wurde relevante Informationen hinsichtlich folgender Fragestellungen analysiert:

- Welche Technologien zur Reduzierung von THG sind potenziell für die Landwirtschaft interessant oder wurden bereits getestet?
- Welche Maßnahmen zur THG Vermeidung oder Reduzierung werden für die Landwirtschaft diskutiert
- Welche Schnittpunkte von Technologien oder Maßnahmen sind interessant für die Optimierung des deutschen Energiesystems in Bezug auf Energieerzeugung, Speicherung und CO₂-Kosten Vermeidung

Anhand der recherchierten Informationen, wurde ein Diagramm entwickelt, welches die Zusammenhänge von Maßnahmen, Technologien zur C-Sequestrierung, Energieerzeugung und Verbrauch auf dem Hof sowie die Schnittstelle zum Energiesystem erfasst. Bei der Erstellung haben wir zwischen lokalen, regionalen und überregionalen Konzepten unterschieden. Um die Ziele des Projektes zu stützen, welche den Beitrag für das Gesamtenergiesystem untersucht,

haben wir angenommen, dass die Energieerzeugung und der Verbrauch ausschließlich mit dem Überregionalen Energiesystem interagiert. Konzepte, wie das lokal Energy Market Konzept, bei dem die Energie in kleineren lokalen Einheiten erzeugt und verbraucht wird, haben wir nicht priorisiert. Die Übersicht zeigt die Vielzahl an Möglichkeiten auf, wie landwirtschaftliche Höfe mit dem Energiesystem interagieren können.

2.1.2 Auswahlprozess 3. Dekarbonisierungstechnologie

Der Auswahlprozess zur Definition der dritten Dekarbonisierungstechnologie (DK-Technologie) erfolgte schrittweise und wurde iterativ gestaltet, um die Bandbreite der Technologien und Maßnahmen sukzessive einzugrenzen. In einer ersten Bewertungsrunde wurden potenzielle Technologien analysiert. Für die zweite Bewertungsrunde, wurden zusätzliche Informationen zusammengetragen, um eine Eingrenzung auf drei vielversprechenden Technologien vorzubereiten.

Im Rahmen des ersten Beiratstreffens wurden erste Ergebnisse aus der Literaturrecherche vorgestellt und diskutiert, um ein Stimmungsbild der Mitglieder zu den DK-Technologien zu erhalten. Unterstützend wurde eine Mindmap erstellt, die als Grundlage für ein Ranking diente. Dabei wurden acht Technologien und Maßnahmen eingegrenzt, von denen die Technologien mit der höchsten Punktezahl wie folgt platziert wurden:

- Agroforst/Hecken
- Biolandbau
- Intercropping

Auf Basis der in 2022 gesammelten Daten aus der Literaturrecherche wurde eine Landkarte erstellt, die die Technologien in lokale, regionale und überregionale Bereiche einteilt. Zusätzlich wurden die Maßnahmen des Bundesministeriums für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL) als separate Gruppe dargestellt.

Zur Vorbereitung der inhaltlichen Diskussionsrunde wurde eine ergänzende Literaturrecherche durchgeführt. Die gesammelten Informationen zu DK-Technologien wurden zusammengefasst und an die Projektpartner verteilt, um eine fundierte Grundlage für die weitere Diskussion zu schaffen.

Anschließend fand eine thematische Diskussionsrunde zu verschiedenen Dekarbonisierungstechnologien (DK-Technologien) statt, die mithilfe eines Miro-Boards strukturiert wurde. Die folgenden Technologien wurden erörtert:

1. Direct Air Carbon Capture and Storage (DACCS)
2. Soil Carbon Sequestration (SCS)
3. Enhanced Rock Weathering (ERW)
4. Agroforstwirtschaft
5. Bioenergy with Carbon Capture and Storage (BECCS)
6. Windenergie
7. Biogas
8. Transport
9. Gebäude- und Stallwärme sowie Prozesswärme unter Einsatz von Wärmepumpen

Während der Diskussion wurden vier weitere Technologien ergänzt, aufgrund zeitlicher Einschränkungen jedoch nicht eingehend diskutiert:

10. Moor-PV in Kombination mit Paludikulturen

11. Freiflächen-PV

12. Aufforstung und Wiederaufforstung (als Teil der BMEL-Maßnahmen und daher nicht weiter vertieft)

13. Demand-Side-Management

Da die Technologien Moor-PV in Kombination mit Paludikulturen, Freiflächen-PV und Demand-Side-Management nicht ausreichend diskutiert wurden, wurde nachträglich beschlossen, diese Technologien nicht in die engere Auswahl aufzunehmen.

Für die Bewertung der Technologien und Maßnahmen, sollte eine Bewertungsmethodik entwickelt werden. Aufgrund der Heterogenität der zur Verfügung stehenden Daten und der unterschiedlichen Funktion und Wirkung wurde vorerst untersucht, welche Potenziale die jeweiligen Technologien und Maßnahmen aufweisen. In einer Studie des BMEL wurden 10 Maßnahmen benannt und die Potenziale für Deutschland aufgezeigt (siehe Abbildung 8). Die Maßnahmen mit den höchsten CO₂-Vermeidungspotenzialen sind:

- Vermeidung von Lebensmittelabfällen
- Schutz von Moorböden /Reduktion von Torfeinsatz
- Senkung von Stickstoffüberschüssen

In einer Studie zu Negativemissionstechnologien von [9] wurden die globalen Potenzialen unterschiedlicher CDR Technologien untersucht und aufbereitet (siehe Abbildung 9). Da diese Daten nicht oder nur teilweise für Deutschland verfügbar waren, konnten die Daten nur für einen relativen Vergleich untereinander herangezogen werden und sind nicht geeignet für einen Vergleich der Daten aus der BMEL Studie zu den Maßnahmen. Global gesehen schneiden die Technologien SCS und ERW gefolgt von DACCS und BECCS am besten ab. Das Schlusslicht bildet BC, wobei die Technologie bereits zu Projektbeginn für eine detaillierte Untersuchung im Energiesystem ausgewählt wurde. Der Grund hierfür liegt bei den Synergieeffekten, welche durch die Implementierung der Pyrolysereaktoren und der resultierenden Strom- und Wärmeproduktion einhergehen. Nichtsdestotrotz ist das CO₂-Emissionsvermeidungspotenzial ein wichtiger Indikator für die Auswahl der 3. Technologien

Die bisherige Literaturrecherche zur Nutzung von Wärmepumpen im landwirtschaftlichen Kontext wurde erweitert (siehe Anhang). Dabei konnten drei zentrale Anwendungsfelder identifiziert werden:

1. Bereitstellung von Wärme in Stallungen.
2. Beheizung von Gebäuden.
3. Prozesswärme für die Trocknung zur Haltbarmachung und Reduktion von Lebensmittelverschwendung.

In der ursprünglichen Diskussion zur Effizienzsteigerung durch Wärmepumpen wurde deren Einsatz kontrovers betrachtet. Beispielsweise ist in der Tierhaltung, etwa bei Hühnern, ein signifikanter Wärmebedarf erforderlich, der jedoch durch Anpassung der Haltungsformen reduziert werden könnte.

Ein weiteres Anwendungsfeld der Wärmepumpe betrifft die Trocknung und Lagerung von Ernteprodukten. Eine detaillierte Analyse der Literatur ergab:

- Der Abschlussbericht der EKSH weist auf klimatisch bedingte Herausforderungen bei der Feldtrocknung von Getreide hin, die künftig möglicherweise nicht mehr zuverlässig gewährleistet ist.
- Das Strategiepapier des BEL fördert Technologien zur Vermeidung von Nahrungsmittelverschwendung.
- Der BEMLV-Report zeigt, dass etwa 1-5 % der Getreideernte durch Schimmelbildung verloren gehen, da Getreide häufig ungereinigt und ungetrocknet eingelagert wird.
- Weitere Artikel diskutieren spezifische Technologien, darunter die Wärmepumpe, für die effiziente Trocknung.

Diese Erkenntnisse verdeutlichen das Potenzial von Wärmepumpen. Zukünftige Untersuchungen sollten analysieren, wie der Wärmebedarf durch die notwendige Trocknung und Lagerung von Ernteprodukten steigt und wie dieser durch regenerative Energien in Kombination mit Wärmepumpen gedeckt werden kann.

In einem Gespräch mit Herrn Egon Busam vom Bauernverband Offenburg/Freiburg wurde die aktuelle Situation regionaler Trocknungsmaßnahmen erläutert. Der Trocknungsaufwand ist derzeit gering und wird dezentral über Containerlösungen, z. B. bei Biogasanlagen, oder zentral in Silos mit Trocknungsanlagen realisiert. Diese Anlagen nutzen zu 98 % Heizöl als Energieträger.

Die Ableitung konkreter Dekarbonisierungspotenziale bleibt aufgrund der eingeschränkten Datenlage eine Herausforderung und erfordert eine intensivere Literaturlauswertung. Es wurde jedoch angemerkt, dass eine dezentrale Trocknung durch Landwirte sinnvoll sein könnte, da diese flexibel auf Geräteverfügbarkeit, Wetterbedingungen und den Zustand der Ernte reagieren können.

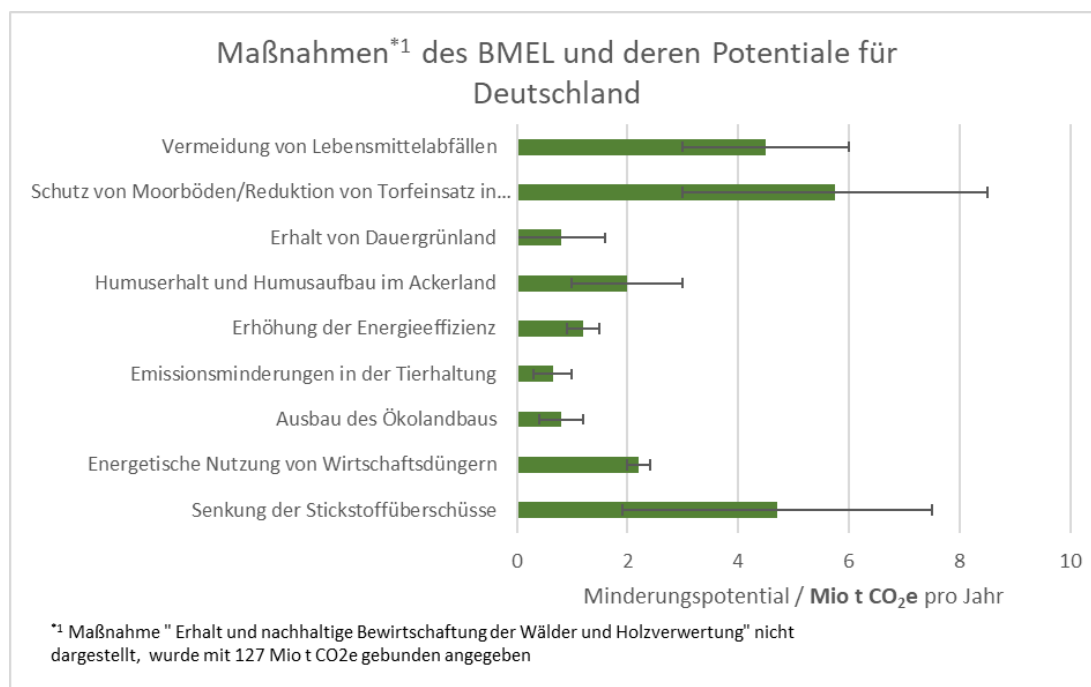


Abbildung 8: grafische Zusammenfassung der DK-Potentiale der BMEL Maßnahmen

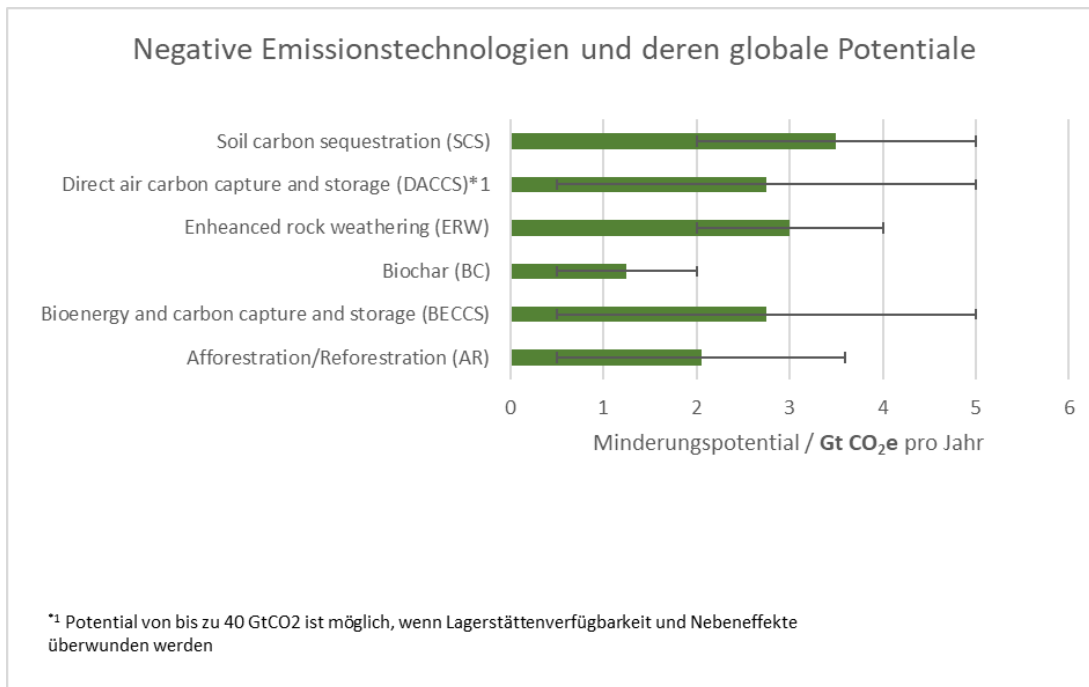


Abbildung 9: grafische Zusammenfassung der Potentiale der DK Technologien NET's auf Basis der Daten von [9]

Zur Erfassung des Meinungsbildes der Projektpartner wurde für jede beteiligte Institution ein standardisierter Bewertungsbogen ausgefüllt (siehe Anhang). Die erhobenen Daten wurden anschließend in einer gemeinsamen Datei konsolidiert und im Rahmen einer Diskussion mit den Projektpartnern analysiert. Da die Gewichtungsfaktoren im Bewertungsschema kontrovers diskutiert wurden und die Auswahl der dritten Dekarbonisierungstechnologie im Konsens erfolgen sollte, wurden die Gewichtungsfaktoren für zwei alternative Szenarien angepasst. Dadurch ergaben sich unterschiedliche Rankings der betrachteten DK-Technologien, die eine differenzierte Betrachtung und Entscheidungsfindung ermöglichten. (siehe Anhang). Die Bewertungskriterien waren Akzeptanz, TRL und DK-Potenzial. Von den neun Technologien die gerankt wurden, waren Agroforst, Wärmepumpe und Transport (später als nachhaltige Mobilität bezeichnet) die beliebtesten.

Der Vergleich dieser Szenarien erfolgte anhand einer Platzvergabe von 1-3. Nach Zusammenfassung der Punkte entsprechend der Plätze, wurden drei Technologien eingegrenzt (siehe Abbildung 10)

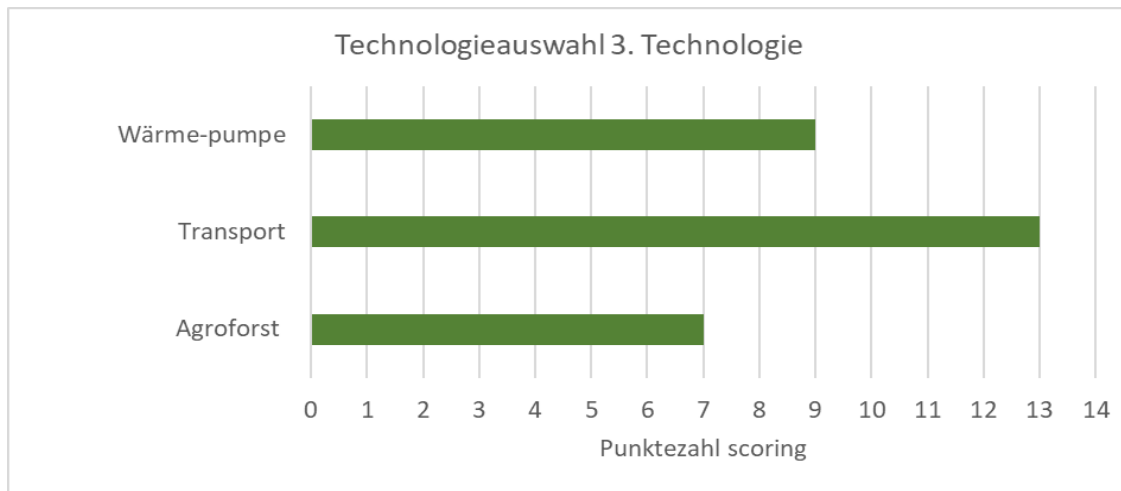


Abbildung 10: Ranking der drei Technologien mit den höchsten Punktezahlen bei der techno-ökonomischen Bewertung

2.1.3 Expertenbefragung zur 3. Technologie – Elektrifizierung Transport

Im Rahmen des Projekts „Landgewinn“ wurden technologische, rechtliche, ökologische und ökonomische Aspekte nachhaltiger Mobilität in der Landwirtschaft untersucht. Im Fokus standen insbesondere generische Parameter wie Lastgänge, Batteriegrößen, Ladezyklen sowie Entwicklungen im Bereich der Batterieroadmap hinsichtlich Energiedichte und Leistungsklassen. Hierzu wurde eine Befragung mit Prof. Herlitzius (TU Dresden) und Frau Rita Haas (TLZ) durchgeführt:

Entwicklungsroadmap nachhaltige Mobilität für verschiedene Fahrzeuggruppen

Es gibt keine spezifische Roadmap für nachhaltige Mobilität in verschiedenen Fahrzeuggruppen wie Feldhäcksler, Axialmähdrescher, Schüttelmähdrescher und Traktoren. Der Markt wird stark durch das Erzeuger-Verbraucher-Dilemma, Kostendruck und Wirtschaftlichkeitsüberlegungen geprägt. Elektroantriebe gelten aktuell als zu teuer, weshalb synthetische Kraftstoffe wie Synfuels, Methan oder Methanol als sinnvollere Alternativen betrachtet werden.

Für Traktoren unterscheidet sich die Roadmap je nach Leistungsklasse: Traktoren bis 100 kW werden als untere Leistungsklasse, bis 180 kW als mittlere und darüber als hohe Leistungsklasse betrachtet. Biomethan bietet ab 100 kW interessante Perspektiven, wie der New Holland T6.180 Biomethan zeigt, der besonders bei Gemüsebauern aufgrund der geringeren Leistungsanforderungen geschätzt wird. Frau Haas merkt an, dass auch Molkereien und Discounter zunehmend auf den CO₂-Fußabdruck achten. Einheitliche Bilanzierungsstandards sind dabei von großer Bedeutung. Alternativ sind Pflanzenölkraftstoffe eine sinnvolle Option, insbesondere Rapsölkraftstoff, der regionale Wertschöpfung ermöglicht und Importabhängigkeiten wie bei Soja reduziert. Biodiesel und hydrierte Pflanzenöle (HVO) bieten ebenfalls Potential, wobei Ressourcenprobleme und Konkurrenz zu anderen Verkehrsträgern (z. B. Flugverkehr) zu beachten sind. Frau Haas weist darauf hin, dass Biokraftstoffe bevorzugt in der Landwirtschaft genutzt werden sollten, insbesondere mit Blick auf die steigende E-Mobilität.

Umstieg von Motor- auf Elektrotraktoren

Ein Umstieg von Motor- auf Elektrotraktoren vor Ablauf der Nutzungsdauer wird als unwirtschaftlich und aufwendig eingeschätzt.

Ein direkter Umstieg auf Elektrotraktoren während der Nutzungsdauer ist unwirtschaftlich und technisch anspruchsvoll. Alternative flüssige Kraftstoffe wie HVO oder Biodiesel ermöglichen eine einfachere Umstellung, insbesondere bei älteren Traktoren bis Abgasstufe IIIA. Eine Umrüstung auf elektrische Antriebe oder Wechselbatterien wäre grundsätzlich möglich, ist jedoch teuer und kaum praktikabel, da die Effizienzen der E-Mobilität nicht voll genutzt werden können. Frau Haas schlägt Leasingkonzepte vor, um die hohen Anschaffungskosten zu mildern, und betont, dass Landwirte innovationsfreudig sind, jedoch gesicherte regulatorische Rahmenbedingungen benötigen.

TRL-Level batterieelektrische Traktoren

Die Technologien für batterieelektrische Traktoren (TRL 4-9) sind zwar theoretisch anwendbar, jedoch fehlen wirtschaftliche und technische Anreize.

Während kompakte elektrische Traktoren wie der Fendt e100 Vario (50 kW) oder der Rigitrac (40 kW) bereits serienreif oder in der Entwicklung sind, ist für größere Leistungsklassen die Serienproduktion noch unklar. Frau Haas hebt die Bedeutung von Fachmessen wie der Agritechnica hervor, um aktuelle Entwicklungen zu verfolgen.

Leistungsklassen und Lastgänge von Traktoren

Der Fokus liegt auf Leistungsklassen zwischen 100 und 300 kW, die etwa 50 % des Umsatzes in der Landtechnik ausmachen. Traktoren haben im Durchschnitt eine jährliche Nutzungsdauer von 1000 Stunden. Der Lastgang ist stark anwendungsspezifisch und kann anhand des Tankvolumens abgeschätzt werden.

Elektrische Traktoren sind bis 100 kW in Kürze serienreif, während höhere Leistungsklassen von der Batterieentwicklung abhängen. Ein Umdenken in der Landwirtschaft, z. B. durch den Einsatz kleinerer, spezialisierter Maschinen, könnte die Leistungsklassenanforderungen verringern. Die Lastgänge variieren stark nach Einsatzbereich: Saisonale Spitzen bei der Ernte könnten Wechselakkus erfordern, die jedoch hohe Investitionen nach sich ziehen. Frau Haas betont die Bedeutung der Bodenqualität und sieht das Gewicht der Akkus als zentralen Punkt.

Kosten, Ladezyklen und CO₂-Bilanzierung

Die Ladezyklen und Ladezeiten haben einen erheblichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit. Landwirtschaftliche Prozesse sind wetter- und pflanzenabhängig, was eine hohe Flexibilität bei der Ernte und den Maschinen erfordert. Die derzeitige Infrastruktur erlaubt nur begrenzte Anwendungen, und Ladezeiten müssen in den Betriebsablauf integriert werden. Die CO₂-Bilanz von E-Traktoren wird im Vergleich zu Standardtraktoren durch Faktoren wie Tankvolumen und Hybridisierungsmöglichkeiten (10-30 %) beeinflusst. Es wurde vorgeschlagen, die installierte Batteriekapazität bis 2045 auf Basis von Neuzulassungen zu berechnen.

Ladezyklen und Ladezeiten haben erhebliche Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit von E-Traktoren. Frau Haas verweist auf Vergleichsrechner wie den E-Mobilitätsrechner des

Energieinstituts Vorarlberg, der auch für CO₂-Bilanzen hilfreich sein könnte. Eine durchdachte Gesamtkostenrechnung ist essenziell.

Hebel und Hürden bei der Elektrifizierung

Kosten, Ladeinfrastruktur und bidirektionales Laden sind zentrale Themen. Frau Haas betont, dass bidirektionale Funktionen (z. B. Vehicle-to-Grid) noch regulatorische Hürden haben, technisch jedoch möglich wären. Die Integration in Smart Grids und die Nutzung von Wechselakkus könnten zukünftig eine Rolle spielen, allerdings nur bei entsprechender Wirtschaftlichkeit.

Die Elektrifizierung von Landmaschinen steht vor mehreren Hürden:

- Kostenreduktion um den Faktor 3-10 erforderlich, um Investitionen zu rechtfertigen.
- Begrenzter Bauraum und Gewichtskapazität der Maschinen.
- Leistungsdichte muss in den nächsten fünf Jahren erheblich steigen, um bis 2045 signifikant beizutragen.

Kombination mit Agri-Photovoltaik (Agri-PV)

Agri-PV wird als wenig wirtschaftlich eingeschätzt, da Freiflächenanlagen effizienter sind. Zudem bestehen gesellschaftliche Spannungen, wie in der „Tank-Teller“-Diskussion sichtbar, die politische Rahmenbedingungen erfordern.

Eine Kombination mit Agri-PV könnte wirtschaftlich sinnvoll sein, insbesondere durch die Erhöhung des Eigenstromverbrauchs. Elektrische Antriebe bis 50 kW sind am Markt etabliert, während Biomethan und hybride Lösungen in höheren Leistungsklassen zunehmend Bedeutung gewinnen.

Autonome Systeme und leistungsstarke E-Traktoren

Autonome Systeme könnten batterieelektrische Traktoren in einigen Bereichen unterstützen, etwa durch nächtlichen Betrieb oder spezialisierte Anwendungen wie Säen und Hacken. Hybridlösungen, die elektrische und Verbrennungsmotoren kombinieren, bieten insbesondere bei leistungsstarken Anwendungen eine Lösung.

Förderprogramme und politische Rahmenbedingungen

Die Ergebnisse zeigen, dass nachhaltige Mobilität in der Landwirtschaft vor großen wirtschaftlichen, technologischen und infrastrukturellen Herausforderungen steht. Ein Fokus auf kosteneffiziente Lösungen und gezielte Innovationsförderung könnte die Akzeptanz und Marktfähigkeit elektrifizierter Landmaschinen fördern.

Frau Haas weist auf Programme wie das Bundesprogramm Energieeffizienz hin, das bis zu 40 % der Mehrkosten für nachhaltige Landtechnik fördert. Sie betont, dass technologieoffene Förderungen und ambitionierte CO₂-Bepreisungen notwendig sind, um die Umstellung wirtschaftlich zu unterstützen.

Akzeptanz bei Landwirten

Landwirte stehen alternativen Technologien offen gegenüber, solange langfristige Rahmenbedingungen, wirtschaftliche Machbarkeit und geringe Dokumentationsanforderungen

gegeben sind. Frau Haas betont, dass innovative Konzepte gefragt sind, die sich nahtlos in den Betriebsalltag integrieren lassen.

Aus Diskussion abgeleitete Idee:

Wie bereits diskutiert, betrachten wir den Traktor als generisches Modell zur Darstellung der installierten Speicherkapazität in mobilen Landmaschinen. Die Elektrifizierung von Antrieben wird perspektivisch bis 2045 steigen. Damit einher geht auch die zusätzliche Nutzung von Batteriespeichern, allerdings nicht nur bezogen auf den Transport, sondern auch auf den Prozess. Hier könnte man ansetzen, um weitere Potenziale für Speicher zu identifizieren. Falls es möglich ist die Systemdienstleistung für die Netzflexibilisierung als neues Betreibermodell zu implementieren, könnten sich daraus Vorteile für die Abschreibung der Landmaschine ergeben. Da der Traktor, besonders größere Traktoren hauptsächlich für die Erntezeit benötigt werden (etwa 20 Tage im Jahr), könnten diese die restliche Zeit in einem Smart Grid eingesetzt werden. Allerdings ist aktuell noch unklar, wie hoch das Potential tatsächlich ist und ob es für den Landwirt tatsächlich Vorteile (wirtschaftlich) bringt.

Fazit

Batterieelektrische Traktoren gibt es bereits. Eine verbreitete Anwendung mit Fokus auf Reduktion von fossilen Brennstoffen ist nach aktuellem Kenntnisstand nicht sinnvoll. Falls Batterien Faktor 5 günstiger werden und neue Betreibermodelle hinsichtlich Smart Grid Dienstleistung eine Wirtschaftlichkeit nachweisen, könnten Batterien vermehrt in der Landwirtschaft zum Einsatz kommen. Aber alternative Brennstoffe sind weiterhin erforderlich. Landwirtschaftliche Emissionen können dadurch kaum reduziert werden, da diese hauptsächlich aus der Lachgasfreisetzung im Boden und der Methanemission durch Tierhaltung resultieren.

2.2 Best Practice Höfe und Hofbilanzierung

Nachfolgend werden drei Höfe vorgestellt, welche exemplarisch für die Vorstellung der Technologien AgriPV und Pflanzenkohle gezeigt werden. Das Konzept von Photovoltaik (PV) über Landwirtschaftlich genutzten Flächen soll der Flächenkonkurrenz von PV und Landwirtschaft ein Ende bereiten. Man nennt solche Anlagen Agri-PV-Anlagen kurz APV und sie sollen eine doppelte Flächennutzung von Landwirtschaftlich genutzten Flächen ermöglichen, ohne den Anbau von Nutzpflanzen erheblich zu beeinträchtigen. Planung, Aufbau und Betrieb einer solchen Anlage können sich schwierig gestalten, da es sich hier um ein völlig neues Konzept handelt muss man mit gesetzlichen und bürokratischen Hürden rechnen. Der Bau einer solchen Anlage ist nicht einfach, aber mit den richtigen Partnern in Sachen Planung, Finanzierung/Förderung und Umsetzung an der Seite des Landwirts sind die Hürden zu bewältigen. Zudem soll mit diesem Konzept klimaneutrale Landwirtschaft und eine gesicherte Stromproduktion ermöglicht werden, indem die Landwirte den Strom aus den Anlagen für den Betrieb des Hofes nutzen und im Optimalfall überproduzierten Strom an nahegelegene Gemeinden verkaufen oder ihn ins Netz einspeisen. Durch die doppelte Flächennutzung soll außerdem ein gesteigerter Flächenertrag entstehen was dem Landwirt zugutekommt und auch das eigentliche Ziel hinter APV-Anlagen ist.

Für die CO₂-Bilanzierung wurde das World Climate Farm Tool (WCFT) von Carbon Standards International (CSI) verwendet. Mit dem Tool können auf einfache Weise relevante Daten abgefragt werden, die Berechnung wird dann vom Fachmann durchgeführt. Der World-Climate Farm Standard (WCFS) unterstützt Landwirtinnen, Landwirte und Betriebsgruppen bei der Erfassung und Berechnung von Treibhausgasemissionen und Kohlenstoff-Senken (C-Senken) ihres Betriebs, sowie bei der Erarbeitung und Umsetzung von emissionsreduzierenden Maßnahmen. Das Vorgehen basiert auf der ISO-Norm 14064-1 und berücksichtigt die geltenden Vorgaben des Zwischenstaatlichen Ausschusses für Klimaänderungen (IPCC). Der WCFS ermöglicht den Vergleich der Klimabilanzen zwischen verschiedenen landwirtschaftlichen Betrieben und soll dazu dienen, Potentiale aufzuzeigen, wie die Ergebnisse für den Einzelbetrieb oder die Betriebsgruppe verbessert werden können. Hierfür werden im Standard die wichtigsten klimarelevanten Prozesse sowie deren Berechnungsgrundlagen und Systemgrenzen definiert. Um die Klimabilanz zu erstellen, braucht es ergänzend zu den gängigen Betriebsdaten (als Beispiel Flächen, Zonenzugehörigkeit, Produktionsrichtungen, Tierbestände und hergestellte Produkte) zusätzliche betriebspezifische Daten. Die Treibhausgasbilanz wird anschließend berechnet und in den verschiedenen Themenfeldern auch grafisch dargestellt. Das Vorgehen bei der Berechnung ist für den Landwirtschaftsbetrieb oder Betriebsgruppe möglichst effizient gestaltet. Die Daten wurden bei Herrn Witt abgefragt und dann in das Tool eingepflegt. Die Hochschule Offenburg hat für die Datenauswertung die Expertenrolle in den weiteren Berechnungsschritten übernommen. Während der Berechnung konnten relevante Faktoren geändert und Eingabewerte verändert werden.

Hofbesuch beim Obsthof Vollmer in Nussbach

Hansjörg Vollmer ist ein im Ortenaukreis, genauer in Nußbach ansässiger Landwirt, der sich auf den Anbau von Obst spezialisiert hat.

Seit 2023 hat Herr Vollmer eine Agri-Photovoltaikanlage (APV) über seinen Obstpflanzen und Weinreben stehen. Herr Vollmers APV-Anlagen verfügen über eine installierte Leistung von insgesamt 880 W_{peak} und Teile sind mit einer Nachführung ausgestattet. Die Module der verschiedenen Anlagenteile sind von unterschiedlicher Bauart, um die Bedürfnisse der jeweiligen Pflanze zu erfüllen.

Die Idee für eine APV-Anlage hatte Herr Volmer schon länger, jedoch wurde 2013 der Bauantrag, aufgrund einer damaligen Einschränkung welche APV nur als Forschungsprojekte zuließ, abgelehnt. Auch im zweiten Anlauf stieß der Landwirt auf große bürokratische Hürden, was die Planungszeit in die Länge zog, schlussendlich wurde dann aber die Genehmigung erteilt.

Vor dem Aufbau der Anlage über den bereits bestehenden Kulturen mussten Vorbereitungen getroffen werden. Neben Bodenertüchtigung und Kenntnisse über Leitungslagen spielte auch die Identifizierung von Wasserläufen und das Erstellen eines Be-/Entwässerungsplanes eine Rolle. Der Aufbau schritt, dank sorgfältiger Planung und Vorbereitung der Aufbaustelle schnell voran und konnte nach 4 Monaten abgeschlossen werden. Die APV wurde so konzipiert, dass man sie rückstandslos entfernen kann, hierfür wurde auf Betonfundamente verzichtet. Die Stahlprofile/Stützen wurden in den Boden gerammt und die weitere Unterkonstruktion darauf errichtet. Vor der Abnahme durch die zuständigen Behörden musste die Anlage eine Zertifizierung erhalten - ohne Zertifizierung war die Inbetriebnahme nicht möglich. Die Gesamtkosten des Projekts belaufen sich auf 1 Mio. € wovon der Stromanschluss allein 230.000 € ausmacht.

Nicht nur die Module, auch das Gerüst der Anlage wurde auf jede Kultur angepasst, um einen optimalen Synergieeffekt zu erzielen. Das Trackingsystem der APV erlaubt es Herr Vollmer die Module vor der Erntezeit so auszurichten, dass die Früchte extra viel Sonne bekommen. Erste Erfahrungen zeigten, dass semitransparente Module im konventionellen Obstbau eher ungeeignet sind, da sie durch den Einsatz von Pflanzenschutzmitteln von unten vergilben. Die Bewässerung der Pflanzen erfolgt automatisch und erfolgt mit dem Regenwasser, welches über die Dachrinnen an der Anlage aufgefangen und in einem kleinen Teich bereitgestellt wird.

Der berechnete Amortisationszeitraum beträgt 20 Jahre unter Berücksichtigung der Einspeisevergütung von 6 Cent + 1,4 Cent Agri-PV-Bonus und den positiven Synergien mit den Pflanzen, die sich Ertragssteigernd auswirken. Hier würde eine höhere Einspeisevergütung von beispielsweise 14 Cent entscheidend dazu beitragen diesen Zeitraum zu verkürzen und gleichzeitig könnten die Synergien bei der Amortisation außer Acht gelassen werden. Der Hof von Herr Vollmer kann selten den kompletten Strom der APV nutzen, daher wird überschüssiger Strom in das Stromnetz eingespeist, wobei der Strom nach der Einspeisevergütung vergütet wird. Hier kam seitens Herr Vollmer der Vorschlag den Stromüberschuss in das nahegelegene Industriegebiet zu verkaufen, was per Peer-to-Peer-Verfahren (PtP) realisiert werden könnte. Strom wird dann direkt vom Erzeuger (in dem Fall Herr Vollmer) an einen Verbraucher verkauft, das Vertragsmanagement und die plattformseitige Realisierung der Verträge wird vom Übertragungsnetzbetreiber bereitgestellt, allerdings hat dieser keinen Einfluss auf den Datenaustausch zwischen den „Peers“, da dieser über Verschlüsselungstechnologien wie Blockchain abläuft. Herr Vollmer verwendet nun die APV anstatt der üblichen Folientunnel (FT), was Vor- und Nachteile mit sich bringt. Folientunnel sind privilegiert und können ohne Bauantrag aufgestellt werden, was sie sehr beliebt macht. Anders als bei der APV wird das Wasser nicht aufgefangen, sondern tropft außen herunter, was Bodenerosion an den Abtropfstellen zur Folge hat.

Zudem wird zur Bewässerung ein Brunnen mit Pumpe benötigt. Ein Folientunnel ist laut Herrn Vollmer viel windanfälliger als eine APV-Anlage. Der Vergleich mit einem Folientunnel ist an dieser Stelle aufgeführt worden, weil es bereits jetzt eine Vielzahl an Stahlkonstruktionen bei der Erzeugung von Lebensmitteln in der Landwirtschaft eingesetzt werden – Tendenz steigend. Allerdings ist die Akzeptanz von APV-Anlagen aktuell deutlich geringer. Einige positive Effekte des Folientunnels, wie Starkregen und Hagelschutz, sowie Schutz vor zu viel Sonnen, kann auch durch eine APV gelöst werden. Geschickt eingesetzte Stahlkonstruktionen machen diese Anlage schlank und erhöhen mit der installierten Leistung die Flächennutzungskapazität. Zusätzliche Pfosten, welche zum Teil für die Kulturen extra in den Boden gerammt werden müssen, entfallen, da die Konstruktionselemente selbst für die Befestigung der Kulturen verwendet werden können.

Die Integration der Agri-PV in den Betrieb von Herrn Vollmer hat einen bedeutenden Einfluss auf verschiedene Kulturen, wobei die Auswirkungen je nach Pflanzentyp variieren. Im Hinblick auf Weißwein ist festzustellen, dass die Verzögerung der Reife um bis zu 10 Tage durch die Beschattung der Photovoltaikmodule vorteilhaft ist. Diese Verzögerung trägt entscheidend zur Verbesserung der Weinqualität bei, da sie eine langsamere und gleichmäßigere Reifung ermöglicht.

Besonders bei Zwetschgen zeigt sich ein positiver Effekt des Halbschattens, den APV-Anlagen bieten. Die Pflanzen vertragen diesen Zustand besser, und der Hitzestress wird erheblich reduziert. Dies führt nicht nur zu einer besseren Qualität der Früchte, sondern auch zu einer insgesamt verbesserten Ernte.

Auch bei Äpfeln zeigt sich eine deutliche Verbesserung der Ernteerträge. Die Ernte kann leicht verzögert werden, was insbesondere bei frühen Sorten von Bedeutung ist. Eine Bewertung durch den Großmarkt hebt hervor, dass die Ernteverzögerung bei Äpfeln von Herrn Vollmer durch das Tracking-System der Anlage kompensiert werden kann. Zwei Wochen vor der Ernte können die Module so gedreht werden, dass die Früchte ausreichend Sonnenlicht erhalten, was sich positiv auf die Qualität der Äpfel auswirkt.

Insgesamt zeigt sich, dass die APV-Anlagen nicht nur einen Beitrag zur nachhaltigen Energieerzeugung leisten, sondern auch die Qualität und den Ertrag verschiedener landwirtschaftlicher Kulturen positiv beeinflussen können. Es ist jedoch wichtig, die spezifischen Anforderungen jeder Kultur zu berücksichtigen, um optimale Ergebnisse zu erzielen.

Planung:

- Fördergelder wurden beantragt
- große bürokratische und gesetzliche Schwierigkeiten bei der Genehmigung einer APV
- Um den Bauantrag stellen zu können wird ein Statiker benötigt
- Die Kosten für eine APV können relativ gut abgeschätzt werden
- Es sollte ein Wasserplan für die Anlage erstellt werden, um festzulegen wie das Regenwasser abgeleitet wird und die Versorgung der Pflanzen sichergestellt werden kann
- Trackingsystem oder feste Installation
- Erforderliche Zertifizierungen für den Betrieb der Anlage sind zu beachten
- Amortisationszeitraum 20 Jahre

Umsetzung:

- Die Anlage wurde auf Stahlpfosten aufgebaut, die in den Boden gerammt sind, so wird ein rückstandsloses Entfernen gewährleistet.
- Die Gerüste sind auf die jeweiligen Kulturen angepasst worden.
- Das Regenwasser wird über Dachrinnen gesammelt und in einen Teich abgeleitet und steht über eine Pumpe jederzeit zur Verfügung.
- Aufbau einer Anlage in 4 Monaten realisiert

Betrieb:

- Der Hof kann selten den ganzen Strom der Anlage verbrauchen, Überschuss wird verkauft
- Der Hitzestress im Sommer mancher Pflanzen wird durch die APV reduziert.
- Semitransparente Module zeigen sich im Obstbau als ungeeignet, da diese aufgrund von Pflanzenschutzmitteleinsatz vergilben.
- Trackingsystem ist vorteilhaft, da zwei Wochen vor der Ernte die Module so gedreht werden können, dass die Früchte viel Sonne bekommen



Schlüsselfertiger Aufbau, unterstützt durch erfahrene Planungsbüros, die rechtliche und bürokratische Hürden bewältigen, ist entscheidend. Dabei die Kulturanforderungen berücksichtigen und sorgfältig zwischen Einspeisung und Eigenverbrauch abwägen.

Hofbesuch beim Demeter-Hof Witt in Offenburg

Der Hof, ein Demeter-Betrieb seit 1989, zeichnet sich durch sein Engagement für biodynamische Landwirtschaft aus. Mit einem klaren Fokus auf Vielfalt bietet der Hof ein umfangreiches Sortiment von Gemüse, das von A wie Artischocke bis Z wie Zucchini reicht. Die Philosophie des Hofes spiegelt sich nicht nur in der Anbauvielfalt wider, sondern auch in den verschiedenen Vermarktungswegen. Neben dem Hofladen setzt man auf Selbstbedienungsläden, um die Frische und Qualität der Produkte direkt an die Verbraucher zu bringen.

Die direkte Verbindung zur Gemeinschaft wird durch die Belieferung regionaler Schulen, Kantinen und Wirtschaften intensiv gepflegt. Als Zulieferpartner für einen Abo-Kisten Anbieter trägt der Hof dazu bei, frische, saisonale Produkte in die Haushalte der Kunden zu bringen. Darüber hinaus ist der Hof ein zuverlässiger Lieferant für Traditionsunternehmen in der Region, insbesondere im Bereich Meerrettich.

Was die Belegschaft betrifft, so bildet der Hof ein eingespieltes Team. Neben einem festangestellten Mitarbeiter gibt es eine halbe Gesellenstelle und einen Lehrling, die das Wissen und die Erfahrung im Betrieb weiterentwickeln. Beeindruckend ist die freiwillige Unterstützung von vier Rentnern, die den Hof mit ihrer Expertise bereichern. Zur Bewältigung saisonaler Herausforderungen wird temporär eine Saisonarbeitskraft für zwei Monate eingestellt. Auch im Bürobereich gibt es eine halbe Stelle, die die organisatorischen Abläufe im Blick behält.

Seit etwa fünf Jahren setzt der Hof erfolgreich Pflanzenkohle (PK) in seinem Betrieb ein. Diese innovative Praxis hat nicht nur positive Auswirkungen auf die Bodenqualität, sondern zeigt auch das Bestreben des Hofes, nachhaltige Methoden in den landwirtschaftlichen Prozessen zu integrieren.

Der Einsatz von Pflanzenkohle (PK) auf den Ackerflächen des Hofes ist von strategischer Bedeutung, insbesondere aufgrund der C-Speicherung im Boden. Diese innovative Praxis wird jedoch ausschließlich auf nicht gepachteten Flächen angewendet, um die Investition in die Pflanzenkohle durch die zum Teil erst nach Jahren einsetzende Verbesserung des Bodens auszugleichen. Die Einbringung von Pflanzenkohle erfolgt auf dem Hof mit einem Düngerstreuer, der das Material oberflächlich verteilt. Anschließend wird die Pflanzenkohle mithilfe eines Grubbers und einer Fräse sorgfältig in den Boden eingearbeitet. Dabei hat sich die Carbuna ATS Kohle als besonders effektiv erwiesen. Die Körnung von Carbuna ATS ist nicht zu grob, was die Verarbeitung erleichtert. Die Feuchtigkeit der Pflanzenkohle war hoch genug, sodass bei der

Ausbringung keine Staubwolken aus PK entstanden. Die Handhabung der Pflanzenkohle erfolgt durch das Befüllen eines Behälters von der Größe eines BigBags mit einem Stapler. Im Gewächshaus stellte dies kein großes Problem dar, während im Freien, vor allem bei Wind, auch mal Verluste entstehen können. In diesem Zusammenhang wäre die Verwendung von Granulaten wünschenswert, um eine präzisere Ausbringung zu ermöglichen und die Effizienz der Pflanzenkohleanwendung zu steigern. Dieser fortschrittliche Ansatz unterstreicht den Einsatz des Hofes für nachhaltige Landwirtschaftspraktiken und seine Bereitschaft, in innovative Lösungen zu investieren.

Im Gewächshaus, das eine Fläche von 1.600 m² hat, setzt der Hof auf eine gezielte Anwendung von Pflanzenkohle mit einer Menge von 2 kg/m², was etwa 20 t/ha entspricht. Diese innovative Praxis ermöglicht eine nachhaltige Langzeitdüngung, die die Effizienz der landwirtschaftlichen Prozesse im Gewächshaus optimiert. Insgesamt wurden für diese Zwecke 4 BigBags mit Pflanzenkohle in den Gewächshäusern eingesetzt. Die Entscheidung für den Einsatz von Pflanzenkohle im Gewächshaus ergibt sich aus verschiedenen Überlegungen. In der Sommerzeit gestaltet sich die Nachdüngung mit Festdüngern problematisch. Tomaten werden beispielsweise mit einer Mischung aus Schafwolle, Grassilage und anderen Materialien gemulcht, um Unkraut zu vermeiden und ein besseres Feuchtigkeitsmanagement zu gewährleisten. Bei heißem Wetter im Sommer kann es dazu kommen, dass Stickstoffverbindungen ausgasen und die Düngewirkung nachlässt, woraufhin die Mulchdecke oder das Fließ entfernt werden muss. Dies wiederum führt zu aufwendigen Nachdüngungsarbeiten und zu erhöhtem Personalaufwand. Daher erweist sich Pflanzenkohle als Langzeitdünger als vorteilhafter, da sie eine einmalige Anwendung ermöglicht und somit die Pflegearbeiten erheblich reduziert. Die Düngestrategie hat sich als äußerst effektiv erwiesen, wie auch die Auditierung des Betriebs durch andere Demeter Landwirte bestätigt. Die Pflanzen wurden begutachtet, und es wurde immer wieder bestätigt, dass sie, trotz der einmaligen Düngung, qualitativ und quantitativ sehr gut abschneiden im Vergleich zu mehrfachgedüngten Pflanzen. Für diese Anwendung wurden 3,2 t Pflanzenkohle zu einem Investitionsbetrag von 2500,- € eingekauft. Die resultierenden Vorteile sind vielfältig: eine Ersparnis von 1,5 Tagen Reduzierung der Pflegearbeiten pro Saison mit einer Mitarbeiterstelle, eine Verringerung des Düngemitelesinsatzes und eine potenzielle Verbesserung der Qualität und Quantität, die aktuell jedoch nicht monetär bewertet werden kann.

Trotz der positiven Ergebnisse gibt es auch Herausforderungen, insbesondere die hohen Kosten bei der Anwendung von Pflanzenkohle auf großen Flächen. Daher erscheint der Einsatz vor allem bei Sonderkulturen sinnvoll, da hier die Wertschöpfung höher ist und mehr Investitionen möglich sind. Insgesamt hat die Anpassung der Düngestrategie mit Pflanzenkohle im Gewächshaus dazu beigetragen, die Landwirtschaft des Hofes nachhaltiger und effizienter zu gestalten, insbesondere in heißen Sommerjahren.

Im Hühnerstall setzt der Hof auf die Anwendung von selbstgemachter Strohkohle, die mit einem Kontiki hergestellt wird. Mit zwei mobilen Hühnerställen, jeder für etwa 130 Hühner, wird eine nachhaltige und effiziente Praxis für die Pflege der Geflügelhaltung umgesetzt. Die Routine im Hühnerstall umfasst das Misten alle 14 bis 21 Tage, wobei das Stroh ausgetauscht wird, begleitet von einer Dosierung von 2-3 kg Pflanzenkohle (aus dem Stroh). Diese Vorgehensweise erstreckt sich auch auf den Kotbereich, in den ebenfalls regelmäßig Pflanzenkohle eingebracht wird. Ein möglicher Nachteil dieser Praxis zeigt sich in den schwarzen Füßen der Hühner, was wiederum dazu führen kann, dass die Eierschalen zu Beginn äußerlich etwas schwarz gefärbt sind. Interessanterweise wurde festgestellt, dass diese Eier dennoch ohne negatives Feedback verkauft

werden, was auf die Akzeptanz der Kunden für natürliche Variationen hinweist. Die positiven Aspekte des Pflanzenkohleeinsatzes im Hühnerstall sind vielfältig. Der Geruch im Stall wird erheblich reduziert, und Stickstoffverbindungen werden effizienter im Boden gespeichert. Zudem wird der Mist, der mit Pflanzenkohle angereichert ist, in den Kompostierungskreislauf integriert, was zu einer Kaskadennutzung von Ressourcen führt. Diese innovative Methode zur Verwendung von Pflanzenkohle im Hühnerstall verdeutlicht den ganzheitlichen Ansatz des Hofes, Abfallprodukte in wertvolle Ressourcen umzuwandeln und gleichzeitig die Nachhaltigkeit in der Geflügelhaltung zu fördern.

Die Anwendung von Pflanzenkohle (PK) in der Kompostierung ist eine nachhaltige Praxis, die auf dem Hof erfolgreich umgesetzt wird. 30 Tonnen Kompostfrischmasse wurden mit etwa einer Tonne Pflanzenkohle vermengt – ein eigener Versuch, der sich als äußerst positiv erwiesen hat. Die Resultate dieser PK-Beimischung sind vielfältig: Das Aussehen des Komposts verbessert sich, das Gefühl wird angenehmer, und die Struktur des Komposts wird insgesamt besser. Der Kompost wurde vorwiegend für Freilandgemüse eingesetzt. Die Anwendung von Pflanzenkohle in der Kompostierung erfolgt im Rahmen des üblichen Vorgehens im Ökolandbau. Neben dem Pflanzenkohlekompost werden auch Ackerbohnenstroh und pflanzlicher Stickstoffdünger hinzugefügt. Die Prinzipien des nachhaltigen Landbaus wurden in Verbindung mit dem Einsatz der Pflanzenkohle weiterhin eingehalten. Insgesamt zeigt die positive Erfahrung des Hofes mit der Pflanzenkohleanwendung in der Kompostierung, dass diese nachhaltige Praxis nicht nur die Abfallbewirtschaftung verbessert, sondern auch die Qualität der landwirtschaftlichen Erzeugnisse fördert.

Der Ausblick für die Zukunft des Betriebs ist von weiteren innovativen Schritten geprägt, die auf die nachhaltige Entwicklung und Verbesserung der landwirtschaftlichen Praktiken abzielen. Ein geplantes Vorhaben ist die Installation einer Agri PV Anlage (APV) sowie der Einsatz von Pflanzenkohle auf einer Fläche von 1 Hektar im Freiland. Dieses Vorhaben wird über ein gefördertes Projekt finanziert.

In diesem Kontext unterstreicht Johannes, der Kopf des Betriebs, die grundlegende Philosophie des Hofes: "Wir düngen nicht die Pflanze, wir düngen den Boden. Der Boden muss gesund sein, dann haben wir gesunde Pflanzen. Das ist der Grund, weshalb ich weiterhin die Pflanzenkohle einsetzen werde." Dieses klare Bekenntnis zur Bodengesundheit als Schlüssel für eine erfolgreiche Landwirtschaft spiegelt das tief verwurzelte Verständnis für ökologische Zusammenhänge und nachhaltige Bewirtschaftung auf dem Hof wider.

Die Bereitschaft des Betriebs, in neue Technologien und nachhaltige Praktiken zu investieren, zeigt nicht nur den Blick für zeitgemäße Innovationen, sondern auch das Bestreben, langfristige positive Effekte auf Bodenqualität, Pflanzengesundheit und Gesamtertrag zu erzielen. Die Entscheidung, Pflanzenkohle weiterhin als Schlüsselement in der Düngestrategie einzusetzen, unterstreicht die konsequente Ausrichtung des Betriebs auf nachhaltige Landwirtschaft und einen verantwortungsbewussten Umgang mit den natürlichen Ressourcen.



Der Einsatz von Pflanzenkohle hat positive Auswirkungen auf Qualität und Quantität bei Sonderkulturen im Gewächshaus. Auch im Hühnerstall ist PK gut einzusetzen und vermindert den Geruch und erhöht die Speicherung von Nährstoffen. Zudem eignet sich PK hervorragend als Langzeitdünger wodurch Arbeitsaufwand und somit Kosten reduziert werden können. Um Pflanzenkohle auf dem Feld einsetzen zu können ist diese allerdings noch zu teuer.

Klimabilanzierung mit dem World Climate Farm Tool von Carbon Standards International

In der CO₂-Bilanz des Demeter-Hofs Witt werden Emissionen von insgesamt 24,18 t (Angabe immer in t CO₂eq./Jahr) Angegeben, diese setzen sich aus CO₂-Gesamtemissionen mit einem Anteil von 24,18 t zusammen. Die Einsparung an CO₂eq von insgesamt t setzen sich aus kurzfristigen CO₂-Senken mit -38,2 t und langfristigen CO₂ -Senken mit 1 t zusammen. Es ergibt sich eine Gesamtbilanz von -15,02 t an emittierten CO₂eq, also eine Kohlenstoffsenke. Das CO₂ das durch die Anwendung von PK eingespart wird, wird allerdings bei Verwendung von herkömmlicher PK dem Hersteller dieser angerechnet, dafür zahlt der Landwirt weniger beim Erwerb der Pflanzenkohle. In diesem Fall darf also das eingesparte CO₂ nicht in der Bilanz von Herr Witts Hof berücksichtigt werden! Der positive Effekt ist aber natürlich trotzdem vorhanden. Da Herr Witt seine PK kauft, entspricht die CO₂-Bilanz für den Hof den oben genannten -15,02 t + 1 t da die negativ Emissionen an den PK-Hersteller abgeführt werden, in der Gesamtbilanz allerdings dem Hof gutgeschrieben wurden. (siehe Abbildung 11) In den Graphiken dürfte also in diesem Fall die PK als Senke eigentlich nicht aufgeführt werden. Wir haben uns zur besseren Visualisierung des Effekts der PK entschieden, diese mit zu berücksichtigen und darauf hinzuweisen, dass dies in diesem Fall nicht der Praxis entspricht.

Die Emissionen sind wie folgt gegliedert: Die Emissionen aus Scope 1, den direkten Emissionen, sind in diesem Fall nur direkte Emissionen aus Treibstoffverbrauch (120,52 t). Scope 2, die indirekten Emissionen, sind in diesem Fall nur die Emissionen durch verwendeten Strom, der nicht aus eigener Produktion stammt (2,13 t). Scope 3, andere indirekte Emissionen, beinhaltet in diesem Fall Verpackungsmaterialien (0,06 t), Kunststoffe im Feldeinsatz (2,5 t) und Pflanzenschutz (0,1 t). Des Weiteren wird ein Sicherheitsaufschlag allen nicht Methanemissionen zugerechnet, in diesem Fall wurden dafür 15% der CO₂-Emissionen unter Berücksichtigung emissionsmindernder Maßnahmen (21,03 t) veranschlagt, dies entspricht 3,15 t.

Die Kohlenstoff-Senken setzen sich aus den kurzfristigen Senken und den langfristigen Senken zusammen. Als kurzfristig sind wachsende Biomasse (6,5 t) und Humusentwicklung durch Einsatz von Agroforstsystemen, Gründüngung und Zwischenfrüchten (31,7 t) zu nennen. Als langfristig wird der Einsatz der PK (1 t) betrachtet, entscheidend ist die Menge an verwendeter Pflanzenkohle.

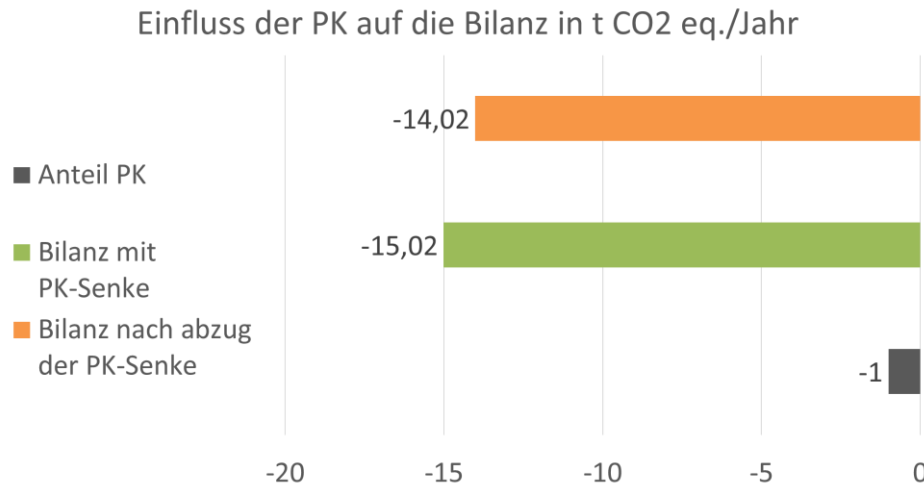


Abbildung 11: Das Säulendiagramm zeigt die Bilanz des Hofes. Durch den Verkauf des Zertifikats verschlechtert sich die Bilanz des Hofes um den Betrag der C-Senke durch die PK.

Hofbesuch beim Lindenhof Wagshurst der Familie Huber

Landwirt Matthias Huber führt einen konventionell wirtschaftenden Familienbetrieb in Wagshurst in der Nähe von Baden-Baden, der auf nachhaltige Landwirtschaft setzt. Kern des Betriebs ist die Biogasanlage mit Blockheizkraftwerk. In der Rinderhaltung setzt der Landwirt auf innovative Ansätze, beispielsweise verwendet er Pflanzenkohle als Futterzusatz in der Rinderhaltung und als Zusatz zum Einstreu im Stall. Darüber hinaus spielt Pflanzenkohle eine entscheidende Rolle in der Kompostierung. Dieses ganzheitliche Konzept vereint traditionelle Landwirtschaft mit modernen, umweltfreundlichen Praktiken und zeigt, wie nachhaltige Innovation den Weg in die Zukunft der Landwirtschaft weist. Bei dem Besuch auf dem Hof haben wir mit ihm über den PK-Einsatz, Motivationen und Ergebnisse gesprochen.

Der Hof von Matthias Huber ist ein Familienbetrieb, der von seinem Großvater 1966 gegründet wurde. Angefangen mit 15 ha Fläche, ein paar Milchkühen und Schweinen, besteht der Hof heute aus 120 ha Acker, 70 ha Stilllegungsfläche in Form von Grünland und einem Stall mit Platz für 90 Mutterkühe. Aktuell beherbergt der Stall 70 Kühe aus eigener Zucht. Der Landwirt setzt ausschließlich auf Direktvermarktung der hergestellten Güter. Strom und Wärme werden über ein BHKW, das mit Biogas aus der eigenen Biogasanlage betrieben wird, bereitgestellt. Bisherige Versuche die überschüssige Wärme per regionalem Verteilnetz zu verkaufen sind gescheitert. Die Kommunen würden jedoch langsam aktiv, da nach einer kommunalen Wärmeversorgungsstrategie verlangt würde, so Herr Huber. Die Mitarbeiterstruktur des Hofes umfasst die Familie Huber und ein Azubi. Auf den Feldern wird zwei Jahre in Folge Energie Mais angebaut, worauf ein einjähriger Anbau von Getreide folgt.

Über die Hochschule Offenburg hat Herr Huber von der Pflanzenkohle erfahren. Daraufhin erstellte der Landwirt ein Landwirtschaft 5.0 Acker auf den Pappeln und Blühstreifen mit 5 t/ha auf 10 a angepflanzt wurden.

Der Ackerboden wurde mit einer ATS-Pflanzenkohle angereichert indem etwa 2 t/ha mit einem Kalkstreuer ausgebracht und per Egge/Kreiselegge eingearbeitet wurden. Laut Herr Huber ließ sich die PK gut in den Boden einarbeiten und ist mit den am Hof etablierten Technologien gut verarbeitbar.

In der Viehhaltung von Landwirt Matthias Huber wird Pflanzenkohle (PK) in verschiedenen Facetten angewendet, wodurch sich positive Auswirkungen auf die Stallumgebung und die Güllezusammensetzung zeigen. Die Verwendung von PK erfolgt sowohl als Zusatz zum Tierfutter sowie als Stalleinstreu. Die unmittelbare Feststellung, dass der Stall weniger intensiv riecht, wurde durch externe Besuche bestätigt. Diese nahmen den Geruch im Vergleich zu Ställen anderer Landwirte ohne PK-Einsatz als deutlich geringer wahr. Matthias Huber denkt, dass der reduzierte Geruch nicht nur ein Vorteil für die Arbeitsumgebung im Stall ist, sondern auch zu einem geringeren Stickstoffverlust in der Gülle führen könnte. Dieser Aspekt wird durch eigene Beobachtungen gestützt und deutet darauf hin, dass PK eine positive Rolle bei der Reduzierung von Emissionen spielen könnte. Die tägliche Verteilung von etwa 50 kg PK auf 50 Kühe zeigt, dass diese Praxis nicht nur effektiv, sondern auch praktikabel ist.

Ein weiterer positiver Aspekt ist die Tatsache, dass die Zugabe von PK zur Gülle grundsätzlich keine nachteiligen Auswirkungen auf deren Zusammensetzung hat. Dies macht den Einsatz von Pflanzenkohle in der Viehhaltung von Matthias Huber äußerst empfehlenswert. Es ist jedoch zu beachten, dass eine zu hohe Menge PK bei der Fütterung vermieden werden sollte, da dies zu einer möglichen Bindung von Mineralien führen kann, die eigentlich den Tieren zugeführt werden sollten. Ein konkretes Beispiel hierfür ist der zu Beginn bei wenigen Tieren festgestellte Selenmangel. Der Selenmangel wurde erkannt, da Kälber anfangs unter verkürzten Sehnen litten. Diese Erscheinung führte dazu, dass einzelne Kälber Schwierigkeiten beim Laufen hatten und teilweise aufwendig bandagiert werden mussten. Dies unterstreicht die Notwendigkeit einer sorgfältigen Überwachung der PK-Menge, um mögliche negative Auswirkungen auf die Tiergesundheit zu verhindern. Aktuell wird eine Menge von 100 g PK pro Kuh zugefüttert, wobei diese über einen Futtermischwagen mit Silage vermischt wird, um eine gleichmäßige Verteilung sicherzustellen. Trotz der Vorteile des PK-Einsatzes in der Viehhaltung gibt es eine wichtige Einschränkung beim Bezug dieses Materials. Die Belieferung erfolgt ausschließlich in Form von BigBags, da derzeit kein Staubschutzex-Zertifikat für PK erstellt werden kann, welches für die Belieferung mit Silowagen notwendig ist. Dies hat zur Folge, dass eine erhebliche Menge an Müll durch die BigBag-Taschen entsteht. Eine Abholung über den Lieferanten oder eine andere Recyclingstrategie sollte laut Herrn Huber künftig berücksichtigt werden.

Auch in der eigenen Biogasanlage kommt PK zum Einsatz. Diese liefert unter Volllast 500 kW und kommt im Jahresdurchschnitt auf 8000 Betriebsstunden im kontinuierlichen Betrieb. Die verwendete Biomasse setzt sich aus 35% Mist + Gülle inklusive PK aus der Tierhaltung, 10% Grassilage und 55% Maissilage zusammen. Es wird keine zusätzliche Pflanzenkohle als Inputmaterial verwendet. Der Input an Eingangsbiomasse entspricht ca. 5 t Mist + Gülle pro Tag, davon sind etwa 100 kg Pflanzenkohle. Das Gesamtvolumen der Gärreste entspricht ca. 10.000 m³ pro Jahr mit 6% Trockenmasseanteil. Pflanzenkohle hat weder im Prozess bei der Biogaserzeugung noch auf die Zusammensetzung oder Eigenschaften der Gärreste einen Einfluss.

Herr Huber hat für die Zukunft die Idee, feste und flüssige Phase über einen Feststoffseparator zu trennen. Die Feststoffe sollen dann in die Kompostierung und die flüssige Phase soll auf dem Feld ausgebracht werden. Bisher bringt der Landwirt die Gärreste ohne Phasentrennung auf dem Feld aus, diese bleiben jedoch als oberflächliche Schicht auf dem Feld, die mit der Zeit austrocknet. Übrig bleiben trockene Streifen, welche vom Regen nichtmehr aufgelöst werden können und sich eher nachteilig auswirken. Werden nur die flüssigen Bestandteile der Gärreste verwendet ist die Ausbringung vereinfacht und die Wirkung für die Pflanzen besser.

Der Hof hat in Bezug auf das Stoffstrommanagement bereits auf Kompostierung mit einer Kompostwendemaschine umgestellt. Die Kompostwendemaschine wird momentan nur für

anfallende Ernterückstände verwendet, künftig sollen aber auch die festen Gärreste kompostiert werden. Möglich ist die Separation von 2/3 der Festbestandteile aus den flüssigen Gärresten, dies entspricht einem Volumen von 200 m³ an Festbestandteilen aus 10.000 m³ flüssigen Gärresten. Diese Menge würde einer Kompostmiete von 1 m Höhe und 2 m Breite in Dreiecksform auf einer Länge von 200 m entsprechen. Hierbei würden die Gärreste jedoch nur ein Teil der Mixtur zur aeroben Kompostierung nach Lübke Hildebrand ausmachen. Mit einem Anteil von etwa 20-30%, je nach C-N Verhältnis könnten damit drei bis fünf Mieten nach oben genannten Abmessungen angelegt werden. Da das C-N Verhältnis bei der aeroben Kompostierung beachtet werden muss und die Gärreste sehr viel Stickstoff enthalten, ist der Einsatz von zusätzlicher PK geplant, da sich sonst Ammoniak bilden und es zu N₂-Verlust kommen kann. Ein Anteil von etwa 10% des abgepressten Gärrests (Gewicht von 1 m³ entspricht etwa 1 t TM), also 20 t PK bezogen auf das Jahresaufkommen der Gärreste, sollen initial bei der Mischung der Komponenten zugegeben werden.

Die Erfahrungen auf dem Hof von Landwirt Matthias Huber mit dem Einsatz von Pflanzenkohle (PK) sind äußerst vielversprechend und erstrecken sich über verschiedene Aspekte der landwirtschaftlichen Praxis. Insbesondere in der Tierfütterung zeigen sich signifikante Vorteile, indem nicht nur ein verbessertes Stallklima erzielt wird, sondern auch die Tiergesundheit spürbar positiv beeinflusst wird. Es ist jedoch entscheidend, die Dosierung sorgfältig zu überwachen, um das Tierwohl sicherzustellen.

Ein weiterer erfreulicher Befund ist, dass der Einsatz von PK keinerlei negative Auswirkungen auf den Betrieb der Biogasanlage hat. Dies unterstreicht die Vielseitigkeit und Unbedenklichkeit des Materials für unterschiedliche landwirtschaftliche Anwendungen.

Zukünftige Planungen beinhalten den Einsatz von Pflanzenkohle in der Kompostierung, in Verbindung mit den Gärresten. Diese Erweiterung des Einsatzbereichs unterstreicht die kontinuierliche Bereitschaft von Landwirt Matthias Huber, innovative und nachhaltige Praktiken in seine landwirtschaftliche Strategie zu integrieren. Insgesamt lässt sich festhalten, dass der Einsatz von Pflanzenkohle auf dem Hof nicht nur ökonomische Vorteile, sondern auch positive ökologische Auswirkungen mit sich bringt.



Herr Huber hat bisher sehr gute Erfahrungen mit Pflanzenkohle in der Tierfütterung gemacht, die Tiergesundheit verbessere sich dadurch erheblich. Die PK ist allerdings noch sehr teuer in der Beschaffung. Auch die positiven Auswirkungen auf den Boden die eine Anwendung auf den Feldern mit sich bringt, sei deutlich zu spüren. Es wurden trotz trockener Sommer gute Ernteerträge bei Mais und Weizen erzielt.

Klimabilanzierung mit dem World Climate Farm Tool von Carbon Standards International

In der CO₂-Bilanz des Huberhofs werden Emissionen von insgesamt 505,5 t (Angabe immer in t CO₂ eq./Jahr) angegeben, diese setzen sich aus CO₂-Gesamtemissionen mit einem Anteil von 285,07 t, den Gesamtemissionen an Lachgas mit 0,87 t und den Gesamtemissionen an nicht fossilem Methan mit 219,56 t zusammen. Die Einsparung an CO₂ eq. von insgesamt -331,73 t CO₂ eq. setzen sich aus kurzfristigen CO₂-Senken mit -312,73 t CO₂ eq. und langfristigen CO₂-Senken mit -19 t CO₂ eq. zusammen. Es ergibt sich eine Gesamtbilanz von 173,77 t an emittierten CO₂ eq. Das CO₂ das durch die Anwendung von PK eingespart wird, wird allerdings bei Verwendung von herkömmlicher PK dem Hersteller dieser angerechnet, dafür zahlt der Landwirt weniger beim Erwerb der Pflanzenkohle. In diesem Fall darf also das eingesparte CO₂ nicht in der Bilanz von Herr Hubers Hof berücksichtigt werden! Der positive Effekt ist aber natürlich trotzdem vorhanden. Da Herr Huber seine PK kauft, entspricht die CO₂-Bilanz für den Hof den oben genannten 173,77 t + 19 t da die negativ Emissionen an den PK-Hersteller abgeführt werden, in der Gesamtbilanz allerdings dem Hof gutgeschrieben wurden. In den Graphiken dürfte also in diesem Fall die PK als Senke eigentlich nicht aufgeführt werden. (siehe Abbildung 12) Wir haben uns zur besseren Visualisierung des Effekts der PK entschieden, diese mit zu berücksichtigen und darauf hinzuweisen, dass dies in diesem Fall nicht der Praxis entspricht.

Die Emissionen sind wie folgt gegliedert: Die Emissionen aus Scope 1, den direkten Emissionen, sind in die Unterpunkte direkte Emissionen aus Treibstoffverbrauch (120,52 t), aus der Tierhaltung (nicht fossile Methanemissionen: 193,91 in t CO₂ eq.) und den Emissionen aus der Düngung mit Gülle (26,52 t) und Mist (125 t) gegliedert. Scope 2, die indirekten Emissionen, sind in diesem Fall nur die Emissionen durch verwendeten Strom, der nicht aus eigener Produktion stammt (0,06 t). Scope 3, andere indirekte Emissionen, beinhaltet in diesem Fall Verpackungsmaterialien (0,03 t), Kunststoffe im Feldeinsatz (1,5 t) und Pflanzenschutz (0,66 t). Desweiteren wird ein Sicherheitsaufschlag allen nicht Methanemissionen zugerechnet, in diesem Fall wurden dafür 15% der CO₂-Emissionen unter Berücksichtigung emissionsmindernder Maßnahmen (247,44 t) veranschlagt, dies entspricht 37,3 t.

Die Kohlenstoff-Senken setzen sich aus den kurzfristigen Senken und den langfristigen Senken zusammen. Als kurzfristig sind wachsende Biomasse (-29,62 t) und Humusentwicklung durch Einsatz von Agroforstsystemen, Gründüngung und Zwischenfrüchten (-283,11 t) zu nennen. Als langfristig wird der Einsatz der PK (-19 t) betrachtet, entscheidend ist die Menge an verwendeter Pflanzenkohle.

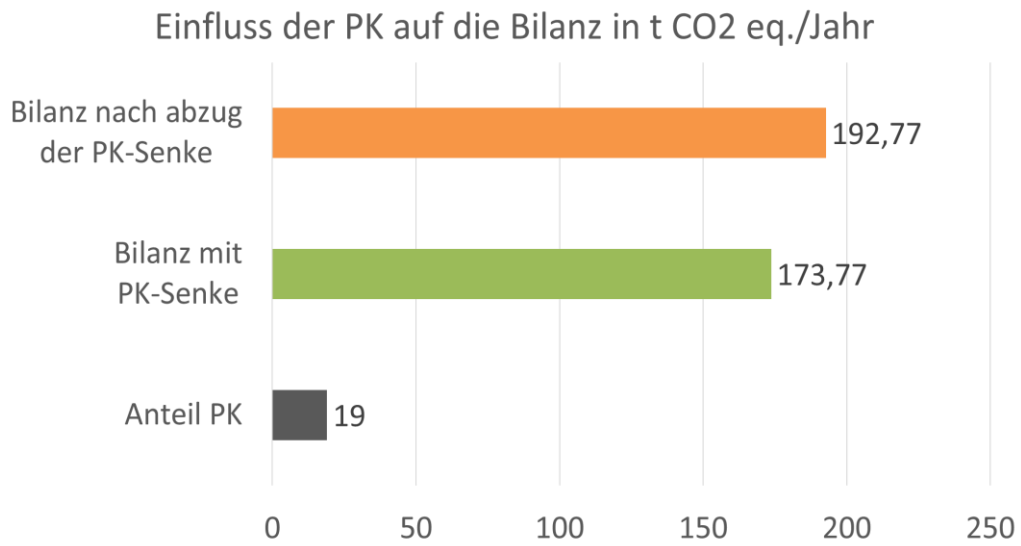


Abbildung 12: Das Säulendiagramm zeigt die Bilanz des Hofs. Durch den Verkauf des Zertifikats verschlechtert sich die Bilanz des Hofs um den Betrag der C-Senke durch die PK.

Literaturverzeichnis AP1 und AP2

1. Hans-Joachim Ziesing (2015): Klimaschutzszenario 2050. 2. Endbericht. Öko-Institut e.V.
2. Jiyao Dong (2022): Impact of the paris agreement on Agriculture... In: BCP Business & Management.
3. Mareike Welke; Maximilian Beck (2020): Klimaschutz in Zahlen: Fakten, Trends und Impulse deutscher Klimapolitik Ausgabe 2020. In: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU).
4. Folkhard (2019): Einbeziehung des Agrarsektors in die CO₂-Bepreisung. Thünen Working Paper 136. In: Agricultural & Applied Economics.
5. Gniffke, Patrick (2020): Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 - 2018. In: Umweltbundesamt. Online verfügbar unter <http://www.umweltbundesamt.de/publikationen>.
6. CHRISTIAN JULIUS; CHRISTINE MØLLER; BERNHARD OSTERBURG; STEFAN SIEBER (2003): Indikatoren einer nachhaltigen Landwirtschaft im Regionalisierten Agrar- und Umweltinformationssystem für die Bundesrepublik Deutschland (RAUMIS). In: Agrarwirtschaft 52 (4). Online verfügbar unter www.gjae-online.de.
7. Saathoff, Wiebke; Haaren, Christina von; Dechow, René; Lovett, Andrew (2013): Farm-level assessment of CO₂ and N₂O emissions in Lower Saxony and comparison of implementation potentials for mitigation measures in Germany and England. In: Reg Environ Change 13 (4), S. 825–841. DOI: 10.1007/s10113-012-0364-8.
8. Arbeitsgruppe BEK (2016): Berechnungsstandard für einzelbetriebliche Klimabilanzen (BEK) in der Landwirtschaft. In: Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL), Darmstadt. Online verfügbar unter www.ktbl.de.
9. Minx, Jan C.; Lamb, William F.; Callaghan, Max W.; Fuss, Sabine; Hilaire, Jérôme; Creutzig, Felix; Amann et al. 2018 – Negative emissions—Part 1: Research landscape and synthesis. Environ. Res. Lett. 2018, 13, 63001, doi:10.1088/1748-9326-aabf9b.

Arbeitspaket 6: Auswirkung auf das Energiesystem und die Energiewende

Die Entwicklung von Energiesystemmodellen hat in den letzten Jahren erheblich an Dynamik gewonnen. Angetrieben durch die Klimaziele des Pariser Abkommens [1] und die nationalen Treibhausgasstrategien steht die vollständige Transformation der Energiesysteme im Fokus [2]. Zahlreiche Modelle wurden entwickelt, um verschiedene Sektoren abzubilden, doch innovative Dekarbonisierungstechnologien, die in der Landwirtschaft verortet sind, wie E-Traktoren, Agri-PV und Pyrolyse, wurden bisher nur unzureichend berücksichtigt.

Diese Technologien bieten ein erhebliches Potenzial, zur Dekarbonisierung des Energiesystems beizutragen. E-Traktoren ermöglichen die Elektrifizierung des landwirtschaftlichen Maschinenparks und reduzieren dadurch direkte Emissionen aus dem Kraftstoffverbrauch. Agri-PV, die kombinierte Nutzung von landwirtschaftlichen Flächen für Energieerzeugung und Nahrungsmittelproduktion, erschließt zusätzliche Flächenpotenziale für erneuerbare Energien. Ein besonderer Fokus liegt jedoch auf der Pyrolyse als Schlüsseltechnologie: Sie bietet nicht nur die Möglichkeit, Strom und Wärme zu erzeugen, sondern auch CO₂ langfristig zu binden, indem Pflanzenkohle als Kohlenstoffsенке genutzt wird.

Bisherige Energiesystemmodelle konzentrieren sich primär auf die Sektoren Strom, Wärme und Mobilität, während Technologien wie Pyrolyse meist außen vor bleiben oder nur stark aggregiert betrachtet werden. Gleichzeitig zeigt sich, dass die Dekarbonisierung des Landwirtschaftssektors entscheidend ist, um die nationalen Klimaziele zu erreichen. Dies betrifft sowohl die Reduktion direkter Emissionen als auch die Nutzung von Negativemissionstechnologien, um unvermeidbare Emissionen zu kompensieren.

1 Einführung

1.1 Literaturübersicht – Energiesystemanalyse

Um ein Netto-Null-System zu erreichen, hilft die Energie-System-Modellierung (ESM) bei der optimalen Gestaltung, Planung und Umsetzung zukünftiger Energiesysteme [3]. Sie dient dazu, Fragen zur Energiepolitik, Dekarbonisierung und dem Übergang zu erneuerbaren Energiequellen zu beantworten. Es gibt einige ESMs, die auf globaler Ebene modellieren können, wie PLEXOS-World, welches die Einspeisung von über 30.000 bestehenden Kraftwerken in 164 Ländern und 258 Regionen mithilfe öffentlicher Daten simuliert [4], oder OSeMOSYS global, welches globale Stromsystemmodelle erstellt und vollständige Flexibilität für die Nutzer bei der Bestimmung des geografischen Umfangs und der Zeitstruktur des Modells erlaubt [5]. Weitere wichtige globale Modelle sind das Open-Source-Modell PyPSA-Earth [6], das nicht Open-Source Global Energy and Climate Model [7], das von der Internationalen Energie-Agentur (IEA) verwendet wird, oder das Open-Source-Modell TIMES [8], das weltweit verwendet werden kann. Inzwischen fokussieren sich mehrere Open-Source-Modelle hauptsächlich auf spezifische Kontinente oder Regionen. In Europa sind die gängigsten Open-Source-Modelle: PyPSA-Eur [9], Euro-Calliope [10], Medeas [11] oder JRC-EU-TIMES [12]. Andere Open-Source-Modelle, die sich auf andere Kontinente oder Länder konzentrieren, sind: PyPSA-USA [13], PyPSA-China [14], South-Africa Calliope [15], UK-Calliope [16] oder Open Energy Outlook für die Vereinigten Staaten [17]. Wichtige Modelle, die jedoch nicht Open-Source sind, sind das Resource Planning Model [18], das von NREL verwendet wird, oder das US-REGEN [19], das von EPRI genutzt wird.

In Fällen, in denen ESMs darauf abzielen, dekarbonisierte Energiesysteme darzustellen, liegt der Fokus hauptsächlich auf erneuerbaren Energiequellen (RES), wobei nur wenige NETs oder CO₂-Abscheidungslösungen einbeziehen. Die am häufigsten modellierte Option zur CO₂-Speicherung ist die Umwandlung von CO₂ in Brennstoffe oder Chemikalien [20]. In Bezug auf die Rolle von BECCS wurde in [21] untersucht, dass dessen Einsatz entscheidend ist, um einen technisch machbaren Dekarbonisierungspfad für das Jahr 2050 mit einer Reduktion der CO₂-Emissionen um 80 % im Vergleich zu den Werten von 1990 zu produzieren. Das Modell PyPSA-Eur-Sec [22], das mit PyPSA-Eur zusammengeführt wurde, berücksichtigt verschiedene Sektoren, von denen einige CO₂-Abscheidung, -Speicherung und -Nutzung umfassen, wobei Pyrolyse jedoch nicht spezifisch modelliert wurde. In [23] schlagen die Autoren ein Modell vor, um das globale Potenzial der Nutzung von CO₂-Abscheidung als mögliche Lösung für die CO₂-Emissionen der Zementproduktion zu simulieren. Kato et al. [24] modellierten das japanische Energiesystem einschließlich BECCS und DACCS und stellten fest, dass es keine machbaren Lösungen für Szenarien ohne NETs gibt, selbst im Szenario mit den niedrigsten Energieservice-Anforderungen im Jahr 2070. Eine spezifische Analyse zu DACCS wurde von Realmonte et al. [25] durchgeführt, die die klaren Risiken aufzeigen, eine langfristige Minderstrategie auf der Annahme zu planen, dass DACCS verfügbar sein wird und sich schnell skalieren lässt; im Kontrast dazu werden BECCS und Aufforstung als die wahrscheinlichsten Optionen betrachtet, um negative Emissionen zu erreichen. BECCS wird in vielen Studien als eine der besten Technologien zur Abscheidung von Kohlendioxid beschrieben. Im IRENA-Bericht 1,5 °C-Pfad wird davon ausgegangen, dass es bis zu 14 % der Emissionen im Jahr 2050 reduzieren und bis zu 5 Gt CO₂/Jahr erfassen könnte [26]. Nach unserem besten Wissen wurde Pyrolyse in keinem anderen ESM implementiert.

Auch wurden Agri-PV und E-Traktoren bisher in keinem anderen ESM explizit modelliert. Studien zeigen jedoch, dass Agri-PV-Systeme nachhaltige Energie mit einer ökologischen und ökonomischen Leistung liefern können, die mit anderen PV-Systemen vergleichbar ist, während gleichzeitig landwirtschaftliche Flächen geschont werden [27,28]. In Bezug auf E-Traktoren wurden keine ESM gefunden, die speziell E-Traktoren analysieren. Die neue Version von PyPSA-Eur schließt elektrische Landmaschinen ein, gibt aber nicht an, um welche Art von Technologie es sich handelt. Die Studie von Fagerström et al. [29] führt jedoch eine technisch-wirtschaftliche Optimierung eines netzgekoppelten Hybrid-PV-Systems für Modellbetriebe in Norwegen mit Elektrotraktoren durch und [30] untersucht Energiemanagementstrategien für einen Plug-in-Hybrid-Elektrotraktor mit verschiedenen Betriebsmodi. Und Vogt et al. [31] untersucht die Machbarkeit eines kleinen, mit erneuerbaren Energien betriebenen Elektrotraktors für den Einsatz in landwirtschaftlichen Familienbetrieben.

1.2 Modelle

1.2.1 PyPSA (Python for Power System Analysis)

Im Rahmen dieser Studie wurde die Open-Source-Bibliothek PyPSA [32] eingesetzt, welche speziell entwickelt wurde, um die Komplexität moderner Energiesysteme abzubilden und die Integration erneuerbarer Energien besser zu verstehen. Entwickelt vom Frankfurt Institute for Advanced Studies (FIAS) und dem Karlsruher Institut für Technologie (KIT), ermöglicht PyPSA sowohl die Modellierung des dynamischen Betriebs als auch der optimalen Investitionsentscheidungen in Energiesystemen.

PyPSA verwendet eine Knoten-Kanten-Darstellung, wobei Busse als zentrale Knoten fungieren und die Energieverteilung zwischen Erzeugern, Lasten und Speichern verwalten. Die Nutzung von Pandas DataFrames unterstützt eine effiziente Datenverarbeitung und Berechnungen. Die Software optimiert sowohl die Betriebskosten als auch die Kapazitäten von Erzeugungsanlagen, Speichern und der Übertragungsinfrastruktur, wobei die Last als fixe Größe betrachtet wird. Dies befähigt PyPSA, verschiedene Szenarien zu analysieren und globale Energieeinschränkungen zu berücksichtigen.

1.2.2 PyPSA-Eur

PyPSA-Eur ist eine spezialisierte Erweiterung der PyPSA-Bibliothek zur Analyse des europäischen Energiesystems. Dieses Modell bietet einen umfassenden open access Datensatz des europäischen Übertragungsnetzes im ENTSO-E-Gebiet. Wichtige Datenkomponenten umfassen:

- Übertragungsleitungen (AC und HVDC)
- Abbildung konventionelle Kraftwerke
- Regionale Zeitreihen der Stromnachfrage
- Erzeugungsprofile für Solar- und Windenergie
- Regionale Potenziale für Solar- und Windenergie

Das Modell nutzt Snakemake, ein Workflow-Management-Tool, das die Organisation von Daten und Skripten über eine zentrale Konfigurationsdatei vereinfacht. Diese Struktur ermöglicht die Definition von Szenarien, indem sie flexibel auf Eingabedaten und Modellannahmen reagieren kann, um so robuste und skalierbare Analysen zu gewährleisten.

1.2.3 MyPyPSA-Ger

Für Deutschland-spezifische Szenarien kam das Modell MyPyPSA-Ger zum Einsatz, das auf der PyPSA-Architektur basiert und weiter angepasst wurde. MyPyPSA-Ger bietet detaillierte Analysen mit maximal 317 Netzknoten und einer stündlichen zeitlichen Auflösung über ein ganzes Jahr.

Mit einem jahresrhythmischen Kostenoptimierungsansatz berücksichtigt das Modell dynamische Faktoren wie Investitionskosten, Stromnachfrage, CO₂-Emissionen und das Potenzial erneuerbarer Energien. Spezifische Technologien umfassen Solar PV, Wind (onshore und offshore), Biomasse sowie konventionelle Kraftwerke und Speichertechnologien wie Batterien und Wasserstoff. Wasserstoff wird durch Elektrolyse erzeugt und bei Bedarf rückverstromt.

Das Modell dient als Planungswerkzeug, um die Rolle von Pyrolyseanlagen als Negativemissions- und Stromerzeugungstechnologie bewerten. Für die Jahreszeiträume 2020 bis 2050 wird eine kostenminimale Optimierung des Systems auf Basis der real installierten Leistungen des Jahres 2019 durchgeführt (Abbildung 13). Deutschland wird dabei in 37 geografische Regionen auf NUTS-2-Ebene unterteilt, um realitätsnahe Ergebnisse zu liefern.

Dieser systematische Ansatz liefert wertvolle Einblicke für die Planung eines nachhaltigen und wirtschaftlichen Energiesystems, das den Herausforderungen der Energiewende gerecht wird.

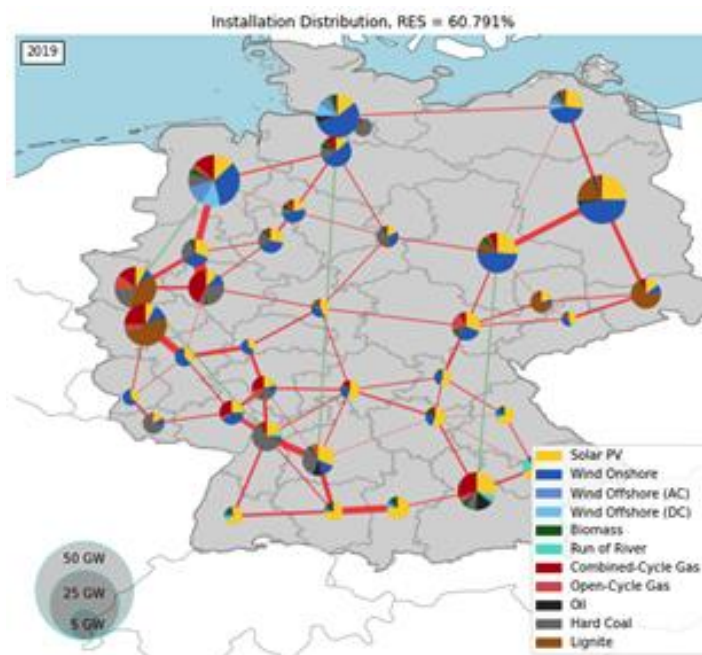


Abbildung 13: Stromsystem des Jahres 2019, als Basisnetzwerk für die myopische Optimierung

Ziele

Im Projekt Landgewinn werden die Open-Source-Modelle PyPSA-Eur und MyPyPSA-Ger erweitert, um die genannten Dekarbonisierungstechnologien umfassend zu integrieren. Ein besonderer Schwerpunkt liegt dabei auf der Pyrolyse, da sie neben der Energieerzeugung eine einzigartige Rolle im CO₂-Management spielt. Durch die Entwicklung spezifischer Szenarien werden die ökologischen und ökonomischen Effekte sowie die intersektoralen Kopplungspotenziale von E-Traktoren, Agri-PV und Pyrolyse untersucht. Ziel ist es, die Transformationspfade des deutschen Energiesystems bis 2045 aufzuzeigen und das Potenzial dieser Technologien zur Erreichung der Klimaneutralität zu bewerten.

Im ersten Themenblock standen E-Traktoren und Agri-PV im Mittelpunkt. Es wurde analysiert, wie hoch der Strombedarf von E-Traktoren ist und inwieweit deren Integration den Ausbau von Agri-PV beeinflusst. Zusätzlich wurde geprüft, ob E-Traktoren als Flexibilitätsoption im Energiesystem fungieren können. Das regionale und nationale Potenzial von APV für die Jahre 2030 und 2045 wurde abschließend bewertet.

Die Pyrolyse-Technologie wurde in mehreren Energiesystemanalysen untersucht. Zunächst wurden ihre Auswirkungen auf das Stromsystem im Jahr 2045 bewertet, insbesondere in Bezug auf die installierte Kapazität erneuerbarer Energien, den Bedarf an konventionellen Kraftwerken und den Einsatz von Speichertechnologien. Dabei spielen auch die Menge an nutzbarer Biomasse und die Kosten der Pyrolyse als Treiber bzw. Hemmnisse für den Ausbau und Einsatz im Energiesystem eine wichtige Rolle.

Darüber hinaus wurden Szenarien für das Jahr 2045 entwickelt, um neben der Strom- und Senkenleistung der Pyrolyse zusätzlich das langfristige Wärmebereitstellungspotential zu beleuchten. Durch die Multi-Outputs kann die Pyrolyse eine zentrale Rolle als Sektorkopplungsmaßnahme im deutschen Energiesystem einnehmen.

In einer weiteren detaillierten Optimierung in Jahresschritten bis 2050 wurde die Rolle der Pyrolyse als Strom- und Negativemissionstechnologie im Stromsystem und das Zusammenspiel mit den anderen Kraftwerken und Speichern analysiert. Desweiteren wurden regionale Hemmnisse und Anreize für ihren Ausbau identifiziert.

Die Meilensteine des Arbeitspakets sind Meilenstein 6.1 und 6.2. Ziel dieser Meilensteine ist es, die open-source verfügbaren Modelle PyPSA-Eur Landwirtschaft und PyPSA-Eur Negativemissionstechnologie zu entwickeln. Diese Modelle werden zusammen mit einer wissenschaftlichen Veröffentlichung auf GitHub veröffentlicht, um die Transparenz und den Zugang zu den entwickelten Ansätzen für die wissenschaftliche Gemeinschaft und die Öffentlichkeit zu erleichtern.

Die wichtigsten Forschungsfragen dieses Projekts sind:

Elektrotraktoren und APV:

- Können E-Traktoren eine mögliche Flexibilitätsoption im Energiesystem sein?
- Wie hoch ist das Potenzial von APV in Deutschland für die Jahre 2030 und 2045?
- Wie stark wirkt sich die Integration von E-Traktoren auf den Ausbau der APV im Energiesystem aus?

Pyrolyse:

- Wie beeinflusst die Einführung der Pyrolyse das Energiesystem in Bezug auf die Veränderung der Kapazitäten erneuerbarer Energien, konventioneller Kraftwerke und Backup-Technologien?
- Welche Auswirkungen haben Biomassepotenzial und Kosten der Pyrolysetechnologie auf deren Ausbau, Leistung und Integration in das Energiesystem?
- Welche Rolle spielt die Pyrolyse als Sektorkopplungstechnologie zwischen Strom- und Wärmesektor in einem flexiblen Energiesystem, und welchen Mehrwert bietet sie als vielseitiger Wärmebereitsteller?
- Wie erfolgt der Ausbau der Pyrolyse-Technologie in Deutschland auf regionaler Ebene und welche technologischen Synergien ergeben sich vor allem auf da Wachstum von Solar- und Windenergie?
- Welche Anreize und Hindernisse bestehen für den Ausbau der Pyrolyse hinsichtlich Investitionskosten, Einsatzbeschränkungen, zukünftigen Strombedarfs und CO₂-Emissionsgrenzen?

Abbildung 14 zeigt eine für die Forschung verwendete Modellstruktur, die verschiedene Modellierungsansätze und ihre Verbindungen zeigt. Die Abbildung zeigt auch die Kapitel des Dokuments, in dem das Modell und die Ergebnisse beschrieben sind. Sie zeigt, dass eine Kernbibliothek von PyPSA verwendet hat, die dann verzweigt und an PyPSA-Eur angepasst wurde. Dieses letzte Modell wurde modifiziert, um verschiedene technologische Szenarien (Pyrolyse, AgriPV & e-Traktoren) und Systemübergangspfade (Overnight, Myopic) sowie verschiedene Sektoren zu berücksichtigen. Diese Variationen ermöglichten eine umfassendere und differenziertere Untersuchung der Forschungsfragen

Die Forschung verwendete PyPSA-Eur als Basismodell, um die Integration verschiedener Technologien in das deutsche Energiesystem zu untersuchen. Es wurden zwei primäre Technologiepfade untersucht: Erstens wurden AgriPV und E-Traktoren in das PyPSA-Eur-Modell integriert, wobei der Schwerpunkt auf Szenarien für den Übergang von heute auf morgen im Stromsektor lag, um deren Auswirkungen zu bewerten. Zweitens wurden für die Pyrolyse drei verschiedene Ansätze entwickelt, zunächst die Pyrolyse in Overnight-Szenarien und nur für den Stromsektor, dann unter Einbeziehung des Wärmesektors und schließlich ein myopischer Ansatz, der den Stromsektor einschließt.

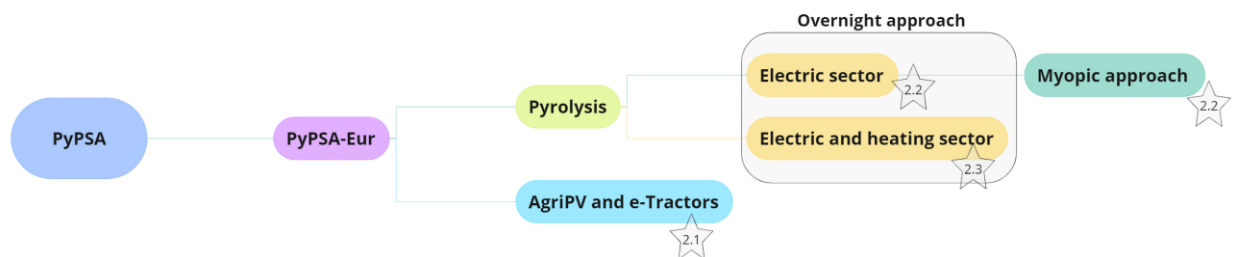


Abbildung 14: Modellstruktur, die verschiedene Modellierungsansätze und deren Verbindungen für die Forschung darstellt.

Aus diesem Projekt sind zwei Open-Source-Journalartikel herausgekommen [33,34]. Und auch andere Konferenzpapiere werden veröffentlicht [35,36]

2 Ergebnisse

Dieser Teil enthält eine detaillierte Bewertung der Dekarbonisierungstechnologien mithilfe der Modelle, die in dieser Studie verwendet wurden. Jedes Modell wird in Bezug auf seine Formulierung und die wichtigsten Annahmen beschrieben (Modellbeschreibung), gefolgt von einem Überblick über die verwendeten Datensätze (Daten). Anschließend werden die verschiedenen Szenarien skizziert (Szenarien), bevor die wichtigsten Ergebnisse diskutiert werden (Ergebnisse). Abschließend fassen wir die wichtigsten Erkenntnisse und ihre Implikationen zusammen (Schlussfolgerung).

2.1 Bewertung der Technologien AgriPV und E-Traktoren in overnight Szenarien

2.1.1 Modellbeschreibung

AgriPV und E-Traktoren wurden erfolgreich in das Energiesystemmodell PyPSA-Eur implementiert, das sich ausschließlich den Stromsektor abbildet. Abbildung 15 zeigt eine vereinfachte Version des analysierten Energiesystems. In diesem Diagramm stellen die horizontalen Linien die Busse dar, an die die Komponenten angeschlossen sind. Die Pfeile zeigen die Richtung des Energieflusses zwischen den Komponenten an. Jeder Block stellt eine wichtige PyPSA-Komponente innerhalb des Systems dar. Nachfrage und Feldarbeit sind Lastkomponenten (orangefarbene Blöcke), die für die Entnahme von Energie aus dem Netz verantwortlich sind. Quellen sind Erzeuger (dunkelblaue Blöcke) wie Solar- und Windkraftwerke sowie Stein- und Braunkohlekraftwerke. APV, ebenfalls eine Erzeugungskomponente, ist auf einem eigenen Bus platziert, um Analysen durchführen zu können. Die ebenfalls vom Hauptbus getrennte Flexibilitätskomponente und die E-Traktoren sind Speicherkomponenten (hellgrüne Blöcke), die Energie speichern und zum Netzausgleich beitragen.

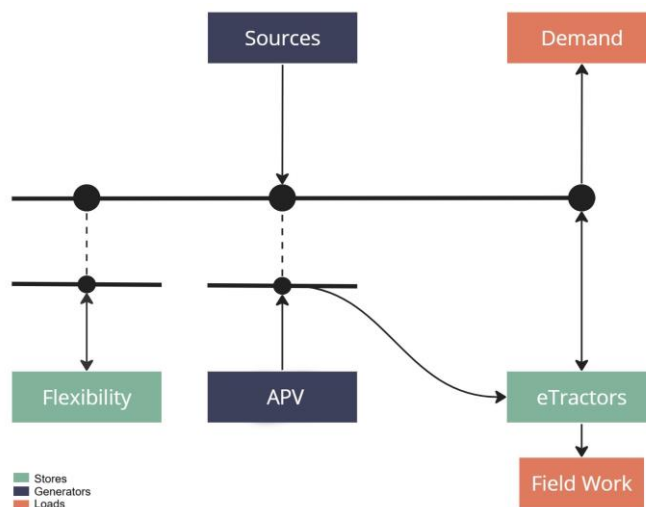


Abbildung 15: Illustration des AgriPV- und e-Traktor-Modells von Energy System.

Das Energiesystemmodell PyPSA-Eur wurde durch die Einbeziehung von landwirtschaftlichen Photovoltaiktechnologien (APV) erweitert, um den potenziellen Beitrag dieser neuen erneuerbaren Energiequelle zu bewerten. Um APV-Technologien zu integrieren, werden drei Arten von APV berücksichtigt: APV_grass für Grünland, APV_arable für Ackerbau und APV_horti für Gartenbau. In dieser Studie wird die Flächenverfügbarkeit (LA) betrachtet, daher wird nur ein Prozentsatz der Gesamtkapazität als Parameter angegeben; Corine bezeichnet Flächen gemäß CORINE Land Cover [49] und wurde wie in Tabelle 1 definiert. Grünland umfasst dichtes Grasland, das keiner Fruchtfolge unterliegt. Ackerland ist Ackerland, das regelmäßig gepflügt wird und in der Regel einer Fruchtfolge unterliegt. Gartenbau umfasst Kulturen, die keiner Fruchtfolge unterliegen, wiederkehrende Ernten liefern und das Land über einen längeren Zeitraum beanspruchen.

Tabelle 1: Landwirtschaftliche Fläche nach CORINE Land Cover.

GRID_CODE	LABEL1	LABEL2	LABEL3
12	Landwirtschaftliche Flächen	Ackerland	Nicht bewässertes Ackerland
13	Landwirtschaftliche Flächen	Ackerland	Ständig bewässertes Land
14	Landwirtschaftliche Flächen	Ackerland	Reisfelder
15	Landwirtschaftliche Flächen	Dauerkulturen	Weinberge
16	Landwirtschaftliche Flächen	Dauerkulturen	Obstbäume und Beerenplantagen
17	Landwirtschaftliche Flächen	Dauerkulturen	Olivenhaine
18	Landwirtschaftliche Flächen	Weideland	Weideland
19	Landwirtschaftliche Flächen	Heterogene landwirtschaftliche Flächen	Einjährige Kulturen in Verbindung mit Dauerkulturen
20	Landwirtschaftliche Flächen	Heterogene landwirtschaftliche Flächen	Komplexe Anbaumuster

Als erster Schritt zur Implementierung von E-Traktoren in das PyPSA-Eur System wurde eine erste Recherche zum Einsatz von Traktoren durchgeführt. Es wurden Informationen über Traktorkategorien (Leistung und jährlicher Stundenverbrauch) gesammelt. Es wurde angenommen, dass die Anzahl der heutigen Diesels-traktoren bis 2045 konstant bleibt.

Basierend auf diesen Informationen und Gleichungen, die den Energieverbrauch eines Diesels-Traktor in den eines E-Traktoren umrechnen, sowie dem Lastprofil aus [37] wurde ein Skript erstellt, das ein Lastprofil für E-Traktoren und die Verfügbarkeit für das Laden und Entladen ins Netz generiert. Die Last- und Verfügbarkeitsprofile berücksichtigen die Feldarbeit zwischen April und Oktober. Das Skript weist zufällig 8 Betriebsstunden pro Tag zu, wobei 1 Stunde als Leerlauf

angesehen wird, zwischen 6 Uhr morgens und 19 Uhr abends, außer an Wochenenden. Die Auslastung wird unter Berücksichtigung einer vollständigen Umstellung von Diesels-Traktoren auf E-Traktoren berechnet, und die Gesamtauslastung wird für jede Kategorie von E-Traktoren definiert. Schließlich verwendet das Skript den aktuellen Platzhalter für E-Zugmaschinen, der dem Übergang von Dieseltraktoren zu E-Traktoren entspricht (30%, 70%, 100%). Abhängig vom betrachteten Prozentsatz der E-Traktoren im Energiesystem multipliziert das Skript diesen Prozentsatz mit dem Lastprofil für jede Traktorkategorie, was zu den endgültigen Last- und Verfügbarkeitsprofilen führt. In Abbildung 16 ist das Gesamtlastprofil für die verschiedenen Szenarien (30%, 70%, 100%) sowie das monatliche und wöchentliche Lastprofil dargestellt. In dieser Studie wurde davon ausgegangen, dass am Wochenende keine Feldarbeiten durchgeführt werden und jeder E-Traktor mindestens 8 Stunden im Einsatz ist, wobei die Arbeitszeiten zwischen 6 und 11 Uhr morgens beginnen. Zusätzlich wird mindestens 1 Stunde Leerlaufverbrauch als Teil der täglichen E-Traktor-Nutzung berücksichtigt.

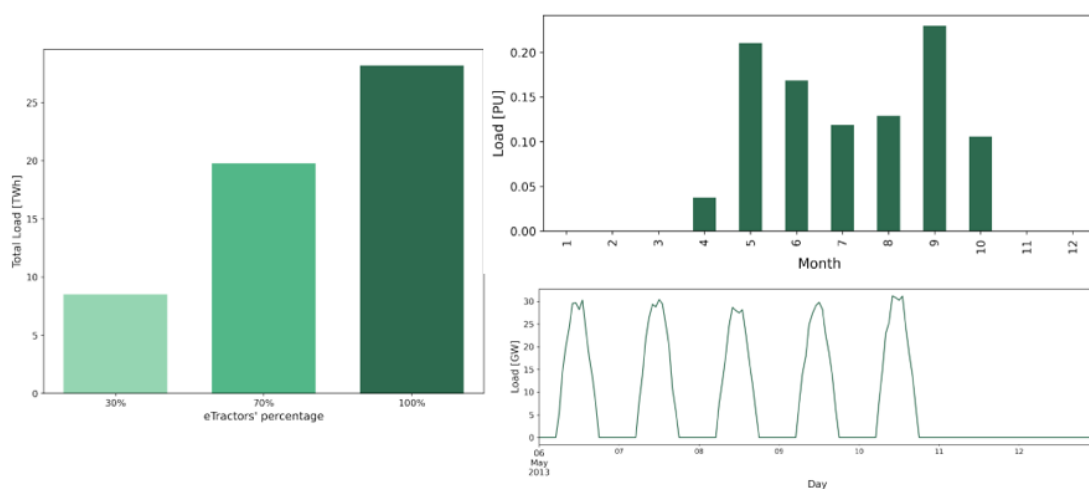


Abbildung 16: E-Traktor Gesamtlast, monatliches Lastprofil und wöchentliches Lastprofil

Abbildung 17 zeigt die Logik des E-Traktoren -Modells. Alle E-Traktoren sind als große Speicher definiert, die Energie an eine externe Last liefern. Die Batterie kann direkt aus dem Netz (mit Verlusten) oder über APV (ohne Verluste) geladen werden. Sie besteht aus einem Speicher, einer Last und drei Anschlüssen.

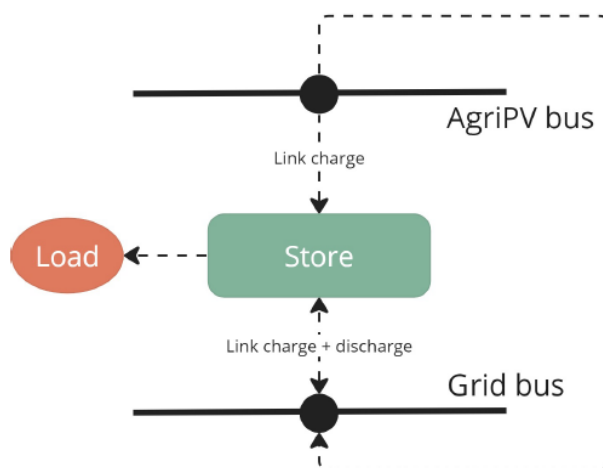


Abbildung 17: Illustration der Komponenten des E-traktors.

Der E-Traktor hat nur eine Verbindung zum APV und arbeitet als Ladegerät. Die Energie wird also von den APV zu den E-Traktoren geleitet. Für dieses Ladegerät werden keine Verluste berücksichtigt, da davon ausgegangen wird, dass die APV direkt dort installiert werden, wo der Strom benötigt wird. Zwei Link-Komponenten verbinden die APVs mit dem Netz mit einem gewissen Effizienzverlust; eine dient als Ladegerät, die andere als Entladegerät. Es ist wichtig zu wissen, dass alle drei Links als nicht erweiterbare Komponenten betrachtet werden, was bedeutet, dass sie mit einer maximalen Nennkapazität gebaut werden. Für jeden E-Traktor wurde ein Ladegerät mit einer Leistung von 150 kW, CHAdeMO-Stecker, ausgewählt. Die maximal mögliche Lade- bzw. Entladeleistung wird somit durch die Anzahl der E-Traktoren ohne Feldarbeit für jeden Zeitschritt während eines Optimierungsprozesses bestimmt.

2.1.2 Daten

Zusätzlich zu den Daten aus PyPSA-Eur und den Daten, die nach den oben genannten Regeln heruntergeladen wurden, mussten für die Analyse mit APV und E-Traktoren neue Daten manuell erfasst werden. Die Kosten der Technologien, einschließlich der Investitions- und Grenzkosten, der Lebensdauer in Jahren, der fixen Betriebs- und Wartungskosten (FOM) in %/Jahr, der variablen Betriebs- und Wartungskosten (VOM) in /MWhel usw. für die Jahre 2030 und 2045 werden aus der neuesten Version von PyPSA-Eur entnommen und in einem Datenordner gespeichert. Die endgültigen Kapitalkosten werden mit einem Abzinsungssatz über die wirtschaftliche Lebensdauer unter Verwendung des Annuitätsfaktors in Barkosten umgerechnet. Die Grenzkosten werden anhand von VOM, Brennstoffkosten und Wirkungsgrad berechnet. Zusätzlich wurden für die Analyse Kosten für APV-Technologien benötigt, die sowohl in den Daten für 2030 als auch für 2045 enthalten sind. Nach den Daten von PyPSA-Eur sinken die Investitionskosten für Solarenergie zwischen 2020 und 2030 um 32 %, gefolgt von einem Rückgang um 20 % zwischen 2030 und 2045. Derselbe Trend der Kostensenkung gilt auch für APV-Technologien. Tabelle 2 zeigt die in dieser Studie berücksichtigten Kosten für APV, wobei die Kosten für 2020 dem APV-Leitfaden des Fraunhofer ISE [38] entnommen wurden.

Tabelle 2: Kostenannahmen für verschieden APV-Systeme.

APV-Technik	Grenzkosten [€/MWhel]	Investitionskosten [€/kW _{el}]		
		2020	2030	2045
Grünland	0.126	786.0	534.5	427.6
Ackerbauernhof	0.126	1128.0	767.0	613.6
Gartenbau	0.132	982.0	667.7	534.2

2.1.3 Szenarien

Abbildung 18 zeigt ein Schema, das die wichtigsten Szenarien dieser Studie zusammenfasst. Es ist in drei Hauptpunkte unterteilt: CO₂-Grenzwerte, Flächenverfügbarkeit für die Einführung von APV und Übergang zu E-Traktoren.

Die CO₂-Grenzwerte orientieren sich am deutschen Dekarbonisierungspfad. Ab 2030 sollen die Treibhausgasemissionen um 65 Prozent gegenüber 1990 sinken. Bis 2045 soll das Energiesystem vollständig dekarbonisiert sein. Nach einer Studie von Agora Energiewende müsste für eine vollständige Dekarbonisierung im Jahr 2045 der Grenzwert für den Energiesektor im Jahr 2030 bei 98 Mt CO₂eq liegen. Dieselbe Studie geht von einem Anstieg des Bedarfs um 12 % im Jahr 2030 (643 TWh) und um 100 % im Jahr 2045 (1017 TWh) gegenüber 2013 aus [39]. Eine Sensitivitätsanalyse der Flächenverfügbarkeit für APV ist aufgrund der Unsicherheit über die tatsächlich für Anlagen verfügbare Fläche von Interesse. Für die Referenzszenarien wird die gleiche Flächenverfügbarkeit untersucht, jedoch nur für Solarkraftwerke, d.h. für diese Sensitivitätsanalyse werden nur landwirtschaftliche CORINE Land Cover Flächen berücksichtigt. In den folgenden Szenarien wird die Flächenverfügbarkeit für Solarkraftwerke konstant bei 1% gehalten. Abschließend wird die Integration von E-Traktoren bewertet. Dabei wird eine schrittweise Erhöhung der Anzahl von E-Traktoren in Kombination mit APV untersucht. Im Referenzszenario werden weder APV noch E-Traktoren eingesetzt.



Abbildung 18: Szenarien-Schema.

OCGT, CCGT, Geothermie, Biomasse, Öl, Stein- und Braunkohle sind die konventionellen Kraftwerke, die in dieser Studie berücksichtigt wurden. Darüber hinaus wurden die folgenden erneuerbaren Kraftwerke berücksichtigt: Offshore-Windkraft, Onshore-Windkraft, Laufwasserkraft und Biomasse. In allen Szenarien wurde ein Kohlenstoffsteuersatz von 200 €/tCO₂ angenommen. Zur Vereinfachung und zwecks Lösungsfindung wurden diese Szenarien zu drei Endszenarien zusammengefasst. Es werden vier Szenarien untersucht. Szenario 1 (Referenzszenario 2030), Szenario 2 (Referenzszenario 2045), Szenario 3 (2030 mit Solar + APV + E-Traktoren) und Szenario 4 (2045 mit Solar + APV + E-Traktoren). Zwei Sensitivitätsanalysen werden durchgeführt: Verfügbarkeit landwirtschaftlicher Flächen und Integration von E-Traktoren. Die Analyse der Flächenverfügbarkeit ist für alle Szenarien von Interesse. Zusätzlich wird eine Sensitivitätsanalyse zur Abschätzung der Auswirkungen von E-Traktoren nur für die Szenarien 3 und 4 durchgeführt.

In PyPSA-Eur werden Solartechnologien als eine Einheit betrachtet und können in vielen CORINE Land Cover Gebieten installiert werden. Mit anderen Worten, dieselbe Technologie, die in städtischen Gebieten installiert ist, wird auch in landwirtschaftlichen Gebieten installiert. Die APV unterscheidet sich jedoch in ihren technisch-wirtschaftlichen Merkmalen von herkömmlichen Freiflächen- oder Aufdach-Solarmodulen. Daher ist es interessant zu verstehen, wie sich diese Diversifizierung auf ein Energiesystem auswirkt. Tabelle 3 zeigt die maximale Gesamtnennleistung für jede Bodenbedeckungsebene. Die Verfügbarkeit von Solartechnik bleibt konstant, während Variationen in der landwirtschaftlichen Bodenbedeckung untersucht werden. Die maximalen Kapazitäten sind aufgrund der geringeren Erzeugungskapazität pro Quadratkilometer niedriger als in den Referenzszenarien.

Wenn mindestens 6 % der landwirtschaftlichen Fläche für die Installation von APV zur Verfügung stehen, ergibt sich ein zu erschließendes Kapazitätspotenzial von 634,3 GW. Der Ackerbau stellt mit ca. 450 GW das größte Potenzial dar.

Tabelle 3: Maximale Kapazitäten für Solar- und APV-Technologien bei unterschiedlicher Flächenverfügbarkeit.

Solartechnologie	Maximale Nennleistung [GW]		
	1%	3%	6%
Freiflächenanlage	29.50	29.50	29.50
Grünland	10.48	31.50	62.90
Ackerbau	74.73	224.20	448.40
Gartenbau	15.59	46.77	93.50
Insgesamt	130.30	331.90	634.30

Für jedes Szenario wurden Lastprofile für E-Traktoren erstellt, die auf dem Übergang von Diesel- zu E-Traktoren basieren. Tabelle 4 enthält Informationen über die Anzahl der E-Traktoren, kategorisiert nach Leistung für verschiedene Integrationsstufen (30 %, 70 % und 100 %).

Tabelle 4: Flotte von E-Traktoren für jedes Szenario.

Leistung [kW]	30%	70%	100%
< 30	144,084	336,196	480,280
31 - 50	141,961	331,243	473,204
51 - 70	101,137	235,987	337,124
71 - 90	44,466	103,754	148,220
> 90	78,965	184,252	263,217

Für das Szenario mit einem Anteil von nur 30 % E-Traktoren im System wird der Energiebedarf auf 8,5 TWh pro Jahr geschätzt. Ein vollständiger Umstieg von Diesels-Traktoren auf E-Traktoren würde insgesamt 28,2 TWh erfordern, was 4,4 % des Strombedarfs im Jahr 2030 und 2,8 % des Strombedarfs im Jahr 2045 entspricht.

2.1.4 Ergebnisse

Die Ergebnisse zeigen zunächst die installierten Kraftwerkskapazitäten im Gesamtsystem. In den Referenzszenarien betragen die maximalen Nennleistungen der Solartechnologien bei 1 % Flächenverfügbarkeit 211,2 GW, bei 3 % 574,5 GW und bei 6 % 1119,5 GW. Für das Jahr 2030, in dem von einer teilweisen Dekarbonisierung ausgegangen wird, beträgt die Gesamtkapazität des Systems etwa 400 GW bei 1 % Flächenverfügbarkeit und 440 GW bei 3 % und 6 %. Im Jahr 2045 steigt die Gesamtkapazität bei vollständiger Dekarbonisierung auf ca. 780 GW bei 1 %, 870 GW bei 3 % und 880 GW bei 6 % Flächenverfügbarkeit. Der Unterschied zwischen dem 3 %- und dem 6 %-Szenario ergibt sich aus höheren Investitionen in Solartechnologien.

In Bezug auf die Verteilung der Anteile dominieren in den Szenarien für 2030 die erneuerbaren Energieträger Solarenergie, Onshore-Windenergie und Offshore-Windenergie-DC, unterstützt durch Flexibilitätsoptionen wie Wasserstoffspeicherung und Batterien. Die Verfügbarkeit von Solarenergie beeinflusst die Wahl der Flexibilitätsoptionen: Bei einer stärkeren Integration von Solarenergie gewinnen Batterien aufgrund ihrer geringeren Investitionskosten im Vergleich zur Wasserstoffspeicherung an Bedeutung. Die Abhängigkeit von Batterien wird mit zunehmender Solarintegration leicht abnehmen.

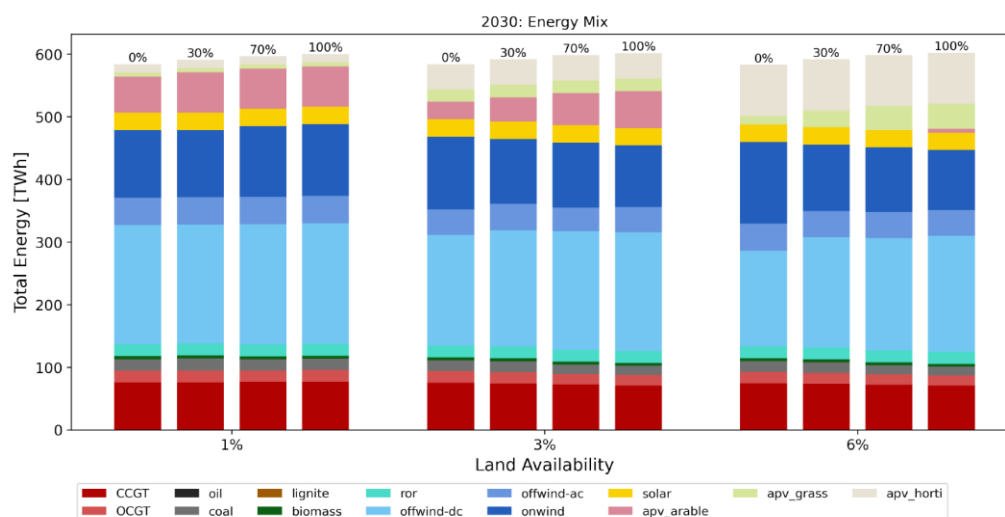


Abbildung 19: 2030: Gesamtenergie pro Szenario mit APV und E-Traktoren, einschließlich Flächenverfügbarkeit.

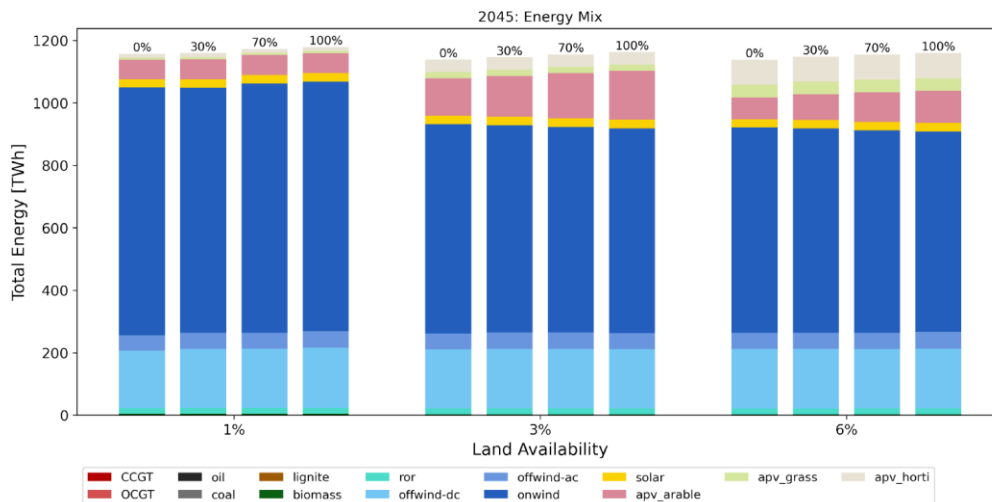


Abbildung 20: 2045: Gesamtenergie pro Szenario mit APV und E-Traktoren, einschließlich Flächenverfügbarkeit.

Eine detaillierte Analyse der Technologien zeigt, dass die APV in Szenarien mit begrenzter Flächenverfügbarkeit (1 %) eine konstante Energieerzeugung beibehält, unabhängig von der Integration von E-Traktoren. Bei einer Flächenverfügbarkeit von 3 % und 6 % steigert die APV jedoch ihre Energieerzeugung, wenn sie mit E-Traktoren integriert wird, da diese ein kosteneffizienteres Energiespeichersystem bilden. In Szenarien mit einer Flächenverfügbarkeit von nur 1 % ist das Potenzial der APV begrenzt und erfordert Investitionen in alternative Technologien wie Onshore-Windkraftanlagen oder Speichereinheiten. Die Integration von E-Traktoren in das Energiesystem verringert schrittweise die Abhängigkeit von anderen Flexibilitätsoptionen. Im Jahr 2030 ermöglichen APV und E-Traktoren erhebliche CO₂-Reduzierungen und eine größere Netzflexibilität, während im Jahr 2045 die Wasserstoffspeicherung aufgrund der höheren Netznachfrage und der größeren Windenergie durchdringung dominiert. Ein vollständiger Übergang zu E-Traktoren erhöht die Netznachfrage um etwa 25 TWh. Gleichzeitig erzeugt APV überschüssige Energie und erhöht die Flexibilität des Systems, z. B. 56 TWh im Jahr 2030 und 65 TWh im Jahr 2045 bei 3 % Flächenverfügbarkeit.

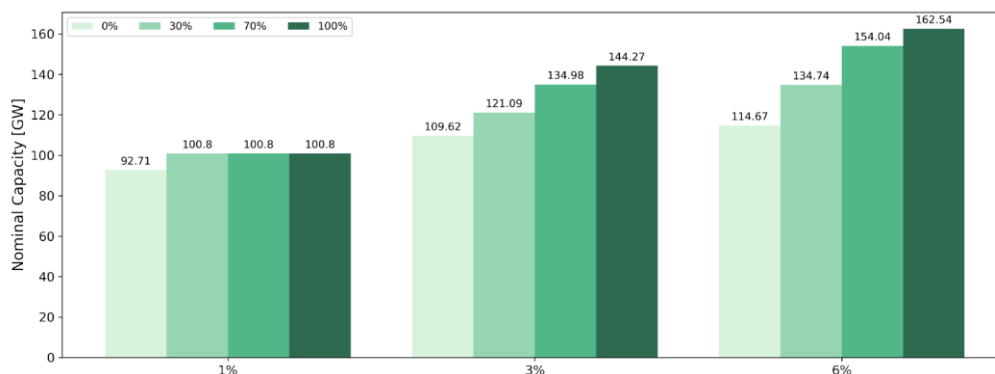


Abbildung 21: 2030: Nennkapazität der APVs

Der Ausbau von APV wird durch die Verfügbarkeit landwirtschaftlicher Flächen und die Möglichkeit der Integration mit Elektrotraktoren vorangetrieben. Eine begrenzte Flächenverfügbarkeit wie im 1 %-Szenario wirkt jedoch als Hemmnis und erfordert höhere Investitionen in alternative Technologien. E-Traktoren werden entwickelt, weil ihre Kombination

mit APV kosteneffiziente Flexibilitätsoptionen bietet und die Dekarbonisierungsziele unterstützt, wodurch der Bedarf an anderen Flexibilitätslösungen wie Wasserstoffspeichern oder Batterien reduziert wird.

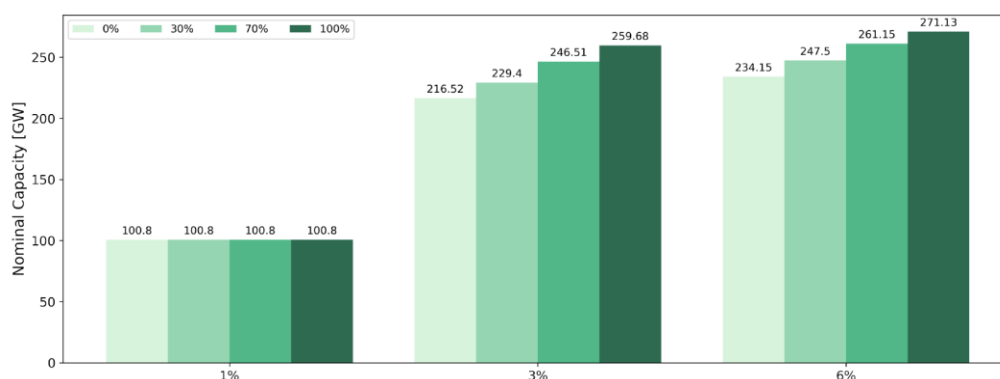


Abbildung 22: 2045: Nennkapazität der APVs

Die Kostenanalyse zeigt, dass die Gesamtkosten im Jahr 2030 aufgrund der teilweisen dekarbonisierung und des geringeren Investitionsbedarfs niedriger sind als im Jahr 2045. Der Ausbau von E-Traktoren reduziert die Systemkosten, da weniger Investitionen in Speicher erforderlich sind und APV-Technologien kosteneffizienter werden. Eine Ausnahme von diesem Trend bildet das Szenario mit einer Flächenverfügbarkeit von 1 %, bei dem eine begrenzte APV-Kapazität höhere Investitionen in alternative Technologien erforderlich macht.

Tabelle 5: Kosten der Energiesysteme für Referenzszenarien.

Verfügbarkeit von Land	2030	2045
1%	41.1 b€	108.5 b€
3%	40.9 b€	103.5 b€
6%	40.8 b€	102.9 b€

Tabelle 6: Energiesystemkosten für verschiedene Szenarien

Verfügbarkeit von Land	2030 [b€]				2045 [b€]			
	0%	30%	70%	100%	0%	30%	70%	100%
1%	46.5	45.4	44.8	44.7	141.3	145.2	152.1	157.5
3%	46.1	44.9	44.1	43.9	113.7	112.8	111.7	111.0
6%	45.7	44.5	43.6	43.4	112.1	111.1	109.9	109.2

2.1.5 Schlussfolgerung

In dieser Studie wurden Technologien der APV und e-Traktoren in das Energiesystemmodell PyPSA-Eur integriert, um ihre Auswirkungen zu bewerten. Die Verfügbarkeit von Land beeinflusste den Energiemix erheblich: begrenzte APV-Flächen erhöhten den Speicherbedarf und die Investitionen in Onshore-Windkraftanlagen, während ausreichende Flächen (3-6 %) den Ausbau der Solarenergie begünstigten. Die Einführung von e-Traktoren (mit einem Bedarf von 28,2 TWh bis 2045 bzw. 2,8 % der prognostizierten Nachfrage) wirkte sich positiv auf die APV aus und erhöhte die APV-Investitionen, da E-Traktoren kosteneffiziente Flexibilität bieten und die Abhängigkeit von anderen Flexibilitätsoptionen verringern, insbesondere bis 2030.

Die Studie ergab, dass die APV-Kapazität je nach Flächenverfügbarkeit und Integration von E-Traktoren erheblich variiert (93-271 GW bis 2045). Das maximale APV-Potenzial wurde mit der vollständigen Umstellung auf Elektroschlepper realisiert, die als Flexibilitätsanlagen genutzt werden. Allerdings könnte die Nichtberücksichtigung der Infrastrukturkosten für E-Traktoren die Bewertung der Kosteneffizienz verändern. Die Ergebnisse verdeutlichen das entscheidende Zusammenspiel zwischen Flächenverfügbarkeit, APV-Einsatz, Einführung von E-Traktoren und der gesamten Flexibilität und Kosteneffizienz des Energiesystems.

2.2 Bewertung der Pyrolyse als Strom- und Negativemissionstechnologie in Overnight-Szenarien

2.2.1 Modellbeschreibung

Um die Wirkung von Pflanzenkohle im Energiesystem zu bewerten, wurde sie in das Open-Source-Modell PyPSA-Eur [43] implementiert, das Modell kann unter <https://github.com/txelldm/pypsa-eur-bc.git> abgerufen werden (verfügbar, wenn der Journalartikel veröffentlicht ist). Pyrolyseanlagen haben drei Outputs: Öl, Pflanzenkohle und Wärme. In diesem Modell wird das Öl vernachlässigt und die Wärme wird direkt in Elektrizität umgewandelt, und zwar durch den Einsatz einer anderen zusätzlichen Technologie, die durch einen Wirkungsgradfaktor dargestellt wird, der bereits in dem in den Modelldaten berücksichtigten Wirkungsgrad berücksichtigt wird. Kurz gesagt, der Output der modellierten Pyrolyseanlage wird Strom und Pflanzenkohle sein. Der Strom wird zur Deckung der Last verwendet und kann mit Flexibilitätsmaßnahmen auch dann eingesetzt werden, wenn die erneuerbaren Energien keinen Strom erzeugen können. Die Pflanzenkohle wird im Modell als Trägerstoff betrachtet, der negative Emissionen verursacht, die von den Gesamtemissionen des Systems abgezogen werden.

Der Grundgedanke bei der Modellierung dieser neuen Technologie besteht darin, einen Input zu haben, in diesem Fall Biomasse, und diese Biomasse in elektrische Energie und Pflanzenkohle umzuwandeln. In Abbildung 23 ist dieser Grundgedanke dargestellt.

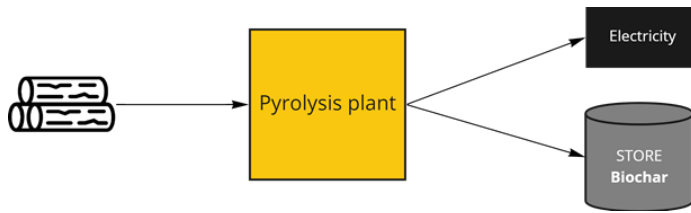


Abbildung 23: Allgemeines Pyrolysemodell.

Um diese Idee in ein Energiemodellsystem umzusetzen, werden folgende Komponenten benötigt:

Biomassespeicher

Das Biomasselager stellt die Gesamtmenge an Biomasse dar, die in jedem Cluster verfügbar ist, mit anderen Worten, wie viel Biomasse für die Pyrolyseanlage zur Verfügung steht. Es wird davon ausgegangen, dass jedes Cluster sein eigenes Biomasselager hat und alle Lager zu Beginn der Simulation vollständig gefüllt sind. Das Lager wird optimiert, und nach Abschluss der Simulation kann die Menge der stündlich vom Kraftwerk verbrauchten Biomasse verfolgt werden.

Die anfängliche Menge an Biomasse, die dem System zur Verfügung steht, wird wie folgt berechnet:

$$BFP = euBFP * \%euBFP + mBFP * \%mBFP \quad (1)$$

Dabei sind die energetisch genutzte Biomasse (euBFP) und die mobilisierbare Biomasse (mBFP) die Gesamtmenge der verfügbaren Biomasse und der Prozentsatz die Annahme, wie viel davon wirtschaftlich und ökologisch nutzbar ist.

Speicher für Pflanzenkohle und CO₂-Träger

Der Pflanzenkohlespeicher ist der Ort, an dem der gesamte Pflanzenkohleausstoß der Pyrolyseanlage aufbewahrt werden soll. Mit diesem Speicher kann verfolgt werden, wie viel CO₂ aus der Atmosphäre absorbiert wird. Es gibt nur einen Pflanzenkohlespeicher für das gesamte Modell, d. h. er ist nicht von den einzelnen Clustern abhängig. Außerdem speichern alle Pyrolyseanlagen den Pflanzenkohle-Output in demselben Speicher. Diesem Speicher ist ein neuer Träger, der CO₂-Träger, beigefügt, die negativen Emissionen aufweist und die Menge an CO₂ darstellt, die durch die Produktion von Pflanzenkohle im Produkt verbleibt.

Das Sequestrationspotenzial pCO₂ wird wie folgt berechnet

$$p_{CO_2} = \frac{M(CO_2)}{M(C)} * (w_{stroh_pflanzenkohle}(C) * p\%_{stroh} + w_{wood_biochar}(C) * p\%_{holz}) \quad (2)$$

wobei $p\%_{straw}$ und $p\%_{wood}$ die jeweiligen prozentualen Anteile an der Trockenmasse des Substrats sind $p\%_{straw} + p\%_{wood} = 100 \%$, ist der Term $\frac{M(CO_2)}{M(C)}$ der Kehrwert des chemischen Massenanteils von Kohlenstoff in CO₂. w gibt den Kohlenstoffgehalt in Pflanzenkohle für Pflanzenkohle aus Stroh bzw. Holz an.

Verknüpfung zwischen Biomassespeicher und Strombussen und Verknüpfung zwischen Biomassespeicher und gespeichertem CO₂

Um die Pyrolyseanlage zu modellieren, wurden Verknüpfungen mit ihrem jeweiligen Wirkungsgrad verwendet. Bevor jedoch eine Verknüpfung mit mehreren Ausgängen verwendet werden kann, muss die Komponente überschrieben werden, da Verknüpfungen standardmäßig nur einen Ausgang und einen Wirkungsgrad haben können. In diesem Modell wurde eine Verbindung mit drei möglichen Ausgängen und drei Wirkungsgraden definiert. Darüber hinaus werden neue Busse nur für das Pyrolyse-Kraftwerk erstellt, um ihnen die erwähnten Verbindungen und das Biomasselager zuzuordnen. Eine Verbindung stellt den Stromoutput dar, sie verbindet die Pyrolysebusse, an die der Biomassespeicher angeschlossen ist, mit den elektrischen Bussen, und sie sind mit einem Wirkungsgrad verbunden, um die Umwandlung von Biomasse in Strom zu simulieren. Die zweite Verbindung stellt den Pflanzenkohle-Output dar. Sie verbindet wiederum die Pyrolysebusse mit dem Pflanzenkohlespeicher, wobei ein Wirkungsgrad verwendet wird, der den Prozess simuliert, der in der Pyrolyseanlage stattfindet, wenn Biomasse in Pflanzenkohle umgewandelt wird. In dieser Komponente werden die Grenzkosten und die Kapitalkosten der Pyrolyseanlage festgelegt.

Der elektrische Wirkungsgrad η_{elec} wird wie folgt berechnet

$$\eta_{elec} = \eta_{elec_stroh} * GCV_{stroh} * p\%_{stroh} + \eta_{elec_holz} * GCV_{holz} * p\%_{holz} \quad (3)$$

wobei η_{elec_stroh} der für die langsame Pyrolyse von Stroh angegebene elektrische Wirkungsgrad und η_{elec_holz} der entsprechende Wirkungsgrad für Holz ist und GCV der Bruttoheizwert ist.

Der Pflanzenkohle-Produktionsfaktor $\eta_{pflanzenkohle}$ wird wie folgt berechnet

$$\eta_{biochar} = w_{straw}(biochar) * GCV_{straw} * p\%_{straw} + w_{wood}(biochar) * GCV_{wood} * p\%_{wood} \quad (4)$$

Dabei ist $w(\text{Pflanzenkohle})$ das Massenverhältnis von Pflanzenkohle zu Biomasse.

Zur Nachbildung einer Pyrolyseanlage wurde die Verwendung von Speichern, Verbindungen und Bussen gewählt, da mit einer normalen Generatorenkomponente nur ein Ausgang berücksichtigt werden kann. Auf diese Weise ist es möglich, mit grundlegenden Komponenten zu arbeiten, um die Pflanzenkohleproduktion zu verfolgen, und das Modell kann durch Hinzufügen ähnlicher Technologien wie Fischer-Tropsch oder direkte Lufterfassung weiterentwickelt werden. Außerdem können auf diese Weise auch verschiedene Sektoren modelliert werden, z. B. der Wärmesektor.

2.2.2 Daten

In diesem Abschnitt werden die für den Pyrolyseprozess im Energiesystemmodell verwendeten Eingangsdaten erörtert. Zunächst werden die Biomasse-Einsatzstoffe für die Pyrolyse untersucht, wobei die Gründe für die Auswahl bestimmter Arten und Mengen erläutert werden. Anschließend werden die Schlüsselparameter für die Einführung der Pyrolyse in das Energiesystemmodell berechnet, was zu verschiedenen Effizienzfaktoren führt. Schließlich werden die voraussichtlichen künftigen Kosten der Pyrolyse bewertet.

Optimale Biomasse-Rohstoffe und Prognose für 2030 und 2045

Bei der Pyrolyse werden Biomasse-Rohstoffe, vor allem Abfallstoffe, verwendet, um die Konkurrenz mit der Nahrungsmittelproduktion und der Landnutzung zu minimieren. In dieser Studie wurden vor allem Holzabfälle und Stroh verwendet. Die hier verwendete Methode stammt aus AP 1. Das in dieser Studie verwendete Standard-Biomassepotenzial beträgt 20,9 Mio. t Trockenmasse pro Jahr. Für die Sensibilitätsanalyse und zur Untersuchung der Auswirkungen von mehr oder weniger Biomasse wurde jedoch eine höhere Spanne verwendet.

Pyrolyse-Parameter

Für die technische Modellierung im Energiesystemmodell werden die folgenden drei Parameter benötigt: Erstens wird das Sequestrationspotenzial p_{CO_2} in $t(CO_2)/t(\text{Pflanzkohle})$ angegeben. Zweitens wird der Pflanzkohle-Produktionsfaktor als Wirkungsgrad η_{biochar} in den Pflanzkohle-Link in $t(\text{Pflanzkohle})/MWh(\text{Biomasse})$ integriert. Diese Einheit stellt sicher, dass die Einheit $MWh(\text{Biomasse})$, die in den Link eingeht, am Ausgang des Links in $t(\text{Pflanzkohle})$ umgewandelt wird, und die gebundene Pflanzkohlemasse kann überwacht werden. Und drittens: der elektrische Wirkungsgrad in $Whel/MWh$.

- i. Das Sequestrationspotenzial p_{CO_2} wird nach Gl. (2) berechnet

Der Term $\frac{M(CO_2)}{M(C)}$ ist der Kehrwert des chemischen Massenanteils von Kohlenstoff in CO_2 , der $\frac{1}{0.27}$ beträgt. In der Literatur finden sich Werte für den Kohlenstoffgehalt in Pflanzkohle zwischen $61,6 t(C)/t(\text{Pflanzkohle})$ und $68,5 t(C)/t(\text{Pflanzkohle})$ für Stroh [40–42] und zwischen $70 t(C)/t(\text{Pflanzkohle})$ und $79 t(C)/t(\text{Pflanzkohle})$ für Holz [43–45] für Pflanzkohle, die unter den angegebenen Bedingungen hergestellt wurde. Für die Modellierung wurde für die Pflanzkohle aus Stroh ein Kohlenstoffgehalt von $65,7 t(C)/t(\text{Pflanzkohle})$ ermittelt, weil dieser Wert der einzige war, der bei exakt $400^\circ C$ ermittelt wurde, und für den entsprechenden Wert für Holzbiomasse $75 t(C)/t(\text{Pflanzkohle})$, weil dieser Wert der Mittelwert der Wertespanne ist. Beim theoretischen Potenzial der Biomasse liegen die Anteile bei $p_{\text{Stroh}}^{\%} = 39\%$ für Stroh und bei $p_{\text{Holz}}^{\%} = 61\%$ für Holzmaterial. Daraus ergibt sich ein Wert von $2,65 t(CO_2)/t(\text{Pflanzkohle})$.

- ii. Der Pflanzkohle-Produktionsfaktor wird nach Gl. (4) berechnet

Dabei ist $w(\text{Pflanzkohle})$ das Massenverhältnis von Pflanzkohle zu Biomasse und wird $0,36$ für Stroh und $0,58$ für Holz angenommen. GCV ist der Bruttoheizwert und wird mit $4,4 MWh/t$ für eine Trockenmasse von Stroh und $4,71 MWh/t$ für eine Trockenmasse von Holz angenommen. Daraus ergibt sich ein Wert von $0,11 t(\text{Pflanzkohle})/MWh(\text{Biomasse})$.

- iii. Der elektrische Wirkungsgrad wird nach Gleichung (3) berechnet.

Der für die langsame Pyrolyse von Stroh angegebene elektrische Wirkungsgrad beträgt $= 0,11$ und $= 0,15$ ist der entsprechende Wirkungsgrad für Holz [32]. Daraus ergibt sich ein Wert von $0,13$. Dieser vergleichsweise niedrige Wirkungsgrad ist darauf zurückzuführen, dass der größte Teil der Energie aus Biomasse in Wärme umgewandelt wird.

Pyrolysekosten

Die Investitionskosten für die Pyrolyse sind dem [46] entnommen. Es wurden unterschiedliche Annahmen getroffen, um verschiedene Zukunftsszenarien für die Investitionskosten und die Betriebskosten zu erstellen.

Die Kapitalkosten umfassen die auf das Jahr umgerechneten Investitionskosten sowie die festen Betriebs- und Wartungskosten. Für die Berechnung der annualisierten Kapitalkosten werden die mittleren Investitionskosten pro kW thermischer Leistung und der mittlere Anteil der jährlichen Betriebskosten aus dem gesammelten Datensatz in [46] berücksichtigt.

Die annualisierten Kapitalkosten werden anhand der Investitionskosten, des annualisierten Faktors (AF) und der festen Betriebs- und Wartungskosten (FOM) berechnet.

$$Kapitalkosten \left(\frac{\text{€}}{\text{MW}} \right) = \left(AF * FOM \left(\frac{\%}{\text{year}} \right) \right) * Investition \left(\frac{\text{€}}{\text{MW}} \right) \quad (5)$$

Der annualisierte Faktor wird wie folgt berechnet

$$AF = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (6)$$

Es wurde ein Diskontsatz (i) von 4,3 % und eine Lebensdauer der Pyrolyse von 15 Jahren berücksichtigt.

Da die meisten kommerziellen Pyrolyseanlagen und Anlagen aus der Literatur keine Angaben zur potenziellen Stromerzeugung enthalten, sind die meisten der gesammelten Kostendaten nur in Form von Investitionen pro thermischer Nennleistung sinnvoll angegeben. Um die Grenzkosten der Investition pro elektrischer Nennleistung für das Modell abzuleiten, wird ein Umrechnungsfaktor von 0,36 von thermischer Leistung in elektrische Leistung angenommen [72].

In Abbildung 24 sind die mit Eq. (5) berechneten unterschiedlichen Kapitalkosten in Abhängigkeit von ihrer Quelle dargestellt. Die Kapitalkosten können je nach Quelle sehr unterschiedlich sein. Der niedrigste Wert liegt bei 340 €/kW [46] und stammt aus der Literatur, der höchste Wert entspricht einem Forschungsprojekt und beträgt 1939 €/kW. Aus den gesammelten Daten geht hervor, dass der durchschnittliche Anteil der jährlichen FOM 12 % beträgt.

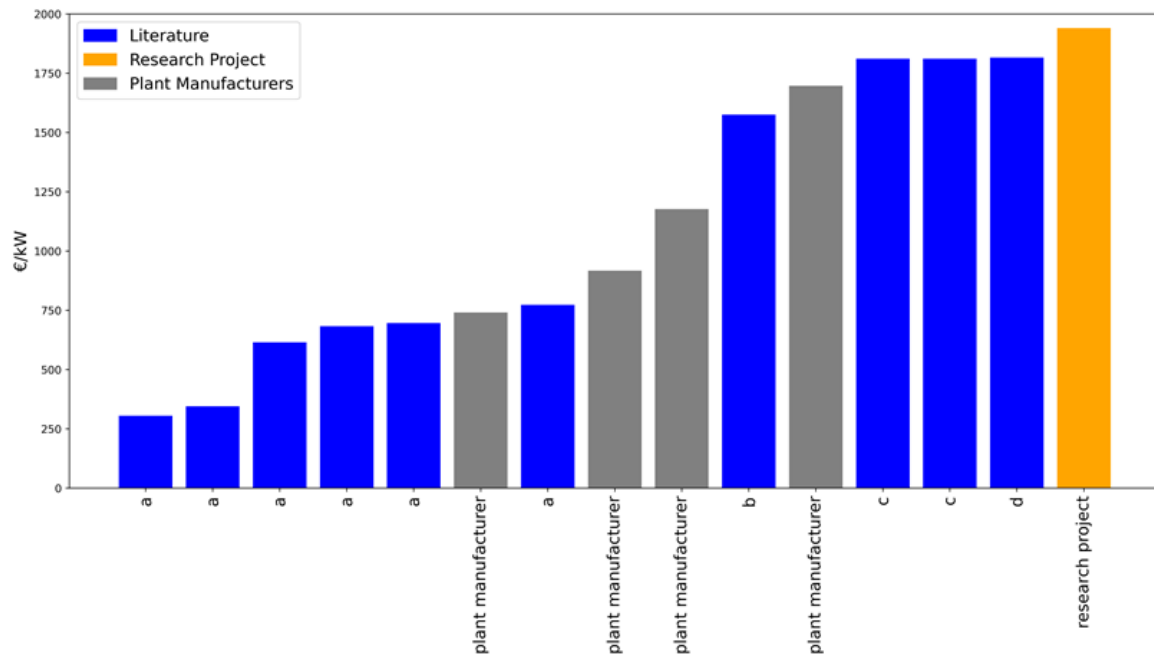


Abbildung 24: Annualisierte Kapitalkosten für Pyrolyseanlagen.

Für diese Studie wird für die Pyrolyse eine Lernrate von 20 % angenommen, ein ähnlicher Wert wie die Lernrate für die Solarenergie [74]. Bei diesem Wert wird davon ausgegangen, dass sich die installierte Kapazität der Pyrolyse in den nächsten 25 Jahren etwa verdoppeln wird und die Kapitalkosten im Vergleich zu den maximalen und minimalen Kapitalkosten aus Abbildung 24 um etwa die Hälfte sinken werden. Folglich reicht die Spanne der Kapitalkosten von 150 €/kW bis 975 €/kW.

Die Grenzkosten sind die zusätzlichen Kosten für die Erzeugung einer Energieeinheit. Da die Pyrolyse in diesem Fall mehr als einen Output hat (Strom und Pflanzenkohle), betrachten wir die Einnahmen aus dem Verkauf von Pflanzenkohle und der damit verbundenen Kohlenstoffbindung als negative Grenzkosten und ziehen sie von den Grenzkosten der Stromerzeugung nach der folgenden Formel ab:

$$\begin{aligned}
 \text{Grenzkosten} \left(\frac{\text{€}}{\text{MWh}_{el}} \right) = & \\
 & \text{VOM} \left(\frac{\text{€}}{\text{MWh}_{el}} \right) + \text{Brennstoffkosten} \left(\frac{\text{€}}{\text{t}_{dm}} \right) - \\
 & \text{Einnahmen aus Pflanzenkohle} \left(\frac{\text{€}}{\text{MWh}_{el}} \right) - \\
 & \text{C_Sink Einnahmen aus Zertifikaten} \left(\frac{\text{€}}{\text{MWh}_{el}} \right)
 \end{aligned} \tag{7}$$

Die Kosten für Stroh stammen von der Hessischen Landesanstalt für Landwirtschaft, die für forstwirtschaftliche Reststoffe von Radloff [47]. Die Transportkosten für beide Biomassearten basieren auf einer mittleren Entfernung von 25 Kilometern und dem Transport mit einem Traktoranhänger [47], was zu 106 €/t für Stroh und 61,25 €/t für forstwirtschaftliche Rückstände führt. Bei diesen Zahlen handelt es sich um potenzielle Schätzungen und nicht um absolute Biomassekosten, die im Modell variieren können. In der Realität werden die Kosten für die Rohstoffversorgung höchstwahrscheinlich eine Bandbreite darstellen, die von den projektspezifischen Bedingungen abhängt. In diesem Papier gehen wir außerdem davon aus, dass

die Vorbehandlungskosten in den Kapital- und Betriebskosten enthalten sind. Die Einnahmen aus Pflanzkohle werden gemäß einem Fragebogen an einen Hersteller optimistisch auf 1.000 €/Pflanzkohle und pessimistisch auf 100 €/Pflanzkohle geschätzt. Die Werte für C-Sink-Zertifikate reichen von 200 €/t CO₂, was den konventionellen CO₂-Preisen von Kraftwerken entspricht, bis zu 400 €/t CO₂, was den aktuellen Marktpreisen für die Kohlenstoffentfernung entspricht.

Für diese Studie wurden verschiedene Kombinationen dieser oben erläuterten Werte in Betracht gezogen. Die verschiedenen Grenzkostenkombinationen wurden verwendet, um Zwischenläufe durchzuführen und die Auswirkungen einer Änderung dieser Werte zu analysieren. Aus Gründen der Vereinfachung werden in den unten definierten Szenarien in dieser Studie jedoch nur mc1, mc2 und mc7 dargestellt. In Abbildung 25 sind die verschiedenen Grenzkosten (mc) zu sehen, die sich aus einer Kombination dieser Werte ergeben. Die Kombinationen sind:

- mc1: keine Einnahmen mit Pflanzkohle
- mc2: Erlöse für den Verkauf von Pflanzkohle für 100 €/t Pflanzkohle.
- mc3: Erlöse für den Verkauf von C-Sink-Zertifikaten für 200 €/t CO₂
- mc4: Erlöse für den Verkauf von Pflanzkohle für 100 €/ Pflanzkohle und C-Sink-Zertifikaten für 200 €/t CO₂
- mc5: Erlöse für den Verkauf von Pflanzkohle für 1.000 €/ Pflanzkohle
- mc6: Erlöse für den Verkauf von C-Sink-Zertifikaten für 400 €/t CO₂
- mc7: Erlöse für den Verkauf von Pflanzkohle für 1.000 €/ Pflanzkohle und C-Sink-Zertifikaten für 400 €/t CO₂

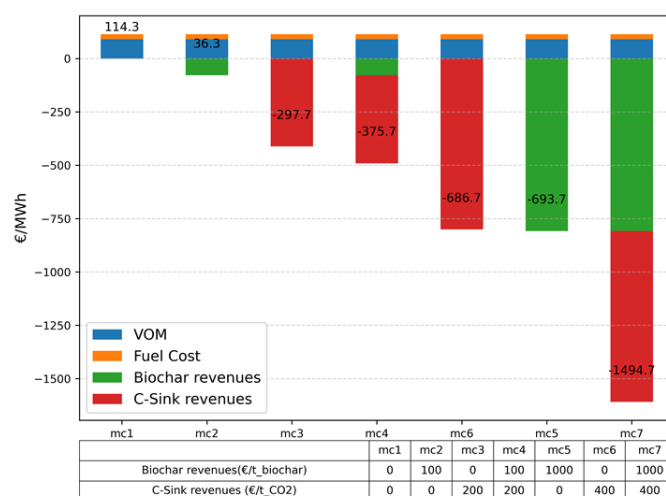


Abbildung 25: Prognose der Grenzkosten (mc) für Pyrolyseanlagen.

2.2.3 Szenarien

In diesem Teil der Studie stellen wir drei Hauptszenarien für die Nutzung der Pyrolyse vor, die jeweils unterschiedliche Auswirkungen auf die Kosten und den technologischen Fortschritt haben, sowie ein Referenzszenario, in dem die Pyrolyse nicht vorhanden ist. In allen Szenarien wird die Flexibilität berücksichtigt, und es kommen folgende Technologien zum Einsatz: Batterie, Elektrolyse und Brennstoffzelle, wobei die beiden letztgenannten in diesem Papier als Wasserstofftechnologie bezeichnet werden. Alle Szenarien gehen von einer Nullemission im

Energiesystem aus. Abbildung 26 zeigt die verschiedenen Szenarien mit den entsprechenden Kosten und Outputs. Weitere Einzelheiten zu den Szenarien sind weiter unten zu finden:

- Referenzszenario (keine Pyrolyse): Dieses Szenario stützt sich auf konventionelle Energieerzeugungsmethoden, einschließlich erneuerbarer Energien, fossiler Brennstoffe und Flexibilität, ohne Integration der Pyrolyse. Es dient als Basis für den Vergleich mit pyrolyse-integrierten Alternativen.
- Szenario Konservativ (P-): Die Pyrolyse wird mit hohen Kosten eingeführt, wobei davon ausgegangen wird, dass die Technologie bis 2045 nicht ausgebaut oder ihre Kosten gesenkt werden. Das Szenario konzentriert sich ausschließlich auf den Verkauf des erzeugten Stroms, was zu höheren Betriebskosten führt.
- Szenario Vielversprechend (P+): Integriert die Pyrolyse-Technologie auf einem moderaten Kostenniveau. Dieses Szenario profitiert von verbesserten technologischen Effekten und einer Ausweitung der Investitionskosten. Es geht auch von einem offenen Markt für Pflanzkohle aus, der deren Verkauf ermöglicht.
- Optimistisches Szenario (P++): Die Pyrolyse wird mit deutlich niedrigeren Kosten angenommen, was eine Zukunft mit technologischen Innovationen, Größenvorteilen und günstigen politischen Rahmenbedingungen widerspiegelt. Die Senkung der Grenzkosten im Szenario P++ wird auf eine erhöhte Nachfrage nach Pflanzkohleprodukten zurückgeführt, die zu höheren Verkaufspreisen führt, sowie auf eine verstärkte Nachfrage und Preisgestaltung für C-Sink-Zertifizierungen.

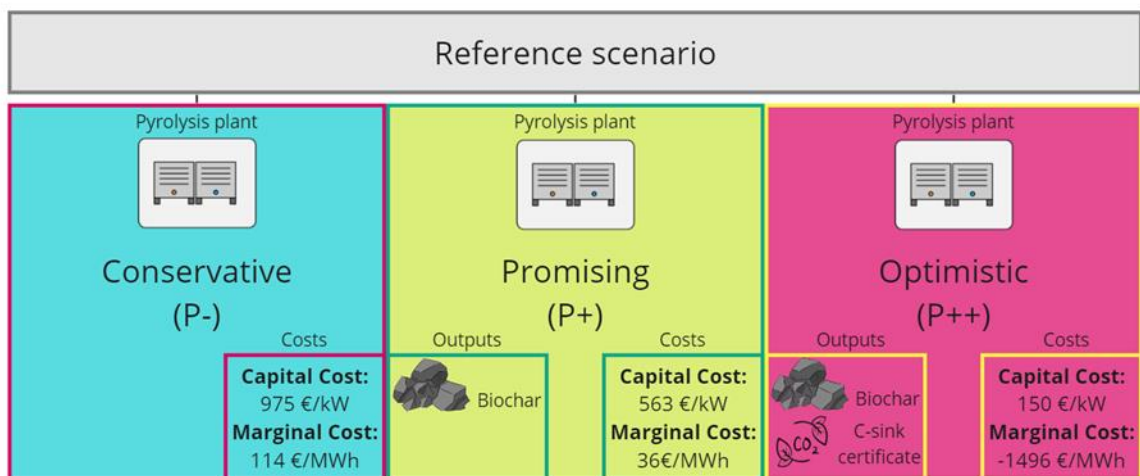


Abbildung 26: Konfiguration der Szenarien. Entsprechendes Biomassepotenzial und Pyrolysekosten

2.2.4 Ergebnisse

Im folgenden Abschnitt werden der optimale Einsatz der Pyrolyse in einem vollständig dekarbonisierten Energiesystem und eine detaillierte Bewertung der Pyrolyse innerhalb des Energiesystems diskutiert. Die Studie untersucht potenzielle Änderungen in der Blockbindung anderer Kraftwerke und bewertet die Auswirkungen der Einführung der Pyrolyse auf die Nutzung bestehender Flexibilitätstechnologien wie Wasserstoff und Batterien. Alle Ergebnisse stellen die kosteneffizientesten Lösungen dar.

Die ersten Ergebnisse zeigen die installierten Kapazitäten der Kraftwerke im Gesamtsystem. Im Referenzszenario (ohne Pyrolyse) ist nur erneuerbare Energie an der Stromerzeugung beteiligt. Off-Wind und On-Wind tragen am meisten bei, gefolgt von Solar- und Laufwasserkraft. Windtechnologien sind vorzuziehen, da sie die ganze Nacht hindurch Energie erzeugen und nicht von den Sonnenstunden abhängig sind, wodurch sich der Bedarf an kostspieligen Speichertechnologien verringert. Abbildung 27 zeigt die Anteile an der installierten Kapazität. Was die Flexibilität betrifft, so spielt die Wasserstoffspeicherung im Vergleich zu Batterien eine größere Rolle, da sie längere Speicherzeiten und geringere Kosten aufweist.

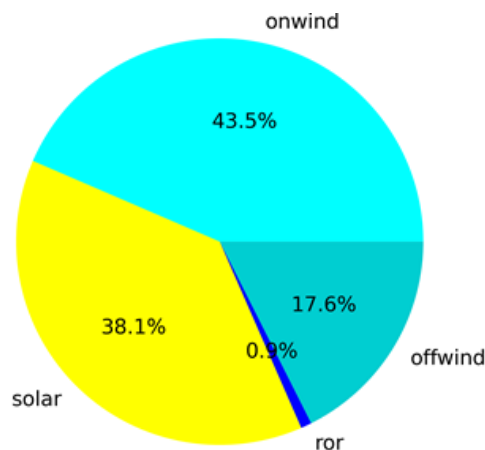


Abbildung 27: Referenzszenario, Energiesystem ohne Pyrolyse. Anteile der optimierten Nennleistung für erneuerbare Energiesysteme.

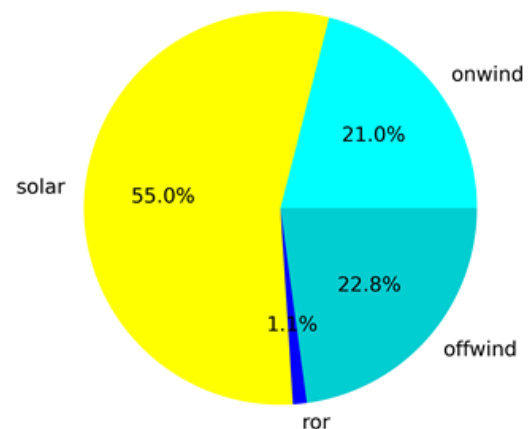


Abbildung 28: Anteile der optimierten Nennleistung für erneuerbare Energiesysteme im Szenario P+.

Im vielversprechenden Szenario, einem Energiesystem mit Pyrolyse, wird ein Biomassepotenzial von 20,9 Mio. t veranschlagt. Die installierte Pyrolysekapazität beträgt 2,2 GW und erzeugt 13,4 TWh Strom. Die gesamte verfügbare Biomasse wird genutzt, was zu einer Pflanzenkohleproduktion von 10,5 Mio. t führt, wodurch 28,3 Mio. t CO₂-Emissionen vermieden werden. Die neue Pflanzenkohle-Produktionskapazität ist 979-mal höher als die derzeitige Kapazität in Deutschland. Konventionelle Kraftwerke (CCGT, OCGT, Braunkohle) tragen zur Stromerzeugung bei. Abbildung 28 veranschaulicht die Anteile der erneuerbaren Energien. Die Pyrolyse wirkt sich auf die Neuinstallation von erneuerbaren Kapazitäten aus: Wind und Wasserstoff nehmen ab, während die Solarenergie zunimmt. In einem System ohne Pyrolyse werden Wind und Wasserstoff für die Flexibilität in der Nacht und im Winter benötigt, wodurch der Bedarf an Solarenergie sinkt. Pyrolyse-basierte Systeme benötigen weniger Wind und Wasserstoff, was eine kostengünstigere Installation von Solarenergie ermöglicht.

Eine detaillierte Analyse der Auswirkungen der Pyrolyse auf das Energiesystem wird durch eine Sensitivitätsanalyse der Kosten und des Biomassepotenzials bewertet. Es wurde festgestellt, dass die Kapitalkosten das Verhalten der Pyrolyse und die installierte Kapazität stark beeinflussen. Bei Kapitalkosten von über 850 €/kW wird die Pyrolyse ständig mit maximaler Kapazität betrieben und stellt eine Grundlasttechnologie für das System dar. Dies geschieht aufgrund der hohen Installationskosten, wie in Szenario P-. In Szenarien mit niedrigeren Kapitalkosten (P+ und P++) arbeitet die Pyrolyse flexibel. Wenn die Kapitalkosten niedriger sind, kann das System mehr Kapazität installieren und die Technologie nur dann mit ihrer maximalen Kapazität nutzen, wenn sie benötigt wird, z. B. wenn nicht genügend erneuerbare Energien zur Verfügung stehen. Abbildung 29 veranschaulicht diese beiden Verhaltensweisen. Abbildung 29 zeigt in der oberen

Grafik des Szenario P-, das eine kontinuierliche Nutzung der Pyrolyse über den ganzen Tag hinweg vorsieht. Das untere Diagramm, das das Szenario P+ darstellt, zeigt dagegen eine geringere Energieerzeugung durch Pyrolyse während der späten Stunden. Die Identifizierung der unterschiedlichen Verhaltensweisen der Pyrolyse auf der Grundlage der Kosten ist für die Zukunft von großem Interesse, da sie die Auswirkungen und Folgen für das gesamte Energiesystem erheblich beeinflusst.

Abbildung 29 (a) zeigt den Einsatz der Einheiten für eine Woche im Januar unter dem P++-Szenario mit Pyrolyse, während das untere Diagramm das Referenzszenario ohne Pyrolyse darstellt. Beide Szenarien weisen null CO₂-Emissionen auf. Aufbauend auf der vorangegangenen Diskussion funktioniert die Pyrolyse in den Szenarien P+ und P++ flexibel, und es kann beobachtet werden, dass die Pyrolyse dann zum Einsatz kommt, wenn Wasserstoff die Last decken sollte. Diese Tatsache wird in Abbildung 29b deutlich, wenn man das Pyrolyse-Szenario (obere Grafik) mit dem Referenzszenario (untere Grafik) vergleicht. Da erneuerbare Energien aufgrund ihrer niedrigen Grenzkosten Vorrang haben, werden sie die Nachfrage zuerst decken, wenn sie verfügbar sind. Wenn jedoch Wasserstoff benötigt wird, um die verbleibende Last zu decken, wird auch die Pyrolyse betrieben. Infolgedessen wird weniger Wasserstoff verbraucht, was die Gesamtkosten des Energiesystems senkt. Gleichzeitig tragen konventionelle Kraftwerke zur Deckung der Last bei, wodurch die Abhängigkeit von zusätzlichem Wasserstoff verringert wird. In Abbildung 29b ist für das Szenario P++ (oberes Diagramm) zu erkennen, dass am 9. Januar die Pyrolyse gleichzeitig mit Wasserstoff betrieben wird, während am 10. Januar mehr erneuerbare Energien und Pyrolyse und kein Wasserstoff eingesetzt werden.

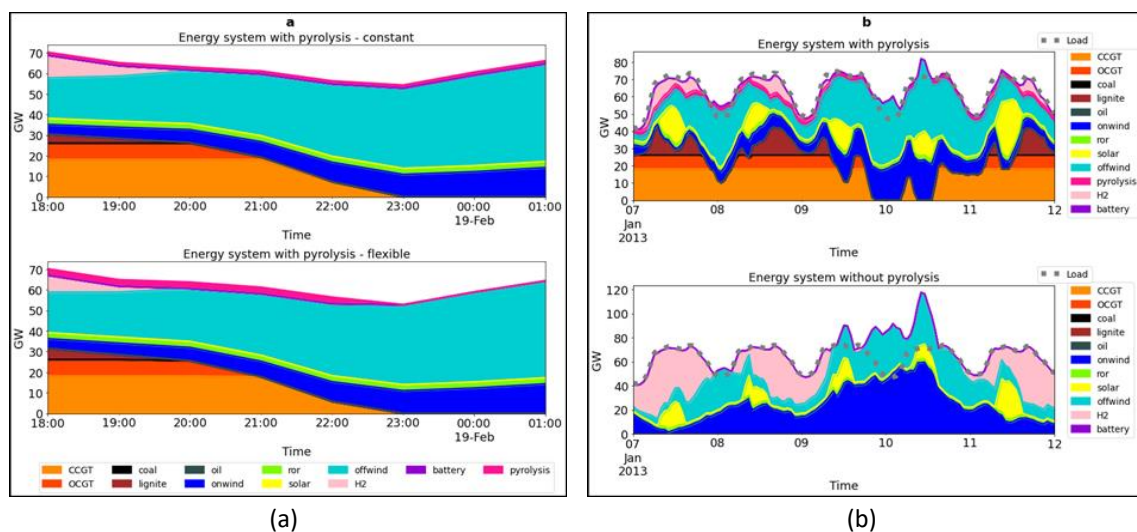


Abbildung 29 (a) Die Stromezeugung in Einheiten zeigt die beiden Verhaltensweisen der Pyrolyse in den Szenarien P- und P++. (b) Einsatz der Einheiten für eine Woche im Januar für die Szenarien P++ und Referenz, die die Korrelation mit Wasserstoff zeigen

Die wichtigsten Aspekte der Technologie sind die folgenden: Wenn die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nicht ausreicht, werden konventionelle Kraftwerke parallel zur Pyrolyse betrieben, um die Emissionsfreiheit zu gewährleisten. Ohne Pyrolyse ist Wasserstoff zur Deckung der Nachfrage notwendig. Die Einbeziehung der Pyrolyse verringert den Bedarf an erneuerbaren Energiekapazitäten (85 GW Reduzierung im P++ Szenario) und Wasserstoffspeicherkapazitäten (116 GW Reduzierung im P++ Szenario), was sich vor allem auf die teureren Wind- und Wasserstofftechnologien auswirkt, während die kosteneffizienten Solarkapazitäten zunehmen. Tabelle 7 zeigt die prozentualen Kapazitätsreduzierungen im Vergleich zum Referenzszenario.

Tabelle 7: Ein Vergleich zwischen der installierten Kapazität im Referenzszenario ohne Pyrolyse und den Szenarien mit Pyrolyse. Ein negativer Prozentsatz bedeutet, dass die Kapazität in den Szenarien mit Pyrolyse abnimmt.

	Solar	On-wind	Off-wind	Hydrogen
Conservative (P-)	9%	-64%	-2%	-65%
Promising (P+)	8%	-64%	-3%	-67%
Optimistic (P++)	9%	-64%	-3%	-69%

Die Sensitivitätsanalyse zur Biomasse zeigt, dass das Biomassepotenzial die Pyrolysekapazität erheblich beeinflusst, insbesondere wenn die Grenzkosten negativ sind (Szenario P++). In solchen Fällen kann die gesamte verfügbare Biomasse genutzt werden. Bei positiven Grenzkosten (Szenarien P+ und P-) optimiert das Modell jedoch die Pyrolysekapazität, um die Emissionen aus konventionellen Kraftwerken zu kompensieren, was zu einer geringeren Biomassenutzung führt. Die Kapitalkosten wirken sich ebenfalls auf die installierte Kapazität aus, wobei höhere Kosten zu einer geringeren Kapazität und einem konstanten Betrieb führen, während niedrigere Kosten eine größere Kapazität und einen intermittierenden Betrieb ermöglichen. Tabelle 8 fasst die Szenarien zusammen und hebt das Pyrolyseverhalten und den Biomasseverbrauch hervor.

Tabelle 8: Zusammenfassende Ergebnisse für die Szenarien mit Pyrolyse.

	P-	P+	P++
Behaviour	Constant	Flexible	Flexible
Biomass	Biomass optimised	Biomass optimised	All biomass used

Die Nutzung der Pyrolyse und die Auswirkungen auf die Flexibilität zeigen, dass die Wasserstoffkapazität erheblich von der Integration der Pyrolyse beeinflusst wird und eine starke Korrelation ($R^2 = 0,83$) zeigt. Es bestehen unterschiedliche Korrelationen zwischen den Technologien.

1. Eine höhere Produktion von Wind- und Solarenergie führt zu einem Anstieg der Wasserstoffkapazität, während eine höhere Energieproduktion von CCGT und OCGT den Bedarf an Wasserstoff reduziert. Dieser Zusammenhang besteht, weil erneuerbare Energiequellen flexible Optionen erfordern, um die Nachfrage in Zeiten geringer Erzeugung zu decken, während konventionelle Erzeuger eine konstante Energieversorgung bieten können
2. Eine höhere Stromerzeugung aus der Pyrolyse erlaubt es, mehr konventionelle Kraftwerke zu betreiben und den Wasserstoffbedarf zu senken.

Die Integration der Pyrolyse optimiert das Energiesystem, reduziert die Abhängigkeit von teuren Flexibilitätstechnologien, senkt die Gesamtkosten und bietet gleichzeitig einen Emissionsausgleich.

Die Kosten des Systems werden durch die Integration der Pyrolyse deutlich beeinflusst. Die Integration der Pyrolyse führt im Vergleich zum Referenzszenario zu einer Senkung der Gesamtsystemkosten um 23 %. Die Gesamtkosten des Referenzszenarios betragen 53,77 Mrd. €, während die Kosten im vielversprechenden Szenario (P+) 41,37 Mrd. € betragen. Diese

Kostensenkung ist hauptsächlich auf den geringeren Bedarf an teuren Wasserstoff- und Windkapazitäten zurückzuführen.

2.2.5 Schlussfolgerung

In dieser Studie wurde die Pyrolyse in ein Open-Source-Energiemodell integriert, um die Anlagen zu optimieren und ihre Auswirkungen auf das deutsche Energiesystem im Jahr 2045 zu bewerten. Die Ergebnisse zeigten deutliche Kostensenkungen (23 % weniger im „vielversprechenden Szenario“) und eine erhebliche Vermeidung von CO₂-Emissionen (28,3 Mio. t) mit einer Pyrolysekapazität von 2,2 GW, die Strom und Pflanzenkohle erzeugt. Die Pyrolyse reduziert die Abhängigkeit von Wind und Wasserstoff, erhöht die Solarenergie und ermöglicht die Flexibilität konventioneller Kraftwerke, was die Kosten senkt und bei breiterer Umsetzung möglicherweise negative Emissionen ermöglicht.

Die Flexibilität von Pyrolyseanlagen hängt von den Kapitalkosten ab; höhere Kosten führen zu einem Volllastbetrieb, während niedrigere Kosten einen flexiblen Betrieb ermöglichen, der sich an Fluktuationen bei den erneuerbaren Energien anpasst. Das Biomassepotenzial und die Grenzkosten beeinflussen die installierte Kapazität; der Wasserstoffbedarf ging mit steigender Pyrolyseleistung deutlich zurück (um bis zu 69 %), wodurch ein harmonischeres Energieportfolio geschaffen wurde. In der Studie wurden Stroh und Waldrestholz verwendet, was im Vergleich zu konventionellen Anlagen wirtschaftliche und ökologische Vorteile mit sich bringt, aber zu den Einschränkungen gehören ein vereinfachtes Pyrolysemodell und eine fehlende regionale Analyse.

Obwohl in einigen Szenarien negative Emissionen erreicht wurden, müssen die Ergebnisse aufgrund von Modellbeschränkungen vorsichtig interpretiert werden. Diese Forschungsarbeit unterstreicht, dass Technologien mit negativen Emissionen den Übergang zur Emissionsfreiheit durch Kostensenkung und schnellere Fortschritte auf dem Weg zu negativen Emissionen schneller vorantreiben können, wobei der Schwerpunkt eher auf dem Erreichen von Null als von negativen Emissionen liegt.

2.3 Bewertung der Pyrolyse als Strom-, Wärme- und Negativemissionstechnologie in Overnight-Szenarien

Neben der Stromerzeugung und den Negativemissionen wird die Pyrolyse primär als Wärmequelle genutzt. Diese Rolle als vielseitiger Wärmebereitsteller ist entscheidend für das Verständnis ihres Mehrwerts in einem flexiblen Energiesystem. Neben der Stromerzeugung und den Negativemissionen wird die Pyrolyse primär als Wärmequelle genutzt. Diese Rolle als vielseitiger Wärmebereitsteller ist entscheidend für das Verständnis ihres Mehrwerts in einem flexiblen Energiesystem. In dieser Analyse wurde untersucht, welchen Einfluss die Pyrolyse als Sektorkopplungstechnologie zwischen dem Strom- und Wärmesektor nimmt.

2.3.1 Modellbeschreibung

Um die Rolle der Pyrolyse als Multi-Output-Technologie, die simultan Strom, Wärme und Pflanzenkohle produziert, und ihren systemischen Nutzen zu bewerten, wurde das Pyrolysemodell aus 2.2 um den Wärmeoutput erweitert und in der Version 0.8.0 von PyPSA-Eur mit dem Wärmesektor integriert (Abbildung 30). Das Modell ermöglicht, die vielseitige Anwendung der Pyrolyse innerhalb eines flexiblen Energiesystems zu simulieren, indem es die Wechselwirkungen und Effizienzen untersucht, die aus der Integration solcher Technologien resultieren. Die erzeugte Wärme kann direkt zur Unterstützung von Wärmeanwendungen und in Fernwärmenetzen genutzt werden, was die Effizienz des gesamten Energiesystems erheblich steigert.

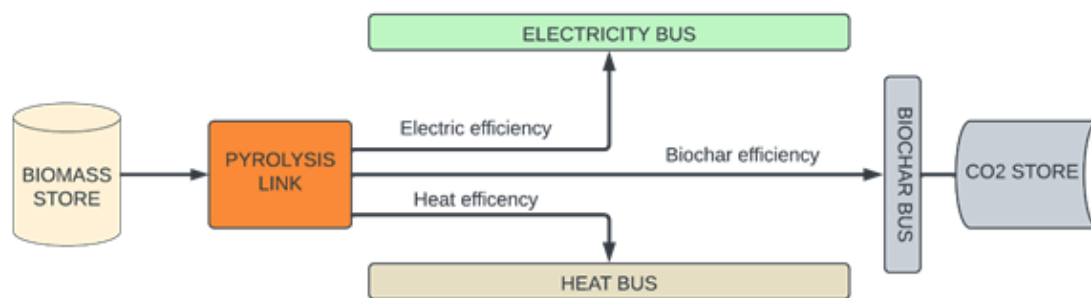


Abbildung 30: Abgebildetes Pyrolysemodell in sektorgekoppeltem Energiesystemmodell PyPSA-Eur

2.3.2 Daten

Die Datengrundlage dieser Analyse stützt sich auf ein umfassendes Biomassepotenzial in Deutschland von jährlich 55 Millionen Tonnen [48]. Diese Biomasse besteht aus landwirtschaftlichen Reststoffen und forstwirtschaftlichen Nebenprodukten mit einem mittleren Heizwert von 16,5 GJ/t TS. Dies bildet die Basis für die simulationsgestützte Evaluierung der Energieerzeugung, der CO₂-Sequestrierung und den Kosteneinsparungsmöglichkeiten bei der Integration von Pyrolyse in ein erneuerbares Energiesystem. Zusätzlich werden Kapital- und Betriebskosten der Pyrolyseanlagen untersucht, um die wirtschaftliche Machbarkeit und Profitabilität im Vergleich zu traditionellen Energieszenarien darzustellen.

2.3.3 Szenarien

Szenario 1: BAU-Szenario (Business-as-Usual)

Im BAU-Szenario wird ein nachhaltiges Energiesystem ohne den Einsatz von Pyrolyse modelliert. Flexibilität wird durch die Integration von Batteriespeichern, Wasserstoffspeichern zur Stromspeicherung und Wassertanks für die thermische Energiespeicherung erreicht. Dieses Szenario dient als Referenz, um zu zeigen, wie das Energiesystem auf Schwankungen des Energieangebots und der Nachfrage reagieren kann, ohne auf die zusätzlichen Möglichkeiten der Pyrolyse zuzugreifen. Es liefert wertvolle Vergleichswerte zur Bewertung, wie gut das System in der Lage ist, erneuerbare Energiequellen effizient zu integrieren und CO₂-Emissionen zu reduzieren, ohne Pyrolyse als Teil der Energiestrategie einzusetzen.

Szenario 2: Pyrolyse-Szenario

Das Pyrolyse-Szenario integriert die Pyrolyse in ein nachhaltiges Energiesystem. Die Pyrolyse-Technologie wird in Kombination mit den Flexibilitätselementen aus dem BAU-Szenario eingesetzt: Batterien, Wasserstoffspeicher und Wassertanks. Neben der Erzeugung von Strom und Wärme ermöglicht die Pyrolyse zudem die CO₂-Speicherung durch die Produktion von Pflanzenkohle. Die Pflanzenkohle fungiert als langfristiger Kohlenstoffspeicher, was in der CO₂-Bilanz des Systems signifikante Vorteile bietet. Ein besonders wichtiger Aspekt ist die Rolle der Pyrolyse bei der Bereitstellung von Wärme, die effizient genutzt wird, um fossile Wärmequellen in industriellen Prozessen zu ersetzen und zur Versorgung von Fernwärmenetzen beizutragen. Dies reduziert nicht nur die Betriebskosten, sondern erhöht auch die Resilienz des Energiesystems durch eine zuverlässige und kontinuierliche Wärmebereitstellung. Dieses Szenario hebt die zusätzlichen ökologischen Vorteile hervor, die durch die Bereitstellung einer Technologie erzielt werden, welche sowohl als Energiequelle als auch als Nachhaltigkeitsinstrument fungiert. Durch die Kombination von Pflanzenkohle-Produktion und systemischer Flexibilität demonstriert das Pyrolyse-Szenario die Stärken der integrierten Nutzung biogener Ressourcen zur Erreichung der Klimaziele.

2.3.4 Ergebnisse

Die Analyse der Biomasse-Pyrolyse, insbesondere unter Berücksichtigung der langsamen Pyrolyse mit Speichertechnologien, zeigt deutliche Potenziale zur Dekarbonisierung des deutschen Energiesystems bis 2045 auf. Diese Technologie, die sowohl als erneuerbare Energiequelle für Wärme und Strom als auch als Kohlenstoffsenke fungiert, ermöglicht eine signifikante Reduktion der Treibhausgasemissionen, was ein zentrales Ziel der nationalen Klimaschutzstrategie ist.

Das Pyrolyse-Szenario zeigt in Abbildung 31, dass diese Technologie bis 2045 bis zu 3,5 % der gesamten Wärmebereitstellung in Deutschland übernehmen könnte, was einer jährlichen Erzeugung von etwa 60 TWh Wärme entspricht. Die Integration dieser Technologie verringert die Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen und verbessert die Energieversorgung durch ihren kontinuierlichen Betrieb, auch bei variabler Verfügbarkeit anderer erneuerbarer Energiequellen wie Wind- und Solarenergie.

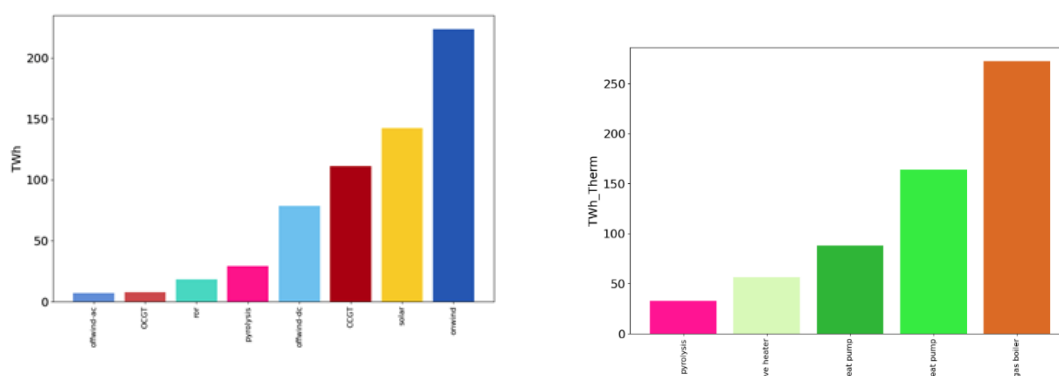


Abbildung 31: Erzeugte elektrische Energie (links) und Wärme (rechts) des Jahres 2045 pro Energieträger

Die Pyrolyse fungiert komplementär zu bestehenden erneuerbaren Energiekonzepten. Wie in Abbildung 32 ersichtlich, leistet die Pyrolyse einen entscheidenden Beitrag zur Stabilität des Energiesystems, das stark auf fluktuierende Energiequellen angewiesen ist, indem sie durch die konstante Bereitstellung von Strom im Winter und die angepasste Bereitstellung von Strom im Sommer nur zur Energiesicherheit bei, sondern fungiert auch als flexibles Element im breiteren Energiemix.

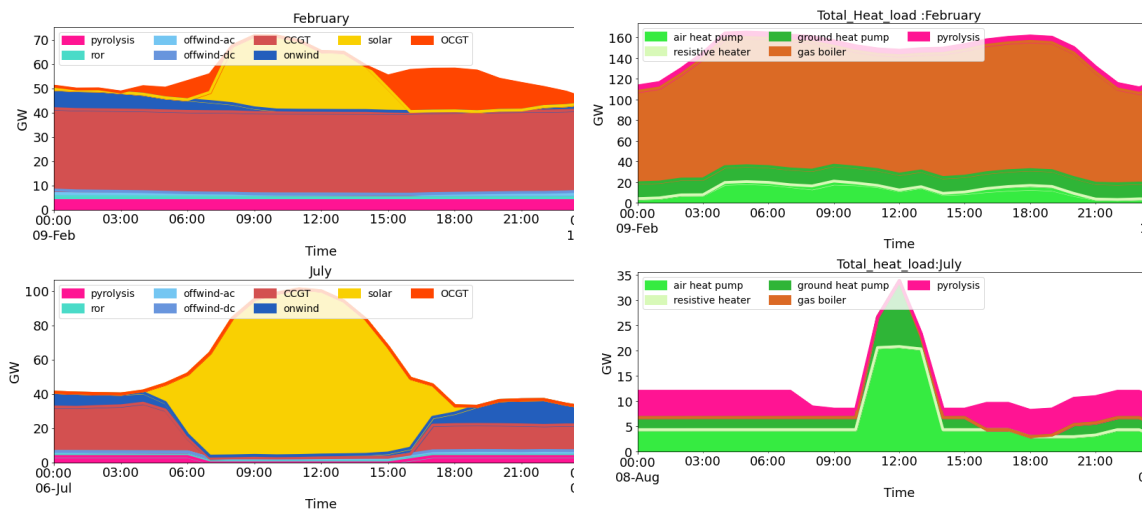


Abbildung 32: Stündliche Strom- (links) und Wärmeerzeugung (rechts) pro Kraftwerk zur Abdeckung der Nachfrage für eine beispielhafte Winter- (oben) und Sommerwoche (unten) im Modellierungsjahr 2045.

Im Vergleich zum BAU-Szenario ohne Pyrolyse, kann das Pyrolyse-Szenario eine zusätzliche CO₂-Reduktion von bis zu 8 Millionen Tonnen jährlich realisieren. Diese Reduktion wird teilweise durch die Verwendung von Pflanzenkohle zur Kohlenstoffbindung erreicht, was in dem BAU-Szenario fehlt. In der langfristigen Betrachtung tragen solche Emissionsvorteile erheblich zur Erreichung nationaler Klimaziele bei. Wesentliche Treiber für den Ausbau der langsamen Pyrolyse sind die nationalen Klimaziele, die eine deutliche Verringerung der Treibhausgasemissionen bis 2045 verlangen. Regulatorische Rahmenbedingungen, wirtschaftliche Anreize und technologische Fortschritte unterstützen die Implementierung von Biomasse-Pyrolyse. Herausforderungen liegen jedoch in den hohen anfänglichen Investitionskosten für Anlagen und in der Notwendigkeit, bestehende Infrastrukturen anzupassen. Aus ökonomischer Sicht erweist sich die langsame Biomasse-Pyrolyse als vorteilhaft. Im Vergleich zum BAU-Szenario helfen die zusätzlichen Einnahmen aus dem Verkauf von Pflanzenkohle und der Vermeidung von CO₂-Zertifikaten, die anfänglichen Investitionen auszugleichen. Langfristig bietet dieses Szenario eine kosteneffiziente Lösung zur Deckung des Energiebedarfs und trägt zur Senkung der Gesamtbetriebskosten bei.

2.3.5 Schlussfolgerung

Zusammengefasst ist die Pyrolyse eine vielversprechende Option im Rahmen der Energiewende. Sie bietet nicht nur eine nachhaltige Möglichkeit zur Wärmeversorgung, sondern auch erhebliche Vorteile bei der Reduzierung von CO₂-Emissionen. Angesichts der dringlichen Klimaziele und der Sicherstellung einer nachhaltigen Energieversorgung erweist sich die umfassende Integration der

Biomasse-Pyrolyse in den deutschen Energiemix als potenziell bahnbrechend. Die technologischen und wirtschaftlichen Vorteile stützen ihren Einsatz in der zukünftigen Energieinfrastruktur, indem sie strukturierte und strategische Antworten auf die Herausforderungen der Energiewende bieten.

2.4 Bewertung der Pyrolyse als Strom- und Negativemissionstechnologie in myopischen Szenarien bis 2050

2.4.1 Modellbeschreibung

Für diese Studie wurde das Stromsystemmodell MyPyPSA-Ger basierend auf Abuzayed et al. 2022 [49] verwendet (siehe Kapitel 1.2.3) und damit als business-as-usual scenario ohne Pyrolyse optimiert. Im Rahmen von Landgewinn wurde das Modell um die Pyrolysetechnologie, das im Kapitel 2.2.1 bereits hinreichend beschrieben wurde, erweitert. Die technischen Parameter für die myopischen Szenarien sind in Tabelle 7 aufgeführt.

Tabelle 8: Technische Parameter für das Pyrolyseanlagenmodell, betrieben ausschließlich mit Stroh und Holz als Rohmaterial.

Biomass type	Lower heating value LHV	Elektrischer Wirkungsgrad η_{el} [50]	Pflanzenkohleertrag $\eta_{biochar}$ [46,50]	CO ₂ Speicher Faktor f_{CO_2} [46]	CO ₂ Stabilität s_{CO_2} [46]
	in MWh/t _{BM} ¹	-	in t _{BC} /t _{BM}	in t _{CO2} /t _{BC}	in %
Stroh	4.4 [51]	0.13	0.25	2.22	80
Holz	5.1 [52]	0.13	0.25	2.96	80

¹ Trockensubstanz

Da MyPyPSA-Ger bis 2050 jedes Jahr optimiert und regional höher aufgelöst ist, als das Modell des zunächst verwendeten für die overnight scenarios, wurden zusätzlich die Entwicklung der zeit- und regionalabhängigen Parameter abgebildet. Dazu gehören die regionalen Biomassepotentiale von Stroh- und Waldholzresten, die Kosten und die technischen, nationalen und regionalen Installationsgrenzwerte für die Pyrolyse, die als Inputdaten in das Modell integriert wurden. Dieses um die Pyrolysetechnologie erweiterte Energiesystemmodell MyPyPSA-biochar ist in GitHub open source verfügbar (<https://github.com/asandhaa/MyPyPSa-biochar>)
Da Stroh und Holz unter gleichen Prozessbedingungen unterschiedliche Ausbeuten an Pflanzenkohle liefern, variieren die technischen Parameter bei unterschiedlichen Biomassezusammensetzungen der Regionen. Diese Parameter werden mithilfe des gewichteten arithmetischen Mittels berechnet.

2.4.2 Daten

Regionales Biomassepotential an Stroh- und Waldholzreste für Pyrolyse

Das Pyrolysemodell basiert grundlegend auf den Annahmen aus Kapitel 2.1. In MyPyPSA-Ger variieren jedoch die regionale Biomassemenge und -zusammensetzung und daraus resultierend die technischen Parameter des Pyrolyseprozesses.

Das DBFZ [53] liefert detaillierte Daten zu biogenen Reststoffen, einschließlich Getreidestroh, auf NUTS-2-Ebene. Die mobilisierbaren Potenziale von Stroh (nach Abzug von 14 % Wassergehalt) betragen in Deutschland jährlich 12,60 Mio. Tonnen Trockensubstanz. Mit einem Heizwert von 4,4 MWh/t ergibt sich ein Energieinhalt von 50,4 TWh.

Die Potenziale für Waldholzreste (Trockenmasse) belaufen sich deutschlandweit auf 11,88 Mio. Tonnen [52] und werden proportional zur bewaldeten Fläche der NUTS-1-Regionen auf die 37 Regionen verteilt [54]. Mit einem Heizwert von 5,1 MWh/t (Tabelle 8) ergibt sich ein Energieinhalt von 60,6 TWh.

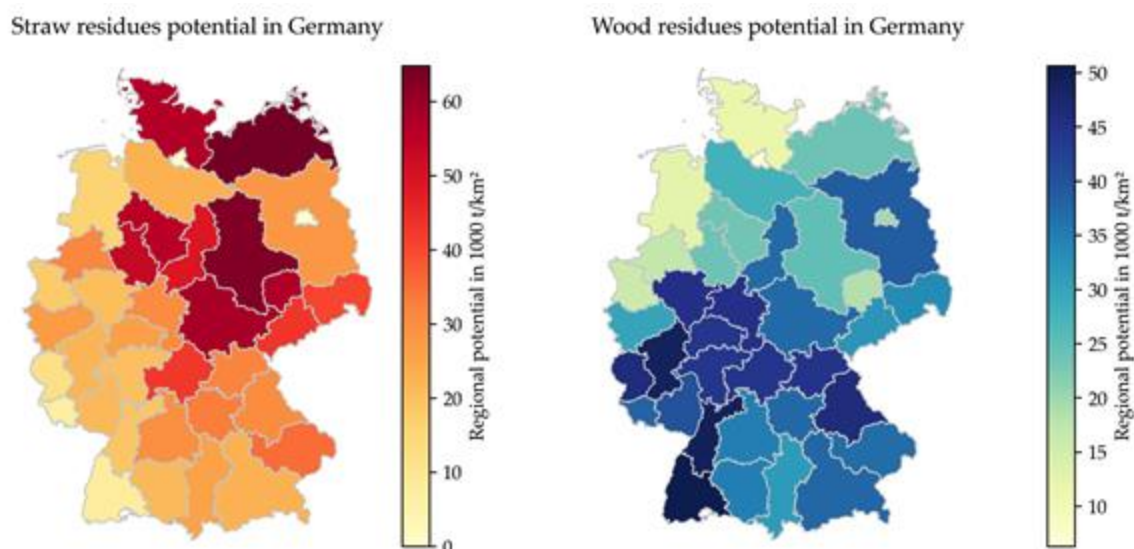


Abbildung 33: Mobilisierbares flächenspezifisches Potenzial von Stroh- und Waldholzresten als Rohmaterial für die Pyrolyse in 1000 t/km² pro NUTS-2-Region in Deutschland.

Die regionalen Biomassepotenziale sind flächenspezifisch in Abbildung 33 dargestellt. Diese Potenziale bleiben über die Jahre der Modellierung konstant. In der Praxis werden Pyrolyseanlagen in der Nähe ihrer Biomassequelle installiert. Daher kann Biomasse einer Region nur innerhalb derselben Region genutzt werden.

Kosten

Vor 2018 lag der durchschnittliche Preis für Emissionszertifikate in der EU unter 20 €/tCO₂. Bis 2022 stieg er auf 80 €/tCO₂ und schwankte zwischen 60 €/tCO₂ und 100 €/tCO₂ bis 2024 [55]. In den Szenarien wurde ein konservativer Ansatz gewählt, bei dem der Preis für CO₂-Zertifikate konstant bei 75 €/tCO₂ bleibt.

Die spezifischen Investitionskosten für Pyrolyseanlagen umfassen sämtliche Anlagenkosten, einschließlich der Pyrolyseeinheit, Planung, Bau, Ausrüstung, Bauingenieurarbeiten und Inbetriebnahme. Diese Kosten werden in €/t jährlich umgesetzter Biomasse angegeben. Zur

Umwandlung von heißem Pyrolysegas oder -öl in Strom werden häufig Dieselmotoren, Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK), Gasturbinen oder Mikrogasturbinen verwendet. Die spezifischen Investitionskosten für PGUs werden in €/kW_{el} der elektrischen Kapazität angegeben und umfassen die Einheit selbst, Transport, Installation, Inbetriebnahme, Integration ins Strom- und Wärmenetz sowie den Bau des Abgassystems. Für das Referenzjahr 2020 werden die Kosten auf Basis des Wechselkurses und des Verbraucherpreisindex harmonisiert. Die spezifischen Investitionskosten für Pyrolyseanlagen variieren von 135 €/t_{BM}/Jahr bis 405 €/t_{BM}/Jahr im Jahr 2020. Die spezifischen Investitionskosten für Stromerzeugungseinheiten reichen von 431 €/kW_{el} bis 4.523 €/kW_{el}. Abbildung 34 zeigt den Bereich der untersuchten spezifischen Investitionskosten für Pyrolyseanlagen und Stromerzeugungseinheiten (PGUs).

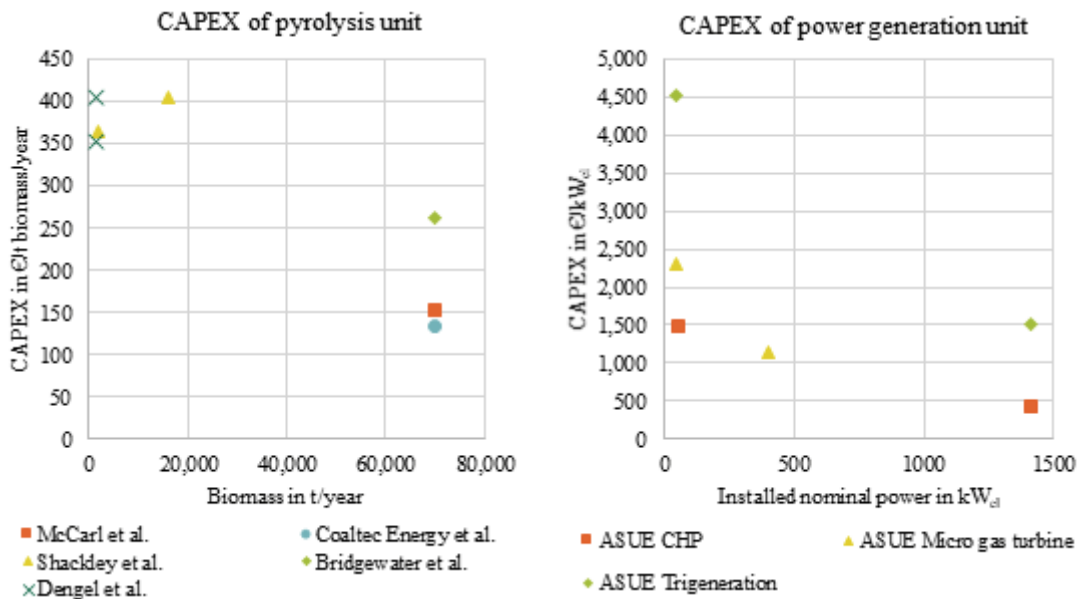


Abbildung 34: Recherchierte Werte für spezifische Investitionskosten (CAPEX) von Pyrolyseanlagen (links) und PGUs (rechts) aus verschiedenen Quellen: McCarl et al. [56], Coaltec Energy [57], Shackley et al. [58], Bridgewater et al. [59], Dengel et al. [60], ASUE CHP [61], FNR CHP [62] and ASUE Micro gas turbine [63]

In dieser Untersuchung wurden die Grenzkosten der Stromerzeugung auf null gesetzt, da angenommen wird, dass die variablen Kosten der Pyrolyse durch die Einnahmen aus dem Verkauf von Pflanzenkohle- und CO₂-Senkezertifikaten gedeckt werden. Die Bandbreite der Nettokosten für die Stromerzeugung wurde bereits in den Overnight-Szenarien in Kapitel 2.2 analysiert.

Die zukünftigen Investitionskosten (CAPEX) für Pyrolyseanlagen bis 2050 folgen einer Lernkurve, bei der die Kosten durch technologische Fortschritte und Skaleneffekte mit steigender Produktionskapazität sinken. Grundlage für die Berechnung ist der Ausgangswert der CAPEX im Jahr 2020, von dem aus die Kosten jährlich reduziert werden. Die Geschwindigkeit des Rückgangs nimmt mit der Zeit ab, da die Technologie schrittweise ausgereifter wird. Ein weiterer Einflussfaktor ist die Produktionskapazität von Pflanzenkohle, die laut EBI-Report [64] bis 2042 stetig ansteigt und anschließend konstant bleibt. Höhere Produktionsmengen fördern dabei den Kostensenkungseffekt der Lernkurve.

Die Kosten für die Stromerzeugungseinheiten werden hingegen als konstant angenommen, da diese Technologien als ausgereift gelten. Die Kombination der beiden Komponenten – Pyrolyse-

und Stromerzeugungsanlagen – ergibt die Gesamtkosten des Pyrolysesystems. Im Jahr 2020 liegen diese zwischen 2.516 und 10.503 €/kW_{el}. Bis 2050 sinkt die Spanne auf 1.452 bis 7.276 €/kW_{el}.

Damit bestimmt der festgelegte CAPEX-Wert von 2020 maßgeblich die Kostenentwicklung bis 2050. Sensitivitätsanalysen zeigen, wie sich unterschiedliche Ausgangswerte auf die Ausbaugeschwindigkeit der Pyrolyse in Deutschland auswirken.

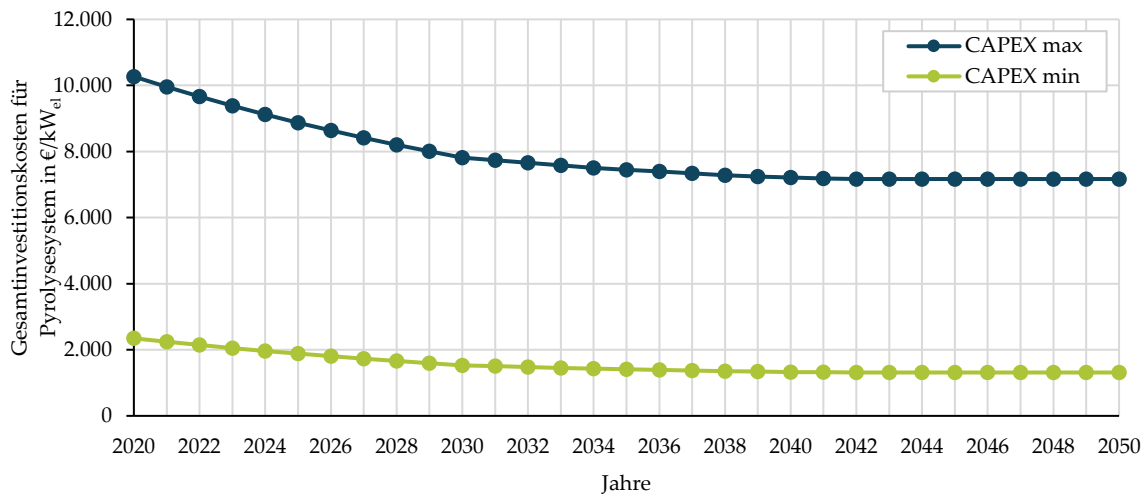


Abbildung 35: Prognostizierte CAPEX-Bandbreite für Pyrolyseanlagen und Stromerzeugungseinheiten in €/kW_{el} installierter Leistung

Installationsgrenzen

Drei Installationsgrenzen regulieren die installierbare Kapazität jeder Technologie: pro Land, Region und Jahr.

Technische Grenze: Die maximal installierbaren elektrischen Kapazitäten definieren die technischen Grenzen. Windräder und Solaranlagen werden durch Windgeschwindigkeit, Sonneneinstrahlung und verfügbare Landflächen begrenzt. Biomassekraftwerke und Wasserkraftanlagen erreichen bereits ihre maximalen Kapazitäten und können nur ersetzt werden, wenn bestehende Anlagen am Ende ihrer Lebensdauer abgeschaltet werden. Der Ausbau von Kohle-, Öl- und Braunkohlekraftwerken ist unterbunden. Gemäß dem deutschen Kohleausstiegsgesetz [65] endet die Kohleverstromung spätestens 2038, im Modell repräsentiert durch eine lineare jährliche Reduktion bis 2037. Pyrolyse, Gaskraftwerke und Speichertechnologien wie Wasserstoff und Batterien unterliegen keinen technischen Grenzen, wobei die Biomasseverfügbarkeit automatisch die maximal erzeugbare Strommenge der Pyrolyse, den maximalen Pflanzenkohleertrag und das speicherbare CO₂ begrenzt. Mit 24,5 Mio. Tonnen Biomasse in Deutschland könnten durch Pyrolyse 14,5 TWh Strom, 11,4 Mio. Tonnen Pflanzenkohle und 30,3 Mio. Tonnen CO₂ gewonnen werden. Eine Volllaststromproduktion würde eine installierte Leistung von 1,66 GW erfordern.

Jährliche Installationsgrenze: Die jährliche Grenze begrenzt die installierbare Kapazität pro Technologie landesweit. Die Werte basieren auf dem Ursprungsmodell. Für Pyrolyseanlagen wurde eine zusätzliche Grenze definiert, um einen unrealistisch schnellen Ausbau zu vermeiden. Im ersten Jahr können bis zu 1 MW_{el} installiert werden. Ab dem Erreichen dieser Kapazität ist der Ausbau jährlich auf maximal 170 % der bestehenden Kapazität beschränkt. Diese Wachstumsrate,

basierend auf dem European Biochar Market Report 2022/2023 [64], könnte die verfügbare Biomasse bis 2034 vollständig ausschöpfen, wenn sie durchgängig angewendet wird.

Regionale Installationsgrenze: Regionale Grenzen verhindern eine Konzentration der Technologien in den geeignetsten Regionen. Der jährliche Ausbau ist so beschränkt, dass die landesweite Grenze von 50 GW auf mindestens die Hälfte der 37 Regionen verteilt wird. Pro Region liegt die maximale jährliche Ausbaurrate daher bei 2.500 MW_{el}.

2.4.3 Szenarien

Zwei Hauptszenarien wurden definiert, um die Auswirkungen der Pyrolyse sowohl als Stromerzeugungs- als auch als Negativemissionstechnologie im deutschen Stromsystem zu bewerten. Tabelle 8 zeigt die Szenarieneinstellungen und die variierenden Parameter.

Das erste Szenario, „Business-as-Usual“ (BAU), stellt ein Energiesystem ohne Pyrolyse dar. Das zweite Szenario, das „Pyrolyse-Szenario“, erweitert das BAU-Szenario um das Pyrolysemodell. Dadurch werden die mögliche Ausweitung der Pyrolyse in Deutschland basierend auf ihren Investitionskosten (CAPEX), die Auswirkungen auf andere Technologien und die Ergebnisse im Vergleich zum BAU-Szenario analysiert.

Im Pyrolyse-Szenario liegt der CAPEX am unteren Ende der Investitionskostenpanne, beginnend bei 2.516 €/kW_{el} im Jahr 2020 und sinkend auf 1.052 €/kW_{el} bis 2050. Zusätzlich werden Sensitivitätsanalysen durchgeführt, um die Robustheit der Ergebnisse und den Einfluss zentraler Faktoren wie CAPEX und Stromnachfrage zu untersuchen. Dies hilft, die Bedingungen zu identifizieren, unter denen der Einsatz der Pyrolyse am vorteilhaftesten ist.

Tabelle 9: Parameter für die Hauptszenarien BAU und Pyrolyse sowie die Sensitivitätsanalysen.

	BAU scenario	Pyrolysis scenario	Sensitivitätsanalysen: CAPEX Variation	Sensitivitätsanalysen: Zukünftige Stromnachfrage
Pyrolyse in Szenario?	nein	ja	ja	ja
CAPEX₂₀₂₀ des Pyrolysesystems	-	2,516 €/kW _{el}	11 Analysen der CAPEX ₂₀₂₀ zwischen 2,516 €/kW _{el} und 10,503 €/kW _{el}	10,503 €/kW _{el}
Entwicklungen der Stromnachfrage	+1 %/Jahr	+1 %/Jahr	+1 %/Jahr	+1 %/Jahr +2 %/Jahr +3 %/Jahr +4 %/Jahr

Stromnachfrage

Der gesamte Stromverbrauch Deutschlands beträgt für das Jahr 2020 545 TWh [66]. In den Hauptszenarien wird eine konservative Annahme mit einem jährlichen Anstieg von +1 %/Jahr getroffen, was 735 TWh im Jahr 2050 entspricht [67]. Verschiedene Studien prognostizieren jedoch einen deutlich höheren zukünftigen Strombedarf. Für 2030 liegen die Schätzungen zwischen 680 TWh und 781 TWh [2,68,69], während für 2045 Werte von 927 TWh bis 1.472 TWh prognostiziert werden [2,70,71].

In den Sensitivitätsanalysen wird dieser zukünftige Bedarf durch verschiedene Wachstumsraten untersucht: +2 %/Jahr (989 TWh in 2050), +3 %/Jahr (1.328 TWh in 2050) und +4 %/Jahr (1.777 TWh in 2050). Die Entwicklungen des Strombedarfs bei den vier Wachstumsraten sind in Abbildung 36 dargestellt.

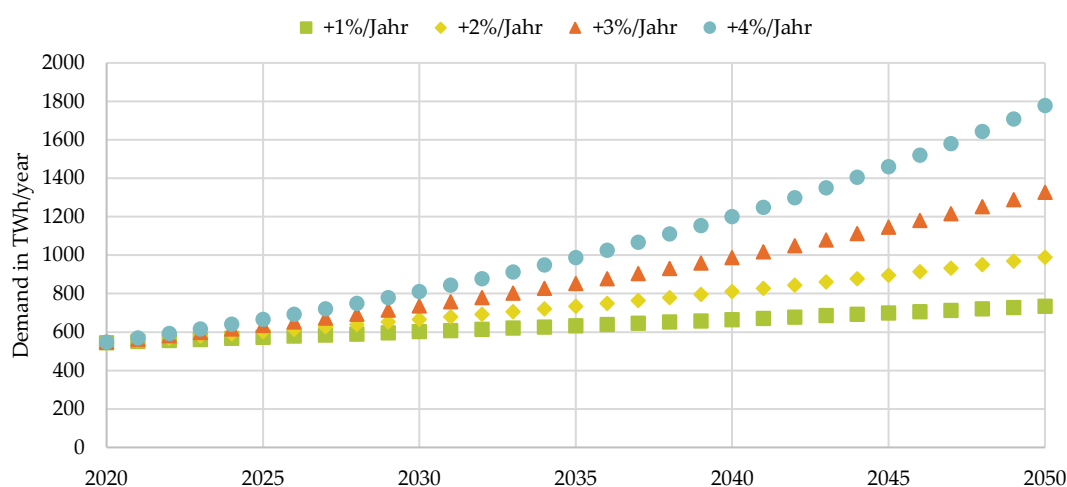


Abbildung 36: Verschiedene Entwicklungen der Stromnachfrage für Sensitivitätsanalyse

Jährliche Emissionsziele

Das jährliche CO₂-Budget orientiert sich an der Revision des Klimaschutzgesetzes von 2021 [72], das für den Energiesektor jährliche CO₂-Budgets bis 2030 festlegt. Bis 2040 müssen die CO₂-Emissionen um 88 % im Vergleich zu 1990 reduziert werden, und ab 2045 müssen die Emissionen netto null betragen. Abbildung 37 zeigt die jährlichen CO₂-Grenzwerte, die das Energiesystemmodell nicht überschreiten darf. Die Budgets von 2030 und 2040 sowie von 2040 und 2045 wurden linear interpoliert. Ab 2045 bis 2050 liegt das Nettoemissionsniveau bei null.

Es ist zu beachten, dass seit April 2024 keine sektorspezifischen Ziele mehr gelten [67]. Dennoch wird angenommen, dass der Energiesektor weiterhin einen wesentlichen Beitrag zur Dekarbonisierung leistet und sich an die ursprünglich festgelegten CO₂-Grenzwerte hält.

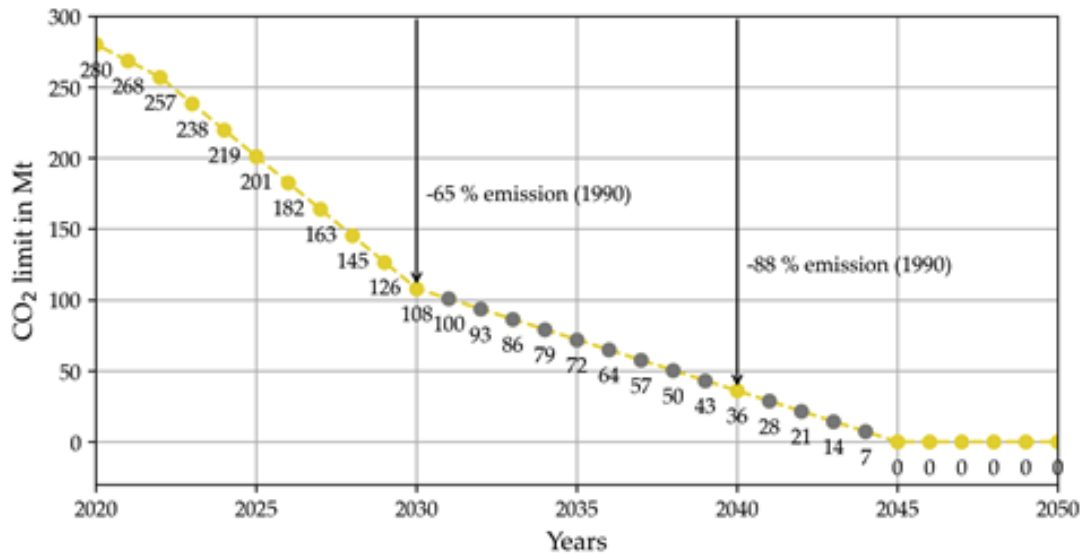


Abbildung 37: Jährliche Emissionsziele werden als Einschränkungen für den Elektrizitätssektor in der vorausschauenden Modelloptimierung festgelegt.

2.4.4 Ergebnisse

Die Auswirkungen der Pyrolyse auf die Transformation des Stromsystems

Abbildung 38 zeigt die installierte Leistung und Stromerzeugung aller Technologien in beiden Szenarien über die Zeit. Im BAU-Szenario erreicht das Stromsystem bis 2050 eine installierte Gesamtleistung von 524 GW, was mit anderen Studien übereinstimmt [2,5,7,30]. Solar- und Windenergie dominieren die Stromerzeugung, während Speicherkapazitäten wie Batterien (59 GWh) und Wasserstoffspeicher (12.600 GWh) erheblich ausgebaut werden. 47 GW installierte Gaskraftwerke verbleiben im Modell, da diese noch nicht das Ende ihrer Lebensdauer erreicht haben. Ab 2045 werden jedoch keine fossilen Brennstoffe mehr genutzt, um das Netto-Null-CO₂-Ziel einzuhalten.

Im Pyrolyse-Szenario erreicht die Pyrolyse bis 2050 eine installierte Leistung von 5,1 GW und trägt 1,9 % zur Stromerzeugung bei. Abbildung 39 zeigt die Strombereitstellung in zwei Beispielwochen im Jahr 2045: Pyrolyseanlagen erzeugen vor allem Strom, wenn wenig erneuerbare Energie verfügbar ist, und pausieren bei ausreichender Versorgung durch Solar- und Windenergie. Diese Flexibilität wird durch niedrige CAPEX ermöglicht, die einen Ausbau über den Bedarf hinaus erlauben. In der Praxis könnte die Pyrolyse durch Zwischenspeicher für Gas oder Öl von der Stromerzeugung entkoppelt werden. So könnte Biomasse kontinuierlich bei geringeren Kapazitäten verarbeitet werden, während größere Stromerzeugungseinheiten (PGUs) flexibel auf Nachfrage reagieren. Dadurch würde das Gesamtsystem-CAPEX sinken, was den Ausbau weiterer Pyrolyseanlagen im Modell begünstigt.

Während Gaskraftwerke im BAU-Szenario als stranded assets enden, bleiben sie im Pyrolyse-Szenario aktiv und liefern 3 % des Stroms, wobei ihre Emissionen durch in Pflanzenkohle gespeicherten Kohlenstoff kompensiert werden. Strom aus Erdgas bleibt günstiger als Wasserstoff und Batterien, ist jedoch durch CO₂-Ziele beschränkt. Im Sommer laufen Gaskraftwerke nur wenige Stunden, während sie im Winter, insbesondere nachts, eine zentrale Rolle übernehmen, wenn erneuerbare Energien nicht ausreichen. Béres et al. [73] kommen ebenfalls zu dem Schluss,

dass Gaskraftwerke in Kombination mit Negativemissionstechnologien wie BECCS kosteneffiziente Flexibilität in klimaneutralen Systemen bieten.

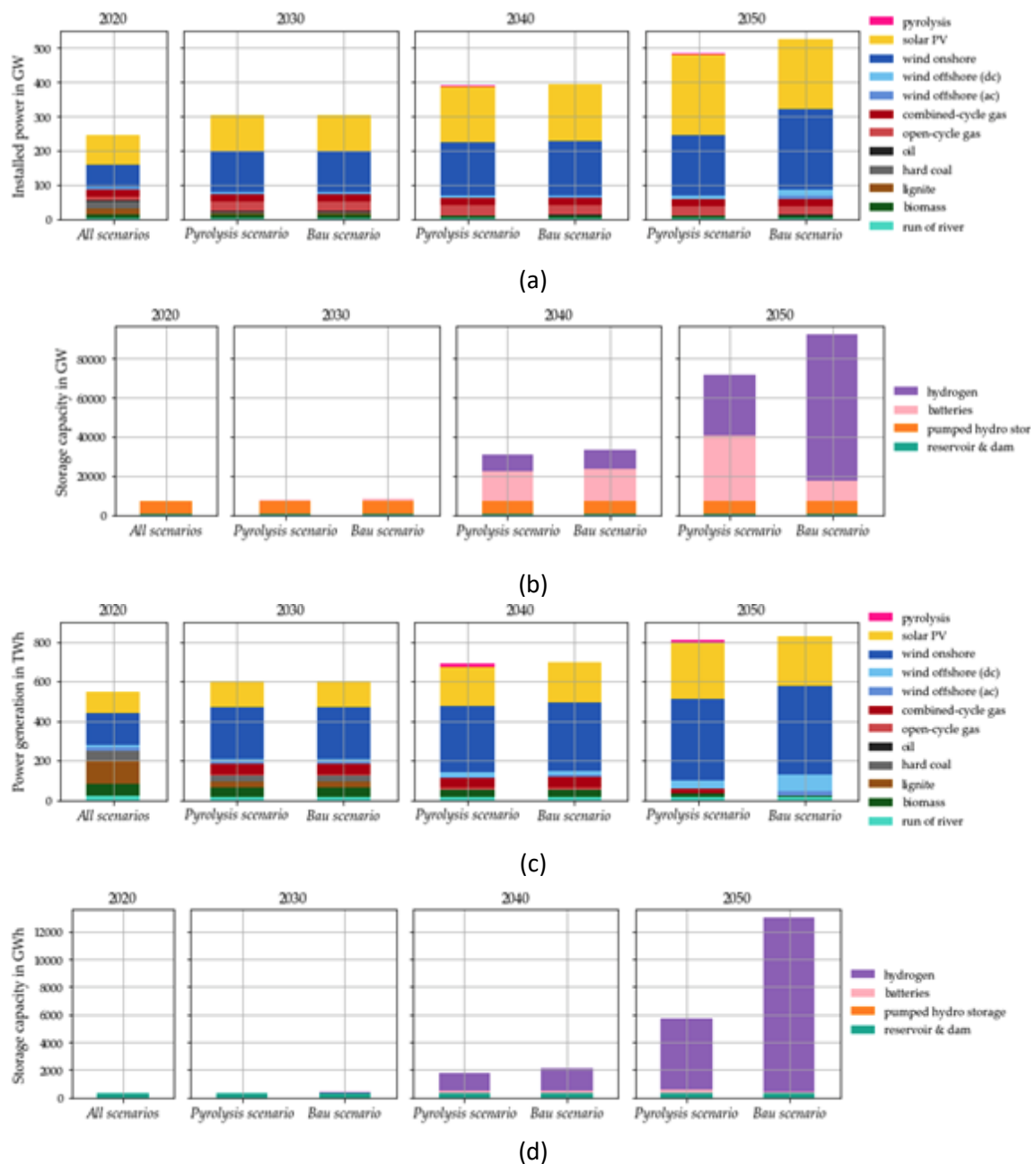


Abbildung 38: Installierte Stromkapazität (a), Speicherkapazität (b), jährlicher Strommix (c) und die installierte Speicherleistung (d) für die Szenarien BAU und Pyrolyse alle zehn Jahre im Modellierungszeitraum.

Die Pyrolyse trägt sowohl direkt zur Deckung der Residuallast als auch indirekt zur Unterstützung von Gaskraftwerken bei. Ihre Integration beeinflusst den Ausbau erneuerbarer Energien (RES) und Speichersysteme deutlich. Im Pyrolyse-Szenario entfallen 48 % der erneuerbaren Kapazität auf Solarenergie und 39 % auf Wind, während im BAU-Szenario Wind mit 50 % dominiert. Zudem wird die Wasserstoffspeicher-Kapazität auf 5.000 GWh reduziert, 60 % weniger als im BAU-Szenario, wo Wasserstoff eine größere Rolle spielt. Gleichzeitig steigen Batteriespeicher auf fast 200 GWh,

was einem Zuwachs von 240 % gegenüber dem BAU-Szenario entspricht. Der verstärkte Einsatz von Solarenergie und Batteriespeichern sowie die geringere Abhängigkeit von Windkraft und Wasserstoffsystemen stehen in direktem Zusammenhang mit der flexiblen Nutzung der Stromerzeugung durch Pyrolyse. Die Analyse der zeitlichen Strombereitstellung (Abbildung 39) zeigt, dass Wasserstoffspeicher vor allem zur Speicherung von Windenergie genutzt werden, da sie über einen Zeitraum von bis zu sieben Tagen vollständig geladen werden können. Batterien hingegen sind auf maximal sechs Stunden beschränkt und dienen daher primär als Kurzzeitspeicher für Solarenergie.

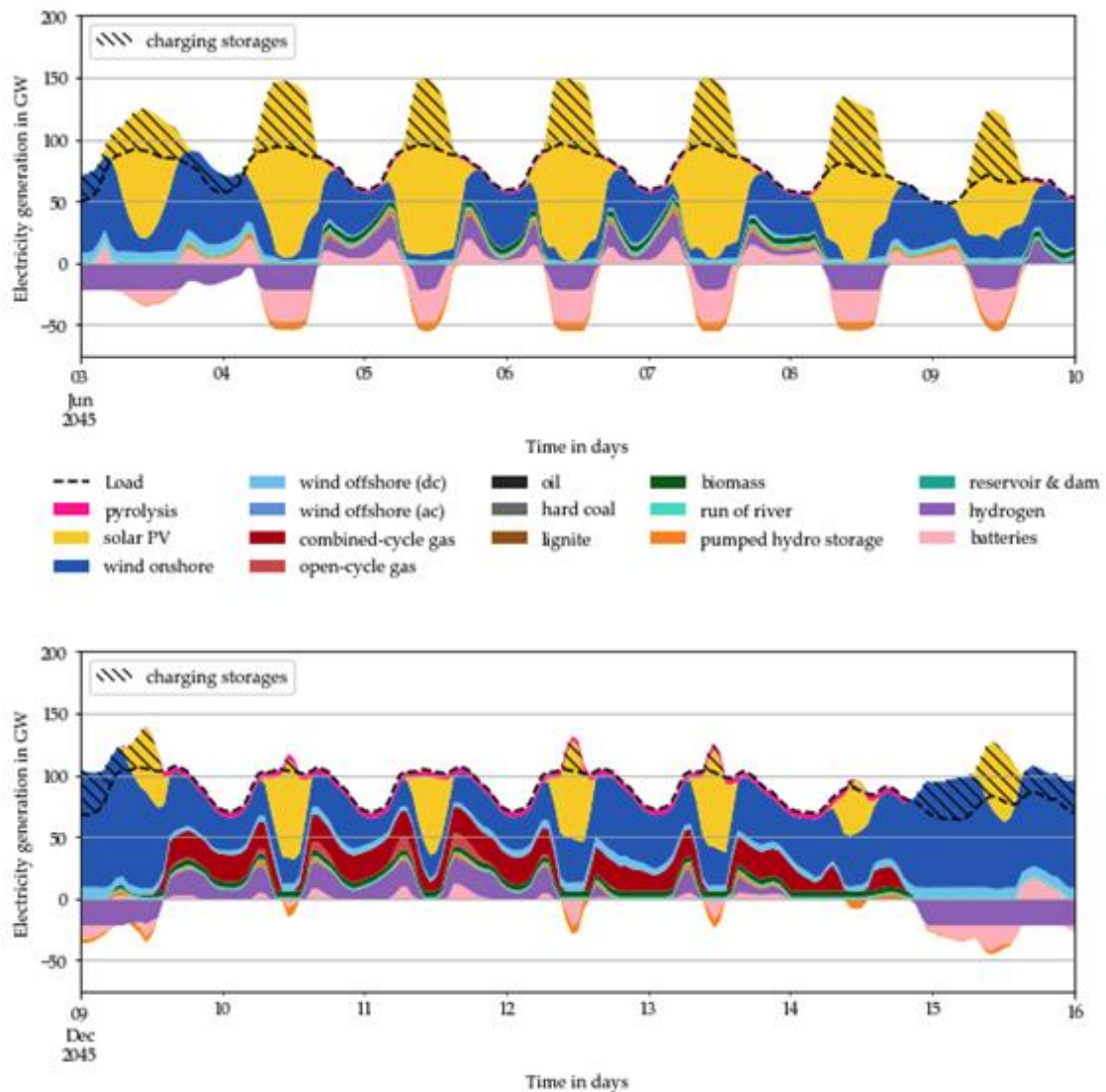


Abbildung 39: Stündliche Stromerzeugung pro Kraftwerk und die Last für eine beispielhafte Sommer- (oben) und Winterwoche (unten) im Modellierungsjahr 2045.

Die Interaktion zwischen Solarenergie, Batterien und Pyrolyse—bei der Solarstrom die Batterien lädt und gemeinsam mit Pyrolyseanlagen vor allem nachts Strom bereitstellt, wenn keine Solarproduktion erfolgt—führt im Pyrolyse-Szenario (Abbildung 38) zu einem stärkeren Ausbau von Solar-PV und Batteriespeichern. Gleichzeitig werden weniger Wasserstoffspeicher und Windkraftanlagen installiert.

Diese Ergebnisse stimmen mit denen von Tatarewicz et al. [74] überein, die ein Szenario mit BECCS anstelle von Pyrolyse analysierten. Ihr Modell, das Europa statt Deutschland abdeckt, zeigt eine höhere Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen, insbesondere Erdgas, aufgrund hoher CO₂-Preise, während die Rolle von Wasserstoff im Energiesystem abnimmt.

Die Lastdauerkurve in Abbildung 40 zeigt für jedes Jahr und jede Technologie, in welchem Umfang Pyrolyse, Wasserstoff und Gas zur flexiblen Stromversorgung eingesetzt werden. Im BAU-Szenario werden Gaskraftwerke und Wasserstoffspeicher vor allem großflächig für Flexibilität genutzt. Zwischen 2036 und 2045 verdoppelt sich die Wasserstoffspeicherkapazität alle zwei bis drei Jahre und erreicht 56 GW, da Alternativen wie Batterien teurer sind und Gaskraftwerke schrittweise abgeschaltet werden. Mit dem Ausbau der Wasserstoffspeicher sinken jedoch die Volllaststunden (FLH) von Elektrolyseuren und Brennstoffzellen deutlich: Während Elektrolyseure 2036 noch 3500 FLH erreichen, sind es 2050 nur noch 2100 FLH. Im Vergleich dazu prognostizieren die deutsche Nationale Wasserstoffstrategie [75] und Agora Energiewende [2] 4000 FLH für die Produktion von grünem Wasserstoff. Im BAU-Szenario liegt dieser Wert nur bei der Hälfte, ebenso bei Brennstoffzellen. Beispielsweise werden 10 % der Brennstoffzellenkapazität weniger als 44 Stunden pro Jahr genutzt, um Spitzenlasten abzudecken, und bleiben den Rest des Jahres abgeschaltet.

Im Pyrolyse-Szenario werden Elektrolyseure und Brennstoffzellen deutlich effizienter genutzt und erreichen über 3200 FLH über alle Jahre hinweg. Die Stromerzeugungseinheiten (PGUs) der Pyrolyseanlagen laufen hingegen entweder mit voller Kapazität oder gar nicht. Ab 2035 steigt die Kapazität der Pyrolyseanlagen weiter an, obwohl die verfügbare Biomasse vollständig genutzt wird. Dies führt zu einem Rückgang der Volllaststunden von anfangs 6000 FLH auf etwa 3000 FLH im Jahr 2050. Die Volllaststunden von Gaskraftwerken sinken ebenfalls kontinuierlich und erreichen 2050 nur noch 700 FLH. Diese Reduktion der Volllaststunden von Reservekraftwerken wie Gas und Kohle aufgrund des Ausbaus erneuerbarer Energien wird auch in der dena-Studie prognostiziert [76].

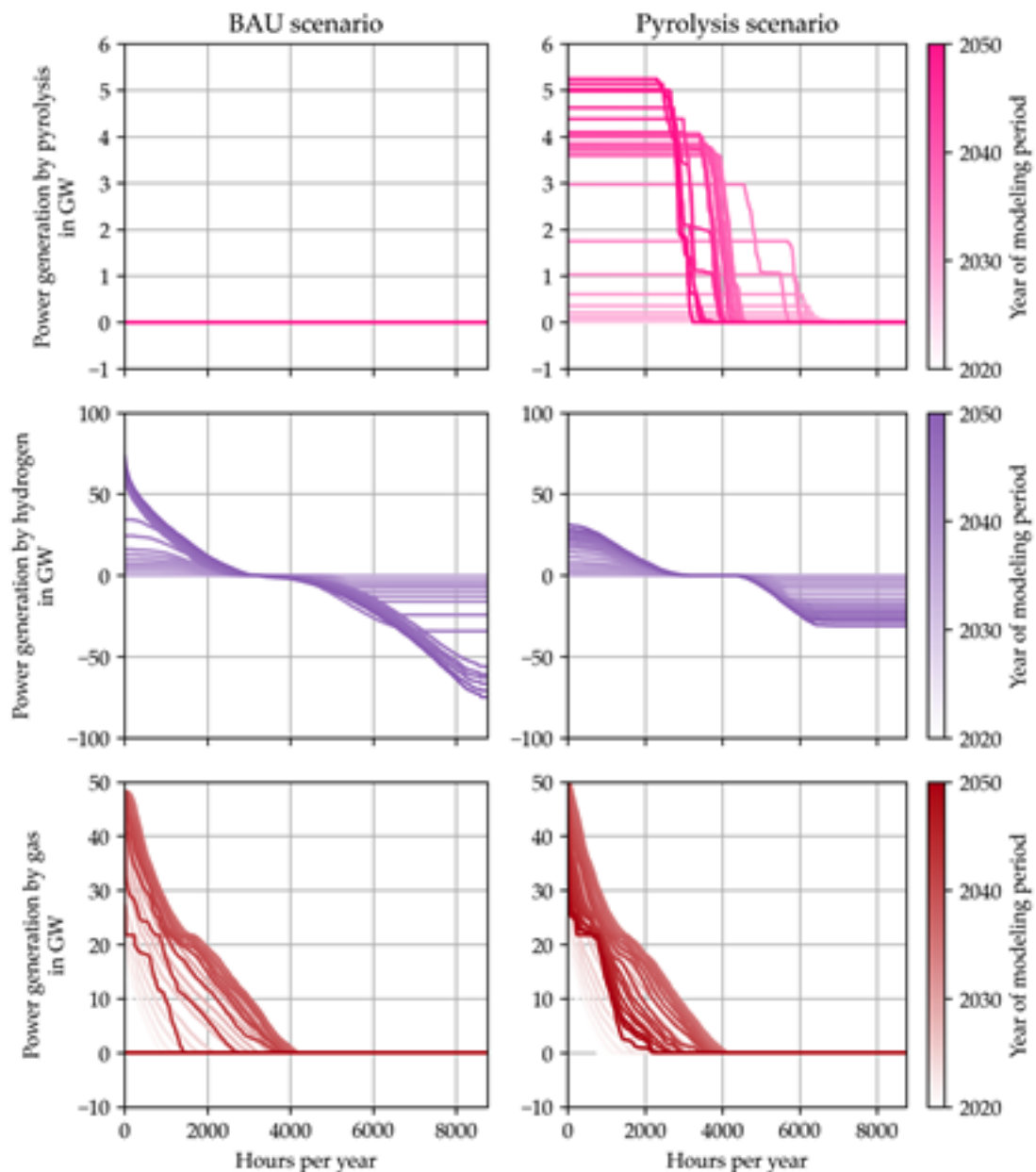


Abbildung 40: Die Lastganglinien für die 8760 Stunden jedes Jahres für die Technologien der Pyrolyse-Stromerzeugung, Wasserstoffspeicher und Gas-Kraftwerke (GuD-Anlagen und offene Gasturbinen).

Regionaler Ausbau der Pyrolyse

Die Modellierung zeigt, dass sich der Ausbau der Pyrolyse bis 2050 in den 37 Regionen unterschiedlich schnell vollzieht. In einigen Regionen erfolgt der Ausbau früher und schneller als in anderen. Obwohl das regionale Biomassepotenzial die Produktionskapazität von Pflanzenkohle begrenzt, besteht kein Zusammenhang zwischen einer hohen Biomasseverfügbarkeit und einem frühen Pyrolyse-Ausbau. Stattdessen fördert ein hoher Anteil an Solarenergie in einer Region einen frühen Einsatz der Technologie.

Abbildung 41 zeigt die installierte elektrische Leistung der Pyrolyseanlagen in den Regionen in gestapeltem Format für die Jahre des exponentiellen Ausbaus. Die Kapazitäten sind geografisch von Süden nach Norden nach Breitengraden geordnet. Der Ausbau beginnt früher in den 17

südlichsten Regionen, die überproportional hohe Anteile an Solarenergie aufweisen. Bis 2033 ist die Biomasse in allen Regionen bis auf drei vollständig genutzt, was die Expansion in diesen Regionen verlangsamt. Ab 2033 beginnen auch die 20 nördlichen Regionen signifikante Investitionen in Pyrolyse.

Pyrolyse und Solarenergie arbeiten im Modell synergistisch. In den betroffenen Regionen werden keine alternativen flexiblen Kraftwerke ausgebaut. Kohle- und Braunkohlekraftwerke werden bis 2036 vollständig abgeschaltet. Ab 2037 werden keine neuen Investitionen in Biomasse- oder Ölkraftwerke getätigt, und während Gaskraftwerke bis 2030 stark ausgebaut werden, bleibt ihre Kapazität danach konstant.

Aus Sicht des Stromsystems ist es kosteneffizienter, Pyrolyse in Regionen mit hohem Solaranteil schnell auszubauen, um die schwankende Energieversorgung auszugleichen, anstatt Regionen mit großen Biomasseresserven zu priorisieren.

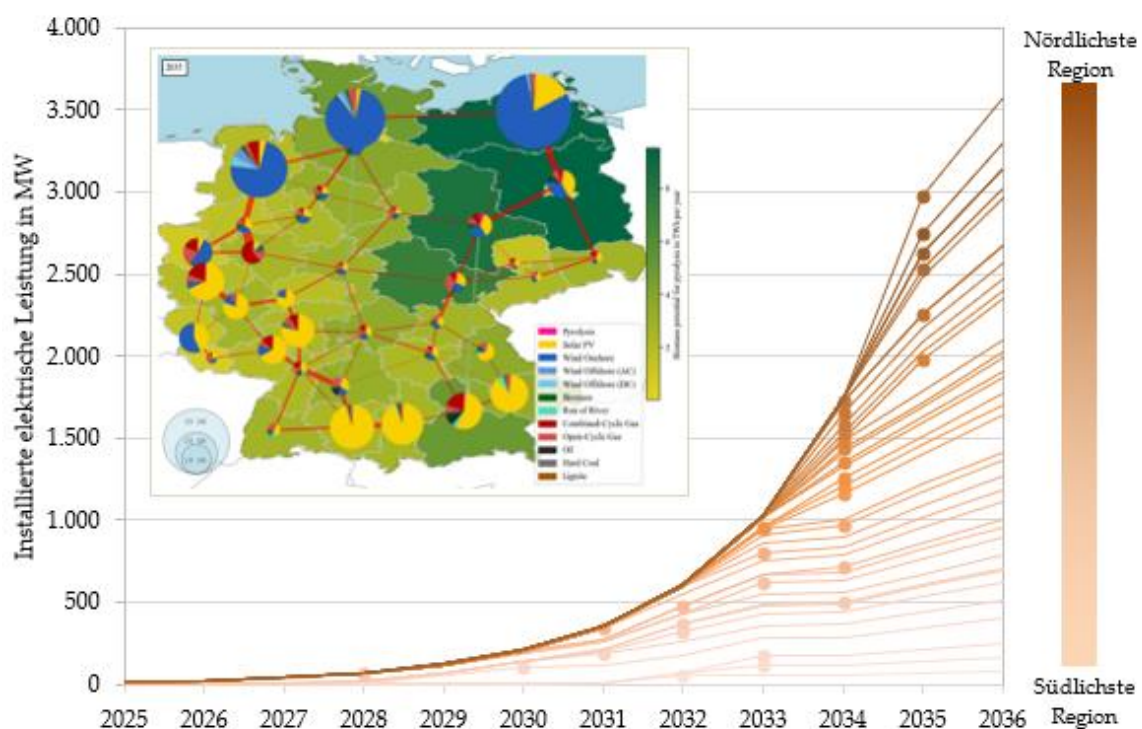


Abbildung 41: Installierte elektrische Kapazität von Pyrolyseanlagen pro Region bis 2040, dargestellt in einem kumulierten Liniendiagramm. Die Intensität der Linienfarbe entspricht dem geografischen Standort der Regionen von Süden (hellste Farbe) nach Norden (dunkelste Farbe). Die geografische Karte Deutschlands (oben links) zeigt das Biomassepotenzial für Pyrolyse als Heatmap und die Anteile der installierten elektrischen Kapazitäten der Kraftwerke in den Regionen des Jahres 2035 als Kuchendiagramme.

Anreize und Hürden für den Ausbau der Pyrolyse in Deutschland

Im Rahmen des Pyrolyse-Szenarios wurden Sensitivitätsanalysen durchgeführt, um den Einfluss zweier Schlüsselfaktoren auf den Ausbau von Pyrolyseanlagen bis 2050 zu untersuchen: die Investitionskosten (CAPEX) als interner Faktor und die zukünftige Stromnachfrage als externer Faktor. Interne Faktoren wie niedrige CAPEX treiben einen „Technologie-Push“-Effekt: Günstige Investitionskosten fördern den Ausbau der Pyrolyse, selbst wenn keine unmittelbare Nachfrage

nach Kohlenstoffsenken oder flexiblen Stromquellen besteht. Externe Faktoren wie steigende Stromnachfrage, der Bedarf an flexiblen Stromerzeugern und strengere CO₂-Budgets erzeugen einen „Nachfrage-Pull“-Effekt, bei dem Pyrolyseprodukte wie Flexibilität oder Pflanzenkohle auch bei höheren Stromkosten attraktiv werden.

Variation der Investitionskosten

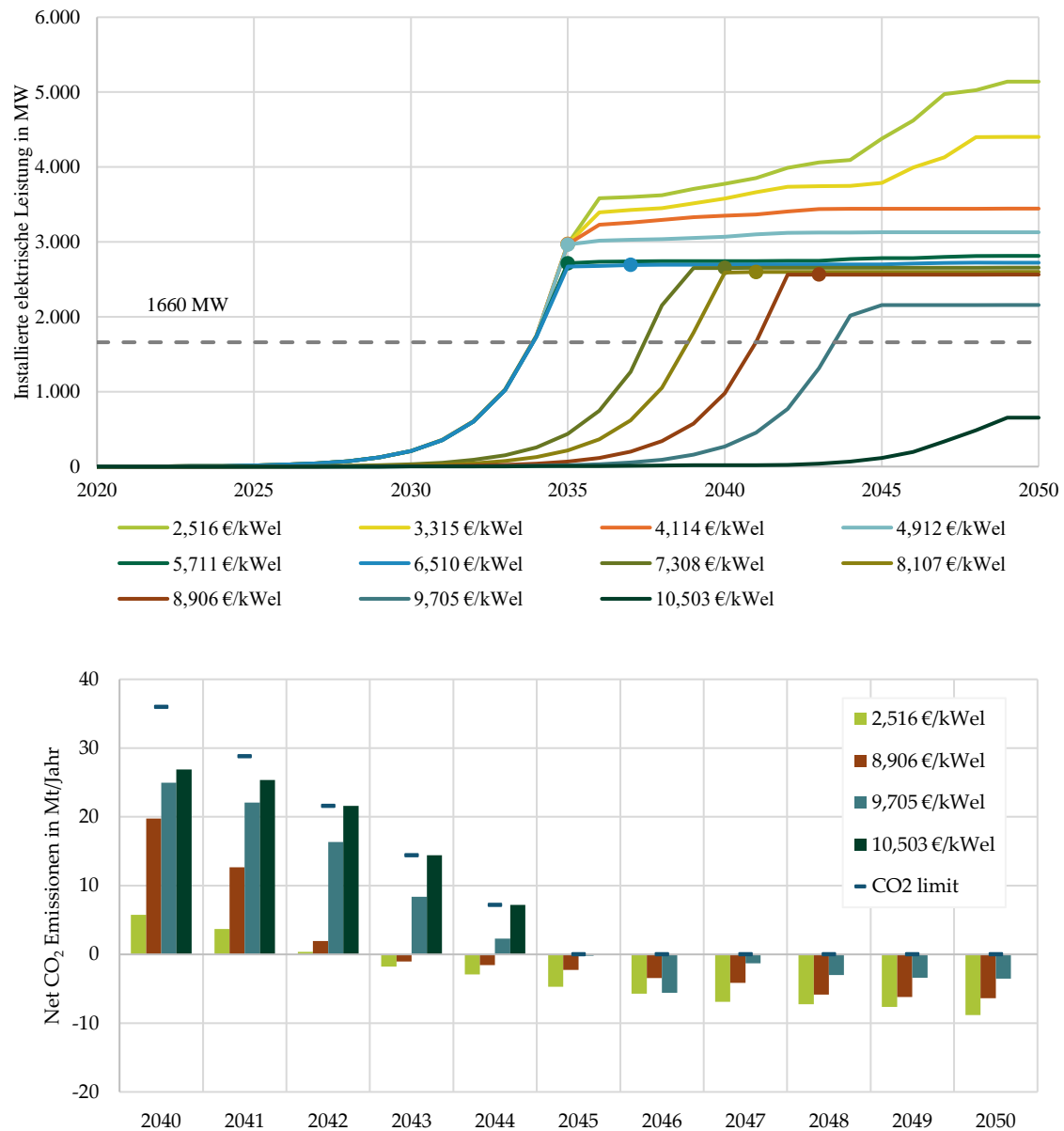


Abbildung 42: Oben: Installierte elektrische Kapazität der Pyrolyse für verschiedene CAPEX für den Modellierungszeitraum 2030-2050. Das Jahr, in dem die jährlich verfügbare Biomasse im jeweiligen Szenario vollständig verbraucht ist, ist durch einen Punkt auf den Linien gekennzeichnet. Die aggregierte installierte elektrische Kapazität von 1,66 GW, die das Minimum darstellt, das erforderlich ist, damit Pyrolyseanlagen das gesamte Biomassepotenzial vollständig nutzen können, ist durch eine gestrichelte Linie markiert. Unten: Die gesamten Nettoemissionen des Stromsystems für die niedrigsten und die drei höchsten CAPEX für den Modellierungszeitraum 2040-2050 sowie die jährlichen CO₂-Ziele.

In der ersten Sensitivitätsanalyse werden die Investitionskosten (CAPEX) in zehn Stufen von minimalen ($CAPEX_{2020} = 2.516 \text{ €/kW}_{el}$) bis maximalen Werten ($CAPEX_{2020} = 10.503 \text{ €/kW}_{el}$) erhöht, während alle anderen Parameter konstant bleiben. Ziel ist es, Schwellenwerte zu identifizieren, bei denen der Ausbau der Pyrolyse verzögert oder verlangsamt wird. Die Ergebnisse in Abbildung 42 zeigen, dass die Pyrolyse bei $CAPEX_{2020}$ -Werten bis zu 5.711 €/kW_{el} im Modell exponentiell und mit maximaler Rate ausgebaut wird. Niedrige CAPEX führen zu überdimensionierten Anlagen, die verstärkt zur Systemflexibilität beitragen. Liegt $CAPEX_{2020}$ über 5.711 €/kW_{el} , beginnt der Ausbau erst, wenn die Kosten durch jährliche Reduktionen unter etwa 6.000 €/kW_{el} fallen oder das System dringend flexible Stromerzeugung oder negative Emissionen benötigt. Die untere Grafik in Abbildung 42 verdeutlicht, dass in allen Szenarien außer dem mit den höchsten $CAPEX_{2020}$ die Menge an in Pflanzkohle gespeichertem CO_2 die Emissionen der Gaskraftwerke übersteigt, wodurch ein netto-negatives Stromsystem entsteht. Die Ergebnisse zeigen, dass Pyrolyseanlagen primär zur Bereitstellung flexibler Stromerzeugung dienen. Die Speicherung von CO_2 in Pflanzkohle stellt dabei einen wertvollen, aber sekundären Nutzen dar, während die Flexibilität der Haupttreiber für die Technologieeinführung bleibt.

Variation der Stromnachfrage

In der zweiten Sensitivitätsanalyse wurden jährliche Wachstumsraten der Stromnachfrage von +1 %, +2 %, +3 % und +4 % untersucht, um ihren Einfluss auf den Ausbau der Pyrolyseanlagen und deren Rolle im Energiesystem zu bewerten. Für diese Analyse wurde der CAPEX für Pyrolyse auf den Maximalwert von 10.503 €/kW_{el} gesetzt, da dies das herausforderndste Szenario für den Ausbau darstellt (siehe Abbildung 42).

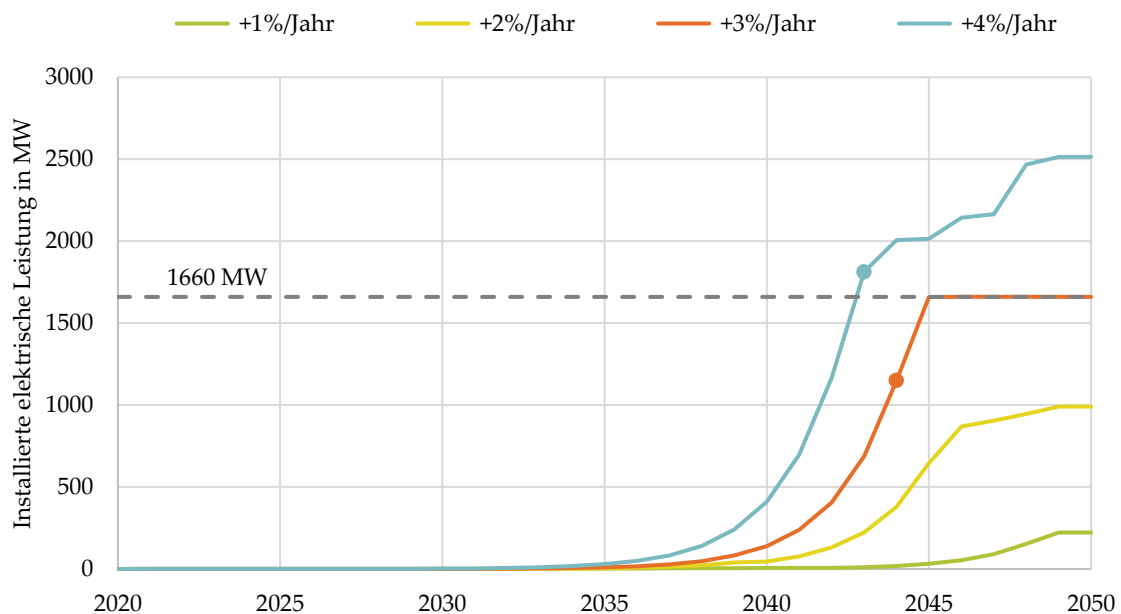


Abbildung 43: Installierte elektrische Kapazität der Pyrolyse für unterschiedliche Wachstumsraten des Strombedarfs für den Modellierungszeitraum 2030-2050. Das Jahr, in dem die jährlich verfügbare Biomasse im jeweiligen Szenario vollständig verbraucht ist, ist durch einen Punkt auf den Linien gekennzeichnet. Die aggregierte installierte elektrische Kapazität von 1,66 GW, die das Minimum darstellt, das erforderlich ist, damit Pyrolyseanlagen das gesamte Biomassepotenzial vollständig nutzen können, ist durch eine gestrichelte Linie markiert.

Die Ergebnisse in Abbildung 43 zeigen, dass eine höhere Stromnachfrage zu einem früheren und schnelleren Ausbau der Pyrolyse führt. Dies unterstreicht den starken „Nachfrage-Pull“-Effekt, der das wachstumsfördernde Potenzial der Pyrolyse selbst bei hohen Investitionskosten deutlich macht. Bei einer jährlichen Wachstumsrate von +3 % ist die verfügbare Biomasse bis 2044 vollständig genutzt, wobei die Pyrolyse hauptsächlich als Negativemissionstechnologie fungiert. Flexible Stromerzeugung wird in diesem Szenario kosteneffizienter durch Gaskraftwerke bereitgestellt, während Pyrolyseanlagen ganzjährig mit voller Kapazität betrieben werden. Bei einem Wachstum von +4 % wird die Biomasse ein Jahr früher vollständig verbraucht.

Bei hoher Stromnachfrage steigen die Spitzenlasten erheblich. Da CO₂-Beschränkungen die Stromerzeugung aus Gaskraftwerken begrenzen, übernimmt die Pyrolyse eine entscheidende Rolle bei der Deckung dieser Spitzenlasten. Selbst bei hohen CAPEX erweist sich die Überdimensionierung von Pyrolyseanlagen um 1 GW als die kostengünstigste Lösung, um Lastspitzen abzudecken und eine alleinige Abhängigkeit von Wasserstoff- und Batteriespeichern zu vermeiden.

2.4.5 Schlussfolgerung

Diese Studie bewertet die Integration der Pyrolyse als Dual-Use-Technologie, die sowohl Negativemissionen liefert als auch zur Stromerzeugung beiträgt. Die Analyse zeigt das Potenzial der Pyrolyse, die Systemflexibilität zu erhöhen, die Abhängigkeit von Wasserstoffspeichern um 60 % zu reduzieren und zur Klimaneutralität bis 2045 beizutragen. Der kleinere Bedarf an Wasserstoffspeichern entspricht der Größenordnung der in Kapitel 2.2 berechneten overnight-Pyrolyseszenarios. In den untersuchten Szenarien wird die Pyrolyse bis 2050 stark überbaut und erreicht eine installierte Kapazität von bis zu 5 GW und deckt etwa 1,9 % der Stromnachfrage ab. Die Überbauung der Pyrolyseanlagen dient der Bereitstellung an Flexibilität und wurde bereits in den overnight Szenarien in Kapitel 2.2 deutlich. Die Integration verändert die Systemdynamik deutlich: Strom wird direkt in Zeiten geringer erneuerbarer Erzeugung geliefert, während der in Pflanzenkohle gespeicherte Kohlenstoff indirekt Emissionen von Gaskraftwerken kompensiert. So entsteht eine netto-negative CO₂-Bilanz ohne den Neubau zusätzlicher Anlagen. Regional zeigt sich, dass Pyrolyse vorrangig in südlichen Regionen mit hohem Solar-PV-Anteil ausgebaut wird, da überschüssige Solarenergie effizient zur Biomasseverarbeitung genutzt werden kann. Diese Synergie erhöht die Flexibilität des Systems und verringert die Abhängigkeit von Wasserstoffspeichern. Die Sensitivitätsanalyse zeigt, dass niedrige CAPEX den Ausbau beschleunigen, besonders bei Kosten unter 24 €/t_{BM}/Jahr für Pyrolyseanlagen und 2.300 €/kW_{el} für Stromerzeugungseinheiten. Die steigende Stromnachfrage verschiebt die Hauptrolle der Pyrolyse von der Kohlenstoffspeicherung zur flexiblen Strombereitstellung, um den wachsenden Bedarf zu decken. Die Pyrolyse erweist sich als Schlüsseltechnologie für die Energiewende in Deutschland. Sie kombiniert flexible Stromerzeugung mit Negativemissionen und unterstreicht die Bedeutung eines diversifizierten Technologieportfolios, um Klimaneutralität bis 2045 zu erreichen.

Literaturverzeichnis AP 6

1. UNFCCC. ADOPTION OF THE PARIS AGREEMENT - Paris Agreement.
2. Agora Energiewende. Klimaneutrales Deutschland 2045 **2021**.
3. Lund, H.; Arler, F.; Østergaard, P.; Hvelplund, F.; Connolly, D.; Mathiesen, B.; Karnøe, P. Simulation versus Optimisation: Theoretical Positions in Energy System Modelling. *Energies* **2017**, *10*, 840, doi:10.3390/en10070840.
4. Brinkerink, M.; Gallachóir, B.Ó.; Deane, P. Building and Calibrating a Country-Level Detailed Global Electricity Model Based on Public Data. *Energy Strategy Reviews* **2021**, *33*, 100592, doi:10.1016/j.esr.2020.100592.
5. Barnes, T.; Shivakumar, A.; Brinkerink, M.; Niet, T. OSeMOSYS Global, an open-source, open data global electricity system model generator. *Sci. Data* **2022**, *9*, 623, doi:10.1038/s41597-022-01737-0.
6. PyPSA meets Earth - An open energy system model initiative for our Earth. Available online: <https://pypsa-meets-earth.github.io/> (accessed on 13 December 2024).
7. International Energy Agency. Global Energy and Climate Model Documentation 2023.
8. GitHub. etsap-TIMES/TIMES_model: The Integrated MARKAL-EFOM System (TIMES) - a bottom-up optimization model for energy-environment systems. Available online: https://github.com/etsap-TIMES/TIMES_model (accessed on 13 December 2024).
9. Hörsch, J.; Hofmann, F.; Schlachtberger, D.; Brown, T. PyPSA-Eur: An open optimisation model of the European transmission system. *Energy Strategy Reviews* **2018**, *22*, 207–215, doi:10.1016/j.esr.2018.08.012.
10. Euro-Calliope. Available online: <https://euro-calliope.readthedocs.io/en/stable/> (accessed on 13 December 2024).
11. Medeas | Modeling the renewable energy transition in europe. Available online: <https://medeas.eu/> (accessed on 13 December 2024).
12. Joint Research Centre Data Catalogue - The JRC European TIMES Energy System Model - European Commission. Available online: <https://data.jrc.ec.europa.eu/collection/id-00287#description> (accessed on 13 December 2024).
13. PyPSA-USA — PyPSA-USA. Available online: <https://pypsa-usa.readthedocs.io/en/latest/index.html> (accessed on 13 December 2024).
14. Liu, H.; Brown, T.; Andresen, G.B.; Schlachtberger, D.P.; Greiner, M. The role of hydro power, storage and transmission in the decarbonization of the Chinese power system. *Applied Energy* **2019**, *239*, 1308–1321, doi:10.1016/j.apenergy.2019.02.009.
15. Pfenninger, S.; Keirstead, J. Comparing concentrating solar and nuclear power as baseload providers using the example of South Africa. *Energy* **2015**, *87*, 303–314, doi:10.1016/j.energy.2015.04.077.
16. GitHub. calliope-project/uk-calliope: Model of the UK power system built with Calliope. Available online: <https://github.com/calliope-project/uk-calliope> (accessed on 13 December 2024).
17. Open Energy Outlook - Wilton E. Scott Institute for Energy Innovation - Carnegie Mellon University. Available online: <https://www.cmu.edu/energy/key-initiatives/open-energy-outlook/index.html> (accessed on 13 December 2024).
18. NREL. Resource Planning Model. Available online: <https://www.nrel.gov/analysis/models-rpm.html> (accessed on 13 December 2024).
19. EPRI. *US-REGEN Model Documentation* No. 3002016601, Palo Alto, CA., 2020.

20. Desport, L.; Selosse, S. An overview of CO₂ capture and utilization in energy models. *Resources, Conservation and Recycling* **2022**, *180*, 106150, doi:10.1016/j.resconrec.2021.106150.
21. Solano Rodriguez, B.; Drummond, P.; Ekins, P. Decarbonizing the EU energy system by 2050: an important role for BECCS. *Climate Policy* **2017**, *17*, S93-S110, doi:10.1080/14693062.2016.1242058.
22. Schwenk-Nebbe, L.J. National-sectoral emission constraints in PyPSA-based open-source European energy system models. *MethodsX* **2023**, *10*, 102014, doi:10.1016/j.mex.2023.102014.
23. Farfan, J.; Fasihi, M.; Breyer, C. Trends in the global cement industry and opportunities for long-term sustainable CCU potential for Power-to-X. *Journal of Cleaner Production* **2019**, *217*, 821–835, doi:10.1016/j.jclepro.2019.01.226.
24. Kato, E.; Kurosawa, A. Role of negative emissions technologies (NETs) and innovative technologies in transition of Japan's energy systems toward net-zero CO₂ emissions. *Sustainability Science* **2021**, *16*, 463–475, doi:10.1007/s11625-021-00908-z.
25. Realmonte, G.; Drouet, L.; Gambhir, A.; Glynn, J.; Hawkes, A.; Köberle, A.C.; Tavoni, M. An inter-model assessment of the role of direct air capture in deep mitigation pathways. *Nature communications* **2019**, *10*, 3277, doi:10.1038/s41467-019-10842-5.
26. IRENA. *World Energy Transitions Outlook 2022: 1.5°C Pathway*, Abu Dhabi, 2022. Available online: www.irena.org/publications.
27. Agostini, A.; Colauzzi, M.; Amaducci, S. Innovative agrivoltaic systems to produce sustainable energy: An economic and environmental assessment. *Applied Energy* **2021**, *281*, 116102, doi:10.1016/j.apenergy.2020.116102.
28. Dhyey D Mavani; P. Chauhan; V. Joshi. Beauty of Agrivoltaic System regarding double utilization of same piece of land for Generation of Electricity & Food Production **2019**.
29. Fagerström, J.; Kvalbein, L.; Hjelkrem, A.-G.R.; Bakken, A.K.; Selj, J. Technoeconomic Optimization of Grid-Connected Hybrid Pv-System for Model Farms in Norway with Electric Tractors. *SSRN Journal* **2022**, doi:10.2139/ssrn.4235999.
30. Kang, H.; Jung, D.; Kim, M.; Min, K. Study of Energy Management Strategy Considering Various Working Modes of Plug-in Hybrid Electric Tractor. *Transactions of the Korean Society of Mechanical Engineers B* **2013**, *37*, 181–186, doi:10.3795/KSME-B.2013.37.2.181.
31. Vogt, H.H.; Albiero, D.; Schmuelling, B. Electric tractor propelled by renewable energy for small-scale family farming, 1–4, doi:10.1109/EVER.2018.8362344.
32. Brown, T.; Hörsch, J.; Schlachtberger, D. PyPSA: Python for Power System Analysis. *Journal of Open Research Software* **2018**, *6*, 4, doi:10.5334/jors.188.
33. Domènech Monfort, M.; Sandhaas, A.; Zozmann, E.; Pönisch, C.; Kray, D.; Hartmann, N. Energy System Transformations Toward Zero Emissions: A Focus on Pyrolysis **Under review**.
34. Sandhaas, A.; Hartmann, N. Pyrolysis as a Strategic Element in Energy System Transformation to Achieve Net Zero Emissions **Under review**.
35. *Decarbonisation strategies implementing biochar as a carbon capture technology*; Domènech Monfort, M.; Sandhaas, A.; Pönisch, C.; Zozmann, E.; Hartmann, N., Eds. 18th IAEE European Conference "The Global Energy Transition Toward Decarbonization: a multi-scalar perspective and transformation", Italy, 24-27 July,; IAEE, 2023.
36. Anna Sandhaas. How Pyrolysis as a Negative Emission Technology Can Guide the Expansion of the German Power System Toward Climate Neutrality. Mailand Italy, 24-27 July, July 25, 2023.
37. Engström, J.; Lagnelöv, O. *Batteridrivnen autonom jordbruksmaskin: Simulering av maskinaktiviteter på en svensk gård* ISSN: 0284-5172.

38. Fraunhofer institute for solar energy systems. *Agrivoltaics - opportunities for agriculture and the energy transition*, 2022.
39. Prognos, Öko-Institut, Wuppertal Institut. Towards a Climate-Neutral Germany by 2045. How Germany can reach its climate targets before 2050: Executive Summary conducted for Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende and Agora Verkehrswende **2021**.
40. Kung, C.-C.; McCarl, B.A.; Cao, X. Economics of pyrolysis-based energy production and biochar utilization: A case study in Taiwan. *Energy Policy* **2013**, *60*, 317–323, doi:10.1016/j.enpol.2013.05.029.
41. Radloff S. Modellgestützte Bewertung der Nutzung von Biokohle als Bodenzusatz in der Landwirtschaft.
42. Pyreg. Pyreg Carbon Technology: BIOMASS RECYCLING INSPIRED BY NATURE.
43. BIOMACON. Biomacon - pyrolysekessel.
44. Konstantin Tertytze. *Schließung von Kreisläufen durch Energie- und Stoffstrommanagement bei Nutzung der Terra-Preta-Technologie im Botanischen Garten im Hinblick auf Ressourceneffizienz und Klimaschutz – Modellprojekt Urban farming*.
45. Roland Bauböck, M.K.-M. *Bioenergiedörfer im Wandel: Betrachtungen des Einsatzes von Reststoffen sowie des Zubaus einer Pyrolyseanlage an Biogasbestandsanlagen unter den Gesichtspunkten der Nahwärmeversorgung und der Wirtschaftlichkeit*.
46. Lenk, C.; Zozmann, E.; Bluhm, H.; Hirschl, B. Biochar carbon removal from residues in Germany—assessment from environmental and economic perspectives. *Environ. Res. Lett.* **2024**, *19*, 114072, doi:10.1088/1748-9326/ad83e3.
47. Brosowski, A.; Bill, R.; Thrän, D. Temporal and spatial availability of cereal straw in Germany—Case study: Biomethane for the transport sector. *Energ Sustain Soc* **2020**, *10*, doi:10.1186/s13705-020-00274-1.
48. M. Kaltschmitt. Biomass for Energy in Germany Status, Perspectives and Lessons learned: Hamburg University of Technology, Germany.
49. Anas Abuzayed. *MyPyPSA-Ger*, 2022.
50. F. Klauser, M. Schwarz, M. Schwabl, E. Wopienka, M. Fuhrmann, C. Dissauer. Pyrolysetechnologien in Europa. *Berichte aus Energie- und Umweltforschung*, 2024.
51. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. Basisdaten Bioenergie Deutschland 2020.
52. Brosowski, A.; Adler, P.; Erdmann, G.; Stinner, W.; Thrän, D.; Mantau, U. *Biomassepotenziale von Rest- und Abfallstoffen: Status Quo in Deutschland*; Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR): Gülzow-Prüzen, 2015, ISBN 9783942147293.
53. DBFZ. OpenData: Daten Download NUTS-1 [dataset]. Available online: <https://datalab.dbfz.de/home/?lang=de#Ressourcen%20Datenbank> (accessed on 10 November 2023).
54. Regionaldatenbank Deutschland. Bodenfläche nach Art der tatsächlichen Nutzung - Stichtag 31.12. - Kreise und kreisfr. Städte (bis 2015): Tabelle 33111-01-01-4 [dataset]. Available online: <https://www.regionalstatistik.de/genesis/online#astructure> (accessed on 10 January 2025).
55. Ember. Carbon Price Tracker. Available online: <https://ember-climate.org/data/data-tools/carbon-price-viewer/> (accessed on 7 February 2024).
56. McCarl, B. How Feasible Are Dreams of Biofuels? With a view toward GHGs.
57. Coaltec Energy. Coaltec Energy. Available online: <https://www.coaltecenergy.com/> (accessed on 4 July 2024).
58. Shackley, S.; Hammond, J.; Gaunt, J.; Ibarrola, R. The feasibility and costs of biochar deployment in the UK. *Carbon Management* **2011**, *2*, 335–356, doi:10.4155/cmt.11.22.

59. A.V. Bridgwater; A.J. Toft; J.G. Brammer. A techno-economic comparison of power production by biomass fast pyrolysis with gasification and combustion **2002**.
60. Dr. Andreas Dengel. Thermische Nutzung von getrocknetem Gärrest **2016**.
61. ASUE. BHKW-Kenndaten 2014/2015: Moduel, Anbieter, Kosten **2015**.
62. FNR. Faustzahlen. Available online: <https://biogas.fnr.de/daten-und-fakten/faustzahlen> (accessed on 11 April 2024).
63. ASUE. *Mikrogasturbinen: Technologie, Kenndaten, Anwendungen*, 2021.
64. European Biochar Industry. European Biochar Market Report 2022/2023.
65. Deutscher Bundestag. Bundestag beschließt das Kohleausstiegsgesetz. Available online: <https://www.bundestag.de/dokumente/textarchiv/2020/kw27-de-kohleausstieg-701804> (accessed on 28 October 2024).
66. bdew. *Die Energieversorgung 2024: Jahresbericht des BDEW*, 2025. Available online: https://www.bdew.de/media/documents/Jahresbericht_2020_final_Aktualisierte_Fassung_10Mai2021.pdf (accessed on 26 February 2024).
67. Abuzayed, A.; Hartmann, N. MyPyPSA-Ger: Introducing CO2 taxes on a multi-regional myopic roadmap of the German electricity system towards achieving the 1.5 °C target by 2050. *Applied Energy* **2022**, *310*, 118576, doi:10.1016/j.apenergy.2022.118576.
68. Leopoldina. *Szenarien für ein klimaneutrales Deutschland*, 2023. Available online: https://energiesysteme-zukunft.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/PDFs/ESYS_Analyse_IntEv.pdf (accessed on 8 May 2023).
69. BMWK. Unser Strommarkt für die Energiewende. Available online: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Dossier/strommarkt-der-zukunft.html> (accessed on 23 March 2023).
70. Ariadne-Report. *Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045 - Szenarien und Pfade im Modellvergleich*; Potsdam Institute for Climate Impact Research, 2021.
71. Übertragungs-netzbetreiber. Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045 **2023**.
72. Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG) **2019**.
73. Béres, R.; Junginger, M.; van Broek, M. den. Assessing the feasibility of CO2 removal strategies in achieving climate-neutral power systems: Insights from biomass, CO2 capture, and direct air capture in Europe. *Advances in Applied Energy* **2024**, *14*, 100166, doi:10.1016/j.adapen.2024.100166.
74. Tatarewicz, I.; Lewarski, M.; Skwierz, S.; Krupin, V.; Jeszke, R.; Pyrka, M.; Szczepański, K.; Sekuła, M. The Role of BECCS in Achieving Climate Neutrality in the European Union. *Energies* **2021**, *14*, 7842, doi:10.3390/en14237842.
75. BMWK. Nationales Reformprogramm 2020 - Die Nationale Wasserstoffstrategie **2020**.
76. dena. Leitstudie Aufbruch Klimaneutralitaet **2021**.

Arbeitspaket 7.3: Wissenstransfer

Um einen effektiven Wissenstransfer aus unserem Projekt zu garantieren, haben wir mehrere Informationskanäle genutzt. Eine wichtige Initiative war die Organisation eines Symposiums am Ende des Projekts, das eine Plattform für die Präsentation unserer Ergebnisse, für Diskussionen und für den Kontakt mit Stakeholdern, Politikern und Experten auf diesem Gebiet bot. Darüber hinaus haben wir eine Website eingerichtet, die als umfassendes Repository für projektbezogene Informationen dient, einschließlich Berichten, Veröffentlichungen, Veranstaltungen, Newslettern und Aktualisierungen, um eine langfristige Zugänglichkeit zu garantieren. Auf LinkedIn erreichten wir ein Fachpublikum, indem wir Meilensteine, Ergebnisse und Aktualisierungen mitteilten, um Engagement und Zusammenarbeit zu fördern. Auf Instagram konnten wir mit einem breiteren Publikum kommunizieren und komplexe Ideen in einem visuellen und zugänglichen Format präsentieren, um die Öffentlichkeit zu inspirieren und zu informieren. Speziell für das Projekt wurde eine Reihe von Dokumentationsvorlagen, wie z. B. Word-Dokumente, PowerPoint-Präsentationen und Logos, entwickelt und verwendet. Unterstützt wurden wir dabei von Room meets Freiland, einem Grafikdesign-Unternehmen. Diese Maßnahmen sorgten gemeinsam für einen breiten und wirkungsvollen Wissenstransfer.

Homepage

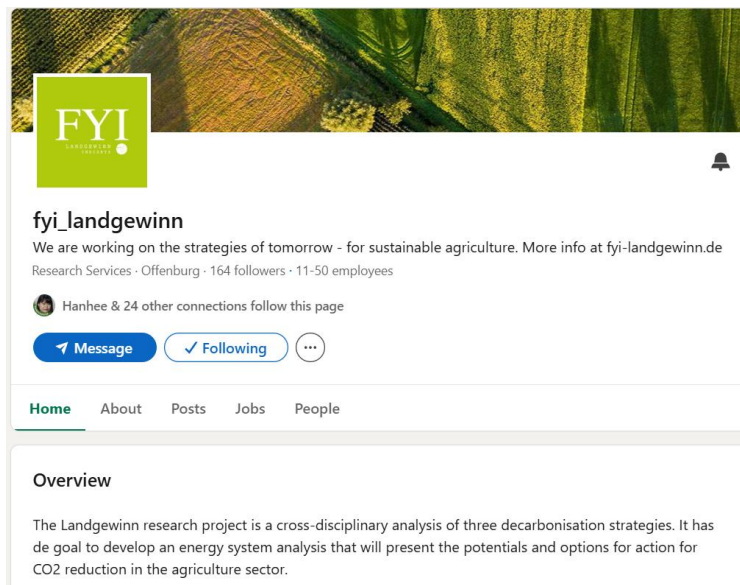
Die Website fyi-landgewinn.de (<https://fyi-landgewinn.de>) ist die zentrale Plattform für das Forschungsprojekt „Landgewinn“. Sie bietet einen Überblick über die Ziele, Methoden und interdisziplinären Ansätze des Projekts zur Reduzierung der CO₂-Emissionen in der Landwirtschaft. Die Besucher können detaillierte Beschreibungen des Projekts lesen, sich über die beteiligten Partnerorganisationen informieren und eine Reihe von Veröffentlichungen lesen, in denen die Ergebnisse und Erkenntnisse der Forschung vorgestellt werden. Die Website informiert auch über kommende Veranstaltungen, wie Konferenzen und Foren, die sich mit nachhaltiger Landwirtschaft und Energiesystemen befassen. Außerdem wurden Newsletter hochgeladen, in denen alle aktuellen Veröffentlichungen zum Thema zusammengefasst wurden. Wer sich mit dem Projektteam in Verbindung setzen oder weitere Informationen einholen möchte, kann sich an die Kontaktdaten wenden. Insgesamt bietet die Website eine breite Ressource für Interessengruppen und die Öffentlichkeit, um sich mit den Entwicklungen bei den Strategien zur Dekarbonisierung der Landwirtschaft auseinanderzusetzen.



LinkedIn

Die LinkedIn-Seite von FYI Landgewinn bietet eine professionelle Plattform für das interdisziplinäre Forschungsprojekt, das sich auf Dekarbonisierungsstrategien in der

Landwirtschaft konzentriert. Die Seite enthält Updates zu aktuellen Veröffentlichungen, kommenden Veranstaltungen und Kooperationen und zeigt die Fortschritte und Beiträge des Projekts zu nachhaltigen landwirtschaftlichen Praktiken auf. Follower können auf Links zu detaillierten Berichten und Analysen zugreifen, die auf der Webseite veröffentlicht wurden. Darüber hinaus werden auf der Seite Partnerschaften mit verschiedenen Organisationen und Institutionen vorgestellt, um den kooperativen Charakter des Projekts zu unterstreichen. Zu den regelmäßigen Beiträgen gehören Einblicke in die Projektentwicklungen, Ankündigungen von Symposien wie dem „FYI Landgewinn“ am 5. Juni 2024 und Informationen zu verwandten Veranstaltungen wie dem German Biochar Forum 2023.



Instagram

Das Instagram-Profil @fyi_landgewinn (https://www.instagram.com/fyi_landgewinn/) ist eine visuelle Plattform für das Projekt FYI Landgewinn. Das Profil enthält eine Auswahl an Posts, die Teammitglieder, Projektmeilensteine und Einblicke in nachhaltige landwirtschaftliche Praktiken hervorheben. Der Instagram-Account @fyi_landgewinn wurde mit @fyi_landwirtschaft50 zusammengelegt, einem Account mit einer größeren Follower-Basis. Diese Entscheidung wurde getroffen, um die Öffentlichkeitsarbeit zu konsolidieren und die Sichtbarkeit der Projektziele und -erfolge zu erhöhen.



fyi_landgewinn

Gefolgt ▾

Nachricht senden



18 Beiträge

63 Follower

23 Gefolgt

FYI Landgewinn

Wir arbeiten an den Strategien von morgen – für eine nachhaltige Landwirtschaft.

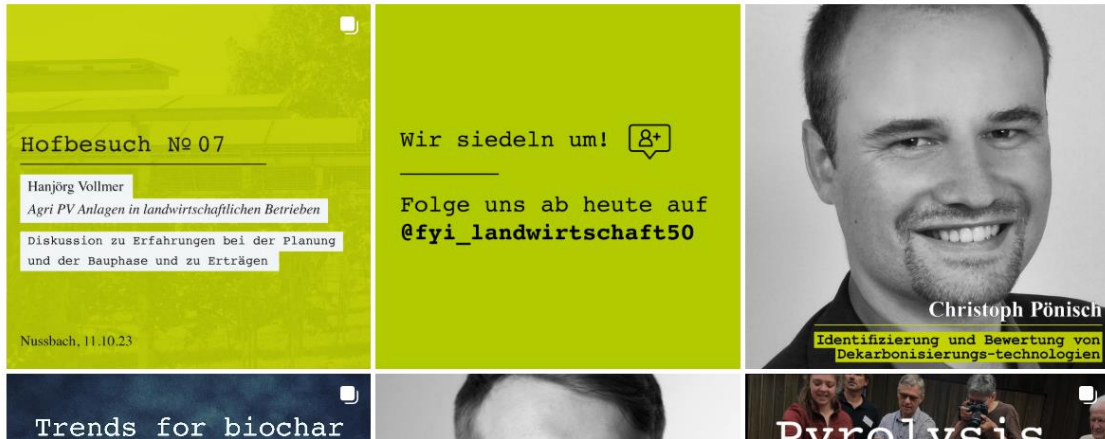
Mehr Infos auf

fyi-landgewinn.de

martaartola, xavierestivillrepulles + 2 weitere Personen sind Follower

BEITRÄGE

MARKIERT



Symposium

Das Symposium „FYI Landgewinn“, das am 5. Juni 2024 im Fraunhofer Forum in Berlin stattfand, markierte den Abschluss eines dreijährigen interdisziplinären Forschungsprojekts, das sich auf nachhaltige Dekarbonisierungslösungen für den Landwirtschafts- und Energiesektor konzentriert. Die Veranstaltung brachte rund 70 Teilnehmer aus Forschung, Politik, Landwirtschaft und Industrie zusammen, um innovative Technologien wie Pflanzenkohle, Agro-Photovoltaik (Agro-PV) und E-Traktoren zu diskutieren. Keynote-Speaker unterstrichen die Bedeutung von Emissionsreduzierungen durch technologische Fortschritte und Verhaltensänderungen und betonten die Rolle negativer Emissionen beim Erreichen von Netto-Null-Zielen. Das Symposium umfasste Sitzungen zu ökologischen und regulatorischen Aspekten sowie Diskussionen über die Integration von Landwirtschaft und Energiewende, die wertvolle Einblicke in die Zukunft nachhaltiger landwirtschaftlicher Praktiken boten.

Die Tagesordnung war wie folgt:

08:30 Uhr	Ankunft und Anmeldung	
09:15 Uhr	Grußwort aus dem BMWK	
	Frau Tryfonidou (Ministerialrätin Energieforschung Grundsatzfragen und Strategie)	
09:30 Uhr	Keynote Vorträge	
	Herr Creutzig (Professor MCC und TU Berlin)	
	Frau Kühnhold-Pospischil (Referentin der Institutsleitung FhG ISE)	
	Herr Hartmann (Professor HS Offenburg)	
10:30 Uhr	Postersession und Kaffeepause	
11:00 Uhr	Gemeinsame Session zum Thema Ökologie & Regulatorik	
	Frau Hentschel (HS Darmstadt)	Herr Röttgen (Umsicht)
	Herr Demmel (Landwirt)	Frau Lenk (IÖW)
12:00 Uhr	Parallele Sessions I	
	Pflanzenkohle - System / Forschung	Agri-PV - Praxis
	Frau Domènech (HS Offenburg)	Herr Wittke (Goldbeck Solar)
	Herr Fleischmann (RLI)	Herr Rapp (diveo GmbH)
	Herr Guidati (ETH Zürich)	Frau Kallina (HS Kehl)
13:00 Uhr	Mittagspause	
14:00 Uhr	Podiumsdiskussion zum Thema regulatorische & politische Anreize	
	Herr Vollprecht (BBH)	Frau Kärtner (Deutscher Bauerverband)
	Herr Hildebrand (IZES)	Herr Kürsten (3N e.V.)
	Frau Kallina (HS Kehl)	
15:00 Uhr	Networking und Kaffeepause	
15:30 Uhr	Parallele Sessions II	
	Pflanzenkohle - Praxis	Agri-PV - System / Forschung
	Herr Schatten (FU Berlin)	Herr Hörnle (Fraunhofer ISE)
	Herr Grafmüller (Ithaka)	Herr Maga (Fraunhofer UMSICHT)
	Herr Zozmann (IÖW)	Gawan Heintze (TFZ)
16:30 Uhr	Abschluss und Ausblick	
17:00 Uhr	Optionales Get-Together mit Kaffee und Kuchen	

Das Abschluss Symposium fand im Fraunhofer Forum Berlin statt und brachte etwa 70 Teilnehmende aus verschiedenen Bereichen zusammen, darunter Forschung, Politik, Landwirtschaft sowie Projektierer und Betreiber von AgriPV-Anlagen.

Ein Höhepunkt des Symposiums waren die inspirierenden Keynote-Vorträge. Felix Creutzig betonte die Notwendigkeit von Emissionssenkungen durch technologische Entwicklungen und

Verhaltensänderungen und wies darauf hin, dass es nicht nur darum geht, CO₂-emittierende Technologien und Verhaltensweisen vollständig zu eliminieren, sondern auch signifikante Reduktionen, wie den verminderten Fleischkonsum, zu fördern. Saskia Kühnhold-Pospischil gab einen umfassenden Überblick über die Vorteile von AgriPV-Anlagen für die Landwirtschaft und die Energiewende und hob die zentrale Rolle von negativen Emissionen hervor, um das Ziel von Netto-Null-Emissionen zu erreichen. Niklas Hartmann präsentierte die vielfältigen Einsatzmöglichkeiten der Pyrolyse im deutschen Energiesystem und beschrieb die Technologie als ein fehlendes Puzzlestück auf dem Weg zur Klimaneutralität.

Ein weiteres Highlight war die Podiumsdiskussion, in der fünf Experten über regulatorische und politische Anreize für den Ausbau der AgriPV diskutierten. Die Diskussion beleuchtete die Herausforderungen und Chancen der Integration von AgriPV in die bestehende Agrar- und Energielandschaft und bot wertvolle Einblicke in die zukünftige Entwicklung dieser Technologie.

Zusätzlich fanden Workshops statt, in denen in Kleingruppen über ökologische und regulatorische Aspekte diskutiert wurde. Diese Diskussionen förderten den Austausch zwischen den Teilnehmenden und halfen, konkrete Handlungsoptionen für die Praxis zu entwickeln.

Last but not least, fanden parallel zum Hauptprogramm mehrere themenspezifische Sessions statt. Hier wurden die wichtigsten Ergebnisse des Projekts Landgewinn präsentiert, begleitet von inspirierenden Impulsvorträgen externer Experten, die zusätzliche Perspektiven und Erkenntnisse einbrachten.

Diese umfassten:

- **Energiesystemanalyse:** In dieser Session wurden detaillierte Analysen des Energiesystems vorgestellt und diskutiert, insbesondere im Hinblick auf die Integration neuer Technologien wie Pyrolyse, autarke Systeme in verschiedenen Ländern und Netto-Null in der Schweiz.
- **Pflanzenkohle:** Diese Session behandelte die ökologischen und ökonomischen Aspekte der Pflanzenkohleproduktion und -nutzung.
- **Agri-PV:** Zwei Sessions zu AgriPV beleuchtete die Vorteile und Herausforderungen der Integration von Photovoltaik in landwirtschaftliche Betriebe, sowohl aus technischer als auch aus wirtschaftlicher Sicht.

Bilder



Veröffentlichungen

Masterarbeiten

1. Domènech Monfort, Meritxell (2022): "Decarbonisation Strategies in Energy Systems Modelling: Biochar as a Carbon Capture Technology". Masterarbeit, Hochschule Offenburg.
2. Thomas, Martin (2023): "Decarbonising the Energy System: "The Potential of Biomass Pyrolysis for Heat and Electricity". Masterarbeit, Hochschule Offenburg.
3. Goulart Duarte, Lucas (2023): "Decarbonisation Strategies in Energy Systems Modelling: APV and e-tractors as Flexibility Assets". Masterarbeit, Hochschule Offenburg.

Poster

1. Sandhaas, A., Domènech Monfort, M., Hartmann, N. (2023): "Pyrolyse: Ein Schlüssel zur Treibhausgasneutralität im deutschen Energiesystem". German Biochar Forum in Berlin, 13.-14. November 2023
2. Kray D., Hagemann, N., Pönisch, C. (2023): „Strategien für pflanzenkohlebasierte Düngung - Klassifizierung der Produkte“. German Biochar Forum in Berlin, 13.-14. November 2023
3. Domènech Monfort, M.; Sandhaas, A.; Hartmann, N. (2024): "Expansion of pyrolysis in the German energy system and its contribution to climate neutrality". German Biochar Forum in Berlin, 18.-19. November 2024
4. Sandhaas, A., Domènech Monfort, M., Hartmann, N. (2023): "Pyrolysis as a key technology: Flexible energy provision and reduction of hydrogen storage". German Biochar Forum in Berlin, 18.-19. November 2024

Konferenzbeiträge/-paper

1. Domènech Monfort, M.; Sandhaas, A.; Hartmann, N. (2022): „Decarbonisation Strategies Implementing Biochar as a Carbon Capture Technology“. 17th IAEE European Conference "The Future of Global Energy Systems" in Athens, Greece, 21.-24. September 2022
2. Domènech Monfort, M.; Sandhaas, A.; Pönisch, C.; Zozmann, E.; Hartmann, N. (2023): "Decarbonisation strategies implementing biochar as a carbon capture technology". 18th IAEE European Conference "The Global Energy Transition Toward Decarbonization: a multi-scalar perspective and transformation " in Mailand, Italien, 24.-27. Juli 2023
3. Sandhaas, A., Domènech Monfort, M., Hartmann, N. (2023): "How Pyrolysis as a Negative Emission Technology Can Guide the Expansion of the German Power System Toward Climate Neutrality". 18th IAEE European Conference "The Global Energy Transition Toward Decarbonization: a multi-scalar perspective and transformation " in Mailand, Italien, 24.-27. Juli 2023

Journal paper

1. Domènech Monfort, M.; Sandhaas, A.; Zozmann, E.; Pönisch, C.; Kray, D.; Hartmann, N. (2025): "Energy System Transformations Toward Zero Emissions: A Focus on Pyrolysis" **Under review.**

-
2. Sandhaas, A.; Hartmann, N. (2025): "Pyrolysis as a Strategic Element in Energy System Transformation to Achieve Net Zero Emissions" **Under review.**

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

BETREUT VOM:



Landgewinn – Energiesystemanalyse von Dekarbonisierungsstrategien der Landwirtschaft

Teilvorhaben:

Systemanalytische Bewertung des Dekarbonisierungspotenzials für
den Landwirtschaftssektor und Kopplungseffekte mit anderen
Sektoren

**Erfolgskontrollbericht als Anlage zum
Schlussbericht zu Nr. 3.2 BNBest-BMBF 98**

Zuwendungsempfänger

Hochschule Offenburg
Badstraße 24
77652 Offenburg

Förderkennzeichen

03EI1037A

Laufzeit des Vorhabens

01.06.2021 - 31.08.2024

Berichtszeitraum

01.06.2021 - 31.08.2024

Autoren

Anna Sandhaas, Meritxell Domènech Monfort, Niklas Hartmann (AP0, AP6 und AP7);
Christoph Pönisch, Daniel Kray (AP1 und AP2)

In diesem Schlussbericht werden die Arbeit und die Ergebnisse des Zuwendungsempfängers beschrieben. Der Schlussbericht orientiert sich an der Anlage 2 (zu Nr. 3.2 BNBEST-BMBF 98).

Inhaltsverzeichnis

1. Erfolgskontrollbericht	3
1.1 Wissenschaftlich-technisches Ergebnis des Vorhabens, die erreichten Nebenergebnisse und die gesammelten wesentlichen Erfahrungen	3
1.2 Fortschreibung des Verwertungsplans	4
1.2.1 Erfindungen/Schutzrechtsanmeldungen und erteilte Schutzrechte	4
1.2.2 Wirtschaftliche Erfolgsaussichten nach Projektende	4
1.2.3 Wissenschaftliche und/oder technische Erfolgsaussichten nach Projektende	4
1.2.4 Wissenschaftliche und wirtschaftliche Anschlussfähigkeit	4
1.4 Arbeiten, die zu keiner Lösung geführt haben	5
1.5 Einhaltung der Ausgaben- und Zeitplanung	5

1. Erfolgskontrollbericht

1.1 Wissenschaftlich-technisches Ergebnis des Vorhabens, die erreichten Nebenergebnisse und die gesammelten wesentlichen Erfahrungen

Die eingehende Darstellung der Ergebnisse des Vorhabens im Schlussbericht zeigt, dass das grundlegende Ziel des Projekts „Landgewinn – Energiesystemanalyse von Dekarbonisierungsstrategien der Landwirtschaft“ erreicht wurde.

Im Rahmen von **AP1** wurde eine umfassende Datenbank für den Landwirtschaftssektor erstellt, die Informationen über Ackerbau, Tierhaltung, Energieerzeugung, Biomasse und Verbrauchsmaterialien enthält. Diese Daten stammen aus offiziellen staatlichen Quellen sowie aus Literaturquellen. Ergänzend wurden regionale Daten zu CO₂-Emissionen, Strombedarf, Wärmebedarf und Biomasse erhoben und mit einem im Projekt entwickelten Python-Skript visualisiert. In Zusammenarbeit mit dem Kooperationspartner „Room meets Freiland“ wurde daraus eine interaktive GIS-Karte entwickelt, die die landwirtschaftlichen Emissionen auf NUTS3-Ebene in Form einer Heatmap darstellt. Damit wurde ein flexibles Arbeitsinstrument zur Berechnung von CO₂-Emissionen aus Ackerbau, Energiepflanzen und Tierhaltung entwickelt. Es ermöglicht die Anpassung von Werten und Annahmen, um regionale Emissionen präzise zu ermitteln. Die regionale Darstellung erfolgte auch durch die Integration von GIS-Daten, wobei Cluster mit erhöhten Emissionen identifiziert wurden.

Im Rahmen von **AP2** wurde die Auswahl der dritten Dekarbonisierungstechnologie abgeschlossen. Basierend auf einer umfangreichen Literaturrecherche, Diskussionsrunden und Feedbackprozessen mit dem Projektteam wurde die „nachhaltige Mobilität“ als dritte Technologie definiert. Eine Technologieübersicht wurde erstellt, die Maßnahmen, C-Senkentechnologien und Technologien zur THG-Reduktion umfasst. Die Auswahl erfolgte mithilfe eines Scorings, bei dem Faktoren wie Technologie-Reifegrad (TRL), Akzeptanz und Relevanz für das Projekt berücksichtigt wurden. Erste Potenziale der „nachhaltigen Mobilität“ wurden anhand von Leistungsklassen von Traktoren ermittelt. Die Relevanz der nachhaltigen Mobilität wurde mit zwei Expertenbefragungen ergänzt.

Die Abbildung der drei Energiewendetechnologien Pyrolyse, Agri-PV und E-Traktoren wurde in **AP6** umgesetzt. Die Projektergebnisse zeigten, dass Agri-Photovoltaik die Effizienz landwirtschaftlicher Flächen steigern kann, indem sie gleichzeitig Energie erzeugt und landwirtschaftliche Produkte anbaut. Die Einführung von elektrisch betriebenen Landmaschinen, sogenannten E-Traktoren, verringert den Energiebedarf und erhöht die Flexibilität in Energiesystemen, da sie als variable Energiespeicher fungieren können. Pyrolyseanlagen bieten ein langfristiges multifunktionales Potenzial zur Emissionsminderung durch ihre CO₂-bindende Funktion in Pflanzenkohle und ihre energetischen Produkte, die in Energie- und Klimastrategien integriert werden können. Der Einsatz von Pyrolyse zur Strom-

und Wärmeproduktion kann eine deutliche Kostenreduktion im Energiesystem bewirken, während gleichzeitig die Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen gesenkt wird. Pyrolyse erweist sich zudem als eine wichtige Negativemissionstechnologie, die nicht nur zur Stromerzeugung beiträgt, sondern auch signifikante Mengen an CO₂ bindet, was entscheidend für das Erreichen der Klimaneutralität ist. So zeigen die Analysen, dass die Pyrolyse die Systemflexibilität erhöht und gleichzeitig die Abhängigkeit von Wasserstoffspeichern um 60 % reduziert.

Das Projekt "Landgewinn" unterstrich die Bedeutung des Wissenstransfers **AP7** und der Einbindung von Stakeholdern, um nachhaltige Lösungen im Landwirtschaftssektor zu fördern. Durch ein Abschluss-Symposium und verschiedene Kommunikationsplattformen wie Websites und soziale Medien wurden Projektergebnisse effektiv kommuniziert und die Vernetzung zwischen Forschung, Politik und Wirtschaft unterstützt. Insgesamt zeigte das Projekt, dass durch die integrierte Betrachtung von landwirtschaftlichen und energetischen Systemen signifikante Fortschritte auf dem Weg zur Dekarbonisierung und Klimaneutralität erzielt werden können.

1.2 Fortschreibung des Verwertungsplans

1.2.1 Erfindungen/Schutzrechtsanmeldungen und erteilte Schutzrechte

Es wurden keine Erfindungen gemeldet und Schutzrechtsanmeldungen sind nicht erfolgt.

1.2.2 Wirtschaftliche Erfolgsaussichten nach Projektende

Im Rahmen des Vorhabens wurden keine unmittelbar vermarktungsfähigen Produkte entwickelt. Die entwickelten Konzepte für Pyrolyse und Agri-PV sind jedoch sehr gut geeignet, um neue wirtschaftliche Chancen für Unternehmen zu eröffnen.

1.2.3 Wissenschaftliche und/oder technische Erfolgsaussichten nach Projektende

Die im Vorhaben erzielten Erkenntnisse und Ergebnisse sind von großer Relevanz für die wissenschaftliche Gemeinschaft. Diese wurden in Fachzeitschriften veröffentlicht und darüber hinaus über DOI und ein GitHub-Repository anderen Wissenschaftler*innen zugänglich gemacht.

1.2.4 Wissenschaftliche und wirtschaftliche Anschlussfähigkeit

Auf der Basis der gewonnenen Erkenntnisse und Ergebnisse aus dem Vorhaben wurden weitere Ideen formuliert. Im Projekt PyFlex, gefördert durch das BMWK, wird die Flexibilisierung der Pyrolyse analysiert und bewertet und baut inhaltlich auf den Ergebnissen von Landgewinn auf.

1.4 Arbeiten, die zu keiner Lösung geführt haben

Der überwiegende Teil der Arbeiten konnte wie geplant durchgeführt werden. Alle Arbeiten, die im Projekt durchgeführt worden sind, waren zielführend und haben zu den heute vorliegenden Lösungen geführt.

1.5 Einhaltung der Ausgaben- und Zeitplanung

Die Zeit- und Kostenplanung wurden jeweils im Wesentlichen eingehalten. Alle Aktivitäten konnten im Projekt wie geplant durchgeführt werden.