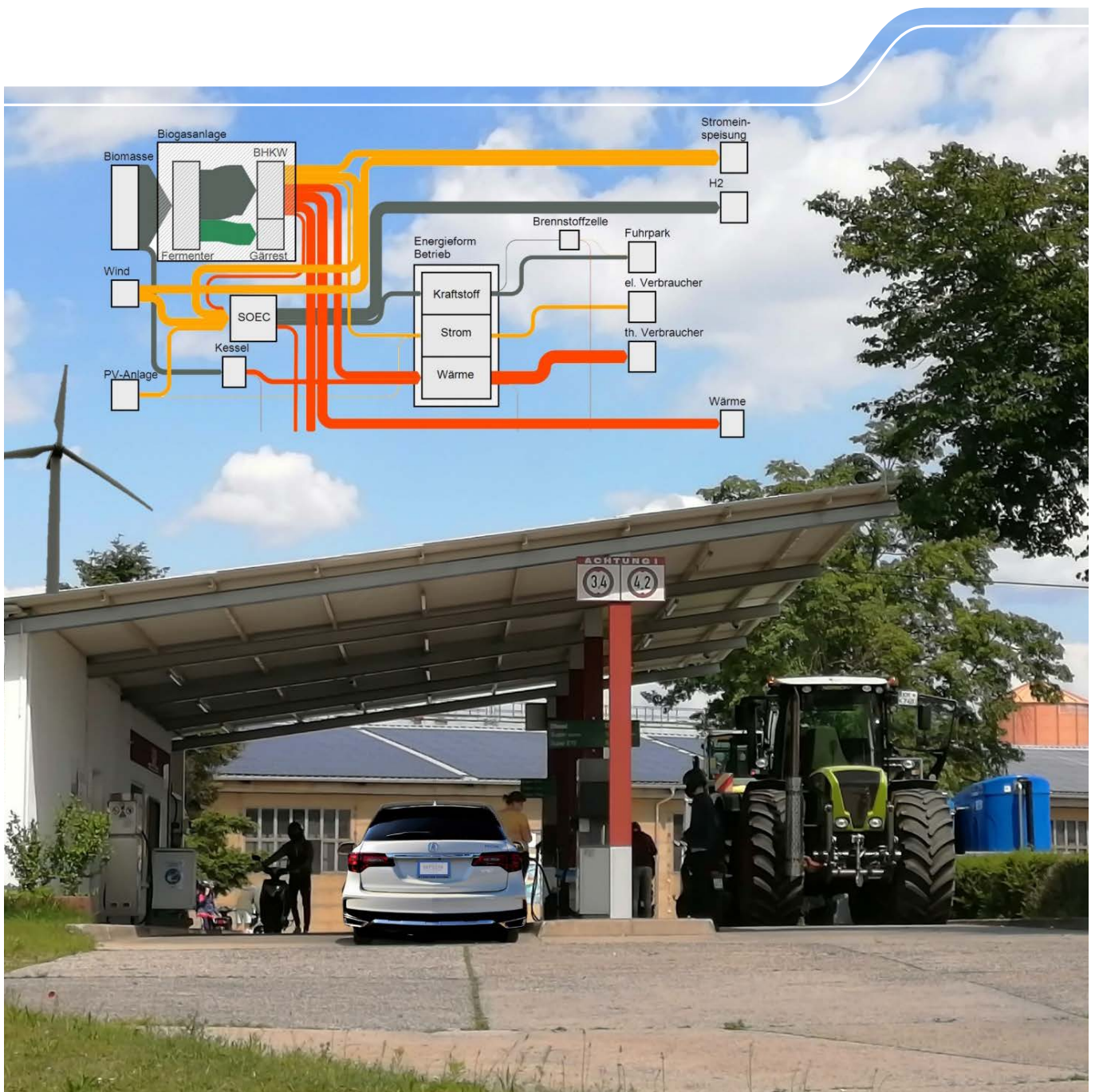


Dezentrale Energieversorgung

Schriftenreihe, Heft 14/2023



Dezentrale Energieversorgung für die Landwirtschaft und den ländlichen Raum

Nico Domurath, Dr. Laura Nusch, Björn Schwarz und Dr. Burkhardt Faßauer
Fraunhofer-Institut für Keramische Technologien und Systeme IKTS

Catrin Weyers und Dr. Sven Klausner
Fraunhofer-Institut für Verkehrs- und Infrastruktursysteme IVI

unter Mitarbeit von
Dr. Kerstin Jäkel
Sächsisches Landesamt für Umwelt, Landwirtschaft und Geologie LfULG

im Auftrag des Sächsischen Landesamtes für Umwelt, Landwirtschaft und Geologie LfULG

Begleitet durch den Fachbeirat
Jens Beyer – Bauernland AG

Dr. Maximilian Deutsch – Sächsisches Landesamt für Umwelt, Landwirtschaft und Geologie LfULG
Sebastian Gräfe – Sächsisches Staatsministerium für Energie, Klimaschutz, Umwelt
und Landwirtschaft SMEKUL

Prof. Dr.-Ing. Uwe Jung – Hochschule für Technik, Wirtschaft und Kultur Leipzig HTWK
Prof. Dr.-Ing. Hartmut Krause – TU Bergakademie Freiberg
Martin Rainer – Sächsische Energieagentur – SAENA GmbH
Prof. Dr.-Ing. habil. Tobias Zschunke – Hochschule Zittau/Görlitz

Inhaltsverzeichnis

1	Zusammenfassung	9
2	Hintergrund und Zielstellung	12
3	Vorgehensweise, Methodik	14
3.1	Erfassung der Basisdaten und Fokussierung	14
3.1.1	Beispielbetriebe und Betriebsdatenerfassung	14
3.1.2	Technologierecherche und Auswahl der Schlüsseltechnologien	15
3.1.3	Auswahl der Betriebe für die weitergehende Bewertung	20
3.2	Erstellung der Energiebilanzen und Technologie-integration	21
3.2.1	Energiebilanzierung und -darstellung	21
3.2.1.1	Energiebilanzierung Strom, Wärme, Kraftstoff - Sankey Diagramme	21
3.2.1.2	Energiebedarf Mobilität und Landtechnik	22
3.2.2	Integration der Schlüsseltechnologien	26
3.3	Erweiterte Bewertungsmatrix für die Technologie	27
3.4	Strom und Wärme	28
3.5	Kraftstoffe und Mobilität	29
4	Ergebnisse und Diskussion	30
4.1	Betriebsstrukturen und Technologien	30
4.1.1	Lage und Struktur der teilnehmenden Unternehmen	30
4.1.2	Energieverbrauch und Erzeugung EE in den Unternehmen	33
4.1.3	Charakterisierung des Fuhrparks in den Unternehmen	36
4.1.4	Technologien für die Energieerzeugung, Speicherung und Nutzung	37
4.1.5	Betriebsauswahl für die weitergehende Bewertung	39
4.2	Energiebilanzen und Sankey-Diagramme	41
4.2.1	Stromspeicherung und Strommanagement - B13	41
4.2.2	Methanerzeugung und Nutzung - B11	43
4.2.3	Holzvergaser - B6	45
4.2.4	Pyrolyse - B17	46
4.2.5	Kombination Elektrolyse und Methanisierung (Sabatier-Prozess) - B14	47
4.2.6	Elektrolyse mit Wasserstoffnutzung im Fuhrpark - B4	49
4.2.7	Festoxid-Elektrolysezelle (SOEC) und Wasserstoffverkauf - B1	51
4.2.8	Festoxid-Brennstoffzelle (SOFC) statt BHKW - B9	53
4.3	Erweiterte Konzeptbewertung	54
4.3.1	Treibhausgas-Bilanz	54
4.3.2	Wirtschaftlichkeit	61
4.3.3	Konzeptauswahl	69
4.4	Detailbetrachtung der Modell-Technologiepfade	75
4.4.1	Wasserstoff-Produktion als Systemdienstleistung	75
4.4.2	Methan-Einspeisung in das Hochdruckgasnetz	84
4.4.3	Stromspeicherung und -management für Wind- und PV-Strom mittels NaNiCl ₂ -Batterie	86
5	Literaturverzeichnis	97
6	Anhang	99
	Technologierecherche/-matrix	99
	Quellen (1)	103

(2) Akkumulatoren	104
Quellen (2)	105
(3) Energiespeicher Strom.....	105
Quellen (3)	106
(4) Wärmespeicher.....	107
Quellen (4)	108
(5) Fahrzeuge/Landmaschinen.....	109
Quellen (5)	113
Blockschemen für die Technologiekonzepte.....	115
Szenarien für Energiequellen und Erzeugung	116

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Allgemeine Darstellungsform der Sankey-Diagramme.....	22
Abbildung 2: mobile (-) und stationäre (+) Energiebedarfe der Feldarbeit am Beispiel eines 5 ha Maisfelds	26
Abbildung 3: Lage der im Rahmen der Studie betrachteten Agrarunternehmen im Freistaat Sachsen	30
Abbildung 4: Kenngrößen für Ackerland und Tierbestand für die untersuchten Betriebe	33
Abbildung 5: Stromproduktion und Eigenenergiebedarf für die untersuchten Betriebe.....	34
Abbildung 6: Installierte Leistung eigener EE-Produktion für die untersuchten Betriebe	35
Abbildung 7: Jahresproduktion an EE-Strom nach EE-Quelle	35
Abbildung 8: Dieselbedarf nach Angaben der einzelnen Betriebe	36
Abbildung 9: Zusammensetzung des Fuhrparks nach Angaben der einzelnen Unternehmen	37
Abbildung 10: Beispiel für ein Erzeugungskonzept in der Vorauswahl der Schlüsseltechnologie.....	38
Abbildung 11: Pfaddiagramm für die Zuordnung von Kriterien und Merkmalen	40
Abbildung 12: Sankey-Diagramm IST-Zustand für Betrieb B13	41
Abbildung 13: Sankey-Diagramm SOLL-Zustand Konzept 1.Y für Betrieb B13	42
Abbildung 14: Sankey-Diagramm IST-Zustand für Betrieb B11	43
Abbildung 15: Sankey-Diagramm SOLL-Zustand Konzept 5.Y für Betrieb B11	44
Abbildung 16: Sankey-Diagramm IST-Zustand für Betrieb B6	45
Abbildung 17: Sankey-Diagramm SOLL-Zustand Konzept 7.Y für Betrieb B6	45
Abbildung 18: Sankey-Diagramm IST-Zustand für Betrieb B17	46
Abbildung 19: Sankey-Diagramm SOLL-Zustand Konzept 9.Y für Betrieb B17	47
Abbildung 20: Sankey-Diagramm IST-Zustand für Betrieb B14	48
Abbildung 21: Sankey-Diagramm SOLL-Zustand Konzept 10.Y für Betrieb B14	48
Abbildung 22: Sankey-Diagramm IST-Zustand für Betrieb B4	49
Abbildung 23: Sankey-Diagramm SOLL-Zustand Konzept 11.Y für Betrieb B4	50
Abbildung 24: Sankey-Diagramm IST-Zustand für Betrieb B1	51
Abbildung 25: Sankey-Diagramm SOLL-Zustand Konzept 13.Y für Betrieb B1	52
Abbildung 26: Sankey-Diagramm IST-Zustand für Betrieb B9	53
Abbildung 27: Sankey-Diagramm SOLL-Zustand Konzept 17.Y für Betrieb B9	53
Abbildung 28: prinzipielle Darstellung der CO ₂ -Bilanz	55
Abbildung 29: CO ₂ -Bilanz (IST vs. SOLL) für Konzept 1.Y und Betrieb B13	56
Abbildung 30: CO ₂ -Bilanz (IST vs. SOLL) für Konzept 5.Y und Betrieb B11	56

Abbildung 31: CO ₂ -Bilanz (IST vs. SOLL) für Konzept 7.Y und Betrieb B6	57
Abbildung 32: CO ₂ -Bilanz (IST vs. SOLL) für Konzept 9.Y und Betrieb B17	58
Abbildung 33: CO ₂ -Bilanz (IST vs. SOLL) für Konzept 10.Y und Betrieb B14	59
Abbildung 34: CO ₂ -Bilanz (IST vs. SOLL) für Konzept 11.Y und Betrieb B4	59
Abbildung 35: CO ₂ -Bilanz (IST vs. SOLL) für Konzept 13.Y und Betrieb B1	60
Abbildung 36: CO ₂ -Bilanz (IST vs. SOLL) für Konzept 17.Y und Betrieb B9	61
Abbildung 37: Energie-Gestehungskosten (IST (links) vs. SOLL) für Konzept 1.Y und Betrieb B13	62
Abbildung 38: Energie-Gestehungskosten (IST (links) vs. SOLL) für Konzept 5.Y und Betrieb B11	62
Abbildung 39: Energie-Gestehungskosten (IST (links) vs. SOLL) für Konzept 7.Y und Betrieb B6	63
Abbildung 40: Energie-Gestehungskosten (IST (links) vs. SOLL) für Konzept 9.Y und Betrieb B17	64
Abbildung 41: Energiegestehungskosten (IST (links) vs. SOLL) für Konzept 10.Y und Betrieb B14	64
Abbildung 42: Energie-Gestehungskosten (IST (links) vs. SOLL) für Konzept 11.Y und Betrieb B4	65
Abbildung 43: Energie-Gestehungskosten (IST (links) vs. SOLL) für Konzept 13.Y und Betrieb B1	66
Abbildung 44: Energiegestehungskosten (IST (links) vs. SOLL) für Konzept 17.Y und Betrieb B9	66
Abbildung 45: Jährliche Investitions- und Wartungskosten bei Fuhrparkumstellung ohne Kraftstoffkosten	68
Abbildung 46: Jährliche Investitions- und Wartungskosten bei Fuhrparkumstellung	69
Abbildung 47: Modell für die dyn. Simulation zur Auslegung der Wasserstoff-Produktion aus PV-Strom	76
Abbildung 48: PV-Erzeugung, Leistungsaufnahme des 55 MW _{el} PEM-Elektrolyseurs und Netzeinspeisung	77
Abbildung 49: PV-Erzeugung und Leistungsaufnahme des 55 MW _{el} PEM-Elektrolyseurs im Jahresverlauf	78
Abbildung 50: Angepasstes Modell für die dyn. Simulation der Wasserstoff-Produktion zur Netzdienlichkeit.....	79
Abbildung 51: 55 MW _{el} Elektrolyseurbetrieb einer Sommerwoche, PV-Strom für den Elektrolyseurbetrieb	79
Abbildung 52: 55 MW _{el} Elektrolyseurbetrieb einer Sommerwoche, Einsatz 10 MWh Li-Ionen-Batterie....	80
Abbildung 53: 55 MW _{el} Elektrolyseurbetrieb einer Sommerwoche, Einsatz 100 MWh Li-Ionen-Batterie.....	81
Abbildung 54: Täglicher Wasserstoffbedarf Fuhrpark und Tankstelle	82
Abbildung 55: Täglicher Methanbedarf Fuhrpark und Tankstelle	84
Abbildung 56: Modell für die dynamische Simulation zur Auslegungs der Hochtemperatur-Batterie	87
Abbildung 57: Erzeugungsprofil des Betriebs B1 Wind- und PV-Anlagen, von Juni 2021 bis Mai 2022	88
Abbildung 58: Verbrauchsprofil der betrachteten Liegenschaft von Betrieb B1 (Juni 2021 - Mai 2022)	88
Abbildung 59: Beispiel des kommerziellen Batteriecontainers Energy Spring 164	89
Abbildung 60: Ausschnitt aus dem P-Verlauf bei Einbeziehung einer Batteriekapazität von 5,8 MWh	90
Abbildung 61: Jahresverlauf des Ladezustands verschiedener Anzahl von 22,5 kWh Batterie- modulen.....	91
Abbildung 62: äquivalente Volllastzyklenzahl verschiedener Batteriekapazitäten mit und ohne Fuhrpark.....	91

Abbildung 63: Autarkiegrad bei verschiedenen Batteriekapazitäten mit und ohne Fuhrpark	92
Abbildung 64: Mehrerlöse durch Batteriespeicher für verschiedene Preise im Stromnetz.....	94
Abbildung 65: Strombedarf Fuhrpark und Ladepunkt Tankstelle in einer Sommer- bzw. Winterwoche	95
Abbildung 66: Strombedarf Fuhrpark und Ladepunkt Tankstelle in einer Frühlings- oder Herbstwoche.....	96

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Parameter der Technologierecherche zur Energiewandlung	15
Tabelle 2:	Parameter Technologierecherche Akkumulatoren.....	16
Tabelle 3:	Parameter Technologierecherche Wärmespeicher	17
Tabelle 4:	Parameter Technologierecherche mobile Landtechnik.....	17
Tabelle 5:	Bewertungsmatrix zur Auswahl von Vorzugstechnologien	18
Tabelle 6:	Bewertungskriterien für Betriebsauswahl	20
Tabelle 7:	Vorgehensweise Energiebedarfsbilanzierung Mobilität und Landtechnik	23
Tabelle 8:	Kennwerte verschiedener Antriebe in Anlehnung an die Angaben (Remmele, et al., 2020).....	23
Tabelle 9:	Annahmen für Abschätzung Energiebedarf Betriebs-/ öffentliche Tankstelle.....	24
Tabelle 10:	Eingabeparameter KTBL Leistungs-Kostenrechnung.....	25
Tabelle 11:	Annahme zur Berechnung elektrifizierter Feldarbeit.....	26
Tabelle 12:	Annahmen zum Kraftstoff- bzw. Ladebedarf	29
Tabelle 13:	Betriebsstruktur B1 bis B12.....	31
Tabelle 14:	Betriebsstruktur B13 bis B17	32
Tabelle 15:	Überblick Erzeugerkonzepte	38
Tabelle 16:	Technologie-Standort-Kombinationen für die weitere Studienbearbeitung	40
Tabelle 17:	Energiebedarfe des Fuhrpark Konzept 1.Y für Betrieb B13.....	42
Tabelle 18:	Energiebedarfe Fuhrpark, Belegschaft und Öffentlichkeit Konzept 5.Y für Betrieb B11	44
Tabelle 19:	Energiebedarfe des Fuhrpark Konzept 10.Y für Betrieb B14.....	49
Tabelle 20:	Energiebedarfe des Fuhrparks Konzept 11.Y für Betrieb B4	50
Tabelle 21:	Energiebedarfe Fuhrpark, Belegschaft und Öffentlichkeit Konzept 13.Y für Betrieb B1	52
Tabelle 22:	Nutzungsdauer, Investitions- und Wartungskosten für Fuhrparkumstellung	67
Tabelle 23:	Punktevergabe für die Kriterien Energiespeicherung, CO ₂ -Einsparung und Kostenänderung.....	69
Tabelle 24:	Bewertungsmatrix vergleichender Bewertung der Technologiekonzepte.....	70
Tabelle 25:	Punkteveränderung der vergleichenden Bewertung der Technologiekonzepte	71
Tabelle 26:	Finale Zuordnung von sinnvollen Konzepten zu ausgewählten Beispielbetrieben	72
Tabelle 27:	Annahmen zum PEM-Elektrolyseur und zur PV-Erzeugung.....	76
Tabelle 28:	Betriebszahlen des 55 MW _{el} PEM-Elektrolyseurs bei versch. Neigungswinkeln der PV-Anlage	78
Tabelle 29:	Kostenbetrachtung Wasserstoffelektrolyse	83
Tabelle 30:	Kraftstoffkosten für den Fuhrpark (Diesel vs. Wasserstoff).....	83
Tabelle 31:	CO ₂ -Einsparung Stromdirektnutzung zu Wasserstoff-Kraftstoffnutzung	84
Tabelle 32:	Kostenbetrachtung Biomethanaufbereitung (Basis: Angebot Technologieanbieter)	85
Tabelle 33:	Jährliche Kraftstoffkosten für den Fuhrpark (Diesel vs. Methan)	86
Tabelle 34:	Jährliche THG-Einsparung Biomethan vs. Erdgas oder Diesel-Mobilität für Auswahlbetrieb 2	86
Tabelle 35:	Annahmen zum Na/NiCl ₂ -Batteriespeicher.....	89
Tabelle 36:	Energie- und Erlösbilanz im IST-Zustand (ohne Batterie).....	93
Tabelle 37:	Energie- und Erlösbilanz im SOLL-Zustand (mit Batterie)	93
Tabelle 38:	Invest- und Jahreskosten für den Na/NiCl ₂ -Speicher.....	94

Abkürzungsverzeichnis

AEL	Alkalische Elektrolyse
BGA	Biogasanlage
BHKW	Blockheizkraftwerk
BMS	Batterie-Management-System
BSZ	Brennstoffzelle
CAPEX	Capital Expenditures (Investitionskosten)
CCU	Carbon Capture and Use
C-Rate	Nennkapazität von Akkus in Amperestunden (Ah) bezogen auf den Lade- oder Entladestrom
dyn.	dynamisch
EE	Erneuerbare Energien
GA	Gasaufbereitung (Trennung CH ₄ /CO ₂)
gg.	gegenüber
GV	Großvieheinheit
Hs	Brennwert
IKTS	Fraunhofer-Institut für Keramische Technologien und Systeme
IST	IST-Zustand der Betriebe vor Integration neuer Technologien
IVI	Fraunhofer-Institut für Verkehrs- und Infrastruktursysteme
KFZ	Kraftfahrzeug
KTBL	Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft
LfULG	Sächsisches Landesamt für Umwelt, Landwirtschaft und Geologie
LKW	Lastkraftwagen
OPEX	Operational Expenditures (Betriebskosten)
PEM	Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyse
PKW	Personenkraftwagen
PV	Photovoltaik(-anlage)
Sab	Sabatier-Verfahren
SMUL	Sächsisches Staatsministerium für Energie, Klimaschutz, Umwelt und Landwirtschaft
SOC	State of Charge (Ladungszustand)
SOC-Hub	State of Charge - Nutzbarer Kapazitätsbereich einer Batterie
SOE	Festoxid-Elektrolyse
SOLL	SOLL-Zustand der Betriebe nach Integration neuer Technologien
SOO	State of Operation (Betriebszustand)
TRL	Technology Readiness Level (Technologie-Reifegrad)

1 Zusammenfassung

Die vorliegende Studie befasst sich mit den Voraussetzungen und den Möglichkeiten für eine erweiterte und verbesserte dezentrale Erzeugung, Wandlung, Speicherung und Verteilung von erneuerbarer Energie und Energieträgern im ländlichen Raum. Eine zentrale Rolle sollten dabei landwirtschaftliche Betriebe spielen, welche in der Regel auf ein größeres Potenzial an wichtigen Ressourcen wie Biomasse, Dach- und Freilandflächen für Photovoltaik- und Windkraftanlagen sowie Anbindung zu Strom- und ggf. Gasnetzen aufweisen.

Die Studie wurde durch die Fraunhofer-Institute IKTS und IVI in enger Abstimmung mit dem Auftraggeber LfULG Sachsen sowie einem Fachbeirat aus Wirtschaft und Wissenschaft erstellt. Konkrete Zielstellung war zum einen die Ermittlung und Bewertung von zunächst acht Verfahrenskonzepten, welche potenziell einen Beitrag zur Verbesserung der Energieeffizienz, der Emissionsminderung und der wirtschaftlichen Wertschöpfung im landwirtschaftlichen Betrieb und dem angrenzenden Bilanzraum leisten. Auf Basis dieser Einschätzungen sollten final drei innovative und realisierbare Konzepte an die konkreten Bedingungen von drei Auswahlbetrieben angepasst und bewertet werden.

Dafür wurde in einem ersten Schritt die Ausgangslage für ausgewählte typische sächsische Landwirtschaftsbetriebe ermittelt. Insgesamt 17 Betriebe mit einer Betriebsfläche zwischen 500 und 6.000 ha sowie einem Tierbestand von 100 bis 2.500 Großvieheinheiten wurden systematisch befragt und die Betriebsdaten ausgewertet. 16 Betriebe waren bereits mit einer Biogasanlage ausgestattet und viele dieser Betriebe besaßen eigene Photovoltaikanlagen. Zwei Betriebe konnten auch auf eigene Windkraftanlagen zurückgreifen.

Parallel zur Erfassung der Betriebsdaten wurde eine Technologierecherche für die Bereiche Energiewandlung, Energiespeicherung (inkl. Akkumulatoren und Wärmespeicherung), Aufbereitung von Energieträgern und mobile Landtechnik (inkl. verschiedener Antriebsarten) durchgeführt. Ausgewählte Technologien wurden zunächst beispielhaft in 18 unterschiedlichen Verfahrenskonzepten auf einem Modellbetrieb in Form von Blockschemen kombiniert. Auf Basis intensiver Abstimmungen zwischen den Projektbeteiligten wurden folgende acht Schlüsseltechnologien für eine weitere Bewertung identifiziert:

- Stromspeicherung, -management mit Akku
- Methanerzeugung und weitere Nutzung
- Holzvergaser
- Pyrolyse und Synthesegaserzeugung
- Kombination Elektrolyse und Methanisierung (Sabatier)
- H₂-Produktion mit direkter Mobilität
- H₂-Produktion Elektrolyse/SOEC
- SOFC-Brennstoffzelle statt BHKW

Aus dem Teilnehmerfeld der 17 untersuchten landwirtschaftlichen Betriebe wurden nach verschiedenen Kriterien acht Betriebe ausgewählt, welche jeweils mit einer der Schlüsseltechnologien beispielhaft kombiniert und bilanziert wurden. Die Jahresflüsse von Energie und Energieträgern, welche intern im Betrieb und extern im ländlichen Raum zur Verfügung stehen wurden sowohl für den IST-Zustand (ohne Schlüsseltechnologie) als auch für den SOLL-Zustand (mit Schlüsseltechnologie) bilanziert und in Sankey-Diagrammen visualisiert.

Daraus ableitend konnten die auftretenden CO₂-Emissionen sowie die Gestehungskosten für die einzelnen Verfahrensbeispiele und Energieformen berechnet werden.

Bezüglich der Vermeidung von CO₂-Emissionen kann festgehalten werden, dass ein Ausbau von Erzeugungskapazitäten wie PV- und Windkraftanlagen immer zu einer deutlichen Verbesserung führt, dies aber innerhalb der Studie bewusst nicht einbezogen wurde. Mit einer Ausnahme (Zubau eines Holzvergasers und Erschließung neuer Biomassen) sollten ausschließlich neue Wege der Wandlung und Speicherung von Energie bewertet werden. Dies führte unter den Gegebenheiten des Jahres 2021, insbesondere für den CO₂-Fußabdruck des deutschen Strommixes, bei einigen Verfahren zu einer Steigerung der CO₂-Emissionen. Allerdings konnte für die meisten Verfahren in zukünftigen Szenarien mit regenerativem Strommix und einer optimierten Wärmenutzung eine Verminderung von Treibhausgasemissionen erreicht werden. In diesem Zusammenhang konnte vor allem für das Verfahren der Pyrolyse eine positive Bilanz in Aussicht gestellt werden, da mit Erzeugung von Pflanzenkohle eine CO₂-Senke geschaffen werden kann.

Im Zusammenhang mit den ermittelten Gestehungskosten für die verschiedenen Energieformen und Energieträger bis hin zu Antriebskosten für verschiedene Mobilitätskonzepte konnten wertvolle Ableitungen getroffen werden. Für den Bereich der Stromerzeugung liegen die Gestehungskosten aus PV, Wind und Biogas deutlich unter dem in der Studie verwendeten Bezugspreis für Netzstrom von 20 ct/kWh. Dieser Bezugspreis ist bereits im Jahr 2022 deutlich gestiegen, weshalb Erhalt (Biogas) und Ausbau von erneuerbaren Energiequellen immer empfohlen sein sollten. Vorrang dabei sollte die direkte Nutzung als Eigenstrom haben, da hierfür die größten wirtschaftlichen Effekte zu erwarten sind. Für den Bereich der Wärmebereitstellung können die Energieträger Roh-Biogas sowie BHKW-Abwärme (Biogas, Vergasung) in Konkurrenz zu fossilen Brennstoffen vergleichbar günstige Wärme bereitstellen. Im Jahr 2022 wuchs die Bedeutung dieser alternativen Energiequellen aufgrund der Preisentwicklung am Markt für fossile Energieträger deutlich an. Im Bereich der grünen Kraftstoffe für die Nutzung in Verbrennungsmotoren kann festgehalten werden, dass zu den Bedingungen im Jahr 2021 (Dieselpreis = 1,10 EUR/l in der Landwirtschaft) nur Biomethan zu ähnlichen Preisen hergestellt werden kann. Aufgrund der Vielzahl von Wandlungsschritten und Energieverlusten sind Wasserstoff und insbesondere Methan aus der Methanisierung von Wasserstoff und CO₂ für einen Einsatz als Kraftstoff zu teuer. Der direkte Einsatz von elektrischem Strom aus erneuerbaren Quellen in batterieelektrischen Fahrzeugen und Landmaschinen ist hingegen mit den geringsten Kosten verbunden und daher empfehlenswert. Die Nutzung von stationären Batterien für einen flexibleren Einsatz von Strom aus fluktuierenden Quellen erhöht die Kosten deutlich. Trotzdem liegen die resultierenden Antriebskosten im Elektrofahrzeug noch unter den Dieselnkosten. Hinzu kommen die steigenden Preise für Diesel im Jahr 2022, was die alternativen Möglichkeiten weiter in den Fokus rückt.

Insgesamt sind alle potenziellen Projekte für eine Veränderung der Verfahrensführung bei der Energiebereitstellung und -nutzung unter Beachtung aller Nebeneffekte zu bewerten und anzupassen. Die Umstellung beispielsweise von der Biogasnutzung in einem BHKW zur Aufbereitung und Einspeisung führt dazu, dass weder Biogasstrom noch Wärme für den eigenen Betrieb oder das Umland zur Verfügung stehen. Insbesondere die Erzeugung von Wärme über alternative Wege kann schnell zu erheblichen Mehraufwendungen führen.

Abschließend wurden auf Basis der Bilanzierungswerte sowie anhand weiterer Kriterien seitens des Projektkonsortiums folgende drei Technologiepfade als besonders vielversprechend ausgewählt, einem Beispielbetrieb zugeordnet und weitergehend bewertet:

■ **Wasserstoff-Produktion als Systemdienstleistung**

Für Auswahlbetrieb 1 wurde anhand einer dynamischen Simulation passend zu einer geplanten 100 MWp - PV-Anlage ein PEM-Elektrolyseur für die Produktion von Wasserstoff ausgelegt. Im Ergebnis wurde eine Elektrolyseleistung von 55 kW_{el} empfohlen, welche mindestens 90 % des jährlich produzierten PV-Stromes (2.823 h Laufzeit) in 1.707 t Wasserstoff umwandelt. Die Kosten pro kWh_{H₂} des erzeugten Wasserstoffes betragen etwa 32 ct. Ein Direkteinsatz in Fahrzeugen des landwirtschaftlichen Fuhrparks wäre damit teurer als die Nutzung von Diesel und deutlich teurer als die Nutzung des PV-Stromes in Elektrofahrzeugen. Die Einspeisung des Wasserstoffes in ein geeignetes Gasnetz von entstehenden H₂-Clustern und die Nutzung für ausgewählte Anwendungen, welche nicht mit Strom dekarbonisiert werden können, wäre daher eine bessere Alternative. Voraussetzung ist eine gesicherte Erlöslage durch Förderanreize oder entsprechend langfristige Abnehmerverträge.

■ **Methan-Einspeisung in das Hochdruckgasnetz**

Für Auswahlbetrieb 2 konnte eine dynamische Simulation für die Anpassung von Erzeugung und Verbrauch entfallen, da aufbereitetes Biomethan in ein großes bestehendes Gasnetz eingespeist werden soll, welches den Ausgleich realisiert. Gegenüber den Kostenrechnungen aus den initialen Betrachtungen dieser Studie und Werten aus der Literatur lagen die Gestehungspreise im konkreten Anwendungsfall deutlich höher. Basis hierfür waren Annahmen des potenziellen Betreibers sowie ein konkretes Angebot eines Technologieanbieters für die Methan-Aufbereitungsstufe. Daraus ergab sich ein Methan-Gestehungspreis von 14,5 ct/kWh_{H₂}, welcher im Vergleich zu Erdgaspreisen 2020 deutlich erhöht ist, aber das deutlich gestiegene Preisniveau von 2022 tendenziell unterschreitet. Aus ökonomischer und ökologischer Sicht ist es sinnvoller, das produzierte Biomethan als Substitut für Erdgas und nicht für Diesel einzusetzen.

■ **Stromspeicherung und -management mittels größerem Batteriespeicher**

Die Einführung eines stationären Batteriespeichers auf Basis von Na/NiCl₂ auf einer Liegenschaft des Auswahlbetriebes 3 wurde durch die dynamische Simulation von Strombedarf und EE-Stromproduktion theoretisch realisiert. Aufgrund von vorhandenen größeren Kapazitäten an Wind- und PV-Anlagen konnte bereits im IST-Szenario ohne Batterie ein theoretischer Autarkiegrad von 67 % für den Strombedarf der betrachteten Liegenschaft erreicht werden. Der mit 2,88 MWh Kapazität dimensionierte Batteriespeicher führte zu einer Steigerung der Autarkie um etwa 17 %-Punkte. Die resultierende jährliche Einsparung durch geringeren Zukauf von Strom aus dem Stromnetz fiel jedoch deutlich geringer aus als die laufenden Gesamtkosten für den Stromspeicher. Unter aktuellem Preisgefüge und Entwicklungsstand ist der Einsatz eines Batteriespeichers für diesen konkreten Anwendungsfall nicht zu empfehlen. Jedoch könnte ein anderes Erzeugungs- und Bedarfsprofil deutlich bessere Konditionen für die Batterieanwendung bieten.

2 Hintergrund und Zielstellung

Vor dem Hintergrund der aktuellen und weiter andauernden Wandlungsprozesse im Bereich der Energieversorgung, der Struktur des ländlichen Raumes sowie der Spezifik in der Landwirtschaft entstehen neue Anforderungen an die Energiebereitstellung und -nutzung für Landwirtschaftsunternehmen und den ländlichen Raum. Sie müssen den bereits eingeschlagenen Weg zur flexiblen, dezentralen, effizienten und wirtschaftlichen Energiewandlung und nachfrageorientierter Bereitstellung konsequent weiterverfolgen.

Politische, soziale und technologische Entwicklungen der vergangenen Jahrzehnte führen zur ständigen Neubewertung der bestehenden Energieinfrastrukturen, Wandlungs- und Bereitstellungstechnologien. Zudem hat sich die Nachfrage nach unterschiedlichen Formen von Energie den Veränderungen in Industrie, Gewerbe, Transport und nicht zuletzt des Verbraucherverhaltens und der Migration aus den ländlichen Gebieten in urbane Umgebungen angepasst. Die momentan größten Treiber der Energiewirtschaft dürften die umfassenden Klima- und Umweltschutzaktivitäten sowie die Frage der Energiesicherheit darstellen.

Mit Blick auf diese vielschichtigen Aspekte, gilt es, in zukunftssichere Technologien zu investieren. Grundlage sind Annahmen zur Wahrscheinlichkeit genannter Entwicklungen der deutschen Energielandschaft für die kommenden 10 bis 15 Jahre. Der Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan, der durch die Übertragungsnetzbetreiber entworfen und durch die Bundesnetzagentur genehmigt wird, bietet entsprechende Szenarien zur Entwicklung auf dem Strommarkt. Zum Zeitpunkt der Studiererstellung umfasst der aktuelle Szenariorahmen die Jahre zwischen 2023 und 2037, versucht aber durch zwei Szenarien die vollständige Transformation des Energiesektors bis zum Jahr 2045 zu umreißen (Drees, Dederichs, Meinecke, & Dolak, 2022). Die Zukunftsprojektionen orientieren sich an den aktuellen energiepolitischen Zielen der Bundesregierung. So wird die Erreichung der Klimaziele als oberste Priorität eingesetzt, gefolgt von der Dekarbonisierung aller Sektoren. Die aufgezeigten Szenarien gehen von einem deutlich steigenden Stromverbrauch aus. Wesentlich getragen wird diese gesteigerte Nachfrage durch:

- eine zunehmende Durchdringung von E-Mobilität
- eine steigende Anzahl von Wärmepumpen und Power-to-Heat-Anlagen
- ein starker Hochlauf von Elektrolyse und
- die Dekarbonisierung der Industrie

Die Erwartungen an den Ausbau der Kapazitäten für erneuerbare Energien sind hoch: bis zum Jahr 2037 wird ein durchschnittlicher jährlicher Nettozubau der Photovoltaik zwischen 12,1 und 15,7 GW angenommen. Für Wind an Land liegen die Annahmen für den gleichen Zeitraum zwischen 2,7 und 4,4 GW und werden durch neu anzuschließende Leistung von Wind auf See von etwa 2 GW jährlich ergänzt. In Summe sollen so bis 2045 je nach Szenario etwa 520 bzw. 620 GW installierte Leistung aus erneuerbaren Energien, davon knapp zwei Drittel aus Photovoltaik, entstanden sein. Konventionelle Kraftwerkparcs werden nur noch durch CO₂-neutral betriebene Gaskraftwerke vertreten. Wasserstoff wird bei der sektoralen Betrachtung, in Anlehnung an die nationale Wasserstoffstrategie, für die Anwendung in einzelnen Wirtschaftsbereichen explizit im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan aufgeführt.

Für den Freistaat Sachsen sind im selben Dokument (Drees, Dederichs, Meinecke, & Dolak, 2022) zudem folgende langfristige politische Ziele zum Ausbau erneuerbarer Energien mit Fokus auf Windenergie und Photovoltaik benannt:

- vollständige bilanzielle Deckung des Strombedarfs mit EE zum Zeitpunkt des Endes der Braunkohlenutzung (2038)
- zusätzlicher Ausbau von 10 TWh /a an Erneuerbaren Energien bis 2030
- 1.000 m Mindestabstand von Windenergieanlagen zu Wohngebieten

Aus dem Blickwinkel der Landwirtschaft ergeben sich daraus vor allem zwei Fragestellungen:

- Wie wird zukünftig die Energieversorgung der landwirtschaftlichen Betriebe aussehen?
- Welchen Beitrag können landwirtschaftliche Betriebe für die Eigenversorgung und für die Versorgung des ländlichen Raumes mit Erneuerbaren Energien und Energieträgern leisten?

Aktuell ist in der Landwirtschaft in einer Vielzahl von Prozessen der Einsatz von Energieträgern notwendig (z. B. für Getreidetrocknung, Stallheizung, Melkanlagen, Diesel für Fahrzeuge und Traktoren). Gleichzeitig besitzen insbesondere landwirtschaftliche Betriebe ein großes Potenzial für die Erzeugung von Erneuerbaren Energien. Neben Bioenergie aus Reststoffen (z. B. Gülle oder Ernteresten) bestehen auf Dach- und Landflächen häufig gute Möglichkeiten für PV- und Windkraftanlagen. Weitere Chancen für Wertschöpfung bieten sich durch die Integration von innovativen Technologien für die Speicherung und Wandlung verschiedener Energieformen und -träger.

Um die neuen Herausforderungen annehmen sowie die Potenziale heben zu können, braucht es entsprechende Systemkonzepte, die für typische Produktionsbetriebe im Umfeld ihres spezifischen ländlichen Raumes umsetzbar und nutzbar sind. Im Fokus der vorliegenden Studie stehen damit praxisreife, effiziente, innovative technologische Konzepte für den Einsatz und die Kombination von Erneuerbaren Energien für die Maximierung von Klimaschutz, Energiebereitstellung und Wertschöpfung im ländlichen Raum.

3 Vorgehensweise, Methodik

Auf der Basis aktueller technologischer Entwicklungen, Variantenbetrachtungen und unter Beachtung regionaler Besonderheiten in der sächsischen Landwirtschaft sollten objektiv vergleichbare Systemkonzepte für den Einsatz in der Landwirtschaft und den ländlichen Raum erstellt und bewertet werden. Dazu wurde in der vorliegenden Studie stufenweise vorgegangen. Zwei Ebenen wurden betrachtet, kombiniert und bewertet:

(1) die Ebene der landwirtschaftlichen Betriebe und (2) die Ebene der möglichen Technologien im Bereich Erzeugung, Speicherung und Bereitstellung von Energie und Energieträgern für den ländlichen Raum.

Von mehr als 20 angefragten mittleren und größeren Agrarbetrieben in Sachsen erklärten sich initial 17 Betriebe bereit, die Studie aktiv mit Betriebsdaten und Erfahrungswerten zu unterstützen. Parallel dazu wurde der Stand der Technik systematisch erfasst und bewertet. Zudem wurde die Unternehmensbefragung durch Aufrufe zur Teilnahme durch das Sächsische Landesamt für Umwelt, Landwirtschaft und Geologie (LfULG) und den Sächsischen Bauernverband unterstützt, um eine breite Beteiligung zu ermöglichen.

In der ersten Bearbeitungsstufe »Erfassung der Basisdaten und Fokussierung« wurden acht Betriebe und acht Schlüsseltechnologien ausgewählt, welche im weiteren Projektverlauf beispielhaft kombiniert und weitergehend bewertet werden sollten.

Die zweite Bearbeitungsstufe »Erstellung der Energiebilanzen und Technologieintegration« hatte die Implementierung der einzelnen Schlüsseltechnologien in jeweils einen der acht ausgewählten Betriebe zur Aufgabe. Auf der Basis von Jahresenergieflüssen wurden dabei die einzelnen Technologien und veränderten Stoff- oder Energieflüsse dimensioniert und bilanziert.

Eine erweiterte Bewertungsmatrix diente in der dritten Bearbeitungsstufe zur Auswahl von drei besonders relevanten Technologien insbesondere hinsichtlich Energieeffizienz, Emissionsvermeidung, Systemdienstleistung und Realisierbarkeit.

Alle Auswahlprozesse bzgl. Technologien und Betriebe erfolgten auf Basis der erhobenen Daten und Bilanzen gemeinsam durch regelmäßige Abstimmungen zwischen den Erstellenden der Studie, dem Sächsischen Landesamt für Umwelt, Landwirtschaft und Geologie (LfULG) als Auftraggeber und dem beigegebenen Fachbeirat.

Die Studie ist in zwei Hauptteile untergliedert. Im ersten Teil wird die Methodik zur Datenerfassung und Bewertung beschrieben. Die Ergebnisse werden im zweiten Teil dargestellt und diskutiert.

3.1 Erfassung der Basisdaten und Fokussierung

3.1.1 Beispielbetriebe und Betriebsdatenerfassung

Um den Zusammenhang zwischen Energieerzeugung, erforderlichen Verbräuchen und technologischen Voraussetzungen zur Energiespeicherung und Energiewandlung für 17 beispielhafte Betriebe quantifizieren zu können, wurde entschieden, eine eigene Datenerfassung vorzunehmen, um aktuelle und vollständige Datensätze zu erhalten. Dabei wurde auf eine zweistufige Datenerhebungsmethodik zurückgegriffen, die sich auf eine Datenabfrage in Form von Fragebögen und semistrukturierten Interviews stützt. Semistrukturierte Interviews bieten im Rahmen eines im Vorfeld entwickelten Leitfadens mit festgelegten Fragen, die in eine situativ zu wählende Reihenfolge gestellt werden, die Möglichkeit, auch offene und Kontrollfragen an das Gegenüber zu richten. Die Verbindung aus Vorabfrage und geführtem Interview

wurde gewählt, um die erfassten Datensätze zu kontextualisieren und über eine reine Datenabfrage hinausgehende Informationen (Motivationen, Ziele der Unternehmensführung o.ä.) zu erhalten. Zudem konnte das Risiko aufwendiger Nachfragen minimiert werden, während eine hohe Datendichte mit 44 Fragen und mehr als 300 Datenpunkten pro Betrieb erzielt wurde. Um dem Datenschutz Rechnung zu tragen sowie um eine objektive Auswertung zu ermöglichen, wurden die Unternehmensnamen durch Pseudonyme ersetzt.

3.1.2 Technologierecherche und Auswahl der Schlüsseltechnologien

Als Voraussetzung zur Erarbeitung dezentraler Energieversorgungskonzepte wurde parallel zur Datenerhebung auf den landwirtschaftlichen Betrieben der aktuelle Stand der Technik anhand einer Technologierecherche erarbeitet. Als Recherchewerkzeuge dienten vorwiegend die Fraunhofer eLib, die gleichzeitig mehr als 100 Millionen Datensätze internationaler Verlage und Datenbankanbieter (z. B. Science, Scopus, IEEE, Springer Link und Public Library of Science) durchsucht und Fraunhofer Publica sowie einschlägige Suchmaschinen zur gezielten Produktrecherche. Zur dezentralen Energieerzeugung und Nutzung ist zunächst eine Energiewandlung des eingesetzten Energieträgers in Strom, Wärme oder andere Produkte sowie ggf. eine Aufbereitung und Speicherung notwendig. Entsprechend dieser Kategorien wurde auch die Technologierecherche aufgegliedert, zusätzlich wurde der Stand der Technik der mobilen Landtechnik erfasst. Im Folgenden wird auf die Vorgehensweise innerhalb der einzelnen Kategorien detaillierter eingegangen.

Energiewandlung

Zur Erfassung der möglichen Energiewandlungsverfahren wurden für verschiedene Energieträger entsprechende Umwandlungstechnologien und resultierende Produkte recherchiert. Zur Charakterisierung der jeweiligen Technologie wurden, soweit verfügbar und vorhanden, die in Tabelle 1 aufgeführten Informationen zusammengetragen.

Tabelle 1: Parameter der Technologierecherche zur Energiewandlung

Voraussetzungen	Technisch-ökonomische Grenzwerte
<ul style="list-style-type: none"> ■ Fläche / Lage ■ Geräte / Anlagen / Medien ■ rechtliche Voraussetzungen ■ notwendiges Fachpersonal 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Charakteristika ■ elektrische / thermische Nutzleistung ■ elektrischer / thermische Wirkungsgrad ■ Volllaststunden ■ Wartungsaufwand ■ technologischer Reifegrad (TRL) ■ Lebensdauer ■ OPEX¹ ■ CAPEX²

¹ OPEX (operational expenditure) sind Betriebskosten, die für den laufenden Geschäftsbetrieb aufgewendet werden müssen. Sie fassen die Kosten für die Betriebsbereitschaft und die variablen Betriebskosten zusammen.

² CAPEX (capital expenditure) bilden den Teil der fixen Kosten ab, die direkt mit einer Investition in Verbindung stehen.

Voraussetzungen	Technisch-ökonomische Grenzwerte
Regulatorische Einschränkungen	Anforderungen an die Infrastruktur
<ul style="list-style-type: none"> ■ notwendige Prüfungen ■ potenzielle Gefahren 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Medienzufuhr ■ Medienabfuhr ■ Medienlagerung ■ Medienaufbereitung ■ Mediennachbereitung
Gesellschaftliche Limitationen	
Förderungen	
Mögliche Erweiterungen	
Flexibilisierungspotenzial	

Aufbereitung

Einige Produkte bedürfen einer entsprechenden Aufbereitung zur Weiterverwendung oder Speicherung (z. B. Biogasaufbereitung zu Biomethan). Die Technologierecherche erfolgt äquivalent zu der für die Energiewandlung.

Akkumulatoren als Energiespeicher

Zur Ermöglichung eines Vergleichs und einer Übersicht unterschiedlicher Akkumulatoren wurden die in Tabelle 2 gelisteten Informationen für die jeweilige Akkumulatortechnologie recherchiert.

Tabelle 2: Parameter Technologierecherche Akkumulatoren

Technische Spezifikationen	CAPEX
<ul style="list-style-type: none"> ■ Wirkungsgrad ■ Gravimetrische / volumetrische Energiedichte ■ Leistungsdichte ■ Selbstentladung ■ Entladetiefe ■ Notwendige Umgebungsbedingungen ■ Ausprägung Memory Effekt ■ Kalendarische / zyklische Lebensdauer ■ Technologischer Reifegrad (TRL) 	Umweltbelastung
	Sicherheit

Andere Energiespeicher

Neben Akkumulatoren eignen sich z. B. auch Lageenergiespeicher, Drehmassenspeicher und Kondensatoren als Energiespeicher. Die Technologierecherche erfolgte äquivalent zu der für Akkumulatoren. Zusätzlich wurden das Speichermedium, eine Reaktionszeit zwischen Anforderung und Bereitstellung der notwendigen Energiemenge und Anforderungen an den Standort angegeben.

Wärmespeicher

Auch die Wärme-/Kältespeicherung spielt bei der dezentralen Energieversorgung in der Landwirtschaft und im ländlichen Raum eine bedeutende Rolle, z. B. zur mobilen Kühlung von Milchprodukten. Im Rahmen der Technologierecherche wurden für die jeweilige Technologie die in Tabelle 3 aufgeführten Informationen zusammengetragen.

Tabelle 3: Parameter Technologierecherche Wärmespeicher

Technische Spezifikationen	CAPEX
<ul style="list-style-type: none"> ■ Wirkungsgrad ■ Speicherdauer (kurzzeitig, saisonal) ■ Temperaturbereich ■ Leistung ■ Kapazität ■ Charakteristika ■ Lebensdauer ■ Technologischer Reifegrad (TRL) 	Einsatz

Mobile Landtechnik

Die auf dem landwirtschaftlichen Hof erzeugten und ggf. gespeicherten Energiemengen können auch in Kraftstoffe gewandelt oder im Falle von elektrischer Energie für batterieelektrische Nutzfahrzeuge direkt für den Fuhrpark genutzt werden. Zur Erfassung des Stands der Technik der mobilen Landtechnik hinsichtlich alternative Antriebs- und Kraftstoffarten, wurde eine Technologierecherche für große (z. B. Erntemaschinen), mittlere (z. B. Traktoren), kleine Fahrzeuge (z. B. Gabelstapler) und Feldroboter durchgeführt. Dabei wurden die in Tabelle 4 zusammen-gestellten Informationen für die jeweiligen Fahrzeugtypen recherchiert.

Tabelle 4: Parameter Technologierecherche mobile Landtechnik

Technische Spezifikationen	Produktname
<ul style="list-style-type: none"> ■ Antriebsart / Energieversorgung ■ Motorleistung ■ Masse ■ Kraftstoff ■ Tankvolumen / Batteriekapazität ■ Ladezeit ■ Laufzeit (Arbeitszeit ohne Nachladen / Tanken) ■ Technologischer Reifegrad (TRL) 	Hersteller / Projektkonsortium
	CAPEX

Sonstige Fahrzeuge wie PKW, LKW, Busse oder Transporter, die auf dem landwirtschaftlichen Hof genutzt werden oder zum motorisierten Individualverkehr zählen, wurden nicht gesondert betrachtet. Das Angebot der zu diesen Kategorien zugeordneten Fahrzeugen mit alternativen Antrieben oder Kraftstoffen ist am Markt bereits recht ausgeprägt.

Mit Hilfe der Technologierecherche (Anhang 0) konnte eine Vorauswahl der zu betrachtenden Technologien getroffen werden, die ausreichend effizient und ausgereift sind, um in einem landwirtschaftlichen Betrieb zum Einsatz zu kommen. Auf den Fuhrpark bezogen, konnten Fahrzeuge ausgewählt werden, die nach dem jetzigen Stand der Technik elektrifiziert oder mit alternativen Kraftstoffen versorgt werden können.

Auf Basis der durchgeführten Technologierecherche und ausgehend von standortübergreifenden Erkenntnissen der Datenerhebung in sächsischen Landwirtschaftsunternehmen wurden verschiedene Technologiekombinationen zur Gewinnung, Wandlung, Speicherung und Verteilung von Energie bzw. Energieträgern in vereinfachten Block-schemen entwickelt. Die verschiedenen Konzepte und deren Kombinationen wurden ausführlich mit dem Fachbeirat diskutiert. Durch den Fachbeirat wurden daraus acht Schlüssel-

technologien nach Relevanz (TRL-Level, Übertragbarkeit, potenzielle Auswirkungen auf die Energieeffizienz und THG-Minderung) sowie Innovationshöhe für eine weitere Bilanzierung ausgewählt. Tabelle 5 gibt die vollständige Bewertungsmatrix wieder.

Tabelle 5: Bewertungsmatrix zur Auswahl von Vorzugstechnologien

Bewertungskriterium		Konzept XY
Nachhaltigkeit		
lokale und globale Ökologie		
Möglichkeiten der Energiespeicherung	flexibel	
	saisonal	
CO ₂ -Einsparung	gesamt	
	gesamt optimiert	
lokale Kreisläufe (Ressourcenschutz und Wertschöpfung)		
Wirtschaftlichkeit		
Kostenänderung (Eigenenergiebedarf)		
Rahmenbedingungen	aktuell	
	zukünftig	
Funktionalität		
Innovationsgrad		
technologische Machbarkeit / TRL		
Integration in bestehende (Energie-) Systeme		
zeitliche Machbarkeit		
Übertragbarkeit auf andere Regionen und Unternehmen		
Integration in die Region		

Zur Bewertung wurde ein sechsskaliger Maßstab mit folgenden Prädikaten genutzt:

- 0 Punkte - nicht bewertbar
- 1 Punkt - ausreichend
- 2 Punkte - befriedigend
- 3 Punkte - gut
- 4 Punkte - sehr gut
- 5 Punkte - ausgezeichnet, exzellent

Für die Kriterien Energiespeicherfähigkeit, CO₂-Einsparung sowie Kostenänderung für den Energiebedarf wurden relative Bewertungsstufen genutzt, deren Abstufung sich von der Leistungsbreite der Konzepte abgeleitet hat. Die Bewertung wurde durch die Bearbeiter*innen dieser Machbarkeitsstudie vorgenommen. Eine Wichtung einzelner Kriterien wurde durch den Fachbeirat vorgenommen. Im Folgenden werden einige dieser Kriterien und ihre Bewertung genauer erläutert.

Energiespeicherung

Zum einen wurde die flexible und zum anderen die saisonale Energiespeicherfähigkeit für die einzelnen Konzepte bewertet. Unter flexibler Speicherfähigkeit versteht sich die Leistung, die z. B. durch ein BHKW gekoppelt an eine Biogasanlage aufgrund der Überbauung oder durch einen Batteriespeicher flexibel bereitgestellt werden kann. Es sei darauf hingewiesen, dass hier lediglich elektrische Energien und Leistungen betrachtet wurden und keine thermischen. Unter saisonaler Speicherfähigkeit wird diejenige Energiemenge verstanden, die sich innerhalb des Betrachtungszeitraums von einem Jahr in Form von Gas, Kraftstoff oder auch Pflanzenkohle speichern lässt. Für eine bessere Vergleichbarkeit der Schlüsseltechnologien und ihren zugeordneten Betrieben untereinander, wurde die Speicherfähigkeit immer in Bezug auf den jährlichen Energiebedarf des jeweiligen Betriebs ermittelt.

CO₂-Einsparungen

Die Berechnung der absoluten CO₂-Emissionen in t-CO₂/a erfolgte für den aktuellen IST- und den angestrebten SOLL-Fall für die betriebseigenen Verbräuche und die externe Bereitstellung von Strom, Wärme und Kraftstoff. Anschließend wurden die SOLL-Emissionen mit den IST-Emissionen verglichen. Ergebnisse mit negativen Vorzeichen stellen eine Reduktion der Emissionen im SOLL-Fall im Vergleich zum IST-Fall dar, positive Vorzeichen entsprechen einem Mehrverbrauch. Die Variante "gesamt-optimiert" berücksichtigt z. B. die betriebseigene Nutzung der produzierten Wärme und/oder den Einsatz von 100 % Windstrom. Für eine bessere Vergleichbarkeit der Schlüsseltechnologien und ihren zugeordneten Betrieben, wurden die CO₂-Emissionen immer in Bezug auf den jährlichen Energiebedarf des jeweiligen Betriebs ermittelt. Zudem wurde die Betrachtung mit dem heutigen CO₂-Rucksack des deutschen Strommixes 2020 (ecoinvent, 2021) und einem Szenario, in dem der Strombedarf Deutschlands zu 100 % durch Erneuerbare Energien (0,038 kg CO₂/kWh) gedeckt würde, durchgeführt. Dadurch sollte aufgezeigt werden, in welchem Maße sich die CO₂-Rucksäcke innerhalb der angestrebten Nutzungsdauer der betrachteten Technologiekonzepte, durch die Veränderungen im Energiesektor, verändern könnten.

Kostenänderung (Eigenenergiebedarf)

Für die Bewertung des Einflusses der jeweiligen Technologiepfade (Schlüsseltechnologien) auf die Energiekosten wurde der Fokus auf die Gestehungskosten der drei wichtigsten Energieformen für die Endnutzer gelegt. Sowohl im IST-Zustand als auch im SOLL-Zustand (Integration der Schlüsseltechnologie) wurden für elektrischen Strom (ct/kWh_{el}), thermische Energie (ct/kWh_{th}) und Antriebsenergie für Fahrzeuge/Landmaschinen (ct/kWh_{Antr}) die spezifischen Kosten ermittelt. Dabei wurde zum einen der Anteil ermittelt, welcher aus der Investition für die jeweilige Erzeugungs- oder Wandlungstechnologie (z. B. Biogasanlage, BHKW, Heizkessel, Brennstoffzelle, Batterie) stammt. Dieser wurde über die Lebensdauer der Technologie und einen Zinssatz von 3 % als Abschreibungskosten pro Jahr auf die innerhalb des Jahres produzierte Energiemenge in kWh bezogen. Zum anderen wurde der Anteil ermittelt, welcher sich aus den Betriebskosten (z. B. Personal, Betriebsmittel, Versicherungen) ergab. Beide Anteile zusammen ergaben die spezifischen Gestehungskosten für die jeweilige Endnutzer-Energie. Dies ermöglichte einen direkten Vergleich zwischen IST- und SOLL-Zustand, ohne auf etwaige Vergütungsmodelle eingehen zu müssen. Letzteres wird sowohl vom Markt, aber auch in erheblichem Maße von politischen Entscheidungen beeinflusst, so dass eine verlässliche Prognose nicht möglich ist. Vielmehr ermöglicht die Beschränkung auf die reinen Gestehungskosten eine Prognose, inwieweit einzelne möglicherweise klimapolitisch sehr interessante Verfahren durch förderpolitische Maßnahmen unterstützt werden könnten, um am Markt zu bestehen.

Für die Nutzung von Strom aus dem dt. Stromnetz und für fossile Energieträger wurden folgende Kosten festgelegt:

- Strom (dt. Stromnetz) = 20 ct/kWh_{el}
- Diesel = 1,10 EUR pro Liter = 32 ct/kWh_{Antr}
- Wärme aus Öl oder Erdgaskesseln = 7 ct/kWh_{th}

Diese Kosten stehen für die Kostenstruktur im Jahr 2021 und berücksichtigen beim Diesel auch die steuerliche Rückerstattung für Agrar-Diesel. Bereits während der redaktionellen Fertigstellung dieser Studie ergaben sich diesbezüglich größere Änderungen auf den Weltmärkten u.a. durch den Russland-Ukraine-Krieg und andere Engpässe. Die Energie und insbesondere Treibstoff- und Erdgaspreise lagen zeitweise erheblich höher als die hier festgelegten Referenzwerte.

3.1.3 Auswahl der Betriebe für die weitergehende Bewertung

Aus den 17 Betrieben, deren Betriebsdaten innerhalb der Studie initial analysiert wurden, wurden acht Betriebe für eine weitergehende Bilanzierung und Projektkonzeption ausgewählt. Neben der dazu notwendigen Betrachtung technologischer Anschlussfähigkeit ergaben sich weitere standörtliche Faktoren, die bei der Auswahl berücksichtigt werden sollten. Dem wurde durch eine Kategorisierung mit Punktevergabe Rechnung getragen. In Tabelle 6 sind die Bewertungskategorien sowie die festgelegten Unterscheidungskriterien aufgelistet und erläutert.

Tabelle 6: Bewertungskriterien für Betriebsauswahl

E... "Energie – Überschuss" (Wie viel Prozent der selbsterzeugten Energie bleibt nach Abzug aller Eigenbedarfe inkl. Kraftstoffbedarf umgerechnet auf reine Antriebsenergie übrig?), ohne Wärme	
E- < 33 %	Betrieb erreicht rechnerisch keinen oder nur geringen Überschuss mit EE
E+ ≥ 33 %	Betrieb erreicht rechnerisch großen Überschuss mit EE
D... "Datenqualität" (Daten für Simulation (Lastprofile etc.))	
2 – sehr gut	Datenlage und Detailgrad sind sehr gut dokumentiert und können in der weiteren Entwicklung eingesetzt werden
1 – gut	grundlegende Daten sind verfügbar; Detailgrad und/oder Form der Daten sind nur bedingt für eine profunde Technologieempfehlung sowie Modellierungen geeignet
0 – schlecht	grundlegende Daten fehlen
U... "Umfeld" (Umfeldeinbindung und Vernetzung als Konzeptziel)	
2 – ausgeprägt	zu betrachtende Unternehmensstandorte bieten stark ausgebildete Anknüpfungspunkte für eine Verbindung mit dem näheren Umfeld des Unternehmens
1 – vorhanden	Anknüpfungspunkte mit dem Unternehmensumfeld vorhanden, die aber mit geringem Entwicklungspotenzial oder Hemmnissen verknüpft sind
0 – nicht vorhanden	keine relevanten Anknüpfungspunkte mit dem näheren Umfeld (Insel)
I... "Insel" (Energieautarkie als Konzeptziel)	
2 – ausgeprägt	keine relevanten Anknüpfungspunkte mit dem näheren Umfeld
1 – vorhanden	Anknüpfungspunkte mit dem Unternehmensumfeld vorhanden, die aber mit geringem Entwicklungspotenzial oder Hemmnissen verknüpft sind
0 – nicht vorhanden	relevante Anknüpfungspunkte mit dem näheren Umfeld vorhanden (Umfeld)

W... "Wärme" (Überschuss vorhanden)	
2 – ausgeprägt	signifikante Wärmeüberschüsse vorhanden, die derzeit keiner sinnvollen Nutzung zugeführt werden
1 – vorhanden	Wärmeüberschüsse in geringerem Umfang oder nur zeitlich stark eingeschränkt für weitere Nutzung verfügbar
0 – nicht vorhanden	Wärmeaufkommen vollständig genutzt

M... "Mobilität" (Potenzial für fossilfreie Mobilität)	
2 – ausgeprägt	großes Potenzial für die Einflussnahme für fossilfreie Mobilität durch Eigen- und/oder Umfeldnutzung
1 – vorhanden	Anknüpfungsmerkmale vorhanden, die aber mit geringem Entwicklungspotenzial oder Hemmnissen verknüpft sind
0 – nicht vorhanden	keine ausgeprägten Anknüpfungsmerkmale vorhanden

Um die Unternehmensstandorte hinsichtlich ihrer Eignung als Studiengrundlage strukturiert bewerten zu können, wurde eine Zuordnung zu folgenden acht Kategoriekombinationen unternommen:

- Energie+/Umfeld oder Energie-/Umfeld
- Energie+/Insel oder Energie-/Insel
- Energie+/Wärme oder Energie-/Wärme
- Energie+/Mobilität oder Energie-/Mobilität

Um einen Standort einer Kategoriekombination eindeutig zuzuordnen, mussten für die Kategorien »Umfeld«, »Insel«, »Wärme« und »Mobilität« jeweils die Bewertungen »ausgeprägt« vorliegen.

Um besondere Ausgangslagen einzubeziehen, wurden folgende zusätzliche Merkmale geprüft und in die Systematisierung aufgenommen:

- Zusatz Wind: eigene Windenergieversorgung besteht
- Zusatz Umfeld-Insel: Anknüpfungspunkte mit Unternehmensumfeld vorhanden, die aber mit geringem Entwicklungspotenzial oder Hemmnissen verknüpft sind; Bewertung Umfeld bzw. Insel mit 1
- Zusatz E-/Solarpotenzial: EE-Überschuss <33 % und keine Photovoltaik vorhanden, aber möglich
- Zusatz E-/Biogaspotenzial: EE-Überschuss <33 % und keine Biogasanlage, aber möglich

3.2 Erstellung der Energiebilanzen und Technologie-integration

3.2.1 Energiebilanzierung und -darstellung

3.2.1.1 Energiebilanzierung Strom, Wärme, Kraftstoff - Sankey Diagramme

Im ersten Bilanzierungsschritt wurden für die acht ausgewählten Betriebe die Jahressummen der aufgenommenen Stoff- und Energieflüsse sowohl für den IST-Zustand als auch prognostisch für den Zeitraum nach erfolgreicher Implementierung der Schlüsseltechnologie berechnet. Um alle Energieflüsse direkt mit den elektrischen Strom- und sowie Wärmeenergiemengen vergleichen zu können, wurde sämtlichen Stoff- bzw. Energieträgerflüssen der jährliche Energiebetrag in Form der chemischen Energie (Biogassubstrate, Gärrest) oder des unteren Heizwertes (Diesel, Methan, Wasserstoff) in MWh zugewiesen. Dies ermöglicht die anschauliche Darstellung der Energieflüsse in Sankey-Diagrammen. In Abbildung 1 ist die prinzipielle Darstellung der Sankey-Diagramme verdeutlicht. Ausgehend vom Energiebezug (extern und eigene EE-Gewinnung) auf der linken Seite können die Wandlung und Verteilung der verschiedenen Energieflüsse und deren Nutzung im Betrieb sowie die externe Einspeisung nachvollzogen werden. Die Breite der Energieflusspfeile ist proportional zum Jahresenergiefluss.

Auch wenn auf den meisten Betrieben der komplette selbst erzeugte Strom (z. B. aus einer Biogasanlage oder PV/Wind) buchhalterisch verkauft wird und im Gegenzug der vom Betrieb genutzte Strom (Eigenstrom) aus dem Netz zugekauft wird, so wurde für die Jahresbilanz im Sankey-Diagramm so bilanziert, dass der Eigenverbrauch zu 100 % aus den eigenen Quellen gedeckt wird. Dies entspricht auch der physikalischen Realität, da jede eingespeiste kWh in das Stromnetz auch auf kürzestem Wege den Eigenbedarf aus dem Stromnetz ausgleicht.

Der Eigenbedarf für die Mobilität wurde auf Grundlage des Dieselverbrauches (unterer Heizwert) auf die notwendige Antriebsleistung umgerechnet. Ausgehend von dieser notwendigen Antriebsleistung konnte dann im Rückschluss über die Wirkungsgrade der Antriebsstränge (vgl. Tabelle 8) der Primärenergiebedarf für die Umstellung auf Elektromobilität oder Methan-/Wasserstoffmobilität ermittelt werden.

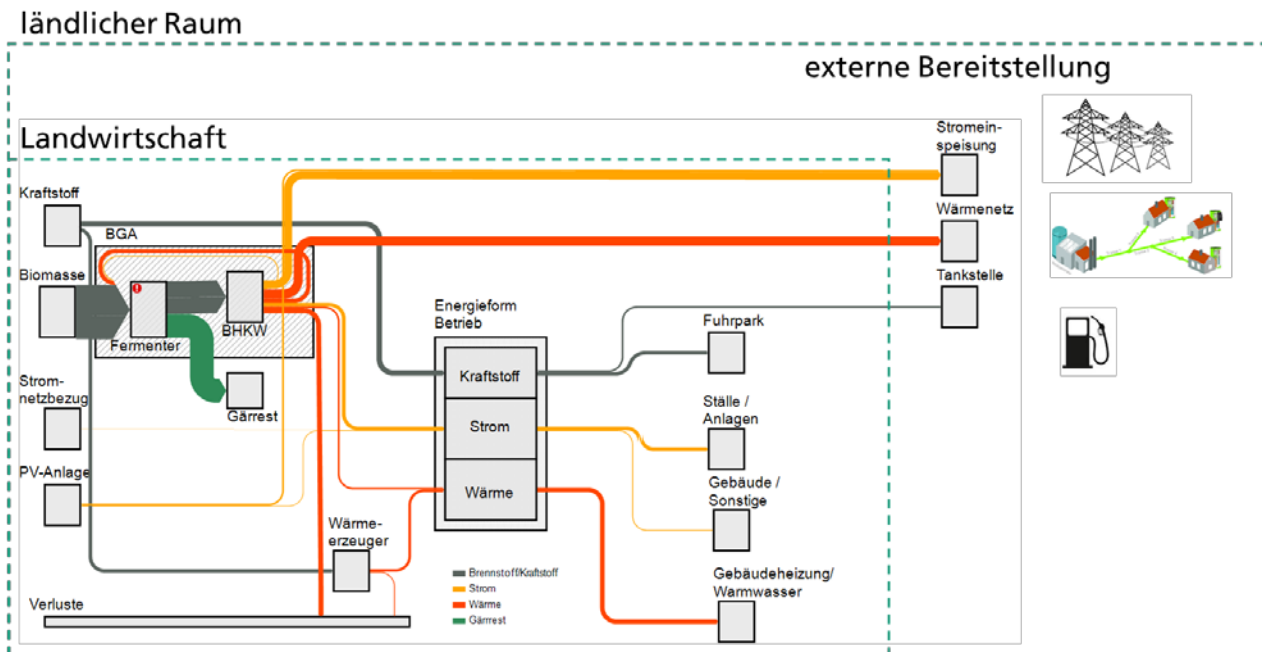


Abbildung 1: Allgemeine Darstellungsform der Sankey-Diagramme

3.2.1.2 Energiebedarf Mobilität und Landtechnik

Die Bilanzierung des Energiebedarfes im Bereich Mobilität und Landtechnik erfolgte zum einen für Bedarfe des landwirtschaftlichen Fuhrparks (Flächenbewirtschaftung, Hoflogistik und sonstige Fahrten), für Bedarfe an einer Tankstelle (Mobilität von Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter und/oder der Öffentlichkeit) und die Bedarfe zur Versorgung von Buslinienendpunkten³. Die einzelnen Bedarfe für die jeweiligen Betriebe wurden u. a. mit Hilfe der folgenden Angaben aus den Fragebögen der Landwirte abgeschätzt:

- Größe der Acker-, Dauergrün- und sonstiger Flächen,
- jährlicher Dieselbedarf,
- Anzahl Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter und

³ Die Versorgung von Regionalbussen, wie sie im ländlichen Raum üblicherweise verkehren, erweist sich nur am Linienendpunkt als zielführend. Die dort vorgesehenen Wendezeiten können genutzt werden, um das Fahrzeug wieder aufzuladen oder mit alternativen Kraftstoffen zu versorgen. Dieser Linienendpunkt muss noch mit einem vertretbaren Aufwand vom Hof aus erreicht werden können (ca. 1 km).

- Bedarf Lademöglichkeiten für private Fahrzeuge (PKW pro Tag)⁴.
- Anbindung des ÖPNV-Netzes

Mit Hilfe von Tabelle 7 wurden die notwendigen, betriebsabhängigen Eingangsgrößen aus der Befragung der Landwirte und die verschiedenen Nutzungskategorien erfasst und die sich jeweils ergebenden Bedarfe an Kraftstoff berechnet. Der Dieselbedarf fungierte als Berechnungsgrundlage und wurde je nach Versorgungskonzept über die Wirkungsgrade aus Tabelle 8 in den entsprechenden Bedarf an elektrischer Energie, Methan oder Wasserstoff umgerechnet. Es wird von einem volumetrischen Diesel-Heizwert von 9,7 kWh/l ausgegangen. Die dezentrale Versorgung des betriebseigenen Fuhrparks und der öffentlichen Tankstelle zielt darauf ab, den derzeit verwendeten Dieseldieselkraftstoff zu substituieren. Mit Ausnahme der Flächenbearbeitung wird davon ausgegangen, dass die Dieselbedarfe für die Hoflogistik und sonstige Fahrten, der Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter- und öffentlichen Tankstelle eins zu eins durch elektrische Energie, Methan oder Wasserstoff ersetzt werden können. Das genaue Vorgehen zur Flächenbearbeitung wird im folgenden Abschnitt Energiebilanzierung Bewirtschaftung von Ackerflächen erläutert.

Tabelle 7: Vorgehensweise Energiebedarfsbilanzierung Mobilität und Landtechnik

Spezifische Eingangsgrößen:	Ackerfläche [ha]	Dauergrün- und sonstige Fläche [ha]	Dieselbedarf MWh/a]	Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter [Anzahl]	Private Nutzung ⁵ [PKW pro Tag]
Berechneter Dieselbedarf: [MWh/a]	Flächenbewirtschaftung	Hoflogistik und sonstige Fahrten	Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter Tankstelle	öffentliche Tankstelle	Versorgung Bus-Linienendpunkt

Tabelle 8: Kennwerte verschiedener Antriebe in Anlehnung an die Angaben (Remmele, et al., 2020)

	Dieselmotor, Antrieb bis Rad	Elektromotor, Antrieb bis Rad	Brennstoffzelle, Antrieb bis Rad	Gasmotor, Antrieb bis Rad	Ladetechnik
Wirkungsgrad [%]	35	85	50	25	95

Auf Basis der Ackerflächengröße sowie mit Kennzahlen aus der KTBL Leistungs-Kostenrechnung Pflanzenbau (KTBL, 2021) und Angaben zur Bodenbearbeitung in Sachsen des LfULG (Lülf-Baden, Barrett, Schulze Höping, & Stahl, 2020) konnte der Dieselbedarf pro Hektar für eine durchschnittliche Feldfrucht ermittelt werden. Die konkrete Vorgehensweise zur Ermittlung des jährlichen Energiebedarfs von Ackerflächen wird im folgenden Abschnitt detailliert erläutert. Für Dauergrün- und sonstige Flächen wird die Hälfte des Bedarfs für Ackerflächen angenommen. Aus der Differenz des jährlichen Gesamt-Dieselbedarfs

⁴ Hiermit sind alle Fahrzeuge gemeint, die nicht dem betrieblichen Fuhrpark oder Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter zuzuordnen sind.

⁵ In den von den Betrieben ausgefüllten Fragebögen der Landwirte wurden die Kategorien kein Bedarf, gering (1 bis 5 Kfz pro Tag), mittel (6 bis 12 Kfz pro Tag) und hoch (> 12 Kfz pro Tag) angegeben. Zur Vereinfachung der Berechnung wurden hier entsprechend der Abschätzung der Betriebe 0, 3, 9 oder 12 Kfz angenommen.

des Betriebs und dem für die Flächenbearbeitung ergibt sich der Bedarf für die Hoflogistik und sonstige Fahrten. Über die Anzahl der Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter, dem seitens der Betriebe abgeschätzten Aufkommen anderer Fahrzeuge, welche eine Hoftankstelle nutzen würden und den Annahmen aus Tabelle 9 ergibt sich der Energiebedarf, der an einer Tankstelle bereitgestellt werden muss. Zur Ermittlung des Energiebedarfs zur Versorgung eines Buslinienendpunkts einer Regionalbuslinie wurde zunächst der örtliche Bezug zwischen landwirtschaftlichem Betrieb und diesem Endpunkt recherchiert. Falls die Entfernung 1,5 km nicht überschreitet, für welche im Falle einer Versorgung mit elektrischer Energie die notwendige Kabelverlegung wirtschaftlich noch vertretbar ist, wurde über die halbe Umlauflänge⁶, den durchschnittlichen elektrischen Energiebedarf von 2 kWh/km eines 12 m Busses und die Taktung der Buslinie der resultierende jährliche Energiebedarf am Linienendpunkt ermittelt. Für Versorgungskonzepte, die Methan oder Wasserstoff als Kraftstoffe vorsehen, wird der elektrische Ladeenergiebedarf des Regionalbusses entsprechend der Wirkungsgrade in Tabelle 8 umgerechnet.

Tabelle 9: Annahmen für Abschätzung Energiebedarf Betriebs-/ öffentliche Tankstelle

Art	Annahme
Durchschnittliche Fahrleistung PKW in Sachsen	11.891 km/a (Kirk & Friedheim, 2017)
Kraftstoffverbrauch	7,4 l/100 km (UBA, 2021)
Anteil Belegschaft, der Betriebstankstelle nutzt	75 % der Belegschaft
Anteil Kraftstoff, der durch Belegschaft an Betriebstankstelle bezogen wird	75 % des eigenen Jahresverbrauches
Anteil Kraftstoff, der durch externe Nutzer an der Betriebs-/ öffentlichen Tankstelle bezogen wird	50 % des eigenen Jahresverbrauches

Energiebilanzierung Bewirtschaftung von Ackerflächen

Um den Energiebedarf zur Flächenbewirtschaftung abschätzen zu können, konnte für pflanzenbaulich genutzte Ackerflächen auf eine umfangreiche Datenbasis des Kuratoriums für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft - KTBL zurückgegriffen werden. Wie im vorherigen Abschnitt bereits erwähnt, wurde die Leistungs-Kostenrechnung Pflanzenbau (KTBL, 2021) angewendet. Die verwendeten Eingangsparameter sind in der Tabelle 10 zusammengefasst. Nach einer Studie des LfULG zur Bodenbearbeitung in Sachsen (Lülfes-Baden, Barrett, Schulze Höping, & Stahl, 2020) sind die häufigsten in einer Fruchtfolge angebauten Früchte Winterweizen (90 %), Winterraps (65 %), Mais (39 %), Sommergerste (22 %), Zuckerrübe (16 %) und Winterroggen (13 %). Aus diesem Grund wurden für diese Feldfrüchte die Datensätze für die folgenden Betrachtungen verwendet. Der überwiegende Anteil der befragten Betriebe arbeitet konventionell bzw. integriert (91 %). Bei den Bodenbearbeitungsstrategien wird vorwiegend konservierend bzw. nicht wendend (34 %), situativ konservierend, sonst mit Pflug bzw. wendend (32 %) oder dauerhaft mit Pflug (17 %) gearbeitet. Ob ein Pflug eingesetzt werden muss, hängt maßgeblich vom Standort und den Bodenbeschaffenheiten ab. Daher wurde hier sowohl die wendende (Pflugeinsatz) als auch die nicht wendende (kein Pflugeinsatz) Bodenbearbeitung betrachtet. Aus derselben Studie geht auch hervor, dass die durchschnittliche Arbeitsbreite für einen Pflug 2,45 m beträgt, was einer Mechanisierungsleistung von 120 kW im KTBL-Rechner entspricht. Aus einer kleinen Anfrage an den sächsischen Landtag zum Thema Landwirtschaft in Sachsen aus dem Jahr 2018 (SMUL, 2018) geht hervor, dass die durchschnittliche

⁶ Bei dieser Betrachtung wird davon ausgegangen, dass am anderen Linienendpunkt auch nachgeladen wird.

Schlaggröße in Sachsen 5,4 ha beträgt. Daher wurde für den KTBL-Rechner eine Fläche von 5 ha angenommen und entsprechend auf die konkrete Ackerfläche der Betriebe hochskaliert. Als Entfernung des Feldes vom landwirtschaftlichen Hof wurde die kleinste mögliche Auswahl von 1 km verwendet, da zumindest bei einer Elektrifizierung der Feldarbeitsmaschinen davon ausgegangen werden kann, dass eine Wiederaufladung möglichst am Feldrand passiert.

Tabelle 10: Eingabeparameter KTBL Leistungs-Kostenrechnung

Wirtschaftsart	konventionell / integriert
Kulturpflanzen	Mais (Körnermais), Sommergerste (Braugerste), Wintergerste (Futtergerste), Winterraps, Winterweizen (Backweizen) und Zuckerrübe
Anbausystem	wendend, gezogene Saatbereitung und nichtwendend, Kreiseleggensaat
Schlaggröße	5 ha
Ertragsniveau	mittel, mittlerer Boden
Mechanisierung	120 kW
Entfernung Acker - Hof	1 km

Um eine Vergleichbarkeit der Betriebe untereinander zu gewährleisten, wurde mit Hilfe der in Sachsen überwiegend angebauten Feldfrüchte und zugehörigen Feldbearbeitungsvorgänge ein durchschnittlicher jährlicher Dieserverbrauch pro Hektar ermittelt. Entsprechend der angegebenen Fläche der Betriebe ergibt sich daraus der jeweilige jährliche Energiebedarf. Bei Konzepten, die eine Versorgung des Fuhrparks mit Methan oder Wasserstoff vorsehen, wurde dieser Dieselbedarf eins zu eins durch Methan oder Wasserstoff substituiert. Bei einer angenommenen Elektrifizierung des Fuhrparks, wurden nur die Arbeitsvorgänge mit einem elektrischen Energiebedarf bilanziert, welche sich nach jetzigem Stand der Technik auch praktisch elektrifizieren lassen (s. folgender Absatz). Die übrigen Arbeitsvorgänge wurden weiterhin mit einem Dieselbedarf bewertet. Für die Versorgungskonzepte mit Methan und Wasserstoff wäre es zukünftig ebenfalls denkbar, eine Teilelektrifizierung vorzunehmen und die derzeit nicht elektrifizierbaren Arbeitsvorgänge entsprechend mit dem jeweiligen alternativen Kraftstoff abzudecken. Innerhalb der Studie wurde die Teilelektrifizierung jedoch nur in Kombination mit Dieselmotorkraftstoff betrachtet, für Methan und Wasserstoff wurde davon ausgegangen, dass der gesamte Fuhrpark damit versorgt werden kann.

Zur Ermittlung der prinzipiell zu elektrifizierenden Arbeitsvorgänge wurde ein Simulationstool entwickelt, welches für jede Feldfrucht und jeden Arbeitsvorgang, die notwendige auf dem Fahrzeug mitzuführende und von der Ladestation am Feldrand bereitzustellende Energiemenge berechnet. Dabei wurden neben den in Tabelle 8 zusammen-gefassten Parametern, die in Tabelle 11 aufgelisteten Annahmen getroffen. Mit den gewählten Speicherkapazität-Benchmarks für einen elektrischen Traktor oder Feldroboter ergibt sich, dass Arbeitsvorgänge wie Pflügen, Eggen und die Ernte derzeit nicht mit batterieelektrischen Fahrzeugen abzudecken sind. Da diese Arbeiten sehr energie- und leistungsintensiv sind, ist die dafür auf dem Fahrzeug mitzuführende Energiemenge für eine unterbrechungsfreie Arbeitszeit von einer Stunde zu hoch. Abbildung 2 zeigt exemplarisch die notwendigen auf dem Fahrzeug mitzuführenden (negative Halb-achse) und am Feldrand bereitzustellenden Energiemengen (positive Halb-achse) für ein 5 ha Maisfeld, welches wendend bearbeitet wird. Es wird davon ausgegangen, dass der Fahrzeugspeicher zu Beginn des Bearbeitungsvorgangs vollständig – z. B. am Hof – aufgeladen wurde und nur den Energiebedarf, der über eine Stunde Bearbeitungszeit hinaus geht, flexibel am Feld nachlädt. Die am Feldrand bereitzustellende Energiemenge ist für den Fall, dass weniger als zwei Stunden Bearbeitungszeit für den Arbeitsschritt

notwendig sind, geringer als die auf dem Fahrzeug mitzuführende Energiemenge, da der Fahrzeugspeicher auf eine Bearbeitungszeit von einer Stunde ausgelegt ist und entsprechend nur die Differenz für die restliche Bearbeitung nachgeladen werden muss. Die derzeit nicht elektrisch abdeckbaren Arbeitsvorgänge werden weiterhin konventionell mit einem Dieselfahrzeug übernommen. Aus dem sich für jede Feldfrucht ergebenden elektrischen Energie- und Dieselbedarf wurde ein durchschnittlicher jährlicher Bedarf pro Hektar ermittelt.

Tabelle 11: Annahme zur Berechnung elektrifizierter Feldarbeit

Fahrzeugspeicher und Ladestation	
Unterbrechungsfreie Arbeitszeit Fahrzeug	1 h
Zulässiger SOC-Hub	50 %
Zulässige C-Rate beim Ladevorgang	1,5 1/h
Vor- und Nachbereitungszeit Ladevorgang	5 min

Benchmarks Elektrifizierung	
Maximale Batteriekapazität Traktor	130 kWh (Bönnighausen, 2016)
Maximale Batteriekapazität Feldroboter	80 kWh (VitiBot, 2021)

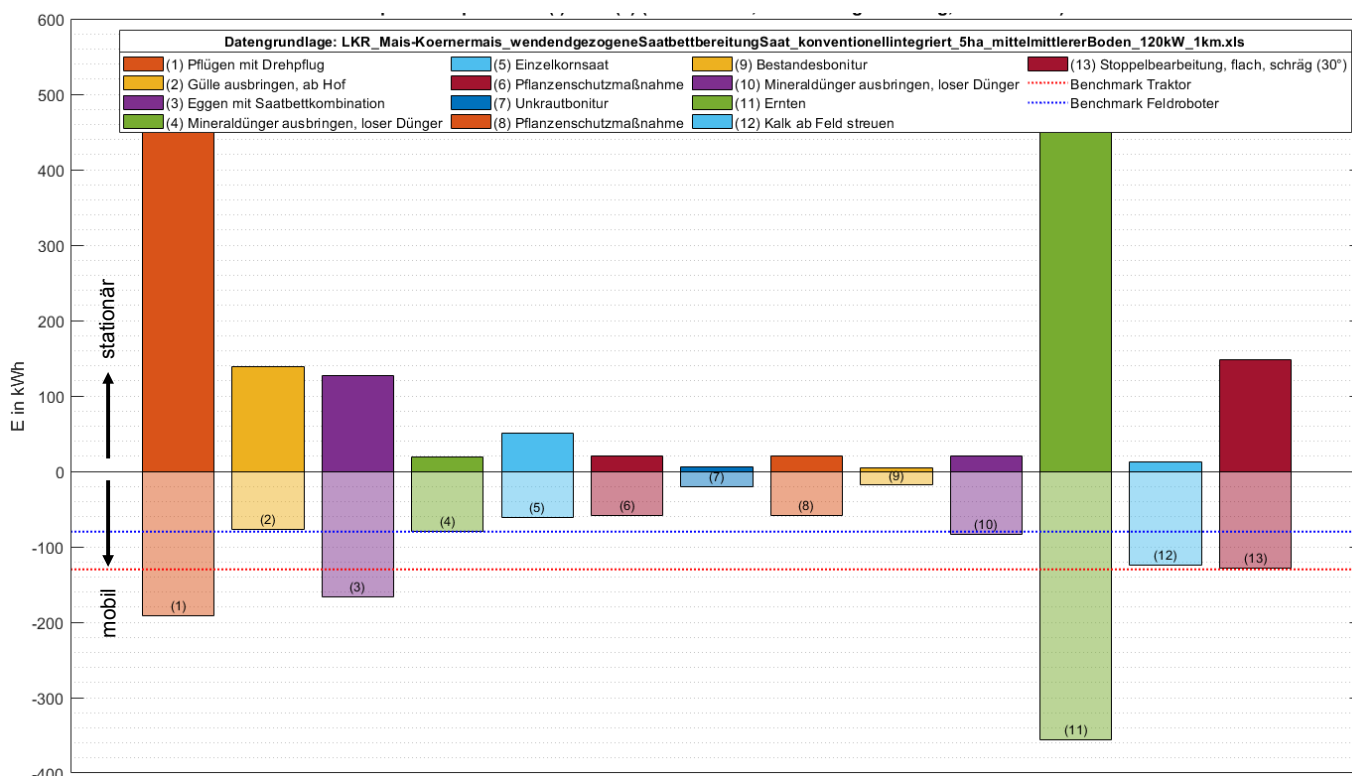


Abbildung 2: mobile (-) und stationäre (+) Energiebedarfe der Feldarbeit am Beispiel eines 5 ha Maisfelds

3.2.2 Integration der Schlüsseltechnologien

Wie unter 3.1.2 beschrieben, wurden durch den Fachbeirat acht Schlüsseltechnologien für eine weitere Bewertung festgelegt, welche auf Basis der örtlichen Bedingungen jeweils einem der ausgewählten acht Beispielbetriebe zugeordnet wurden. Der Ausgangszustand der Betriebe ohne Schlüsseltechnologie wird in der Studie generell als **IST-Zustand** bezeichnet. Alle Varianten mit integrierter Schlüsseltechnologie

werden als **SOLL-Zustand** bezeichnet. Ziel war eine möglichst signifikante Änderung der Stoff- und Energieflüsse durch die Integration der Schlüsseltechnologie. Durch diese Vorgehensweise sollten die Unterschiede hinsichtlich Energie-, CO₂- und Kostenbilanz zwischen IST- und SOLL-Zustand besonders klar hervortreten.

Die Integration und Dimensionierung der einzelnen Schlüsseltechnologien erfolgte zum einen unter der Prämisse, dass Eigenbedarfe innerhalb der Mobilität mit neuen Energieträgern (z. B. Strom, CH₄ oder H₂) zu einem relevanten Anteil gedeckt werden, um Diesel zu ersetzen. Zum anderen sollte für eine erhöhte Systemdienlichkeit entweder möglichst viel selbst erzeugte elektrische Energie in speicherbare Energieträger (H₂, CH₄) umgewandelt oder die Energiespeicherung und Verteilung intensiviert und flexibilisiert werden.

Bis auf einen Betrieb, welcher vorab noch gar keine Biomasse genutzt hatte, blieben bei allen Betrieben die genutzten Biomassen bezüglich des Energiegehaltes im Eingang zum Bilanzkreis konstant. Außerdem wurde für keinen Betrieb die Menge an Windkraft oder PV erhöht, da dies eine auf der Hand liegende Maßnahme dargestellt hätte, deren Ergebnis auf jeden Fall zu einer verbesserten CO₂-Bilanz und Wirtschaftlichkeit geführt hätte. Der Fokus lag daher auf der innovativen Wandlung, Speicherung, Verteilung und Nutzung der vorhandenen Energien.

Die Wärmeerzeugung und -nutzung wurde innerhalb der Studie nicht verändert, außer wenn die BHKW-Kapazität verringert wurde, um Methan direkt einzuspeisen oder als Kraftstoff zu nutzen. Dies hatte in einem Fall auch die Ergänzung einer elektrischen Wärmepumpe zu Folge, um die verpflichtende Wärmeabnahme zu garantieren.

Für alle konkreten Einzelfallentscheidungen sind weitere Erklärungen im Auswertungsteil der Studie ergänzt.

3.3 Erweiterte Bewertungsmatrix für die Technologie

Um aus den acht bilanzierten Konzepten drei besonders vielversprechende Schlüsseltechnologien auswählen zu können, wurde noch einmal nach den Kriterienkomplexen Nachhaltigkeit, Wirtschaftlichkeit und Machbarkeit bewertet (Tabelle 5 in Abschnitt 3.1.2). Im Unterschied zum ersten Bewertungsdurchgang konnte durch das im vorangestellten Kapitel 3.2 beschriebenen Vorgehen ein erheblich höherer Detailgrad erreicht werden.

Mit den zu diesem Zeitpunkt erstellten Unterlagen wurde noch einmal der Austausch zwischen den beteiligten Landwirtschaftsunternehmen, dem Fachbeirat und den Bearbeiter*innen der Machbarkeitsstudie gesucht. Im Rahmen dieser Gespräche wurden die Technologiepfade, Vor- und Nachteile sowie aktuelle Entwicklungen des Sektors und deren Auswirkung auf mögliche Umsetzungen diskutiert. Die bislang erfolgte modellhafte Zuordnung der Technologien zu Unternehmen und Standorten wurde aufgehoben. Die Unternehmen hatten die Gelegenheit, nach entsprechender Abwägung sich für die Schlüsseltechnologien und Technologiepfade auszusprechen, welche für sie tatsächlich als relevant und innerhalb ihrer jeweiligen Strukturen als umsetzungswürdig darstellen.

Abschließend trat der Fachbeirat noch einmal zusammen, um mit Hilfe von Wertungswichtung und dem Kontext aus den Landwirtschaftsunternehmen drei besonders relevante Schlüsseltechnologien mit Modellcharakter und hohem Umsetzungspotenzial zu identifizieren.

3.4 Strom und Wärme

Viele der landwirtschaftlichen Betriebe erzeugen heute bereits Strom aus erneuerbaren Quellen, der zu einem geringen Anteil selbst genutzt wird und zu einem größeren Anteil in das Netz eingespeist wird. **Generell besteht im ländlichen Raum ein hohes Ausbaupotential für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen**, das wie beim Auswahlbetrieb 1 perspektivisch erschlossen werden soll. In dem speziellen Fall soll vor Ort Wasserstoff aus PV-Strom erzeugt werden. In anderen Fällen soll aus wirtschaftlichen Gründen, exemplarisch beim Auswahlbetrieb 3, die Eigenstromnutzung und damit die Autarkie des Betriebs erhöht und der Netzbezug verringert werden. Dazu soll eine Batterie zum Einsatz kommen. Das Konzept 2 zur Methan-Einspeisung wirkt sich nur bedingt auf die Strom- und Wärmebilanz aus.

Die Strombereitstellung aus erneuerbaren Energiequellen ist stark volatil. Im Jahresverlauf ergibt sich z. B. für Strom aus PV-Anlagen ein charakteristisches Verhalten. Auch der Verbrauch in den Betrieben selbst ist schwankend. Dazu kommen tageszeitabhängige, netzspezifische Gegebenheiten, die z. B. eine Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen drosseln oder ganz verhindern, was einen starken Einfluss auf die Betriebscharakteristik und die Skalierung der Anlagen hat. Aus diesen Gründen sollte neben der Bilanzierung der Jahressummen, das dynamische Verhalten von Erzeugern und Verbrauchern innerhalb des Betriebs untersucht werden. Ergebnisse aus dynamischen Simulationen über den gesamten Jahresverlauf sind notwendig, um das Verhalten der gekoppelten Wandler und Speicher zu prognostizieren und die optimalen Auslegungsparameter zu ermitteln. Generell ist bei dieser Untersuchung der Austausch mit den einzelnen Betrieben und die Realisierbarkeit des Vorhabens zu berücksichtigen.

Für die konkreten Fälle der Auswahlbetriebe 1 und 3 wurden auf Grundlage der vorhandenen Daten Jahressimulationen mit der Modellierungssprache Modelica und dem Simulationstool Dymola realisiert. Die physikalische, objektorientierte Modellierung ermöglicht einen effizienten Workflow, vor allem durch den Open-Source-Ansatz. Fehlende Datensätze, z. B. Erzeugerprofile aus PV-Anlagen, können mit Hilfe von vorhandenen Simulationsbibliotheken (z. B. der "BuildingsSystems" der TU Berlin (Nytisch-Geusen, Huber, Ljubijankic, & Rädler, 2012)) in der Simulationsumgebung generiert werden und fließen in die Rechnung ein. Neuartige Technologien zur Wasserstoffherzeugung, wie PEM-Elektrolyseure können vereinfacht abgebildet werden. Auch das charakteristische Verhalten von speziellen Batterietypen kann in der Umgebung modelliert werden. Für den Fall der Hochtemperatur-Batterien, die beim Auswahlbetrieb 3 zum Einsatz kommen sollen, können vom IKTS erarbeitete, validierte Modelle effizient eingesetzt werden.

Wie bei der Bilanzierung der Betriebe festgestellt wurde, weisen die meisten der betrachteten Unternehmen eine hohe überschüssige Wärmemenge auf, die kontinuierlich zur Verfügung steht (durch den Dauerbetrieb der BHKWs in Zusammenhang mit der Biogas-Produktion) und zukünftig auch genutzt werden sollte. Eine Wärmeeinkopplung der teilweise überschüssigen Wärme für z. B. die Stabilisierung der Betriebstemperatur des Hochtemperatur-Batteriespeichers oder für die Wasserverdampfung im Fall der Hochtemperatur-Elektrolyse konnte nicht in die Untersuchung einfließen. Diese Wärmeeinkopplung ist für die am Markt verfügbaren Batterien und Elektrolyseure nicht vorgesehen und weiterführende Entwicklungsarbeiten wären nötig.

3.5 Kraftstoffe und Mobilität

Für die drei zur detaillierteren Betrachtung ausgewählten Betriebe wurden die bislang jährlich für den Fuhrpark, die Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter und die öffentliche Tankstelle benötigten Energiemengen in Lastprofile feinerer zeitlicher Auflösung umgerechnet, die eine Dimensionierung der vorgelagerten Energie- bzw. Kraftstoffversorgungsinfrastruktur erlauben. Da Methan und Wasserstoff nicht zugeschnitten auf den Fuhrparkbedarf produziert wird, wurde sich in der Betrachtung auf den täglichen Bedarf bezogen der ggf. in einem Zwischenspeicher zu lagern ist. Zu welchem Zeitpunkt der Kraftstoff konkret über den Tag entnommen wird, ist nicht relevant, weshalb eine feinere Auflösung nicht sinnvoll ist. Die elektrische Energiemenge, die zur Aufladung des Fuhrparks bereitgestellt werden muss, wurde in Viertelstundenauflösung berechnet. Zum einen soll dabei eine Überdimensionierung eines unter Umständen notwendigen Pufferspeichers vermieden und zum anderen eine Betrachtung der Überlagerung mit dem dezentral erzeugten PV- oder Windstrom, der auch in Viertelstundenauflösung ermittelt wurde, ermöglicht werden.

Mit Hilfe der Abschätzungen für den Jahresverbrauch der verschiedenen Mobilitätsnutzer, die im Kapitel 3.2 zu finden sind, und den Angaben des landwirtschaftlichen Betriebs zum Fuhrpark, wurden die täglichen bzw. viertelstündigen Kraftstoffbedarfe ermittelt, die ggf. in einem Zwischenspeicher gepuffert werden müssen. Dabei wurde jeweils eine Woche pro Jahreszeit dargestellt. Detailliertere Daten zum Fuhrpark (z. B. Tankbücher, Einsatzplanung etc.) waren nicht verfügbar. Daher handelt es sich hierbei um eine Abschätzung, die dennoch eine Aussage zur notwendigen Energieversorgungsinfrastruktur ermöglicht. Da keine detaillierte Kenntnis zu den betrieblichen Abläufen vorhanden ist, wurden die in Tabelle 12 aufgelisteten Annahmen getroffen. Sie lassen sich in dem bei der Bearbeitung entstandenen Excel-Tool leicht anpassen, sofern zu einem späteren Zeitpunkt eine bessere Kenntnis zum Fuhrpark vorhanden ist. Für den Sommer und den Winter wurde aufgrund von Klimatisierung, bzw. Heizung im Fahrzeug ein Mehrbedarf von 10 % angesetzt. An den Wochenenden wird von einem um 50 % reduzierten Wasserstoffbedarf für den Fuhrpark und die Tankstelle ausgegangen. Die Ladezeiten wurden für den Fuhrpark auf die angenommen betrieblichen Pausen und für die Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter und die Öffentlichkeit auf typische Tankzeiträume begrenzt. Sie sind nur für den Fall der Elektrifizierung des Fuhrparks relevant, und schränken die Zeitpunkte der Stromentnahme ein. Hierbei sei erwähnt, dass in dem Konzept, das eine Teilelektrifizierung des Fuhrparks vorsieht, die Feldarbeit auf Wunsch des Betriebs nicht betrachtet wurde. Falls die Feldarbeit betrachtet werden soll, ergeben sich aufgrund der Dimensionierung der Fahrzeugspeicherkapazität auf eine unterbrechungsfreie Arbeitszeit von einer Stunde häufigere Nachladefenster.

Tabelle 12: Annahmen zum Kraftstoff- bzw. Ladebedarf

	Landwirtschaftlicher Fuhrpark	Tankstelle Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Öffentliche Tankstelle
Mehrbedarf			
Sommer	10 %	10 %	10 %
Winter	10 %	10 %	10 %
Bedarfsreduktion am Wochenende			
Samstag	50 %	50 %	50 %
Sonntag	50 %	50 %	50 %
Ladezeiten			
Abends/nachts	19.00 bis 06.00 Uhr		
tagsüber	12.00 bis 13.00 Uhr	06.00 bis 19.00 Uhr	06.00 bis 22.00Uhr

4 Ergebnisse und Diskussion

4.1 Betriebsstrukturen und Technologien

4.1.1 Lage und Struktur der teilnehmenden Unternehmen

Es wurden mehr als 20 Agrarunternehmen auf eine Studienteilnahme angesprochen. Daraus ergaben sich 17 persönliche Interviews vor Ort. Abbildung 3 zeigt die geografische Lage der innerhalb der Studie untersuchten Agrarunternehmen. Bei der Vorauswahl wurde darauf geachtet, dass möglichst verschiedene Regionen bezüglich Siedlungsstruktur und natürlichen Gegebenheiten einbezogen werden.

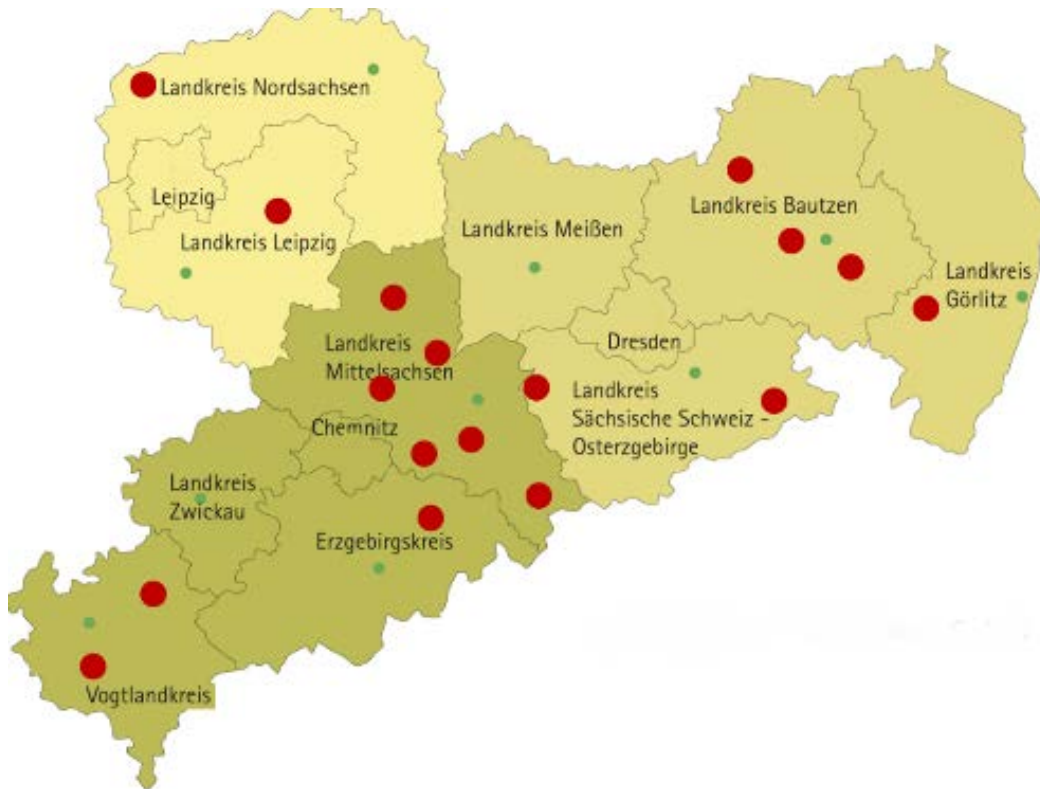


Abbildung 3: Lage der im Rahmen der Studie betrachteten Agrarunternehmen im Freistaat Sachsen

Eine grobe Qualifizierung der befragten Unternehmen ist in Tabelle 13 und Tabelle 14 angegeben. Die meisten Unternehmen repräsentieren einen Mix aus Milchviehhaltung und Pflanzenbau mit eigener Biogasanlage. Viele Unternehmen verfügen über Erfahrung mit der Stromerzeugung aus PV und z. T. aus Wind. Betriebe in den Gebirgsregionen können zudem auf eigene Waldflächen zurückgreifen. Das Potenzial für einen Zubau von PV und z. T. von Windkraftanlagen ist vorhanden, jedoch nicht in jedem Betrieb an erster Stelle der Priorisierung. Der Absatz von Agrar- und Veredelungsprodukten (Milch, Fleisch) stellt viele Betriebe im Zusammenhang mit starken Preisschwankungen sowohl im Verkauf als auch im Bezug von Ressourcen (Energie, Dünger, Futter) vor große Herausforderungen.

Für den Betrieb B2 konnten trotz durchgeführter Befragung vor Ort im Nachgang keine Betriebsdaten in schriftlicher Form erhalten werden, weshalb dieses Unternehmen nicht weiter betrachtet wurde.

Tabelle 13: Betriebsstruktur B1 bis B12

Betrieb	Betriebsstruktur	Ist-Zustand EE	Ist-Zustand Energieeinsatz und -verwertung	Potenziale zur zukünftigen Energiegewinnung und -verwertung
B1	Viehhaltung und Pflanzenbau	Biogas, PV, Wind, Holzhackschnitzelheizung	EEG-Verstromung, Abwärme Milchkühlung, Mietwohnungen bereits eingekoppelt	Flächenpotenzial für Biomassegewinnung, Dach- und Agro-PV, technische Speicher
B2	Viehhaltung und Pflanzenbau	keine Daten bereitgestellt		
B3	Viehhaltung und Pflanzenbau	Biogas, Photovoltaik (verpachtet)	EEG-Verstromung, Wärmenutzung im Betrieb und drei Wohnblöcke	Flächenpotenzial PV, mobile Wärmespeicher für Gemeindezentrum
B4	Viehhaltung und Pflanzenbau	Biogas, Photovoltaik	EEG-Verstromung, thermischer Kurzzeitspeicher für Wärmerückgewinnung Milchproduktion	Flächenpotenzial für PV, Biomassegewinnung, ggf. Nutzung 1.400 m ² Teichreservoir als thermischen Speicher, Einkopplung Gewerbe und Privatverbraucher
B5	Viehhaltung und Pflanzenbau	Biogas, Photovoltaik	EEG-Verstromung, Betrieb Wärmenetz, bereits Einbindung umliegender Nutzer (Krankenhaus, Fußball Vereinsheim, Schlachthaus)	Flächenpotenzial für Biomassegewinnung, technische Speicher, infrastrukturelle Einrichtungen (z. B. Abfallverwertung), Einbindung Kleingewerbe
B6	Pflanzenbau	bislang keine EE (Photovoltaik verpachtet)	0 % Autarkie	bislang keine Eigenproduktion, aber denkbar (Agro-PV, Dach-PV, Reststoff-BGA), Einbindung Gemeinde, Kühlhaus denkbar
B7	Viehhaltung (Schweine) und Pflanzenbau	Biogas	EEG-Verstromung, Abwärmenutzung (Schweinezucht, ...) Milchkühlung	Flächenpotenzial zur Errichtung von Dach- oder Agro-PV vorhanden, Einkopplung anliegender Gemeinde / Schule denkbar
B8	Viehhaltung und Pflanzenbau	Biogas, Windkraft	EEG-Verstromung	Flächenpotenzial zur Errichtung Dach-Photovoltaik, potenzielle Einbindung eines Gewerbegebiets, evtl. mehr Grünland in Biogasanlage
B9	Viehhaltung und Pflanzenbau	Biogas	EEG-Verstromung, interne Wärmenutzung	Flächenpotenzial für Dach- und Agro-Photovoltaik, Windkraft, Speicher, Gemeinde und Gewerbegebiet potenziell einzubinden
B10	Viehhaltung und Pflanzenbau	Biogas, Photovoltaik	EEG-Verstromung	Flächenpotenzial für Biomassegewinnung, Dach- und Agro-PV, technische Speicher, Einbindung Industriegebiet mit hohem Speditionsaufkommen

Betrieb	Betriebsstruktur	Ist-Zustand EE	Ist-Zustand Energieeinsatz und -verwertung	Potenziale zur zukünftigen Energiegewinnung und -verwertung
B11	Viehhaltung und Pflanzenbau	Biogas	EEG-Verstromung	Flächenpotenzial für Biomassegewinnung, Dach- und Agro-PV, Einbindung des nahegelegenen Gewerbegebiets
B12	Viehhaltung und Pflanzenbau	Biogas, Photovoltaik	EEG-Verstromung (Überschusseinspeisung), 22,5 m³ Warmwasserspeicher vorhanden, Heiztrasse zu einigen wenigen Nutzern	Flächenpotenzial für Dach- und Agro- Photovoltaik

Tabelle 14: Betriebsstruktur B13 bis B17

Betrieb	Betriebsstruktur	Ist-Zustand EE	Ist-Zustand Energieeinsatz und -verwertung	Potenziale zur zukünftigen Energiegewinnung und -verwertung
B13	Viehhaltung und Pflanzenbau	Biogas, Photovoltaik	Vermarktung Überschuss über Tochtergesellschaft	Flächenpotenzial für Dach- und Agro-PV, Einbindung Gasthof denkbar (Anfrage für Wärmelösung besteht)
B14	Viehhaltung und Pflanzenbau	Biogas, Photovoltaik	EEG-Verstromung nahegelegenes Krankenhaus bereits eingebunden	
B15	Viehhaltung und Pflanzenbau	Biogas, Photovoltaik	Einbindung Oberschule und Schwesterunternehmen	Flächenpotenzial für Biomassegewinnung, Dach-PV, technische Speicher, Einbindung Industriebetrieb
B16	Viehhaltung und Pflanzenbau	Biogas, Photovoltaik	EEG-Verstromung, Latentwärmespeicher vorhanden	Flächenpotenzial für Biosmassegewinnung, Dach-PV, Wind, Einbindung Gewerbegebiet, Steinbruch
B17	Viehhaltung und Pflanzenbau	Biogas, Photovoltaik	EEG-Verstromung, Warmwasserspeicher für Wärmerückgewinnung Milchkühlung	Flächenpotenzial für Dach-PV, technische Speicher

In Abbildung 4 sind für die einzelnen Betriebe mit vollständigem Datensatz die Betriebs- und Ackerflächen sowie die Anzahl der auf Großvieheinheiten (GV) umgerechneten Tiere dargestellt.

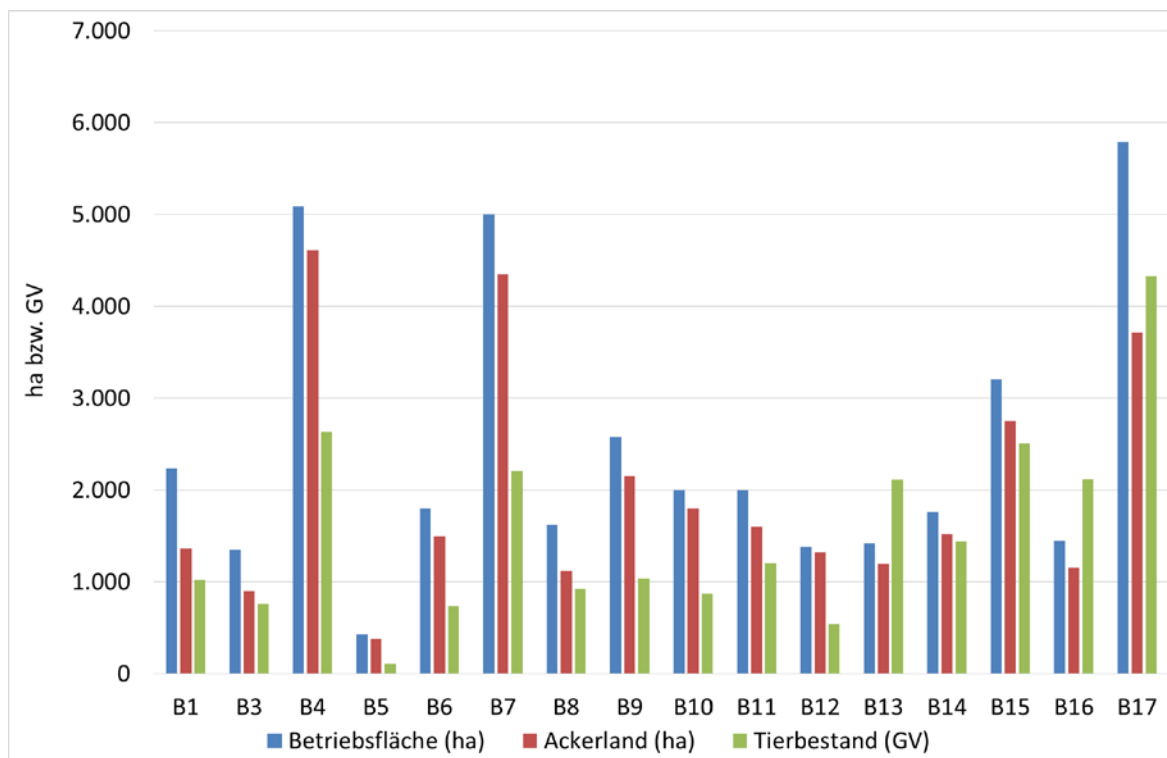


Abbildung 4: Kenngrößen für Ackerland und Tierbestand für die untersuchten Betriebe

Die Mehrheit der Unternehmen verfügt über Flächen zwischen 1.000 und 3.000 ha, was eher größeren Betrieben entspricht und damit auch der landwirtschaftlichen Struktur in den neuen Bundesländern mit zahlreichen Agrar-Genossenschaften, welche aus ehemaligen LPG-Einheiten der DDR hervorgegangen sind. Ein teilnehmendes Unternehmen liegt mit weniger als 500 ha deutlich unter diesem Bereich. Drei Betriebe stehen mit etwa 5.000 ha Fläche stellvertretend für sehr große Landwirtschaftsunternehmen.

Die Anzahl der Tiere liegt in etwa proportional zur bewirtschafteten Fläche zwischen 500 und 2.500 GV. Der kleinste hier betrachtete Betrieb liegt mit gut 100 GV erwartungsgemäß deutlich unter diesem Bereich. B17 weist als größtes Unternehmen eine überdurchschnittliche Tierbesetzung mit über 4.300 GV auf.

4.1.2 Energieverbrauch und Erzeugung EE in den Unternehmen

Die in der Studie betrachteten landwirtschaftlichen Unternehmen wiesen zum Zeitpunkt der Untersuchungen einen Strombedarf von 300 bis 3.000 MWh pro Jahr für den Betrieb verschiedenster technischer Anlagen auf. Zusätzlich wurden erhebliche Mengen an Dieselkraftstoff benötigt. Für eine bessere Vergleichbarkeit wurde dieser Dieselbedarf über die Wirkungsgrade des Diesel-Antriebsstranges und Batterie/E-Motor in einen äquivalenten Strombedarf konvertiert. Damit ergaben sich je nach Betrieb zusätzliche Strombedarfe von 400 bis 3.000 MWh/a für den Bereich Fuhrpark und Landtechnik. Beide Bedarfe sind in Abbildung 5 dargestellt. Zusätzlich kann die vorhandene Energieerzeugung aus regenerativen Quellen im Diagramm abgelesen werden. Dabei fällt auf, dass fast alle Betriebe z. T. deutlich mehr Energie produzieren als sie verbrauchen. Einzige Ausnahme ist Betrieb B6, welcher bis dato noch keine eigene EE-Erzeugung realisiert hatte.

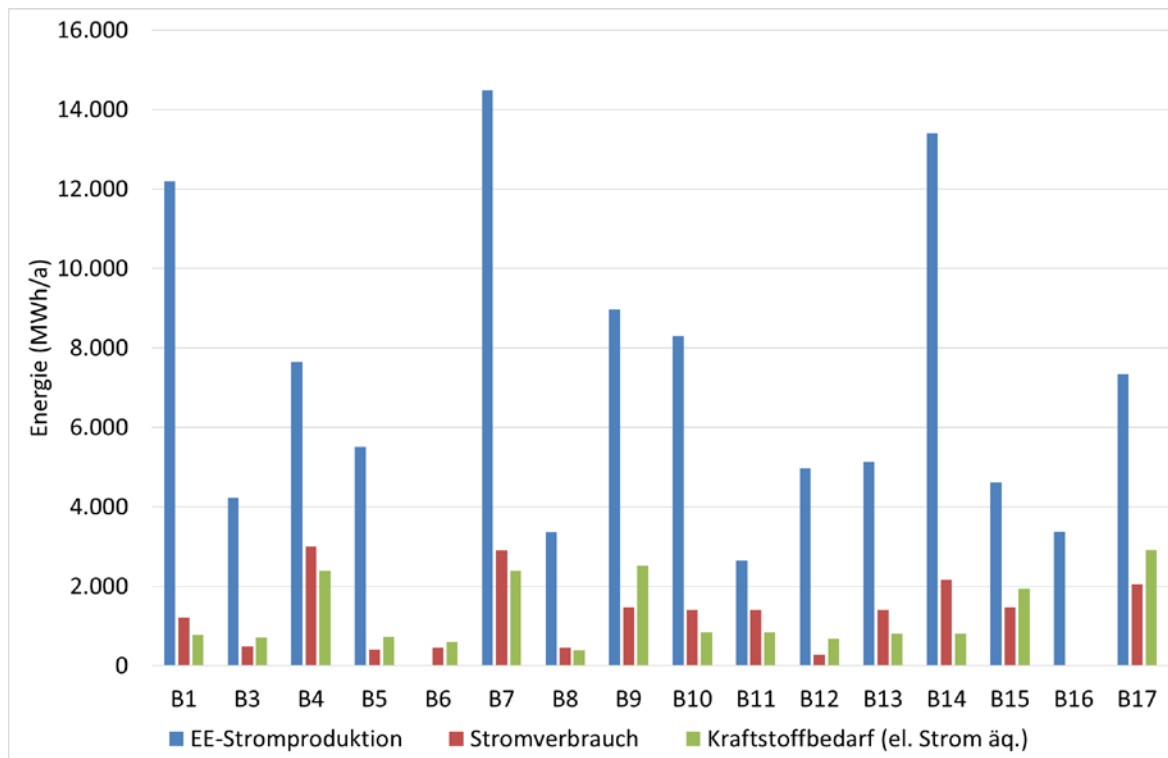


Abbildung 5: Stromproduktion und Eigenenergiebedarf für die untersuchten Betriebe

In Abbildung 6 ist die installierte elektrische Leistung der jeweils vorhandenen EE-Erzeugungsanlagen aufgetragen. 11 von 16 Unternehmen erzeugen selbst PV-Strom und zwei Unternehmen betreiben eigene Windkraftanlagen. In Zeiten mit hoher Sonneneinstrahlung oder kräftigem Wind können demnach erhebliche Leistungen aus PV oder Windturbinen bereitgestellt werden. Mit Ausnahme von B6 betreiben alle untersuchten Betriebe eine oder mehrere eigene Biogasanlagen. Sieben Betriebe liegen bei der installierten elektrischen Leistung im Bereich von 1 MW oder darüber, was eher größere Biogasanlagen repräsentiert.

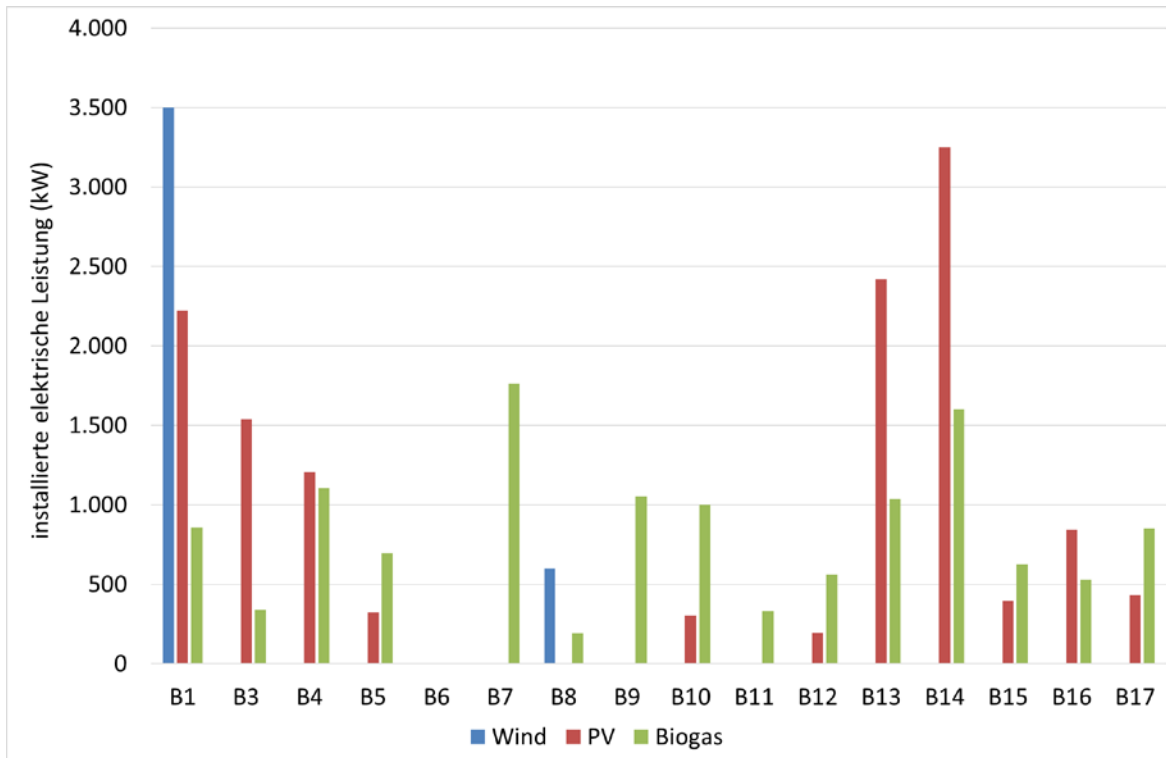


Abbildung 6: Installierte Leistung eigener EE-Produktion für die untersuchten Betriebe

Die jährlich produzierte Energiemenge in Abbildung 7 zeigt, dass vor allem die installierte Biogasleistung maßgeblich zur Überschussproduktion von Strom beiträgt.

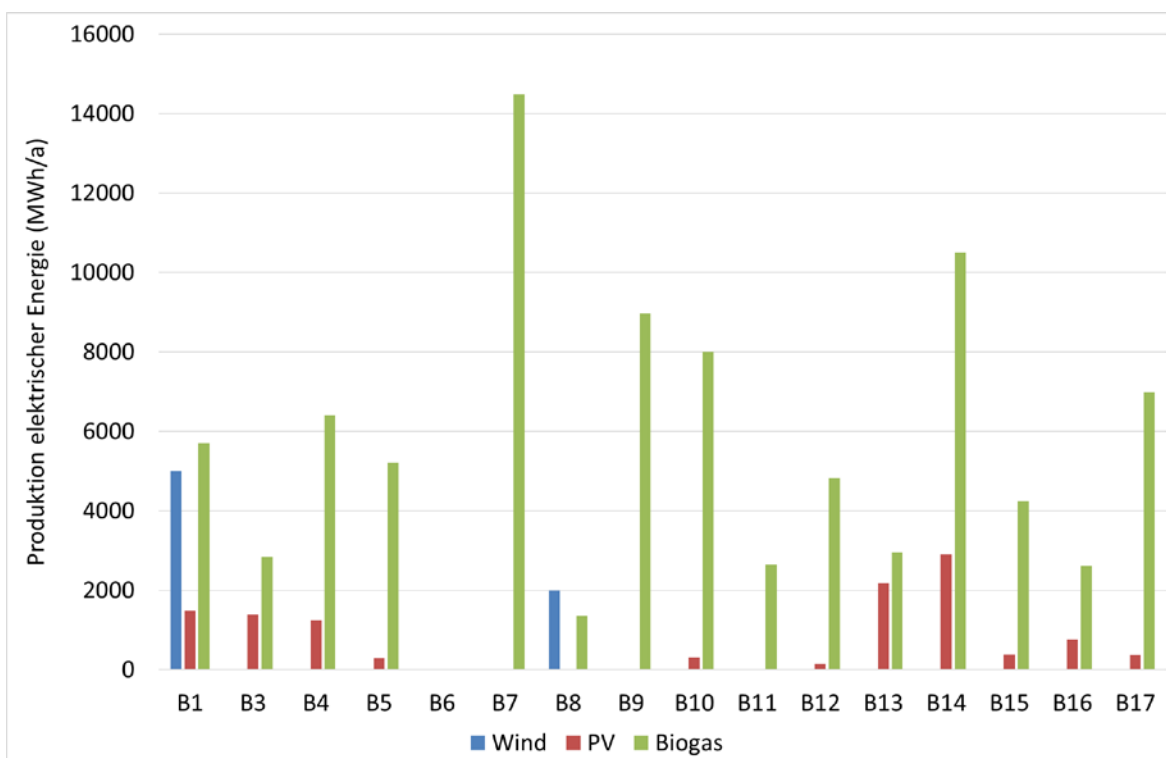


Abbildung 7: Jahresproduktion an EE-Strom nach EE-Quelle

4.1.3 Charakterisierung des Fuhrparks in den Unternehmen

Zur Charakterisierung der Fuhrparke der Betriebe wurden mit Hilfe des Fragebogens Jahresverbräuche für Diesel, Pflanzenöl, Benzin und die Fuhrparkzusammensetzung sowie ihre zugehörigen Bewegungsradien und Tankvolumina abgefragt.

Der in Abbildung 8 dargestellte Dieselbedarf wurde mittels volumetrischen Diesel-Heizwerts (9,7 kWh/l) in MWh/a umgerechnet und liegt bei den Betrieben zwischen 1.000 und 8.000 MWh/a. Nicht alle Betriebe haben ihre Dieserverbräuche angegeben, für B13, B14 und B16 wurden sie anhand ähnlich strukturierter Betriebe interpoliert.

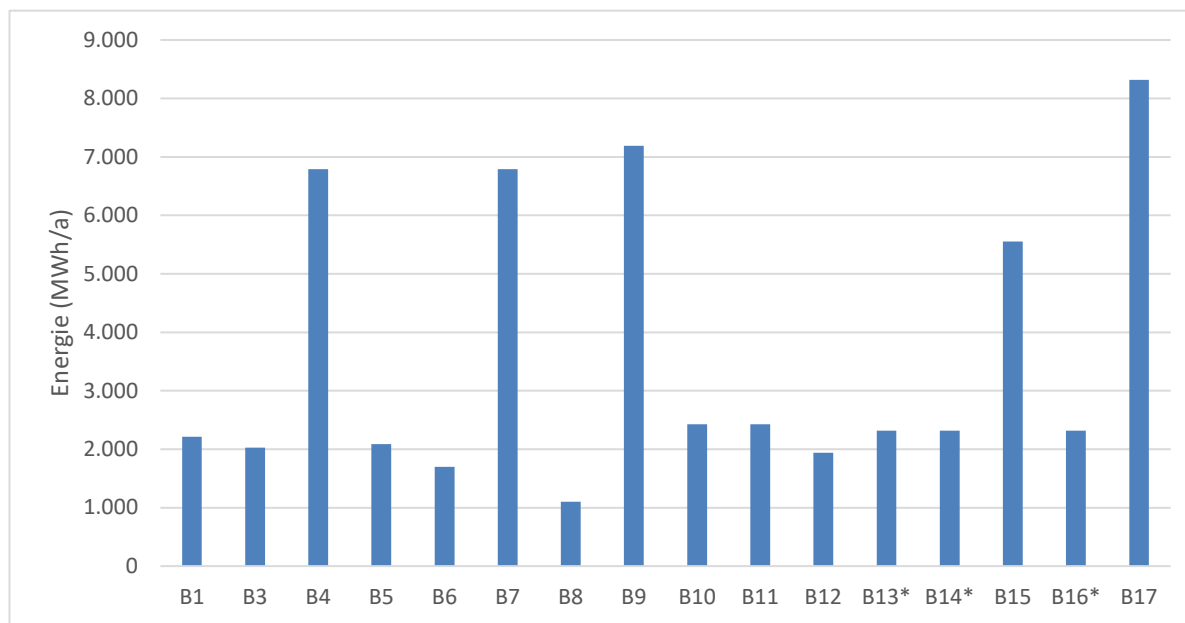


Abbildung 8: Dieselbedarf nach Angaben der einzelnen Betriebe⁷

Auch bei der Fuhrparkzusammensetzung haben nicht alle Betriebe Angaben gemacht (Abbildung 9). Die Anzahl an betriebseigenen Fahrzeugen reicht von unter 20 bis über 200 Fahrzeugen pro Betrieb. Außerdem wurde die Anbindung an den ÖPNV und die vom Unternehmen geschätzte Anzahl von nicht betriebseigenen Fahrzeugen, die eine vom landwirtschaftlichen Betrieb angebotene Lademöglichkeit oder Tankstelle nutzen würden, abgefragt.

Nach der Zuordnung der acht Schlüsseltechnologien zu den Auswahlbetrieben wurden zur Charakterisierung des Fuhrparks der Unternehmen nur die jährlichen Diesel- und Pflanzenölverbräuche⁸ verwendet, da die Bilanzierung in dieser Stufe nur auf Jahresebene erfolgt ist. Für den ÖPNV und eine mögliche Energieversorgung am Buslinienendpunkt konnte nur bei einem Unternehmen eine geeignete Buslinie identifiziert werden, dabei handelt es sich um eine Schulbuslinie. Der Linienendpunkt liegt ca. 1 km vom

⁷ Die Betriebe B13, B14 und B16 haben keine Angaben zum Dieselbedarf gemacht. Die Bedarfe wurden in Anlehnung an Betriebe ähnlicher Größe interpoliert.

⁸ Keines der Unternehmen gab einen Benzinverbrauch an. Zur Vereinfachung der Energiebilanzierung wurde der Pflanzenölverbrauch auf den angegebene Dieserverbrauch addiert und als Dieserverbrauch ausgewiesen.

Betrieb entfernt, allerdings verkehrt die Linie nur einmal täglich und damit ist der Aufwand zur Versorgung des Endpunktes sehr hoch und der Nutzen eher gering.

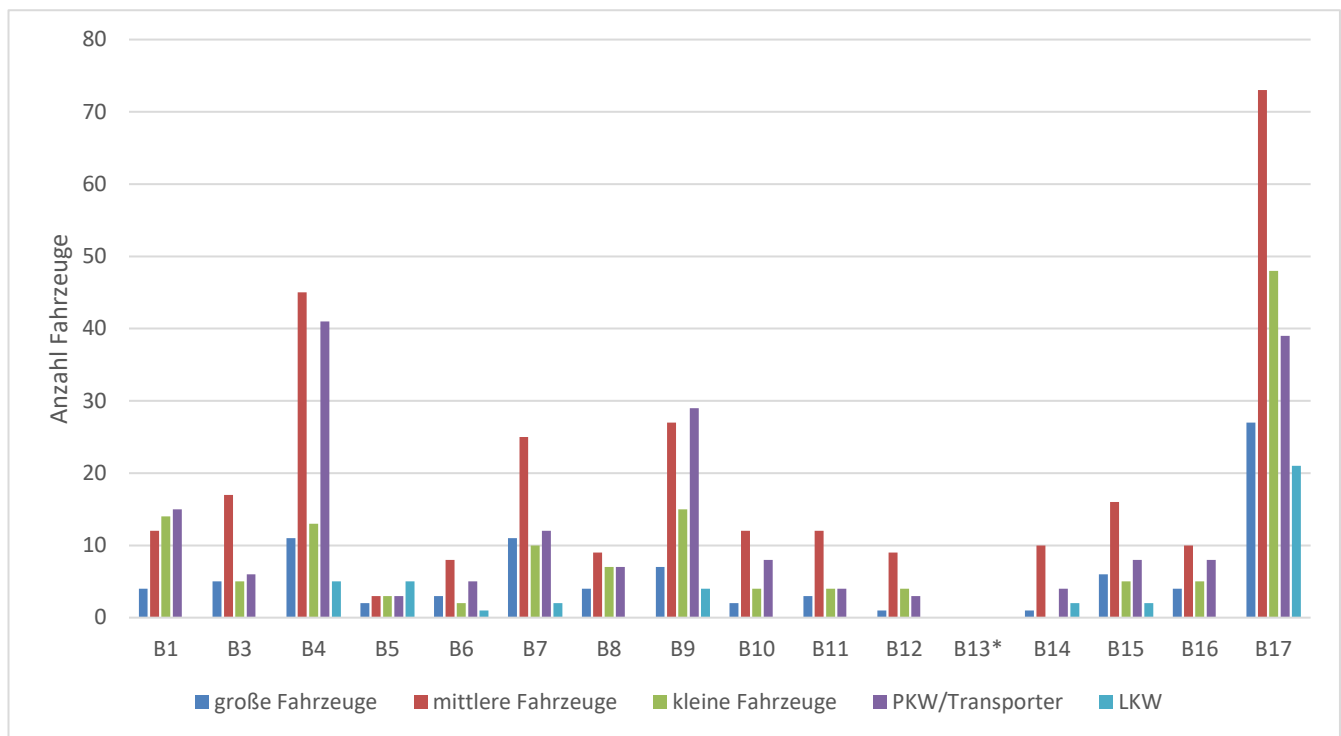


Abbildung 9: Zusammensetzung des Fuhrparks nach Angaben der einzelnen Unternehmen^{9, 10}

4.1.4 Technologien für die Energieerzeugung, Speicherung und Nutzung

Im Rahmen der Studie wurde zunächst unabhängig von den örtlichen Gegebenheiten bei den landwirtschaftlichen Teilnehmern eine Recherche zu möglichen Technologien im Bereich der Erzeugung, Wandlung, Speicherung und Nutzung von Energie durchgeführt. Die Ergebnisse wurden tabellarisch zusammengefasst. Auszüge dieser Zusammenfassung sind im Anhang A 1.2 dargestellt.

Aus der Vielzahl der technologischen Möglichkeiten wurden einzelne Gruppen bzw. Technologielinien identifiziert, welche im Kontext der Studie sowie auf Basis der durchgeführten Interviews potenziell einen Beitrag zur Effizienzsteigerung sowie zur Erhöhung der Nachhaltigkeit leisten können. Mit Hilfe dieser Technologien und derer Kombination wurden 18 beispielhafte Konzepte für landwirtschaftliche Musterbetriebe entwickelt und als Blockschemen visualisiert. Ein Beispiel dafür ist in Abbildung 10 dargestellt. Zusätzlich zu diesen Konzepten auf der Erzeuger- bzw. Bezugsseite wurden noch 13 verschiedene Möglichkeiten der Energienutzung und Verteilung in Blockschemen skizziert. Dabei wurde nach Energieträgern (elektrischer Strom, H₂, CH₄, Diesel) und Verbraucherstruktur (Hof, Landmaschinen, Kommunen, ÖPNV) variiert. Alle Erzeugerkonzepte, ausgewählte Nutzerkonzepte sowie die zugehörige Legende sind im Anhang A 1.3 dargestellt.

⁹ große Fahrzeuge (z. B. Erntemaschinen), mittlere Fahrzeuge (z. B. Traktoren), kleine Fahrzeuge (z. B. Gabelstapler)

¹⁰ mit * markierter Datensatz fehlt

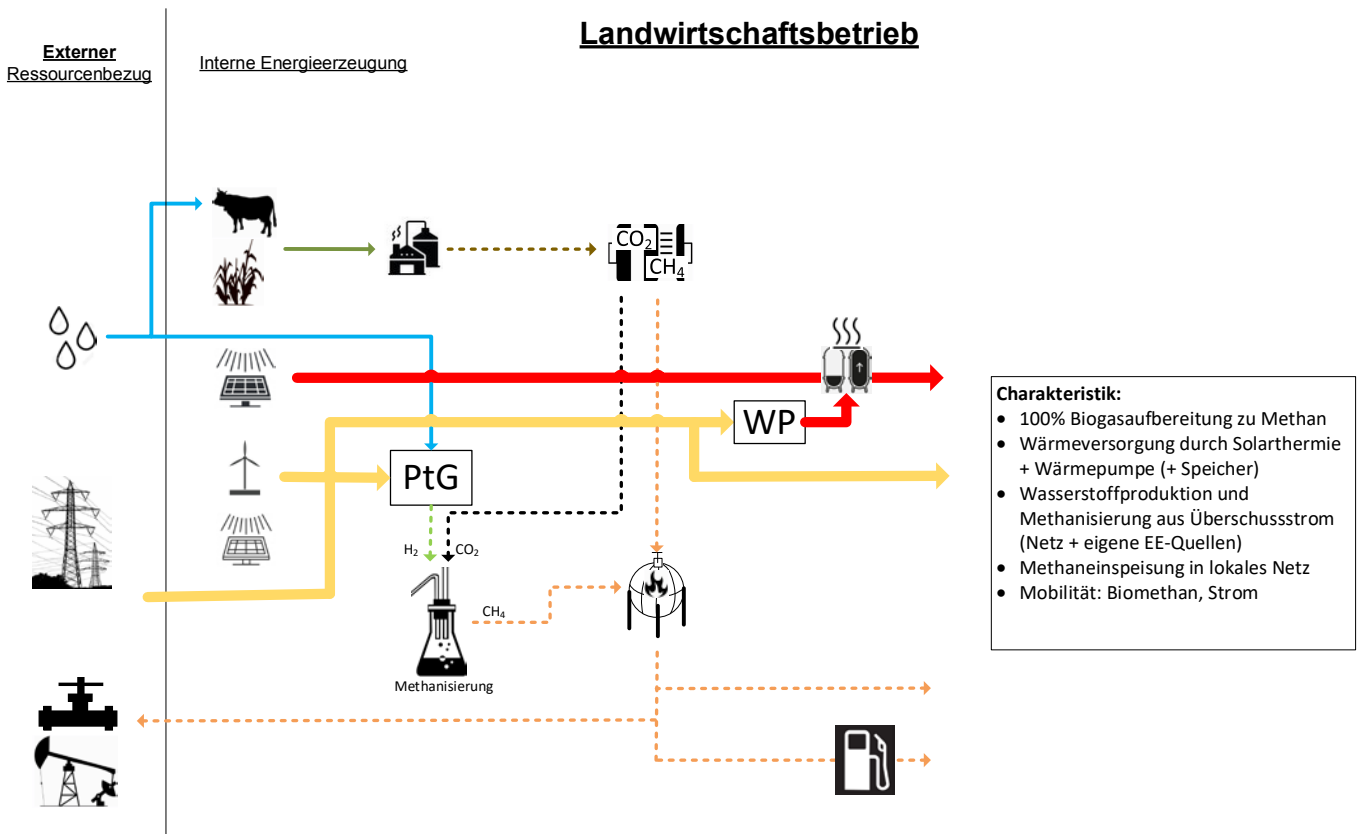


Abbildung 10: Beispiel für ein Erzeugungskonzept in der Vorauswahl der Schlüsseltechnologie

Tabelle 15 gibt einen Überblick zu den wesentlichen Merkmalen der konzipierten Verfahrenskombinationen. Auf Basis dieser Vorschläge konnten gemeinsam mit dem am Projekt beteiligten Fachbeirat die vielversprechendsten Varianten diskutiert und ausgewählt werden.

Tabelle 15: Überblick Erzeugerkonzepte

Nr.	Technologieergänzungen zur vorhandenen BGA	Zielstellung, Charakteristik
1.Y	Stromspeicher	Strommanagement, verschiedene Batteriesysteme
2.Y	Gasspeicher	Strommanagement mit Gasspeicher, Flex-BHKW und Batterie
3.Y	Gasspeicher + Brennstoffzelle (BSZ)	BSZ für Grundlast + Flex BHKW
4.Y	Gasspeicher + BSZ + Feldrandbatterie	BSZ dezentral als Stromlieferant für Feldrandbatterie für elektrische Landmaschinen
5.Y	Methanabtrennung (Teilstrom) + BHKW (Grundlast)	Gaseinspeisung + Kraftstoff
6.Y	Methanabtrennung (Teilstrom) + BSZ (Grundlast)	Gaseinspeisung + Kraftstoff
7.Y	Methanabtrennung (Vollstrom) + Holzvergaser (Eigenbedarf)	Gaseinspeisung + Kraftstoff + Eigenstrom und -wärme aus Holzvergasung
8.Y	Methanabtrennung (Vollstrom) + BSZ + Holzvergaser (Wärme)	Gaseinspeisung + Kraftstoff + Eigenstrom aus BSZ und -wärme aus Holzvergasung
9.Y	Methanabtrennung (Vollstrom) + Pyrolyse	Gaseinspeisung + Kraftstoff + grüner Kohlenstoff (CCU) + Energie aus SynGas

Nr.	Technologieergänzungen zur vorhandenen BGA	Zielstellung, Charakteristik
10.Y	Methanabtrennung (Vollstrom) + Elektrolyse + Methanisierung	100 % Methanerzeugung inkl. CO ₂ -Nutzung + Wasserstoff
11.Y	BSZ (SOFC für Biogas) + Elektrolyse	SOFC statt BHKW + Wasserstoffherzeugung und -einspeisung
12.Y	BSZ (SOFC für Biogas) + Elektrolyse + BSZ (PEM für H ₂)	+ grüner Wasserstoff für FlexStrom in PEM und H ₂ -Mobilität
13.Y	BSZ (SOFC für Biogas) + Elektrolyse + BSZ (PEM für H ₂) → Strom am Feldrand	+ grüner Wasserstoff für Feldrandstrom aus PEM und H ₂ -Mobilität
14.Y	Elektrolyse + H ₂ -Langzeitspeicher + BSZ (SOFC für Netzdienstleistung)	Wasserstoffherzeugung für Netzdienstleistung - Rückverstromung über SOFC
15.Y	Elektrolyse + H ₂ -Langzeitspeicher + dezentrale BSZ (SOFC) → E-Tankstelle	Wasserstoffherzeugung aus EE und Überschussstrom - Einspeisung und dezentrale Verstromung (SOFC)
16.Y	Elektrolyse + H ₂ -Langzeitspeicher + BSZ (PEM für lokale Netze)	Wasserstoffherzeugung aus EE und Überschussstrom - dezentrale Verstromung (PEM) und lokale H ₂ -Netze
17.Y	BSZ (SOFC für Biogas) + Pflanzenölgewinnung als Kraftstoff	+ grüner Kraftstoff aus Ölsaaten
18.Y	Methanabtrennung (Vollstrom) + Wärmepumpe + Biomassefeuerung	+ dezentrale Wärmeerzeugung mit Wärmepumpe und Biomassefeuerung

4.1.5 Betriebsauswahl für die weitergehende Bewertung

Wie im Abschnitt 3.1.3 beschrieben, wurde das ursprüngliche Teilnehmerfeld der Betriebe je nach eigener Energieüberschussproduktion in "Energie+" und "Energie-" aufgeteilt und weitere zutreffende Kriterien und Eigenschaften als farbliche Markierungen zugeordnet.

Als Resultat ergab sich das in Abbildung 11 dargestellte Pfaddiagramm. Je nach Anzahl der erfüllten Kriterien oder Eigenschaften eines Betriebes verlängert sich der zugehörige Pfad. Für Betriebe mit geringer Datenqualität wurden die farblichen Markierungen aufgehellt.

Von besonders hohem Interesse für die weitergehende Bewertung waren Betriebe mit mindestens zwei eindeutigen Zuordnungen zusätzlich zum Status Energieüberschuss bei gleichzeitig guter Datenlage. D. h. alle Betriebe in Abbildung 11 ohne Aufhellung deren Eigenschaftspfad rechts von der gestrichelten roten Linie enden, kamen in die engere Auswahl. Aus der Datenerhebung ergab sich damit ein Feld von zehn Unternehmen, das sich für eine Betrachtung mit höherem Detailgrad empfiehlt.

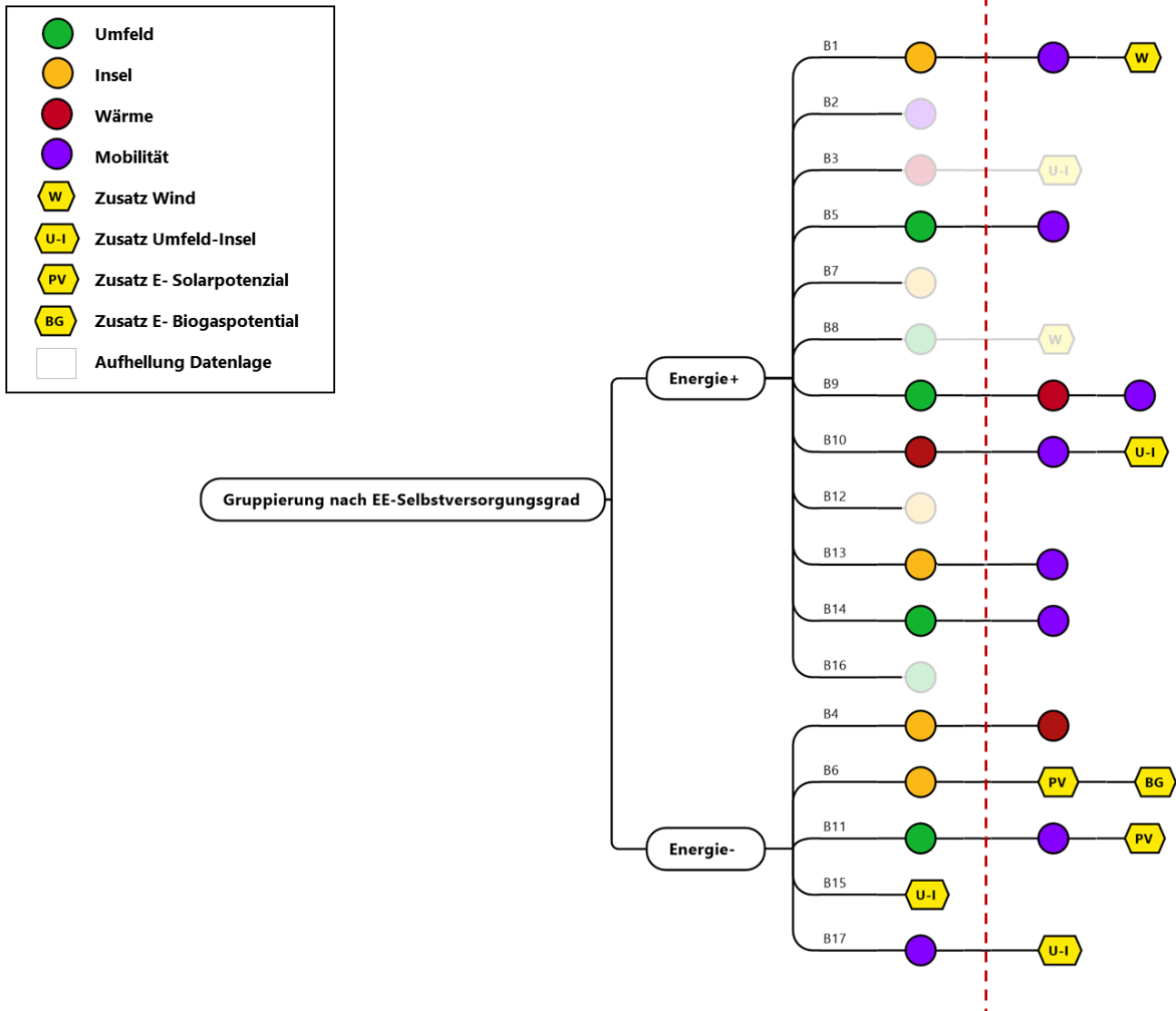


Abbildung 11: Pfaddiagramm für die Zuordnung von Kriterien und Merkmalen

Auf Grundlage der Entscheidung des Fachbeirats für acht weiterzuerforschende Schlüsseltechnologien (s. Abschnitt 4.1.4) und der sich aus der Betriebsdatenerfassung ergebenden Liste potenzieller Standorte und deren Voraussetzungen entstanden Technologie-Standort-Kombinationen für die weitere Betrachtung (Tabelle 16).

Tabelle 16: Technologie-Standort-Kombinationen für die weitere Studienbearbeitung

Maßnahme/ Konzept	Schlüsseltechnologien	potenzieller Standort
1.Y	Stromspeicherung, -management mit Akku	B13 - Landkreis Mittelsachsen
5.Y	Methanerzeugung und weitere Nutzung	B11 - Vogtlandkreis
7.Y	Holzvergaser	B6 - Landkreis Bautzen
9.Y	Pyrolyse und Synthesegaserzeugung	B17 - Erzgebirgskreis
10.Y	Kombination Elektrolyse und Methanisierung (Sabatier)	B14 - Vogtlandkreis
11.Y	H ₂ -Produktion mit direkter Mobilität	B4 – Landkreis Mittelsachsen
13.Y	H ₂ -Produktion Elektrolyse/SOEC	B1 – Landkreis Mittelsachsen
17.Y	SOFC-Brennstoffzelle statt BHKW	B9 – Landkreis Bautzen

4.2 Energiebilanzen und Sankey-Diagramme

Wie im Methodenteil unter 3.2 ausführlich beschrieben, wurden für die acht ausgewählten Standorte sämtliche Stoff- bzw. Energieträgerflüsse als jährlicher Energiebetrag in Form der chemischen Energie (Biogassubstrate, Gärrest), des unteren Heizwertes (Diesel, Methan, Wasserstoff) oder der elektrischen Energie in MWh berechnet und in Sankey-Diagrammen dargestellt. Im Folgenden wird für jeden betrachteten Betrieb der Ausgangszustand (IST-Zustand) sowie der SOLL-Zustand mit integrierter Schlüsseltechnologie dargestellt und diskutiert.

4.2.1 Stromspeicherung und Strommanagement - B13

Betrieb B13 (Abbildung 12) zeichnet sich durch eine klassische Biogasverstromung mit hohem Wärmeüberschuss aus. Der Strom aus der PV-Anlage wird nicht selbst genutzt. Ziel der Implementierung eines Stromspeichers war in diesem Fall die Erhöhung der Eigenstromnutzung aus der PV-Anlage, wobei 50 % des PV-Stromes selbst genutzt werden sollen.

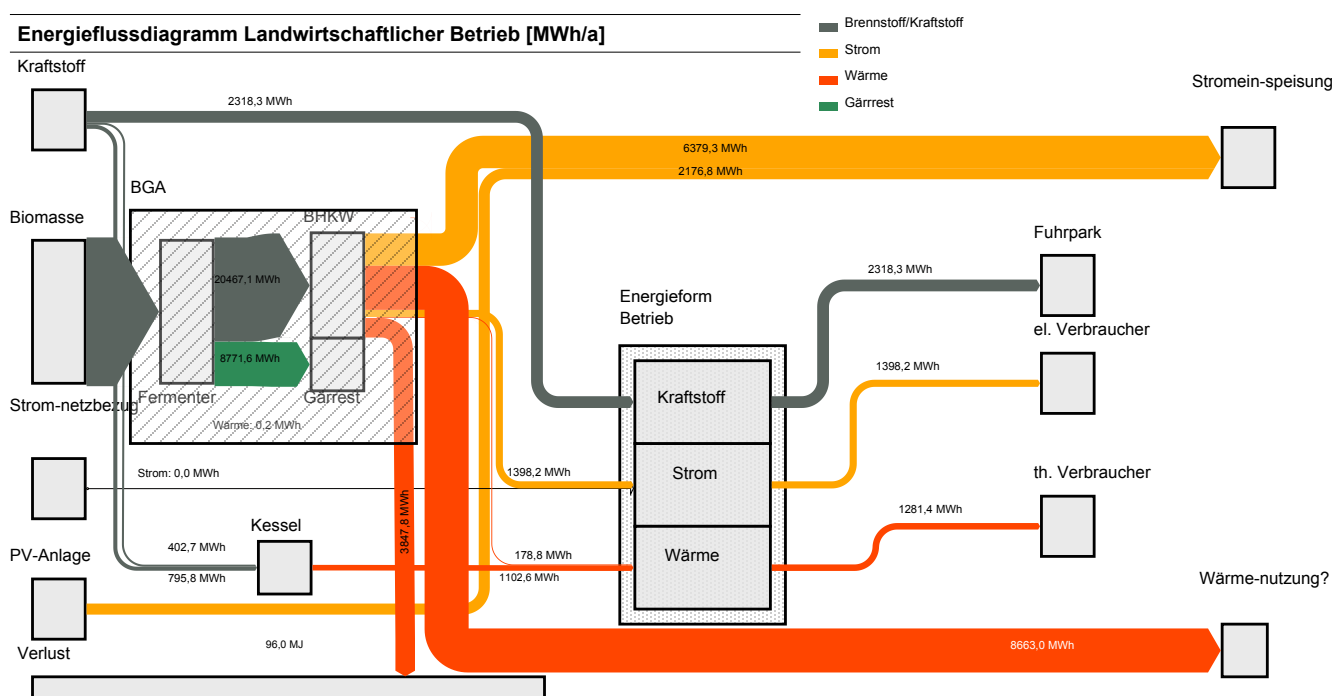


Abbildung 12: Sankey-Diagramm IST-Zustand für Betrieb B13

Der selbst genutzte PV-Strom soll zum einen den Eigenenergiebedarf der elektrischen Verbraucher zum Teil abdecken und steht somit im Wettbewerb mit Netzstrom oder Strom aus dem BHKW. Ein anderer Teil könnte zur Teilelektrifizierung des Fuhrparks eingesetzt werden. Die derzeit auf dem Feld elektrisch darstellbaren und alle auf dem Hof anfallenden Fahraufgaben sollen in diesem Konzept elektrisch realisiert werden. Dafür steht der Strom aus dem BHKW, der PV-Anlage und zwischengespeichert aus der Batterie zur Verfügung. Alle übrigen Fahraufgaben sollen weiter mit dem Kraftstoff Diesel realisiert werden.

Mit Hilfe der in Abschnitt 3.2.1.2 beschriebenen Vorgehensweise konnten die in Tabelle 17 zusammengefassten Energiebedarfe des Fuhrparks ermittelt werden, die im Sankey-Diagramm ebenfalls wiederzufinden sind. Da der Betrieb selbst keine Angaben zum derzeitigen Dieselbedarf gemacht hat, wurde dieser anhand von Betrieben ähnlicher Größe abgeschätzt.

Statt die hier erzeugte gesamte überschüssige Energie ins Netz einzuspeisen, ist es denkbar diese für eine Elektrotankstelle zur Verfügung zu stellen, die von Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter des Betriebs und der Öffentlichkeit genutzt werden kann.

Tabelle 17: Energiebedarfe des Fuhrpark Konzept 1.Y für Betrieb B13
IST-Zustand

	Ackerfläche [ha]	Dauergrün- und sonstige Flächen [ha]	IST-Dieselbedarf [MWh/a]
	1.189	203	2.318

SOLL-Zustand

	Flächenbewirtschaftung	Hoflogistik und sonstige Fahrten	Summe
Dieselbedarf [MWh/a]	788		
Elektr. Energiebedarf [MWh/a]	81	582	663

Die Integration des Batteriespeichers sowie die resultierende Veränderung der Energieströme ist in Abbildung 13 dargestellt. Die Li-Ionen-Batterie ändert die Energiebilanz kaum, ermöglicht aber eine deutlich höhere Eigenstromnutzung. Aufgrund des hohen Wärmeüberschusses könnte auch der Einsatz von alternativen Batterietechnologien mit Wärmebedarf (z. B. Na/NiCl₂) in Frage kommen, was hinsichtlich Ressourceneinsatz und Wirkungsgrad Vorteile verspricht.

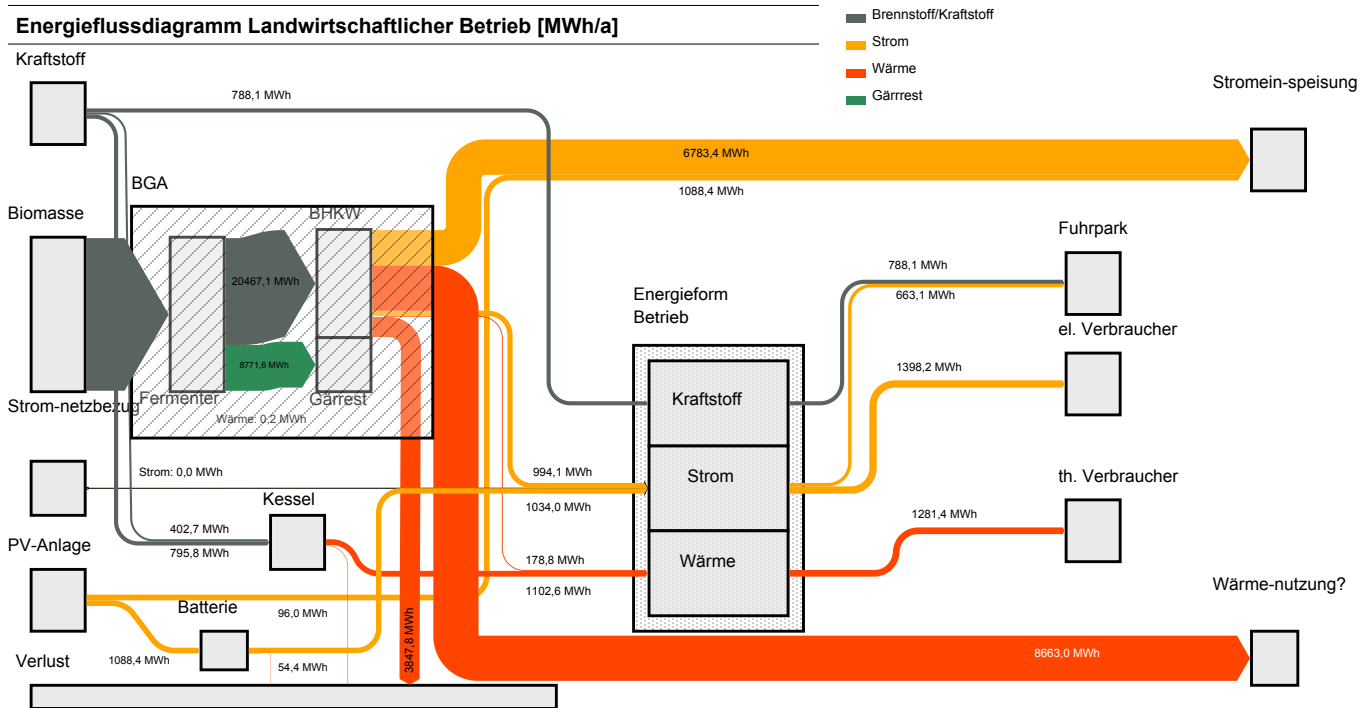


Abbildung 13: Sankey-Diagramm SOLL-Zustand Konzept 1.Y für Betrieb B13

4.2.2 Methanherzeugung und Nutzung - B11

Betrieb B11 (Abbildung 14) hat keine eigene Wind- oder PV-Anlage. Die Energieerzeugung aus der vorhandenen Biogasanlage ist vergleichsweise gering, so dass rein physikalisch mehr als die Hälfte des erzeugten Stromes selbst genutzt wird (bzw. buchhalterisch aus dem Stromnetz bezogen wird). Der betriebseigene Wärmebedarf ist hoch und wird durch Abwärme aus dem BHKW der Biogasanlage gedeckt. Im dargestellten IST-Zustand ist der ebenfalls hohe Bedarf an Diesel zu erkennen.

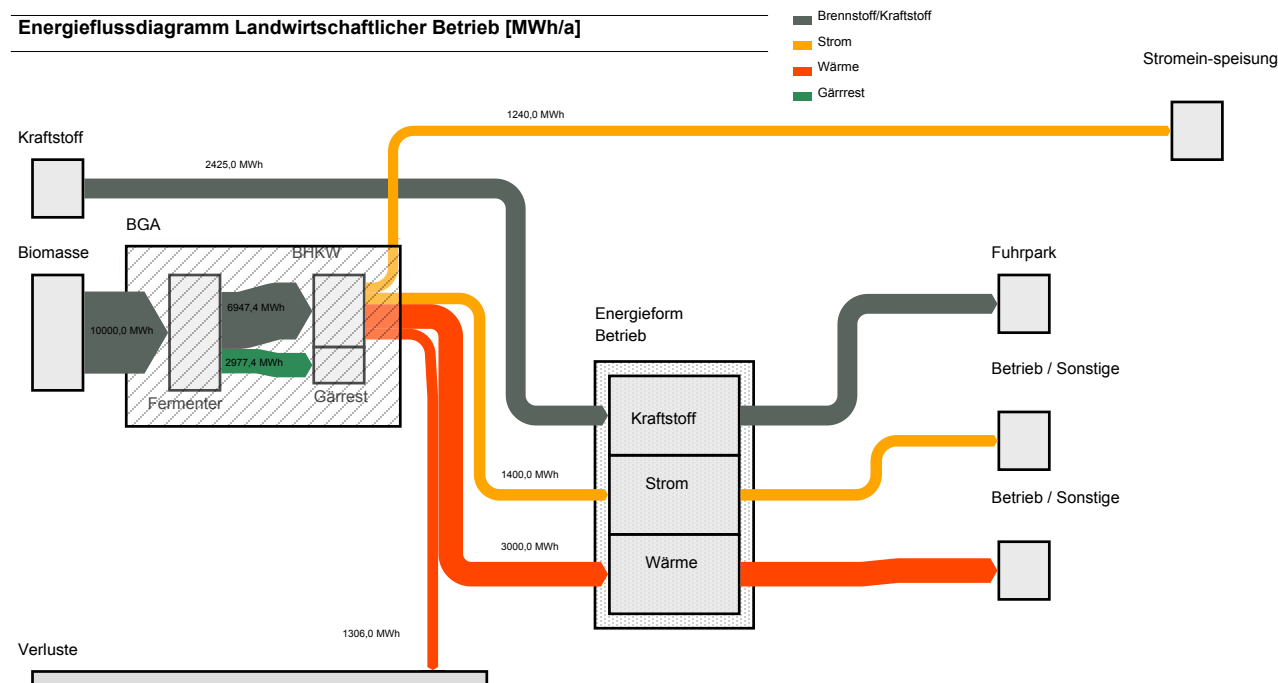


Abbildung 14: Sankey-Diagramm IST-Zustand für Betrieb B11

Zielstellung bei der Integration der Schlüsseltechnologie war die Substitution des kompletten Dieselbedarfes durch selbst erzeugtes Biomethan. Dafür wurde entsprechend des umgerechneten Kraftstoffverbrauchs der Methanbedarf ermittelt und ein entsprechender Anteil von 50% des produzierten Biogases auf eine Gasaufbereitungsstrecke umgeleitet. Abbildung 15 zeigt die veränderten Energieströme.

Der Jahresbedarf des Fuhrparkes wird in dieser theoretischen Betrachtung komplett durch Methan gedeckt. Aufgrund des geringeren Wirkungsgrades des Antriebsstranges "Methan bis Rad" gegenüber "Diesel bis Rad" (vgl. Tabelle 8 in Abschnitt 3.2.1.1) wird ein höherer Energiebetrag benötigt, um dieselbe Fahrleistung zu erbringen. Tabelle 18 enthält die abgeschätzten Bedarfe für Flächenbewirtschaftung, Hoflogistik und Privat-PKW. Die abgeschätzten 343 MWh/a für Privat-PKW werden im aktuell dargestellten SOLL-Modell nicht ganz erreicht, da vorab festgelegt war, dass in etwa der betriebsinterne Dieselbedarf zu decken ist und die Bedarfe der Privat-PKW einen Zusatzbedarf darstellen. Die CH₄-Tankstelle könnte aber flexibel ausgebaut werden, falls im Betrieb nicht alle Fuhrwerke auf Methan umgestellt werden können. In diesem Fall wird mehr Methan in den externen Kraftstoffmarkt geleitet. In jedem Fall werden ca. 2.425 MWh Diesel-Energie pro Jahr substituiert.

Tabelle 18: Energiebedarfe Fuhrpark, Belegschaft und Öffentlichkeit Konzept 5.Y für Betrieb B11 IST-Zustand

	Ackerfläche [ha]	Dauergrün- und sonstige Fläche [ha]	IST-Dieselbedarf [MWh/a]	Anzahl Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Private Nutzung [PKW pro Tag]
	1.600	400	2.425	50	3

SOLL-Zustand

	Flächenbewirtschaftung	Hoflogistik und sonstige Fahrten	Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter Tankstelle	öffentliche Tankstelle	Versorgung Bus-Linienendpunkt
Methanbedarf [MWh/a]	1.885	1.510	336	7	kein geeigneter Endpunkt vorhanden.
	Summe: 3.395		Summe: 343		

Die andere Hälfte des Rohbiogases wird weiterhin klassisch im vorhandenen BHKW verstromt, welches im Teillastbereich oder flexibel betrieben werden könnte. Der produzierte Strom reicht dann nur noch knapp für den Eigenbedarf aus, so dass auf eine kleine Zusatzmenge aus dem Netz zurückgegriffen werden müsste. Die Gasaufbereitung zu Methan benötigt ebenfalls eine geringe zusätzliche Strommenge, welche aus dem Stromnetz zu beziehen wäre. Insgesamt wird der Betrieb B11 (physikalisch und nur stromseitig betrachtet) von einem Nettostromeinspeiser zu einem Betrieb mit geringem Netzbezug.

Die im SOLL-Zustand produzierte Wärmemenge des BHKW reicht nicht mehr aus, um den betriebseigenen Wärmebedarf zu decken. Aus diesem Grund musste eine zusätzliche Wärmequelle erschlossen werden. Beispielhaft wurde eine entsprechend dimensionierte Wärmepumpe vorgesehen. Diese erhöht den notwendigen Strombezug aus dem Stromnetz zusätzlich.

Energieflussdiagramm Landwirtschaftlicher Betrieb [MWh/a]

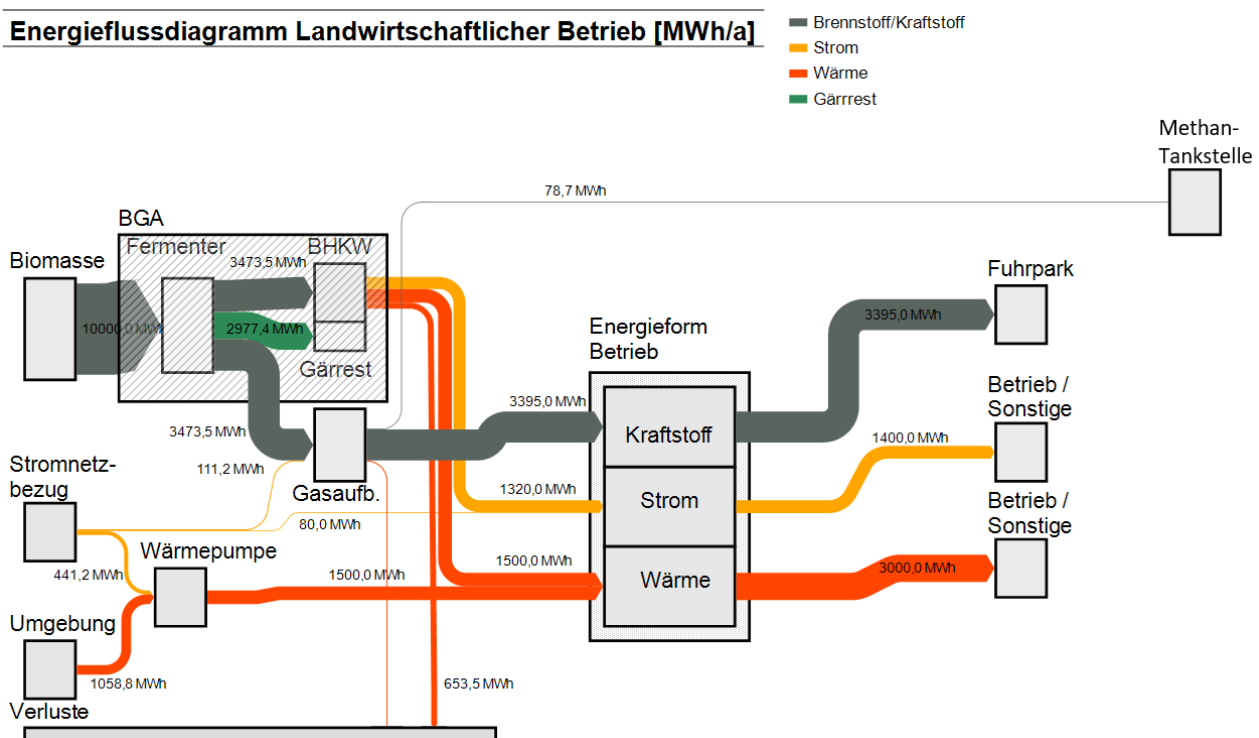


Abbildung 15: Sankey-Diagramm SOLL-Zustand Konzept 5.Y für Betrieb B11

4.2.3 Holzvergaser - B6

Betrieb B6 war der einzige Studienteilnehmer ohne eigene EE-Erzeugung. Dies spiegelt sich in der Darstellung des IST-Zustandes in Abbildung 16 wider. Der komplette Energiebedarf wird durch externe Quellen gedeckt, wobei der Kraftstoffbedarf überproportional groß ist. Da der Betrieb auch Waldflächen bewirtschaftet, wurde entschieden, als Schlüsseltechnologie eine Holzvergasung zu integrieren, um damit den eigenen Strombedarf komplett zu decken.

In Abbildung 17 sind die Energieflüsse für den SOLL-Zustand dargestellt. Eine Jahresmenge von 559 t Holz wird bei nachhaltiger Waldbewirtschaftung aus ca. 373 ha Wald entnommen (TFZ-Bayern, 2022) und vergast. Dabei entsteht neben nutzbarer Wärme auch ein Brenngas, welches in einem BHKW zu weiterer Wärme und Strom umgewandelt wird. Der Fuhrpark des Unternehmens wird im SOLL-Zustand nicht verändert und daher nicht näher quantifiziert.

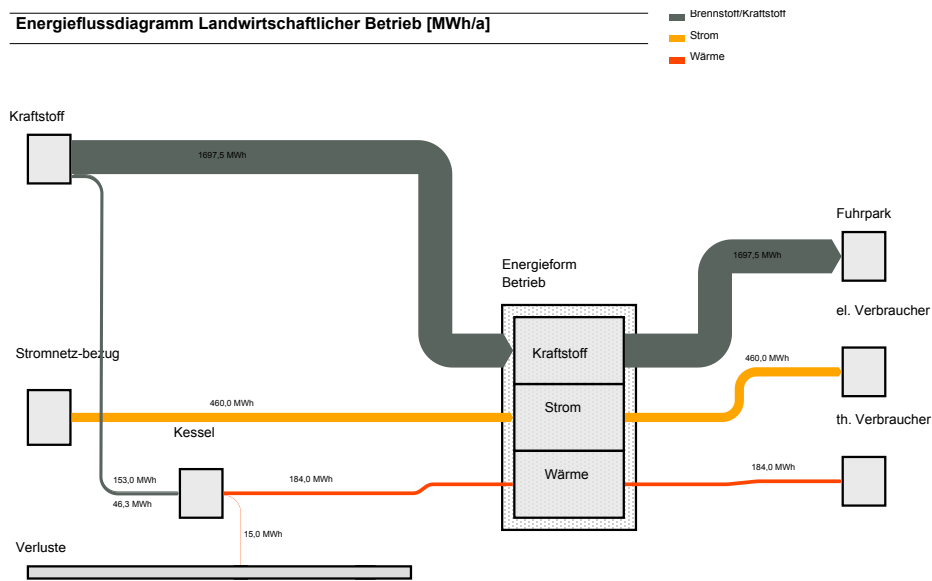


Abbildung 16: Sankey-Diagramm IST-Zustand für Betrieb B6

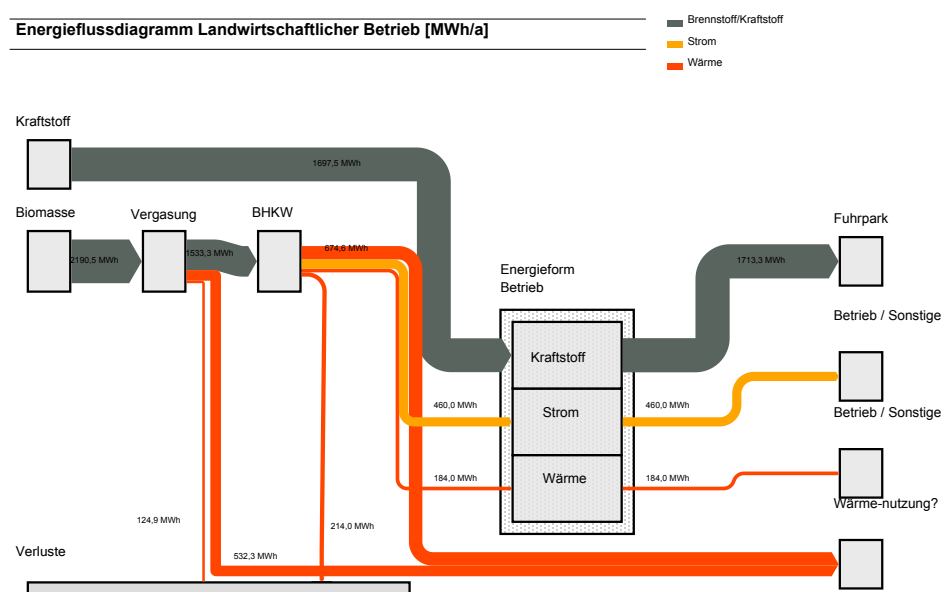


Abbildung 17: Sankey-Diagramm SOLL-Zustand Konzept 7.Y für Betrieb B6

4.2.4 Pyrolyse - B17

Das Verfahren der Pyrolyse als Schlüsseltechnologie besitzt ein großes Potenzial zur Senkung von THG-Emissionen. Neben der Erzeugung von Energieträgern wie Pyrolysegas und Pyrolyseöl kann bei entsprechender Einstellung der Betriebsparameter auch eine Pyrolysekohle gewonnen werden, welche entweder als Brennstoff oder aber als CO₂-Senke verwendet werden könnte. Letzteres bedeutet einen Einsatz als Bodenverbesserer, in welchem Kohlenstoff langfristig gebunden bleibt. Wird diese Pyrolysekohle aus pflanzlichem Material erzeugt, so führt die langfristige Kohlenstoffbindung in Kohle und Boden zu negativen CO₂-Bilanzen, da dieser Kohlenstoff zuvor von den Pflanzen aus der Atmosphäre entzogen wurde.

Betrieb B17 gehört zu den größeren Betrieben innerhalb der Studie. Die Bedarfe an Kraftstoff, Strom und Wärme sind entsprechend hoch. Dennoch kann im IST-Zustand (Abbildung 18) der Eigenbedarf an Strom und Wärme ohne Probleme rein physikalisch durch die vorhandene Biogasanlagenkapazität gedeckt werden.

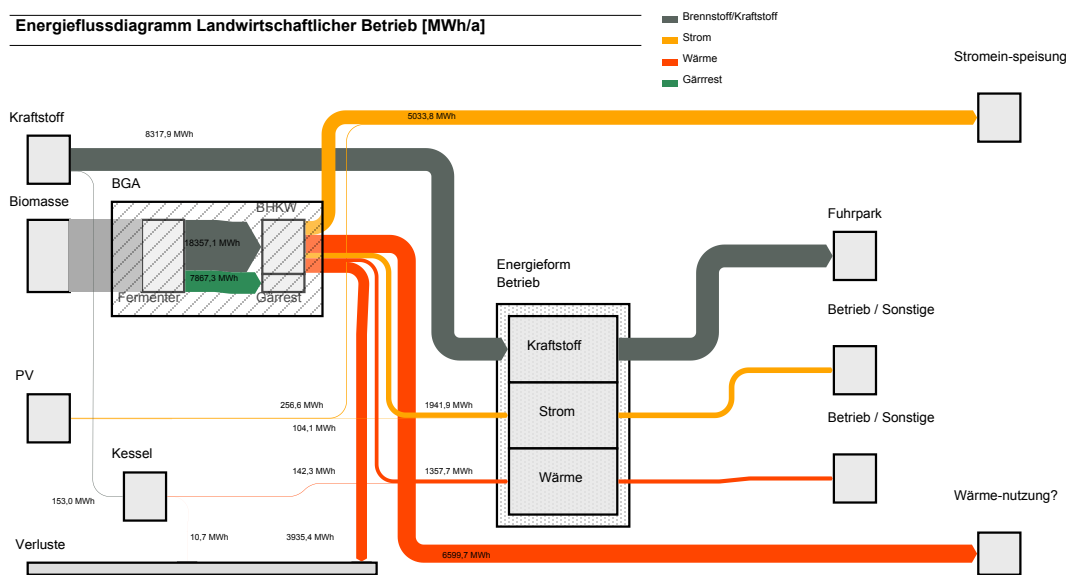


Abbildung 18: Sankey-Diagramm IST-Zustand für Betrieb B17

Da seitens des Betriebes Interesse an einer energetischen Nutzung von Holz aus eigenen Wäldern bestand, wurde im SOLL-Zustand eine Pyrolysestufe integriert. Um die tatsächlichen Auswirkungen auf die Kosten und die THG-Emissionen im Vergleich zur Biogaserzeugung bewerten zu können, wurde für diese theoretische Betrachtung die komplette Biogasanlage ersetzt. In der Praxis wäre ein solcher Technologieaustausch nur dann sinnvoll, wenn die Biogasanlage z. B. komplett abgeschrieben wäre und keine Gülle, sondern nur teure nachwachsende Rohstoffe nutzbar wären. Für die Behandlung von Gülle und Reststoffen wäre ein Weiterbetrieb der Biogasanlage in jedem Fall zu empfehlen.

In Abbildung 19 sind die Energieflüsse für den SOLL-Zustand mit Pyrolyse dargestellt. Für die Bereitstellung der gleichen chemischen Energie im Input der Pyrolyseanlage wie bei der Biogasanlage im IST-Zustand wären ca. 6.000 t Holz pro Jahr notwendig. Bei nachhaltiger Bewirtschaftung würden dafür ca. 4.000 ha Wald benötigt (TFZ-Bayern, 2022). Über die Betriebsparameter einer Pyrolysestufe können die Anteile der entstehenden Fraktionen (Gas, Öl, Kohle) variiert werden (Schmitt, Apfelbacher, Jäger, Daschner, & Stenzel, 2019). Für eine vereinfachte Betrachtung wurde angenommen, dass die ursprüngliche chemische Energie des eingesetzten Holzes zu jeweils 1/3 auf Gas, Öl und Kohle übertragen wird. Das Pyrolysegas kann in einem entsprechenden BHKW zu Strom und Wärme umgewandelt werden, welche den Eigenbedarf des Betriebes decken. Das Pyrolyseöl kann je nach Qualität als Dieselbeimischung in Vielstoffmotoren genutzt

werden, was eine teilweise Umrüstung des Fuhrparks bedeuten würde. Es könnte aber auch als Substitut für Heizöl vermarktet werden. Im Rechenbeispiel wurde etwa die Hälfte des Dieselbedarfes des Unternehmens durch Pyrolyseöl ersetzt und ein weiterer Teil extern verwertet.

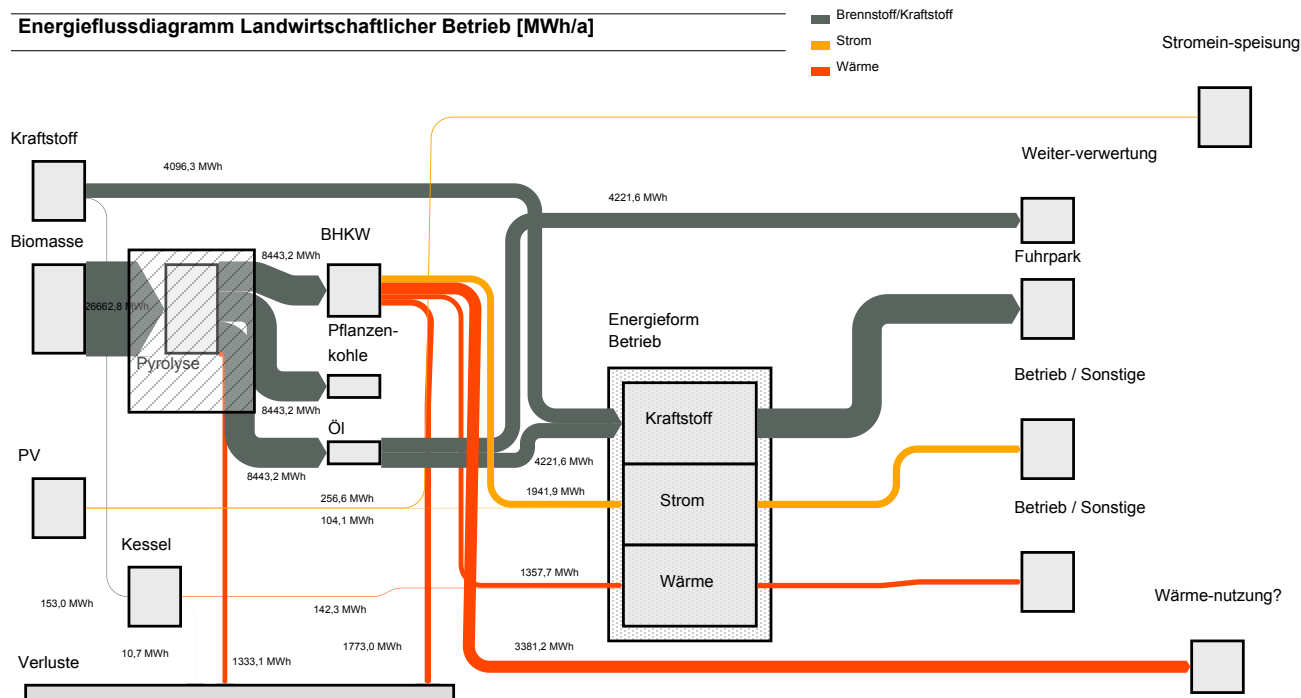


Abbildung 19: Sankey-Diagramm SOLL-Zustand Konzept 9.Y für Betrieb B17

4.2.5 Kombination Elektrolyse und Methanisierung (Sabatier-Prozess) - B14

Betrieb B14 zeichnet sich durch eine große Kapazität an Biogasproduktion und PV-Strom aus. Abbildung 20 zeigt die Energieflüsse im IST-Zustand.

Die Grundüberlegung zur Implementierung der Schlüsseltechnologie bestand hier darin, eine maximale Menge an biogenem Methan zu erzeugen. Dafür sollte zum einen das bereits erzeugte Methan der Biogasanlage aufbereitet werden und zum anderen das dabei abgetrennte biogene CO₂ mit Hilfe des Sabatierprozesses auch zu Methan umgewandelt werden. Der dafür nötige Wasserstoff sollte mit Hilfe von Elektrolyseverfahren aus Wasser, PV- und Netzstrom hergestellt werden.

Abbildung 20 zeigt die Energieflüsse des SOLL-Zustandes. Dabei fällt auf, dass insgesamt zwar eine enorme Menge an Methan bereitgestellt werden kann. Es wird aber auch ersichtlich, dass für die Wasserelektrolyse des gesamten CO₂ aus der Biogasanlage eine sehr große Menge an Strom aus dem Stromnetz benötigt wird. Der selbst erzeugte Strom aus den PV-Anlagen reicht dafür bei weitem nicht aus. Für die Wärmeversorgung von externen Vertragskunden (z. B. ein Krankenhaus) steht aufgrund der Stilllegung des BHKW keine Abwärme mehr zur Verfügung. Diese Wärme müsste anderweitig erzeugt werden. Im SOLL-Beispiel geschieht dies über die Nutzung des erzeugten Methans, was eine rein theoretische Betrachtung darstellt, da auch Rohbiogas (ohne Aufbereitungsaufwand) für diese Zwecke hätte genutzt werden können oder Alternativen wie z. B. Solarthermie oder Wärmepumpe. Für die Ermittlung der Auswirkungen und Kosten sollte aber der hier dargestellte Maximalfall betrachtet werden (100 % Methanherstellung).

Energieflussdiagramm Landwirtschaftlicher Betrieb [MWh/a]

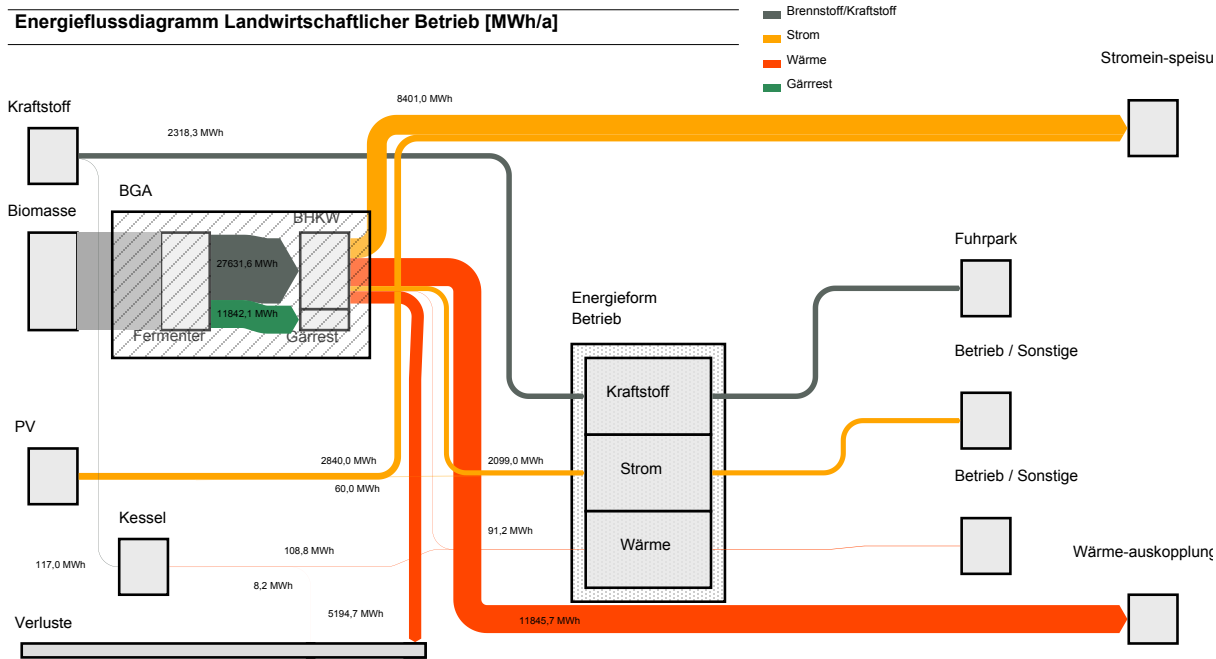


Abbildung 20: Sankey-Diagramm IST-Zustand für Betrieb B14

Energieflussdiagramm Landwirtschaftlicher Betrieb [MWh/a]

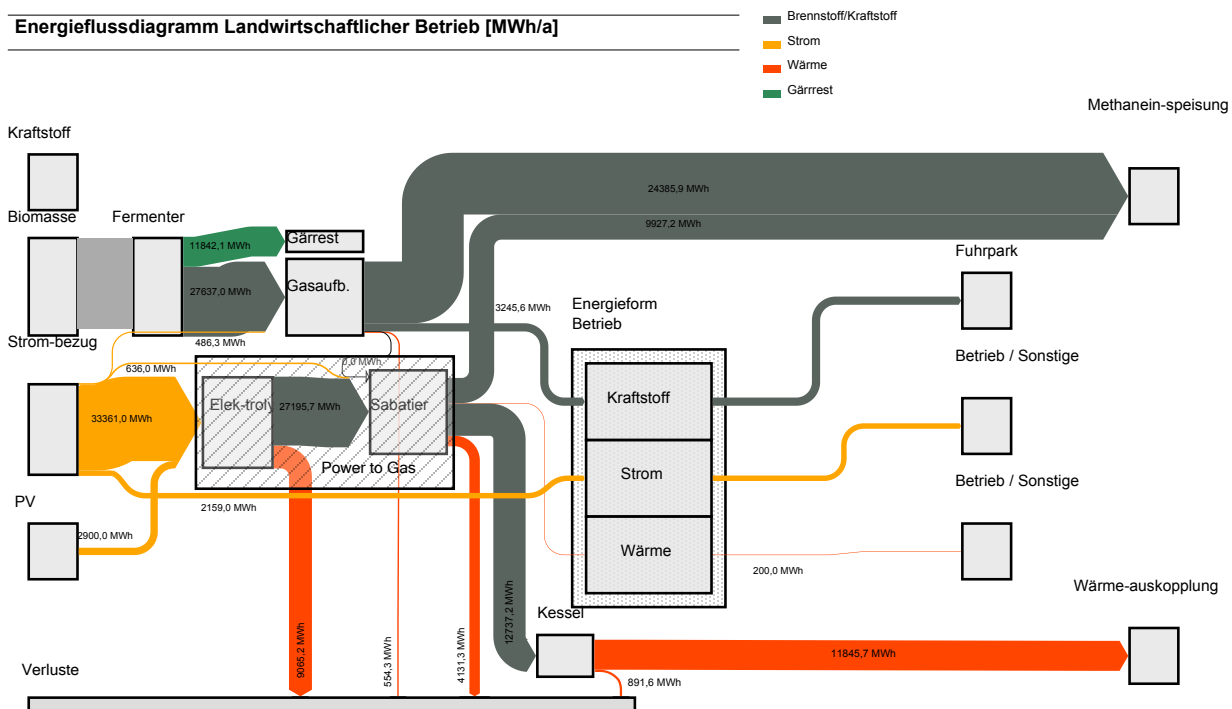


Abbildung 21: Sankey-Diagramm SOLL-Zustand Konzept 10.Y für Betrieb B14

Wie im Konzept 5.Y sollte auch hier der gesamte landwirtschaftliche Fuhrpark vom Dieselkraftstoff auf Methan umgestellt werden. Das notwendige Methan wird aus dem Fermenter mit entsprechender Gasaufbereitung bezogen. Die zugehörigen Energiebedarfe sind in der Tabelle 19 dargestellt. Da das Unternehmen selbst keine Angaben zum derzeitigen Dieselbedarf gemacht hat, wurde dieser anhand von Betrieben ähnlicher Größe interpoliert. Statt eine sehr große Menge Methan einzuspeisen, besteht auch die Möglichkeit es über eine Tankstelle privaten oder öffentlichen Fahrzeugen zur Verfügung zu stellen.

Tabelle 19: Energiebedarfe des Fuhrpark Konzept 10.Y für Betrieb B14

IST-Zustand

	Ackerfläche [ha]	Dauergrün- und sonstige Flächen [ha]	IST-Dieselbedarf [MWh/a]
	1.520	230	2.318

SOLL-Zustand

	Flächenbewirtschaftung	Hoflogistik und sonstige Fahrten	Summe
Methanbedarf [MWh/a]	1.713	1.533	3.246

4.2.6 Elektrolyse mit Wasserstoffnutzung im Fuhrpark - B4

Betrieb B4 hat in allen drei Energieformen (Strom, Wärme, Kraftstoff) einen hohen Bedarf. Strom und Wärme können dabei physikalisch komplett durch die eigene Biogasanlage zur Verfügung gestellt werden (Abbildung 22). Strom aus der PV-Anlage wird im IST-Zustand eingespeist. Der Fuhrpark wird komplett mit Diesel betrieben.

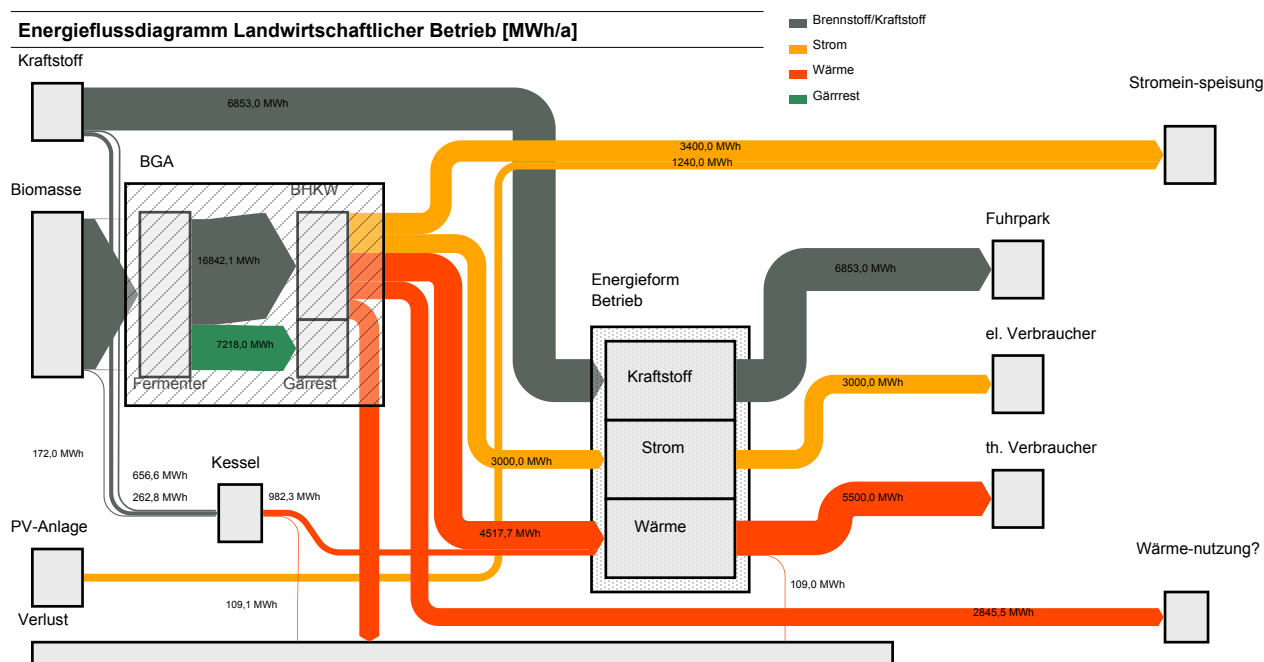


Abbildung 22: Sankey-Diagramm IST-Zustand für Betrieb B4

Grundidee für den SOLL-Zustand war eine komplette Umstellung von Dieselkraftstoff auf Wasserstoff. Der Wasserstoff wird mittels Elektrolyse aus Wasser hergestellt. Der dafür benötigte Strom sollte primär aus eigenen Quellen (BHKW und PV-Anlage) stammen sowie teilweise aus dem Stromnetz ergänzt werden. Tabelle 20 sind die sich ergebenden Wasserstoffbedarfe zu entnehmen. Das Angebot an Landmaschinen, welche mit Wasserstoff betrieben werden, ist derzeit noch sehr begrenzt. Die Realisierung eines 100 % auf Wasserstoff basierenden Fuhrparks wird hier aber trotzdem theoretisch betrachtet, um grundlegende Zahlen ableiten zu können.

Tabelle 20: Energiebedarfe des Fuhrparks Konzept 11.Y für Betrieb B4

IST-Zustand

	Ackerfläche [ha]	Dauergrün- und sonstige Flächen [ha]	IST-Dieselbedarf [MWh/a]
	4.640	376	6.790

SOLL-Zustand

	Flächenbewirtschaftung	Hoflogistik und sonstige Fahrten	Summe
Methanbedarf [MWh/a]	2.513	2.240	4.753

In Abbildung 23 sind die Energieflüsse des SOLL-Zustandes dargestellt. Vom BHKW wurde genau so viel Strom für die Elektrolyse abgezweigt, dass mit dem übrigen BHKW-Strom der Eigenbedarf des Betriebes noch gedeckt werden konnte. Der PV-Strom wird komplett für die Elektrolyse verwendet. Ein zusätzlicher Netzstrombezug wird zur Ergänzung des Elektrolysebedarfes benötigt.

Der Endenergiebedarf für den Fuhrpark sinkt leicht aufgrund der verbesserten Wirkungsgrade der Antriebstechnologien von "Wasserstoff zu Rad" (vgl. Tabelle 8). Jedoch muss für den Wasserstoff eine erhöhte Menge an Strom für die Elektrolyse eingesetzt werden, was die Gesamteffizienz bis zum Antrieb der Fahrzeuge verringert.

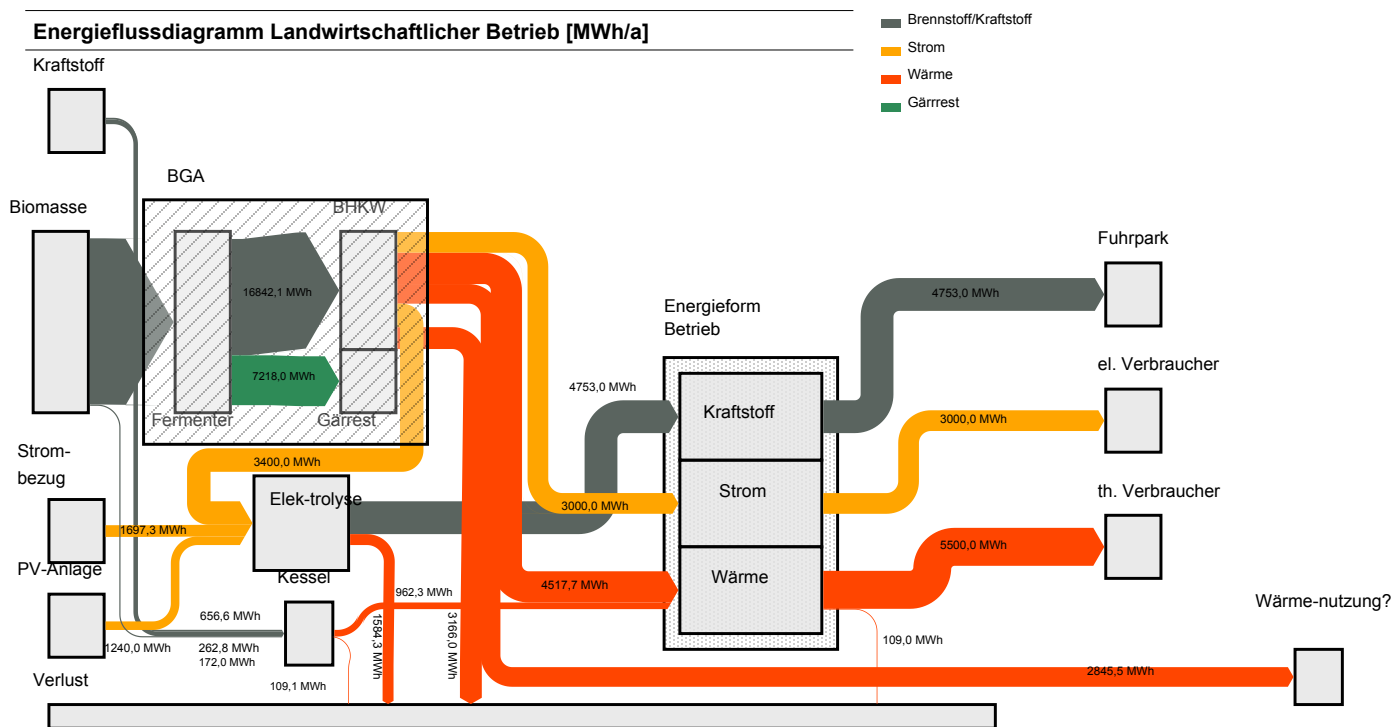


Abbildung 23: Sankey-Diagramm SOLL-Zustand Konzept 11.Y für Betrieb B4

Wie bereits der Betrieb B11 entwickelt sich auch der Betrieb B4 physikalisch betrachtet von einem Netto-Stromeinspeiser zu einem geringen bis mittleren Netzbezieher. Dafür wird aber der benötigte Diesel komplett durch Wasserstoff ersetzt.

4.2.7 Festoxid-Elektrolyseurzelle (SOEC) und Wasserstoffverkauf - B1

Betrieb B1 ist der Studienteilnehmer mit dem höchsten Anteil an selbst erzeugter Windenergie. Dazu steht noch Strom aus der Biogaserzeugung sowie aus eigenen PV-Anlagen zur Verfügung. Abbildung 24 zeigt die Energieflüsse im IST-Zustand. Als Schlüsseltechnologie sollte eine Hochtemperaturelektrolyse (SOEC) mit erhöhtem Wirkungsgrad unter Nutzung von Abwärme des BHKW eingeführt werden. Zunächst wurde davon ausgegangen, dass diese SOEC-Anlage für eine Stromaufnahme des kompletten Wind- und PV-Stromes ausgelegt werden soll. Da diese aber stark fluktuierend nicht komplett genutzt werden können, wurde ein Mix aus Wind-, PV- (komplett) und BHKW-Strom gewählt.

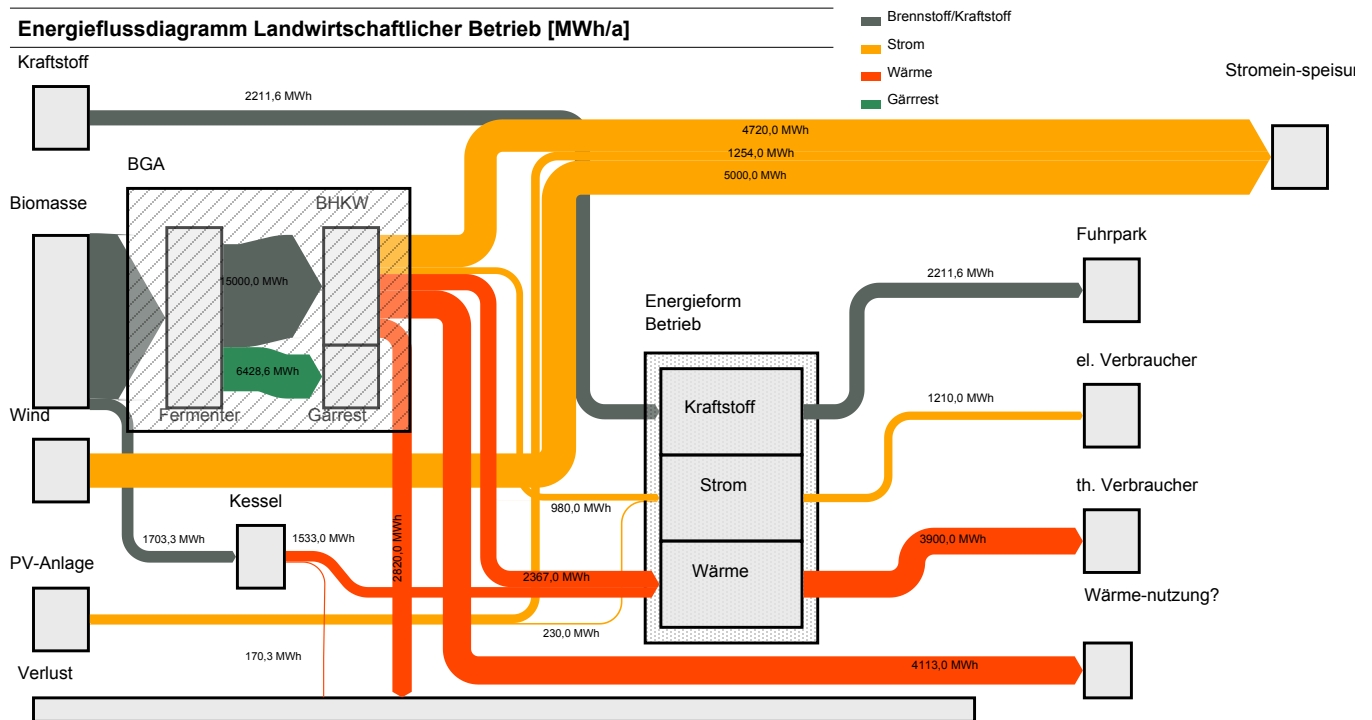


Abbildung 24: Sankey-Diagramm IST-Zustand für Betrieb B1

Bezüglich des Fuhrparkes sollten die derzeit auf dem Feld elektrisch darstellbaren Fahraufgaben in diesem Konzept auch elektrisch realisiert werden. Dafür steht der Strom, der mit Hilfe von Wasserstoff und einer PEM-Brennstoffzelle erzeugt wird (z. B. mobile Stromerzeugung am Feldrand), zur Verfügung. Alle weiteren Fahraufgaben sollten mit Wasserstoff realisiert werden. Die Energiebedarfe sind in der Tabelle 21 zusammengefasst. Der überschüssige Wasserstoff soll durch eine entsprechende Tankstelle der Belegschaft und der Öffentlichkeit zur Verfügung gestellt werden. Der abgeschätzte öffentliche Bedarf wird hierbei weit übertroffen und es besteht die Möglichkeit den Wasserstoff auch anderen Nutzungspfaden zuzuführen.

Tabelle 21: Energiebedarfe Fuhrpark, Belegschaft und Öffentlichkeit Konzept 13.Y für Betrieb B1 IST-Zustand

	Ackerfläche [ha]	Dauergrün- und sonstige Fläche [ha]	IST-Dieselbedarf [MWh/a]	Anzahl Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	private Nutzung [PKW pro Tag]
	1.364	873	2.212	52	12

SOLL-Zustand

	Flächenbewirtschaftung	Hoflogistik und sonstige Fahrten	Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter Tankstelle	öffentliche Tankstelle	Versorgung Bus-Linienendpunkt
elektr. E [MWh/a]	112				kein geeigneter Endpunkt vorhanden.
Wasserstoffbedarf [MWh/a]	986*	605	175	14	
	Summe: 1.591		Summe: 189		

* Darin ist auch der Wasserstoffbedarf zur Erzeugung der elektrischen Energie durch die PEM unter der Berücksichtigung des Wirkungsgrads enthalten.

Abbildung 25 für den SOLL-Zustand zeigt, dass trotz Elektrolyse einer signifikanten Menge an Wasserstoff der Betrieb B1 ein Netto-Stromeinspeiser bleibt. Das Wärmemanagement bleibt bestehen, da die Biogasanlage diesbezüglich nicht verändert wird. Der produzierte Wasserstoff kann zum größten Teil frei vermarktet werden, z. B. an einer Tankstelle.

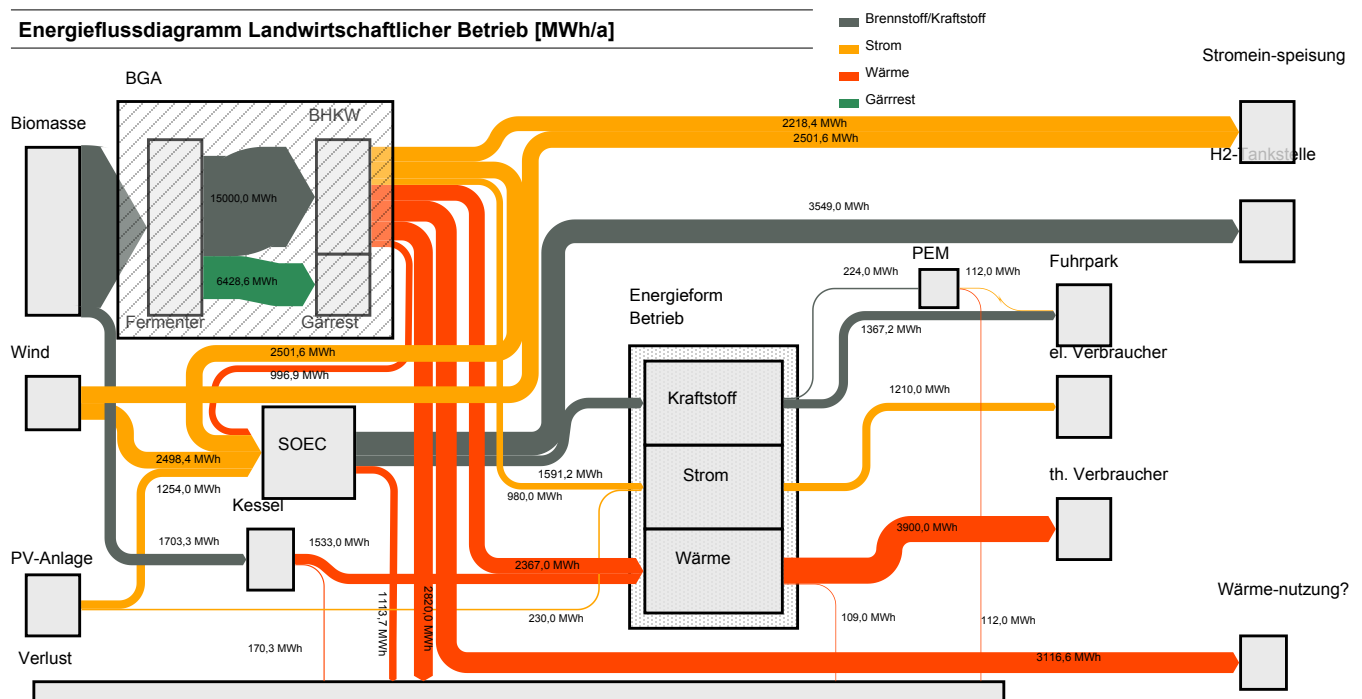


Abbildung 25: Sankey-Diagramm SOLL-Zustand Konzept 13.Y für Betrieb B1

4.2.8 Festoxid-Brennstoffzelle (SOFC) statt BHKW - B9

Betrieb B9 stellt einen repräsentativen Vertreter der untersuchten Unternehmen dar. Wie in Abbildung 26 dargestellt, ist die Biogaserzeugung die einzige Erneuerbare Energiequelle mit einer großen Stromeinspeisung und der physikalischen Deckung des Eigenbedarfes. Wärme ist im Überschuss vorhanden und Kraftstoff wird durch Diesel abgedeckt.

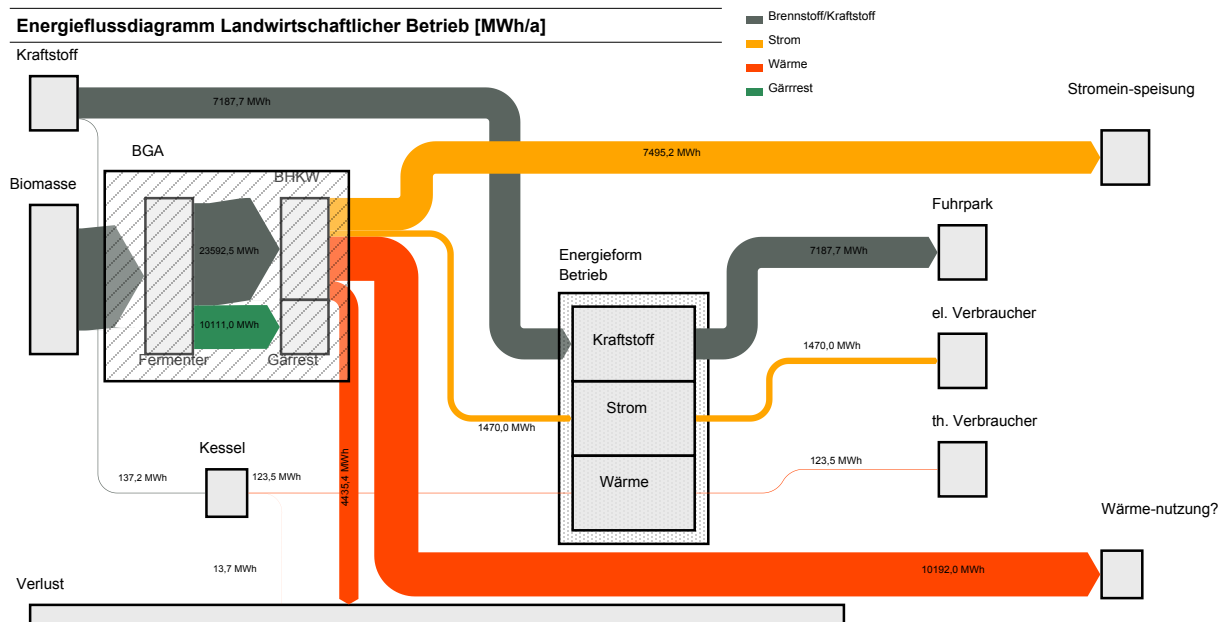


Abbildung 26: Sankey-Diagramm IST-Zustand für Betrieb B9

In diesem Konzept soll der Fuhrpark weiterhin mit Dieselkraftstoff betrieben werden. Statt die hier erzeugte gesamte überschüssige Energie ins Netz einzuspeisen, ist es denkbar diese für eine Elektrotankstelle zur Verfügung zu stellen, die von Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter des Betriebs und der Öffentlichkeit genutzt werden kann, was im Weiteren aber nicht betrachtet wird.

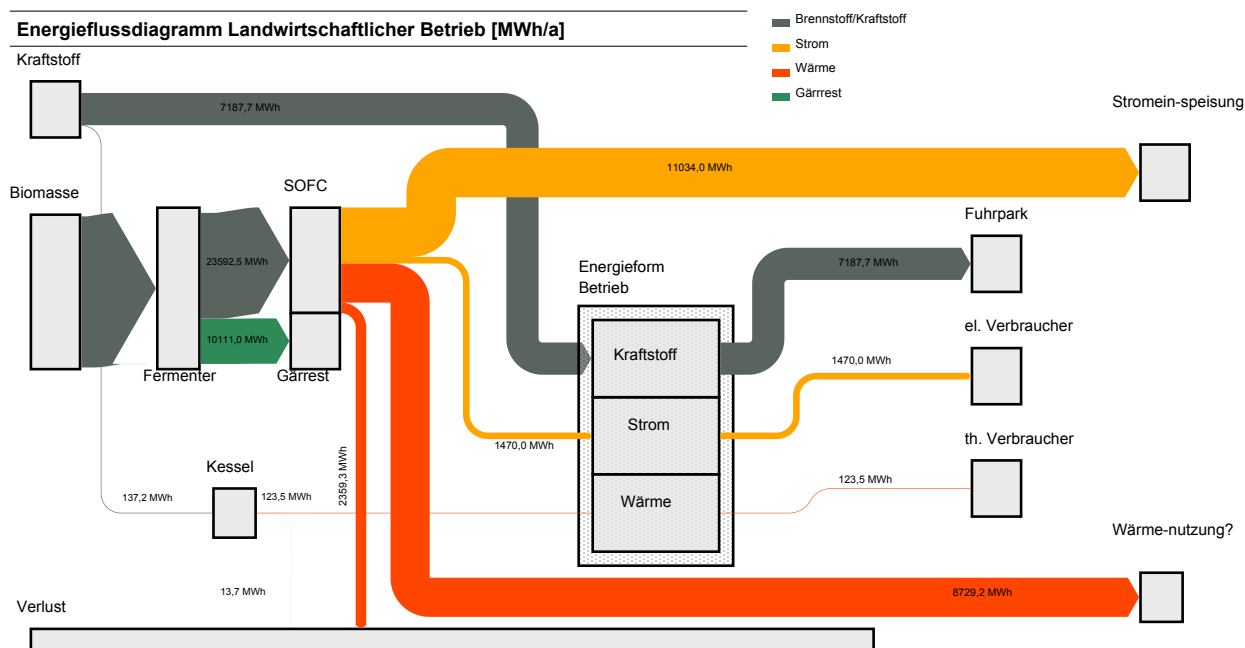


Abbildung 27: Sankey-Diagramm SOLL-Zustand Konzept 17.Y für Betrieb B9

Zentrales und neues Element im SOLL-Zustand ist der Einsatz einer Hochtemperatur-Brennstoffzelle zur Wandlung von Biogas in Strom und Wärme anstelle des BHKW. Dabei wird vor allem ein höherer elektrischer Wirkungsgrad erreicht. Zusätzlich können Brennstoffzellen sehr gut im Teillastbetrieb gefahren und damit für eine flexible Fahrweise genutzt werden. In Abbildung 27 ist zu entnehmen, dass mit derselben Inputmenge an Biogas eine höhere Stromproduktion und damit auch Einspeisung erreicht wird. Die erzeugte Wärmemenge ist zwar gegenüber dem IST-Zustand etwas niedriger, aber immer noch als großer Überschuss vorhanden.

4.3 Erweiterte Konzeptbewertung

Die erweiterte Konzeptbewertung wurde für alle acht Beispielbetriebe mit und ohne integrierter Schlüsseltechnologie auf Basis der unter 4.2 vorgestellten Stoff- und Energieflüsse durchgeführt, um anhand von Kennzahlen und Bewertungskriterien eine Grundlage zur Auswahl von drei besonders relevanten Technologien hinsichtlich Energieeffizienz, Emissionsvermeidung, Systemdienstleistung und Realisierbarkeit.

4.3.1 Treibhausgas-Bilanz

Im Folgenden werden die CO₂-Emissionsbilanzen für alle acht untersuchten Betriebe bewertet. Die prinzipielle Form der Darstellung ist in Abbildung 28 veranschaulicht. Unterschieden wird generell in IST- und SOLL-Zustand, bei Implementierung der neuen Technologien ohne Optimierung der Stoff- und Energiekreisläufe. Die aktuelle Treibhausgas-Bilanz wird in orangefarbenen Balken, die sich durch den Einsatz der neuen Technologien verändernden Werte durch dunkelblaue Balken dargestellt. Das sich durch die Nutzung von Optimierungsmöglichkeiten in Dimensionierung und Zusammenspiel von Technologien und Prozessen ergebende Einsparpotenzial und die zu erwartende Veränderungen des deutschen Strommixes ergebende generelle Treibhausgas-Einsparung wird durch einen hellblauen Pfeil verdeutlicht. Dies ist notwendig, um absehbare Veränderungen innerhalb der Nutzungszeit der angedachten Investitionen in die Betrachtung einbeziehen zu können.

Im Bereich 1 des Diagrammes wird der jeweilige Jahresausstoß an CO₂ für die bilanziell selbst verbrauchte Energie (Strom, Wärme, Fuhrpark) aufgetragen. Diese Emissionen stammen je nach Energiequelle z. B. aus Netzbezug, EE-Erzeugung sowie fossilen oder regenerativen Kraft- und Brennstoffen.

Die CO₂-Mengen der Rubrik "externe Bereitstellung" zeigen, wie viel CO₂ zusätzlich emittiert (positive Werte) oder eingespart wird (negative Werte), wenn EE-Strom und EE-Kraft- oder Brennstoffe anstelle von fossilen Energieträgern bzw. dem deutschen Strommix außerhalb des Betriebes bereitgestellt werden. Dies betrifft alle überschüssigen Energiemengen, welche nicht selbst benötigt werden und damit dem Bilanzkreis ländlicher Raum oder Deutschland zur Verfügung gestellt werden können. Durch eine verstärkte Eigennutzung von EE-Energie im SOLL-Zustand sinkt dieser verfügbare Überschuss und damit die bilanzierte Einsparung in der Rubrik "ext. Bereitstellung".

In der Rubrik "Summe" sind alle Einzelrubriken aufsummiert. Es ergibt sich eine vergleichende Jahresbilanz für den jeweiligen Betrieb zwischen IST- und SOLL-Zustand. Der relative Unterschied von Summe IST zu Summe SOLL wird in der Überschrift der Diagramme als Prozentsatz angegeben. Im Beispiel aus Abbildung 28 werden im SOLL-Zustand 156 % mehr CO₂ emittiert als im IST-Zustand. Zwar werden im eigenen Fuhrpark deutliche Einsparungen im SOLL-Zustand erzielt (Null Emissionen), aber offensichtlich muss mehr Netzstrom bezogen werden und es wird keine Erneuerbare Energie an Extern bereitgestellt (keine Einsparung).

Veränderung der CO₂-Emissionen SOLL +156%, optim. -32%

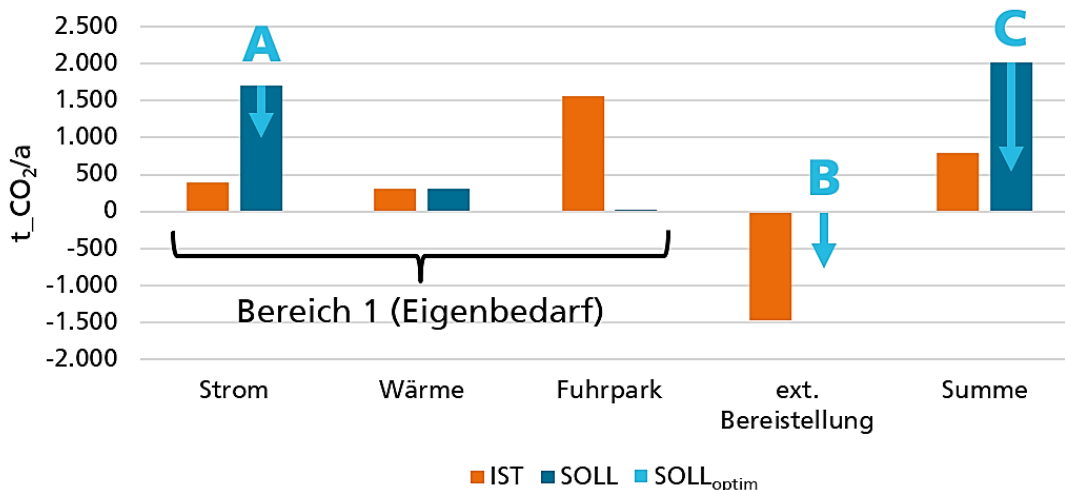


Abbildung 28: prinzipielle Darstellung der CO₂-Bilanz

Allerdings wurde der Strombezug aus dem Netz mit dem THG-Fußabdruck des dt. Stromnetzes zum Zeitpunkt der Studiererstellung berechnet. Zukünftig können geringere CO₂-Emissionen für den Deutschen Strommix erwartet werden. Außerdem können durch eine verstärkte Nutzung eigener Erneuerbarer Energiequellen z. B. für den Betrieb von Elektrolyseanlagen und damit für die externe Bereitstellung von z. B. Wasserstoff deutlich größere Einsparungen erreicht werden. In einer weiteren Bilanz, der "optimierten Variante", wurde dieser Umstand berücksichtigt. Außerdem wurde die bis dahin unberücksichtigte Überschusswärme als Nutzwärme für die externe Bereitstellung angerechnet. Diese Optimierungsvorschläge sind in den Balken für den SOLL-Zustand als blaue Pfeile integriert. Diese Pfeile zeigen an, inwieweit der CO₂-Ausstoß durch die Optimierungsmaßnahmen verringert werden kann. Die Pfeilspitze markiert dabei das neue CO₂-Niveau. Im Beispiel wird durch Bezug von mehr PV- und Windstrom der Ausstoß beim Eigenstrombedarf von 1.700 auf 1.000 t/a gesenkt (A). Die Bereitstellung von Überschusswärme an externe Verbraucher spart dort gegenüber fossiler Wärme etwa 750 t CO₂ pro Jahr (B). Damit werden im SOLL-Zustand in Summe nur noch 510 t/a emittiert statt 2.000 t/a. Es ergibt sich eine Einsparung gegenüber dem IST-Zustand von 32 % in der optimierten Variante (C).

Stromspeicherung und Strommanagement - B13

Die in Abbildung 29 dargestellte CO₂-Bilanz zeigt, dass die Einführung des Energiespeichers und der höhere Eigenverbrauch aus PV den CO₂-Fußabdruck des Stromes senkt. Da deshalb die regenerative Strombereitstellung an externe Verbraucher und damit der Ersatz des deutschen Strommixes sinkt, ist die Einsparung bei der Rubrik "ext. Bereitstellung" etwas geringer. Die Einsparung an Diesel durch die Teilelektrifizierung des Fuhrparkes spart ebenfalls geringe Mengen an CO₂ ein. In Summe werden im SOLL-Zustand etwa 5 % mehr an CO₂ emittiert, was vor allem auf die Verluste beim Speichern zurückzuführen ist. In einer optimierten Auslegungsvariante sollte noch die überschüssige Abwärme genutzt werden, um den Heizkessel mit fossilem Brennstoff zu ersetzen (blauer Pfeil). Dies führt dann insgesamt zu einer Verringerung der Gesamt-CO₂-Emissionen um 17,6 %. Dies könnte noch deutlich gesteigert werden, wenn Wärme an Externe Abnehmer abgegeben wird und dort ebenfalls fossile Wärme ersetzt (hier nicht dargestellt).

Veränderung der CO₂-Emissionen SOLL +5%, SOLL_{optim.} -17,6%

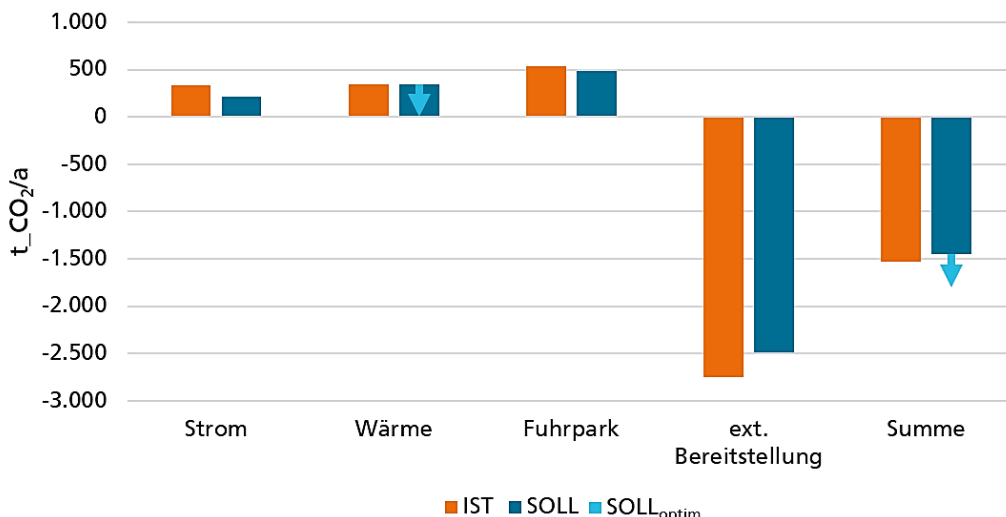


Abbildung 29: CO₂-Bilanz (IST vs. SOLL) für Konzept 1.Y und Betrieb B13

Methanherzeugung und Nutzung - B11

Die Aufbereitung der Hälfte des produzierten Biogases zu Biomethan als Kraftstoff für den eigenen Fuhrpark führt bei Betrieb B11 zu einer deutlichen Reduktion der CO₂-Emissionen im Fuhrpark (Abbildung 30). Auf der anderen Seite der Bilanz kann jedoch die im Betrieb benötigte Wärme nicht mehr komplett aus der restlichen Abwärme des BHKW gespeist werden. Der zusätzliche Betrieb einer Wärmepumpe führt in der Rubrik "Wärme" zu einer Erhöhung der CO₂-Emissionen von 0 auf knapp 300 t/a. Dies kann in der optimierten Variante durch die Nutzung von EE-Strom statt des deutschen Strommixes deutlich verringert werden (blauer Pfeil). Insgesamt wird, auch durch einen leicht erhöhten Strombezug sowie das Ausbleiben einer externen Strombereitstellung, mehr CO₂ freigesetzt als im IST-Zustand. Verantwortlich dafür sind Wandlungsverluste durch die Einführung zusätzlicher Technologien (Gasaufbereitung, Gas-Fahrzeuge, Wärmepumpe).

Veränderung der CO₂-Emissionen SOLL +90%, optim. +22,5%

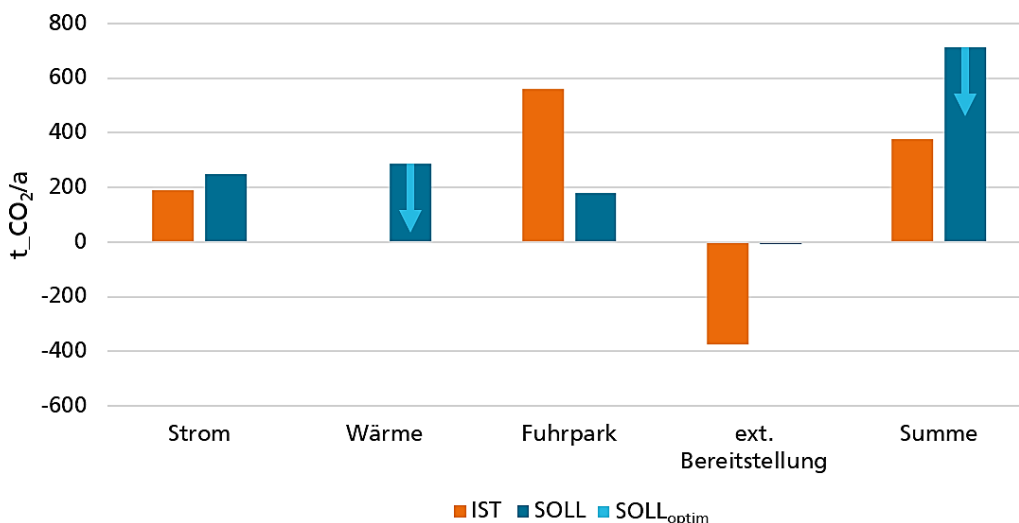


Abbildung 30: CO₂-Bilanz (IST vs. SOLL) für Konzept 5.Y und Betrieb B11

Holzvergaser - B6

Die Neueinführung einer Holzvergasung in Betrieb B6 spart gegenüber dem IST-Zustand CO₂ ein (Abbildung 31).

Allerdings stellt die Holznutzung für den Betrieb B6 im Gegensatz zu allen anderen Betrieben die Erschließung einer neuen EE-Quelle dar, da im IST-Zustand bisher keine eigene EE-Produktion bestand.

Ähnlich wie bei einem Zubau von PV- und Windkraftanlagen führt die Erschließung von zusätzlicher Biomasse für die energetische Verwertung zu einer Verbesserung des CO₂-Fußabdruckes. Eigenstrom und -wärme können damit im SOLL-Zustand komplett gedeckt werden. Wird die überschüssige Wärme im optimierten Fall an externe Verbraucher abgegeben, kann für diese Rubrik und auch für die Summe der Emissionen eine große Einsparung erreicht werden.

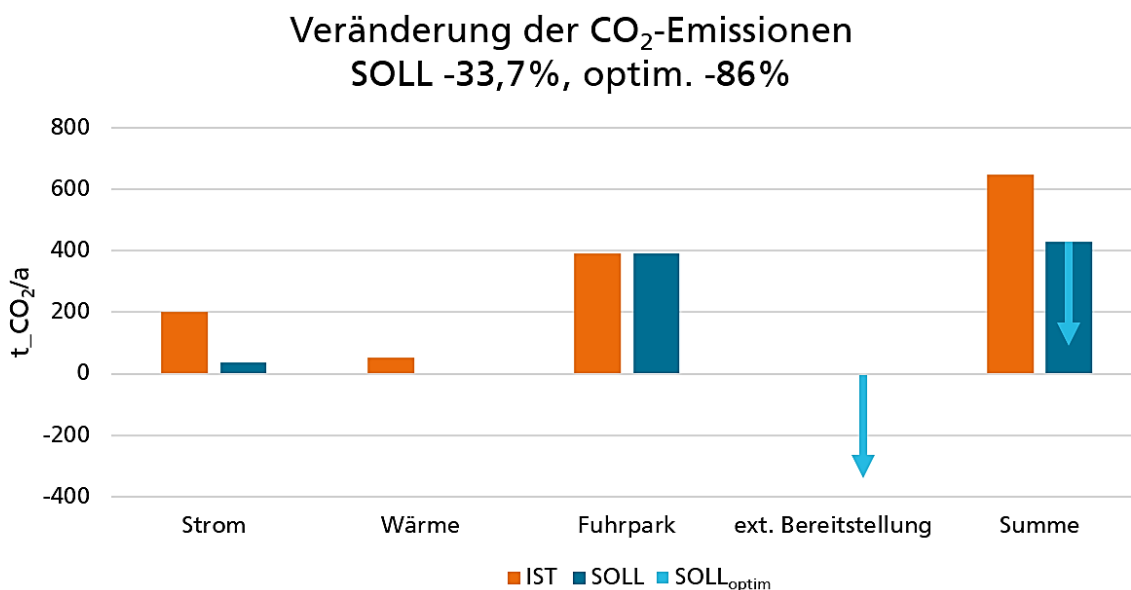


Abbildung 31: CO₂-Bilanz (IST vs. SOLL) für Konzept 7.Y und Betrieb B6

Pyrolyse - B17

Die langfristige Fixierung von CO₂ durch die Ablagerung von Pyrolysekohle im Boden führt im Konzept 9.Y bei Betrieb B17 zu einem negativen CO₂-Fußabdruck. Dieser Negativbetrag der Pyrolysekohle wurde auf den produzierten Strom umgelegt und der im Fuhrpark zugemischte Kraftstoff (Pyrolyseöl) wurde als Nebenprodukt als CO₂-neutral betrachtet. In Abbildung 32 sind die resultierenden Ergebnisse dargestellt.

Veränderung der CO₂-Emissionen SOLL -306%, optim. -734%

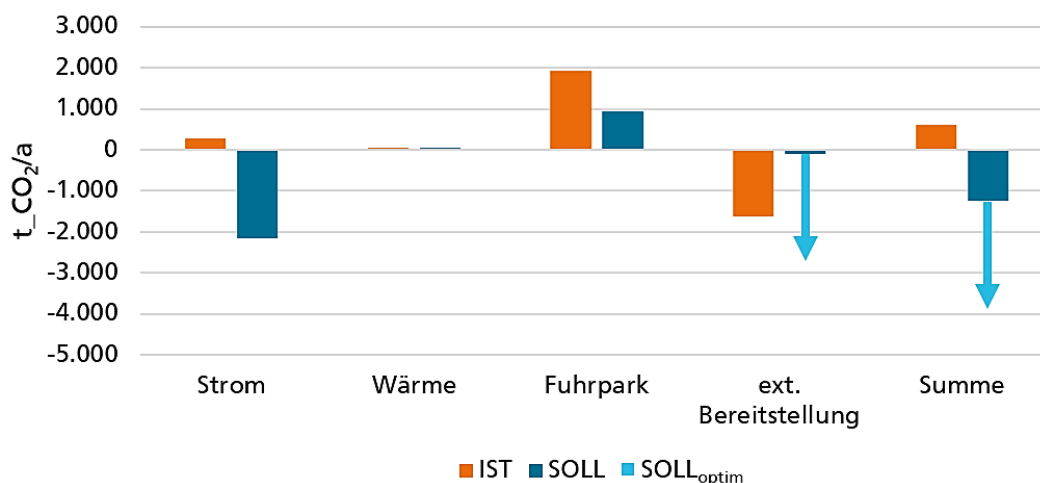


Abbildung 32: CO₂-Bilanz (IST vs. SOLL) für Konzept 9.Y und Betrieb B17

Damit erreicht das Konzept einer Pyrolyse im Vergleich die größten Einsparungen hinsichtlich CO₂. Auch hier kann durch externe Nutzung von Überschusswärme noch ein weiteres Potenzial gehoben werden (blaue Pfeile).

Kombination Elektrolyse und Methanisierung (Sabatier-Prozess) - B14

Die komplette Umwandlung des im IST-Zustand produzierten Biogases (inkl. CO₂) zu Methan führt, wie bereits im Abschnitt 4.2.5 (Sankey) gezeigt, zu einer großen Zunahme des Strombedarfes für die Elektrolysestufe (H₂-Produktion). Wird dafür der deutsche Strommix 2020 genutzt, so ergibt sich beim Eigenstrom ein sehr großer Mehrausstoß von CO₂ (Abbildung 33). Der vergleichsweise geringe Eigenbedarf "Wärme" kann in beiden Fällen aus CO₂-neutraler Abwärme gedeckt werden. Im Fuhrpark wird Diesel durch Methan ersetzt, was ebenfalls zu Einsparungen an Treibhausgasen führt. Für die externe Bereitstellung von Energie(-trägern) fällt die Einspeisung von Strom aus dem IST-Zustand weg. Dafür wird eine erhebliche Menge an Methan eingespeist, wodurch Erdgas eingespart wird.

In Summe werden die Einsparungen im Fuhrpark und bei der externen Bereitstellung durch die hohen Mehremissionen des Eigenstromes überkompensiert, was insgesamt zu höheren Emissionen führt.

Nur durch die Nutzung von Strom aus PV- und Windenergieanlagen (blaue Pfeile) können insgesamt größere Einsparungen erreicht werden.

Veränderung der CO₂-Emissionen SOLL +415%, optim. -103%

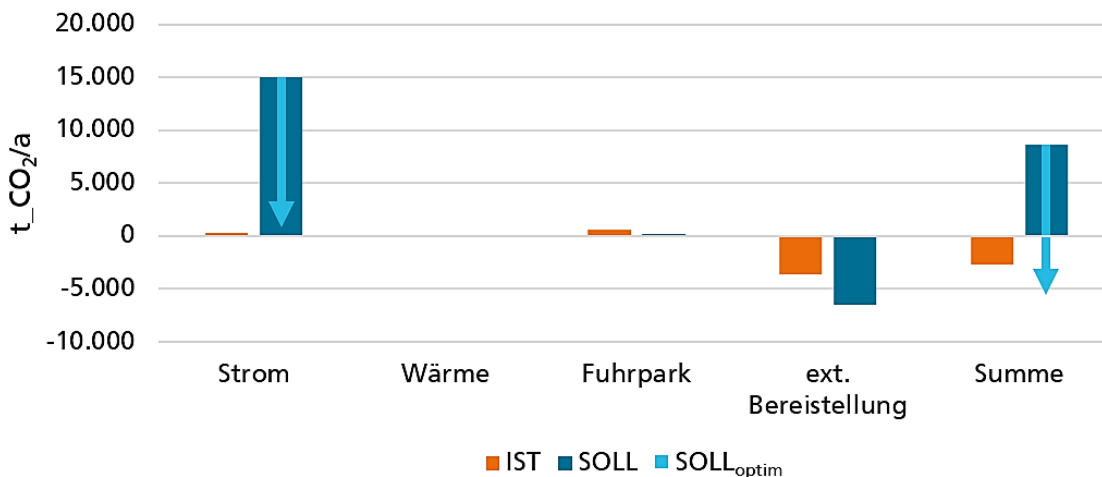


Abbildung 33: CO₂-Bilanz (IST vs. SOLL) für Konzept 10.Y und Betrieb B14

Elektrolyse mit Wasserstoffnutzung im Fuhrpark - B4

Während im IST-Zustand der Eigenstrom mit der knappen Hälfte des Stromes aus der eigenen Biogasanlage gedeckt werden konnte, so muss für den Betrieb der Elektrolyse im SOLL-Zustand weiterer Strom aus der Biogasanlage und aus dem Stromnetz genutzt werden, was die Bilanz der Rubrik Strom verschlechtert (Abbildung 34). Für die Rubrik "externe Bereitstellung" fällt die Stromeinspeisung weg, wodurch dort keine Treibhausgase im SOLL-Zustand eingespart werden können außer in der optimierten Variante mit Bereitstellung von Überschusswärme aus dem BHKW (blauer Pfeil).

Veränderung der CO₂-Emissionen SOLL +156%, optim. -32%

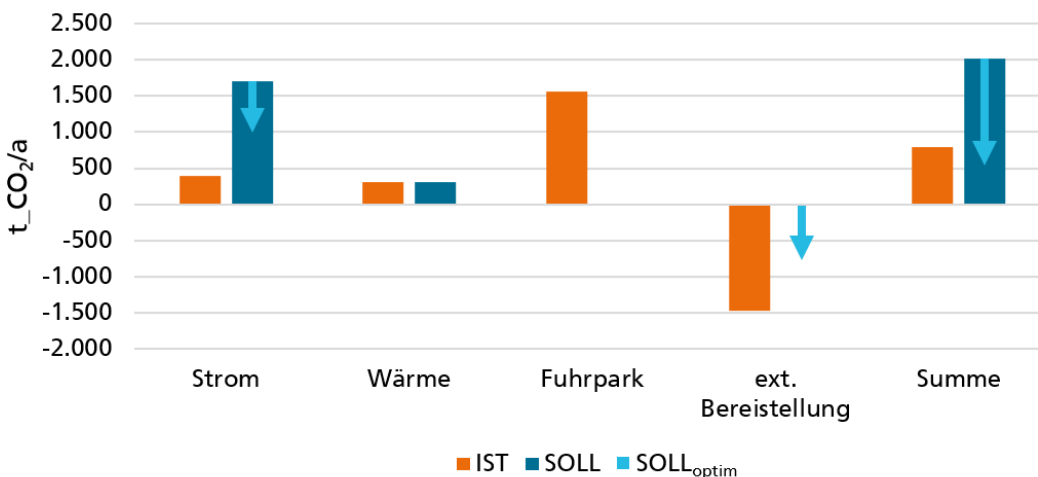


Abbildung 34: CO₂-Bilanz (IST vs. SOLL) für Konzept 11.Y und Betrieb B4

Der Fuhrpark kann durch die Nutzung des produzierten Wasserstoffs die Emissionen auf null senken, aber nur, weil die indirekten Emissionen für die Elektrolyse hier bereits in der Rubrik "Strom" eingerechnet sind. Insgesamt ergibt sich nur in der optimierten Variante (blaue Pfeile) mit Wärmenutzung und PV-/Windstrom statt des deutschen Strommixes einen Vorteil.

Festoxid-Elektrolysezelle (SOEC) und Wasserstoffverkauf - B1

Der Betrieb B1 hat bereits im IST-Zustand eine sehr hohe CO₂-Emissionsminderung durch große eigene Produktionskapazitäten an Wind, Biogas und PV, was sich in Abbildung 35 an der großen externen Bereitstellung zeigt, welche gegenüber dem deutschen Strommix deutlich an CO₂ einspart.

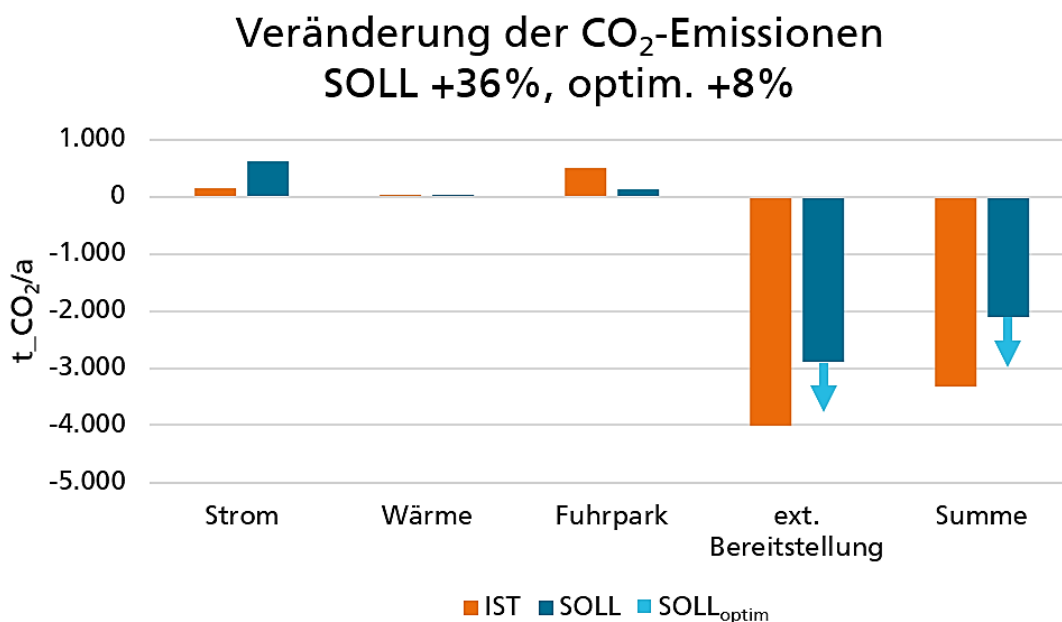


Abbildung 35: CO₂-Bilanz (IST vs. SOLL) für Konzept 13.Y und Betrieb B1

Durch die Einführung einer SOEC-Elektrolysestufe und die teilweise Nutzung von eigenem EE-Strom aus Wind, Biogas und PV steigt der Fußabdruck beim Strom und die Einsparungen bei der externen Bereitstellung gehen zurück, wobei durch die Nutzung von Abwärme (blauer Pfeil) in dieser Rubrik noch Potenziale gehoben werden könnten.

Im Fuhrpark können die CO₂-Emission zwar durch die Verwendung von grünem Wasserstoff gesenkt werden, aber in Summe wird durch zusätzliche Wandlungsverluste zwischen 8 % und 36 % mehr CO₂ pro Jahr freigesetzt.

Festoxid-Brennstoffzelle (SOFC) statt BHKW - B9

Die Integration einer Hochtemperatur-Brennstoffzelle (SOFC) anstelle eines BHKW führt zu einer deutlich höheren Produktion von elektrischer Energie aus derselben Menge an Biogas. Ursache ist der höhere elektrische Wirkungsgrad. Damit steigt die Menge an grünem Strom, welcher in der Rubrik "externe Bereitstellung" zur Verfügung steht (Abbildung 36). Demnach kann im SOLL-Zustand in Summe mehr CO₂ eingespart werden. In der Optimalvariante durch Nutzung überschüssiger Wärme sogar noch mehr.

Die angegebenen relativen Einsparpotenziale fallen in diesem konkreten Beispiel deshalb so hoch aus, weil sich diese auf einen vergleichsweise kleinen Ausgangswert beziehen. Dies sollte bei der Interpretation berücksichtigt werden.

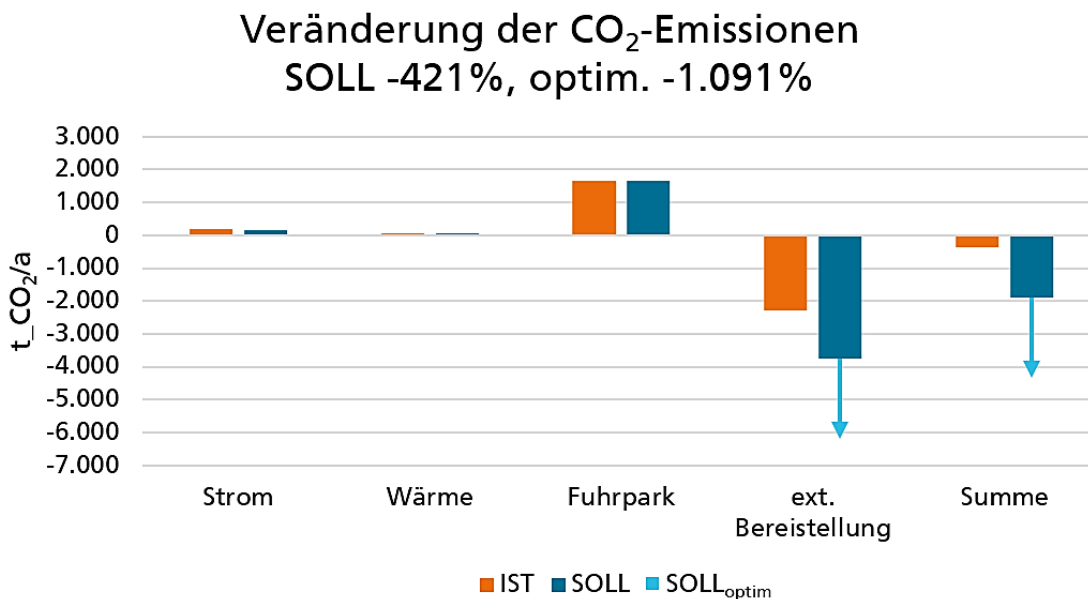


Abbildung 36: CO₂-Bilanz (IST vs. SOLL) für Konzept 17.Y und Betrieb B9

4.3.2 Wirtschaftlichkeit

Im Folgenden sind für alle untersuchten Konzepte die reinen Energie-Gestehungskosten für die Bereiche elektrischer Strom (ct/kWh_{el}), thermische Energie (ct/kWh_{th}) und Antriebsenergie für Fahrzeuge/Landmaschinen (ct/kWh_{Antr}) für IST- und SOLL-Zustand gegenübergestellt. Für den Bereich des Fuhrparkes sind dabei noch keine Umstellungskosten für neue Antriebstechnologien enthalten. Dieser Punkt wird im Anschluss gesondert erörtert.

Stromspeicherung und Strommanagement - B13

Die in Abbildung 37 dargestellte Bilanz der jeweiligen Gestehungskosten für die verschiedenen Energieformen im Betrieb B13 zeigt, dass die Gestehungskosten für PV-Strom niedriger liegen als für den Stromnetzbezug. Mit Einführung der Batterietechnologie liegen die Gestehungskosten für PV+Batterie knapp über dem Stromnetzbezug. Im Vergleich zur Antriebsenergie aus Dieselmotoren können durch die Nutzung von Strom aus PV+Batterie Einsparungen generiert werden. Für die Jahresbilanz der Kosten für den kompletten Eigenverbrauch des Betriebes müssen im SOLL-Zustand etwa 2.800 EUR mehr ausgegeben werden, was in Bezug auf die Gesamtkosten sehr gering ist.

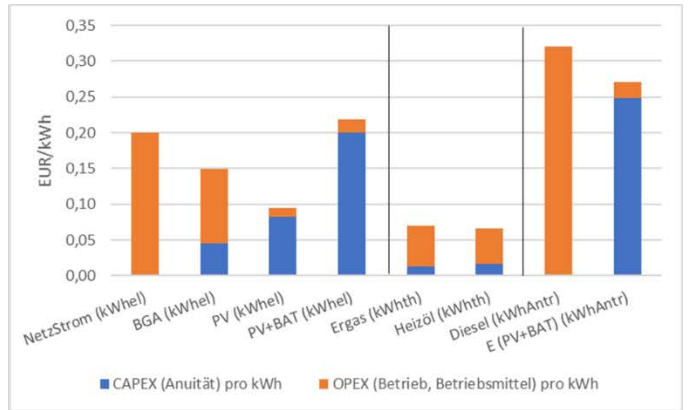
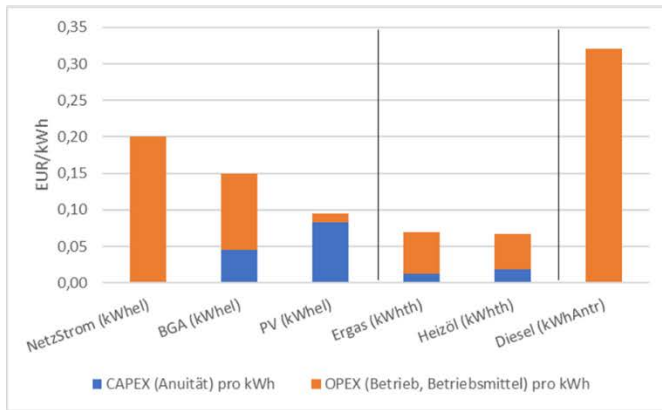


Abbildung 37: Energie-Gestehungskosten (IST (links) vs. SOLL) für Konzept 1.Y und Betrieb B13

Die zum Ende der Studie stark gestiegenen Kosten für Netzstrom und Diesel führen zu deutlichen Kostenvorteilen im SOLL-Zustand, da die Gestehungskosten für PV+ Batterie mindestens als konstant einzuschätzen sind.

Methanherzeugung und Nutzung - B11

Die Aufbereitung der Hälfte des produzierten Biogases zu Biomethan als Kraftstoff für den eigenen Fuhrpark führt bei Betrieb B11 zu einer Reduktion der Antriebskosten im Fuhrpark (Abbildung 38). Die notwendige Installation einer Wärmepumpe (WP) zum Ausgleich fehlender Abwärme aus dem BHKW führt zu einer Kostensteigerung bei Nutzung von Netzstrom, welche durch Windstromnutzung um ca. 3 ct/kWh gesenkt werden könnte. Insgesamt führt dieses Vorgehen zu einer Erhöhung der Jahreskosten für die Eigenenergie um 40.000 bis 50.000 EUR. Auch hier gilt die Einschränkung, das steigende Bezugskosten für fossile Energieträger zum Ende der Bearbeitungszeit der Studie die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeit bei einer Nachkalkulation deutlich verändern würden.

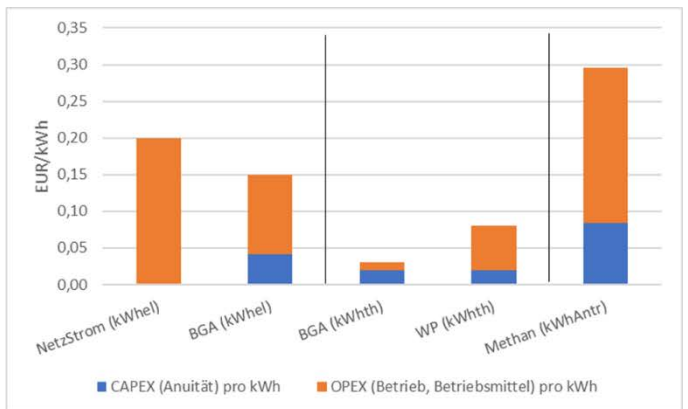
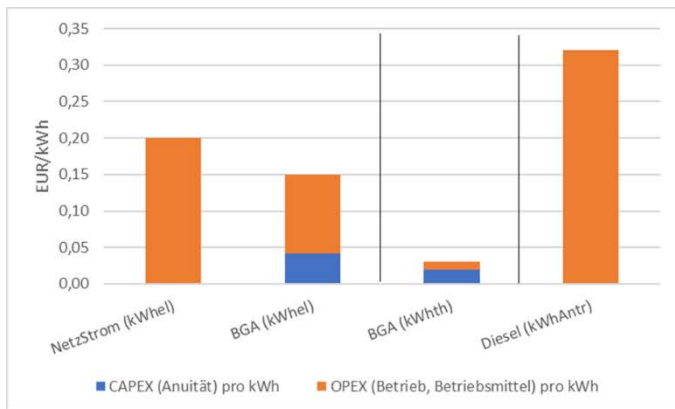


Abbildung 38: Energie-Gestehungskosten (IST (links) vs. SOLL) für Konzept 5.Y und Betrieb B11

Holzvergaser - B6

Die Neueinführung einer Holzvergaserung in Betrieb B6 ändert den Strombezug und die Wärmebereitstellung (Abbildung 39). Dabei kann für beide Bereiche eine Kosteneinsparung erreicht werden. Insgesamt führt dies zu einer Jahreseinsparung von 15.500 EUR für Eigenstrom und -wärme im Betrieb. Die Wärmekosten des Vergasers wurden dabei auf den Brennwert (Hs) des Holzes bezogen. Der elektrische Wirkungsgrad für das BHKW lag bei 30 %. Zum Ende der Studie muss davon ausgegangen werden, dass sowohl die Preise für Netzstrom, Erdgas oder Flüssiggas als auch die Verkaufserlöse für Holz deutlich höher liegen. Inwiefern der Vorteil für eigenes Holz gegenüber fossilen Quellen erhalten bleibt oder sogar noch größer wird, ist schwer abzuschätzen und wird auch maßgeblich von der Prioritätensetzung des Betriebes beeinflusst.

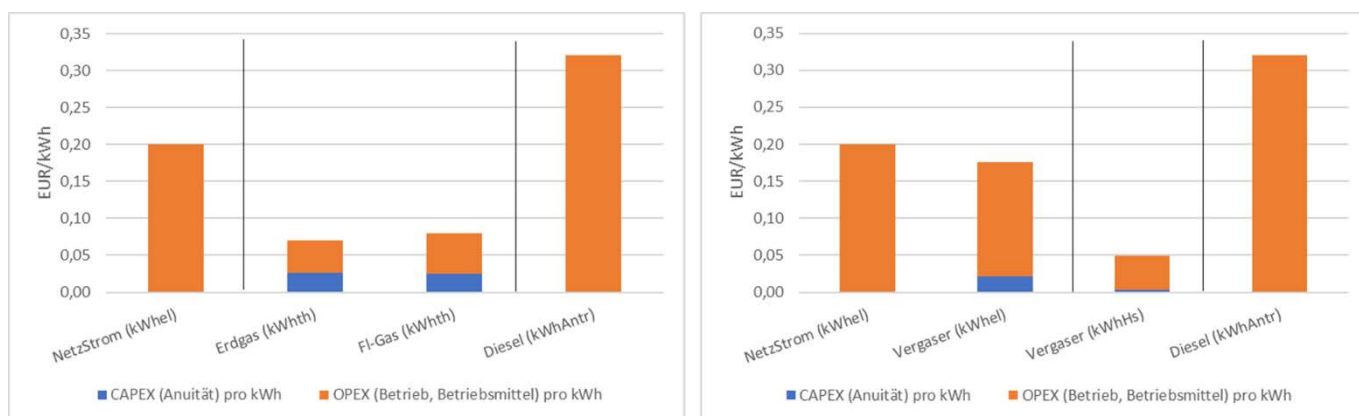


Abbildung 39: Energie-Gestehungskosten (IST (links) vs. SOLL) für Konzept 7.Y und Betrieb B6

Pyrolyse - B17

Der Betrieb wurde für die Studie bei der Stromversorgung von Biogas auf Pyrolysegas und beim Kraftstoff von Diesel auf 50 % Pyrolyseöl theoretisch umgerüstet. Die Gesamtkosten des Pyrolyseverfahrens (Invest, Betrieb, Biomasse) wurden auf die drei Produkte (Gas, Öl, Kohle) zu je einem Drittel umgelegt. Dadurch ergibt sich rechnerisch für die Pyrolysekohle ein CO₂-Preis von 106 EUR/t CO₂. Das Pyrolysegas kann mit einem Wirkungsgrad von 23 % in Strom gewandelt werden, welcher dann nur geringfügig teurer wäre als Biogasstrom und gleichzeitig noch etwas günstiger als Netzstrom. Eine sehr hohe Kosteneinsparung kann beim Pyrolyseöl gegenüber dem Brennstoff Diesel erzielt werden. Selbst wenn für das fixierte CO₂ der Kohle nur 60 EUR pro t durch Zertifikatehandel Erlöst werden können, ergibt sich für den Betrieb eine Kosteneinsparung von knapp 100.000 EUR/a. Mit höherem CO₂-Preis von z. B. 106 EUR/t ergäben sich bereits Einsparungen bzw. Mehreinnahmen von 236.000 EUR/a im Vergleich zum IST-Zustand.

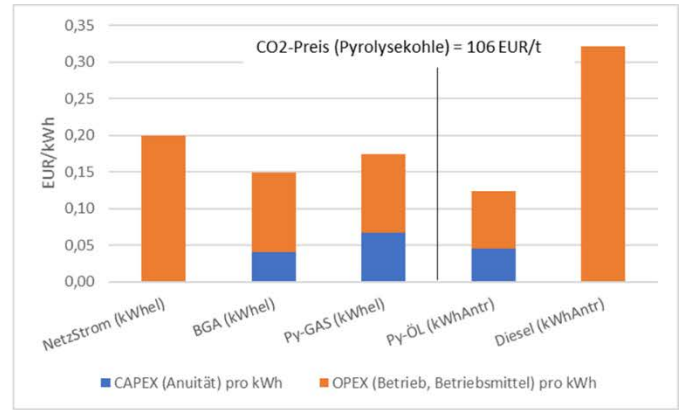
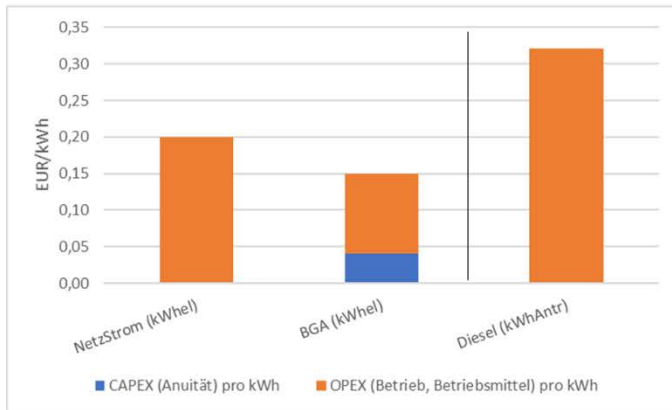


Abbildung 40: Energie-Gestehungskosten (IST (links) vs. SOLL) für Konzept 9.Y und Betrieb B17

Kombination Elektrolyse und Methanisierung (Sabatier-Prozess) – B14

Im Betrieb B14 wird das im IST-Zustand produzierte Biogas (inkl. CO₂) komplett zu Methan umgewandelt. Dabei wurde neben der klassischen Gasaufbereitung (GA) die alkalische Elektrolyse (AEL) sowie das Sabatier-Verfahren (Sab) betrachtet. Für einen besseren Vergleich sind die Gestehungskosten im SOLL-Zustand für die gasförmigen Produkte auf den Brennwert (Hs) bezogen (Abbildung 41).

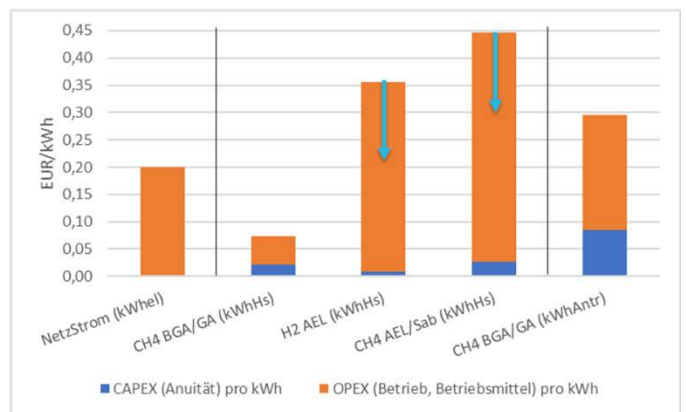
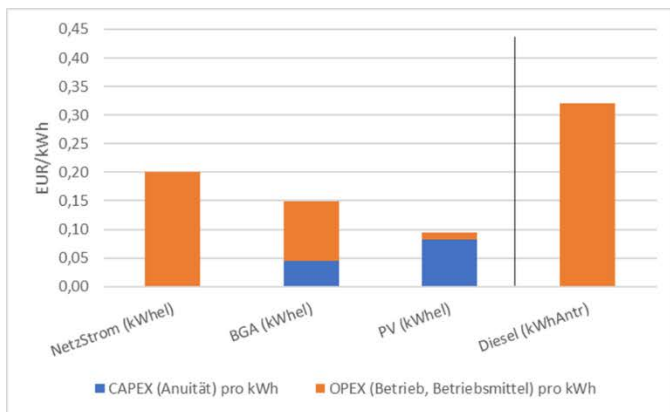


Abbildung 41: Energiegestehungskosten (IST (links) vs. SOLL) für Konzept 10.Y und Betrieb B14

Durch die alleinige CO₂-Abtrennung kann Methan zu vergleichbaren Kosten wie für Erdgasbezug hergestellt werden. Der Antrieb von Gasfahrzeugen ist damit etwas günstiger zu realisieren als mit Diesel. Die Herstellung von Wasserstoff mit Hilfe der alkalischen Elektrolyse unter Nutzung von Netzstrom führt bereits zu sehr hohen Gestehungskosten von ca. 35 ct/kWh_{Hs}, was in etwa 5-mal so teuer wie das Biomethan aus der Gasaufbereitung ist. Die weitere Umwandlung zu Methan mit Hilfe des Sabatierverfahrens steigert die brennwertbezogenen Kosten auf ca. 45 ct/kWh_{Hs}. Auf Basis dieser Kosten ist eine wirtschaftliche Verwertung als Brenn- oder Kraftstoff kaum vorstellbar. Der Stromkostenanteil von 26,7 ct/kWh_{Hs} verringert sich um 13,4 ct, wenn Windstrom mit 10 ct/kWh statt 20 ct/kWh Strommix für die Elektrolyse genutzt wird (blaue Pfeile).

Der Wegfall von Biogasstrom und insbesondere von Biogaswärme, welche im IST-Zustand für den Eigenbedarf sowie die Versorgung eines Krankenhauses genutzt werden konnten, erhöhen die Jahreskosten des Betriebes (inkl. Krankenhausversorgung) um 217.000 EUR (Windstrom für Elektrolyse) bis zu 430.000 EUR (Netzstrom für Elektrolyse).

Elektrolyse mit Wasserstoffnutzung im Fuhrpark - B4

Das Hauptaugenmerk im Konzept 11.Y für den Betrieb B4 bestand in der Herstellung von Wasserstoff mittels alkalischer Elektrolyse und Nutzung dieses Wasserstoffs im Fuhrpark anstelle von Diesel. Alle anderen Eigenbedarfe werden weiterhin mit Biogasstrom und -wärme abgedeckt. Der Strom für die Elektrolyse speist sich zu ca. 53 % aus Biogas, zu ca. 27 % aus deutschem Strommix und zu 20 % aus PV-Strom. Aufgrund der vielen Wandlungsverluste vom Strom über die H₂-Erzeugung bis zum Antrieb am Rad verteuert sich die Antriebsenergie H₂-AEL im SOLL-Zustand auf das Zweifache gegenüber Diesel. Zum Ende der Studienbearbeitung relativiert sich dieser Unterschied aufgrund der steigenden Kraftstoffpreise (u.a. für Diesel) zwar, aber im Vergleich zum direkten batterieelektrischen Fahrzeug schneidet der Wasserstoffbetrieb wirtschaftlich schlechter ab. Dies bezieht sich vor allem auf den Vergleich zum direkten Laden mit selbst erzeugtem PV- oder Windstrom (auch inkl. Zwischenspeicherung in stationären Batterien).

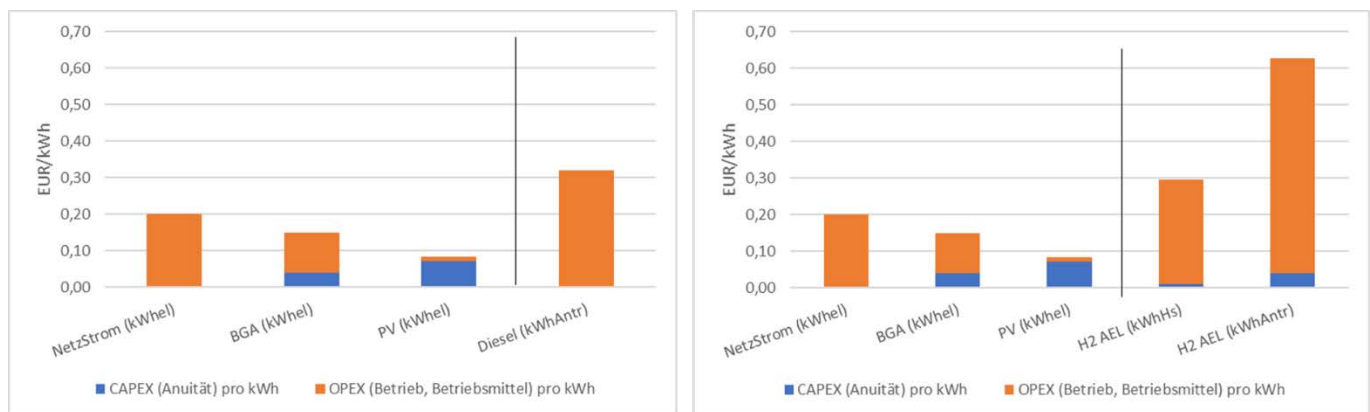


Abbildung 42: Energie-Gestehungskosten (IST (links) vs. SOLL) für Konzept 11.Y und Betrieb B4

Für den Betrieb ergeben sich im Gegensatz zur Dieselnutzung jährliche Mehrkosten von ca. 723.000 EUR zu den Konditionen zum Zeitpunkt der Studiererstellung.

Festoxid-Elektrolysezelle (SOEC) und Wasserstoffverkauf - B1

Für den Betrieb B1 wurden in der Studie 40 % Wind-, 40 % Biogas- und 20 % PV-Strom für die Wasserstoffherzeugung mittels Hochtemperaturelektrolyse eingesetzt. Dadurch wird der brennwertbezogene Preis gegenüber dem vorherigen Konzept (11.Y/B4) um ca. 1 ct/kWh_{HS} nur unwesentlich reduziert. Die Antriebskosten für direkt mit Wasserstoff betriebene Fahrzeuge liegen mit 59 ct/kWh_{Antr} ebenfalls nur unwesentlich unter der Variante für Betrieb B4. Ganz rechts in Abbildung 43 ist zusätzlich die Variante Wasserstoffherzeugung - Umwandlung in Strom durch eine Brennstoffzelle am Feldrand und Nutzung des Stromes in Batteriefahrzeugen dargestellt. Die Vielzahl der Wandlungsstufen führt hier zu sehr hohen Antriebskosten, was kein wirtschaftliches Konzept darstellt.

Insgesamt führt dieses Konzept zu deutlich höheren Betriebskosten im Fuhrpark und damit zu jährlich etwa 225.000 EUR Mehrkosten für den Betrieb.

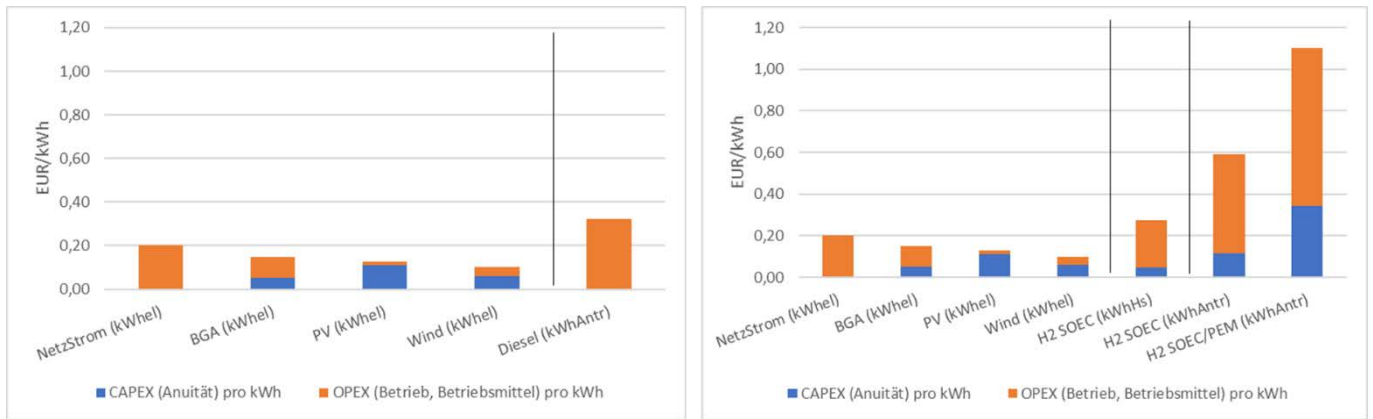


Abbildung 43: Energie-Gestehungskosten (IST (links) vs. SOLL) für Konzept 13.Y und Betrieb B1

Festoxid-Brennstoffzelle (SOFC) statt BHKW - B9

Die Integration einer Hochtemperatur-Brennstoffzelle (SOFC) anstelle eines BHKW führt trotz höheren elektrischen Wirkungsgrads aufgrund der höheren Kosten für Investition und Betrieb zu leicht erhöhten Gestehungskosten für den Strom.

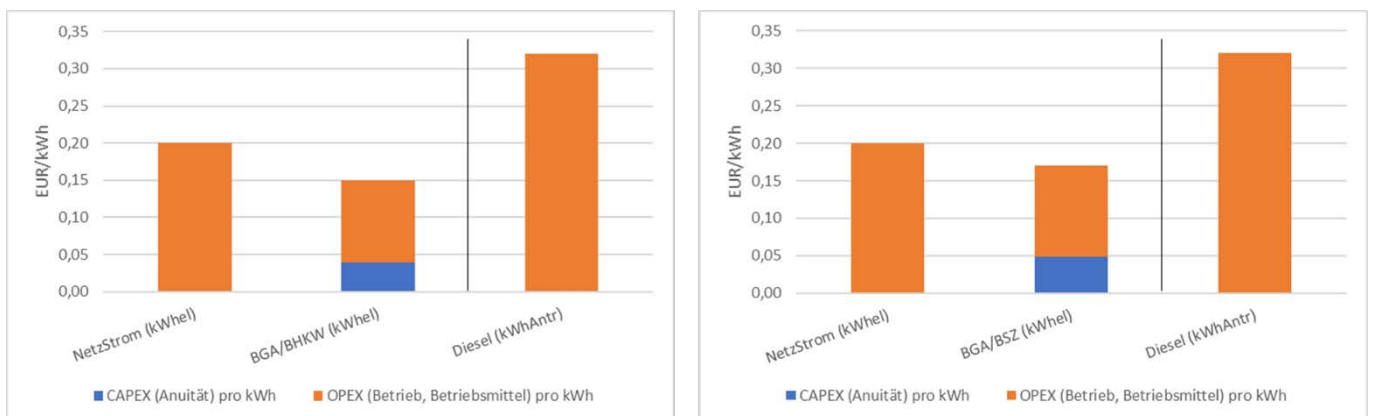


Abbildung 44: Energiegestehungskosten (IST (links) vs. SOLL) für Konzept 17.Y und Betrieb B9

In Summe muss für den Beispielbetrieb mit ca. 30.000 EUR jährlichen Mehrkosten für den Eigenstrom gerechnet werden.

Invest- und Wartungskosten bei einer Fuhrparkumstellung

In einigen Konzepten wird eine Teilelektrifizierung oder eine Umstellung des landwirtschaftlichen Fuhrparks auf Wasserstoff oder Methan vorgeschlagen. In Tabelle 22 sind für die jeweils notwendige Infrastruktur und die zugehörigen Fahrzeugklassen die Nutzungsdauer laut Afa-Tabelle¹¹, der Investitionspreis sowie die jährlichen Wartungskosten (3 % der Investitionskosten) angegeben.

¹¹ Für die Ladestation wurde eine abweichende eigene Annahme getroffen, für CH₄- und H₂-Tankstelle wurde die Nutzungsdauer der Studie (Kasten, et al., 2015) entnommen. Für Feldroboter wurde die Nutzungsdauer wie für kleine Traktoren angenommen.

Tabelle 22: Nutzungsdauer, Investitions- und Wartungskosten für Fuhrparkumstellung

Fahrzeug/ Infra- struktur	Nutzungsdauer laut Afa-Tabelle [a]	Investitionskosten [EUR]	Wartungskosten (3 % der CAPEX) [EUR]	Quelle
Ladestation	10	60.000	1.800	Schätzung
H ₂ -Tankstelle (Gas)	20	446.540	13.396	(Kasten, et al., 2015)
CH ₄ -Tankstelle (Gas)	20	213.730	6.412	(Kasten, et al., 2015)
Feldroboter	8	50.000	1.500	Schätzung
Anhänger (für mo- bile Ladestation)	11	5.000	150	Schätzung
mobile Ladestation	10	31.500	945	Schätzung
E-Traktor	8	80.500	2.415	(Soletrac, 2022)
H ₂ -Traktor (FCEV)	8	300.000	9.000	Schätzung
CH ₄ -Traktor	8	100.000	3.000	Schätzung
E-LKW	9	180.000 (für 2030)	5.400	(Trends der Zukunft, 2021)
H ₂ -LKW	9	179.500 (für 2030)	5.385	(Kasten, et al., 2015)
CH ₄ -LKW	9	111.150 (für 2030)	3.335	(Kasten, et al., 2015)
E-PKW / E-Transporter	6	23.000 (für 2030, 300 km Reichweite)	690	(Kasten, et al., 2015)
H ₂ -PKW / H ₂ -Transporter	6	26.650 (für 2030)	800	(Kasten, et al., 2015)
CH ₄ -PKW / CH ₄ -Transporter	6	17.100 (für 2030)	513	(Kasten, et al., 2015)
kleine E-Fahr- zeuge	8	40.000	1.200	Telefonat Linde Vertrieb
kleine H ₂ -Fahr- zeuge	8	80.000	2.400	Telefonat Linde Vertrieb
kleine CH ₄ -Fahrzeuge	8	40.000	1.200	Telefonat Linde Vertrieb

In Abbildung 45 sind, mithilfe der in Abbildung 9 dargestellten Fuhrparkzusammensetzung der einzelnen Betriebe und der in Tabelle 22 hinterlegten Kosten, die jährlichen Investitions- und Wartungskosten bei einer etwaigen Fuhrparkumstellung für den jeweiligen Betrieb mit der in Abschnitt 4.2 erarbeiteten Fuhrparkversorgung abgebildet.

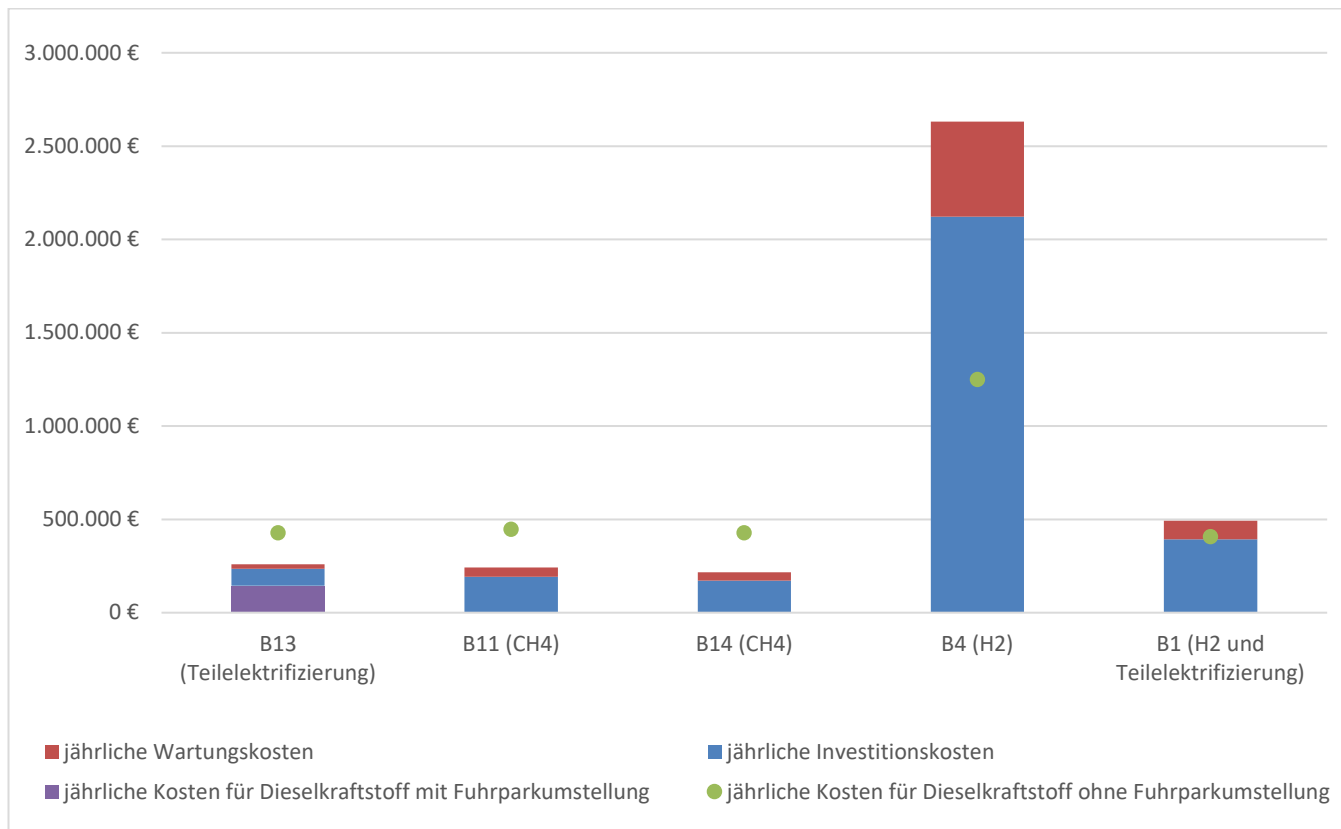


Abbildung 45: Jährliche Investitions- und Wartungskosten bei Fuhrparkumstellung ohne Kraftstoffkosten

Da an dieser Stelle keine detaillierte Analyse des Fuhrparks und der benötigten Bedarfslastprofile erfolgen kann, handelt es sich hierbei um eine überschlägige Wirtschaftlichkeitsabschätzung ohne Beachtung von Teuerungs- oder Abzinsungsrate oder anfallender Kraftstoffkosten für Wasserstoff, Methan oder Strom.

Außer für den Betrieb B13 mit Teilelektrifizierung, wird von am Hof erzeugten Kraftstoffprodukten ausgegangen und daher ist davon auszugehen, dass diese im Vergleich zum derzeit zum Einsatz kommenden Diesel zu einer Kostenreduktion beitragen. Um dennoch eine Vergleichsbasis für die jährlich entstehenden Investitions- und Wartungskosten zu erhalten, wurden die derzeit anfallenden Kosten für die Beschaffung des Dieselkraftstoffes mit aufgetragen. Dabei wurde ein Literpreis von 2 EUR pro Liter und eine für landschaftliche Nutzung anfallende Steuervergünstigung von 214,80 EUR pro 1.000 Liter Diesel (Bundesministerium für Justiz, 2022) angesetzt.

Die vollständige Umstellung des Fuhrparks auf Wasserstoff (siehe Abbildung 45 Betrieb B4) ist mit erheblichen Kosten verbunden. Für die anderen Fuhrparkkonzepte liegen die anfallenden Investitions- und Betriebskosten deutlich moderater. Da die Betriebsgrößen stark differieren und um eine bessere Vergleichbarkeit zu gewährleisten, sind in Abbildung 46 die jährlichen Investitions- und Wartungskosten bei Fuhrparkumstellung bezogen auf den Gesamtenergiebedarf (Kraftstoff, Wärme und Strom) des Betriebs im IST-Zustand aufgetragen.

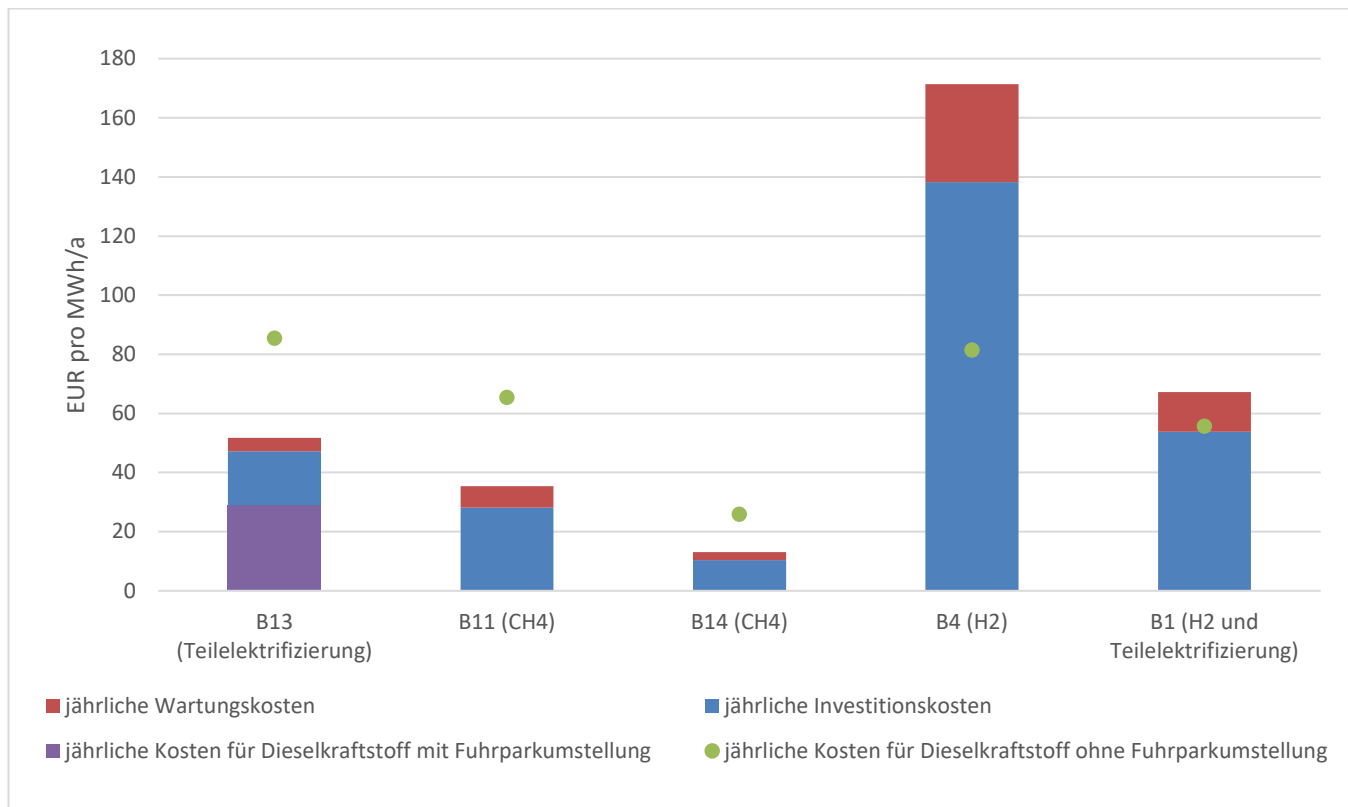


Abbildung 46: Jährliche Investitions- und Wartungskosten bei Fuhrparkumstellung

4.3.3 Konzeptauswahl

Zusätzlich zu den in Abschnitten 4.3.1 (Treibhausgas-Bilanz) und 4.3.2 (Wirtschaftlichkeit) dargelegten CO₂-Einsparungen und Kosten wurden weitere Faktoren in den drei Bewertungsdimensionen »Nachhaltigkeit«, »Wirtschaftlichkeit« und »Funktionalität« definiert und bewertet (s. Abschnitt 3.3 Erweiterte Bewertungsmatrix). Wie im Abschnitt 3.3 dargestellt, wurden für die Kriterien »Möglichkeiten der Energiespeicherung«, »CO₂-Einsparung« sowie »Kostenänderung (Eigenenergiebedarf)« relative Bewertungsstufen genutzt, deren Abstufung sich von der Leistungsbreite der Konzepte abgeleitet hat. Die Zuordnung der Punkte ergab sich wie folgt:

Tabelle 23: Punktevergabe für die Kriterien Energiespeicherung, CO₂-Einsparung und Kostenänderung

Punkte	Möglichkeiten der Energiespeicherung [%] flexibel	Möglichkeiten der Energiespeicherung [%] saisonal	CO ₂ -Einsparung [Δt -CO ₂ /MWh a]	Kostenänderung (Eigenenergiebedarf)
1	0	0	<0	> 10
2	> 0 bis 0,04	> 0 bis 49	0 bis 0,025	10 bis 5
3	0,05 bis 0,09	50 bis 100	0,025 bis 0,099	4 bis 0
4	0,1 bis 0,14	100 bis 149	0,10 bis 0,15	0 bis -5
5	≥ 0,15	≥ 150	>0,15	> -5

Die zur Punktevergabe genutzten Angaben zur flexiblen Energiespeicherung ergeben sich aus der flexiblen Leistung [MW] geteilt durch den Energiebedarf [MW] der Betriebe. Als Ausdruck für die saisonale Energiespeicherfähigkeit der jeweiligen Technologiepfade wird jeweils das saisonale Speichervermögen

[MWh] mit dem Energiebedarf der Betriebe ins Verhältnis gesetzt. Bei der Angabe der Kostenänderung wurde das Verhältnis aus dem Eigenenergiebedarf (Gesamtbedarf an Energie in Form von Kraftstoffen, Strom und Wärme) im IST-Zustand und den zu erwartenden Veränderungen der Energiekosten gebildet. Dadurch wurden die unterschiedlichen Bedarfe an Energieformen unter den jeweiligen Standorten und den modellierten Technologiepfaden vergleichbar.

Die ungewichtete vollständige Punktevergabe für die exemplarisch an den Unternehmensstandorten durchgeführte Bewertung unter Berücksichtigung des CO₂-Abdrucks des deutschen Strommixes 2020 (ecoinvent, 2021) befindet sich in Tabelle 24.

Tabelle 24: Bewertungsmatrix vergleichender Bewertung der Technologiekonzepte¹²

Bewertungskriterium		1.Y-B13	5.Y-B11	7.Y-B6	9.Y-B17	10.Y-B14	11.Y-B4	13.Y-B1	17.Y-B9
Nachhaltigkeit									
lokale und globale Ökologie		3	4	2	4	3	3	4	2
Möglichkeiten der Energiespeicherung	flexibel	5	2	2	2	1	2	2	3
	saisonal	1	3	1	4	5	2	3	1
CO ₂ -Einsparung	gesamt	1	1	3	5	1	1	1	5
	gesamt optimiert	2	1	5	5	4	2	1	5
lokale Kreisläufe (Ressourcenschutz und Wertschöpfung)		3	5	3	4	4	4	4	4
Wirtschaftlichkeit									
Kostenänderung (Eigenenergiebedarf)		3	2	5	5	1	1	1	3
Rahmenbedingungen	aktuell	2	3	3	3	1	1	2	3
	zukünftig	3	4	3	3	3	2	3	4
Funktionalität									
Innovationsgrad		3	3	3	4	5	4	4	4
technologische Machbarkeit / TRL		4	4	5	2	3	3	3	4
Integration in bestehende (Energie-) Systeme		5	4	3	3	3	3	3	4
zeitliche Machbarkeit		5	3	4	3	3	2	2	4
Übertragbarkeit auf andere Regionen und Unternehmen		5	4	3	4	3	3	3	4
Integration in die Region		3	3	3	3	3	3	3	3
Gesamtpunkte		48	46	48	54	43	36	39	53

¹² CO₂-Bewertung auf Grundlage des deutschen Strommixes 2020

Bewertet man die Konzepte für die Kriterien »CO₂-Einsparung gesamt« und »CO₂-Einsparung gesamt optimiert« unter den Rahmenbedingungen eines möglichen zukünftigen Strommixes, der sich ausschließlich aus Erneuerbaren Energien speist, ergeben sich folgende Veränderungen in der Bewertung (Tabelle 25).

Tabelle 25: Punkteveränderung der vergleichenden Bewertung der Technologiekonzepte¹³

Bewertungskriterium		1.Y-B13	5.Y-B11	7.Y-B6	9.Y-B17	10.Y-B14	11.Y-B4	13.Y-B1	17.Y-B9
CO ₂ -Einsparung	gesamt	3	2	2	5	5	3	5	2
	gesamt optimiert	4	3	5	5	5	4	5	5
Veränderung		+4	+3	+1	+/- 0	+5	+4	+8	-3
Gesamtpunkte		52	49	49	54	48	40	47	50

Mit den zu diesem Zeitpunkt erstellten Unterlagen wurde noch einmal der Austausch zwischen den beteiligten Landwirtschaftsunternehmen, dem Fachbeirat und den Bearbeiter*innen der Machbarkeitsstudie gesucht. Im Rahmen dieser Gespräche wurden die Technologiepfade, Vor- und Nachteile sowie aktuelle Entwicklungen des Sektors und deren Auswirkung auf mögliche Umsetzungen diskutiert.

Die bislang erfolgte modellhafte Zuordnung der Technologien zu Unternehmen und Standorten wurde aufgehoben. Die Unternehmen hatten die Gelegenheit, nach entsprechender Abwägung sich für die Schlüsseltechnologien und Technologiepfade auszusprechen, welche für sie tatsächlich als relevant und innerhalb ihrer jeweiligen Strukturen als umsetzungswürdig darstellen. Aufgrund abweichender technischer Umsetzung entstanden in dieser Diskussion zehn potenziell umzusetzende Technologiepfade, die als Ergebnis des Austauschs in Tabelle 26 zusammengefasst sind.

Abschließend trat der Fachbeirat noch einmal zusammen, um mit Hilfe von Wertungswichtung und dem Kontext aus den Landwirtschaftsunternehmen drei besonders relevante Schlüsseltechnologien mit Modellcharakter und hohem Umsetzungspotenzial zu identifizieren. Das abschließende Votum fiel auf folgende Technologiepfade:

- Wasserstoff-Produktion als Systemdienstleistung
- Methan-Einspeisung in das Hochdruckgasnetz
- Stromspeicherung und -management mittels größerem Batteriespeicher.

¹³ CO₂-Bewertung auf Grundlage des deutschen Strommixes 2020

Tabelle 26: Finale Zuordnung von sinnvollen Konzepten zu ausgewählten Beispielbetrieben

Schlüsseltechnologien	spezifische Umsetzung	Nutzung	Standortzuordnung bzw. Interesse	standörtliche Rahmenbedingungen	
				Vorteile	Herausforderungen
Stromspeicherung und -management mit Akku	umweltschonende Batterietechnologien; keine Lithium-Ionen-Technik	Autarkiegrad erhöhen Spitzenlastmanagement	B13	PV (2,5 MWp + 1 MWp Zubau in 2022) im Betrieb vorhanden große Agri-Photovoltaik in Planung (60 GWh Jahresleistung) zahlreiche Abnehmer für Strom im Unternehmen	Vielzahl der Abnehmer Lastmanagement für Erzeugung, Verbrauch und Speichertechnologie
	Integration von Wind und Photovoltaik mit größerem Stromspeicher	Eigenstromnutzung Spitzenlastmanagement Teilelektrifizierung kleiner Land- und Hofmaschinen	B1	Wind und Photovoltaik vorhanden Eisspeichertechnologie für die Milchkühlung vorhanden	Lastmanagement für Erzeugung, Verbrauch und Speichertechnologie
	Integration von Photovoltaik, flexiblem BHKW-Betrieb und geplanter Methanerzeugung	Kurzzeitspeicher für Strom und Wärme als Voraussetzung für Methanisierung und Einspeisung	B14	bestehende flexibilisierte Biogasanlagen zentral organisierter Betrieb → Speicher und Verbraucher sind in unmittelbarer Nähe Unternehmen ist bereits lokal wirksamer Energielieferant	flexibler BHKW-Betrieb ist in Kombination mit den Stadtwerken ist zu berücksichtigen

Fortsetzung Tabelle 26: Finale Zuordnung von sinnvollen Konzepten zu ausgewählten Beispielbetrieben

Schlüsseltechnologien	spezifische Umsetzung	Nutzung	Standortzuordnung bzw. Interesse	standörtliche Rahmenbedingungen	
				Vorteile	Herausforderungen
Methanerzeugung und weitere Nutzung	netzdienliche Methaneinspeisung in das Hochdruck-Gasnetz	indirekte Kraftstoffvermarktung lokale Vermarktung von »grünem Kohlenstoffdioxid« an andere Industrien möglich	B14	erreichbarer Zugang zum Hochdruck-Gasnetz ausreichend dimensionierte Biogasanlage (1,6 MW) vorhanden bereits erste Schritte in Richtung einer modularen Anlage unternommen	flexibler BHKW-Betrieb ist in Kombination mit den Stadtwerken ist zu berücksichtigen Modularität der Methanisierungsanlagen gefordert
	Erzeugung von »grünem LNG« vor Ort	Vermarktung über eigene Tankstelle an externe LKW-Flotten und eigenen Fahrzeugpark	B11	330 kW Biogasanlage vorhanden (Erweiterung geplant) Zugang zu einer Hochdruck-Gasleitung (mögl. Spitzenpuffer) bereits erste Schritte unternommen (Angebote)	Anpassung der Anlagengröße auf landwirt. Unternehmen (down-sizing) Verflüssigungstechnologie offen (Wirtschaftlichkeit)
	Methan als Kraftstoff (»grünes LNG«)	Eigennutzung in Spedition und Landmaschinen	B9	1 MW Biogasanlage vorhanden eigene Tankstelle am Zentralstandort vorhanden eigene Spedition	Anpassung der Anlagengröße auf landwirt. Unternehmen Verflüssigungstechnologie offen (Wirtschaftlichkeit) Störfallverordnung für LNG-Lager (Dimensionierung)

Fortsetzung Tabelle 26: Finale Zuordnung von sinnvollen Konzepten zu ausgewählten Beispielbetrieben

Schlüsseltechnologien	spezifische Umsetzung	Nutzung	Standortzuordnung bzw. Interesse	standörtliche Rahmenbedingungen	
				Vorteile	Herausforderungen
Holzvergaser	Einsatz von Vergaserkesseltechnik zur Gewinnung von Gas und Wärme	Nutzung von Eigenholz	B4	Eigenholz vorhanden Abnehmer für Wärme und Strom am Nebenstandort und Feldwerkstätten vorhanden	langfristige Dimensionierung auf Holzanfall anzupassen
Pyrolyse und Synthesegaserzeugung	Strom- und Wärmeversorgung mit Hilfe von Pyrolyse-Verfahren	Energieautarkie für Teilstandort Nutzung von Eigenholz	B17	Eigenholz vorhanden Beispiel für die dezentrale Versorgung von Betriebsteilen und deren Umfeld	Substratfrage: Holzreste, landwirtschaftliche Reststoffe, Güllefeststoff
Wasserstoff-Produktion mit direkter Mobilität	Wasserstoff-Produktion mit Hilfe von Polymerelektrolytbrennstoffzellen (PEM)	Eigennutzung landwirt. Fuhrpark und Wasserstoff-Tankstelle für den ÖPNV bzw. der Öffentlichkeit	B4	Vorstudie mit PEM-Technologie vorhanden mit Regionalbus-Unternehmen bereits im Gespräch 1,1 MW Biogasanlage vorhanden	Überlegung Elektrolyse als Festoxid-Elektrolysezelle (SOEC) umzusetzen (Effizienzgewinn contra Wärmebedarf)
Wasserstoff-Produktion als Systemdienstleistung	»flexible, dezentrale« Wasserstoffherzeugung auf Basis von Agri-Photovoltaik	direkte Verbindung von Solarstrom, Stromnetzbedarf und Elektrolyseur	B13	nur 25 km vom Wasserstoff-Cluster Chemnitz entfernt große Agri-Photovoltaik in Planung (60 GWh Jahresleistung)	dezentrales Konzept → Wirtschaftlichkeit und Dimensionierung sind in Einklang zu bringen

4.4 Detailbetrachtung der Modell-Technologiepfade

Die Integration der drei ausgewählten Technologien in die landwirtschaftlichen Betriebe ist mit den betreffenden Unternehmen abgestimmt worden. Konkrete Randbedingungen und Zielstellungen der Standorte fließen in die weitere Betrachtung ein. Im Folgenden wird für jeden der drei Auswahlbetriebe die Modellierung mit den entsprechenden Annahmen vorgestellt. Es folgen die zu empfehlende Auslegung und die Ergebnisse in energetischer und ökonomischer Hinsicht.

4.4.1 Wasserstoff-Produktion als Systemdienstleistung

Für Auswahlbetrieb 1 wird das Konzept der Wasserstoffproduktion als System- bzw. Netzdienstleistung betrachtet. Mit dem vorhandenen Strom aus eigenen erneuerbaren Energiequellen soll durch den Betrieb eines Elektrolyseurs Wasserstoff bereitgestellt werden, der potenziell in ein Wasserstoffcluster (ITZ H₂)¹⁴ eingebracht oder selbst für wasserstoffbetriebene Fahrzeuge genutzt wird. Wie für Konzept 11.Y und 13.Y bereits dargestellt, können unterschiedliche Elektrolyseur-Typen zur Anwendung kommen. Steht ein Wärmeüberschuss am Standort zur Verfügung, wäre ein Hochtemperatur-SOEC-System (mit Festoxid-Elektrolytmaterial) eine interessante Variante, da die Abwärme theoretisch für die Wasserverdampfung und eventuell für die Überhitzung des Dampfes genutzt werden könnte. Diese Möglichkeit zur technischen Verbesserung sollte in weiteren Entwicklungen beachtet werden. Damit könnten im Vergleich zu anderen Technologien höhere Wirkungsgrade erzielt werden. Technisch wäre dies gut umsetzbar, aber aktuell fehlen dafür einsetzbare Prototypen und damit praktische Erfahrungswerte.

PEM-Elektrolyseure (mit Polymer-Elektrolyten) verfügen als Niedertemperatursysteme über eine höhere Last-flexibilität und können einfacher und schneller ab- bzw. wieder angeschaltet werden. Da es im hier betrachteten Fall auch um die Netzdienlichkeit gehen soll, ist davon auszugehen, dass die eingesetzte Technologie möglichst flexibel sein sollte. Deshalb wird im Weiteren eine PEM-Elektrolyse betrachtet.

Für den Betrieb beider Elektrolyseurtypen ist reines Wasser (Dionat) notwendig, das durch entsprechende Aufbereitungseinrichtungen aus Trinkwasser am Standort zur Verfügung gestellt werden kann (z. B. Umkehrosmose). Bei Verfügbarkeit von Wärme kann auch eine thermische Wasseraufbereitung in Betracht gezogen werden.

Das verfahrenstechnische Modell, das für die Untersuchung eingesetzt wird, ist in Abbildung 47 dargestellt. Die Planung des Landwirtes sieht die Erschließung neuer PV-Flächen und eine Wasserstoffherzeugung ausschließlich aus PV-Strom (100 MWp) vor. Der über den PEM-Elektrolyseur generierte Wasserstoff soll dann gespeichert und in entstehende Wasserstoffcluster eingespeist werden. PV-Strom, der nicht vom PEM-Elektrolyseur genutzt werden kann, soll ins Netz eingespeist werden.

¹⁴ Innovations- Technologiezentrum für Wasserstoff in Chemnitz

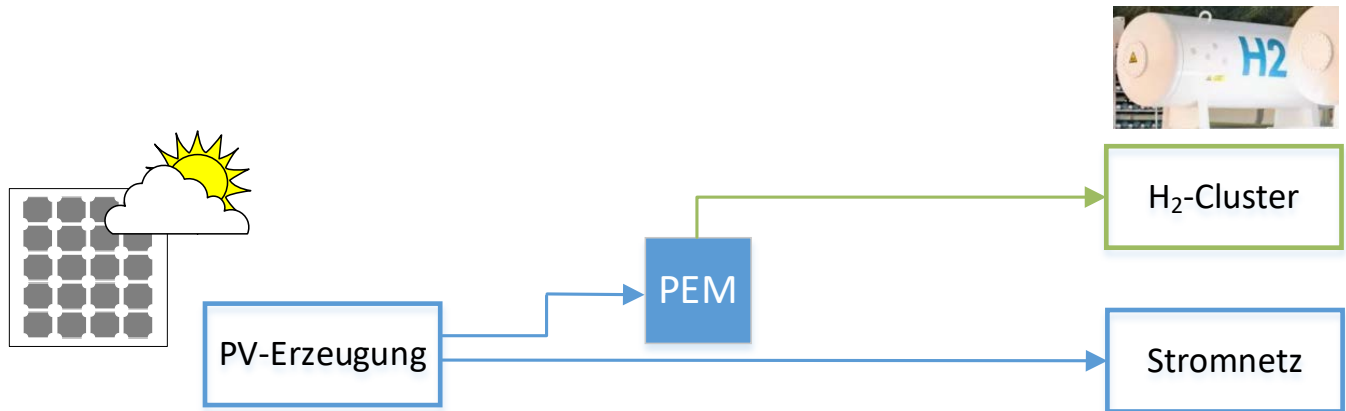


Abbildung 47: Modell für die dyn. Simulation zur Auslegung der Wasserstoff-Produktion aus PV-Strom

Die Modellannahmen beruhen auf einer detaillierteren Recherche zu PEM-Elektrolyseuren und den Angaben des Landwirts zu der zu installierenden PV-Anlage. Die Annahmen für die Modellierung sind in Tabelle 27 zusammengefasst. Zur Bestimmung einer optimalen Elektrolyseurleistung, wurde diese bei der Simulation im Bereich von 10 bis 80 MW_{el} variiert.

Tabelle 27: Annahmen zum PEM-Elektrolyseur und zur PV-Erzeugung

Parameter	Symbol	Wert
Elektrolyseur		
Wirkungsgrad	η	65 %
Modulationsbereich ¹⁵	-	15 bis 100 %
elektrische Leistung	P_{el}	10 bis 80 MW _{el}
PV-Anlage		
Anzahl Panels	-	43.478 (\cong 71.165 m ² Panelfläche)
Panel Typ	-	Trina Solar TSM-PC05 230 W _p
Azimut	-	Süd
Klimadaten	-	Potsdam
Peak-Leistung	P_p	100 MW _p

Im ersten Schritt wurde im Modell versucht, ein Maximum der zur Verfügung stehenden PV-Leistung für die Wasserstoffherzeugung im Elektrolyseur zu nutzen. In diesem Fall wird noch keine Netzdienlichkeit gezielt realisiert. Je nach Größe des eingesetzten und modellierten Elektrolyseurs konnten verschiedene Anteile des PV-Stromes genutzt werden. Kleinere Elektrolyseure können weniger vom Spitzenlaststrom aufnehmen und größere Elektrolyseure müssen in den Morgen- und Abendstunden länger ausgeschaltet bleiben, da der notwendige Mindeststrom (15 % untere Modulationsgrenze) nicht erreicht wird. Mit dem Einsetzen verschieden dimensionierter Elektrolyseure in das Modell, konnte die optimale Auslegungsgröße ermittelt werden.

¹⁵ Der Modulationsbereich (auch Teillastbereich genannt) beschreibt den Bereich, in dem die Leistung bezogen auf die Nennleistung bei Betrieb variiert werden kann.

Im Ergebnis stellte sich heraus, dass ein Elektrolyseur mit 55 MW_{el} installierter Leistung für diesen Betriebsfall bei der zu installierenden PV-Anlage (100 MW_p) die höchste Wasserstoffproduktion über ein Jahr erreicht.

In Abbildung 48 ist der Elektrolyseurbetrieb in einer Detailansicht für zwei Wochen im Sommer (oben) und zwei Wochen im Winter dargestellt. Der überschüssige PV-Strom, der entsteht, wenn die PEM-Anlage noch nicht betrieben werden kann (unter 15 % der Nennleistung) oder bereits voll betrieben wird (bei 100 % Nennleistung), wird ins Netz eingespeist (rote Linie). Die dahinter liegende grüne Linie gibt die Leistung der Elektrolyse an (Aufnahme PV-Strom) und die ganz hinten liegende blaue Linie gibt die Erzeugungsleistung der PV-Anlage an. Im Winterbetrieb (unteres Diagramm) wird an bewölkten Tagen die Mindestleistung des Elektrolyseurs nicht erreicht und der PV-Strom damit eingespeist (rote Linie). An sonnigen Tagen wird die Maximalkapazität des Elektrolyseurs nicht überschritten und damit der komplette PV-Strom in Wasserstoff umgewandelt (grüne Linie).

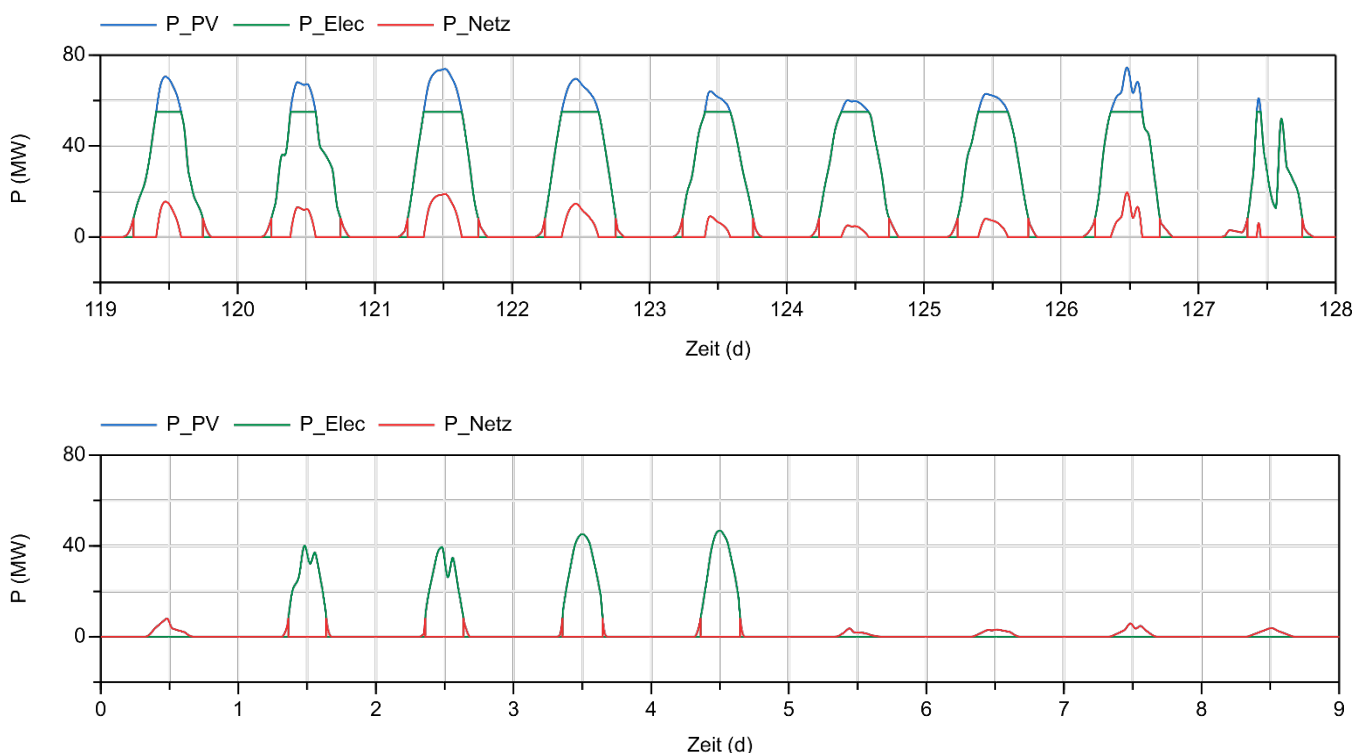


Abbildung 48: PV-Erzeugung, Leistungsaufnahme des 55 MW_{el} PEM-Elektrolyseurs und Netzeinspeisung

Je nach Neigungswinkel der neu installierten PV-Anlage wird über ein Jahr mehr oder weniger PV-Strom zur Verfügung gestellt. In Abbildung 49 ist beispielhaft für einen Neigungswinkel von 20,8° der Jahresverlauf der Elektrolyseurleistung (grün), die PV-Leistung (blau) sowie die resultierende Überschuss-Netzeinspeisung (rot) und im unteren Diagramm der zugehörige Betriebszustand (State of Operation, Abkürzung SOO, 1 = 100 % Elektrolyseleistung) dargestellt.

Es ist ersichtlich, dass der Elektrolyseur an vielen Tagen im Winter nicht betrieben wird, während an den Übergangs- und Sommertagen die Nennleistung erreicht wird. An Übergangs- und Sommertagen mit PV-Leistungen über 55 MW kann nicht die gesamte zur Verfügung stehende PV-Leistung für den Elektrolyseur genutzt werden.

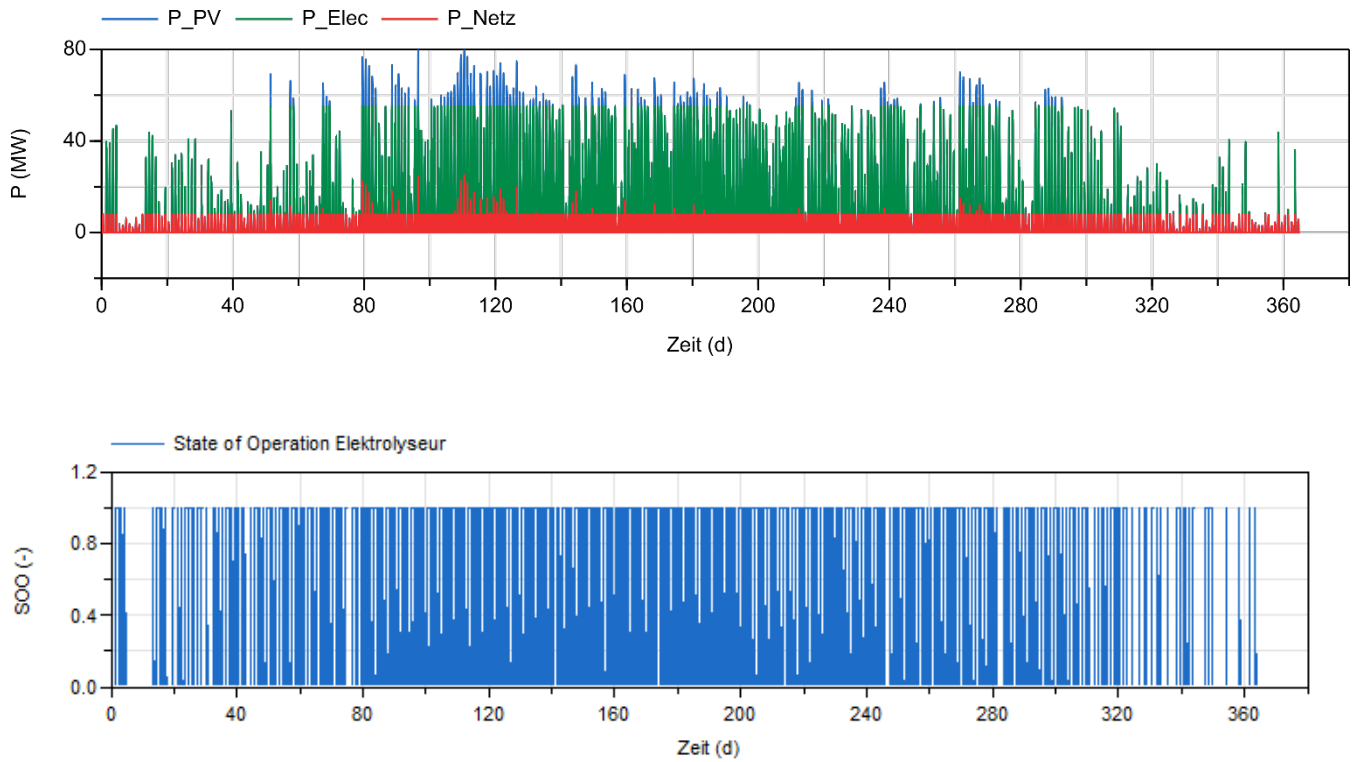


Abbildung 49: PV-Erzeugung und Leistungsaufnahme des 55 MW_{el} PEM-Elektrolyseurs im Jahresverlauf

Tabelle 28 zeigt die berechneten Wasserstoffmengen in Abhängigkeit verschiedener Neigungswinkel der PV-Anlage für den ausgewählten 55 MW_{el} Elektrolyseur. Insgesamt ist der Elektrolyseur für ca. 2.800 h im Jahr in Betrieb (entspricht ~32 % eines Jahres). Mit einem Neigungswinkel der PV-Anlage von 35,8° für die bessere Nutzung der Übergangszeiten kann die größte Laufzeit und damit die maximale Wasserstoffproduktion erzielt werden. Ein geringer Anteil des PV-Stroms von 9 bis 10 % wird ins Netz eingespeist.

Tabelle 28: Betriebszahlen des 55 MW_{el} PEM-Elektrolyseurs bei versch. Neigungswinkeln der PV-Anlage

PV-Betrieb	Neigungswinkel	Laufzeit [h/a]	Laufzeit [%/a]	erzeugte Wasserstoffenergie [MWh]	erzeugte Wasserstoffmenge [t]	Netzeinspeisung PV-Überschuss [MWh]	PV-Stromeinspeisung [%]
optimiert für Winterzeit	50,8°	2.736	31,2	55.060	1.652	9.933	10,4
optimiert für Übergangszeit	35,8°	2.823	32,2	56.890	1.707	9.244	9,6
optimiert für Sommerzeit	20,8°	2.874	32,8	56.480	1.695	8.631	9,0

Im zweiten Modellierungsschritt wurde die Netzdienlichkeit stärker berücksichtigt. Dabei wurde der gleiche Elektrolyseur von 55 MW_{el} angenommen, aber die Randbedingungen für das Ab- und Zuschalten verändert. Abbildung 50 zeigt das erweiterte Modell, das nun auch über eine Li-Ionen-Batterie verfügt, um überschüssigen Strom bedarfsgerechter nutzen zu können.

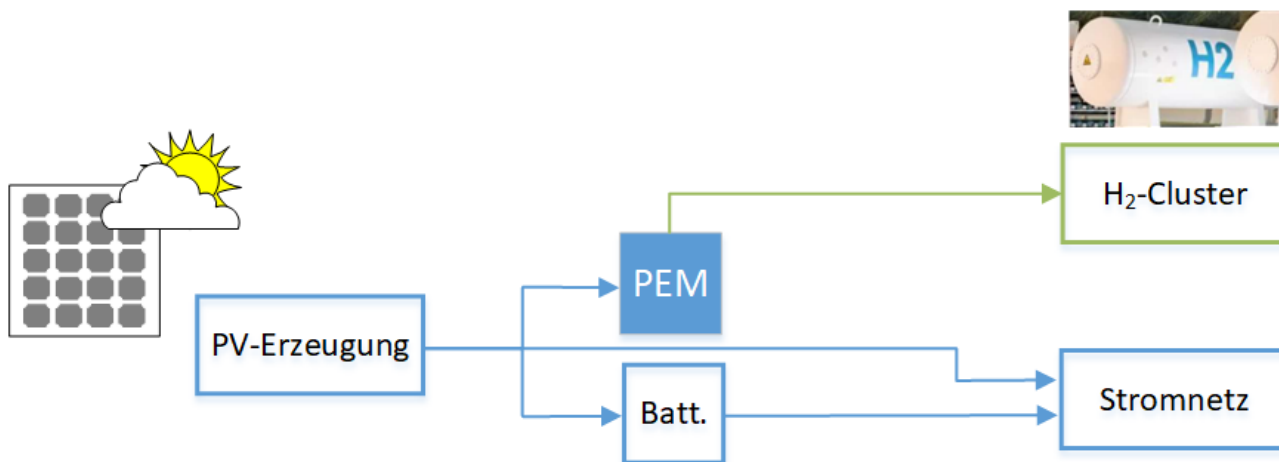


Abbildung 50: Angepasstes Modell für die dyn. Simulation der Wasserstoff-Produktion zur Netzdienlichkeit

Im Modell wurde vereinfacht angenommen, dass die PV-Anlage jeden Tag im Sommer (Mai bis September) von 10.00 bis 16.00 Uhr abgeregelt werden muss, da zukünftig für diese Tageszeiten mit erhöhter PV-Einspeisung im deutschen und europäischen Stromnetz zu rechnen ist. Ein solches Szenario ist volkswirtschaftlich nicht sinnvoll und sollte deshalb beim Ausbau der Netzinfrastruktur sowie der Anpassung der Anreize zum Einsatz von Speichertechnologien vordergründig berücksichtigt werden. Eine Möglichkeit des Ausgleiches wäre die Nutzung des PV-Stromes in diesen Zeiten für den Elektrolyseur, was im Projekt gezielt betrachtet wurde (siehe Leistungsaufnahme des Elektrolyseurs in Abbildung 51 in grün).

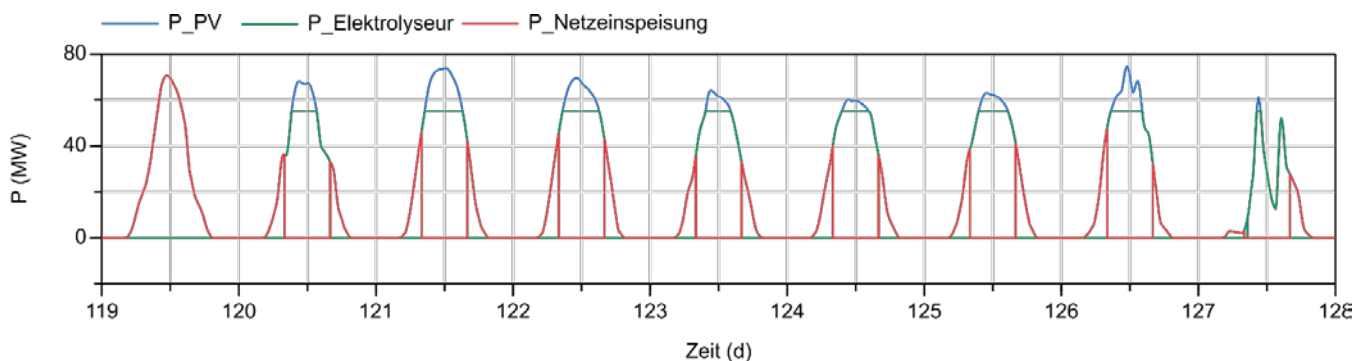


Abbildung 51: 55 MW_{el} Elektrolyseurbetrieb einer Sommerwoche, PV-Strom für den Elektrolyseurbetrieb

Die überschüssige PV-Leistung (vor 10.00 Uhr, nach 16.00 Uhr und die Spitzenlast über 55 MW_{el}) steht für den Eigenbedarf oder eine netzdienliche Einspeisung in das Stromnetz zur Verfügung. Für eine besonders bedarfsgerechte Nutzung wäre eine weitere Zwischenspeicherung in einer Batterie denkbar. Dafür wurde in dem Modell eine Lithium-Ionen-Batterie integriert, welche überschüssige PV-Leistung auf-

nimmt und nach den Abregelungszeiten in das Netz einspeist. In Abbildung 52 ist ersichtlich, dass beispielsweise eine 10 MWh-Batterie einen Teil puffern kann, aber trotzdem ein Anteil an Überproduktion während der Sommertage übrigbleibt (schwarze Linie). Am Ladungszustand (SOC) der Batterie (Abbildung 52 unten) ist zu erkennen, dass innerhalb sehr kurzer Zeit aufgeladen wird und die Abgabe der Energie dann zwischen 16.00 und 10.00 Uhr kontinuierlich erfolgt.

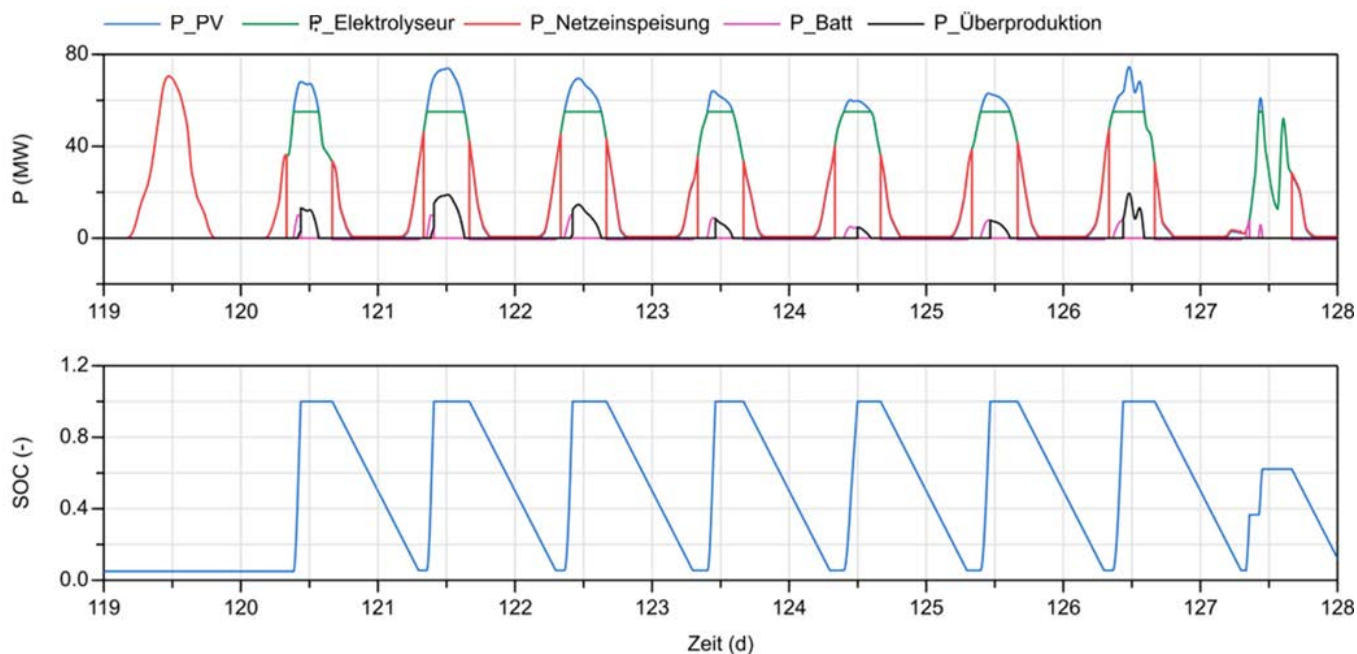


Abbildung 52: 55 MW_{el} Elektrolyseurbetrieb einer Sommerwoche, Einsatz 10 MWh Li-Ionen-Batterie

In einem weiteren Auslegungsbeispiel in Abbildung 53 ist die Batterie mit 100 MWh so ausgelegt, dass sich keine Überproduktion mehr ergibt. Am Ladezustand (SOC) der Batterie ist zu erkennen, dass diese nicht mehr täglich zu 100 % aufgeladen wird und somit die kompletten Überschussmengen aufnehmen kann, welche dann nach 16.00 Uhr eingespeist werden können. Dies ist auch an der teilweise verlängerten roten Linie im oberen Diagramm zu erkennen, welche die längere Einspeisung durch den Einsatz des Batteriespeichers (magentafarbene Linie) verdeutlicht.

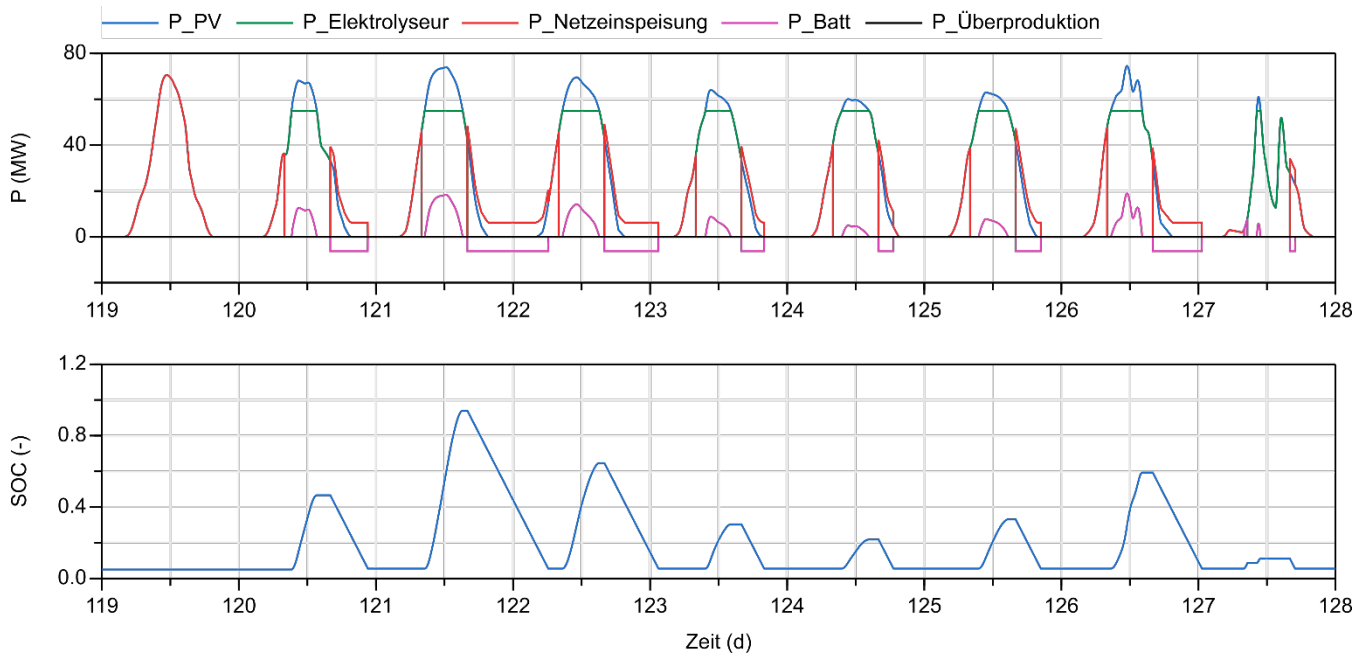


Abbildung 53: 55 MW_{el} Elektrolyseurbetrieb einer Sommerwoche, Einsatz 100 MWh Li-Ionen-Batterie

In dieser Analyse wurde eine vereinfachte Betrachtung vorgenommen. Neben dieser Betrachtung in der Sommerzeit mit hohen PV-Erträgen ist eine Klärung des Einsatzes in der Winterzeit nötig, auch im Hinblick auf das beste Vermarktungskonzept. In Wintermonaten ist generell mit wenigen Abregelungszeiten zu rechnen, dennoch können Stromspitzen von Windkraftanlagen potenziell eine Abregelung von PV-Anlagen hervorrufen.

Generell kann gezeigt werden, dass ein netzdienlicher Betrieb mit einem lastflexiblen PEM-Elektrolyseur durchaus eine realisierbare Möglichkeit darstellt. Weitere technische Randbedingungen für den PEM-Elektrolyseur wie die Laufzeit, Degradationsmechanismen und Teillastwirkungsgrade müssen mit den konkreten Anbietern geklärt werden. Eine weitere Verfeinerung des Modells ist anzustreben.

Auch sollte die Integration der effizienteren Elektrolyseur-Technologie mit einer SOEC nicht unberücksichtigt bleiben. Hier muss anhand des anzustrebenden Geschäftsmodelles und der resultierenden Betriebsweise abgewogen werden, ob eine SOEC in Betracht kommen sollte, vor allem wenn die Abwärme der Betriebe sinnvoll im Sinne der Sektorkopplung am Standort selbst verwertet werden kann.

Mobilitätsbetrachtung

Um eine Substitution des teuren und endlichen Dieseldieselkraftstoffs durch alternative Kraftstoffe zu unterstützen, kann der lokal erzeugte Wasserstoff als Kraftstoff für den landwirtschaftlichen Fuhrpark sowie optional an einer Tankstelle für Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter und die Öffentlichkeit bereitgestellt werden. Nach dem in Abschnitt 3.5 dargestellten Verfahren wurden die täglichen Wasserstoffbedarfe ermittelt, die ggf. in einem Zwischenspeicher gepuffert werden müssen. Vom Betrieb wurde die Einschränkung geäußert, dass nur große Maschinen mit Wasserstoff versorgt werden sollen und die restlichen Maschinen konventionell betrieben werden. Die Zusammensetzung des Fuhrparks ist nicht bekannt, daher wurde davon ausgegangen das 75 % des Dieseldarfs durch Wasserstoff ersetzt werden sollen. Die Abbildung 54 zeigt den für den Fuhrpark und die Tankstelle täglich zu deckenden Wasserstoffbedarf. Er liegt maximal bei 5,3 MWh. Diese Menge sollte im Winter und Sommer täglich zur Verfügung stehen und ggf. in einem Pufferspeicher vorgehalten werden.

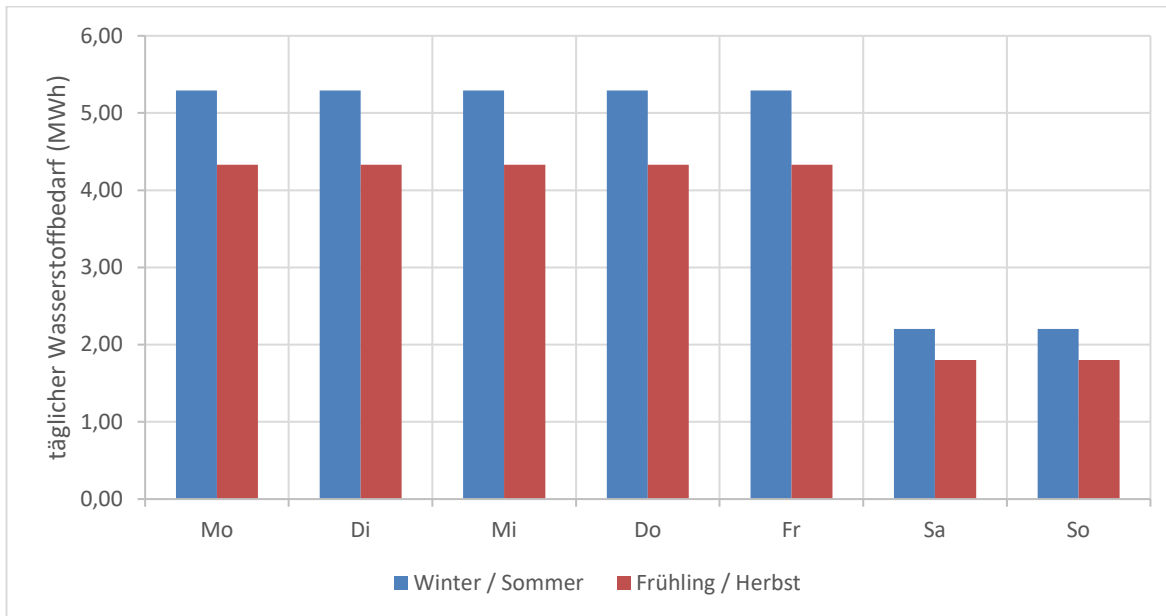


Abbildung 54: täglicher Wasserstoffbedarf Fuhrpark und Tankstelle

Wirtschaftlichkeitsbetrachtung und Umweltauswirkung

Der Zubau einer 55 MW_{el}-Elektrolysestufe ist mit erheblichen Kosten für Investition und Betrieb verbunden. Laut (Kreidelmeyer, 2020) betragen die Investitionskosten 1.610 EUR pro kW_{el} installierter Leistung. Daraus ergibt sich eine Gesamtinvestition von **88,55 Mio EUR** für den Elektrolyseur. Daneben ist für die Produktion von jährlich 1.707 t H₂ eine Menge von 15.157 m³ an reinem Wasser notwendig. Die Kosten dafür fallen allerdings gegenüber den anderen OPEX¹⁶ und CAPEX¹⁷-Kosten weniger ins Gewicht. Für die Versorgung mit Strom wird ausschließlich mit PV-Strom zu einem Gestehungspreis von 8 ct/kWh gerechnet. Eigene Kalkulationen des IKTS zeigen, dass unabhängig vom Strombezug mit Betriebs- und Nebenkosten von 68 EUR pro Jahr und installierter Leistung (pro kW_{el}) zu rechnen ist. Für PEM-Elektrolyse-Stacks wird mit einer hohen Lebenserwartung von 70.000 Betriebsstunden gerechnet. Damit wäre ein Stackwechsel theoretisch erst in 24 Jahren notwendig, weshalb dieser hier nicht berücksichtigt wird.

¹⁶ OPEX (operational expenditure) sind Betriebskosten, die für den laufenden Geschäftsbetrieb aufgewendet werden müssen. Sie fassen die Kosten für die Betriebsbereitschaft und die variablen Betriebskosten zusammen.

¹⁷ CAPEX (capital expenditure) bilden den Teil der fixen Kosten ab, die direkt mit einer Investition in Verbindung stehen.

Tabelle 29: Kostenbetrachtung Wasserstoffelektrolyse

Gesamtinvestition	88.550.000 €
Annuität (15 a, 3 % Zinsen)	7.201.486 €
Stromkosten (PV = 8 ct/kWh)	7.001.846 €
Wartung und Betrieb	3.740.000 €
SUMME Jahreskosten	17.943.332 €
SUMME H ₂ -Produktion	56.890.000 kWh _{H₂}
spezifische H ₂ -Kosten	0,32 €/kWh_{H₂}

Mit 32 ct Gestehungskosten pro kWh untere Heizleistung des Wasserstoffs liegen die ermittelten Kosten im gleichen Bereich, wie die ermittelten Kosten in Abschnitt 4.3.2. Der Wasserstoff stellt damit momentan einen vergleichsweise teuren Kraftstoff oder Energieträger dar, dessen Einsatz nur unter bestimmten Randbedingungen sinnvoll erscheint. Diese Randbedingungen wären entweder besondere Förderbedingungen oder Einsatzbereiche, welche sich nur sehr schwer durch eine reine Elektrifizierung von fossilen Energiequellen ablösen lassen.

Trotz eines vergleichsweise hohen Dieselpreises von 2 EUR/l abzüglich eines Dieselerabattes für landwirtschaftliche Verbraucher von 0,22 EUR/l erhöhen sich die Kraftstoffkosten für den Fuhrpark des Unternehmens bei einer 75 %igen Umstellung von Diesel auf Wasserstoff um ca. 15 % (siehe Tabelle 30). Vor dem Hintergrund der hohen Unsicherheiten im Kraftstoffsektor scheint dies zukünftig eine mögliche Alternative für alle größeren Landmaschinen zu sein, welche aufgrund begrenzter Batteriekapazitäten nicht elektrifiziert werden können. Alle anderen Fahrzeuge sollten elektrifiziert betrieben werden und mit direkter Beladung von PV-Strom (8 ct/kWh) um 80 % günstiger als mit Diesel fahren.

Tabelle 30: Kraftstoffkosten für den Fuhrpark (Diesel vs. Wasserstoff)

Fuhrpark (100 % Diesel)	2.318 MWh/a
Kosten (100 % Diesel (1,78 EUR/l))	426.607 €
Fuhrpark (25 % Diesel)	580 MWh/a
Kosten (25 % Diesel (1,78 EUR/l))	106.743 €
Fuhrpark (75 % Wasserstoff)	1.217 MWh/a
Kosten (75 % Wasserstoff (0,32 EUR/kWh))	383.846 €
Kosten (25 % Diesel + 75 % H₂)	490.590 €

Je nachdem, welcher fossile Energieträger durch den Einsatz des hier produzierten Wasserstoffes ersetzt werden soll, ergeben sich unterschiedliche Einsparpotenziale an Treibhausgasen. Tabelle 31 zeigt die jährlichen CO₂-Einspareffekte, welche durch die PV-Strommenge (87.523 MWh_{el}) oder die daraus gewonnene chemische Energie des Wasserstoffs (56.890 MWh_{H₂}) im Vergleich zum Strom des deutschen Strommixes (2020) oder im Vergleich zum Diesel als Kraftstoff erreicht werden. Dabei zeigt sich, dass mit Direkteinspeisung des PV-Stromes im Jahr 2020 gegenüber dem Strommix deutlich mehr CO₂ eingespart werden kann als über den "Umweg" der Wasserstofferzeugung und Ersatz des Dieselmotorkraftstoffes.

Tabelle 31: CO₂-Einsparung Stromdirektnutzung zu Wasserstoff-Kraftstoffnutzung

PV-Strom zu deutschem Netzstrom (2020)	32.646 t CO ₂ /a
Wasserstoff zu Diesel (Kraftstoff)	8.002 t CO ₂ /a

4.4.2 Methan-Einspeisung in das Hochdruckgasnetz

Auswahlbetrieb 2 betreibt aktuell zwei Biogasanlagen mit einer elektrischen Gesamtleistung von 1.600 kW. Dies entspricht einer stündlichen Rohgasmenge von ca. 720 Nm³. Zukünftig wird diese Menge durch eine erhöhte Fütterung noch etwas gesteigert. Gleichzeitig sollen die bisherige Rohgaslieferung an die Stadtwerke sowie die Deckung des Eigenenergiebedarfes mittels BHKW beibehalten werden, so dass zunächst etwa 250 Nm³/h Rohbiogas (entspricht 500 kW_e) für eine Aufbereitung zu Biomethan verfügbar wären. Perspektivisch wären maximal 500 Nm³/h möglich.

Für die Auslegung einer entsprechenden Gasaufbereitungsstufe dient in erster Linie die stündlich zu verarbeitende Rohgasmenge. Da eine Einspeisung in das Hochdruckgasnetz geplant ist, welche mit Anschluss zu diversen Speichern und potenziellen Verbrauchern praktisch als bedingungsloser Speicher angesehen werden kann. Daher ist keinerlei Flexibilisierung der einzuspeisenden Menge vorzusehen. Es können konstant 250 Nm³/h an Roh-Biogas aufbereitet und die entstehende Methanmenge eingespeist werden. Damit entfällt die Erstellung einer dynamischen Simulation für dieses Anwendungsbeispiel.

Mobilitätsbetrachtung

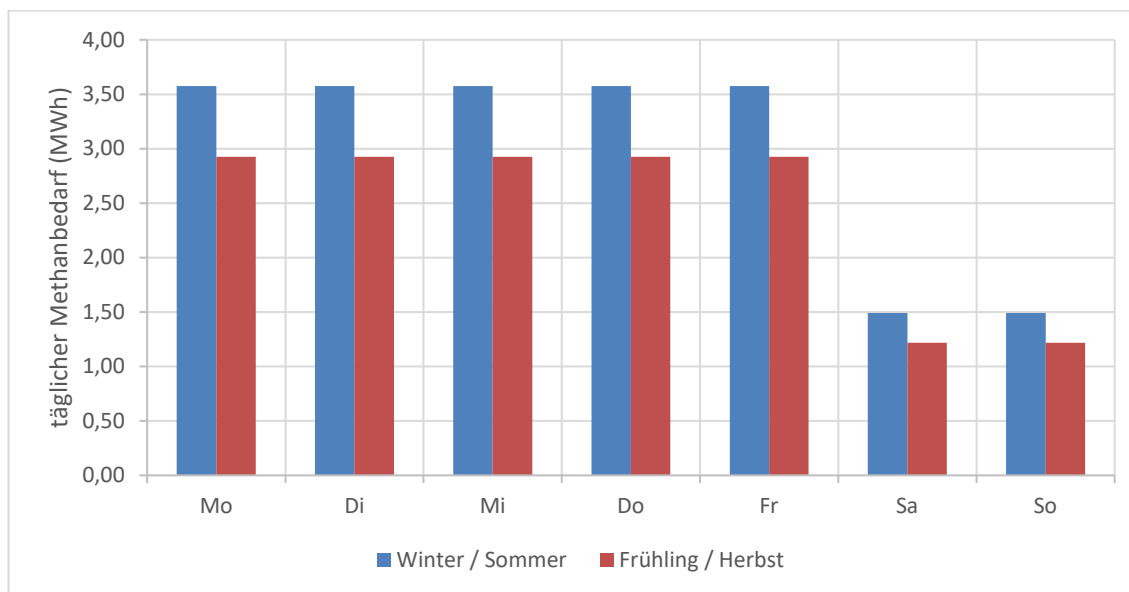


Abbildung 55: Täglicher Methanbedarf Fuhrpark und Tankstelle

Wie im vorherigen Abschnitt 4.4.1 bereits für den Wasserstoff beschrieben, kann auch das lokale erzeugte Methan als Kraftstoff für den landwirtschaftlichen Fuhrpark sowie optional an einer Tankstelle für Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter und die Öffentlichkeit bereitgestellt und somit zur Verkehrswende beigetragen werden. Nach dem in Abschnitt 3.5 dargestellten Verfahren wurden die täglichen CH₄-Bedarfe ermittelt, die ggf. in einem Zwischenspeicher gepuffert werden müssen. Es wird davon ausgegangen, dass der Dieselbedarf zu 50 % durch CH₄ ersetzt wird, da noch nicht für alle Fahrzeugtypen eine äquivalente mit Methan betreibbare Alternative verfügbar ist. Die

Abbildung 55 zeigt den für den Fuhrpark und die Tankstelle täglich zu deckenden Methanbedarf. Er liegt bei maximal 3,6 MWh. Diese Menge sollte im Winter und Sommer täglich zur Verfügung stehen und ggf. in einem Pufferspeicher vorgehalten werden.

Wirtschaftlichkeitsbetrachtung und Umweltauswirkung

Die Betrachtung der Gestehungskosten, bezogen auf den Heizwert von Biogas oder Biomethan, fokussiert nur auf den überschüssigen Anteil von 250 Nm³/h Roh-Biogas. Alle anderen produzierten Biogasmengen werden vor und nach Einführung der Gasaufbereitung gleich verwertet und spielen damit beim Vergleich keine Rolle.

Im Ausgangszustand werden die 250 Nm³/h Roh-Biogas direkt mittels BHKW in Strom und Wärme umgewandelt. Im Mittel aus mehreren Literaturquellen liegt der Erzeugungspreis pro kWh_{el} für größere NaWaRo-Anlagen mit ausgewogenem Gülleanteil bei etwa 15 ct/kWh_{el} (Barchmann, 2021; Hirschl, 2010; FNR, 2022). Wird über einen elektrischen BHKW-Wirkungsgrad von 38 % umgerechnet, so ergibt sich ein brennwertbezogener Gestehungspreis von ca. 6 ct/kWh_{Hs}.

Der Auswahlbetrieb 2 konnte für die geplante Methanaufbereitung eine eigene Kostenkalkulation basierend auf einem konkreten Angebot eines Technologieanbieters bereitstellen (Tabelle 32). Die dort angegebenen Gestehungskosten für das Rohgas waren mit 8,8 ct/kWh_{Hs} höher als die Werte der Literatur. Auch die jährlichen Abschreibungskosten (2,6 ct/kWh_{Hs}) und Betriebskosten (3,0 ct/kWh_{Hs}) liegen deutlich höher als die Werte aus der Literatur (FNR, 2022). In Summe werden 14,5 ct/kWh_{Hs} erhalten, was deutlich über den Werten der Kalkulationen unter 4.3.2 sowie den Werten aus der Literatur (7 bis 11 ct/kWh_{Hs}) liegt (FNR, 2022) (Daniel-Gromke, 2020).

Tabelle 32: Kostenbetrachtung Biomethanaufbereitung (Basis: Angebot Technologieanbieter)

Roh-Biogas-Input	250 Nm ³ /h	
Verlust	1,50 %	
Jährlicher Brennwert	11.506.130 kWh _{Hs} /a	
KOSTEN		
Rohgas-Gestehung	1.021.131 €/a	8,8 ct/ kWh _{Hs} (Betreiberangabe)
Abschreibung Gasaufbereitung	301.037 €/a	Investition: 2.644.950 € (10 a, 3 %)
Strom	96.360 €/a	20 ct/kWh (Schätzung Bezugskosten 2021)
Personal, Instandhaltung	250.000 €/a	
SUMME	1.668.528 €/a	
Spezifische Methankosten	0,145 €/kWh_{Hs}	

Die Kosten für die Mobilität im Ausgangszustand (100 % Diesel) und für eine geplante Umstellung auf 50 % Methan und 50 % Diesel sind auf Basis gleicher Antriebsanforderungen miteinander verglichen worden (Tabelle 33). Aufgrund des geringeren Wirkungsgrades von Methanantrieben (25 % statt 35 %) muss für die gleiche Antriebsleistung mehr chemische Energie in Form von Methan bereitgestellt werden als beim Dieselantrieb.

Tabelle 33: Jährliche Kraftstoffkosten für den Fuhrpark (Diesel vs. Methan)

Fuhrpark (100 % Diesel)	2.318 MWh/a
Kosten (100 % Diesel (1,78 EUR/l))	426.608 €
Fuhrpark (50 % Diesel)	1.159 MWh/a
Kosten (50 % Diesel (1,78 EUR/l))	213.304 €
Fuhrpark (50% Methan)	1.623 MWh/a
Kosten (50% Methan (0,145 EUR/kWh))	235.297 €
Kosten (50 % Diesel + 50 % CH₄)	448.601 €

Im Ergebnis ist die Versorgung des Fuhrparks mit 50 % eigenem Methan auf Basis der vergleichsweise hohen Gestehungskosten von 14,5 ct/kWh_{HS} in der Jahresbilanz um etwa 5 % teurer. Mit verbessertem Wirkungsgrad für die Methan-Antriebsstrecke (z. B. 30 %) sowie niedrigeren Gestehungskosten für Biomethan (z. B. 10 ct/kWh_{HS}) könnten in Summe bereits 18 % an jährlichen Einsparungen im Vergleich zu 100 % Diesel generiert werden. Generell ist die Kostenbilanz für Methan im Mobilitätssektor als positiv zu bewerten, da zukünftig mit weiteren Preissteigerungen im fossilen Kraftstoffmarkt sowie einer zusätzlichen Vergütung für CO₂-Einsparzertifikate zu rechnen ist.

Die Auswirkungen hinsichtlich der Treibhausgasfreisetzung wurden auf Basis der geplanten Rohgasmenge von 250 Nm³/h berechnet und für zwei potenzielle Anwendungsfälle verglichen (Tabelle 34). Der Direktersatz von Erdgas mit aufbereitetem Biomethan kann dabei pro Jahr mit 2.669 t mehr CO₂ einsparen als die Variante, bei welcher Diesel als Treibstoff durch Biomethan ersetzt wird (1.313 t). Durch Erhöhung des Wirkungsgrades von Methanmotoren könnte die Einsparung für die zweite Variante noch etwas erhöht werden.

Tabelle 34: Jährliche THG-Einsparung Biomethan vs. Erdgas oder Diesel-Mobilität für Auswahlbetrieb 2

Rohgasmenge	250 Nm ³ /h
Biomethan Heizwert pro Jahr	11.506.130 kWh _{HS}
Biomethan CO₂-Ausstoß	552 t/a
Erdgas CO₂-Ausstoß	3.222 t/a
CO₂-Einsparung Biomethan vs. Erdgas	2.669 t/a
Dieselheizwert für äquivalente Mobilität	8.218.664 kWh _{HS}
Diesel CO₂-Ausstoß	1.866 t/a
CO₂-Einsparung Biomethan- vs. Dieselmobilität	1.313 t/a

4.4.3 Stromspeicherung und -management für Wind- und PV-Strom mittels NaNiCl₂-Batterie

Beim Auswahlbetrieb 3 sind bereits Windenergie- und PV-Anlagen installiert. Der am Hof bereitgestellte Strom dieser Anlagen wird bislang nur zu einem geringen Anteil selbst verwendet. Gleichzeitig wird für den hofinternen Bedarf Netzstrom bezogen. Um für eine ausgewählte Liegenschaft des Unternehmens unabhängiger von Netzstrom zu werden und den Autarkiegrad zu erhöhen, soll nun ein Batteriespeicher integriert werden.

Dafür stehen mittlerweile neben der weitverbreiteten, aber aus Ressourcengesichtspunkten durchaus zu hinterfragenden, Lithium-Ionen-Batterietechnologie auch auf weniger (sicherheits-)kritischen sowie kostengünstigeren Rohstoffen und Materialien basierende alternative Technologien zur Verfügung. Da es auch das Bestreben des Betriebs ist, einen umweltverträglicheren Batterietyp einzusetzen, wird eine Nat-

rium-Nickelchlorid-Batterie (Na/NiCl₂) als Hochtemperaturbatterie vorgesehen. Die Hochtemperaturbatterie wird in der Modellierung abgebildet und mit Hilfe von Jahressimulationen der Erzeugung und des Verbrauchs von Strom die nötige zu installierende Batteriekapazität ermittelt. Da die Hochtemperaturbatterie bei hohen Betriebstemperaturen um die 300 °C betrieben wird, muss sie entsprechend temperiert bzw. beheizt werden. Bei hoher Energieentnahme kann die Beheizung reduziert werden, da die Verlustwärme des Innenwiderstands die Batterie bereits aufheizt. Die verfügbare Abwärme aus dem BHKW kann perspektivisch genutzt werden, um die Na/NiCl₂-Batterie zu temperieren und Heizleistung einzusparen. Diese Möglichkeit wird in dem Modell jedoch nicht berücksichtigt, da derzeit keine technische Umsetzung am Markt erhältlich ist. Die Heizleistung für die Batteriemodule wird gesondert ermittelt und als weiterer Verbrauch bilanziert, siehe Abbildung 56. Das Batterie Management System (BMS) legt anhand der Be- und Entladegrenzen fest, wie viel der zur Verfügung stehenden elektrische Energie eingespeichert oder wie viel der angefragten elektrischen Energie aus der Batterie ausgespeichert werden kann. Überschüssige Energie wird in das Netz eingespeist, fehlende Energie wird aus dem Stromnetz bezogen.

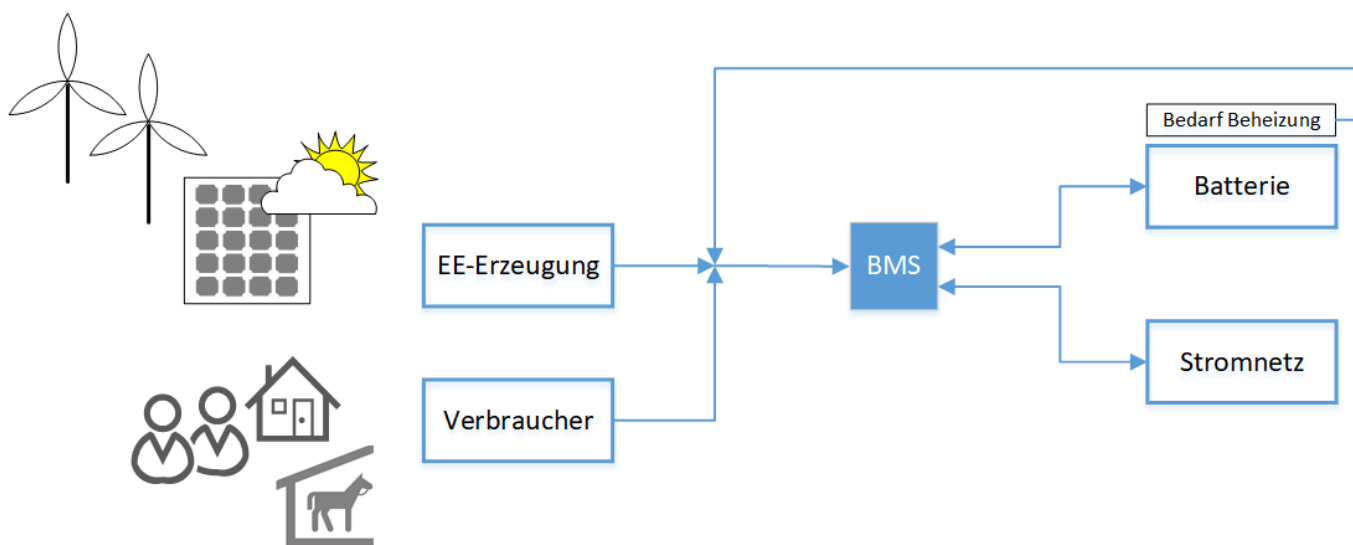


Abbildung 56: Modell für die dynamische Simulation zur Auslegung der Hochtemperatur-Batterie

Wie bereits erwähnt, erfolgt die Dimensionierung der Batteriekapazität durch Analyse der Erzeugungs- und Verbrauchsprofile, die im Folgenden erstellt werden. Anhand der Betriebsdaten von Juni 2021 bis Mai 2022 kann das Erzeugungsprofil aus erneuerbaren Quellen und das Verbrauchsprofil für den Eigenbedarf der betrachteten Liegenschaft generiert werden. Dafür werden die drei installierten Windenergieanlagen mit einer Leistung von 3,5 MW und die vier PV-Anlagen mit einer Spitzenleistung von 706 kWp einbezogen. Das sich ergebende Erzeugungsprofil ist in Abbildung 57 dargestellt. Das BHKW der bestehenden Biogasanlage bleibt bei der Modellierung unberücksichtigt, weil es autark abseits des BMS betrieben wird. Zu erkennen ist die Abnahme der PV-Einspeisung (hellblau) in den Wintermonaten (zwischen Tag 150 und 250 des Betrachtungszeitraums) sowie die erhöhte Windaktivität im selben Zeitraum.

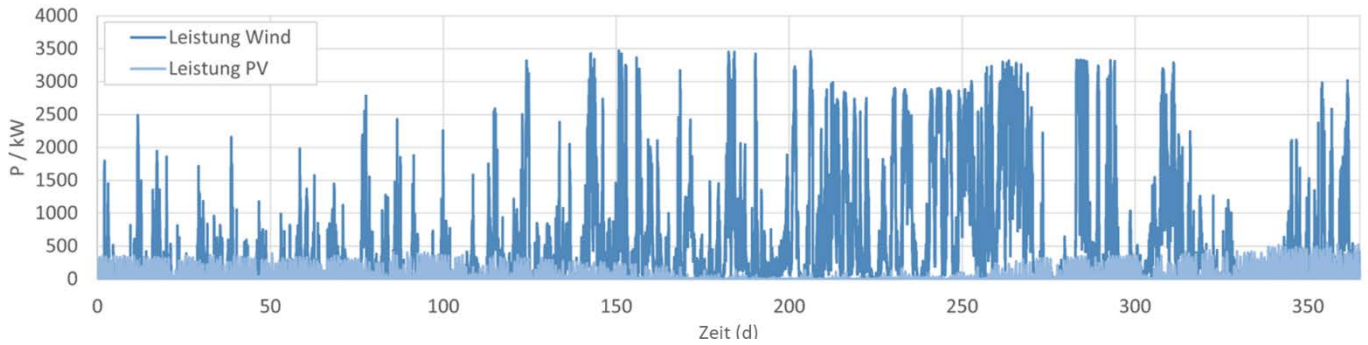


Abbildung 57: Erzeugungprofil des Betriebs B1 Wind- und PV-Anlagen, von Juni 2021 bis Mai 2022

Das Verbrauchsprofil der betrachteten Liegenschaft (siehe Abbildung 58) wird aus dem Netzbezug, dem bisherigen EE-Eigenverbrauch und dem in Abschnitt "Mobilitätsbetrachtung" bestimmten Verbrauch für den teilelektrifizierten Fuhrpark ermittelt. In der Modellierung werden Verbräuche als negative Leistungen bilanziert. Im Vergleich zu den Erzeugungslastspitzen (3.500 kW) sind die Verbrauchslastspitzen um ein Vielfaches geringer (350 kW).

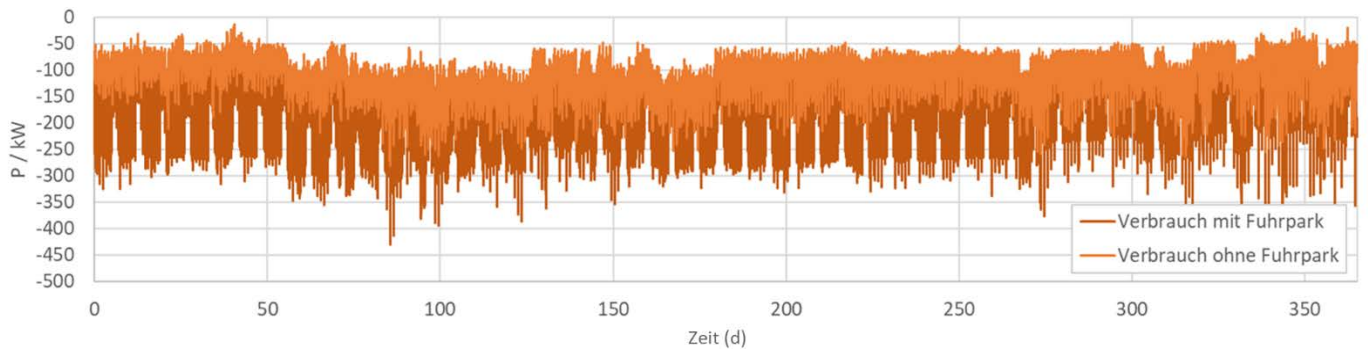


Abbildung 58: Verbrauchsprofil der betrachteten Liegenschaft von Betrieb B1 (Juni 2021 – Mai 2022)

Als Grundlage für die Parameter des Batteriespeichers dienen die Datenblätter der kommerziellen Batteriecontainer von FZSoNick (FZSoNick, 2022), siehe Abbildung 59.



Abbildung 59: Beispiel des kommerziellen Batteriecontainers Energy Spring 164¹⁸

Die Annahmen für die Na/NiCl₂-Batterie sind in folgender Tabelle zusammengefasst. Dabei beschreibt die Lade- bzw. Entladerate das Verhältnis der zuführbaren bzw. aus der Batterie entnehmbaren Leistung zur maximal in der Batterie gespeicherten Energiemenge (Batteriekapazität).

Tabelle 35: Annahmen zum Na/NiCl₂-Batteriespeicher

Parameter	Symbol	Wert
Batteriespeicher		
maximale Laderate (SOC-abhängig)	-	0,5 C
Entladerate	-	0,28 C
minimaler Ladezustand (SOC)	SOC _{min}	0,2
Beheizung je Temperatur der Batterie $P_{\text{Heiz}}/T_{\text{Batt}}$	kA	0,659 W/K
Nennkapazitätsbereich	C _N	0 bis 28,8 MWh

Im Jahresverlauf kann je nach Batteriegröße Strom bzw. Leistung in unterschiedlichen Zeiträumen und Amplituden eingespeichert (rote Linie, positiver Bereich) und ausgespeichert (rote Linie, negativer Bereich) werden, wie in Abbildung 60 exemplarisch für eine 5,8 MWh-Batterie an 14 Tagen im Sommer und Winter dargestellt. Neben diesen Lade- und Entladeleistungen in kW sind in schwarz die EE-Erzeugungsleistung und in violett der Eigenstromverbrauch (negativ aufgetragen) inkl. der Fuhrparkladung dargestellt. Deutlich zu erkennen ist die PV-Erzeugungsleistung im Sommer durch regelmäßige Anstiege der schwarzen Linie. Da für diese Zeiträume der Eigenstrombedarf der Liegenschaft regelmäßig durch die PV-Erzeugung überkompensiert wird, kann häufig die Batterie tagsüber aufgeladen werden. Während der Nacht, wenn ein Großteil des elektrifizierten Fuhrparks geladen wird, kann die Batterie den gespeicherten Sonnenstrom zur Verfügung stellen. Höhere Ausschläge der Erzeugungsleistung im Winter sind durch ein hohes Windaufkommen zu begründen.

¹⁸ Batteriecontainer Energy Spring 164 mit 64 Modulen à 22,5 kWh Na/NiCl₂-Modulen mit einer Gesamtkapazität von 1,4 MWh

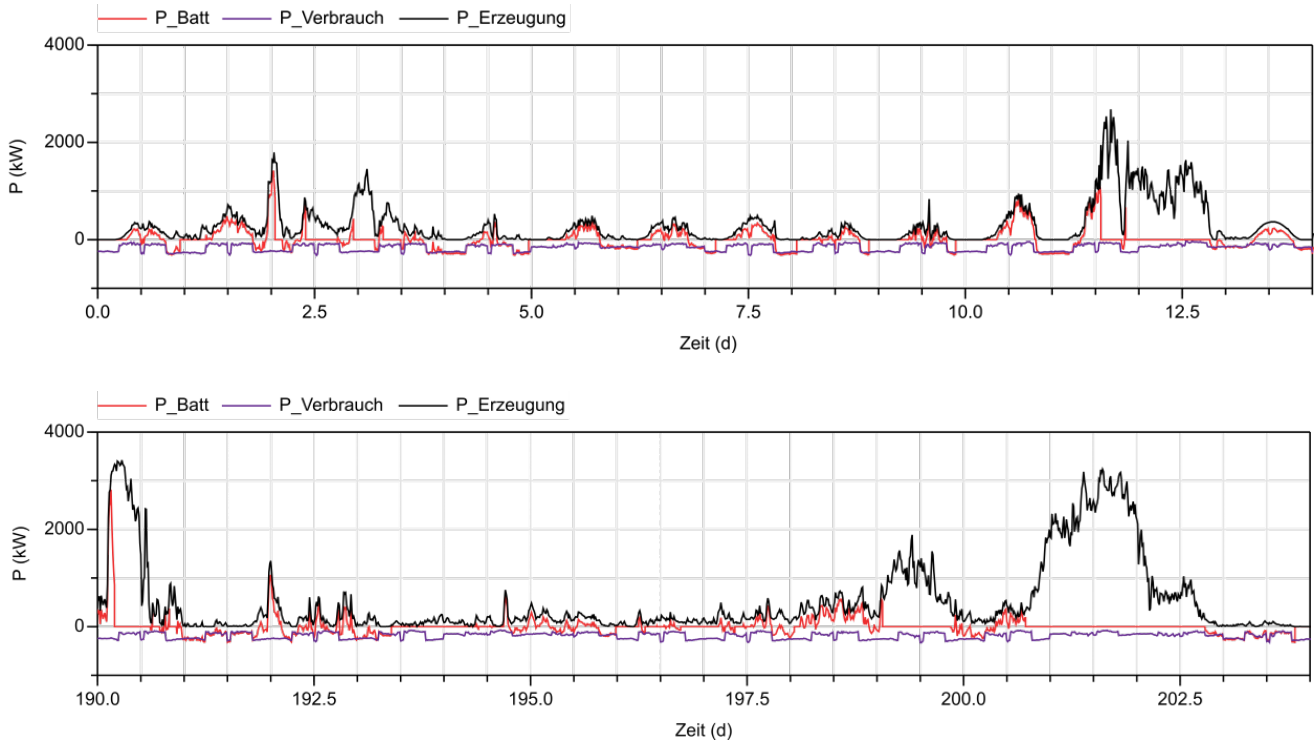
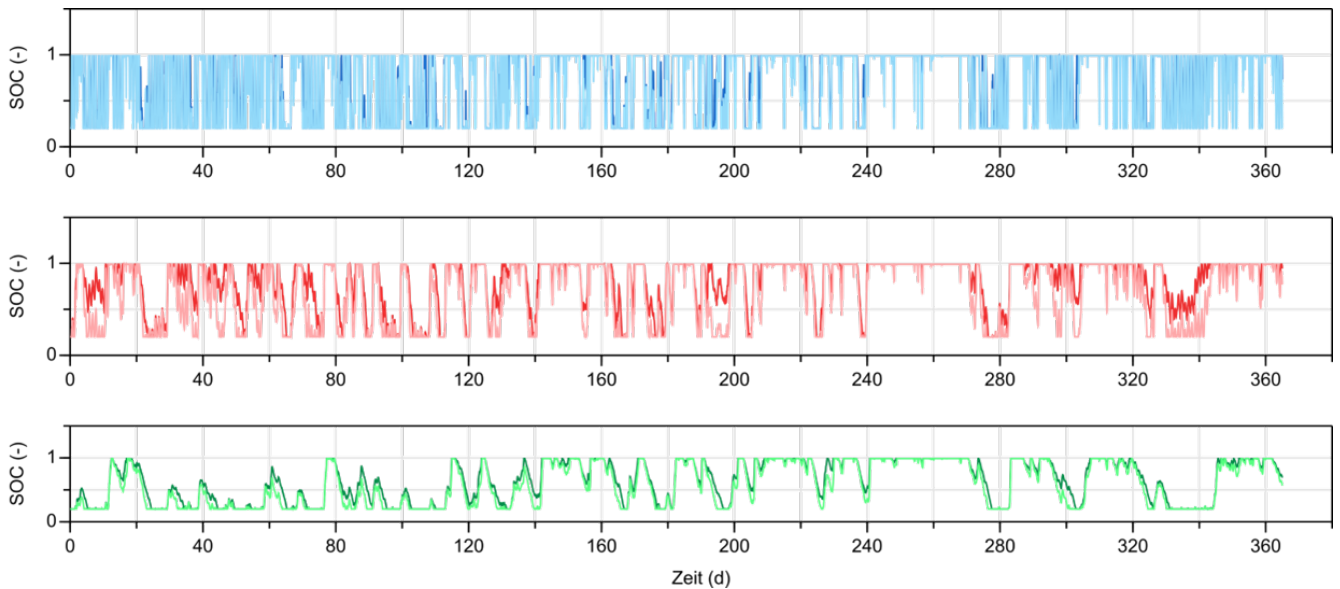


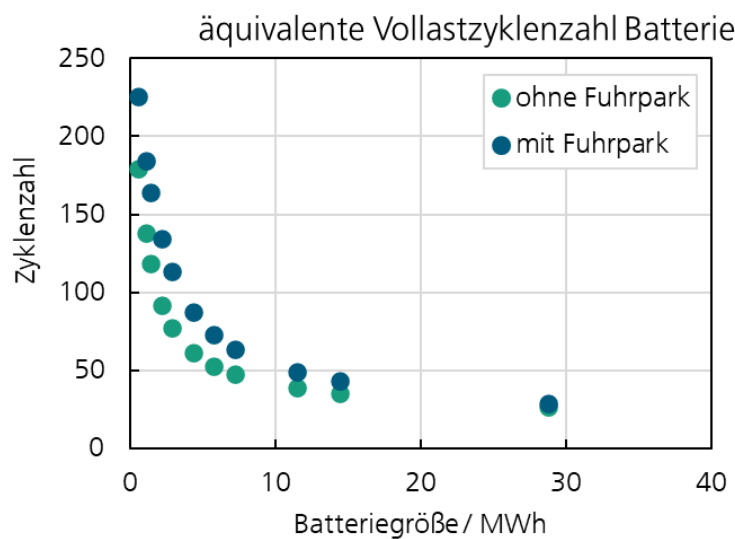
Abbildung 60: Ausschnitt aus dem P-Verlauf bei Einbeziehung einer Batteriekapazität von 5,8 MWh

Für die verschiedenen möglichen Batteriekapazitäten werden unterschiedliche Energiemengen ein- und ausgespeichert. Diese können mit dem Ladezustand der Batteriemodule (State of Charge, Abkürzung SOC) charakterisiert werden. Wie in Abbildung 61 gezeigt, können kleinere Batterien (exemplarisch in blau 22,5 kWh und 24 Module) bereits sehr kleine Überschuss- oder Mangelzeiträume mit vollständiger Be- oder Entladung ausnutzen. Allerdings sind die dabei überbrückten Mangelzeiträume, aufgrund der begrenzten Batteriekapazität, in Summe relativ klein. Große Batterien (wie z. B. in grün für 28,8 MWh und 1.280 Module dargestellt) erreichen seltener einen kompletten Wechsel von voll und leer. Aufgrund von zu kurzen Zeiträumen mit Mangel oder Überschuss bleiben diese Batterien häufiger ohne Ein- oder Auspeisung quasi ungenutzt. Das mittlere SOC-Diagramm für eine 5,8 MWh Batterie bestehend aus 256 Modulen (rot) zeigt eine hochfrequentere Ausnutzung der Batterie. Bei allen Batterietypen und im Besonderen bei den Hochtemperaturbatterien ist von einem Eigenverbrauch für die Aufrechterhaltung der Temperierung auszugehen, der mit der Anzahl von Modulen linear ansteigt. Bei der Entladereaktion der Na/NiCl₂-Batterie entsteht Wärme, die zur Einsparung an notwendiger Heizenergie führt. Aus diesem Grund ist eine hohe Zyklenzahl im Jahresverlauf wichtig, wie sie bei der Installation von 24 Modulen (blau) der Fall wäre. Bei den hohen Investitionskosten sollte eine geringe Nutzung der Speicherkapazität, wie bei 1.280 Modulen (grün) gezeigt, vermieden werden.



**Abbildung 61: Jahresverlauf des Ladezustands verschiedener Anzahl von 22,5 kWh Batterie-
modulen¹⁹**

Die unterschiedliche Betriebscharakteristik bei unterschiedlich großen Batterien lässt sich mit der Ermittlung der äquivalenten Volllastzyklen pro Jahr darstellen, siehe Abbildung 62. Ein Volllastzyklus umfasst eine vollständige Be- und Entladung der Batterie. Die Volllastzyklenzahl nimmt mit steigender Batteriekapazität ab. Bei Batteriekapazitäten > 10 MWh ergeben sich lediglich 50 Volllastzyklen und weniger im Jahr, was eine zu geringe Auslastung der Batterie darstellt und somit die hohen Investitionskosten nicht rechtfertigt.



**Abbildung 62: äquivalente Volllastzyklenzahl verschiedener Batteriekapazitäten mit und ohne
Fuhrpark**

¹⁹ 24 Module entsprechen einer Kapazität 540 kWh (blau), 256 Module 5,8 MWh (rot) und 1.280 Module 28,8 MWh (grün); hellere Linien kennzeichnen die Einbeziehung des Fuhrparks; Datensatz von Juni 2022 bis Mai 2023

Dieser Zusammenhang zeigt sich besonders bei der Betrachtung des Autarkiegrads für die verschiedenen Batteriekapazitäten, der folgendermaßen definiert ist:

$$Aut = 1 - \frac{Netzbezug}{Verbrauch}$$

Ohne Einbeziehung des Fuhrparks kann die Autarkie bei einer Batteriekapazität von 2,88 MWh (entspricht zwei Energy Spring 164 Containern) von den jetzigen 76,5 % um 16,8 %-Punkte verbessert werden (auf 93,3 %), siehe Abbildung 63. Sollte die Teilelektrifizierung des Fuhrparks umgesetzt werden, ergibt sich mit den jetzt installierten Erzeugungsanlagen ein geringer Autarkiegrad von 66,7 %, der mit Hilfe von Batteriemodulen ähnlich erhöht werden könnte. Um generell zu einem höheren Autarkiegrad zu kommen, müssten die Verhältnisse von Erzeuger- und Verbraucherleistungen angepasst werden.

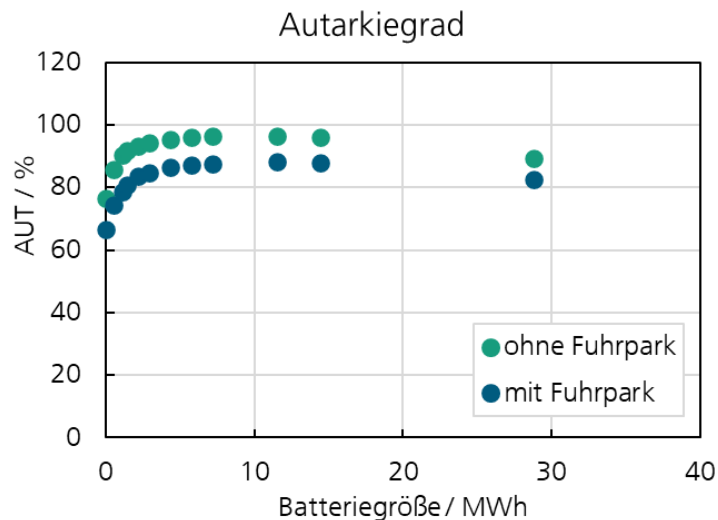


Abbildung 63: Autarkiegrad bei verschiedenen Batteriekapazitäten mit und ohne Fuhrpark

Der Einfluss des linear ansteigenden Eigenverbrauchs der Batteriemodule für die Temperierung zeigt sich im Abfall der Kurve bei größeren Batteriekapazitäten. In diesen Fällen steht die Batterie über längere Zeit be- oder entladen. In diesen Zeiten wird die Nutzung der Erneuerbaren Energien nicht erhöht, während dauerhaft die Heizleistung aufgewendet werden muss. Könnte die Heizleistung der Batteriemodule durch eine Wärmeeinkopplung verringert werden, ist ein höherer Autarkiegrad zu erreichen und der Abfall des Autarkiegrads bei höheren Batteriekapazitäten würde geringer ausfallen. Die Einkopplung von Abwärme für die Temperierung der Hochtemperaturbatterie erscheint als eine sinnvolle Kopplung, da überschüssige Wärme an den meisten hier untersuchten landwirtschaftlichen Höfen zur Verfügung steht. Hierfür sollten perspektivisch technische Lösungen entwickelt werden.

Für den hier dargestellten Fall wird eine Batteriekapazität von 2,88 MWh empfohlen. Dafür müssten zwei der in Abbildung 59 dargestellten Container installiert werden.

Wirtschaftlichkeitsbetrachtung und Umweltauswirkung

Für die Bewertung der Wirtschaftlichkeit bei der Einführung eines Na/NiCl₂-Speichers mit einer Kapazität von 2,88 MWh wurden zwei Hauptszenarien gegenübergestellt. Sowohl im IST-Zustand (ohne Batterie) als auch im SOLL-Zustand (mit Batterie) wurde ausschließlich die Erlösseite aus dem Verkauf und der Eigennutzung von Strom aus der vorhandenen PV-Anlage (706 kWp) und den vorhandenen Windkraftanlagen (3,5 MW) betrachtet.

Zur Vereinfachung der Berechnung wurde angenommen, dass sowohl PV- als auch Windkraft-Strom für durchschnittlich 8 ct/kWh verkauft werden kann. Weiterhin wurde angenommen, dass der Strombezug aus dem Stromnetz mit 20 ct/kWh bezahlt werden muss. Jede kWh, welche aus den eigenen Erzeugungsanlagen genutzt werden kann, spart damit gegenüber dem Netzbezug 12 ct. Je nach Autarkiegrad (Anteil der Eigenversorgung durch Erneuerbare Quellen) ergeben sich für den Jahresenergiebedarf und den Jahresenergieverkauf die in Tabelle 36 und Tabelle 37 angegebenen Erlöse. Dabei wurde noch unterschieden in die Variante ohne und mit teilelektrifiziertem Fuhrpark.

Aufgrund der vergleichsweise hohen installierten Leistung von PV- und Windkraftanlagen kann laut Jahressimulation bereits über 76 % des Strombedarfes im IST-Zustand gedeckt werden. Wird noch der elektrifizierte Fuhrpark mit angesetzt, so liegt der Autarkiegrad bei knapp 67 % (vgl. Tabelle 36).

Tabelle 36: Energie- und Erlösbilanz im IST-Zustand (ohne Batterie)

IST-Zustand	ohne Fuhrpark	mit Fuhrpark
Energiebedarf	955,2 MWh	1.519,4 MWh
Autarkiegrad	76,5 %	66,7 %
Jahreserlös Verkauf (PV + Wind)	346.448,72 €	323.831,96 €
jährliche Einsparung durch Eigenverbrauch	87.690,11 €	121.615,26 €
SUMME (Erlös)	434.138,84 €	445.447,22 €

Durch die Einführung des Batteriespeichers können die Autarkiegrade um etwa 17 %-Punkte erhöht werden (vgl. Tabelle 37). Dabei wird etwas weniger Wind- und PV-Strom verkauft, welcher aber auf der anderen Seite für den Eigenverbrauch verwendet wird und somit gegenüber dem IST-Zustand mehr Kosten eingespart werden können.

Tabelle 37: Energie- und Erlösbilanz im SOLL-Zustand (mit Batterie)

SOLL-Zustand	ohne Fuhrpark	mit Fuhrpark
Energiebedarf	955,2 MWh	1.519,4 MWh
Autarkiegrad	93,3 %	83,3 %
Jahreserlös Verkauf (PV + Wind)	333.610 €/a	303.654 €/a
jährliche Einsparung durch Eigenverbrauch	106.947 €/a	151.882 €/a
SUMME (Erlös)	440.558 €/a	455.536 €/a
jährlicher Vorteil gg. IST-Zustand	6.419 €/a	10.089 €/a

Allerdings fällt die jährliche Einsparung gegenüber dem IST-Zustand mit 6.419 EUR (ohne Fuhrpark) und 10.089 EUR (mit Fuhrpark) sehr gering aus. Diesen geringen Einsparungen stehen folgende Kosten für die Installation und den Betrieb des Na/NiCl₂-Speichers gegenüber (Tabelle 38).

Tabelle 38: Invest- und Jahreskosten für den Na/NiCl₂-Speicher

Gesamt-Investition (2,88 MWh)	1.440.000 €
Annuität (15 a, 3 % Zinsen)	117.110 €/a
Wartung (5 %, der Annuität)	5.856 €/a
Beheizung der Batterie	15.183 €/a
SUMME-Jahreskosten	138.149 €/a

Es wird ersichtlich, dass die Kosten deutlich über den Einsparungen liegen und die Einbindung eines Speichers unter den gewählten Randbedingungen nicht wirtschaftlich darstellbar ist. Wird die Preisdifferenz zwischen Netzstrom und selbst erzeugtem erneuerbaren Strom in Zukunft größer, so steigt auch der Erlösvorteil durch die Einführung eines Speichers. In Abbildung 64 sind die Mehrerlöse in Abhängigkeit vom Preis für Netzstrom dargestellt. Es zeigt sich, dass für die hier durchgeführte Autarkiesteigerung von nur 17 %-Punkten deutlich höhere Erlöse generiert werden können, wenn die Strompreise insgesamt steigen. Auf der anderen Seite wären die Erlöse auch dann besser, wenn im IST-Zustand nicht bereits ein so hoher Autarkiegrad erreicht würde, wie im hier gewählten Anwendungsbeispiel.

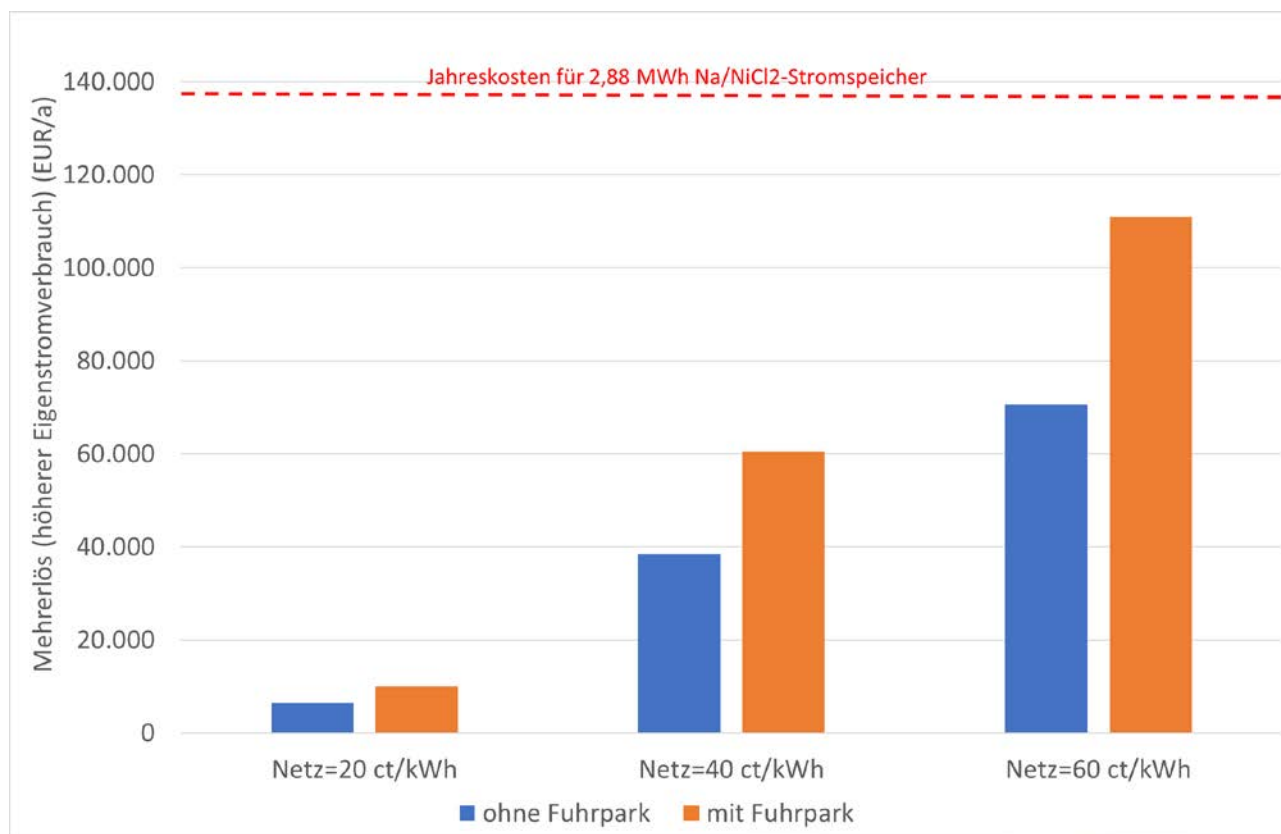


Abbildung 64: Mehrerlöse durch Batteriespeicher für verschiedene Preise im Stromnetz

Zu den Umweltauswirkungen bleibt festzuhalten, dass der Einsatz von Energiespeichern bilanziell keine signifikante Auswirkung auf eine Treibhausgasreduktion hat, solange dieser die Energie nur anders verteilt. Im hier gewählten Beispiel werden die Energiemengen, welche zusätzlich im Betrieb verbraucht werden, dann nicht ins Stromnetz eingespeist und fehlen in der globalen Bilanz dann dort. **Ein theoretischer Nutzen wäre nur dann erreicht, wenn durch die Speichernutzung eine Abriegelung von erneuerbaren Erzeugungsanlagen vermindert wird.**

Mobilitätsbetrachtung

Um Erzeugung und Verbrauch dicht zusammen zu bringen und die Verkehrswende zu unterstützen, eignet sich die Elektrifizierung des landwirtschaftlichen Fuhrparks sowie optional die Bereitstellung von Ladeinfrastruktur für Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter und die Öffentlichkeit. Nach dem in Abschnitt 3.5 dargestellten Verfahren wurde der wöchentliche Verlauf des Strombedarfs in 15 Minuten Auflösung ermittelt. Vom Betrieb wurde die Einschränkung geäußert, dass die Feldarbeit zunächst nicht elektrifiziert werden soll, weshalb sie hier nicht berücksichtigt ist. Die Abbildung 65 und Abbildung 66 zeigen die zu deckenden Strombedarfe für den Fuhrpark und die Tankstelle in Viertelstunden-Auflösung. Der maximale durchschnittliche Strombedarf innerhalb eines 12 h Zeitfensters für das Beladen pro Tag liegt in einer Winter- oder Sommerwoche bei 170 kW.

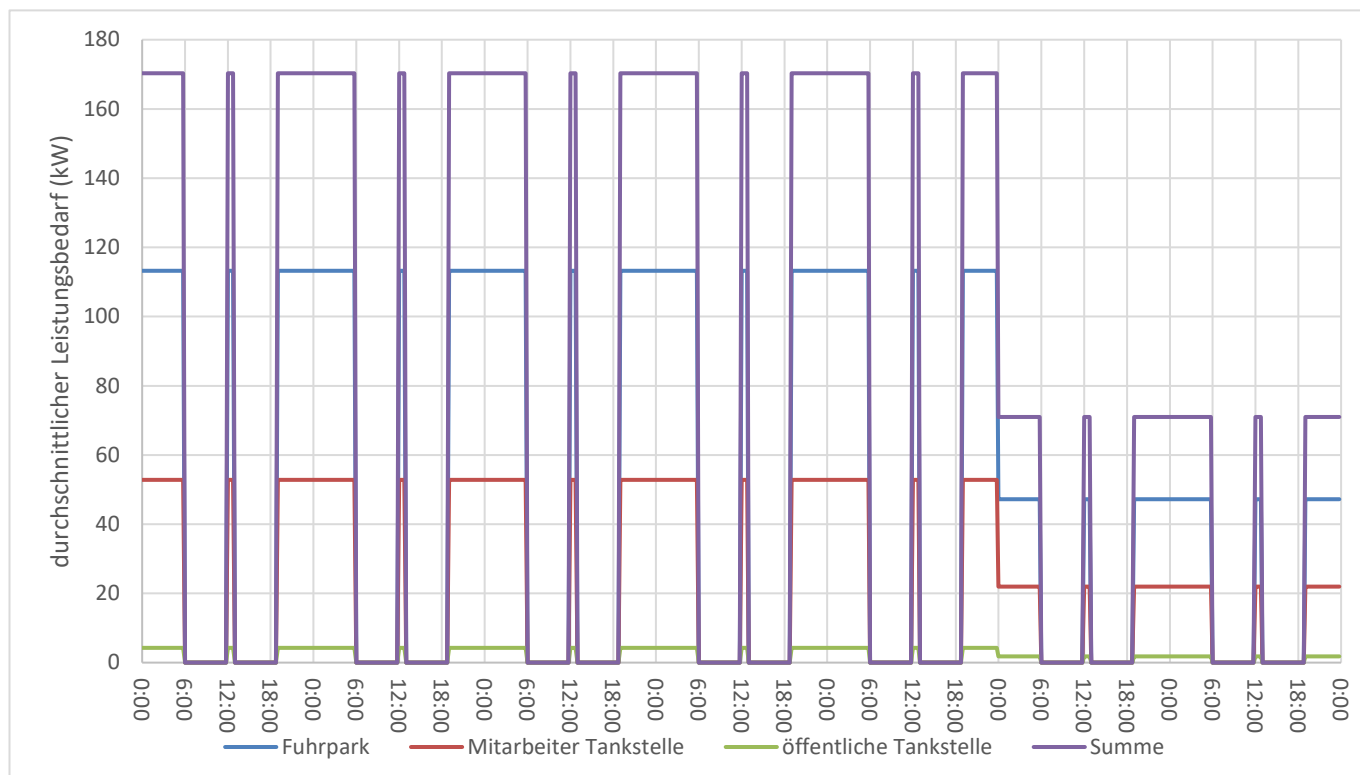


Abbildung 65: Strombedarf Fuhrpark und Ladepunkt Tankstelle in einer Sommer- bzw. Winterwoche

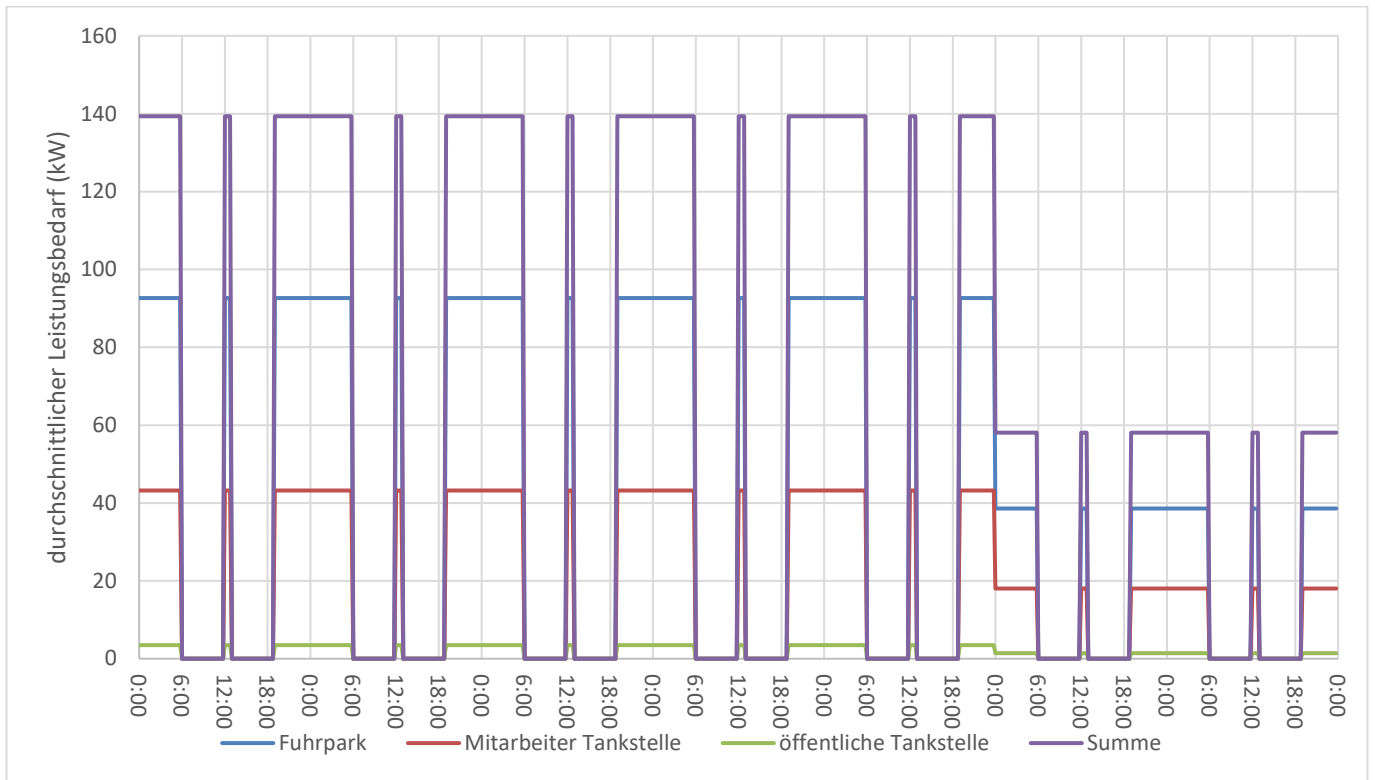


Abbildung 66: Strombedarf Fuhrpark und Ladepunkt Tankstelle in einer Frühlings- oder Herbstwoche

5 Literaturverzeichnis

- BARCHMANN, T. e. (2021). *Biogas-Messprogramm III*. Gülzow: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR).
- BÖNNIGHAUSEN, D. (2016). *electrive.net*. Abgerufen am 29. Januar 2021 von <https://www.electrive.net/2016/12/06/john-deere-zeigt-mit-sesam-einen-elektrischen-traktor/>
- Bundesministerium für Justiz. (2022). *Energiesteuergesetz (EnergieStG) § 57 Steuerentlastung für Betriebe der Land- und Forstwirtschaft*.
- DANIEL-GROMKE, J. e. (2020). *Opitonen für Biogas-Bestandsanlagen bis 2030 aus ökonomischer und energiewirtschaftlicher Sicht*. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt.
- DREES, T., DEDERICHS, T., MEINECKE, M., & DOLAK, A. (2022). Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023 - Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. *Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023 - Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber*. Abgerufen am 12. 04 2022
- ecoinvent. (2021). ecoinvent v3.8.
- FNR. (2022). *Basisdaten Bioenergie Deutschland 2022*. Gülzow: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.
- FZSoNick. (22. 09 2022). *www.fzsonick.com*. Von <https://www.fzsonick.com/applications/industrial-energy-storage> abgerufen
- HIRSCHL, B. e. (2010). *Kommunale Wertschöpfung durch Erneuerbare Energien*. Berlin: Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW).
- KASTEN, P., MOTTSCHALL, M., KÖPPEL, W., DEGÜNTHER, C., SCHMIED, M., & WÜTHRICH, P. (2015). *Erarbeitung einer fachlichen Strategie zur Energieversorgung des Verkehrs bis zum Jahr 2050*. Umweltbundesamt.
- KIRK, E., & FRIEDHEIM, D. (2017). *Durchschnittliche Pkw-Fahrleistung 2016 nach Bundesland, Alter und Geschlecht des Versicherungsnehmers*. Abgerufen am 28. Juli 2021 von https://www.check24.de/files/p/2017/d/5/8/10635-2017_02_07_check24_praesentation_fahrleistung_bundesland.pdf
- KREIDELMEYER, S. e. (2020). *Kosten und Transformationspfade für strombasierte Energieträger. Prognos-Studie im Auftrag des BMWi*.
- KTBL. (2021). *KTBL-Leistungs-Kostenrechnung Pflanzenbau*. (K. f. Landwirtschaft, Herausgeber) Abgerufen am 10. Februar 2021 von <https://daten.ktbl.de/dslkrpflanze>
- LÜLFS-BADEN, F., BARRETT, S., SCHULZE HÖPING, M., & STAHL, H. (2020). Situation der Bodenbearbeitung in Sachsen. *Schriftreihe des LfULG, Heft 5/2020*.
- NYTSCH-GEUSEN, C., HUBER, J., LJUBIJANKIC, M., & RÄDLER, J. (2012). Modelica BuildingSystems – eine Modellbibliothek zur Simulation komplexer energietechnischer Gebäudesysteme. *Proceedings of BS2012: Fourth German-Austrian IBPSA Conference* (S. 271-278). Berlin: International Building Performance Simulation Association.
- REMMELE, R., ECKEL, H., PICKEL, P., RATHBAUER, J., REINHOLD, G., STIRNIMANN, R., UPPENKAMP, N. (2020). *Alternative Antriebssysteme für Landmaschinen*. Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft.
- SCHMITT, N., APFELBACHER, A., JÄGER, N., DASCHNER, R., & STENZEL, F. (2019). Thermo-chemical conversion of biomass and upgrading to biofuel: The Thmero-Catalytica Reforming process – A review. *Biofuels Bioproducts & Biorefining*, 822-837.

- SMUL. (2018). *Landwirtschaft in Sachsen - Statistik, Schlaggrößen, Betriebsgrößen, landwirtschaftlich genutzte Fläche*. (S. S. Landwirtschaft, Hrsg.) Abgerufen am 09. Februar 2021 von <https://kleineanfragen.de/sachsen/6/13998-landwirtschaft-in-sachsen-statistik-schlaggroessen-betriebsgroessen-landwirtschaftlich-genutzte-flaeche>
- Soletrac. (2022). Abgerufen am 15. Februar 2022 von <https://soletrac.com/e70n-electric-tractor>
- TFZ-Bayern. (2022). *Technologie- und Förderzentrum im Kompetenzzentrum für Nachwachsende Rohstoffe*. Von <https://www.tfz.bayern.de/festbrennstoffe/brennstoffe/035110/index.php> abgerufen
- Trends der Zukunft. (2021). *Trends der Zukunft*. Abgerufen am 28. Februar 2022 von <https://www.trendsderzukunft.de/guenstiger-als-erwartet-das-kostet-der-e-lkw-von-tesla/>
- UBA. (2021). *Kraftstoffverbrauch*. (Umweltbundesamt, Hrsg.) Abgerufen am 28. Juli 2021 von <https://www.umweltbundesamt.de/daten/verkehr/kraftstoffe>
- VitiBot. (2021). *vitibot.fr*. Abgerufen am 26. Januar 2021 von <https://vitibot.fr/vineyards-robots-bakus/vineyard-robot-bakus-l/?lang=en>

6 Anhang

Technologierecherche/-matrix

Auszüge aus den Tabellen zur Technologierecherche. Weitere Bewertungsgrößen sind auf Anfrage erhältlich.

Energie-träger	Technologie		Produkt			Voraussetzungen				technisch-ökonomische Grenzwerte								
			Strom	Wärme	X	Fläche / Lage	Geräte/Anlagen/ Medien	Rechtliches	Fachpersonal	Charakteristika	el./th Nutzleistung [kW]	η_{el}/th	Volllaststun	Wartungs-aufwand	TRL			
Biomasse (Gülle, Reststoffe, NawaRo o.ä.)	Biogasanlage + BHKW		X	X	Gärreste	evtl. Acker für Energiepflanzen	Viehhaltung für Gülle	BimSchG, TRAS 120	nein	75 - 3000 kW _{el} ¹¹ 75 - 3000 kW _{th} ¹¹	el: 19-26% th: 17-24%	8000		9				
	Biomethan- Anlage	Gesamte Kette (BGA+CO ₂ -Abtr.)							Methan (Gasnetz, Kraftstoff)	ja		350 - 1000 Nm ³ /h 1300 - 3500 kW _{el} ¹³				9		
		Aminwäsche											1,2 bar, 500 - 2000 m ³ /h, bis 180 °C, H ₂ S muss vorher raus				9	
		Druckwasserwäsch											6-12 bar, 500 - 2000 m ³ /h, 40 °C, H ₂ S wird simultan entfernt					9
		Druckwechsel-Ads											4-10 bar, 500 - 2000 m ³ /h, bis 20 °C, H ₂ S muss vorher raus					9
		Polyglycolwäsche											4-8 bar, 500 - 2000 m ³ /h, 55-80 °C, H ₂ S muss nicht vorher entfernt werden					9
		Membrantrenn.											bis 36 bar, 150 - 1500 m ³ /h, H ₂ S möglichst vorher entfernen ¹⁹					8
	Vergasung + Gasmotor		X	X	Kraftstoff, Synthese-gas				Getreidereste, Gärreste			evtl. Teerbildung	-5000 ⁵				7	
Pyrolyse			X	Koks, Gas, Öl	Ebene, gut zugängliche Fläche								9					
Holz (HHS, Pellets, Scheitholz, KUP)	Verbren- nung	Ofen		X	Nutzbarer Wald			manuelle Bestückung			>70%	1500- 2500h/a ⁴		9				
		HHS-/Peltekessel		X		Wärmespeicher		autom. Bestückung, regelmäßige Reinigung	-/6-64 ¹⁸	90% ¹⁸	1500- 2500h/a		9					
	Vergasung			X		Syn-Gas	Wärmespeicher		Bestückung?	-/18-170 ¹⁷	90% ¹⁷	1500- 2500h/a		9				
	Vergasung + Gasmotor		X	X			spez. BHKW		evtl. Teerbildung	bis 5000 ⁵ 50 - 165 _{el} ²¹	25-30% / 47-55%	bis 8000		9				

Sonne	Photovoltaik		X			schattenfreie Lage auf Dächern, Freiflächen	evtl. Batterie, Back-up-Versorgung			HV-Fachkraft	- PV-Ertragsminderung durch erhöhte Straub- und Partikelbelastung beobachten und evtl. durch Reinigung beheben	1-6500 ⁴	13% ⁴	800-1020 h/a ⁹ (1000-1300 kWh/m ² a ¹⁷)	9	
	Solarthermie	Flachkollektoren		X		günstige, schattenfreie Lage auf Dächern o. Freiflächen	Pufferspeicher, Back-up-Versorgung						2-100 ⁴	50% ⁴		9
		Vakuumröhrenkollektoren		X												
		Parabolrinnenkollektoren		X												
		Solartürme		X		Freifläche							5-5000 ⁴	80-85% ⁴		8
																7

Energie-träger	Technologie	Produkt			Voraussetzungen				technisch-ökonomische Grenzwerte																	
		Strom	Wärme	X	Fläche / Lage	Geräte/Anlagen/ Medien	Rechtliches	Fachpersonal	Charakteristika	el./th Nutzleistung [kW]	η_{el}/th	Volllaststun	Wartungs-aufwand	TRL												
Wasser	(Klein-)Laufwasserkraftwerk (Nieder- oder Mitteldruck)	X			Fluss in Nähe		Wasserrechtsverfahren ²					70% ⁹	4500-6500 h/a ⁹		9											
	Pumpspeicherkraftwerk	X			Gefälle										9											
	Meereskraftwerk	X													7											
Wind	Widerstandsläufer	X			exponierte Lage des Hofes	Verankerung/ tiefbauliche Ertüchtigung (Fundament)									9											
	Auftriebsläufer	X															300-3000 ⁴	42-45% ⁴	1400-2100 h/a ⁹		9					
Umweltwärme	Luft-Wärmepumpe		X												9											
Erdwärme	Wärmenutzung	Erdwärmepumpe		X	evtl. Flächenkollektoren	Sonden, Flächenkollektoren oder Brunnen ¹⁰	Genehmigung Borhung ⁷			COP = 3-5 (1kW _{el} -> 3-5kW _{th}) ¹⁰		-/3-200 ⁴		4500h/a ⁴		9										
		natürl. Kühlung		X																					9	
		Umwälzpumpe		X																						9
		Förderbohrung (HDR)		X	geologisch machbar		Genehmigung tiefergeothermische Borhung ⁷					-/5000-25000 ⁵				8										
	Organic-Rankine-Cycle Anlage	X	(X)																							9 ¹⁹
	Kalina-Verfahren	X	(X)																							

Strom	Power to Gas	SOEC/ PEM/Alkalische		H ₂ , CH ₄	Ebene, gut zugängliche Fläche	-Strom -Wasser -Biogas (für CH ₄ -Synthese) -(Druckluft, wenn vorhanden) -Gasbündel (N ₂ , ggf. Formiergas)	BImSchG	Anlagenfahrer	möglichst voll automatisiert	200-5000, el. Leistungsbedarf: H ₂ : 3,6 5 kWh/Nm ³ , CH ₄ : 4-5,5 kWh/Nm ³	H ₂ : 65-80%, CH ₄ : 50-70%	8000	hoch	SOEC: 5-6 PEM: 7-8 Alkali: 9
	Power to Product	SOEC + Fischer Tropsch		Wachse, synth. Rohöl, CH ₄	Ebene, gut zugängliche Fläche	-Strom -Wasser -Biogas -(Druckluft, wenn vorhanden) -Gasbündel (N ₂ , Formiergas)	BImSchG, ggf. AwSV	Anlagenfahrer	möglichst voll automatisiert	500-5000	50-65	8000	hoch	4-5
	Stromheizung		X							1-2 [†]	100% [†]	1200h/a [†]		9

Energie-träger	Technologie		Produkt			Voraussetzungen				technisch-ökonomische Grenzwerte					
			Strom	Wärme	X	Fläche / Lage	Geräte/Anlagen/ Medien	Rechtliches	Fachpersonal	Charakteristika	el./th Nutzleistung [kW]	η_{el}/th	Volllaststun	Wartungs-aufwand	TRL
Erdgas	Verbren-nung	(μ)Gasturbine	X	X							30-100 ⁴	25-30% ⁴		hoch	9
		Gasturbine+Dampfturbine (GuD)	X	X										hoch	9
		Gasmotor (BHKW)	X	X							5-2000/ 11-2250 ⁴	28-40% ⁴	4500-6000 h/a ⁴	hoch	9
		Stirlingmotor	X	X							1-50/2-92 ⁴	30% ⁴	4500-6000 h/a ⁴		8
		Ottomotor	X									25-35%			9
		Dieselmotor	X									25-35%			9
		Brennwertkessel		X							5-20 ⁴	95-100% ⁴		gering	9
	Ölheizung		X							5-5000 ⁴	85-90% ⁴			9	
	Brennstoff-zellen	PEMFC	X				- reiner Wasserstoff - Luft ohne Verunreinigungen (CO)			Wassermanagement wegen Membranaus- trocknung	0,1-300	35-45%	4500-7000 h/a ⁴	gering	9
		DMFC	X				- Methanol				< 100	40%		gering	9
		AFC	X				- reiner Wasserrstoff - Luft ohne CO ₂				1-120	40-60%			3
		PAFC	X				- Wasserstof (unrein möglich) - Luftsauerstoff - wenig CO				< 10	38%			8
		MCFC	X	X			- Kohlenwasserstoffe - Luft			Stack-interne Reformierung	300-4000	45-50%		gering	8
		MCFC + Dampfprozess					- Kohlenwasserstoffe - Luft				310-480/70-110	65%			7
		SOFC	X	X			- Kohlenwasserstoffe (Reformer) - Methan direkt mgl. - Luft			Stack-externer Reformierung innerhalb des Systems	0,5-100	45 - 50% / 30-45% ⁴		gering	9
SOFC + μ Gasturbine		X	X			- Kohlenwasserstoffe - Luft			Drucksystem		60%			8	

Quellen (1)

	Autor	Titel	Jahr	Herausgeber
[1]	Zorn, Hilde, Pommer	Energieeffizienz in der Landwirtschaft - Leitfaden für die Praxis	2018	LfULG
[2]		Genehmigungsverfahren für Wasserkraftwerke	2020	BDW
[3]	Bard	Windkraft, Wasserkraft und Meeresenergie – Technik mit sozialer, ökologischer und ökonomischer Akzeptanz	2006	FVS
[4]	Horenkamp, Hube	VDE-Studie Dezentrale Energieversorgung 2020	2007	VDE
[5]	Ramesohl, Kristof	Die technische Entwicklung auf den Strom- und Gasmärkten	2002	Wuppertal Institut für Klima Umwelt Energie
[6]	Breyer, Müller	Vergleich und Optimierung von zentral und dezentral orientierten Ausbaupfaden zu einer Stromversorgung aus erneuerbaren	2013	Reiner Lemoine Institut
[7]		Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz	2018	Global Engineering & Consulting-Company GmbH
[8]		Bericht der Bundesregierung über ein Konzept zur Förderung, Entwicklung und Markteinführung von geothermischer	2009	BfUNR
[9]	Paschen, Oertel, Grünwald	Möglichkeiten geothermischer Stromerzeugung in Deutschland - Sachstandsbericht	2003	Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim
[10]	Gradmann, Müller	Intelligente Verknüpfung von Strom- und Wärmemarkt Die Wärmepumpe als Schlüsseltechnologie für Lastmanagement im	2012	Agentur für Erneuerbare Energien
[11]		Marktstammdatenregister	2020	Bundesnetzagentur
[12]	FNR	Basisdaten bioenergie 2019	2019	Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.
[13]	Daniel-Gromke et al.	Anlagenbestand Biogas und Biomethan	2017	DBFZ
[14]	Adler et al.	Leitfaden Biogasaufbereitung und -einspeisung	2014	FNR
[15]	Nikolaidis P, Poullikkas A	A comparative overview of hydrogen production pro-cesses	2017	Renewable and Sustainable Energy
[16]	S. Brynolf, M. Taljegard, M. Grahn, J. Hansson	Electrofuels for the transport sector: A review of production costs	2018	Renewable Sustainable Energy Rev. 81; 1887–1905
[17]	Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR)	Marktübersicht Scheitholzvergaser-/Kombikessel	2020	
[18]	Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR)	Marktübersicht Pelletkessel	2020	
[19]	Rettig	Organic Rankine Cycle-Technologie: Aus Abwärme wird Strom	2011	Elektrotechnik 06/11
[20]	AB Energy	BIOCHANGE - Biomethan, Unternehmensbrochüre	2020	AB Energy
[21]		Kraft-Wärme-Kopplung mit Holzpellets	2020	Burkhardt GmbH - Energie- und Gebäudetechnik
[22]		Internal Research Report	2009	Vattenfall Research & Development
[23]	BMW	CCU/CCS: Baustein für eine klimaneutrale und wettbewerbsfähige Industrie?	2020	BMW
[24]	Krautwald	Biologische Methanisierung	2017	Aqua & Gas
[25]	Forschungszentrum Jülich	Brennstoffzellensysteme in der Entwicklung	2012	Jülich, Institut für Energie- und Klimaforschung
[26]	Müller, M., Stolten, D.	Kosten von Direktmethanol-Brennstoffzellen (DMFC) in der Anwendung	2012	Forschungszentrum Jülich

(2) Akkumulatoren

Technologie	Ladewirkungs-grad in %	Energiedichte gravimetrisch in Wh/kg	Energiedichte volumetrisch in Wh/l	Leistungsdichte	Selbstentlad-ung pro Monat in %	Entladetiefe in %	Umgebungs- bedingungen	Lebensdauer		TRL
				in W/l				Jahre	Zyklen	
Bleibatterie	70-75 ¹⁶ 84-90 ⁵	30-40	50-100 ¹⁶	10-500 ¹⁶	3-12 ¹⁶	70 ¹⁶ 77 ⁵	-15-40°C belüftet	5-15 ¹⁶	500-2000 ¹⁶ 2500 ⁵	9
Lithium-Ionenbatterie	80-85 ¹⁶	120-180	200-350 ¹⁶	100-3500 ¹⁶	3-5 ¹⁶ <3% ²	100	5-30°C	5-20 ¹⁶	1000-5000 ¹⁶ 7000 ⁵	9
Lithium-Polymer-Batterie	90	130-150	230 - 410		1-2		-20-40°C	7-10	300-500	9
Nickel-Cadmiumbatterie	70	40-50 45-80 ⁴ 25-40 ⁵	35-100 ⁵ 135 ¹²	600 ^{5,10}	10-15 5-20 ⁵	80	-40°C möglich belüftet 15-60°C ⁷ -20-60°C ⁵	15	1000-4000 ⁴ 100-800 ¹²	9
Nickel-Metallhydridbatterie	70	60-80 60-120 ⁴ 55-85 ⁵	35-100 ⁵ 135 ¹² 150	750 600 ¹²	15-20 25 ⁸			7-10	350-500	9
Nickel-Eisen-Batterie		19-25			20-40	70	-20°C möglich	8-25	3000-4000	9
Redox-Flow-Batterie	75-80 63-77 ⁵ 66-72 ¹³	15-50 ¹⁴	20-70 19-38 ¹⁰		3-12 3-11 ⁵	100		10-15 15-20 ¹⁰	>10000	7
Natrium-Ionen-Batterie	Natrium-Nickelchlorid-Batterie	85-95 ³	100-120 ³ , 118 ⁹	165 ³ , 275 ⁹				>15 ³	45.003	9
	Wässriger Elektrolyt									
	Organischer Elektrolyt									
Natrium-Schwefel-Batterie	68-75 ¹⁶ 77-82 ⁵	200 ¹¹	150-250 ¹⁶		10 ¹⁶ 1,5 ⁵	100 ^{16,4}		15-20 ¹⁶ 20-34 ⁵	5000- 10000 ¹⁶ >13.000 ²	9

Quellen (2)

	Autor	Titel	Jahr	Herausgeber
[1]		http://www1.ict.fraunhofer.de/deutsch/scope/ae/polymersystem.html		
[2]	Sterner, M.; Stadler, I.	Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration	2017	Springer
[3]		https://www.batterieforum-deutschland.de/infoportal/batterie-kompodium/sekundaere-batterie/thermalbatterien/natrium-nickelchlorid-batterie/	2018	
[4]	Buchmann, I.	Batteries in a portable world; https://batteryuniversity.com/	2001	
[5]		Elektroauto, Batterie, Brennstoffzellen, http://www.elektroauto-tipp.de		
[6]	Groiß, R.	https://basytec.de/2018/07/06/uebersicht-ueber-technisch-relevante-akkumulatorsysteme/	2018	
[7]		https://roempp.thieme.de/lexikon/RD-01-01171?context=keyword&contextId=RD-14-02037#15316386091350497655		
[8]		Ratgeber Batterien und Akkus	2012	Umweltbundesamt
[9]	Böhm, H.; Beyermann G.	Zebra-enhanced batteries by doping	1999	
[10]		https://www.batterieforum-deutschland.de/infoportal/lexikon/filter:v/		
[11]		https://www.batterieforum-deutschland.de/infoportal/lexikon/natrium-schwefel-batterien/		
[12]		http://www.powergenixsystems.com/		
[13]	Jossen, A.; Sauer, D. U.	Advances in Redox-Flow Batteries	2006	
[14]	Skyllas-Kazacos M.	G1 and G2 Vanadium Redox Batteries for Renewable Energy Storage	2006	
[15]	Neubert, U.; Euting, T.; Kretschmer, T.; Notthoff, C.; Ruhlig, K.; Weimert, B.	Energiespeicher - Technische Grundlagen und energiewirtschaftliches Potenzial		
[16]	Fuchs, G.; Lutz, B.	Technologischer Überblick zur Speicherung von Elektrizität	2012	RWTH Aachen

(3) Energiespeicher Strom

Technologie	Medium	Wirkungsgrad in %	Leistung in kW	Leistungsdichte in kW/l	Energiedichte in Wh/l	Entladetiefe in %	Selbstentladung in %	Anforderung Standort	Lebensdauer in Jahren	TRL	
Lageenergiespeicher	Wasserspeicher	Oberflächenwasser	>80	1.000-1.000.000				- erhöhter Wasserspeicher	20-40 ¹	9	
	Pumpspeicher	Oberflächenwasser	75-82 ⁷ 75-80 ² 85-92 ⁵	650-3.003.000		0,27-1,5 (100 bzw. 550 m)	80-100 100 ⁵	0,15-0,6 pro Monat ⁵	- erhöhter Wasserspeicher	80 ⁵	9 ³
	Kugelpumpspeicher	Oberflächenwasser	75-80 ⁴	200.004					- tiefes Gewässer		
	Hubspeicher	Festkörper	80-90								
Drehmassenspeicher	Schwungradspeicher	Schwungrad	80-95 ²	1-10.000	10	80-200	75	5-15 pro Stunde ²	- kurzzeitige Speicherung notwendig	>15 ²	9 ³
Druckluftspeicher	Luft+Gas	60-70 ⁵	10.000-300.000 ⁵		3-6 (100 bzw. 200 bar)	35-50	≈3% Stunde ² 15-30% pro Monat ⁵	- Wärme notwendig; mit Gasturbine kombinierbar -unterirdischer Platzbedarf ¹	30 ² >25 ⁵	4 ³ (adiabate)	
Flüssigluftenergiespeicher	Luft, verflüssigt		>5000 ⁵						>25 ⁵	2 ³	
Doppelschichtkondensatoren		77-83 >90 ⁶	40003	<15	2-10	75	<25 in ersten 48 h danach sehr gering		15	9	
Supraleitender magnetischer Energiespeicher		80-90		1-4	0,5-10	76	10-15 pro Tag	Kühlung, Schaltsystem, Wechselrichter	20 30 ⁶		
Wasserstoffspeicher		34-40			3 (Normaldruck), 750 (250 bar), 2.400 (flüssig)	40-60	0,09-0,9 pro Monat	unterirdischer Kaverne, kostspielige Speicherung in Tanks		9	

Quellen (3)

Autor	Titel	Jahr	Herausgeber
	https://www.bauenundsanieren.net/warmwasserspeicher-austauschen-die-kosten-im-ueberblick/		
Seitz, A.; Zunft, S.; Hoyer-Klick, C.	Technologiebericht 3.3b Energiespeicher innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende	2018	
Terörde, M.; Eckoldt, H.-J.; Schulz, D.	Potential supraleitender magnetischer Energiespeicher beim Einsatz der Primärregelung	2013	ResearchGate
	https://www.ingenieur.de/technik/fachbereiche/energie/betonkugel-stromspeicher-im-bodensee-versenkt/	2016	
Elsner, P.; Sauer, D. U.	Energiespeicher: Technologiesteckbrief zur Analyse "Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050"	2015	acatech
Sternner, M.; Stadler, I.	Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration	2017	Springer
Fuchs, G.; Lenz, B.	Technologischer Überblick zur Speicherung von Elektrizität	2012	RWTH Aachen

(4) Wärmespeicher

Technologie		Wirkungsgrad in %	Speicherdauer	Temp.-Bereich	Leistung in kW (MWh)	Charakteristik	Lebensdauer	TRL
Sensible Wärmespeicher	Vulkangesteinspeicher		Tag ⁴	bis 750°C ⁴	el. Entladeleistung 1.500	mit Dampfturbine z.B. von Siemens		5
	Wasserspeicher	95% ⁷ 50-90 ²	Tag - Jahr ²	bis 100°C ¹⁰	< 200.000 ⁷		40a ⁷	9 ⁷
	Ruthsspeicher (Dampf)			<250		bis 10bar ¹⁰		9 ¹⁰
	Aquiferspeicher			5-90°C ¹⁰				2 ¹⁰
	Stahl			bis 650°C ¹⁰	th. Entladeleistung 200 - 20000	bei 650°C mit Dampfturbine, z.B. von Lumenion		8
	Beton(Heatcrete)		Minute-Tage ⁶	bis 500 °C ¹⁰ 200 - 450 ⁶		mit Spezialbeton mit Thermoöl, z.B vom EnergyNest ⁶		7-9 ¹⁰
	Aluminiumoxid			>150				
	Speichergranulate (Keramik, Gestein, Granit, Kies)	98% ¹⁰ 80 ⁵		bis 800°C ¹⁰	1- 1000 MWh ¹⁰	speichert über h/d ¹⁰ , auch Regenerationspeicher ⁹	> 20a ¹⁰	9 ¹⁰
	Flüssigsalz			200-500°C ¹⁰		z.B. Nitratsalze, in 2 Tank unterschiedlicher Temp.-Niveaus ⁹		4-9 ^{10,13}
	Kies/Wasser-Schüttung			bis 100°C ¹⁰				8-9 ¹⁰
Latentwärmespeicher	Eisspeicher				158-670 ⁵			7-9 ¹⁰
	PCM, allg.	98% ¹⁰	Stunde - Woche ²	10-60°C (Paraffine), 120-330°C (Verbund) ¹¹	250(PCM) ⁷ 0,1-500 MWh ¹⁰	kann als Container mobil eingesetzt werden, Ladezeiten 8-24h ⁸	>20a ¹⁰	4 ¹³ -8 ⁷

Technologie		Wirkungsgrad in %	Speicherdauer	Temp.-Bereich	Leistung in kW (MWh)	Charakteristik	Lebensdauer	TRL
Thermochemischer Speicher / Sorptionsspeicher	Absorptionsspeicher	60-95% ¹⁰	Stunde - Tag ²	100-500°C ¹¹				1-4 ¹⁰
	Adsorptionsspeicher allg., z.B. Silicagel							3-4 ¹⁰
	Zeolithe (Adsorptionsspeicher)			bis 250°C ¹⁰	160 ⁷	kann als Container mobil eingesetzt werden, Ladezeiten 30-90h ⁸	-	8 ⁷
	Metalloxide			bis 700°C ¹⁰		z.B. CaO/Ca(OH) höheres TRL ¹⁰		3 ¹⁰

Quellen (4)

	Autor	Titel	Jahr	Herausgeber
[1]	S. E. Leitner	Physik neuartiger Wärmespeicher	2013	
[2]	Hauer u.a.	FVEE Tagung 2010 (S.112)	2010	
[3]		https://energieundinnovation.de/index.php/komponenten/waermespeicher/silikagel-speicher		
[4]		https://futurezone.at/science/heisse-vulkansteine-als-energiespeicher/401006525	2021	futurezone
[5]		https://energyload.eu/stromspeicher/bahnschotter-solarspeicher-isentropic-energy/		
[6]		Thermische Batterie aus Beton	2019	Tbinfo
[7]	Wünsch, M; Thamling, N.	Beitrag von Wärmespeichern zur Integration erneuerbarer Energien	2011	PROGNOS
[8]	Gaderer, M.; Lauterbach, M.	Wärmenutzung bei kleinen landwirtschaftlichen Biogasanlagen	2007	Bayerisches Landesamt für Umwelt (LfU)
[9]	Thess A.; Trieb, F.	Herausforderung Wärmespeicher	2015	Phsik Journal
[10]	Lassacher, S.; Puschnigg S.; Lindhofer J.	Technische Aspekte der Forsierung von Primäreffizienz an oberösterreichsne Produktionsstandorten durch Nutzung von Wärmespeichern	2018	Energie Institut, Universität Linz
[11]	Maier, M.	Grosswärmespeicher - Zentraler Baustein einer flexiblen Strom- und Wärmeversorgung	2017	Agentur für Erneuerbare Energien
[12]	Isele, A.; Bollin, E.	Mobile Wärmespeicher zur Effizienzsteigerung bei Biogasanlagen, Abschlussbericht	2013	Hochschule Offnburg
[13]	Seitz, A.; Zunft, S.; Hoyer-Klick, C.	Technologiebericht 3.3b Energiespeicher innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende	2018	

(5) Fahrzeuge/Landmaschinen

Kategorie	Fahrzeugtyp / Funktion	Produkt	Hersteller / Projekt-konsortium	Antriebsart / Energieversorgung	Motorleistung	Kraftstoff	Speicherart	Tankvolumen / Batteriekapazität	Masse	TRL
große Fahrzeuge	Mährescher	Lexion 7400 - 8900 [25]	Claas	Verbrenner	300 - 581 kW	Diesel + AdBlue		950 - 1150 l Diesel 110 l AdBlue	18,7 - 22,4 t	9
		Palette GS12 [42]	Gomselmash	Verbrenner		Methan				6
		Avero 160, 240 [26]	Claas	Verbrenner	123, 157 kW	Diesel + AdBlue		400 l Diesel 49 l AdBlue	8700, 8250 kg	9
	Erntemaschinen	Rübenroder [24]	Ropa	Verbrenner	390 - 585 kW	Diesel + AdBlue (optional)		1125 - 1380 l Diesel 120 - 145 l AdBlue	Leer: 31,8 - 33,4 t	9
		Rübenmäuse (Rübenreinigungslader) [24]	Ropa	Verbrenner	260 kW	Diesel + AdBlue		1225 l Diesel 95 AdBlue	zul. Gesamtmasse: 32 t	9
		Biomasselogistik - NawaRo-Maus [24]	Ropa	Verbrenner	220 kW	Diesel		1340 l	Leer: 21 t	9
	Holzvollernter - Logset 12H GTE Hybrid [44]	Logset	Hybrid	Dieselmotor: 214 kW Elektromotor: 175 kW	Diesel elekt. Energie		500 l	Eigengewicht: 24,5 t	9	

kleine Fahrzeuge	Gabelstapler	E12 Evo - E20 Evo [46]	Linde	elektrisch	Fahrmotor: 2x 3,5 - 5 kW Hubmotor: 5- 11 kW			24 V: 575 bis 1000 Ah V: 460 bis 775 Ah	Eigengewicht: 2,8 - 3,3 t	9
		H14 Evo - H20 Evo [47]	Linde	Verbrenner		Diesel, Erd- und Treibgas			Eigengewicht: 2,5 - 3,1 t	9
	Radlader	Avant e5 [39]	Avant Tecno	elektrisch		elekt. Energie	Blei-Säure	11,5 kWh		9
		5055e [38]	Kramer	elektrisch	Antrieb: 22 kW Hydraulik: 15 kW	elekt. Energie		80 V DC, 416 Ah - 33 kWh	4,15 t	9
		L25.5e [48]	Kramer	elektrisch	Antrieb: 22 kW Hydraulik: 15 kW	elekt. Energie		80 V DC, 416 Ah - 33 kWh	4,15 t	9
	Teleskoplader	Turbofarmer 40.7 [36]	Merlo	Hybrid						5

Kategorie	Fahrzeugtyp / Funktion	Produkt	Hersteller / Projekt-konsortium	Antriebsart / Energieversorgung	Motorleistung	Kraftstoff	Speicherart	Tankvolumen / Batteriekapazität	Masse	TRL
mittlere Fahrzeuge	Traktoren	Konventionell [6]	diverse	Verbrenner	150 - 300 kW [6]	Diesel Benzin		200 - 700 l	5 - 10 t	9
		1160 eHoftrac [8]	Wiedemann	elektrisch	Fahrmotor (S2 - 60min): 6,5 kW	elekt. Energie		Standard: 48 V * 240 Ah	Betriebsgewicht: 2,35 t	9
					Hubmotor (S3 - 15%): 9 kW			Optional: 48 V * 300 Ah		
		Metron [7]	Reform	Hybrid	Benzinmotor: 48 PS Stromgenerator: 32 kW	Benzin elekt. Energie		8,5 kWh	1,15 t	9
		Rigitrac SKE 50 [11]	Rigi Trac	elektrisch	50 kW	elekt. Energie	Li-Ion	80 kWh	2,8 t	9
		Vario 724 S4 [35,36]	Fendt	Verbrenner	174 kW	pflanzen- ötauglich		400 l	7,98 t	9
		eVario 100 [9,10]	Fendt	elektrisch	bis 150 kW	elekt. Energie	Li-Ion	110 kWh		6-7
		Battery Boost / John Deere 6210 RE mit Powerpack [4,5]	John Deere	PHEV	Dieselmotor: 154 kW Elektromotor: 105 kW	Diesel		35 kWh		6
		SESAM Tractor [3]	John Deere SESAM Projekt	elektrisch	300 kW	elekt. Energie		130 kWh		6
		Kabeltraktor GridCON [2]	GridCON John Deere	elektrisch, leitungs- geführt	400 PS (295 kW)	elekt. Energie		Kabelanschluss	8,5 t	6
		SymonE [12]	STW	elektrisch	Traktionsantrieb: 80 kW Arbeitshydraulik: 80 kW			100 kWh		6
		Multi Tool Trac [13]	MTT	Hybrid	Dieselmotor + 4 elektr. Einzelradantriebe à 44 kW	Diesel elekt. Energie		30 kWh		6
		T6 Methane Power [37]	New Holland	Verbrenner	Gas-Ottomotor: 132 kW	Methan				9
		N103.4, N113 und N123 [36]	Valtra	Verbrenner		Methan				
	26 4WD [14]	farmtrac	elektrisch	15 kW	elekt. Energie		200 Ah		6	
NH2 [45]	New Holland	elektrisch mit Brennstoffzelle	75 kW	Wasserstoff				9		
Futtermischer	eTruck 1408 - 8/10/14 [40]	Siloking	elektrisch	Antrieb: 18 kW Mischer: 15 kW	elekt. Energie			6,5-7,8 t	9	

Kategorie	Fahrzeugtyp / Funktion	Produkt	Hersteller / Projekt-konsortium	Antriebsart / Energieversorgung	Motorleistung	Kraftstoff	Speicherart	Tankvolumen / Batteriekapazität	Masse	TRL	
Feldroboter	Aussaart	RowBot [49]	Rowbot Systems LLC							6	
		Xaver [50]	Fendt	elektrisch		elekt. Energie			50 kg	6	
		Robotti [51]	AgroIntelli	Verbrenner			Diesel			1200 kg	9
	Unkraut-bekämpfung	TED [15]	Naio	elektrisch			elekt. Energie	Li-Ion		800 kg	9
		Anatis [16]	Carré	elektrisch			elekt. Energie	Li-Ion		1000 kg	6
		Dino [52]	Naio	elektrisch			elekt. Energie			800 kg	9
		Farmwise [53]	Farmwise	Verbrenner	Dieselmotor: 50 PS		Diesel			800 kg	6
		Oz [52]	Naio	elektrisch			elekt. Energie			150 kg	9
		Pumagri [54]	Sitia								6
		Vibro Crop Robotti [55]	Kongskilde								6
		Bonirob [56]	Bosch (Deepfield Robotics)	elektrisch			elekt. Energie			1000 kg	6
		REXROTH [28]	Bosch (Deepfield Robotics)	elektrisch			elekt. Energie				9
		AVO [17]	Ecorobotix	elektrisch, solarbetrieben	Elektromotor: 3 kW		elekt. Energie		Speicher: 3 x 48 V x 75 Ah Solarzelle: 1150 W	750 kg	9
		ARA [18]	Ecorobotix	elektrisch, solarbetrieben			elekt. Energie		Solarzelle: 2 x 300 W Solar	130 kg	9
		Swarmbot [57]	SwarmFarm	Verbrenner			Diesel				9
		LettuceBot [58]	Blue River Technology	Schlepperanbau, nachgezogen							5
		Etarob [19]	FH Aachen	elektrisch			elekt. Energie				5
		E-tract [20]	Rhoban	elektrisch			elekt. Energie				5
		Farmdroid - FD20 [21]	Farmdroid	elektrisch, solarbetrieben			elekt. Energie		Speicher: 2,4 kWh Solarzelle: 1 kW	700 kg	9
		La Chevre [32]	Nexus Robotics								5
	Bearcub 24 [34]	Ztractor	elektrisch			elekt. Energie				9	
	Weedbot [33]										
	Robot One [31]	Pixelfarming Robotics	elektrisch, solarbetrieben			elekt. Energie		10,02 kWh	1100 kg	9	
Mähen	Vitrover [59]	Eco Innovation	elektrisch, solarbetrieben			elekt. Energie			20 kg	9	
	Greenbot [60]	Precision Makers	Verbrenner			Diesel				5	

Kategorie	Fahrzeugtyp / Funktion	Produkt	Hersteller / Projekt-konsortium	Antriebsart / Energieversorgung	Motorleistung	Kraftstoff	Speicherart	Tankvolumen / Batteriekapazität	Masse	TRL	
Feldroboter	Überwachung	Vinescout [62]	Universität Valencia, Wall-Ye	elektrisch		elekt. Energie				5	
		AgBot II [63]	Queensland University	elektrisch		elekt. Energie				5	
		Ladybird [64]	Australian Centre for Field Robots	elektrisch		elekt. Energie				5	
		Rippa [64]	Australian Centre for Field Robots	elektrisch		elekt. Energie				5	
		TerraSentia [65]	EarthSense Inc.	elektrisch		elekt. Energie				9	
		Shrimp [64]	Australian Centre for Field Robots	elektrisch		elekt. Energie				5	
	Ernte	Abundant Robotics [66]	Abundant Robotics								5
		ZZ Comet [67]	Corne Ooms								5
		E Series [68]	Agrobot								9
	Plattformen	Earth Rover ROS [69]	Earth Rover								5
		Cäsar [70]	Raussendorf	Verbrenner	49 kW	Diesel			1500 kg		5
		Bakus [29]	Vitibot	elektrisch, solarbetrieben		elekt. Energie		80 kWh	2400 kg		9
		DOT [30]	DOT Technology	Verbrenner	173 PS	Diesel			5670 kg		5
		Forge [71]	ASI	Verbrenner		Diesel					9
		Titanion [72]	Octinion	elektrisch		elekt. Energie					5
		Jackal [73]	Clearpath Robotics	elektrisch		elekt. Energie			17 kg		9
		Husky [73]	Clearpath Robotics	elektrisch		elekt. Energie			50 kg		9
		Warthog [73]	Clearpath Robotics	elektrisch		elekt. Energie			280 kg		9
		Agrobot [74]	Avrora Robotics	Verbrenner		Diesel					5
		TREKTOR [28]	Sitia	Hybrid							5
	ACV [75]	Case ICH	Verbrenner		Diesel					5	
	Sonstige	Robotiller [43]	H-Wodka	elektrisch mit Brennstoffzelle	Brennstoffzelle: 70 kW	Wasserstoff					5
		HV-100	Harvest AI	elektrisch		elekt. Energie			45 kg		9

Quellen (5)

	Autor	Titel	Jahr	Herausgeber
[1]	Stöhr, Hackenberg	Auslegung (semi-) stationärer Energiespeicher für leitungsgeführte vollelektrische Landmaschinen	2018	
[2]		https://www.deere.de/de/blog/articles/technik/kabeltraktor-gridcon-john-deere/	2019	John Deere
[3]	Bönnighausen	https://www.electrive.net/2016/12/06/john-deere-zeigt-mit-sesam-einen-elektrischen-traktor/	2016	electrive.net
[4]	Pickel	In Zukunft elektrisch - Energiesysteme im ländlichen Raum - Elektrifizierung in der Landwirtschaft - wo und wofür?	2018	KTBL
[5]	Bönnighausen	https://www.electrive.net/2017/01/23/gridcon-traktor-von-john-deere-mit-elektrischer-unterstuetzung/	2017	electrive.net
[6]		https://www.tractorbook.de/traktoren/john-deere/john-deere-ab-bj-2000/#Anker26		
[7]		https://www.reform.at/produkte/metron		Reform
[8]		https://www.weidemann.de/de/hoftrac/model/1160-ehoftrac/type/TechnicalData/		Wiedemann
[9]		Neue Generation Fendt e100 Vario	2019	Fendt
[10]		https://www.fendt.com/at/e100-vario		Fendt
[11]		https://www.rigitrac.ch/produkte-1/rigitrac-ske-50-electric/	2019	Rigi Trac
[12]	Klein	Zukunftsmobil - Summer of Engineering zu Gast bei Sensor-Technik Wiedemann (STW)	2018	Der Konstrukteur 11/2018
[13]		https://www.aradex.de/de/system-solutions/aradex-projektberichte/hybrid-elektrofahrzeuge/hybrid-traktor-multi-tool-trac/		ARADEX
[14]		https://www.profi.de/aktuell/neuheiten/farmtrac-26-4wd-electric-11743439.html	2017	
[15]		https://www.naio-technologies.com/en/agricultural-equipment/vineyard-weeding-robot/		Naio
[16]		https://www.carre.fr/entretien-des-cultures-et-prairies/anatis/?lang=de		Carré
[17]		https://www.ecorobotix.com/de/avo-autonomen-roboter/	2020	ecorobotix
[18]		https://www.ecorobotix.com/wp-content/uploads/2019/09/ECOX_FlyerPres19-DE-3.pdf		ecorobotix
[19]		http://www.robotics.fh-aachen.de/projects/ETAROB/		
[20]		https://www.rhoban-project.fr/post/e-tract		
[21]		http://farmdroid.dk/wp-content/uploads/Farmdroid_FD20_fact_sheet_A4_low_res.pdf		Farmdroid
[22]		https://www.linde-mh.de/media/Datasheets/DE_tb_e12_20_386_02evo_dt_b_0416.pdf		Linde
[23]		https://www.linde-mh.de/media/Datasheets/DE_tb_391_evo_0315_ind_a_de.pdf		Linde
[24]		https://www.ropa-maschinenbau.de/produkte/		Ropa
[25]		https://www.claas.de/blueprint/servlet/blob/2158320/97719909fb666ecd268bcd7a53fc5399/390567-23-dataRaw.pdf		Claas
[26]		https://www.claas.de/blueprint/servlet/blob/1655110/0b1af2acb9cd8f0c29ff8de18bffbb8d/315728-23-dataRaw.pdf		Claas
[27]		https://www.farming-revolution.com/		Bosch
[28]		http://www.sitia.fr/en/innovation-2/trektor/		Sitia
[29]		https://vitibot.fr/vineyards-robots-bakus/vineyard-robot-bakus-l/?lang=en		Vitibot
[30]		http://seedotrun.com/specs.php		DOT
[31]		https://pixelfarmingrobotics.com/robot-one#all-in-one		Pixelfarming Robotics
[32]		https://nexusrobotics.ca/		
[33]		https://weedbot.eu/		
[34]		https://ztractor.com/		
[35]		https://www.fendt.com/de/traktoren/700-vario-highlights		Fendt
[36]	Remmele, Eckel, Pickel	Alternative Antriebssysteme für Landmaschinen	2020	KTBL
[37]		https://agriculture.newholland.com/eu/de-de/maschinen/produkte/traktoren/t6-methane-power/technische-informationen		New Holland
[38]		https://www.kramer-online.com/de/kramer-entdecken/zero-emission/der-kramer-5055e/		Kramer

	Autor	Titel	Jahr	Herausgeber
[39]		https://www.avantteco.com/de/lader/e-serie		
[40]		https://www.siloking.com/de/siloking-produktuebersicht/futtermischwagen-truckline		Siloking
[41]		https://www.technikboerse.com/media/brochures/NH2_Traktor-1296037427.pdf		New Holland
[42]		https://www.agriexpo.online/de/prod/gomselmash/product-169144-1109.html	2018	Gomselmash
[43]		https://www.futurefarming.com/Machinery/Articles/2020/10/Autonomous-robot-built-specially-for-a-perfect-seed-bed-652902E/	2020	H-Wodka
[44]		https://www.logset.com/de/harvester/logset-12h-gte-hybrid		Logset
[45]		https://www.technikboerse.com/media/brochures/NH2_Traktor-1296037427.pdf		New Holland
[46]		https://www.linde-mh.de/de/Produkte/E-Stapler/E12-E20-EVO/		Linde
[47]		https://www.linde-mh.de/de/Produkte/V-Stapler/H14-H20-EVO/		Linde
[48]		https://www.kramer-online.com/de/produkte/model/kl255e/type/TechnicalData/		Kramer
[49]		https://www.rowbot.com/		Rowbot systems LLC
[50]		https://www.fendt.com/de/xaver.html		Fendt
[51]		http://www.agrointelli.com		AgroIntelli
[52]		https://www.naio-technologies.com/		Naio
[53]		https://farmwise.io		Farmwise
[54]		http://www.sitia.fr/en/solution-innovation-en/systems-innovative/platform-pumagri/		Sitia
[55]		https://www.landtechnikmagazin.de/Bestellung-und-Pflege-Artikel-Kongskilde-Vibro-Crop-Robotti-die-automatisierte-Agrarplattform-4570.php		Kongskilde
[56]		https://www.deepfield-robotics.com/		Bosch (Deepfield Robotics)
[57]		https://www.swarmfarm.com/		SwarmField
[58]		http://www.bluerivertechnology.com/		Blue River Technologie
[59]		https://www.vitirover.fr/en-home		Eco Innovation
[60]		https://www.precisionmakers.com/de/greenbot-2/		Precision Makers
[61]		www.vinbot.eu		Robotnik
[62]		http://vinescout.eu/web/		Univeristät Valencia
[63]		https://www.qut.edu.au/research/partner-with-us/case-study-agbot-ii		Queensland University
[64]		https://sydney.edu.au/engineering/our-research/robotics-and-intelligent-systems/australian-centre-for-field-robotics/agriculture-and-the-environment.html		Australian Centre for Field Robotics
[65]		https://www.earthsense.co/		EarthSense Inc.
[66]		https://www.abundantrobotics.com/		Abundant Robotics
[67]		https://www.ewacindustrial.nl/en/blog/2017/08/07/zz-comet/		Corne Ooms
[68]		http://agrobot.com/		agrobot
[69]		https://earthrover.cc		Earth Rover
[70]		https://www.raussendorf.de/obstroboter.html		Raussendorf
[71]		https://www.asirobots.com/platforms/forge/		ASI
[72]		http://octinion.com/products/agricultural-robotics		Octinion
[73]		https://www.clearpathrobotics.com/		Clearpath Robotics
[74]		https://avrora-robotics.com/		Avrora Robotics
[75]		https://www.caseih.com/emea/de-at/News/Pages/2016-11-24-Autonomes-Traktorkonzept-von-Case-IH-erh%C3%A4lt-SIMA-Silbermedaille.aspx		Case ICH
[76]		https://www.public.harvestai.com/		Harvest AI

Blockschemen für die Technologiekonzepte

Legende für die folgenden Blockschemen:



Quellen

PV	
Solarthermie	
Windkraft	
Biomasse	
Wasser	
Erdwärme	
Foss. Treibstoffe	
Stromnetz	
Gasnetz	




Verbraucher

Fuhrpark Großtechnik	
Fuhrpark Mittelgroß	
Fuhrpark Klein	
Fuhrpark Feldroboter	
Fuhrpark Community	
Verbrauch Haushalte	
Verbrauch Landwirtschaft	
Verbrauch Kommune/Industrie	

Medien (fest, flüssig)

Wasser	
Biomasse	
Diesel, Kohle	
Biodiesel, Öl	








Gase

Luft	
Biogas	
Methan	
Wasserstoff	
CO ₂ , SynGas	

Energie

Wärme	
Strom	



Energiewandler

Brennstoffzellensystem	
Biogasanlage	
Power to Gas (H ₂)	
Wärmepumpe	
BHKW	
Holzvergaser	
Pyrolyse	




Energiespeicher

Wärmespeicher	
Batterie	
Gasspeicher	
Gasspeicher mobil	

Überträger

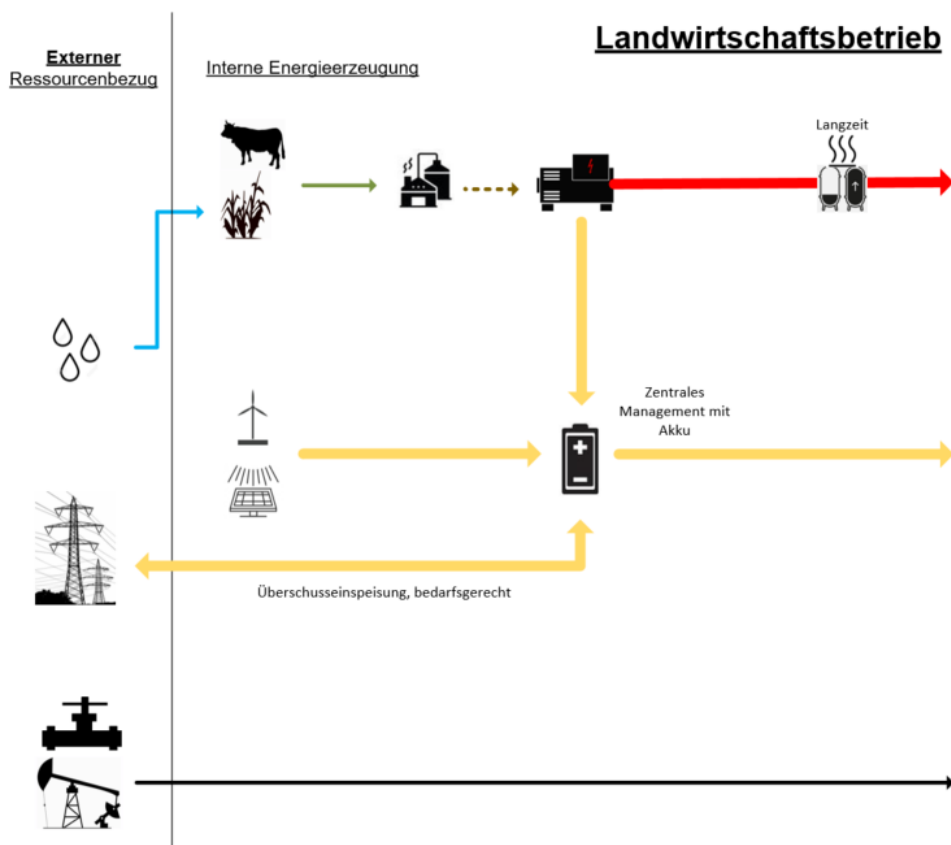
Kraftstoff-Tankstelle	
Strom-Tankstelle	

Aufbereitung

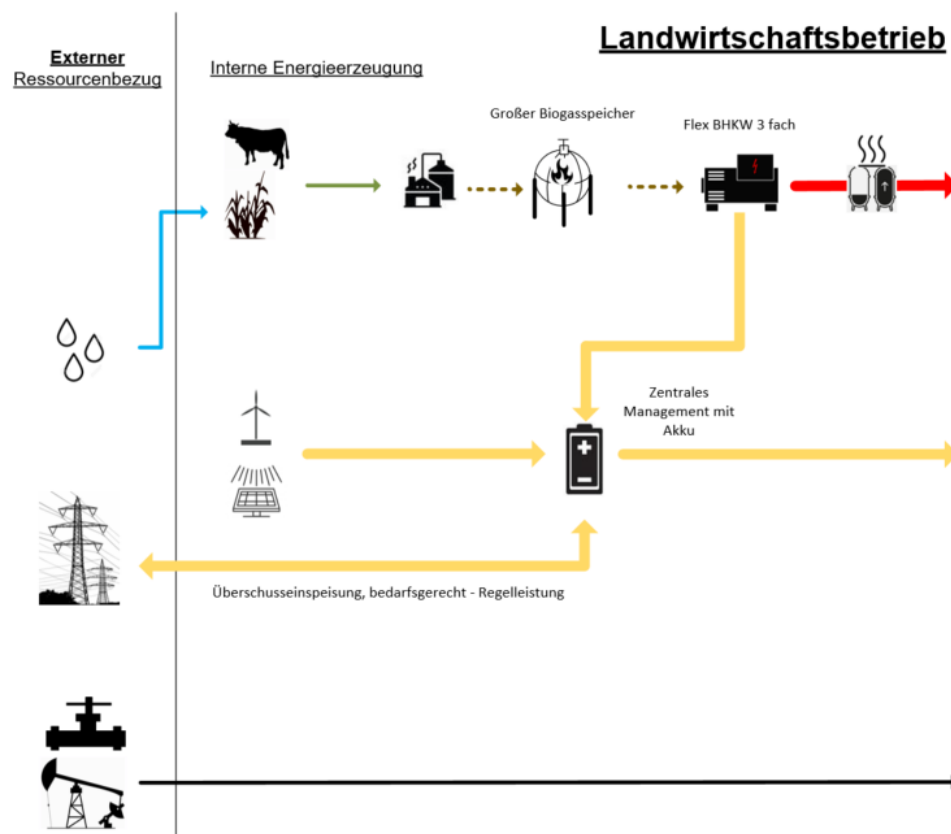
CO ₂ -Entfernung	
Methanisierung (z.B. Sabatier-Prozess)	
Ölpressen	

Szenarien für Energiequellen und Erzeugung

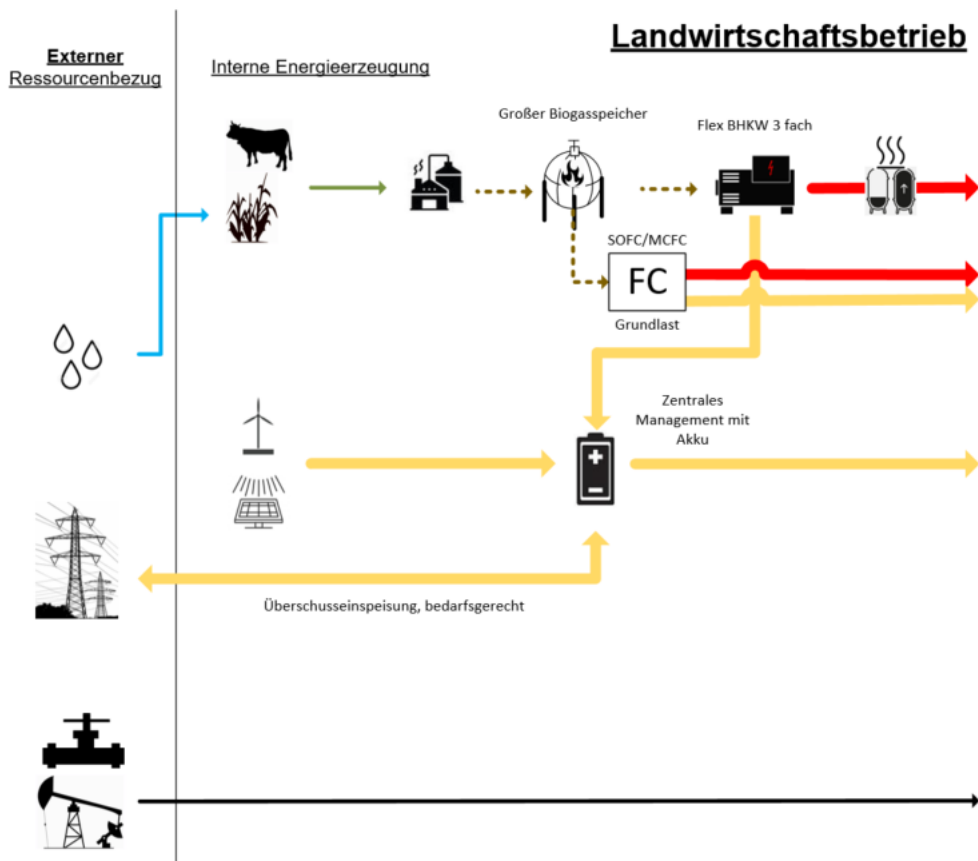
1.Y:



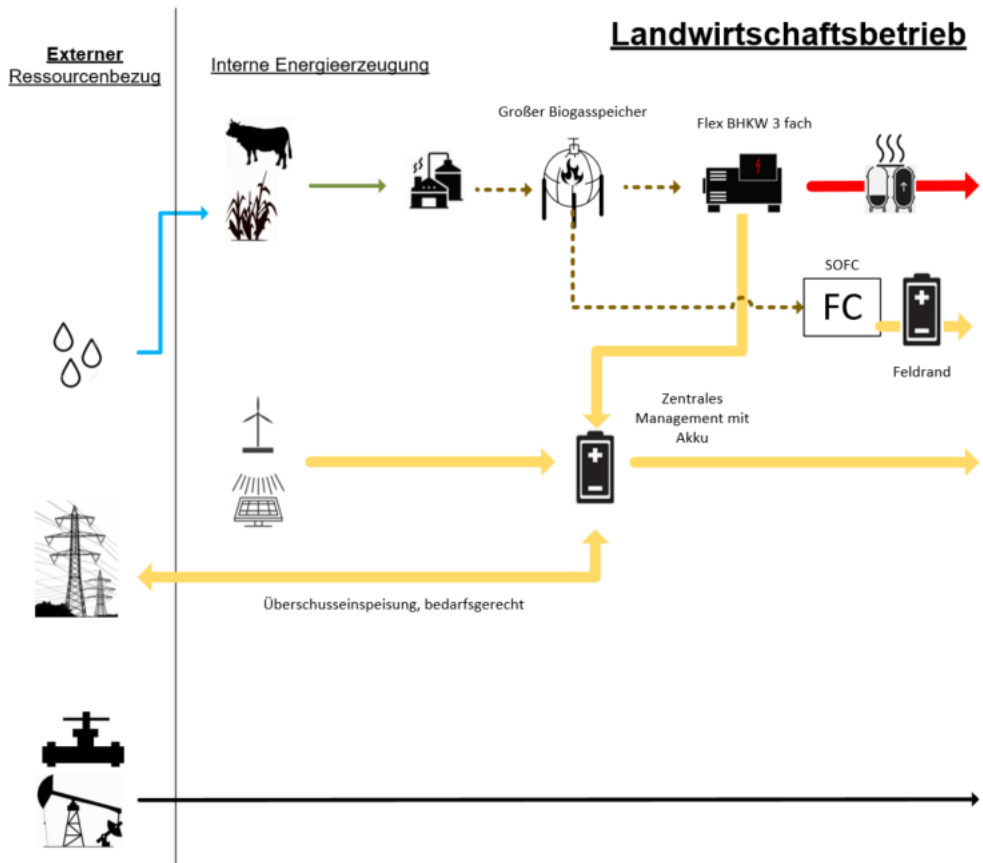
2.Y:



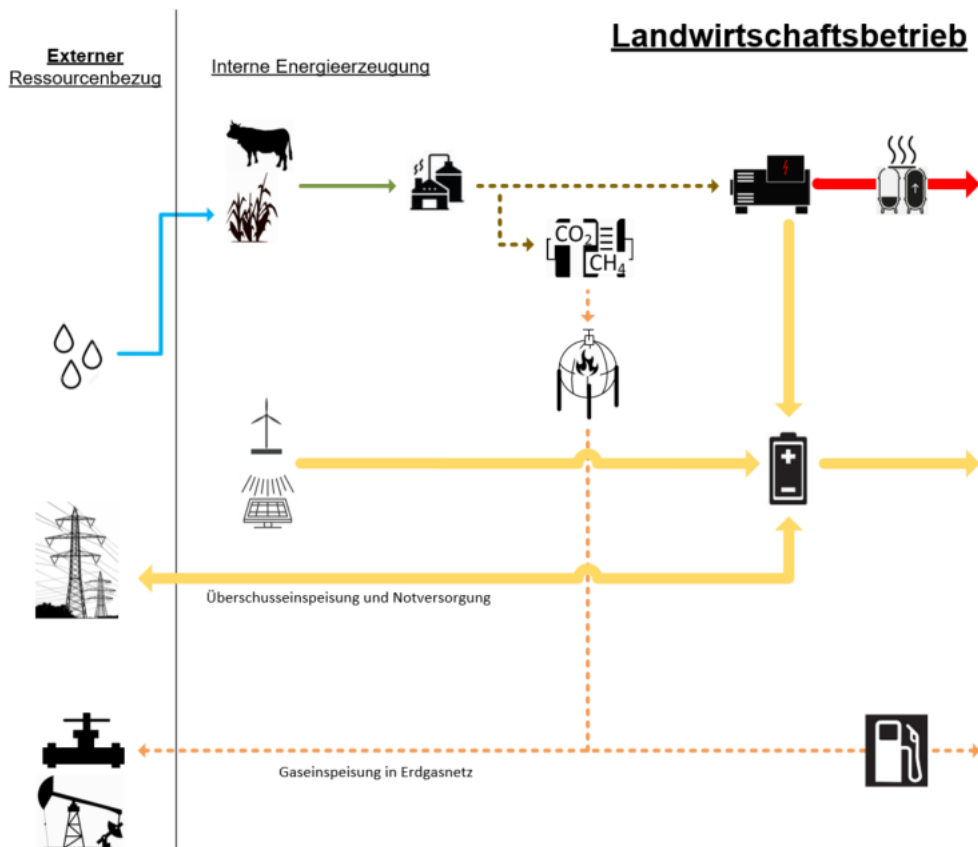
3.Y:



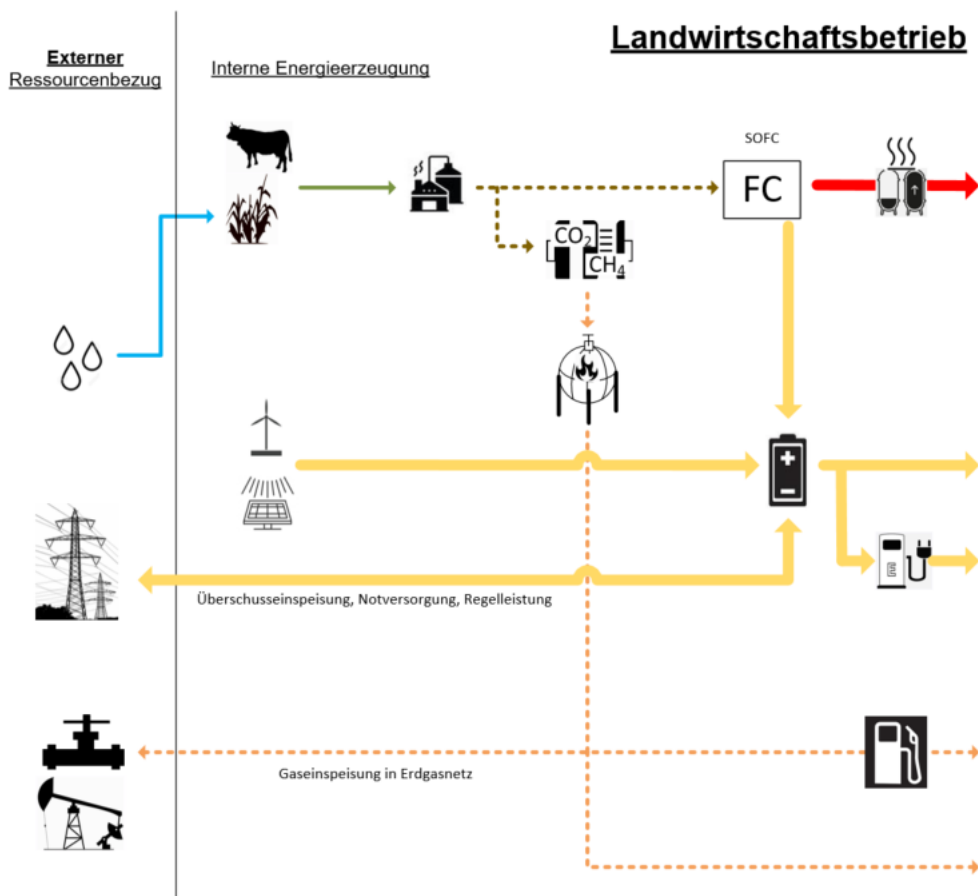
4.Y:



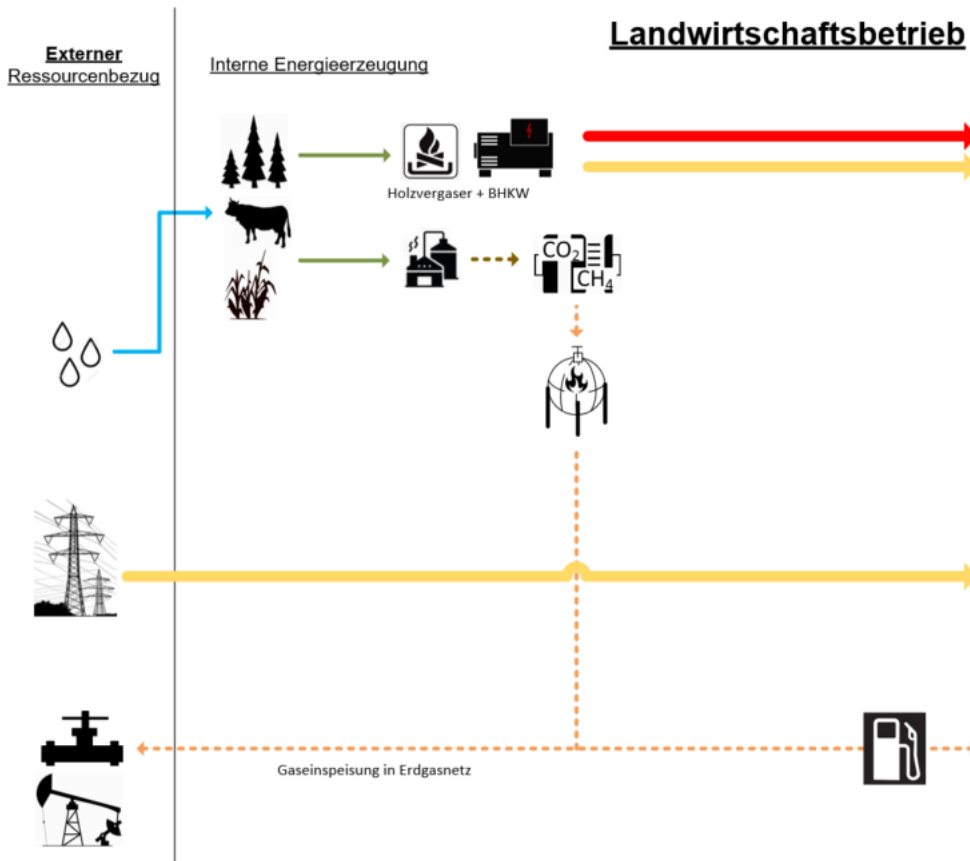
5.Y:



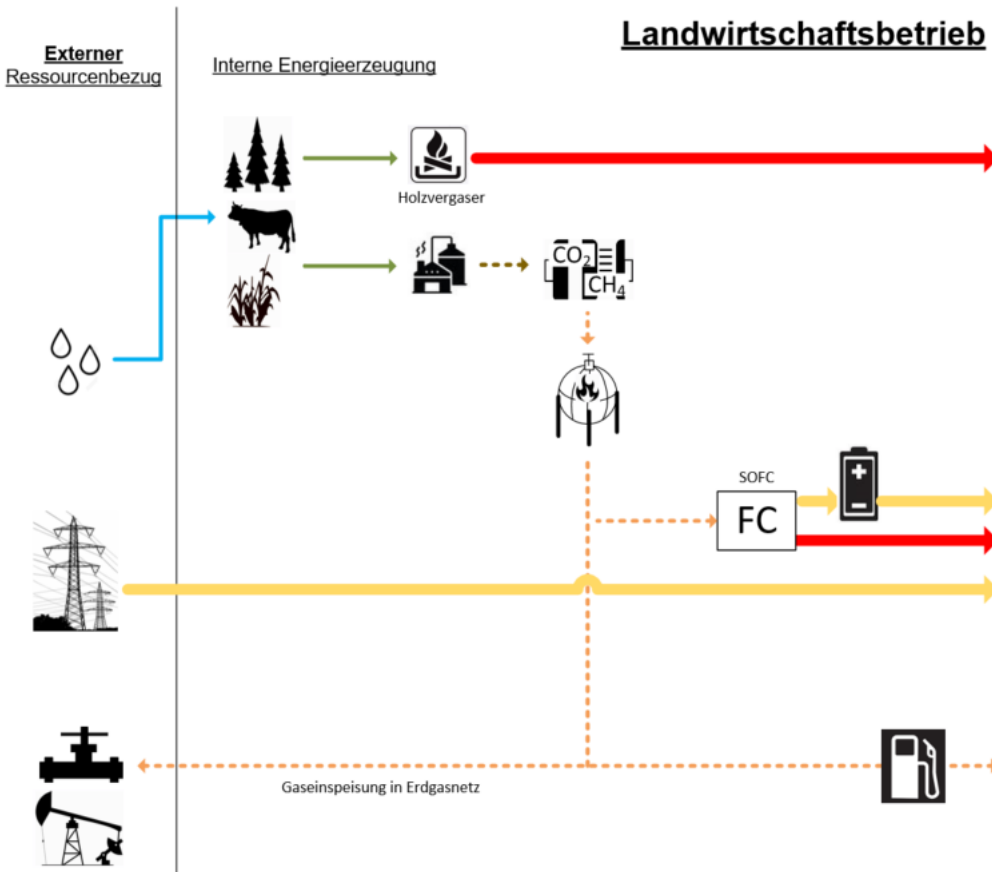
6.Y:



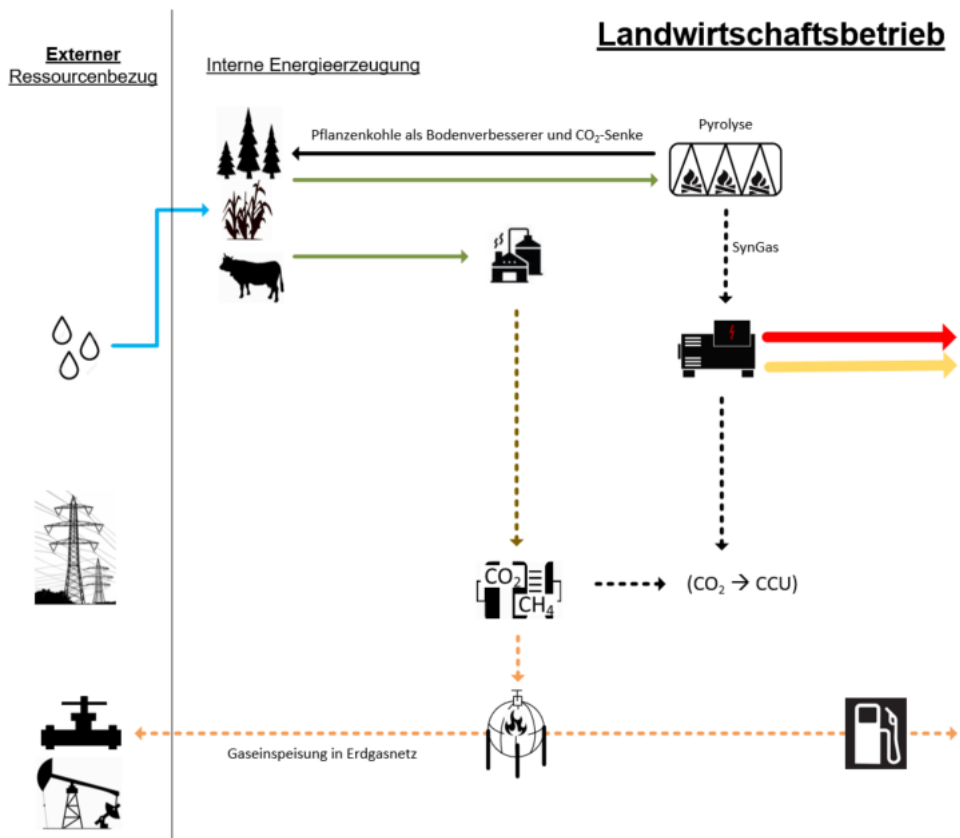
7.Y:



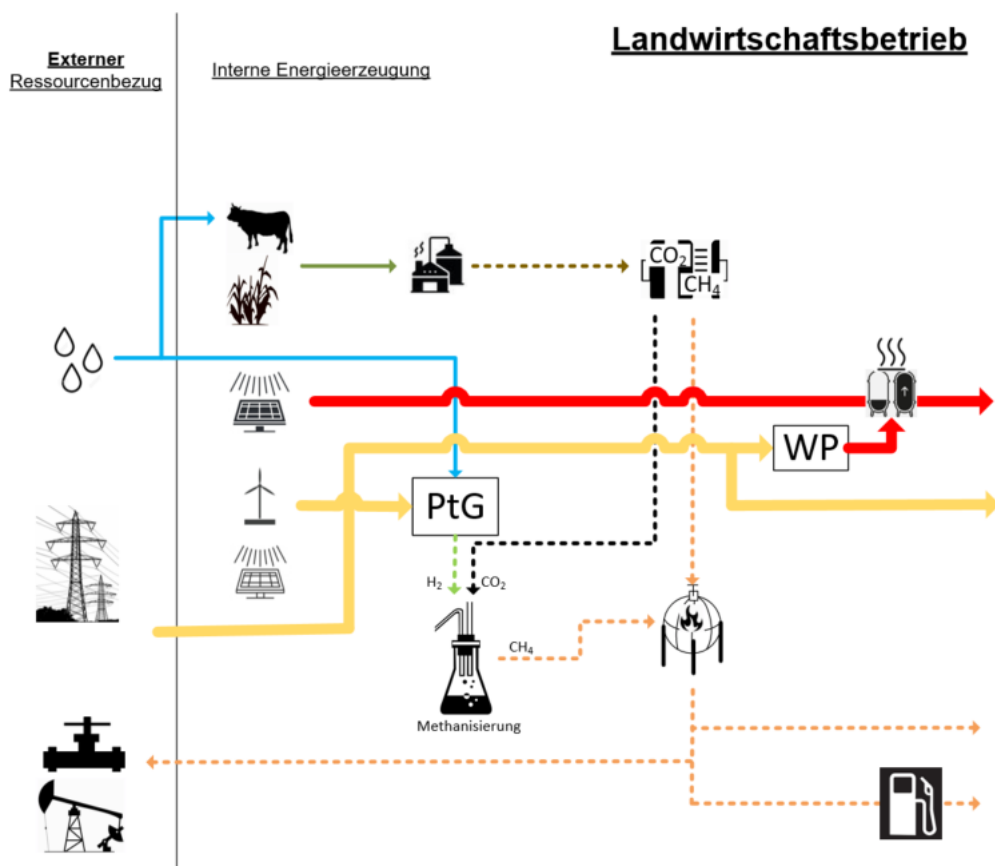
8.Y:



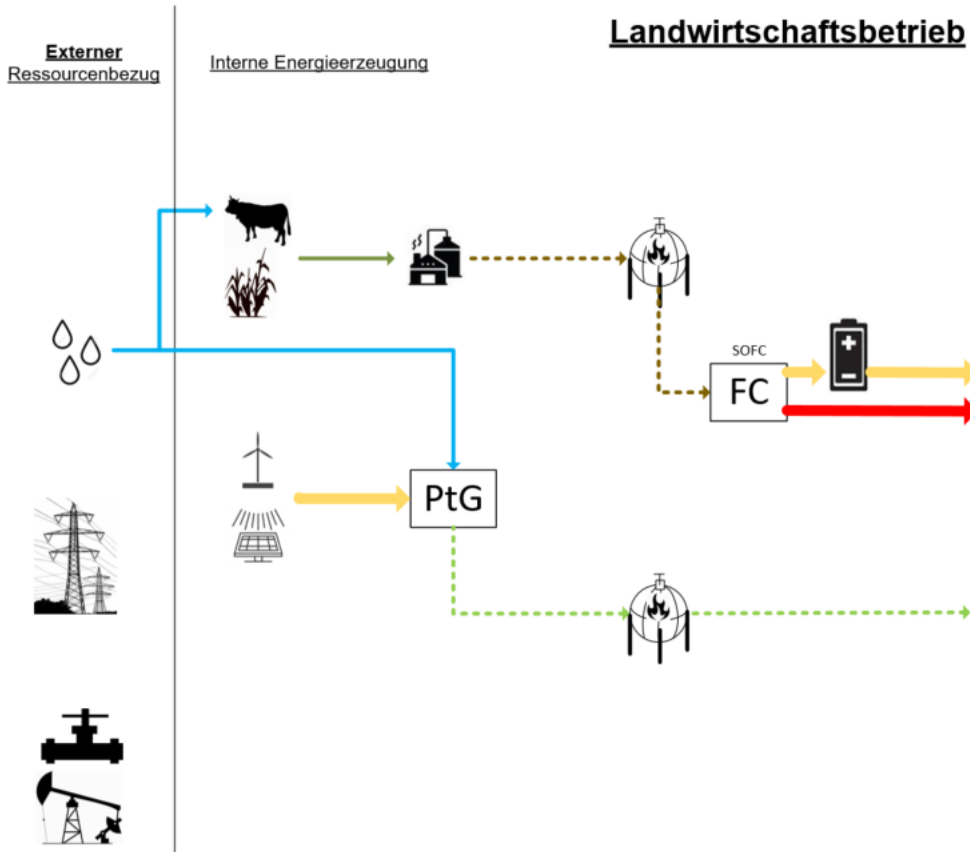
9.Y:



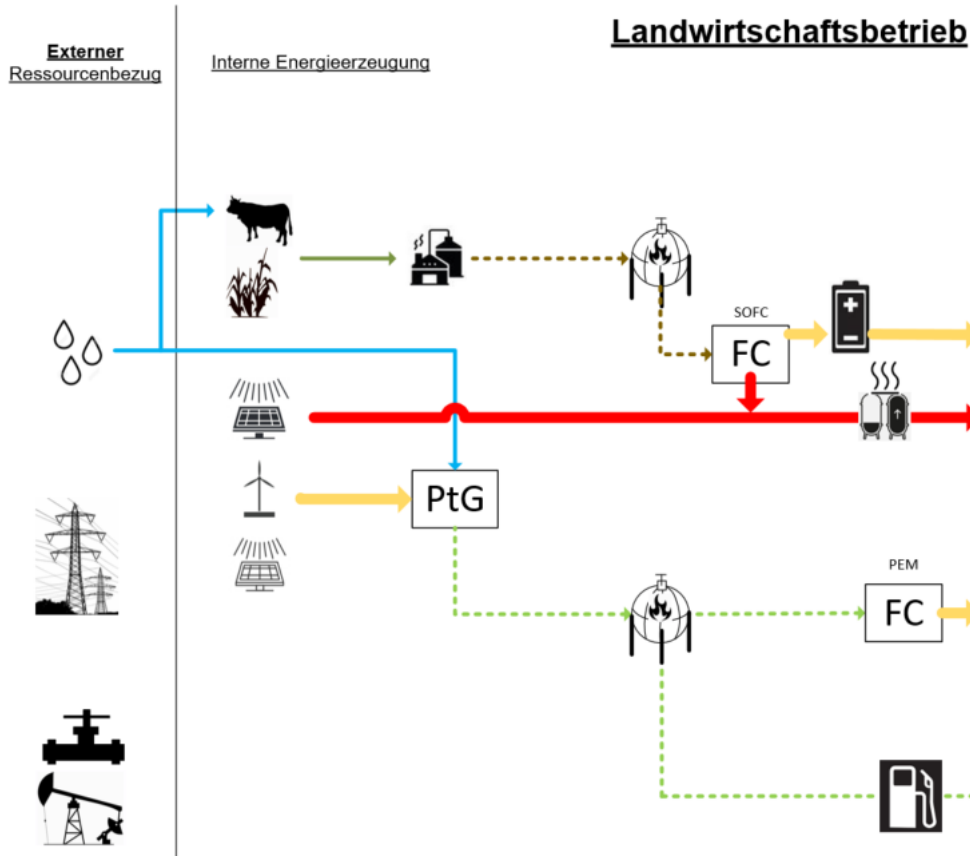
10.Y:



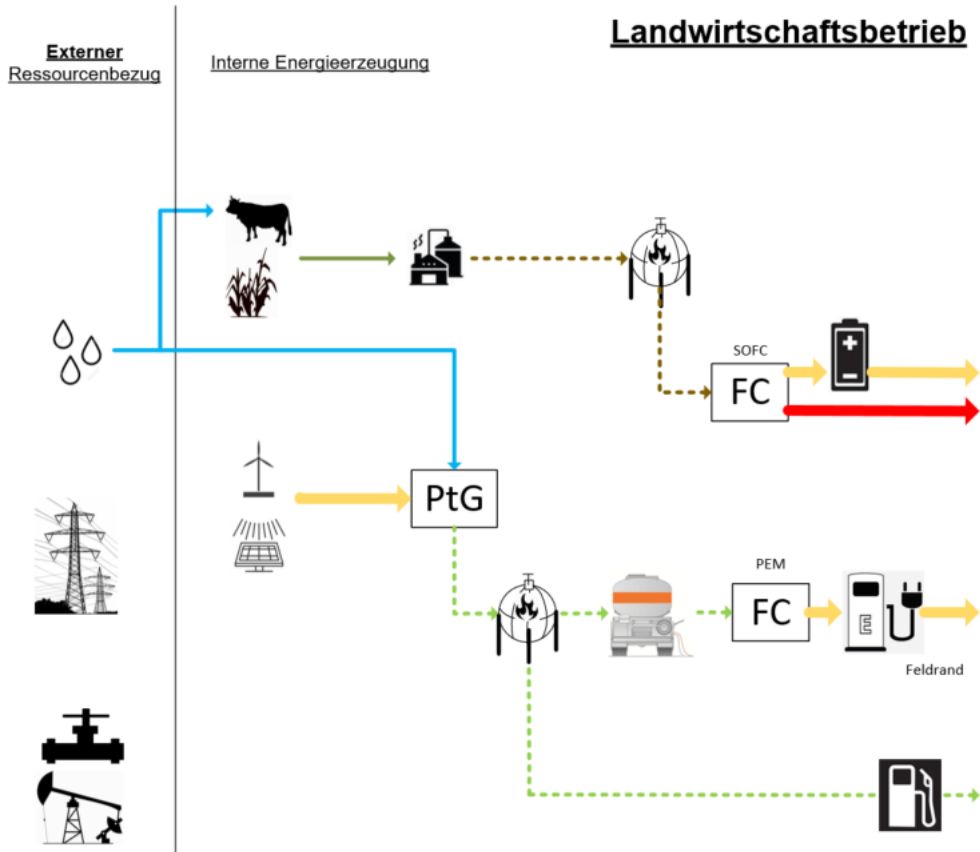
11.Y:



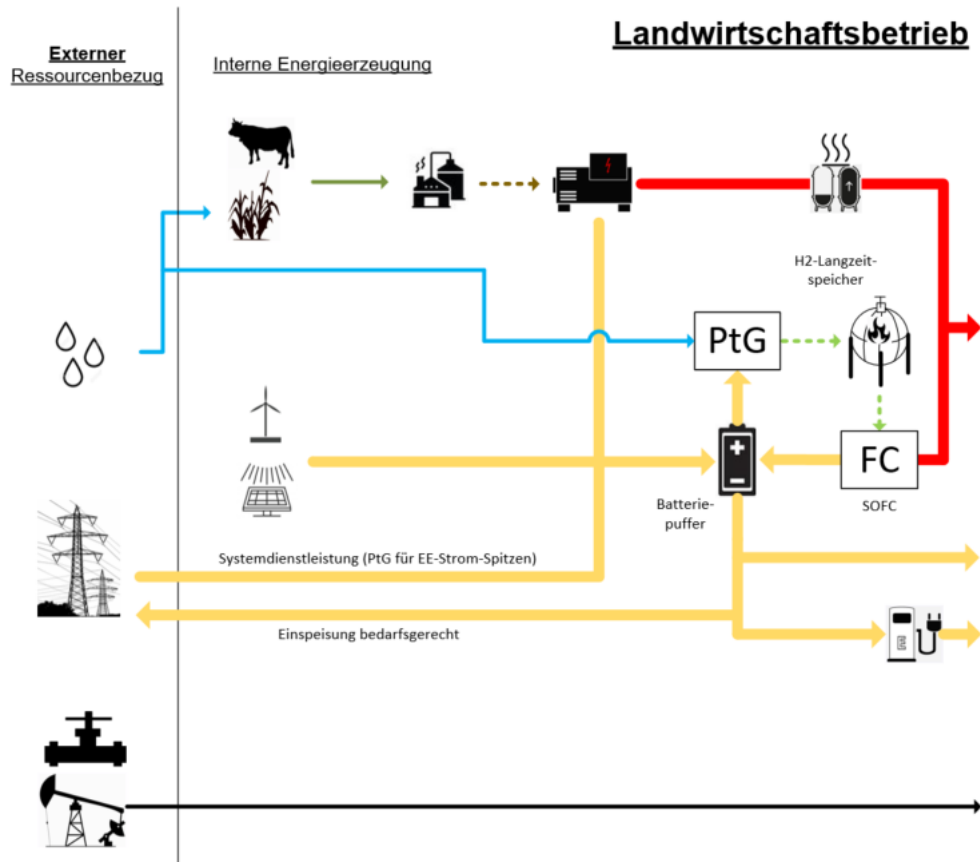
12.Y:



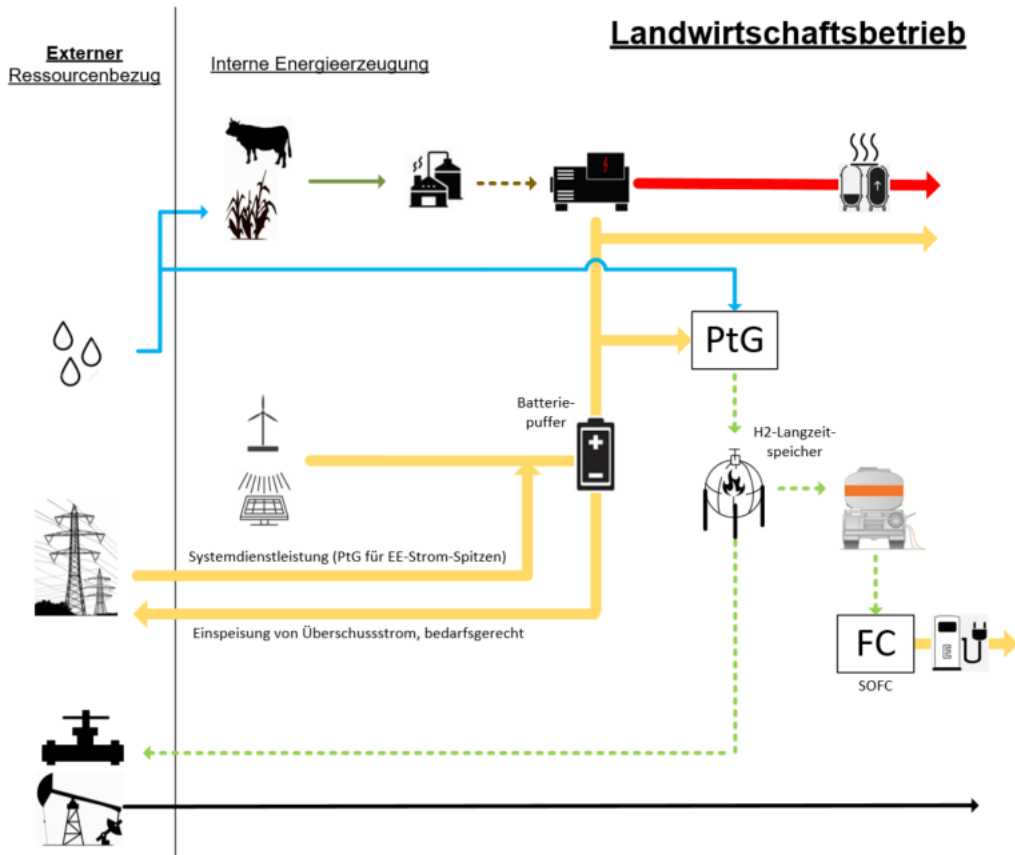
13.Y:



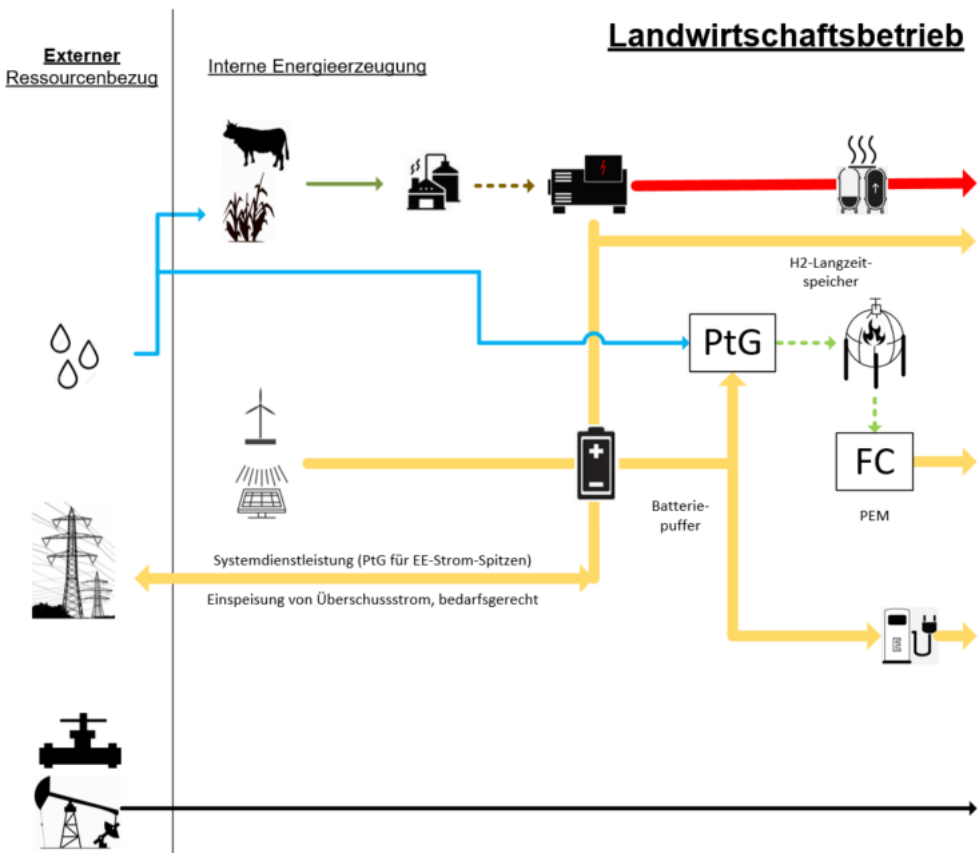
14.Y:



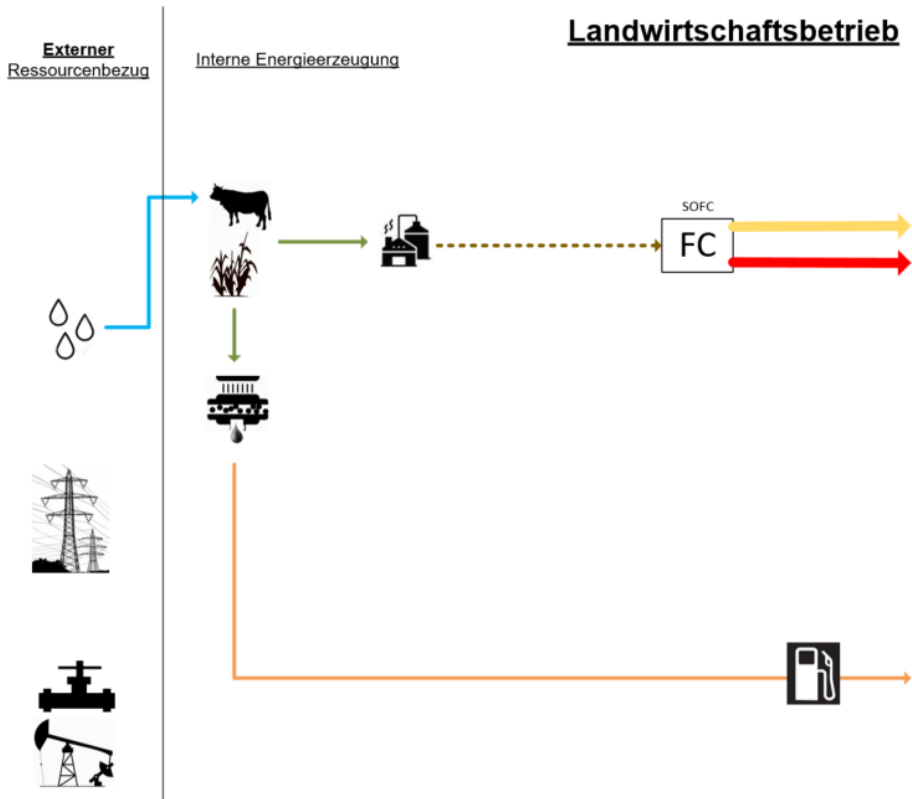
15.Y:



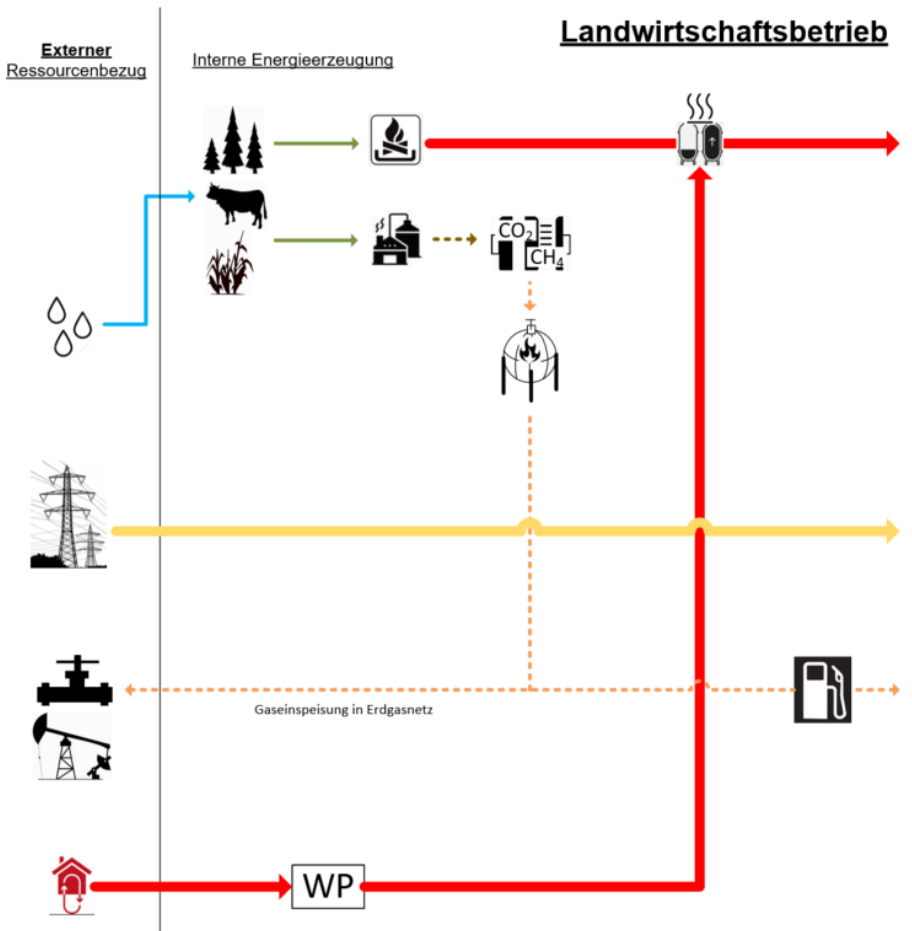
16.Y:



17.Y:



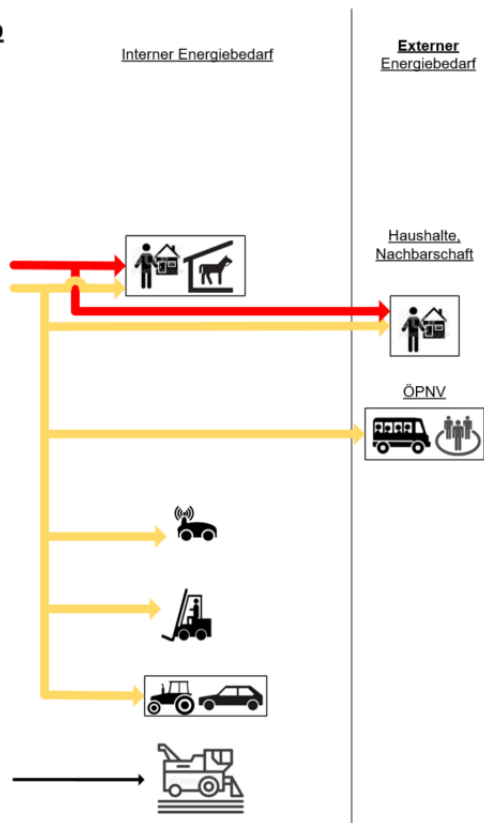
18.Y:



Szenarien für die Energienutzung (Beispiele)

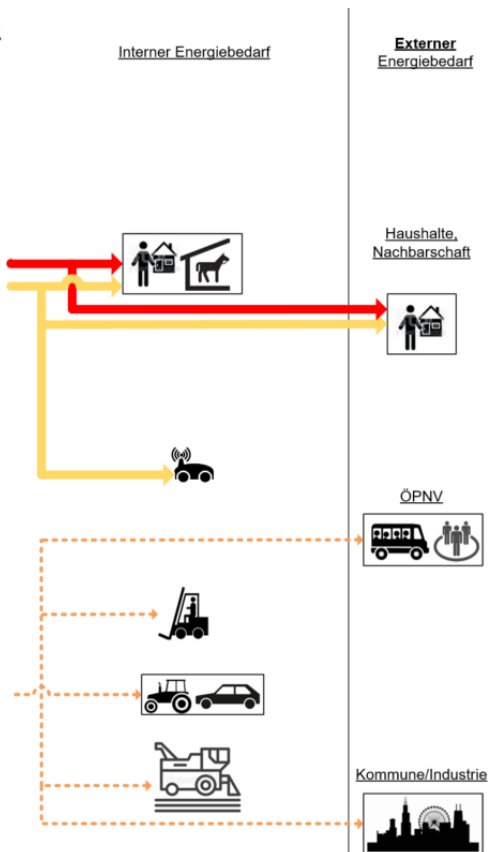
5.X Elektrifizierung:

Landwirtschaftsbetrieb



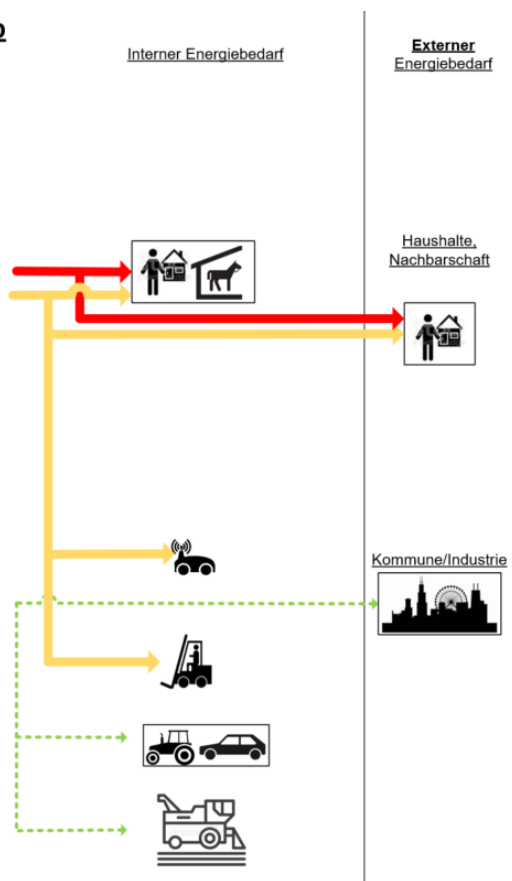
8.X Verstärkte Methannutzung:

Landwirtschaftsbetrieb



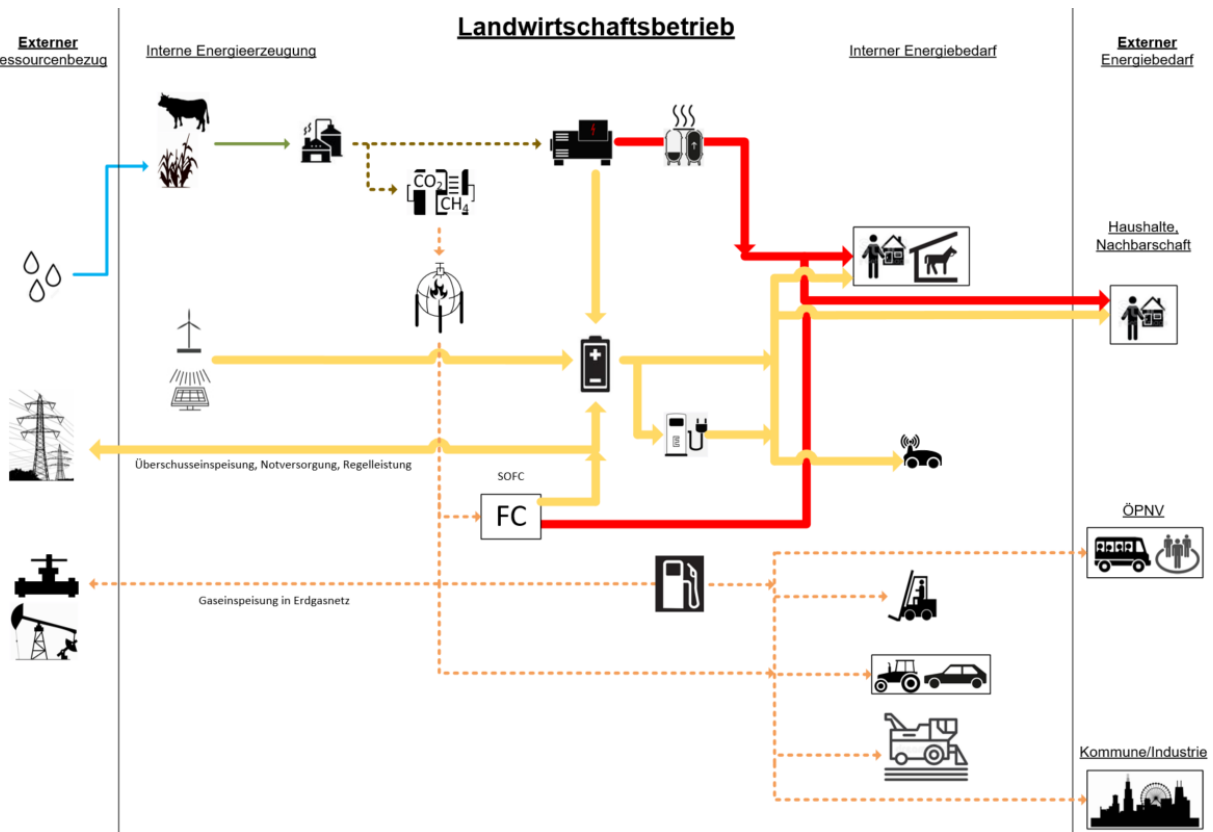
11.X Elektrifizierung + Wasserstoffnutzung

Landwirtschaftsbetrieb



Kombination aus Energiequellen und -senken

6.Y + 8.X:



Herausgeber:

Sächsisches Landesamt für Umwelt, Landwirtschaft
und Geologie (LfULG)
Pillnitzer Platz 3, 01326 Dresden
Telefon: + 49 351 2612-0
Telefax: + 49 351 2612-1099
E- Mail: Poststelle.LfULG@smekul.sachsen.de
www.lfulg.sachsen.de

Autoren:

Nico Domurath, Dr. Laura Nousch, Björn Schwarz
und Dr. Burkhardt Faßauer, Fraunhofer-Institut für
Keramische Technologien und Systeme IKTS
Winterbergstr. 28, 01277 Dresden

Catrin Weyers und Dr. Sven Klausner
Fraunhofer-Institut für Verkehrs- und Infrastruktursysteme IVI
Zeunerstraße 38, 01069 Dresden

Auflage:

1. Auflage

Redaktion:

siehe Autoren

Fotos:

Titelbild: Björn Schwarz und Laura Nousch, Fraunhofer IKTS

Auflage:

1. Auflage

Redaktionsschluss:

30.09.2022

Hinweis:

Die Broschüre steht nicht als Printmedium zur Verfügung,
kann aber als
PDF-Datei unter <https://publikationen.sachsen.de>
heruntergeladen werden.

Verteilerhinweis

Diese Informationsschrift wird von der Sächsischen Staatsre-
gierung im Rahmen ihrer verfassungsmäßigen Verpflichtung
zur Information der Öffentlichkeit herausgegeben.

Sie darf weder von Parteien noch von deren Kandidaten oder
Helfern zum Zwecke der Wahlwerbung verwendet werden.
Dies gilt für alle Wahlen. Missbräuchlich ist insbesondere die
Verteilung auf Wahlveranstaltungen, an Informationsständen
der Parteien sowie das Einlegen, Aufdrucken oder Aufkleben
parteipolitischer Informationen oder Werbemittel. Untersagt
ist auch die Weitergabe an Dritte zur Verwendung bei der
Wahlwerbung.

*Täglich für
ein gutes Leben.*

www.lfulg.sachsen.de