Energiezukunft Deltaland 2045 - Energie gemeinsam denken. Wachstum nachhaltig sichern.

01.10.2026

Abschlussbericht: Energiesystemstudie Deltaland

InfraRes GmbH

Prof. Dr.-Ing. Fabian Scheller, Prof. Dr. Thomas Bruckner

Tilia GmbH

Stefan Böttger, Thorben Andersen, Andreas Kästner

Kernbotschaften – Energiesystemstudie Deltaland.

Erneuerbare Potenziale nutzen, Netze stärken und konkrete Transformationsprojekte umsetzen.

- Das Deltaland verfügt bereits heute über eine starke erneuerbare Energiebasis und erhebliche zusätzliche Ausbaupotenziale. Rund 603 GWh erneuerbarer Strom werden jährlich erzeugt, vor allem aus Wind. Die Herausforderung liegt darin, Erzeugung, Netze und Verbrauch besser zusammenzubringen.
- Elektrifizierung ist der zentrale Transformationspfad, aber ohne Netzausbau bleibt sie Theorie. Stromnetze, Umspannwerke und Anschlusskapazitäten müssen frühzeitig mit Industrie-, Gewerbe- und Wärmeplanung verzahnt und politisch aktiv unterstützt werden.
- Die Transformation muss standortbezogen erfolgen. Die vier untersuchten Cluster unterscheiden sich deutlich bei Energiebedarf, Infrastruktur und Entwicklungsperspektiven. Deshalb braucht es unterschiedliche Lösungen für Walsrode, Bad Fallingbostel, Hodenhagen/Ahlden und Rethem.
- Regionale Bioenergie ist ein strategischer Standortvorteil und muss aktiv gesichert werden. Ohne tragfähige Post-EEG-Pfade, Wärmenutzung sowie Rohgas- und Biomethanverbünde drohen Anlagen und regionale Wertschöpfung verloren zu gehen. Kommunen können hierbei als Koordinatoren, Ankerkunden und Infrastrukturpartner entscheidend wirken.
- Wasserstoff bleibt eine wichtige strategische Option, ist aber derzeit kein regionaler Hauptpfad. Die Anschlussmöglichkeiten über Lehringen und Hollige sollten offengehalten werden. Investitionen in ein Verteilnetz oder lokale Elektrolyseanlagen sind erst bei belastbarer industrieller Nachfrage und wettbewerbsfähigen Preisen sinnvoll.
- Entscheidend ist jetzt der Schritt vom Gesamtbild zu konkreten, kurz- bis mittelfristig umsetzbaren Projekten. Netzkapazitäten sollten frühzeitig geklärt, Biogasverbünde und Wärmeprojekte weiterentwickelt, Energiekonzepte für Gewerbeflächen erstellt und wichtige Infrastrukturen gemeinsam politisch abgesichert werden.

Agenda

Energiesystemstudie für die Wirtschaftsregion Deltaland.

1. **Vorgehen**
2. Ausgangslage
3. Potenziale
4. Transformationsoptionen
5. Handlungsempfehlungen

Das Vorhaben „Energiesystemstudie für die Wirtschaftsregion Deltaland“ wird im Rahmen der integrierten ländlichen Entwicklung durch das Regionalmanagement der betroffenen LEADER-Regionen (Vogelparkregion / Aller-Leine-Tal) gefördert.

Dieses Projekt wird kofinanziert durch den Europäischen Landwirtschaftsfonds für die Entwicklung des ländlichen Raums (ELER) und das Land Niedersachsen.

Vorgehen – Zielstellung und Untersuchungsrahmen

Ziel ist ein integriertes Energiesystem 2045, das Klimaneutralität und wirtschaftliche Entwicklung verbindet.

Zielstellung

- Entwicklung eines integrierten Zielbildes für ein klimaneutrales, sektorgekoppeltes Energiesystem 2045 in der Vogelparkregion und dem Aller-Leine-Tal (Bereich Heidekreis)
- Ableitung kurz- und langfristiger Transformationspfade, die regionale Chancen durch das nationale Wasserstoffkernnetz nutzen und nachhaltiges Wachstum sichern
- Bündelung der Kräfte von Kommunen, Industrie, Landwirtschaft, Gewerbe und Energiewirtschaft zu einer gemeinsamen Dekarbonisierungsstrategie
- Identifikation zentraler Treiber und Barrieren und Entwicklung von Lösungen für eine erfolgreiche Transformation

Untersuchungsrahmen

- Lokale sektorübergreifende Absichten in das Gesamtsystem integrieren
- Anbindung ans Wasserstoff-Kernnetz prüfen und lokale Elektrolyse mit Netzanschluss vergleichen
- Transformationsmöglichkeiten für Industrieprozesse durch H_2, Wärmepumpen, Abwärme und Geothermie abfragen
- Dekarbonisierungspotenziale in Industrie und Gewerbe erheben
- Landwirtschaftsseitige Potenziale durch Biogas/Biomethan als Quellen für grüne Moleküle und Wasserstoff einbinden
- PV-, Wind- und EE-Ausbaupotenziale erfassen und Speicheroptionen in den Regionen bewerten

Vorgehen – Systematik der Untersuchung

Die Studie wurde in vier aufeinander aufbauenden Phasen von der Analyse bis zur Umsetzung bearbeitet.

Kick-Off Workshop. **Arbeitsplanung**

Analyse der Akteurs- & Energiesystemstrukturen

- Strukturierung der heutigen Systemlandschaft und der Energieinfrastrukturen
- Bildung der vier Cluster A–D als räumliche Struktur der Analyse
- Durchführung von ~30 Experten- bzw. Fokusgruppengesprächen
- Begleitung von Sondierungs-gesprächen zum Anschluss an das Wasserstoff-Kernnetz
- Erfassung Ist-Daten für Verbräuche, Erzeugung und Netze (Strom, Wärme, Gas, Abwärme)
- Datensichtung und Aufbau einer konsolidierten Datenbasis
- Ableitung synthetischer Lastprofile für fehlende Realdaten der Akteure

- Gemeinsames Bild der heutigen Energie- und Akteursstruktur
- Identifikation der Transformations-aufgaben der Cluster

Zwischenergebnis-Workshop **Ausgangslage**

Ausloten der Trans-formationspotenziale

- Quantifizierung der Erzeugungs- und Verbrauchspotenziale 2045
- Wind-, PV-, Biogas-, Wärme-, Abwärme- und H_2-Potenziale räumlich und quantitativ untersuchen
- Entwicklung von drei regionalen Technologieportfolios für Cluster A
- Definition von drei externen Marktszenarien (Preisentwicklung, Infrastrukturzugang, CO_2-Pfad)
- Identifikation systemischer Restriktionen und standortspezifischer Optionen
- Bewertung des Modellierungsrahmens (SWOT) und Kategorisierung relevanter Unsicherheiten

- Technische Erzeugungs- und Verbrauchspotenziale je Cluster
- Technologie- und Infrastrukturpfade als Grundlage der Modellierung

Zwischenergebnis-Workshop **Zukunftspotenziale (Fokus auf Cluster A)**

Bewerten des Transformationspfads

- Implementierung des digitalen Simulationsmodells für Cluster A
- Bewertungskriterien für technologische und wirtschaftliche Vergleichbarkeit
- Kalibrierung stündlicher Optimierungsläufe und iterative Szenarienanpassung
- Modellierung der Technologieportfolios inkl. Dokumentation und Abstimmung
- Durchführung von Modellläufen (Kostenminimierung) für 2045 (3 x 3 x 3 Matrix)
- Untersuchung von Netz-, Speicher- und Flexibilitätseffekten

- Vergleichbare Transformationspfade für Cluster A
- Bewertung von Elektrifizierung, Wasserstoff und hybriden Lösungen

Zwischenergebnis-Workshop **Wirksamkeitsbewertung (Fokus auf Cluster A)**

Ableiten integrierter Transformationspläne

- Zusammenführung der vier unterschiedlichen Clusterstrategien A-D
- Priorisierung von Maßnahmen und Infrastrukturentscheidungen für die Regionen Vogelparkregion und das Aller-Leine-Tal
- Entwicklung von Maßnahmen für die Cluster
- Roadmap 2026–2045 und Governance für die weitere Umsetzung
- Ergebnisse für Politik und Öffentlichkeit nach Belastbarkeit und Freigabestatus einordnen
- Öffentliche Vorstellung der Ergebnisse am Klimaforum

- Vier Clusterstrategien und priorisierte Maßnahmenliste
- Handlungsempfehlungen für Regionen und Cluster

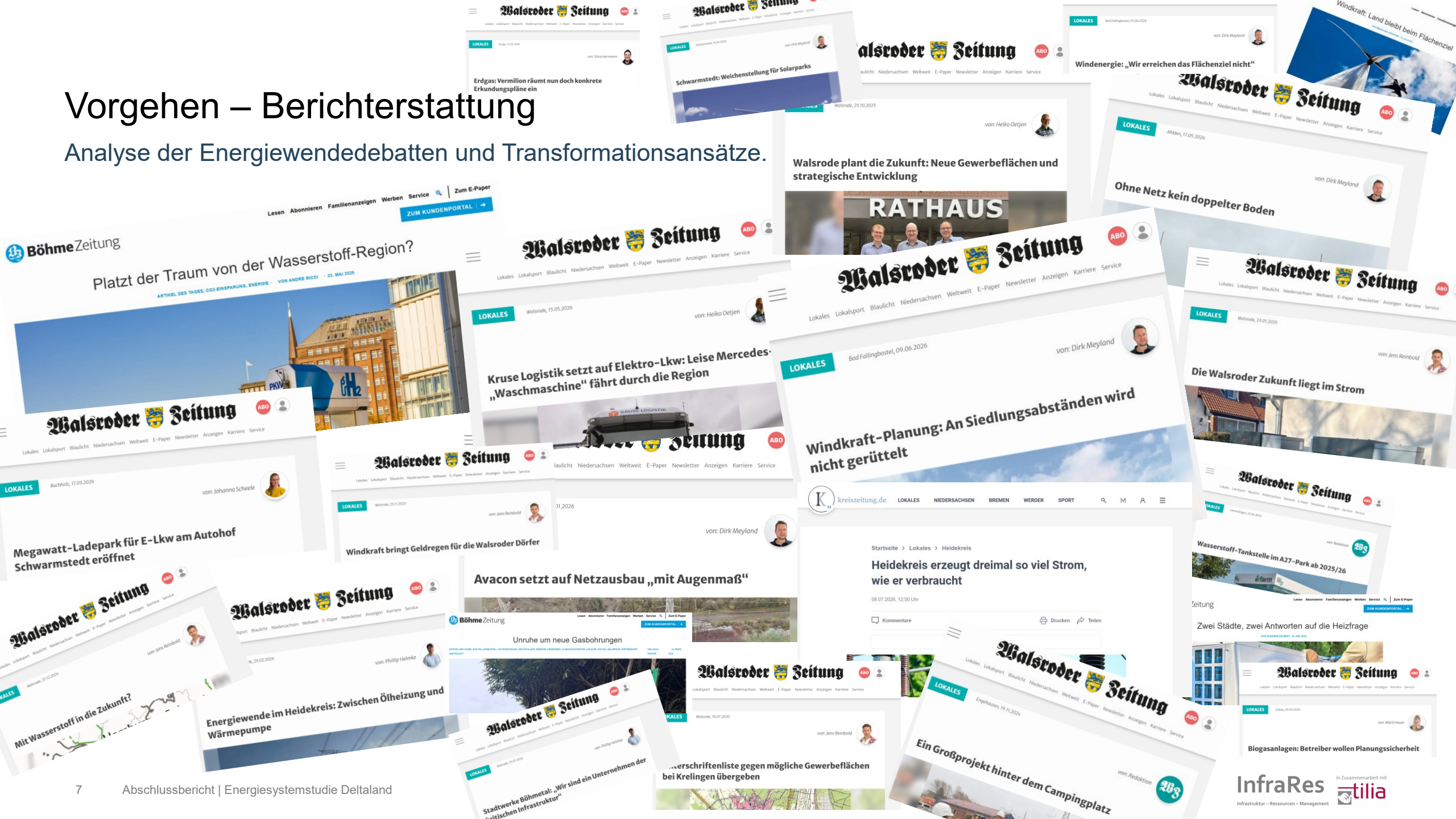
Ergebnis-Workshop **Handlungsempfehlungen**

Vorgehen – Einbindung regionaler Akteure (> 30 Interviews)

Nr	Gruppe	Region	Datum	Organisation
1	Kommune	VPR	30.09.2025	Stadt Walsrode
2	Kommune	VPR	30.09.2025	Stadt Bad Fallingbostel
3	Kommune	ALT	30.09.2025	Samtgemeinde Ahlden
4	Kommune	ALT	06.11.2025	Samtgemeinde Rethem
5	Wirtschaftsförderung	VPR,ALT	Laufend	Wirtschaftsförderung Deltaland
6	Energieberatung	VPR,ALT	Laufend	Energieagentur Heidekreis
7	Industriepark	VPR	13.11.2025	MSM Walsrode (IPW)
8	Industriepark	VPR	11.11.2025	Dow
9	Industriepark	VPR	17.11.2025	Viskase
10	Industriepark	VPR	12.11.2025	Wipak
11	Energieversorger	VPR	19.11.2025	EnBW Contracting
12	Versorger	VPR	01.12.2025	Stadtwerke Böhmetal (* Mailaustausch statt Befragung)
13	Netzbetreiber	VPR,ALT	23.10.2025	Avacon Netz
14	Fernleitungsnetzbetreiber	VPR,ALT	04.11.2025	Nowega
15	Fernleitungsnetzbetreiber	VPR,ALT	13.11.2025	Gasunie
16	Energie / Rohstoffe	VPR	19.11.2025	Vermilion Energy
17	Industrie	VPR	05.12.2025	Eckes-Granini
18	Gewerbepark	ALT	19.11.2025	EGRA Rethem
19	Technologie	ALT	19.11.2025	Freqcon
20	Wind / H_2	VPR	02.12.2025	GP Joule
21	Beratung / Bioenergie	beide	30.10.2025	Landberatung Biogas-AK
22	Bioenergie	VPR	30.10.2025	Hof Küddelse
23	Bioenergie	beide	30.10.2025	Dorow Heizung/Lüftung/Sanitär
24	Bioenergie	beide	30.10.2025	Bockeler Biogas UG & Co. KG
25	Bioenergie	VPR	30.10.2025	AgrarEnergie Vethkampen
26	Bioenergie	VPR	30.10.2025	Idsinger Biogas
27	Bioenergie	beide	30.10.2025	Elektrotechnik Domgörgen
28	Bioenergie	beide	13.11.2025, 17.08.2026	Elektrotechnik Domgörgen
29	Bioenergie	beide	17.11.2025	3N Kompetenzzentrum
30	Gewerbe	ALT	04.06.2026	Serengeti Park
31	Beratung / Projektierung	beide	19.02.2026	Niedersächsische Landesgesellschaft
32	Beratung	Beide	21.08.2026	Nefino

Vorgehen – Berichterstattung

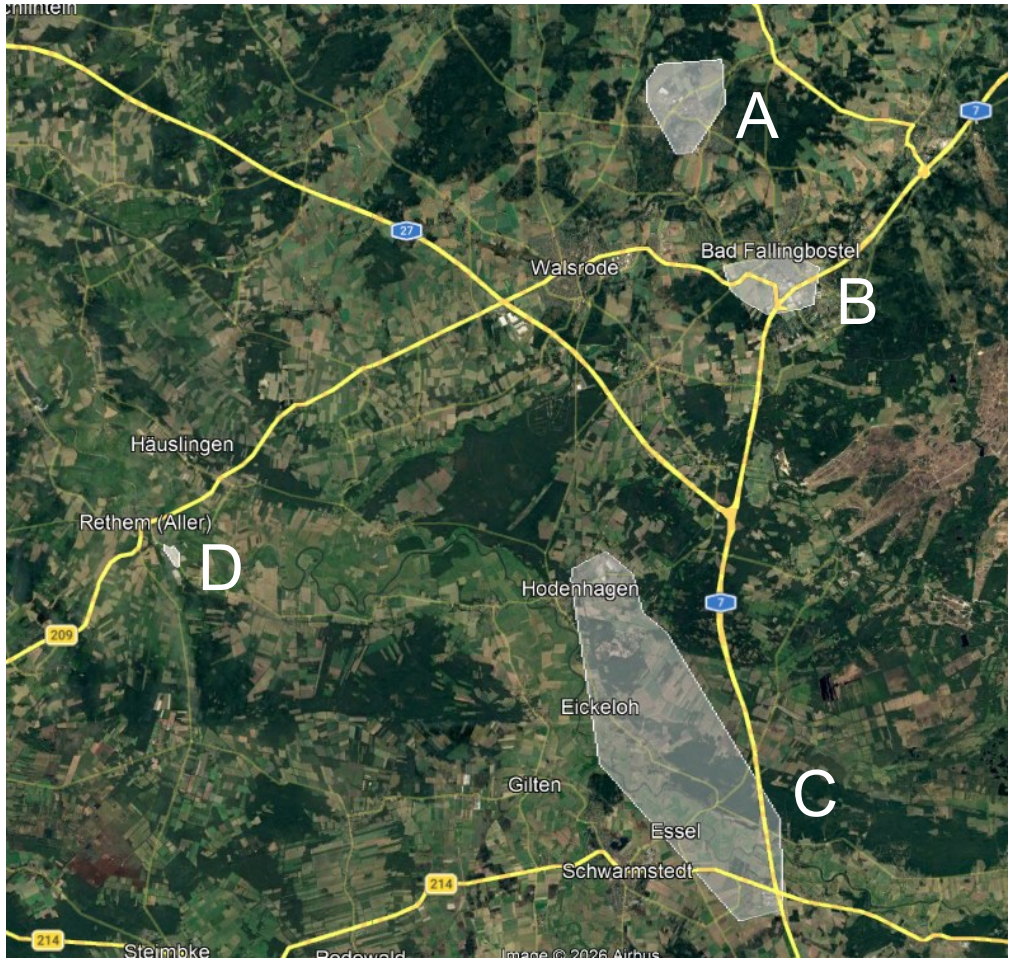
Analyse der Energiewendedebatten und Transformationsansätze.



InfraRes in Zusammenarbeit mit tilia

Vorgehen – Bildung der vier Cluster

Vier Cluster bilden die unterschiedlichen Energie- und Wirtschaftsstrukturen des Deltalands ab.



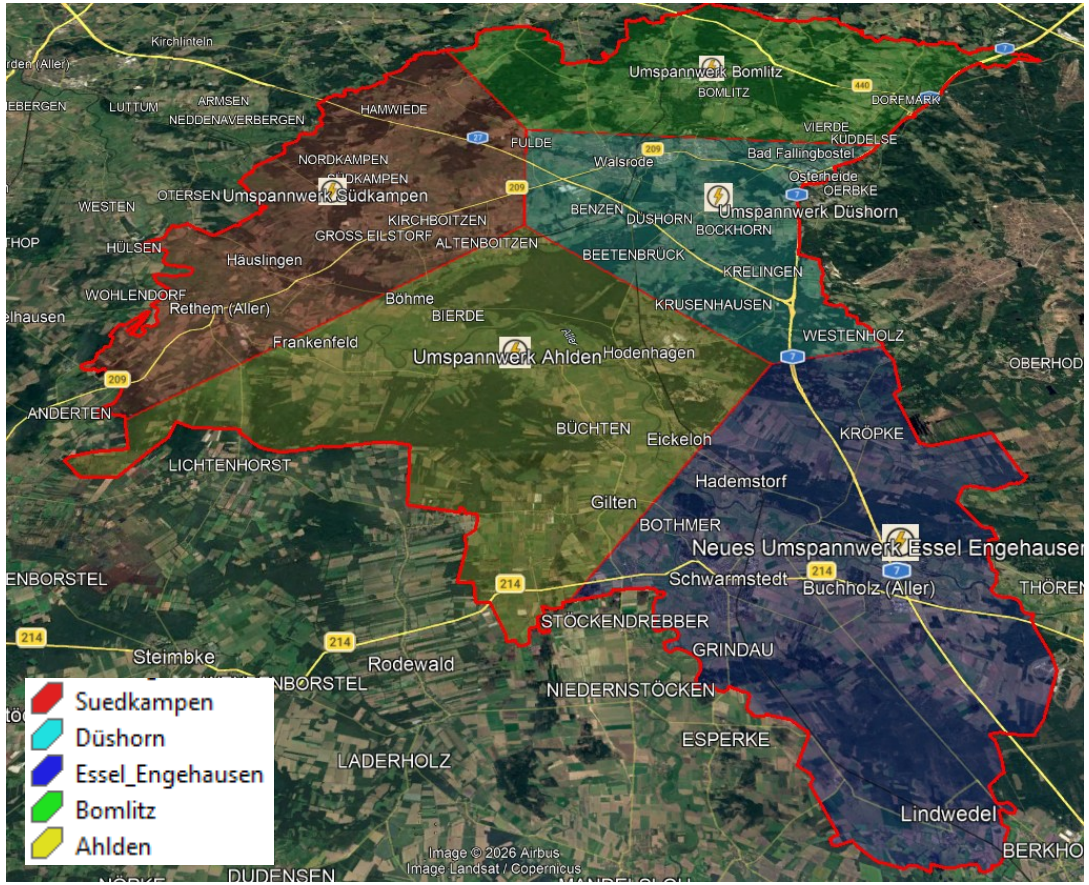
Quelle: Google Earth; eigene Bearbeitung

- Cluster bündeln die wichtigsten Industrie- und Gewerbestandorte mit ihrem Umfeld.
- Abgrenzung orientiert sich näherungsweise an wirtschaftlichen Schwerpunkten und den Umspannwerken (Analyseräume und keine exakten Netzgebiete).

Cluster A: Walsrode/Bomlitz, Industriepark Walsrode, Schwerpunkt energieintensive Industrie
Cluster B: Bad Fallingbostel/Düshorn, Industriegebiet Ost und weitere Entwicklungsflächen, Schwerpunkt Lebensmittelindustrie, Gewerbe und Logistik
Cluster C: Hodenhagen/Ahlden/Schwarmstedt, Gewerbe- und Logistikstandorte mit weiterem Flächenwachstum
Cluster D: Rethem/Südkampen, EGRA und Gewerbegebiet Galgenberg, geringer Industriebedarf, hohe Bedeutung der Bioenergie

Vorgehen – Räumliche Zuordnung zu Umspannwerken

Die Umspannwerke dienen als räumliche Orientierung, die Cluster sind jedoch keine exakten elektrischen Netzgebiete.



Quelle: Google Earth; eigene Bearbeitung

- In der Betrachtungsregion existieren fünf Umspannwerke (110/20 kV, Entfernung zueinander ca. 12 km).
- Eine gebietsscharfe Abgrenzung ist aufgrund der Datenlage nicht möglich (Konzessionsverfahren laufend).
- Näherungsweise Abgrenzung über Thiessen-Polygone:
  - Ausweisen von Flächen zum nächstgelegenen Umspannwerk (maximaler Radius von 20 km).
- Die Umspannwerke Ahlden und Düshorn besitzen vergleichsweise kleinere Wirkbereiche, da sie maßgeblich von den anderen begrenzt werden.
- Nutzung dieser Methodik auch für die spätere Zuordnung der Erzeugungspotenziale erneuerbarer Energien.

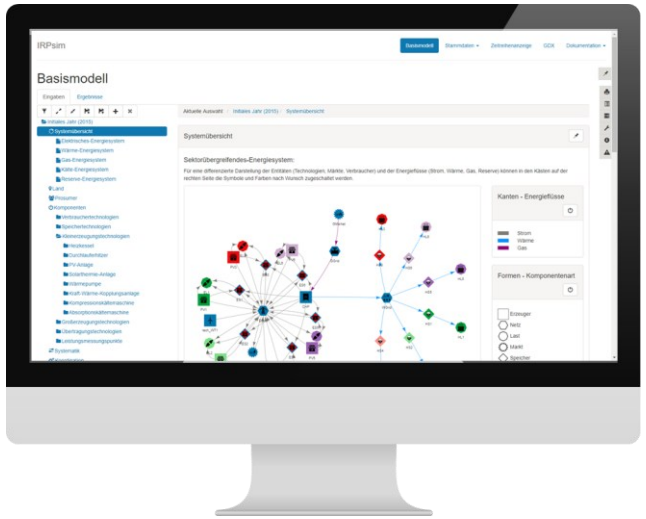
Vorgehen – Energiesystemmodellierung

Ermittlung des stündlichen Einsatzfahrplans der Technologieportfolios für Cluster A.

Modellbezogene Eingangsgrößen

- Technologieportfolios mit Anlagenkapazitäten sowie Wind- und PV-Zeitreihen
- Strompreisszenarien inkl. Abgaben und Umlagen
- Brennstoffpreise und CO_2-Kosten
- Stündliche Lastprofile für Strom, Wärme
- Technische Parameter und Restriktionen (Leistung, Wirkungsgrad, Speicher, Einsatzgrenzen)
- Ökonomische Größen (variable Kosten, Netzentgelte, Abgaben, Marktpreise/Erlöse)

Digitales Energiesystemmodell



- Abbildung der Portfolios
- Parametrisierung der Technologien, Infrastruktur und Szenarien

Energiewirtschaftliche Einsatzoptimierung

- Kostenoptimierter Einsatz aus Gesamtsystemsicht
- Abbildung von Strom-, Wärme-, Wasserstoff- und Biomethanversorgung
- Berücksichtigung technischer Restriktionen und Speicherbetrieb
- Ergebnis ist ein stundenscharfer Fahrplan

Agenda

Energiesystemstudie für die Wirtschaftsregion Deltaland

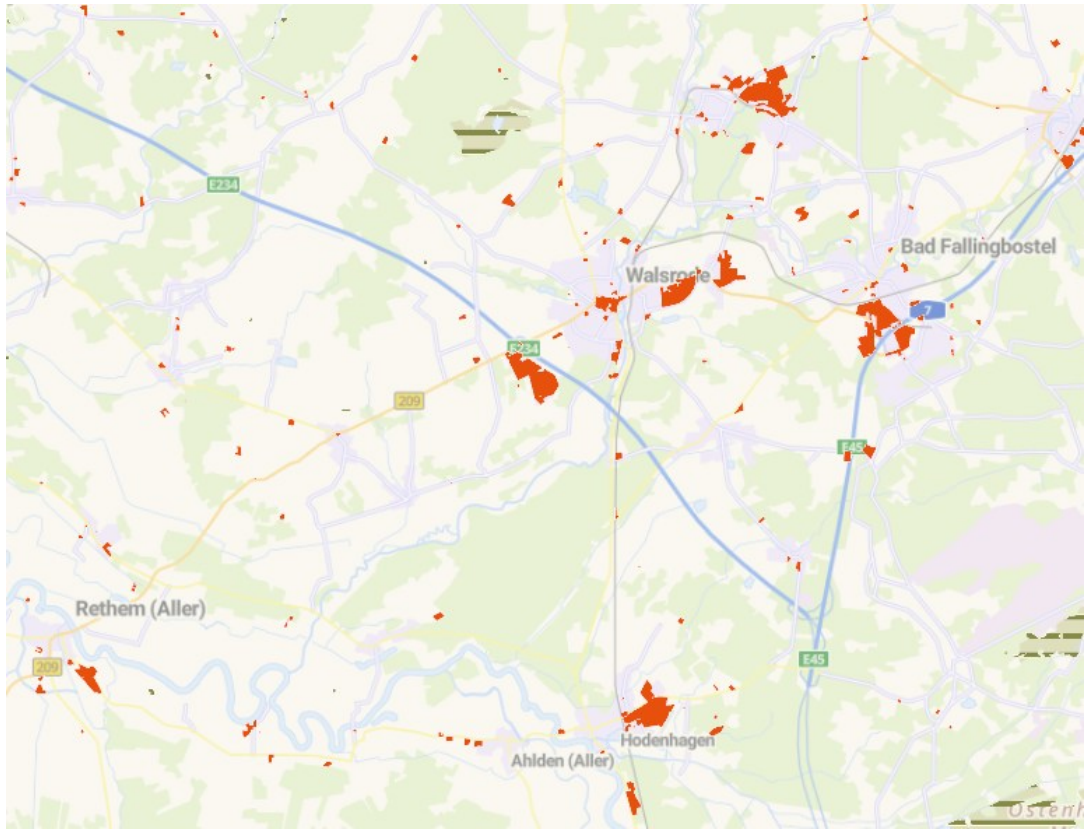
1. Vorgehen
2. **Ausgangslage**
3. Potenziale
4. Transformationsoptionen
5. Handlungsempfehlungen

Das Vorhaben „Energiesystemstudie für die Wirtschaftsregion Deltaland“ wird im Rahmen der integrierten ländlichen Entwicklung durch das Regionalmanagement der betroffenen LEADER-Regionen (Vogelparkregion / Aller-Leine-Tal) gefördert.

Dieses Projekt wird kofinanziert durch den Europäischen Landwirtschaftsfonds für die Entwicklung des ländlichen Raums (ELER) und das Land Niedersachsen.

Ausgangslage – Industrie- und Gewerbestruktur

Größte Industrie- und Gewerbeschwerpunkte liegen im Raum Walsrode und Bad Fallingbostel.

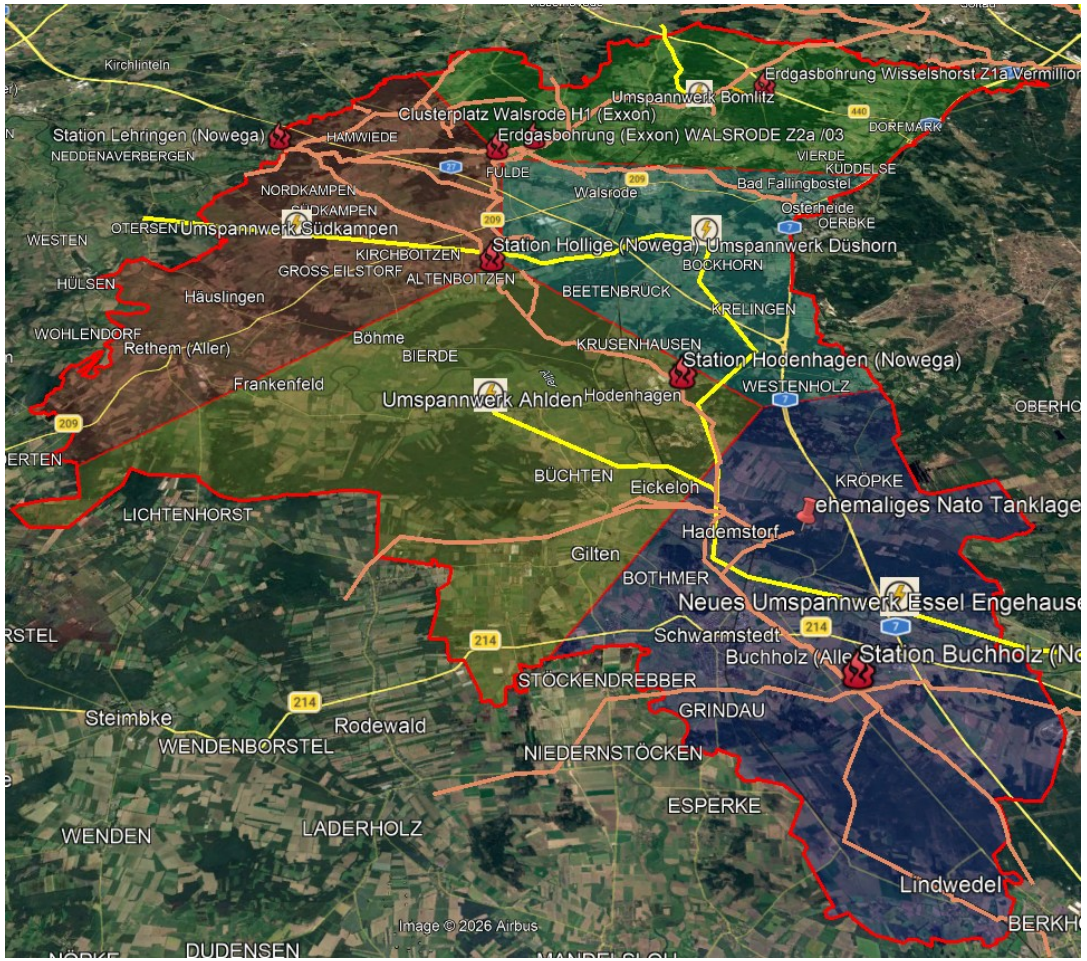


- Die rot markierten Flächen beschreiben Industrie- und Gewerbestandorte (IuG; GI/GE).
- Ländliche Bereiche weisen einen geringen Anteil an Industrie- und Gewerbeflächen auf.
- Primäre Verortung der Industrie- und Gewerbeflächen in VPR in und um die Städte Walsrode sowie Bad Fallingbostel; entlang BAB 7 und BAB 27.
- Weitere Flächen befinden sich im Aller-Leinetal (ALT) entlang der Aller, nahe der Orte Rethem und Hodenhagen.

Quelle: https://sl-webgis.stromnetzdc.com/extern/synserver?project=Hinweise_StromNetzDC

Ausgangslage – Stromnetzinfrastruktur

Deltaland ist stark von der 110-kV-Ebene abhängig und verfügt über keine direkte Höchstspannungsanbindung.



110 kV-Leitung

Erdgasleitung

Quelle: Google Earth; eigene Bearbeitung

- Das Deltaland ist über die 110 kV-Schiene (Hochspannung) erschlossen; kein Zugang zur Höchstspannung (220/380 kV).
- In der Region befinden sich fünf Umspannwerke (110/20 kV): Bomlitz, Düshorn, Südkampen, Ahlden und Essel.
- Auslastung des 110-kV-Netzes wird als hoch benannt; auch bei Inbetriebnahme des UW Essel sind Netzkapazitäten größtenteils ausgeschöpft[1].
- WWE-Studie bestätigt erhöhte Netzbelastungen im Heidekreis bzw. gibt Hinweise auf strukturelle Engpässe (Redispatch-Häufigkeit)[2].
- Netzentwicklungsplan 2025-2037/2045 (NEP) sieht derzeit keine Höchstspannungsnetz-Korridore für das Deltaland vor.
- Netzbetreiber sind Avacon und Stadtwerke Böhmetal (beide Verteilnetz Hoch-/Mittelspannung).

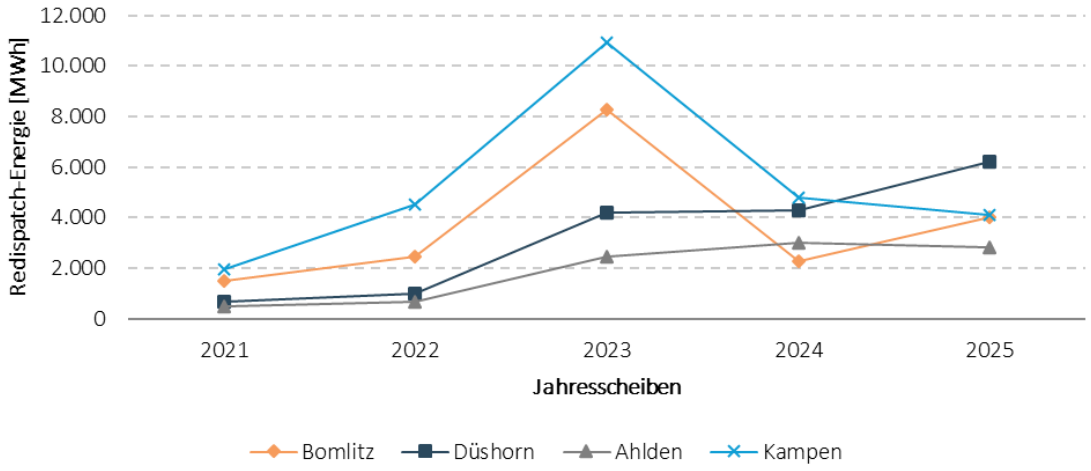
[1]Interview Netzbetreiber, maßgeblicher Grund: Boom der Graustromspeicher

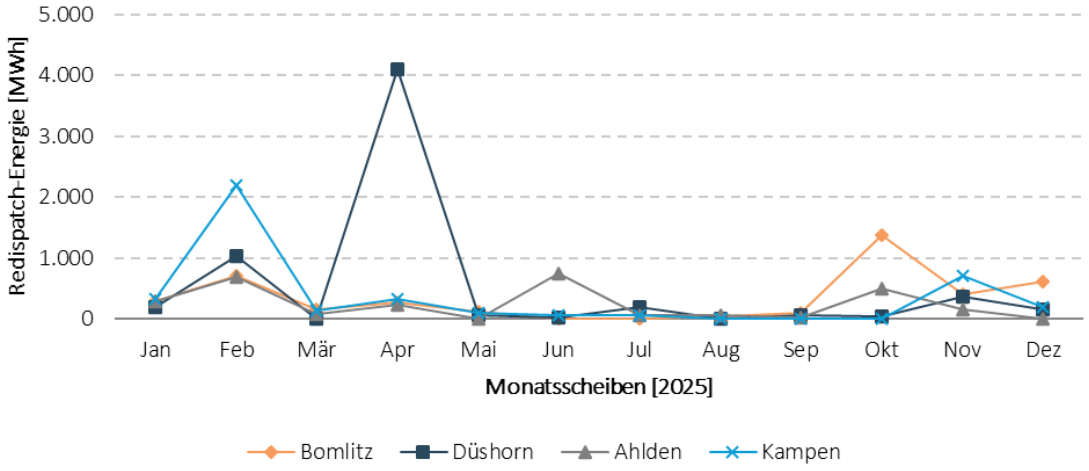
[2]Wirtschaft.Wandel.Energie. - Wertschöpfung durch die Transformation zwischen Ems und Elbe (kurz WWE-Studie).

Ausgangslage – Redispatch im Deltaland

Redispatch ist relevant, aber kein Deltaland-Sonderproblem und nur ein Indikator für belastete Umspannwerke.

- Heidekreis gehört im überregionalen Vergleich zu den Regionen mit einer auffälligen Redispatch-Betroffenheit. Auch die Deltaland-Umspannwerke sind deutlich betroffen (~ 2021 bis 2025 zusammen rund 70,6 GWh). Im Vergleich zum Heidekreis ist das Deltaland aber kein Sonderfall (2025: Marklendorf 19 GWh, Tewel 7,9 GWh, Düshorn 6,2 GWh, Kampen 4,1 GWh, Bomlitz 4,0 GWh,…).
- Es gibt aber nicht den einen Engpass im Deltaland. Die Muster unterscheiden sich stark zwischen den UW Bomlitz, Düshorn, Ahlden und Kampen. Weiterhin sind die Netzprobleme zeitlich konzentriert. Teilweise bestimmen wenige Monate einen großen Teil des Jahreswertes:





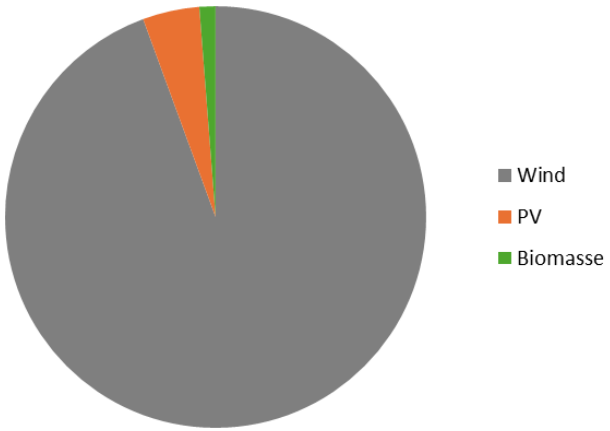
- Unterschiedliche Muster der UW deuten auf verschiedene Netzbereiche oder Engpassursachen hin. Redispatch ist ein Warnsignal, aber kein Beweis für ein „volles“ Umspannwerk. Der Engpass kann auch auf Leitungen oder höheren Netzebenen liegen.

1) Wirtschaft.Wandel.Energie. - Wertschöpfung durch die Transformation zwischen Ems und Elbe (kurz WWE-Studie). 2) Eigene Auswertung auf Basis Nefino-Redispatch-/GIS-Daten Heidekreis (Stand 09/2026). Redispatch-Werte sind Indikatoren für Netzrestriktionen, keine direkte Messung freier Anschlusskapazität.

Ausgangslage – Redispatch nach Technologie und Standort

Wind prägt das Redispatch-Geschehen, während sich Häufigkeiten zwischen den Netzknoten deutlich unterscheiden.

- Wind ist das eigentliche Thema hinter den Redispatch-Daten: Rund 94 % des ausgewiesenen Redispatch-Energievolumens der vier UWs entfallen auf Wind.
- Biogas spielt bei den ausgewiesenen Abregelungen nur eine geringe Rolle. Ob dies an einer bereits flexiblen Fahrweise oder an betrieblichen Randbedingungen liegt, lässt sich aus den Daten nicht eindeutig ableiten.

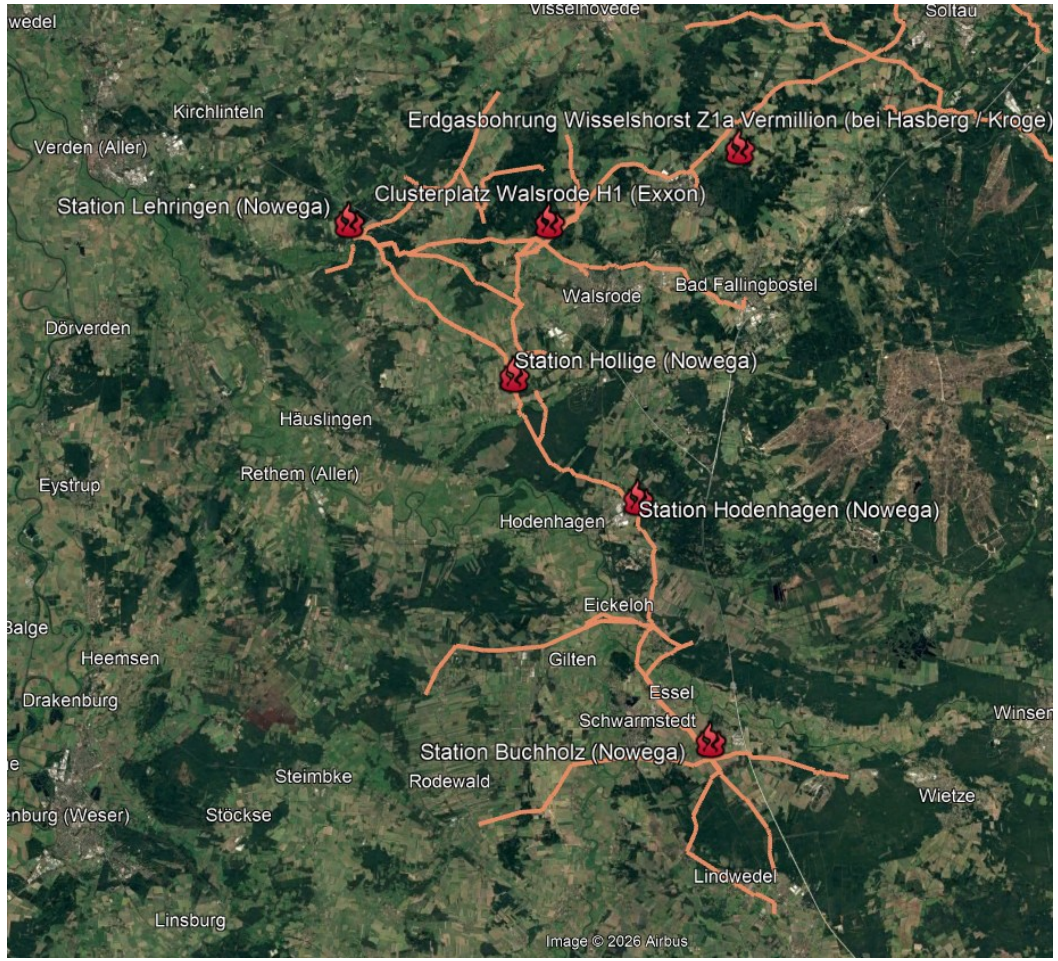


- Mehr Redispatch-Fälle bedeuten nicht automatisch einen größeren Netzengpass bzw. Abregelung (Ahlden: viele eher kleine Eingriffe, aber geringere Redispatch-Menge; Düshorn: weniger, aber im Mittel größere Eingriffe; Bomlitz: dazwischen; Kampen: stark windgeprägte, offenbar gemeinsam betroffene Anlagen).
- Düshorn zeigt eine auffällige Redispatch-Betroffenheit, gleichzeitig sind die Werte stark von einzelnen Zeiträumen geprägt. Zusätzliche Gewerbe-, Wärme- und Ladeprojekte sollten deshalb mit dem Netzbetreiber geklärt werden (z. B. auch im Rahmen der KWP).
- Nefino-Daten zeigen Planungshinweise für UW Düshorn; welche zusätzliche Anschlussleistung dadurch entsteht, ist nicht klar. Ältere veröffentlichte Avacon-Unterlagen nennen im Raum Düshorn unter anderem Freileitungsmonitoring und Leitungsertüchtigungen.

1) Wirtschaft.Wandel.Energie. - Wertschöpfung durch die Transformation zwischen Ems und Elbe (kurz WWE-Studie). 2) Eigene Auswertung auf Basis Nefino-Redispatch-/GIS-Daten Heidekreis (Stand 09/2026). Redispatch-Werte sind Indikatoren für Netzrestriktionen, keine direkte Messung freier Anschlusskapazität.

Ausgangslage – Erdgasinfrastruktur

Gasnetz verbindet zentrale Industriestandorte und kann langfristig auch für grüne Gase relevant werden.



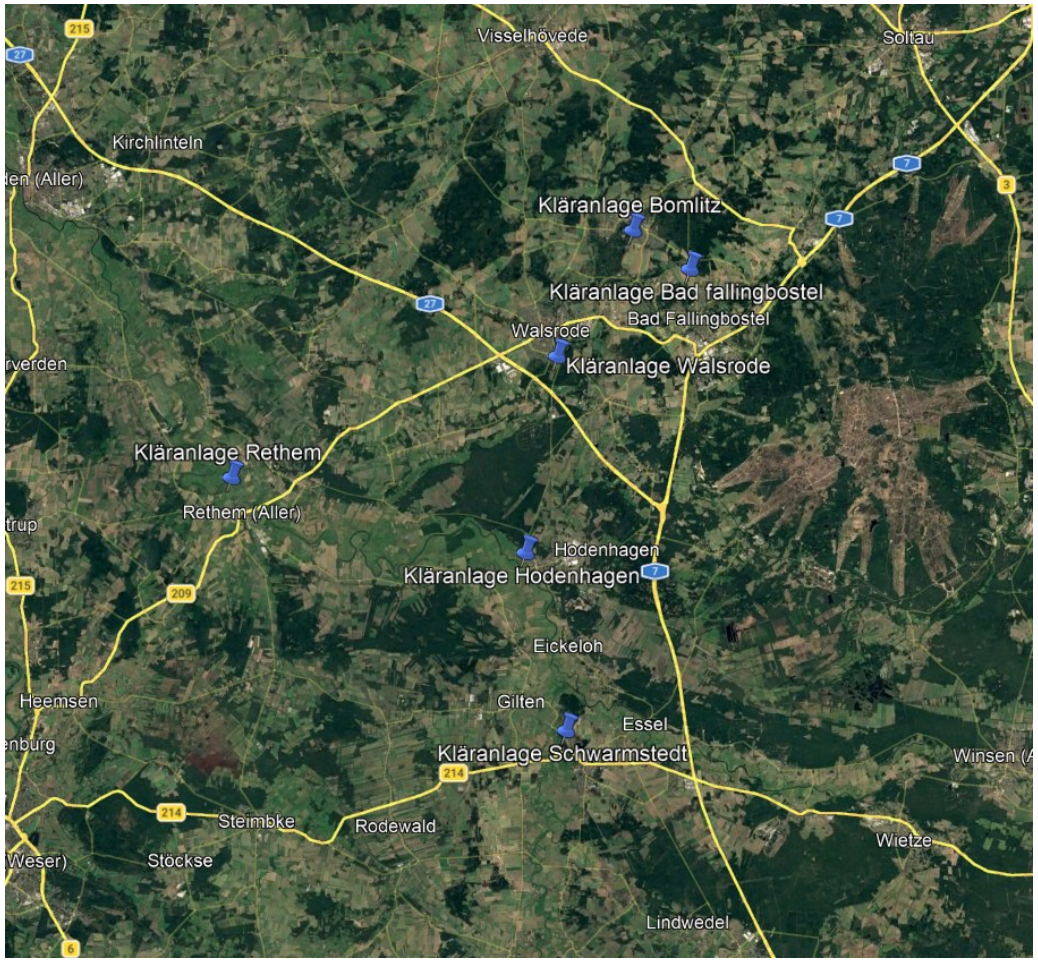
Quelle: Google Earth; eigene Bearbeitung

- Clusterplatz Walsrode ist wichtiger Bestandteil der Gas-Infrastruktur und Knotenpunkt.
- Druckstationen existieren ca. alle 20 km.
- Erschließung des neuen Erdgasfeldes (Z1a) Wisselshorst durch Fa. Vermilion mit Anschluss an das Hochdrucknetz; Erdgasförderung wurde im Juli 2026 planmäßig aufgenommen.
- Erschließung aus Richtung Norden und Süden als mögliche Grundlage für eine Umstellung von redundanten Bestandsleitungen auf Wasserstoff.

Quelle: https://www.vermilionenergy.com/de/news/)

Ausgangslage – Wasserwirtschaft und Kläranlagen

Kläranlagen bieten grundsätzlich Ansatzpunkte für Abwärmenutzung und lokale Energieprojekte.



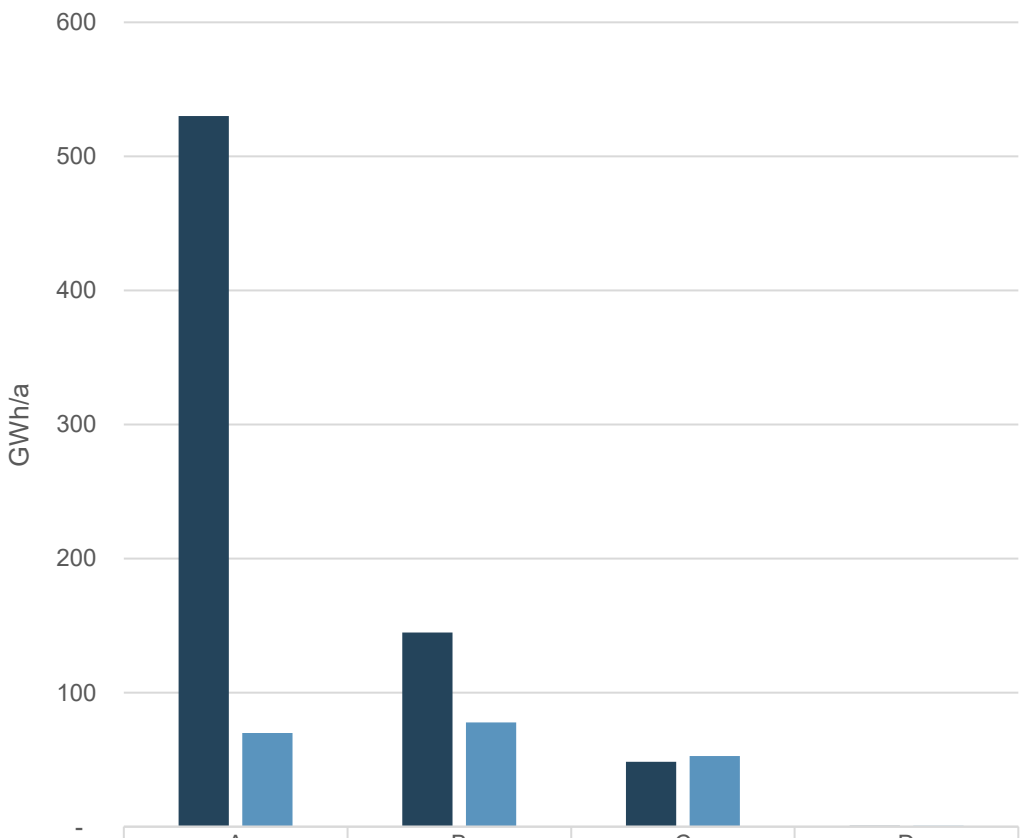
Quelle: Google Earth; eigene Bearbeitung

- Kläranlagen können als mögliche Standorte für eine zukünftige Energiebereitstellung gesehen werden.
  - Mögliche Elektrolysestandorte für die Wasserstoffherstellung (Wasserverfügbarkeit)
  - Wärmeerzeugung durch Abwärmenutzung am (gereinigten) Abwasserstrom
- Bisher wird an keiner Kläranlage eine Energiebereitstellung über die Eigenversorgung hinaus verfolgt.

Kläranlage	Einwohnergleich-werte	Abwassermenge (m^3/a)
GKA Bomlitz	340.000	3.500.000
Rethem	6.000	435.000
Bad Fallingbostel	88.000	1.900.000
Walsrode	40.000	1.740.000
Hodenhagen	80.000	580.000
Summe	**554.000**	**8.155.000**

Ausgangslage – Energiebedarfe der Cluster

Cluster A dominiert den heutigen Energiebedarf, während die Cluster C und D kleinere Verbrauchsstrukturen aufweisen.



	A	B	C	D
Erdgas	530	145	49	1
Strom	70	78	53	1

Energiebezug Erdgas und Strom vor Umwandlung in Endenergie (beispielsweise Strom oder Prozessdampf)

Cluster A:

- Geprägt durch Chemie- und Kunststoffindustrie (Industriepark Walsrode: v.a. MSM, Dow, Wipak, Viskase, Covestro)
- Hoher Erdgasbedarf insb. für Erzeugung von Prozessdampf/Prozesswärme

Cluster B:

- Geprägt durch Lebensmittelindustrie (Mondelez, Eckes) und Logistik (beispielsweise DB Schenker)
- Erdgasbedarf insb. für Prozessdampf Mondelez

Cluster C:

- Geprägt durch Logistik (beispielsweise Regional Warehouse (RWH) v. Vesta, Kühne und Nagel[1]) und KMU (beispielsweise Bäckerei Vatter[2])

Cluster D:

- EGRA (Energie- und Gewerbepark Rethem/Aller GmbH), geprägt durch Freqcon Amper Group (Energietechnologien)

[1]Gewerbegebiet Hodenhagen Nord | [2]Autohof Schwarmstedt.

Ausgangslage – Cluster A: Industriepark Walsrode

Der Industriepark ist der mit Abstand größte Energieverbraucher und heute stark von Erdgas abhängig.

Größte Unternehmen am Standort:

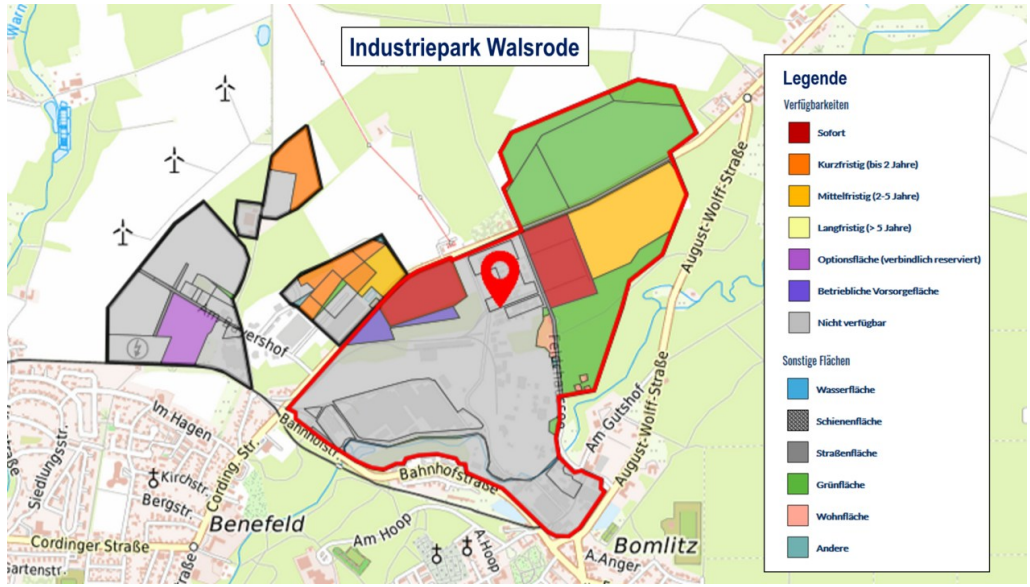
- MSM Walsrode
- Dow Deutschland Anlagengesellschaft
- Wipak Walsrode GmbH & Co KG
- Viskase (Walsroder Casings GmbH)
- Covestro Films GmbH

Flächen:

- Ca. 88 ha genutzt, weitere ca. 13 ha verfügbar
- Ausbau zusätzliche 30 ha geplant
- Fokus der Erweiterung auf KMUs

Energie[1]:

- Netzbezug Erdgas: ca. 450 GWh/a
  - ca. 350 GWh/a für zentrale KWK- und Kesselanlagen
  - ca. 100 GWh/a für dezentrale Erzeugung von Prozesswärme
  - Ohne Erdgasbezug für Heizungswärme (ND-Netz, ca. 80 GWh/a)
- Netzbezug Strom: ca. 70 GWh/a
- Betrieb der zentralen KWK- und Kesselanlagen durch EnBW-Contracting



https://www.deltaland.de/flaechen/ipw

[1]Quelle: Interviews mit MSM und EnBW sowie Abfrage zur kommunalen Wärmeplanung (KWP) über die Energieagentur.

Ausgangslage – Cluster A: Zentrale Energieversorgung

Dampf, Strom und Druckluft werden heute weitgehend über eine zentrale gasbasierte Infrastruktur bereitgestellt.

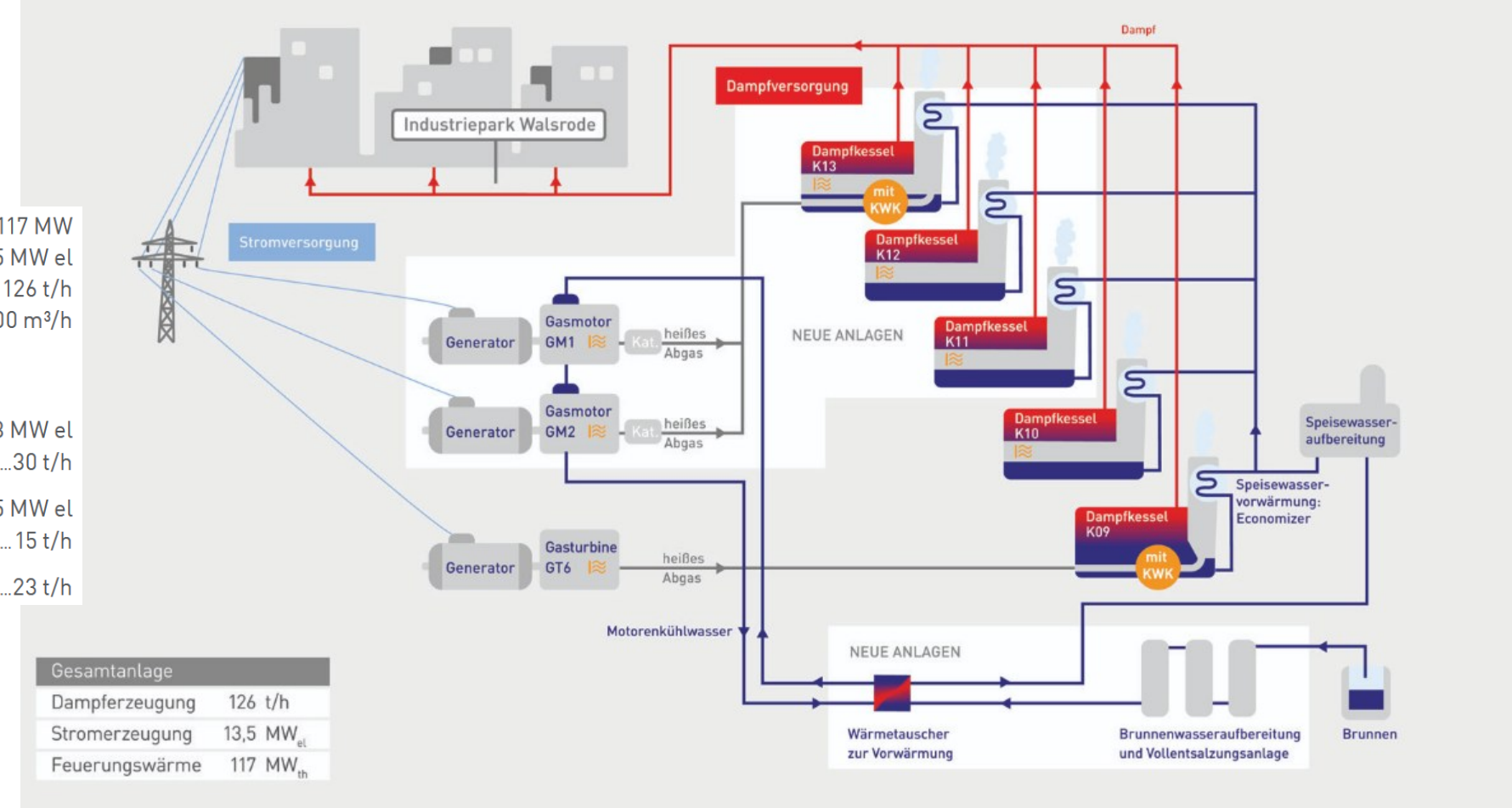
Installierte Feuerungswärmeleistung ..... 117 MW
Installierte elektrische Leistung ..... 13,5 MW el
Dampferzeugerleistung ..... 126 t/h
Drucklufterzeugung ..... ca. 1.500 m³/h

Details:

Zwei Gasmotoren mit elektr. Leistung je ..... 3,33 MW el
Mit Abhitzekessel mit Dampfleistung ..... 30 t/h

Eine Gasturbine mit elektr. Leistung ..... 6,5 MW el
Mit Abhitzekessel mit Dampfleistung ..... 15 t/h

Zwei Dampfkessel mit Dampfleistung je ..... 23 t/h

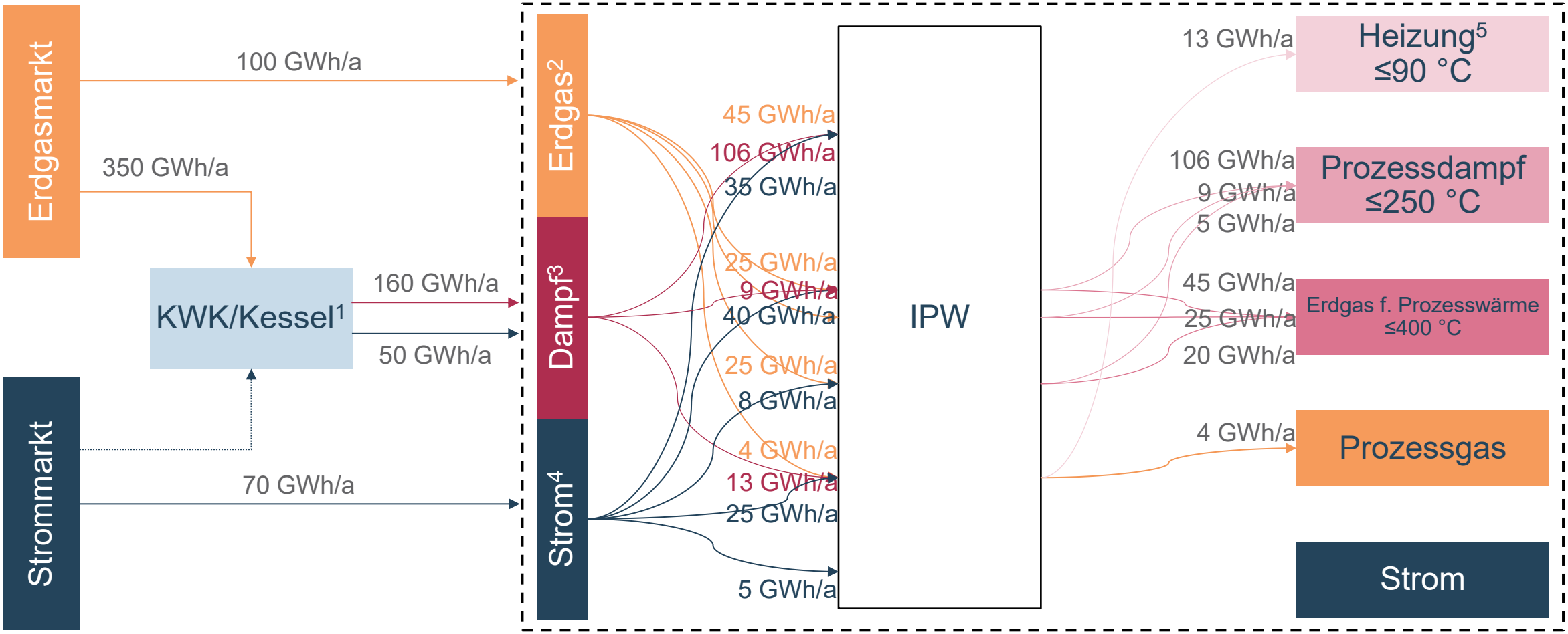


Gesamtanlage	
Dampferzeugung	126 t/h
Stromerzeugung	13,5 MW_{el}
Feuerungswärme	117 MW_{th}

Quelle: EnBW Contracting GmbH · April 2022

Ausgangslage – Cluster A: Energieflüsse heute

Prozessdampf und Prozesswärme bestimmen den Erdgasbedarf des Industrieparks.



[1]Derzeit Betrieb durch EnBW-Contracting | [2]Differenz 9 aufgrund versch. Referenzjahre | [3]ca. 25 % Netzverluste | [4]Differenz 7 aufgrund versch. Referenzjahre | [5]Nur Heizdampf, zzgl. Erdgas aus Niederdrucknetz für Wärmeerzeugung.

InfraRes Infrastruktur – Ressourcen – Management in Zusammenarbeit mit tilia

Ausgangslage – Cluster B: Bad Fallingbostel

Lebensmittelindustrie und Prozesswärme machen Cluster B zum zweitgrößten industriellen Energiecluster.

Größte Unternehmen am Standort:

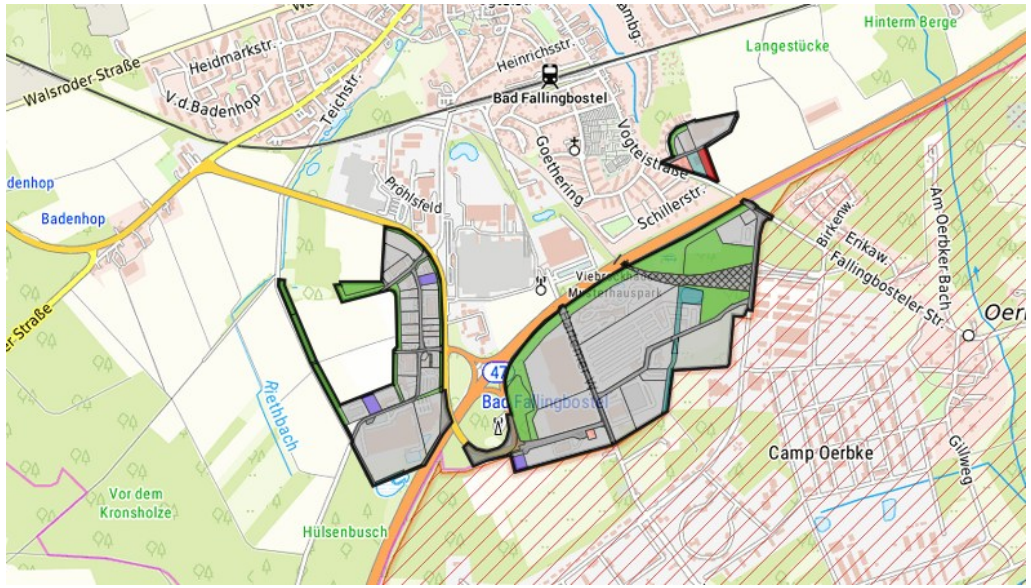
- Mondelez *(Lebensmittelherstellung)*
- Eckes-Granini Deutschland GmbH Werk Fallingbostel *(Getränkeherstellung)*
- DB Schenker

Flächen:

- 86,25 ha, davon derzeit 0 ha frei (siehe Grafik rechts in rot)
- Ausbau zusätzliche 16 ha westlich BAB 7 angedacht
- Derzeit keine Erweiterung möglich

Energiebedarf[1]:

- Netzbezug Erdgas: ca. 145 GWh/a
- Netzbezug Strom: ca. 78 GWh/a



https://gefis.metropolregion.hamburg.de/de/commercialspace

[1]Informationen zum Energiebedarf von Mondelez und Eckes-Granini stammen aus einer Abfrage zur kommunalen Wärmeplanung (KWP) über die Energieagentur. Bedarfe für das restliche Industriegebiet wurden extrapoliert.

Ausgangslage – Cluster C: Hodenhagen, Ahlden und Schwarmstedt

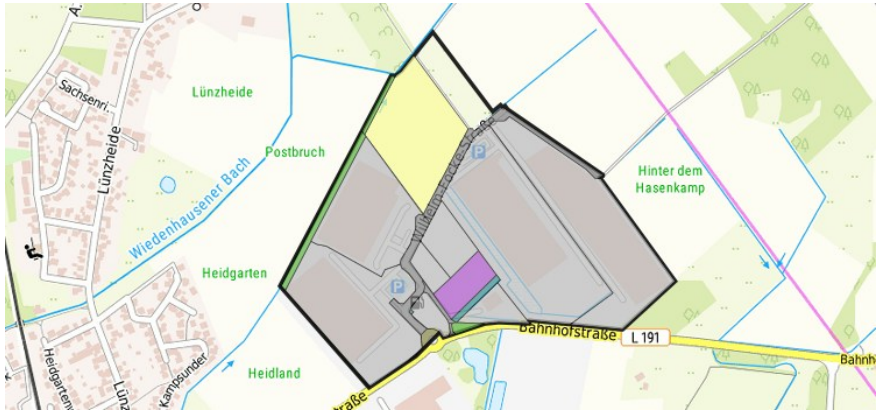
Cluster C ist durch Gewerbe und Logistik geprägt und besitzt relevante zukünftige Wachstumspotenziale.

Größte Unternehmen im Cluster:

- Serengeti Park *(Freizeitpark)*
- Autohof Schwarmstedt:
  - Bäckerei Vatter
  - Snackmaster
  - DalCin
- Gewerbegebiet Hodenhagen Nord
  - Regional Warehouse (RWH: Vesta, Kühne und Nagel)
  - DB Schenker
  - Geis
  - BWM

Energiebedarf[1]:

- Netzbezug Erdgas: ca. 49 GWh/a
- Netzbezug Strom: ca. 53 GWh/a



https://gefis.metropolregion.hamburg.de/de/commercialspace

https://gefis.metropolregion.hamburg.de/de/commercialspace

[1]Informationen zum Energiebedarf des Serengeti-Parks wurden über Interviews ermittelt. Bedarfe der restlichen Unternehmen wurden extrapoliert.

Ausgangslage – Cluster D: Rethem

Cluster D weist nur geringe industrielle Energiebedarfe auf und unterscheidet sich damit deutlich von den übrigen Clustern.

Größtes Unternehmen im Cluster:

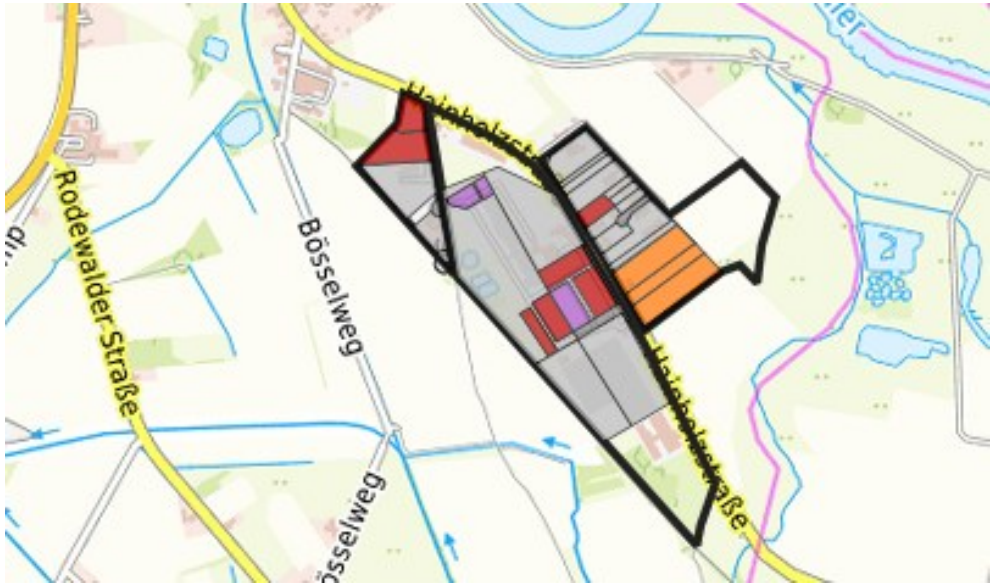
- Freqcon Park *(Energieausrüstung und -lösungen)*

Flächen:

- Ca. 24 ha, davon derzeit ca. 6 ha frei (siehe Grafik rechts in rot)

Energiebedarf[1]:

- Netzbezug Erdgas: ca. 0,6 GWh/a
- Netzbezug Strom: ca. 0,7 GWh/a



https://gefis.metropolregion.hamburg.de/de/commercialspace

[1]Informationen zum Energiebedarf des Clusters D wurden über Interviews ermittelt.

Ausgangslage – Erneuerbarer Strom im Überblick

Mit rund 603 GWh pro Jahr wird die erneuerbare Stromerzeugung klar von Windenergie geprägt.

Windenergie:

- Liefert über 2/3 des EE-Stromertrags (432 GWh/a)
- 102 WKAs, 216 MW installierte Leistung.
- Windkraft ist geprägt durch kleinere (Ø 2,1 MW) und ältere Anlagen (teilw. > 10a)

Freiflächen-PV[1]:

- 15 Anlagen mit ca. 50 MWp erzeugen etwa 51 GWh/a

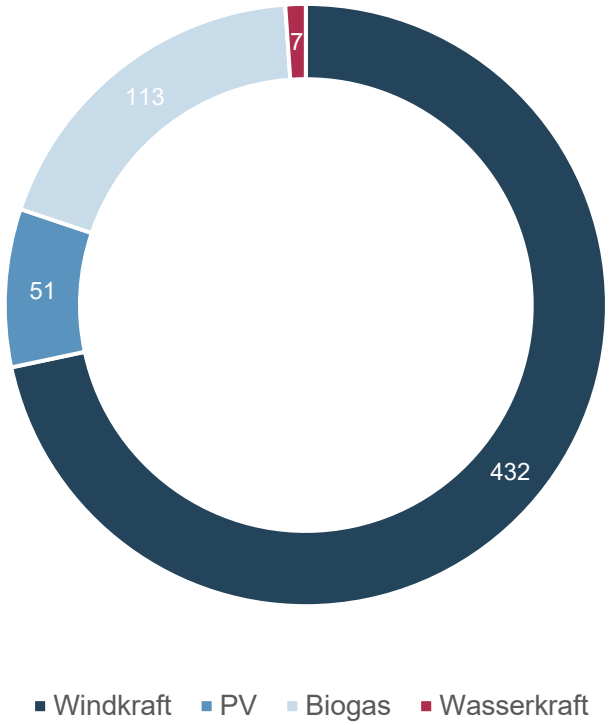
Biogas:

- Derzeit erzeugen 28 BGAs ca. 113 GWh/a Strom und 130 GWh/a Wärme
- Für ca. 50 % der Anlagen fehlt ein wirtschaftliches Nachnutzungsszenario nach EEG (Phase 1)[2].

Wasserkraft

- Wasserkraft spielt mit 1 Anlage im Betrachtungsgebiet eine untergeordnete Rolle (1,2 MW, ca. 7 GWh/a)

Stromertrag EE-Erzeugung 2025
(603 GWh/a)



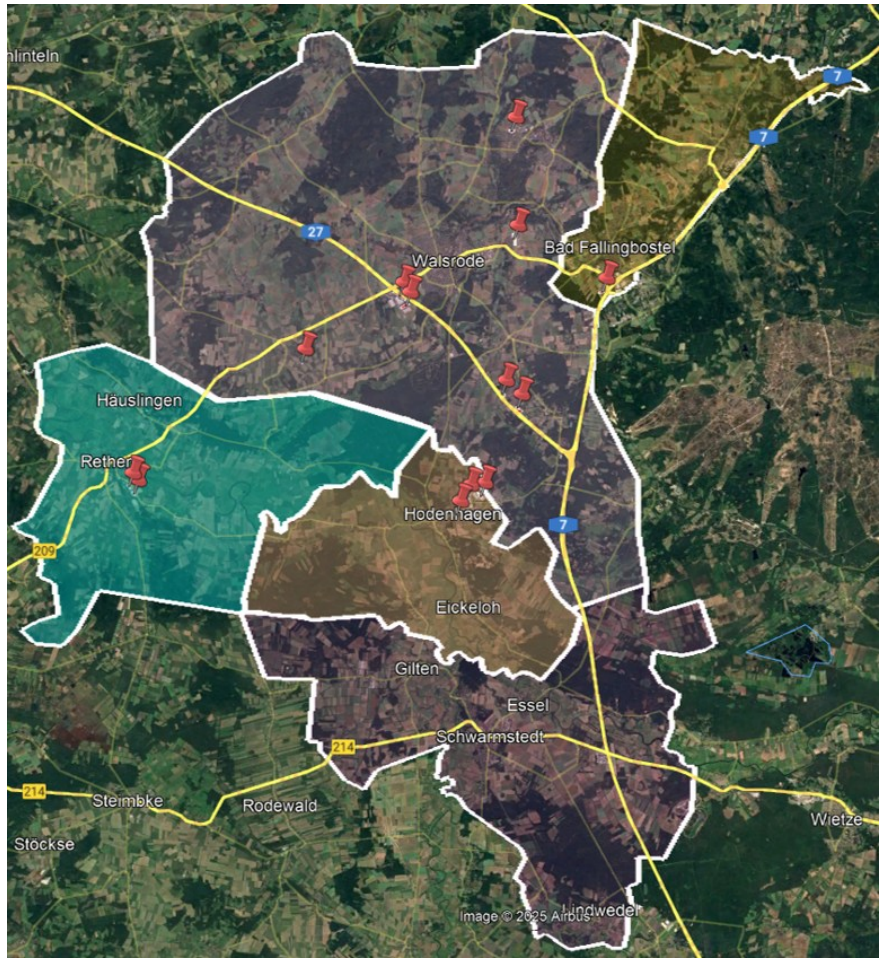
Einordnung: 603 GWh/a deckt Bedarf von 5x IP Walsrode oder ca. 160.000 Haushalte (à 4 P)

[1]Berücksichtigt wurden alle Anlagen über 500 kWp instl. Leistung

[2]Einschätzung aus Interviews mit lokalen BGA-Betreibern sowie aus eigener Projekterfahrung.

Ausgangslage – Photovoltaikbestand

Größere PV-Anlagen konzentrieren sich bislang insbesondere im Raum Walsrode.



Quelle: Google Earth; eigene Bearbeitung

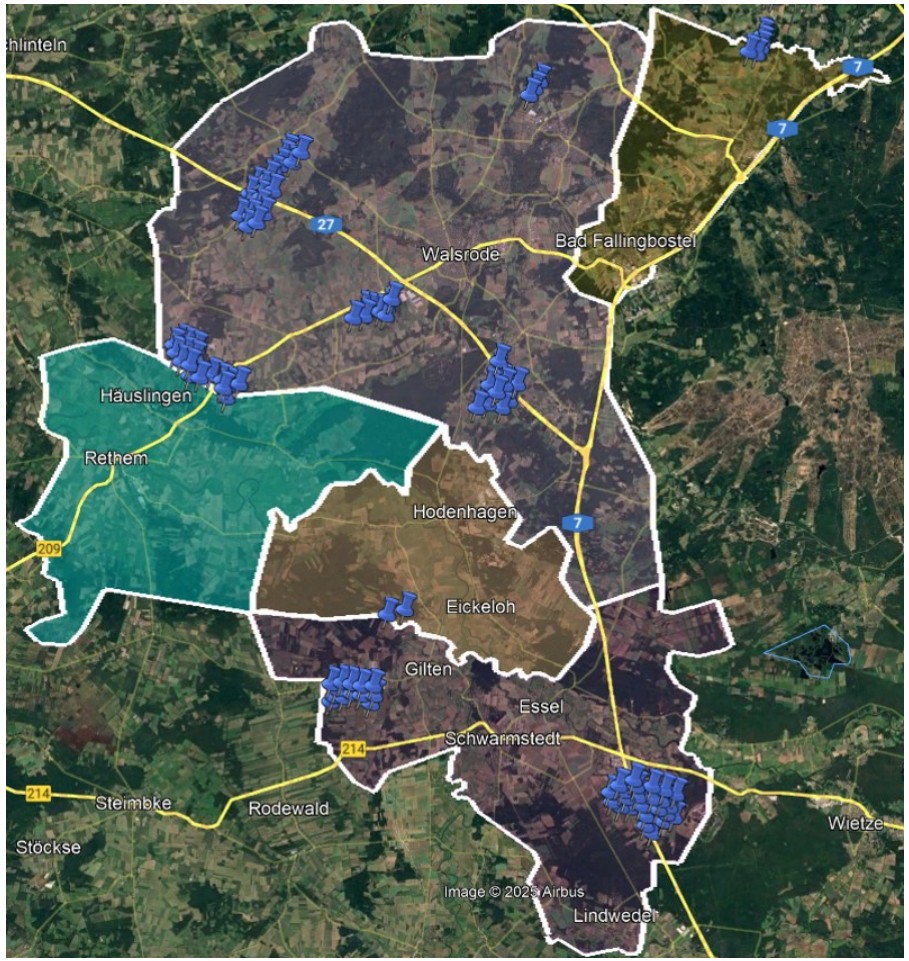
- Auswertung des Marktstammdatenregisters (MaStR) für Anlagen mit einer Leistung > 500 kW (Annahme, dass oberhalb dieser Größe maßgeblich Einspeisung erfolgt und wenig Eigenverbrauch)
- Großteil der Anlagen befindet sich im Gebiet von Walsrode (nur Freiflächenanlagen)
- In der Gemeinde Schwarmstedt sind keine Bestandsanlagen in der gewählten Größenklasse gelistet

Gemeinde	Gesamtleistung in MWp	Ertrag in GWh (bei 1.020 MWh/MWp)	Anzahl Anlagen
Bad Fallingbostel	2,6	2,6	2
Walsrode	38,0	38,6	8
Ahlden	8,3	8,4	3
Rethem	1,5	1,5	2
Summe	**50,2**	**51,2**	**15**

Quelle: www.marktstammdatenregister.de, Stand 11/2025, 1.020 MWh/MWp bezeichnet den angenommenen jährlichen Stromertrag einer PV-Anlage je Megawatt installierter Spitzenleistung

Ausgangslage – Windenergiebestand

Wind ist die wichtigste erneuerbare Stromquelle.



Quelle: Google Earth; eigene Bearbeitung

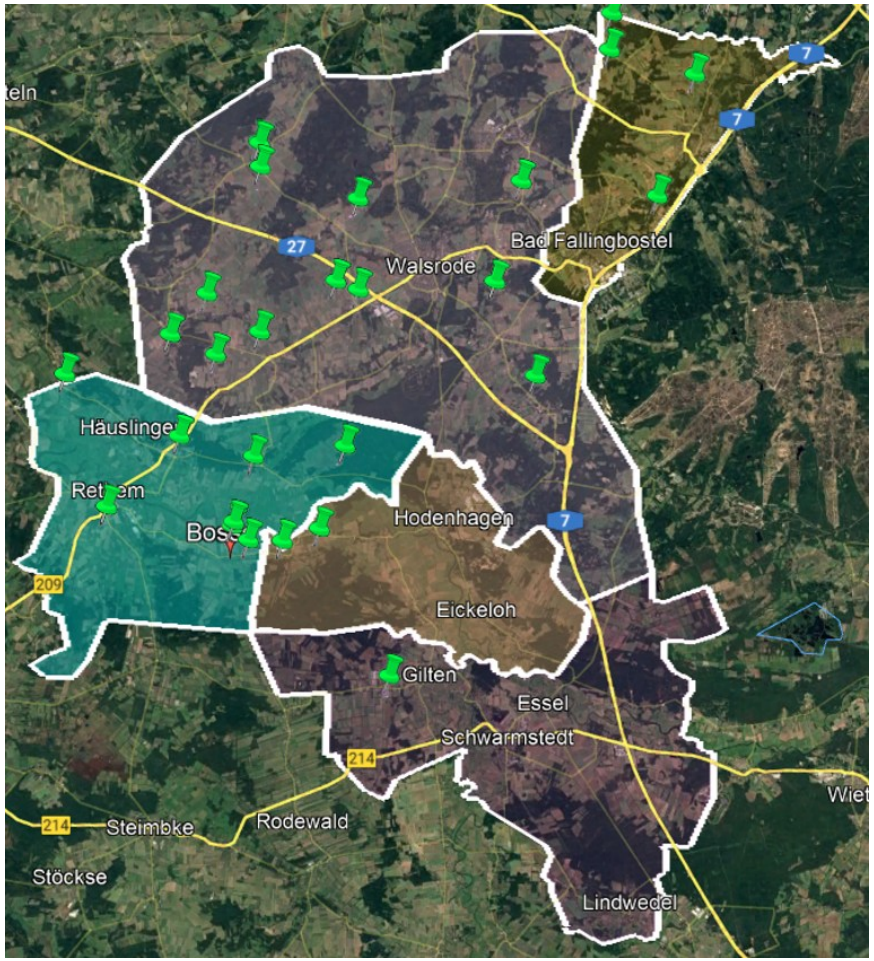
- Auswertung über einschlägige Datenbanken (https://www.thewindpower.net) und integriertes Klimaschutz-Vorreiterkonzept Heidekreis (Stand 2023)
- Ca. 100 Bestandsanlagen im Untersuchungsgebiet
- Großteil der Anlagen befindet sich im Gebiet von Walsrode als auch Schwarmstedt
- Teilweise ältere Anlagen > 10a

Gemeinde	Gesamtleistung [MW]	GWh*	Leistung [MW] je Anlage	Anlagen
Bad Fallingbostel	9	18	1,8	5
Schwarmstedt	73	146	1,9	34
Walsrode	134	268	2,3	60
Summe	**216**	**432**		**102**

Quelle: Stand 07/2026

Ausgangslage – Biogasanlagen

28 Biogasanlagen bilden eine relevante regionale Energieinfrastruktur mit Strom- und Wärmeerzeugung.



Quelle: Google Earth; eigene Bearbeitung

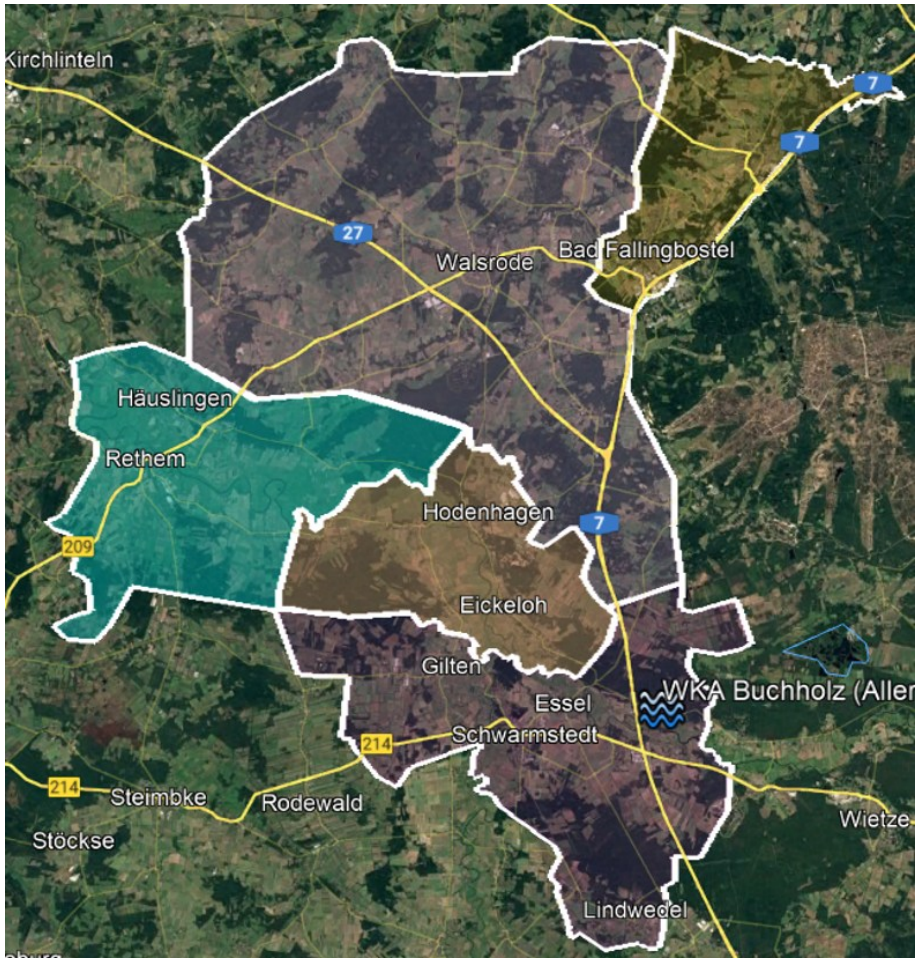
- Auswertung über Datenbank Biogasanlagen Heidekreis
- 28 registrierte Bestandsanlagen im Untersuchungsgebiet
- Großteil der Anlagen befindet sich im Gebiet von Walsrode als auch Rethem
- Annahmen BHKW-Nutzung: 4.400 VBh/a, 50% Bemessungsleistung; spez. Wärmeleistung von 1,1 kW_{th}/kW_{el}, 60% CH_4-Gehalt, 90% Gesamtwirkungsgrad

Gemeinde	Anzahl BGA	Bemessungs-leistung [MW_{el}]	Stromertrag* [GWh/a]	Wärmeertrag [GWh/a]
Bad Fallingbostel	4	3	23	26
Walsrode	12	6	48	56
Schwarmstedt	2	1	5	6
Rethem	9	4	34	39
Ahlden	1	0	2	3
Summe	**28**	**13**	**113**	**130**

Quelle: Stand 08/2026

Ausgangslage – Wasserkraft

Wasserkraft spielt im regionalen Energiesystem nur eine untergeordnete Rolle.



Quelle: Google Earth; eigene Bearbeitung

- Auswertung über Integriertes Klimaschutz-Vorreiterkonzept (Stand 05/2024)
- Derzeit nur eine größere Anlage im Betrachtungsgebiet in Buchholz in Betrieb (Potentiale beim Wehr Hademstorf vorhanden)

Kommune	Anlagenanzahl	Installierte Leistung
Bad Fallingbostel	eine Turbine, Böhmemühle Dorfmark	75 kW
Munster	Wasserkraftanlage Sültinger Mühle (Örtze) auf dem Truppenübungsplatz Munster-Süd	3,5 kW
Rethem (Aller)	zwei Turbinen in der Böhme	127 kW
Schwarmstedt	drei Turbinen der Wasserkraftanlage in der Aller (Buchholz)	1.200 kW
Schneverdingen	eine Turbine, Wassermühle Lünzen (Veerse)	14 kW
Walsrode	Wasserkraftanlage Niedermühle in Stellichte (Lehrde), Wasserkraftanlage Walsrode Böhme	27 kW

Gemeinde	Installierte Leistung [MW_{el}]	Stromertrag* [GWh/a]
Schwarmstedt	1,2	6,6
Summe	**1.2**	**6,6**

Annahme: 5.500 VBh/a

InfraRes Infrastruktur – Ressourcen – Management in Zusammenarbeit mit tilia

Agenda

Energiesystemstudie für die Wirtschaftsregion Deltaland

1. Vorgehen
2. Ausgangslage
3. **Potenziale**
4. Transformationsoptionen
5. Handlungsempfehlungen

Das Vorhaben „Energiesystemstudie für die Wirtschaftsregion Deltaland“ wird im Rahmen der integrierten ländlichen Entwicklung durch das Regionalmanagement der betroffenen LEADER-Regionen (Vogelparkregion / Aller-Leine-Tal) gefördert.

Dieses Projekt wird kofinanziert durch den Europäischen Landwirtschaftsfonds für die Entwicklung des ländlichen Raums (ELER) und das Land Niedersachsen.

Potenziale – Erneuerbare Energien und Netzknoten

Wind und PV könnten deutlich wachsen – die Netzinfrastruktur wird damit zum entscheidenden Engpassfaktor.

Windenergie:

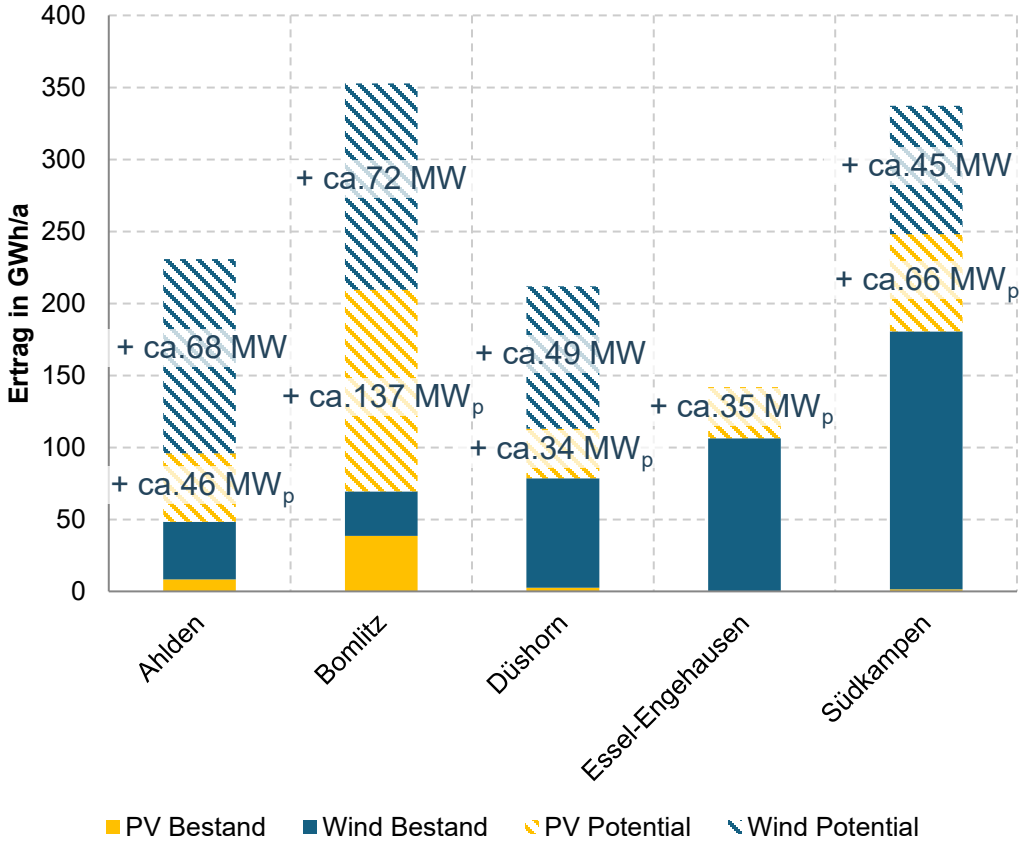
- Potenzialflächen entsprechen dem RROP (12/2025) unter Berücksichtigung der herabgesenkten Prüfmaßstäbe nach BwPBBG (02/2026)
- Annahme: 50 % Potenzialerschließung
- Wind-Potenzial: + ca. 233 MW (+ 108 %)

Freiflächen-PV:

- Auswertung der PV-Potenziale unter Berücksichtigung der förderfähigen Flächen in EEG-Gunstraum (> 0,5 ha) der Region
- Annahme: Erfüllung des 0,5 % Flächenziels
- PV-Potenzial: + ca. 319 MWp (+ 638 %)

! Aufgrund fehlender Netzkapazitäten ist für die Potenzialerschließung ein **Ausbau der Hoch-/Höchstspannung erforderlich.**

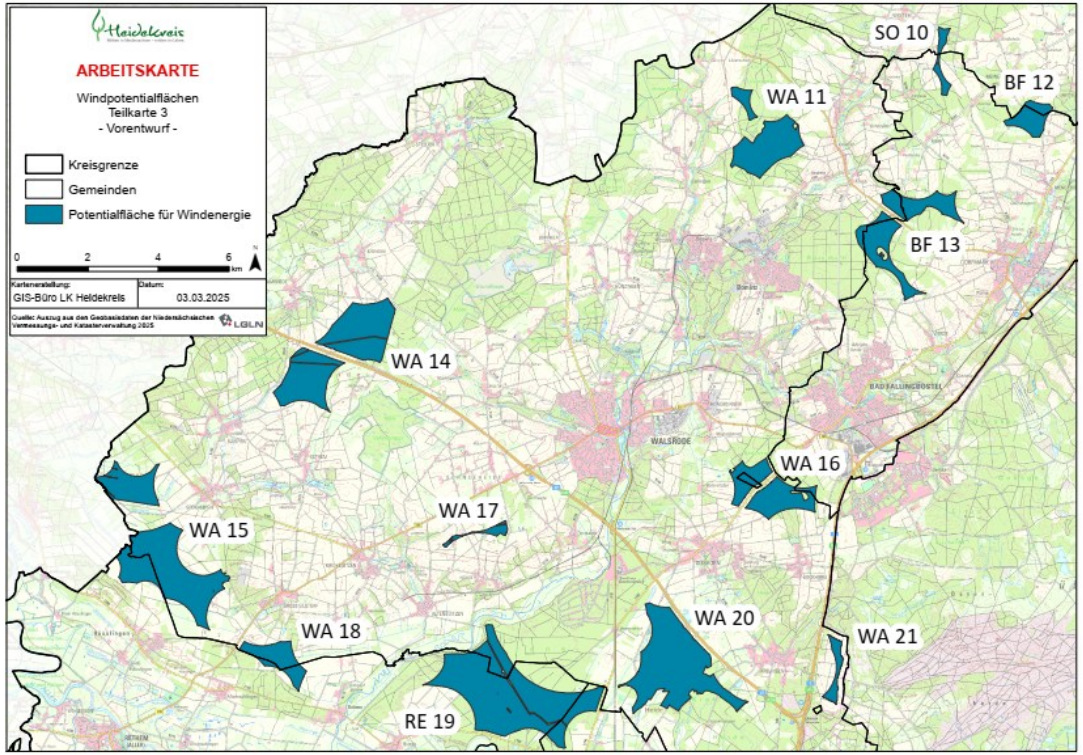
Potenzialzuordnung zu Umspannwerken



RROP: Regionales Raumordnungsprogramm | BwPBBG: Bundeswehr Planungs- und Beschaffungsbeschleunigungsgesetz

Potenziale – Windenergie

Weitere Windpotenziale sind vorhanden, werden jedoch durch Raumordnung und militärische Restriktionen begrenzt.



Quelle: GIS-Büro LK Heidekreis

- 1. Entwurf zur Festlegung von Flächen gemäß Regionalem Raumordnungsprogramm (RROP) in 12/2025
- Primäre Verortung von Potentialflächen im nördlichen Teil des Untersuchungsgebiets
- Hodenhagen und Schwarmstedt ohne Potentialflächen
- GP-Joule mit angenommenem Potenzial von 200 MW (60MW davon im Windpark Groß Haßlohe) ein wichtiger Stakeholder
- **Update 06/2026**: Deutliche Einschnitte durch herabgesenkte Prüfmaßstäbe für Bundeswehr zu erwarten

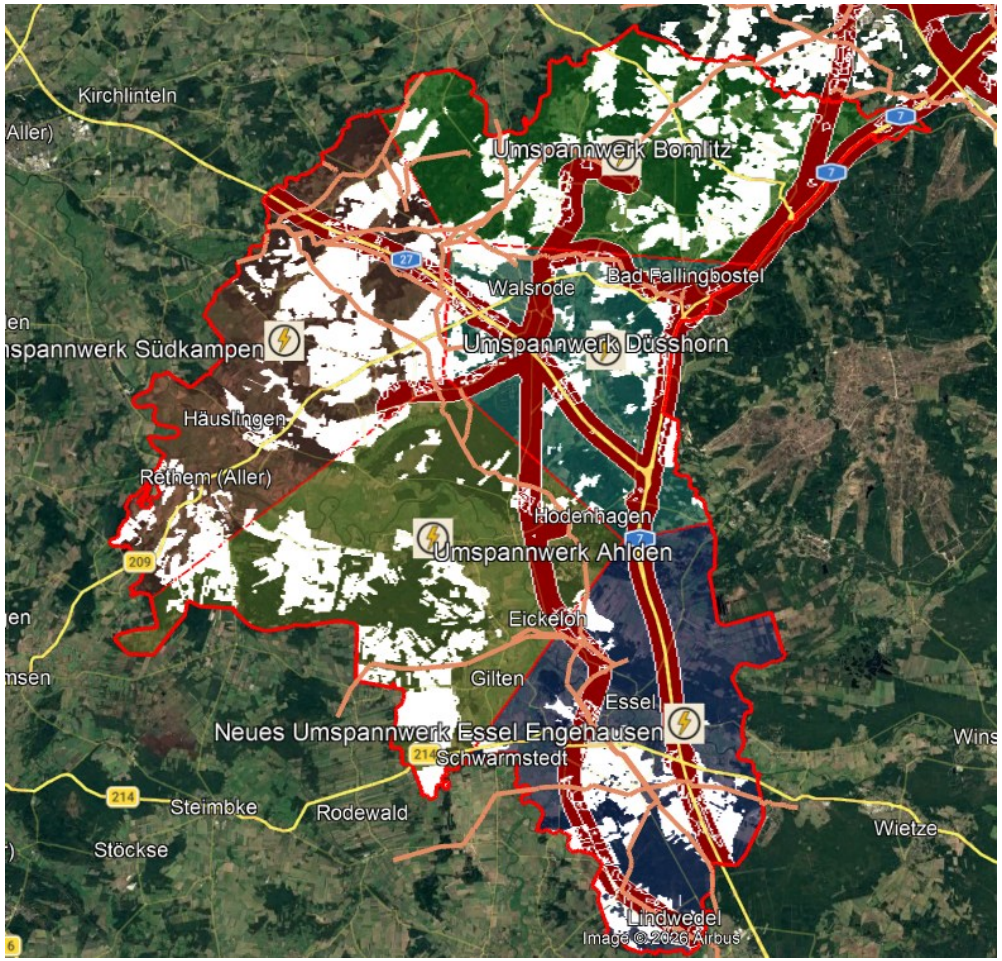
→ Entfall von WA11 und SO 10 bei Anwendung eines 10-km-Radius um die Radaranlage Visselhövede

→ Deutliche Reduktion BF13 im nördlichen Teil

Quelle: LK-Heidekreis; Informationsvorlage vom 04.06.2026

Potenziale – Freiflächen-Photovoltaik

Für PV bestehen große Potenziale, deren tatsächliche Nutzung deutlich unter dem technischen Maximum liegen wird.



Quelle: Google Earth; eigene Bearbeitung

- Flächenziel für PV nach § 3 Abs. 1 Nr. 3b NKlimaG: Mind. 0,5 % der Landesfläche bis 2033 für PV-Freiflächenanlagen
- Auswertung Freiflächen PV Analyse Heidekreis mit förderfähigen Flächen in EEG-Gunstraum > 0,5 ha (maximales Potential)

Gemeinde	förderfähige Flächen nach EEG (ha)	
	in Gunstraum entlang BAB/Bahn	in anderen "benachteiligten Gebieten"
Ahlden	86	861
Bad Fallingbostel	93	1.554
Rethem	0	2.304
Schwarmstedt	334	788
Walsrode	622	7.280
Summe	**1.136**	**12.786**

Potenziale – Wasserstoffkernnetz

Das geplante Kernnetz verläuft in der Nähe des Deltalands und schafft erstmals eine überregionale Wasserstoffoption.

Umstellungsleitung

Neubauleitung

- Umstellungsleitungen Hyperlink 1 und 2: Trassenverläufe Bestandsleitungen Gas bekannt
- Neubauleitung Hyperlink 6 : genauer Trassenverlauf noch nicht bekannt, womöglich in Teilen parallel zur Umstellungsleitung

Umstellungsleitung (KLU061-01)

Lehringen-Kohlshorn; Nowega/ GUD; geplante IBN 10/2029; DN 800; 70,5 km; 41,8 Mio. € Invest; 1,8 Mio. €/a Betrieb

Neubauleitung (KLN030-01)

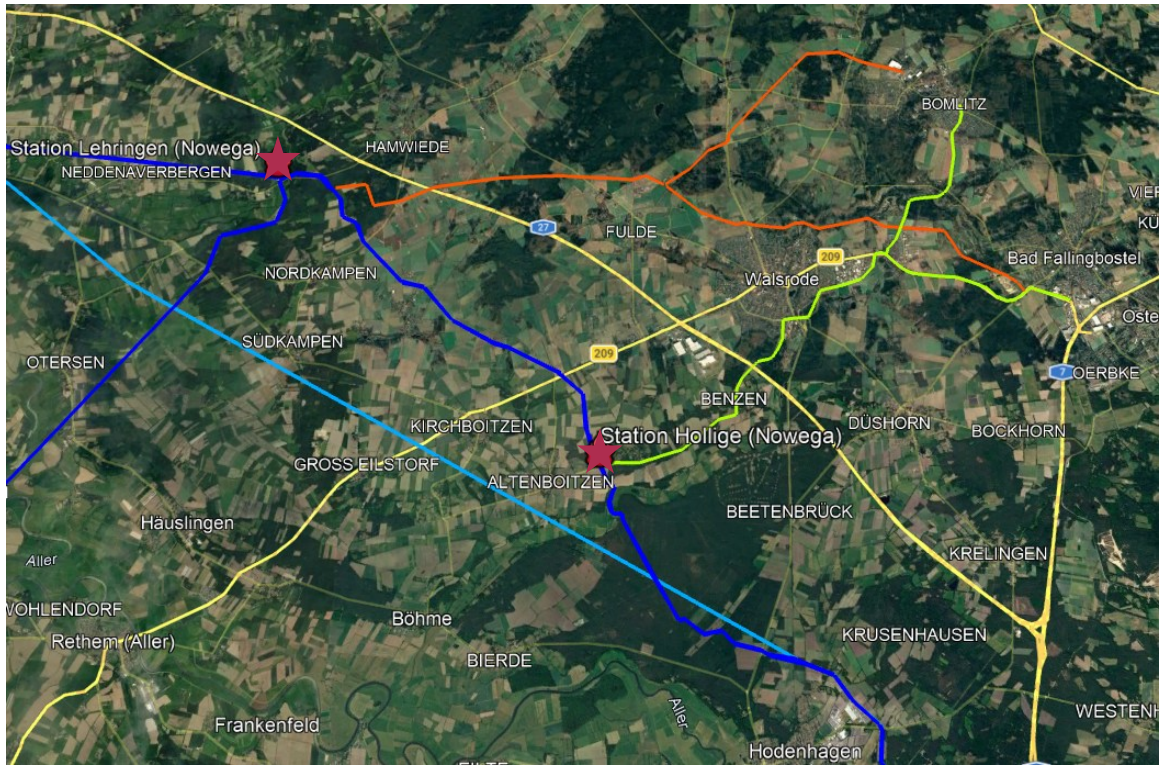
Luttum-Edesbüttel, IBN 12/2030, DN 1200, 110,4 km, 460,5 Mio. € Invest., 3,7 Mio. € Betrieb

Quelle: Google Earth; eigene Bearbeitung

Quelle: Bundesnetzagentur, Wasserstoff-Kernnetz, Anlage 3 und 4

Potenziale – Kernnetz und Wasserstoffverteilnetz

Versorgung des Industrieparks ist technisch denkbar, aber mit erheblichen Infrastrukturkosten verbunden.



Quelle: Google Earth; eigene Bearbeitung

- Backbone Neubauleitung
- Backbone Umstellungsleitung
- ★ H2-Anschlussstationen Lehringen und Hollige
- Variante 1: Erschließung über Gasstation Lehringen (Bestand)
- Variante 2: Erschließung über Gasstation Hollige (Neubau)

- Durch die Bestellung der beiden T-Stücke an den Gasstationen Lehringen und Hollige (beide Nowega) besteht die strategische Anschlussoption an das H2-Kernnetz
- Über Umstellung von Bestandsleitungen oder Neubau könnten pot. Großabnehmer wie IP Walsrode oder Industrie in Bad Fallingbostel angeschlossen werden
- Zwei Varianten zur H2-Verteilung ab Kernnetzanschluss wurden exemplarisch bewertet:
  - Variante 1 via Lehringen (Umnutzung Bestandsleitung):
    - Strecke: ca. 28 km
    - Kosten: ca. 7-11 Mio. Euro
  - Variante 2 via Hollige (Neubau):
    - Strecke: ca. 20 km
    - Kosten: ca. 30-50 Mio. Euro
- Ergebnisse werden für die Bewertung der Transformationspfade in der Simulation genutzt

Potenziale – Wasserstofftrasse über Lehringen

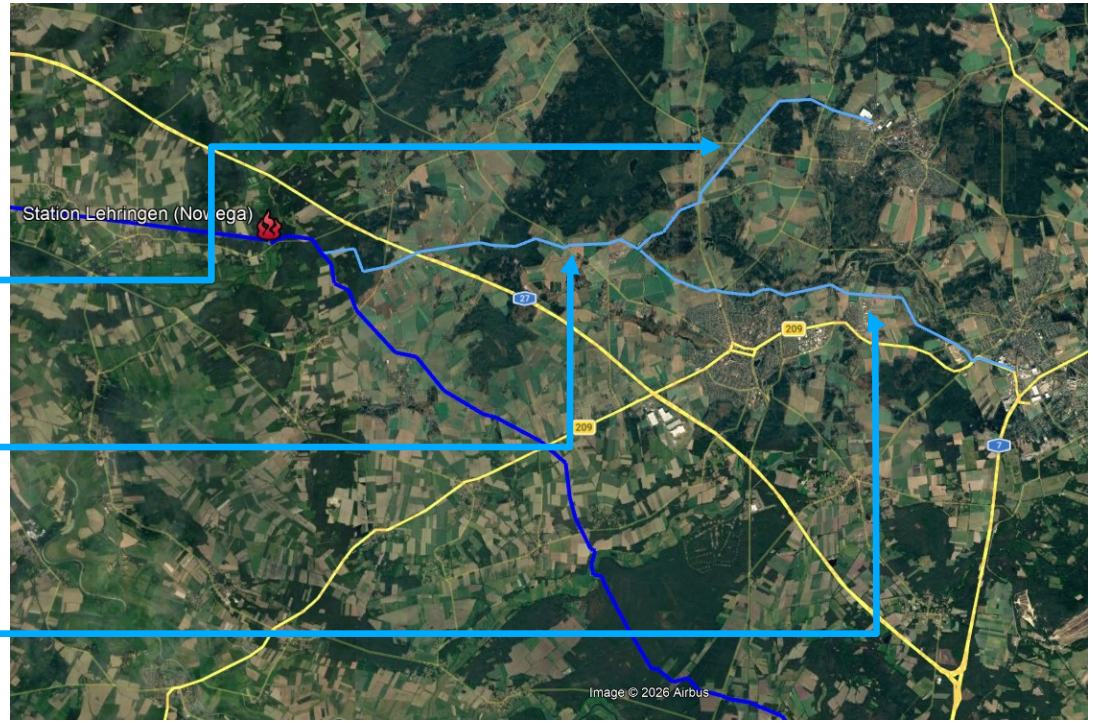
Nutzung bestehender Gasleitungen über Lehringen wäre die kostengünstigere Anschlussvariante.

- Variante 1: **Umstellung** bestehender Gasleitungen ab Station Lehringen
- Länge in Summe: ca. 28 km
- Grobe Kostenschätzung: 7-11 Mio. Euro

H2 Stichleitung Walsrode IP Walsrode
ca. 8 km

H2 Stichleitung von Backbone nach Walsrode Zentrum
ca. 9 km

H2 Stichleitung Walsrode Bad Fallingbostel
ca. 11 km



Quelle: Google Earth; eigene Bearbeitung

Potenziale – Wasserstofftrasse über Hollige

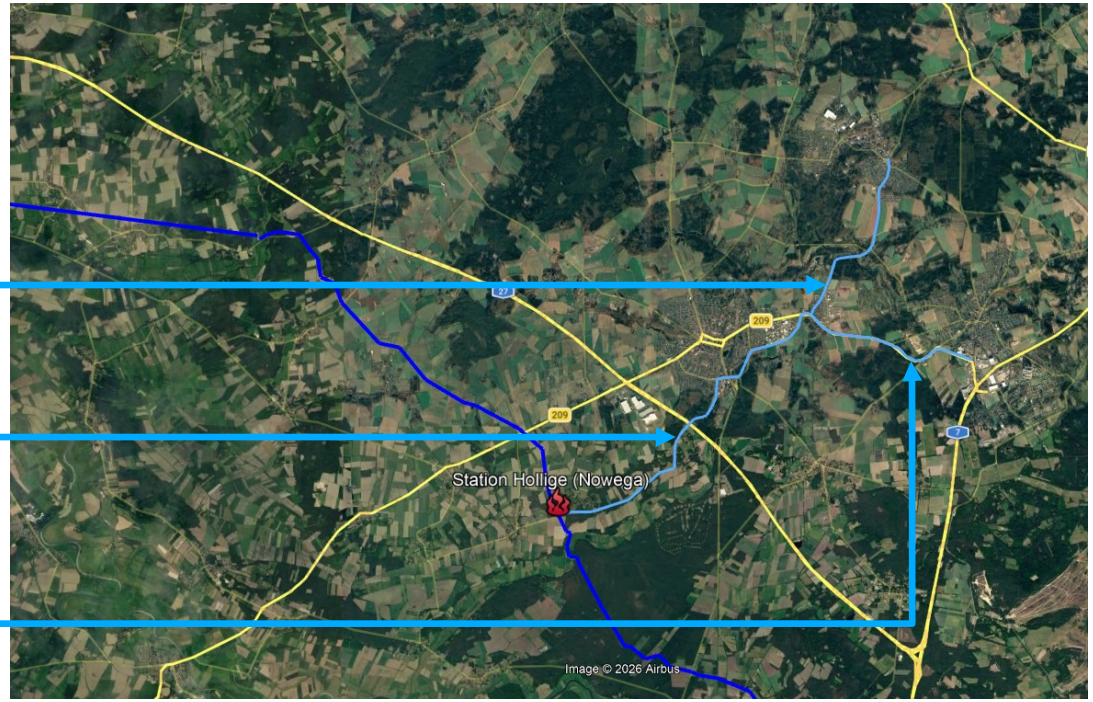
Neubau ab Hollige ist kürzer, aber deutlich investitionsintensiver.

- Variante 2: **Neubauleitungen** ab Station Hollige
- Länge in Summe: ca. 20 km
- Grobe Kostenschätzung: 30-50 Mio. Euro

H2 Umstellungsleitung Verteilnetz Clusterplatz H1 bis IP Walsrode
ca. 5 km

H2 Umstellungsleitung Verteilnetz Lehringen bis Clusterplatz H1
ca. 10 km

H2 Umstellungsleitung Verteilnetz Clusterplatz H1 bis Bad Fallingbostel
ca. 5 km



Quelle: Google Earth; eigene Bearbeitung

Potenziale – Theoretisches Elektrolysepotenzial

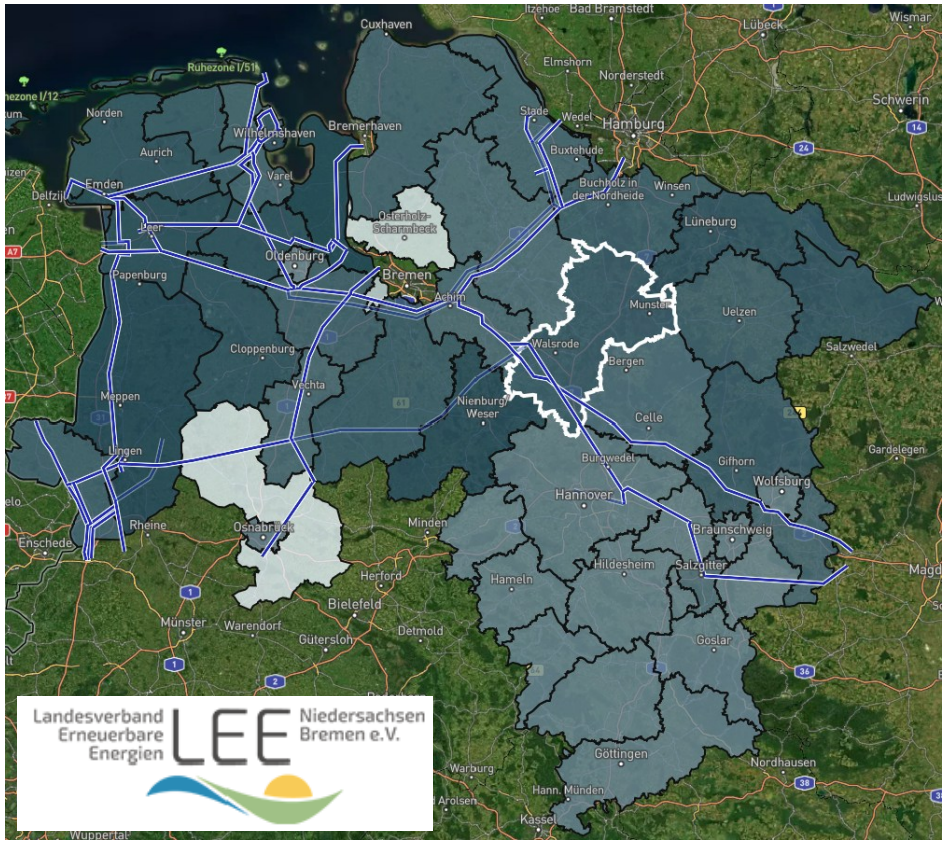
Das Elektrolysepotenzial ist theoretisch groß, sagt allein aber wenig über tatsächlich umsetzbare Projekte aus.

Ergebnisse Erneuerbare Energien

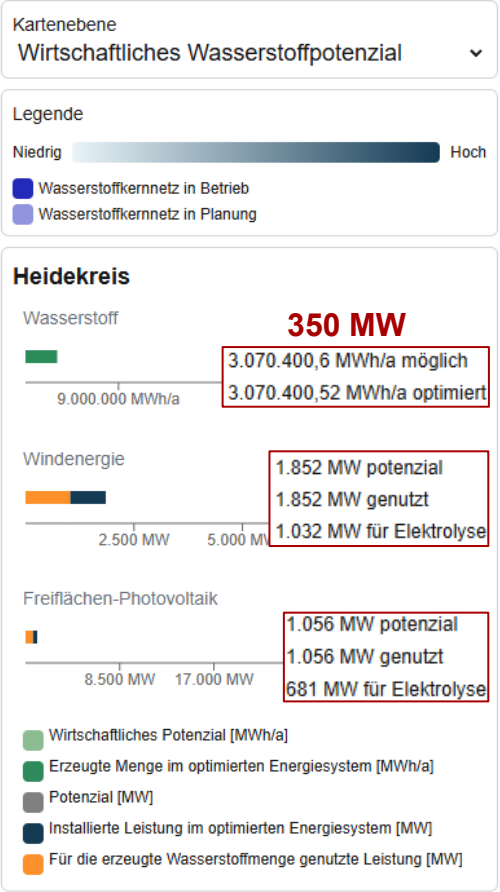
- Ermittelte Erzeugungspotenziale der LEE-Studie decken sich mit eigenen Auswertungen

Ergebnisse Wasserstoff

- LEE-Studie beschreibt mittleres bis hohes H2 Potenzial mit bis zu 350 MW installierter Elektrolyseleistung
- Dabei erfolgte keine Bewertung der lokalen Abnehmer, Standortrestriktionen oder räumlichen Nähe zu erneuerbaren Erzeugern
- Die eigene Standortbewertung stellt diese Themen in den Fokus (s. folgende Folien)



Quelle: LEE H2-Potenzialrechner



Potenziale – Lokale Elektrolysestandorte

Zusammenfassung der lokalen Wasserstofferzeugung.

- Bewertet wurden 11 Elektrolyse-Standorte an Kläranlagen, Gasstationen, pot. Großabnehmern und großen EE-Erzeugern (insb. Wind)
- Evaluiert wurden 10 Bewertungskriterien mit Fokus auf EE-Verfügbarkeit und Nähe zu pot. H2-Senken
- Ergebnisse (Auszug):
  1. Einschränkungen insb. durch Netzanschlusskapazitäten (große EE-Parks sowie Elektrolyseure im 100-MW-Bereich erfordern tendenziell Höchstspannung)
  2. Kleinere Anlagen lassen sich nur mit lokalen H2-Senken realisieren, die derzeit nicht absehbar sind
  3. Perspektivisch könnten Anlagen bis etwa 10–20 MW für Standorte wie Industriepark Walsrode (od. IKA Bomlitz) sowie Bad Fallingbostel angedacht werden, falls sich lokale Abnehmerstrukturen ergeben

Kriterium	Industriepark Walsrode	Nähe H2 Station Hollige	Kläranlage Walsrode
Entfernung Kernnetz (Luftlinie)	19.500 m	< 500 m	4.700 m
Entfernung Kernnetz (Bestandsleitung Erdgas)	über neues H2-Verteilnetz von T-Stück Hollige oder Lehringen zu IP Walsrode	über neues H2-Verteilnetz von T-Stück Hollige oder Lehringen zu IP Walsrode	indirekt über neues H2-Verteilnetz von T-Stück Hollige zu IP Walsrode (Luftlinie ca. 2.000 m)
Entfernung Umspannwerk	UW Bomlitz (< 500 m)	UW Ahlden (6.800 m)	UW Düshorn (3.500 m)
Lokale Abnahmemöglichkeit	- IP Walsrode (vor Ort) - H2 Tankstelle (8.900 m)	- IP Walsrode (12.400 m) - H2 Tankstelle (3.700 m)	- IP Walsrode (7.900 m) - H2 Tankstelle (2.600 m) - Gewerbepark AS 27 Walsrode-West (2.700 m)
Nähe EE-Erzeugung Wind	- Windpotentialfläche WA 11 (224 ha) ca. 1.200 m (Nord)	- Windpotentialfläche RE 19 (670 ha) ca. 1.000 m (Süd)	- Windpotentialfläche WA 16 (280 ha) ca. 3.400 m (Osten)
Nähe EE-Erzeugung PV	- neue PV Anlage Röpsberg - Nord (EnBW) in unmittelbarer Nähe - Privilegierte Weißflächen ca. 500m nördlich	- liegt im EEG Gunstraum - Privilegierte Weißflächen unmittelbar angrenzend	- liegt im EEG-Gunstraum 200m - Privilegierte Weißflächen ca. 700m südlich + geplante FFPV an der Anschlussstelle Düshorn gemäß Bplan (33,7 MW)
Wasserverfügbarkeit	Zu prüfen	Zu prüfen	Ablauf KA
Erzeugungspotenzial	200 MW	max. 190 MW wenn nur Windpark als Stromquelle	< 100 MW (aufgrund EE Potential)
Flächenverfügbarkeit	ausreichend Fläche vorhanden	ausreichend Fläche vorhanden	- auf dem Gelände kaum Flächen verfügbar - westlich (kein Schutzgebiet) sind verfügbare Waldflächen
Einschränkungen Genehmigungsrecht	-	- Südlich grenzt ein Landschaftsschutzgebiet an	- liegt östlich teilweise in einem Landschaftsschutzgebiet und in einem Natura 2000 Gebiet

Auszug Bewertungsmatrix Elektrolyse-Standorte

Potenziale – Elektrolysestandorte an Erneuerbaren und Industriestandorten

Industrienahe Standorte bieten Vorteile, müssen aber gemeinsam mit Netz, Erzeugung und Abnahme bewertet werden.

Kriterium	H2 Tankstelle	Cluster D Freqcon	Tanklager Hademstorf	Industriepark Walsrode	Nähe H2 Station Hollige	Nähe H2 Station Lehringen
Entfernung Kernnetz Luftlinie (kürzeste Entfernung)	2.700 m	5.800 m	2.000 m	19.500 m	< 500 m	< 500 m
Entfernung Kernnetz über Bestandsleitung Erdgas	indirekt über neues H2-Verteilnetz von T-Stück Hollige zu IP Walsrode (zusätzlich 250 m)	T-Stück Hollige ist Luftlinie etwa 11 km entfernt	an das Gasnetz angebunden	über neues H2-Verteilnetz von T-Stück Hollige oder Lehringen zu IP Walsrode	über neues H2-Verteilnetz von T-Stück Hollige oder Lehringen zu IP Walsrode	über neues H2-Verteilnetz von T-Stück Hollige oder Lehringen zu IP Walsrode
Entfernung zum nächsten Umspannwerk	UW Düshorn (5.900 m)	UW Südkampen (7.500 m)	UW Essel-Engehausen (3.700 m)	UW Bomlitz (< 500 m)	UW Ahlden (6.800 m)	UW Südkampen (4.800 m)
Lokale Abnahmemöglichkeit im Umkreis	- IP Walsrode (8.800 m) - H2 Tankstelle (vor Ort) - GW AS A27 Walsrode West (vor Ort)	- IP Walsrode (22.700 m) - H2 Tankstelle (14.000 m) - GP Hainholzstraße und Galgenberg (vor Ort)	- IP Walsrode (21.500 m) - H2 Tankstelle (16.500 m) - Anschlussstelle Schwarmstedt (4.600 m)?	- IP Walsrode (vor Ort) - H2 Tankstelle (8.900 m)	- IP Walsrode (12.400 m) - H2 Tankstelle (3.700 m)	- IP Walsrode (15.100 m) - H2 Tankstelle (9.200 m)
Nähe EE-Erzeugung Wind	- Windpotentialfläche RE 19 (670 ha) ca. 4.300 m (Süden)	- Windpotentialfläche BF 18 (226 ha) ca. 4.300 m (Nordost)	- Windpotentialfläche RE 19 (670 ha) ca. 9.700 m (Nordwest)	- Windpotentialfläche WA 11 (224 ha) ca. 1.200 m (Nord)	- Windpotentialfläche RE 19 (670 ha) ca. 1.000 m (Süd)	- Windpotentialfläche RE 19 (670 ha) ca. 1.000 m (Süd)
Nähe EE-Erzeugung PV	- Privilegierte Weißflächen in allen Richtungen direkt angrenzend	- Privilegierte Weißflächen in allen Richtungen direkt angrenzend	- EEG-Gunstraum 200m <1.000m (Ost und West) - Privilegierte Weißflächen ca 1.000 m Luftlinie (Nordwest)	- neue PV Anlage Röpsberg - Nord (EnBW) in unmittelbarer Nähe - Privilegierte Weißflächen ca. 500m nördlich	- liegt im EEG-Gunstraum - Privilegierte Weißflächen unmittelbar angrenzend	- EEG Gunstraum < 1.000 m (Norden) - Privilegierte Weißflächen in der Nähe < 1.500 m (Osten)
Wasserverfügbarkeit	Unkritisch	Zu prüfen	Zu prüfen	Zu prüfen	Zu prüfen	Zu prüfen
Erzeugungspotenzial	3 MW	< 100 MW (aufgrund EE-Potential)	< 30 MW (aufgrund EE-Potential)	200 MW	max. 190 MW wenn nur Windpark als Stromquelle	max. 190 MW wenn nur Windpark als Stromquelle
Flächenverfügbarkeit	- Ausreichend Flächen im Gewerbepark AS 27 Walsrode West	ausreichend Fläche vorhanden in den Gewerbeparks Hainholzstraße und Galgenberg	- bereits abgeholzte Freifläche vorhanden - ausreichend Waldfläche auf dem Gelände	ausreichend Fläche vorhanden	ausreichend Fläche vorhanden	ausreichend Fläche vorhanden
Einschränkungen Genehmigungsrecht	-	-	-	-	- Südlich grenzt ein Landschaftsschutzgebiet an	-

Potenziale – Elektrolyse an Kläranlagen

Kläranlagen bieten Wasserverfügbarkeit, sind wegen Fläche, Netz und Schutzgebieten aber nur teilweise geeignet.

Kriterium	GKA Bomlitz (340.000 EGW)	Kläranlage Bad Fallingbostel (88.000 EGW)	Kläranlage Walsrode (40.000 EGW)	Kläranlage Hodenhagen (8.000 EGW)	Kläranlage Rethem (6.000 EGW)
Entfernung Kernnetz Luftlinie (kürzeste Entfernung)	19.500 m	12.000 m	4.700 m	3.300 m	3.300 m
Entfernung Kernnetz über Bestandsleitung Erdgas	indirekt über neues H2-Verteilnetz von T-Stück Hollige oder Lehringen zu IP Walsrode (zusätzlich 1.300 m)	indirekt über neues H2-Verteilnetz von T-Stück Hollige oder Lehringen zu IP Walsrode (zusätzlich 4.400 m)	indirekt über neues H2-Verteilnetz von T-Stück Hollige zu IP Walsrode (Luftlinie ca. 2.000 m)	Verbindung zur Station Hodenhagen (Luftlinie ca. 3.300m)	Beide T-Stücke Lehringen und Hollige sind etwa 11 bis 12 km entfernt
Entfernung zum nächsten Umspannwerk	UW Bomlitz (2.000 m)	UW Bomlitz (4.400 m)	UW Düshorn (3.500 m)	UW Ahlden (2.900 m)	UW Südkampen (6.600 m)
Lokale Abnahmemöglichkeit im Umkreis	- IP Walsrode (1.300 m) - H2 Tankstelle (8.000 m)	- IP Walsrode (3.200 m) - H2 Tankstelle (9.400 m) - Mondelez/Eckes (2.800 m)	- IP Walsrode (7.900 m) - H2 Tankstelle (2.600 m) - Gewerbepark AS 27 Walsrode-West (2.700 m)	- IP Walsrode (17.000 m) - H2 Tankstelle (9.700 m)	- IP Walsrode (22.500 m) - H2 Tankstelle (14.000 m) - Freqcon GmbH (2.200 m)
Nähe EE-Erzeugung Wind	- Windpotentialfläche BF 13 (227 ha) ca. 3.600 m (Nordost)	- Windpotentialfläche BF 13 (227 ha) ca. 2.800 m (Nordost)	- Windpotentialfläche WA 16 (280 ha) ca. 3.400 m (Osten)	- Windpotentialfläche RE 19 (670 ha) ca. 2.300 m (Nordwest)	- Windpotentialfläche BF 15 (220 ha) ca. 3.800 m (Nordost)
Nähe EE-Erzeugung PV	- EEG-Gunstraum 200m < 500m (Nord) - Privilegierte Weißflächen in unmittelbarer Nähe 100m (Ost)	- Privilegierte Weißflächen in unmittelbarer Nähe (Nord, West, Ost)	- liegt im EEG-Gunstraum 200m - Privilegierte Weißflächen ca. 700m südlich + geplante FFPV an der Anschlussstelle Düshorn gemäß Bplan (33,7 MW)	EEG-Gunstraum 200m >1.000m (Ost und Nord-Ost)	- Privilegierte Weißflächen in unmittelbarer Nähe < 500 m (Südwest)
Wasserverfügbarkeit	Ablauf KA	Ablauf KA	Ablauf KA	Ablauf KA	Ablauf KA
Erzeugungspotenzial	< 10 MW	-	< 100 MW (aufgrund EE Potential)	10 - 20 MW	< 100 MW (aufgrund EE Potential)
Flächenverfügbarkeit	- Kaum Flächen zur Verfügung - nur wenige Container denkbar	- keine verfügbaren Flächen	- auf dem Gelände kaum Flächen verfügbar - westlich (kein Schutzgebiet) sind verfügbare Waldflächen	- auf dem Gelände wäre eine containerisierte Anlage denkbar	- auf dem Gelände kaum Flächen verfügbar - südlich (kein Schutzgebiet) sind verfügbare Felder
Einschränkungen Genehmigungsrecht	- liegt in einem Landschaftsschutzgebiet	- grenzt an ein Landschaftsschutzgebiet	- liegt östlich teilweise in einem Landschaftsschutzgebiet und in einem Natura 2000 Gebiet	- liegt in einem Natura 2000 Gebiet - wird von einem Landschaftsschutzgebiet begrenzt - grenzt direkt an ein Naturschutzgebiet	- grenzt im Norden, Osten und Westen direkt an Natura 2000 Gebiet, Naturschutzgebiet, Landschaftsschutzgebiet

Potenziale – Wasserstoffspeicherung in Hademstorf

Ehemaliges Tanklager besitzt Lagevorteile, wurde jedoch nicht für Wasserstoff ausgelegt.

- 1972 errichtet als Teil des Central Europe Pipeline System mit einer 19 ha Fläche
- Lagerung von Mineralölprodukten (Kerosin und Diesel) in drucklosen großvolumigen Stahltanks (niedriglegierte Baustähle) mit Betonummantelung und Erdüberdeckung
- Ursprüngliches Fassungsvermögen von insgesamt 4 Tanks ca. 17.000 m³
- Abfüllstation für Tankkesselwagen sowie Löschwasserzisternen vorhanden
- Anschluss an Erdgasbestandsnetz (braun) und somit potenziell auch Anschluss an H_2-Backbone (blau) möglich (ca. 3 km Entfernung)
- Aktuelle Nutzung durch einen Recycling-Betrieb zur Lagerung von Altöl

Potenziale – Technische Bewertung des Tanklagers

Direkte Speicherung von gasförmigem oder flüssigem Wasserstoff erscheint im Bestand nicht sinnvoll.

Prüfung der technischen Nutzbarkeit für H_2-Speicherung.

Kriterium	Tanklager Hademstorf	H_2-Anforderung		
		H_2 gasförmig	LH_2 (kryogen)	**Methanol und LOHC[1]**
Werkstoff	niedriglegierte bzw. unlegierte Baustähle	austenitische Edelstähle (Chrom, Nickel), Aluminiumlegierungen, Kunststoffliner	spezielle kältebeständige Werkstoffe, doppelwandige Tanks	niedriglegierte bzw. unlegierte Baustähle, Kunststoffbehälter
Druckauslegung	atmosphärisch	≥ 30 bar typischerweise	atmosphärisch	atmosphärisch
Dichtheit	für die drucklose Lagerung von Flüssigkeiten	extrem hoch	Hochleistungs-Vakuumisolierung	ausreichend
Genehmigung	Bestandsschutz entfällt	Spezialanlagen	Spezialanlagen	Wassergefährdungsklasse 2
Temperatur	+40 °C bis max. –165 °C	Umgebungstemperatur	–253 °C	Umgebungstemperatur

Fazit:

1. Die Anlage ist für eine Speicherung von gasförmigem oder kryogenem Wasserstoff nicht geeignet.
2. Die Nutzung mit flüssigen H_2-Derivaten (Methanol, LOHC) ist technisch möglich, jedoch ohne konkrete Nutzer für diese spezifischen Energieträger wirtschaftlich nicht darstellbar.

[1]Liquid Organic Hydrogen Carrier

Agenda

Energiesystemstudie für die Wirtschaftsregion Deltaland

1. Vorgehen
2. Ausgangslage
3. Potenziale
4. **Transformationsoptionen**
5. Handlungsempfehlungen

Das Vorhaben „Energiesystemstudie für die Wirtschaftsregion Deltaland“ wird im Rahmen der integrierten ländlichen Entwicklung durch das Regionalmanagement der betroffenen LEADER-Regionen (Vogelparkregion / Aller-Leine-Tal) gefördert.

Dieses Projekt wird kofinanziert durch den Europäischen Landwirtschaftsfonds für die Entwicklung des ländlichen Raums (ELER) und das Land Niedersachsen.

Transformationsoptionen – Elektrifizierung und Stromnetz

Elektrifizierung ist der zentrale Transformationspfad, setzt aber ausreichende Netz- und Anschlusskapazitäten voraus.

- Die positive und in der Zukunft steigende Stromjahresbilanz mit hohem Anteil erneuerbarer Energien ist ein Standortvorteil. Sie sagt jedoch nichts darüber aus, ob Strom zeitgleich am richtigen Ort verfügbar ist oder ob Umspannwerke und Netze ausreichend Anschlusskapazitäten bieten. Für die stärkere lokale Nutzung erneuerbarer Energien müssen Erzeugung, Netzkapazitäten und Energiebedarfe gemeinsam betrachtet werden.
- Hinweise auf Netzengpässe bestehen insbesondere an einzelnen Umspannwerken im Deltaland und in der 110-kV-Anbindung. Weitergehende Ausbaumaßnahmen sind nach unserem Stand nicht ausgewiesen; zugleich waren detaillierte Aussagen der Netzbetreiber aufgrund eines aktuellen Wettbewerbs um Konzessionszuteilungen nur eingeschränkt möglich.
- Für die Unternehmen entsteht daraus ein Zielkonflikt: Elektrifizierung ist langfristig ein zentraler Dekarbonisierungspfad, setzt aber einen rechtzeitigen Ausbau der Stromnetze voraus. Kurz- bis mittelfristig können begrenzte Netzkapazitäten die Umsetzung verzögern; zugleich bleiben Verfügbarkeit und Preis von Wasserstoff unsicher.
- Auch für die Kommunen bestehen Herausforderungen: Für neue Industrie- und Gewerbegebiete muss eine klimaneutrale Versorgung von Beginn an mitgedacht und nicht ans Ende der Planungen gestellt werden. Netzrestriktionen können Ansiedlungsstrategien anders als früher erheblich einschränken oder verzögern.
- Die zentrale Transformationsaufgabe liegt in der gewerblichen und industriellen Wärmeversorgung. Energieeffizienz, Wärmerückgewinnung und Elektrifizierung bilden die Grundlage; die konkrete Lösung hängt von Temperaturniveau, Lastprofil und Standortbedingungen ab.

Transformationsoptionen – Unterschiede der Netzknoten

Herausforderungen unterscheiden sich deutlich zwischen Bomlitz, Düshorn, Ahlden und Kampen.

Umspannwerk Bomlitz

- Redispatch betrifft heute vor allem die Einspeisung; durch die Elektrifizierung des Industrieparks kann künftig die Bezugsleistung zum entscheidenden Netzthema werden.
- Anschlussleistung, notwendige Verstärkungen und Umsetzungszeiten sollten deshalb frühzeitig mit dem Netzbetreiber geklärt werden.

Umspannwerk Düshorn

- Auffällige Redispatch-Betroffenheit, aber stark von einzelnen Zeiträumen geprägt; einzelne Monate dominieren den Jahreswert.
- Gleichzeitig entstehen neue Lasten durch Industrie, Gewerbe, Wärme und Mobilität; Netzausbau und Verbrauchsentwicklung sollten deshalb gemeinsam geplant werden.

Umspannwerk Ahlden

- Viele, aber eher kleine Redispatch-Eingriffe bei gleichzeitig hohem Anteil an PV- und Biomasseanlagen.
- Flexible Lasten, Speicher und flexible Biogas-KWK könnten deshalb vertieft geprüft werden; die Datenlage 2026 ist jedoch noch unsicher.

Umspannwerk Kampen / Südkampen

- Stark windgeprägter Einspeiseknoten.
- Die kompakte räumliche Zuordnung spricht für einen konzentrierten Wind-Einspeisebereich; größere neue Lasten oder weitere Einspeisung sollten netzseitig abgestimmt werden.

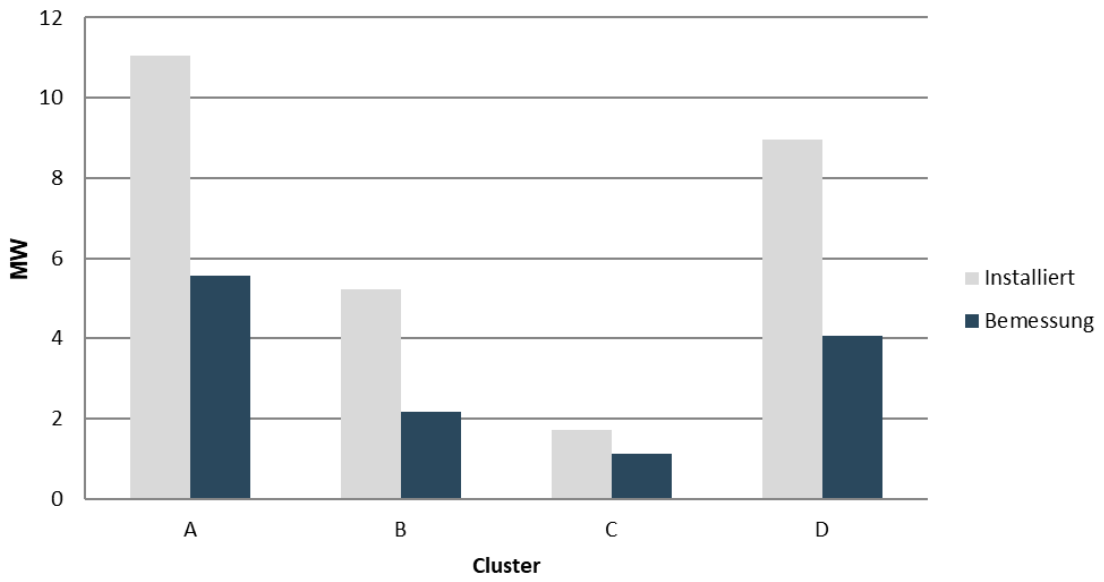
Transformationsoptionen – Wasserstoff

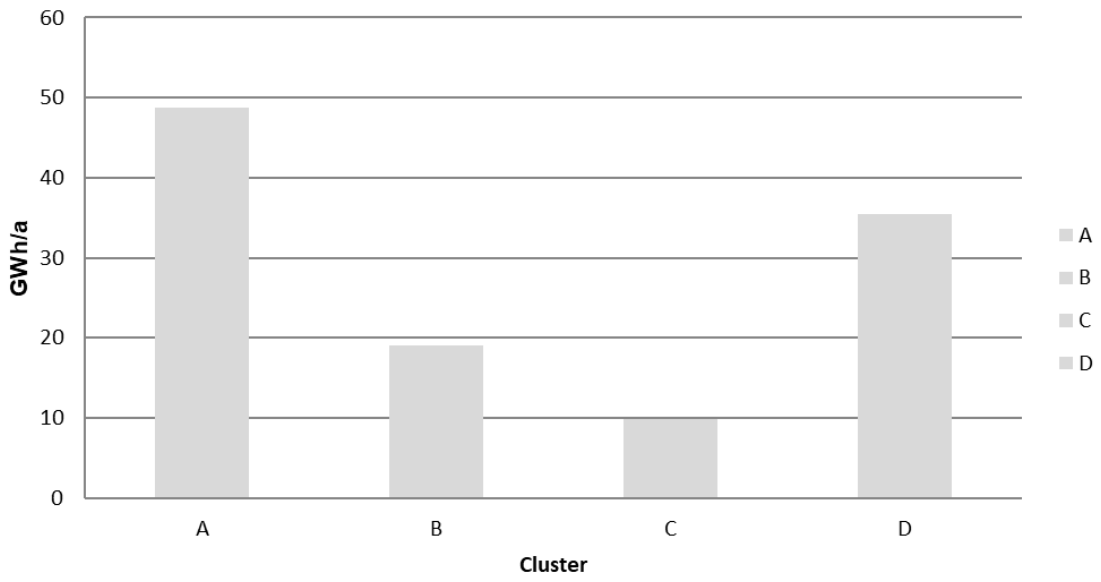
Lehringen und Hollige sichern eine strategische Option, ersetzen aber weder Nachfrage noch ein regionales Verteilnetz.

- Für Lehringen und Hollige wurden zwischen Nowega und den Stadtwerken Böhmetal Vereinbarungen zur Vorbereitung von zwei Anschlussstationen („T-Stücke“) am Wasserstoffkernnetz geschlossen. Verfahren und Materialbeschaffung wurden angestoßen.
- Die beiden Stationen sichern der Region strategische Anschlussoptionen, stellen aber noch keine Wasserstoffversorgung sicher. Transportkapazitäten, Liefermengen und Preise sind bislang ebenso wenig verbindlich vereinbart wie ein wirtschaftlich tragfähiger Bedarf.
- Auch wenn die bisherige Erdgasversorgung des IPW über Lehringen erfolgt, bietet sich Hollige ebenfalls als Entwicklungskorridor für Cluster A, den A27park und perspektivisch für Cluster B an. Dort sollten sowohl eine spätere Ausspeisung aus dem Kernnetz als auch die Einspeisung regional erzeugten Wasserstoffs (z. B. Windstromelektrolyse) geprüft werden.
- Die Anschlussstationen ersetzen kein regionales Wasserstoffverteilnetz. Leitungen zu den Unternehmen, Übergabe- und Druckregelanlagen, ein Betreiber- und Finanzierungsmodell sowie langfristige Abnahmeverträge müssen als eigenständiges Infrastrukturprojekt entwickelt werden.
- Für das Verteilnetz zum IPW wurden zwei erste Varianten betrachtet. Die Umstellung bestehender Erdgasleitungen ab Lehringen umfasst ca. 28 km und Kosten von rund 7–11 Mio. Euro. Der Neubau ab Hollige umfasst ca. 20 km und Kosten von rund 30–50 Mio. Euro. Die Angaben sind grobe Kostenorientierungen. Bei einer Umwidmung muss die heutige Erdgasversorgung der angeschlossenen Kunden weiterhin gewährleistet oder technisch getrennt werden, was die Kosten erhöhen kann.
- Für Wasserstoff bestehen in der Industrie bislang kaum verbindliche Bedarfe. Unsichere Preise und Verfügbarkeit führen dazu, dass Unternehmen zurückhaltend planen und Erdgas zunächst weiterhin als Übergangslösung betrachten. Wasserstoff bleibt vor allem für schwer elektrifizierbare industrielle Anwendungen eine Zukunftsoption.

Transformationsoptionen – Biogasbestand

Biogasanlagen bilden eine relevante regionale Strom-, Wärme- und Gasressource.





- 28 Primäranlagen mit ~26 MWel installierter BHKW-Leistung und ~13 MWel Bemessungsleistung. Daraus ergeben sich etwa 113 GWh Strom pro Jahr (Bemessungsleistung x 8.760 h/a, ~4.200 Vollbenutzungsstunden) und ~130 GWh/a Bruttowärme
- Industriepark Walsrode (Cluster A): 13 Anlagen erzeugen ~48,8 GWh/a Strom;
- Industriegebiet Ost Bad Fallingbostel (Cluster B): 4 Anlagen erzeugen ~19,1 GWh/a Strom
- Hodenhagen - Gewerbegebiet Hodenhagen/Ahlden/Schwarmstedt (Cluster C): 3 Anlagen erzeugen ~9,8 GWh/a Strom
- Rethem – EGRA, Gewerbegebiet Galgenberg (Cluster D): 8 Anlagen erzeugen ~35,5 GWh/a Strom

Quelle: BGA HK 2025 - Landberatung Biogas-AK

Transformationsoptionen – Perspektiven der Biogasanlagen

Post-EEG-Perspektiven hängen vor allem von Wärmenutzung, Flexibilität, Netzzugang und neuen Geschäftsmodellen ab.

- Biogas bleibt nur wirtschaftlich, wenn Kommunen bzw. die Industrie eine verlässliche Wärmenutzung zusichern. Langfristige Wärme- und Abnahmeverträge fehlen. Betreiber kritisieren die geringe Einbeziehung in die kommunale Wärmeplanung. Biogas ist grundlastfähig und regelbar, was für den weiteren Ausbau von PV und Wind zentral ist, auch wenn es zunächst grundsätzlich teurer ist. Biogas kann eine Brücke zwischen Wärmepumpen und Wasserstoffsystemen bilden, besonders in ländlichen Gebieten.
- Neues Biomassepaket reicht nur bedingt aus; Einschätzung aus der Runde: Nur ~50 % der Anlagen können mit der Anschlussförderlogik und der Flexibilitätsprämie weiterbetrieben werden. Der Zeithorizont reicht damit meist bis etwa 2037. Danach entstehen erneut Versorgungslücken, wenn keine neuen Marktmechanismen greifen.
- Zur Bereitstellung der vom Biomassepaket geforderten Flexibilität erfolgt eine Flexibilisierung „nach unten“, also eine Reduktion der Leistung statt eines weiteren Ausbaus. Netzkapazitäten, Trafos, Schutztechnik und langsame Genehmigungsverfahren sind die größten technischen Hemmnisse. Stromnetzanschlüsse scheitern oft an zu geringer Aufnahmekapazität oder langen Wartezeiten. Gasnetzanschlüsse sind teuer, erfordern aufwendige Genehmigungen und machen Biomethanprojekte wirtschaftlich riskant. Ohne gezielten Ausbau der Infrastruktur können Flexibilisierung, Speicherintegration und Wärmenetze nicht realisiert werden (2 MW-Ausbau: ~2 Jahre Lieferzeit und ~1 Jahr für Behördenverfahren)
- Die gesetzlichen Begrenzungen des Maisanteils auf 30–35 % sind für viele Bestandsanlagen nicht einfach einzuhalten. Betreiber weichen zunehmend auf Gülle, Mist, Zuckerrüben und andere Reststoffe aus. Jedoch gibt es in der Region auch wenig Viehhaltung.
- Biogas stärkt die ländliche Wirtschaft: Landwirte, Handwerker und Dienstleister in der Region profitieren, Arbeitsplätze bleiben vor Ort, und die Energieversorgung wird unabhängiger. Der Beitrag zum Klimaschutz ist auch vorhanden.

Transformationsoptionen – Regionale Biogasverbünde

Bündelung von Rohbiogas / Biomethan kann Bioenergie für Industrie und Gewerbe langfristig nutzbar machen.

- Bei Aufbereitung des heutigen Rohbiogases ergeben sich ~269–276 GWh/a Biomethanäquivalent[1)].
- Biogas/ Biomethan kann z. B. Elektrifizierung im Industriepark Walsrode (Cluster A) ergänzen. Die Teilverbünde A-West und A-Ost vergleichen, z. B. bei Rohgasleitungen, zentralem Biomethanterminal, Gasnetzeinspeisung oder direkter Nutzung.

Verbundoption (räumliche Clusterung)	#	Mögliche Betreiber im Verbund
A-West	4	Eilstorfer Bioenergie GmbH; Rüpke GmbH & Co. KG; Helmut Unger; Anlage Kirchboitzen 53
A-Nordwest	5	Idsinger Biogas; LGM Bioenergie KG; Milchhof Fulde Energie GbR; Reinhard Eickhoff; Wehrhoff Energie oHG
A-Ost	4	BeGe Biogas GmbH; Bioabfallverwertung Heidekreis GmbH; Henning Brandt; Biogas Krelingen UG
B Riepe–Mengebostel–Vierde	4	Rieper Biogas KG; Agrar Energie Obernhausen; Biogas Hof Küddelse GmbH & Co. KG; Werner Bertram

1) Technisches Biomethanäquivalent aus Bemessungsleistung, mit 40 % elektrischem BHKW-Wirkungsgrad, 6,0 kWh/Nm³ Rohbiogas, 60 % Methangehalt, 98 % Methanrückgewinnung und 9,97 kWh/Nm³ Heizwert Methan. 2) Screeningtrasse beschreibt zunächst die Bündelung der Anlagen zu einer zentralen Aufbereitung; eine Weiterleitung z. B. zum Industriepark ist separat zu bewerten.

Transformationsoptionen – Zukunftspfade für Biogasanlagen

Flexible KWK, Wärmenetze, Rohgasverbünde und Biomethan eröffnen unterschiedliche Post-EEG-Pfade.

Betreibermodelle

Biogasanlagen-betreiber
Biogasproduktion
BHKW/Erzeugung
Qualitätssicherung

→

Netz-/Infrastruktur-gesellschaft
Leitungsbau/-betrieb
Speicher/ Übergabe
Finanzierung

→

Wärmekunden/ Gasabnehmer
Industrie/ Kommune
Abnahmeprofil
Preis/ Laufzeitvertrag

- Mögliche Träger der Infrastrukturgesellschaft:
  - Kommune / Stadtwerk
  - Bürger- / Wärmegenossenschaft
  - Privater Contractor
  - Gemeinsame Projektgesellschaft
  - Infrastrukturgesellschaft
  - Industrie- / Gewerbekunde

Zukunftspfade

Pfad	Prinzip	Voraussetzung	Hauptengpass
Flexible Vor-Ort-KWK	größere BHKW-Leistung, weniger Betriebsstunden	Speicher, Wärmenutzung, Netzanschluss	begrenzte Netzkapazität
Wärmenetz / Direktlieferung	lokale Nutzung der BHKW-Wärme	Nahe Ankerkunden, langfr. Verträge	Sommerlast, Wirtschaftlichkeit
Satelliten-BHKW	Rohgas zum Wärme- o. Strom-verbraucher transportieren	Rohgasleitung, neuer Standort/NVP	Genehmigung, Netzanschluss
Rohgasverbund + Biomethan	Anlagen bündeln, zentral aufbereiten/ einspeisen	ausreichende Gasmenge, Trasse, Gasnetzpunkt	Koordination, Investition und Gasnetzkapazität
Saisonaler Hybridbetrieb	Sommer eher Gas/Biomethan, Winter flexible KWK + Wärme	Speicher, Aufbereitung, Wärmesenken	komplexer Betrieb und Vermarktung

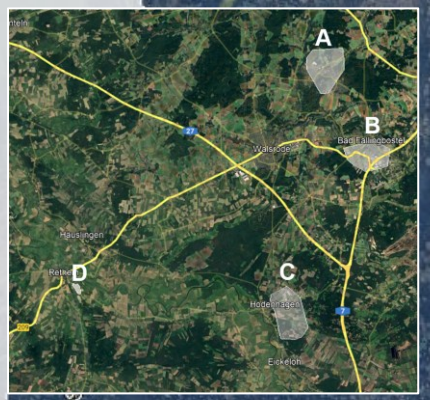
Transformationsoptionen – Rolle der Kommunen beim Erhalt der Bioenergie

Kommunen können Projekte durch Koordination, Wärmesenken, Flächen und Infrastruktur entscheidend unterstützen.

- Nach § 136 NKomVG können Kommunen bei öffentlichem Zweck und ausreichender Leistungsfähigkeit wirtschaftlich tätig werden (z. B. durch Wärmenetze, Beteiligungen, Flächen/Wegerechte oder öffentliche Gebäude als Ankerkunden).
- Die Kommune kann Kosten nicht einfach übernehmen. Finanzierung und Beteiligung müssen wirtschaftlich tragfähig sowie vergabe- und beihilferechtlich zulässig sein. Bürgschaften sind nur sehr eingeschränkt möglich.
- Kommunale Wärmeplanung als Umsetzungshebel nutzen: Biogas- und Abwärmepotenziale mit konkreten Wärmesenken, Betreibern und Projekten verknüpfen.

Kommunale Rolle	Praktischer Beitrag
Daten und Koordination	Post-EEG-Zeitpunkte, Wärme-/Gasprofile, Netzgrenzen und Wärmesenken in einem Datenraum bündeln
Ankerkunde	Schule, Schwimmbad, Rathaus, Klinik oder kommunale Liegenschaft mit langfristigem Wärmevertrag einbringen
Flächen und Rechte	Heizhaus-, Speicher- und Leitungstrassen sichern; kommunale Grundstücke koordinieren
Projektentwicklung	BEW-Machbarkeitsstudie, Pre-FEED und Betreiberauswahl beauftragen
Infrastrukturträger	Wärmenetz selbst/über Stadtwerk bauen und an Contractor verpachten
Beteiligung	Minderheitsbeteiligung an Projektgesellschaft oder Genossenschaft mit klarer Governance
Netzdialog	mehrere Anschlussbegehren bündeln und mit Netzbetreiber als Clusterprojekt diskutieren
KWP-Umsetzung	Biogas-/Abwärmeprojekte in Umsetzungsstrategie und Vereinbarungen nach WPG überführen
Fördermanagement	BEW, KfW 270/148/Plus und EEW kombinieren; Kumulierbarkeit vor Antrag klären
Risikoteilung	keine pauschale Vollfinanzierung, sondern Stufenentscheidungen und Bedingungen an Abnahme/Netzanschluss

Transformationsergebnisse – Integrierte Modellierung
Fokus Cluster A: Industriepark Walsrode



PV-Erzeugung

- Dachpflicht
- Einspeisepeaks
- Eigenverbrauch erhöhen

Erweiterung Gewerbegebiet Bayershof

- zusätzliche Gewerbe-flächen von ~20–25 ha
- Nachhaltiges Gewerbegebiet
- Ansiedelung von KMU
- neue Strom- und Wärmebedarfe (~10 GWh)
- voraussichtlich hoher Elektrifizierungsgrad

Zukünftige Strom-versorgung

(z.B. lokale EE, Speicher und Lastmanagement)

EE-Erzeugung (Wind, PV) / Batteriespeicher / Elektrolyse

- lokale Überschüsse flexibel nutzen
- Batterie für Stromverschiebung und Netzspitzen
- Elektrolyse bei geeigneten Strom-, Netz- und H_2-Bedingungen
- wirtschaftliche und netzdienliche Fahrweise prüfen

Umspannwerk

Avacon Netz GmbH

- zentraler Stromknoten für Industriepark
- Elektrifizierung erhöht Netzlast und Anschlussbedarf
- verfügbare Leistung, Ausbau und Redundanz nicht bekannt

Biomethan-verbundleitung / Wasserstoffverteilnetz

- strategische Option für schwer elektrifizierbare Anwendungen
- Versorgung von Hochtemperatur-, Spitzen- und Restlasten
- regionale Biomethan- Teilverbünde und kurze Stichleitungen prüfen
- Anschluss an H2-Kernnetz allein reicht nicht aus • Leitungen, Übergabestation notwendig

Zentrale Dampfversorgung

- zentrale Prozesswärme-Infrastruktur
- gasbasierte KWK soll schrittweise zurückgehen

Industriepark Walsrode (Cluster A)

~87 ha Industriefläche, ~11 ha frei (+12 ha perspektivisch)

- Hoher Strom-, Wärme- und Dampfbedarf
- Bestehende Energieinfrastruktur und industrielle Prozesswärme
- Heute noch hohe Erdgasabhängigkeit
- Transformation durch Effizienz, Elektrifizierung und flexible Versorgung

Weitere Stromlasten im Netzgebiet

- Haushalte und bestehendes Gewerbe
- Ladeinfrastruktur und weitere Verbraucher beeinflussen die tatsächlich verfügbare Netzkapazität

Transformationsoptionen – Technologiepfade (Cluster A)

Für die zukünftige Wärmeversorgung werden Elektrifizierung und gasbasierte Alternativen systematisch gegenübergestellt.

	Technologieportfolio „Elektrifizierung“	Technologieportfolio „Wasserstoff“	Endenergiebedarf IP Walsrode (GWh/a)
Heizungswärme (<90 °C)	Wärmepumpe/Abwärme (Spitzenlast: PtH)	Wärmepumpe/Abwärme (Spitzenlast: Kessel)	Ann.: 15 % des Erdgasbedarfs eines Standorts[4]
Prozessdampf (≤250 °C)	Elektrodenkessel, PtH[1], TES[2]	Dampfkessel	Beide 104 GWh/a (75 % v. 138[5])
Prozesswärme (heute Erdgas) (≤400 °C)	El. Trockner, PtH (Thermoöl)	Gasbefeuerte Trockner, Thermoöl via Kessel	Beide 68 GWh/a (75 % v. 90)
Prozessgas (stofflich)	RTO[3]	RTO	Beide 3 GWh/a (75 % v. 4)
Strom (ohne PtH)	Netzstrom, ggf. Onsite-PPA	Netzstrom, ggf. Onsite-PPA	Beide 90 GWh/a (75 % v. 120)

Strom: 262 | Gas: 3
ohne Heizung

Strom: 90 | Gas: 175
ohne Heizung

Nachverdichtung + interne Erweiterung → + ca. 25 %[6]

1PtH: Power-to-Heat | 2TES: Thermal Energy Storage (Hochtemperaturwärmespeicher, Beladung über Widerstandsheizung) | 3RTO: Regenerative thermische Oxidationsanlagen | 4Erdgasbedarf ohne Heizung: 450 GWh/a = 85 % →Erdgasbedarf mit Heizung: ca. 530 GWh/a | 5Bedarf 120 GWh/a zzgl. Verluste ca. 15% (Ann.) | 6ca. 50/50 Verdichtung/interne Erweiterung (nur KMU, daher nur Zunahme Strom- und Heizungsbedarf, keine zusätzliche Prozessenergie)

Transformationsoptionen – Bewertungsmethodik (Cluster A)

Die Technologiepfade werden stündlich hinsichtlich Kosten, Energieeinsatz und Netzauswirkungen verglichen.

Quantifizierte Zielbilder für Industriepark Walsrode

Abfragen der aktuellen Lasten, Kraftwerkportfolios sowie Preiszeitreihen

- Identifikation der beabsichtigten Entwicklungen
- Abbildung alternativer Anlagenkonfigurationen und -dimensionierungen
  - Technologieportfolio 1
  - Technologieportfolio 2
  - Technologieportfolio 3

→ Definition der Technologie-portfolios inkl. Verbräuchen und Erzeugung

Stündliche Einsatzsimulation mit dem Optimierungsmodell (Modell)

- Abbildung der stündlichen Wärme-, Strom- und (grünen) Gasbedarfe für 2045
- Berücksichtigung technischer Restriktionen wie Wirkungsgrade, Verfügbarkeiten und Fahrweisen
- Integration der Markt- und Preisszenarien für Strom, Wasserstoff und Biomethan

→ Stündliche Lastgänge für Energieeinsatz und -bereitstellung je Anlage

Schema A: Berechnung jährlicher Gestehungskosten (Excel)

- Ermittlung der jährlichen Kosten der Wärmeversorgung auf Basis der Simulationsergebnisse
- Berücksichtigung von CAPEX, OPEX und Energiemengen
- Berechnung der Wärmegestehungskosten je Technologieportfolio
- Analyse kostenkritischer Einsatzstunden und Lastsituationen

→ Wirtschaftliche Bewertung der Technologieportfolios unter verschiedenen Marktszenarien

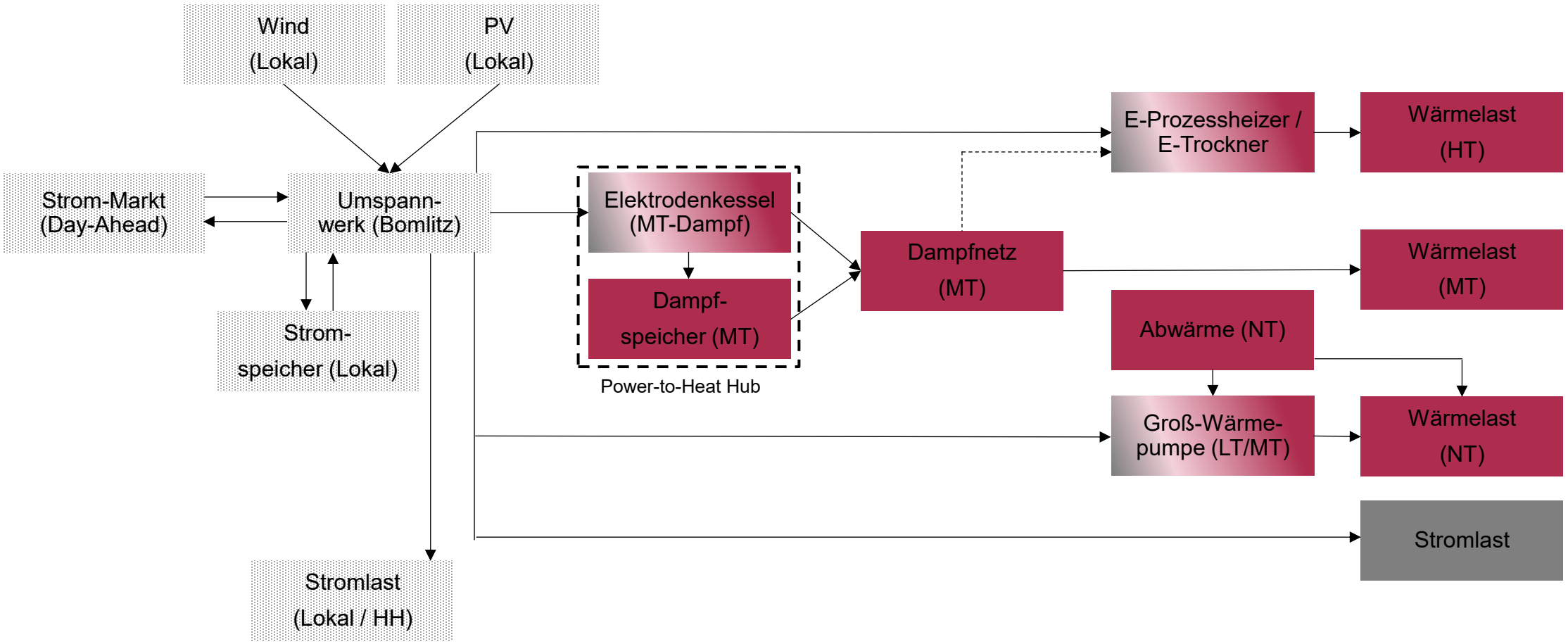
Schema B: Bewertung der Netzeffekte (Excel)

- Ableitung der stündlichen Netzlast aus der Dispatch-Simulation
- Analyse von maximaler Netzlast sowie P95- und P99-Last
- Bewertung der Auswirkungen von Flexibilität und Lastverschiebung

→ Bewertung der infrastrukturellen Auswirkungen der Technologieportfolios

Transformationsergebnisse – Modellierung (Cluster A)

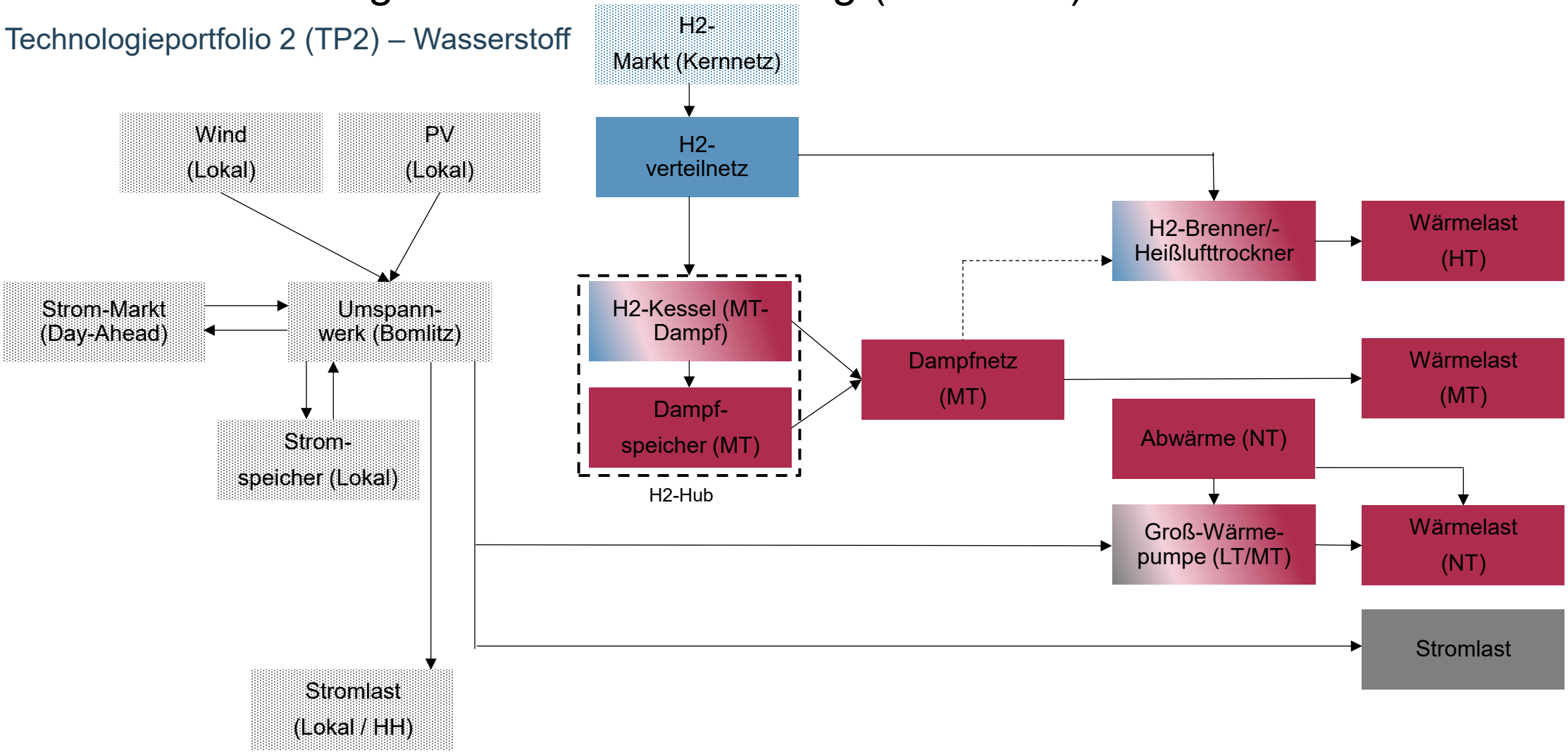
Technologieportfolio 1 (TP1) – Elektrifizierung



Kapazitäten werden last- bzw. peakorientiert dimensioniert; die bestehende Industrieparkstruktur bleibt erhalten; Großwärmepumpe/Abwärme für LT; Elektrodenkessel und Dampfnetz für MT; elektrische Prozesswärme für HT; CAPEX für Erzeugung, Speicher, elektrische Infrastruktur und Prozessumrüstung; OPEX v. a. Strom und variable Betriebskosten.

Transformationsergebnisse – Modellierung (Cluster A)

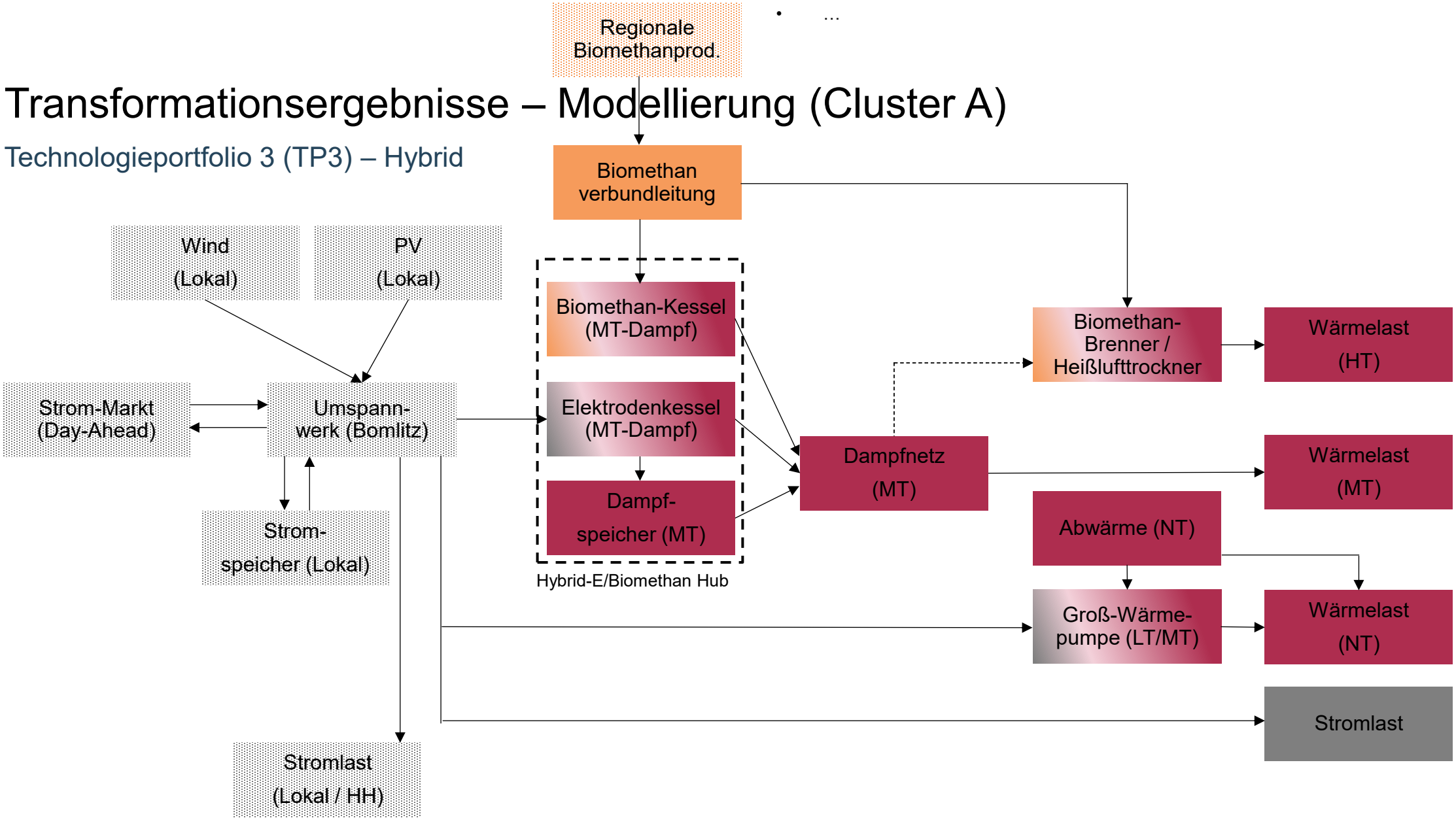
Technologieportfolio 2 (TP2) – Wasserstoff



Kapazitäten werden last- bzw. peakorientiert dimensioniert; die bestehende Industrieparkstruktur bleibt erhalten; Großwärmepumpe für LT; H_2-Dampfkessel für MT; H_2-Prozesswärme für HT; CAPEX inkl. Wasserstoff-Leitungsumstellung, -Neubauleitung, -Übergabestation und Tie-in; OPEX v. a. H_2, Hilfsstrom und variable Betriebskosten.

Transformationsergebnisse – Modellierung (Cluster A)

Technologieportfolio 3 (TP3) – Hybrid



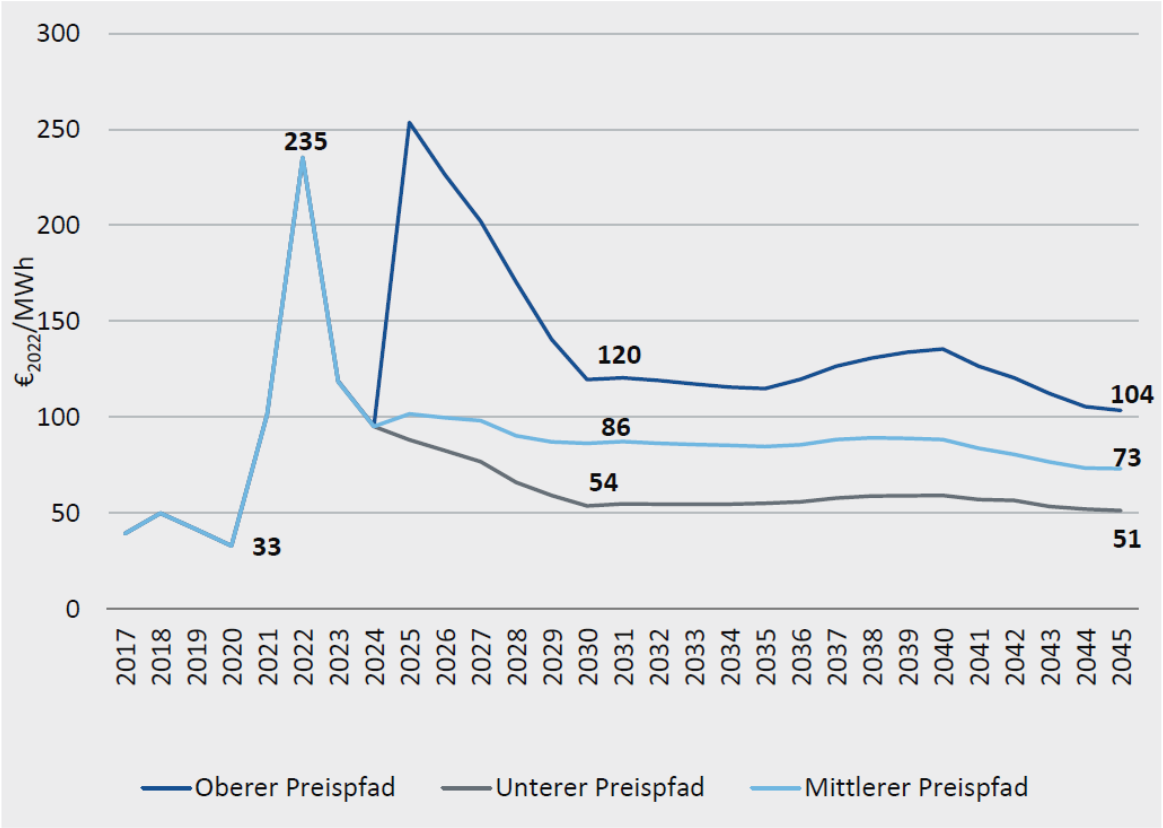
Kapazitäten werden last- bzw. peakorientiert dimensioniert; die bestehende Industrieparkstruktur bleibt erhalten; Elektrische Technologien für Grundlast; Biomethan für Spitzen- und Restlast; Wärmepumpe, Elektrodenkessel, Dampfspeicher und elektrische HT-Prozesse; CAPEX inkl. Biomethanleitung und Prozessumrüstung; OPEX aus Strom, Biomethan und variablen Betriebskosten.

Modellierungsannahmen und Marktszenarien

Strommarktprognosen für 2045 / Annahmen Endkundenpreise für Cluster A.

- Im mittleren Strompreispfad fallen die Preise bis 2030 auf 86 €/MWh und sinken bis 2045 weiter auf etwa 73 €/MWh
- Der obere Strompreispfad steigt aufgrund der hohen Gaspreise bis 2024 auf über 250 €/MWh und sinkt dann bis 2030 deutlich auf etwa 120 €/MWh.
- Der untere Strompreispfad sinkt bis 2030 auf rund 54 €/MWh und verbleibt bis 2045 in etwa auf diesem Niveau.
- Preisspreads bleiben ähnlich / steigen an. Gründe hierfür liegen im starken Ausbau der Erneuerbaren sowie in den schwankenden Gaspreisen. Gleichzeitig kommen vermehrt Flexibilitätsoptionen zum Einsatz
- Die Strompreise werden als privilegierte Industrie-Endkundenpreise 2045 interpretiert, d. h. inklusive reduzierter Abgaben, Umlagen und Netzentgelte für stromintensive industrielle Verbraucher (~ 25 €/MWh)

Szenario	Mittelwert Endkundenpreis IPW
S1 Stromvorteil-Szenario 2045	75,00 €/MWh
S2 Referenz-Szenario 2045	95,00 €/MWh
S3 Wasserstoffvorteil-Szenario 2045	115,00 €/MWh



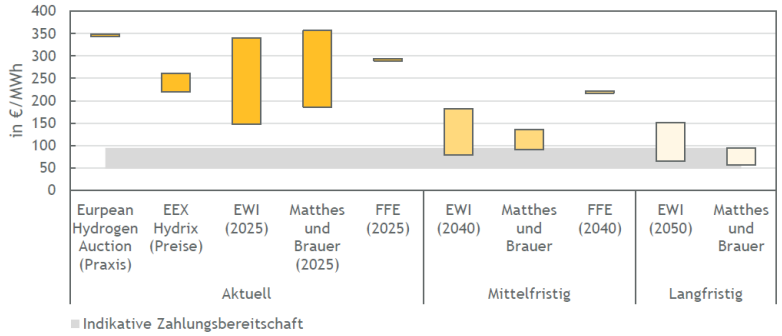
Quelle: Strompreisprognose 2023 (vbw / Prognos AG, Juli 2024)

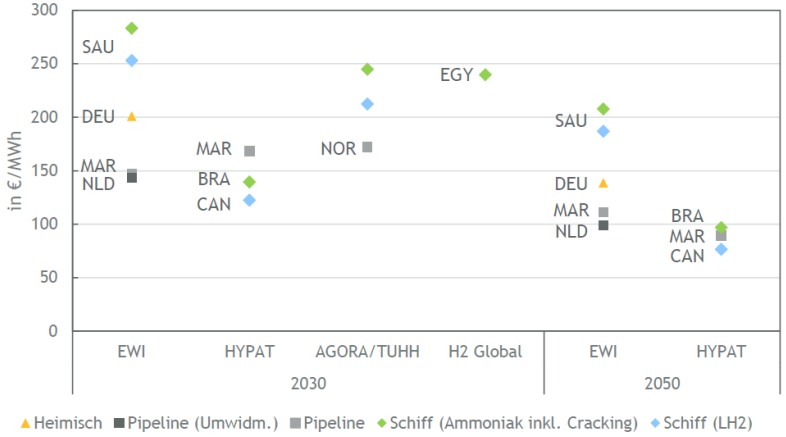
Modellierungsannahmen und Marktszenarien

Wasserstoffkosten und –prognosen für 2045 / Annahmen Endkundenpreise für Cluster A.

- 2025 in Deutschland liegen die Produktionskosten von erneuerbarem H_2 bei 147–357 €/MWh. Haupttreiber sind hohe Stromkosten (80–100 €/MWh), geringe Volllaststunden, hohe Elektrolyseurkosten (1.200–3.100 €/kWel). Grauer Wasserstoff liegt heute bei ca. 70–180 €/MWh
- Mittelfristige Kosten (2040–2050) in Deutschland liegen bei 78–222 €/MWh, langfristig 57–151 €/MWh. Treiber sind die sinkenden Stromkosten
- Importe 2040–2050: Pipeline (NL, NO, Nordafrika): 80–120 €/MWh inkl. Transport, Maritim (Ammoniak, Methanol, LH_2): langfristig <100 €/MWh möglich, wenn Skaleneffekte greifen, Cracking von Ammoniak: +20–40 €/MWh, dennoch oft günstiger als heimische Produktion
- Zusätzliche Kosten für die Endkunden sind u.a. die Speicherung in Salzkavernen: 7,5–45 €/MWh (optimistisch) bis 15–120 €/MWh (je nach Auslegung/Nutzung) bzw. Netzentgelte (BNetzA 2025): Hochlaufnetzentgelt 25 €/kWh/h/a (Volllast: ~2,85 €/MWh / Teillast entsprechend höher (+1–2 €/MWh))
- H_2-Preise sind als 2045-Szenarien für den industriellen Bezugspreis am Standort zu verstehen. Sie bilden nicht nur die reine Erzeugung ab, sondern pauschal auch Beschaffung und Transport über das H_2-Kernnetz

Szenario	Mittelwert Endkundenpreis IPW	Mittelwert Endkundenpreis IPW
S1 Stromvorteil-Szenario 2045	200,00 €/MWh (165 €/MWh)	6,7 €/kg
S2 Referenz-Szenario 2045	175,00 €/MWh (140 €/MWh)	5,8 €/kg
S3 Wasserstoffvorteil-Szenario 2045	150,00 €/MWh (115 €/MWh)	5,0 €/kg



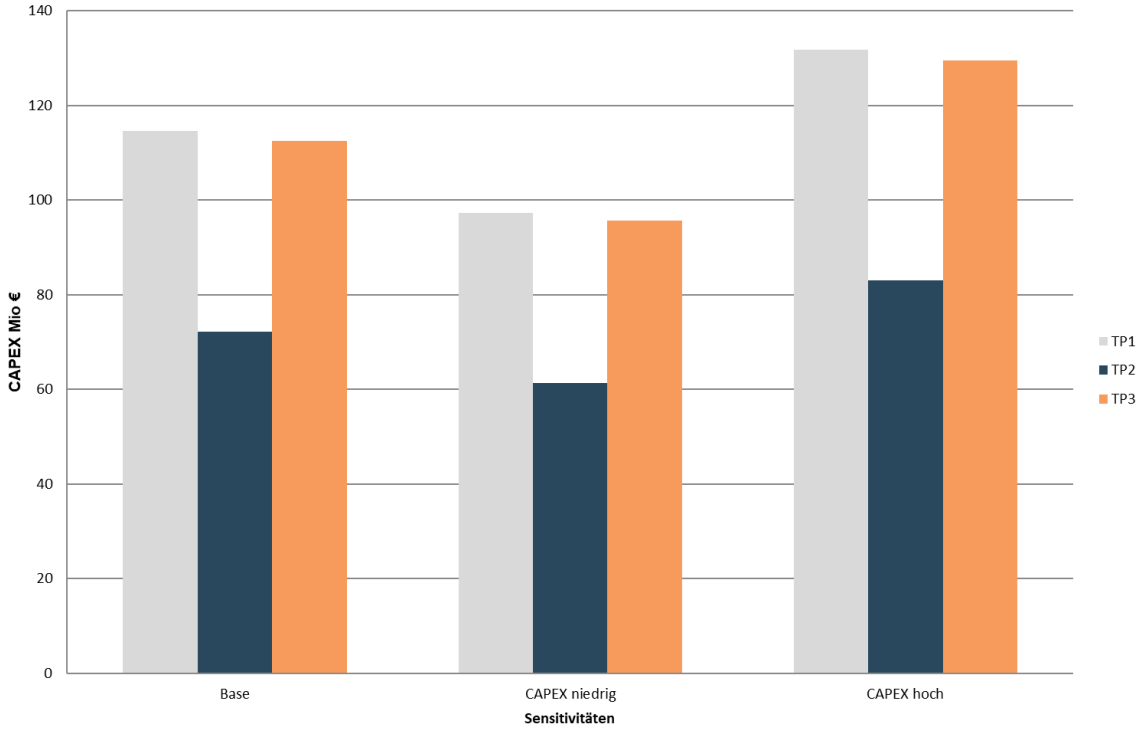


Quelle: EWI & BET. (2025). Energiewende. Effizient. Machen. Monitoringbericht zum Start der 21. Legislaturperiode. Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi). Köln.

Transformationsoptionen – Investitionskosten (Cluster A)

Wasserstoffpfad benötigt die geringsten Investitionen, während Elektrifizierung und Hybrid höhere CAPEX verursachen.

- TP2 weist inkl. Wasserstoffverteilnetz den niedrigsten Investitionsbedarf auf und liegt im Basisfall ~37 % unter TP1; vglw. günstigen H_2-Kessel ggü. Elektrifizierung.
- TP3 liegt trotz zusätzlicher Biorohgas/-methanverbundleitung minimal unter TP1; vglw. günstige Biomethan-Feuerung ggü. Elektrifizierung.
- Gegenüber TP3 ist der Investitionsbedarf von TP2 ~36 % niedriger.
- CAPEX-Sensitivität von ±15 % verändert die absoluten Investitionen deutlich, ändert die Rangfolge der drei Portfolios aber nicht.
- TP2 besitzt einen deutlichen Investitionsvorteil; TP1 und TP3 unterscheiden sich beim reinen Investitionsbedarf kaum.

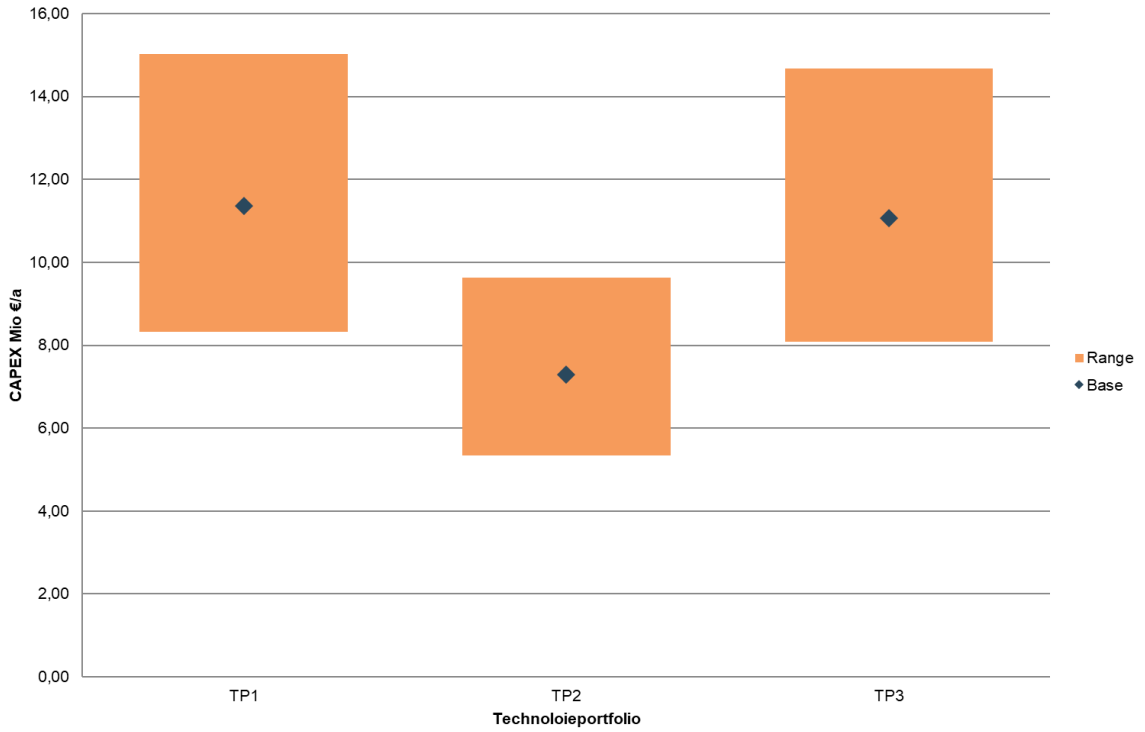


Fall-Bezeichnung	CAPEX	WACC
Basis	100,0%	6,0%
CAPEX niedrig	85,0%	6,0%
CAPEX hoch	115,0%	6,0%

Transformationsoptionen – Jährliche Kapitalkosten (Cluster A)

Investitionsvorteil des Wasserstoffpfads bleibt auch bei unterschiedlichen Finanzierungsbedingungen bestehen.

- Auch bei der jährlichen Kapitalbelastung liegt TP2 unter TP1 und TP3. TP1 und TP3 unterscheiden sich im Basisfall kaum.
- Ungünstige CAPEX- und WACC-Annahmen erhöhen die jährliche Belastung bei allen TPs um etwa 30–35 %.
- Günstige Annahmen reduzieren die jährliche Kapitalbelastung um etwa 25–30 %.
- Die gesamte Spannweite zwischen günstigem und ungünstigem Fall beträgt je Portfolio ungefähr 60 %.
- CAPEX-Vorteil von TP2 bleibt auch unter ungünstigen Finanzierungsannahmen bestehen; die Wirtschaftlichkeit muss jedoch zusätzlich über OPEX bewertet werden.

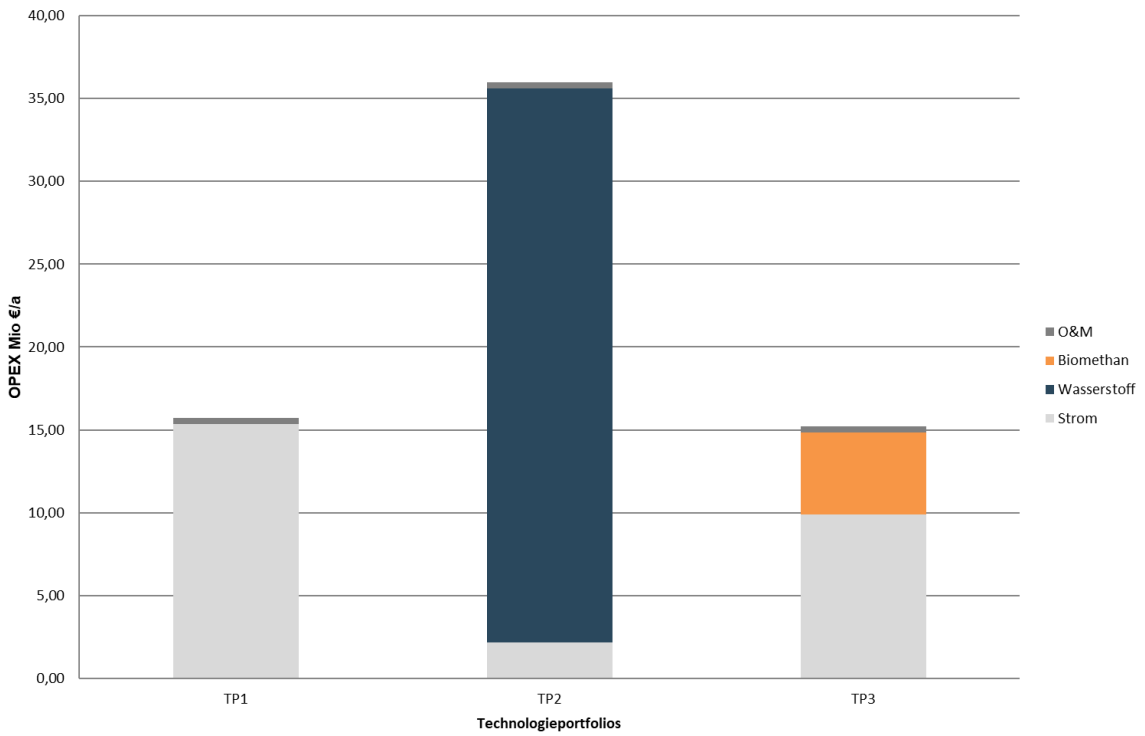


Fall-Bezeichnung	CAPEX	WACC
Basis	100,0%	6,0%
CAPEX niedrig	85,0%	6,0%
CAPEX hoch	115,0%	6,0%
WACC niedrig	100,0%	4,0%
WACC hoch	100,0%	8,0%

Transformationsoptionen – Jährliche Betriebskosten (Cluster A)

Hohe laufende Wasserstoffkosten kehren den Investitionsvorteil von TP2 im Betrieb um (Vorteil Elektrifizierung).

- TP2 besitzt zwar den niedrigsten annualisierten CAPEX, hat aber aufgrund des Wasserstoffbezugs die höchsten laufenden Kosten.
- TP1 wird vor allem durch Strompreise beeinflusst; Speicher und flexible Fahrweise können die Stromkosten reduzieren.
- TP3 kombiniert elektrische Wärmeerzeugung mit Biomethan für Spitzen-/Restlasten und weist dadurch im Referenzfall niedrigere OPEX als TP2 auf.
- TP2 weist in allen betrachteten Marktpreisszenarien die höchsten Wärme-OPEX auf. Im H_2-günstigen Szenario liegen die Wärme-OPEX von TP2 noch ~85 % höher
- TP1 und TP3 liegen fast gleichauf, aber TP1 reagiert am stärksten auf den Strompreis: Die Wärme-OPEX steigen vom stromgünstigen zum H_2-günstigen Szenario um rund 52 %.



Zusatzenergiebedarf ggü. 90 GWh/a Basisstrom im Referenzszenario:

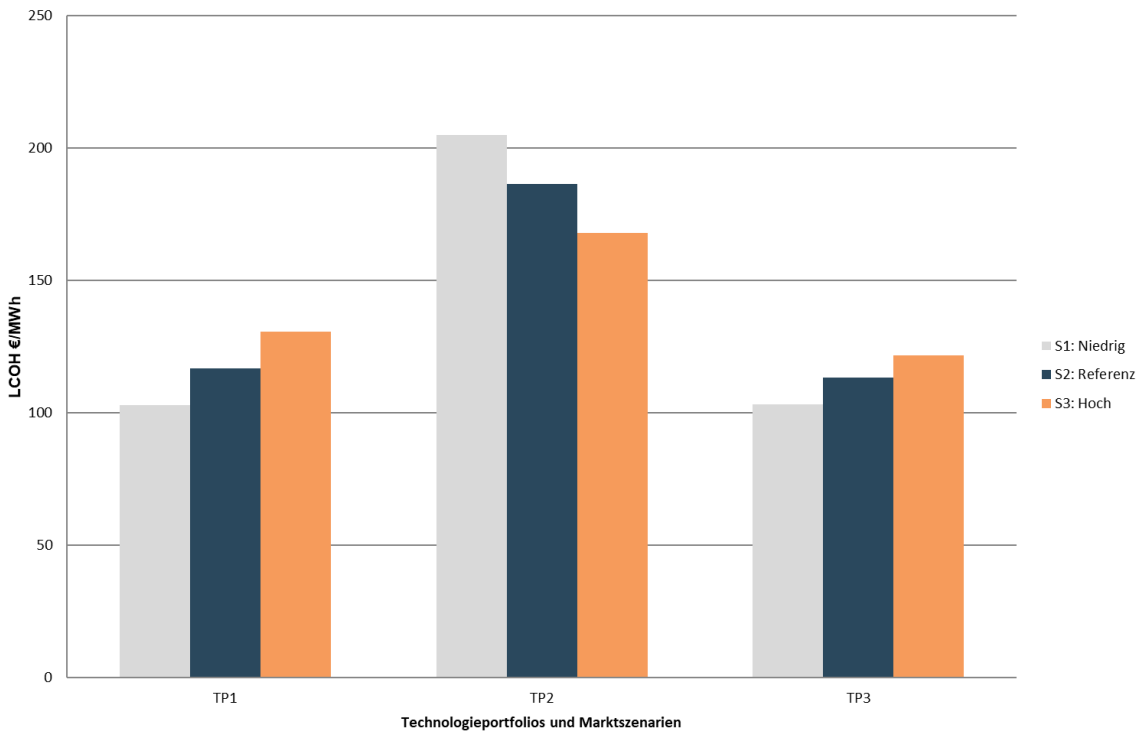
- TP1 +162 GWh Strom
- TP2 +22 GWh Strom + 191 GWh H_2
- TP3 +121 GWh Strom + 52 GWh Biomethan

Biomethanbedarfe sind je nach Marktszenario unterschiedlich (33 GWh, 52 GWh, 69 GWh).

Transformationsoptionen – Wärmegestehungskosten (Cluster A)

Elektrifizierung und Hybrid erreichen die niedrigsten Wärmegestehungskosten; Wasserstoff bleibt deutlich teurer.

- Wärmegestehungskosten (LCOH) von TP1 (Elektrifizierung) und TP3 (Hybrid – Elektrifizierung mit Biomethan) liegen bei günstigen Strompreisen nahezu gleichauf.
- Bei hohen Strompreisen wächst der Vorteil von TP3 vs. TP1 auf ~8 %, weil Biomethan einen Teil der teuren Spitzenversorgung ersetzt.
- TP2 reagiert stark auf den Wasserstoffpreis: Vom ungünstigen zum günstigen H_2-Szenario sinken die LCOH um ~18 %, trotzdem bleibt TP2 ~35–40 % teurer.
- Der Biomethanpreis ist die zentrale Unsicherheit von TP3: steigt er um etwa 20 %, kann der heutige Kostenvorteil gegenüber TP1 im Referenzfall weitgehend verschwinden.
- TP3 ist über die Markt- und CAPEX-Kombinationen am robustesten: In rund 71 % / 29 % der betrachteten Kombinationen weist TP3 / TP1 den niedrigsten LCOH auf.



Szenario-Bezeichnung	Strom Endkundenpreis (€/MWh)	Wasserstoff Endkundenpreis (€/MWh)	Biomethan Endkundenpreis (€/MWh)
S1 Stromvorteil	75	200	95
S2 Referenz	95	175	95
S3 Wasserstoffvorteil	115	150	95

Transformationsoptionen – Wirtschaftliche Gesamtbewertung (Cluster A)

Kein Pfad ist unter allen Bedingungen überlegen – der Hybridpfad zeigt jedoch die höchste Robustheit.

- Unsere Modellierung zeigt keinen unter allen Marktbedingungen eindeutig überlegenen Technologiepfad. Die Wirtschaftlichkeit wird wesentlich durch Strom-, Wasserstoff- und Biomethanpreise sowie durch Infrastruktur- und Finanzierungskosten bestimmt.
- Die Sensitivitätsbreite ist bei TP1 und TP3 relativ ähnlich und deutlich größer als bei TP2. Dies spiegelt den höheren kapitalgebundenen Anteil der Elektrifizierungs- und Hybridportfolios wider. TP2 bleibt hingegen primär dem laufenden H_2-Preis ausgesetzt.
- Elektrifizierung ist insbesondere bei günstigem erneuerbarem Strom attraktiv. Gleichzeitig liegen die Investitionen wesentlich höher als bei anderen Ausbaupfaden, was einen Nachteil darstellt.
- Flexible Systeme erhöhen die Robustheit. Speicher, hybride Wärmeerzeugung und ein flexibler Betrieb können Preisspitzen, Netzbelastungen und die Abhängigkeit von einzelnen Energieträgern reduzieren.
- Wasserstoff ist kein Selbstläufer. Trotz geringerer Investitionskosten bleibt der H_2-Pfad in der Modellierung aufgrund hoher laufender Energiekosten deutlich belastet. Neue H_2-Infrastruktur sollte daher vor allem dort priorisiert werden, wo langfristig günstige Mengen und eine hohe Auslastung plausibel sind.
- Hybride Lösungen können eine sinnvolle Übergangs- und Absicherungsstrategie darstellen. TP3 zeigt in der Modellierung die höchste Robustheit gegenüber unterschiedlichen Marktbedingungen. Voraussetzung ist jedoch eine nachhaltige, verlässliche und preislich tragfähige Biomethanversorgung.
- Die Modellierung spricht weniger für die Förderung eines einzelnen Energieträgers als für einen robusten Rahmen aus günstigen erneuerbaren Energien, leistungsfähigen Netzen, Flexibilität und technologieoffenen Investitionsmöglichkeiten.

Transformationsoptionen – Auswirkungen auf das Stromnetz (Cluster A)

Elektrifizierung erhöht die Netzspitze stark, während Biomethan die elektrische Spitzenlast moderat reduzieren kann.

- TP1 erhöht die maximale Netzbelastung gegenüber dem heutigen Ausgangszustand um ~153 % und stellt damit die höchsten Anforderungen an den Netzanschluss.
- TP3 reduziert die hohen Lastbereiche gegenüber TP1 um ~8%; die Hybridisierung mit Biomethan entlastet das Stromnetz also moderat.
- Die ausgewiesene Reduktion der Netzspitze von TP3 ist eher konservativ: In der Modellierung wird Biomethan kostenoptimiert eingesetzt, ähnlich wie der Dampfspeicher.
- TP2 ist aus Sicht des lokalen Stromnetzes deutlich weniger belastend, verlagert den Infrastrukturbedarf jedoch auf die Wasserstoffversorgung.
- Die zusätzliche Netzbelastung der Elektrifizierung ist erheblich. Netzinfrastruktur muss deshalb frühzeitig geplant werden. Für neue Umspannwerke sind auch Flächen einzuplanen (~1–2 ha für 110-kV-Umspannwerke).

Vergleich der Netzlast	Δ Max.	Δ P95	Δ P99
TP1 ggü. Bestand	+153 %	–	–
TP2 ggü. Bestand	+30 %	–	–
TP3 ggü. Bestand	+131 %	–	–
TP3 ggü. TP1	−8,8 %	−8,2 %	−7,3 %
TP2 ggü. TP1	−48,8 %	−48,4 %	−49,2 %

Vergleich der Strom- und Biomethanbedarfe in TP3	Strom (GWh/a)	Biomethan (GWh/a)
S1 Stromvorteil (Strom günstig / H_2 teuer)	229,3	33,0
S2 Referenz	211,4	52,2
S3 H_2-Vorteil (Strom teurer / H_2 günstig)	194,9	69,9

Transformationsoptionen – Speicher und Elektrolyse (Cluster A)

Batterien und Elektrolyseure sind nur dann netzdienlich, wenn ihre Fahrweise mit der Netzsituation abgestimmt wird.

- Ohne zusätzlichen EE-Ausbau: Batterie und Elektrolyseur werden überwiegend aus dem Netz versorgt und erhöhen dadurch den Netzbezug.
- Moderater EE-Ausbau: Der Netzbezug sinkt deutlich und erste lokale Überschüsse entstehen, ohne dass der Knoten stark zum Einspeiseknoten wird.
- Stärkerer EE-Ausbau: Vor allem in TP2 übersteigt die EE-Erzeugung zeitweise den Bedarf. Der Knoten speist häufiger ein und Flexibilität wird wichtiger (Einspeisespitzen).
- 10-/20-MWh-Batterie: Größere Speicher wirken stärker auf P95 und P90. Sinnvoll sind sie nur, wenn sie genutzt werden können, ohne neue Netzspitzen zu erzeugen.
- 10-/20-MW-Elektrolyseur: In TP2 mit starkem EE-Ausbau kann er Überschüsse aufnehmen und Einspeisespitzen senken. Mit größerer Leistung steigt jedoch auch der Netzeffekt.

Sensitivitäten	EE-Erzeug. (GWh/a)	Δ Netzbezug	Δ P95
Moderater EE-Ausbau (4,2 MWp PV + 50 MW Wind)	~127	−46 / −72 %	−19 / −27 %
Stärkerer EE-Ausbau (6,5 MWp PV + 80,5 MW Wind)	~205	−63 / −84 %	−25 / −35 %
+ 10-MWh-Batterie (10 MW), marktgetrieben	Unv.	+1 / +7 %	+5 / +10 %
+ 20-MWh-Batterie (10 MW) , marktgetrieben	Unv.	+2 / +13 %	+9 / +23 %
+ 10-MW-Elektrolyseur, marktgetrieben	Unv.	+49 / +155 %	+26 / +75 %
+ 20-MW-Elektrolyseur, marktgetrieben	Unv.	+100 / +394 %	+56 / +162 %

Die Bandbreiten umfassen TP1–TP3 sowie moderaten und stärkeren EE-Ausbau. Hohe relative Werte, besonders bei TP2, entstehen durch den bereits niedrigen verbleibenden Netzbezug. Da die Anschlussgrenzen in Bomlitz nicht bekannt sind, zeigen die Werte nur Szenarieneffekte, nicht die tatsächlich zulässige Anschlussleistung.

Agenda

Energiesystemstudie für die Wirtschaftsregion Deltaland

1. Vorgehen
2. Ausgangslage
3. Potenziale
4. Transformationsoptionen
5. **Handlungsempfehlungen**

Das Vorhaben „Energiesystemstudie für die Wirtschaftsregion Deltaland“ wird im Rahmen der integrierten ländlichen Entwicklung durch das Regionalmanagement der betroffenen LEADER-Regionen (Vogelparkregion / Aller-Leine-Tal) gefördert.

Dieses Projekt wird kofinanziert durch den Europäischen Landwirtschaftsfonds für die Entwicklung des ländlichen Raums (ELER) und das Land Niedersachsen.

Handlungsempfehlungen – Cluster A

Elektrifizierung sollte im Industriepark Walsrode die Basis bilden, ergänzt durch Biomethan für Spitzenlasten.

Zusammenfassung der Ergebnisse

- Effizienzmaßnahmen und Elektrifizierung sollten die Basis der Transformation im Industriepark Walsrode bilden, insbesondere für die Niedrig- und Mitteltemperaturwärme.
- Biomethan kann gezielt Spitzen- und Hochtemperaturlasten übernehmen und dadurch Netzspitzen sowie die Abhängigkeit von Stromhochpreisstunden reduzieren.
- Ein Hybridpfad ohne Wasserstoff kann vorteilhaft sein, da hohe H_2-Bezugskosten und Unsicherheiten bei Verfügbarkeit und Infrastruktur vermieden und regionale Wertschöpfung gestärkt werden. Lokale Elektrolyse erscheint nur bedingt attraktiv.
- Wasserstoff sollte als strategische Option offengehalten werden, solange zukünftige Preise, verfügbare Mengen und tatsächliche Infrastrukturkosten noch nicht ausreichend belastbar sind.
- Der heutige Redispatch betrifft vor allem die Einspeisung. Durch die Elektrifizierung des Industrieparks könnte künftig dagegen die Bezugsleistung zum entscheidenden Netzthema werden.

Ableitung von Handlungsempfehlungen

- ► Stromnetzkapazität erhöhen (verfügbare Anschlussleistung, notwendige Verstärkungen, Kosten und Umsetzungszeiten mit dem Netzbetreiber abstimmen.)
- ► Biomethan-Verbundleitung Ost–West prüfen (technische Machbarkeit, Kosten und Nutzen einer Verbindung zwischen den Teilverbünden untersuchen.)
- ► Biomethan- und Rohbiogasmengen sichern (regionale Potenziale konkretisieren und die benötigten ~40-50 GWh/a hinsichtlich Menge und Preis absichern)
- ► Regionale Gas- und Wasserstoffinfrastruktur bewerten (Leitungen und mögliche Synergien mit bestehender Gasinfrastruktur bzw. regionaler Gasförderung untersuchen)
- ► Integrierte Transformation des Industrieparks (Transformations-pläne der Unternehmen, Gewerbegebietserweiterung, Dampfspeicher, Biomethan, erneuerbare Erzeugung)

Handlungsempfehlungen – Cluster B

Geothermie bietet eine strategische Chance, muss aber mit Wärmenetzen und Netzausbau zusammengedacht werden.

- Die Lebensmittelindustrie macht Bad Fallingbostel zum zweitgrößten Wärmecluster; Verbrauchswerte sind extrapolierte Arbeitswerte.
- LBEG hat Mondelez für das gut 100 km² große Feld „Bad Fallingbostel“ eine Aufsuchungserlaubnis erteilt. Tiefe Geothermie ist die stärkste strategische Option für die industrielle Prozesswärme (Leistung, Kosten und Fündigkeit sind jedoch nicht bekannt).
- Geothermie ist ein strategischer Hoffnungsträger, aber kein Ersatz für kurzfristige Effizienz-, Wärmepumpen- und Netzmaßnahmen. Politik sollte Exploration und Wärmekunden bündeln (mögliche Beispiele):
  - Eine teilweise Elektrifizierung der heutigen Wärmeversorgung über Wärmepumpen würde rund 6,5–13,0 GWh/a zusätzlichen Strombedarf verursachen bzw. die mittlere elektrische Last um etwa 0,7–1,5 MW erhöhen.[1)]
  - Klinikum und Wohnquartier könnten zusammen eine zusätzliche Wärmesenke von rund 6,6–9,3 GWh/a bilden.[2)]
  - Allein die geplanten ~16 ha am Bockhorner Weg könnten bei einer überwiegenden KMU-Nutzung überschlägig einen zusätzlichen Strombedarf von rund 3 GWh/a und einen Wärmebedarf von rund 4–5 GWh/a verursachen.[3)]
- Neue Gewerbeflächen am Bockhorner Weg und östlich der A7 („BIMA-Fläche“) erhöhen die künftigen Lasten und sollten frühzeitig mit Netzkapazitäten und möglichen Verstärkungen am Umspannwerk Düshorn abgestimmt werden.
- Ein Anschluss an das H_2-Kernnetz ist erst bei einem konkreten und belastbaren H_2-Bedarf sinnvoll. Lokale Elektrolyse hat derzeit keine Priorität: Der Standort Kläranlage Bad Fallingbostel ist grundsätzlich prüfbar, die 110-kV-Situation spricht jedoch gegen eine Elektrolyse im industriellen Maßstab.

1) Bedarf 145 GWh/a Erdgas × 90 % Nutzungsgrad; 15–30 % Elektrifizierung über Wärmepumpen mit COP 3 2) Klinikum 22.800 m² Nutzungsfläche × 220–300 kWh/(m²·a) = ca. 5,0–6,8 GWh/a; Wohnquartier 27.000 m² × 60–90 kWh/(m²·a) = ca. 1,6–2,4 GWh/a; zusammen ca. 6,6–9,3 GWh/a. 3) 16 ha Brutto-Gewerbefläche: 160.000 m² × 40 % angenommene beheizte/energienutzende Fläche = 64.000 m². Wärme: 64.000 m² × 70 kWh/(m²·a) ≈ 4,5 GWh/a; Strom: 64.000 m² × 50 kWh/(m²·a) ≈ 3,2 GWh/a. Annahmen für nicht energieintensive KMU, keine Ansiedlungsprognose.

Handlungsempfehlungen – Cluster B: nächste Schritte

Geothermie in Bad Fallingbostel vertiefen, Wärmebedarfe bündeln und neue Lasten frühzeitig mit dem Netz abstimmen.

Ableitung von Handlungsempfehlungen

- Geothermieprojekt vertiefen (Geologie, Fündigkeitsrisiko, Bohrkonzept, CAPEX, Wärmekosten und potenzielle Wärmekunden gemeinsam untersuchen)
- Wärmebedarfe bündeln (Industrie, Klinikum, Wohnquartiere und neue Gewerbeflächen als gemeinsame Wärmesenken betrachten und mögliche Wärmenetze darauf auslegen)
- Niedertemperaturwärme elektrifizieren (Effizienz, Abwärme und Wärmepumpen priorisieren und mit Geothermie sowie Wärmenetzen kombinieren)
- Biogas und Rohgas als Ergänzung prüfen (Biogas für Spitzenlast, Redundanz und flexible KWK nutzen; regionale Rohgasverbünde bei gesicherter Menge und Abnahme untersuchen)
- Strom- und Netzkapazitäten bündeln (Zukünftige Lasten aus Industrie, Wärmepumpen, Gewerbe und Ladeinfrastruktur zusammenführen und mit der verfügbaren Kapazität am Umspannwerk Düshorn abgleichen)
- Wasserstoffoption offenhalten (Trassen und Anschlussoptionen sichern, Investitionen aber erst bei belastbarer Nachfrage, ausreichender Auslastung und Wirtschaftlichkeit auslösen)

Handlungsempfehlungen – Cluster C

Hodenhagen, Ahlden, Schwarmstedt: Wachstum und Elektrifizierung erhöhen künftig die Anforderungen an das Stromnetz.

- Auf Basis bekannter Verbrauchsdaten und ergänzender Annahmen wird der heutige Energiebedarf in Cluster C auf ~49 GWh Erdgas und 53 GWh Strom pro Jahr extrapoliert. Die Werte sind als Arbeitswerte zu verstehen und keine vollständige Verbrauchserhebung.
- Zusätzliche Industrie- und Gewerbeansiedlungen können den Energiebedarf deutlich erhöhen. Im Raum Hodenhagen stehen weitere Entwicklungsflächen von ~20 ha zur Verfügung. Neue Ansiedlungen frühzeitig mit der verfügbaren Netzanschlussleistung abstimmen.
- Die Transformation wird nach heutigem Stand vor allem dezentral und strombasiert erfolgen. Effizienzmaßnahmen, PV-Überdachungen, elektrische Fahrzeugflotten und Ladeinfrastruktur stehen im Vordergrund. Bis 2045 kann der Strombedarf um ~45 % steigen.
- Eine Wasserstoffanbindung hat derzeit keine Priorität. Hodenhagen hat aufgrund eigentumsrechtlicher Fragen und der gegenüber Lehringen und Hollige höheren Erschließungskosten keine Anschlussoption an das Wasserstoffkernnetz beauftragt. Auch die vorhandene Erdgas-Druckstation kann nicht ohne Weiteres für Wasserstoff genutzt werden.
- Wasserstoff- oder Elektrolyseoptionen sollten erst bei einem konkreten industriellen Ankerbedarf erneut geprüft werden. Dies kann perspektivisch auch relevant werden, wenn weitere größere Industrieflächen (z. B. im Umfeld des Walsroder Dreiecks) entwickelt werden und sich daraus ein gemeinsamer Infrastrukturbedarf ergibt.
- Die Biogasanlagen erzeugen ~10 GWh Strom pro Jahr. Für neue Wärmenutzungen bestehen nur begrenzte zusätzliche Potenziale von etwa 1–3 GWh pro Jahr. Für eine Biomethannutzung ist ein gemeinsamer Verbund mit z. B. auch Anlagen aus Cluster D zu prüfen.
- Ahlden fällt durch viele, aber eher kleine Redispatch-Eingriffe sowie einen hohen Anteil an PV- und Biomasseanlagen auf. Flexible Lasten, Speicher und flexible Biogas-KWK könnten deshalb vertieft geprüft werden.

Handlungsempfehlungen – Cluster D

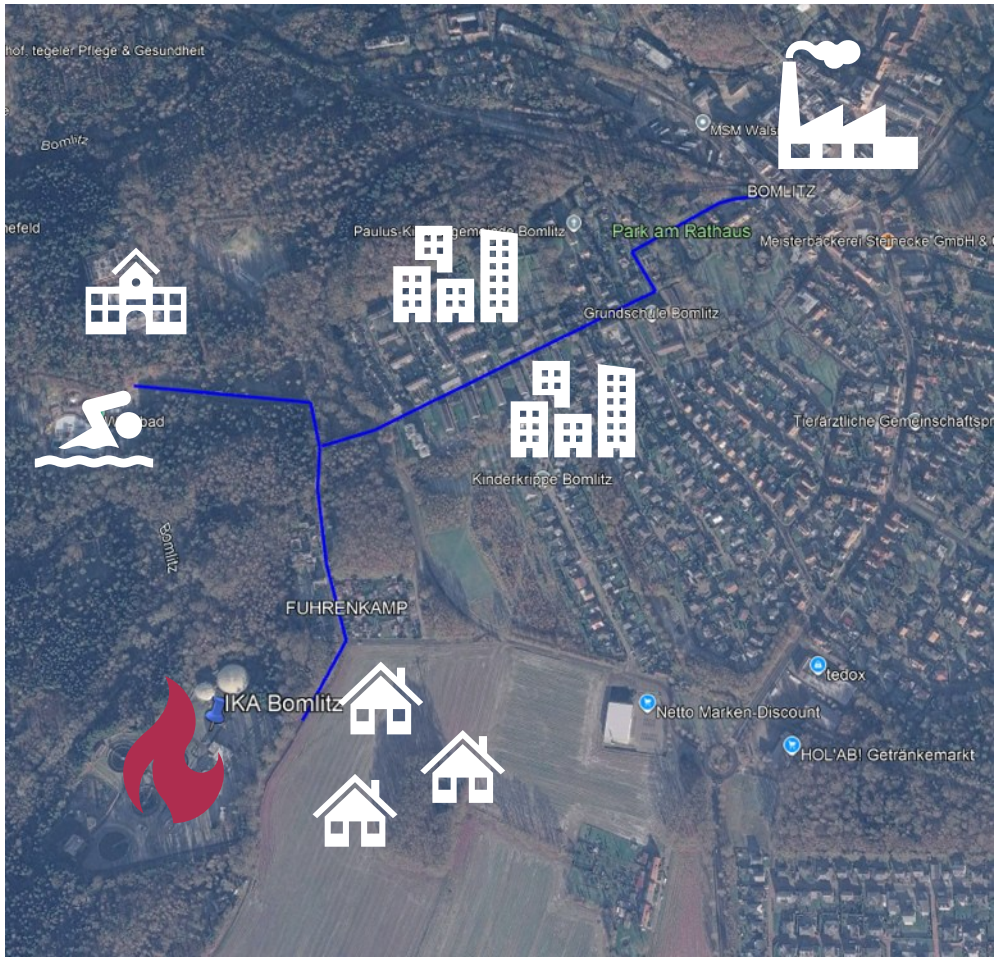
Rethem sollte seine Stärken bei Bioenergie, Wärme und dezentralen Flexibilitätslösungen weiterentwickeln.

- Die bekannten und approximierten Energiebedarfe in Cluster D sind im Vergleich zu Cluster A, B und C gering. Nach aktuellem Arbeitsstand liegen Erdgas- und Strombedarf der gewerblichen und industriellen Unternehmen jeweils bei ~1 GWh pro Jahr. Auch im Ausblick bis 2045 wird bei Elektrifizierung und Effizienzmaßnahmen nur mit einem Strombedarf von ~1 GWh pro Jahr gerechnet.
- Cluster D besitzt im Verhältnis zum lokalen Verbrauch besonders viel Bioenergie. Die sinnvolle Strategie ist nicht eine große neue Strom- oder H_2-Last, sondern Wärme, flexible KWK, Speicher und ausgewählte Rohgas-/Biomethanverbünde. Ergänzend kann das Umfeld von EGRA als Demonstrationsraum für Speichertechnik und Leistungselektronik dienen.
- Für Wärmenetze sind wenige größere Abnehmer, kurze Leitungen und langfristige Lieferverträge entscheidend. Die bestehenden Biogasanlagen sollten daher standortbezogen hinsichtlich möglicher Post-EEG-Pfade bewertet werden.
- Für Wasserstoff fehlen derzeit konkrete Ankerkunden, sodass Netzanbindung und lokale Erzeugung keine Priorität haben. Die besondere Stromnetzanbindung erschwert zudem die Aufnahme größerer neuer Lasten wie Elektrolyseure; die tatsächlich verfügbare Kapazität müsste in einer Netzprüfung bestimmt werden.
- Die Biogasanlagen erzeugen ~36 GWh Strom pro Jahr und verfügen über ein theoretisches Biogaspotenzial. Ein erheblicher Teil wird jedoch bereits für Strom und Wärme genutzt.
- Cluster D sollte seine Stärken bei Bioenergie, Wärme und Energietechnik weiterentwickeln. Besonders interessant sind bestehende Wärmenetze, flexible Stromerzeugung und mögliche Verbünde mit benachbarten Anlagen. Vorrang haben konkrete Wärmeabnehmer und umsetzbare Demonstrationsprojekte; größere Strom- oder Wasserstoffprojekte bleiben zunächst nachrangig.

Handlungsempfehlungen – Abwärme IKA Bomlitz

Abwärmenutzung der Industriekläranlage Bomlitz kann zu einem konkreten lokalen Wärmeprojekt werden.

Steckbrief „Abwärme IKA Bomlitz“	
Idee	Abwärmenutzung IKA Bomlitz zur Transformation der Wärmeversorgung nahegelegener Liegenschaften
Ziel	Wirtschaftliche Transformation der Wärmeerzeugung für Haushalte, Industrie und Kommune
Konzept	• Einsatz von Großwärmepumpen zur Erzeugung erforderlicher Vorlauftemperaturen • Versorgung pot. Ankerkunden über Nahwärmenetz, bspw.: Waldbad, Oberschule, Wohnbebauung Hans-Böckler-Straße, Neubaugebiet „neue Schäferei“, IP Walsrode
Potenzial	• Q_Quelle = 2-3 MW_th • Q_Erzeugung = 5-9 MW_th (15-27 GWh/a)
Besonderheit	• Hohe Effizienz (COP) – geringe Stromlast • Industrieabwasser (Qualität) • Sehr hohe Wärmeliniendichte
Nächste Schritte	Machbarkeitsstudie bspw. initiiert durch Stadt Walsrode, darin: • Ist-Analyse Wärmeversorgung (ggf. Daten aus KWP) • Konzeptionierung Wärmeerzeugung und -verteilung • Wirtschaftlichkeitsbetrachtung



Bildquelle: Google Earth

Handlungsempfehlungen – Geothermie Bad Fallingbostel

Geothermieprojekt bietet die Chance, industrielle Prozesswärme mit weiteren Wärmekunden zu verbinden.

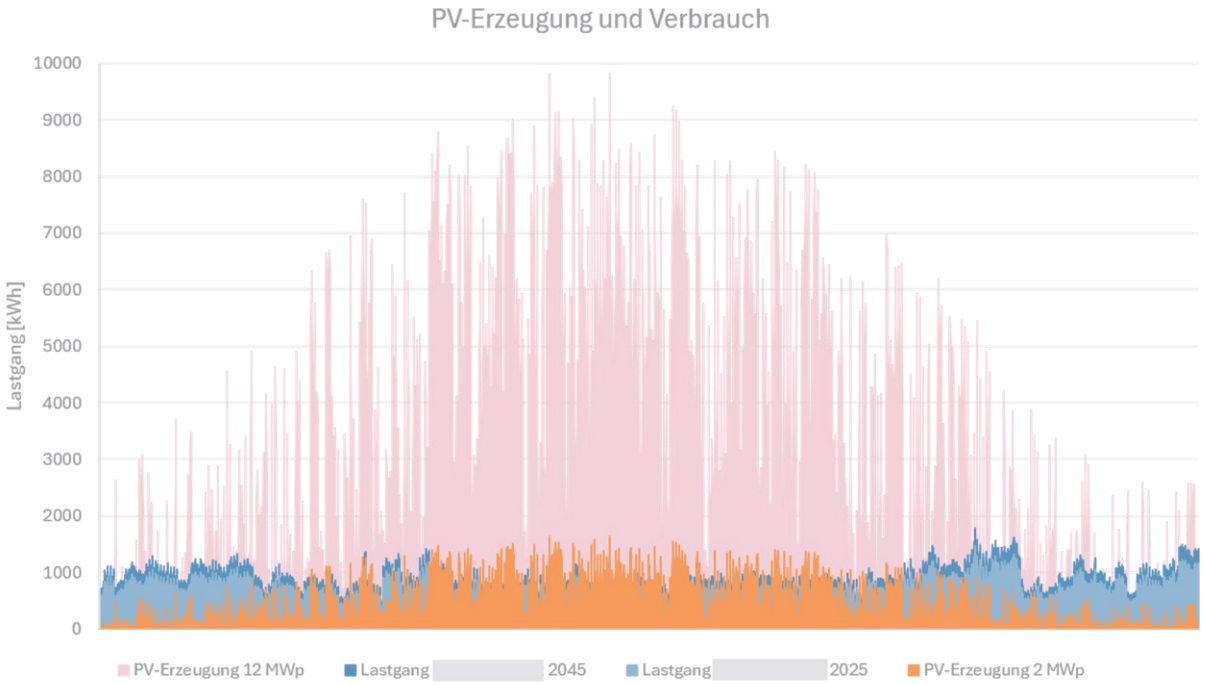
Steckbrief „Geothermie Bad Fallingbostel“	
Idee	Erweiterung des Nutzerkreises für Wärme aus Geothermieprojekt Mondelez
Ziel	Synergetische Nutzung eines Großprojektes für die Transformation von Prozess- und Heizungswärme
Konzept	• Hohe Vorlauftemperaturen aus Tiefengeothermie • Erzeugung von Prozessdampf, Heiß-/Warmwasser • Nahwärmenetz (Warmwasser) • Dampfnetz (Prozesswärme)
Potenzial	• Unbekannt (keine öffentlichen Daten verfügbar)
Besonderheit	• Chance zur Transformation der Prozesswärme in Cluster B mit geringer Stromnetzbelastung • Synergien zur Auskopplung von Heizungswärme (Nahwärmeversorgung) mit ebenfalls geringer Stromnetzbelastung
Nächste Schritte	Identifikation eines Leads für diese Initiative (bspw. SWBT od. Stadt Bad Fallingbostel): • Abstimmung Status, Randbedingungen und Bedarfe mit Mondelez, Eckes, pot. Ankerkunden • Konzeptionierung bspw. im Rahmen einer Machbarkeitsstudie

Erlaubnisfeld „Bad Fallingbostel“ zur Aufsuchung von Erdwärme für Mondelez Deutschland Snacks Production GmbH & Co. KG (Quelle: LBEG)

Handlungsempfehlungen – PV und Sektorkopplung Hodenhagen

Lokaler PV-Strom sollte stärker mit Wärme, Mobilität und flexiblen Verbrauchern gekoppelt werden.

Steckbrief „PV-Strom von und für Hodenhagen“	
Idee	Überangebot an PV-Strom aus Dachflächen (GHD) für Elektrifizierung der Wärme und Mobilität einsetzen
Ziel	Wirtschaftliche Nutzung der EE-Potenziale (PV-Pflicht) durch Sektorkopplung
Konzept	Sektorkopplung Strom, Wärme & Mobilität: • PV-Strom in Gewerbe- oder Kommunaltarif (ggf. mit Stadtwerken) für pot. „Großkunden“ • Power-to-Heat mit Hochtemperatur-Wärmespeicher zur Nahwärmeversorgung und Flexibilisierung • PV-Strom für Elektromobilität (insb. Berufsverkehr)
Potenzial	• Serengeti-Park (Parkplatz-Erweiterung), RWH, DB Schenker, Netto, etc.: >30 MWp
Besonderheit	Bündelung vieler Anwendungsfälle („Sektorkopplung“) und Flexibilisierung könnten attraktiv sein, bspw.: • Deckung von Stromlastprofilen aus GHD und kommunalen Betrieben zzgl. Ladeinfrastruktur • Hochtemperatur-Wärmespeicher kann PV-Verfügbarkeit und Wärmebedarf entkoppeln
Nächste Schritte	Machbarkeitsstudie bspw. initiiert durch Gemeinde Hodenhagen, darin: • Potenzial-Analyse PV-Strom GHD Hodenhagen • Screening Stromsenken (Mobilität, Wärme, Strom) • Stromnetzanalyse



Analyse Lastgang und PV-Erzeugung GHD-Beispiel (Quelle: Tilia)

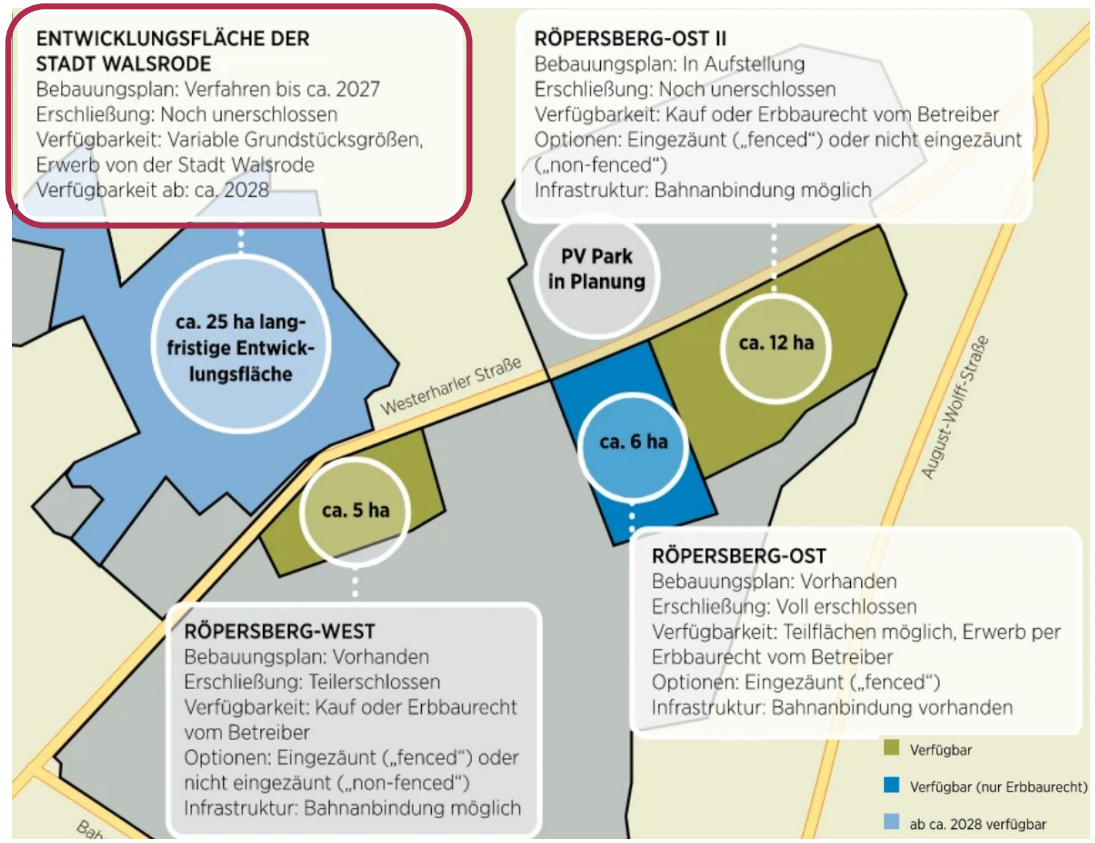
InfraRes Infrastruktur – Ressourcen – Management in Zusammenarbeit mit tilia

Handlungsempfehlungen – Energiekonzept Bayershofer Weg

Neue Gewerbeflächen sollten von Beginn an system- und netzdienlich entwickelt werden.

Steckbrief „Energiekonzept Bayershofer Weg“	
Idee	Energieversorgung für neues Gewerbegebiet Bayershofer Weg systemdienlich entwickeln
Ziel	Möglichst geringe zusätzliche Netzbelastung, idealerweise Entlastung durch Nutzung lok. Potenziale
Konzept	• Wärmeversorgung durch Abwärme, bspw. aus Kompostanlage (AWH[1]) oder IP Walsrode • Lok. Strom-Potenziale: insb. Aufdach-PV, ergänzt durch Wind • Flexibilisierung der Erzeugung und des Verbrauchs (BESS, TES, Lastmanagement, etc.)
Potenzial	• Wind: ca. 71 MW (Potenzialfläche WA11) • Aufdach-PV oder FF-PV (in Planung: ca. 14 MWp)
Besonderheit	• Systemdienliche Energieversorgung bereits bei Flächenausschreibung in den Vordergrund stellen • Ggf. bereits Berücksichtigung beim B-Plan-Verfahren
Nächste Schritte	Erarbeitung bzw. Beauftragung durch Stadt Walsrode: • Systemdienliches Energiekonzept entwickeln • Ableitung relevanter Rahmenbedingungen für Ansiedlungen • Optionen B-Plan-Verfahren prüfen

[1] Abfallwirtschaft Heidekreis



Quelle: Broschüre Industriepark Walsrode

Handlungsempfehlungen – Biogasverbünde

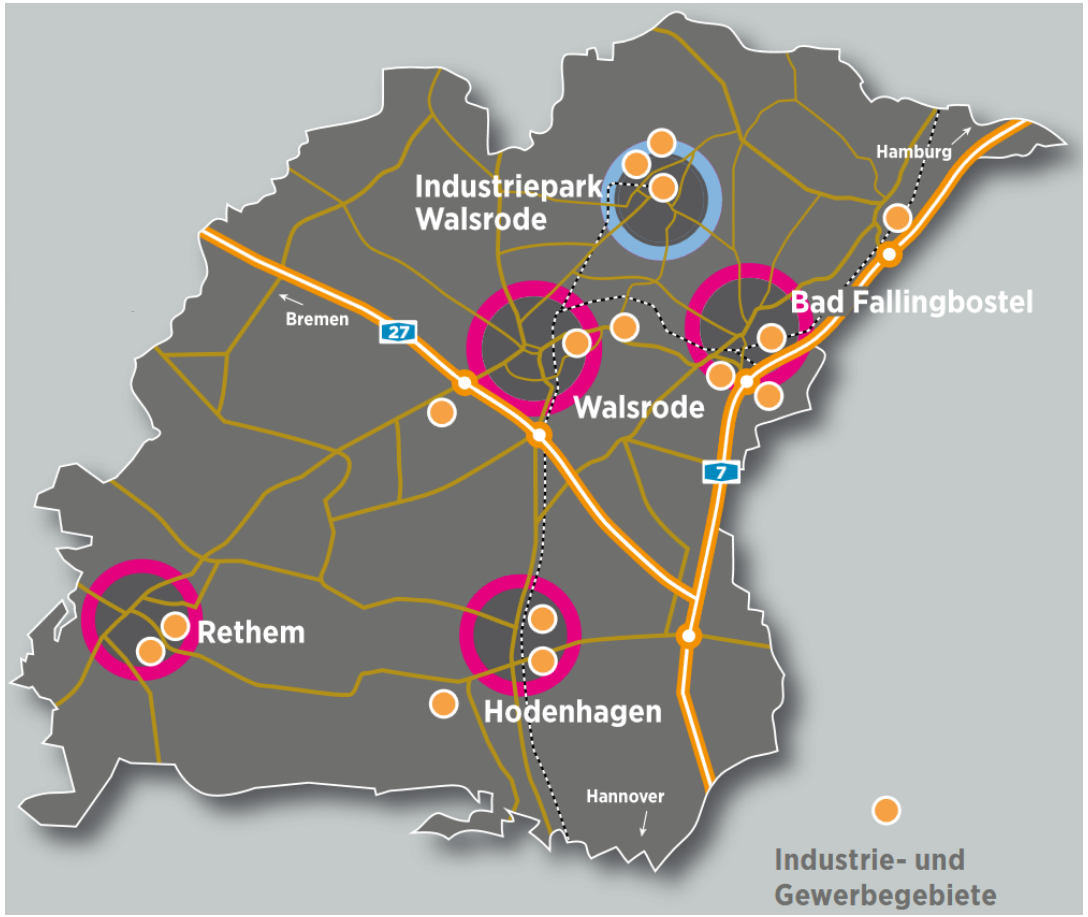
Gemeinsame Rohgas- und Biomethanlösungen können Post-EEG-Perspektiven und regionale Wertschöpfung sichern.

Steckbrief „Biogasverbünde Deltaland“	
Idee	Rohbiogas mehrerer räumlich naher Biogasanlagen bündeln und gemeinsam nutzen
Ziel	Post-EEG-Perspektiven schaffen und regionale Bioenergie für Industrie, Gewerbe und Wärme sichern
Konzept	• Verbindung mehrerer Anlagen • Zentrale Aufbereitung zu Biomethan oder direkte Rohgasnutzung • Einspeisung ins Gasnetz / Versorgung von Ankerkunden
Potenzial	• räumliche Verbünde mit jeweils etwa 25–50 GWh/a technisch darstellbar
Besonderheit	• Nutzung bestehender Anlagen und Infrastruktur • Regionale Wertschöpfung bleibt erhalten • Ergänzt Elektrifizierung bei Spitzen- und Hochtemperaturbedarf
Nächste Schritte	• Betreiber zusammenbringen • Mengen, EEG-Laufzeiten und heutige Wärmenutzung konkretisieren • Trassen, Aufbereitung, Kosten und Betreiberkonzept prüfen

Handlungsempfehlungen – Transformationsallianz

Eine gemeinsame Koordinierungsstruktur kann Projekte bündeln und die Umsetzung im Deltaland beschleunigen.

Steckbrief „Transformationsallianz“	
Idee	Vernetzung aller relevanten Akteure in der Region durch eine zentrale Stelle
Ziel	Nutzung von Synergien, systemdienliches Handeln der Beteiligten, starke Stimme und Interessenvertretung
Konzept	Koordinierter Austausch der vier tragenden Säulen: 1. Industrie und Gewerbe (Transformation) 2. Kommunen (Wärmewende, Flächenentwicklung) 3. Netzbetreiber (Strom-/Gas-/H2-Netz) 4. Politik und Wirtschaftsförderung (Genehmigung, Förderung, Lobby) Inhalte: Transparenz schaffen, Projekte bündeln, Synergien identifizieren, eine Stimme ggü. Land/Bund Schwerpunkt: Netzausbau forcieren, Synergien heben, gemeinsame Zielsetzung entwickeln und verfolgen
Potenzial	Erhöhte Schlagkraft durch gemeinsame Stimme, Kostenvorteile durch Synergien, Standortsicherung
Nächste Schritte	• Koordinierungsstelle identifizieren (bspw. EA, WFG) • Governance-Modell entwickeln (Mitglieder, Steuerungskreis, Arbeitsgruppen, Finanzierung, Arbeitsprogramm)



Quelle: Deltaland Image Broschüre

Agenda

Energiesystemstudie für die Wirtschaftsregion Deltaland

1. Vorgehen
2. Ausgangslage
3. Potenziale
4. Transformationsoptionen
5. Handlungsempfehlungen
6. **Projektpartner**

Das Vorhaben „Energiesystemstudie für die Wirtschaftsregion Deltaland“ wird im Rahmen der integrierten ländlichen Entwicklung durch das Regionalmanagement der betroffenen LEADER-Regionen (Vogelparkregion / Aller-Leine-Tal) gefördert.

Dieses Projekt wird kofinanziert durch den Europäischen Landwirtschaftsfonds für die Entwicklung des ländlichen Raums (ELER) und das Land Niedersachsen.

Projektpartner – Unternehmen

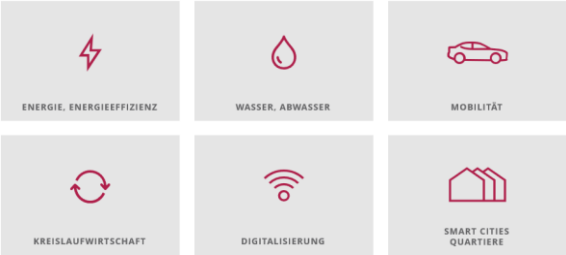
InfraRes

Infrastruktur – Ressourcen – Management

- Ausgründung aus der Universität Leipzig (Institut für Infrastruktur und Ressourcenmanagement); Schnittstelle zwischen Wissenschaft und Praxis
- Kernkompetenzen
  - Transformation städtischer und regionaler Energie- und Wassersysteme
  - Energiesystemmodellierung und Optimierung
  - Wissenschaftliche Methodenkompetenz
- Projektbeispiele
  - Bewertung von Fernwärmeportfolios für ein Stadtwerk
  - Auslegung von Elektrolyseuren und Wasserstoffspeichern
  - Bestimmung des Nutzens vo Systemen

Energie und Klimaschutz | Wasser und Umweltschutz | Ressourcenmanagement

In Zusammenarbeit mit tilia



- International tätiges Beratungs- und Umsetzungsunternehmen mit mehr als 200 Mitarbeitende
- Seit 2009 Partner von Versorgern, Kommunen, Industrien und Immobilienwirtschaft im Bereich der Nachhaltigkeit und Transformation
- Integrierte Lösungen für Energie, Wasser, Kreislaufwirtschaft, Mobilität, Infrastruktur und Smart Communities
- Projektbeispiele
  - Energiewende im ländlichen Raum (Heide-Rendsburg)
  - Energieplanung für ein Großgewerbegebiet
  - Roadmap Energieregion Sachsen

Projektpartner – Ansprechpartner

InfraRes

Infrastruktur – Ressourcen – Management

Prof. Dr.-Ing. Fabian Scheller

Partner InfraRes

Projektleiter „Energiesystemstudie“

+49 151 11276279

fabian.scheller@infrares.de

infrares.de

tilia

Stefan Böttger

Senior Manager

+49 172 3514 957

stefan.boettger@tilia.info

tilia.info

tilia

Thorben Andersen

Senior Manager

+49 152 02363033

thorben.andersen@tilia.info

tilia.info