



ENERGIEKONZEPT IRMD

Bestandsaufnahme, Potenziale, Szenarien bis 2040
für die Innovationsregion Mitteldeutschland



Leipziger Institut
für Energie



KURZFASSUNG

NEUE WEGE FÜR INNOVATION UND WERTSCHÖPFUNG

Strukturwandel in der Innovationsregion Mitteldeutschland

25.11.2021 | Leipzig

Ein Projekt der



METROPOLREGION
MITTELDEUTSCHLAND

7 Landkreise und 2 Städte in 3 Bundesländern mit 2 Mio. Einwohnern



Impulse für Innovation und Wertschöpfung im Mitteldeutschen Revier

Im Strukturwandelprojekt „Innovationsregion Mitteldeutschland“ entwickelt die Europäische Metropolregion Mitteldeutschland (EMMD) gemeinsam mit den Landkreisen Altenburger Land, Anhalt-Bitterfeld, Burgenlandkreis, Leipzig, Mansfeld-Südharz, Nordsachsen und Saalekreis und den Städten Halle (Saale) und Leipzig neue Strategien und Projekte für Innovation und Wertschöpfung, um den Strukturwandel in der Region aktiv zu gestalten.

Bearbeitung

Leipziger Institut für Energie
GmbH
Lessingstraße 2
04109 Leipzig
0341- 22 47 62 - 19
ilka.erfurt@ie-leipzig.com

r2b energy consulting GmbH
Zollstockgürtel 61
50969 Köln
0221 - 78 95 98 - 71
robert.diels@r2b-energy.com
www.r2b-energy.com

Deutsches Biomasseforschungszentrum
GmbH
Torgauer Straße 116
04347 Leipzig
0341- 24 34 -0
jaqueline.daniel-gromke@dbfz.de

Gefördert aus Mitteln der Bundesrepublik Deutschland, des Freistaates Sachsen, des Landes Sachsen-Anhalt und des Freistaates Thüringen im Rahmen der Gemeinschaftsaufgabe: "Verbesserung der regionalen Wirtschaftsinfrastruktur".

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

STAATSMINISTERIUM
FÜR WIRTSCHAFT
ARBEIT UND VERKEHR



Motivation

Mit dem auf Bundesebene beschlossenen Kohleausstieg bis spätestens zum Jahr 2038 steht dem ehemaligen Mitteldeutschen Revier ein erheblicher Strukturwandel bevor, der im Kern eine Transformation von fossiler hin zur erneuerbaren und klimaneutralen Energieversorgung beinhaltet. Die bis heute vom Braunkohletagebau geprägte Region benötigt ein innovatives Konzept, um Lebensqualität und Arbeitsplätze langfristig zu sichern, regionale Wertschöpfung zu fördern und einen ambitionierten Beitrag zur Energiewende zu leisten. Diesem Ziel hat sich die Innovationsregion Mitteldeutschland verschrieben. Die Gestaltung des Wandels im Dreiländereck Sachsen, Sachsen-Anhalt und Thüringen übernehmen damit lokale Akteure aus sieben Landkreisen und zwei Großstädten unter der Federführung des Burgenlandkreises und gestützt durch den Bund sowie die berührten Bundesländer. Das Projekt wird unterstützt und begleitet durch die Metropolregion Mitteldeutschland Management GmbH (MMM)⁴. Die vorliegende Studie ist ein wichtiger Ausgangspunkt für die strategische Ausgestaltung eines energetischen Zukunftsbildes der Region. Die breite öffentliche Diskussion der Themen Klimaschutz und Energieversorgung hat insbesondere in den letzten Jahren zu einer Reihe von politischen Entscheidungen und konkreten Maßnahmen geführt, die aufzeigen, dass viele politische Ebenen an der Ausgestaltung der Energiewende vor Ort arbeiten. Aufgabe der Studie "Energiekonzept IRMD" ist zunächst eine zusammenfassende Bestandsaufnahme für die IRMD, welche die Energieerzeugung der installierten Anlagen identifiziert, deren energetischen Output (Strom-/Wärmeerzeugung) bestimmt sowie den derzeitigen Strom- und Wärmeverbrauch nach relevanten Verbrauchergruppen ermittelt. Basierend auf der Ist-Analyse werden Szenarien bis zum Jahr 2040 erstellt sowie Potenziale und Maßnahmen für eine sichere und weitgehend emissionsfreie Strom- und Wärmeversorgung ermittelt und diskutiert.

Die Studie wird durch ein Konsortium von Fachbüros unter der Federführung der Leipziger Institut für Energie GmbH (IE Leipzig) erarbeitet, die entsprechend ihrer spezifischen Erfahrungen und Kompetenzen zu den Bausteinen beigetragen haben. Das IE Leipzig führt für die Themenschwerpunkte Windenergie, Photovoltaik, Wasserkraft, Blockheizkraftwerke sowie Strom- und Wärmeverbrauch eine Bestand- und Potenzialanalyse durch. Diese Ergebnisse fließen wiederum in die Erstellung der Szenarien ein. Weiterhin erstellt das IE Leipzig die THG-Bilanz. Die r2b energy consulting GmbH (r2b) führt die Bestands- und Potenzialanalysen zum (fossilen) Kraftwerksbestand in der IRMD durch. Weiterhin erarbeitet r2b die Potenziale der Photovoltaik-Nutzung auf Dachanlagen und führt Analysen zum Einsatz von Stromspeichern, Optionen zur Sektorenkopplung sowie die Erstellung der Szenarien federführend durch. Die Deutsche Biomasse Forschungszentrum GmbH (DBFZ) erarbeitet die Bestandsanalyse für Biomasseanlagen und Müllverbrennungsanlage. Weiterhin analysiert das DBFZ Optionen zur energetischen Biomassenutzung und zur alternativen Klärgasnutzung.

Bestandsaufnahme

Im Rahmen der Bestandsaufnahme **konventioneller Kraftwerke** (KW) sind alle Anlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von mehr als zehn Megawatt (MW) berücksichtigt. Die installierte elektrische Leistung konventioneller Kraftwerke in der IRMD beträgt ca. 3.800 MW. Davon entfällt mit ca. 2.800 MW der überwiegende Teil (ca. 75 % der Leistung) auf die Braunkohle, deren Verstromung gemäß dem Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung (KVBG) in Lippendorf spätestens zum Ende 2035 und in Schkopau spätestens zum Ende 2036 eingestellt wird. Einige kleinere industrielle Braunkohleanlagen dürfen noch bis zum Jahresende 2038 laufen. Bei der Stromerzeugung fällt der Anteil der Braunkohle mit ca. 83 % noch etwas höher aus, während der Anteil der Braunkohle an der Wärmeerzeugung, aufgrund der häufig ungekoppelten

Erzeugung von Strom in Braunkohleanlagen, mit ca. 45 % deutlich geringer ausfällt. Der Anteil der erdgasbetriebenen Anlagen an der Wärmeerzeugung beträgt ebenfalls ca. 45 % (installierte elektr. Leistung ca. 18 %).

Folgende Anlagen (> 10 MW_{el}) sind in der Bestandsaufnahme berücksichtigt:

- Schkopau A+B (Saalekreis): je 450 MW_{el}; Außerbetriebnahme Ende 2034
- Lippendorf R+S (Landkreis Leipzig): je 875 MW_{el}; Außerbetriebnahme Ende 2035
- KW Leuna: 8 Blöcke (Saalekreis) (vorwiegend Erdgas) mit zusammen 281 MW_{el}
- Envia Therm GmbH: 4 Blöcke (Erdgas/Heizöl) mit zusammen 283 MW_{el}
- Halle Trotha: 2 Blöcke (Erdgas) mit insgesamt 153 MW_{el}
- Leipzig Nord: (Erdgas) mit 167 MW_{el} sowie 7 weitere Blöcke mit zusammen 254 MW_{el}

Folgende Neubauprojekte sind geplant bzw. umgesetzt:

- Stadt Halle: Modernisierung Heizkraftwerk (HKW) Dieselstraße mit 165 MW_{el} und Inbetriebnahme im Jahr 2020
- Stadt Leipzig: HKW-Süd (Gasturbinenanlage) mit 120 MW_{el} und Inbetriebnahme im Jahr 2023
- LK Leipzig: Müllheizkraftwerk Lippendorf (in Neukieritzsch) mit 50 MW_{el} und Inbetriebnahme im Jahr 2024
- IKW Leuna: Gasturbine mit 120 MW_{el} und Inbetriebnahme im Jahr 2022
- Bio-HKW und mehrere BHKW in Leipzig mit zusammen mehr als 30 MW_{el}

Der aktuelle Bestand von **KWK-Anlagen** umfasst insgesamt 889 Anlagen. Davon befinden sich mit 209 etwa ein Viertel allein in der Stadt Leipzig und damit etwa doppelt so viele wie in der Stadt Halle (Saale) mit 94 Anlagen. Dominiert wird der Bestand von 803 Anlagen auf Erdgasbasis. Den weitaus kleineren Anteil repräsentieren 57 Flüssiggas-BHKW. Die installierte Leistung im Jahr 2018 umfasst insgesamt 115 MW_{el}, davon rund 27 MW_{el} allein in der Stadt Leipzig. In der Stadt Halle (Saale) sind 7 MW_{el} installiert. In den Landkreisen variieren die installierten Leistungen von 6 MW_{el} im Altenburger Land bis 17 MW_{el} im Burgenlandkreis. Die durch KWK erzeugte Strommenge betrug im Jahr 2018 575 GWh, davon 561 GWh auf Basis von Erdgas.

Innerhalb der IRMD sind 5 **Müllverbrennungsanlagen** in Betrieb, die alle in den Landkreisen von Sachsen-Anhalt verortet sind: Landkreis Saalekreis: Leuna, 32,5 MW_{el}, Prozessdampfproduktion; Landkreis Saalekreis: Standort Braunsbedra, 2,6 MW_{el}, Burgenlandkreis: Standort Lützen, 25,4 MW_{el}, KWK (Strom-/Wärmeproduktion); Landkreis Anhalt-Bitterfeld: Standort Bitterfeld/Wolfen, 10 MW_{el}, KWK (Strom-/Wärmeproduktion) und Landkreis Mansfeld-Südharz, Standort Mansfelder Land, 6,7 MW_{el}, KWK (Strom-/Wärmeproduktion). Mit einer installierten elektrischen Gesamtleistung von 77,2 MW wurden in den 5 Anlagen im Jahr 2018 insgesamt 644 GWh Strom und 817 GWh Wärme erzeugt.

Insgesamt waren im Jahr 2018 40 **Wasserkraftanlagen** mit einer installierten Nennleistung von 16,2 MW vorhanden, die circa 53 GWh Strom erzeugten. Die Wasserkraftanlage „Planena“ in der Stadt Halle (Saale) erzeugt ca. 5,9 GWh Strom jährlich. Im Burgenlandkreis sind mit 11 Anlagen die meisten Wasserkraftanlagen in einer Gebietskörperschaft der IRMD zu verzeichnen, während die höchste installierte Leistung der Saalekreis mit einer Nennleistung von 4,9 MW und einer Stromerzeugung von 17,8 GWh aufweist. In der Stadt Leipzig und im Landkreis Nordsachsen (z. B. in Bad Dübau) liefern Wasserkraftanlagen im Bereich der Mulde und der Weißen Elster nur geringe Energiemengen. Im Landkreis Leipzig, in Grimma, steht mit 1,4 MW installierter Leistung und einem jährlichen Stromertrag von rund 5,5 GWh die größte Anlage im Gebiet der IRMD. Weiterhin befinden sich im Landkreis Leipzig Anlagen in Colditz, Elstertrebnitz und Pegau. In der Stadt Halle wird eine Anlage mit einer installierten Leistung von 1,25 MW und einer Stromerzeugung von 4,9 GWh betrieben. Im Altenburger Land sind 5 Anlagen vorhanden. Ende 2019 wurde im Saalekreis bei Merseburg eine weitere Anlage mit einer installierten Leistung von 0,45 MW in Betrieb genommen.

In der IRMD befinden sich 1.205 **Windenergieanlagen**, welche sich recht ungleichmäßig auf die neun Gebietskörperschaften verteilen. So befinden sich etwa zwei Drittel aller Anlagen in den flächenmäßig größten Gebieten der Landkreise Anhalt-Bitterfeld, Mansfeld-Südharz, Saalekreis und Burgenlandkreis, wobei die Anzahl der Anlagen pro Landkreis zwischen 206 und 273 variiert. Weitaus weniger Anlagen finden sich in den Landkreisen Nordachsen, Leipzig und Altenburger Land. In den Städten Halle (Saale) und Leipzig sind erwartungsgemäß keine bzw. nur wenige Windenergieanlagen vorhanden. Die gesamte installierte Leistung beträgt 2.038 MW_{el} mit einer Gesamtstrommenge von 3.477 GWh im Jahr 2018.

Insgesamt sind in der IRMD 24.073 **Photovoltaikanlagen** auf Dächern und Freiflächen installiert, die im Jahr 2018 eine Strommenge von 1.955 GWh erzeugten. Die meisten PV-Anlagen befinden sich im Landkreis Leipzig (ca. 4.400 Anlagen). Derzeit liegt der Anteil der Freiflächenanlagen an der PV-Stromerzeugung bei 64 %. Den höchsten Anteil der Freiflächen an der solaren Stromerzeugung weist der Landkreis Anhalt-Bitterfeld mit 75 % (insgesamt 296 MW_{el}) auf, den niedrigsten Anteil der Freiflächenerzeugung die Stadt Halle mit 26 % und ca. 8 MW.

Bezogen auf die installierte elektrische Anlagenleistung dominieren in der IRMD mit rd. 61 % **Biogas-BHKW**. 24 % der installierten Leistung der **Biomasseanlagen** entfällt auf feste Biomasseanlagen, 8 % auf **Biomethan-BHKW**, 7 % auf **Klärgas- und Deponiegas-BHKW** und 0,2 % auf **Pflanzenöl-BHKW**. Insgesamt sind etwa 252 Biomasseanlagen mit einer installierten Leistung von 198 MW_{el} in Betrieb. Mit Ausnahme der beiden Großstädte Halle (Saale) und Leipzig, sind die Biomasseanlagen relativ gleichmäßig auf die neun Gebietskörperschaften verteilt. Ähnlich wie bei den Windenergieanlagen finden Biomasseanlagen aufgrund der dichten Besiedlung und ungünstigen Standortfaktoren in Städten keinen Platz und werden meist in der Peripherie, in unmittelbarer Nähe zur Erzeugung von Biomasse, errichtet. Im Jahr 2018 speisten die 252 Biomasseanlagen 1.098 GWh Strom ins Netz ein. Mit einer Wärmeleistung von 235 MW_{th} wurden etwa 1.312 GWh Wärme erzeugt. Weiterhin gibt es 40 kommunale Kläranlagen sowie 11 Deponieanlagen (Deponieklasse 2 und 3), wobei nicht an allen Standorten BHKW zur Verstromung des Klär- bzw. Deponiegases betrieben werden. Insgesamt sind 17 Deponie- und Klärgasanlagen mit BHKW in Betrieb. Sie umfassen eine Anlagenleistung von rd. 15 MW_{el} bzw. 17 MW_{th}. Im Jahr 2018 wurden durch Klär- und Deponiegas-BHKW schätzungsweise 28 GWh Strom und 32 GWh Wärme erzeugt, wobei nur ein kleiner Teil ins Stromnetz eingespeist wurde. Der Großteil der Stromproduktion deckt einen Teil des Eigenenergiebedarfes am Standort.

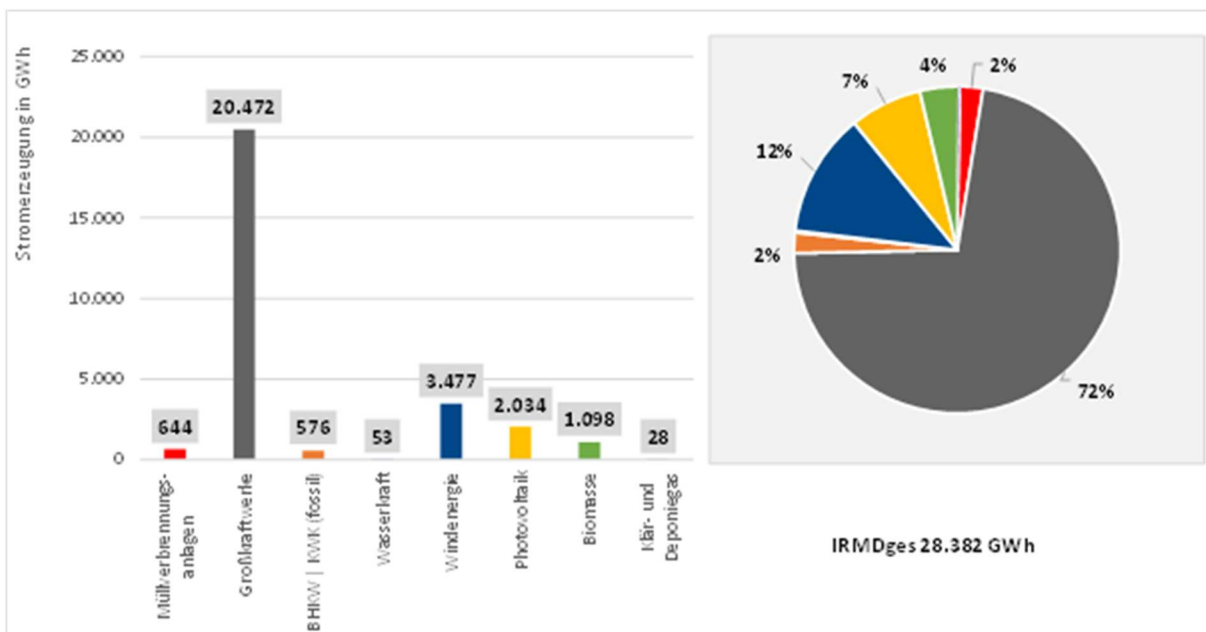


Abbildung 1 Stromerzeugung gesamt in der IRMD im Jahr 2018

Im Jahr 2018 umfasste der Bestand insgesamt 26.507 Anlagen zur Energieerzeugung, davon entfielen 96 % (25.587) auf Anlagen auf Basis von erneuerbaren Energien. Die weitaus größte Anzahl umfasste die Photovoltaik mit 24.073 Anlagen. In der Region sind 26 Großkraftwerke sowie 889 Blockheizkraftwerke / KWK-Anlagen auf Basis von fossilen Energieträgern vorhanden. Der Energieträger Braunkohle wurde in 9 konventionellen Kraftwerken eingesetzt, welche sich im Landkreis Mansfeld-Südharz, Saalekreis, Burgenlandkreis und Landkreis Leipzig befinden. Die Großkraftwerke wiesen einen Anteil von 72 % an der Stromerzeugung in der Region auf, während die erneuerbaren Energien mit einem Anteil von 24 % zur Stromerzeugung beitragen (Abbildung 1). Zur Stromerzeugung in den Großkraftwerken wurden zu 83 % Braunkohle, zu 13 % Erdgas und zu 2 % Heizöl sowie weitere Brennstoffe eingesetzt. Insgesamt wurden im Jahr 2018 28.381 GWh Strom erzeugt, 6.990 GWh davon durch erneuerbare Energien. Dominierend im Bereich der erneuerbaren Energien ist die Windenergie, deren Anteil an der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Jahr 2018 53 % betrug. Photovoltaik wies einen Anteil von 30 % auf. Wasserkraft, Biomasse sowie Deponie- und Klärgas spielten eine untergeordnete Rolle. Insgesamt wurden im Jahr 2018 11.188 GWh Wärme erzeugt. Der Anteil der erneuerbaren Energien (Biomasse sowie Klär- und Deponiegas) betrug mit 1.344 GWh lediglich 12 %; der weitaus größte Anteil der Wärme von 73 % wurde bisher noch durch Großkraftwerke erzeugt. Weitere 7 % entfielen auf Müllverbrennungsanlagen und 8 % auf BHKW.

Potenziale

Tiefengeothermie und somit Geothermiekraftwerke zur Strom- und Wärmeerzeugung wurden in der Potenzialbetrachtung aufgrund von kaum lokal bzw. regional vorhandenen Potenzialen nicht weiter berücksichtigt [MULE 2019], [saena 2018], [TMUEN 2018], [Stadt Halle 2018], [ZERE e.V. 2014], [LRD TDO 2014], [RPG Ostthüringen 2012] & [Stadt Leipzig 2011]. Oberflächennahe Geothermie zur Nutzung geothermischer Energie im Bereich zwischen der Geländeoberfläche und einer Tiefe von 400 m wurde u.a. thematisch unter Power-to-Heat und Einbindung erneuerbarer Energien berücksichtigt. Weiterhin erfolgt die Darstellung der Nutzung von Wärmepumpen im Bereich der Haushalte, konkret in den Szenarien. Als Optionen der **Sektorenkopplung** werden die lokalen Potenziale bezüglich Power-to-Gas sowie Einsatz von Strom- und Wärmespeichern in den Gebietskörperschaften analysiert.

Großkraftwerke

Es wurden Fachgespräche mit den Betreibern der großen Braunkohlekraftwerke geführt, um möglichst realistische Annahmen bei der Generierung der beiden Szenarien hinsichtlich der künftigen Entwicklung der Braunkohlekraftwerke in der IRMD treffen zu können. Die wichtigsten Ergebnisse sind im Folgenden zusammengefasst:

- LEAG (KW Lippendorf / KW Schkopau):
Lippendorf: Kein Ersatz für Wärmeversorgung von Leipzig erforderlich, da diese ab 2023 im Wesentlichen vom HKW Leipzig Süd übernommen wird. Lediglich sehr geringe Wärmemengen für die Versorgung von Böhlen und Neukieritzsch müssen ersetzt werden. Schkopau wurde an die MIBRAG / Saale Energie GmbH veräußert. An diesem Standort ist nach dem Ende der BK-Verfeuerung ein Ersatz insbesondere zur Wärmeversorgung der Industrie erforderlich.
- MIBRAG (KW Deuben / HKW Wühlitz):
Das Kraftwerk Deuben hat einen Zuschlag in der Steinkohle-Auktion gemäß KVBG erhalten; die Stilllegung muss bis spätestens zum 08.12.2021 erfolgen. Ein Ersatz ist nicht erforderlich, da das angeschlossene Fernwärmenetz Hohenmölsen-Webau künftig vollständig vom (ggf. erweiterten) Standort des HKW



Wahlitz beliefert werden kann. Das HKW Wahlitz wird künftig alleinig die Versorgung des Fernwärmenetzes Hohenmölsen-Webau übernehmen (dieses wurde auch in der Vergangenheit überwiegend von Wahlitz gespeist). Zudem sind die BHKW als Ergänzung und eine Umstellung auf biogene Brennstoffe denkbar. Ein Ersatz ist nach dem Ende der Braunkohleverfeuerung für den Betrieb des Fernwärmenetzes Hohenmölsen-Webau erforderlich.

- ROMONTA (Amsdorf):

Am Standort Amsdorf wird Trockenbraunkohle verfeuert, die als Reststoff aus der Montanwachsproduktion anfällt. Nach heutigen Vorgaben darf diese behandelte Trockenbraunkohle ausschließlich verbrannt werden. Die entstehende Wärme sowie Teile des Stroms werden wiederum in der Montanwachsproduktion und weitere Teile des Stroms in den Tagebauen verwendet. Die Aufrechterhaltung des Kraftwerksbetriebes ist daher so lange wie möglich erforderlich, wenn keine andere Lösung für die Verbringung oder stoffliche Nachnutzung der Trockenbraunkohle gefunden wird, ggf. (mit Sondergenehmigung) sogar bis zum Jahr 2038. Das Kraftwerk besteht aus vier Kesseln, die einzeln betrieben werden können, so dass auch Teilstilllegungen möglich sind. Zudem ist die Errichtung einer dritten EBS-Linie (Ersatzbrennstoff / Müll) mit Inbetriebnahme im Jahr 2024 geplant (bereits installiert sind 7,5 MW und 2,5 MW). Weiterhin prüft die ROMONTA, ob Floating-PV-Anlagen auf Tagebauseen umsetzbar sind.

Windenergie

Das ermittelte Flächenpotenzial für die Windenergie umfasst 8.782 ha. Die maximal installierbare Leistung auf dieser Potenzialfläche beträgt 1.756 MW (Tabelle 1). Dabei ist die regionale Verteilung der ausgewiesenen Flächen und der damit verbundene potenzielle Zubau sehr unterschiedlich. Im Vergleich zum Bestand 2018 wird trotz maximaler Potenzialausschöpfung ein Rückgang der installierbaren Leistung erfolgen. Hauptursache hierfür ist, dass viele Anlagen bis 2040 deutlich über 20, teils über 30 Jahre alt sind und voraussichtlich außer Betrieb genommen werden. In der Potenzialermittlung bis zum Jahr 2040 wurde eine durchschnittliche Betriebsdauer von 23 Jahren berücksichtigt. Viele dieser Bestandsanlagen befinden sich außerhalb der ausgewiesenen Potenzialfläche, weshalb ein Repowering nicht für alle Anlagen erfolgen kann.

Tabelle 1 Ergebnisse der Potenzialbetrachtung für Windenergie und Berücksichtigung in den Szenarien

Gebietskörperschaft	Installierte Leistung 2018	Stromerzeugung 2018	Potenzial Fläche	Potenzial Leistung 2040	Potenzial Erzeugung 2040
	[MW]	[GWh]	[ha]	[MW]	[GWh]
Stadt Halle	0	0	0	0	0
Landkreis Bitterfeld	422	745	1.987	397	879
Landkreis Mansfeld-Südharz	311	569	1.777	355	801
Saalekreis	503	981	1.616	323	777
Burgenlandkreis	458	758	1.870	374	788
Stadt Leipzig	11	13	53	11	18

Landkreis Nord- sachsen	132	213	742	148	296
Landkreis Leipzig	103	198	534	107	253
Landkreis Altenbur- ger Land	98	192	203	41	84
Summe	2.038	3.669	8.782	1.756	3.896

Photovoltaik

Zunächst muss eine Unterscheidung zwischen theoretischem und wirtschaftlich-praktischem Potenzial vorgenommen werden. Tabelle 2 beinhaltet eine Darstellung der theoretischen Potenzialflächen zur Installation von PV-Anlagen. Das theoretische Flächenpotenzial berücksichtigt bei PV-Freiflächenanlagen die raumordnerischen Vorgaben und Ausschlussflächen. Die Flächenabschläge für verschattete Flächen, unwirtschaftliche Kleinflächen sowie Flächen mit operativen Restriktionen (z. B. Einfluss von Entfernungen zu Netzanschlusspunkten) sowie konkurrierende Nutzungen werden im wirtschaftlich-praktischen Potenzial berücksichtigt, welches dann auch in den Berechnungen der jeweiligen Szenarien bis 2040 zu Grunde liegt und somit erhebliche Abschläge gegenüber den hier dargestellten Potenzialflächen enthält.

Tabelle 2 Übersicht der theoretischen Potenzialflächen für die Nutzung von Photovoltaik in den Gebietskörperschaften

Gebietskörperschaft	Dachflächen [ha]	Freiflächen [ha]	Floating [ha]	Agri [ha]
Stadt Halle	275	2.490	224	3.852
Landkreis Bitterfeld	397	29.618	3.625	95.085
Landkreis Mansfeld-Südharz	285	53.426	1.071	89.709
Saalekreis	463	78.356	3.406	109.064
Burgenlandkreis	387	64.564	412	105.171
Stadt Leipzig	729	7.333	656	10.894
Landkreis Nordsachsen	426	52.723	2.941	135.502
Landkreis Leipzig	506	36.010	5.280	108.253
Landkreis Altenburger Land	193	15.482	429	42.728
Summe	3.661	340.002	18.045	700.258

Wasserkraft

Das Wasserkraftpotenzial ist nahezu ausgeschöpft. Zu dem Bestand von 17 MW_{el} könnten lediglich noch 4,4 MW_{el} ausgebaut werden. Neben Natur- und Hochwasserschutzaspekten sind Hemmnisse für die Kapazitätssteigerung von Wasserkraftanlagen oftmals ungeklärte (eigentums-)rechtliche Aspekte. Für Modernisierungsmaßnahmen steht den hohen Kosten, den geringen Restlaufzeiten von Konzessionen sowie dem Umgang mit Anlagenrestwerten, ein im Vergleich zu anderen Energieträgern geringes Leistungspotenzial gegenüber. In Einzelfällen könnte noch ein Zubau durch die Sanierung bestehender bzw. Reaktivierung stillgelegter Anlagen erfolgen.

Biomasse sowie Deponie- und Klärgas

Der Abgleich, der im Vorhaben eMikro-BGAA ermittelten Biogaspotenziale mit der gegenwärtigen Nutzung zeigt, dass noch verfügbare Biogaspotenziale bestehen (Tabelle 3). Der Großteil der Biogaspotenziale liegt im landwirtschaftlichen Bereich (Anbaubiomasse, Grünland und landwirtschaftliche Reststoffe). Auf den Landkreis Nordsachsen entfällt mit knapp 130.000 ha die größte landwirtschaftliche Nutzfläche. In Relation zur gesamten Fläche in der IRMD weisen der Saalekreis, das Altenburger Land und der Burgenlandkreis mit je etwa 70 % Landwirtschaftsfläche die größten Anteile aus [DBFZ 2020].

Tabelle 3 Abgleich der Biogaspotenziale mit der gegenwärtigen Nutzung in der IRMD-Region nach DBFZ, 2021

Gebietskörperschaft	Biogaspotenziale		IST-Nutzung Biogas		Differenz [GWh (Hs)]	in Nutzung [%]	theoretisch verfügbar [%]
	2020 [GWh (Hs)]	2030 [GWh (Hs)]	[GWh _{el}]	[GWh (Hs)]			
Leipzig, Stadt	163	173	16	45	118	27%	73 %
Landkreis Leipzig	2.504	2.584	128	355	2.149	14%	86 %
Landkreis Nordsachsen	4.246	4.369	144	400	3.846	9%	91 %
Halle (Saale), Stadt	40	42	0	0	40	0%	100 %
Landkreis Anhalt-Bitterfeld	1.657	1.835	88	244	1.414	15%	85 %
Burgenlandkreis	2.430	2.669	107	295	2.135	12%	88 %
Landkreis Mansfeld-Südharz	1.348	1.540	120	331	1.017	25%	75 %
Saalekreis	3.008	3.390	114	316	2.692	10%	90 %
Landkreis Altenburger Land	1.004	1.045	80	222	782	22%	78 %
Summe	16.401	17.646	797	2.208	14.193	13%	87 %

Auch wenn der Abgleich verfügbare Potenziale insbesondere im Agrarbereich aufzeigt, wird der Fokus politisch zunehmend auf „Reststoffe“ gerichtet sein. Das bedeutet für die Szenarien bis 2040 für Biogas/ Biomethan einen moderaten, nachhaltigen Energiepflanzenanbau, der über das jetzige Niveau nicht hinausgehen wird. Unter den gegenwärtigen Rahmenbedingungen ist zu erwarten, dass der Ausbau neuer Biomasseanlagen zur Stromerzeugung begrenzt bleibt und der Anlagenbestand sogar sukzessive zurückgehen wird, da die EEG-Vergütung für Biomasseanlagen spätestens nach 20 Jahren ihrer Inbetriebnahme endet und nur ein Teil der Anlagen eine Anschlussförderung über Ausschreibungen oder eigene Vermarktungsoptionen nutzen wird. Zudem wird eine Verlagerung der Nutzung durch die Bereitstellung von Biomethan als Kraftstoff erwartet.

Im Bereich der Biogasanlagen könnte perspektivisch insbesondere für größere Anlagen die Bereitstellung von Biomethan eine Option für den Weiterbetrieb darstellen. Auch die Einführung eines nationalen Emissionshandelssystems (ETS) wird sich auf den Absatz von Biomethan in der Zukunft auswirken. Mit der Zielsetzung, den Ausbau erneuerbarer Gase (sowohl für Biomethan als auch biogene synthetische EE-Gase, u. a. Bio-SNG, Wasserstoff) zu fördern, dürfte auch der Anteil Biomethan im Erdgasnetz zukünftig steigen. Dabei wird abfallbasiertes Biogas /Biomethan (insbes. größerer Anlagen) aufgrund der höheren THG-Einsparungen (THG-

quote / RED-II) zunehmend eine interessante Option für den Kraftstoffmarkt werden. Der Ausbau wird daher stärker durch die erweiterte Nutzung von Reststoffen oder/und Substratumstellungen geprägt sein.

PtX-Technologien, insbesondere die elektrochemische Herstellung von Wasserstoff, werden zurzeit als Schlüsseltechnologie für die Energiewende diskutiert. Wasserstoff kann energetisch genutzt werden, findet aktuell aber vor allem Anwendung in der Chemie- und Raffineriebranche. Bestehende Anlagen und Infrastruktur sowie geplante Projekte in diesem Bereich machen deutlich, dass die IRMD beim Hochlauf einer Wasserstoffwirtschaft eine Vorreiterrolle in Deutschland und auch darüber hinaus einnehmen kann. Wie schnell dieser Hochlauf voranschreitet, hängt stark von techno-ökonomischen und regulatorischen Faktoren ab. Hier sind vor allem die Wasserstoffgestehungskosten sowie die Höhe und der Umfang der CO₂-Bepreisung ausschlaggebend. Ein weiteres Instrument ist die von der Bundesregierung zur Umsetzung der europäischen Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II) eingeführte Treibhausgas-Minderungs-Quote für Kraftstoffe. E-Fuels stellen für Kraftstoffproduzenten eine Möglichkeit dar, diese Quoten einzuhalten.

Die **Wasserstoffbestandsanalyse** umfasst Angebots- und Nachfragekapazitäten, für Wasserstoff geeignete Kavernenspeicher sowie vorhandene und eine zukünftig umrüstbare H₂-Infrastruktur. Zusätzlich zu den aktuell vorhandenen Kapazitäten wurden bereits geplante Projekte ermittelt. Die Nachfrage der jeweiligen Standorte wird in Abbildung 2 dargestellt. Wasserstoff wird in der Region aktuell ausschließlich stofflich verwendet und stellt hier vor allem in der Rohölverarbeitung und Methanolherstellung (Total GmbH) sowie für die Ammoniakherstellung (Stickstoffwerke Piesteritz) einen wichtigen Rohstoff dar. Die Linde AG betreibt am Standort Leunawerke H₂-Verflüssigungsanlagen, um Wasserstoff in Tanks transportieren zu können. Das Angebot wird in der Region derzeit überwiegend konventionell durch Dampfreformierung hergestellt (sog. „grauer“ Wasserstoff). Die Dampfreformierungsanlagen in den Leunawerken sowie das bestehende Pipelinetz werden von der Linde AG betrieben. Zusätzlich bestehen aus der IRMD heraus feste Lieferbeziehungen zu Air Liquide, welche in Westdeutschland Wasserstoff produziert und über LKW-Tanks in die Modellregion an Industriekunden liefert (Abbildung 3). Zukünftig gilt es, den grauen Wasserstoff durch nachhaltigere Alternativen (grüner, türkis, blauer Wasserstoff) zu substituieren, um CO₂-Emissionen zu reduzieren. In Deutschland gibt es aktuell nur drei Pipelines, die ausschließlich für den Transport von Wasserstoff errichtet wurden. Eine davon liegt inmitten des mitteldeutschen Chemiedreiecks und weist eine Länge von ca. 144 km auf. Sie verbindet die Chemiestandorte von Zeitz über Böhlen, Leuna, Schkopau, Bitterfeld-Wolfen bis Rodleben.

Zu den umrüstbaren Infrastrukturen in der IRMD zählen einerseits die bislang für die Speicherung von Erdgas genutzten Salzkavernen, die sich für die Speicherung von Wasserstoff eignen. Darüber hinaus wurden Kraftwerke identifiziert, die in Fernwärmenetze eingebunden sind und in Zukunft mit Wasserstoff befeuert werden. Ein Beispiel ist der Neubau des HKW Süd in Leipzig, welches bereits zur geplanten Inbetriebnahme im Jahr 2022 gemäß Betreiberangaben 100 % H₂-fähig sein wird. Übergreifend verdeutlicht bereits der Status quo die zentrale Stellung der IRMD für die Schlüsseltechnologie Wasserstoff. Ungefähr 12 % bis 16 % der deutschen Jahresnachfrage werden im Raum der IRMD nachgefragt. Aktuelle konventionelle Angebotskapazitäten liegen bei 276.000 t bzw. 9,24 TWh H₂ pro Jahr. Die gesamte Elektrolyseurkapazität inklusive der bis 2024 geplanten Anlagen (welche noch nicht in Betrieb sind) belaufen sich auf 32.600 t H₂ bzw. 1,1 TWh H₂ pro Jahr.

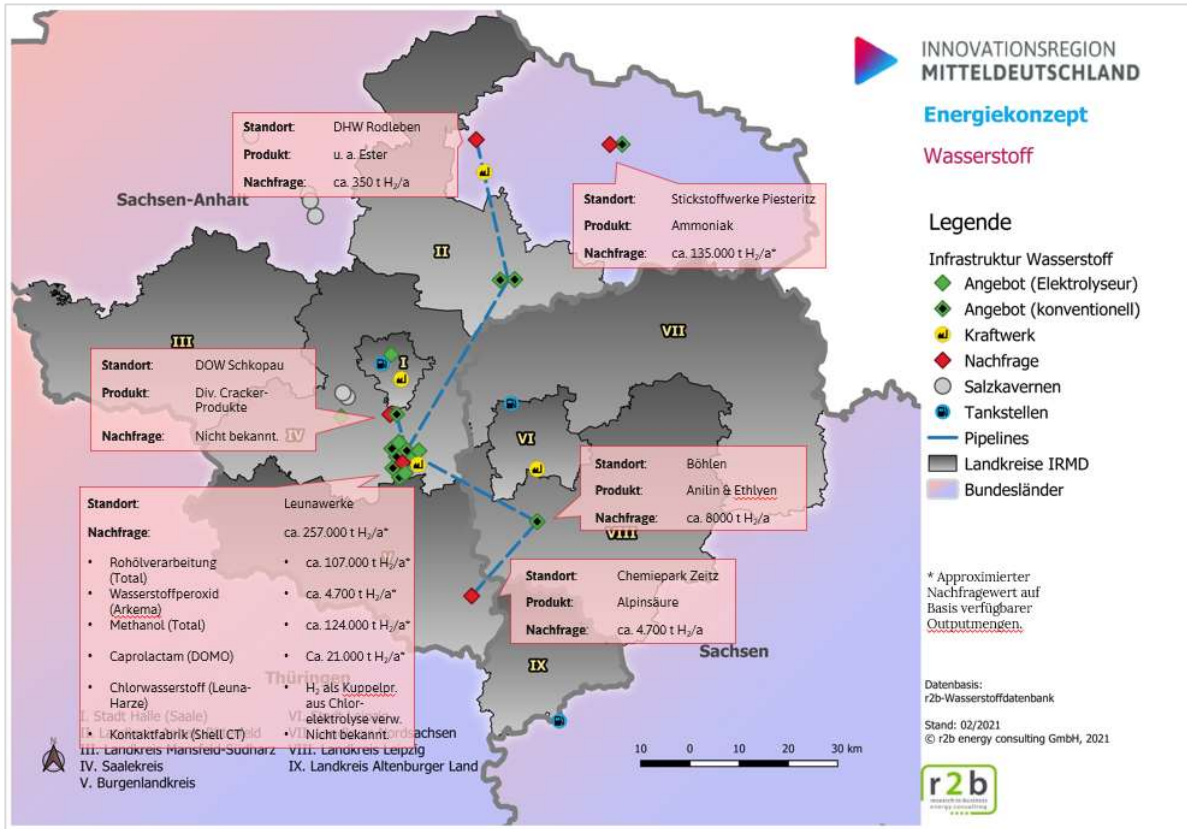


Abbildung 2 Wasserstoff-Nachfragestandorte und -mengen in der IRMD

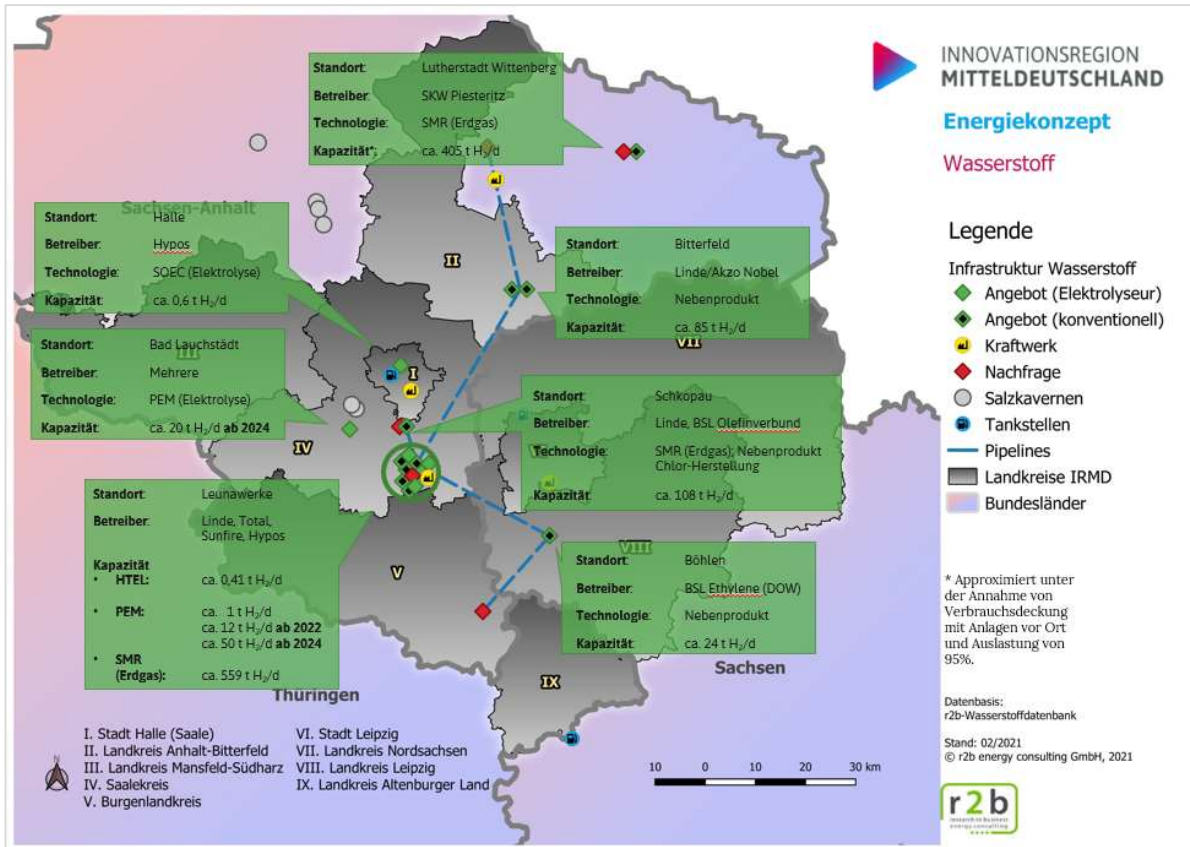


Abbildung 3 Wasserstoff-Angebotsstandorte und -kapazitäten in der IRMD

Szenarien bis 2040

Es wurden jeweils zwei Szenarien für die neun Gebietskörperschaften innerhalb der IRMD sowie aggregiert für die IRMD erarbeitet. In Abstimmung mit dem Auftraggeber wurden folgende Szenarien erarbeitet:

- **Referenzszenario:** Welches „realistisch-ambitionierte“ Entwicklungen in der Zukunft unterstellt. Die aktuellen Ziele auf Bundes- und Landesebene werden hierbei erreicht. Dazu gehört auf der Bundesebene bspw. eine Verminderung der Treibhausgasemissionen gegenüber 1990 von mind. 55 % bis zum Jahr 2030 und um ca. 70 % bis 2040. Der Anteil der erneuerbaren Energien am nationalen Bruttostromverbrauch steigt bis zum Jahr 2030 bis auf 65 % und der Ausstieg aus der Kohleverstromung erfolgt gem. KVBG bis spätestens Ende des Jahres 2038.
- **Green-Deal-Szenario:** Es unterstellt eine ambitionierte Umsetzung des European Green Deals, bei der die klima- und energiepolitischen Ziele auf EU-, Bundes- und Landesebene nochmals angehoben werden. Gegenüber dem Referenzszenario, bei dem im Einklang mit dem im Dezember 2019 in Kraft getretenen Klimaschutzgesetz (KSG) ebenfalls die Erreichung der Klimaneutralität bis spätestens zur zweiten Jahrhunderthälfte angenommen wird, werden im Green-Deal-Szenario THG-Minderungen insbesondere zeitlich nach vorne gezogen. Der Anteil der erneuerbaren Energien am nationalen Bruttostromverbrauch steigt in diesem Szenario bis zum Jahr 2030 bereits auf 70 %. Der Ausstieg aus der Kohleverstromung erfolgt marktgetrieben bereits früher, da sich die Strom- und Wärmeerzeugung aus Kohlekraftwerken bei den unterstellten Rahmenbedingungen ab der ersten Hälfte der 2030er Jahre nicht mehr wirtschaftlich darstellt.

Die Szenarien zur Strom- und Fernwärmeerzeugung bis 2040 wurden auf Basis der beiden bereits genannten Veröffentlichungen (Genehmigung des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan 2035 (V2021)) und „Klimaneutrales Deutschland“ von Prognos et al. 2020 erstellt. Zusätzlich wurden insbesondere zur Entwicklung der Annahmen bei der Stromerzeugung aus dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien (Wind & PV) die Ergebnisse der geführten Fachgespräche mit den regionalen Planungsverbänden berücksichtigt. Die Annahmen zur Wärmeversorgung bauen auch auf den geführten Fachgesprächen zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit nach dem Kohleausstieg und – soweit bekannt – auch auf bereits geplanten Einzelprojekten, wie Erdgas-Ersatzbauten und größeren Solar- oder Seethermieanlagen, auf.

In Abbildung 4 ist die Strombilanz für die IRMD im Green-Deal-Szenario (*Anm.: in der Langfassung erfolgen auch die Darstellungen zum Referenzszenario*) veranschaulicht, d. h. eine Gegenüberstellung der Stromerzeugung aus den unterschiedlichen vorhandenen Energieträgern und des Stromverbrauchs. Zusätzlich wird hierbei zwischen dem Stromverbrauch in den klassischen Verbrauchssektoren Haushalte (HH), Gewerbe/ Handel/ Dienstleistungen (GHD) sowie Verarbeitendes Gewerbe (VG) und dem Stromverbrauch der Sektorkopplungstechnologien (dezentrale Haushaltswärmepumpen, Großwärmepumpen und Seethermie, Elektrodenheizkessel sowie Wasserstoff-Elektrolyse) unterschieden. Im Green-Deal Szenario steigt der klassische Stromverbrauch im Zeitverlauf etwas weniger als im Referenzszenario. Der Stromverbrauch der Sektorkopplungstechnologien steigt dagegen deutlich stärker an. Zudem endet die Verstromung von Braunkohle bereits vor 2035, während die erneuerbaren Energien Wind und PV noch stärker als im Referenzszenario ausgebaut werden. Die Verstromung von Erdgas in KWK-Anlagen ist verglichen mit dem Referenzszenario im Jahr 2040 ca. ein Drittel (ca. 1 TWh_{el}) geringer. Im Green-Deal-Szenario bleibt die IRMD somit bis zum Jahr 2040 durchweg Nettoexporteur von Strom. Der EE-Anteil an der Stromerzeugung steigt von 25 % im Jahr 2020 auf 86 % im Jahr 2040 an. Für das Jahr 2040 wurde auch eine anteilige Wasserstoffnutzung in den Erdgas-KWK-Anlagen i.H.v. 25 % unterstellt (entspricht ca. 0,8 TWh_{el} p.a.). Der Anteil des fossilen Mülls sowie der Einsatz von

Biogas und Deponiegas entwickeln sich rückläufig, während der Einsatz von biogenem Abfall konstant bleibt. Zudem wird eine ambitioniert realistische Erschließung neuer Technologien der Wärmebereitstellung unterstellt. Diese neuen Technologien der Wärmebereitstellung umfassen u.a. den Einsatz von Großwärmepumpen und die Seethermie, Solarthermie, Abwärmenutzung und Elektrodenheizkessel. Zudem wird der anteilige Einsatz von 15 % Wasserstoff in Erdgas-KWK-Anlagen unterstellt.

Die Fernwärmebilanz für das Green-Deal-Szenario ist in Abbildung 5 dargestellt. Auch hier wird ab dem Jahr 2035 keine Braunkohle zur Wärmeerzeugung mehr genutzt. Die Annahmen zu fossilem und biogenem Abfall sowie Deponiegas sind identisch zu den Annahmen des Referenzszenarios, während der Einsatz von Biogas im Green-Deal-Szenario etwas weniger stark rückläufig ist. Bezüglich der Entwicklung neuer Technologien der Wärmebereitstellung wird eine ambitioniertere Erschließung unterstellt. Dies führt dazu, dass der Umfang des Einsatzes von Erdgas in KWK-Anlagen in der Fernwärme ca. um ein Drittel niedriger ist (entspricht ca. 1,4 TWh_{th}). Dementsprechend steigt der Anteil erneuerbarer Energien in der Fernwärmeversorgung von 16 % im Jahr 2020 auf ca. 60 % im Jahr 2040.

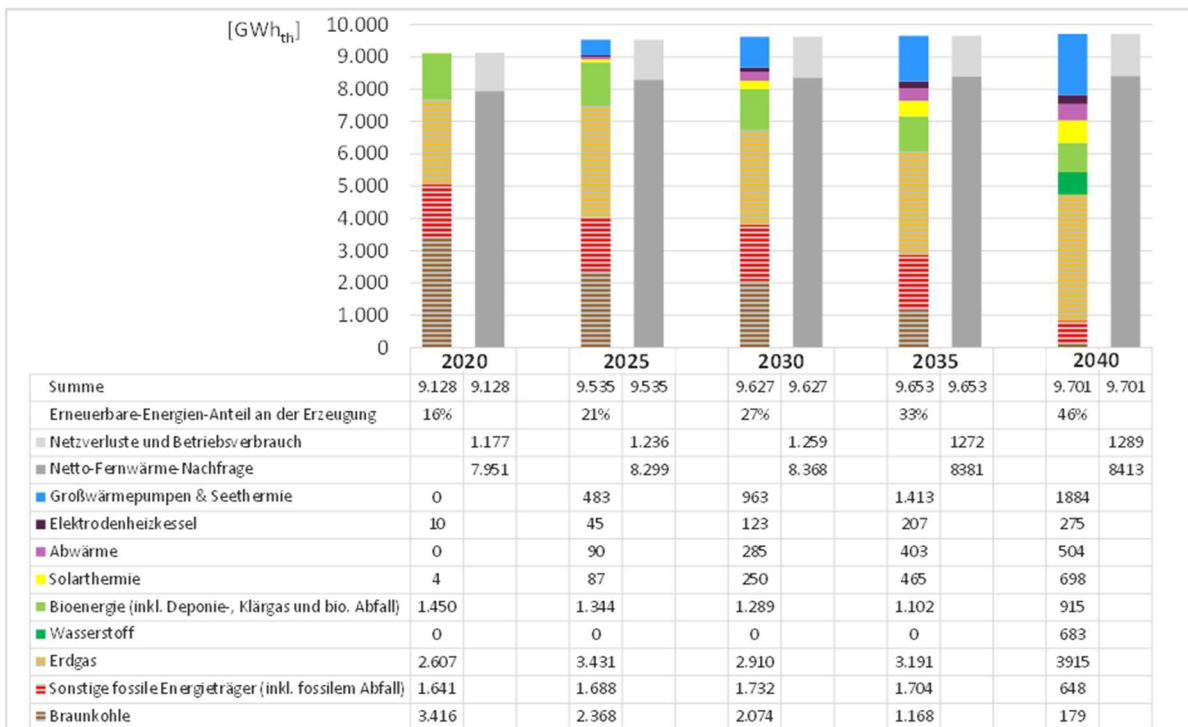


Abbildung 4 Strombilanz (Erzeugung und Verbrauch) in der IRMD – Green-Deal-Szenario

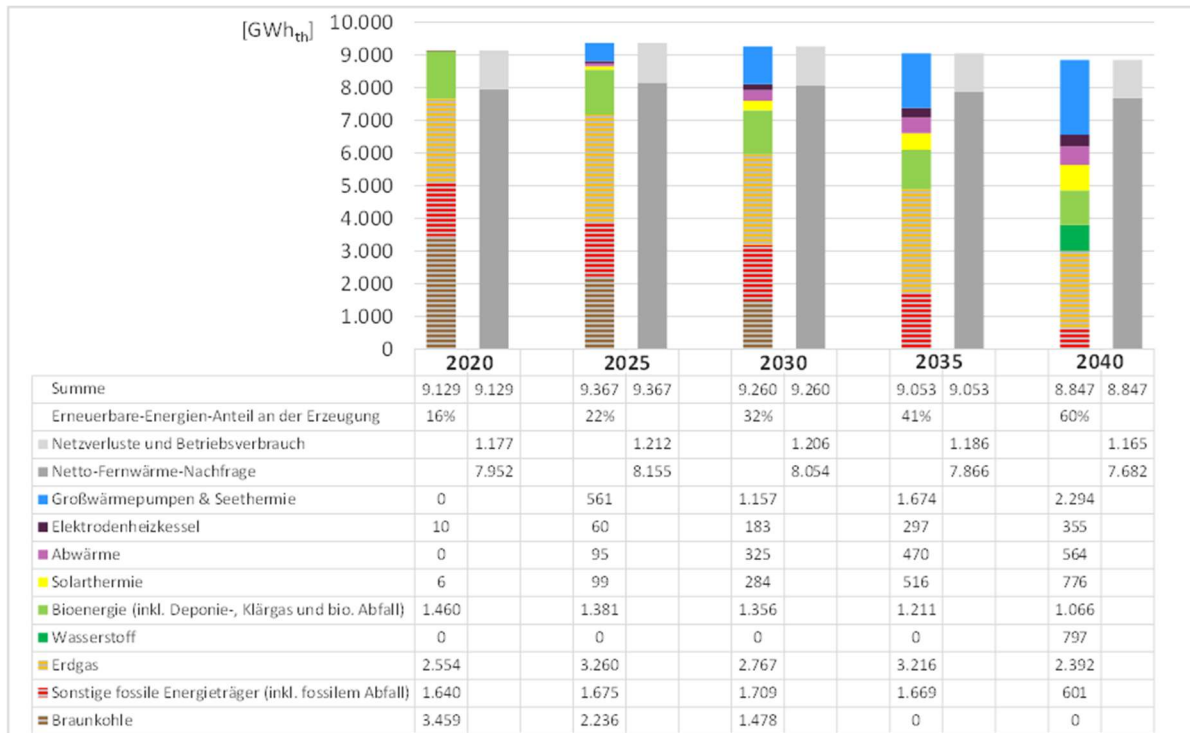


Abbildung 5 Fernwärmebilanz (Erzeugung und Verbrauch) in der IRMD – Green-Deal-Szenario

Fazit & Handlungsempfehlungen

Im Ergebnis zeigen die entwickelten Szenarien zur Stromerzeugung, dass die Innovationsregion Mitteldeutschland trotz Kohleausstieg auch zukünftig ihren Status als Nettostromexporteur behaupten kann. Voraussetzung hierfür ist ein ambitionierter Ausbau der Stromerzeugungskapazitäten aus erneuerbaren Energien, wobei der Photovoltaik hierbei vor dem Hintergrund der bestehenden Restriktionen beim Windenergieausbau eine besondere Bedeutung zufällt. Dies bedeutet gleichzeitig, dass auch die mit der heutigen hohen Stromerzeugung einhergehende Wertschöpfung zukünftig in der Region gehalten werden kann, sofern es gelingt die vorhandenen hohen Potenziale insb. beim PV-Ausbau zu nutzen. Gerade die noch relativ neuen Technologien Agri- und Floating-PV bieten hier ggf. hohe Potenziale. Auch die Fernwärmeerzeugung kann sowohl im entwickelten Referenzszenario als auch in einem noch ambitionierteren Green-Deal-Szenario gesichert, ohne Wärmeerzeugung aus Braunkohle dargestellt werden. Voraussetzung ist auch hier die Integration der erneuerbaren Energien sowie von Power-to-Heat-Technologien in die Wärmeversorgungs-konzepte. Erste Schritte werden hierfür aktuell bspw. mit der Inbetriebnahme von Solarthermieanlagen oder in Form der Planung von Seethermie-Projekten bereits unternommen. Aspekte der Versorgungssicherheit fanden in der Simulation keine Berücksichtigung. Die Bedarfe von Stromspeichern und weiteren Flexibilitätsoptionen wurden im Kapitel 3.2 Sektorenkopplung behandelt. Zusammenfassend können folgende Handlungsempfehlungen für die untersuchten Bereiche abgeleitet werden:

Handlungsempfehlungen Wärme- und im besonderen Fernwärmeversorgung:

- Förderung strategischer kommunaler Wärmeplanung
- Ausbau der Fernwärmeinfrastruktur
- Regulierung von Wärmenetzen
- Wärmenetz-Transformationspläne
- Übergreifende Instrumente für eine klimaneutrale/ grüne Fernwärme
- Förderung von Technologieoffenheit in der Wärmeversorgung
- Umbau des KWKG; Förderung von iKWK-Anlagen
- Regulierungsrahmen für den Ausstieg aus der Gasversorgung

Handlungsempfehlungen konventionelle Stromversorgung und KWK-Stromerzeugung:

- Konventionelle Stromerzeugung ausschließlich in KWK-Anlagen
- Umbau des KWKG / Künftige KWK-Anlagen sollten H₂-ready sein
- Flexibilisierung der KWK mittels PtH und Wärmespeichern
- Stärkung des Preissignals des Strommarktes, um Anreize zur Flexibilisierung der Stromnachfrage zu setzen
- Überarbeitung der Regelungen zu Netzentgelten (gleichmäßiger Bezug wird belohnt)
- Abschaffung weitere Bestandteile des Endkundenpreises für Strom (z. B. Stromsteuer, EEG-Umlage)

Handlungsempfehlungen zum Ausbau der erneuerbaren Energien:

Die Potenzialanalyse hat aufgezeigt, dass selbst bei 100 % Ausschöpfung des vorhandenen Ausbaupotenzials die Stromerzeugung aus Windenergie bis 2040 rückläufig wäre. Viele der derzeitigen Bestandsanlagen werden voraussichtlich bis 2040 aufgrund ihres Alters (deutlich über 20 Jahre) außer Betrieb genommen. Ein

Repowering ist nur teilweise möglich, da sich viele dieser Anlagen außerhalb der derzeit ausgewiesenen Vorgang- und Eignungsgebiete zur Windenergienutzung befinden. Das Potenzial neu ausgewiesener Flächen kann dies voraussichtlich nicht kompensieren. Die Installation und der Betrieb von Windenergieanlagen im Wald ist derzeit in der IRMD nicht zulässig.

Handlungsempfehlungen Photovoltaik:

- Weitere Segmentierung der Innovationsausschreibungen nach EEG (wegen ungleicher Stromgestehungskosten der einzelnen Technologien)
- Erhöhung der jährlichen Ausschreibungsvolumina der EEG-Anlagen (bisher alle Ausschreibungsrunden überzeichnet)
- Erhöhung der Maximalgröße von EEG-Anlagen auf bspw. 30 MW
- Vereinfachung von Mieterstrommodellen um PV auf Mehrfamilienhäusern verstärkt nutzen zu können
- Tagebaurestseen unterliegen Bergaufsicht – teilweise Uneinigkeit über rechtliche Grundlage (Wasserrecht vs. Baurecht) PV auch unter Bergrecht möglich, ggf. Sonderbetriebspläne (abhängig von Bergbaubehörde)
- explizite Privilegierung von Agri-PV-Anlagen gemäß § 35 Abs. 1 BauGB um Genehmigungsverfahren zu erleichtern (öffentliche Belange werden durch Agri-PV-Anlagen kaum berührt)
- Unsicherheiten im Zusammenhang mit bauplanerischen Festsetzungsmöglichkeiten kann mit der Einführung eines „Sondergebiets für Agri-PV“ in der BauNVO entgegengewirkt werden
- Analog zum 1.000-Dächer-Programm für PV-Anlagen in den 1990er Jahren könnte bspw. ein 100-Äcker-Programm die Forschung und Entwicklung der Agri-PV-Technologie stark vorantreiben
- Anerkennung in der Direktzahlungen-Durchführungsverordnung (DirektZahlDurchV), um Flächenprämien für landwirtschaftliche Betriebe auch bei Doppelnutzung der Flächen zur Landwirtschaft und Stromproduktion zu erhalten

Handlungsempfehlungen für Biomasse / Müllverbrennungsanlagen / Deponie- und Klärgas etc.

- Effiziente Reststoffnutzung für energetische und stoffliche Nutzung forcieren und Nutzungspotenziale prüfen:
 - Ausbau der energetischen Nutzung landwirtschaftlicher Reststoffe in Kombination mit stofflicher Nutzung
 - stärkere Anreize für den Einsatz alternativer Biomasse, Nutzung alternativer Substrate
 - Ausbau der energetischen Nutzung kommunaler Rest- und Abfallstoffe
 - Energetische Nutzung industrieller Rest- und Abfallstoffe
 - Effiziente Klärschlammverwertung über die energetische Nutzung von ausgefaultem Klärschlamm
- Anpassung aktueller Rahmenbedingungen, u.a. EEG-Umlage für alle Eigenbedarfsnutzung aufheben (Anreize für Eigenbedarfskonzepte werden so stärker gefördert), bürokratische Hürden minimieren (u.a. Netzzugang), Transformation des Energiesystems durch Ausbau der EEG-Förderung unterstützen (u.a. Flexibilisierung, Mehrwerte für Ökosystemdienstleistungen, erhöhtes Ausschreibungsvolumen für Biomasse, Einbindung von Nachhaltigkeitskriterien)
- Ausbau erneuerbarer Gase (Biomethan als auch biogene synthetische EE-Gase, u. a. Bio-SNG, Wasserstoff) fördern



- Biomethan-KWK (besonders in urbanen Räumen mit Gasinfrastruktur): Flexibilisierung (z.B. zur Netzstabilisierung) in „klassischer KWK“ (z.B. Wärmespeicher und Nahwärmenetz) und Biomethan-KWK, Bestandteil der „Wärmewende“ (effiziente Strom-Wärme-Systeme), Flexibilität mit hoher Wärmenutzung
- Biomethan als Kraftstoff (CNG/ LNG, perspektivisch Brennstoffzelle), wo elektrische Alternativen schwer realisierbar sind (u.a. Agrar-Kraftstoff, Schifffahrt, Flugverkehr)
- Biomethan für Industrieprozesse (Prozessdampf), wo Umstellung auf Strom schwierig

Handlungsempfehlung Sektorenkopplung und Power to Gas

- ➞ Flexibilisierung der KWK mittels PtH und Wärmespeichern
- ➞ Nutzung von Großwärmepumpen in der Fernwärme (z.B. Seethermie)
- ➞ Schaffung von ausreichender Ladeinfrastruktur für den Hochlauf der Elektromobilität
- ➞ Flexible Einbindung der H₂-Elektrolyse in den Strommarkt
- ➞ Nutzung der bestehenden H₂- und Erdgas-Infrastruktur (Pipelines, Kavernen) bei Hochlauf des grünen H₂
- ➞ Flexible Einbindung der H₂-Elektrolyse in den Strommarkt



INNOVATIONSREGION
MITTELDEUTSCHLAND

Kontakt

Metropolregion Mitteldeutschland Management GmbH
Schillerstraße 5
04105 Leipzig

0341 / 600 16 - 264

Gansler@mitteldeutschland.com

www.mitteldeutschland.com

www.innovationsregion-mitteldeutschland.com

Ein Projekt der



METROPOLREGION
MITTELDEUTSCHLAND