

Österreich Klimaneutral

Potenziale, Beitrag und Optionen zur Klimaneutralität mit erneuerbaren Energien

Eine Studie von Erneuerbare Energie Österreich

Mitarbeit und Berechnungen: Andreas Veigl
Wien, im Dezember 2022



Inhalt

Zusammenfassung	5
1. Energie- und Klima-Perspektiven.....	7
1.1. Langfrist-Strategie der EU.....	7
1.2. Langfrist-Strategien der Mitgliedstaaten	8
1.3. Pariser Klimaschutzabkommen und österreichische Ziele.....	9
2. Das Energiesystem verändert sich	10
2.1. Das Energiesystem heute und morgen	11
2.2. Pfadabhängigkeiten	12
2.3. Wirtschaftlicher Umbau	13
3. Wieviel erneuerbare Energie kann in Österreich verfügbar gemacht werden?	14
3.1. Biomasse (fest, flüssig, gasförmig)	15
3.2. Wasserkraft.....	16
3.3. Windkraft	18
3.4. Photovoltaik	19
3.5. Solarthermie	20
3.6. Umgebungswärme und oberflächennahe Geothermie	21
3.7. Tiefe Geothermie	22
3.8. Zusammenfassung der Potenziale.....	24
4. Sekundäre Energieträger aus erneuerbaren Quellen und ihre Rolle im Energiesystem ...	25
4.1. Energieträger aus Biomasse	26
4.2. Grüner Wasserstoff.....	27
4.3. Die Rolle erneuerbarer Gase im Energiesystem	28
4.4. Exkurs: Exergie.....	29
5. Wieviel und welche Energie wird künftig gebraucht?	30
5.1. Endverbrauch in Gebäuden	30
5.2. Verbrauch im Verkehr	32
5.3. Verbrauch in Industrie und Gewerbe.....	34
5.4. Verbrauch in der Landwirtschaft	36
5.5. Gesamter Endenergieverbrauch und Bedarf an Endenergieträgern	37
5.6. Nicht-energetischer Verbrauch.....	39
5.7. Bedarf und Erzeugung von Sekundärenergieträgern	39
5.8. Bruttoinlandsverbrauch	41
6. Schlussfolgerungen und Rahmenbedingungen	42
6.1. Schlussfolgerungen	42
6.2. Wesentliche Rahmenbedingungen	44

7. Abbildungsverzeichnis	46
8. Tabellenverzeichnis	47
9. Literatur	47
10. Anhang	50

Zusammenfassung

Österreich hat sich dazu bekannt, bis spätestens 2040 klimaneutral zu wirtschaften. Dafür müssen die Treibhausgasemissionen in den nächsten 18 Jahren auf Null sinken. Das erfordert die rasche und vollständige Umstellung des Energiesystems von fossilen auf erneuerbare Energieträger.

Das vorliegende Positionspapier „Österreich klimaneutral“ von Erneuerbare Energie Österreich zeigt, dass die Potenziale für erneuerbare Energie in Österreich ausreichen, um den Energiebedarf des Landes bereitzustellen. Die Mobilisierung der Potenziale braucht jedoch klare politische Rahmenbedingungen sowie begleitende Maßnahmen und Instrumente, um den Umstieg zu ermöglichen und die erforderliche langfristige Sicherheit für umfassende Investitionen zu gewährleisten.

Für die Umstellung des Energiesystems ist die weitgehende Nutzung aller heimischen Potenziale erneuerbarer Energieträger erforderlich. Das vorliegende Positionspapier identifiziert ein mobilisierbares Potenzial von 1.037 PJ/a (288 TWh).

Um Österreich vollständig mit erneuerbarer heimischer Energie versorgen zu können, ist folgendes notwendig:

- Für die rechtzeitige Mobilisierung der erneuerbaren Potenziale ist entscheidend, dass rasch mit dem Ausbau der entsprechenden Technologien am Markt begonnen wird.
- Der Energieverbrauch muss gegenüber dem aktuellen Niveau deutlich sinken, v.a. durch die Steigerung der Energieeffizienz bei Gebäuden (Sanierung und hohe Neubaustandards), im Verkehr (weitgehende Elektrifizierung und Verlagerung auf öffentlichen Verkehr) und in der Industrie (Effizienzsteigerung, Prozessumstellung, Abwärmenutzung usw.).
- Es müssen alle erneuerbaren Energiequellen genutzt werden. Nur eine breite Basis gewährleistet Versorgungssicherheit, die ausschließliche Konzentration auf einzelne Energieträger führt nicht zum Ziel.
- Auch eine rein erneuerbare heimische Stromversorgung bleibt weiterhin in das europäische Energiesystem integriert.
- Der Einsatz erneuerbarer Energiequellen erfolgt entsprechend ihrer jeweiligen exergetischen Qualität:
 - Solarthermie, Geothermie, Umweltwärme und Holzwärme für Niedertemperaturwärme (Gebäude, Fernwärme) und Prozesswärme niedriger Temperaturen;
 - erneuerbare Gase und Strom bevorzugt für Hochtemperaturwärme (z.B. in der Industrie), für mechanische Energie und für gewisse Prozesse (Eisenoxidreduktion);
 - Photovoltaik, Windkraft, Wasserkraft, Biogas, feste Biomasse, Geothermie und erneuerbare Gase in der Stromerzeugung und der Kraft-Wärme-Kopplung.
- Der Ausbau der Erneuerbaren vertraut auf die Kräfte des Marktes. Die Marktkräfte bedürfen ihrerseits aber der Steuerung und Lenkung, um Fehlallokationen zu vermeiden und den Einsatz der einzelnen erneuerbaren Energieträger entsprechend ihrer exergetischen Qualität und der gesamtwirtschaftlichen Notwendigkeiten sicherzustellen.
- Für den Ausgleich der zum Teil witterungsabhängigen Erzeugung erneuerbarer Energie werden Speicher eingesetzt, v.a. in Gebäuden (Wasserspeicher, Bauteilaktivierung, chemische Speicher), in der Stromerzeugung (Pumpspeicher...) und im Verkehr (Elektrobatterien).
- Wasserstoff kann im Rahmen der Sektorkopplung eine wichtige Rolle spielen, die jedoch einer energiepolitischen Lenkung bedarf, um die gewünschten Effekte zu erzielen.
- Für Solarthermie, Photovoltaik, Windenergie, Geothermieranlagen, den Bau von Heiz(kraft)werken und von Leitungen im Einklang mit dem Naturschutz müssen die notwendigen Flächen durch Flächenausweisungen in der Raumplanung gesichert werden.

- Für die notwendigen Investitionen inkl. günstiger Finanzierung braucht es einen kontinuierlichen Ausbaupfad, klare Zielsetzungen, stabile Rahmenbedingungen und langfristige Planungssicherheit. Unplanbarkeit ist ein großes Problem für Investoren.
- Die Energiemärkte müssen mit klarer Priorität für erneuerbare Energien neu ausgerichtet werden, v.a. durch angepasste Tarifierung, Energiegemeinschaften und neue Modelle der Finanzierung.
- Um Kostenwahrheit bei Energiepreisen zu schaffen, ist die zuverlässig stufenweise steigende CO₂-Bepreisung notwendig.
- Eine umfassende ökologische Steuerreform, welche die Rahmenbedingungen für ökologische Kostenwahrheit in allen Lebensbereichen setzt, unterstützt die Umstellung des Energiesystems.
- Begleitende Programme müssen die Fachleute, Handwerker und ExpertInnen für die Umstellung des Energiesystems ausbilden und unterstützen.

Die Umstellung des Energiesystems ist aus klimapolitischer Sicht, und um auch zukünftigen Generationen die Lebensgrundlagen zu bewahren, unverzichtbar. Gleichzeitig ist sie ein Weg der wirtschaftlichen Erneuerung, der Modernisierung und der zukunftsfähigen Ausrichtung der Volkswirtschaft. Sie verbessert die Energieversorgungssicherheit, befreit das Land aus der Abhängigkeit von erpresserischen, unzuverlässigen Regimen, eröffnet neue Exportchancen und entlastet die Handelsbilanz.

Gemeinsam können wir das Ziel eines klimaneutralen Österreichs bis spätestens 2040 erreichen und in Europa und weltweit zum Vorreiter im Klimaschutz werden.

1. Energie- und Klima-Perspektiven

Eine klimaneutrale Wirtschaft und Gesellschaft sind notwendige Ziele, um die negativen Folgen eines katastrophalen Klimawandels zu begrenzen. Diesen Weg rechtzeitig zu beschreiten, bietet gleichzeitig die Chance auf eine wirtschaftliche Erneuerung, Modernisierung und die zukunftsfähige Ausrichtung der Volkswirtschaft. Rund 80% der österreichischen Treibhausgasemissionen beruhen derzeit auf der Verbrennung fossiler Rohstoffe.

Anders als das auf Importe aufgebaute fossile Energiesystem basiert das auf erneuerbaren Energien aufbauende Energiesystem auf der Maximierung der heimischen ökologischen und sozialen Wertschöpfung. Die Defossilisierung¹ des Energiesystems ist daher eine der dringlichsten Aufgaben und erfordert den weitgehenden Umbau der Energieaufbringung, der Energieinfrastruktur und auch des Energieverbrauchs. Um die notwendigen Investitionen auszulösen, ist eine langfristige Ausrichtung der Klima- und Energiepolitik notwendig.

Erneuerbare Energien sind eine der wesentlichen Säulen bei der Umsetzung dieser Aufgaben. Der Dachverband Erneuerbare Energie Österreich (EEÖ) zeigt die Möglichkeiten und Erfordernisse einer vollständigen Umstellung des Energiesystems auf erneuerbare Energiequellen auf.

1.1. Langfrist-Strategie der EU

Um die langfristige Defossilisierung im Einklang mit den Zielen des Pariser Klimaabkommens zu erreichen, hat die EU ein umfassendes Governance-System geschaffen. Es gibt EU-weite Gesamtziele vor und verpflichtet die Mitgliedstaaten, in Nationalen Energie- und Klimaplänen (NEKP) mit konkreten Zielen und Maßnahmen ihren Anteil an der Erreichung der EU-Ziele bis 2030 darzustellen. Für die langfristige Perspektive musste jeder Mitgliedstaat der Kommission bis 1.1.2020 Langfrist-Strategie (LTS) zur Reduktion der Emissionen von Treibhausgasen (THG) vorlegen.

Die EU-Kommission hat ihre Analysen dazu in ihrer Mitteilung „Ein sauberer Planet für alle“ für die gesamte EU bereits vorgelegt [1]. Darin wird eine Vision tiefgreifender wirtschaftlicher und gesellschaftlicher Veränderungen skizziert, die erforderlich sind, um den Übergang zu einer klimaneutralen Wirtschaft bis 2050 zu erreichen, indem alle Bereiche der Wirtschaft und Gesellschaft einbezogen werden. Es werden acht Szenarien zur Erreichung des Pariser Klimaziels betrachtet, fünf davon zeigen den Übergang zu einer Wirtschaft gänzlich ohne Netto-THG-Emissionen. Die wesentlichen Unterschiede zwischen den Szenarien bestehen in der Intensität, mit der Elektrifizierung, Wasserstoff und E-Fuels (synthetische Kraftstoffe, z. B. Power-to-X), Energieeffizienz und die Kreislaufwirtschaft zur Emissionsreduktion genutzt werden. Gemeinsam ist ihnen eines: Stromverbrauch ist eine kritische Größe. Er steigt in allen Szenarien an, am wenigsten stark in jenen mit forcierter Energieeffizienz, am stärksten in jenen mit hohem Einsatz von Wasserstoff und E-Fuels.

In der EU steht Klimaschutz ganz oben auf der politischen Agenda. Mit dem europäischen „Grünen Deals“ hat sie sich zum Ziel gesetzt, dass die EU 2050 treibhausgasneutral sein soll, auch die Klimaziele für 2030 sollen nachgeschärft werden [2]. Statt der bisher geplanten Reduktion der Treibhausgasemissionen um 40 % (Referenzjahr 1990), wurde im Europäischen Klimagesetz eine Reduktion um 55 % beschlossen [3]. 2021 hat die EU-Kommission zur Umsetzung der neuen Ziele mit dem Paket „Fit for 55“ umfassende Legislativvorschläge zu Richtlinien und Verordnungen

¹ Der Begriff „Defossilisierung“ wird hier verwendet, um zu verdeutlichen, dass das Ziel in einer Energiewirtschaft ohne Emissionen aus fossilen Energieträgern liegt. Er ist dem Begriff „Dekarbonisierung“ vorzuziehen, weil Kohlenstoff (carbon) als essenzielles Element lebender Systeme und der Bioenergie natürlich weiterhin in verschiedenen Formen seine Rolle als kreislauffähiger Energieträger spielen muss.

vorgelegt, um die notwendige Transformation von Wirtschaft und Gesellschaft einzuleiten [4], [5]. Einige der wesentlichen Eckpunkte:

- Senkung der Ziele für die Treibhausgasemissionen außerhalb des EU-Emissionshandels für die Mitgliedsstaaten für 2030, für Österreich von -36 % auf -48 % gegenüber 2005;
- Weiterentwicklung des EU-Emissionshandels: steilerer Reduktionspfad, Reduktion der Gratiszuteilung von Zertifikaten sukzessive auf Null und Schaffung eines eigenen Emissionshandelssystems für Gebäude und Straßenverkehr;
- Schaffung eines CO₂- Grenzausgleichsmechanismus zur Bepreisung der Treibhausgasemissionen importierter Güter aus Drittländern;
- Anhebung des EU-Ziels für erneuerbare Energie 2030 von 32 auf 40 %, keine eigenen Ziele für Mitgliedstaaten. Mindestwerte für jährliche Anteilssteigerung von Erneuerbaren und Abwärme im Bereich Wärme und Kälte (verbindlich) und im Bereich Fernwärme und -kälte (unverbindlich);
- Anhebung des EU-Ziels für die Reduktion des Energieverbrauchs. Für Mitgliedstaaten höhere Einsparverpflichtungen und Vorgaben zur Festlegung der eigenen Ziele;
- CO₂-Flottengrenzwerte für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge sinken stufenweise bis 2035 auf null.
- Verschärfung der Vorschriften für Gebäude, Nationaler Renovierungsplan, Renovierungspflicht für energetisch schlechteste Gebäude, Renovierungsausweis;
- Mindeststeuersätze für Energieträger in Abhängigkeit ihrer Umweltverträglichkeit sowie des Verwendungszwecks;
- Vorschriften für Wasserstoff und kohlenstoffarme Gase im Gasmarkt, stufenweise Entwicklung eines Wasserstoffsektors, Zertifizierung.

1.2. Langfrist-Strategien der Mitgliedstaaten

Die LTS der Mitgliedstaaten müssen mindestens 30 Jahre in die Zukunft reichen – also bis mindestens 2050 – und drücken den jeweiligen Beitrag zu den Verpflichtungen der EU zum Pariser Klimaabkommen aus. Gemäß Artikel 15 der Governance-Verordnung der EU (Verordnung (EU) 2018/1999) umfassen die LTS Angaben zur Reduktion der THG-Emissionen und zu Senken in Summe und in den einzelnen Sektoren, zur Entwicklung des Energiesystems, des Energieverbrauchs und der erneuerbaren Energien. Außerdem sollen Schätzungen zu den langfristigen Investitionen, Angaben zu Strategien für Forschung, Entwicklung und Innovation und eine Beurteilung der erwarteten sozioökonomischen Auswirkungen der Defossilisierungsmaßnahmen enthalten sein.

1.3. Pariser Klimaschutzabkommen und österreichische Ziele

Mit der Ratifizierung des Pariser Klimaschutzabkommens im österreichischen Nationalrat hat sich Österreich 2016 verpflichtet, zur Zielerreichung dieses völkerrechtlichen Abkommens beizutragen. Konsequenterweise spricht die Anfang 2020 angelobte Bundesregierung in ihrem Regierungsprogramm davon, ein „Paris-kompatibles CO₂-Budget und dementsprechende Reduktionspfade, um bis spätestens 2040 Klimaneutralität in Österreich zu erreichen“, vorzulegen [6]. Das beinhaltet auch die Überarbeitung des bereits Ende 2019 und im Jänner 2020 vorgelegten Nationalen Energie- und Klimaplan, aber auch der Langfriststrategie bis 2050. Das THG-Budget Österreichs bis 2050 – heruntergebrochenen aus dem global verbleibenden Budget – beträgt laut einer Berechnung des Wegener Centers der Universität Graz ab 2021 nur noch rund 700 Mio. Tonnen CO₂-Äquivalent [7], [8].

Aus Sicht des EEÖ sollte die LTS Österreichs zumindest folgende Punkte erfüllen:

- Die Langfriststrategie muss das Ziel „Klimaneutralität bis 2040“ der österreichischen Bundesregierung abbilden.
- Die LTS muss einen konsequenten Defossilisierungspfad einschlagen, der auch als Ziel in der Klima- und Energiestrategie [9] und im Regierungsprogramm [6] formuliert ist. Dazu muss ein konkreter Zeitplan für das phase-out fossiler Energien und das phase-in erneuerbarer Energien in allen Sektoren inklusive der damit verbundenen Energieinfrastruktur festgelegt werden, um lock-in-Effekte zu vermeiden.
- Die LTS muss sicherstellen, dass Österreich bis 2040 klimaneutral wird. Das entspricht der Beschlusslage der Bundesregierung und ist im Einklang mit den Pariser-Klimazielen sinnvoll, wenn die internationalen Verpflichtungen berücksichtigt werden.
- Sie muss besonderes Augenmerk auf die Steigerung der Energieeffizienz zur Reduktion des Energieverbrauchs als begleitende Maßnahme für die Defossilisierung des Energiesystems legen.
- Für eine Defossilisierung der Energieversorgung müssen alle in Österreich nutzbaren erneuerbaren Energieträger mobilisiert und genutzt werden. Sie müssen im Hinblick auf ihre Eigenschaften (wie etwa Exergiegehalt, Möglichkeit zur Verrichtung mechanischer Arbeit, mechanischer Dienstleistung, erreichbare Temperaturen, Umwandlungswirkungsgrade, Speicherbarkeit, Transportierbarkeit etc.) optimal eingesetzt werden.
- Ziel muss sein, dass mit Hinblick auf die Energieerzeugung in Österreich die heimische Wertschöpfung vor allem durch Arbeitsplätze, Inlandsinvestitionen und Technologienutzung und nicht nur durch sinkende Energieimporte maximiert wird.
- Um die Ziele zu erreichen, ist es notwendig, zielgerichtet und konsequent Forschung, Entwicklung und Innovation zu stärken.
- Klare Zwischenziele für Erzeugungstechnologien, Verbrauchssektoren und Treibhausgasemissionen bis 2030 und indikative Zielpfade bis 2040 sind notwendig, um diesen Prozess langfristig planen und begleitend evaluieren zu können. Das beinhaltet mit dem klaren Bekenntnis zum phase-out fossiler Energie auch Zeitpfade für deren Rückbau.
- Der gesamte Prozess muss hinsichtlich der laufenden Mobilisierung erneuerbarer Energien, der Energieeffizienz und der entsprechenden Rahmenbedingungen und Verantwortlichkeiten operationalisiert werden.
- Die LTS muss die Forcierung von Negativen Emissions Technologien NET's (Biokohle, Bioenergie mit Kohlenstoffabscheidung, Forcierung der Produktespeicher in langlebigen Holzbauprodukten) zur Erreichung negativer Emissionen beinhalten.

Treibhausgas-Emissionen Österreich nach Wirtschaftssektoren und Energieträgern

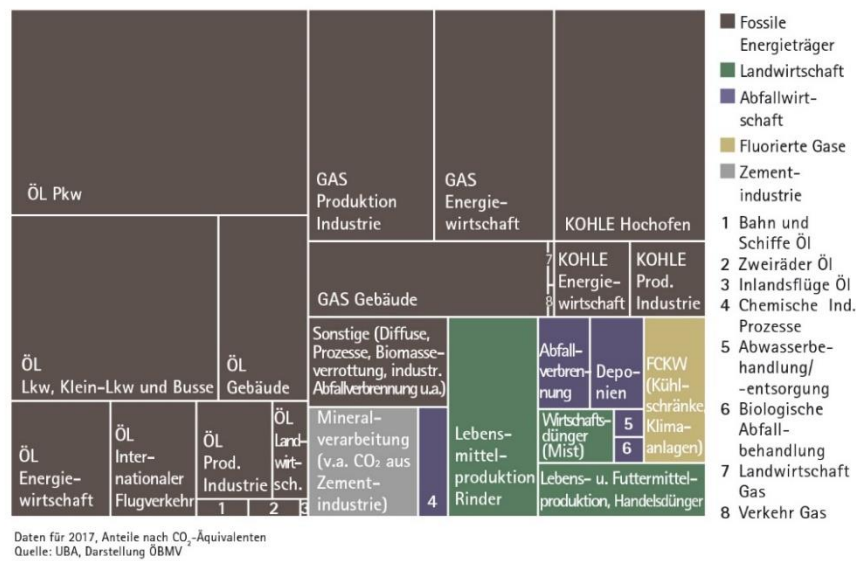


Abbildung 1: THG-Emissionen Österreich nach Wirtschaftssektoren und Energieträgern in CO₂-Äquivalenten/Jahr: 2017. Quelle: Österreichischer Biomasse Verband

2. Das Energiesystem verändert sich

Die Defossilisierung des Energiesystems – also das phase-out fossiler und das phase-in erneuerbarer Energie – ist mehr als der Austausch der energetischen Basis unserer Volkswirtschaft. Die Steigerung der Energieeffizienz und die Reduktion des Energieverbrauchs stehen in direktem Zusammenhang mit dem Umstieg auf erneuerbare Energie: allein dadurch wird es möglich, mit den in Österreich nachhaltig verfügbaren erneuerbaren Ressourcen die Energieversorgung sicherzustellen. Aber nicht nur die Menge der verbrauchten Energie, sondern auch ihre erforderliche Qualität wird sich ändern. Aus erneuerbaren Energieströmen, die die Natur bereitstellt, kann eine breite Palette von Energieträgern hergestellt werden, die sehr unterschiedliche Qualitäten aufweisen. Mit der Umstellung auf erneuerbare Energieversorgung geht damit häufig auch eine Umstellung der Energieverbrauchstechnologien einher, die nicht nur den Verbrauch reduzieren, sondern auch die eingesetzten Energieträger an das Angebot anpassen. Beispiele:

- Gebäude: Niedertemperatur-/Flächenheizungen für Heizung und Kühlung in Gebäuden ermöglichen die effiziente Nutzung von Solarthermie, Geothermie, Direktheizungen (in Niedrigstenergiegebäuden) oder Wärmepumpen für Raumwärme. Wärmespeicher in der Gebäudemassen und unterirdische (geologische) Speicher ermöglichen es, den Energiebezug zeitlich vom Energiebedarf zu entkoppeln. Moderne emissionsarme Bioenergie (Nahwärme, Fernwärme, Einzelfeuerungen) kann sehr flexibel Energie bereitstellen, durch bedarfsgerechte Wärmeproduktion das Stromsystem entlasten und zusätzlich mit wärmegeführter Stromerzeugung ergänzt werden.
- Verkehr: Die Umstellung des Antriebsstrangs von Verbrennungsmotoren auf Elektromotoren erhöht die Effizienz deutlich und macht erneuerbaren Strom nutzbar.
- Industrie: Wasserstoff anstatt Koks als Reduktionsmittel für Eisenoxid verhindert die Freisetzung von CO₂ durch den Prozess. Regional erzeugte erneuerbare Gase (Biomethan, Holzgas, Wasserstoff, Bio-SNG,...) können Erdgas im Produktionsprozess ersetzen. Produktionsunternehmen legen Wert auf CO₂-neutrale Lieferketten, was Innovationen in Europa anreizt und Technologievorsprung hervorbringt.

Das intelligente Zusammenspiel von Energienachfrage und Energieangebot ermöglicht hochqualitative Energiedienstleistungen mit minimiertem Energie- und Exergieinsatz. Die Verschwendung wertvoller nachhaltiger Ressourcen muss verhindert werden.

2.1. Das Energiesystem heute und morgen

Im heutigen Energiesystem Österreichs² werden knapp ein Drittel erneuerbare und zwei Drittel fossile Energie eingesetzt. Etwa 60% der Energieträger werden importiert, weniger als 35% stammen aus inländischen Quellen. Vom gesamten Energieeinsatz (Bruttoinlandsverbrauch) von knapp 1.460 PJ (rd. 405 TWh) werden etwa 6% nichtenergetisch in der (petro-)chemischen Industrie eingesetzt, etwa 94% werden direkt als Energie genutzt. Biomasse wird hingegen zu einem großen Teil nichtenergetisch, also stofflich, genutzt. Dieser nichtenergetisch genutzte Teil scheint in den Energiebilanzen jedoch – im Gegensatz zum nichtenergetisch genutzten Anteil der fossilen Energieträger – nicht auf. Der größte Teil der eingesetzten Energie – etwa zwei Drittel – wird in Umwandlungsprozessen wie der Raffinerie, in Hochöfen, in Kraftwerken und Heizwerken usw. in Sekundärenergieträger umgewandelt. Zu den Endverbrauchssektoren Gebäude (Wohn- und Dienstleistungsgebäude), Produktion (Industrie und Landwirtschaft) und Verkehr gelangen derzeit 78 % der eingesetzten Primärenergie, jeweils etwa zu einem Drittel [10].

Ein defossilisiertes und vollständig auf erneuerbare Energie umgestelltes Energiesystem wird gegenüber dem heute existierenden einige prinzipielle Unterschiede aufweisen: Der Energiebedarf liegt durch effizientere und angepasste Energieverbrauchstechnologien deutlich niedriger, entsprechend ist auch der Bedarf an Endenergie und weiter vorgelagert jener an Primärenergie deutlich reduziert. Die erneuerbare Energieaufbringung kann so weit ausgebaut werden, dass die Nachfrage per Saldo großteils aus inländischen Quellen gedeckt werden kann. Der Energieaustausch mit anderen Ländern ist dennoch weiterhin notwendig und sinnvoll.

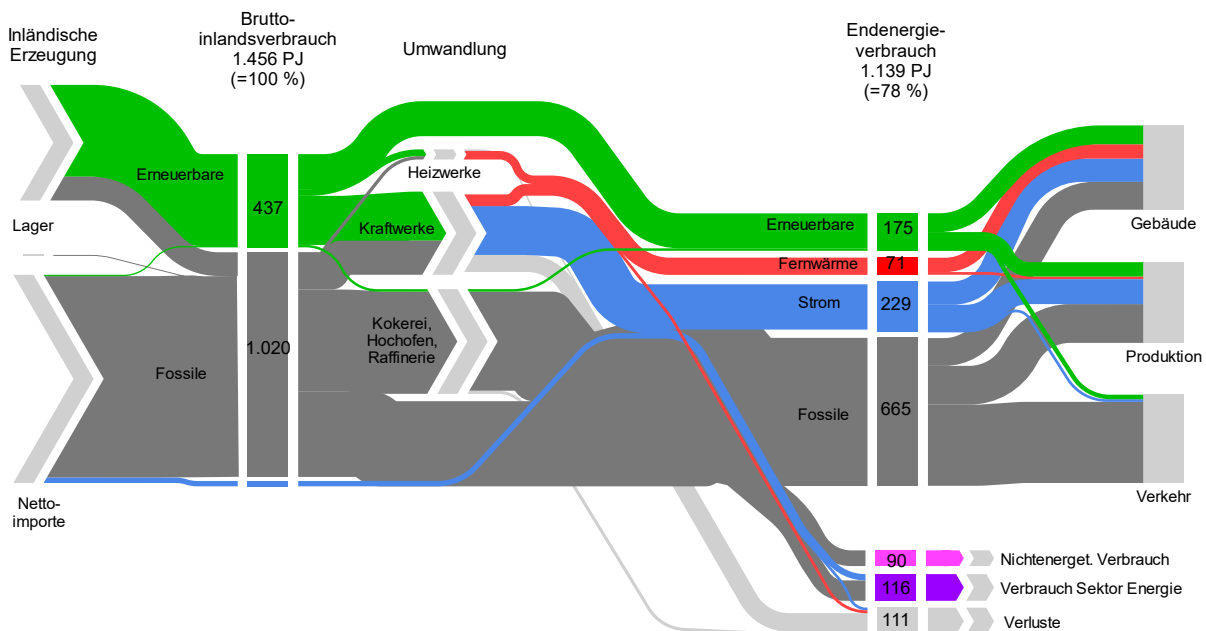


Abbildung 2: Vereinfachtes Energieflussbild 2019, Angaben in PJ. Quelle: Eigene Darstellung auf Basis [10]

² Die Beschreibung bezieht sich auf 2019 und damit auf die Struktur des Energiesystems vor pandemiebedingten – temporären – Reduktion des Energieverbrauchs.

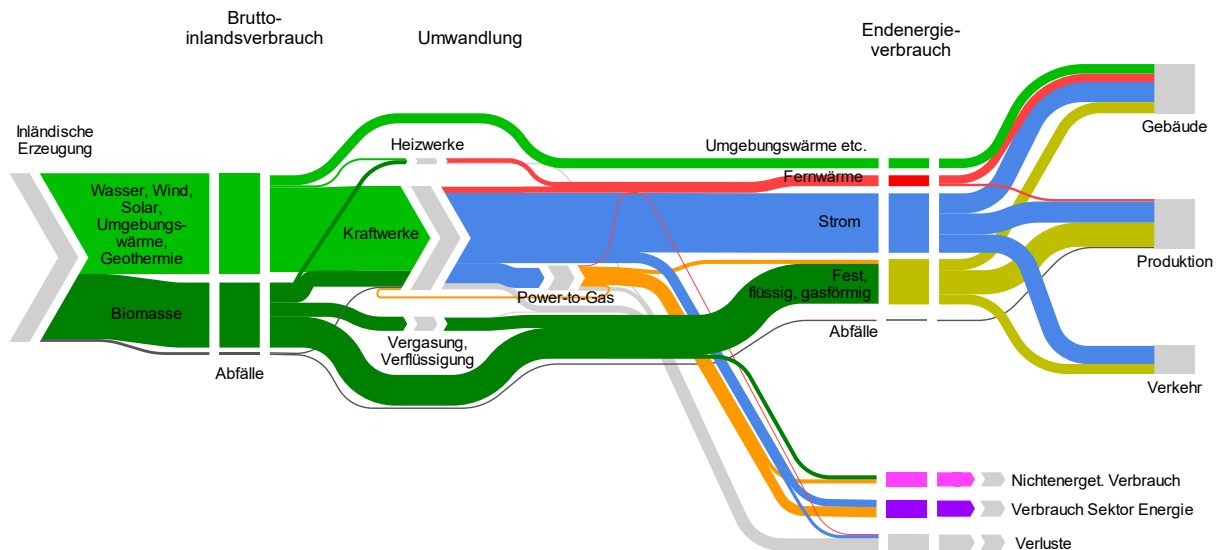


Abbildung 3: Beispielhaftes Energieflussbild eines vollständig auf erneuerbarer Energie basierten Energiesystems.
Quelle: Eigene Darstellung

2.2. Pfadabhängigkeiten

Die Art und Menge verbrauchter Energie ist wesentlich von bereits getätigten und künftigen Entscheidungen und Investitionen bei der Erzeugung, der Umwandlung, dem Transport und dem Verbrauch von Energie abhängig. Sogenannte „Pfadabhängigkeiten“ können eine rasche Anpassung des Energiesystems an veränderte Anforderungen erschweren, sie aber auch unterstützen. So bleiben beispielsweise Heizkessel nach dem Einbau mehrere Jahrzehnte in Betrieb, Industrieunternehmen investieren auf Jahre bis Jahrzehnte, und auch PKW-Flotten lassen sich nicht innerhalb sehr kurzer Zeit austauschen.

Pfadabhängigkeiten entstehen durch Skaleneffekte in der Herstellung (sinkende Kosten eines in Massen hergestellten Produkts), durch „sunk costs“ bereits getätigter Investitionen, durch Lerneffekte, Netzwerkeffekte (Brauchbarkeit eines Produkts steigt mit zunehmender Zahl seiner Nutzer), Bekanntheit und Erwartungen [11]. Während der fortschreitende Klimawandel sofortige Entscheidungen verlangt, verleiten technologische Entwicklungen und gesellschaftliche Veränderungen dazu, Entscheidungen später oder ergebnisoffener zu treffen. Darüber hinaus ist die Fortschreibung eines ungeeigneten Systems in der Hoffnung auf eine „Silver bullet“ Lösung in der Zukunft kein Ansatz zur nachhaltigen Entwicklung unserer Gesellschaft und der Volkswirtschaft.

Ein Beispiel dafür sind Ölkessel für Raumwärme- und Warmwasserversorgung. Eine erhebliche Anzahl von unterschiedlichen Lösungen als Alternative zu Ölkesseln ist seit langem am Markt verfügbar. Durch Förderaktionen der Industrie und durch einseitige Steuervorteile wurden jedoch politische Ziele konterkariert und über viele Jahre weiter Ölkessel eingebaut. Da flüssige erneuerbare Energieträger für den Einsatz in Ölkesseln schlichtweg zu kostbar und zu knapp sind – sie werden für hochexergetische Anforderungen wie als Flugzeugtreibstoff und für den Schiffs- und Schwerverkehr benötigt –, muss diese Technologie rasch ersetzt werden. Abbildung 4 verdeutlicht das ansonsten auftretende Problem: unter der Annahme, dass ein Ölkessel rund 25 Jahre in Betrieb ist, kam spätestens ab 2010 ein großer Teil des Bestandes in ein Alter, in dem er hätte ersetzt werden müssen. Entscheiden sich die NutzerInnen, was häufig geschah, für den erneuten Einbau von Ölkesseln, ist damit bis in die späten 2030er Jahre/Anfang der 2040er Jahre festgeschrieben, dass Ölkessel im Bestand festsitzen („Lock-in“).

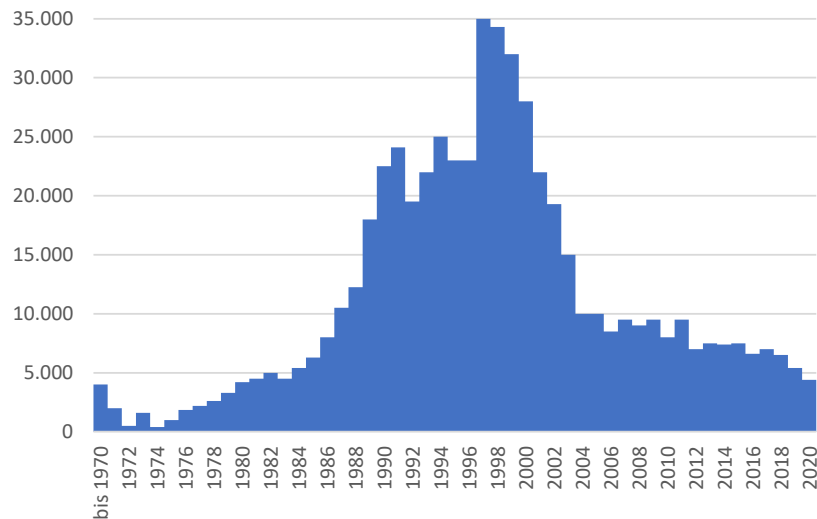


Abbildung 4: Altersverteilung von 576.000 Ölheizungen im Bestand 2020. Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Daten des Umweltbundesamts

Aufgrund langer Erneuerungs- und Investitionszyklen im Energiesystem ist es notwendig, Entscheidungen frühzeitig zu treffen und die Entwicklung so zu steuern, dass Lock-in-Effekte vermieden werden. Aus Sicht des EEÖ gehören zu diesen Entscheidungen:

- die konsequente Reduktion des Energieverbrauchs vor allem im Wärmebereich,
- Ausbaustopp, teilweiser Rückbau, Stilllegung und Anpassung von Infrastrukturen zur Nutzung fossiler Energie (Ölkessel, Gaskessel, Autobahnen, Erdgasnetz, etc.),
- der Ausbau von ermöglichenden Infrastrukturen (öffentlicher Verkehr, erneuerbare Energieerzeugung etc.) und
- die Priorisierung des Einsatzes bzw. der gezielte Einsatz erneuerbarer Energieträger nach ihrer exergetischen Qualität, Verfügbarkeit und Effekten über den Lebenszyklus.

Anreize und Ordnungsrecht müssen an diese Pfade angepasst sein und sicherstellen, dass sie unterstützt und ermöglicht werden.

2.3. Wirtschaftlicher Umbau

Der Umbau des Energiesystems ist angesichts der Klimakrise nicht nur notwendig, er bietet auch die Chance einer Umstrukturierung der heimischen Wirtschaft in Richtung eines zukunftsfähigen Wirtschaftssystems.

2021 flossen für Importe von fossiler Energie (Kohle, Öl und Erdgas) und Strom netto 9,7 Mrd. Euro aus Österreich ab (Energieimporten im Wert von 13,9 Mrd. Euro standen Exporte in der Höhe von 4,2 Mrd. Euro gegenüber [12]³). Werden fossile Energieimporte durch erneuerbare Energie aus Österreich ersetzt, reduziert sich dieser Mittelabfluss und ein derzeit zum großen Teil ausgelagerter Wirtschaftsbereich – die Energieaufbringung – kann nach Österreich zurückgeholt werden. Die Dringlichkeit dieses Umbaus ist angesichts der enorm gestiegenen Preise für fossile Energieträger, der Bedrohung der Versorgungssicherheit durch die Abhängigkeit von Importen aus Krisenregionen und die moralische Krise, die entsteht, wenn Zahlungen für Fossilimporte Angriffskriege subventionieren, noch weiter angestiegen.

³ Die Werte schwanken mit den Importmengen und vor allem den Preisen zwischen den Jahren erheblich.

In jedem Fall sind für den Umbau große Investitionen erforderlich. In der gesamten EU müssten die Investitionen in das Energiesystem und die dazugehörige Infrastruktur von derzeit etwa 2 % des BIP auf 2,8 % (oder rund 520 bis 575 Mrd. Euro) jährlich angehoben werden [1], um rechtzeitig Treibhausgasneutralität zu erreichen. Das betrifft zusätzliche Investitionen als auch die Umschichtung laufend notwendiger Investitionen in Energieeffizienz, erneuerbare Energie, Ausbau der zugehörigen Infrastruktur und ihre Integration ins Energiesystem. Je eher und geplanter dieser Prozess abläuft, desto besser können ohnehin notwendige Investitionsmaßnahmen an die neuen Herausforderungen angepasst werden. Österreichs Wirtschaft kann anstatt defensiver Standortkonservierung diesen Prozess offensiv zur vorausschauenden Standortsicherung nutzen, um 2030 und darüber hinaus im Reigen der „neuen“ Industrienationen eine führende Position einzunehmen – sowohl im entstehenden österreichischen und EU-Inlandsmarkt für Produkte und Dienstleistungen für eine klimaneutrale Volkswirtschaft als auch für wachsende globale Märkte.

Wertschöpfung und Beschäftigung entstehen durch die Herstellung von Anlagen zur Bereitstellung erneuerbarer Energieträger, deren Betrieb, deren Integration ins Energiesystem, durch angepasste effiziente Verbrauchstechnologien und durch neue Infrastrukturen. So zeigen sich etwa am Beispiel der Versorgung von Gebäuden mit Raumwärme, Klimatisierung und Warmwasser im Rahmen des in Abschnitt 5.1 beschriebenen Szenarios „Wärmezukunft 2050“ folgende Effekte durch die Sanierung des Gebäudebestands, energieeffizienten Neubau und die Ausstattung der Gebäude mit effizienten erneuerbaren Energiesystemen bis 2050 [13]:

- Investitionen liegen nur etwas höher als im Referenzszenario (Szenario „with additional measures“ in [14]), werden aber vor allem in neue Geschäftsfelder umgelenkt, v.a. neue Haustechnik und in die Sanierung.
- Anfänglich entstehen Mehrinvestitionen, die über die Zeit jedoch zu Kostenreduktionen führen.
- Die jährlichen Energiekosten für die Beheizung von Gebäuden sinken in diesem Szenario.
- Insgesamt weist das Szenario „Wärmezukunft 2050“ einen gleichen oder sogar geringeren Barwert auf als das Referenzszenario. Die CO₂-Einsparungen dieses Szenarios sind daher mit gleichen oder sogar geringeren Gesamtkosten zu erreichen, als sie das Referenzszenario verursachen würde.
- Durch die zusätzlichen Investitionen in die Gebäudesanierung und den Umstieg auf erneuerbare Heizsysteme steigt die Zahl der Beschäftigten in den betroffenen Branchen in den Jahren zwischen 2020 und 2030 um jährlich 2,5 % und zwischen 2030 und 2040 um jährlich 2,4 %.
- Diese Effekte werden lediglich durch Investitionen im Inland ausgelöst, Technologieexporte sind dabei noch gar nicht berücksichtigt.

3. Wieviel erneuerbare Energie kann in Österreich verfügbar gemacht werden?

Für die vollständige Umstellung des Energiesystems in Österreich auf erneuerbare Energie steht eine Vielzahl nachhaltig verfügbarer Energiequellen zur Verfügung. Im Folgenden werden die in Österreich verfügbaren langfristigen Primärenergiepotenziale beschrieben. Die Potenzialabschätzungen stammen vom Dachverband EEÖ und dessen Mitgliedsverbänden und geben Angebotspotenziale an, drücken also aus, welche Mengen an Primärenergie⁴ bei einem erwarteten Stand der Technik in den nächsten Jahrzehnten auf Basis der dann verfügbaren

⁴ Nach der Konvention der Energiestatistik (IEA/Eurostat) wird die Stromerzeugung aus Wasserkraft, Wind und PV mit 100% des Umwandlungseinsatzes bewertet, sprich: Primärenergieeinsatz = erzeugter Strom. Der Eigenverbrauch der Anlagen wird dem „Verbrauch des Sektors Energie“ zugewiesen, Wirkungsgradverluste sind nicht berücksichtigt.

Ressourcen (z.B. Flächen, Rohstoffe) nachhaltig und naturverträglich bereitgestellt werden können. Soweit möglich sind technische Restriktionen auf der Nachfrageseite berücksichtigt.

Obwohl sich viele der im Folgenden zitierten Potenzialabschätzungen auf 2050 beziehen, kann man davon ausgehen, dass durch entsprechende Rahmenbedingungen ein rascherer Ausbau der erneuerbaren Energieaufbringung und eine Reduktion des Energieverbrauchs möglich ist, um die Klimaneutralität – und damit eine vollständig erneuerbare Energieversorgung – bereits 2040 zu erreichen, wie es sich die Bundesregierung zum Ziel gesetzt hat. Das Erneuerbare-Ausbau-Gesetz legt für einige Teilbereiche konkrete Ziele bis 2030 fest [15]:

- Gesamtstromverbrauch soll ab dem Jahr 2030 zu 100% national bilanziell aus erneuerbaren Energiequellen gedeckt werden;
- Steigerung der jährlichen erneuerbaren Stromproduktion bis 2030 um 27 TWh gegenüber 2020, davon
 - 11 TWh aus Photovoltaik,
 - 10 TWh aus Windkraft,
 - 5 TWh aus Wasserkraft und
 - 1 TWh aus Biomasse;
- Ausbau der Erzeugung von erneuerbarem Gas auf 5 TWh bis 2030.

3.1. Biomasse (fest, flüssig, gasförmig)

Die energetische Nutzung von Biomasse hat traditionell hohe Bedeutung in Österreich. Seit den 1970er Jahren hat sich die eingesetzte Menge etwa verfünffacht. 2020 wurden 231 PJ (64 TWh) Biomasse genutzt, wovon knapp 146 PJ (41 TWh) direkt bei Endverbrauchern in Haushalten und Wirtschaft eingesetzt und 94 PJ (26 TWh) vor allem in Strom und Fernwärme umgewandelt wurden [10]. Etwa 0,5 PJ (0,14 TWh) Biogas wurde auf Erdgasqualität aufbereitet und in das Erdgasnetz eingespeist [16]. Biomasse ist überdies ein sehr kostengünstiger bedeutender (biochemischer) Energiespeicher.

Biomasse ist ein sehr vielfältiger Energieträger: Biomasserohstoffe liegen in verschiedenster Form vor, daraus können über verschiedene Umwandlungspfade viele unterschiedliche Energieträger bereitgestellt werden (näheres siehe Abschnitt 4). Der größte Teil der Biomasserohstoffe fällt als Kuppel- oder Nebenprodukt der stofflichen Nutzung bzw. am Ende von dessen kaskadischer Nutzung an. Damit ist die energetische Nutzung von Biomasse tief in das Wirtschaftssystem integriert und wird es mit der Annäherung an eine Kreislaufwirtschaft in einer Bioökonomie noch stärker sein. Die verfügbaren Mengen und die erwartbaren Preise hängen daher eng mit den Entwicklungen und Wechselwirkungen insbesondere in der Land- und Forstwirtschaft, der Ernährung und der industriellen Produktion zusammen, werden aber auch von den Einflüssen des Klimawandels auf das Biomasseaufkommen (z.B. von Schadholz) geprägt sein.

Ein wesentlicher Treiber der verfügbaren Biomasserohstoffe für die energetische Nutzung ist die Nachfrage nach Sägerundholz: Einerseits fallen pro Kubikmeter verbautem Holz etwa sechs Kubikmeter Nebenprodukte an, die energetisch genutzt werden können. Andererseits sind diese Nebenprodukte preissetzend für andere biogene Reststoffe, etwa für landwirtschaftliche Nebenprodukte. Eine Nachfrage, die einen entsprechenden Preis der Nebenprodukte mit sich bringt, mobilisiert damit auch weitere Reststoffe, z.B. landwirtschaftliche Reststoffe wie Stroh.

Die kombinierte energetische und stoffliche Nutzung von organischen Abfällen durch die Vergärung verfolgt zudem das Ziel der Treibhausgasemissionen einer unkontrollierten Rotte sowie des Nährstoff- und bedingt auch Kohlenstoffrecyclings. Die Vergärung von Wirtschaftsdüngern vermindert ebenso Treibhausgasemissionen der Lagerung.

Biogene Primärenergieträger sind alle Energieträger, die direkt oder nach Umwandlung von biogenen Rohstoffen als feste, flüssige oder gasförmige Energieträger vorliegen, etwa Holz, Biogas oder biogene Kraftstoffe. Sie können entweder direkt als Endenergieträger genutzt werden, oder weiter zu Sekundärenergieträgern wie Strom und Fernwärme, gasförmige oder flüssige Energieträger umgewandelt werden. Die Anzahl technologischer Möglichkeiten wird in Zukunft deutlich zunehmen, sodass biogene Energieträger flexibel einsetzbar sein werden (näheres siehe Abschnitt 4). Darüber bietet Biomasse als chemischer Energieträger den großen Vorteil einfacher und langfristiger Speicherbarkeit.

Der EEÖ, beraten von seinen mit Bioenergie vertrauten Mitgliedern (Österreichische Biomasse-Verband, IG Holzkraft, Propellets Austria und der Kompost & Biogas Verband) geht von einem gesamten, nachhaltig aufbringbaren langfristig nutzbaren Primärenergiepotenzial aus Biomasse von jährlich 450 PJ (125 TWh) aus, das Ziel für 2030 liegt nach dem NEKP-Entwurf des EEÖ bei 340 PJ (94 TWh) [17]. Von diesem Potenzial werden 77 bis 89 PJ (bzw. 2,1 bis 2,5 Mrd. Nm³ oder 21 bis 25 TWh) als Biomethan aus Reststoffen zur Verfügung stehen. Diese Werte entsprechen den Angaben einer Biomethan-Potenzialstudie [18] für die Substrate Getreidestroh, Mais- und Rapsstroh, Rübenblätter, Wirtschaftsdünger, organische Abfälle und Klärschlamm. Das verbleibende Potenzial steht prinzipiell als feste Biomasse zur Verfügung, kann aber in gasförmige und flüssige Energieträger umgewandelt werden (siehe Abschnitt 4). Insgesamt könnten nach [18] mit zusätzlicher Vergasung holzartiger Biomassefraktionen in einem realistischen Szenario bis zu etwa 150 PJ (bzw. 4,2 Mrd. Nm³ oder 42 TWh) Biomethan verfügbar gemacht werden. Die Nutzung dieser Mengen beansprucht keine zusätzlichen Flächen außer jene der Anlagenstandorte selbst.

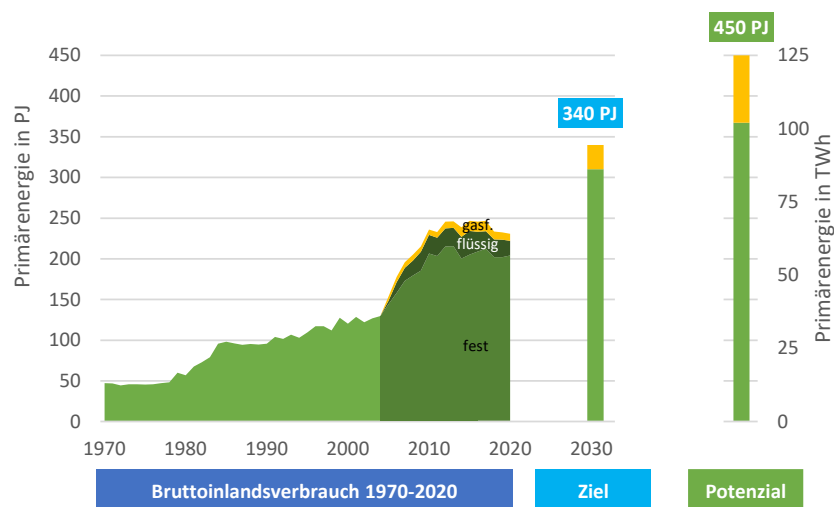


Abbildung 5: Die jährliche Biomassenutzung kann bis 2030 auf 340 PJ und langfristig auf 450 PJ (125 TWh) ausgeweitet werden. Quelle: [10], [17], ÖBMV

3.2. Wasserkraft

Die Stromerzeugung aus Wasserkraft hat in Österreich lange Tradition und große Bedeutung. 2020 betrug die Erzeugung (ohne Erzeugung aus gepumptem Zufluss) 42 TWh (151 PJ) und deckte damit ca. 61 % der Stromerzeugung in Österreich bzw. 59 % des gesamten Stromverbrauchs⁵ [10]. Einen großen Anteil daran haben Speicherkraftwerke mit einer installierten Leistung von 3,8 GW und einem Regelarbeitsvermögen von rd. 8 TWh.

⁵ 2020 hatte pandemiebedingt einen niedrigeren Stromverbrauch. Bezogen auf den Verbrauch in den Vorjahren läge der Anteil bei 57 %.

Die für die künftige Integration dargebotsabhängiger Stromerzeugung besonders relevanten Pumpspeicherkraftwerke haben derzeit zusätzlich eine Gesamtkapazität von rd. 3,8 GW Pumpenleistung und 4,6 GW Turbinenleistung [20].

Künftig kann diese Erzeugung noch um mehr als ein Viertel ausgeweitet werden: eine Potenzialstudie im Auftrag von Oesterreichs Energie [19] weist ausgehend vom Anlagenbestand mit einem Regelarbeitsvermögen von 40,1 TWh (144 PJ) ein technisch-wirtschaftliches Potenzial für eine Erweiterung um 11 TWh Stromproduktion in einem durchschnittlichen Wasserjahr aus. 10 TWh können durch Neuerschließungen durch neue Anlagen oder Anlagenerweiterungen und 1 TWh durch die Optimierung bestehender Anlagen realisiert werden.

Die Studie stellt ein Abflusslinienpotenzial, das ist die potenzielle Energie des Abflusses in Gerinnen, von 75,1 TWh fest. Unter bestehenden technisch-wirtschaftlichen Rahmenbedingungen wird daraus ein technisch-wirtschaftliches Potenzial von 56,1 TWh abgeleitet. Ein Anteil von 5 TWh liegt in hochsensiblen Gebieten wie Nationalparks oder der Welterbestätte Wachau und bleibt unberücksichtigt, woraus sich ein realisierbares Gesamtpotenzial von 51,1 TWh (184 PJ) ergibt.

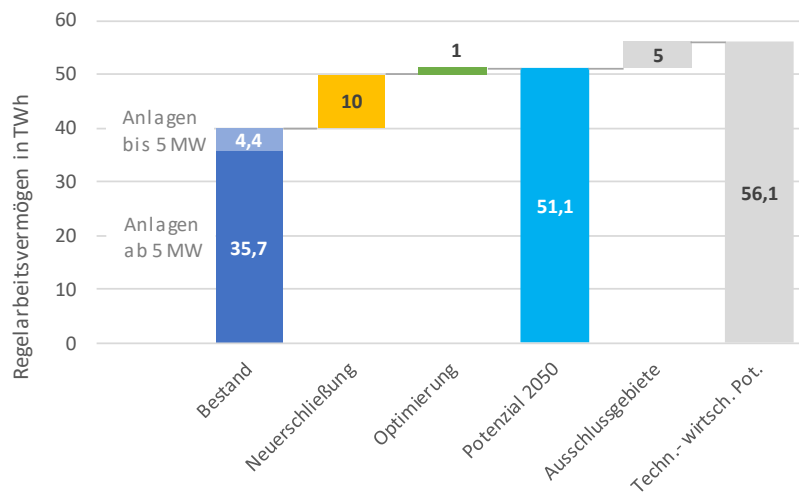


Abbildung 6: Die Potenzialabschätzung für die Wasserkraft berücksichtigt Neuerschließungen, Optimierungen und Ausschlussgebiete. Quelle: [19]

Ausbauziel für 2030 ist nach dem NEKP des EEÖ eine Stromerzeugung aus Wasserkraft von 48,4 TWh (174 PJ), 9,4 TWh (34 PJ) davon aus Kleinwasserkraft, das sind Anlagen bis 10 MW [17].

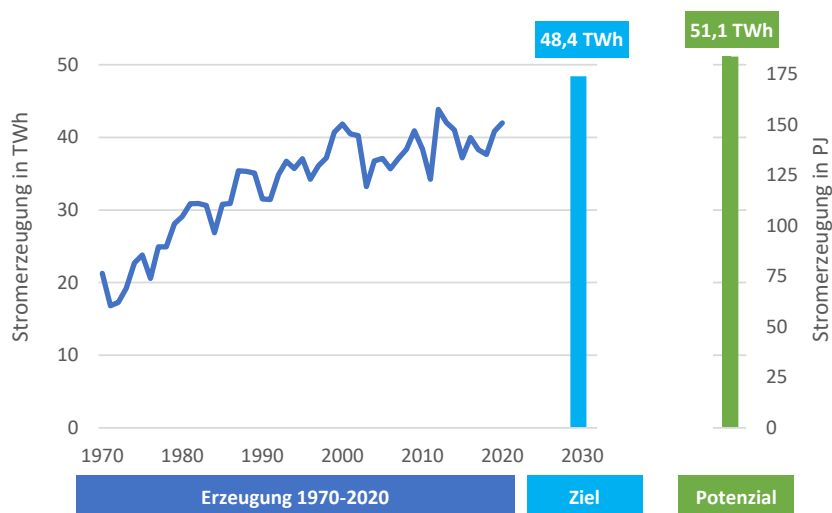


Abbildung 7: Langfristig kann die Wasserkrafterzeugung auf 51,1 TWh/a (184 PJ/a) ausgeweitet werden. Quelle: [10], [17], [19]

3.3. Windkraft

Stromerzeugung aus Windkraft in nennenswertem Ausmaß begann in Österreich erst Anfang der 2000er Jahre. Per Ende 2021 sind nach Angaben der IG Windkraft 1.307 Anlagen mit einer Leistung von 3.300 MW und einem Arbeitsvermögen von 7,6 TWh (27,4 PJ) am Netz. 2020 wurden etwa 6,8 TWh (24,5 PJ) erzeugt, das ist ein Anteil von 9,8 % an der gesamten Stromerzeugung und 9,5 % des gesamten Stromverbrauchs in Österreich⁶ [7].

Abschätzungen des technischen Potenzials der Windkraft sind im Wesentlichen von zwei Faktoren geprägt: der Verfügbarkeit geeigneter Flächen und der sich dynamisch entwickelnden Anlagentechnik. So konnte eine detaillierte, GIS-basierte Potenzialstudie [21] wegen der nachgewiesenen deutlichen Steigerung der Größe und Effizienz der Anlagen bereits wenige Jahre nach Erscheinen aktualisiert und damit eine Neubewertung der für das Jahr 2030 erreichbaren Ausbauziele vorgenommen werden [22]. Für das Jahr 2030 ist danach mit einem realisierbaren Windkraftpotenzial von 7.500 MW Leistung und einer jährlichen Stromproduktion von 22,5 TWh (81 PJ) in 2.100 Anlagen zu rechnen. Entsprechend ist auch das Ausbauziel im NEKP des EEÖ festgelegt [17].

Für das langfristig realisierbare Potenzial liegt bis dato keine eingehende Studie vor. Einige Studien der Vergangenheit haben langfristige technische Potenziale abgeschätzt. Für eine aktuelle Abschätzung wird ein methodischer Ansatz gewählt, der auf einer Studie im Auftrag des WWF für Deutschland auf [23] aufbaut. Darin wird erstmals die Flächeninanspruchnahme durch den Ausbau der Erneuerbaren mit einer naturschutzfachlichen Raumbewertung in betroffenen Landkreisen abgeglichen. Als Flächeninanspruchnahme durch Windparks wird dabei die durch die Rotoren überstrichene Fläche und deren Umhüllende (die Fläche zwischen den Windrädern) betrachtet – also nicht der direkte Flächenverbrauch durch Fundament oder Zuwegung, welcher um vieles geringer ist. Es wird auch darauf hingewiesen, dass die Inanspruchnahme nicht mit Flächenverbrauch gleich zu setzen ist, da durch die Nutzung der Windkraft die Flächen jedenfalls weiter üblicher land- und forstwirtschaftlichen Nutzung unterliegen und für den Naturhaushalt zur Verfügung stehen. Auf Basis dieser Grundlage fordert der WWF, für den Ausbau der Erneuerbaren bis 2050 bis zu 2,5% der Landesfläche in Deutschland zu nutzen.

Darauf aufbauend schätzt die IG Windkraft für Österreich die Flächeninanspruchnahme der Windkraft wie folgt ab. Bei den Berechnungsannahmen wird dabei einerseits auf die spezifische Situation in Österreich (übliche Planung und Ausführung der Windparks) eingegangen, andererseits mit heute bereits verfügbarer Anlagentechnik gerechnet. Für den aktuellen Bestand an Windkraftanlagen 2021 ergibt sich mit diesem Ansatz eine Flächeninanspruchnahme der Windkraft von 0,2% der Fläche Österreichs 2019, wenn mit dem spezifischen Flächenbedarf der errichteten Anlagentypen gerechnet wird. Für das Ausbauziel 2030 der Regierung von einer Steigerung der Windstromproduktion um 10 TWh bis 2030 ergibt sich eine Flächeninanspruchnahme der Windkraft von 0,46 % der Fläche Österreichs, dabei werden bekannte (bei bereits bewilligten Anlagen) und abgeschätzte (bei noch nicht geplanten Projekten) Anlagentypen herangezogen.

Für eine plausible Abschätzung des langfristigen Potenzials der Windkraftnutzung wird diese Methodik auf zwei Szenarien angewendet:

- Bei einer Inanspruchnahme von 1% der Fläche Österreichs mit rund 2.680 Windkraftanlagen mit einer Leistung von rund 14.700 MW kann die Windkraft ca. 43 TWh/a (155 PJ/a) liefern.

⁶ 2020 hatte pandemiebedingt einen niedrigeren Stromverbrauch. Bezogen auf den Verbrauch in den Vorjahren läge der Anteil bei 9,2 %.

- Bei einer Inanspruchnahme von 2% der Fläche Österreichs mit rund 5.350 Anlagen mit rund 29.400 MW Leistung kann die Windkraft ca. 83 TWh/a (299 PJ/a) liefern.

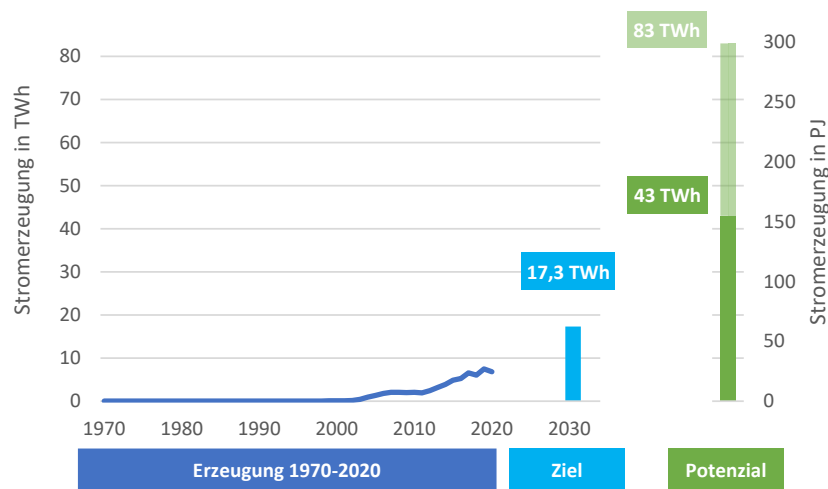


Abbildung 8: Die jährliche Stromerzeugung aus Windkraft kann bis 2030 auf 17,3 TWh (62 PJ) und langfristig auf 43 TWh (155 PJ) bzw. maximal auf bis zu 83 TWh (299 PJ) ausgebaut werden. Quelle: [10], [17], IG Windkraft

Für die weiteren Betrachtungen wird von einem langfristig realisierbaren Potenzial von 43 TWh (155 PJ) ausgegangen.

3.4. Photovoltaik

Die Stromerzeugung aus Solarenergie mittels Photovoltaik (PV) begann mit dem Ökostromgesetz im Jahr 2003 und vor allem mit dessen Novelle 2012. 2018 wurden 1,4 TWh (5,2 PJ) erzeugt, das entspricht einem Anteil von rund 2% an der gesamten Stromerzeugung und etwas weniger an dem Stromverbrauch in Österreich [24]. Der Ausbau muss rasch voranschreiten, da PV einen wesentlichen Beitrag dazu leisten wird, 2030 den Strombedarf Österreichs bilanziell aus erneuerbaren Energiequellen decken zu können.

Der Verband Photovoltaic Austria geht von einem langfristig realisierbaren Potenzial von mindestens 30 TWh (108 PJ) aus, das entspricht auch den Zielen der Technologie-Roadmap für PV [25]. Ausbauziel für 2030 ist nach dem NEKP des EEÖ eine Stromerzeugung von 15 TWh (54 PJ) [17]. Mehrere Studien kommen mittlerweile zu dem Ergebnis, dass rund die Hälfte des PV-Zubaus auf Gebäuden möglich ist. Der Rest ist abseits davon in der Freifläche zu installieren. Der Flächenbedarf dafür beläuft sich auf 80 km² bzw. 0,1% der Fläche Österreichs.

Zur Errichtung von PV-Anlagen kommen dabei folgende Flächen in Betracht:

- auf oder an einem Gebäude, einer baulichen Anlage, einem Bauwerk oder auf einer Betriebsfläche,
- auf einer bestehenden Erzeugungsanlage, deren zugehörigen Anlagenteilen oder dessen Grundstück,
- auf einer befestigten sowie versiegelten Fläche, einem Parkplatz, einer Straßenverkehrsanlage, einer Schienenverkehrsanlage oder einer Verkehrsrandfläche,
- auf einer Deponie, einer Abfallbehandlungsanlage oder auf deren Grundstück,
- auf und nahe an technischen Bauwerken in der Landschaft, die eine hohe Produktion aus Photovoltaik erwarten lassen bzw. eine hohe Anschlussleistung zulassen (z.B. Bergstationen von Seilbahnen...)

- auf Gebäuden oder Freiflächen einer Gewerbe-, Industrie-, Verkehrs- bzw. Infrastruktur-, Sonder- oder Militärfäche, Konversionsfläche mit entsprechender Flächenwidmung inklusive Infrastrukturflächen des Bundes und der Länder und
- auf land- oder forstwirtschaftlich genutzten Grundflächen, wenn eine Doppelnutzung (sowohl Stromerzeugung als auch land- oder forstwirtschaftliche Nutzung) ermöglicht wird, wobei die dahingehende Flächeninanspruchnahme nicht in Widerspruch zur land- und forstwirtschaftlichen Nutzung der unter der Anlage liegenden Grundflächen stehen darf.

Jedenfalls ausgenommen von einer Nutzung für Photovoltaik – und auch nicht in der Potenzialabschätzung enthalten – sind sensible Gebiete wie Naturschutzgebiete, Hochwasserbereiche, Lawinenzonen, denkmalgeschützte Gebäude etc.

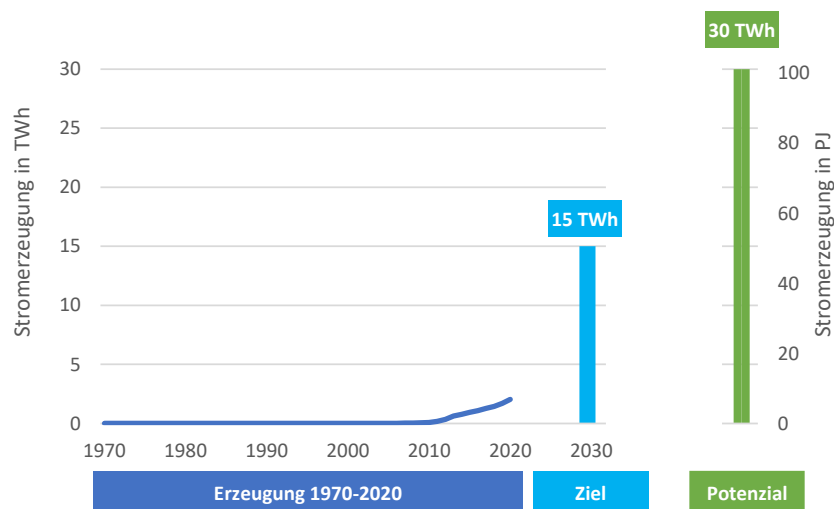


Abbildung 9: Die jährliche Stromerzeugung aus PV kann bis 2030 auf 15 TWh/a (54 PJ/a) und langfristig auf 30 TWh/a (108 PJ) ausgebaut werden. Quelle: [10], [17], Photovoltaic Austria

Um das Potenzial zu realisieren bzw. Ausbauziele zu erreichen, müssen trotz hoher Potenziale auf Dächern und an Gebäuden vor allem auch PV-Anlagen abseits von Gebäuden errichtet werden. Dächer können auf Grund der Tragfähigkeit des Daches, Denkmalschutz, unklaren Besitzverhältnissen, veralteter Bausubstanz, Verschattung, ästhetischer Bedenken, fehlender Netzkapazitäten und dergleichen nicht immer genutzt werden. Dank der mittlerweile ausgeklügelten Nutzungskonzepte bringt der Einsatz von PV-Anlagen auf Freiflächen vielfältige positive Nebeneffekte. Die Betrachtung von qualifizierten Freiflächen muss wieder größere Bedeutung gewinnen und eine Fördermöglichkeit für diese Flächen muss geboten werden.

3.5. Solarthermie

Die Nutzung von Solarwärme begann in Österreich vergleichsweise früh Mitte der 1970er Jahre und stieg bis Anfang der 2010er Jahre stetig an, seither stagniert ihre Nutzung und betrug 2020 rd. 7,6 PJ (2,1 TWh) [10]⁷. Genutzt wird sie derzeit zur Warmwasserbereitung und Heizungsunterstützung, in den letzten Jahren verstärkt auch im Bereich gewerblicher und industrieller Anwendungen [26].

Da solarthermische Energie dargebotsabhängig ist, also von der zeitlichen Verteilung der Sonneneinstrahlung im Tages- und Jahreslauf bestimmt ist, hängen die nutzbaren Energiemengen aus thermischen Solaranlagen stark mit der Art der Energienachfrage zusammen. Damit steht ein

⁷ Die Marktentwicklung thermischer Solaranlagen ist seit dem Jahr 1975 dokumentiert. Die Energiebilanz weist die Nutzung jedoch erst seit 2005 explizit aus, für die Jahre davor wurden die Daten von der Entwicklung der installierten Leistung aus [26] abgeleitet.

„Angebotspotenzial“, das von den verfügbaren Flächen für solarthermische Nutzung, der Kollektoreffizienz und den solaren Einstrahlungsverhältnissen bestimmt ist, einem „Nachfragepotenzial“ gegenüber, das neben der Höhe der Nachfrage selbst auch von ihrem Temperaturniveau, dem zeitlichen Verlauf und den Speichermöglichkeiten abhängt. Die technischen Angebotspotenziale sind prinzipiell sehr hoch und liegen im Bereich von 120 PJ (33 TWh), unter der Annahme, dass geeignete gebäudeverbundene Flächen zu 50% solarthermisch genutzt werden⁸ [27].

In der „Roadmap Solarthermie 2025“ [28] wird dargestellt, dass in einem forcierten Szenario 2050 bis zu 35 PJ (10 TWh) Niedertemperaturwärme durch Solarthermie abgedeckt werden könnten (ohne saisonale Speicherung), dieses Potenzial wird nachfolgend als langfristig realisierbares Potenzial angesehen. Bis 2030 soll die Nutzung nach dem NEKP des EEÖ auf 17 PJ (4,7 TWh) erhöht werden.

Neben der klassischen direkten Nutzung für Raumwärme und Warmwasser an Gebäuden bestehen künftige Potenziale auch in der Einspeisung in Fernwärmenetze und in der Bereitstellung industrieller Prozesswärme.

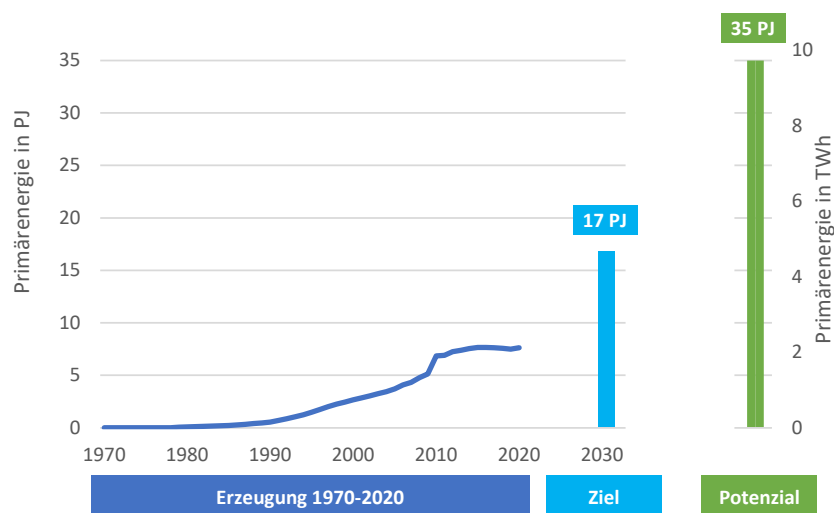


Abbildung 10: Die Nutzung der Solarthermie kann bis 2030 auf 17 PJ/a (4,7 TWh/a) und langfristig auf 35 PJ/a (10 TWh/a) ausgeweitet werden. Quelle: [10], [17], [28]

3.6. Umgebungswärme und oberflächennahe Geothermie

Umgebungswärme wird seit der Markteinführung von Wärmepumpen in Österreich in den späten 1970er Jahren zunehmend genutzt. In den letzten Jahren stieg der Wärmeertrag besonders stark. Im Jahr 2020 wurden der Umwelt 16,9 PJ (4,7 TWh) an Umgebungswärme entnommen und mit Wärmepumpen unter dem Einsatz von ca. 2,5 TWh elektrischer Energie zu nutzbarer thermischer Energie von ca. 7,1 TWh (25,6 PJ) aufgewertet. Über 80% der gewonnenen Energie werden zur Bereitstellung von Raumwärme und knapp 10% für die Brauchwassererwärmung eingesetzt, gut 10% werden mit Industriewärmepumpen genutzt [26]. Geschätzt knapp 30% gehen auf die Nutzung oberflächennaher Geothermie zurück [29].

Das technische Angebotspotenzial oberflächennaher Geothermie, die mittels horizontaler Erdkollektoren oder Erdsonden genutzt werden kann, ist prinzipiell sehr hoch und wird vorrangig durch das Vorhandensein von Freiflächen zur Errichtung von Erdwärmeanlagen (Kollektoren, Sonden oder Brunnen) begrenzt. Darüber hinaus stellen thermisch aktivierte Gründungselemente

⁸ Das berücksichtigt auch die Flächenkonkurrenz mit der Nutzung durch Photovoltaik.

(Energiepfähle, Energiebodenplatten oder Schlitzwände) einen wichtigen Anwendungsfall der oberflächennahen Geothermie im großvolumigen Neubau dar. Im urbanen Raum sind Flächen für die geothermische Nutzung begrenzt. Allerdings könnte ein Drittel der Freiflächen rund um Gebäude durch oberflächennahe Geothermie genutzt werden. Durch Nutzung dieser Flächen beträgt das langfristige Potenzial zumindest 80 PJ für die Nutzung durch Erdkollektoren und 560 PJ durch alle anderen Systeme [27]. Zusätzlich bietet oberflächennahe Geothermie die Möglichkeit zur umweltfreundlichen Kühlung und (saisonalen) Speicherung von Wärme, etwa aus Solarthermie oder Abwärme. Damit unterstützt sie andere Erneuerbare durch Effizienzsteigerung und trägt zur Sektorkopplung bei.

Für die Anwendung von luftbasierten Wärmepumpen werden keine Potenziale festgelegt. Es wird jedoch für die Zukunft von einer ausgewogenen Verteilung von Luft- und Erdwärme basierten Wärmepumpen ausgegangen, wobei sich voraussichtlich systemspezifische Anwendungsbereiche etablieren werden (z.B. Erdwärme im großvolumigen Neubau, Kombination Luft-Erdwärme im großvolumigen Bestandsbau und Luft im nicht urbanen Einfamilienhaus-Bereich).

Begrenzender Faktor für die Nutzung des Potenzials ist die Nachfrageentwicklung. Es wird davon ausgegangen, dass langfristig in Anlehnung an [27] bis zu 50% des Bedarfs an Raumwärme und Warmwasser in Gebäuden durch Wärmepumpen abgedeckt werden können. In urbanen Gebieten sind laut Geothermie Österreich (GTÖ) auch Deckungsgrade über 50% realisierbar, was derzeit auch Gegenstand der Forschung ist (z.B. [30]). Den Bedarf des Szenarios „Wärmезukunft 2050“ [13] unterlegt, entspricht das einer möglichen Nutzung von bis zu 70 PJ. In diesem Wert ist auch die Abgabe von zuvor gespeicherter Wärme inkludiert⁹. Zusätzlich können zunehmend Anwendungen in der Industrie erschlossen werden. Das Ziel für 2030 lag nach dem NEKP des EEÖ noch bei vorsichtig angegebenen 18 PJ für oberflächennahe Geothermie und Umgebungswärme [17] – aus Sicht von Geothermie Österreich sind aber bis zu 40 PJ realisierbar.

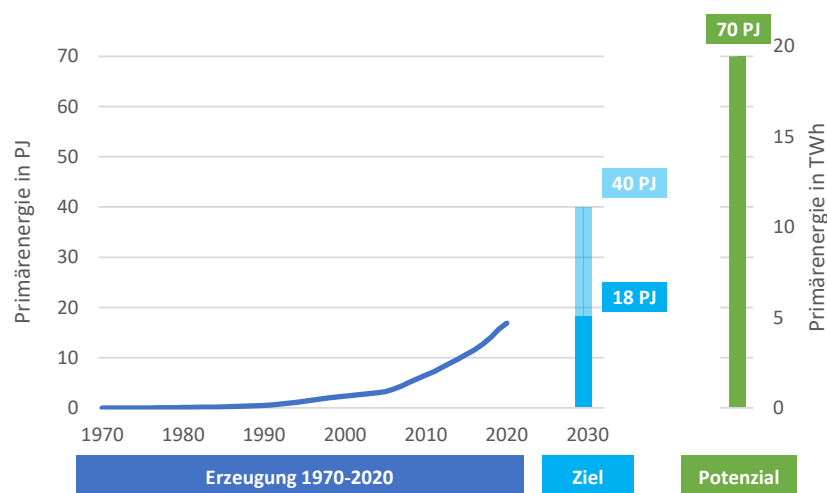


Abbildung 11: Die Nutzung von Umgebungswärme kann bis 2030 auf 40 PJ und langfristig auf bis zu 70 PJ ausgeweitet werden. Quelle: [10], [17] und Geothermie Österreich. Im NEKP des EEÖ wurde das Ziel für 2030 noch vorsichtig auf 18 PJ gelegt, inzwischen geht man aber für 2030 von 40 PJ als realistisch möglichem Ziel aus.

3.7. Tiefe Geothermie

Tiefe Geothermie bezeichnet die Nutzung der Tiefen Erdwärme ab 300 m mit Temperaturen von über 25°C für die Gewinnung von Wärme und elektrischer Energie, für die zwei Methoden angewendet werden: „Hydrogeothermie“ ist die energetische Nutzung natürlicher Thermalwässer in Tiefen von hunderten bis mehreren tausend Metern. „Petrothermie“ nutzt heiße, nicht bis kaum

⁹ Im Gegenzug ist im Potenzial für Solarthermie saisonale Speicherung nicht enthalten.

wasserführende Gesteine („Hot Dry Rock“ oder „Enhanced Geothermal Systems“). Die Vorkommen für hydrogeothermische Nutzung liegen hauptsächlich in wasserführenden Sedimentstrukturen des Oberösterreichischen Molassebeckens, des Steirischen und des Wiener Beckens sowie im Vorarlberger Teil des Molassebeckens [27]. Sie werden seit den späten 1970er Jahren genutzt, 2020 wurde etwa 1 PJ gewonnen, jeweils etwa zur Hälfte in direkter Nutzung und für die Fernwärmeversorgung [10], ein geringer Anteil wurde auch zur Erzeugung von Strom verwendet. Im Jahr 2021 wurde mit einem erfolgreichen Bohrlochtest ein wichtiger Meilenstein für die zukünftige Nutzung der Hydrogeothermie in Wien gesetzt. Mit den ersten Erschließungsprojekten ist bereits in wenigen Jahren zu rechnen.

Das bekannte technische Potenzial für Hydrogeothermie wird auf 700 bis über 1.000 MW_{th} geschätzt, könnte künftig jedoch durch gezielte Erschließungen und Technologien zur effizienteren/ökonomischeren Nutzung ausgeweitet werden. Damit könnte bis zu 33 PJ Wärme bereitgestellt werden [31], etwa jeweils zur Hälfte in den Temperaturbereichen <100°C und 100 bis 150°C. Für 2030 beträgt das Ausbauziel 7 PJ. Die tatsächliche Nutzbarkeit in Nah- und Fernwärmenetzen hängt jedoch von der Nähe der Vorkommen zu Gebieten mit hoher Wärmeabnahmedichte ab.

Aufgrund der Temperaturbereiche der gegenwärtig bekannten hydrogeothermischen Ressourcen zwischen 90°C und max. 150°C wird das mittels Binärzyklen (ORC oder Kalina Prozesse) nutzbare Strompotenzial auf ca. 100 MW_{el} geschätzt. Langfristig könnten weitere hydrogeothermische Ressourcen durch gezielte Exploration identifiziert werden sowie die Stromgewinnung mittels Petrothermie mit Temperaturen von bis zu 200°C auch in Österreich stattfinden. Die unter den derzeitigen Rahmenbedingungen technisch und wirtschaftlich umsetzbaren Strompotenziale werden langfristig auf 0,7 TWh (2,5 PJ) geschätzt, Ziel für 2030 sind 0,04 TWh (0,15 PJ) [31].

Neben der Gewinnung von Energie lassen sich Wasserkörper in Tiefenbereichen von mehreren hundert Metern bis zu mehreren Kilometer auch für die saisonale Speicherung von Überschusswärme im Temperaturbereich zwischen 50°C und 100°C nutzen (High Temperature Aquifer Thermal Energy Storage ‚HT-ATES‘). Hierzu bedarf es jedoch noch weiterer Forschungsinitiativen, wobei erste Voruntersuchungen derzeit in Wien stattfinden. In der Darstellung technischer Potenziale ist die geologische Wärmespeicherung jedoch noch nicht berücksichtigt.

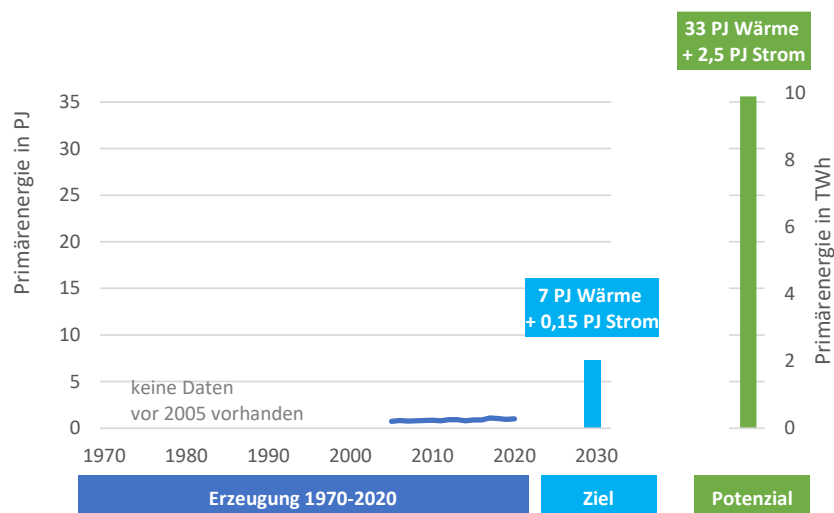


Abbildung 12: Das nutzbare Potenzial tiefer Geothermie liegt langfristig bei etwa 36 PJ (10 TWh). Quelle: [10], [31]

3.8. Zusammenfassung der Potenziale

Die Nutzung erneuerbarer Energie kann in den kommenden Jahren und Jahrzehnten deutlich ausgeweitet werden. Das Potenzial an Primärenergie aus erneuerbaren Energien in Österreich beträgt insgesamt 1.037 PJ (288 TWh). Gegenüber der Nutzung 2020 kann der Einsatz von Primärenergie also um 620 PJ (172 TWh) bzw. den Faktor 2,5 ausgeweitet werden. Die größten Zuwächse in absoluten Zahlen können bei Biomasse (fest, flüssig, gasförmig), Windkraft und Photovoltaik realisiert werden.

Tabelle 1: Langfristig stehen um knapp 600 PJ mehr erneuerbare Energie zur Verfügung als aktuell genutzt werden. Quelle: [10], weitere Angaben siehe Ausführungen im Text. Steigerungsfaktor = Verhältnis langfristige Nutzung zu Nutzung 2020

Primärenergie in PJ	Nutzung 2020 (PJ)	Potenzial (PJ)	Zuwachs (PJ)	Steigerungsfaktor*
Wasserkraft	151	184	+33	1,2
Windkraft	24	155	+130	6,3
Photovoltaik	7	108	+101	15
Tiefe Geothermie (Strom)	0	2,5	+2,5	2.900
Biomasse (fest, flüssig, gasförmig)	231	450	+219	1,9
Tiefe Geothermie (Wärme)	1	33	+32	33
Oberfl. Geoth. & Umgebungswärme	17	70	+53	4,1
Solarthermie	8	35	+27	4,6
Gesamt	439	1.037	+598	2,4

* jeweils auf zwei Stellen gerundet

Ein Potenzial von knapp 450 PJ (125 TWh) aus Wasserkraft, Windkraft, Photovoltaik und Geothermie steht direkt als elektrische Energie zur Verfügung, weitere 450 PJ (125 TWh) in Form fester, flüssiger und gasförmiger Biomasse als gebundene chemische Energie; Bioenergie ist für die Produktion elektrischer und thermischer Energie geeignet. 138 PJ (38 TWh) können an thermischer Energie aus Solarthermie, oberflächennaher und tiefer Geothermie sowie Umgebungswärme verfügbar gemacht werden.

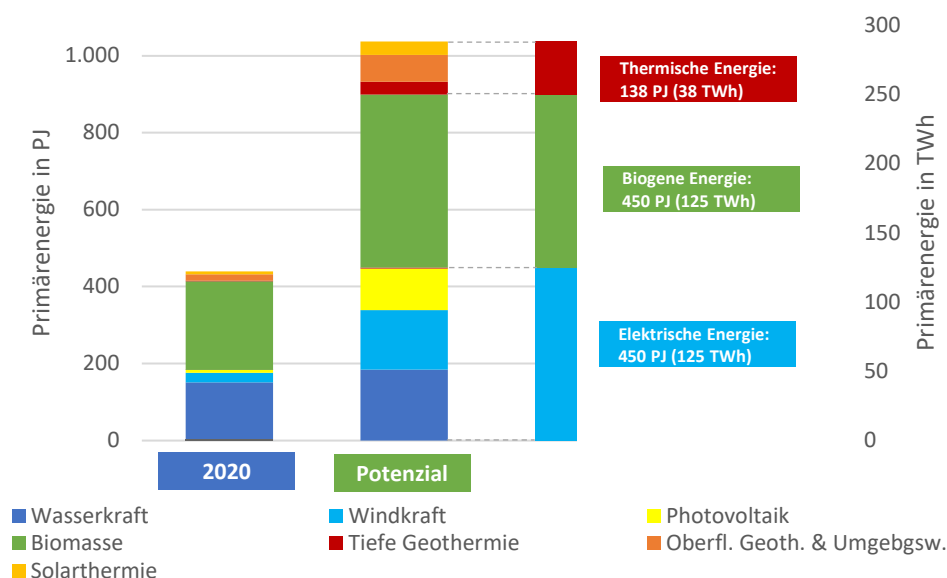


Abbildung 13: Das realisierbare Potenzial erneuerbarer Primärenergie liegt langfristig bei 1.037 PJ (288 TWh). Quelle: Eigene Darstellung

4. Sekundäre Energieträger aus erneuerbaren Quellen und ihre Rolle im Energiesystem

Die Nutzung erneuerbarer Energie erfolgt vielfach erst nach der Umwandlung der Primärenergie in sekundäre Energieträger.

Diese Umwandlung von Energie ist auch zentral in der sogenannten „Sektorkopplung“, also der Verknüpfung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr, die im zukünftigen Energiesystem eine zentrale Rolle spielen wird. Einige der maßgeblichen Entwicklungen werden dabei die folgenden sein:

- die direkte Elektrifizierung, also die Nutzung von Strom nicht nur für originäre Stromanwendungen, sondern auch für den Fahrzeugantrieb oder zur Wärmeproduktion (Prozesswärme oder Niedertemperaturwärme bspw. in Zeiten hohen Angebots);
- Die Umstellung von Spitzenlast- und KWK-Anlagen auf erneuerbare Energieträger (Biomethan, feste Biomasse,...)
- Die Aufrüstung von Nahwärmanlagen auf wärmegeführte Winter-Stromproduktion;
- die Umwandlung von Biomasse in eine ganze Palette von Energieträgern, die in sämtlichen Sektoren eingesetzt werden können und bei deren Produktion große Abwärmepotenziale anfallen;
- die Umwandlung von Strom in Wasserstoff bzw. andere erneuerbare Gase, die als Energieträger und Energiespeicher genutzt werden können.

Im Folgenden werden Beispiele für Optionen von Umwandlungspfaden für Sekundär- und Endenergieträger vorgestellt.

4.1. Energieträger aus Biomasse

Biomasse ist ein vielseitiger Energieträger: Einerseits durch die breite Palette biogener Rohstoffe, die direkt oder nach Umwandlungsschritten als Energieträger genutzt werden können, andererseits durch die zahlreichen Möglichkeiten, daraus Sekundär- und Endenergieträger herzustellen (Abbildung 14). Für die Umwandlung steht eine große Auswahl an Technologien zur Verfügung, die – sowohl zentral als auch dezentral – angepasst an den jeweiligen Bedarf eingesetzt werden können. Biomasse hat den Vorteil, dass sie als stofflicher biochemischer Speicher auch ein flexibler Energiespeicher ist, um beispielsweise Schwankungen des täglichen und jahreszeitlichen Lastgangs auszugleichen. Einige der wesentlichen Pfade der energetischen Nutzung von Biomasse sind (siehe auch [32]):

- Erzeugung von Wärme in Öfen und Kesseln: Eingesetzt werden dabei v.a. feste Biomassebrennstoffe, die Kesselwirkungsgrade liegen bei über 90%, bei Brennwertkesseln bis über 100% (mit steigender Abgastemperatur sinkt der Wirkungsgrad).
- Kombinierte Erzeugung von Strom in Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK): Die größte Bedeutung unter einer Vielzahl von Möglichkeiten haben der Dampfturbinenprozess zur Nutzung fester Biomasse im größeren Leistungsbereich (Wirkungsgrad elektrisch ca. 15 bis 35%, Wirkungsgrad gesamt ca. 70 bis 90%) und der Gasmotor zur Nutzung von biogenen Gasen im kleineren Leistungsbereich (Wirkungsgrad elektrisch ca. 35 bis über 40%, Wirkungsgrad gesamt bis etwa 90%).
- Erzeugung von biogenen Gasen: Aus einer Vielzahl von biogenen Rohstoffen können durch anaerobe Vergärung oder durch thermo-chemische Umwandlung (Vergasung, Wirkungsgrad der Umwandlung in der Größenordnung von 70%) je nach Verfahren Gasgemische erzeugt werden, die zum großen Teil aus Methan und Kohlendioxid bestehen, bei thermo-chemischen Verfahren auch noch aus Kohlenmonoxid und Wasserstoff. Die Erzeugung und Nutzung biogener Gase wird sich in Zukunft wandeln: Derzeit wird Biogas hauptsächlich aus der Vergärung biogener Substrate in dezentralen Anlagen gewonnen und vor Ort zur Stromerzeugung in KWK-Anlagen genutzt. Die Nutzung der anfallenden Wärme vor Ort ist aber oftmals schwierig. Künftig wird Biogas zu Biomethan aufbereitet werden und kann dann ins Gasnetz eingespeist werden, wodurch es vermittels der Gas-Infrastruktur für verschiedene Einsatzmöglichkeiten zur Verfügung steht. Darüber hinaus steht mit der thermischen Vergasung zur Produktion von Synthesegas künftig eine weitere Technologie zur Verfügung, die die Nutzung biogener Reststoffe erleichtert. Synthesegas kann auch als Ausgangsbasis zu Herstellung weiterer Energieträger genutzt werden (BtL, „Biomass-to-Liquid“), etwa für synthetischen Diesel.
- Erzeugung flüssiger Energieträger durch eine Vielzahl von Prozessen. Pflanzenöle können in reiner oder weiterverarbeiteter Form (z.B. Biodiesel durch Umesterung, HVO durch Hydrierung) eingesetzt werden, eine weitere Möglichkeit ist die Herstellung von Ethanol durch alkoholische Gärung.
- Auch in der Sektorkopplung werden biogene Energieträger eine wichtige Rolle spielen. Diese muss so umgesetzt werden, dass sie mit minimalem Ressourceneinsatz auskommt. In der Studie „Stromzukunft 2030“ wurde die 2030 notwendige rohstoffgebundene Stromerzeugung abgeschätzt [34]. Um das Ziele 100 % national-bilanziell erneuerbare Stromversorgung bis 2030 zu erreichen, sind zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit im Strombereich relevante Mengen an rohstoffgebundener Stromerzeugung notwendig. Der fossile Energieeinsatz kann durch den Einsatz von Biomasse und Biomethan in KWK-Anlagen teilweise ersetzt werden. Die dabei anfallende Abwärme ist ein wesentlicher Eckpfeiler für die Defossilisierung der Fernwärmesysteme.

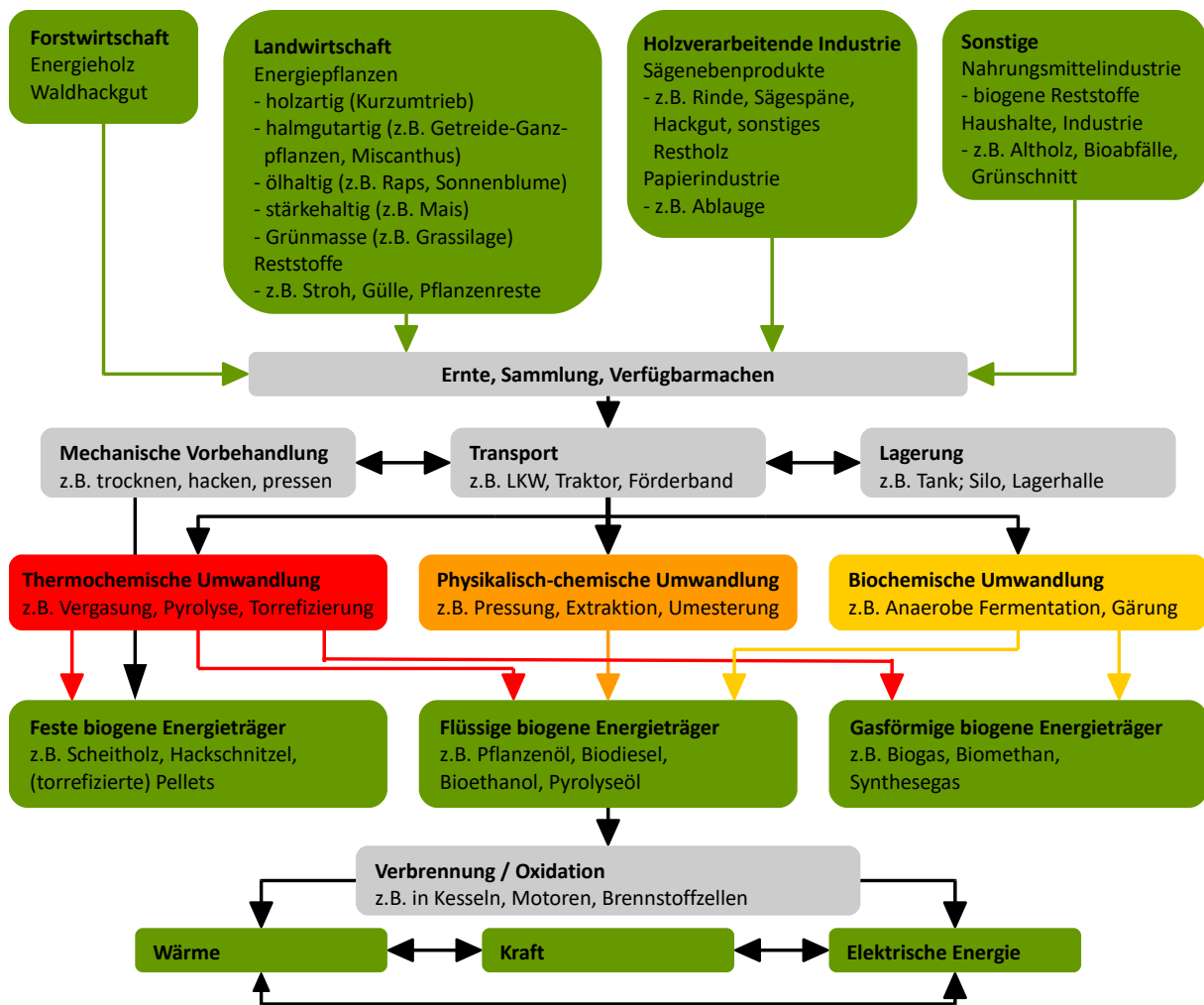


Abbildung 14: Bereitstellungspfade für biogene Energienutzung. Quelle: Eigene Darstellung auf Basis [32], [33]

4.2. Grüner Wasserstoff

„Grüner Wasserstoff“ wird aus erneuerbaren Quellen durch Elektrolyse (Aufspaltung von Wasser mit erneuerbarem Strom in Wasserstoff und Sauerstoff), durch Photolyse (direkte Spaltung des Wassers mittels Sonnenenergie) oder durch Vergasung oder Vergärung von Biomasse gewonnen. Elektrolyse wird derzeit intensiv beforscht und in zahlreichen Demonstrationsanlagen erprobt. Ihre Umwandlungseffizienzen liegen derzeit im Bereich von 60 bis 70%, langfristig sollen im industriellen Maßstab 80% und mehr möglich sein [35].

In weiteren technischen oder mikrobiellen Verfahrensschritten kann grüner Wasserstoff mittels CO_2 aus erneuerbaren Quellen, etwa aus Biogasanlagen, zu synthetischem Methan umgewandelt werden („Methanisierung“, „Power-to-Gas“). Auch flüssige Energieträger („E-Fuels“), können aus grünem Wasserstoff und CO_2 synthetisiert werden („Power-to-Liquid“). Ein entscheidender Nachteil von Wasserstoff ist jedoch, dass die immer längeren Energieumwandlungsketten zu sinkender Effizienz und steigenden Kosten dieses Energieträgers führen. Zu berücksichtigen ist auch seine wesentlich geringere volumetrischen Energiedichte (kWh/m^3), die lediglich etwa ein Drittel der Energiedichte von Methan beträgt. Sie ist besonders im Kontext des notwendigen Speicher- und Transportvolumens relevant, da sie erst durch Verdichtung oder Verflüssigung bei -253°C mit zusätzlichem Energieaufwand erhöht werden kann. Wasserstoff kann zentral oder

erzeugungsnah (d.h. nahe an den Erzeugungsanlagen für erneuerbare elektrische Energie) hergestellt und über Pipelines oder Schiff, Eisenbahn oder Lkw transportiert werden. Alternativ ist auch eine verbrauchsnahe Erzeugung möglich, die jedoch entsprechende elektrische Anbindungen voraussetzt.

Die Nutzung von Wasserstoff – von begrenzten Anwendungen bis hin zu einer großflächigen Nutzung in einer „Wasserstoff-Ökonomie“ – würde in jedem Fall massive Investitionen in eine neue eigene Infrastruktur für seine Erzeugung, den Transport und die Speicherung benötigen, die einer genauen Planung und einer Abstimmung zwischen der Entwicklung der Nachfrage und des Angebots bedarf.

4.3. Die Rolle erneuerbarer Gase im Energiesystem

Erneuerbaren Gasen – also Wasserstoff, synthetischem Methan, Bio-Methan usw. – wird im defossilisierten Energiesystem eine wichtige Rolle zukommen. Sie können aus verschiedenen Primärenergieträgern hergestellt werden, sind in großen Mengen – auch saisonal – speicherbar, sind in bestehenden oder neuen Gasnetzen transportierbar und können flexibel eingesetzt werden. Je nach Prozess kann dabei auch Abwärme anfallen. Diese kann für die Defossilisierung der Fernwärme verwendet werden.

Im Stromsystem ermöglicht die Herstellung von Wasserstoff via Elektrolyse die Integration und Speicherung großer Anteile dargebotsabhängiger Erzeugung aus Windkraft und Photovoltaik, sowohl bei der kurzfristigen Ausbalancierung als auch bei der Verlagerung über Tage, Wochen und Monate.

Als hochwertige Energieträger mit hohem Exergiegehalt können erneuerbare Gase prinzipiell für eine Vielzahl von Energieanwendungen genutzt werden. Aufgrund der auf absehbare Zeit begrenzten Potenziale dieser Gase müssen aber letztlich jene Anwendungen Priorität haben, welche hohe exergetische Anforderungen an Energieträger stellen oder solche, für die keine anderen Optionen zur Defossilisierung bestehen. So können für die vollständige Defossilisierung der Grundstoffindustrie – etwa der Eisen- und Stahlerzeugung oder der chemischen Industrie – erneuerbare Gase als Rohstoff und Energieträger ebenso eingesetzt werden wie in industriellen Hochtemperatur-Anwendungen. Allein der Verbrauch dieser Anwendungen liegt über dem verfügbaren Potenzial an Biomethan (Abbildung 15). Ebenso werden sie eine Rolle in der Strom- und Fernwärmeerzeugung und zur Stabilisierung des Stromnetzes spielen. Dafür ist jedoch auch die saisonale Speicherung der erneuerbaren Gase notwendig. Auch für bestimmte Anwendungen im Verkehrsbereich – im Schwerverkehr oder für hohe Reichweiten eignen sie sich prinzipiell. Im Niedertemperaturbereich können sie in jenen verbleibenden Gasheizungen verfeuert werden, die auch 2050 noch nicht durch andere Technologien ersetzt sein werden; im beschriebenen Szenario betrifft das etwa 10 % der Gebäudefläche und entspricht einem Energiebedarf von 21 PJ (6 TWh) [13].

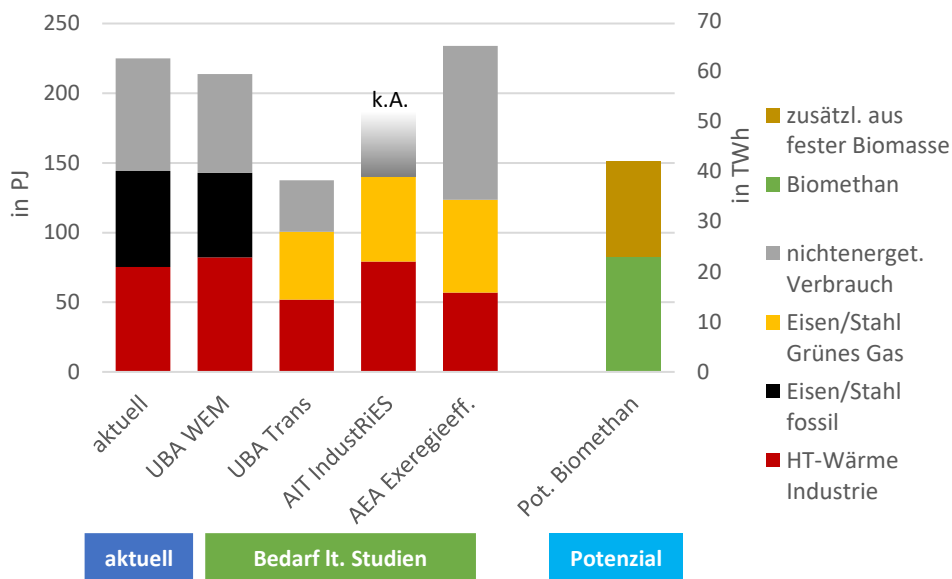


Abbildung 15: Einsatzmöglichkeiten für erneuerbare Gase in der Industrie. Quelle: [36], [14], [37], [38], [39], [18]

In Abbildung 15 werden folgende Szenarien mit dem aktuellen Verbrauch aus [36] verglichen: Szenarien „WEM“ und Transition des Umweltbundesamts [14], Szenario „IndustrieRES“ des AIT [37] und das Szenario „Exergieeffizienz“ der AEA et al. [38]. In den drei erstgenannten Szenarien wird für Hochtemperatur-Anwendungen in der Industrie in Anlehnung an [39] angenommen, dass sie 35 % des thermischen Energiebedarfs ausmachen. Das Szenario der AEA et al. bildet im Gegensatz zu den anderen Szenarien den gesamten Bedarf für die stoffliche Nutzung mit ab. Dem gegenübergestellt werden die Potenziale zur Erzeugung von Biomethan aus [18].

4.4. Exkurs: Exergie

Der effiziente Einsatz mengenmäßig begrenzter erneuerbarer Energie kann sich nicht nur auf die energetische, sondern muss sich auch auf die exergetische Effizienz beziehen. „Als Exergie wird der Teil der Energie bezeichnet, der theoretisch vollständig in jede andere Energieform umgewandelt werden kann. Elektrische Energie kann z.B. zu 100% in mechanische oder thermische Energie umgewandelt werden. Dagegen kann thermische Energie nur zum Teil in mechanische oder elektrische Energie umgewandelt werden, und dieser Teil wird mit abnehmendem Temperaturniveau kleiner. Der Restanteil wird als Anergie bezeichnet und wird bei der Umwandlung an die Umgebung als Wärme abgeführt“ [40]. Der Gehalt an Exergie kann damit als thermodynamische „Qualität“ von Energie interpretiert werden.

Energieanwendungen haben sehr unterschiedliche Anforderungen an den Exergiegehalt des eingesetzten Energieträgers. Während etwa Anwendungen, die mechanische Nutzenergie benötigen, hohe Exergieanforderungen haben, sind Niedertemperaturanwendungen auch mit niedrigen Exergiegehalten der eingesetzten Energieträger bedienbar. Umgekehrt unterscheiden sich die verfügbaren erneuerbaren Energien ebenfalls sehr stark in ihrem Exergiegehalt: vom höchsten Gehalt bei Strom über biogene Energieträger bis zu Energie mit niedrigem Gehalt wie Solarthermie oder Geothermie, oder auch Abwärme. Vom Standpunkt der Ressourceneffizienz ist demnach eine exergetische Priorisierung der eingesetzten Energieträger je nach Anwendung sinnvoll (siehe auch [41]).

5. Wieviel und welche Energie wird künftig gebraucht?

Der Bedarf an erneuerbarer Energie und der konkrete Energiemix in einem 2040 vollständig defossilisierten Energiesystem hängen von zahlreichen Faktoren ab. Zur Darstellung der Möglichkeiten, wie mit heimischen erneuerbaren Energieträgern die Defossilisierung erreicht werden kann, werden Bandbreiten für den Bedarf an erneuerbaren Energieträgern abgeleitet und diskutiert.

Ausgangspunkt ist das Szenario „Transition“ des Umweltbundesamts [14], das eine deutliche Reduktion des Energiebedarfs um mehr als 40% gegenüber dem aktuellen Niveau und eine weitgehende, jedoch noch keine vollständige Umstellung auf erneuerbare Energie abbildet. Ausgehend von diesem Szenario werden für jeden Sektor eigene Szenarien gebildet, in denen die verbleibenden fossilen Energiemengen im Szenario „Transition“ durch erneuerbare Energieträger ersetzt werden und dabei jeweils die Nutzung eines Energieträgers betont wird.

- Szenario „UBA Trans“: Ausgangspunkt Szenario „Transition“ lt. [11];
- Szenario „Strom“: Betonung von direkter Nutzung elektrischer Energie;
- Szenario „Biogen fest+fl.“: Betonung der Nutzung fester Biomasse und flüssiger biogener Energieträger;
- Szenario „Biogen gasf.“: Betonung von biogenen Gasen;
- Szenario „Wasserstoff“: Betonung der Nutzung von grünem Wasserstoff und darauf basierender abgeleiteter Energieträger (E-Fuels, SNG);
- Szenario „Mix“: Energieträgermix stark an das Szenario „Transition“ angelehnt.

Für die Sektoren „Gebäude“ und „Landwirtschaft“ wird jeweils nur ein Szenario dargestellt.

Die Zusammenschau dieser Szenarien ergibt eine Bandbreite des Bedarfs dieser Energieträger in einem völlig defossilisierten Energiesystem, wenn Verbrauchsreduktionen wie im Szenario „Transition“ realisiert werden.

Obwohl sich der Ausgangspunkt zur Ableitung der Bandbreiten des Bedarfs an erneuerbaren Energieträgern auf 2050 bezieht, wird davon ausgegangen, dass durch entsprechende Rahmenbedingung eine raschere Veränderung der Höhe und Struktur des Energiebedarfs möglich ist, die Klimaneutralität bereits 2040 erreichbar machen.

5.1. Endverbrauch in Gebäuden

Die Energieversorgung von Gebäuden (Summe der Verbrauchssektoren „Private Haushalte“ und „Öffentliche und private Dienstleistungen der Energiebilanz“) macht derzeit etwa ein Drittel des Endenergieverbrauchs aus, rund 80% davon der Verbrauch für Raumwärme, Klimatisierung und Warmwasser [36], der Rest besteht im Wesentlichen im Stromverbrauch für Haushalts- und Bürogeräte, Beleuchtung und elektronische Geräte. Der Sektor Gebäude ist für mehr als 10% der österreichischen Treibhausgasemissionen verantwortlich.

5.1.1. Künftige Entwicklungen

Die klimawandelverursachte erwartbare Erwärmung wird sich dämpfend auf den Heizenergiebedarf auswirken. Die Heizgradtagzahl¹⁰ wird im Österreich-Durchschnitt bis 2050 um ca. 10% von derzeit über 3.200 Kd auf rund 2.900 Kd [14] sinken. Auf der anderen Seite wird der

¹⁰ Das ist gemäß ÖNORM B 8110-5 die Summe der Temperaturdifferenzen zwischen einer Raumtemperatur von 20°C und dem Tagesmittel der Außenlufttemperatur, falls diese gleich oder unter 12°C liegt.

Kühlbedarf steigen: einerseits durch die Zunahme der Kühlgradtage von derzeit 153 Kd auf 195 Kd [14], andererseits durch geänderte Komfortbedürfnisse. Weitere wesentliche Einflussfaktoren auf den Endenergiebedarf von Gebäuden sind die steigende Bevölkerungszahl, die gemäß Bevölkerungsprognose der Statistik Austria von aktuell 9 auf 9,6 Mio. im Jahr 2050 anwachsen wird. Außerdem ist zu erwarten, dass die Anzahl der Wohnungen von 3,9 auf 4,5 Mio. ansteigt und auch die Nutzfläche pro Person wachsen wird, sofern keine lenkenden und effizienzsteigernden Maßnahmen ergriffen werden.

5.1.2. Geschätzter künftiger Bedarf

Abweichend von anderen Sektoren erfolgt die Abschätzung für den Endenergieverbrauch für Heizen, Warmwasser und Klimatisierung im Gebäudesektor nicht anhand verschiedener Szenarien, sondern er wird dem Szenario „Wärmezukunft 2050“ [13] entnommen, das im Auftrag des EEÖ von der Technischen Universität Wien erstellt wurde. Ihr sind auch die oben beschriebenen Grundannahmen entnommen. In dieser Studie wird der gesamte Gebäudebestand (Wohn-, Dienstleistungs- und Industriegebäude) abgebildet. Der Verbrauch in Industriegebäuden wird anhand von Daten der Nutzenergieanalyse abgeschätzt, von den Ergebnissen der Studie abgezogen und dem Sektor „Produktion“ (siehe Abschnitt 5.3) zugeordnet, um eine konsistente Abgrenzung der Sektoren zu erreichen. Für den Endverbrauch abseits von Heizen, Warmwasser und Klimatisierung, also im Wesentlichen den Stromverbrauch für elektrische Geräte, werden die entsprechenden Ergebnisse des Szenarios „Transition“ [14] integriert.

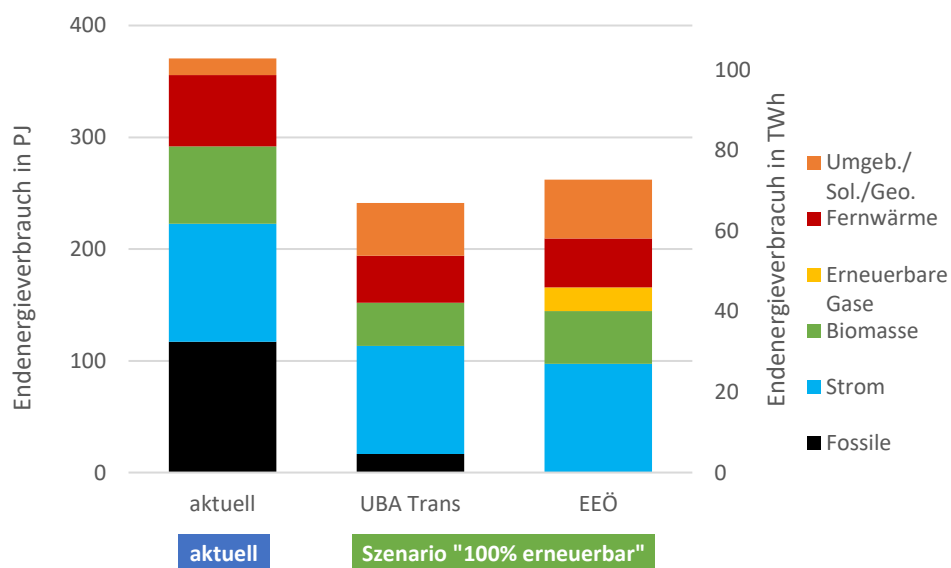


Abbildung 16: Endenergieverbrauch von Gebäuden. Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis [13], [14]

Im Ergebnis sinkt der EEV der Gebäude gegenüber dem Basisjahr 2015 von rd. 370 PJ (103 TWh) um rd. 30% auf gut 260 PJ (72 TWh). Der Stromverbrauch bleibt in diesem Szenario im Wesentlichen konstant. Erneuerbare Gase werden nur in geringem Ausmaß eingesetzt, Fernwärme, die aktuell zu knapp über der Hälfte aus fossiler Energie stammt, wird im Szenario vollständig aus erneuerbaren Energien aufgebracht, siehe auch Abschnitt 5.7.1. Durch die Umstellung der Raumwärme auf erneuerbare Energien wird die Anzahl jährlich installierter Holzzentralheizungen und Wärmepumpen stark steigen, 2030 könnten bereits 40.000 Holzheizungen und 55.000 Wärmepumpen installiert werden. Damit verdoppelt sich die mit Biomasse beheizte Gebäudefläche. Die mit Fernwärme versorgte Fläche steigt um etwa 20 %. Aufgrund sinkender Heizlasten führt dies aber zu keiner Steigerung, sondern sogar zu einer leicht rückläufigen Nutzung von Holzbrennstoffen in Gebäuden. Der größte Zuwachs ergibt sich im

Szenario für Wärmepumpen, mit denen insgesamt ein Drittel der Gebäudeflächen beheizt werden könnte. Reine Stromheizungen gehen stark zurück.

5.1.3. Kritische Faktoren

Um ein derartiges Szenario auch praktisch erreichen zu können, muss als notwendige Voraussetzung der Energieverbrauch – insbesondere für Heizen – dramatisch gesenkt werden. Kritische Faktoren dabei sind etwa:

- Weitgehende und hochwertige Sanierung des Gebäudebestands zur Reduktion des Energieverbrauchs.
- Anspruchsvolle energetische Standards im Neubau.
- Eindämmung der Wohnungsflächen im Neubau.
- Künftige bzw. inzwischen etablierte Wohn- und Arbeitsformen, die Rolle von flexiblen Grundrissen und modularen Gebäudekonzepten.

Für die Umstellung auf erneuerbare Energieträger sind folgende Kriterien maßgeblich:

- Die Reduktion des notwendigen Temperaturniveaus zur Gebäudebeheizung, vor allem in energetisch sanierten Gebäuden und im Neubau, ermöglicht die Nutzung von erneuerbaren Energien, die für die Anwendung im Niedrigtemperaturbereich prädestiniert sind, etwa Solarthermie, Geothermie oder Umgebungswärme via Wärmepumpe.
- Hohe Wärmedichten (Wärmebedarf pro Flächeneinheit) in Siedlungsstrukturen sind entscheidend dafür, dass Nah-/Fernwärmesysteme bzw. bei Neubauten mit geringem Wärmebedarf Niedertemperatur-Wärmenetze („Anergienetze“) sinnvoll genutzt werden können.
- Nutzung von emissionsfreien bzw. „Ultra Low Emission“-Technologien in IG-L Sanierungsgebieten.
- Nutzung der Gebäude als thermischer Speicher (Bauteilaktivierung).
- Anwendung der adäquaten Heizsysteme gemäß klimaaktiv Heizungsmatrix¹¹.

5.2. Verbrauch im Verkehr

Der Verkehrssektor (ohne Offroad-Fahrzeuge) verbraucht aktuell¹² über ein Drittel der Endenergie, davon 85 % im Straßenverkehr und knapp 10 % im nationalen und internationalen Flugverkehr [10]. In den folgenden Betrachtungen wird – abweichend von der Konvention der Energiebilanz und des Klimaschutzgesetzes – auch der Endenergieverbrauch (EEV) von offroad-Fahrzeugen im Sektor „Verkehr“ abgebildet. Er macht gut 2% des gesamten EEV aus [14] und stammt vor allem aus den Sektoren Industrie und Landwirtschaft.

5.2.1. Künftige Entwicklungen

Der Transportbedarf wird wesentlich von der Entwicklung der Bevölkerung und der Wirtschaft im Allgemeinen abhängen, aber auch von der räumlichen Entwicklung, die aktuell zu immer längeren Wegstrecken führt. Im Personenverkehr kann der Transportbedarf durch die Reduktion von Verkehr, die Verlagerung des Individualverkehrs auf aktive Mobilität (gehen, Rad fahren) und den

¹¹ Online unter: <https://www.klimaaktiv.at/dam/klimaaktiv/heizungsmatrix/index.html>

¹² Die Beschreibung bezieht sich auf 2019 und damit auf die Struktur des Energieverbrauchs vor der pandemiebedingten Reduktion des Verkehrsaufkommens.

öffentlichen Verkehr beeinflusst werden. Für diese Veränderungen müssen Möglichkeiten bzw. Angebote geschaffen werden, Anreize gesetzt und persönliche Präferenzen und Lebensstile geändert werden. Der Güterverkehr hängt in seinem Ausmaß wesentlich von der künftigen Konsum- und Wirtschaftsweise ab und muss stark auf die Schiene verlagert werden.

Einen wesentlichen Effizienzsprung wird die zunehmende Elektrifizierung der Fahrzeugantriebe bringen, die es nicht nur ermöglicht, den Energiebedarf des Verkehrs deutlich zu senken, sondern ihn via Strom auf erneuerbare Energie umzustellen. In einigen Bereichen – etwa im Schwerlastverkehr, der Land- und Forstwirtschaft, bei Einsatzkräften, offroad-Fahrzeugen und im Flugverkehr – werden auch erneuerbare flüssige oder gasförmige Kraftstoffe zum Einsatz kommen, die dort aufgrund ihrer Energiedichte und guten Lagerfähigkeit sinnvoll eingesetzt werden können.

5.2.2. Geschätzter künftiger Bedarf

Der EEV im Sektor Verkehr (inkl. der off-road Anwendungen in allen anderen Sektoren) nimmt im Szenario „Transition“ [14] bis 2050 um knapp zwei Drittel ab. Zur Entwicklung der Szenarien werden die Fahrleistungen (Personen- und Tonnenkilometer) im Personen- und Güterverkehr, ausgehend vom Szenario „Transition“, stärker zu Kraftfahrzeugen mit Verbrennungskraftmaschinen (Szenario „Biogen flüssig“ und „Biogen gasförmig“) oder zu Brennstoffzellen-Fahrzeugen (Szenario „Wasserstoff“) verschoben; im Szenario „Mix“ bleibt die Verteilung wie im Szenario „Transition“. Die verbleibenden fossilen Energiemengen in „Transition“ werden entsprechend der Szenariologik zu den jeweiligen erneuerbaren Energieträgern verschoben. Die spezifischen Energieverbräuche werden dazu [42] entnommen, der Verbrauch des Flugverkehrs und von offroad-Fahrzeugen bleibt unverändert.

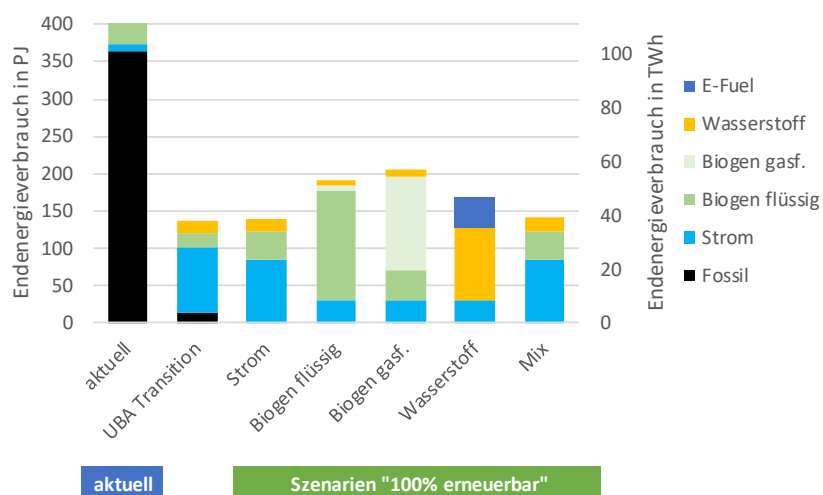


Abbildung 17: Szenarien für den Bedarf an Endenergieträgern im Verkehr. Quelle: eigene Berechnungen auf Basis [14]

Das Ergebnis zeigt eine dramatische Reduktion des EEV von derzeit etwa 400 PJ (112 TWh, inkl. offroad-Verkehr) auf rd. 140 PJ (38 TWh) im „Transition“-Szenario. In den Szenarien mit der Betonung biogener Kraftstoffe liegt der Endenergieverbrauch um 40 bis 50% und im Wasserstoff-Szenario um rund 20% höher als im Szenario „Transition“, im Strom- und Mix-Szenario verbleibt er in etwa auf dem Niveau des Transition-Szenarios.

5.2.3. Kritische Faktoren

Für die Defossilisierung des Verkehrssektors mit der notwendigen Dynamik wird die reine Umstellung der Antriebstechnologien nicht ausreichen, es ist dazu auch eine Reduktion der Transportleistungen und die Veränderung des Mobilitätsverhaltens erforderlich. Insgesamt bedarf es großer Veränderungen im Verkehrssystem, wie sie unter anderem auch im „Sachstandsbericht Mobilität des Umweltbundesamts analysiert werden [43]:

- Konsequentes Umsetzen des Prinzips „Vermeiden – verlagern – verbessern“: prioritär soll nicht unbedingt erforderlicher Verkehr vermieden oder soweit möglich auf klimafreundliche Verkehrsmodi wie den öffentlichen Verkehr, das Rad fahren oder zu Fuß gehen verlagert werden. Verbleibender motorisierter Verkehr soll technologisch verbessert, energieeffizienter gestaltet und auf erneuerbare Energieträger umgestellt werden.
- Klimagerechte Siedlungs- und Raumstrukturen können Mobilitätszwänge verringern und das Mobilitätsverhalten beeinflussen.
- Umbau und Ausbau der Infrastruktur muss auf Nachhaltigkeit und die Vermeidung von Lock-in-Effekten hin ausgerichtet werden (öffentlicher Verkehr, Rad- und Fußverkehr).
- Schaffung von Kostenwahrheit durch Internalisierung externer Kosten des Verkehrs, etwa im Wege von Steuern, trägt dazu bei, die Effizienz des Systems zu erhöhen und die Transportleistungen von der Wirtschaftsleistung zu entkoppeln.
- Unterstützung des technologischen Umstiegs auf effiziente, defossilisierte Antriebe, allen voran auf elektrische Energie.

5.3. Verbrauch in Industrie und Gewerbe

Die Industrie und das produzierende Gewerbe („Produzierender Bereich“ in der Energiebilanz) stehen derzeit für etwa 30% des Endenergieverbrauchs. Über 70% davon wird in Wärmeanwendungen verbraucht [24]. Hier nicht enthalten ist der Verbrauch an Kohle für Hochofenprozesse (Eisenoxidreduktion).

5.3.1. Künftige Entwicklungen

Die Industrie wird in den kommenden Jahren stark vom Technologiewandel geprägt sein: Digitalisierung und Automatisierung, die Umstellung auf erneuerbare Energieversorgung und die Entwicklung langlebiger, hochqualitativer Produkte und damit der Einstieg in die Kreislaufwirtschaft und Bioökonomie sind wesentliche Triebkräfte für Veränderungen. Der Energieverbrauch in diesem Sektor wird neben der Entwicklung von Produktionsmengen bzw. der Bruttowertschöpfung stark von den eingesetzten Technologien geprägt. Eine besondere Herausforderung wird die Defossilisierung der energieintensiven Grundstoffindustrie darstellen, die häufig mit grundlegenden Verfahrensumstellungen verbunden sein wird.

5.3.2. Geschätzter künftiger Bedarf

Im Szenario „Transition“ [14] sinkt der EEV gegenüber dem aktuellen Niveau um rd. 20% auf etwa 230 PJ, knapp 20% werden noch durch Gas gedeckt. In den Szenarien mit vollständig erneuerbarer Versorgung werden diese Mengen wahlweise durch Strom, feste und gasförmige Biomasse und Wasserstoff abgedeckt, im Mix-Szenario durch je ein Drittel feste Biomasse, Wasserstoff und Strom. Zusätzlich werden in diesem Szenario in Anlehnung an [37] höhere Anteile des Niedertemperatur-Energiebedarfs durch Solarthermie und Umgebungswärme gedeckt. Wie im Ausgangsszenario ist die Eisen- und Stahlerzeugung in allen Szenarien langfristig auf erneuerbare Gase umgestellt¹³.

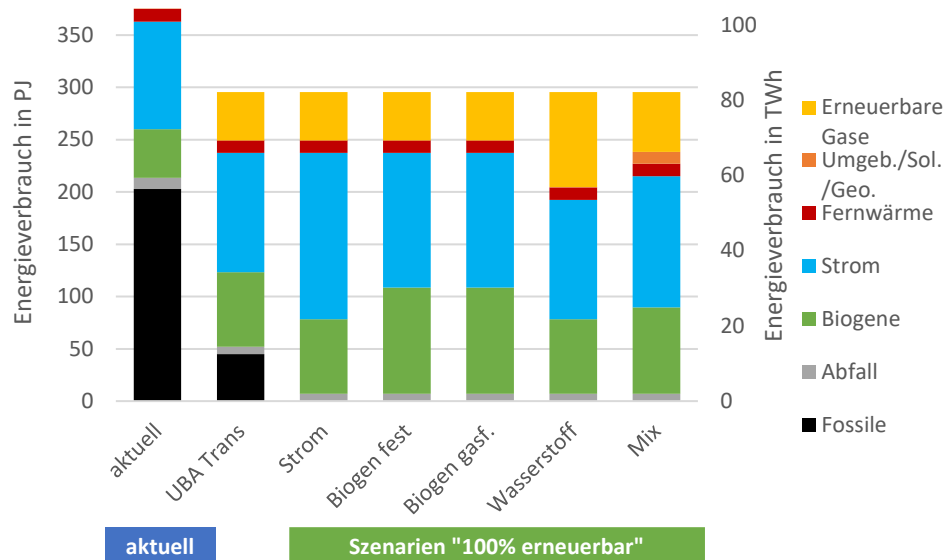


Abbildung 18: Szenarien für den Bedarf an Energieträgern zur Deckung des EEV im Sektor Industrie und den Verbrauch des Sektors Energie. Quelle: eigene Berechnungen auf Basis [14], [37]

Abbildung 18 zeigt als Ergebnis den EEV zuzüglich des Verbrauchs des „Sektors Energie“. Er liegt in allen Szenarien auf gleichem Niveau und unterscheidet sich lediglich in seiner Zusammensetzung.

5.3.3. Kritische Faktoren

Die Defossilisierung und der Umbau des Sektors Industrie und Gewerbe in den nächsten Jahrzehnten ist von einigen kritischen Elementen abhängig:

- Sukzessive Ausrichtung der Industrie auf eine Kreislaufwirtschaft auf erneuerbarer Basis.
- Vorausssehbare, couragierte und stabile Rahmenbedingungen ermöglichen zielgerichtete langfristig wirksame Investitionen.
- Ein funktionierender EU-Emissionshandel mit wirksamen CO₂-Preisen reizt kontinuierlich die Erhöhung der Energieeffizienz und den Einsatz erneuerbarer Energie an.
- Die Einhebung von CO₂-Zöllen auf Importe aus Ländern außerhalb der EU, deren Höhe sich nach den CO₂-Emissionen bemisst, die mit dem importierten Produkt ausgelöst wurden, verhindert Marktverzerrungen und ermöglicht der Industrie, Kosten der Emissionsreduktion zu tragen.
- Konsequente zielgerichtete Forschung, Innovation und Umsetzung technologischer Verbesserungen von Energieanwendungs- und Verfahrenstechnologien ermöglichen den

¹³ Für die Eisen- und Stahlindustrie wird im Folgenden zusätzlich der sog. „Sektor Energie“ abgebildet, in dem in der Energiebilanz ein Teil des Energieverbrauchs der Stahlerzeugung verbucht wird.

schrittweisen Umstieg auf erneuerbare Energie (neue Verfahren, Reduktion erforderlicher Temperaturniveaus etc.)

Rund 40% des aktuellen industriellen Wärmebedarfs benötigen Temperaturen unter 100°C und können damit prinzipiell auch mit niedrigexergetischen Energieträgern wie Solarthermie, Geothermie und Wärmepumpen, teilweise durch Fernwärme, gedeckt werden; in höheren Temperaturbereichen können biogene Energieträger und erneuerbare Gase eingesetzt werden. Künftige Entwicklungen werden die Einsatzmöglichkeiten noch deutlich verbessern, da einerseits erneuerbare Technologien immer höhere Temperaturen anbieten können (z.B. Hochtemperaturwärmepumpen), andererseits durch technische Prozessumstellungen die Temperaturanforderungen teilweise reduziert werden können, wodurch angepasste Einsatzmöglichkeiten geschaffen werden.

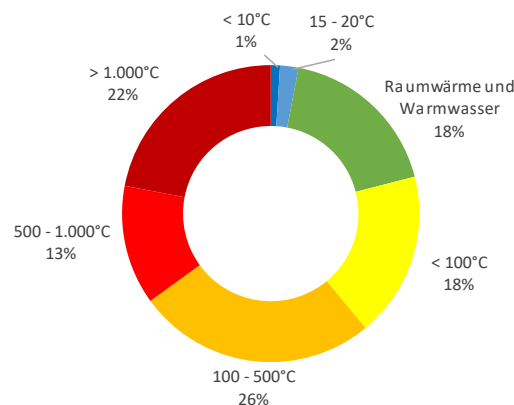


Abbildung 19: Temperaturniveaus des Wärmebedarfs im Sektor Industrie und Gewerbe: Mehr als ein Drittel des Wärmebedarfs liegt im Temperaturbereich unter 100°C. Quelle: [39]

5.4. Verbrauch in der Landwirtschaft

Der Sektor „Landwirtschaft“ – entsprechend der Definition in der Energiebilanz bzw. des Klimaschutzgesetzes – hat einen Anteil von etwa 2% am gesamten EEV. Etwa ein Drittel davon sind Kraftstoffe für offroad-Fahrzeuge und Maschinen; diese werden in dieser Darstellung bereits im Sektor „Verkehr“ berücksichtigt. Der EEV im Sektor Landwirtschaft besteht im Folgenden aus dem Verbrauch in stationären Anwendungen (Gebäude, Stallungen etc.). In der landwirtschaftlichen Produktion wird seit 2016 auch die tiefe Geothermie genutzt, und zwar ca. 0,1 TWh/a. Dies ist in den hier angeführten Statistiken, die sich auf das Jahr 2015 beziehen, noch nicht abgebildet.

5.4.1. Geschätzter künftiger Bedarf

Im Szenario „Transition“ [14] sinkt der EEV (ohne offroad) gegenüber dem aktuellen Niveau um rd. 10% auf etwa 12 PJ (3,3 TWh), knapp 5% werden noch durch fossile Energie, im Wesentlichen Erdgas, gedeckt. Aufgrund des relativ kleinen Anteils am EEV wird hier ein vereinfachter Ansatz gewählt und lediglich ein Szenario abgeleitet, in dem die verbleibenden Mengen fossiler Energie zu fester Biomasse hin verschoben werden.

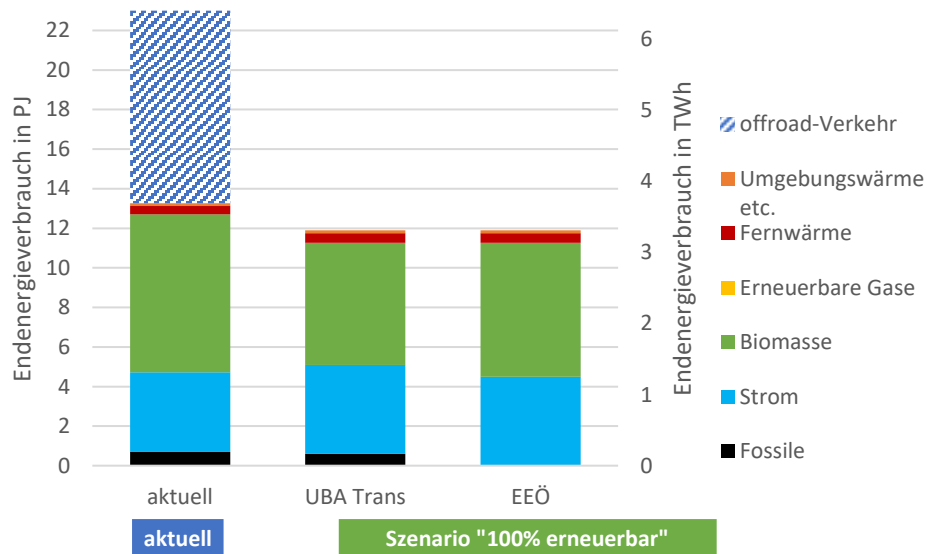


Abbildung 20: Szenario für den Bedarf an Endenergieträgern in der Landwirtschaft. Anmerkung: Der Energieverbrauch für Offroad-Fahrzeuge und Maschinen wird im Sektor „Verkehr“ berücksichtigt. Quelle: eigene Berechnungen auf Basis [14]

5.5. Gesamter Endenergieverbrauch und Bedarf an Endenergieträgern

Die Szenarien für den gesamte Endenergieverbrauch ergeben sich aus den jeweiligen Summen der Szenarien für die einzelnen Sektoren, die genaue Zusammensetzung ist in Tabelle 2 erläutert.

Tabelle 2: Zusammensetzung der Szenarien für den gesamten Endenergieverbrauch aus den Szenarien für die einzelnen Sektoren

Gesamt	Gebäude	Verkehr	Industrie und Gewerbe	Landwirtschaft
UBA Trans	UBA Trans	UBA Trans	UBA Trans	UBA Trans
Strom	EEÖ	Strom	Strom	EEÖ
Biogen fest+fl.		Biogen flüssig	Biogen fest	
Biogen gasf.		Biogen gasf.	Biogen gasf.	
Wasserstoff		Wasserstoff	Wasserstoff	
Mix		Mix	Mix	

Der Endenergieverbrauch beträgt in den Szenarien in Summe zwischen rd. 620 und 710 PJ (über 170 bis knapp 200 TWh), das ist eine Reduktion von etwa 35 bis 45% gegenüber dem aktuellen Niveau; das Ergebnis ist auch in Abbildung 21 dargestellt.

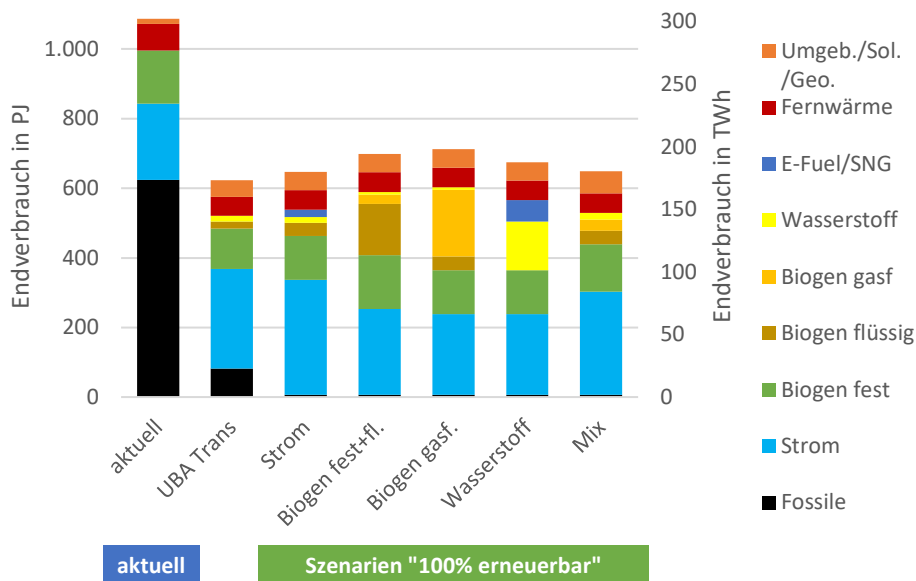


Abbildung 21: Szenarien für den künftigen Endenergieverbrauch. Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis [13], [14], weitere Quellen siehe Text

Endenergieträger werden aber nicht nur in den Endverbrauchssektoren, sondern auch im „Sektor Energie“ eingesetzt. Unter letzteren fällt etwa der Verbrauch für die Eisen- und Stahlerzeugung sowie der Eigenverbrauch für die Energieumwandlung. Zusammen ergeben sich in diesen Sektoren die in Abbildung 22 dargestellten Bandbreiten für den Bedarf an Endenergieträgern, abgeleitet aus den beschriebenen Szenarien. Elektrische Energie hat dabei in allen Fällen mit rd. 260 bis 380 PJ (knapp 75 bis 105 TWh) den höchsten Anteil, gefolgt von biogenen Endenergieträgern. Flüssige (bis zu 150 PJ bzw. 41 TWh) und gasförmige (bis zu 210 PJ bzw. 58 TWh) biogene Energieträger weisen hohe Bandbreiten auf, ähnlich wie Wasserstoff (40 bis 170 PJ bzw. 10 bis 47 TWh) sowie E-Fuels und synthetisches Methan (SNG) (bis zu 80 PJ bzw. 22 TWh), die beiden Energieträger mit nächst höherer Nachfrage. Der Bedarf an Fernwärme (knapp 60 PJ bzw. 16 TWh) und Niedertemperatur-Wärme aus Solarthermie, Geothermie und Umgebungswärme (gut 50 bis gut 60 PJ bzw. rd. 15 bis 18 TWh) ist in den betrachteten Szenarien jeweils annähernd gleich hoch.

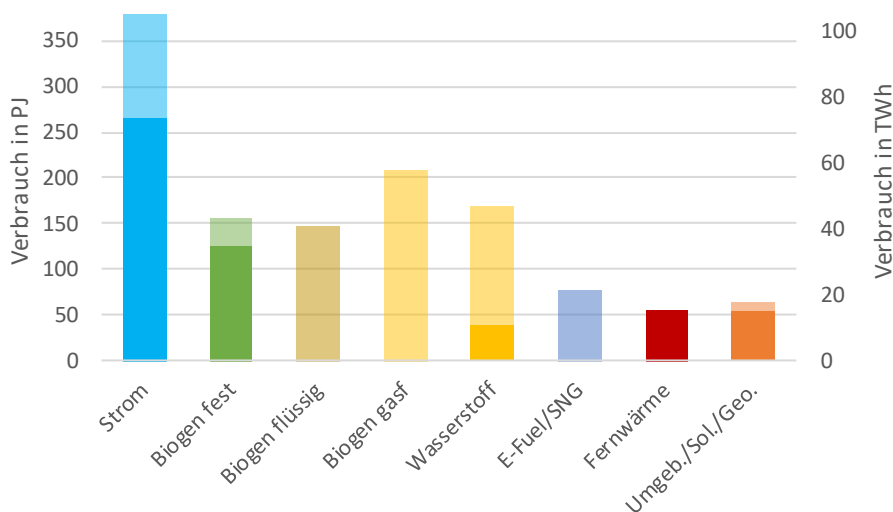


Abbildung 22: Bandbreiten für den künftigen Bedarf an Endenergieträgern für den Endverbrauch und den Verbrauch des Sektors Energie. Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis [13], [14], weitere Quellen siehe Text

5.6. Nicht-energetischer Verbrauch

Die nicht-energetische Nutzung von Energieträgern, etwa als Grundstoff in der chemischen Industrie, erfolgt im Szenario „Transition“ noch auf Basis fossiler Energieträger (hauptsächlich Erdgas und Ölprodukte), die je nach Szenario durch Biomethan, biogene Rohstoffe, Wasserstoff oder synthetisches Methan ersetzt werden können.

5.7. Bedarf und Erzeugung von Sekundärenergieträgern

Im nächsten Schritt wird der künftige Bedarf an sekundären Energieträgern dargestellt, die zur Abdeckung der Bedarfe an Endenergieträgern benötigt werden. Darüber hinaus wird dargestellt, ob bzw. inwieweit diese Bedarfe aus inländischen Potenzialen erneuerbarer Primärenergie gedeckt werden können.

5.7.1. Fernwärme

Der Bedarf an Fernwärme wird in allen betrachteten Szenarien, der Studie „Wärmezukunft 2050“ [13] folgend, zu 15 % aus Solarthermie und Geothermie gedeckt, ein kleiner Teil wird – analog zum Szenario „Transition“ – aus nicht-erneuerbaren Abfällen erzeugt. Der Rest kommt aus KWK-Anlagen auf Basis fester Biomasse und – zum geringeren Teil – aus erneuerbaren Gasen. Dargestellt ist die gesamte notwendige Fernwärmeaufbringung, das ist der Endverbrauch zuzüglich der Leitungsverluste.

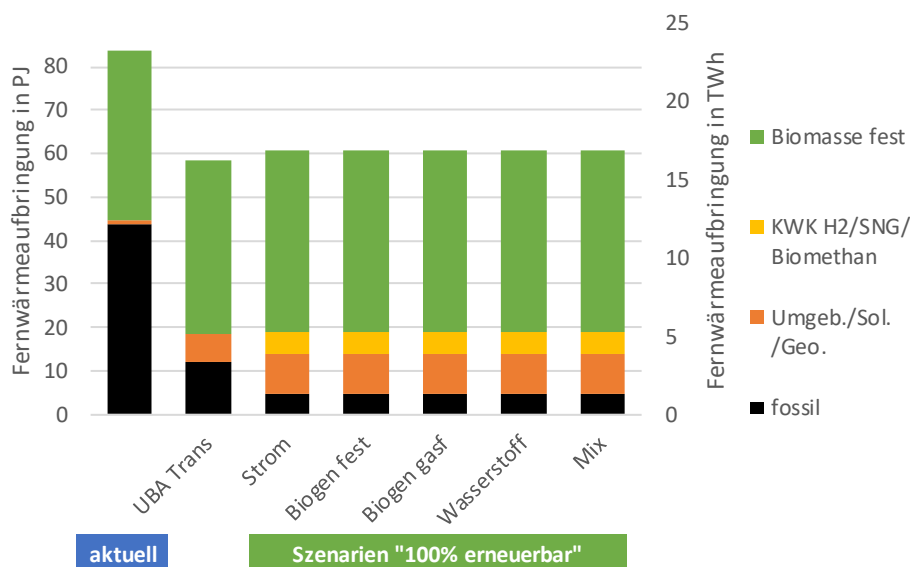


Abbildung 23: Bandbreiten für die künftige Aufbringung von Fernwärme. Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis [13], [14], weitere Quellen siehe Text

5.7.2. Wasserstoff und daraus abgeleitete Energieträger

Grüner Wasserstoff wird in allen Szenarien als Reduktionsmittel in der Eisen-/Stahlerzeugung eingesetzt, im Szenario „Wasserstoff“ mit einer starken Wasserstoffnutzung zusätzlich auch im Verkehr. Synthetisches Methan auf Basis von grünem Wasserstoff findet ebenfalls in allen Szenarien als Reduktionsmittel Verwendung, zusätzlich wird es in der Stromerzeugung eingesetzt und in den Szenarien „Strom“ und „Wasserstoff“ auch als Heizgas in Gebäuden. E-Fuels, also flüssiger Kraftstoff auf Strombasis bzw. aus grünem Wasserstoff, werden nur im Szenario

„Wasserstoff“ eingesetzt. Abbildung 24 zeigt die großen Unterschiede des Bedarfs in den Szenarien. Mit den jeweiligen Umwandlungseffizienzen aus [14] ergeben sich die ebenfalls eingetragenen Strombedarfe zur Herstellung des benötigten grünen Wasserstoffs. Sie weisen eine Bandbreite von gut 20 TWh (80 PJ) bis über 110 TWh (bzw. über 400 PJ) auf.

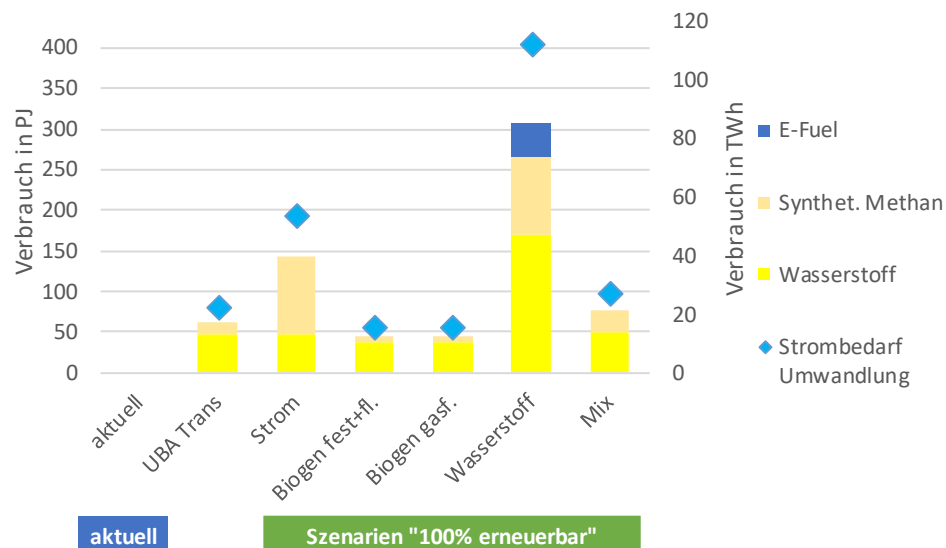


Abbildung 24: Szenarien für den künftigen Bedarf an Wasserstoff und daraus abgeleiteten Energieträgern sowie den zur Erzeugung notwendigen Strombedarf. Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis [13], [14], weitere Quellen siehe Text

Im Szenario „Wasserstoff“ mit einer starken Wasserstoffnutzung – also in einer sogenannten „Wasserstoff-Ökonomie“ – müsste trotz der deutlichen Reduktion des Endenergieverbrauchs die Wasserstoff-Infrastruktur deutlich massiver ausgebaut werden als in den anderen Szenarien.

5.7.3. Strom

Der gesamte Stromverbrauch setzt sich zusammen aus dem Endverbrauch der Sektoren Gebäude, Verkehr, Industrie und Landwirtschaft, dem Verbrauch des Sektors Energie und dem Verbrauch zur Herstellung des Wasserstoffs. Zusätzlich werden aus [14] die Transportverluste abgeleitet und dazu addiert. In Summe ergibt sich in den Szenarien ein Strombedarf zwischen 90 und 200 TWh (ca. 330 bis 715 PJ), siehe Abbildung 25. Vergleicht man diesen Bedarf mit der maximal möglichen Erzeugung aus Wasserkraft, Windkraft, PV, Biomasse und Geothermie zuzüglich der Stromerzeugung aus KWK zur Deckung des Fernwärmebedarfs und aus Wasserstoff bzw. Methan zur Balancierung des Stromsystems (Annahme: 3 TWh), so zeigt sich, dass bis auf die Szenarien „Strom“ und „Wasserstoff“ der Strombedarf gedeckt werden kann. In diesen Szenarien wären also vor allem zusätzliche Erzeugung oder gegebenenfalls Import von erneuerbarem Strom notwendig. Aus den in diesen beiden Szenarien nicht bereits gebundenen Biomassepotenzialen kann jedoch nicht genug Strom erzeugt werden, um dieses Defizit zu decken. Alternativ könnte aus dieser Biomasse Wasserstoff erzeugt und damit der Wasserstoffbedarf aus der Elektrolyse – und damit der Stromverbrauch dafür – reduziert werden; auch mit dieser Verbrauchsreduktion bliebe jedoch ein Defizit bestehen.

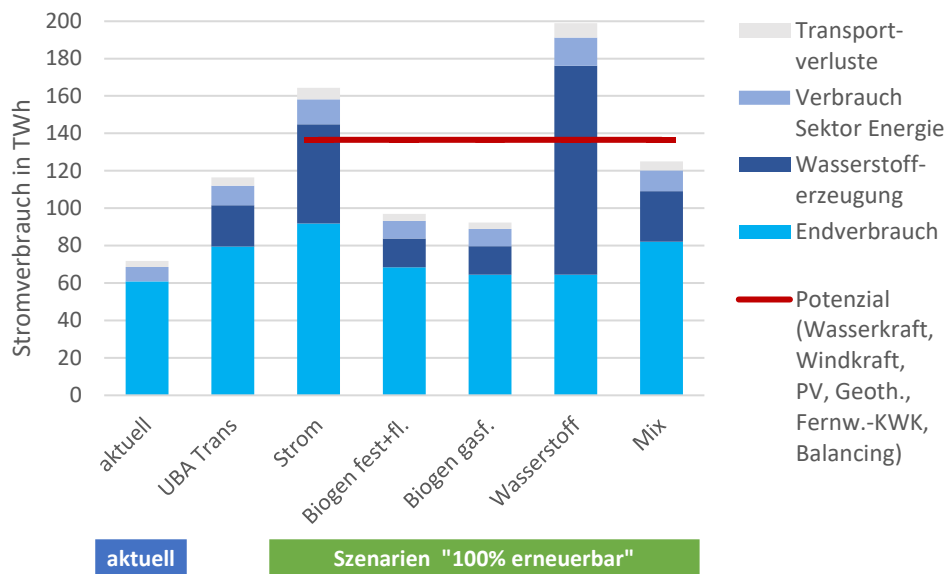


Abbildung 25: Szenarien für den künftigen Bedarf an Strom. Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis [13], [14], weitere Quellen siehe Text

5.8. Bruttoinlandsverbrauch

Der Bruttoinlandsverbrauch, also der gesamte Bedarf an Primärenergieträgern in den einzelnen Szenarien, ist in Abbildung 26 zusammengefasst und den langfristig verfügbaren Primärenergiepotenzialen gegenübergestellt. Es zeigt sich folgendes Bild:

- Im Szenario „Mix“ mit einem ausgewogenen Mix an Energieträgern ist eine vollständig erneuerbare Energieversorgung mit den verfügbaren Potenzialen in Österreich darstellbar.
- In den beiden Biomasse-Szenarien ergibt sich jeweils ein Netto-Importbedarf, da der Bedarf an Biomasse die verfügbaren nachhaltig aktivierbaren Potenziale übersteigt.
- Die Szenarien „Strom“ und „Wasserstoff“ können aus rein heimischer Erzeugung ebenfalls nicht dargestellt werden, da die im Inland mögliche Stromerzeugung dafür nicht ausreicht. Selbst wenn die in diesen Szenarien nicht gebundenen Biomassepotenziale zur Umwandlung in Strom oder Wasserstoff herangezogen werden, kann das Strom- bzw. Wasserstoffdefizit nicht gedeckt werden. Wahlweise könnten Strom, Wasserstoff oder Biomasse bzw. ein Mix daraus importiert werden, um den Gesamtverbrauch zu decken; die Bandbreiten dieser Mengen sind in der Abbildung dargestellt.

Fazit: Die intelligente Verbindung von Verbrauchssektoren, Technologien und Energieträgern zusammen mit Anstrengungen im Bereich der Energieeffizienz erlaubt es, den gesamten Bruttoinlandsverbrauch inklusive eines gewissen Spielraums abzudecken. Einseitige Lösungsansätze, die keine ausgewogene Mischung und intelligente Koppelung der unterschiedlichen Charakteristika aller verfügbaren erneuerbaren Energieträger vorsehen, ermöglichen hingegen KEINE sichere und saubere Energieversorgung. Durch technologische Weiterentwicklungen kann zusätzliches Potenzial geschaffen werden.

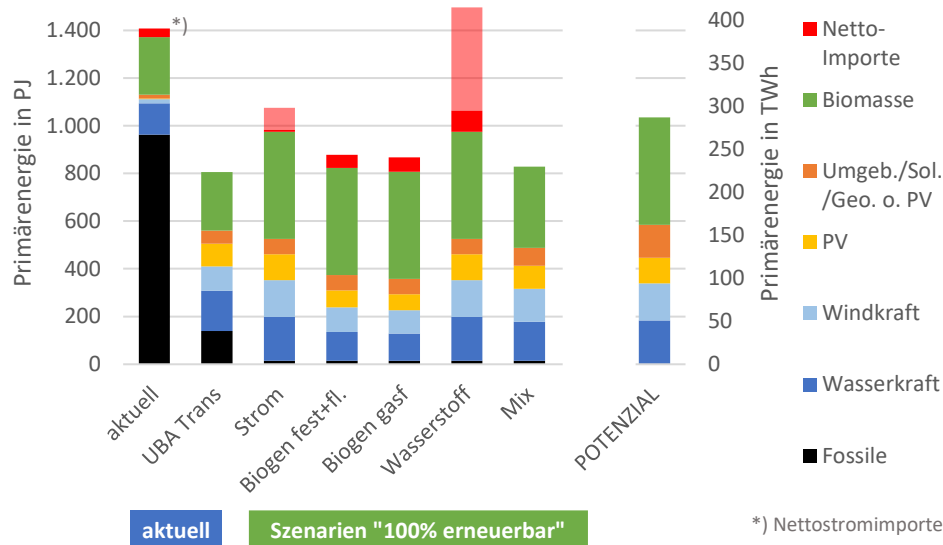


Abbildung 26: Szenarien für den künftigen Bedarf an Primärenergie. Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis (Kranzl et al., 2018), [14]

6. Schlussfolgerungen und Rahmenbedingungen

6.1. Schlussfolgerungen

Die Potenziale für erneuerbare Energie in Österreich reichen prinzipiell aus, um den gesamten Energiebedarf künftig bilanziell zu decken. Dies ist möglich, wenn wesentliche Voraussetzungen dafür erfüllt sind:

- Der Energieverbrauch muss gegenüber dem aktuellen Niveau deutlich sinken, v.a. durch die Steigerung der Energieeffizienz im Sektor Gebäude (v.a. durch Sanierung und hohe Neubaustandards), im Verkehr (v.a. durch weitgehende Elektrifizierung und Verschiebung auf öffentlichen Verkehr und aktive Modi), und Industrie (v.a. Effizienzsteigerung in Kombination mit dem Einsatz von an den exergetischen Bedarf angepassten Energieträgern).
- Es müssen alle erneuerbaren Energiequellen genutzt werden, teilweise bis zur weitgehenden Ausschöpfung ihrer technischen Potenziale. Diese breite Basis gewährleistet auch Versorgungssicherheit. Die alleinige Konzentration auf einzelne Energieträger bei gleichzeitiger Vernachlässigung der anderen ist nicht zielführend.
- Die Integration in das europäische Energiesystem ist wesentlich – insbesondere im Stromsektor.
- Erneuerbare Energieträger müssen adäquat eingesetzt werden. Sie unterscheiden sich stark hinsichtlich ihrer Speicherbarkeit, Transportierbarkeit und ihrer Qualität, insbesondere der mit ihnen erzielbaren Temperaturniveaus (Abbildung 27). Wie Abbildung 28 zeigt, stehen für Niedertemperaturwärme ausreichend Potenziale niedrig-exergetischer thermischer Energie (Solarthermie, Geothermie und Umweltwärme) zur Verfügung, um den Bedarf zu decken, ohne Energieträger einsetzen zu müssen, die auch Hochtemperatur-Bedarfe abdecken können. Werden Solarthermie, Geothermie und Umweltwärme nicht für diese Anwendungen eingesetzt, können sie überhaupt nicht genutzt werden, was eine vollständige Abdeckung des Energiebedarfs mit aus Österreich verfügbarer erneuerbarer Energie deutlich erschwert. Umgekehrt stehen für sehr hohe Temperaturen bzw. für die Eisen- und Stahlindustrie lediglich erneuerbare Gase und Strom zur Verfügung, die daher nicht oder nur in geringem Ausmaß für energetisch weniger anspruchsvolle Anwendungen eingesetzt werden sollten.

- Zur Integration dargebotsabhängiger Energieformen sind Speicher notwendig. Im thermischen Bereich stehen dazu biogene Energieträger als biochemische Speicher, thermische Energiespeicher und auch Speichermassen (z.B. Gebäudemasse in der Bauteilaktivierung) zur Verfügung. Im Strombereich müssen bei hohen Anteilen von Windkraft und Photovoltaik die kurzfristige Ausbalancierung des Stromsystems und eine Verlagerung von Energiemengen über Tage, Wochen und Monate (bspw. im Sommer verfügbaren PV-Stroms in den Winter) gewährleistet werden. Neben etablierten Möglichkeiten wie Pumpspeichern werden künftig auch zusätzliche und neuartige Speichersysteme benötigt, die Mitwirkung von Verbrauchern zur Nutzung von Nachfrage-Flexibilitäten („Demand Side Management“) und die Kopplung des Strom- mit dem Wärme- und dem Gassystem für die saisonale Speicherung werden wichtige Optionen sein. Um die Speichermengen zu halten, muss es zu einer teilweisen Verlagerung des Verbrauches, der sich an die Stromerzeugungszeiten der erneuerbaren Energien anpasst, kommen.
- Wasserstoff bzw. daraus abgeleitete Energieträger können im Rahmen der Sektorkopplung eine wichtige Rolle spielen. Relevant ist jedoch, dass solche Energieträger nicht willkürlich und lediglich marktgetrieben eingesetzt und damit exergetisch „verschwendet“ werden, sondern energiepolitischer Lenkung bedürfen, um die gewünschten Effekte zu erzielen. Einseitige Szenarien können zu einer deutlichen Zielverfehlung führen. Es erscheint beispielsweise sinnvoll, leicht zu substituierende Nachfrage nach gasförmigen Energieträgern (z.B. in der warmen Jahreszeit) zu reduzieren, um das vorhandene erneuerbare Gas zu speichern und seinen Verbrauch saisonal zu verschieben.

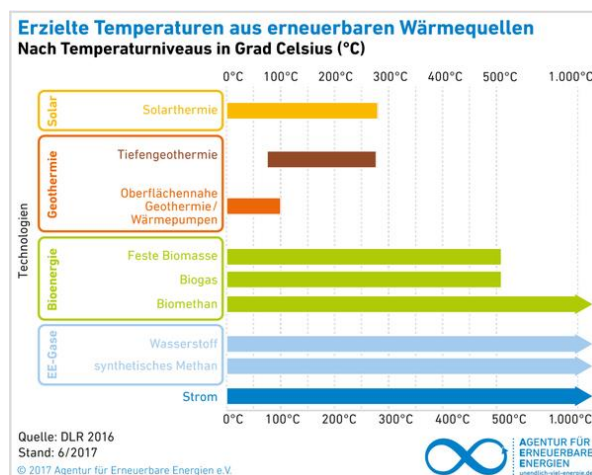


Abbildung 27: Erzielbare Temperaturen aus erneuerbaren Wärmequellen. Quelle: AEE¹⁴

¹⁴ Online unter <https://www.unendlich-viel-energie.de/mediathek/grafiken/erzielte-temperaturen-aus-erneuerbaren-waermequellen>

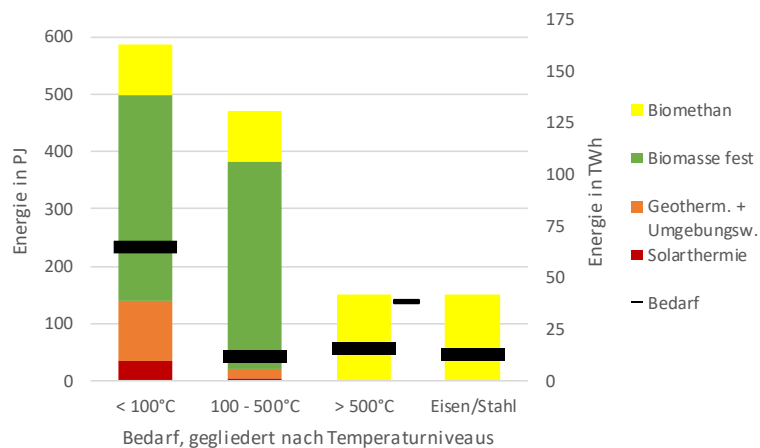


Abbildung 28: Potentiale erneuerbarer Energieträger im Vergleich zum Bedarf an thermischer Energie im Szenario „Transition“ auf verschiedenen Temperaturniveaus. Nicht eingetragen sind Wasserstoff und Strom, die prinzipiell alle Temperaturniveaus bedienen können. Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der Potenzialabschätzungen in Abschnitt 3, [14], [39] und eigenen Berechnungen.

Interpretation von Abbildung 28: Der Wärmeenergiebedarf bis 100°C könnte bis knapp zu Hälfte aus niedrigexergetischen Energien wie Solarthermie, Geothermie und Umweltwärme gedeckt werden, die nur für diesen Temperaturbereich zur Verfügung stehen. Hingegen können für Hochtemperaturanwendungen lediglich hochexergetische Energieträger wie Biomethan verwendet werden; diese sollten daher möglichst wenig für Niedertemperaturanwendungen eingesetzt werden.

6.2. Wesentliche Rahmenbedingungen

Für die rechtzeitige Mobilisierung dieser Potentiale ist es entscheidend, dass rasch mit dem Ausbau der Erzeugungstechnologien begonnen wird. Voraussetzung für deren Aufbau sind nicht nur die Flächenverfügbarkeit und die entsprechenden rechtlichen und ökonomischen Rahmenbedingungen, sondern auch ein stetiger Aufbaupfad, um die entsprechenden unterstützenden Ressourcen (beispielsweise gut ausgebildete Fachkräfte, Finanzmittel und Produktionskapazitäten), aber auch das notwendige Verständnis bei den BürgerInnen zu mobilisieren und es zugleich nicht zu überfordern. Die langfristig notwendigen Rahmenbedingungen müssen rasch gesetzt werden und den gesamten Mix aus ordnungsrechtlichen, finanziellen und Informationsinstrumenten nutzen. Etwas detaillierter beschrieben sind folgende Rahmenbedingungen notwendig:

- **Mobilisierung der notwendigen Flächen für den Bau von Anlagen:** Der teilweise bestehende Zielkonflikt zwischen der Nutzung erneuerbarer Energie und dem Naturschutz muss berücksichtigt und bearbeitet werden. Sowohl in der langfristigen strategischen Planung als auch bei der Planung und Genehmigung konkreter Projekte müssen alle Interessen gewahrt werden, und es muss beachtet werden, dass einzelne Schutzbestimmungen pragmatisch und effizient Teil der Genehmigungsverfahren sind. Regulatorische und gesetzliche Hindernisse, die die Flächenverfügbarkeit einschränken, müssen überprüft und angepasst werden und in eine stringente Energieraumplanung münden. Der Ausbau der Windenergie, der Solarthermie, der Photovoltaik und der Bau von Heiz(kraft)werken benötigt Flächen.
- Durch Bewusstseinsbildung, Kommunikation und Partizipation muss langfristige soziale Akzeptanz für die Energiewende geschaffen werden.

- **Absicherung des kontinuierlichen Ausbaus:** Klare Zielsetzungen, Kontinuität und Stabilität der Rahmenbedingungen führen zu langfristiger Planungssicherheit, der notwendigen Investitionssicherheit und zu günstiger Finanzierung und damit zu einer langfristig verstetigten Erwartung der Marktteilnehmer, dass es raus aus Öl und Gas und rein in Erneuerbare geht.
- Die Schaffung von Kostenwahrheit bei Energiepreisen durch CO₂-Preise bzw. Steuern und Border Adjustments beim Güter-Import/Export sind eine weitere wesentliche Voraussetzung.
- Phase-in Pläne für erneuerbare Energie müssen mit konkreten Phase-out Plänen für fossile Energieträger kombiniert werden. Bei klaren phase-out Vorgaben hinsichtlich des Einsatzes fossiler Energien kann sich langfristig die Unterstützung von der klassischen Förderung hin zu staatlichen Garantien, Haftungen oder Versicherungen entwickeln, um einen stabilen Rahmen für den notwendigen starken Ausbau zu gewährleisten. Kurzfristig ist jedoch ein funktionierendes Fördersystem unerlässlich.
- **Neuausrichtung der Märkte, Nutzung neuer Organisations- und Finanzierungsformen:** Um eine Zukunft mit vollständiger Energieversorgung aus Erneuerbaren zu erreichen, müssen die Energiemärkte mit klarer Priorität für erneuerbare Energien ausgerichtet werden. Auch die Tarifierung muss daraufhin ausgelegt werden. Neue Formen der Organisation der erneuerbaren Energieerzeugung, etwa in Energiegemeinschaften, und neue Modelle der Finanzierung müssen entwickelt und zugänglich gemacht werden und erneuerbare Energie dabei unterstützen, schrittweise fossile Energien abzulösen.
- **Nutzenorientierter effizienter Einsatz von Energieträgern:** Energieanwendungen haben sehr unterschiedliche Anforderungen an den Exergiegehalt des eingesetzten Energieträgers – und erneuerbare Energien liegen in sehr unterschiedlichen exergetischen Qualitäten vor. Um alle beschriebenen erneuerbaren Energiepotenziale ausnutzen zu können, muss darauf geachtet werden, Energieanwendungen mit niedrigeren exergetischen Anforderungen (Niedertemperaturanwendungen) weitgehend mit niedrigexergetischen Energieformen (z.B. Solarthermie, Geothermie oder Umgebungswärme) zu bedienen, da für diese Energieformen keine anderweitigen Einsatzmöglichkeiten bestehen. Das macht geeignete Rahmenbedingungen notwendig, die derartigen Einsatz anreizen bzw. vorschreiben.

7. Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: THG-Emissionen Österreich nach Wirtschaftssektoren und Energieträgern in CO ₂ -Äquivalenten/Jahr: 2017. Quelle: Österreichischer Biomasse Verband.....	10
Abbildung 2: Vereinfachtes Energieflussbild 2019, Angaben in PJ. Quelle: Eigene Darstellung auf Basis [10].....	11
Abbildung 3: Beispielhaftes Energieflussbild eines vollständig auf erneuerbarer Energie basierten Energiesystems. Quelle: Eigene Darstellung	12
Abbildung 4: Altersverteilung von 576.000 Ölheizungen im Bestand 2020. Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Daten des Umweltbundesamts	13
Abbildung 5: Die jährliche Biomassenutzung kann bis 2030 auf 340 PJ und langfristig auf 450 PJ (125 TWh) ausgeweitet werden. Quelle: [10], [17], ÖBMV.....	16
Abbildung 6: Die Potenzialabschätzung für die Wasserkraft berücksichtigt Neuerschließungen, Optimierungen und Ausschlussgebiete. Quelle: [19].....	17
Abbildung 7: Langfristig kann die Wasserkrafterzeugung auf 51,1 TWh/a (184 PJ/a) ausgeweitet werden. Quelle: [10], [17], [19]	17
Abbildung 8: Die jährliche Stromerzeugung aus Windkraft kann bis 2030 auf 17,3 TWh (62 PJ) und langfristig auf 43 TWh (155 PJ) bzw. maximal auf bis zu 83 TWh (299 PJ) ausgebaut werden. Quelle: [10], [17], IG Windkraft.....	19
Abbildung 9: Die jährliche Stromerzeugung aus PV kann bis 2030 auf 15 TWh/a (54 PJ/a) und langfristig auf 30 TWh/a (108 PJ) ausgebaut werden. Quelle: [10], [17], Photovoltaic Austria	20
Abbildung 10: Die Nutzung der Solarthermie kann bis 2030 auf 17 PJ/a (4,7 TWh/a) und langfristig auf 35 PJ/a (10 TWh/a) ausgeweitet werden. Quelle: [10], [17], [28]	21
Abbildung 11: Die Nutzung von Umgebungswärme kann bis 2030 auf 18 PJ und langfristig auf bis zu 70 PJ ausgeweitet werden. Quelle: [10], [17] und Geothermie Österreich	22
Abbildung 12: Das nutzbare Potenzial tiefer Geothermie liegt langfristig bei etwa 36 PJ (10 TWh). Quelle: [10], [31].....	23
Abbildung 13: Das realisierbare Potenzial erneuerbarer Primärenergie liegt langfristig bei 1.037 PJ (288 TWh). Quelle: Eigene Darstellung	24
Abbildung 14: Bereitstellungspfade für biogene Energienutzung. Quelle: Eigene Darstellung auf Basis [32], [33]	27
Abbildung 15: Einsatzmöglichkeiten für erneuerbare Gase in der Industrie. Quelle: [36] , [14], [37], [38], [39], [18].....	29
Abbildung 16: Endenergieverbrauch von Gebäuden. Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis [13], [14]	31
Abbildung 17: Szenarien für den Bedarf an Endenergieträgern im Verkehr. Quelle: eigene Berechnungen auf Basis [14].....	33
Abbildung 18: Szenarien für den Bedarf an Energieträgern zur Deckung des EEV im Sektor Industrie und den Verbrauch des Sektors Energie. Quelle: eigene Berechnungen auf Basis [14], [37].....	35
Abbildung 19: Temperaturniveaus des Wärmebedarfs im Sektor Industrie und Gewerbe: Mehr als ein Drittel des Wärmebedarfs liegt im Temperaturbereich unter 100°C. Quelle: [39].....	36
Abbildung 20: Szenario für den Bedarf an Endenergieträgern in der Landwirtschaft. Anmerkung: Der Energieverbrauch für Offroad-Fahrzeuge und Maschinen wird im Sektor „Verkehr“ berücksichtigt. Quelle: eigene Berechnungen auf Basis [14]	37
Abbildung 21: Szenarien für den künftigen Endenergieverbrauch. Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis [13], [14], weitere Quellen siehe Text	38

Abbildung 22: Bandbreiten für den künftigen Bedarf an Endenergieträgern für den Endverbrauch und den Verbrauch des Sektors Energie. Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis [13], [14], weitere Quellen siehe Text.....	38
Abbildung 23: Bandbreiten für die künftige Aufbringung von Fernwärme. Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis [13], [14], weitere Quellen siehe Text.....	39
Abbildung 24: Szenarien für den künftigen Bedarf an Wasserstoff und daraus abgeleiteten Energieträgern sowie den zur Erzeugung notwendigen Strombedarf. Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis [13], [14], weitere Quellen siehe Text.....	40
Abbildung 25: Szenarien für den künftigen Bedarf an Strom. Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis [13], [14], weitere Quellen siehe Text	41
Abbildung 26: Szenarien für den künftigen Bedarf an Primärenergie. Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis (Kranzl et al., 2018), [14]	42
Abbildung 27: Erzielbare Temperaturen aus erneuerbaren Wärmequellen. Quelle: AEE	43
Abbildung 28: Potenziale erneuerbarer Energieträger im Vergleich zum Bedarf an thermischer Energie im Szenario „Transition“ auf verschiedenen Temperaturniveaus. Nicht eingetragen sind Wasserstoff und Strom, die prinzipiell alle Temperaturniveaus bedienen können. Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der Potenzialabschätzungen in Abschnitt 3, [14], [39] und eigenen Berechnungen.	44

8. Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Langfristig stehen um knapp 600 PJ mehr erneuerbare Energie zur Verfügung als aktuell genutzt werden. Quelle: [10], weitere Angaben siehe Ausführungen im Text. Steigerungsfaktor = Verhältnis langfristige Nutzung zu Nutzung 2020	24
Tabelle 2: Zusammensetzung der Szenarien für den gesamten Endenergieverbrauch aus den Szenarien für die einzelnen Sektoren	37

9. Literatur

- [1] Europäische Kommission, Ein sauberer Planet für alle. Eine Europäische strategische, langfristige Vision für eine wohlhabende, moderne, wettbewerbsfähige und klimaneutrale Wirtschaft. Mitteilung der Kommission COM(2018) 773 final/2. Brüssel, 2018.
- [2] Europäische Kommission, Der europäische Grüne Deal. Mitteilung der Kommission COM(2019) 640 final. Brüssel, 2019.
- [3] Europäische Kommission, „Europäisches Klimagesetz“, 2021. https://ec.europa.eu/clima/eu-action/european-green-deal/european-climate-law_de
- [4] Europäische Kommission, „Fit für 55“: auf dem Weg zur Klimaneutralität – Umsetzung des EU-Klimaziels für 2030. Mitteilung der Kommission COM/2021/550 final. 2021.
- [5] Europäische Kommission, „Umsetzung des europäischen Grünen Deals“, 2021. https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal/delivering-european-green-deal_de
- [6] Die neue Volkspartei und Die Grünen – Die Grüne Alternative, Aus Verantwortung für Österreich. Regierungsprogramm 2020 – 2024. Wien, 2020.
- [7] L. Meyer und K. Steininger, Das Treibhausgas-Budget für Österreich. Graz, 2017.
- [8] Wegener Center, Treibhausgasbudget für Österreich auf dem Weg zur Klimaneutralität 2040. Graz, 2020. [Online]. Verfügbar unter: https://wegcwww.uni-graz.at/publ/downloads/RefNEKP-TreibhausgasbudgetUpdate_WEGC-Statement_Okt2020.pdf

- [9] BMNT und BMVIT, #mission2030 - Die österreichische Klima- und Energiestrategie. Wien, 2018.
- [10] Statistik Austria, „Energiebilanzen Österreich 1970-2020“. 2021.
- [11] M. Fishedick und A. Grunwald, Pfadabhängigkeiten in der Energiewende: Das Beispiel Mobilität. München, 2017.
- [12] Statistik Austria, „Der Außenhandel Österreichs im Jahr 2021 (vorläufige Ergebnisse)“, 2022. https://www.statistik.at/web_de/statistiken/wirtschaft/aussenhandel/hauptdaten/index.html
- [13] L. Kranzl, A. Müller, I. Maia, R. Büchele, und M. Hartner, Wärmezukunft 2050. Erfordernisse und Konsequenzen der Dekarbonisierung von Raumwärme und Warmwasserbereitstellung in Österreich. Wien, 2018.
- [14] Umweltbundesamt, Energie- und Treibhausgas-Szenarien im Hinblick auf 2030 und 2050. 2017. [Online]. Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.at/aktuell/publikationen/publikationssuche/publikationsdetail/?pub_id=2250
- [15] Bundesgesetz über den Ausbau von Energie aus erneuerbaren Quellen (Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz – EAG). [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20011619>
- [16] „Biomethanregister - Statistik“, 2022. <https://www.biomethanregister.at/de/statistik>
- [17] Erneuerbare Energie Österreich, Entwurf des integrierten nationale Energie- und Klimaplan für Österreich, Periode 2021-2030. Wien, 2018.
- [18] C. Strasser, C. Dißbauer, und B. Rehling, Machbarkeitsuntersuchung Methan aus Biomasse. Wieselburg, 2019.
- [19] Pöyry, Wasserkraftpotenzialstudie Österreich - Aktualisierung 2018. o.A., 2018.
- [20] AGAW, „Status und Zukunft der alpinen Wasserkraft“, 2017.
- [21] H. Winkelmeier, A. Krenn, und F. Zimmer, Das realisierbare Windpotential Österreichs für 2020 und 2030. Friedburg, 2014.
- [22] S. Moidl und H. Winkelmeier, Neubewertung des Potentials zur Nutzung der Windkraft in Österreich bis zum Jahr 2030. St. Pölten, 2018.
- [23] F. Chr. Matthes, F. Flachsbarth, C. Loreck, H. Hermann, H. Falkenberg, und V. Cook, Zukunft Stromsystem II. Regionalisierung der erneuerbaren Stromerzeugung. Berlin, 2018.
- [24] Statistik Austria, „Energiebilanzen Österreich 1970-2018“. 2019.
- [25] H. Fechner, C. Mayr, A. Schneider, M. Rennhofer, und G. Peharz, Technologie-Roadmap für Photovoltaik in Österreich. Wien, 2016.
- [26] P. Biermayr u. a., Innovative Energietechnologien in Österreich - Marktentwicklung 2020. Wien, 2021.
- [27] W. Streicher, H. Schnitzer, M. Titz, und F. Tatzber, „Energieautarkie für Österreich 2050. Feasibility Study“, 2010.
- [28] C. Fink und D. Preiß, Roadmap Solarwärme 2025. Wien, 2014.
- [29] G. Götzl, „Marktentwicklung Erdwärmepumpen in Österreich und Wien“, gehalten auf der Wiener Erdwärmetag 2019, Wien, 2019.
- [30] ÖGUT, „Projekt ‚AnergieUrban – Stufe 1: Die Stadt als Energiespeicher‘“. <https://www.oegut.at/de/projekte/energie/anergie-urban.php>
- [31] Geothermie Österreich, Stellungnahme des Vereins „Geothermie Österreich“ zum Begutachtungsentwurf des Nationalen Energie- und Klimaplan. Wien, 2019.
- [32] M. Kaltschmitt, H. Hartmann, und H. Hofbauer, Energie aus Biomasse: Grundlagen, Techniken und Verfahren, 3. Aufl. Springer Vieweg, 2016.
- [33] G. Kalt, L. Kranzl, H. Adensam, M. Zawichowski, B. Stürmer, und E. Schmid, „Strategien für eine nachhaltige Aktivierung landwirtschaftlicher Bioenergie-Potenziale“, Wien, 2010.
- [34] R. Haas u. a., Stromzukunft Österreich 2030 - Analyse der Erfordernisse und Konsequenzen eines ambitionierten Ausbaus erneuerbarer Energien. Wien, 2017.
- [35] IEA, The Future of Hydrogen. Paris, 2019.
- [36] Statistik Austria, „Nutzenergieanalyse für Österreich 1993-2020“. 2021.

- [37] R. Geyer, S. Knöttner, C. Diendorfer, und G. Drexler-Schmid, IndustRiES - Energieinfrastruktur für 100 % Erneuerbare Energie in der Industrie. Wien, 2019.
- [38] AEA, EI/JKU, und EVT/MUL, Erneuerbares Gas in Österreich 2040. Quantitative Abschätzung von Nachfrage und Angebot. IM Auftrag des BMK. Wien, 2021.
- [39] R. Büchele u. a., Bewertung des Potenzials für den Einsatz der hocheffizienten KWK und effizienter Fernwärme- und Fernkälteversorgung. Wien, 2015.
- [40] P. Konstantin, Praxisbuch Energiewirtschaft, 4. Aufl. Berlin: Springer-Vieweg, 2017.
- [41] L. Kranzl, A. Müller, J. Matzenberger, und M. Bayr, LowEx – Das Konzept der Exergie in energieökonomischen Analysen, Bd. 41/2012. Wien, 2012.
- [42] P. Kasten, M. Mottschall, W. Köppel, C. Degünther, M. Schmied, und P. Wüthrich, Erarbeitung einer fachlichen Strategie zur Energieversorgung des Verkehrs bis zum Jahr 2050. Berlin, 2016.
- [43] Umweltbundesamt, Sachstandsbericht Mobilität. Mögliche Zielpfade zur Erreichung der Klimaziele 2050 mit dem Zwischenziel 2030. Endbericht. Wien, 2019.

10. Anhang

Nutzung und Potenziale erneuerbarer Primärenergieträger. Angaben in PJ

Quellen und Anmerkungen siehe Kapitel 3; Darstellungen siehe Abbildungen 5 bis 12

Jahr	Biomasse				Wasser- kraft	Windkraft	PV	Solar- thermie	UW & Geoth.*	Tiefe Geoth.	Gesamt
	fest	flüssig	gasförmig	gesamt							
1970				47	77	0		0	0		124
1971				47	61	0		0	0		107
1972				44	62	0		0	0		107
1973				46	69	0		0	0		115
1974				46	82	0		0	0		128
1975				46	86	0		0,00	0,00		131
1976				46	74	0		0,00	0,00		120
1977				47	90	0		0,01	0,01		137
1978				48	90	0		0,02	0,01		138
1979				60	101	0		0,05	0,04		161
1980				57	105	0		0,08	0,07		162
1981				68	111	0		0,12	0,10		179
1982				73	111	0		0,14	0,12		184
1983				79	110	0		0,16	0,14		189
1984				96	97	0		0,19	0,17		193
1985				98	111	0		0,23	0,20		209
1986				96	111	0		0,27	0,23		207
1987				94	127	0		0,34	0,29		222
1988				95	127	0		0,40	0,35		224
1989				95	126	0		0,46	0,40		223
1990				96	113	0		0,56	0,49		211
1991				104	113	0		0,71	0,62		220
1992				102	125	0		0,87	0,76		230
1993				107	132	0,00		1,1	0,92		242
1994				103	129	0,00		1,3	1,1		235
1995				110	133	0,01		1,5	1,3		247
1996				117	123	0,02		1,8	1,5		245
1997				117	130	0,08		2,0	1,8		252
1998				112	134	0,17		2,3	2,0		251
1999				128	147	0,19		2,5	2,1		280
2000				120	151	0,25		2,7	2,3		278
2001				129	146	0,40		2,9	2,5		281
2002				122	145	0,54		3,0	2,7		274
2003				127	120	1,4		3,3	2,8		255
2004				130	132	3,4		3,5	3,0		273
2005	144	4	5	153	134	4,8	0,08	3,7	3,3	0,72	300
2006	158	13	7	178	128	6,3	0,08	4,1	3,7	0,83	321
2007	173	16	7	196	133	7,3	0,09	4,3	4,4	0,75	346
2008	179	18	7	205	138	7,2	0,11	4,8	5,1	0,80	361
2009	186	23	7	215	147	7,0	0,18	5,1	5,8	0,82	382
2010	207	23	7	236	138	7,4	0,32	6,9	6,5	0,86	396
2011	203	22	7	233	123	7,0	0,63	6,9	7,2	0,81	379
2012	215	22	8	246	158	8,9	1,2	7,2	8,0	0,93	430
2013	215	22	8	246	151	11	2,3	7,4	8,9	0,92	428
2014	200	26	12	239	148	14	2,8	7,6	10	0,79	421
2015	205	29	12	247	134	17	3,4	7,7	11	0,88	420
2016	209	24	13	246	144	19	3,9	7,7	12	0,89	433
2017	212	21	13	247	138	24	4,6	7,6	13	1,1	434
2018	202	22	10	233	135	22	5,2	7,6	14	1,0	419
2019	202	22	9	233	147	27	6,1	7,5	16	0,9	437
2020	204	18	9	231	151	24	7,4	7,6	17	1,0	439
Ziel 2030		310		340	174	62	54	17	18	7,3	673
Potenzial		367		450	184	155	108	35	70	36	1.037

Anmerkungen: *Umgebungswärme und oberflächennahe Geothermie

Nutzung und Potenziale erneuerbarer Primärenergieträger. Angaben in TWh

Quellen und Anmerkungen siehe Kapitel 3; Darstellungen siehe Abbildungen 5 bis 12

Jahr	Biomasse				Wasser- kraft	Windkraf t	PV	Solar- thermi e	UW & Geoth.*	Tiefe Geoth .	Gesam t
	fes t	flüssi g	gasförmig	gesam t							
1970				13	21	0	0	0	0		34
1971				13	17	0	0	0	0		30
1972				12	17	0	0	0	0		30
1973				13	19	0	0	0	0		32
1974				13	23	0	0	0	0		35
1975				13	24	0	0,00	0,00	0,00		36
1976				13	21	0	0,00	0,00	0,00		33
1977				13	25	0	0,00	0,00	0,00		38
1978				13	25	0	0,00	0,00	0,00		38
1979				17	28	0	0,01	0,01	0,01		45
1980				16	29	0	0,02	0,02	0,02		45
1981				19	31	0	0,03	0,03	0,03		50
1982				20	31	0	0,04	0,03	0,03		51
1983				22	31	0	0,05	0,04	0,04		53
1984				27	27	0	0,05	0,05	0,05		53
1985				27	31	0	0,06	0,06	0,06		58
1986				27	31	0	0,07	0,07	0,07		58
1987				26	35	0	0,09	0,08	0,08		62
1988				27	35	0	0,11	0,10	0,10		62
1989				26	35	0	0,13	0,11	0,11		62
1990				27	32	0	0,15	0,14	0,14		59
1991				29	31	0	0,20	0,17	0,17		61
1992				28	35	0	0,24	0,21	0,21		64
1993				30	37	0,00	0,29	0,26	0,26		67
1994				29	36	0,00	0,35	0,30	0,30		65
1995				30	37	0,00	0,42	0,36	0,36		69
1996				33	34	0,01	0,49	0,43	0,43		68
1997				33	36	0,02	0,56	0,49	0,49		70
1998				31	37	0,05	0,63	0,55	0,55		70
1999				35	41	0,05	0,68	0,60	0,60		78
2000				33	42	0,07	0,74	0,65	0,65		77
2001				36	40	0,11	0,79	0,69	0,69		78
2002				34	40	0,15	0,85	0,74	0,74		76
2003				35	33	0,39	0,90	0,79	0,79		71
2004				36	37	0,95	0,96	0,84	0,84		76
2005	40	1,2	1,4	43	37	1,3	0,02	1,0	0,90	0,20	83
2006	44	3,6	1,9	49	36	1,8	0,02	1,1	1,0	0,23	89
2007	48	4,4	2,0	54	37	2,0	0,02	1,2	1,2	0,21	96
2008	50	5,1	2,0	57	38	2,0	0,03	1,3	1,4	0,22	100
2009	52	6,4	1,9	60	41	2,0	0,05	1,4	1,6	0,23	106
2010	57	6,3	1,9	66	38	2,1	0,09	1,9	1,8	0,24	110
2011	56	6,2	2,0	65	34	1,9	0,17	1,9	2,0	0,22	105
2012	60	6,1	2,3	68	44	2,5	0,34	2,0	2,2	0,26	119
2013	60	6,2	2,2	68	42	3,2	0,63	2,1	2,5	0,26	119
2014	56	7,4	3,3	66	41	3,8	0,79	2,1	2,7	0,22	117
2015	57	8,1	3,4	68	37	4,8	0,94	2,1	3,0	0,24	117
2016	58	6,7	3,5	68	40	5,2	1,1	2,1	3,2	0,25	120
2017	59	6,0	3,6	69	38	6,6	1,3	2,1	3,5	0,31	121
2018	56	6,1	2,6	65	38	6,0	1,5	2,1	3,9	0,29	116
2019	56	6,0	2,5	65	41	7,5	1,7	2,1	4,3	0,26	121
2020	57	5,0	2,4	64	42	6,8	2,0	2,1	4,7	0,28	122
Ziel 2030		86	8,3	94	48	17	15	4,7	5,0 (bzw. 11,1)	2,0	187
Potenzial		102	23	125	51	43	30	10	19	9,9	288

Anmerkungen: *Umgebungswärme und oberflächennahe Geothermie

Nutzung und Potenziale erneuerbarer Primärenergieträger. Angaben in PJ

Quellen und Anmerkungen siehe Kapitel 3; Darstellung siehe Abbildung 13

	2020	Potenzial		
Wasserkraft	151	184	449	Elektrische Energie
Windkraft	24	155		
Photovoltaik	7	108		
Tiefe Geothermie	0	3		
Biomasse	231	450	450	Biomasse
Tiefe Geothermie	1	33	138	Thermische Energie
UW & Geoth.*	17	70		
Solarthermie	8	35		
Summe	439	1.037	1.037	Summe

Anmerkungen: *Umgebungswärme und oberflächennahe Geothermie

Nutzung und Potenziale erneuerbarer Primärenergieträger. Angaben in TWh

Quellen und Anmerkungen siehe Kapitel 3; Darstellung siehe Abbildung 13

	2020	Potenzial		
Wasserkraft	42	51	125	Elektrische Energie
Windkraft	7	43		
Photovoltaik	2	30		
Tiefe Geothermie	0	1		
Biomasse	64	125	125	Biomasse
Tiefe Geothermie	0	9	38	Thermische Energie
UW & Geoth.*	5	19		
Solarthermie	2	10		
Summe	122	288	288	Summe

Anmerkungen: *Umgebungswärme und oberflächennahe Geothermie

Endenergieverbrauch von Gebäuden. Szenarienergebnisse. Angaben in PJ

Quellen und Anmerkungen siehe Kapitel 5.1, Darstellung siehe Abbildung 16

	aktuell*	UBA Transition	100 % erneuerbar
Fossile	117	17	0
Strom	106	97	97
Biomasse	69	39	47
Erneuerbare Gase	0	0	21
E-Fuel	0	0	0
Fernwärme	64	42	44
Umgeb./ Sol./Geo.	15	47	52
Summe	371	241	262

Anmerkungen: * Werte für 2015 lt. UBA Transition bzw. Statistik Austria

Endenergieverbrauch im Verkehr. Szenarienergebnisse. Angaben in PJ

Quellen und Anmerkungen siehe Kapitel 5.2, Darstellung siehe Abbildung 17

	aktuell*	UBA Transition	Szenarien "100 % erneuerbar"				
			Strom	Bio fl.	Bio gasf.	Wasserstoff	Mix
Fossile	363	14	0	0	0	0	0
Strom	11	86	86	31	31	31	84
Biogen flüssig	29	20	38	147	40	0	38
Biogen gasf.	0	0	0	6	126	0	0
Wasserstoff	0	17	17	8	8	96	20
E-Fuel	0	0	0	0	0	40	0
Summe	403	137	140	191	205	168	142

Anmerkungen: * Werte für 2015 lt. UBA Transition bzw. Statistik Austria

Endenergieverbrauch in Industrie und Gewerbe. Szenarienergebnisse. Angaben in PJ

Quellen und Anmerkungen siehe Kapitel 5.3, Darstellung siehe Abbildung 18

	aktuell*	UBA Transition	Szenarien "100 % erneuerbar"				
			Strom	Bio fest+fl.	Bio gasf.	Wasserstoff	Mix
Fossile	203	45	0	0	0	0	0
Strom	102	114	159	129	129	114	125
Biomasse	47	71	71	102	102	71	83
Erneuerbare Gase	0	46	46	46	46	91	57
Fernwärme	13	12	12	12	12	12	12
Umgeb./Sol./Geo.	0	0	0	0	0	0	11
Abfall	11	7	7	7	7	7	7
Summe	375	296	296	296	296	296	296

Anmerkungen: * Werte für 2015 lt. UBA Transition bzw. Statistik Austria

Endenergieverbrauch in der Landwirtschaft. Szenarienergebnisse. Angaben in PJ

Quellen und Anmerkungen siehe Kapitel 5.4, Darstellung siehe Abbildung 20

	aktuell*	UBA Transition	100 % erneuerbar
Fossile	0,7	0,6	0,0
Strom	4,0	4,5	4,5
Biomasse	8,0	6,2	6,8
Erneuerbare Gase	0,0	0,0	0,0
E-Fuel	0,0	0,0	0,0
Fernwärme	0,4	0,5	0,5
Umgeb./ Sol./Geo.	0,1	0,2	0,2
offroad-Verkehr	9,7	-	-
Summe	23,0	11,9	11,9

Anmerkungen: * Werte für 2015 lt. UBA Transition bzw. Statistik Austria

Endenergieverbrauch gesamt. Szenarienergebnisse. Angaben in PJ

Quellen und Anmerkungen siehe Kapitel 5.5, Darstellung siehe Abbildung 21

	aktuell*	UBA Transition	Szenarien "100 % erneuerbar"				
			Strom	Bio fest+fl.	Bio gasf.	Wasserstoff	Mix
Fossile	624	83	7	7	7	7	7
Strom	219	286	330	246	232	232	296
Biogen fest	152	116	125	155	125	125	136
Biogen flüssig	0	20	38	147	40	0	38
Biogen gasf	0	0	0	27	191	0	32
Wasserstoff	0	17	17	8	8	140	20
E-Fuel/SNG	0	0	21	0	0	61	0
Fernwärme	77	54	56	56	56	56	56
Umgeb./Sol./Geo.	15	48	53	53	53	53	64
Summe	1.087	623	647	698	712	675	649

Anmerkungen: * Werte für 2015 lt. UBA Transition bzw. Statistik Austria

Bedarf an Endenergieträgern zur Deckung des Endenergieverbrauchs und den Verbrauch des Sektors Energie in den Szenarien. Angaben in PJ

Quellen und Anmerkungen siehe Kapitel 5.5, Darstellung siehe Abbildung 22

	mindestens	maximal
Strom	232	330
Biogen fest	125	155
Biogen flüssig	0	147
Biogen gasf	0	191
Wasserstoff	8	140
E-Fuel/SNG	0	61
Fernwärme	56	56
Umgeb./Sol./Geo.	53	64

Fernwärmeaufbringung. Szenarienergebnisse. Angaben in PJ

Quellen und Anmerkungen siehe Kapitel 5.7, Darstellung siehe Abbildung 23

	aktuell*	UBA Transition	Szenarien "100 % erneuerbar"				
			Strom	Bio fest+fl.	Bio gasf.	Wasserstoff	Mix
fossil	44	12	5	5	5	5	5
Umgeb./Sol./Geo.	1	7	9	9	9	9	9
KWK H2/SNG/ Biomethan	0	0	5	5	5	5	5
Biomasse fest	39	40	41	41	41	41	41
Summe	84	58	61	61	61	61	61

Anmerkungen: * Werte für 2015 lt. UBA Transition bzw. Statistik Austria

Bedarf an Wasserstoff und an daraus abgeleiteten Energieträgern. Szenarienergebnisse. Angaben in PJ

Quellen und Anmerkungen siehe Kapitel 5.7, Darstellung siehe Abbildung 24

	aktuell*	UBA Transition	Szenarien "100 % erneuerbar"				
			Strom	Bio fest+fl.	Bio gasf.	Wasserstoff	Mix
Wasserstoff	-	47	58	41	41	181	55
synth. Methan	-	16	85	4	4	86	21
E-Fuel	-	0	0	0	0	40	0
Strom für die Erzeugung	-	79	191	55	55	403	97

Anmerkungen: * Werte für 2015 lt. UBA Transition bzw. Statistik Austria

Bedarf an Strom. Szenarienergebnisse. Angaben in PJ

Quellen und Anmerkungen siehe Kapitel 5.7, Darstellung siehe Abbildung 25

	aktuell*	UBA Transition	Szenarien "100 % erneuerbar"				
			Strom	Bio fest+fl.	Bio gasf.	Wasserstoff	Mix
Endverbrauch	219	286	330	246	232	232	296
Wasserstofferzeugung	0	79	191	55	55	403	97
Verbrauch Sektor Energie	28	38	48	34	33	54	40
Zwischensumme	0	403	569	335	320	688	433
Transport-verluste	12	16	23	13	13	27	17
Summe	259	419	592	349	333	716	450
Verfügbares Potenzial	-	-	491	491	491	491	491

Anmerkungen: * Werte für 2015 lt. UBA Transition bzw. Statistik Austria

Bedarf an Primärenergieträgern. Szenarienergebnisse. Angaben in PJ

Quellen und Anmerkungen siehe Kapitel 5.8, Darstellung siehe Abbildung 26

	aktuell*	UBA Transition	Szenarien "100 % erneuerbar"					Potenzial
			Strom	Bio fest+fl.	Bio gasf.	Wasserstoff	Mix	
Fossile	962	139	14	14	14	14	14	0
Wasserkraft	132	169	184	122	115	184	164	184
Windkraft	17	102	155	102	97	155	138	155
PV	3	95	108	71	67	108	96	108
Umgeb./Sol./Geo. o. PV	16	54	64	64	64	64	75	141
Biomasse	241	246	450	450	450	450	340	450
Nettoimport Min.	36**	0	0	0	0	0	0	0
Nettoimport Max.			7	54	60	88	0	0

Anmerkungen: * Werte für 2015 lt. UBA Transition bzw. Statistik Austria. ** nur Nettostromimporte

Endenergieverbrauch von Gebäuden. Szenarienergebnisse. Angaben in TWh

Quellen und Anmerkungen siehe Kapitel 5.1, Darstellung siehe Abbildung 16

	aktuell*	UBA Transition	100 % erneuerbar
Fossile	33	5	0
Strom	29	27	27
Biomasse	19	11	13
Erneuerbare Gase	0	0	6
E-Fuel	0	0	0
Fernwärme	18	12	12
Umgeb./Sol./Geo.	4	13	15
Summe	103	67	73

Anmerkungen: * Werte für 2015 lt. UBA Transition bzw. Statistik Austria

Endenergieverbrauch im Verkehr. Szenarienergebnisse. Angaben in TWh

Quellen und Anmerkungen siehe Kapitel 5.2, Darstellung siehe Abbildung 17

	aktuell*	UBA Transition	Szenarien "100 % erneuerbar"				
			Strom	Bio fl.	Bio gasf.	Wasserstoff	Mix
Fossile	101	4	0	0	0	0	0
Strom	3	24	24	9	9	9	23
Biogen flüssig	8	5	10	41	11	0	11
Biogen gasf.	0	0	0	2	35	0	0
Wasserstoff	0	5	5	2	2	27	5
E-Fuel	0	0	0	0	0	11	0
Summe	112	38	39	53	57	47	39

Anmerkungen: * Werte für 2015 lt. UBA Transition bzw. Statistik Austria

Endenergieverbrauch in Industrie und Gewerbe. Szenarienergebnisse. Angaben in TWh

Quellen und Anmerkungen siehe Kapitel 5.3, Darstellung siehe Abbildung 18

	aktuell*	UBA Transition	Szenarien "100 % erneuerbar"				
			Strom	Bio fest+fl.	Bio gasf.	Wasserstoff	Mix
Fossile	56	12	0	0	0	0	0
Strom	28	32	44	36	36	32	35
Biomasse	13	20	20	28	28	20	23
Erneuerbare Gase	0	13	13	13	13	25	16
Fernwärme	3	3	3	3	3	3	3
Umgeb./Sol./Geo.	0	0	0	0	0	0	3
Abfall	3	2	2	2	2	2	2
Summe	104	82	82	82	82	82	82

Anmerkungen: * Werte für 2015 lt. UBA Transition bzw. Statistik Austria

Endenergieverbrauch in der Landwirtschaft. Szenarienergebnisse. Angaben in TWh

Quellen und Anmerkungen siehe Kapitel 5.4, Darstellung siehe Abbildung 20

	aktuell*	UBA Transition	100 % erneuerbar
Fossile	0,2	0,2	0,0
Strom	1,1	1,2	1,2
Biomasse	2,2	1,7	1,9
Erneuerbare Gase	0,0	0,0	0,0
E-Fuel	0,0	0,0	0,0
Fernwärme	0,1	0,1	0,1
Umgeb./ Sol./Geo.	0,0	0,0	0,0
offroad-Verkehr	2,7	-	-
Summe	6,4	3,3	3,3

Anmerkungen: * Werte für 2015 lt. UBA Transition bzw. Statistik Austria

Endenergieverbrauch gesamt. Szenarienergebnisse. Angaben in TWh

Quellen und Anmerkungen siehe Kapitel 5.5, Darstellung siehe Abbildung 21

	aktuell*	UBA Transition	Szenarien "100 % erneuerbar"				
			Strom	Bio fest+fl.	Bio gasf.	Wasserstoff	Mix
Fossile	173	23	2	2	2	2	2
Strom	61	79	92	68	64	64	82
Biogen fest	42	32	35	43	35	35	38
Biogen flüssig	0	5	10	41	11	0	11
Biogen gasf	0	0	0	7	53	0	9
Wasserstoff	0	5	5	2	2	39	5
E-Fuel/SNG	0	0	6	0	0	17	0
Fernwärme	21	15	16	16	16	16	16
Umgeb./Sol./Geo.	4	13	15	15	15	15	18
Summe	302	173	180	194	198	187	180

Anmerkungen: * Werte für 2015 lt. UBA Transition bzw. Statistik Austria

Bedarf an Endenergieträgern zur Deckung des Endenergieverbrauchs und den Verbrauch des Sektors Energie in den Szenarien. Angaben in TWh

Quellen und Anmerkungen siehe Kapitel 5.5, Darstellung siehe Abbildung 22

	mindestens	maximal
Strom	64	92
Biogen fest	35	43
Biogen flüssig	0	41
Biogen gasf	0	53
Wasserstoff	2	39
E-Fuel/SNG	0	17
Fernwärme	16	16
Umgeb./Sol./Geo.	15	18

Fernwärmeaufbringung. Szenarienergebnisse. Angaben in TWh

Quellen und Anmerkungen siehe Kapitel 5.7, Darstellung siehe Abbildung 23

	aktuell*	UBA Transition	Szenarien "100 % erneuerbar"				
			Strom	Bio fest+fl.	Bio gasf.	Wasserstoff	Mix
fossil	12	3	1	1	1	1	1
Umgeb./Sol./Geo.	0	2	3	3	3	3	3
KWK H2/SNG/ Biomethan	0	0	2	2	2	2	2
Biomasse fest	11	11	12	12	12	12	12
Summe	23	16	17	17	17	17	17

Anmerkungen: * Werte für 2015 lt. UBA Transition bzw. Statistik Austria

Bedarf an Wasserstoff und an daraus abgeleiteten Energieträgern. Szenarienergebnisse. Angaben in TWh

Quellen und Anmerkungen siehe Kapitel 5.7, Darstellung siehe Abbildung 24

	aktuell*	UBA Transition	Szenarien "100 % erneuerbar"				
			Strom	Bio fest+fl.	Bio gasf.	Wasserstoff	Mix
Wasserstoff	-	13	16	11	11	50	15
synth. Methan	-	4	24	1	1	24	6
E-Fuel	-	0	0	0	0	11	0
Strom für die Erzeugung	-	22	53	15	15	112	27

Anmerkungen: * Werte für 2015 lt. UBA Transition bzw. Statistik Austria

Bedarf an Strom. Szenarienergebnisse. Angaben in TWh

Quellen und Anmerkungen siehe Kapitel 5.7, Darstellung siehe Abbildung 25

	aktuell*	UBA Transition	Szenarien "100 % erneuerbar"				
			Strom	Bio fest+fl.	Bio gasf.	Wasserstoff	Mix
Endverbrauch	61	79	92	68	64	64	82
Wasserstofferzeugung	0	22	53	15	15	112	27
Verbrauch Sektor Energie	8	10	13	9	9	15	11
Zwischensumme	0	112	158	93	89	191	120
Transport-verluste	3	4	6	4	4	8	5
Summe	72	116	164	97	92	199	125
Verfügbares Potenzial	-	-	137	137	137	137	137

Anmerkungen: * Werte für 2015 lt. UBA Transition bzw. Statistik Austria

Bedarf an Primärenergieträgern. Szenarienergebnisse. Angaben in TWh

Quellen und Anmerkungen siehe Kapitel 5.8, Darstellung siehe Abbildung 26

	aktuell*	UBA Transition	Szenarien "100 % erneuerbar"					Potenzial
			Strom	Bio fest+fl.	Bio gasf.	Wasserstoff	Mix	
Fossile	267	39	4	4	4	4	4	0
Wasserkraft	37	47	51	34	32	51	46	51
Windkraft	5	28	43	28	27	43	38	43
PV	1	26	30	20	19	30	27	30
Umgeb./Sol./Geo. o. PV	4	15	18	18	18	18	21	39
Biomasse	67	68	125	125	125	125	95	125
Nettoimport Min.	10**	0	0	0	0	0	0	0
Nettoimport Max.			2	15	17	24	0	0

Anmerkungen: * Werte für 2015 lt. UBA Transition bzw. Statistik Austria. ** nur Nettostromimporte

