



**ERNEUERBARE
ENERGIEPOTENZIALE
IN ÖSTERREICH 2030 & 2040**



**AUSTRIAN INSTITUTE
OF TECHNOLOGY**



TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
WIEN



**energie
werkstatt**

ENDBERICHT

STUDIE ERNEUERBARE ENERGIE- POTENZIALE IN ÖSTERREICH FÜR 2030 UND 2040

Projektteam:

AIT Austrian Institute of Technology GmbH
Giefinggasse 4, 1210 Wien

AEE – Institut für Nachhaltige Technologien
Feldgasse 19, 8200 Gleisdorf

Energiewerkstatt
Heiligenstatt 23, 5211 Friedburg-Lengau

Technische Universität Wien
Gusshausstraße 25-29/E370-03, 1040 Wien

Umweltbundesamt GmbH
Spittelauer Lände 5, 1090 Wien

Eine Studie im Auftrag des Klima- und Energiefonds
(Projektreferenz: BW000033155)



Wien / Gleisdorf / Lengau, am 25. März 2026

DIE STUDIE IM ÜBERBLICK:

Die Studie *Erneuerbare Energiepotenziale in Österreich für 2030 und 2040* wurde im Auftrag des Klima- und Energiefonds und dotiert aus Mitteln des ehemaligen Bundesministeriums für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK) unter Leitung des AIT Austrian Institute of Technology GmbH (AIT) gemeinsam mit Umweltbundesamt (UBA), Technische Universität Wien (TU Wien), AEE – Institut für Nachhaltige Technologien (AEE INTEC) und Energiewerkstatt durchgeführt.

Hauptziel der Studie war die bundesweite, methodisch konsistente Erhebung erneuerbarer Energiepotenziale in Österreich und deren Realisierungsmöglichkeiten bis 2030 und 2040 in Form von Bandbreiten und auf Basis definierter Entwicklungspfade bzw. Storylines.

Der vorliegende Endbericht erlaubt einen detaillierten Blick auf die zugrundeliegende Methodik und die Ergebnisse auf Ebene der einzelnen Technologiefelder sowie im Überblick.

Laufzeit: April 2023 bis November 2025

Autor: innen:

Gustav Resch, Bernhard Mayr, Bernhard Gahleitner, Edith Haslinger – AIT

Siegmond Böhmer, Marianne Bertine Broer, Christine Brendle, Günter Eisenkölb, Stephan Nemetz, Carlos Elser-Amann, Alexander Storch, Daniel Trauner, Peter Weiss, Raphael Wasserbaur – UBA

Alexander Stökl, Andreas Krenn – Energiewerkstatt

Franz Mauthner, Wolfgang Gruber-Glatzl, Jasmin Pfleger, Andreas Stöger – AEE INTEC

Lukas Kranzl, Frank Radosits, Fabian Schipfer, Peter Valent – TU Wien

Wien / Gleisdorf / Lengau, am 25. März 2026

Inhalt

Danksagung	7
Kurzfassung	8
Executive Summary.....	9
1 Hintergrund und Ziele	10
1.1 Ziel der Studie	10
1.2 Struktur dieses Berichts	11
2 Allgemeine Methodik (Übergreifend)	12
2.1 Projektziele und -ergebnis.....	12
2.2 Allgemeine Methodik im Überblick	13
2.3 Datenerhebung	14
2.3.1 Repository-Implementierung und Formatspezifikation.....	14
2.3.2 Datensammlung und -aufbereitung.....	15
2.3.3 Verortung des Anlagenbestands.....	17
2.3.4 Ergebnis.....	17
2.4 Modellierung & Bewertung	17
2.4.1 Spezifikation allgemeiner Rahmenbedingungen.....	18
2.4.2 Schutzgebiete	18
2.4.3 Modellierung der technischen Potenziale (auf Ebene der Technologiefelder).....	21
2.4.4 Modellierung und Bewertung der 2030 / 2040 realisierbaren Potenziale (übergreifend und auf Ebene der Technologiefelder)	21
2.5 Allgemeine Storylines für die zukünftige Nutzung erneuerbarer Energiepotenziale in Österreich	24
2.5.1 Storyline – Low: Verhaltener Fortschritt unter begrenzten Rahmenbedingungen	24
2.5.2 Storyline – Medium: Zielorientierte Entwicklung bei günstigen Rahmenbedingungen	25
2.5.3 Storyline – High: Beschleunigte Transformation und systemische Integration	26
2.6 Ergebnisdarstellung	27
2.6.1 Entwicklung der Web-GIS Basisapplikation.....	27
2.6.2 Validierung und Veröffentlichung der Web-GIS Applikation.....	27
3 TF1: Photovoltaik.....	29
3.1 Ausgangslage	29
3.1.1 Storylines für die Stromerzeugung durch PV.....	29
3.1.2 Neue Gebäude, PV-Gebot und Gebäuderenovierungen	31
3.1.3 Ökologische Anforderungen zur Förderfähigkeit von PV-Anlagen auf Freiflächen.....	32
3.2 Daten und Methode.....	33

3.2.1	Österreichweit einheitlicher Globalstrahlungskataster	33
3.2.2	Ermittlung der technischen Potenziale - Gebäude (Dach/Fassade)	34
3.2.3	Ermittlung der technischen Potenziale - Freiflächen	36
3.2.4	Ermittlung der realisierbaren Potenziale - Gebäude (Dach/Fassade).....	38
3.2.5	Ermittlung der realisierbaren Potenziale - Freiflächen	38
3.3	Ergebnisse	40
3.3.1	Technische Potenziale - Gebäude	40
3.3.2	Technische Potenziale - Freiflächen	41
3.3.3	Realisierbare Potenziale	44
3.3.4	Ergebnisdarstellung	49
3.3.5	Bewertung der Ergebnisse.....	54
4	TF2: Wasserkraft	57
4.1	Ausgangslage	57
4.2	Methodisches Konzept.....	57
4.3	Ergebnisse	60
4.3.1	Theoretisches Potenzial.....	60
4.3.2	Kraftwerksbestand	69
4.3.3	Nichtverfügbare Strecken	70
4.3.4	Technisches (Rest-)Potenzial	73
4.3.5	Realisierbares Potenzial nach Storylines zu Bandbreiten.....	79
4.3.6	Bewertung der Ergebnisse.....	81
5	TF3: Windenergie	82
5.1	Ausgangslage	82
5.2	Storylines zu den Bandbreiten (Low, Medium, High)	83
5.3	Methodisches Konzept.....	84
5.3.1	Bestimmung der Potenzialflächen	84
5.3.2	Modellierung der Windenergienutzung in den Potentialflächen	86
5.3.3	Wirtschaftlichkeitsanalyse.....	88
5.3.4	Bandbreite des Windenergieausbaus bis 2030 und 2040.....	90
5.4	Ergebnisse	90
5.4.1	Potenzialflächen Windenergie	90
5.4.2	Technisches Potenzial Windenergie	93
5.4.3	Realisierbare Potenziale der Windenergie 2030 und 2040.....	100
5.4.4	Bewertung der Ergebnisse.....	104
6	TF4: Tiefe Geothermie	106
6.1	Ausgangslage	106
6.2	Methodisches Konzept.....	106
6.3	Ergebnisse	106
6.4	Bewertung der Ergebnisse.....	108

6.4.1	Abschätzung des realisierbaren Potenzials (Experteneinschätzung) ...	108
6.4.2	Ausblick	109
7	TF5: Bioenergie	110
7.1	Ausgangslage	110
7.1.1	Storylines-Holzartige Biomasse	111
7.1.2	Storylines Biogas/Biomethan	115
7.2	Methodisches Konzept.....	116
7.2.1	Biogas/Biomethan:.....	116
7.2.2	Energieträger auf Basis fester und flüssiger Biomasse:	117
7.3	Ergebnisse	120
7.3.1	Biogas/Biomethan – räumlich aufgelöste Ergebnisse.....	120
7.3.2	Bioenergiepotenziale – Betrachtung auf aggregierter, österreichischer Ebene	125
8	TF6: Solarthermie.....	133
8.1	Ausgangslage	133
8.1.1	Storylines zu den Bandbreiten (Low, Medium, High)	133
8.2	Methodisches Konzept.....	133
8.2.1	Theoretisches Potenzial.....	134
8.2.2	Technisches Potenzial	135
8.2.3	Realisierbare Potenziale	138
8.3	Ergebnisse	141
8.3.1	Gebäudebezogene Solarthermie	141
8.3.2	Solargestützte Wärmenetze.....	148
8.3.3	Bewertung der Ergebnisse.....	154
9	TF7: Umgebungswärme und Abwärme	158
9.1	Ausgangslage	158
9.1.1	Storylines zu den Bandbreiten (Low, Medium, High)	158
9.2	Methodisches Konzept.....	159
9.2.1	Theoretisches Potenzial.....	161
9.2.2	Technisches Potenzial	161
9.2.3	Realisierbares Potenzial	166
9.2.4	Erforderliche Eingangsdaten.....	168
9.3	TF7.1: Luftwärme (Umgebungsluft).....	169
9.3.1	Ausgangslage	169
9.3.2	Methodisches Konzept	169
9.3.1	Ergebnisse	171
9.3.2	Bewertung der Ergebnisse.....	177
9.4	TF7.2: Wasserwärme aus Fließgewässern (Aquathermie)	179
9.4.1	Ausgangslage	179

9.4.2	Methodisches Konzept	179
9.4.3	Ergebnisse.....	184
9.4.4	Bewertung der Ergebnisse.....	188
9.5	TF7.3: Oberflächennahe Geothermie und Grundwasser	190
9.5.1	Ausgangslage	190
9.5.2	Methodisches Konzept	190
9.5.3	Ergebnisse.....	194
9.5.4	Bewertung der Ergebnisse.....	206
9.6	TF7.4: Abwärme.....	208
9.6.1	Einführung und Ausgangslage.....	208
9.6.2	Methodisches Konzept	208
9.6.3	Industrielle Abwärme	209
9.6.4	Abwärme aus Kläranlagen.....	212
9.6.5	Ergebnisse.....	213
9.6.6	Bewertung der Ergebnisse.....	222
10	TF8: Energienachfrage.....	225
10.1	Hintergrund	225
10.2	Methodisches Konzept.....	225
10.3	Ergebnisse	225
10.3.1	Literaturüberblick	225
10.3.2	Energiebilanz.....	227
10.3.3	Stromsektor	229
10.3.4	Wasserstoff (und andere erneuerbare synthetische Kraftstoffe).....	233
10.3.5	Wärmesektor	235
11	Überblick und Diskussion	238
11.1	Erneuerbare Energiepotenziale 2030 und 2040 im Überblick	238
11.1.1	Technische und realisierbare Potenziale erneuerbarer Energien	238
11.1.2	Vergleich der erneuerbaren Energiepotenziale mit der Energienachfrage	241
11.2	Ergänzende wirtschaftliche Einordnung erneuerbarer Energietechnologien..	245
11.3	Der Einfluss des Klimawandels auf Energieerzeugung und Nachfrage ...	248
11.4	Fazit und Ausblick.....	252
12	Literaturverzeichnis	253

DANKSAGUNG

Das Forschungsprojekt wurde durch einen fachkundig besetzten Projektbeirat begleitet, dem Vertreterinnen und Vertreter aus Politik, Verwaltung, Industrie, Wirtschaft und Gesellschaft angehörten. Ihnen wurden Ansätze, Methoden, Zwischenergebnisse und Ergebnisse des Projekts präsentiert, welche sie kritisch reflektierten und konstruktiv weiterentwickelten. Durch diese engagierte Mitwirkung konnten Aussagekraft und Belastbarkeit der Studie wesentlich gesteigert werden.

Besonderer Dank gilt den Vertreterinnen und Vertretern des Klima- und Energiefonds Österreich, insbesondere Sandra Braumann und Patrick Fuchs, sowie den Expertinnen und Experten des Bundesministeriums für Wirtschaft, Energie und Technologie (BMWET), namentlich Marie-Theres Thöni, Wolfgang Jank, Johannes Mantler und Anton Jakob. Ebenso möchten wir den weiteren aktiv beteiligten Ministerien danken – dem Bundesministerium für Innovation, Mobilität und Infrastruktur (BMIMI) sowie dem Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Klima- und Umweltschutz, Regionen und Wasserwirtschaft (BMLUK) – deren Beiträge maßgeblich zur Qualität der Studie beigetragen haben.

Zusätzlich möchten wir uns auch für die aktive Mitwirkung bedanken bei den Vertreterinnen und Vertretern des Landes Vorarlberg – Fachbereich Energie und Klimaschutz, insbesondere Adi Gross und Markus Niedermair, der Ökostrom Management AG (O-eMAG), namentlich Horst Brandlmaier, dem WWF Österreich, namentlich Karl Schellmann und Viktoria Auer, sowie dem Dachverband Erneuerbare Energie Österreich, namentlich Johannes Schmidl. Ihre fachliche Expertise und konstruktiven Beiträge haben die inhaltliche Qualität und Relevanz des Projektes weiter gestärkt.

Zahlreiche weitere Personen wären in dieser Danksagung anzuführen aufgrund ihrer aktiven Mitwirkung im Rahmen der Konsolidierung von Methodik und Ergebnissen – aus datenschutzrechtlichen Gründen sehen wir aber hiervon ab.

KURZFASSUNG

Im Auftrag des Klima- und Energiefonds wurde unter Leitung des AIT Austrian Institute of Technology gemeinsam mit Umweltbundesamt, TU Wien, AEE INTEC und der Energiewerkstatt eine umfassende Potenzialstudie zu erneuerbaren Energiequellen in Österreich durchgeführt. Ziel war es, methodisch konsistente technische und realisierbare Potenziale für die Zieljahre 2030 und 2040 zu ermitteln.

Untersucht wurden sieben Technologiefelder sowie die Energienachfrage: Photovoltaik, Wasserkraft, Windenergie, tiefe Geothermie, Bioenergie, Solarthermie sowie Umweltwärme und Abwärme. Die Methodik basierte auf drei zentralen Arbeitsschritten: (1) Datenerhebung, unter anderem zu Flächennutzung, Klimaszenarien und Energienachfrage, (2) Modellierung und Bewertung technischer sowie realisierbarer Potenziale unter Berücksichtigung wirtschaftlicher, technologischer, gesellschaftlicher und klimatischer Einflussgrößen sowie (3) Ergebnisdarstellung in einem Web-GIS-Tool, vgl. <https://gtif-austria.info/>.

Photovoltaik (PV) Photovoltaik (PV) zeigt mit über 50 TWh/a im Jahr 2040 das größte realisierbare Potenzial, insbesondere auf Gebäuden und versiegelten Freiflächen. Trotz sehr hoher technischer Potenziale, insbesondere auf Freiflächen, wird die tatsächliche Realisierbarkeit stark durch soziale, ökologische und infrastrukturelle Kriterien begrenzt.

Wasserkraft weist ein realisierbares zusätzliches Potenzial von bis zu 10 TWh/a im Jahr 2040 durch Neubauten und Optimierung auf. Klimatische Veränderungen könnten das theoretische Potenzial bis 2070 zusätzlich leicht erhöhen.

Windenergie zeigt ein realisierbares Potenzial von bis zu 42 TWh/a im Jahr 2040, abhängig von Flächenverfügbarkeit, Infrastruktur und Akzeptanz.

Bioenergie weist 2040 ein realisierbares Potenzial von rund 59 – 72 TWh/a, abhängig von den jeweiligen Entwicklungspfaden und konkurrierenden Nutzungsansprüchen der unterschiedlichen Biomasseströme.

Für die **tiefe Geothermie** konnte aufgrund der unzureichenden Datenlage kein belastbares realisierbares Potenzial quantifiziert werden. Expert*innen schätzen jedoch, dass im Jahr 2030 etwa 1,5 TWh/a geothermische Wärme erschlossen werden könnten.

Solarthermie zeigt für das Jahr 2040 ein realisierbares Potenzial von bis zu 13 TWh/a. Dieses wird weniger durch verfügbare Flächen limitiert, sondern vielmehr durch ökonomische, infrastrukturelle und organisatorische Rahmenbedingungen.

Umweltwärme und Abwärme leisten einen wesentlichen Beitrag zur Wärmewende. Besonders hohe Potenziale zeigen Luftwärme und oberflächennahe Geothermie – jeweils bis zu 20 TWh/a, ergänzt durch Abwärme und Aquathermie. Deren Erschließung hängt stark vom technologischen Fortschritt, der Entwicklung der Wärmenachfrage, der Gebäudesanierung sowie von der Integration in Wärme- und Strominfrastrukturen ab.

Die Studie liefert eine datenbasierte Entscheidungsgrundlage für strategische Flächenplanung, Energiepolitik und den gezielten Ausbau erneuerbarer Energien und unterstreicht die Relevanz regional differenzierter und langfristig orientierter Energiestrategien für die Klimaneutralität Österreichs bis 2040.

EXECUTIVE SUMMARY

On behalf of the Austrian Climate and Energy Fund, a comprehensive potential study on renewable energy sources in Austria was carried out under the leadership of AIT Austrian Institute of Technology, in cooperation with the Environment Agency Austria (UBA), TU Wien, AEE INTEC, and Energiewerkstatt. The aim was to determine methodically consistent technical and realisable potentials for the target years 2030 and 2040.

Seven technology fields and the overall energy demand were analysed: photovoltaics, hydropower, wind energy, deep geothermal energy, bioenergy, solar thermal energy, as well as ambient heat and waste heat. The methodology was based on three main steps: (1) data collection, including land use, climate scenarios and energy demand, (2) modelling and assessment of technical and realisable potentials considering economic, technological, societal and climatic factors, and (3) presentation of the results in a web-based GIS tool (see <https://gtif-austria.info/>).

Photovoltaics (PV) show the largest realisable potential, exceeding 50 TWh per year by 2040, particularly on buildings and sealed open areas. Although the technical potential – especially on open land – is significantly higher, actual deployment is strongly constrained by social, ecological and infrastructural criteria.

Hydropower offers an additional realisable potential of up to 10 TWh per year by 2040 through new installations and optimisation of existing plants. Climate change could slightly increase the theoretical potential by up to around 0.5 TWh per year by 2070.

Wind energy shows a realisable potential of up to 42 TWh per year by 2040, depending on land availability, infrastructure and social acceptance.

Bioenergy provides a realisable potential of approximately 59–72 TWh per year in 2040, depending on the respective development pathways and competing uses of different biomass resources.

Due to insufficient data availability, no robust estimate of realisable potential could be quantified for **deep geothermal energy**. However, experts estimate that around 1.5 TWh per year of geothermal heat could be developed by 2030.

Solar thermal energy shows a realisable potential of up to 13 TWh per year by 2040. This potential is less constrained by available surface area than by economic, infrastructural and organisational conditions.

Ambient heat and waste heat play a key role in the heat transition. Particularly high potentials exist for air-source heat and shallow geothermal energy – each up to around 20 TWh per year – complemented by industrial waste heat and aquathermal energy. Their deployment strongly depends on technological progress, the development of heat demand, building renovation rates, and the integration of heat and electricity infrastructures.

Overall, the study provides a data-based decision-making foundation for strategic spatial planning, energy policy, and the targeted expansion of renewable energy. It highlights the importance of regionally differentiated and long-term energy strategies for achieving climate neutrality in Austria by 2040.

1 HINTERGRUND UND ZIELE

Österreich verfolgt ambitionierte Ziele hinsichtlich des Ausbaus erneuerbarer Energien und des Klimaschutzes im Allgemeinen. 2030 soll demgemäß der Anteil Erneuerbarer im Stromsektor die Gesamtstromnachfrage bilanziell zu 100% decken, und im Jahr 2040 ist vollständige Klimaneutralität angestrebt. Zahlreiche gesetzliche und politische Voraussetzungen wurden hierfür bereits geschaffen bzw. sind im Entstehen. Wie zuletzt im zweiten österreichischen Sachstandsbericht zum Klimawandel [1] erwähnt, dient zum Erreichen der Klimaneutralität der Grundsatz „Energieeffizienz an erster Stelle“ [2] als oberste Prämisse. Dieser Grundsatz zielt darauf ab, den Energieverbrauch zuerst zu reduzieren, um somit den zusätzlichen erneuerbaren Energiebedarf und hierfür notwendige Investitionen möglichst gering zu halten. Ebenso erscheint aber die Transformation der Energiebereitstellung im obigen Kontext unabdingbar.

Angesichts der zentralen Bedeutung in der Energiebereitstellung rückt die Nutzung vorhandener Potenziale erneuerbarer Energien in den energiewirtschaftlichen und politischen Fokus. Mit fortschreitendem Ausbau Erneuerbarer gewinnt die Identifikation geeigneter Flächen sowie die regionale Diversifizierung, d.h. Flächenbedarf und Flächenkonkurrenz unter Abwägung der Wirtschaftlichkeit, zunehmend an Bedeutung.

Zudem sieht auch Artikel 15c der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie (RED III) implizit die Bewertung des Potenzials von Energie aus erneuerbaren Quellen vor. Diese Bewertung umfasst gegebenenfalls auch eine Raumanalyse von auch unter Umweltaspekten geeigneten Gebieten und geht u.a. auf das Potenzial kleinerer Projekte auf der Ebene von Privathaushalten ein.

Vor diesem Hintergrund bedarf es einer regionalisierten Potenzialanalyse aller in Österreich verfügbaren erneuerbaren Energiequellen – feste, flüssige und gasförmige Bioenergie, Geothermie, Photovoltaik, Solarthermie, Umgebungswärme & Wärmepumpe, Wasserkraft und Windenergie – für die Anwendungsbereiche Strom, Wärme, Kälte und Kraftstoffe sowie die Verwendung von erneuerbaren Gasen und flüssigen Erneuerbaren in der Industrie (z.B. erneuerbarer Wasserstoff in der Stahlindustrie, erneuerbares Methan in der chemischen Industrie, Schmierstoffe) für die Zieljahre 2030 und 2040.

1.1 Ziel der Studie

Im Einklang mit obigen Ausführungen wurde im Jahr 2022 seitens des Klima- und Energiefonds, dotiert aus den Mitteln des ehemaligen Bundesministeriums für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK), die Erstellung der Studie „Erneuerbare Energiepotenziale in Österreich für 2030 und 2040“ ausgeschrieben. Als Ergebnis des Auswahlverfahrens wurde im März 2023 ein Konsortium unter der Leitung des AIT Austrian Institute of Technology GmbH (AIT) mit der Erstellung der entsprechenden Studie betraut. AIT agiert hierbei in enger Kooperation mit dem Umweltbundesamt (UBA), der Technischen Universität Wien (TU Wien), AEE – Institut für Nachhaltige Technologien (AEE INTEC) und der Energiewerkstatt.

Ergänzend zum Basisprojekt wurden im Zuge der Studiererstellung zwei zusätzliche Subaufträge („Szenarien zur Holzbiomasse für die energetische Nutzung in Österreich“ [3], „Hydrological Simulations of expected Changes in River Discharges“ [4]) finanziert und umgesetzt. Parallel dazu wurde das Vorhaben „Solarkataster Österreich“ [5] realisiert. Die daraus gewonnenen Ergebnisse bildeten eine wesentliche Grundlage für die Modellierung und Berechnung der Potenziale.

Hauptziel der Studie war die **bundesweite, methodisch konsistente Erhebung erneuerbarer Energiepotenziale in Österreich und deren Realisierungsmöglichkeiten bis 2030 und 2040** in Form von Bandbreiten und auf Basis definierter Entwicklungspfade bzw. Storylines.

Die im vorliegenden Endbericht gezeigten Ergebnisse stellen das Endprodukt der Studie dar. Zwecks Plausibilisierung von Methodik und Ergebnissen fand im Vorfeld ein Konsolidierungsprozess statt, an dem zahlreiche Vertreter aus Politik, Verwaltung, Industrie, Wirtschaft und Gesellschaft mitwirkten. Für die zahlreichen Anregungen, kritischen Reflexionen und wertvollen Beiträge bedankt sich das Projektteam herzlichst bei allen teilnehmenden Personen.

1.2 Struktur dieses Berichts

Die vorliegende Endfassung beinhaltet eine Darstellung der Methodik, eingangs übergreifend, vgl. Kapitel 2, sowie nachfolgend hinsichtlich Spezifika auf Ebene der einzelnen Technologiefelder, vgl. Kapitel 3 bis 10. Analoges gilt für die ermittelten Ergebnisse, welche im Detail auf Ebene der Technologiefelder vorgestellt werden, inklusiver regionaler Spezifika – sowie im Nachgang überblicksweise und technologiefeldübergreifend auf Bundesebene, vgl. Kapitel 11. In diesem abschließenden Kapitel werden neben den identifizierten Potenzialen aus energetischer Sicht auch ergänzende ökonomische Indikatoren und der Einfluss des Klimawandels auf die Potenzialverfügbarkeit diskutiert.

2 ALLGEMEINE METHODIK (ÜBERGREIFEND)

2.1 Projektziele und -ergebnis

Das Ziel der Studie „Erneuerbarer Energiepotenziale in Österreich 2030 und 2040“ war die bundesweite, methodisch konsistente Erhebung erneuerbarer Energiepotenziale in Österreich. Im Rahmen der Studie wurde das **technische und realisierbare Potenzial für erneuerbare Energien in Österreich in entsprechender räumlicher Auflösung für 2030 und 2040 modelliert**. Hierbei wurden zentrale Parameter wie etwa die Wirtschaftlichkeit aus heutiger Sicht sowie für 2030 und 2040, standortspezifischer Aspekte, saisonale Verfügbarkeit, Einfluss des technologischen Wandels und die Auswirkungen des Klimawandels auf das Dargebot und die Erschließung berücksichtigt.

Wichtig zu erwähnen im Zielkontext erscheint auch die Angabe von „Nichtzielen“. Demgemäß war es kein Studienziel, politische Entscheidungen zu treffen. Insofern erfolgte im Rahmen der Studie kein Ausweisen von Vorrang- oder Beschleunigungsgebieten („Acceleration Areas“) wie im Europakontext (RED III) gefordert. Des Weiteren wurde im Rahmen der Studie keine technologieübergreifende Abschätzung und Bewertung der Potenziale durchgeführt, ebenso erfolgte keine standortbezogene naturschutzfachliche Detailprüfung außerhalb ausgewiesener Schutzgebiete.

Als Ergebnis der Studie wurden aus Kostensicht sowie unter Berücksichtigung der Realisierbarkeit **optimierte und bis 2030 bzw. 2040 realisierbare (technische) Potenziale** für alle betrachteten erneuerbaren Energiequellen modelliert und in einem **online Web-GIS Tool** dargestellt. Hierbei wurden Bandbreiten angegeben, von **Low** (konservativ und wenig ambitioniert) zu **High** (optimistisch und ambitioniert) sowie gemäß einer **Medium**-Betrachtung (realistisch mit hoher Eintrittswahrscheinlichkeit).

Insgesamt wurde in der Studie zwischen sieben generellen erneuerbaren Energiequellen bzw. Technologiefeldern (TF) unterschieden, welche wiederum aus ein bis vier Subtechnologiefelder bestehen.

Zusätzlich wurde den Potenzialen der erneuerbaren Energiequellen die Energienachfrage (TF 8) für Strom, Wärme, Kraftstoffe und Wasserstoff bzw. ggf. andere erneuerbare Gase inklusive etwaiger Bandbreiten gegenübergestellt, welche aus einem entsprechenden Literaturvergleich resultiert.

Die nachfolgende Auflistung bietet demgemäß eine systematische Übersicht über alle im Rahmen dieser Studie betrachteten Technologiefelder.

Analysierte Technologiefelder:

- **TF1: Photovoltaik (PV)**, bearbeitet durch UBA, mit den Subtechnologiefeldern:
 - **TF1.1: Gebäude-PV**
 - **TF1.2: Freiflächen-PV**, mit Unterscheidung zwischen versiegelten/verbauten und unversiegelten Freiflächen
- **TF2: Wasserkraft**, bearbeitet durch UBA
- **TF3: Windenergie**, bearbeitet durch Energiewerkstatt
- **TF4: Tiefe Geothermie**, bearbeitet durch AIT
- **TF5: Bioenergie**, bearbeitet durch TU Wien und UBA, mit den Subtechnologiefeldern:

- **TF5.1 Feste und flüssige Biomasse**
- **TF5.2 Biogas / Biomethan**
- **TF6: Solarthermie**, bearbeitet durch AEE INTEC
- **TF7: Umgebungswärme und Abwärme**, bearbeitet durch AEE INTEC, unterstützt von AIT, untergliedert in vier Subtechnologiefelder:
 - **TF7.1: Luftwärme (Umgebungsluft)**, bearbeitet durch AEE INTEC
 - **TF7.2: Aquathermie (Fließgewässer)**, bearbeitet durch AEE INTEC
 - **TF7.3: Oberflächennahe Geothermie und Grundwasser**, bearbeitet durch AIT, mit Unterscheidung zwischen geschlossenen und offenen Systemen
 - **TF7.4: Abwärme aus Industrie und Kommunen**, bearbeitet durch AEE INTEC, mit Unterscheidung zwischen Direktnutzung von industrieller Abwärme und Niedertemperaturabwärme aus Industrie und Kläranlagen
- **TF8: Energienachfrage**, bearbeitet durch AIT

2.2 Allgemeine Methodik im Überblick

Die Studie wurde basierend auf einer Matrix-Struktur in insgesamt drei zentralen Arbeitsschritten (Datenerhebung, Modellierung & Bewertung, Ergebnisdarstellung) technologiefeldübergreifend bearbeitet, wie in Abbildung 1 dargestellt.

Diese Matrixstruktur erlaubte die Verschneidung der Detailarbeiten auf Ebene der einzelnen Technologiefelder mit zentralen methodischen Schritten. Sie erwies sich als zielführend angesichts der übergeordneten Zielsetzung und der angestrebten Harmonisierung methodischer Schritte, übergreifender Datensätze allgemeiner Natur sowie hinsichtlich der Ergebnisdarstellung.

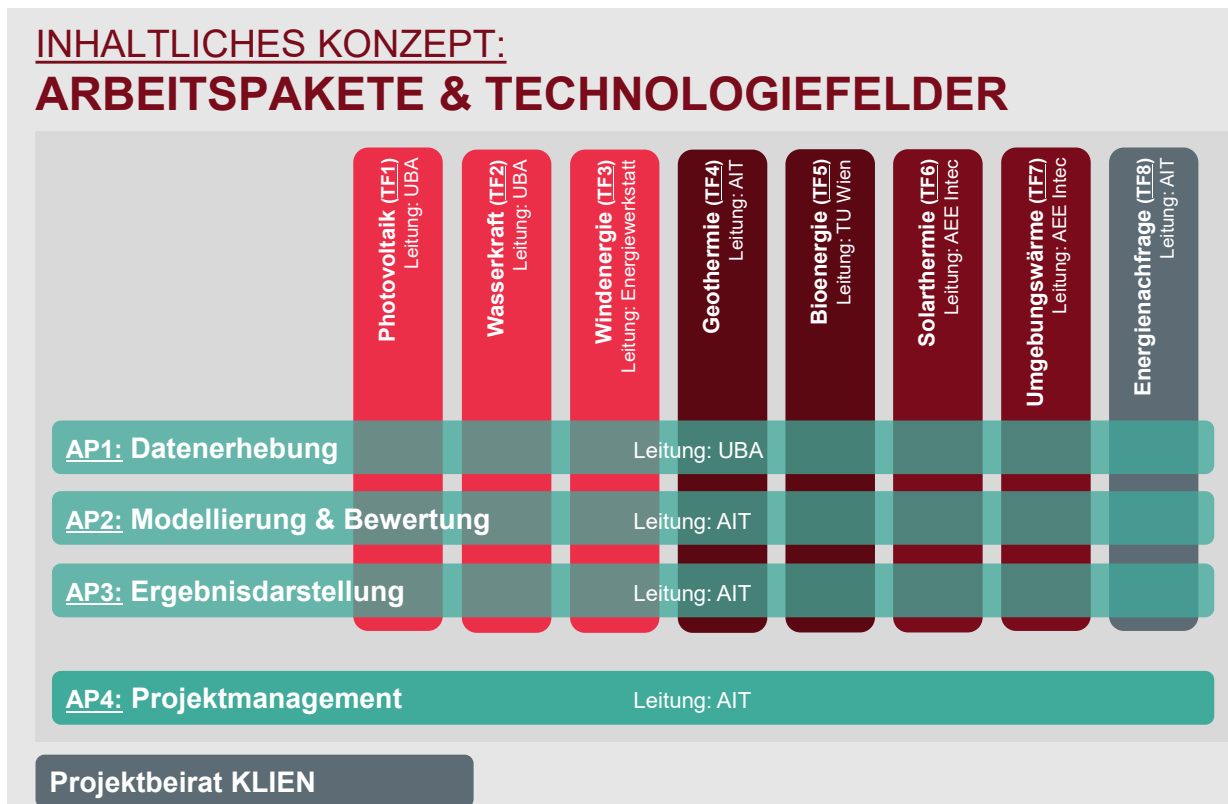


Abbildung 1: Inhaltliches Grundkonzept im Rahmen der Studie

Im ersten Schritt, der **Datenerhebung**, wurden sämtliche für die Analyse relevanten Informationen zu erneuerbaren Energiepotenzialen, Technologien, wirtschaftlichen Rahmenbedingungen, Nachfrage und Anlagenbestand systematisch erfasst und aufbereitet. Dabei flossen zahlreiche bestehende Studien ein, an denen das Projektteam bereits maßgeblich mitgewirkt hatte. So konnte eine konsistente und vergleichbare Datenbasis geschaffen werden, die auch potenzielle Nutzungskonflikte interdisziplinär berücksichtigt. Darauf aufbauend erfolgte die **Modellierung & Bewertung** der Potenziale, wobei technische und realisierbare Potenziale unterschieden und für die Zieljahre 2030 und 2040 in Bandbreiten (Low, Medium, High) ausgewiesen wurden. Abschließend umfasst die **Ergebnisdarstellung** sowohl die Berichtslegung der zentralen Ergebnisse als auch die Entwicklung einer öffentlich zugänglichen Web-GIS Applikation zur Visualisierung und Verbreitung der gewonnenen Erkenntnisse.

Die drei Arbeitsschritte folgten einer klaren Struktur, die den fachlichen Anforderungen entsprach und zugleich die spezifischen Besonderheiten der einzelnen erneuerbaren Energieträger berücksichtigte. Neben der **übergreifenden Projektkoordination** wurden technologiebezogene Fachgruppen gebildet, die für die Umsetzung der jeweiligen methodischen Vorgaben verantwortlich waren. Diese Kombination aus zentraler Steuerung und spezialisiertem Fachwissen hatte sich bereits in früheren Projekten bewährt und ermöglichte auch in diesem Vorhaben eine konsistente und zielgerichtete Umsetzung.

Im Folgenden wird die grundlegende technologiefeldübergreifende Methode der einzelnen Arbeitsschritte beschrieben. Spezifika zu den einzelnen Technologiefeldern werden ab Kapitel 3 beschrieben.

2.3 Datenerhebung

Ziel dieses Arbeitsschrittes war die umfassende Erhebung der für die weiteren Arbeitsschritte erforderlichen Daten sowie deren Aufbereitung im Einklang mit der späteren Verarbeitung. Ausgangspunkt hierfür bildeten Studien und Arbeiten zu erneuerbaren Energiepotenzialen und deren regionaler Verortung, zu Produktionstechnologien (Verfügbarkeit, technologische Entwicklungen, zeitliche Einsatzmöglichkeiten) und deren Wirtschaftlichkeit, zu Nachfrage und Aufbringung von Energieträgern (von Gemeinde- bis Bundesebene), zum Bestand und Standort von Anlagen, sowie Arbeiten zu Natur-, Arten- und Gewässerschutz und zur Klimawandelanpassung. An der Mehrzahl der zentralen Studien waren Mitglieder des gegenwärtigen Forschungsteams federführend beteiligt (z.B. Netzinfrasturplan (NIP), New Energy for Industry (NEFI), Windatlas Österreich, EAG-Gutachten zu Betriebs- und Investitionsförderungen, UBA-Energieszenarien, etc.).

Die Arbeiten zur Erreichung der oben erwähnten Ziele bzw. der nachfolgend gelisteten Ergebnisse wurden in drei Schritten gegliedert:

2.3.1 Repository-Implementierung und Formatspezifikation

Als erstes wurde ein umfassendes zentrales Daten-Repository eingerichtet und, wo erforderlich, technische Datenformatspezifikationen für die spätere geodatenbasierte Verarbeitung vereinbart. Dieses Daten-Repository diente dem Austausch Technologiefeldübergreifender Datensätze und aufbereiteter Daten innerhalb des Projektteams. Vertrauliche Daten wurden als solche gekennzeichnet, gegebenenfalls wurden Zugriffsbeschränkungen eingerichtet und/oder eine Anonymisierung vorgenommen, wodurch eine Weitergabe nach außen ausgeschlossen wurde.

2.3.2 Datensammlung und -aufbereitung

Hier erfolgte die Datensammlung und Datenaufbereitung, sowie die zentrale Archivierung der Technologiefeld-übergreifenden Datensätze. Gesammelte Datensätze wurden verarbeitet und aufbereitet im Einklang mit den jeweiligen Modellerfordernissen und getroffenen Spezifikationen. Wo erforderlich wurden Konsistenzprüfungen durchgeführt und es erfolgte der Abgleich unterschiedlicher Datensätze zum selben Themenfeld, etwa im Hinblick zu Angaben zum Anlagenbestand auf räumlich aufgegliederter Ebene. Im Zuge der Datensammlung wurde eine Gliederung vorgenommen, in der die Datensätze der späteren technologiefeldspezifischen Verarbeitung zugewiesen wurden – dieses Konzept findet sich auch bei der Auflistung von zentralen Datensätzen in Tabelle 1.

Tabelle 1: Überblick zu zentralen Studien und Datensätzen

Überblick zu zentralen Studien und Datensätzen – mit Angabe der Relevanz je Technologiefeld (Spalten rechts) und Auflistung der Studien / Datensätze plus Kurzbeschreibung (Zeilen unterhalb)	TF1 PV	TF2 Wasserkraft	TF3 Windenergie	TF4 Geothermie	TF5 Bioenergie	TF6 Solarthermie	TF7 Umgebungswärme	TF8 Energienachfrage	Verfügbarkeit im Team	Sensible Daten (J/N)
Netzinfrastrukturplan (NIP): Ergebnisse zur geplanten Netzinfrastruktur und zur Energienachfrage sowie zur Aufbringung	x	x	x	x	x	x	x	x	x	N
EAG Gutachten zu den Betriebs- und Investitionsförderungen im Rahmen des EAG: Daten zur Wirtschaftlichkeit von EE im Stromsektor	x	x	x	x	x				x	N
SECURES Klimadaten: Umfangreiche Daten zum Einfluss des Klimawandels (moderat bis stark) auf Wind, Wasser und PV-Erzeugung gemäß europäischen Klimaszenarien	x	x	x			x			x	N
CORINE Land Cover (CLC): Geodaten zur Flächennutzung gemäß einer detaillierten Klassifizierung für Österreich (und Europa)	x	x	x	x	x	x	x	x	x	N
Branchendaten zum Anlagenbestand (bei OE, EEÖ, IGW, Kleinwasserkraftverband, PV Austria, etc.): Diese wurden dem Projektteam dankenderweise bereitgestellt.	x	x	x	x	(x)				x	J
Renewables 4 Industries, IndustRiES und NEFI New Energy for Industry: Initiale Potenzialerhebung und umfangreiche Daten zur Energienachfrage sowie zu Dekarbonisierungspfaden der Industrie	(x)	(x)	(x)	(x)	(x)	(x)	(x)	x	x	N
UBA Szenarien: WAM, WEM, Transition Szenarien zur Entwicklung des österreichischen Energiesektors bis 2050, als Leitbild für die Energienachfrage und als Indikation zur technologiespezifischen Aufbringung	(x)	(x)	(x)	(x)	(x)	(x)	(x)	x	x	N
Datensätze für Biodiversität, Naturschutz und Gewässerschutz (regionalisiert; Einteilung nach IUCN-Kategorien I-VI)	x	x	x		(x)				x	N
Gebäudedaten aus AGWR-Auszug (Statistik Austria)	x		x	x		x	x	(x)	(x)	J
eBod Agrarland Wertigkeit, 2020	x								x	N
AGWR-Datenpakete Statistik Austria	x			x		x	x	(x)	x	N
JRC Solarstrahlung/Globalstrahlung Raster	x					x			x	N
Digitales Landschaftsmodell DLM des BEV (Gebäudepolygone, weitere verfügbare Attribute)	x		x	x		x	x	(x)	x	N
ÖROK Bevölkerungsszenarien 2021-2050	x			x		x	x	(x)	x	N

Überblick zu zentralen Studien und Datensätzen – mit Angabe der Relevanz je Technologiefeld (Spalten rechts) und Auflistung der Studien / Datensätze plus Kurzbeschreibung (Zeilen unterhalb)	TF1 PV	TF2 Wasserkraft	TF3 Windenergie	TF4 Geothermie	TF5 Bioenergie	TF6 Solarthermie	TF7 Umgebungswärme	TF8 Energienachfrage	Verfügbarkeit im Team	Sensible Daten (J/N)
GIS-Datensätze zu diversen Freiflächenanwendungen	x									
Daten der Statistik Austria (Erwerbspersonen, Beschäftigte, Arbeitstätten, Bevölkerung)	x			x		x	x	(x)	x	N
Datensatz zum theoretischen Windpotential in Form der mittleren Windgeschwindigkeit [m/s] sowie der Leistungsdichte [W/m ²] in einer Auflösung von 100x100m und für beliebige Höhen bis 300m ü.G.			x						x	J
Datensatz zur bestehenden Infrastruktur wie Straßen, Eisenbahnstrecken, Seilbahnen, Hochspannungsleitungen, Umspannwerken, Öl und Gaspipelines	x		x						x	N
Waldinventur (BFW), Holzeinschlagsmeldungen (BMLRT), Holzflussdiagramme (LKÖ, AEA)					x				(x)	N
Austrian Heatmap (sowie dahinterliegende Datenquellen, wie QM-Heizwerke, KPC-Förderdaten)				x	x	x	x	x	(x)	(J)
Pöyry - Wasserkraftpotenzialstudie Österreich , Aktualisierung 2018		x							(x)	N
Geologische und Hydrogeologische Grundlagenkarten sowie Erdwärmepotenzialkataster auf Bundes- und Landesebene (z.B. ehyd.gv.at, Erdwärmepotenzialkataster der Länder, wie z.B. wien.gv.at)				x			x		x	N
Potenzial der Tiefengeothermie für die Fernwärme- und Stromproduktion in Österreich (2014)				x					x	N
Vorstudie zum geothermalen Verstromungspotential in Österreich (GTÖ)				x					x	N
FTI Roadmap Geothermie, 2022				x			x		x	N
Open Source ZAMG Datensätze zu Wetter und Außenluft Zuständen in Österreich (https://data.hub.zamg.ac.at/dataset/)	x					x	x		x	N
Abwärmekataster Steiermark							x		x	N
Waterbase European Environment Agency EEA							x		x	N
Datensätze zu schutzwürdigen Gewässerstrecken (Aueninventar 2023, NGP 2021, Natura 2000, Leitbildarten): Strecken in sehr gutem ökologischem Zustand / Strecken mit sehr guter Hydromorphologie / Strecken an bzw. in Auen mit überragender naturschutzfachlicher Bedeutung / Strecken im potenziellen Verbreitungsgebiet von gefährdeten Fischarten / Freie Fließstrecken		x							x	N
Geschützte Gewässerstrecken nach den Regionalprogrammen der Bundesländer		x							x	N
Gewässernetz (NGP 2021)	x	x							x	N
Digitale Katastralmappe , BEV	x		x						x	N
Digitales Geländemodell , BEV	x	x	x						x	N
Standorte Wasserkraft, Engpassleistung und Regelarbeitsvermögen (WIS Systeme der Länder, Österreichs Energie, KWK Österreich, etc.)		x							x	(J)
Studie zu Importmöglichkeiten für erneuerbaren Wasserstoff , AIT und Frontier Economics im Auftrag von BMK, 2022	(x)		(x)					(x)	x	N
Altlasten (UBA)	x								x	N
Quellschutzgebiete (BML)	x	x							x	N

2.3.3 Verortung des Anlagenbestands

Besonderes Augenmerk galt der Erfassung des Anlagenbestands, insbesondere im Stromsektor dank Daten der Branchenvertreter. Ergänzt wurde dies durch frühere Projektarbeiten (z. B. ÖNIP [6]). Erfasst wurden nur notwendige Angaben wie Technologie, Standort, Errichtungsjahr und Leistung. Fernwärmeanlagen wurden über die Austrian Heatmap [7] identifiziert, industrielle Standorte und deren Abwärmepotenziale gemäß den Methoden wie in Kapitel 9 beschrieben. Die Daten bildeten auch die Basis für etwaige Repowering-Analysen.

2.3.4 Ergebnis

Als Ergebnis lagen alle für die weitere Analyse erforderlichen Datensätze vollständig vor. Diese umfassten sowohl technologiefeldspezifische als auch übergreifende Daten, einschließlich des umfassend verorteten Anlagenbestands. Die Daten wurden entsprechend den festgelegten Spezifikationen aufbereitet und zentral archiviert, sodass sie nahtlos in die nachfolgenden Schritte der Modellierung und Bewertung überführt werden konnten.

2.4 Modellierung & Bewertung

Für die Erhebung der Potenziale wurde die in Abbildung 2 veranschaulichte und beschriebene Begriffsdefinition verwendet. Im Fokus der durchzuführenden Analysen stand demnach die Identifikation realisierbarer (technischer) Potenziale für die Jahre 2030 und 2040, welche in Form von Bandbreiten zur Indikation der Umsetzbarkeit bzw. weiterer energiewirtschaftlicher Überlegungen angegeben wurden. Den ausgewiesenen Bandbreiten (Low, Medium, High) liegen Storylines zugrunde, welche im nachfolgenden Abschnitt 2.5 technologiefeldübergreifend vorgestellt werden, während etwaige Technologiespezifika in den entsprechenden Unterabschnitten auf Technologiefeld-ebene erläutert werden.

Die konkreten Arbeiten im Rahmen dieses Arbeitsschrittes fanden im Wesentlichen auf Ebene der Technologiefelder und den entsprechenden Arbeitsgruppen statt. Übergreifend erfolgte jedoch die Gesamtkoordination der Vorgehensweise entsprechend den allgemein zu beachtenden Rahmenbedingungen und zentraler, übergreifender Parameter bzw. Eingangsdaten. Ebenso erfolgte abschließend technologiefeldübergreifend die energiesystemische bzw. energiewirtschaftliche Bewertung.

Zur Beurteilung der Realisierbarkeit der identifizierten Potenziale und der Identifikation entsprechender Bandbreiten (Low, Medium, High) für die betrachteten Fokusjahre 2030 und 2040 wurde hierbei u.a. das Ressourcendargebot mit der Nachfrageseite sowie der verfügbaren Netzinfrastruktur verglichen und gegebenenfalls weitere Einflussgrößen mitanalysiert.

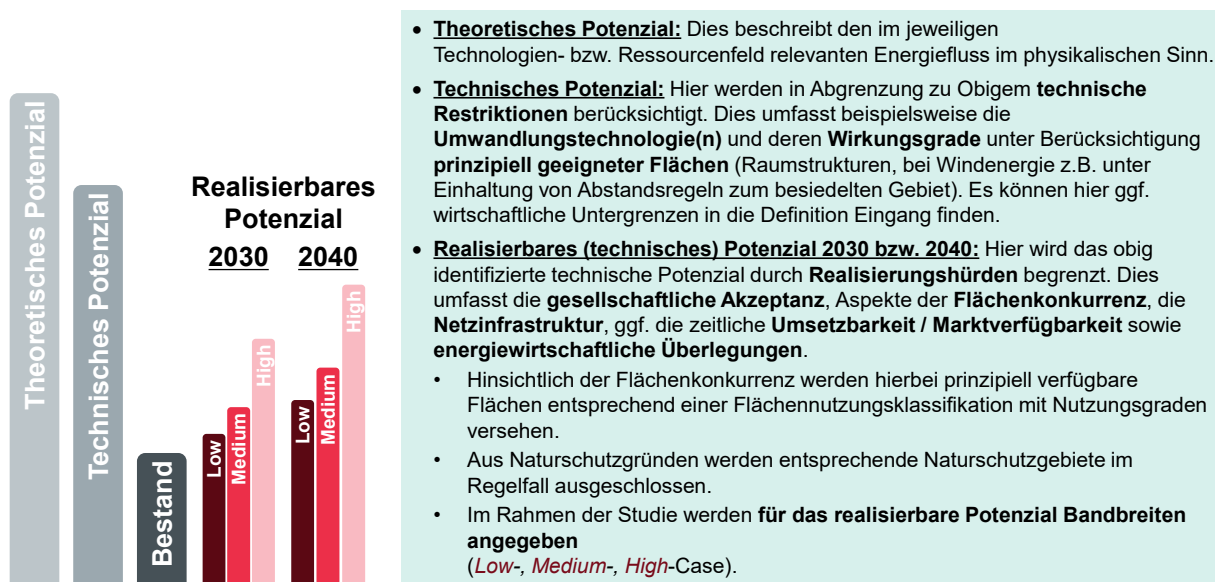


Abbildung 2: Definition der im Rahmen der Studie verwendeten Potenzialbegriffe

Relevante Spezifika der einzelnen Technologiefelder sowie methodische Details werden im Nachgang je Technologiefeld ab Kapitel 3 beschrieben, während unmittelbar nachfolgend die allgemeinen Arbeitsschritte dargestellt werden.

2.4.1 Spezifikation allgemeiner Rahmenbedingungen

Für die auf Technologiefeldebene durchgeführten Modellierungsarbeiten wurden in einem ersten Schritt allgemeine, übergreifende Rahmenbedingungen festgelegt. Dies umfasste etwa die Spezifikation der betrachteten Systemgrenzen (d.h. Staatsgebiet Österreichs, erfasst und modelliert auf Ebene der Gemeinden), die finale Definition zentraler Begrifflichkeiten (Potenziale, siehe Abbildung 2), allgemeiner Parameter und übergreifender Datensätze (z.B. Landnutzung inklusive Berücksichtigung von Schutzgebieten, Wetterdaten, Kriterien für Natur/Gewässer/Artenschutz) sowie Vorgaben zur Behandlung von Bestandsanlagen und deren Betriebsende/Repowering/Revitalisierung. Im Hinblick auf letzteren Aspekt, also der technoökonomischen Bewertung von Bestandsanlagen, wurde als allgemeine Vorgabe ein Betriebsende nach im Regelfall 20 Betriebsjahren als Standardannahme vereinbart – mit Berücksichtigung der Restlaufzeit bei langlebigen Technologien wie etwa der Wasserkraft.

2.4.2 Schutzgebiete

Flächen, welche aus ökologischen Gründen nicht für den Ausbau der erneuerbaren Energieerzeugung geeignet sind, wurden zur Gänze von der Potenzialbewertung ausgeschlossen. In Gebieten zu berücksichtigender Schutzgüter wurde eine stark verminderte Flächennutzung angenommen, was sich direkt auf die technischen und folglich realisierbaren Potenziale innerhalb dieser Flächen auswirkte. In der vorliegenden Studie wurden derartige Gebiete anhand ihrer IUCN-Kategorie und weiterer Datensätze berücksichtigt. Nachfolgend wird hierzu – überwiegend am Beispiel der Photovoltaik (PV) – die allgemeine Vorgehensweise im Rahmen der Modellierung beschrieben.

Die IUCN-Kategorien I–IV umfassen streng geschützte und geschützte Gebiete (u.a. Nationalparks, Wildnisgebiete, Europaschutzgebiete, Naturschutzgebiete). Freiflächen innerhalb solcher Schutzkategorien werden für die Erschließung ausgenommen. Auf Flächen innerhalb der IUCN-Kategorien V–VI wurde ein Ausbau erneuerbarer Energien nur zu einem geringen Teil angenommen. Mit Blick auf die Photovoltaik betrifft dies etwa PV-Anlagen auf verbauten oder versiegelten Flächen, sowie auf unversiegelten

Flächen, die in Landschaftsschutzgebieten gelegen oder von Entwicklungszonen von Biosphärenparks umgeben sind (in diesen Fällen wird angenommen, dass nach eingehender Untersuchung bzw. bei Einhaltung entsprechenden Auflagen ein beschränkter Ausbau der erneuerbaren Energieproduktion durchgeführt werden kann). Lebensraumkorridore wurden in drei Breiten berücksichtigt [8] und wurden - unabhängig von der Lokalisation - ebenso mit einer geringen Flächennutzung bewertet. Auf einzelne Schutzgebiete und die jeweils festgelegten Schutzziele konnte aus methodischen Gründen nicht eingegangen werden. Bauwerke innerhalb dieser Flächen wurden von dieser Einschränkung in der Modellierung im Regelfall ausgenommen, so wäre demnach eine Ausrüstung mit gebäudegebundenen Erzeugungsanlagen möglich, etwa mit PV- oder Solarthermie-Aufdachanlagen oder unter Anwendung fassadenbezogener Anlagenkonzepte.

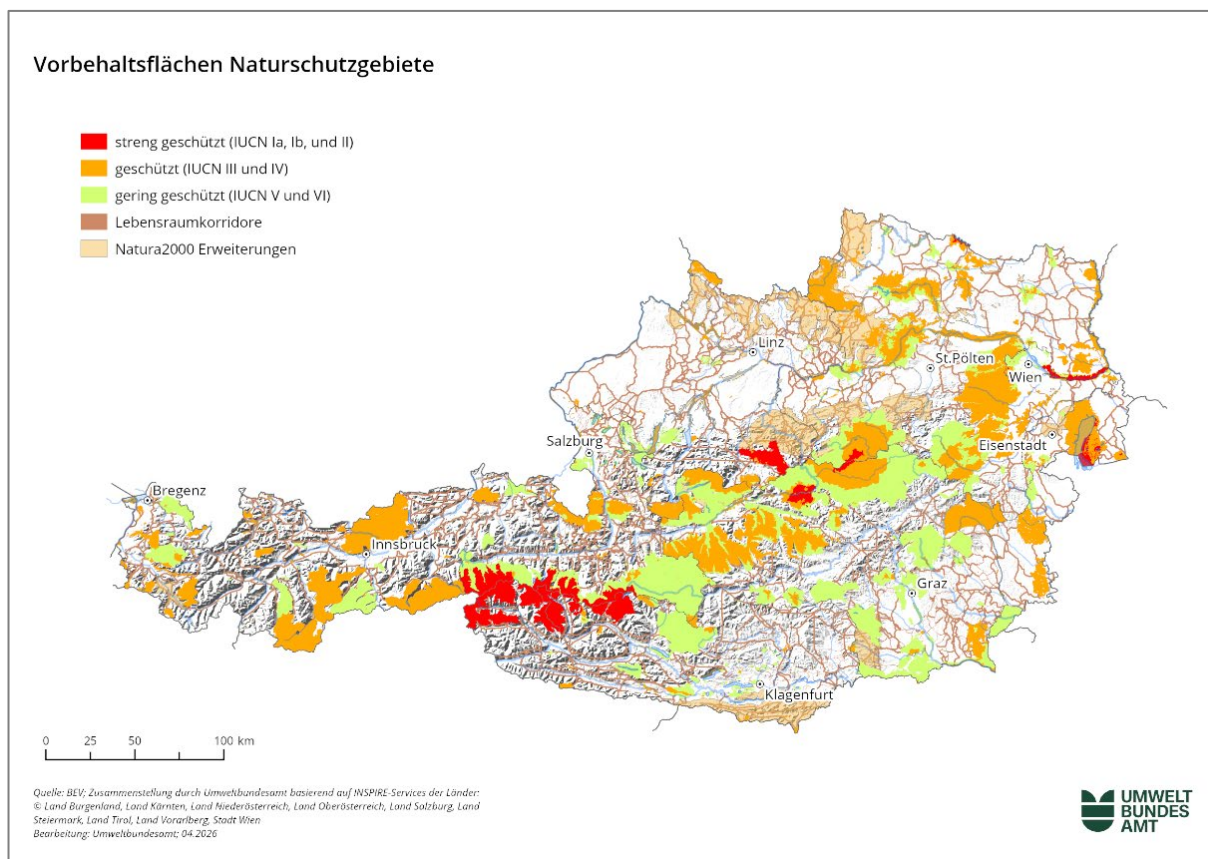


Abbildung 3: Vorbehaltsflächen Naturschutzgebiete [9]

Folgende Daten wurden demnach im Allgemeinen bei der Modellierung technischer und realisierbarer Potenziale berücksichtigt und sind teilweise in der obigen Karte (vgl. Abbildung 3) dargestellt:

- IUCN I-IV
- Wasserschutzgebiete (nicht dargestellt)
- Feuchtgebietsinventar (nicht dargestellt)
- Aueninventar (nicht dargestellt)
- Fauna-Flora-Habitat Richtlinie, Vogelschutzgebiete, Entwicklungszonen
- Natura 2000 Schattenliste
- Nationalparke (inkl. 5 km Puffer – Puffer nicht dargestellt)
- Lebensraumkorridore (in den Ausdehnungen 150 m, 300 m, 800 m)

2.4.2.1 Arten- und Naturschutz außerhalb von Schutzgebieten

Gefährdete und geschützte Arten und Flächen mit hoher ökologischer Wertigkeit (z.B. Trockenrasen, Streuobstwiesen, Busch- und Baumbestände und weitere Landschaftselemente in der offenen Kulturlandschaft) sind auch außerhalb naturschutzrechtlich geschützter Gebiete zu finden. Diese Schutzgüter sind in der Regel nicht ausgewiesen. Derart kleinräumige Betrachtungen konnten folglich im Zuge der Potenzialabschätzungen nicht im Detail berücksichtigt werden.

Neben diesen örtlich begrenzten Schutzgütern sind auch größere Gebiete mit hoher ökologischer Wertigkeit ohne Schutzgebietsabdeckung zu berücksichtigen. Die Biodiversitäts-Strategie Österreich 2030+ [10] strebt an, mindestens 30% der Landesfläche unter wirkungsvollen Schutz (z.B. als Wildnisgebiet, Nationalpark, Europaschutzgebiet, Naturschutzgebiet, Landschaftsschutzgebiet, rechtlich geschützte Lebensräume) zu stellen. Die Weiterentwicklung von Schutzgebieten und dem Schutzgebietsnetzwerk ist auch ein zentrales strategisches Ziel von hochrangigen internationalen [11] und europäischen [12] Naturschutzstrategien, die ebenfalls auf die Unterschützstellung von insgesamt 30% der Landesfläche abzielen. Zudem fordert die EU-Biodiversitätsstrategie für 2030, dass 10% der Fläche unter „strengen Schutz“ gestellt werden sollten. In Österreich stehen zwar derzeit insgesamt etwa 30% der Fläche unter Schutz, jedoch nur etwa 3% der Fläche sind als Nationalparks oder Wildnisgebiete als "strenge Schutzgebiete" ausgewiesen [9].

Darüber hinaus ist im Regierungsprogramm 2025 die Ausweitung von Naturschutzgebieten und Nationalparks vorgesehen. Hierzu liegen verortete Gebietsvorschläge für die Vervollständigung beispielsweise des Natura 2000-Netzwerks nach FFH-Richtlinie in Österreich auf Basis einer Expert:innen-Einstufung vor [13]. In allen derzeit existierenden Nationalparks bestehen in unterschiedlichem Ausmaß Erweiterungsmöglichkeiten, die insgesamt bis zu 100.000 ha Fläche umfassen [9]. Im Zuge der gegenständlichen Potenzialabschätzung wurde daher ein Bereich von 5 Kilometer um bestehende Nationalparks gezogen, um diese sensiblen Bereiche möglichst zu berücksichtigen. Auf diesen Pufferflächen wurde beispielsweise bei der PV zwar ein technisches Potenzial berechnet, für die Realisierbarkeit neuer PV-Anlagen wurden aber sehr niedrige Prozentsätze implementiert. In der Praxis können auf diesen Flächen auch bereits Anlagen errichtet worden sein. Wie obig erwähnt, waren gebäudegebundene Anlagen und Anlagen auf technischer Infrastruktur von diesen Überlegungen nicht betroffen.

Lebensraumkorridore dienen der Vernetzung von Lebensräumen und bilden barrierearme, unverbauete und weitgehend unversiegelte Räume ab, die in dieser Weise erhalten werden sollen. Lebensraumkorridore stellen dabei vernetzende Elemente zwischen Kernlebensräumen dar, können dabei aber auch selbst als Lebensraum dienen. Auch die Biodiversitäts-Strategie Österreich 2030+ zielt auf die Vernetzung von Schutzgebieten durch Lebensraumkorridore und deren raumplanerische Absicherung ab. Für die bedeutsamen Lebensraumkorridore liegt mit dem „Integralen Datensatz zur Lebensraumvernetzung in Österreich“ ein Vorschlag für ganz Österreich vor, der alle Ausweisungen der Bundesländer, verfügbare Studien zur Lebensraumvernetzung und eine österreichweite Ausweisung in einen Datenbestand zusammenführt. Die Funktionalität von Lebensraumkorridoren für Wildtiere wird zu einem erheblichen Ausmaß von deren Breite und Ausstattung bestimmt. Ausschlaggebend für die Potenzialabschätzung war dabei – mit Blick auf die PV – die Betrachtung einer Korridorbreite von 800 Metern für überregionale, 300 Meter für regional bedeutsame, sowie 150 Meter Mindestbreite für lokale Korridore [14]. In diesen Lebensraumkorridoren wurde zwar ein technisches Potenzial berechnet, für die Realisierbarkeit neuer PV-Anlagen wurden aber sehr niedrige Faktoren im unteren Prozentbereich implementiert

Böschungen entlang von Straßen und Schienen außerhalb von Schutzgebieten (IUCN I-IV, Erweiterungen Natura 2000 und Nationalparks) hätten ein großes Potenzial für den Naturschutz und weisen durch die Neigung/Einstrahlung und Untergrundverhältnisse (trocken und warm) günstige Bedingungen für allerlei trockene und magere Lebensraumtypen auf. Aufgrund fehlender Daten konnten diese Flächen nicht gesondert berücksichtigt werden. Demzufolge wird keine Unterscheidung zwischen bewachsenen und unbewachsenen Linieninfrastrukturen durchgeführt. Für die Potenzialabschätzung an technischer Linieninfrastruktur wurden – mit Blick auf die PV – vertikal aufgeständerte PV-Paneele angenommen, die in ihrer Ausrichtung raumunabhängig modelliert wurden. Das bedeutet, dass die durchschnittliche Einstrahlung aus den vier Himmelsrichtungen auf vertikal aufgeständerte Paneele als Strahlungsdargebot angenommen werden.

2.4.3 Modellierung der technischen Potenziale (auf Ebene der Technologiefelder)

Unter Verwendung der erhobenen Daten sowie unter Beachtung der spezifizierten allgemeinen Rahmenbedingungen erfolgte die Modellierung der technischen Potenziale, unter Beachtung der in Abbildung 2 vorgeschlagenen Begrifflichkeiten hinsichtlich zu bestimmender Potenziale. Diese Arbeiten wurden auf Technologiefeldebene von den entsprechenden Teams durchgeführt und seitens der Projektleitung und dessen Assistenz koordiniert. Die Details dazu finden sich ab Kapitel 3 auf Technologiefeldebene erläutert.

2.4.4 Modellierung und Bewertung der 2030 / 2040 realisierbaren Potenziale (übergreifend und auf Ebene der Technologiefelder)

Nach Abschluss der Modellierungsarbeiten zu den technischen Potenzialen wurde in Folge deren Realisierbarkeit geprüft. Hierzu erfolgte eine übergreifende Bewertung unter Beachtung folgender Aspekte, wobei Modellierungsarbeiten begleitend auf Technologiefeldebene stattfanden:

2.4.4.1 Energiewirtschaftliche und energiesystemische Bewertung:

Zur Beurteilung der Realisierbarkeit identifizierter technischer Potenziale wurden wirtschaftliche Aspekte in die weitere Betrachtung aufgenommen. Die energiewirtschaftliche Bewertung erfolgte hierbei auf Basis der technologiespezifischen Kosten (Investition, Betrieb- und Wartung, ggf. Brennstoffkosten) und von Finanzierungsaspekten (Weighted Average Cost of Capital (WACC)), konkret auf Basis der Levelized Cost of Energy (LCOE) Methodik. Ein umfangreicher Datenschatz war hierfür im Projektteam vorhanden, da der Projektleiter Gustav Resch auch mit der Durchführung des ersten EAG-Gutachtens betraut war. Dies umfasste technologiespezifische Kostendaten zum Anlagenbestand im Stromsektor sowie entsprechende Abschätzungen zu deren künftiger Entwicklung, zu Energiepreisentwicklungen und Finanzierungsbedingungen. Da Energie- und Rohstoffmärkte hochdynamischen Entwicklungen unterliegen, wurden diese Daten mit den Werten des aktualisierten 2. EAG-Gutachtens [15] abgeglichen und angepasst. Zur Abschätzung der künftigen Kostenentwicklungen bis 2040 wurde des Weiteren eine ergänzende Literaturrecherche unter Konsultation relevanter Institutionen und deren Publikationen (z.B. IEA World Energy Outlook, IEA Technology Perspectives, IRENA, etc.) vorgenommen.

Nach Abschluss der Recherche bzw. Aktualisierung wurden für die Stromtechnologien (Windkraft, Wasserkraft, Photovoltaik) die ermittelten Kostendaten in die technologiespezifischen Modellierungsarbeiten eingepflegt. Die Ergebnisse der

standortspezifischen LCOE-Bewertung wurden des Weiteren um eine energiesystemische Perspektive ergänzt. Hier wurde durch Einbeziehung von Ergebnissen aus Vorarbeiten, konkret auf Basis entsprechender modellbasierter Energiesystemanalysen – wie im Rahmen des FFG-Sondierungsprojekts „Marktprämien 2.0“ [16] seitens AIT kürzlich durchgeführt – die Marktwertigkeit des eingespeisten Stroms der betrachteten erneuerbaren Energietechnologien abgeschätzt. Hierbei fand die saisonale und tageszeitliche Verfügbarkeit bei wetterabhängigen Erneuerbaren wie Windenergie, Wasserkraft und Photovoltaik auf Basis entsprechender wetterbasierter Profildaten Berücksichtigung.

Ausgehend von der Wirtschaftlichkeitsanalyse der Stromtechnologien wurde im Allgemeinen auch für Wärmetechnologien eine standortspezifische LCOE-Bewertung durchgeführt. Auf der Wärmeseite verfügte die TU Wien und AEE INTEC über umfassende Daten zur Kostenbewertung, auf Basis relevanter Vorstudien und entsprechender Modellierungsarbeiten. Diesbezügliche Literaturangaben finden sich in den entsprechenden Detailabschnitten auf Ebene der entsprechenden Technologiefelder wieder. Bei Wärmepumpentechnologien wurden die monatlich variierenden standortspezifischen Wirkungsgrade sowie die Strompreisszenarien aus der Literatur berücksichtigt. Die zeitliche Verfügbarkeit wurde insbesondere bei wetterabhängigen erneuerbaren Quellen wie Solarthermie, Flusswärme und Luftwärme einbezogen.

2.4.4.2 Bewertung weiterer Einflussgrößen:

Nachfolgend aufgelistete weitere Einflussgrößen wurden in der Analyse mitberücksichtigt, teils bei der Ermittlung der technischen Potenziale, teils bei der Angabe von realisierbaren Potenzialen gemäß den zu betrachtenden Zeithorizonten (2030, 2040):

- **Einfluss des Klimawandels:** Bei wetterabhängigen erneuerbaren Energien wie etwa Photovoltaik, Windenergie und Wasserkraft wurde der Einfluss des Klimawandels auf das Erneuerbaren-Dargebot und die saisonale Verfügbarkeit miteingefasst¹. Ebenso wurden bei zur Wärmebereitstellung relevanten erneuerbaren Energietechnologien Klimafolgen aufgrund veränderter Energienachfrage mitberücksichtigt (z.B. Verringerung der Heizgradtage). Im Regelfall erfolgte hier die Angabe der Klimafolgen ex-post, also durch Angabe der Veränderungen im Erneuerbaren-Dargebot im Fall von moderatem oder starkem Klimawandel – auf Basis der generierten Ergebnisse, in denen Klimafolgen nicht direkt berücksichtigt wurden. Bei der Wasserkraft wurden die Einflüsse des Klimawandels hingegen bereits direkt in die Potenzialerhebung inkludiert, da hier das künftig veränderte Klima bzw. Wetter und das entsprechende Niederschlagsverhalten die Basis der Erhebung darstellt. Eine Diskussion des erwartbaren Einflusses des Klimawandels auf das Dargebot erneuerbarer Energien sowie die Energienachfrage erfolgt in der abschließenden Überblicksdarstellung in Abschnitt 13.3
- **Einfluss der Akzeptanz und des Energieinfrastrukturausbaus:** Die Einflüsse der gesellschaftlichen Akzeptanz bestimmter erneuerbarer Energietechnologien sowie des zur Potenzialerschließung erforderlichen Energieinfrastrukturausbaus wurden in indirekter Form mitbeachtet. Demnach wurden bei den realisierbaren Potenzialen im Zeithorizont 2030 und 2040 Bandbreiten ausgewiesen, welche gemäß Obergrenze gesteigerte Akzeptanz und raschen Infrastrukturausbau

¹ Der Einfluss des Klimawandels auf das Dargebot erneuerbarer Energien wurde auf Basis von Klimaszenarien in systematischer Form im Rahmen des ACRP Projekts SECURES (www.secures.at) seitens führender österreichischer Klimaexperten (H. Formayer, BOKU) erhoben. Ergebnisse dieser Analyse sind in Formayer et al. (2023) dokumentiert und fanden Eingang in die im Rahmen der gegenständlichen Studie durchgeführten Bewertung, vgl. Abschnitt 11.3.

bzw. gemäß Untergrenze geringe Akzeptanz bzw. gebremsten Infrastrukturausbau unterstellen.

2.4.4.3 Konzept zur Ermittlung realisierbarer Potenziale für 2030 und 2040 auf Basis der technischen Potenzialrestriktionen sowie Aspekten der Technologiediffusion:

Technologiediffusion:

Im Folgenden wird ein generelles Konzept vorgestellt, das zur Bestimmung realisierbarer Potenziale dient. Dabei werden auch Aspekte der Technologiediffusion berücksichtigt, um die zeitliche Umsetzbarkeit der zuvor identifizierten technischen Potenziale einzugrenzen. Die Grundprinzipien dieses Konzepts basieren auf [17]. Es diente generell als Orientierung bzw. zur Plausibilisierung beim Übergang von technischen auf realisierbare Potenziale im Zeithorizont 2030 und 2040 und fand im Wesentlichen bei Summenkategorien (z.B. Wärmepumpen oder Photovoltaik gesamt) auf Ebene der Technologiefelder Anwendung. Nachfolgend werden die wesentlichen Schritte im Anwendungskontext erläutert:

- *Technisches Potenzial als Basis (Maximalwert)*: Das ermittelte technische Potenzial diente als Maximalwert für die auszuweisende Bandbreite an bis 2030 bzw. 2040 realisierbaren Potenzialen. Dies kann beispielsweise im Fall der Wärmepumpen sich am mittels Wärmepumpen abdeckbaren Wärmebedarf im betrachteten geografischen Kontext orientieren.
- *Dynamische Schranken über Diffusionsparameter (S-Kurvenansatz)* zur Bestimmung von Bandbreiten der Realisierbarkeit im betrachteten Zeithorizont (2030, 2040):
 1. Die Ausgangsbasis bildete hier der „Blick zurück“. Dieser erfolgte in standardisierter Form mittels einer Regressionsanalyse der bisherigen Technologiediffusion auf Basis historischer Marktentwicklungsdaten zwecks Ableitung einer repräsentativen historischen Wachstumsrate.
 2. Der nächste Schritt betraf die qualitative Einordnung der historischen Marktentwicklung bzw. der identifizierten mittleren Wachstumsrate (d.h. ob diese als "low", "medium" oder "high" zu bewerten wäre, vor allem im internationalen Vergleich).
 3. In einem weiteren Schritt erfolgte die Festlegung von Bandbreiten "low", "medium" und "high" (d.h. künftiges Marktwachstum kann je Variante von dem identifizierten historischen Marktwachstum um +/- x % abweichen). Im Abschnitt 2.5 werden die Bandbreiten und die mit ihnen einhergehenden Erzählungen („Storylines“) erläutert.
 4. Der finale Schritt umfasste schlussendlich die Anwendung (Parameterübertragung) des S-Kurvenansatzes in der Zukunftsbetrachtung (Technologiediffusion) zwecks Ableitung bzw. Plausibilisierung realisierbarer Potenziale für 2030 und 2040.

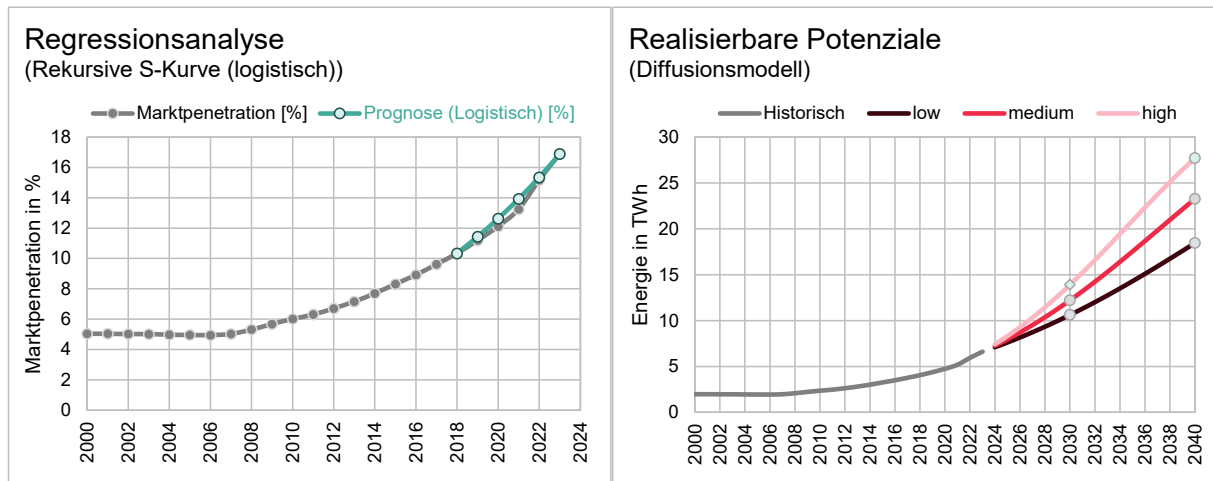


Abbildung 4: Ausgewählte Teilschritte bei der Ableitung von technologiespezifischen Diffusionsschranken (S-Kurvenansatz) zur Bestimmung realisierbarer Potenziale: Regressionsanalyse zwecks Parametrierung des historischen Marktwachstums gemäß Teilschritt 1 (links) sowie die – nach weiterer Verarbeitung – daraus abgeleitete Marktdurchdringung im zeitlichen Kontext gemäß Teilschritt 4 (rechts).

Weitere Abgrenzungen:

Neben der obig skizzierten Berücksichtigung von Diffusionsschranken erschienen weitere Abgrenzungen zielführend:

- **Flächennutzung/Flächenwidmung/Naturschutz:** Optimistische Vorgabe bei der oberen Bandbreite (*High*), Realbild bei der unteren (*Low*) bzw. mittleren Bandbreite (*Medium*).
- **Ökonomische Aspekte** dienen im Allgemeinen nicht zur Bestimmung der Potenzialobergrenzen, aber fließen in die Ermittlung der Potenzialausschöpfung ein („Least-Cost“-Ausschöpfung als Regelfall)
- **Orientierung an UBA-Szenarien:** Die Angabe der mittleren Bandbreite (*Medium*) erfolgte in Anlehnung an Energiebedarfe gemäß UBA-Transition (ggf. UBA-WAM), während im Fall der oberen Bandbreite (*High*) eine höhere Ausschöpfung im Regelfall sachdienlich erschien.

2.5 Allgemeine Storylines für die zukünftige Nutzung erneuerbarer Energiepotenziale in Österreich

Storylines beschreiben gesellschaftliche, technische, wirtschaftliche, politische, rechtliche und institutionelle Rahmenbedingungen, welche die künftige Nutzung erneuerbarer Energiepotenziale unterstützen bzw. ermöglichen, aber auch hemmen können.

Im Rahmen der Studie dienen sie, um den Kontext zu beschreiben, der den ausgewiesenen Bandbreiten realisierbarer Energiepotenziale zugrunde liegt. Auf Ebene der einzelnen Technologiefelder finden sich im Regelfall ergänzende Angaben, welche technologiefeldspezifische Details zu den nachfolgend beschriebenen allgemeinen Storylines beschreiben.

2.5.1 Storyline – Low: Verhaltener Fortschritt unter begrenzten Rahmenbedingungen

In dieser Entwicklung bleibt die Transformation des Energiesystems bis 2040 deutlich hinter den langfristigen Zielvorgaben zurück. Österreich verfolgt zwar weiterhin seine Klimaziele, doch werden zentrale Hemmnisse für den Ausbau erneuerbarer Energien nur schrittweise abgebaut. Genehmigungsprozesse und Raumplanungsverfahren

bleiben komplex und zeitintensiv, wodurch die Realisierung neuer Projekte verzögert wird. Engpässe in der Verwaltungskapazität und fehlende personelle Ressourcen auf regionaler Ebene führen zu stockenden Verfahren. Gesellschaftliche Vorbehalte gegenüber bestimmten Technologien oder Standorten hemmen den Ausbau ebenso wie ein zögerlicher Fortschritt beim Ausbau der Energieinfrastruktur.

Wirtschaftlich sind die Rahmenbedingungen durch begrenzte Fördermittel, Unsicherheiten bei Energiepreisen und anhaltende Kostensteigerungen in der Errichtung und im Betrieb erneuerbarer Anlagen geprägt. Die Verfügbarkeit wichtiger Komponenten und Materialien bleibt volatil, da internationale Lieferketten noch nicht ausreichend diversifiziert sind.

Technologisch schreitet die Entwicklung in einem moderaten Tempo voran; der Einsatz innovativer Systemlösungen, Speichertechnologien und digitaler Steuerungsmechanismen erfolgt punktuell, jedoch nicht flächendeckend. Dadurch bleibt die Integration erneuerbarer Energien in das Gesamtsystem begrenzt.

Der Energiemarkt zeigt nur geringe Dynamik in Richtung Flexibilisierung. Netzengpässe und ein noch unzureichend koordinierter Infrastrukturausbau führen zu steigenden Abregelungen wetterabhängiger Stromproduktion. Dezentrale Energiesysteme, Sektorkopplung und Speicheranwendungen entwickeln sich nur in Nischenmärkten. Institutionell bleibt die Energiepolitik in dieser Storyline reaktiv und fragmentiert; rechtliche Anpassungen erfolgen oft verzögert, und überregionale Koordination bleibt schwach ausgeprägt. Die gesamtgesellschaftliche Akzeptanz für den Ausbau erneuerbarer Energien stagniert, da Informationskampagnen, Beteiligungsformate und partizipative Entscheidungsprozesse nicht ausreichend etabliert sind.

In Summe wird der Ausbau der erneuerbaren Energien zwar fortgesetzt, aber unter suboptimalen Bedingungen. Der Anteil erneuerbarer Energien an der Energieversorgung steigt nur schrittweise; das Tempo reicht nicht aus, um die langfristigen Klimaziele für 2040 vollständig zu erreichen. Das Energiesystem bleibt stark von konventionellen Quellen abhängig, und die Energiewende vollzieht sich mit deutlichen Verzögerungen.

2.5.2 Storyline – Medium: Zielorientierte Entwicklung bei günstigen Rahmenbedingungen

Diese Entwicklung beschreibt eine kontinuierliche, planvolle Transformation des österreichischen Energiesystems, die im Einklang mit den nationalen und europäischen Klimazielen verläuft. Erneuerbare Energien werden systematisch ausgebaut, und zentrale regulatorische, wirtschaftliche und gesellschaftliche Hürden werden Schritt für Schritt überwunden. Die rechtlichen Rahmenbedingungen werden vereinfacht, Genehmigungsverfahren effizienter gestaltet, und die Raumplanung orientiert sich zunehmend an Energie- und Klimazielen. Das Netzinfrastuktur- und Speicherwesen wird gezielt weiterentwickelt, wodurch die Integration fluktuierender Erzeugung besser gelingt.

Die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen sind stabil: Förderinstrumente, Marktprämien, Investitionszuschüsse und gegebenenfalls weitere Instrumente bieten Planungssicherheit für Projektentwickler und Investoren. Zugleich wird der Energiemarkt zunehmend durch flexible Tarife, Nachfrageanreize und Preissignale geprägt, die Eigenverbrauch und Lastverschiebung unterstützen. Die Elektrifizierung von Wärme, Mobilität und industriellen Prozessen verläuft planmäßig und verstärkt die Nachfrage nach erneuerbarem Strom, was wiederum die Wirtschaftlichkeit neuer Anlagen verbessert.

Technologisch schreitet die Innovation zügig voran: Effizienzsteigerungen, Kostendegressionen und zunehmende Digitalisierung führen zu einer besseren Nutzung bestehender Potenziale. Auf Ebene des Energiemarkts werden dezentral organisierte

Energieversorgung, Energiegemeinschaften und Speicherlösungen zu festen Bestandteilen des Systems. Damit einher geht ein wachsender Anteil lokaler Wertschöpfung und eine Professionalisierung der Branche – von der Planung über den Bau bis hin zu Betrieb und Wartung.

Gesellschaftlich ist die Akzeptanz für erneuerbare Energien hoch. Regionale Beteiligungsmodelle, transparente Informationspolitik und faire Nutzenverteilungen fördern eine breite Unterstützung. Institutionell ist die Energiepolitik kohärent und mehrstufig abgestimmt: nationale, regionale und lokale Akteure arbeiten eng zusammen, um Ausbauziele umzusetzen. Die strategische Planung basiert auf fundierten Daten und Szenarien, wodurch Risiken frühzeitig erkannt und adressiert werden können.

Insgesamt ermöglicht diese Konstellation eine kontinuierliche und weitgehend harmonisierte Transformation. Die erneuerbaren Energien decken bis 2040 den Großteil des Strom- und Wärmebedarfs, die Importabhängigkeit sinkt deutlich, und das Energiesystem wird resilienter gegenüber Preisschwankungen und geopolitischen Risiken. Die Klimaneutralität bis 2040 erscheint erreichbar, wenn auch mit weiterem politischem Nachdruck.

2.5.3 Storyline – High: Beschleunigte Transformation und systemische Integration

Das weltweite Handeln zum Klimaschutz erfolgt im Sinn der Erreichung der Ziele des Pariser Übereinkommens, auf EU-Ebene werden wirksame Klimaschutzmaßnahmen umgesetzt.

Gemäß dieser Entwicklung gelingt Österreich eine umfassende und dynamische Energiewende. Nationale und europäische Klimaziele werden konsequent umgesetzt, und die Transformation des Energiesystems wird als gesamtgesellschaftliche Aufgabe verstanden. Die Rahmenbedingungen für den Ausbau erneuerbarer Energien sind optimal: stabile politische Zielsetzungen, rasch umgesetzte rechtliche Vereinfachungen und eine breite gesellschaftliche Unterstützung bilden den Boden für einen beschleunigten Wandel.

Technologische Innovation, Digitalisierung und Sektorkopplung prägen den Energiemarkt. Fortschritte bei Speichertechnologien, Power-to-X-Anwendungen, intelligenter Netzsteuerung und dezentralem Energiemanagement ermöglichen eine nahezu vollständige Integration wetterabhängiger Erzeugung in Strom-, Wärme- und Mobilitätssektoren. Energiesysteme werden zunehmend regional organisiert, wobei Energiegemeinschaften, lokale Netze und smarte Infrastrukturen eine zentrale Rolle spielen. Der Ausbau erfolgt flächenoptimiert und ökologisch verträglich, gestützt durch ein vorausschauendes Flächenmanagement und den Einsatz multifunktionaler Nutzungskonzepte.

Wirtschaftlich entwickelt sich der Sektor der erneuerbaren Energien zu einem Kernpfeiler der österreichischen Volkswirtschaft. Investitionen in Forschung, Entwicklung und Ausbildung schaffen eine leistungsfähige Industrie und sichern hohe Beschäftigungseffekte entlang der gesamten Wertschöpfungskette. Durch Innovationsförderung und technologische Exzellenz werden österreichische Unternehmen international wettbewerbsfähig. Gleichzeitig sorgen stabile Marktmechanismen und flexible Preissysteme für effiziente Ressourcennutzung und hohe Investitionssicherheit.

Gesellschaftlich ist die Energiewende fest verankert. Akzeptanz und Beteiligung sind hoch, Energieautonomie und Nachhaltigkeit werden als gesellschaftliche Leitbilder gelebt. Institutionell zeichnet sich diese Bandbreite durch starke Kooperationen zwischen Bund, Ländern, Gemeinden, Wirtschaft und Zivilgesellschaft aus. Planung, Regulierung und Förderung sind aufeinander abgestimmt; Energieraumplanung, Klimaschutz und

Biodiversität werden integriert betrachtet. Die Energiepolitik folgt einem klaren Transformationspfad, der langfristig angelegt und europäisch eingebettet ist.

In dieser Entwicklung werden erneuerbare Energien zur zentralen Triebkraft einer klimaneutralen, resilienten und innovationsorientierten Gesellschaft. Das Energiesystem ist bis 2040 vollständig auf erneuerbare Quellen ausgerichtet; Energieversorgung, Wirtschaft und Umwelt bilden ein integriertes, zukunftsfähiges Gesamtsystem. Österreich etabliert sich als Vorreiterland der Energiewende und profitiert von einer nachhaltigen, technologisch fortschrittlichen und sozial ausgewogenen Energiezukunft.

2.6 Ergebnisdarstellung

Ziel in diesem Arbeitsschritt war die umfassende Darstellung der im Rahmen der Studie entwickelten Ergebnisse zu den Potenzialen erneuerbarer Energien in Österreich. Dies umfasste einerseits die Darstellung in Berichtsform sowie andererseits die Entwicklung und Veröffentlichung einer Web-GIS Applikation zwecks öffentlicher Bereitstellung der generierten Informationen.

Die Ergebnisdarstellung wurde in den folgenden drei Schritten erzeugt:

2.6.1 Entwicklung der Web-GIS Basisapplikation

Im Rahmen dieses Arbeitsschritts wurde eine Web-GIS Applikation entwickelt. Zu Beginn standen zwei Optionen zur Entwicklung der Web-GIS Basisapplikation zur Verfügung: Die erste Option bestand aus der in-house Entwicklung einer Basisapplikation mit Entwicklern des AIT. Durch Gespräche mit dem ehemaligen Bundesministerium für Klimaschutz (BMK) wurde man auf die parallele Entwicklung der Green Transition Information Factories (GTIF)-Plattform [18] und die Möglichkeit der Integration der Daten in dieselbe als zweite Option aufmerksam gemacht:

Bei der GTIF-Plattform handelt es sich um ein Web-Tool, welches im Rahmen der europäischen Initiative „Space for a Green Future“ (S4GF) [19] der Europäischen Raumfahrtbehörde (ESA) entwickelt wird. Gespeist durch Erdbeobachtungs- und anderen Daten, soll es für Europa ein interaktives Werkzeug zur Beschleunigung der Transformation zu einer kohlenstoffneutralen, nachhaltigen und widerstandsfähigen Wirtschaft bis 2050 bieten.

Mit Unterstützung der BMIMI Abteilung III/6 Weltraumangelegenheiten und Luftfahrttechnologien [20] wird aktuell der erste GTIF-Demonstrator [21] für Österreich entwickelt, mit dem Ziel, diesen in ganz Europa zu etablieren. Derzeit umfasst der Demonstrator fünf Themengebiete, unter anderem das Thema „Energy Transition“, in welchem derzeit geo-referenzierte Daten zu Wind- und Wasserkraft sowie solare Einstrahlungspotenziale gezeigt werden.

Zur Vermeidung von Redundanzen in der Entwicklung paralleler Webanwendungen zu den erneuerbaren Energiepotenzialen in Österreich, wurde gemeinsam mit den Auftraggebern entschieden, die in dieser Studie erarbeiteten Daten in den österreichischen GTIF-Demonstrator zu integrieren und dort zu veröffentlichen.

2.6.2 Validierung und Veröffentlichung der Web-GIS Applikation

Nach Abschluss der Basisentwicklung erfolgte in einem ersten Teilschritt eine teaminterne Test- und Validierungsphase, um in späterer Folge einen reibungslosen Betrieb der Webplattform gewährleisten zu können. Hierzu wurde die mit Dummy-Daten gespeiste Plattform auf ihre Funktionalität getestet bzw. und verbessert.

Nach Abschluss der internen Validierung erfolgte eine weitere Prüfung seitens der Auftraggeber. Erst nach erfolgreichem Abschluss dieser galt die Plattform als fertiggestellt und war sodann bereit für die spätere Veröffentlichung.

Link zur Web-GIS-Plattform: <https://gtif-austria.info/>

3 TF1: PHOTOVOLTAIK

3.1 Ausgangslage

Die Ausgangslage des Technologiefeldes PV umfasst die Präzisierung der allgemeinen Storylines, die Annahmen zur Entwicklung neuer Gebäude bis 2040, sowie der für das Technologiefeld relevanten ökologischen Anforderungen zur Förderfähigkeit, speziell mit Blick auf die Errichtung von PV-Anlagen auf Freiflächen.

Des Weiteren sei eingangs erwähnt, dass die Beachtung von Schutzgebieten ein zentraler Aspekt in der PV-Potenzialanalyse war – die entsprechende Vorgehensweise zur Berücksichtigung derartiger Flächen bzw. Restriktionen ist, da technologiefeldübergreifend, eingehend in Abschnitt 2.4.2 beschrieben.

3.1.1 Storylines für die Stromerzeugung durch PV

In Ergänzung zu den technologie-übergreifenden Storylines aus Kapitel 2.5 sind folgende Betrachtungen und Annahmen wichtig:

3.1.1.1 Storyline – Low

Es bestehen weiterhin Hürden bei der Genehmigung von PV-Anlagen, bei der Flächenwidmung und beim Netzzugang. Engpässe in den Lieferketten und fehlende Ressourcen bei Behörden, Planern und den ausführenden Gewerken, sowie eine unzureichende Datenlage hinsichtlich der Schutzgüter außerhalb von geschützten Gebieten führen zu Unsicherheiten im Ausgleichsflächenmanagement und Verzögerung von Projekten. Bestehende wirtschaftliche Anreize (Förderungen, Steuererleichterungen) werden reduziert - neuen Technologien, Einsatzzwecken und privaten Kleinanlagen fehlt teilweise die finanzielle Unterstützung. Eignungszonen werden entsprechend den Anforderungen der REDIII ausgewiesen, die Ziele des EAG für 2030 werden in Summe erreicht, wobei besonders PV zur Erfüllung der EAG-Ziele beiträgt. Im Fall der PV kommt es ab 2024 zu einer deutlichen Verringerung der zuletzt sehr hohen Zubauraten auf 1,8 GW_p (2023: 2,6 GW_p, 2024: 2,2 GW_p), ab 2030 sinkt diese auf 1,6 GW_p pro Jahr. Es wurde bis 2025 ca. 85% der PV-Leistung auf Gebäuden realisiert, ab 2025 sinkt dieser Prozentsatz auf einen Wert von 73 % im Jahr 2030 und auf 67% in 2040.

Der Zubau der PV findet weiterhin vorwiegend auf Gebäuden statt, zusätzlich dazu werden Potenziale in mehrfach-genutzten Landbedeckungsklassen realisiert, wie z.B. Betriebsflächen, Urban-PV und auch Agri-PV. Durch die – im Vergleich zu den beiden anderen Storylines – langsamere Sektorkopplung und Elektrifizierung, sowie die langsamere Transformation der industriellen Prozesse, werden wesentliche Treiber der Eigennutzung von PV-Strom gemindert. Durch langsamen Netzausbau, suboptimale Netznutzung, unzureichendem Speicherausbau und ungünstige Tarifstrukturen für PV kommt es bis 2040 zunehmend zu Abregelungen und Netzabwürfen durch Netzbetreiber. Dies führt zu Ertragsreduktion bei PV-Anlagen. Insbesondere bei PV an Gebäuden profitiert die Wirtschaftlichkeit stark vom Eigenverbrauch; in dieser Storyline werden weniger und tendenziell kleinere Anlagen errichtet.

Insgesamt sind die wirtschaftlichen, rechtlichen und organisatorischen Rahmenbedingungen für den PV-Ausbau vergleichsweise ungünstig.

3.1.1.2 Storyline – Medium

Bestehende Hürden hinsichtlich Genehmigung, Flächenwidmung und Netzzugang werden zunehmend abgebaut, die im NEKP 2024 dargelegten Ziele (+6 TWh PV

gegenüber EAG; d.h. gegenüber 2020: +17 TWh PV) werden insgesamt übererfüllt. Bestehende Potenziale werden jedoch nicht vollständig abgerufen, die im Transition Szenario für das Jahr 2040 dargestellten Erzeugungsmengen werden in Summe nicht erreicht.

Der Zubau der PV findet vorwiegend, in etwas höherem Ausmaß als in der Low Storyline auf Gebäuden statt. Der Stromanteil der gebäudegebundenen PV sinkt bis 2030 auf 74%, während die Stromproduktion auf Freiflächen auf 5,5 TWh anwächst. Nach wie vor werden Potenziale in mehrfach-genutzten Landbedeckungsklassen realisiert, klassische Freiflächen-Anlagen auf Grün- und Ödland nehmen zu.

Die Geschwindigkeit des Ausbaus der Stromproduktion aus PV bleibt auch nach 2030 praktisch unverändert. Die in größerem Ausmaß stattfindende Elektrifizierung mobilisiert privates und öffentliches Kapital, wie auch die größere infrastrukturelle Abhängigkeit resiliente Pufferkapazitäten und -reserven. Insgesamt können die technologischen, wirtschaftlichen, rechtlichen und organisatorischen Rahmenbedingungen für den PV-Ausbau und die PV-Nutzung als günstig eingestuft werden, wobei Maßnahmen zur Energieeffizienz Vorrang eingeräumt wird.

3.1.1.3 Storyline – High

Die meisten Hürden für den Ausbau der Erneuerbaren sind abgebaut, der Netzzugang für Private ist durchwegs gegeben; der Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung richtet sich überwiegend nach dem inländischen Bedarf. Die im Transition Szenario berechneten Strommengen werden in der Storyline High etwas übertroffen. Die PV-Stromerzeugung auf Gebäuden erfolgt optimiert hinsichtlich des Eigenbedarfs an Strom bei Haushalten, Gewerbe und Industrie. Bestehende Aufdachanlagen werden erweitert und Speichertechnologien ermöglichen die Stromversorgung auch zu Tagesrandzeiten.

Die Annahmen zur Dimensionierung der Anlagen im Langfristpotenzial 2040 erfolgen am bisher unkonventionellen Kriterium der Leistungsmaximierung, da der produzierte Strom mit Hilfe von immer kostengünstigeren stationären Batterien oder integrierten Akkus der E-Mobilität beim Erzeuger zwischengespeichert werden kann. Energiegemeinschaften ermöglichen die gesicherte Vermarktung von Stromprodukten und ermöglichen Investitionen im lokalen und regionalen Kontext. Die Maximierung der Anlagenleistung bei gleichzeitiger Flächenknappheit in Siedlungs- und Gewerbegebieten steht zunehmend im Mittelpunkt, besonders profitieren von dieser Annahme ertragsmaximierende Aufständereien der PV-Anlagen z.B. auf bereits versiegelten (Betriebs-)Flächen und Dächern von Nichtwohngebäuden. Technologische Innovationen erlauben die Errichtung von PV-Anlagen auf Flächen mit Globalstrahlungswerten ab 550 kWh/m²a.

Anlagen für das Energiemanagement mit integrierter Nutzungs-, Ertrags- und Preisprognose in digitalisierten Netzen im privaten und öffentlichen Bereich (Gebäude, Betriebe, Netze) fördern die sichere und kosteneffiziente Nutzung von PV-Anlagen auf Grundlage von gemeinsamen Standards und zielführenden Marktregeln für alle Akteure. Verstärkter (inter-)nationaler Austausch und Kooperation der Akteure, der Forschung und weiterer Ausbau der europäischen Netzintegration unterstützen die Verbesserung der Systeme, Regelungen und Standards.

Wärmepumpen sind als Technologie, welche zur Sektorkopplung von Strom und Wärme beitragen, anerkannt. Durch technologische Fortschritte wurden die Steuer- und Regelmöglichkeiten der PV im Sektor-gekoppelten Energiesystem deutlich erweitert (z.B. durch Speichertechnologien, Internet-of-Things-Technologien, PVT-Anlagen, Fernregelung und Fernwartbarkeit). Hinsichtlich erneuerbarer Wärmeproduktion erfolgt auch ein markanter Ausbau in Verbindung mit Großwärmepumpen für Fernwärmenetze

basierend auf Umgebungswärme, Abwärme, Geothermie und anderen Erneuerbaren Energiequellen.

Insgesamt können die technologischen, wirtschaftlichen, rechtlichen und organisatorischen Rahmenbedingungen für den PV-Ausbau als sehr günstig und innovationsfreudig zusammengefasst werden.

3.1.2 Neue Gebäude, PV-Gebot und Gebäuderenovierungen

In einem vorgelagerten Arbeitsschritt wurden die zusätzlich überbauten Flächen durch neue Gebäude je Gemeinde² in Österreich für die Zieljahre 2030 und 2040 – ausgehend von 2021 – vereinfacht abgeschätzt. Mit Hilfe dieser Datenbasis werden die Potenziale für PV je Gemeinde bis 2030 und 2040 auf neu errichteten Dachflächen ermittelt.

Es wird angenommen, dass aufgrund rechtlicher Vorgaben (Umsetzung des Artikel 10 der EU-Gebäude-Richtlinie 2024/1275, sowie der Renovierung von Bestandsgebäuden), Maßnahmen der Energieraumplanung und gesellschaftlicher Entwicklungen neue und instandgesetzte Gebäude PV-optimiert errichtet bzw. umgesetzt werden. In weiterer Folge wird unterstellt, dass die Ausrichtung der Dachflächen bzw. die Modulbelegung ertragsoptimiert erfolgt und Dachflächen prioritär belegt werden.

3.1.2.1 Daten und Methode der Berechnung zusätzlicher Gebäudeflächen

Verwendete Datensätze:

- BEV-DLM Bauwerke, mit verorteten Daten zu jedem Gebäude, Datensatz 2024 (BEV, 2024)
- ÖROK-Prognose der Bevölkerungsentwicklung je Bezirk 2022 bis 2051, mittleres Szenario, veröffentlicht 2023
- Statistik Austria, Bevölkerungsstatistik je Gemeinde 2021, 2023
- Statistik Austria, Erwerbspersonenprognose je Bundesland 2021 bis 2080
- Statistik Austria, Abgestimmte Erwerbsstatistik je Gemeinde 2021, Bevölkerung, Altersverteilung der Bevölkerung, Erwerbstätige, Arbeitslose
- Statistik Austria, Baumaßnahmenstatistik, Registerzählung, Bewilligungen Neubau 2010 – 2020, STATcube
- Statistik Austria, GWR, Gebäudebestand 2005 bis 2022
- ÖROK, Flächeninanspruchnahme, grundstücksbasierte Daten zum gewidmeten und bebauten Bauland pro Gemeinde

Die für die Abschätzung wichtigsten vereinfachenden Annahmen sind:

- Der Stand der administrativen Gemeindeverwaltung 2021 (GKZ 2021) und der 23 Wiener Bezirke mit zusammen 2117³ Raumeinheiten wird verwendet
- Es wird keine Veränderung des gewidmeten Baulandes angenommen
- Es wird keine Veränderung des Gebäudebestandes außerhalb des gewidmeten Baulandes angenommen
- Generell werden Eingangsdaten mittels linearer Trendfortschreibung extrapoliert

² In der nachfolgenden Beschreibung der Arbeiten und der Darstellung der Ergebnisse werden die 2095 administrativen Gemeinden mit dem Stand 2021 und die 23 Wiener Bezirke zu 2117 Raumeinheiten zusammengefasst und im Sinne der Textverständlichkeit als „Gemeinden“ bezeichnet.

³ Zwei sehr kleine Gemeinden in Tirol (Pfons GKZ 70341; Mühlbachl GKZ 70330) mit Änderung der Verwaltungsgrenzen mussten gegenüber dem Gebietsstand 2021 (2115 Raumeinheiten) aus Gründen der Konsistenz mit Zeitreihen unter Wahrung der Vollständigkeit ergänzt werden.

- Wohngebäude, Nichtwohngebäude und sonstige Gebäude bzw. Bauwerke werden gemeinsam betrachtet
- Leitgrößen zur Gebäudenutzung, zur Flächeneffizienz, zur Abbruchrate und zur horizontalen und vertikalen Verdichtung wurden ausgearbeitet, plausibilisiert und implementiert

Es wird für jede Gemeinde die zusätzlich überbaute Fläche neuer Gebäude für die Zieljahre 2030 bzw. 2040 im Vergleich zu 2021 abgeschätzt. Eine vereinfachte Plausibilisierung mittels statistischer Analyse und Gemeindeindikatoren wird durchgeführt. Darüber hinaus wird zur Plausibilisierung der Summenwert für Österreich mit dem Produkt aus Trendfortschreibungen der überbauten Gebäudegrundflächen je Gebäude und jenem aus der Trendfortschreibung des Gebäudeneubaus verglichen.

Für die Potenzialabschätzung der PV auf Freilandflächen wird mit zunehmender überbauter Grundfläche je Gemeinde der gegenwärtige Anteil infrastrukturell genutzter, versiegelter Fläche fortgeschrieben. Das mündet in einer entsprechenden Zunahme diesbezüglich relevanter Flächenkategorien, wie Betriebsgebiete, Siedlungsflächen und Parkplätze. Im Gegenzug werden überbaute Freiflächen im gleichen Ausmaß reduziert (z.B. Grünland, Ödland, Agrarkulturen, Altlasten).

3.1.2.2 Bewertung der Methode, der Annahmen bzw. der Ergebnisse

Die beschriebene Methode erlaubt die Berücksichtigung einiger wesentlicher Faktoren für eine vereinfachte Abschätzung der Entwicklung der überbauten Grundfläche bis 2030 bzw. 2040 für jede Gemeinde in Österreich.

Bei der vorgestellten Methode handelt es sich um einen generalisierten, einheitlichen Ansatz für alle Gemeinden mit notwendigen Vereinfachungen und Annahmen, um die Bestandsveränderung zu modellieren. Lokale bzw. regionale Bauordnungen, Bebauungspläne und Entwicklungspläne je Gemeinde stehen in der Regel nicht öffentlich zur Verfügung und werden im Modell nicht berücksichtigt. Teilweise werden diese jedoch durch den aktuellen Bestand und dessen Entwicklung indirekt berücksichtigt. Deshalb kann die mit dem Modell abgeschätzte, erwartete überbaute Gebäudefläche je Gemeinde, insbesondere bei kleinen räumlichen Einheiten mit niedrigen Nutzungs- und Bebauungsdichten, von der tatsächlichen Entwicklung abweichen. Aber auch in Gebieten mit hoher Neubauaktivität und großer Nutzungsdichte (z.B. Vielzahl verdichtet gebauter Hochhäuser) sind im Einzelfall Abweichungen zu erwarten.

3.1.3 Ökologische Anforderungen zur Förderfähigkeit von PV-Anlagen auf Freiflächen

Die EAG-Marktprämienverordnung [22] und die EAG-Investitionszuschussverordnung Strom [23] enthalten ökologische Anforderungen an die Errichtung von PV-Anlagen auf bestimmten Freiflächen. Für die Förderfähigkeit von PV-Anlagen auf landwirtschaftlich genutzten Flächen oder Flächen im Grünland bestehen folgende Anforderungen:

- Sicherstellung der rückstandslosen Rückbaubarkeit von Anlagen
- Abstand der Modulischunterkante zum Boden beträgt mind. 80 cm
- Reihenabstand zwischen den gegenüberliegenden Modulflächen beträgt mindestens zwei Meter⁴

⁴ Diese Regelung gilt nicht für innovative Photovoltaikanlagen sowie für Photovoltaikanlagen mit Nachführsystemen.

Zusätzlich zu den Anforderungen müssen mindestens fünf der unten genannten Maßnahmen eingehalten werden:

- Erhalt von bestehenden Biotopstrukturen
- Im Falle einer Umzäunung ist die Begrünung des Zaunes mit standortangepassten Pflanzen gebietseigener Herkunft geboten
- Anlegen von standortangepassten Hecken oder Büschen gebietseigener Herkunft
- Errichtung von Nisthilfen für Vögel, Fledermäuse und Insekten
- Schaffung von Blühstreifen unter Verwendung gebietseigener Saadmischungen
- Bewirtschaftung der Fläche durch alternierende Mahd unter Einhaltung einer Mahdhöhe von mindestens zehn Zentimeter
- Bewirtschaftung der Fläche unter Einhaltung einer Mahdfrequenz von höchstens zweimal pro Jahr und einer Mahdhöhe von mindestens zehn Zentimeter
- Beweidung der Fläche ohne maschinelles Mähen
- Begrünung der Fläche mit regionalen Saatgutmischungen mit mindestens 15 Pflanzenarten und Wildkräutern⁵

Für die Abschätzung der Flächenpotenziale wurden die Anforderungen betreffend Natur-, Arten-, Gewässer und Bodenschutz außerhalb geschützter Gebiete im Realisierungsfaktor Flächennutzung österreichweit einheitlich berücksichtigt; die Überlegung dahinter ist, dass einerseits bestimmte Flächen gar nicht genutzt werden, andererseits der Flächenertrag auf ökologisch wertvollen Flächen aufgrund von Maßnahmen zum Erhalt von Arten und Lebensräumen geringer ist. Die Studie trifft daher keine räumlich expliziten Aussagen über die naturschutzfachliche Wertigkeit von Flächen außerhalb von Schutzgebieten. Der Schutz gefährdeter Arten und die ökologische Wertigkeit im Naturraum muss weiterhin in den jeweiligen Genehmigungsverfahren auf lokaler Ebene sichergestellt werden.

3.2 Daten und Methode

In diesem Kapitel werden die verwendeten Datensätze und die Methode hinter der Modellierung technischer und realisierbarer Potenziale für die Zieljahre 2030 und 2040 beschrieben und erläutert. Grundlegend wird eine österreichweit einheitliche Flächenbewertung vorgenommen, die zu den drei Bewertungsdimensionen der gebäudegebundenen PV, sowie der Freiflächen-PV auf versiegeltem und unversiegeltem Untergrund kumuliert wird. Photovoltaikanlagen entlang und an technischer Linieninfrastruktur ist dabei Teil der Freiflächen-PV auf versiegeltem Untergrund.

3.2.1 Österreichweit einheitlicher Globalstrahlungskataster

Die GeoSphere Austria erstellte den für dieses Technologiefeld zentralen Globalstrahlungskataster in mehreren Auflösungsstufen, einer Vielzahl an Einstrahlungsrichtungen und mehrerer Strahlungsbestandteile.

Der österreichweite Raster-Datensatz in der Auflösung 1 m x 1 m enthält je Rasterzelle folgende Informationen: Jahres- und Monatssummen der Global-, Direkt-, und Diffusstrahlung, sowie der Sonnenscheindauer auf die horizontale Fläche, sowie auf die real geneigte Erdoberfläche für ein mittleres Klimajahr der letzten 18 Jahre.

⁵ Diese Maßnahmen gelten nicht für Anlagen, die gemäß § 6 Abs. 2 und 3 vom Abschlag befreit sind (z. B. Anlagen auf geschlossenen Deponieflächen) und für innovative Anlagen gemäß § 6 Abs. 5.

Der österreichweite Raster-Datensatz in der Auflösung 100 m x 100 m enthält je Rasterzelle Informationen zu Jahres- und Monatssummen der Global-, Direkt-, und Diffusstrahlung für 13 charakteristische Ausrichtungen. Davon umfasst sind die Horizontale und Einstrahlungswinkel von 20°, 45° und 90° für Nord-, Ost-, Süd- und West-Orientierung. Dazu sind deskriptive Statistiken für ein mittleres, sowie das trübste und sonnigste Jahr über den spezifizierten 18-Jahres Referenzzeitraum enthalten.

Die Projektion der kartographischen Daten erfolgte wie im ALS DSM-Höhenraster bzw. in Abstimmung mit AEE INTEC und Umweltbundesamt GmbH (EPSG:3035).

Die berechneten Werte wurden seitens Geosphere Austria punktweise gegen Messwerte von acht Messstationen validiert. Die berechneten Werte für die Diffusstrahlung und die Direktstrahlung auf horizontale Fläche wurden für den Zeitraum 2017 bis 2023 validiert.

Das gesamte Produkt wurde von Experten des Umweltbundesamtes und AEE INTEC gegen Literatur und Expertenwissen plausibilisiert und die berechneten Werte auf endogene und bundesweite Konsistenz geprüft:

- Literaturrecherche zu Vergleichsdaten in nationalen, europäischen und internationalen Quellen
- Statistische Analyse der übermittelten Daten (Mittelwerte, Standardabweichungen)
- Überprüfung der inneren Konsistenz der Ergebnisse also Plausibilität deren Relation
- Plausibilisierung der ermittelten Einstrahlungswerte gegen empirische Erfahrungswerte aus Anlagensimulationen verfügbaren Messdaten (AEE INTEC Labor)

Die Umweltbundesamt GmbH und AEE INTEC waren verantwortlich, die Schnittstellen zur Einbindung der Ergebnisse in die Potenzialstudie einzurichten und die Abnahme der Ergebnisse in die Wege zu leiten.

3.2.2 Ermittlung der technischen Potenziale - Gebäude (Dach/Fassade)

Das PV-Ertragspotenzial für das österreichische Staatsgebiet auf Dächern und Fassaden wird aus den GIS-Datensätzen extrahiert. Die Datengrundlagen sind u.a. BEV-Gebäude, DKM und DOM, sowie der 1 m x 1 m-Globalstrahlungskataster der Geosphere Austria. Mit Hilfe eines eigens entwickelten Programmcodes in der Programmiersprache R wird daraus eine datenbasierte Auswertung auf Ebene einzelner Dachflächen durchgeführt.

Die Dachränder sind durch die BEV-Gebäudepolygone begrenzt. Die Flächenanalyse erfolgt durch Rasterisierung der Vektordaten zu Quadratmeterzellen. Mittels ALS-Daten wird der Neigungswinkel der einzelnen Rasterzellen errechnet, und somit das Dach in geneigte und flache Ebenen geteilt. Die jährlichen Globalstrahlungssummen werden in sieben Mengestufen klassifiziert, die sich an einer Gleichverteilung der Flächen orientieren. Somit nimmt jede Mengestufe etwa 14% der verorteten Dachflächen ein und es werden damit die je nach Storyline berücksichtigten Dachflächen abgestuft. In der Storyline Low werden die höchsten drei Mengestufen (größer gleich 1000 kWh/m²a) berücksichtigt, während die Storyline High die höchsten fünf (2030, größer gleich 700 kWh/m²a), bzw. sechs (2040, größer gleich 550 kWh/m²a) Mengestufen umfasst.

Je nach Dachtyp unterscheidet sich die Stromertragsberechnung. Für Schrägdächer, wie Pult- oder Giebeldächer, bei der die Dachneigung die korrespondierende Modulneigung vorgibt, wird die Energiemenge auf die eintreffende Strahlungsmenge auf die real

geneigte Oberfläche des Globalstrahlungskatasters bezogen. Bei Flachdächern wird eine Verteilung von Modulausrichtungen und Modulneigungen österreichweit einheitlich angenommen und die Energiemenge auf die Einstrahlungsmenge der horizontalen Ebene, umgelegt auf Ausrichtung und Neigung der Paneele, bezogen. Die Annahme zum Mix unterscheidet sich in den Zieljahren, wie in Tabelle 2 gezeigt. Generell werden ost- und westseitig ausgerichtete PV-Paneele mit 10° Neigung, sowie Südausgerichtete Paneele mit 20° Neigung angenommen. Für Freiflächen wird zusätzlich ein kleiner werdender Anteil 45° südseitig ausgerichtet. Dadurch wird eine erwartete Zunahme netz- und verbrauchsdienlicher Stromerzeugungsprofile über die Zeit berücksichtigt.

Tabelle 2: Angenommene Aufstellungen der Module

Aufstellungsmix Dach-PV	Zieljahr 2030	Zieljahr 2040	Flächenfaktor Reihenabstand	Flächenfaktor Neigungswinkel
Ost 10°	35%	45%	79%	101,5%
West 10°	35%	45%	79%	101,5%
Süd 20°	30%	10%	55%	106,4%
Dachparallel (Schrägdach)	Fläche	Fläche	96%	100%
Aufstellungsmix FF-PV	Zieljahr 2030	Zieljahr 2040	Flächenfaktor Reihenabstand	Flächenfaktor Neigungswinkel
Ost 10°	30%	35%	79%	101,5%
West 10°	30%	35%	79%	101,5%
Süd 20°	25%	25%	55%	106,4%
Süd 45°	15%	5%	50%	141%

Für alle Dachflächen wird eine Flächennutzbarkeit unterstellt. Diese errechnet sich durch eine Nachbarschaftszellenanalyse. Nur in jenen Fällen, in denen mehr als zwei benachbarte Zellen Höhenunterschiede unterhalb eines festgesetzten Schwellenwertes zueinander aufweisen, wird die korrespondierende Fläche für die Modulbelegung herangezogen. Zusätzlich werden die ermittelten Flachdachflächen statistisch gleichverteilt um jene Anteile reduziert, die durch die aus der Aufständigung resultierende Verschattung nicht nutzbar würde, was sich im Flächenfaktor Reihenabstand widerspiegelt. Zusätzlich wird der Flächengewinn durch unterschiedliche Modulneigungswinkel, jeweils bezogen auf die horizontale Fläche des Quadratmeter-Rasters, auf die Dachfläche angewandt. Unter Berücksichtigung gemittelter Systemwirkungsgrade, die sich über die Zeit leicht verbessern (von 18,98% im Zieljahr 2030 auf 20,4% im Zieljahr 2040), wird ein potenzieller Ertrag in Kilowattstunden Wechselstrom je Dachtyp berechnet. Da Innovationen und Implikationen auf Gestehungskosten aus der Branche zu erwarten sind, findet für das Langfristpotenzial 2040 eine Erweiterung der belegbaren Dachflächen um Flächen mit Globalstrahlungswerten ab größer gleich 550 kWh/m²a statt. Diese nur wenig geeigneten Flächen werden ausschließlich für die Ertragsberechnung der Storyline High im Jahr 2040 genutzt.

Die Berechnung des Flächenpotenzials von Fassaden leitet sich aus den ermittelten Dachflächen ab. Für die Flächenermittlung wird auf vorliegende Studien des Fraunhofer ISE zurückgegriffen, bei dem die Flächenrelation von Dach- zu Fassadenfläche im städtischen, als auch im landesweiten Schnitt untersucht wurde [24]. Darauf wird ein Nutzbarkeitsfaktor für Fassadenflächen angerechnet, der sowohl bauliche als auch technische Fassadeninstallationen berücksichtigt. Aus den Solarkatastern wurde der Mittelwert der Einstrahlungssummen auf vertikale Ebenen in den vier Haupthimmelsrichtungen gemeindespezifisch extrahiert und diese Werte um einen Nahverschattungsfaktor, der durch einen Vergleich der beiden Solarkataster-Ausführungen in 1 m x 1 m und

100 m x 100 m berechnet wurde, reduziert. Diese gemeindespezifischen Globalstrahlungswerte wurden mit den ermittelten Fassadenflächen multipliziert und anhand technologischer Parameter ein technisches Stromertragspotenzial berechnet.

3.2.3 Ermittlung der technischen Potenziale - Freiflächen

Die Freiflächen werden für die Berechnungen in 26 Landnutzungsklassen unterteilt. Zur Ermittlung des PV-Potenzials wurden potenziell nutzbare Freiflächen auf Basis verfügbarer Geodaten identifiziert und kategorisiert. Die potenziellen Flächen, das Referenzjahr der Daten, sowie die Datenquellen können Tabelle 3 entnommen werden. Grob kann hier zwischen flächen- und linienhaften Strukturen unterschieden werden.

Im **ersten Schritt** wird die Fläche Österreichs um jenen Teil reduziert, der aus verschiedenen Erwägungen nicht für Freiland-Photovoltaik genutzt werden kann:

- Diverse Schutzgebiete (siehe 2.4.2)
- Bebaute Fläche (z.B. Bauwerke)
- Flächen, welche aufgrund ihrer Topografie nicht in Betracht gezogen werden:
 - Seehöhe (über 2.500 m)
 - Geländeneigung (30° auf 10 m x 10 m; 45° auf 50 m x 50 m; 60° auf 150 m x 150 m)

Für jede Kategorie der ermittelten Gunstflächen wurde die Fläche und somit der Gesamtstrahlungswert der jeweiligen 100 m x 100 m Rasterzelle berechnet. Die Ergebnisse beinhalten die Strahlung der globalen Horizontalstrahlung sowie der insgesamt zwölf Ausrichtungen (N-O-S-W) und Einstrahlungswinkel (20°-45°-90°). Die dadurch errechneten, mittleren Einstrahlungswerte je Quadratmeter spezifischer Landbedeckungskategorie der Gemeindegebiete anrechenbaren Freifläche wird im Folgenden dazu genutzt, die Veränderung der Flächen durch zukünftige bauliche Aktivität abzubilden.

Landbedeckungsklassen umfassen Altlasten, Betriebsflächen, Abbaugelände, Agrarkulturland, Grünland mit und ohne landwirtschaftliche Nutzung, Ödland, Siedlungsflächen, Wald inklusive Forstnutzung und große öffentliche Parkplätze.

Gering geschützte Schutzgebiete (IUCN V und VI), Lebensraumkorridore und Nationalparkerweiterungsgebiete werden ebenso eigens bewertet, wie verschiedene technische Linieninfrastrukturen (Lärmschutzwände an hoch- und mittelrangigen Straßen und Schienenwegen, Baulichkeiten an Straßen und Schienenwegen, Energieinfrastrukturen). Die Berechnung des technischen Freiland-Potenzials auf versiegelten und unversiegelten Flächen erfolgt gemeinde- und kategoriespezifisch. Das initiale Flächenangebot beispielsweise an Grünland wird anteilig um landwirtschaftlich hochwertige Flächen reduziert oder Flächen innerhalb von Schutzzonen mit verringerter Flächenbelegung berechnet. PV-Anlagen an Linieninfrastrukturen werden als einseitige Installationen pro Streckenmeter in den möglichen Ausrichtungen gleichgewichtet in vertikaler Neigung berechnet.

Die Freiflächenpotenziale je Gemeinde kumulieren sich aus den einzeln bewerteten Kategorien, welche zu zwei übergeordneten Kategorien (versiegelte Freiflächen inklusive Linieninfrastrukturen, sowie unversiegelte Freiflächen) zusammengefasst werden.

Tabelle 3: Kategorien der Flächen für den Ausbau der PV

PV- Anwendung (Fläche, Linie)	Quelle	Jahr
Betriebsgebiete ohne Gebäudeflächen: Flugdächer, Zäune, Mauern, Brownfield/Industriebrachen, Grünflächen, nicht-öffentliche und nicht-überbaute Parkplätze, Verkehrsflächen, Lagerplätze auf Liegenschaften, die kein öffentliches Gut sind.	Umweltbundesamt GmbH	2018
Agrar-Kulturflächen	Umweltbundesamt GmbH	2018
Landwirtschaftlich genutztes Grünland (klassische Freiflächenanlagen ähnlich Referenzsystem)	Umweltbundesamt GmbH	2018
Waldflächen inkl. Forststraßen und Holzlagerplätzen; Bei Aufforstungen und Christbaumkulturen Parallelen zu Agri-PV	Umweltbundesamt GmbH	2018
Ödland	Umweltbundesamt GmbH	2018
Siedlungsflächen (Teil von Urban-PV) im öffentlichen Raum, wie z.B. Geh- und Radwege, Fußgängerzonen, ÖV-Wartehäuser, öffentliche Sitzgelegenheiten, öffentliche Abstellanlagen für Räder und Scooter, öffentliche E-Ladestellen und Fahrzeug-Share- und -Leihstationen, UHI-Verschattungsanlagen, straßenbegleitende Pkw-Stellflächen	Umweltbundesamt GmbH	2018
Abbaugelände (insbesondere ehem. Schottergruben, Steinbrüche, Tagbau von Mineralien und Erzen, Abraumhalden von Bergwerken)	Umweltbundesamt GmbH	2018
Nicht-landwirtschaftlich genutzte (Grün-) Flächen inkl. der zugehörigen Nebenflächen und Verkehrsflächen, z.B. Freizeitanlagen, Sportplätze/Stadien, Friedhöfe, Parks	Umweltbundesamt GmbH	2018
Deponien und gesicherte Altlasten	Umweltbundesamt GmbH	2022
Lärmschutzwände bei hochrangigen Straßen (Autobahnen und Schnellstraßen)	Bundesministerium für Innovation, Mobilität und Infrastruktur (BMIMI)	2023
Lärmschutzwände bei mittlerrangigen Straßen (Bundes- bzw. Landesstraßen und Haupterschließungsstraßen in Ortsgebieten)	Bundesministerium für Innovation, Mobilität und Infrastruktur (BMIMI)	2023
Lärmschutzwände der Schienenwege	ÖBB	2023
Baulichkeiten bei hochrangigen Straßen (Autobahnen und Schnellstraßen) z.B. Stützmauern, Brücken, Einhausungen	gip.gv.at	2024
Baulichkeiten bei mittlerrangigen Straßen (Bundes- bzw. Landesstraßen und Haupterschließungsstraßen in Ortsgebieten)	gip.gv.at	2024
Baulichkeiten bei niederrangigen Straßen (Gemeindestraßen die keine Haupterschließungsstraßen sind und ohne Güterwege, Forststraßen und Radwege)	gip.gv.at	2024
Baulichkeiten der Schienenwege	gip.gv.at	2024
Flächen am Boden nahe an Linien von Hochspannungsleitungen für 110, 220 und 380 kV	Austrian Power Grid	2024
Energieinfrastruktur Stromwerke im Zusammenhang mit HV-Leitungen (Z.B. Umspannwerke, Kraftwerke)	Austrian Power Grid	2024
Größere öffentlich nutzbare Parkplätze, die nicht überbaut sind (einer der Anwendungen aus der Urban-PV)	Bundesamt für Eich- und Vermessungswesen	2021

Im **zweiten Schritt** wird ein Photovoltaik-Modul mit entsprechenden technologischen Umwandlungs-Parametern definiert, sowie eine Verteilung der Ausrichtung und Neigung der Module angenommen. Für alle ermittelten Freiflächenpotenziale gilt die jeweilig identifizierte, kategoriespezifische Solarstrahlung auf den Quadratmeter auftreffende Globalstrahlung im Gemeindegebiet. Die Verteilung der Modulausrichtung und -neigung gilt über alle Flächenlandbedeckungsklassen und österreichweit.

Die erwartete Zunahme der überbauten Gebäudegrundfläche in den Zieljahren 2030 und 2040 reduziert gemäß den Annahmen die unverbauten Flächen des Bezugsjahres in einzelnen, dafür geeigneten Landbedeckungsklassen. Zusätzlich werden infrastrukturell notwendige Landbedeckungsklassen, wie Siedlungsgebiete oder Parkplätze bestehend auf ihrem gemeindespezifischen Anteil im Bezugsjahr proportional zur, in den Zieljahren zusätzlich überbauten Gebäudegrundfläche, erweitert.

Für die Berücksichtigung der Agri-PV wurde die Landbedeckungsklasse „Agrarkulturfläche“ differenziert betrachtet. Die initiale Fläche wird zum größeren Teil als klassische Freiflächen-PV und zu einem kleineren Teil als Agri-PV bewertet, deren Stromertragspotenzial mit einem abweichenden, geringeren Systemwirkungsgrad bewertet wird. Das kumulierte Stromertragspotenzial der Agrarkulturflächen fließt in das Potenzial des unversiegelten Freilands mit ein.

Für öffentliche Parkplätze wird eine großzügige Flächennutzbarkeit für PV angenommen, da solche Flächen bereits versiegelt, infrastrukturell erschlossen und tendenziell gut abgesichert sind. Der große Unterschied in den berechneten Stromertragspotenzialen im Vergleich zu beispielsweise Grünland findet sich in der enormen Differenz der zugrundeliegenden, initialen Flächenanteile.

3.2.4 Ermittlung der realisierbaren Potenziale - Gebäude (Dach/Fassade)

Die zur Verfügung stehenden, technisch nutzbaren Dachflächen werden um wirtschaftliche und soziale Realisierungsfaktoren reduziert. Die Potenziale auf Schräg- und Flachdächern werden geringfügig abweichend bewertet. Die in den Zieljahren erweiterten Gebäudegrundflächen werden analog den bestehenden Anteilen der beiden Dachtypen verteilt. Daraus ergibt sich ein realisierbares Potenzial in drei Storylines und zwei Zieljahren.

Das technische Fassadenpotenzial wurde analog zu den technischen Dachflächenpotenzialen um wirtschaftliche und soziale Realisierungsfaktoren reduziert, die sich in den Storylines und Zieljahren unterscheiden. Dafür wurde eine über die Zeit abnehmende Wirtschaftlichkeit aufgrund der gleichzeitigen Zunahme hocheffizienter Aufdachmodule, sowie einer zunehmenden sozialen Akzeptanz der Fassaden-Photovoltaik durch unter anderem zunehmender Verbreitung gebäudeintegrierter Spezialmodule angenommen. Anschließend werden die (verhältnismäßig geringen) Stromerträge der Fassaden-PV in die Gebäude-PV eingerechnet.

3.2.5 Ermittlung der realisierbaren Potenziale - Freiflächen

Die realisierbare Potenziale werden für die Zieljahre 2030 und 2040 anhand weiterer Parameter und Expertenannahmen ermittelt, die in einem zweistufigen Verfahren die Anwendung von wirtschaftliche und soziale Realisierungsfaktoren umfassen. Dafür werden verschiedenen Landbedeckungsklassen individuelle Nutzbarkeiten unter den betrachteten Gesichtspunkten zugeordnet. So unterscheidet sich beispielsweise das wirtschaftlich realisierbare Potenzial auf Betriebsflächen von jenem auf Siedlungsflächen aufgrund jeweiliger Eigenheiten, die in diesem Realisierungsfaktor zusammengefasst abgebildet werden (s. Storylines 3.1.1). Ebenso unterscheidet sich das

realisierbare Potenzial unter dem Gesichtspunkt der sozialen Akzeptanz von beispielsweise unversiegeltem, nicht-landwirtschaftlich genutztem Grünland von jenem auf Lärmschutzwänden oder auf bereits großflächig versiegelten Parkplätzen.

Es erfolgt eine Zuweisung von Systemwirkungsgraden nach den jeweiligen Landbedeckungskategorien, um der technologischen Innovation in Zusammenhang mit bereits bestehender Flächennutzung Rechnung zu tragen. So werden auf betriebssicheren Flächen mit hoher Planungssicherheit betreffend Nutzungsdauer und Eigenverbrauchsdeckung tendenziell hochwertigste Technologien ertragsoptimiert verbaut, was sich in über die Zeit höheren Systemwirkungsgraden äußert. Im Gegensatz dazu wird es auf Agrarkulturflächen aufgrund der bestehenden Nutzung, sowie der erforderlichen Integration der Anlagen in die Landschaft einerseits zum nicht gänzlich optimalen Modulleinsatz kommen (vertikale Anlagen, höhere Reihenabstände), andererseits zu einem mehr als optimalen Einsatz durch Modulnachführung und niedrigerer Umgebungstemperatur durch Boden- und Pflanzenevaporation kommen, wobei der erstgenannte Effekt tendenziell überwiegt und den Systemwirkungsgrad der gesamten Landbedeckungskategorie Agrarkulturflächen leicht mindert.

Es wurde allerdings versucht, kultur- und artspezifische Flächennutzungsfaktoren zu entwickeln. Die derzeit realisierten Agri-PV-Projekte, beispielsweise

- Agri-PV-Anlage mit 164 Megawatt in Tadten und Wallern (Burgenland)⁶
 - 75 % (135 ha) der Ackerfläche für landwirtschaftliche Erzeugnisse genutzt (180 ha Gesamt)
 - 4,9 m Modulbreite, einachsig nachführbar (Senkrechtstellung für Landbearbeitung)
 - Aufständering ohne Fundament mittels korrosionsfreier Stahlpflocke, 8 m Reihenabstand
 - Geringere Verdunstung, geringere Bodenerosion
 - Endausbau 260.000 Module
 - Bepflanzung: Kartoffel, Kichererbse, Kräuter, Sonderkulturen (Beeren)
 - Blühstreifen rund um Aufständering: jeweils 0,8 m auf beide Seiten

- Vertikale Agri-Photovoltaik-Anlage in der Steiermark⁷
 - Mehr als 90% der Fläche für landwirtschaftliche Erzeugnisse genutzt.
 - Ölsaat: Kürbis, Leistung: 2 MWp
 - 3-jährige wissenschaftliche Begleitung (bis 2026)
 - Netzdienlicher Betrieb durch vertikale (Ost-West) Aufständering

- Muster- und Leuchtturmprojekt Photovoltaik – EWS Sonnenfeld⁸
 - Forschungs- und Demonstrationsanlage in Bruck an der Leitha
 - Fläche von 5,5 ha
 - Nachgeführte Modultischreihen (Höhe 2,8 m bei horizontaler Ausrichtung)
 - Unterschiedliche Achsabstände: 8, 11 und 14 m
 - 2 m breite Blühstreifen

zeigen jedoch eine sehr große Variabilität betreffend die Umsetzung. Die Module (Bifazial, Materialstärke) und Aufständeringen (ein-/zweiachsig nachführbare Module,

⁶ <https://www.photovoltaik.eu/solarparks/oesterreich-agri-pv-anlage-mit-164-megawatt-betrieb>

⁷ <https://www.pv-magazine.de/2023/07/04/erste-vertikale-agri-photovoltaik-anlage-oesterreichs-geht-in-betrieb/>

⁸ <https://boku.ac.at/wissenschaftliche-initiativen/zentrum-fuer-agrarwissenschaften/newsitem/75409>

Leichtbauweise/starre Bauweise, vertikal/horizontal, Reihenabstände), sowie die Flächennutzung sind heterogen und zeichnen ein vielfältiges Bild der Agri-PV. Auch sind die bisherigen Ergebnisse zu Stromerträgen bei gleichzeitiger Wahrung der landwirtschaftlichen Produktivität noch zu wenig belastbar, um gesicherte Aussagen über die Dauerhaftigkeit der angestrebten Doppelnutzung treffen zu können. Schlagnutzungsarten in Kombination mit PV-Überdachung sind derzeit Gegenstand von Forschung und Primärdatenerhebung. Aus diesen Gründen wurde in dieser Studie und zu diesem Zeitpunkt darauf verzichtet, Agri-PV als eigenständige Landbedeckungsklasse darzustellen.

3.3 Ergebnisse

Im folgenden Kapitel werden die Ergebnisse der Potenzialabschätzung jeweils für die Jahre 2030 und 2040 dargestellt. Für beide Zieljahre werden die Potenziale auf den drei räumlichen Ebenen National, Bundesländer und Gemeinden aggregiert.

Die Potenziale werden in den Kategorien Gebäuden (Schräg-/Flachdach, Fassade), unversiegelte Freiflächen (Abbaugelände, Agrarkulturflächen, Grünflächen ohne und mit landwirtschaftlicher Nutzung, Ödland, Naturschutzgüter, Nationalparkerweiterungen) und versiegelte/verbaute Freiflächen (Altlasten, Betriebsflächen ohne Gebäude, Siedlungsflächen, größere öffentlich nutzbare Parkplätze, Lärmschutzwände und Baulichkeiten an Straßen, Schienen, Hochspannungsnetzen) dargestellt.

3.3.1 Technische Potenziale - Gebäude

Die Ermittlung der technischen Potenziale stellt einen wichtigen Zwischenschritt für die Abschätzung der realisierbaren Potenziale dar. Die technischen Potenziale werden auf Flach- und Schrägdächern und auf Fassaden verortet und zusammengefasst, eine Unterscheidung nach Gebäudeart und -Nutzung erfolgt nicht.

Der Bereich der technischen Potenziale erstreckt sich für 2030 zwischen rund 122 und 141 TWh_{el}/a, und im Jahr 2040 auf einen Bereich zwischen rund 139 und 162 TWh_{el}/a.

Die technischen Potenziale liegen damit deutlich höher als noch in früheren Studien abgeschätzt [25], die Ergebnisse sind nach Ansicht der Autorinnen vor allem aus den folgenden Gründen belastbar: Verwendung des aktuellen und hoch aufgelösten Solarkatasters, Verwendung aktueller Datensätze betreffend Flächen (u.a. BEV-Gebäude, DKM und DOM), sowie die datenbasierte Auswertung auf Ebene einzelner Dachflächen.

Zusätzlich wurden die Flächen für neue Gebäudegrundflächen auf Gemeindeebenen abgeschätzt und technologische Entwicklungen angenommen. In Summe erhöhen sich die technischen Potenziale zwischen 2030 und 2040 nominell um mehr als 20 TWh/a und damit in beträchtlichem Ausmaß. Anlagenalterung oder Repowering-Aktivitäten sind in die Berechnungen nicht eingeflossen. Stattdessen wird die gesamte nutzbare Fläche belegt und ein höherer, durchschnittlicher Anlagenwirkungsgrad angenommen.

Die regionale Verteilung der Potenziale folgt den verfügbaren Flächen, d.h. es finden sich in jeder Gemeinde technische Potenziale. Die Ergebnisse sind in Tabelle 4 und Tabelle 5 dargestellt.

Tabelle 4: Technische Potenziale der Stromerzeugung durch PV auf Gebäuden im Jahr 2030 (Umweltbundesamt, eigene Berechnungen)

Technisches Potenzial 2030 auf Gebäuden [TWh _{el}]	Low	Medium	High
Burgenland	5,39	5,75	6,18
Kärnten	9,98	10,55	11,10
Niederösterreich	28,05	30,47	32,75
Oberösterreich	24,45	26,59	28,57
Salzburg	6,69	7,31	7,80
Steiermark	21,89	23,48	24,96
Tirol	8,73	9,39	9,90
Vorarlberg	3,42	3,70	3,98
Wien	13,70	14,73	15,46
Österreich	122,32	131,97	140,69

Tabelle 5: Technische Potenziale der Stromerzeugung durch PV auf Gebäuden im Jahr 2040 (Umweltbundesamt, eigene Berechnungen)

Technisches Potenzial 2040 auf Gebäuden [TWh _{el}]	Low	Medium	High
Burgenland	6,31	7,06	7,37
Kärnten	11,28	12,34	12,70
Niederösterreich	31,99	36,47	37,89
Oberösterreich	27,80	31,60	32,69
Salzburg	7,59	8,77	9,03
Steiermark	24,31	27,03	28,04
Tirol	10,16	11,57	11,85
Vorarlberg	3,99	4,55	4,74
Wien	15,26	16,84	17,37
Österreich	138,70	156,24	161,68

3.3.2 Technische Potenziale - Freiflächen

Die technischen Potenziale spiegeln vor allem die unterschiedlichen Flächendimensionen der Landbedeckungsklassen wider. Sie beschreiben einen theoretischen Zustand der vollständigen Belegung von "prinzipiell nutzbaren" Flächenanteilen der einzelnen Landbedeckungsklassen mit PV-Modulen. Unter "prinzipiell nutzbar" wird hierbei verstanden, dass die einzelne Landbedeckungsklasse oder Linieninfrastruktur zu gewissen Anteilen für eine Bestückung mit PV-Modulen geeignet ist. Dabei wird noch keine wirtschaftliche oder soziale Entscheidungskomponente berücksichtigt.

Beispielsweise wird für Agrarkulturflächen angenommen, dass ein gewisser Anteil von aus landwirtschaftlicher Sicht minderwertiger Böden in dieser Klasse vorhanden ist und nur dieser initial berücksichtigt wird. Durch diese Vorgehensweise wird sichergestellt, dass für die vorliegende Potenzialstudie von vornherein keine hochwertigen agrarischen Böden für die Belegung mit PV-Modulen berücksichtigt werden, um die gezeigten Stromerträge zu produzieren.

Die Unterschiede in den berechneten Stromerträgen in den Zieljahren 2030 und 2040 lassen sich dadurch erklären, dass die erwartete technologische Entwicklung von PV-

Zellen und Systemkomponenten es erlaubt, mit geringfügig höheren Systemwirkungsgraden zu kalkulieren. Zudem wird die Ausrichtung und Neigung zunehmend ertragsoptimiert, was sich in höherer Flächeneffizienz niederschlägt und insbesondere großdimensionierten Landbedeckungsklassen zugutekommt. Durch die unterschiedlichen Einstrahlungsmengen aus den Himmelsrichtungen, die vielseitige Topografie Österreichs, Eigenheiten der Landbedeckungsklassen und ihrer Landnutzung, sowie differenter Erforderlichkeiten der konkreten Ausführung der PV-Anlagen kommt es zu unterschiedlichem Flächenverbrauch pro Einheit erzeugter Strommenge.

Die mit Abstand flächenmäßig größte Landbedeckungsklasse Wald inklusive forstlicher Nutzung wurde im gegenständlichen Modell zwar erhoben, aber für die Stromertragsberechnung vollkommen vernachlässigt. Das erklärt auch das starke Ost-West Gefälle über das Staatsgebiet in den nachfolgenden Tabellen und Karten zu Freiflächen-PV.

Vorarlberg kennzeichnet eine für photovoltaische Freiland-Erzeugung ungünstige Topografie durch das starke Süd-Nord Gefälle, sowie einen hohen Waldanteil in wenig besiedelten Gebieten und wenig Freifläche in dicht besiedelten Gebieten. Hingegen verfügt die Kernzone Wien über wenige Freiflächen, das gilt insbesondere für unversiegelte Freiflächen, während für periphere Lagen eine hohe Bautätigkeit angenommen wird. Die Ergebnisse der Berechnung sind in der Tabelle 6 und Tabelle 7 dargestellt.

Tabelle 6: Technische Potenziale der Stromerzeugung durch PV auf Freiflächen im Jahr 2030

Technisches Potenzial FF-PV 2030 [TWh _{el}]	Versiegeltes Freiland	Unversiegeltes Freiland
Burgenland	6,22	54,92
Kärnten	11,86	50,87
Niederösterreich	30,29	251,20
Oberösterreich	23,67	145,54
Salzburg	13,05	24,18
Steiermark	20,78	106,06
Tirol	18,88	21,92
Vorarlberg	7,01	7,09
Wien	5,24	2,49
Österreich	137,00	664,27

Tabelle 7: Technische Potenziale der Stromerzeugung durch PV auf Freiflächen im Jahr 2040

Technisches Potenzial FF-PV 2040 [TWh _{el}]	Versiegeltes Freiland	Unversiegeltes Freiland
Burgenland	7,91	68,91
Kärnten	14,99	62,37
Niederösterreich	38,42	313,70
Oberösterreich	30,00	181,48
Salzburg	16,56	28,50
Steiermark	26,31	129,21
Tirol	23,88	26,54
Vorarlberg	8,84	8,49
Wien	6,54	2,82
Österreich	173,44	822,02

Bei den Freiflächen erhöht sich das technische Potenzial zwischen 2030 (Summe 801 TWh_{el}/a) und 2040 (Summe 995 TWh_{el}/a) um rund 24%. Dies geschieht als Folge der zuvor beschriebenen Annahmen. Während die nutzbaren Flächen an sich geringer werden, erfolgt die Zunahme des technischen Potenzials durch eine intensivere und effizientere Nutzung ebendieser Flächen.

Eine weitere Aufschlüsselung der technischen Potenziale zeigt, dass knapp 60% des technischen Potenzials auf Agrarkulturflächen zu finden sind, gefolgt von Betriebsflächen und sonstige unversiegelte Freiflächen. Auf sonstigen versiegelten bzw. verbauten Freiflächen ist das Potenzial anteilmäßig gering, in absoluten Zahlen sind es aber dennoch über 27 TWh_{el}/a (davon 3,8 TWh_{el}/a auf Parkplätzen).

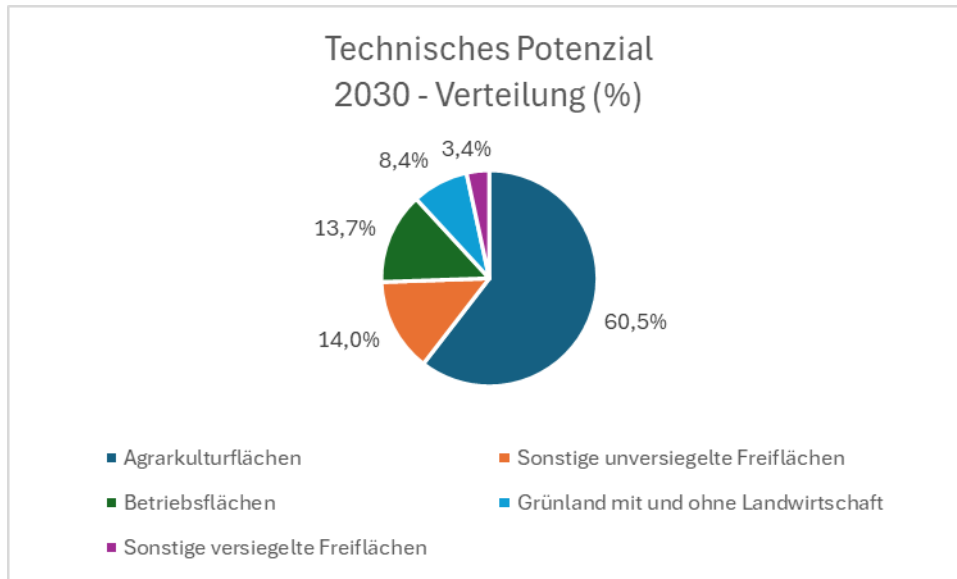


Abbildung 5: Verteilung der technischen PV-Potenziale 2030 (Umweltbundesamt, eigene Berechnung)

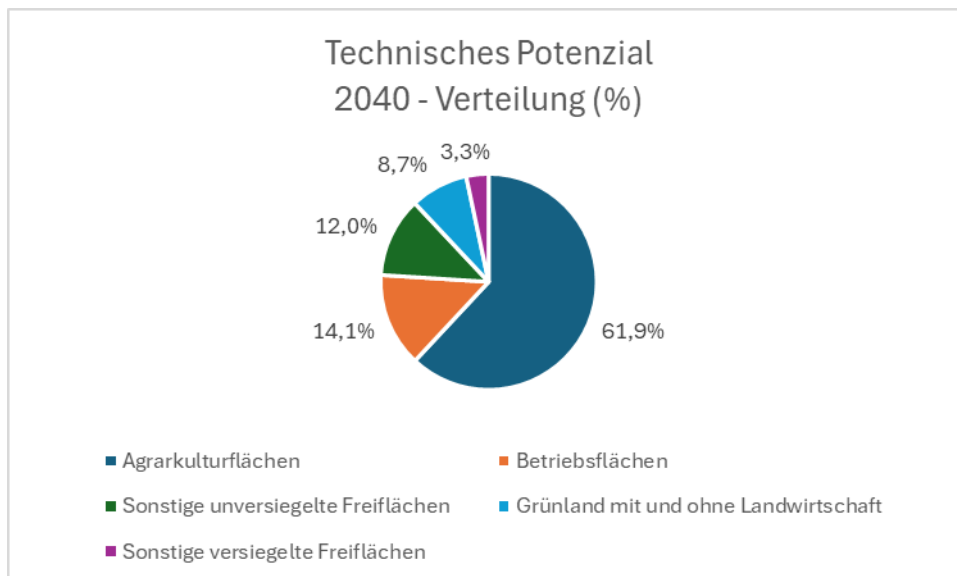


Abbildung 6: Verteilung der technischen PV-Potenziale 2040 (Umweltbundesamt, eigene Berechnung)

Durch die Annahme eines vermehrt netzdienlichen Aufständermixes zugunsten von Ost-/West-Anlagen und zulasten hoch aufgeständerter südorientierter Anlagen kommt es im Jahr 2040 zu einer absolut geringeren Ausnutzung der solaren Einstrahlung. Abbildung 5 und Abbildung 6 zeigen die Verteilung des technischen Potenzials im Jahr 2030 und 2040 über die unterschiedlichen Landbedeckungsklassen. Die drei

Landbedeckungsklassen mit dem jeweils größten Anteil werden einzeln dargestellt, während die sonstigen Klassen wie zuvor zu versiegelten und unversiegelten Freiflächen zusammengefasst sind.

3.3.3 Realisierbare Potenziale

Die realisierbaren Potenziale zeigen den in den Zieljahren erreichbaren Stromertrag aus photovoltaischer Erzeugung unter Berücksichtigung der in den Storylines definierten Annahmen, sowie der Berücksichtigung der zuletzt sehr hohen Ausbaugeschwindigkeit (2023: 2,6 GW_p; 2024: 2,4 GW_p). Auch wenn zuletzt eine leichter Rückgang auf hohem Niveau am Markt beobachtet werden kann, so erscheint eine Realisierung der ausgewiesenen Potenziale unter den Gesichtspunkten der drei Storylines möglich.

3.3.3.1 Gebäude

Ab dem Jahr 2020 kam es zu einem regelrechten Boom bei der PV-Stromerzeugung mit Zuwachsraten von über 2 GW_p pro Jahr. Einerseits wurden rechtlich und wirtschaftlich günstige Rahmenbedingungen geschaffen, andererseits bewogen hohe Energiepreise und Unsicherheiten betreffend Energieversorgung (u.a. als Folge der russischen Invasion in der Ukraine) die Eigentümer:innen von Gebäuden zur Errichtung einer PV-Anlage. Dies führte dazu, dass Potenziale für 2030, die noch vor wenigen Jahren als ambitioniert bewertet wurden (siehe z.B. [26]), bereits im Jahr 2025 realisiert wurden. Österreichs Energie geht mit ihrer Ende 2024 veröffentlichten Potenzialstudie (Fechner, 2024) in dieselbe Stoßrichtung und revidierte ihre zuvor veröffentlichte Studie zu PV-Potenzialen in einem hohen Ausmaß. Eine darin enthaltene Schätzung besagt, dass bisher etwa 75% des PV-Ausbaus auf und an Gebäuden stattfand.

Die zukünftige Dynamik des Ausbaus der Gebäude-PV wurde basierend auf dem Ausbau in den Jahren 2020 – 2024 und entsprechend den Storylines abgeschätzt. Soweit verfügbar wurden auch Informationen aus den Energie- und Klimastrategien, Aktionsplänen und Begleitdokumenten der Bundesländer berücksichtigt - viele Bundesländer bevorzugen den Ausbau auf Dächern und verbauten Flächen. Dieser Trend spiegelt sich auch in den realisierbaren Potenzialen wider, wobei sich das Verhältnis zwischen Gebäude- und Freiflächen-PV über die Zeit annähert. Die deutliche Steigerung der realisierbaren Potenziale zwischen den Zieljahren 2030 und 2040 (Storyline medium und high) ergibt sich einerseits durch die bereits in den Jahren 2023/2024 gezeigten enormen Ausbauraten, andererseits aus Annahmen zu insgesamt steigender Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen über die Anlagenlebensdauer und zunehmender sozialer Erfordernisse.

Für eine höhere Wirtschaftlichkeit spricht nicht nur der sich stetig reduzierende Investitionsaufwand im Vergleich zu den potenziellen Kosteneinsparungen durch Eigenverbrauchsdeckung, sondern auch die Erhöhung des Eigenverbrauchs an sich durch die sich beschleunigende Elektrifizierung von Wärme, Mobilität und Alltagsleben. Ebenso kommt es durch die zunehmende Verbreitung von Batteriespeichern, der Dynamisierung der Stromtarife, infrastruktureller Erfordernisse und hoher Netzgebühren zu unkonventionellen Anlagendimensionierungen, die die Eigenstromversorgung ganzjährig, jedoch saisonal unterschiedlich, ermöglichen. Österreich zählt heute zu den Ländern mit den höchsten Bruttopreisen für Netzstrombezug im weltweiten Vergleich und belegt Platz 12⁹.

⁹ <https://worldpopulationreview.com/country-rankings/cost-of-electricity-by-country> [22.10.2025]

Damit einhergehend steigt auch die soziale Akzeptanz, die gar durch eventuell zukünftig noch höhere Strombezugpreise zu einer sozialen Notwendigkeit für die Sicherstellung einer kostengünstigen Strombedarfsdeckung für von Energiearmut gefährdeten Haushalten anwächst. Rechtliche Innovationen, wie beispielsweise die Energiegemeinschaften, ermöglichen eine einfachere Koppelung von Kapitalnachfrage und Flächenangebot. Begleitende Geschäftsmodelle ermöglichen eine rasche Verbreitung von Photovoltaik-Anlagen auf Dachflächen, unabhängig vom isolierten Haushaltseinkommen. Zusätzlich werden bis 2040 bis dahin ungenutzte Dach- und Fassadenflächen durch günstige, hocheffiziente Technologien erschlossen, was zu einem höheren, nutzbaren Flächenangebot führt und die somit höhere Verbreitung die Technologie weiter in den gesellschaftlichen Mittelpunkt rückt. Ebenso nimmt die überbaute Fläche durch Wohngebäude und wirtschaftlich genutzte Gebäude in einer Mehrheit der Gemeinden zu.

Wien als Bundesland verfügt über besondere Eigenheiten im Gebäudebestand, die sich mit dem angewendeten bundesländerübergreifenden Modell nur bedingt darstellen lassen (z.B. betreffend Gebäudeart und -Nutzung, Dachstrukturen, nutzbare Fassadenflächen, Prozesse der Entscheidungsfindung). Die hier angeführten technischen Gebäudepotenziale sind sehr wahrscheinlich überschätzt, davon abgeleitete, realisierbare Gebäudepotenziale sind im Stadtgebiet Wien möglicherweise überschätzt. Allgemein wird keine Annahme zur Tauglichkeit des Gebäudebestandes für die Nachrüstung mit PV-Aufdach-Anlagen getroffen, da eine solche Aussage in der benötigten Granularität nicht mit Datensätzen zu erheben ist. Es kann allerdings davon ausgegangen werden, dass im Zuge der Umsetzung von Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz auch hierfür die notwendigen Vorkehrungen getroffen werden. Da die Aktivierung von Flächenpotenzial zu den Aufgaben der Landesverwaltungen gehört, stellt dies für das Land Wien eine besondere Herausforderung dar.

Tabelle 8 und Tabelle 9 zeigen die realisierbaren Potenziale der gebäudegebundenen PV in den Jahren 2030 bzw. 2040 in den drei Storylines, sowie auf Bundesländerebene und österreichweit.

Tabelle 8: Realisierbare PV-Potenziale auf Gebäuden 2030 (Umweltbundesamt, eigene Berechnungen)

Realisierbare Potenziale auf Gebäuden 2030 [TWh _{el}]	Low	Medium	High
Burgenland	0,55	0,62	0,72
Kärnten	1,14	1,27	1,41
Niederösterreich	2,93	3,41	3,94
Oberösterreich	2,70	3,11	3,57
Salzburg	0,75	0,87	0,99
Steiermark	2,50	2,82	3,18
Tirol	0,97	1,11	1,24
Vorarlberg	0,36	0,42	0,48
Wien	1,63	1,84	2,03
Österreich	13,53	15,47	17,57

Tabelle 9: Realisierbare PV-Potenziale auf Gebäuden 2040 (Umweltbundesamt, eigene Berechnungen)

Realisierbare Potenziale auf Gebäuden 2040 [TWh _{el}]	Low	Medium	High
Burgenland	0,87	1,14	1,56
Kärnten	1,80	2,23	2,99
Niederösterreich	4,59	6,10	8,28
Oberösterreich	4,26	5,55	7,51
Salzburg	1,19	1,58	2,12
Steiermark	3,89	4,89	6,65
Tirol	1,57	2,06	2,74
Vorarlberg	0,58	0,76	1,05
Wien	2,59	3,17	4,31
Österreich	21,34	27,47	37,21

3.3.3.2 Freiflächen

Die realisierbaren Potenziale auf Freiflächen wurden analog zur Gebäude-PV anhand von wirtschaftlichen und sozialen Realisierungsfaktoren ermittelt - spezifisch für jede Landbedeckungsklasse. Aufgrund der hohen räumlichen Ausdehnung und des starken Einflusses des Standortes bei der konkreten Projektierung unterliegen diese Faktoren naturgemäß einer höheren Schwankung und können im Vergleich zur tatsächlichen Umsetzung zu Abweichungen in Ort und Strommenge führen.

Nicht nur konzentriert sich das Ausmaß des Ausbaus und dessen Geschwindigkeit an weniger Marktakteuren im Vergleich zur gebäudegebundenen PV, sondern es wirken auch die politischen Rahmenbedingungen von Ortschaften, Gemeinden und den einzelnen Bundesländern stärker auf die konkrete Ausgestaltung der realisierten Anlagen. In diesem Sinne sind die hier gezeigten Potenziale als eine Richtungsindikation zu lesen, welche Mengen an PV-Strom im Verhältnis der Zusammensetzung der Landbedeckungsklassen eines Bundeslandes unter Anwendung eines generalisierten Ansatzes realisierbar sind.

Eine detaillierte Modellierung eines einzelnen Bundeslandes beruhend auf bestehenden Ausbaustrategien würde im generalisierten, österreichweiten Modell zu bundeslandspezifischen Potenzialwerten führen, die wiederum die Potenziale in anderen Bundesländern im Sinne eines gemeinsamen Strommarktes unter- oder überkompensieren würden. Wird beispielsweise die Flächeneffizienz als Bewertungskategorie für die Realisierungsfaktoren herangezogen, so würden sich die realisierbaren Potenziale stärker in wenigen Bundesländern konzentrieren. Ebenso entscheidend ist die Priorisierung von und Annahmen zur Umsetzungsmasse und -geschwindigkeit auf bereits versiegelten/verbauten oder noch unversiegelten Flächen zur Ausweisung realisierbarer Potenziale.

Tabelle 10 und Tabelle 11 zeigen die realisierbaren Potenziale der Photovoltaik auf versiegelten und unversiegelten Freiflächen in den Jahren 2030 bzw. 2040 in den drei Storylines, sowie auf Bundesländerebene und österreichweit.

Endbericht der Studie Erneuerbare Energiepotenziale in Österreich 2030 und 2040

Tabelle 10: Realisierbare PV-Potenziale auf versiegelten/verbauten Freiflächen in Österreich 2030 (Umweltbundesamt, eigene Berechnungen)

Realisierbare Potenziale 2030 - versiegeltes/verbautes Freiland [TWh _{el}]	Low	Medium	High
Burgenland	0,12	0,13	0,14
Kärnten	0,22	0,24	0,26
Niederösterreich	0,57	0,62	0,67
Oberösterreich	0,45	0,49	0,52
Salzburg	0,23	0,25	0,27
Steiermark	0,39	0,42	0,46
Tirol	0,34	0,37	0,39
Vorarlberg	0,13	0,14	0,15
Wien	0,09	0,09	0,10
Österreich	2,54	2,75	2,97

Tabelle 11: Realisierbare PV-Potenziale auf unversiegelten Freiflächen in Österreich 2030 (Umweltbundesamt, eigene Berechnungen)

Realisierbare Potenziale 2030 - unversiegeltes Freiland [TWh _{el}]	Low	Medium	High
Burgenland	0,16	0,20	0,24
Kärnten	0,19	0,22	0,26
Niederösterreich	0,79	0,95	1,13
Oberösterreich	0,49	0,58	0,68
Salzburg	0,11	0,13	0,16
Steiermark	0,39	0,46	0,55
Tirol	0,11	0,12	0,14
Vorarlberg	0,03	0,04	0,05
Wien	0,03	0,03	0,03
Österreich	2,29	2,74	3,23

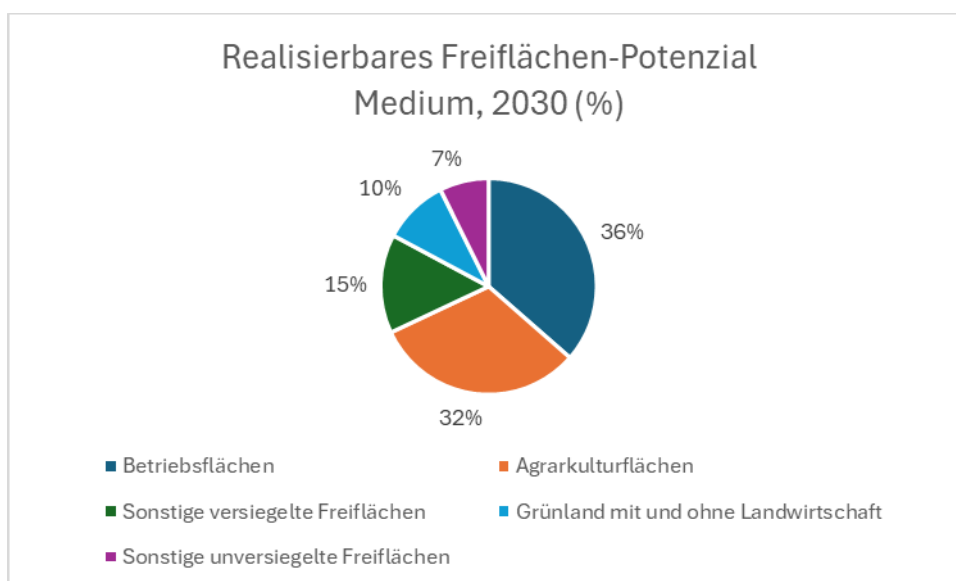


Abbildung 7: Verteilung der realisierbaren PV-Freiflächen-Potenziale 2030 der medium Storyline (Umweltbundesamt, eigene Berechnung)

Abbildung 7 weist die Verteilung der Anteile der drei größten Landbedeckungsklassen und der sonstigen versiegelten und unversiegelten Landbedeckungsklassen am realisierbaren Freiflächen-Potenzial der Storyline Medium im Jahr 2030 aus.

Tabelle 12: Realisierbare PV-Potenziale auf versiegelten/verbauten Freiflächen in Österreich 2040 (Umweltbundesamt, eigene Berechnungen)

Realisierbare Potenziale 2040 - versiegeltes/verbautes Freiland [TWh _{el}]	Low	Medium	High
Burgenland	0,25	0,28	0,32
Kärnten	0,46	0,51	0,57
Niederösterreich	1,20	1,34	1,49
Oberösterreich	0,93	1,05	1,17
Salzburg	0,49	0,53	0,59
Steiermark	0,82	0,92	1,02
Tirol	0,71	0,79	0,87
Vorarlberg	0,27	0,30	0,34
Wien	0,19	0,22	0,25
Österreich	5,32	5,94	6,60

Tabelle 13: Realisierbare PV-Potenziale auf unversiegelten Freiflächen in Österreich 2040 (Umweltbundesamt, eigene Berechnungen)

Realisierbare Potenziale 2040 - unversiegeltes Freiland [TWh _{el}]	Low	Medium	High
Burgenland	0,39	0,44	0,48
Kärnten	0,43	0,50	0,56
Niederösterreich	1,86	2,09	2,34
Oberösterreich	1,16	1,32	1,48
Salzburg	0,26	0,30	0,35
Steiermark	0,87	1,00	1,15
Tirol	0,25	0,29	0,33
Vorarlberg	0,07	0,09	0,10
Wien	0,05	0,06	0,06
Österreich	5,35	6,08	6,86

Tabelle 12 und Tabelle 13 listen obig die errechneten realisierbaren Potenziale im Jahr 2040 in drei Storylines und auf Bundesländerebene, sowie österreichweit auf. Abbildung 8 zeigt nachfolgend die Verteilung des realisierbaren Freiflächen-Potenzials im Jahr 2040 gemäß der Storyline Medium auf Bundesebene.

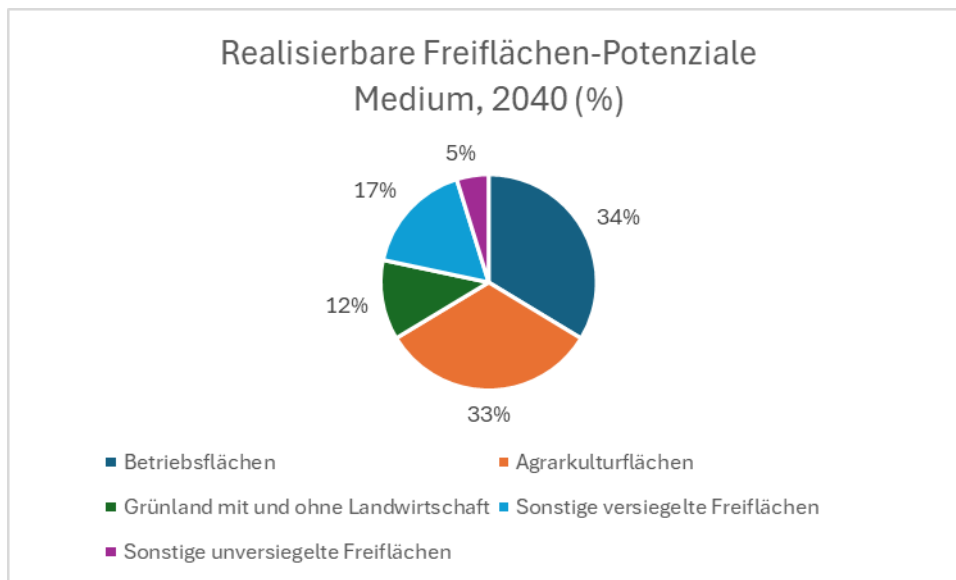


Abbildung 8: Verteilung der realisierbaren PV-Freiflächen-Potenziale 2040 der medium Storyline (Umweltbundesamt, eigene Berechnung)

3.3.4 Ergebnisdarstellung

Tabelle 14 zeigt die realisierbaren Potenziale in den Zieljahren und Storylines, sowie den Bestand 2024 und das technische Potenzial 2040 nach Bundesländern und in Summe für Österreich.

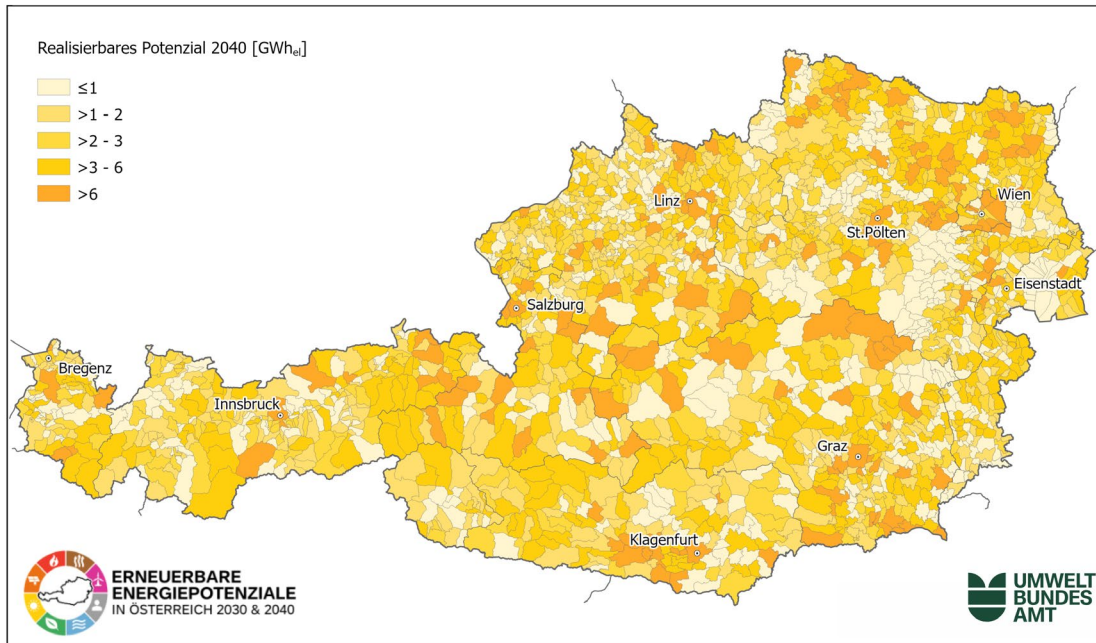
Tabelle 14: Übersicht zu Status Quo und realisierbaren PV-Potenzialen (Statistik Austria, 2025; Umweltbundesamt, eigene Berechnungen)

Energiepotenziale der Photovoltaik auf Bundesländerebene in TWh	Status Quo 2024	Realisierbares Potenzial Low 2030	Realisierbares Potenzial Medium 2030	Realisierbares Potenzial High 2030	Realisierbares Potenzial Low 2040	Realisierbares Potenzial Medium 2040	Realisierbares Potenzial High 2040
Burgenland	0,84	0,83	0,95	1,10	1,52	1,86	2,36
Kärnten	0,42	1,55	1,73	1,93	2,70	3,24	4,13
Niederösterreich	1,62	4,29	4,98	5,74	7,65	9,54	12,12
Oberösterreich	1,44	3,63	4,18	4,78	6,36	7,91	10,15
Salzburg	0,38	1,10	1,26	1,42	1,93	2,41	3,06
Steiermark	1,25	3,28	3,71	4,19	5,58	6,81	8,82
Tirol	0,44	1,42	1,60	1,78	2,53	3,13	3,94
Vorarlberg	0,22	0,52	0,59	0,67	0,92	1,15	1,48
Wien	0,24	1,74	1,96	2,16	2,83	3,44	4,62
Gesamt (Österreich)	7,64	18,37	20,96	23,77	32,01	39,49	50,67

In Tabelle 14 werden die realisierbaren PV-Potenziale für Gebäude, sowie für versiegeltes und unversiegeltes Freiland auf Gemeindeebene im Jahr 2040 und den drei Storylines gezeigt. Die Daten zu bestehenden PV-Anlagen stammen aus dem Anlagenregister der E-Control [27] und der vorläufigen Energiebilanz 2024 [28]. Die Werte wurden anhand der bestehenden Verteilung Ende 2023 vom vorläufigen österreichischen Gesamtwert 2024 auf die Bundesländer disaggregiert. Aufgrund der österreichweit einheitlichen Anwendung von Realisierungsfaktoren können regionalspezifische Entwicklungen (z.B. ambitionierte Festlegung von Zielen, bzw. Umsetzung von Projekten) nicht im Detail abgebildet werden. Daher kann es vorkommen, dass in einzelnen Gemeinden

der tatsächliche Ausbau bereits höher liegt als das berechnete Potenzial für 2030 bzw. 2040. Umfangreiche Kartierungen finden sich im Anhang.

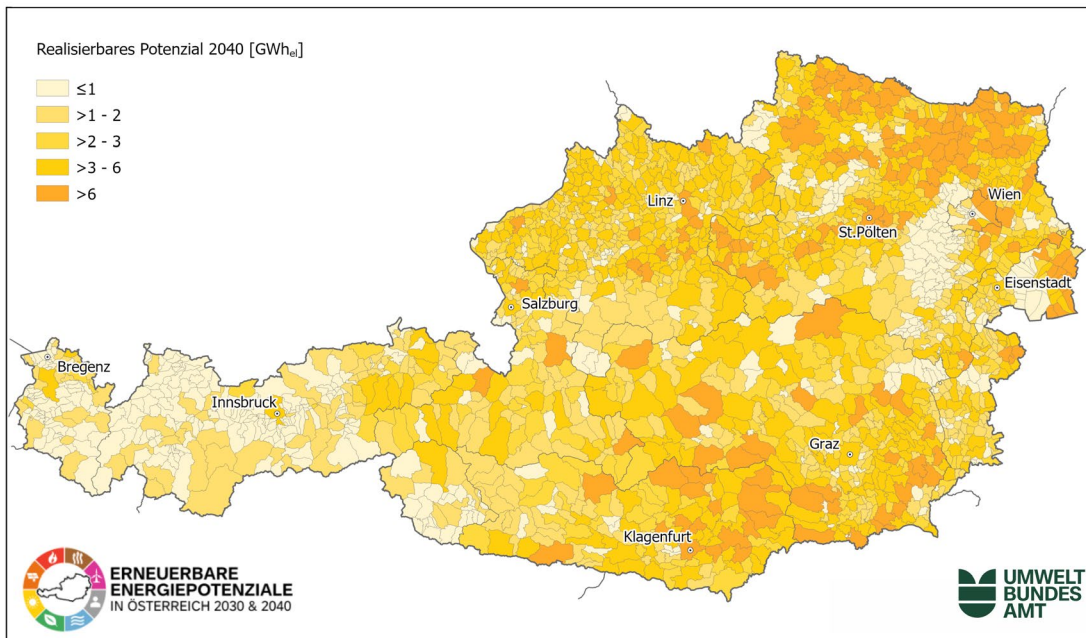
Realisierbares PV-Potenzial 2040 (low) – versiegelte/verbaute Freiflächen 5,3 TWh_{el}



Geosphere, BEV, eigene Modellierung
Bearbeitung: Umweltbundesamt; 27.06.2025

Abbildung 9: Realisierbares PV-Potenzial für 2040 (low), gemeindespezifisch –versiegelte/verbaute Freiflächen 5,3 TWh_{el}

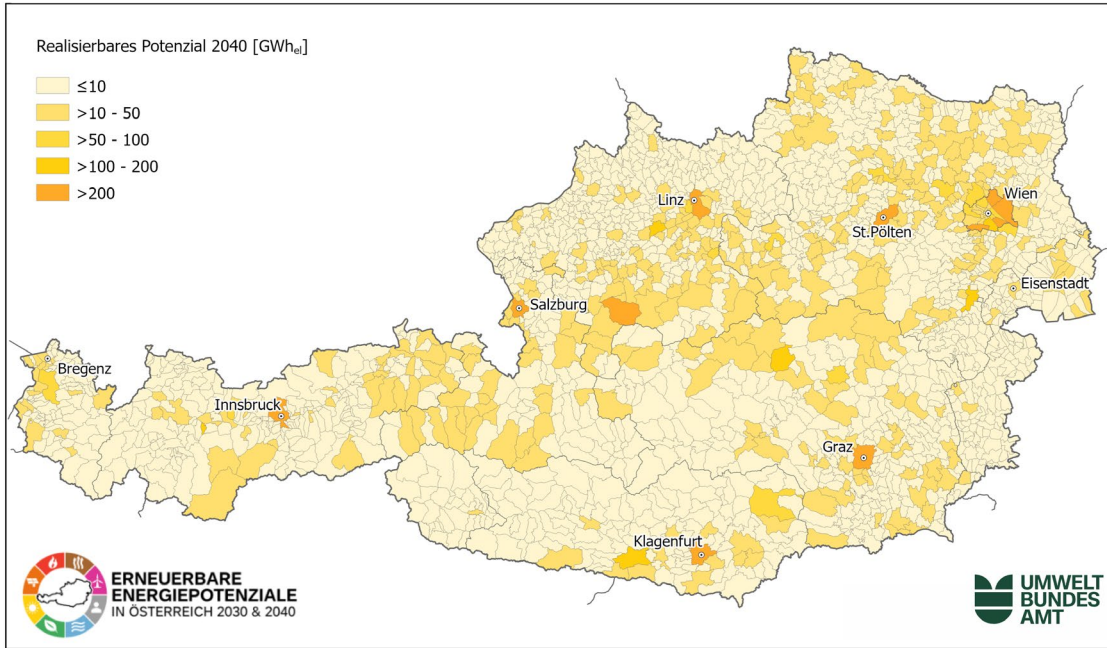
Realisierbares PV-Potenzial 2040 (low) – unversiegelte/unverbaute Freiflächen 5,3 TWh_{el}



Geosphere, BEV, eigene Modellierung
Bearbeitung: Umweltbundesamt; 27.06.2025

Abbildung 10: Realisierbares PV-Potenzial für 2040 (low), gemeindespezifisch – unversiegelte/unverbaute Freiflächen 5,3 TWh_{el}

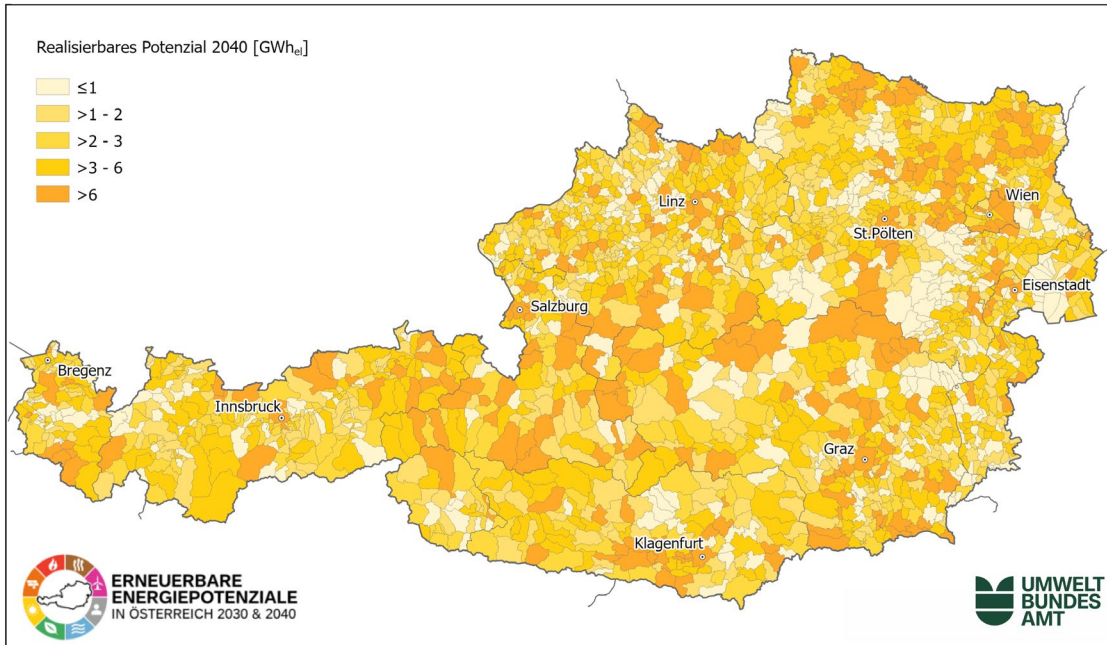
Realisierbares PV-Potenzial 2040 (low) – Gebäude 21,3 TWh_{el}



Geosphere, BEV, eigene Modellierung
Bearbeitung: Umweltbundesamt; 27.06.2025

Abbildung 11: Realisierbares PV-Potenzial für 2040 (low), gemeindespezifisch – Gebäude 21,3 TWh_{el}

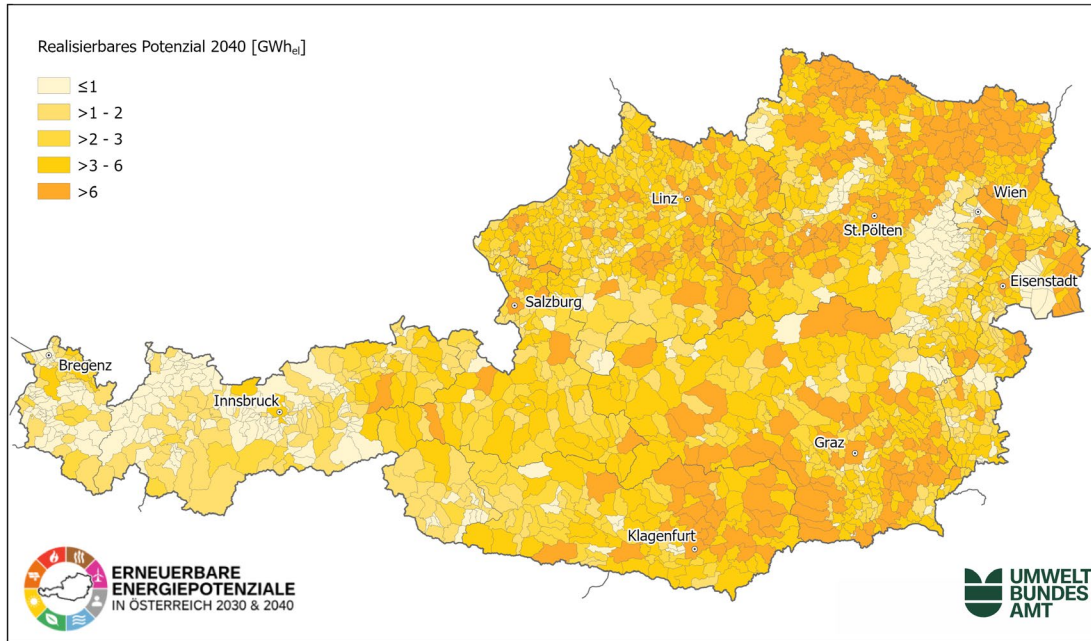
Realisierbares PV-Potenzial 2040 (high) – versiegelte/verbaute Freiflächen 6,6 TWh_{el}



Geosphere, BEV, eigene Modellierung
Bearbeitung: Umweltbundesamt; 27.06.2025

Abbildung 12: Realisierbares PV-Potenzial für 2040 (high), gemeindespezifisch – versiegelte/verbaute Freiflächen 6,6 TWh_{el}

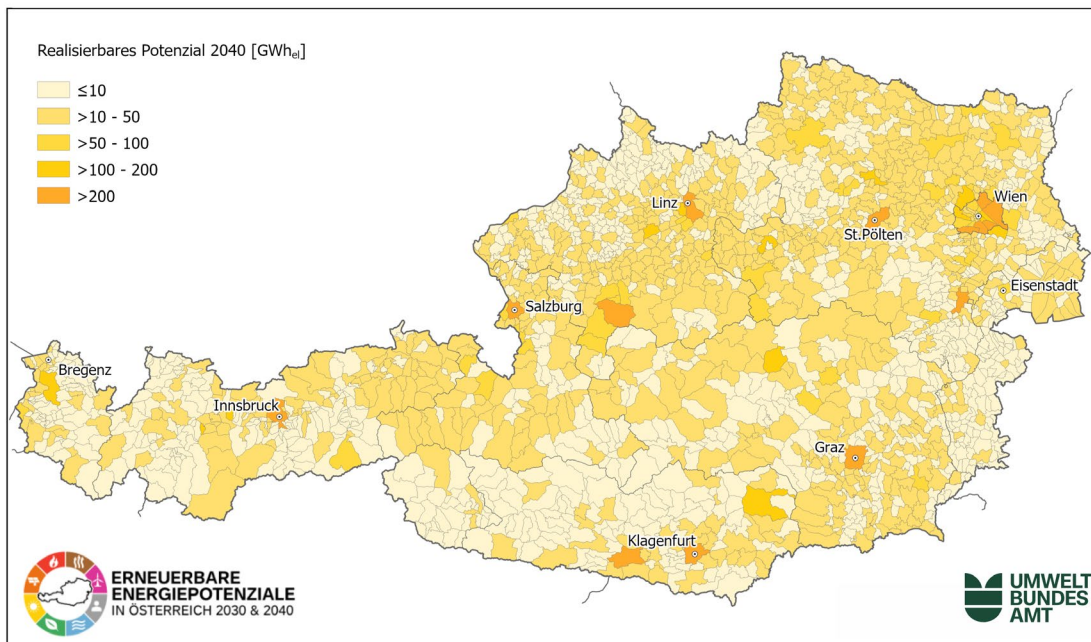
Realisierbares PV-Potenzial 2040 (high) – unversiegelte/unverbaute Freiflächen 6,9 TWh_{el}



Geosphere, BEV, eigene Modellierung
Bearbeitung: Umweltbundesamt; 27.06.2025

Abbildung 13: Realisierbares PV-Potenzial für 2040 (high), gemeindespezifisch – unversiegelte/unverbaute Freiflächen 6,9 TWh_{el}

Realisierbares PV-Potenzial 2040 (high) – Gebäude 37,2 TWh_{el}



Geosphere, BEV, eigene Modellierung
Bearbeitung: Umweltbundesamt; 27.06.2025

Abbildung 14: Realisierbares PV-Potenzial für 2040 (high), gemeindespezifisch – Gebäude 37,2 TWh_{el}

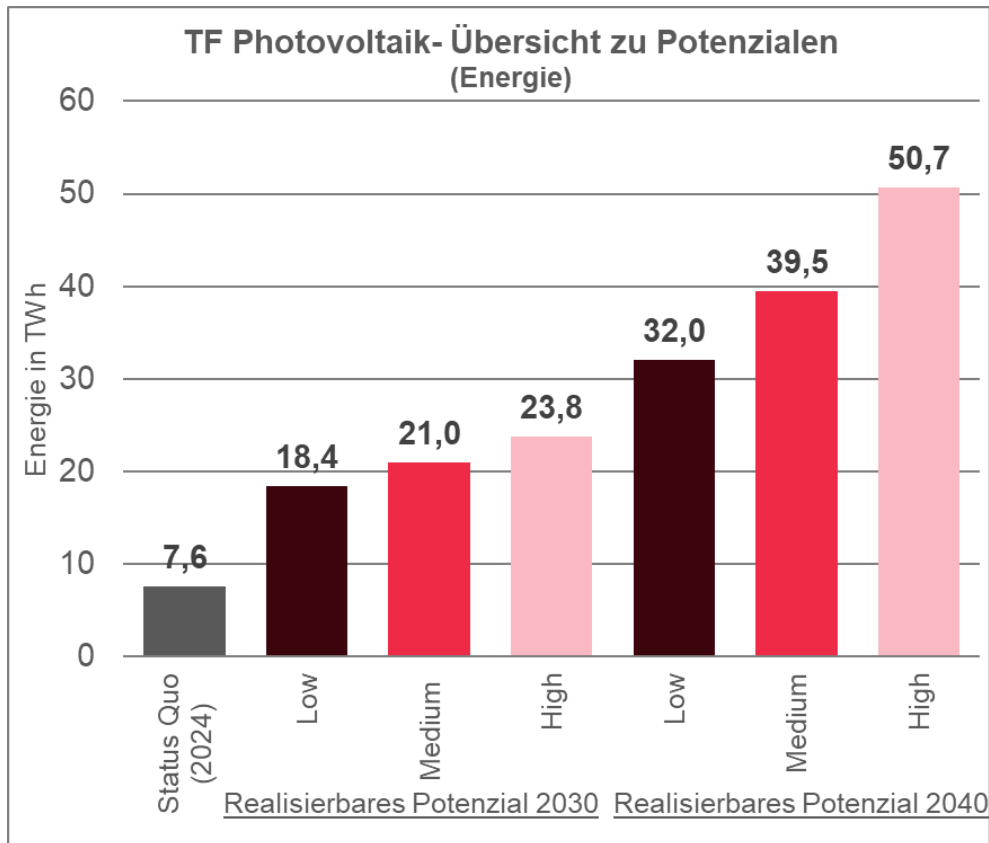


Abbildung 15: TF Photovoltaik Übersicht zu Potenzialen (Energie) (Statistik Austria, 2025; Umweltbundesamt, eigene Berechnungen)

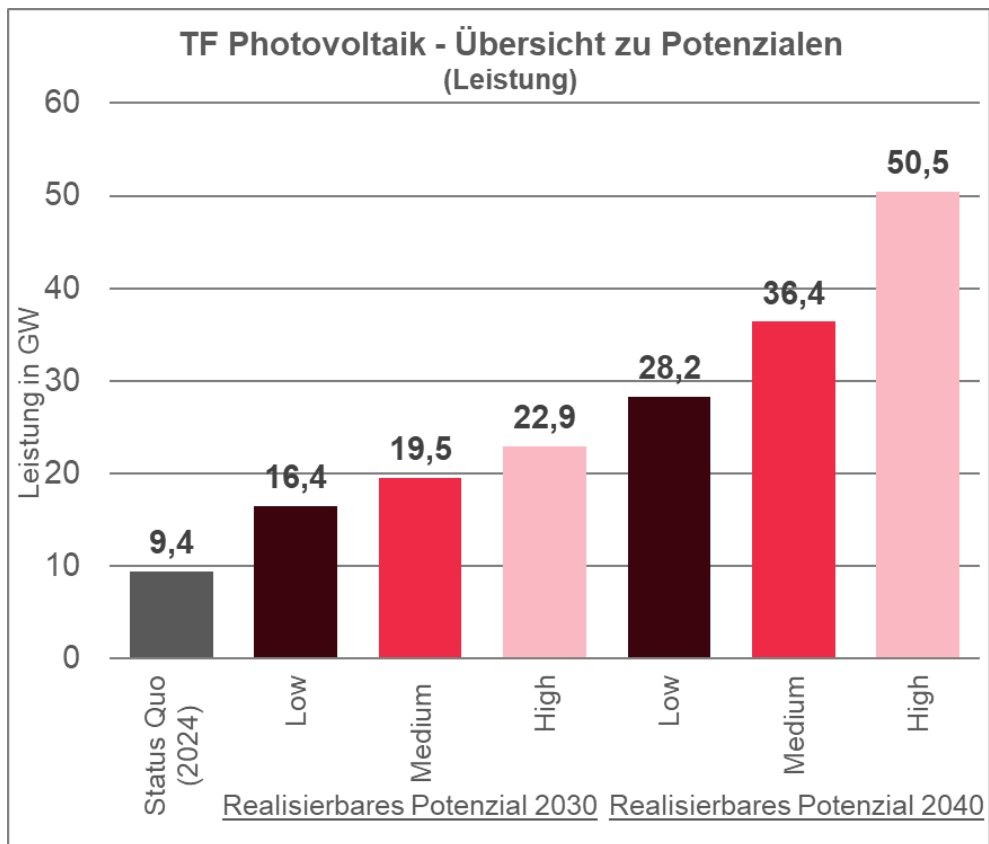


Abbildung 16: TF Photovoltaik Übersicht zu Potenzialen (Leistung) (BMIMI, 2025 [29]; Umweltbundesamt, eigene Berechnungen)

Abbildung 15 und Abbildung 16 zeigen obig die österreichweiten Gesamtpotenziale. Konkret sind nachfolgend der Status quo im Jahr 2024 sowie realisierbare Energiepotenziale für die Jahre 2030 und 2040 in den Storylines low, medium und high dargestellt. Die grafischen Darstellungen verdeutlichen die Zunahme der potenziellen Energieerzeugung über die Zeit und mit steigenden Szenarioannahmen.

Konkret zeigt Abbildung 15 die Energiemengen, während Abbildung 16 die zur gezeigten Energiemengenproduktion notwendige, nominelle Leistungsmenge darstellt. Da einige Faktoren die tatsächlich zur Verfügung stehende Leistung beeinträchtigen können (Moduldegradation, Beschädigungen, Ineffizienzen etc.) sind die Leistungsangaben als Werte unter idealen Bedingungen zu verstehen.

Die Angaben zum Status Quo 2024 beziehen sich aufgrund unterschiedlicher Quellen (Energie: Vorläufige Energiebilanz 2024 bzw. Leistung: Marktstatistik 2024) auf verschiedene Zeitpunkte.

Zuletzt werden in Abbildung 17 die historische Entwicklung und die weiteren Ausbaupfade nach den drei Storylines des Technologiefeldes Photovoltaik anhand von Projektionslinien ersichtlich.

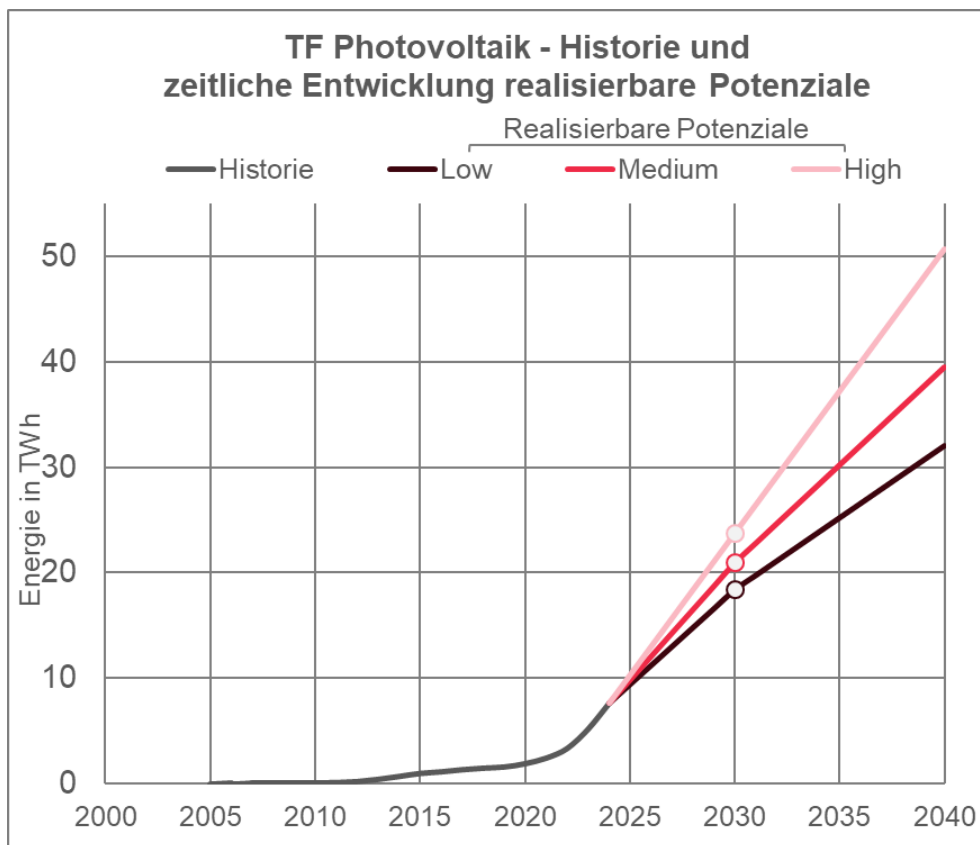


Abbildung 17: TF Photovoltaik Historie und zeitliche Entwicklung realisierbarer Potenziale

3.3.5 Bewertung der Ergebnisse

Die in dieser Studie vorgestellten Ergebnisse zeigen mögliche Bandbreiten für die photovoltaische Stromerzeugung in drei Storylines und zwei Zieljahren. Erstmals konnte durch die Verknüpfung von DLM, DOM und gestützt auf den ersten, österreichweiten Solarkataster der GeoSphere Austria, welcher verschiedene Auflösungsstufen, Nah- und Fernverschattung, sowie Einstrahlungsmengen aus verschiedenen Himmelsrichtungen und Winkeln umfasst, ein datenbasierter Ansatz für die Ermittlung und die

räumliche Verteilung der zur Verfügung stehenden Flächen- und Einstrahlungsqualitäten eingesetzt werden.

Die realisierbaren Potenziale sind im Jahr 2030 (alle Bandbreiten) und im Jahr 2040 (Bandbreite low und medium) in der Größenordnung vergleichbar mit denen aus früheren Erhebungen (Umweltbundesamt, 2023). In der Bandbreite high liegt das realisierbare Potenzial im Jahr 2040 mit 50,6 TWh_{el} deutlich höher (in der erwähnten Studie wurde das Potenzial 2040 mit 47,1 TWh_{el} abgeschätzt).

Das Verhältnis von gebäudegebundener PV zu klassischer Freiflächen-PV nähert sich über den Betrachtungszeitraum an, der überwiegende Teil wird im gegenständlichen Modell jedoch als gebäudegebundene PV realisiert. Dies liegt zum einen im beobachteten Trend der vergangenen Jahre begründet, zum anderen im generellen Trend zur Elektrifizierung von Anwendungen im Gebäudebereich, zur – auch ökonomischen – Verfügbarkeit von Speicherlösungen, den Anforderungen der EU-Gebäudeeffizienz-Richtlinie hinsichtlich „Solar-Readiness“ und der hohen Akzeptanz von Energiegemeinschaften.

Für die Modellierung wurden höhere Realisierungsfaktoren für Betriebsflächen angenommen, da diese als aufgeschlossen, gesichert und gut in Planungen integrierbar eingestuft werden. Ebenso sind diese Flächen mit entsprechender Nachfrage und verfügbarem Investitionskapital verknüpft, auch wurde eine hohe soziale Akzeptanz hinterlegt. Im Zusammenspiel mit dem hohen Flächenangebot ergeben sich daher hohe Potenziale für PV. Diese angeführten Punkte treffen auch auf sonstige versiegelte und bereits verbaute Flächen zu, die jedoch in ihrer kleinräumigen Fragmentierung und ihren möglicherweise höheren infrastrukturellen, politischen und sozialen Erfordernissen einen vergleichsweise kleineren Anteil am Gesamtmix ausmachen.

Agrarkulturflächen unterliegen einer etwas strengeren Bewertung durch wirtschaftliche und soziale Realisierungsfaktoren, auch um den oftmals peripheren Standorten, fernab leistungsstarker Netzanbindungsmöglichkeiten, Rechnung zu tragen. Jedoch führen die dahinterstehenden großen Flächen zu einem sehr hohen realisierbaren Stromertragspotenzial. Derzeit werden auf solchen Flächen auch viele und teilweise groß dimensionierte Projekte umgesetzt.

Die im Verhältnis geringe Strommenge im realisierbaren Potenzial der sonstigen unversiegelten Freiflächen erklärt sich mit der hohen naturschutzfachlichen und der sozialen Wertigkeit, die diese Flächenkategorien kennzeichnen. Darunter fallen neben (un-)bewirtschaftetem Grünland auch Schutzgüter, ausgewiesene Lebensraum-korridore, sowie IUCN V- und VI-Flächen. In der Realität könnte Grünland stärker genutzt werden, als in dieser Studie ausgewiesen wird. Dies deshalb, weil solche Flächen einer höheren Eigentumsdynamik und einfacheren Maßnahmen zum Ausgleichsflächenmanagement unterliegen. Besonders hier wird die potenzielle Erschließbarkeit durch Netzanschlussmöglichkeiten in der tatsächlichen Umsetzung eine größere Rolle spielen.

Bei der Freiflächen-PV auf unversiegelten Flächen ergeben sich im Vergleich zu den beiden anderen Kategorien größere Unterschiede in der räumlichen Verteilung der realisierbaren Potenziale, die großen Potenziale liegen eher in der Osthälfte Österreichs. Die Verteilung der realisierbaren PV-Potenziale auf Gebäuden und versiegelten bzw. verbauten Freiflächen ist eine Folge der dezentralen Siedlungs-struktur Österreichs und des flächendeckenden Gebäudebestandes.

Die Ausbaustrategien einiger Bundesländer bevorzugen einen wirtschaftlichen und dezentralen Ausbau der Photovoltaik auf bereits versiegelten Flächen und Gebäuden. Die Erwägungen und Ziele dieser Strategien flossen in die angewendeten Realisierungsfaktoren mit ein. Erhebungen zum bisherigen PV-Ausbau sprechen für eine höhere

räumliche Konzentration, als dies im gegenständlichen Modell, das einen österreichweiten Ansatz verfolgt, angezeigt wird. Diese Untersuchungen deuten zudem darauf hin, dass der überwiegende Teil der PV auf Freiflächen bisher auf unversiegelten Flächen errichtet wurde. Gleichzeitig wird dadurch auch sichtbar, dass größere Teile des technischen Potenzials auf anderen Flächen ungenutzt bleiben können. Es gibt also einen großen Spielraum auf dem Weg zur Erreichung der Deckung des Strombedarfs und den entsprechenden Regelkapazitäten, der durch politische Lenkung und Gestaltung von Rahmenbedingungen zu Gunsten eines gemeinsamen Stromnetzverbundes gedacht werden kann.

In einzelnen Bundesländern liegen die Ausbauziele 2030 (Oberösterreich, Steiermark) oder auch die in naher Zukunft realisierten PV-Kapazitäten (Burgenland) über den in dieser Studie realisierbaren Potenzialen 2030 – diese Inkongruenzen sind auf den angewendeten österreichweit einheitlichen Ansatz zurückzuführen.

Generell erscheint das Erreichen der Erzeugungskapazitäten laut ÖNIP im Zieljahr 2040 möglich. Die dafür erforderliche Strommenge und eine mögliche Verortung der dafür benötigten, nutzbaren Flächen würde in der Medium-Storyline abgebildet.

4 TF2: WASSERKRAFT

4.1 Ausgangslage

Im Rahmen der Erstellung des Integrierten österreichischen Netzinfrastukturplanes wurde seitens des Umweltbundesamtes eine Potenzialstudie für die Erzeugung von erneuerbarem Strom und Biomethan für die Szenarien 2030 und 2040 erstellt [26] in deren Rahmen bereits eine erste Abschätzung der möglichen Potenziale für die Stromerzeugung aus Wasserkraft durchgeführt wurde.

Im Zuge dieser Potenzialabschätzung wurde geprüft, wie hoch das Restpotenzial zusammengesetzt aus Neuerschließungspotenzial und Optimierungspotenzial theoretisch noch sein könnte. Die Datengrundlage für die Potenzialabschätzung des NIP wurde auch im Rahmen der Stakeholdereinbindung diskutiert. Daraus wurde der Bedarf abgeleitet, einerseits bei den Durchflussdaten den Vergleichszeitraum auf die letzte Klimaperiode (1991 – 2020) auszudehnen, die Auswirkungen des Klimawandels auf die Abflüsse mittels zweier Klimaszenarien zu bewerten, den Datensatz der Kraftwerksanlagen zu komplettieren und zu aktualisieren und die nichtverfügbaren Strecken zu präzisieren. Die Methodik sollte vergleichbar sein mit jener des ÖNIP [6], aber in der Detailliertheit darüber hinausgehen.

4.2 Methodisches Konzept

Das Gesamtwässernetz Österreich (GGN) in der Version v15 mit den Fließgewässern und Einzugsgebieten bildete die Grundlage für die **Modellierung der Abflüsse** 1991 - 2020 und die Prognose der Abflüsse für 2040 und 2070. Die Bewertung der Abflüsse erfolgte auf den sogenannten Basiseinzugsgebieten, den kleinsten im GGN ausgewiesenen Flächen. Für diese wurde jeweils das Hauptgewässer definiert und die entsprechenden Unterliegerbeziehungen modellhaft abgebildet. Aufgrund dieses Netzwerks aus Strecken (Gewässerslinien) und Knoten (Mündungs- bzw. Ausleitungspunkte) wurde ein Datensatz der mittleren saisonalen Abflüsse erzeugt. Details zur Berechnung sind in einem eigenen Bericht der Technischen Universität Wien dokumentiert (Anhang W1).

Die Gewässerabschnitte auf den Berichtsgewässern der Wasserrahmenrichtlinie (WRRL) mit den Abflüssen sowie Angaben zu Einzugsgebietsgröße, Länge und Höhendifferenz wurden für die Berechnung des Abflusslinienpotenzials herangezogen.

In einem weiteren Schritt wurden die Gewässerabschnitte weiter unterteilt; Kriterien für diese Teilungen waren **nichtverfügbare Strecken** (schutzwürdige Strecken aus naturschutzfachlicher Sicht und sonstige Strecken mit bestehender Wasserkraftnutzung bzw. Pufferstrecken).

Folgende **Kategorien nichtverfügbarer Strecken** wurden berücksichtigt.

Schutzwürdige Strecken:

- Strecken im sehr guten ökologischen Zustand (NGP 2021) Strecken im sehr guten hydromorphologischen Zustand (mit mind. 1 km Länge) (gem. EAG 2021) Strecken an/in Auen mit überragender naturschutzfachlicher Bedeutung (abgeleitet aus der Auenstrategie 2023, vorläufiger Stand 2024)
- Strecken im potenziellen Verbreitungsgebiet gefährdeter Fischarten
- Strecken in Wildnisgebieten (IUCN-Kategorie I)

- Strecken in Nationalparks (IUCN-Kategorie II)
- Strecken in UNESCO Welterbestätten (Auswahl)
- Strecken in WRG-relevanten Natura 2000-Gebieten.

Regionalprogramme gemäß WRG, § 53:

- Wasserwirtschaftliches Regionalprogramm 2016 zum Erhalt von wertvollen Gewässerstrecken in NÖ
- Bedeutende Gewässerabschnitte mit sehr gutem hydromorphologischem Zustand in OÖ
- Gewässerstrecken mit besonderen ökologischen Funktionen in OÖ
- Gewässerschutzverordnung Steiermark
- Rahmenplan Tiroler Oberland - sehr gute oder sehr sensible Gewässerstrecken

Sonstige Strecken mit bestehender Wasserkraftnutzung bzw. Pufferstrecken:

- Pufferstrecken (Lückenschluss zwischen anderen nicht verfügbaren Strecken)
- Restwasserstrecken (Auswahl größer/gleich Kategorie 2 der Intensität)
- Staustrecken (Laufstau)

Pufferstrecken wurden dort ausgewiesen, wo zwischen den "nicht verfügbaren" Strecken Reststrecken übrigblieben, die zu kurz für eine Wasserkraftnutzung wären. Bestehende Restwasserstrecken und Staustrecken wurden ebenfalls ausgenommen, da hier eine zusätzliche Wasserkraftnutzung unwahrscheinlich ist.

Neben dem Gewässernetz als Träger der Informationen zur Abflusssituation wurde auch ein Datensatz der Kraftwerke generiert, um den Bestand abbilden zu können. Datengrundlagen dafür waren bereitgestellte Datensätze von Österreichs Energie und Kleinwasserkraft Österreich, sowie aus den Wasserinformationssystemen der Länder (WIS). Die verschiedenen Datengrundlagen wurden zusammengeführt und auf dem Gewässernetz verortet.

Datenmodellierung

Für die Berechnung des Abflusslinienpotenzials wurde folgende Formel angewendet:

$$W = P \cdot t = 8,5 \cdot r \cdot Q \cdot Dh \cdot t$$

W = Jahresarbeit

P = Leistung in Watt

t = Zeit in Sekunden

r steht für die Dichte von Wasser (1000 kg/m³).

Q = Mittlere Jahresabfluss in m³/s

Dh = Höhendifferenz der Wasserstrecke in m

Mit dieser Formel wurde das Abflusslinienpotenzial pro Strecke berechnet. Daher ist es notwendig, die Abflüsse für alle oben beschriebenen Strecken zu bestimmen.

Um für alle Abschnitte einen Abflusswert für sowohl diese Klimaperiode (1990-2020) als für zukünftige Jahre 2040 und 2070 für jeweils zwei Klimaszenarien mittleres RCP 4.5 und mittleres RCP 8.5 aus den Österreichischen Klimaszenarien 2015 (ÖKS15, Chimani et al., 2016) zu erhalten, wurde das Institut für Ingenieurhydrologie und Wassermengenwirtschaft der TU Wien beauftragt eine Abflussmodellierung

durchzuführen. Das angewendete hydrologische Niederschlags-Abfluss-Modell basiert auf dem weitverbreiteten HBV-Modell, das schon rund um 1970 entwickelt wurde, vgl. [30]. Das Modell läuft auf der Basis eines 2 km²-Rasters, dies ermöglicht für 1.670 Profile gleichzeitig tägliche Abflüsse zu simulieren. Die Anpassung erfolgte anhand von 523 Messstationen für die Periode 2005-2015, die Kalibrierungsergebnisse waren sehr zufriedenstellend, mit einem Median der Model-fit von 0,9. Die 1.670 Gitterzellen wurden anhand des Gewässernetzes zu Einzugsgebieten von rund 200 km² aggregiert. Um den Einfluss des Klimawandels abzuschätzen, wurden zwei Szenarien aus der ÖKS15 ausgewählt und auf die Einzugsgebiete aufgeteilt disaggregiert. Es war nicht möglich, die Ergebnisdaten aus den Klimaszenarien direkt in das von der TU-Wien entwickelte Modell einzuspeisen, daher wurde ein Delta-Ansatz gewählt bei dem die Abweichungen der verschiedenen Klimaszenarien zum Status-Quo der Niederschläge und der Temperatur in den Einzugsgebieten entsprechend verringert oder erhöht wurden. In diesem Ansatz wurden die Inputdaten verhältnismäßig angepasst. Da die Zeithorizonte in der Wasserkraft länger sind als bei den anderen Technologien, wurden die Jahre 2040 und 2070 für die Zukunfts-Szenarien gewählt. Die Modellergebnisse für 2040 bestehen aus dem Mittelwert der Jahre 2035 bis 2045 und die Modellergebnisse für 2070 aus dem Mittelwert der Jahre 2065 - 2075. Dieser Ansatz wurde gewählt, um die Variationen zwischen den Jahren zu eliminieren. Die Modellergebnisse sind für alle Gewässerstrecken mit monatlichen Abflüssen für die Jahre 1991 bis 2020 und mit mittleren monatlichen Abflüssen für 2035 - 2045 und 2065 - 2027 für beide ausgewählte Klimaszenarien RCP 4.5 und RCP 8.5 umgesetzt.

Mittels der oben angeführten Formel wurde für jede Gewässerstrecke das theoretische Abflusspotenzial berechnet. Im zweiten Schritt wurden alle oben beschrieben schutzwürdigen Strecken aus der Gesamtheit des Gewässernetzes herausgenommen.

Für alle nicht durch obige Kriterien ausgeschlossenen Strecken wurde das technische Potenzial TP (im NIP als technisch-wirtschaftliches Potenzial bezeichnet) berechnet. Für diese Berechnung wurden die Einzugsgebiete und Nutzungsgrade aus der Wasserkraftpotenzialstudie Österreich (Pöyry, 2018) verwendet.

Da in dieser Studie nicht alle Gebiete in Österreich abgebildet wurden, wurde für die bisher nicht berücksichtigten Einzugsgebiete Ostösterreichs ein Nutzungsgrad von 0,1 angenommen.

Wenn in einer Strecke ein in Betrieb genommenes Wasserkraftwerk verortet wurde, wurde vom berechnete TP an jener Strecke das Regelarbeitsvermögen (RAV) abgezogen. In einigen Fällen gab es Wasserkraftanlagen ohne Angaben zum RAV. Für diese Fälle wurde pro EZG ermittelt, wieviel Prozent vom TP in den jeweiligen Strecken mit einem Kraftwerk verbleibt und dieser Prozentsatz wurde auf Strecken mit Anlagen ohne RAV angewendet.

Um das gesamte TP pro Einzugsgebiet zu berechnen, wurde das TP von allen Strecken pro EZG aufsummiert. Dieser Ansatz ergibt das TP pro EZG für die Klimaperiode 1990-2020 und für die beiden Klimaszenarien (RCP 4.5 und RCP 8.5) für die Jahre 2040 und 2070. Mit dem oben beschriebenen Ansatz kann das TP auf Basis von monatlichen oder jährlichen Abflüssen berechnet werden.

Zuerst wurde das gesamte TP pro EZG auf Basis der mittleren Jahresabflüsse berechnet. Um die saisonalen Schwankungen im Abfluss und daher auch im TP darzustellen, wurden auch das TP für Sommer- und Winterperioden berechnet. Die Winterperiode umfasst die Monate November bis April und die Sommerperiode die Monate April bis Oktober, was der hydrologischen Dynamik innerhalb eines Jahres entspricht. Die TPs in den Sommer- und Winterperioden wurden als Anteil am gesamten TP dargestellt.

4.3 Ergebnisse

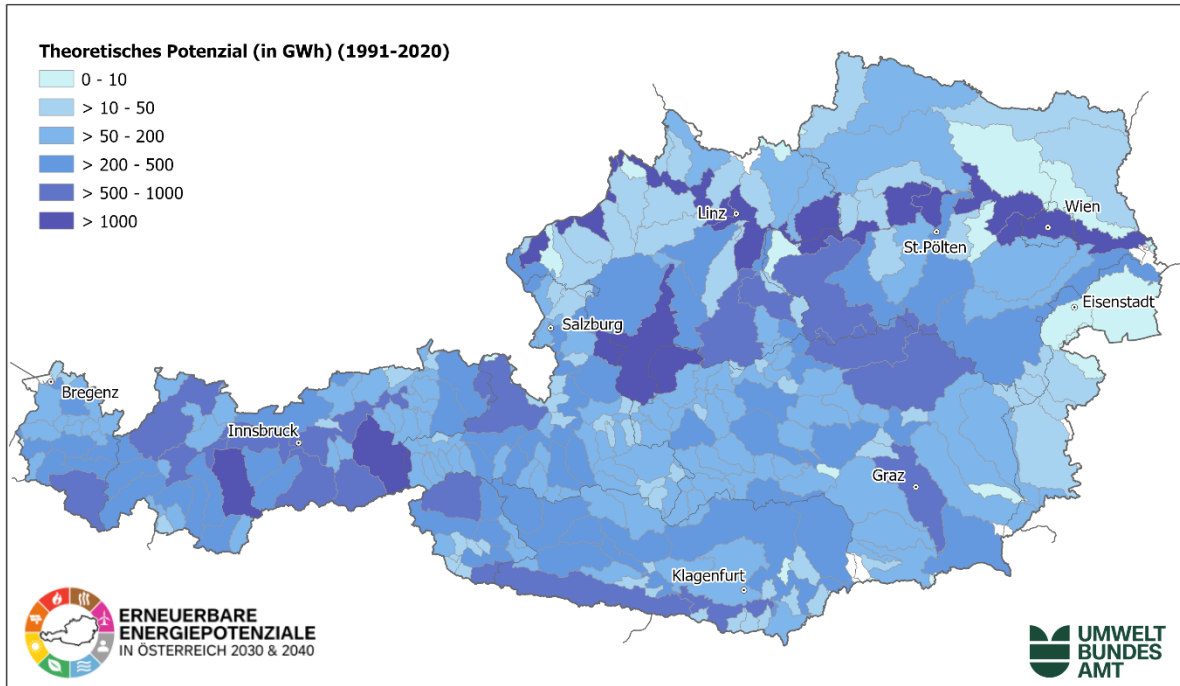
4.3.1 Theoretisches Potenzial

Basierend auf dem Niederschlags-Abfluss-Modell wurden die Abflüsse für die ausgewählten Klimaszenarien RCP 4.5 und RCP 8.5 für 2040 und 2070 modelliert. Diese Abweichung gegenüber den anderen Themenfeldern von 2030 und 2040 ist damit begründet, dass die Änderungen der Abflüsse durch klimatische Auswirkungen zwischen 2030 und 2040 als vernachlässigbar eingeschätzt wurden. Um einen Ausblick über einen längeren Zeithorizont zu erhalten, wurde 2070 als Ausblick gewählt. Die Ergebnisse zeigten, dass die von den Klimamodellen prognostizierten Monats- und Jahresniederschlagssummen in den meisten Einzugsgebieten und Szenarien direkt zu einem Anstieg der durchschnittlichen jährlichen Abflussmengen um den Faktor 1,5 führten. Darüber hinaus führte der prognostizierte Anstieg der Lufttemperatur zu einer höheren tatsächlichen Evapotranspiration, die jedoch nicht ausreichte, um die erhöhten Niederschläge vollständig auszugleichen. Die erhöhten Niederschläge in den meisten Einzugsgebieten führen zu erhöhten Abflüssen und daher auch zu höheren theoretischen Potenzialen, da diese sich proportional zu den Abflüssen verhalten.

Die Verteilung des theoretischen Potenzials der Wasserkraft in Österreich erfolgte auf Teileinzugsgebietsebene und ist in Abbildung 18 bis Abbildung 22 ersichtlich. Das theoretische Potenzial reicht von den abflussschwachen Teileinzugsgebieten bis zu jenen, die mit einem Potenzial > 1.000 GWh, z.B. entlang dem Inn und der Donau, ausgewiesen sind. Diese Gebiete beinhalten auch bereits eine hohe Dichte an bestehenden Wasserkraftanlagen.

Bei Betrachtung der Karten, bleibt die Verteilung der theoretischen Potenziale berechnet aus den mittleren Jahresabflüssen in den verschiedenen Klimaszenarien weitgehend stabil. Um die errechneten Änderungen darstellen zu können, wurde in weiterer Folge die prozentuelle Änderung des theoretischen Potenzials pro Einzugsgebiet dargestellt.

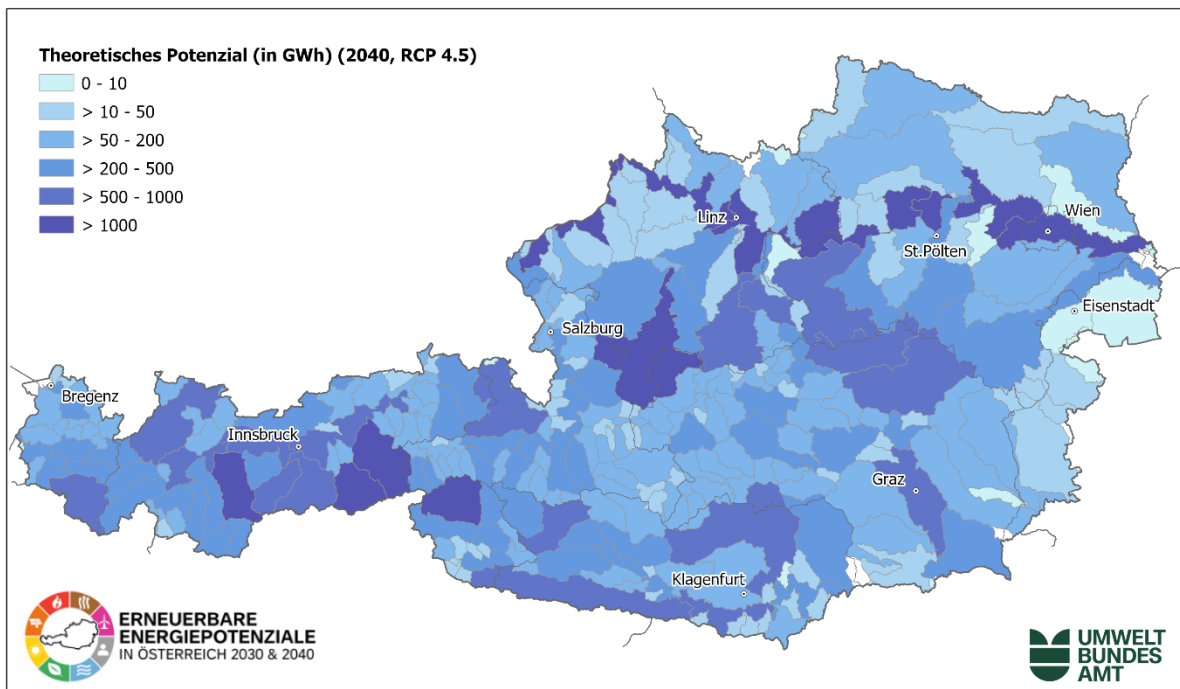
Wasserkraft: Theoretisches Potenzial



TU Wien, BMLUK, eigene Modellierung
Bearbeitung: Umweltbundesamt; 28.01.2026

Abbildung 18: Theoretisches Potenzial der Wasserkraft für ganz Österreich, basierend auf der Klimaperiode 1991-2020.

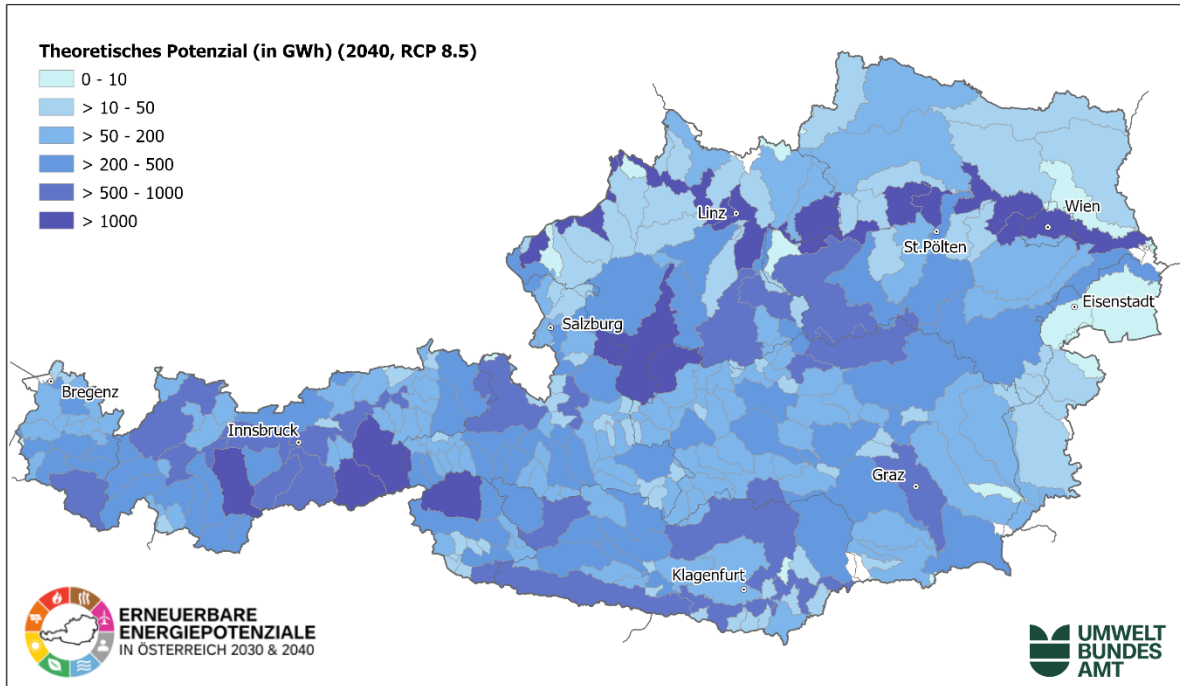
Wasserkraft: Theoretisches Potenzial



TU Wien, BMLUK, eigene Modellierung
Bearbeitung: Umweltbundesamt; 28.01.2026

Abbildung 19: Theoretisches Wasserkraftpotenzial für RCP 4.5 in 2040 auf Teileinzugsgebiete.

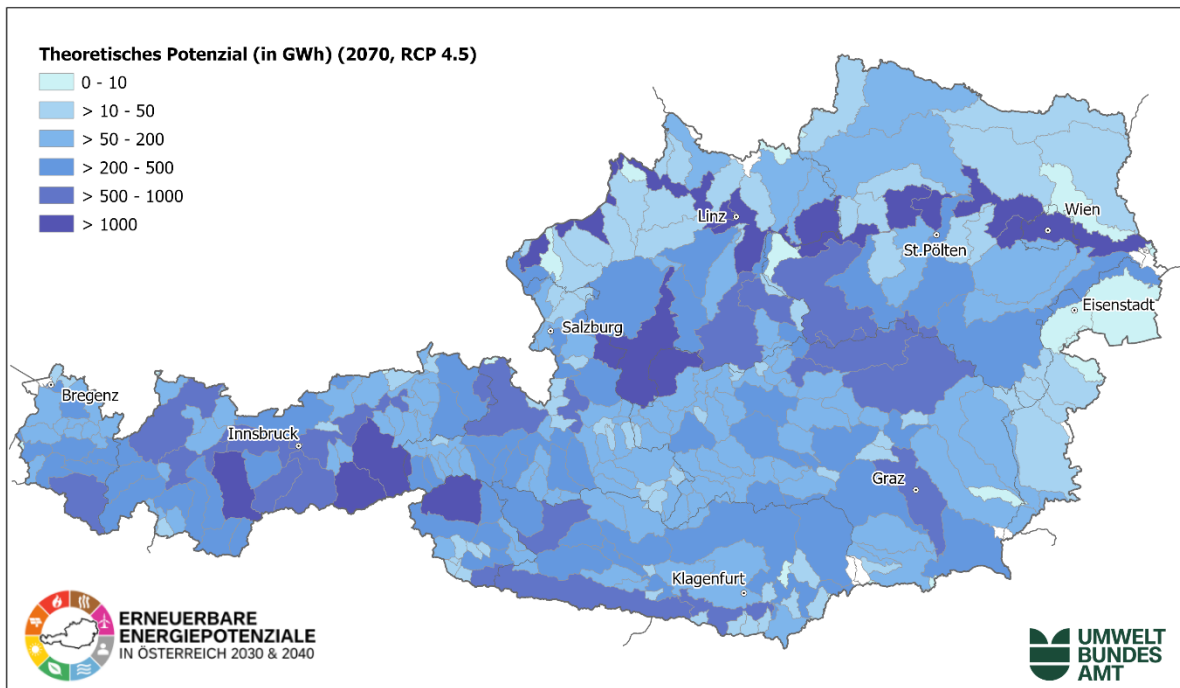
Wasserkraft: Theoretisches Potenzial



TU Wien, BMLUK, eigene Modellierung
Bearbeitung: Umweltbundesamt; 28.01.2026

Abbildung 20: Theoretisches Wasserkraftpotenzial für RCP 8.5 in 2040 auf Teileinzugsgebiete

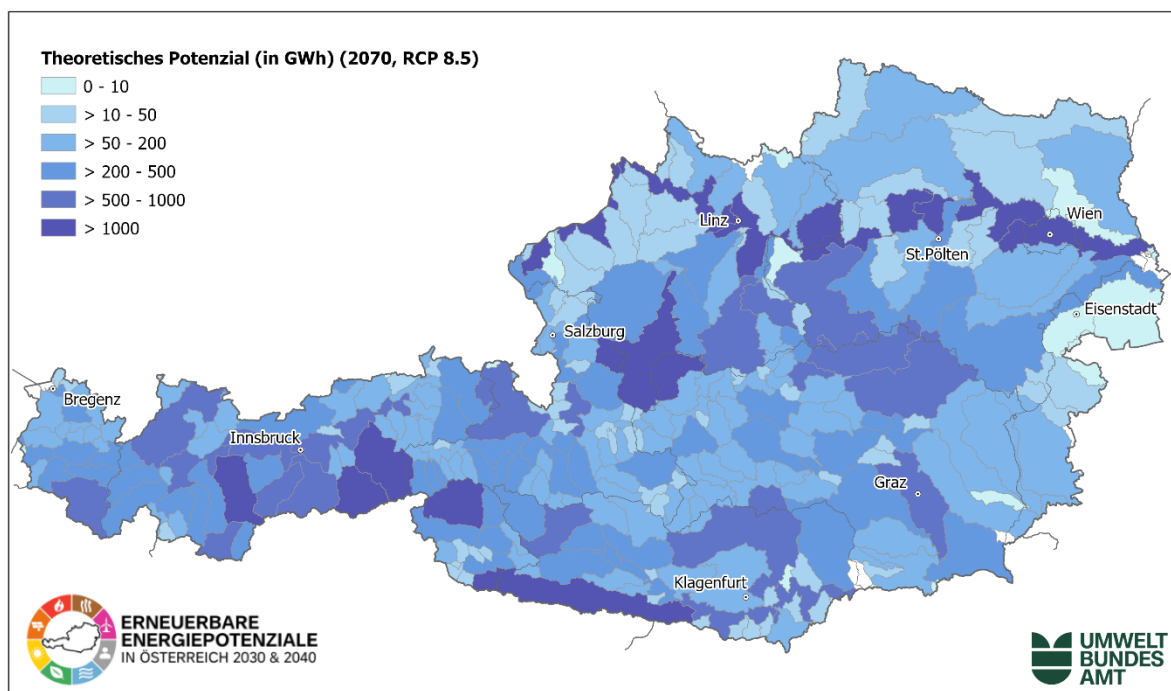
Wasserkraft: Theoretisches Potenzial



TU Wien, BMLUK, eigene Modellierung
Bearbeitung: Umweltbundesamt; 28.01.2026

Abbildung 21: Theoretisches Wasserkraftpotenzial für RCP 4.5 in 2070 auf Teileinzugsgebiete.

Wasserkraft: Theoretisches Potenzial



TU Wien, BMLUK, eigene Modellierung
 Bearbeitung: Umweltbundesamt; 28.01.2026

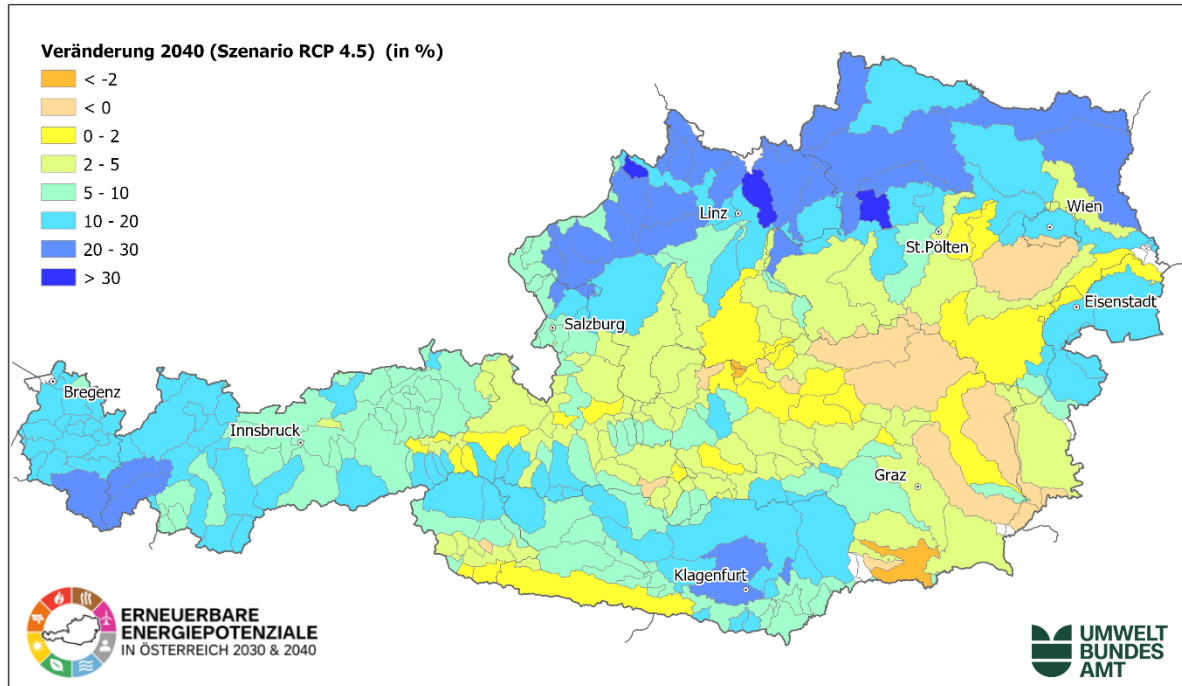
Abbildung 22: Theoretisches Wasserkraftpotenzial für RCP 8.5 in 2070 auf Teileinzugsgebiete

Zur besseren Lesbarkeit von Zu-, oder Abnahme des theoretischen Potenzials wurde die prozentuelle Änderung des Potenzials von 2040 und 2070 im Vergleich zu 1991-2020 in Abbildung 23 bis Abbildung 26 dargestellt. Folglich ergab die Berechnung des theoretischen Potenzials für beide Klimaszenarien im Vergleich zur aktuellen Situation einen Anstieg des theoretischen Potenzials für 2040 und 2070. Bei Betrachtung der Darstellungen ist auf die Skala der Kategorien zu achten. Die Änderungen bewegen sich zwischen leichten Abnahmen (-5 %) bis zu stärkeren Zunahmen (>30 %) des theoretischen Potenzials. Diese Anstiege können, wie oben ausgeführt, auf die zunehmenden Niederschlagsmengen im Modell zurückgeführt werden, da bei Anstieg der Lufttemperatur, die Speicherkapazität von Wasser zunimmt.

Wie oben bereits angeführt, sind diese Anstiege durch die berechneten zukünftigen Niederschlagsmengen im Modell bedingt. Die steigende Lufttemperatur erhöht deren Speicherkapazität von Wasserdampf und führt somit zu feuchterer Luft und mehr Niederschlag. Das theoretische Potenzial verhält sich proportional zum Niederschlag sowie zum Abfluss und steigt somit ebenfalls.

In beiden Klimaszenarien für 2040 ist zu sehen, dass sich das theoretische Potenzial in den meisten Einzugsgebieten im Vergleich zur vorhergehenden Klimaperiode leicht bis mäßig erhöht. Im Szenario RCP 4.5 nimmt das theoretische Potenzial im südlichen Wienerwald, dem Murtal und der östlichen Steiermark leicht ab. Im Szenario RCP 8.5 nimmt das theoretische Potenzial in der nordöstlichen Steiermark und nördlich vom Neusiedlersee wegen abnehmender Niederschläge leicht ab.

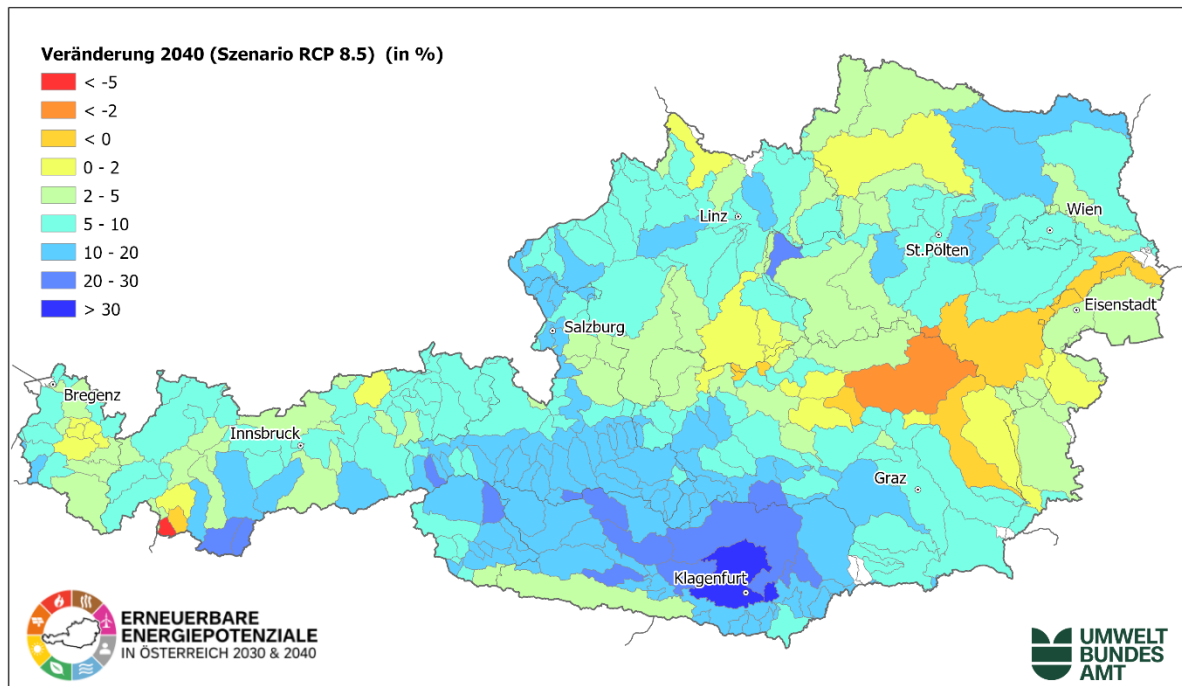
Wasserkraft: Theoretisches Potenzial im Vergleich zu 1991-2020



TU Wien, BMLUK, eigene Modellierung
Bearbeitung: Umweltbundesamt; 28.01.2026

Abbildung 23: Veränderung des theoretischen Potenzials für RCP 4.5 für 2040 im Vergleich zum Zeitraum 1991-2020.

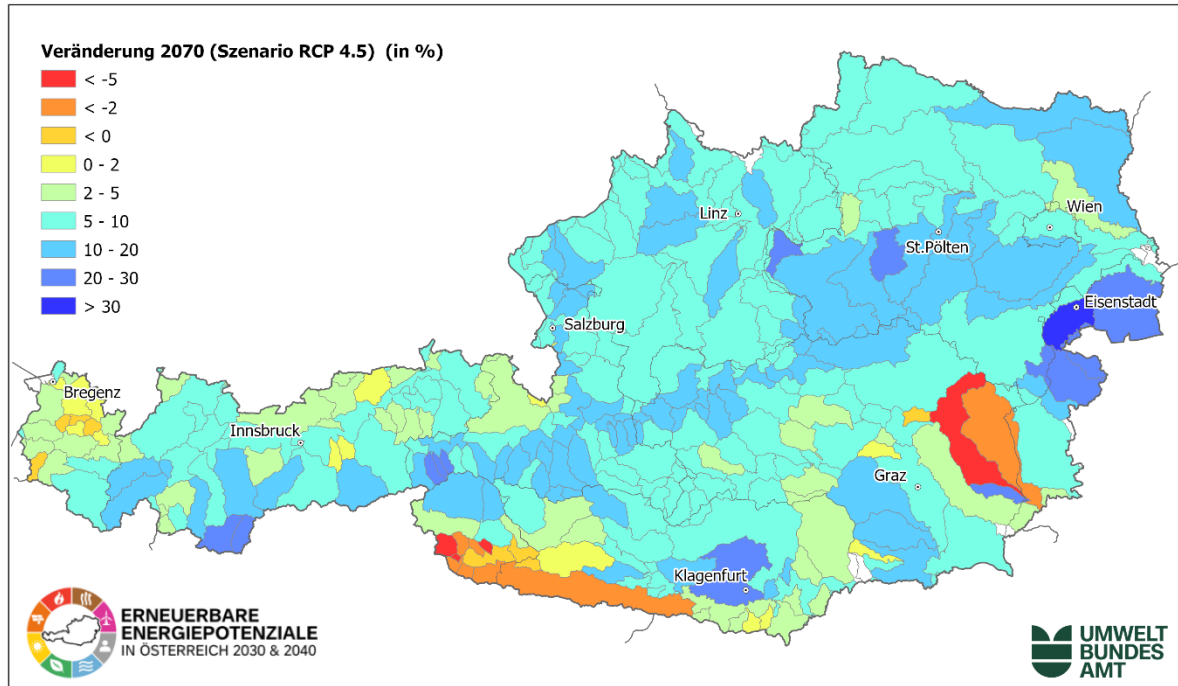
Wasserkraft: Theoretisches Potenzial im Vergleich zu 1991-2020



TU Wien, BMLUK, eigene Modellierung
Bearbeitung: Umweltbundesamt; 28.01.2026

Abbildung 24: Veränderung des theoretischen Potenzials für RCP 8.5 für 2040 im Vergleich zum Zeitraum 1991-2020.

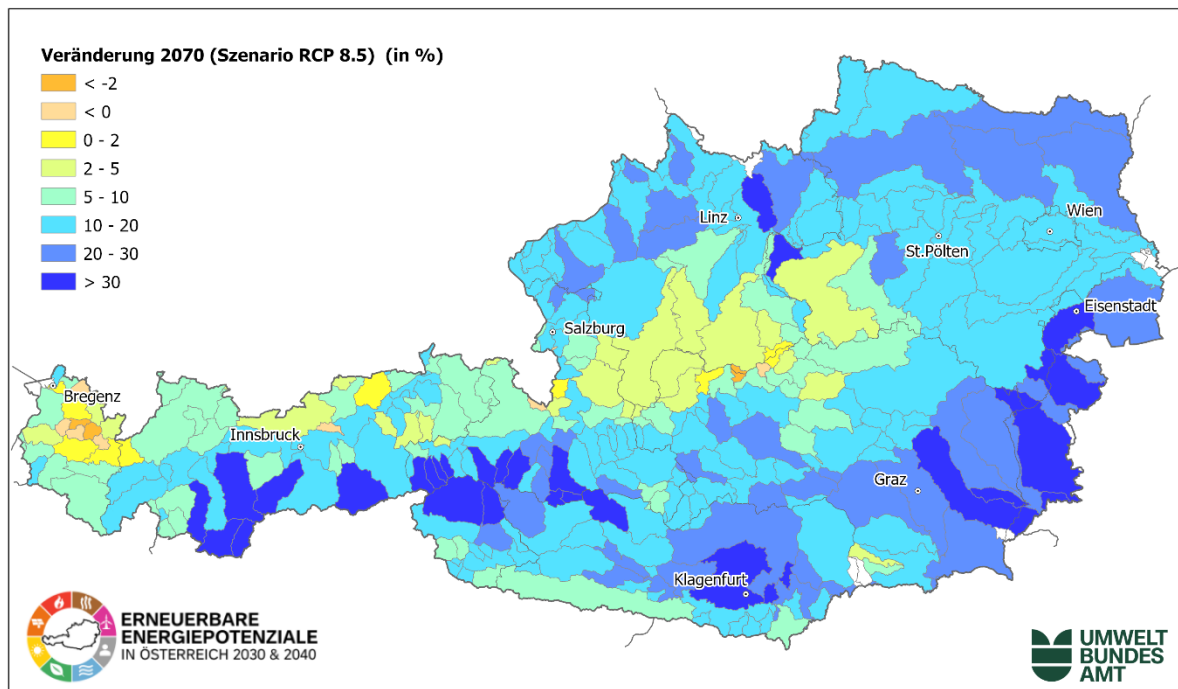
Wasserkraft: Theoretisches Potenzial im Vergleich zu 1991-2020



TU Wien, BMLUK, eigene Modellierung
 Bearbeitung: Umweltbundesamt; 28.01.2026

Abbildung 25: Veränderung des theoretischen Potenzials für RCP 4.5 für 2070 im Vergleich zum Zeitraum 1991-2020

Wasserkraft: Theoretisches Potenzial im Vergleich zu 1991-2020



TU Wien, BMLUK, eigene Modellierung
 Bearbeitung: Umweltbundesamt; 28.01.2026

Abbildung 26: Veränderung des Theoretischen Potenzials für RCP 8.5 für 2070 im Vergleich zum Zeitraum 1991-2020.

Vergleicht man die Entwicklung der Szenarien RCP 4.5 und 8.5, so wird ersichtlich, dass RCP 4.5 zu weniger extremen Änderungen führt. Dies deckt sich mit der zugrundeliegenden RCP-Konzeption: RCP 4.5 geht von umfassenden Maßnahmen zur Treibhausgasreduktion aus, welche die Erdtemperatur stabilisieren sollen, während RCP 8.5

lediglich sehr geringe Maßnahmen vorsieht und somit in Zukunft zu weitaus höheren Temperaturen führt. Deshalb stellt sich die Änderung des Abflusslinienpotenzials für RCP 4.5 im Jahr 2070 in Abbildung 25 als moderate Zunahme und weitaus homogener dar als bei RCP 8.5 in Abbildung 26. Das pessimistische Klimaszenario RCP 8.5 führt dann zu extremeren Änderungen des gemittelten jährlichen Abflusspotenzials in manchen Abflussregimen.

Bei Betrachtung der dahinterliegenden monatlichen Abflusswerte zeichnet sich über den Jahresverlauf ein Trend ab, vgl. Abbildung 27. In den Gebieten wo starke Abnahmen in RCP 4.5 zu verzeichnen sind, werden diese Abnahmen vor allem für das Sommerhalbjahr prognostiziert, aber Zunahmen für das Winterhalbjahr. Diese können das Defizit in Summe aber nicht ausgleichen und führen über das Jahresmittel trotzdem zu Abnahmen.

Für RCP 8.5 werden für 2070 sowohl im Sommer als auch im Winter fast nur Zunahmen errechnet. Diese Änderungen sind auf die starken Zunahmen der Abflüsse während des Winterhalbjahres zurückzuführen.

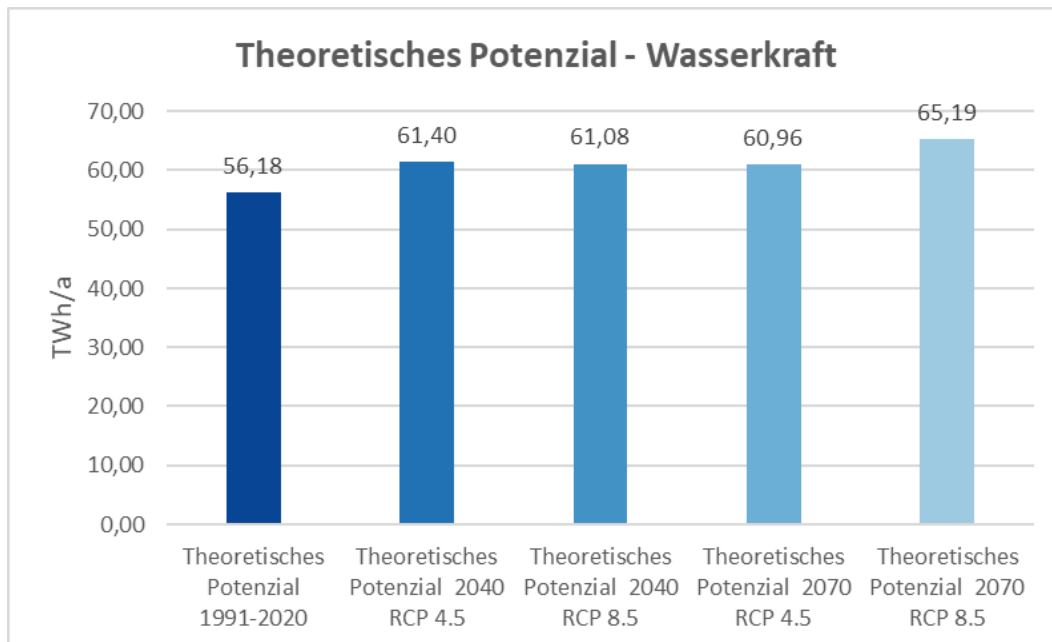


Abbildung 27: Theoretisches Potenzial der Wasserkraft vergleichend für ganz Österreich, aktuell und für RCP4.5 und RCP8.5 bis 2040 und 2070.

In Zahlen ergibt die in Abschnitt 4.2 dargelegte Methode zur Ermittlung des Abflusslinienpotenzials für ganz Österreich ein theoretisches Potenzial von 56,18 TWh/a für die Gewässer von ganz Österreich basierend auf den Abflüssen in der letzten Klimaperiode von 1991-2020. Entsprechend der ausgewählten Klimaszenarien kann sich durch die klimatischen Gegebenheiten das theoretische Potenzial bis 2040 um 5,22 TWh/a und bis 2070 um 9,01 TWh/a erhöhen (Abbildung 28). Diese Änderungen des theoretischen Potenzials sind, wie in Abbildung 29 ersichtlich, auf die Zunahme der Abflüsse im Winterhalbjahr zurückzuführen.

Bei räumlicher Betrachtung sind die saisonalen Abflüsse ebenfalls unterschiedlich. In den nördlichen Kalkalpen und im südöstlichen Alpenvorland verteilt sich das theoretische Potenzial zwischen Sommer- und Winterhalbjahr relativ ausgeglichen. Hingegen überwiegen tendenziell im Klagenfurter Becken, im nördlichen Alpenvorland und in den Gebieten nördlich der Donau die Potenziale im Winterhalbjahr (Abbildung 29).

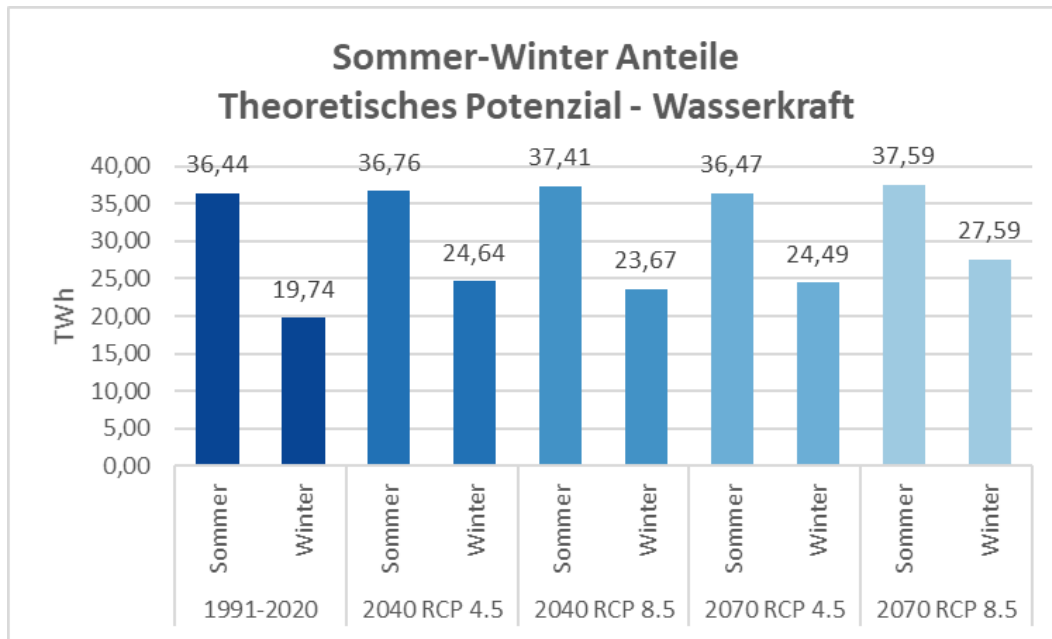
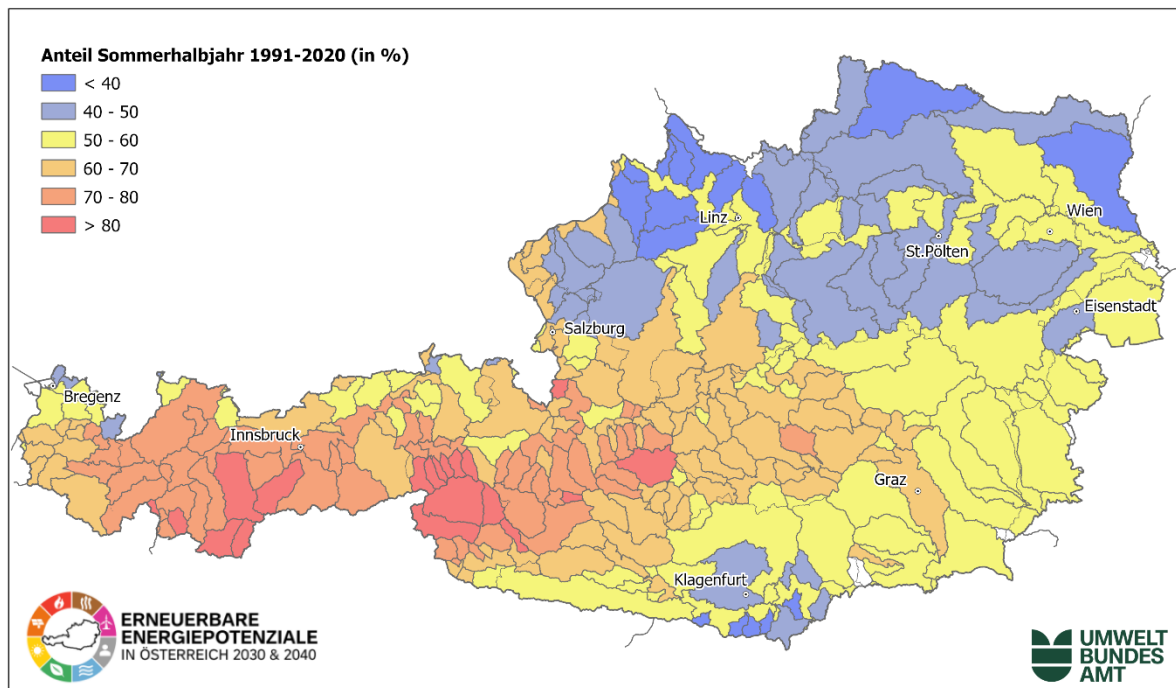


Abbildung 28: Theoretisches Potenzial der Wasserkraft für ganz Österreich, geteilt in Sommer- und Winterhalbjahr, aktuell und für RCP4.5 und RCP8.5 bis 2040 und 2070.

Wasserkraft: Theoretisches Potenzial im Vergleich Sommer-/ Winterhalbjahr



TU Wien, BMLUK, eigene Modellierung
Bearbeitung: Umweltbundesamt; 28.01.2026

Abbildung 29: Theoretisches Potenzial der Wasserkraft für ganz Österreich auf Einzugsgebietsebene, anteilig in % für das Sommerhalbjahr, basierend auf der Klimaperiode 1991-2020.

Entsprechend den Ergebnissen des Niederschlags-Abflussmodelles, der Prognose der gewählten Klimaszenarien und der jeweiligen geomorphologischen Ausprägungen ergibt sich auf Bundeslandebene ein heterogenes Bild der Verteilung des theoretischen Potenzials auf das Winter- und Sommerhalbjahr (Abbildung 30). Das theoretische Potenzial von Wien ist in der Darstellung von Niederösterreich enthalten, da unter dem methodischen Ansatz die Einzugsgebiete über die Verwaltungsgrenzen Wiens hinausgehen.

Endbericht der Studie Erneuerbare Energiepotenziale in Österreich 2030 und 2040



Abbildung 30: Sommer-Winter-Verhältnis des theoretischen Potenzials der Bundesländer in den Zeiträumen 1991-2020, 2040, 2070 und in den Klimaszenarien RCP 4.5 und 8.5.

4.3.2 Kraftwerksbestand

Der Kraftwerksbestand wurde basierend auf den Erhebungen des NIP überarbeitet und ergänzt. Kraftwerke und Daten wurden ergänzt, sowie Korrekturen durchgeführt. Während im NIP die Summe des RAV von Lauf- und Speicherkraftwerken sich auf 43,45 TWh/a belief, konnte diese Zahl im Laufe dieser Studie auf 44,14 TWh/a aktualisiert werden. Die für die Potenzialberechnung verwendeten Kraftwerke beliefen sich auf eine Summe von 44,14 TWh/a. Weil das RAV die theoretische Produktion einer Anlage wiedergibt, kann dieser Wert über dem Wert der tatsächlichen Produktion liegen, welche durch schwankende Jahresabflüsse, Stillliegen durch Wartungsarbeiten oder ähnliches geringer sein kann.

Tabelle 15: Übersicht Wasserkraftwerksbestand. Datenstand Nov.2024.

Leistungskategorie	Anzahl der Anlagen	Summe des RAV [GWh/a]	Summe der EPL [MW]
k.A.	1.591	-	-
< 50 kW	2.730	287	43
50 - 100 kW	526	191	37
100 - 500 kW	944	1.112	218
500 kW - 1 MW	320	1.042	221
1 - 2 MW	198	1.290	283
2 - 5 MW	119	1.758	353
5 - 10 MW	39	1.169	275
> 10 MW	182	46.456	14.327
GESAMT	6.649	53.305	15.756

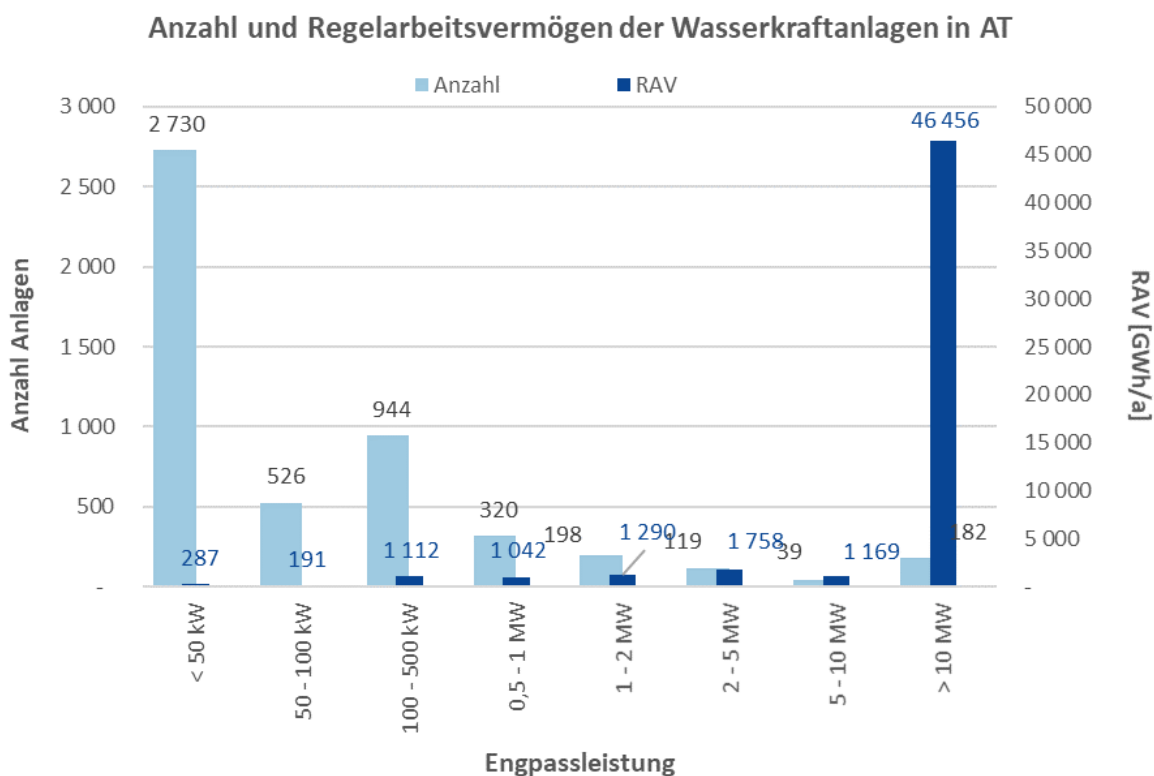


Abbildung 31: Anzahl und Regelarbeitsvermögen der bestehenden Wasserkraftanlagen in Österreich.

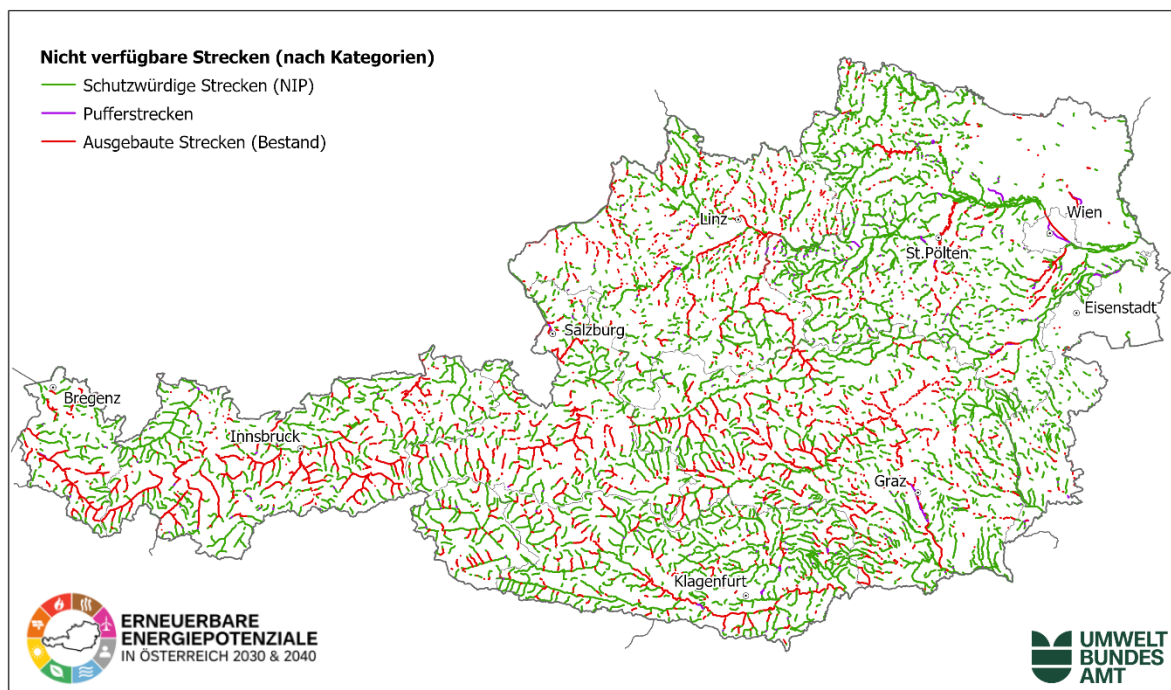
Die derzeitige Liste umfasst 6.649 Anlagen in Österreich (Stand November 2024). Diese Zahl beinhaltet 5.835 Laufkraftwerke, 74 Speicherkraftwerke und 24 Pumpspeicherkraftwerke. Summiert man das RAV aller Kraftwerkstypen, so ergibt sich eine theoretische Produktion von 53 TWh/a (44,14 TWh/a ohne Pumpspeicherkraftwerke), vgl. Tabelle 15 bzw. Abbildung 31. Diese Produktion entfällt zu 87% auf 182 Anlagen über 10MW EPL, während sich die restlichen 13% auf 4876 Kleinwasserkraftanlagen verteilen. Zu 1.591 Anlagen konnten keine Daten betreffend RAV und EPL erhoben werden. Diese Kraftwerke ohne RAV und EPL wurden in der Berechnung des theoretischen Potenzials berücksichtigt, in dem pro Einzugsgebiet das mittlere theoretische RAV pro KW berechnet wurde und dann das berechnete theoretische RAV für alle KW ohne Leistungsdaten pro EZG abgezogen würde.

4.3.3 Nichtverfügbare Strecken

Die Nichtverfügbaren Strecken (Abbildung 32) setzen sich aus Schutzwürdigen Strecken (analog der maximalen Schutzwürdigen Strecken im NIP mit aktualisierten Daten), den Bestandsstrecken (alle Staustrecken unabhängig ihrer Länge, Restwasserstrecken mit einer Kategorie von ≥ 2), sowie Pufferstrecken zusammen. In diesen Strecken ist es aus Naturschutzgründen und aufgrund von Bestandsanlagen unwahrscheinlich bis unmöglich neue Anlagen zu errichten und diese sind deshalb nicht Teil des Restpotenzials (fällt in diesem Bericht unter den Begriff „technisches Potenzial“).

Es gilt zu beachten, dass nicht zu jedem Kraftwerk auch Informationen zu den verursachten Staustrecken vorliegen. Wie diese Fälle in der Berechnung des Technischen Potenzials (Restpotenzials) berücksichtigt wurden, wird in Kapitel 4.3.4 erläutert.

Wasserkraft: Nicht verfügbare Strecken



TU Wien, BMLUK, eigene Modellierung
Bearbeitung: Umweltbundesamt; 28.01.2026

Abbildung 32: Nichtverfügbare Strecken in Österreich.

Pufferstrecken

Der Ansatz der Pufferstrecken soll ermitteln, ob zwischen zwei schutzwürdigen Strecken oder Bestandsstrecken ausreichend Abstand besteht, um den negativen Einfluss eines potenziellen Staubereichs auf die oberhalb liegende Schutzwürdige Strecke zu vermeiden (Abbildung 33).

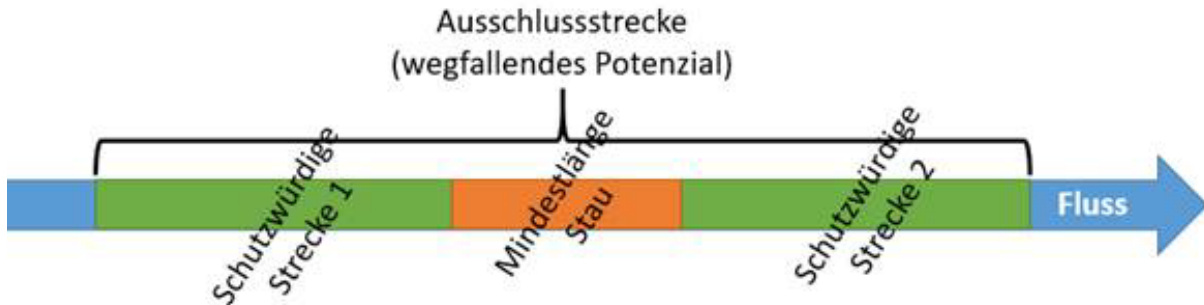


Abbildung 33: Konzept der Pufferstrecken.

Hierzu wurden bestehende Staulängen nach Höhenlage und Einzugsgebietsgröße klassifiziert und anschließend gemittelt. Diese gemittelten Staulängen wurden als Pufferstrecken in die Berechnungen einbezogen (Tabelle 16). Wenn die Strecke zwischen zwei schutzwürdigen Strecken diese Mindestlänge unterschritt, so wurde diese Strecke ebenfalls vom technischen Potenzial ausgeschlossen. Schwall- und Restwasserstrecken wurden nicht für Puffer herangezogen, da hier bei theoretischen Neuanlagen vom Stand der Technik ausgegangen werden muss.

Tabelle 16: Klassen der Pufferstrecken.

Klasse	Puffer [m]	Höhe Untergrenze [m]	Höhe Obergrenze [m]	EZG Untergrenze [km ²]	EZG Obergrenze [km ²]
A	500	0	200	0	1.000
B	250	200	1.599	0	100
C	350	200	1.599	101	1.000
D	6.000	0	500	1.001	10.000
E	1.000	1600		0	1.000
F	2.000	500	1.599	1001	10.000
G	250	0	799	Nebengewässer	Nebengewässer

Ergebnisse Nichtverfügbare Strecken

Das untersuchte Gewässernetz umfasst 31.437 Flusskilometer (F-km), davon entfallen 14.574 F-km auf die Kategorien Schutzwürdigkeit und Schutzwürdigkeit/Bestand, sowie 193 F-km auf etwaige Pufferstrecken zwischen schutzwürdigen Strecken. Reine Bestandstrecken sind 4290 km lang (Tabelle 17).

Im Rahmen der Arbeiten wurde anfangs überlegt, Strecken von frei-fließenden Flüssen (Free Flowing Rivers, FFR) ebenfalls in die Nichtverfügbaren Strecken aufzunehmen. Diese Strecken wurden in der Studie „Potenzial für die Wiederherstellung frei fließender Flüsse in Österreich“ (2024, Studie im Auftrag der Initiative „MUTTER ERDE“) ermittelt. Derzeit befindet sich die Ausweisung der FFR-Strecken in einem Abstimmungsprozess zwischen Bund und Ländern und wurden deshalb vorerst nicht in die Potenzialberechnungen aufgenommen. Es sei allerdings darauf hingewiesen, dass die EU-Verordnung über die Wiederherstellung der Natur (Regulation (EU) 2024/1991) [31] mit dem Ziel

der Wiederherstellung von EU-weit 25.000 km frei-fließenden Flüssen für weitere Überlegungen von Relevanz sein wird. Die derzeitigen Ausschlussstrecken decken bereits 1.870 F-km der FFR-Strecken der „MUTTER ERDE“-Studie ab. Der Rest der FFR würde 620 weitere F-km den Ausschlussstrecken hinzufügen.

Tabelle 17: Untersuchtes Gewässernetz

Untersuchtes Gewässernetz: 31.437 Flusskilometer

Schutzwürdige-, Bestands-, und Pufferstrecken		
Ausweisung	Länge	Erläuterung
Bestand	4290 km	Strecken mit bestehender Wasserkraftnutzung
Puffer	193 km	Pufferstrecken
Schutz	13099 km	Schutzwürdige Strecken
Schutz/Bestand	1475 km	Schutzwürdige Strecken mit bestehender Wasserkraftnutzung

Nicht berücksichtigt wurden FFR-Strecken:

Das wären zusätzliche 620 F-km

(Überschneidungen decken 1.870 F-km FFR ab)

Tabelle 18 bietet eine Aufschlüsselung der schutzwürdigen Strecken, in denen die Neuerrichtung als unwahrscheinlich bis unmöglich eingeschätzt wird. Oftmals liegen an Strecken Überlappungen mehrerer Kriterien vor. Es ist außerdem zu beachten, dass das hier gelistete theoretische Potenzial nicht mit etwaigen Bestandsanlagen gegenge-rechnet wurde.

Tabelle 18: Schutzwürdige Strecken

Strecken in/mit ...	Länge [km]	Theoretisches Potenzial [GWh/a]
<i>Sehr gutem ökologischen Zustand (NGP 2021)</i>	4.530	5.966
<i>Sehr gutem hydromorphologischen Zustand (mit mind. 1 km Länge) (NGP 2021 und lt. EAG 2021)</i>	8.881	8.230
<i>Auen mit überragender naturschutzfachlicher Bedeutung (Auenstrategie 2023)</i>	423	1.555
<i>Potenzielles Verbreitungsgebiet gefährdeter Fischarten</i>	2.924	5.124
<i>Wildnisgebiete (IUCN-Kategorie I)</i>	12	9
<i>Nationalparks (IUCN-Kategorie II)</i>	596	2.515
<i>UNESCO Welterbestätten (Auswahl)</i>	240	1.455
<i>WRG-relevanten Natura 2000-Gebieten.</i>	4.058	11.689
<i>Regionalprogrammen gemäß WRG, § 53:</i>	4.707	8.406
<i>Pufferstrecken (Lückenschluss zwischen anderen nicht verfügbaren Strecken)</i>	193	1.359

4.3.4 Technisches (Rest-)Potenzial

Das technische (Rest-)Potenzial für das Technologiefeld Wasserkraft ergab sich aus dem Abflusslinienpotenzial der Strecken nach Abzug des Potenzials der Nichtverfügbaren Strecken (Schutzwürdige Strecken + Bestandsstrecken + Pufferstrecken), sowie des RAV der Bestandsanlagen, zu denen nur Punktdaten (Koordinaten) vorhanden waren, wenn diese außerhalb der Nichtverfügbaren Strecken verortet waren. Das RAV von Pumpspeicherkraftwerken wurde nicht vom Potenzial abgezogen, sondern die Strecken mit Pumpspeicherkraftwerken als ausgebaut angenommen. Danach wurde das abgeschätzte Optimierungspotenzial bestehender Wasserkraftanlagen dem technischen Potenzial hinzugerechnet.

Die Hochrechnung des Optimierungspotenzials beruht auf einer Abschätzung, die Österreichs Energie bereits im Rahmen des NIP zur Verfügung stellte (siehe Anhang W2). Aufgrund bereits durchgeführter Optimierungsprojekte kam Österreichs Energie auf unten angeführten Umfang der Effizienzsteigerung. Der Verband der Kleinwasserkraft Österreichs brachte ebenfalls Abschätzungen für Anlagen <10MW ein:

- Laufkraftwerke > 10 MW: 5-10 %
- Laufkraftwerke < 10 MW: rund 30 %
- Speicherkraftwerke > 10 MW: 2,5-5 %

Diese Optimierungspotenziale wurden auf den im Rahmen dieser Studie aktualisierten Anlagenbestand umgelegt und errechnet. Für Laufkraftwerke bei denen keine Angabe des RAV vorlag, wurde ein Mittelwert des Optimierungspotenzials von Laufkraftwerken <10MW angenommen. Durch die Bandbreite bei der Effizienzsteigerung von Kraftwerken >10MW ergaben sich zwei Werte, welche als Optimierungspotenzial Minimum und Optimierungspotenzial Maximum dargestellt wurden.

Anlagen bei denen Informationen über eine bereits durchgeführte Optimierung vorlag, wurden ausgenommen. Allerdings ist davon auszugehen, dass die Datenlage in dieser Hinsicht lückenhaft ist, und einige bereits durchgeführte Revitalisierungen aufgrund fehlender Information nicht berücksichtigt werden konnten.

Die Ergebnisse¹⁰ des technischen Potenzials TF Wasserkraft in sind in Tabelle 19 aufgelistet und in Abbildung 34 für die Klimaperiode 1991-2020, die Klimamodelle RCP 4.5 und RCP 8.5 auf die Jahre 2040 und 2070 dargestellt. Zum Vergleich wurden auch die Ergebnisse des NIP angegeben.

Bei Betrachtung der Ergebnisse prognostizieren beide Klimamodelle eine Zunahme des technischen Potenzials von rund 0,5 bis 1 TWh/a. Das Wasserkraftpotenzial erreicht höhere Werte als im NIP, ist nun aber aufgrund der zugrundeliegenden hydrologischen Daten über einen dreißigjährigen Zeitraum belastbarer.

¹⁰ Im Zuge der abschließenden Qualitätssicherung wurden zusätzliche Restpotenziale von Gewässerstrecken ergänzt und Abschlüsse auf das Abflusslinienpotenzial in einzelnen Einzugsgebieten korrigiert. Dies führt im Vergleich zu den im Rahmen der Abschlussveranstaltung (29.1.2026) präsentierten Zahlen zu höheren technischen Restpotenzialen.

Tabelle 19: Technisches (Rest-)Potenzial TF Wasserkraft für Österreich.

Szenario	Abflusslinien-potenzial Reststrecken [TWh/a]	Optimierung Minimum [TWh/a]	Optimierung Maximum [TWh/a]	Technisches (Rest-)Potenzial [TWh/a]
1991-2020	7,13	3,69	5,3	10,82 - 12,43
2040 RCP4.5	7,68	3,69	5,3	11,37 - 12,98
2040 RCP8.5	7,72	3,69	5,3	11,41 - 13,02
2070 RCP4.5	7,69	3,69	5,3	11,38 - 12,99
2070 RCP8.5	8,19	3,69	5,3	11,88 - 13,49
NIP Min	3,96	2,89	4,73	6,85 – 8,69
NIP Max	5,38	2,89	4,73	8,27 – 10,11

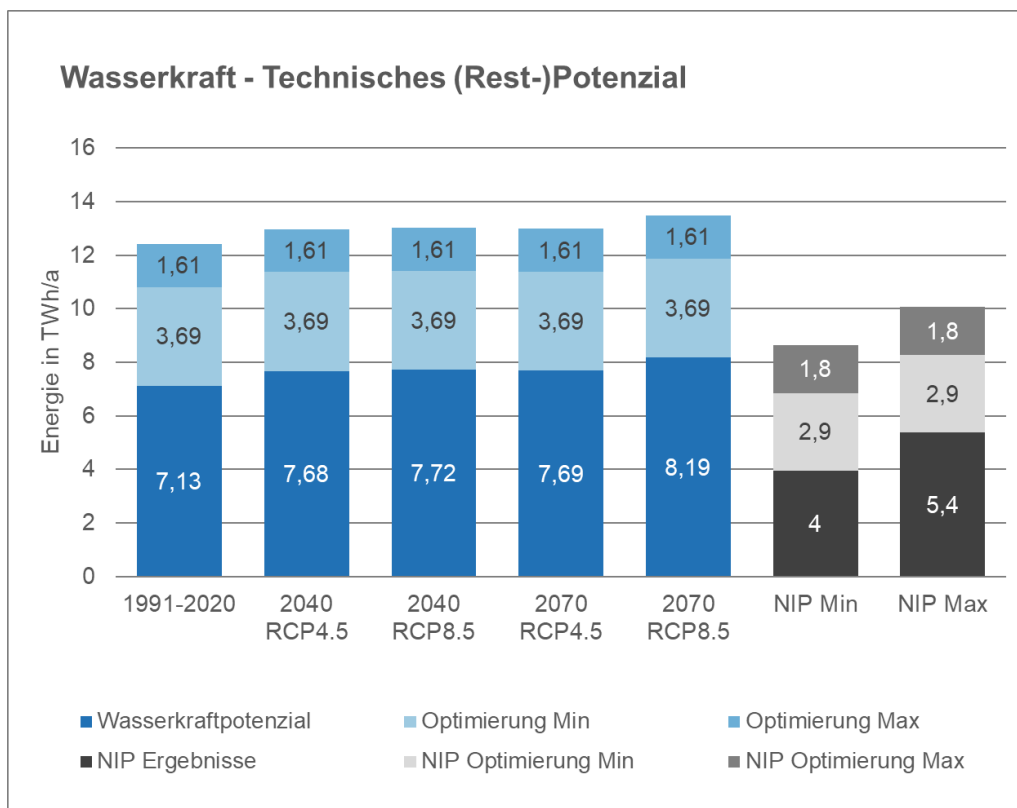
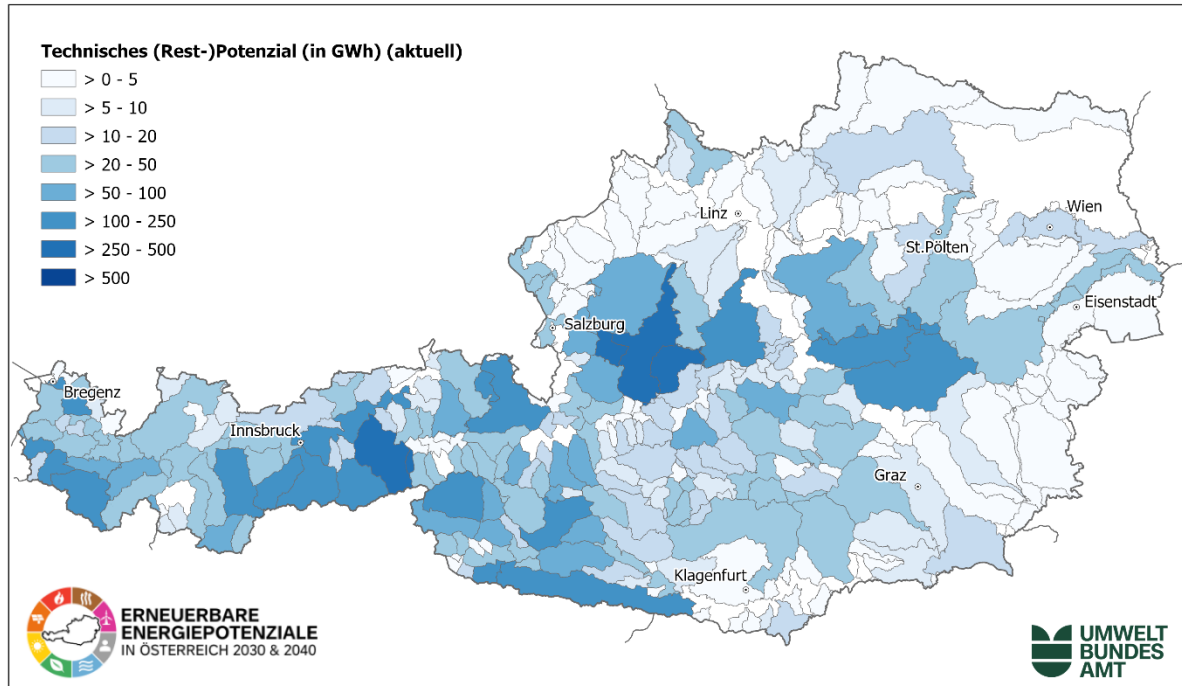


Abbildung 34: Technisches (Rest-)Potenzial TF Wasserkraft für Österreich, exklusive Bestand.

In den folgenden Karten (Abbildung 35 bis Abbildung 39) sind die technischen (Rest-)Potenziale exklusive Optimierung für die Klimaperiode 1991-2020, die Klimamodelle RCP 4.5 und 8.5 auf die Jahre 2040 und 2070 auf Teileinzugsgebietsebene dargestellt.

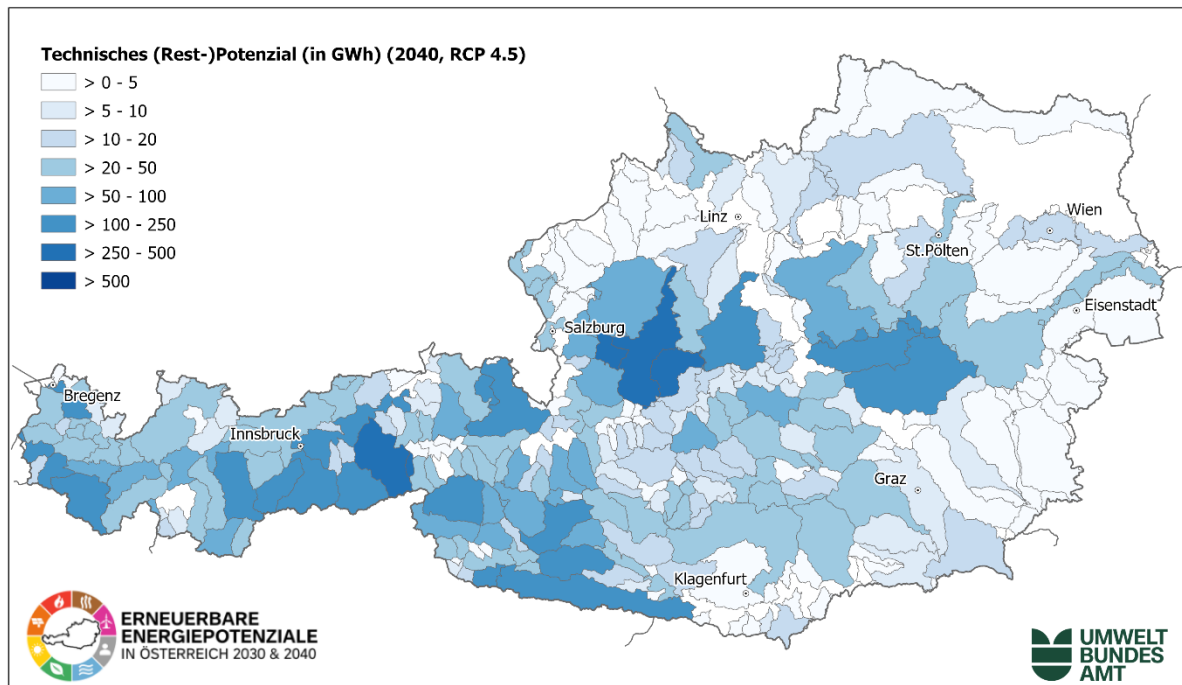
Wasserkraft: Technisches (Rest-)Potenzial ohne Optimierung



TU Wien, BMLUK, eigene Modellierung
 Bearbeitung: Umweltbundesamt; 23.02.2026

Abbildung 35: Technische Wasserkraft(rest-)potenziale exklusive Optimierung und Bestand für die Klimaperiode 1991-2020 auf Teileinzugsgebiete

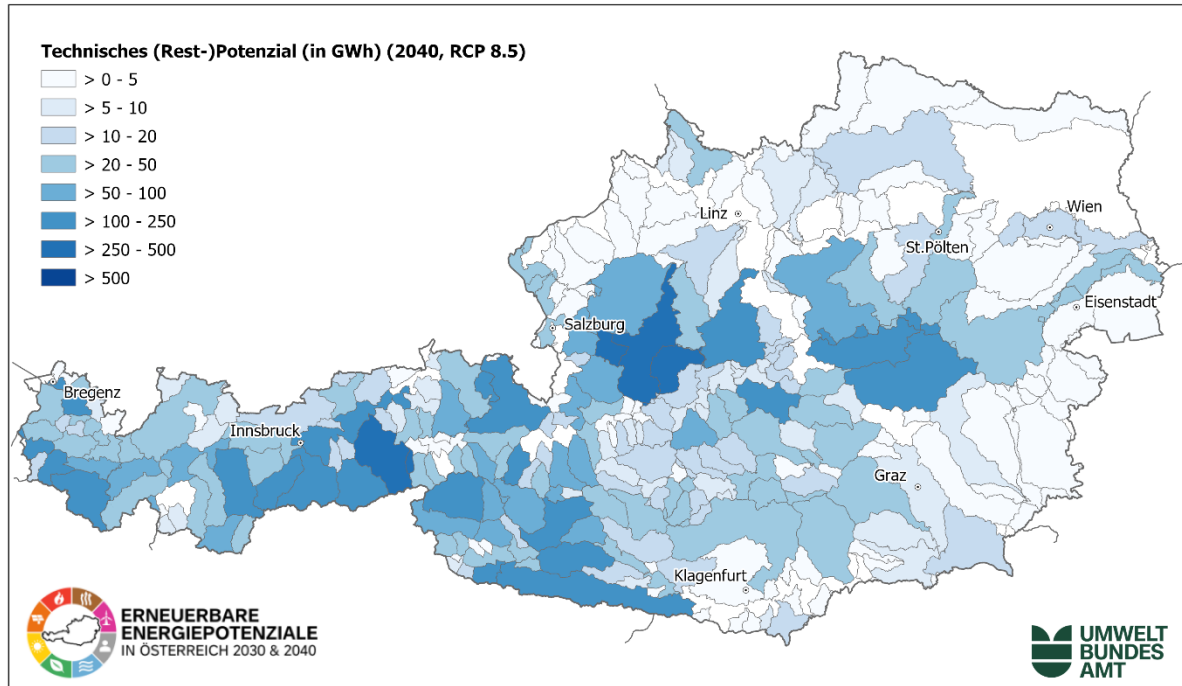
Wasserkraft: Technisches (Rest-)Potenzial ohne Optimierung



TU Wien, BMLUK, eigene Modellierung
 Bearbeitung: Umweltbundesamt; 23.02.2026

Abbildung 36: Technische Wasserkraft(rest-)potenziale exklusive Optimierung und Bestand für die für das Jahr 2040 im Szenario RCP 4.5 auf Teileinzugsgebiete.

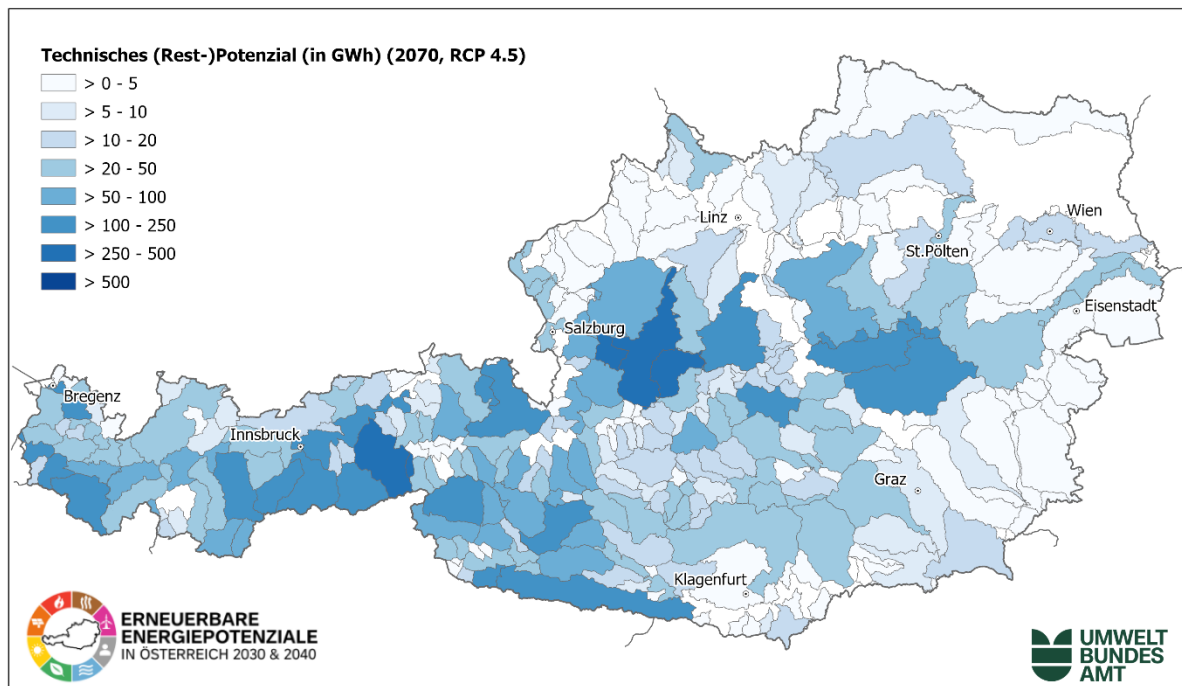
Wasserkraft: Technisches (Rest-)Potenzial ohne Optimierung



TU Wien, BMLUK, eigene Modellierung
Bearbeitung: Umweltbundesamt; 23.02.2026

Abbildung 37: Technische Wasserkraft(rest-)potenziale exklusive Optimierung für die für das Jahr 2040 im Szenario RCP 8.5 auf Teileinzugsgebiete.

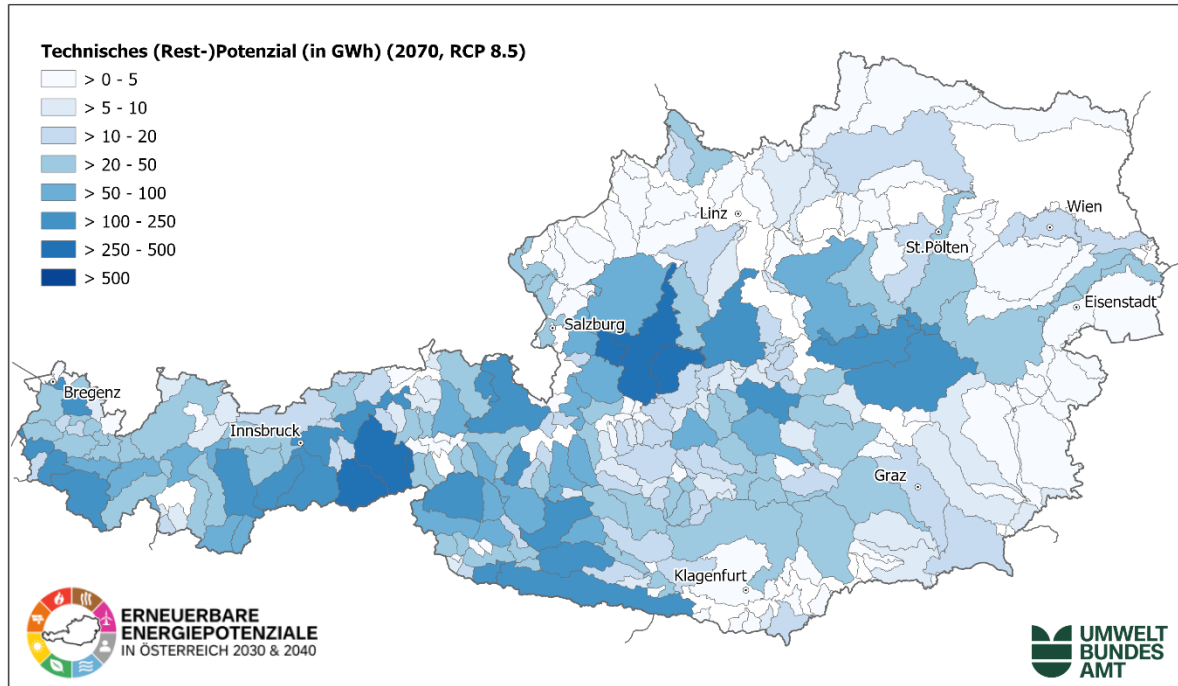
Wasserkraft: Technisches (Rest-)Potenzial ohne Optimierung



TU Wien, BMLUK, eigene Modellierung
Bearbeitung: Umweltbundesamt; 23.02.2026

Abbildung 38: Technische Wasserkraft(rest-)potenziale exklusive Optimierung und Bestand für die für das Jahr 2070 im Szenario RCP 4.5 auf Teileinzugsgebiete.

Wasserkraft: Technisches (Rest-)Potenzial ohne Optimierung



TU Wien, BMLUK, eigene Modellierung
 Bearbeitung: Umweltbundesamt; 23.02.2026

Abbildung 39: Technische Wasserkraft(rest-)potenziale exklusive Optimierung und Bestand für die für das Jahr 2070 im Szenario RCP 85 auf Teileinzugsgebiete.

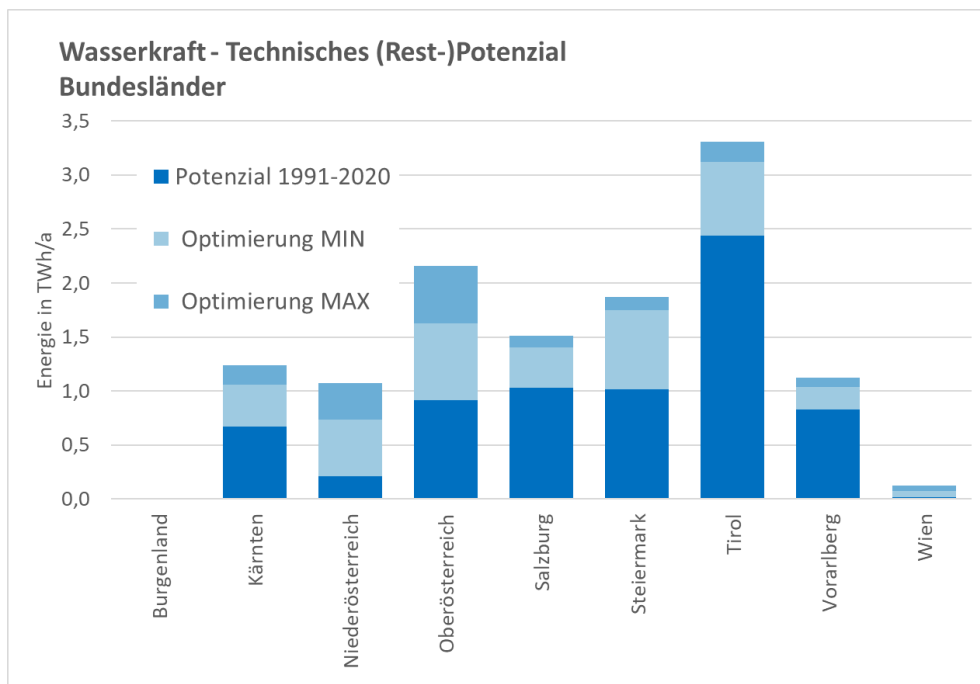


Abbildung 40: Technisches (Rest-)Potenzial der Bundesländer für Abflüsse im Zeitraum 1991-2020 inklusive Optimierungspotenzial, exklusive Bestand.

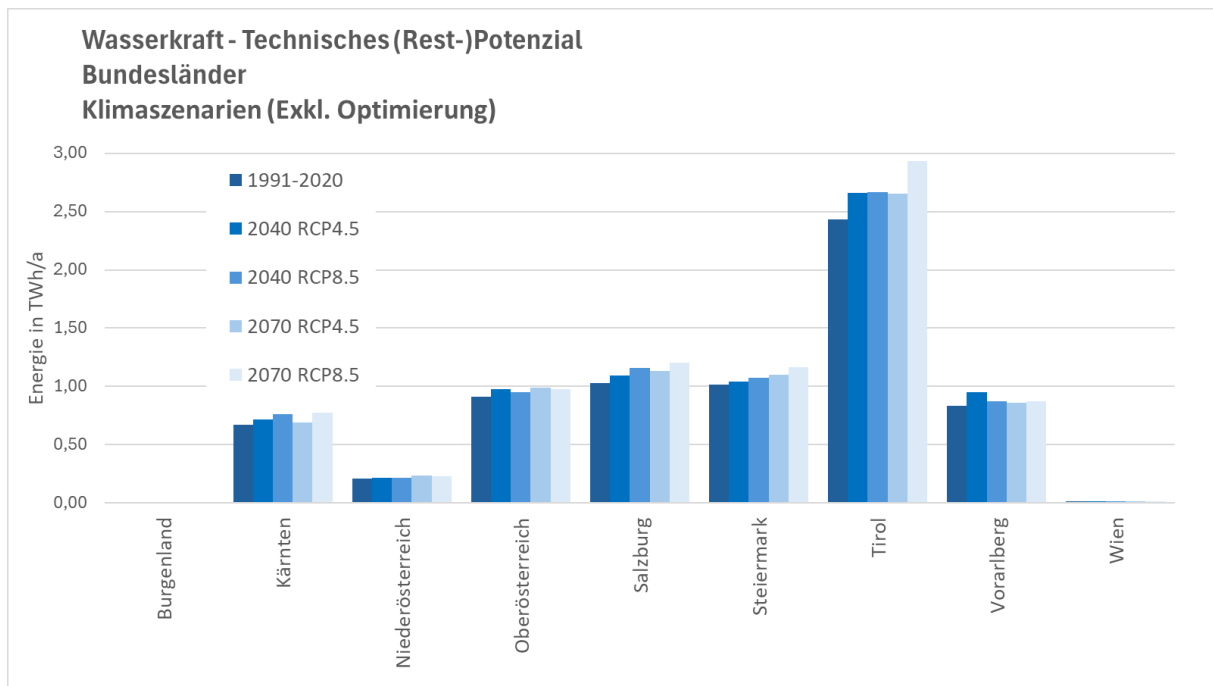


Abbildung 41: Technisches (Rest-)Potenzial der Bundesländer für Abflüsse im Zeitraum 1991-2020, sowie die Klimaszenarien RCP 4.5 und 8.5 in 2040 und 2070 exklusive Optimierungspotenzial und Bestand.

Abbildung 40 und Abbildung 41, sowie Tabelle 20 und Tabelle 21 schlüsseln die technischen Potenziale auf die Bundesländer auf. Es lässt sich auch hier eine leichte Zunahme des Potenzials bis 2070 erkennen.

Tabelle 20: Technische Potenziale - TF Wasserkraft für alle Bundesländer. Aufgeschlüsselt auf Bestand, Optimierung, und Abflusslinienpotenzial (technisches (Rest-)Potenzial) etwaiger Reststrecken je nach Abflussszenario in TWh pro Jahr.

	Bestand [TWh/a]	Optimierung MIN [TWh/a]	Optimierung MAX [TWh/a]	1991-2020 [TWh/a]	2040 RCP4.5 [TWh/a]	2040 RCP8.5 [TWh/a]	2070 RCP4.5 [TWh/a]	2070 RCP8.5 [TWh/a]
Burgenland	0,01	0,0033	0,0033	0,005	0,006	0,005	0,006	0,007
Kärnten	4,81	0,39	0,57	0,67	0,72	0,76	0,69	0,78
Nieder-österreich	7,44	0,53	0,87	0,21	0,22	0,22	0,23	0,23
Ober-österreich	11,26	0,71	1,24	0,92	0,97	0,95	0,99	0,98
Salzburg	4,19	0,37	0,48	1,03	1,09	1,16	1,14	1,2
Steiermark	4,74	0,73	0,85	1,02	1,04	1,08	1,1	1,17
Tirol	6,66	0,68	0,87	2,43	2,66	2,66	2,65	2,93
Vorarlberg	3,97	0,20	0,29	0,83	0,95	0,87	0,86	0,87
Wien	1,08	0,06	0,11	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Österreich	44,14	3,69	5,30	7,13	7,68	7,72	7,69	8,19

Tabelle 21: Technische Potenziale - TF Wasserkraft für alle Bundesländer. Summiert Bestand, Optimierung (Max), und Abflusslinienpotenzial (technisches Potenzial) etwaiger Reststrecken je nach Abflusszenario in TWh pro Jahr.

	1991-2020 [TWh/a]	2040 RCP4.5 [TWh/a]	2040 RCP8.5 [TWh/a]	2070 RCP4.5 [TWh/a]	2070 RCP8.5 [TWh/a]
Burgenland	0,0183	0,0193	0,0183	0,0193	0,0203
Kärnten	6,05	6,1	6,14	6,07	6,16
Niederösterreich	8,52	8,53	8,53	8,54	8,54
Oberösterreich	13,42	13,47	13,45	13,49	13,48
Salzburg	5,7	5,76	5,83	5,81	5,87
Steiermark	6,61	6,63	6,67	6,69	6,76
Tirol	9,96	10,19	10,19	10,18	10,46
Vorarlberg	5,09	5,21	5,13	5,12	5,13
Wien	1,21	1,21	1,21	1,21	1,21
Österreich	56,57	57,12	57,16	57,13	57,63

4.3.5 Realisierbares Potenzial nach Storylines zu Bandbreiten

Das realisierbare Potenzial zeigt Bandbreiten von möglichen Entwicklungsszenarien der Wasserkraft für Österreich auf. Ausgehend von der Energiebilanz für Wasserkraft [32] wurden die derzeitigen Entwicklungen und die Geschwindigkeit der Steigerung des Wasserkraftpotenzials abgeschätzt. Über den Zeitraum von 2010 bis 2020 nahm die Energieproduktion durch Wasserkraft österreichweit jährlich im Mittel um 363 GWh zu. Da diese Zunahme die tatsächliche Produktion und somit natürliche Änderungen durch schwankende Abflüsse, sowie neue Anlagen, oder auch Optimierungen mit einschließt, wird diese Steigerungsrate für den Status Quo und die Bandbreite „Medium“ herangezogen. Die Bandbreiten „High“, „Medium“ und „Low“ werden ergänzend zu Abschnitt 2.5 unten beschrieben und in Abbildung 42 dargestellt bzw. in Tabelle 22 aufgelistet.

Die realisierbaren Potenziale der Wasserkraft können außerdem auf der GTIF-Plattform in höherer räumlicher Auflösung auf Einzugsgebietsebene ausgelesen werden.

Storyline – Low: Verhaltener Fortschritt unter begrenzten Rahmenbedingungen

In dieser Entwicklung bleibt die Transformation des Energiesystems bis 2040 deutlich hinter den langfristigen Zielvorgaben zurück. Österreich verfolgt zwar weiterhin seine Klimaziele, doch werden zentrale Hemmnisse für den Ausbau erneuerbarer Energien nur schrittweise abgebaut. Genehmigungsprozesse und Raumplanungsverfahren bleiben komplex und zeitintensiv, wodurch die Realisierung neuer Projekte verzögert wird. Engpässe in der Verwaltungskapazität und fehlende personelle Ressourcen auf regionaler Ebene führen zu stockenden Verfahren. Gesellschaftliche Vorbehalte gegenüber bestimmten Technologien oder Standorten hemmen den Ausbau ebenso wie ein zögerlicher Fortschritt beim Ausbau der Energieinfrastruktur.

In der Bandbreite „Low“ wurde angenommen, dass sich die Wachstumsrate im Vergleich zur Wachstumsrate von den letzten 10 Jahren halbiert; in diesem Fall wird das realisierbare Potenzial im Jahr 2092 (RCP 4.5) oder im Jahr 2095 (RCP 8.5) erreicht.

Storyline – Medium: Zielorientierte Entwicklung bei günstigen Rahmenbedingungen

Diese Entwicklung beschreibt eine kontinuierliche, planvolle Transformation des österreichischen Energiesystems, die im Einklang mit den nationalen und europäischen Klimazielen verläuft. Erneuerbare Energien werden systematisch ausgebaut, und zentrale regulatorische, wirtschaftliche und gesellschaftliche Hürden werden Schritt für Schritt

überwunden. Die rechtlichen Rahmenbedingungen werden vereinfacht, Genehmigungsverfahren effizienter gestaltet, und die Raumplanung orientiert sich zunehmend an Energie- und Klimazielen. Das Netzinfrastruktur- und Speicherwesen wird gezielt weiterentwickelt, wodurch die Integration fluktuierender Erzeugung besser gelingt.

Die Bandbreite "Medium" ist die Weiterführung des mittleren Wachstums das in den letzten 10 Jahren (363 GWh pro Jahr) zu verzeichnen war. Für diese Wachstumsrate wird die Optimierung von bestehenden Anlagen forciert angenommen, gemeinsam mit der Nutzung von Neuerschließungen; das ganze verfügbare Potenzial würde bis 2056 (RCP 4.5) oder 2057 (RCP 8.5) ausgeschöpft werden.

Storyline – High: Beschleunigte Transformation und systemische Integration

Gemäß dieser Entwicklung gelingt Österreich eine umfassende und dynamische Energiewende. Nationale und europäische Klimaziele werden konsequent umgesetzt, und die Transformation des Energiesystems wird als gesamtgesellschaftliche Aufgabe verstanden. Die Rahmenbedingungen für den Ausbau der Wasserkraft sind optimal: stabile politische Zielsetzungen, rasch umgesetzte rechtliche Vereinfachungen im naturschutzrechtlichen und wasserrechtlichen Rahmen und eine breite gesellschaftliche Unterstützung bilden den Boden für einen beschleunigten Wandel.

Für die Bandbreite "High" wurde davon ausgegangen, dass das EAG-Ausbauziel bis 2030 von 5 TWh mehr als in 2020 erreicht wird und in der gleichen Geschwindigkeit fortgesetzt werden kann. Mit dieser Projektion ist das verfügbare Potenzial im Jahr 2046 durch stark forcierten Neubau und Nutzung von bestehenden Optimierungen ausgeschöpft.

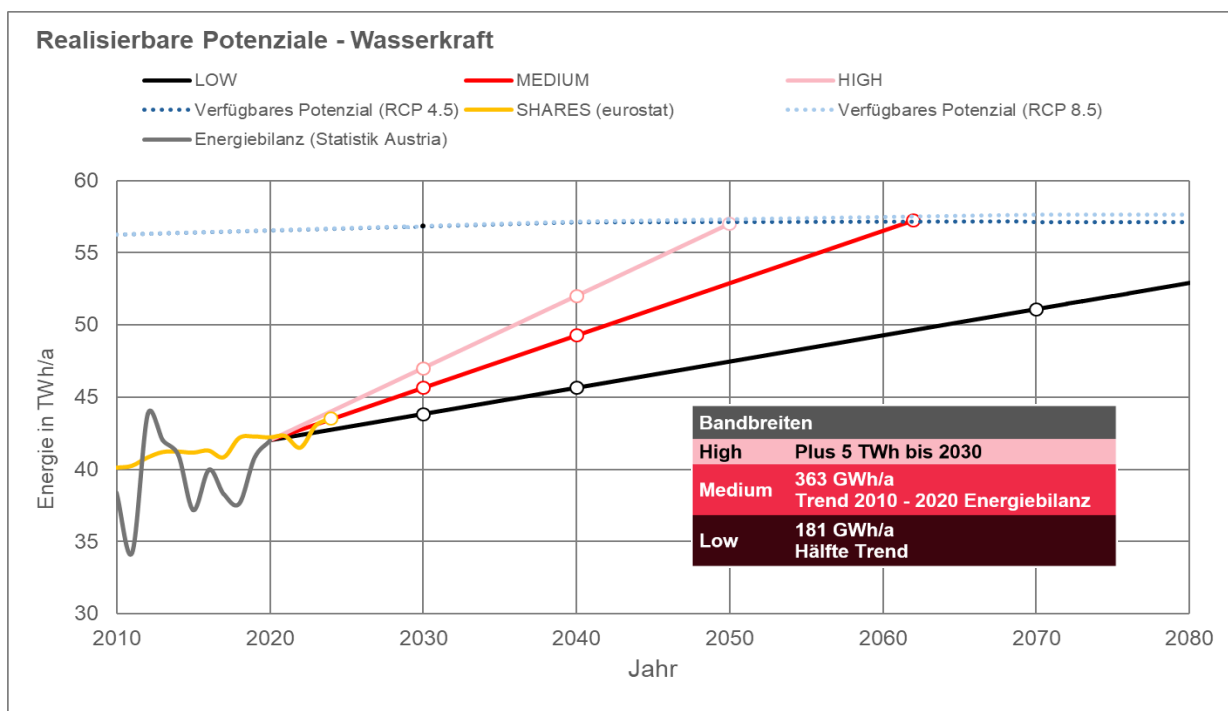


Abbildung 42: Realisierbares Potenzial Wasserkraft in Bandbreiten dargestellt.

Tabelle 22: Realisierbare Potenziale Wasserkraft, 2030, 2040

Realisierbares Potenzial Wasserkraft [TWh/a]	Low	Medium	High
2030	43,8	45,6	47
2040	45,6	49,3	52

4.3.6 Bewertung der Ergebnisse

Die Wasserkraft weist in Österreich bereits einen sehr hohen Ausbaugrad auf (Datenstand der Anlagen November 2024), weshalb das technische Potenzial (Restpotenzial) im Gegensatz zu anderen Technologiefeldern weitaus geringer ausfällt. Das technische Potenzial der Reststrecken von 7,13 bis 8,19 TWh/a (je nach Klimaszenario) kann realistischerweise nicht vollständig ausgeschöpft werden, da die Genehmigung und Umsetzung von Wasserkraftprojekten von vielerlei weiteren wirtschaftlichen Rahmenbedingungen und lokalen Gegebenheiten (politischer Wille, Bevölkerung, topografischen Gegebenheiten, etc.) abhängt und immer auf eine Einzelentscheidung hinausläuft.

Zusätzlich ist zu bedenken, dass der Großteil der geeignetsten Strecken bereits ausgebaut ist. Am effizientesten im Verhältnis Anzahl der Kraftwerke versus Energieproduktion, sind Anlagen über 10 MW Engpassleistung einzustufen. Auf 182 dieser Anlagen fallen, wie in der Bestandserhebung ersichtlich, 87 % des RAV des Bestandes. Die restlichen 13 % verteilen sich auf 4.876 Anlagen unter 10 MW EPL, zu denen Leistungsdaten vorlagen. Wenn also davon ausgegangen werden muss, dass das Potenzial der restlichen Strecken zu einem überwiegenden Teil mittels Kleinwasserkraft (KWK) abgedeckt werden müsste, tritt ein weiteres logistisches Problem auf. Die KWK-Anlagen haben im Schnitt ein RAV von ca. 1,4 GWh/a. Um das errechnete technische Potenzial der Reststrecken von 7,13 bis 8,19 TWh/a abzuschöpfen, wären mehrere tausend weitere KWK-Anlagen notwendig. Dies würde theoretisch die Anzahl der Anlagen in Österreich stark erhöhen, und ist allerdings im Vergleich zum potenziellen Energiegewinn pro Anlage äußerst unverhältnismäßig.

Daher sind die oben angeführten Bandbreiten als Schwankungsbereich für die Wasserkraftentwicklung zu sehen, wobei der Zuwachs der Wasserkraftproduktion zunehmend abflachen wird. Die errechnete maximale Optimierung von 5,3 TWh ist ein theoretischer Maximalwert. Es ist davon auszugehen, dass die tatsächlich mögliche Produktionssteigerung darunterliegt. Gründe dafür sind einerseits wieder wirtschaftliche und lokale Rahmenbedingungen, aber andererseits auch die lückenhafte Datenlage über bereits durchgeführte Optimierungsmaßnahmen. Dennoch ist der Optimierung und Instandhaltung des Bestandes höchste Priorität zu geben. Optimierung hat den Vorteil, dass bestehende Infrastruktur genutzt wird und keine neuen Standorte durch den Bau von Anlagen, Leitungen und Netzanschlüsse erschlossen werden müssen. Dadurch werden Baukosten gespart und neue Umweltbelastungen vermieden.

5 TF3: WINDENERGIE

5.1 Ausgangslage

Im Jahr 2024 wurden in Österreich von insgesamt 1.413 Windkraftanlagen (WKA) 9.288 GWh elektrische Energie eingespeist. Die Aufteilung der Windkraftanlagen und der installierten Leistung nach Bundesländern ist in Tabelle 23 zusammengefasst. Die Verteilung der bestehenden österreichischen Windenergie nach Bundesländern ist zudem in Abbildung 43 illustriert. Da historisch Windkraftanlagen – nach dem jeweils aktuellen Stand der Entwicklung – mit stark unterschiedlicher Leistungsfähigkeit installiert wurden (die Bestandsanlagen im Jahr 2024 umfassen, ohne Kleinwindkraft, Anlagen mit Nennleistungen zwischen 500 kW und 6.200 kW) ist für Potenzialanalysen die installierte Leistung eine aussagekräftigere Größe als die Anzahl von Anlagen.

Tabelle 23: Windenergie in Österreich im Jahr 2024. Die Angaben umfassen Anlagen ab einer Leistung von 500 kW. Quelle: IG Windkraft und Recherche Energiewerkstatt.

Windenergie in Österreich 2024	Anzahl von WKA	Installierte Leistung [MW]
Burgenland	464	1456
Kärnten	10	28
Niederösterreich	779	2069
Oberösterreich	31	52
Salzburg	0	0
Steiermark	121	324
Tirol	0	0
Vorarlberg	0	0
Wien	8	7,2
Gesamt (Österreich)	1413	3936

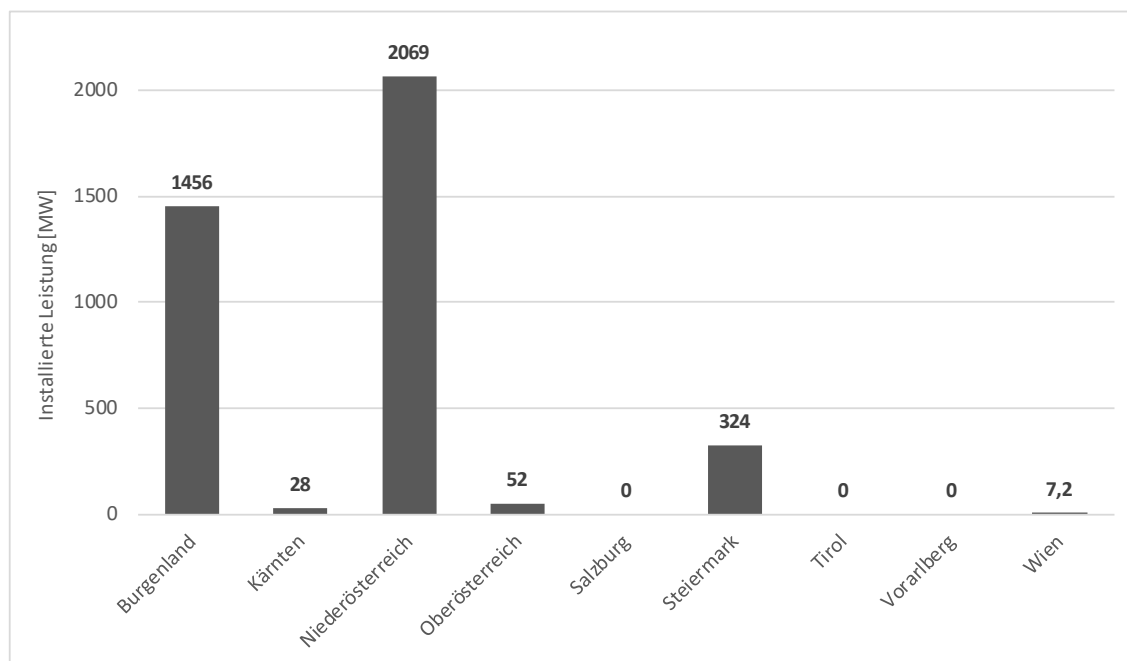


Abbildung 43: Installierte Leistung der Bestands-Windkraftanlagen in Österreich nach Bundesländern.

Abbildung 43 zeigt sehr gut die Konzentration der bestehenden Windenergiekapazität auf die beiden Bundesländer Niederösterreich und Burgenland. Darüber hinaus existiert lediglich in der Steiermark eine umfangreichere Windenergienutzung.

5.2 Storylines zu den Bandbreiten (Low, Medium, High)

Die Modellierung und Abschätzung des Windenergiepotenzials in den drei Bandbreiten (Low, Medium, High) stützt sich auf die allgemeinen Annahmen wie in Abschnitt 2.5 beschrieben.

In der Bemessung von Ausbauraten und Errichtungskapazität ist die Anzahl von WKA eine einfache und sinnvolle Bezugsgröße (bspw. in Hinsicht auf die Verfügbarkeit von Großkränen).

Die führende Größe in der Modellierung des Windenergiepotenzial in den drei Bandbreiten ist daher die Anzahl von Windkraftanlagen. Der Ausbau der Windenergie wird somit über eine Anzahl der jeweils errichteten Anlagen pro Jahr bestimmt.

Historisch wurden in Gesamtösterreich in dem Zeitraum von 2013 bis 2023 im Durchschnitt etwa 75 Windkraftanlagen pro Jahr errichtet. In einzelnen Jahren gab es deutliche Abweichungen von dieser durchschnittlichen Ausbauraten. So betrug der maximale Zubau pro Jahr etwa 150 Windkraftanlagen. Im Detail wird diese Zubaustatistik durch den parallel stattfindenden Rückbau von Windkraftanlagen, zumeist in Repowering-Projekten, verkompliziert. Zusammenfassend wurde für die Prognose des weiteren Windenergie-Ausbaus bis 2030 und 2040 aus den historischen Daten eine Bandbreite der Ausbauraten für Gesamtösterreich im Bereich von 50 bis 150 Anlagen pro Jahr abgeleitet. Dafür sind jeweils geeignete Rahmenbedingungen (bspw. Ausschreibungsvolumina für Marktprämien) eine Voraussetzung. Der historische Vergleich zeigt aber, dass eine solche Ausbauraten rein aus einer technischen und logistischen Sicht prinzipiell möglich ist.

Die Abbildung von Einflussfaktoren wie begrenzter Netzkapazität und zukünftiger Markttrends (negative Preise, Kappung) war nicht Gegenstand der Studie. In der Beschreibung des Ausbaus der Windenergie wurde daher implizit angenommen, dass der Netzausbau der Zunahme der Erzeugungskapazität folgt und dass Marktpreis-Beschränkungen gemindert werden, bspw. durch Speichertechnologien.

Die Umsetzung der Bandbreiten Low, Medium und High erfolgte durch folgende Festlegungen:

Low:	Konstante Zubaurate von 50 WKA/Jahr bis 2040
Medium:	Konstante Zubaurate von 100 WKA/Jahr bis 2040
High:	Konstant 150 WKA/Jahr bis 2030, ab 2030 stetige Steigerung bis auf 200 WKA/Jahr im Jahr 2040

Diese Annahmen ergeben, ausgehend von der aktuellen Bestandskapazität, eine zukünftige Entwicklung für die Anzahl der WKA. Dieser Zuwachs in der Anzahl von WKA wird in einem zweiten Schritt in einen Zuwachs der installierten Nennleistung umgerechnet, wobei eine Fortschreibung der Entwicklung in den durchschnittlichen Abmessungen und Nennleistungen der errichteten WKA unterstellt wurde. Windkraftanlagen werden global von einigen wenigen Herstellern in Standardbaureihen in hohen Stückzahlen produziert. Die technologische Weiterentwicklung von Windkraftanlagen wird daher durch globale Trends und durch technische Zwänge (z.B. Lichtraumbeschränkungen im Straßentransport) bedingt. Diese Annahmen zur technologischen Weiterentwicklung wurden für alle drei Bandbreiten (Low, Medium, High) gleichartig festgelegt.

5.3 **Methodisches Konzept**

Die Berechnung der Windenergiepotenziale erfolgte in vier Stufen:

1. Zunächst wurden die Potenzialflächen für eine Windenergienutzung mittels einer GIS-Analyse bestimmt. In dieser Auswertung wurden Kriterien wie Hangneigung des Geländes, Mindestabstände zu Siedlungen, Mindestabstände zu Verkehrs- und Energieinfrastruktur und Naturschutzflächen kombiniert. Das Ergebnis sind Flächen, in denen prinzipiell eine Windenergienutzung denkbar ist. Für die Ausweisung des Repowering-Potenzials wurden Flächen, an denen bereits eine Windenergienutzung besteht, separat bestimmt.
2. In einem zweiten Schritt wurden hypothetische Windkraftanlagen in den ermittelten Potenzialflächen platziert. Anhand der lokalen Winddaten aus dem Windatlas wurde dann der Energieertrag gemäß einer angenommenen Leistungskurve für jede Anlagenposition berechnet. Zur Kalibrierung der Berechnungsmethodik und als Basis für die Berechnung des Repowering-Potenzials wurde der jährliche Energieertrag der bestehenden Windkraftanlagen (Stand Ende 2024) auf dieselbe Weise berechnet.
3. Als nächstes wurde für jede der modellierten Anlagenpositionen eine Wirtschaftlichkeitsanalyse vorgenommen, in der eine Vergütung nach EAG und aktuelle Errichtungs- und Betriebskosten einfließen. Das Ergebnis ist dann eine Liste von Anlagenstandorten, an denen ein wirtschaftlicher Betrieb für die jeweiligen Standort-Windbedingungen unter den gegenwärtigen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen möglich sein sollte. Anlagen in Repowering-Flächen werden dabei wieder separat behandelt und die schon bestehende Nutzung vom berechneten Potenzial abgezogen.
4. Zuletzt wurden gesamt-österreichischen Ausbauraten für die Windenergie als Anzahl von zugebauten WKA pro Jahr modelliert und diese auf die einzelnen Bundesländer umgelegt und für die Zieljahre 2030 und 2040 abgelesen.

Detailliertere Beschreibungen der einzelnen Schritte finden sich in den nachfolgenden Abschnitten.

5.3.1 **Bestimmung der Potenzialflächen**

In der Bestimmung der Potenzialfläche fließen alle relevanten, einer GIS-Analysen zugängliche Kriterien ein. Da durch Anwendung der im Folgenden aufgelisteten Kriterien teilweise auch sehr kleine Teilflächen resultieren, wurden abschließen alle Teilflächen kleiner als 10 Hektar weggefiltert.

Hangneigung des Geländes:

Standorte im steilen Gelände eignen sich nicht für eine Windenergienutzung da (1), die zulässige Schräganströmung des Windes auf den Rotor aus strukturellen Gründen begrenzt ist und (2), da in steilem Gelände die Errichtung der Fundamente und insbesondere der erforderlichen Kranstellflächen zunehmend schwierig wird. Für die Bestimmung der Potenzialflächen wurde daher das Kriterium einer maximalen Hangneigung von 15°, das über eine Fläche von mindestens 10 Hektar hinweg erfüllt sein muss, verwendet. Zusätzlich wurden Standorte in Gräben und Tallagen (auf Skalenlängen von 500 m und 2000 m bestimmt) ausgeschlossen.

Die maximale Seehöhe der Potenzialflächen wurde nicht begrenzt, Potenziale auf Seehöhen über 2000 m werden aber in den Endergebnissen separat ausgewiesen.

Verwendete Daten: Digitales Geländehöhenmodell des Bundesamts für Eich- und Vermessungswesen (BEV).

Schutzgebiete der Länder:

In Naturschutzgebieten der IUCN Klassen I bis IV (siehe Abschnitt 2.4.2) wurde eine Windenergienutzung ausgeschlossen. Schutzgebiete der Klassen IUCN V und VI wurden nicht als striktes Ausschlusskriterium, sondern als möglicherweise relevanter Einflussfaktor gewertet. Die Potenziale in solchen Flächen (für Teilflächen größer als 1 ha) werden daher in den Endergebnissen separat ausgewiesen.

Verwendete Daten: Zusammenstellung durch Umweltbundesamt basierend auf INSPIRE-Services der Länder: Land Burgenland, Land Kärnten, Land Niederösterreich, Land Oberösterreich, Land Salzburg, Land Steiermark, Land Tirol, Land Vorarlberg, Stadt Wien

Europäische Schutzgebiete:

In Natura2000 und Ramsar-Schutzgebieten wurde eine Windenergienutzung ebenfalls ausgeschlossen (sofern Schutzklasse IUCN I – IV).

Verwendete Daten: GIS-Datendienste der Länder: Land Burgenland, Land Kärnten, Land Niederösterreich, Land Oberösterreich, Land Salzburg, Land Steiermark, Land Tirol, Land Vorarlberg, Stadt Wien

Wasserflächen:

Wasserflächen wurden für eine Windenergienutzung ausgeschlossen. Neben stehenden und fließenden Gewässern umfasst das auch Feuchtflächen und vergletscherte Flächen im hochalpinen Bereich.

Verwendete Daten: OpenStreetMap

Siedlungsabstand:

Grundsätzlich und einheitlich für alle Bundesländer wurde ein Mindestabstand von 1000 m zu Siedlungsflächen verwendet. Dieser Mindestabstand ist ein Kompromiss aus bestehenden Regelungen, faktischer Genehmigungspraxis und den Anforderungen, die sich hinsichtlich Schattenwurfes und Schallemissionen („Checkliste Schall“) ergeben. Als Indikator für die Auswirkung des Siedlungsabstandes auf das Windenergiepotenzial wurde zudem ein Mindestabstand zu Siedlungsflächen von 1200 m als optionales Kriterium mit ausgewertet.

Zu einzeln liegenden Adressen, oft Einzelgehöfte oder Hütten in den Bergen, wurde abweichend ein Mindestabstand von 600 m verwendet. Die Modellierung der Siedlungsstruktur stützt sich primär auf das österreichische Adressregister, das mittels OSM-Daten zu Gebäuden, Gebäudegröße und Gebäudenutzung plausibilisiert und gefiltert wurde. Einzeln liegende Adressen wurden als Adressen in einem Abstand von mehr als 600 m von sonstigen Siedlungsgebieten definiert.

Die spezifischen Raumordnungsvorgaben der Länder in Hinsicht auf Mindestabstände zu Siedlungen wurden hier bewusst nicht berücksichtigt. Ebenso wie bestehende Vorrangs- und Eignungszonen für Windenergie. Ziel der gegenständlichen Analyse ist eine Potenzialerhebung unter österreichweit einheitlichen Kriterien um Handlungsspielräume für politische Entscheidungen aufzeigen und keine Reflektion bestehender Vorgaben oder Energieraumplanungen der Länder.

Verwendete Daten: Österreichisches Adressregister des BEV, OpenStreetMap

Verkehrsinfrastruktur:

Zu Eisenbahnstrecken, höherrangigen Straßen sowie zu Gondeln und Liften wurde jeweils ein Mindestabstand von 150 m verwendet, der sich aus einer Gefährdungsperspektive für die Verkehrsteilnehmer durch Eisabfall und Maschinenbruch ergibt. Bei den Eisenbahnstrecken wurden Normal- und Schmalspurstrecken berücksichtigt. In dem Layer für Lifte und Gondeln sind reine Materialeilbahnen nicht inkludiert. Straßenabschnitte und Eisenbahnstrecken in Tunneln sind ebenfalls nicht berücksichtigt.

Verwendete Daten: OpenStreetMap

Energieinfrastruktur:

Zu Hochspannungsfreileitungen wurde ein Mindestabstand von 150 m verwendet, der an der ÖNORM EN 50341-2 angelehnt ist.

Verwendete Daten: Open Infrastructure Map

Flugplätze und Funknavigationsanlagen:

Für kleinere Flugplätze, die nur unter Sichtflugregeln betrieben werden, wurde ein Mindestabstand von 2000 m vorgesehen. Für größere Flughäfen, die nach Instrumentenflugverfahren betrieben werden, 4000 m. Für Funknavigationsanlagen wurden je nach Art der Anlage Abstände zwischen 500 m und 3000 m verwendet. Diese Abstände entsprechen der bisherigen Praxis in Österreich, in der die Angaben aus der ICAO EUR Doc 015 teilweise unterschritten werden.

Verwendete Daten: Luftfahrthandbuch Österreich / AIP Austria

Militärische Nutzung:

Militärisch genutzte Flächen wurden für eine Windenergienutzung ausgeschlossen. Flächenmäßig relevant sind dabei vor allem die Truppenübungsplätze.

Verwendete Daten: OpenStreetMap, Bundesministerium für Landesverteidigung

Bestandsanlagen:

Die Standorträume um die bestehenden Windkraftanlagen wurden in der Potenzialflächenbestimmung separat geführt, um die Repowering-Potenziale bestimmen zu können. Ausgehend von einer Design-Lebensdauer von 20 Jahren und dem jeweiligen Inbetriebnahmejahr der Bestandsanlagen wurden die bis zum Jahr 2030, bzw. bis zum Jahr 2040, anstehenden Repowering-Flächen ausgewertet.

Verwendete Daten: IG-Windkraft, Energiewerkstatt

5.3.2 Modellierung der Windenergienutzung in den Potentialflächen

Für die Modellierung der Windenergienutzung in den ermittelten Potenzialflächen wurden nun innerhalb der Potenzialflächen hypothetische Windkraftanlagen positioniert und dann deren Betrieb und Energieertrag numerisch nachgebildet. Die Platzierung der Anlagen in den Potenzialflächen erfolgte mit einem Algorithmus, der in der gegebenen Fläche jeweils die Position mit den besten Windbedingungen auswählt und dabei einem Mindestabstand der Anlagen untereinander von vier Rotordurchmessern (4D) einhält. In der Projektentwicklung werden heute teilweise auch Windparklayouts mit

deutlich geringeren Abständen geplant (2-3 D) und die damit verbundenen erhöhten Windparkverluste in Kauf genommen. Hier wurde dennoch mit dem konservativeren Abstand von 4D gearbeitet, einerseits um auch andere Einschränkungen (bspw. Besitzverhältnisse) mit abzubilden, die in dieser GIS-Betrachtung nicht abgebildet werden können, andererseits, weil eine durchoptimierte Nutzung aller Potenzialflächen über größere Regionen hinweg kein realistisches Ausbauszenario ist. Dennoch muss hier betont werden, dass der Abstand der WKA untereinander ein wichtiger freier Parameter ist, der in der ersten Näherung quadratisch in die Potenzialberechnung eingeht und damit eine wesentliche Auswirkung auf die berechneten Potenziale hat.

Windbedingungen

Für die Windverhältnisse an den Anlagenpositionen wurden aus Daten aus dem Projekt AuWiPot - Windatlas und Windpotenzialstudie Österreich (2009 - 2011) [33] verwendet. In Vorarlberg wurde auf die aktuelleren Daten aus dem Vorarlberger Windatlas aus dem Jahr 2023 zurückgegriffen. Die Luftdichte wurde gemäß Standardatmosphäre für die jeweilige Seehöhe plus Nabenhöhe berechnet.

Simulation des Betriebsverhaltens

Die Modellierung der Windenergienutzung erfolgte durchgehend anhand eines hypothetischen, durchschnittlichen Windkraftanlagenmodells mit einem Rotordurchmesser von 170 m, einer Nabenhöhe 170 m und einer Nennleistung von 6,5 MW. Windkraftanlagen dieser Größe und Leistung sind im oberen Bereich des Spektrums der aktuell angebotenen Anlagentypen. Die durchschnittliche Nennleistung der im Jahr 2024 in Betrieb genommenen Anlagen betrug hingegen etwa 4 MW, der durchschnittliche Rotordurchmesser etwa 135 m. Die Potenzialberechnung fußt somit auf bereits heute kommerziell verfügbarer Anlagentechnik und nicht auf noch zu entwickelnder Technologie. In dem Zeitraum bis 2040 wird voraussichtlich eine weitere Größenzunahme der Windkraftanlagen stattfinden. Da jedoch an vielen Standorten nicht die jeweils aktuell größten Anlagen errichtet werden können (aus technischen Gründen oder durch Raumordnungseinschränkungen) sind die angenommenen Anlagenabmessungen für eine *durchschnittliche* im Zeitraum bis 2040 errichtete Anlage realistisch.

Zudem heben sich in der Berechnung von Windenergiepotenzialen die Auswirkungen des Rotordurchmessers (d.h. Größe der Rotorkreisfläche) und des notwendigen Anlagenabstand zwischen den WKA im Windpark in erster Näherung weg. D.h. es macht nur wenig Unterschied, ob eine gegebene Potenzialfläche durch eine kleinere Anzahl von Anlagen mit einem großen Rotordurchmesser oder durch eine größere Anzahl von Anlage mit einem kleineren Rotordurchmesser genutzt wird.

Das Produktionsverhalten wurde unter Annahme einer Leistungskurve mit einem typischen Verlauf für eine aktuelle WKA in dieser Größenklasse simuliert. Die Leistungskurve wird dabei jeweils auf die lokale Luftdichte gemäß Standort-Seehöhe skaliert. In der folgenden Abbildung 44 ist die verwendete Leistungskurve beispielhaft für eine Reihe von Dichtewerten illustriert, die in etwa einem Seehöhebereich von Meeresniveau bis auf 1800 m entspricht.

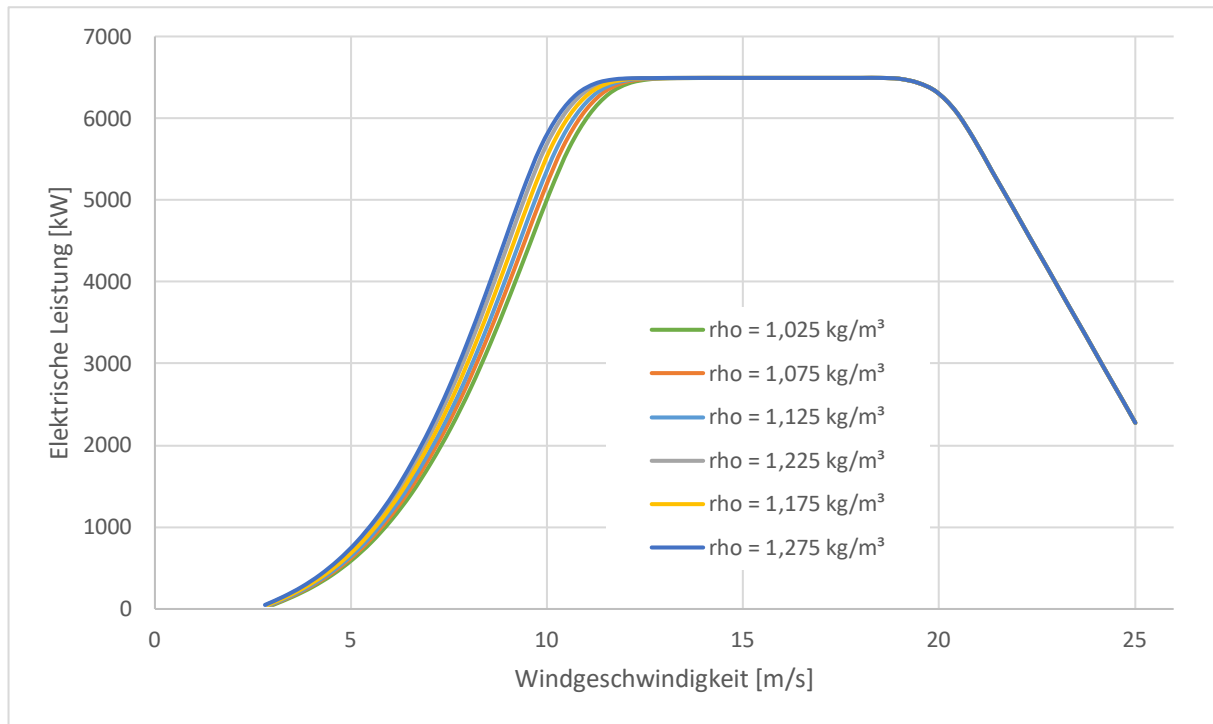


Abbildung 44: Leistungskurve der hypothetischen, für die Modellierung der Windenergienutzung angenommenen Windkraftanlage mit einem Rotordurchmesser von 170 m und einer Nennleistung von 6,5 MW für unterschiedliche Luftdichten.

Für die Modellierung der Produktion der bestehenden Windkraftanlagen wurde analog vorgegangen. Dafür wurden spezifische Leistungskurven, gemäß der Nennleistung und dem Rotordurchmesser der jeweiligen Anlagen, und auf die Nabenhöhe skalierte Windverteilungen verwendet. Die hierfür benutzten Leistungskurven haben, da es sich bei den Bestandanlagen im Durchschnitt um eine ältere Anlagengeneration handelt, im Vergleich zu Abbildung 44 einen etwas abweichenden Verlauf ohne Drosselung im oberen Windgeschwindigkeitsbereich. Als Validierung für die Modellierung des Betriebsverhaltens von Windkraftanlagen und der dafür genutzten Winddaten, wurde die Jahresenergieproduktion für die Bestandanlagen für das Jahr 2024 mit den Zahlen der Windenergie-Stromproduktion der E-Control für das Jahr 2024 abgeglichen. Nach einer Korrektur für die Langjährigkeit, d.h. der jährlichen Abweichung des Windangebots im Jahr 2024 im Vergleich zum langjährigen Durchschnitt, hat dieser Vergleich eine sehr gute Übereinstimmung, mit einer Abweichung von lediglich 4 % im Energieertrag, ergeben. Auch wenn die Unsicherheiten an einzelnen Standorten, gerade in bergigeren Regionen, sicherlich deutlich höher sind, ist diese gute Übereinstimmung eine gute Bestätigung für die Zuverlässigkeit der Modellierung. Im Hinblick auf das gesamtösterreichische Windenergiepotenzial sind somit in Bezug auf Anlagenmodellierung und Windbedingungen keine größeren Unsicherheiten zu erwarten.

5.3.3 Wirtschaftlichkeitsanalyse

Die oben beschriebene Auswertung der Potenzialflächen, das Platzieren von WKA-Positionen und die Ertragsberechnung nach den jeweiligen Standort-Windbedingungen erfolgte ohne Anwendung einer Mindest-Windgeschwindigkeit oder -Leistungsdichte, also auch für Standorte mit ungünstigem Windangebot. Ob die Windbedingungen an einem Standort gut genug sind, um eine Berücksichtigung im technischen Potenzial zu rechtfertigen, wurde anstelle dessen anhand einer einfachen Wirtschaftlichkeitsberechnung entschieden.

Dazu wurden zunächst für jede WKA-Position die Erzeugungskosten berechnet (LCOE – Levelized Cost of Energy). Die ökonomischen Parameter dazu wurden anhand des letzten EAG-Gutachtens [15] gewählt, namentlich ein WACC vor Steuer von 7,11 % und eine langjährige Inflation von 2 %. Die Investitionskosten wurden mit 1.603 EUR/kW angesetzt, wobei für Bergstandorte (definiert ab 1400 m Seehöhe) höhere Kosten von 1.763 EUR/kW gelten. Auf Seehöhen zwischen 400 m und 1400 m wurde zwischen den beiden Kostensätzen linear interpoliert. Für die Betriebskosten wurden aus dem EAG-Gutachten ein Satz von 21,39 EUR/MWh für den Normstandort übernommen.

Für die Ertragsseite in der Wirtschaftlichkeitsabschätzung wurde für jede modellierte WKA der Korrekturfaktor für den jeweiligen Quadratmeterertrag nach der aktuellen EAG-Marktprämienverordnung [22] berechnet. Als Gebotswert wurde gemäß der Zuschlagung vom 21.03.2025 ein Preis von 9,60 Cent/kWh angesetzt. Die Eingangsgrößen für die Berechnung in der EAG-Verordnung – namentlich die rotorkreisflächen-spezifische Jahresstromproduktion (RJ) und die Standortseehöhe – sind aus der Ertragsmodellierung für alle WKA-Standorte bekannt.

Als Kriterium für die Wirtschaftlichkeit eines potenziellen Windkraftanlagenstandorts wurde dann der Vergleich zwischen LCOE und Energieerlösen herangezogen. WKA-Standorte, an denen die LCOE den Erlös übersteigt, wurden als nicht als wirtschaftlich betreibbar klassifiziert und sind demnach nicht Teil des technischen Potenzials. Österreichweit traf das auf etwa 19% der betrachteten WKA-Positionen zu. Abbildung 46 zeigt ein Histogramm der modellierten LCOE-Werte.

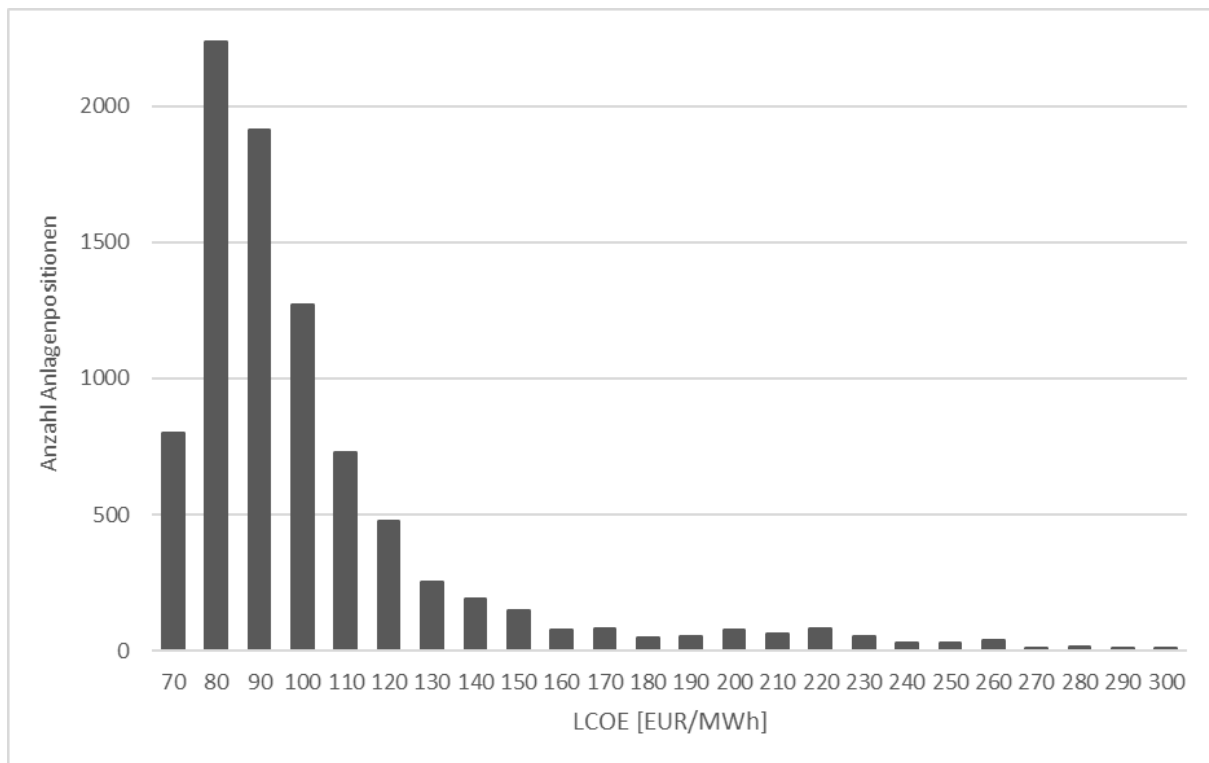


Abbildung 45: Histogramm der Erzeugungskosten (LCOE) für die modellierten Anlagenpositionen. Man beachte, dass es sich hier rein um modellierte Kosten handelt und zudem keine Vorauswahl in Hinsicht des Windangebot an den WKA-Standorten stattgefunden hat. Das Diagramm erlaubt daher keine Aussage über die tatsächlichen Erzeugungskosten in Österreich, die von einer Vielzahl projektspezifischer technischer und ökonomischer Faktoren abhängen.

5.3.4 Bandbreite des Windenergieausbaus bis 2030 und 2040

Wie in Abschnitt 5.2 beschrieben, basiert die Modellierung des Windenergieausbaus bis 2030 und 2040 in den drei Bandbreiten Low, Medium und High auf Annahmen für die jeweils pro Jahr errichtete Anzahl von WKA.

In der Bemessung der Errichtungskapazität ist die Anzahl von WKA die einfachste und sinnvollste Bezugsgröße. In der Gegenüberstellung und Kumulation mit der bestehenden Windenergienutzung ist hingegen – aufgrund der stark unterschiedlichen Nennleistungen der Bestandsanlagen – die installierte Leistung eine zweckmäßigere Größe. Unter Annahme einer stetigen Weiterentwicklung der Anlagenabmessungen und der Nennleistung der neu installierten Anlagen ergibt sich aus der zeitlichen Entwicklung der Anzahl der WKA eine zeitliche Entwicklung der installierten Nennleistung. In der Modellierung des Windenergieausbaus wurde insgesamt bis 2040 ein Anwachsen der durchschnittlichen Nennleistung neu installierter Anlagen auf 7 MW unterstellt. Zusammen mit der Nennleistung der aktuellen Bestandsanlagen erhält man so eine zeitliche Entwicklung der Gesamtnennleistung der österreichischen Windenergie in den drei Bandbreiten Low, Medium und High.

Im Gegensatz zur Nennleistung ist eine direkte Umrechnung des projektierten Windenergieausbaus in eine produzierte Energiemenge nicht direkt möglich. Die erzeugte Energie hängt neben der Anlagenleistung wesentlich von den Windbedingungen an den ausgewählten Standorten statt. Je nachdem welche Anlagenstandorte realisiert werden (innerhalb der jeweils betrachteten Raumeinheit: Bundesgebiet, Bundesland oder Region), ergeben sich unterschiedliche produzierte Energien.

Aus diesem Grund wurde für die Berechnung der realisierbaren Windenergiepotenziale die zeitliche Entwicklung der installierten Nennleistung in Ausnutzungsgrade des technischen Potenzials umgerechnet. So ergibt sich beispielsweise in der Bandbreite Medium für das Jahr 2040 eine Gesamtnennleistung von 12.428 MW. Aus dem Vergleich mit dem bundesweiten technischen Potenzial von 47.274 MW ergibt sich Ausnutzungsgrad von 26,3 %. Dieser Ausnutzungsgrad kann dann auf die Energiemengen des technischen Potenzials angewendet werden. In diesem Beispiel: 26,3 % des technischen Potenzials von 119.181 GWh ergeben ein realisierbares Potenzial für 2040 von 31.333 GWh.

Die räumlich gegliederten Angaben der erzeugten Energie für 2030 und 2040 wurden auf dieselbe Weise über eine einfache proportionale Umrechnung des technischen Potenzials ermittelt. Beispielsweise hat Kärnten ein berechnetes technisches Potenzial von 2.126 MW entsprechend einer Gesamterzeugung von 5.129 GWh. Wenn gesamt-österreichisch bis 2040 ein Ausbau der Windenergie auf 26,3 % des technischen Potenzials erfolgt, bedeutet das also auf Kärnten umgelegt ein realisierbares Potenzial bis 2040 von 559 MW (26,3 % von 2.126 MW) und von 1.348 GWh (26,3 % von 5.129 GWh).

5.4 Ergebnisse

5.4.1 Potenzialflächen Windenergie

Die berechneten Windenergie-Potenzialflächen sind in Tabelle 24 zusammengefasst und in Abbildung 46 graphisch dargestellt. Wie man erkennt, sind die Windenergie-Potenzialflächen, gerade in Relation zu jeweiligen Landesfläche, sehr ungleichmäßig verteilt. Man beachte, dass in diesen Angaben zu der Potenzialflächenverteilung, das Windangebot noch nicht berücksichtigt ist. Die Standort-Windbedingungen finden erst

in der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der einzelnen WKA-Standorte in die Potenzialberechnung Eingang.

In den Angaben zu den Potenzialflächen in Tabelle 24 und Abbildung 46 sind die bestehenden Nutzung und das Repowering-Potenzial nicht berücksichtigt, da (1) Bestandsanlagen historisch vielfach nach anderen Kriterien platziert wurden als in dieser Studie angenommen (bspw. geringere Siedlungsabstände), und (2) da eindeutige Zuordnung von bestehenden Anlagenpositionen zu Potenzialflächen nur schwer nicht möglich ist. Als Anhaltspunkt für den Umfang der bestehenden Nutzung wurde dennoch in Tabelle 24 eine Abschätzung der bestehenden Windenergienutzungsflächen inkludiert. Man beachte, dass diese Zahlen mit einer unterschiedlichen Methodik berechnet wurden und daher nur bedingt vergleichbar sind.

Tabelle 24: Potenzialflächen Windenergie in Österreich nach Bundesländern. Repowering-Potenziale sind hierbei nicht separat berücksichtigt. Einen Anhaltspunkt für den Umfang der bestehenden Windenergienutzung liefert die Abschätzung in der letzten Spalte.

Potenzialflächen Windenergie in Österreich	Potenzialfläche absolut [km ²]	Potenzialfläche als Anteil der Landesfläche	Abschätzung der bestehenden Windenergienutzung als Anteil der Landesfläche
Burgenland	682	17,2 %	2,3 %
Kärnten	116	1,2 %	0,0 %
Niederösterreich	1537	8,0 %	0,6 %
Oberösterreich	159	1,3 %	0,0 %
Salzburg	59,3	0,8 %	-
Steiermark	137	0,8 %	0,1 %
Tirol	31,8	0,3 %	-
Vorarlberg	4,7	0,2 %	-
Wien	0,4	0,1 %	0,1 %
Gesamt (Österreich)	2722	3,4 %	0,3 %

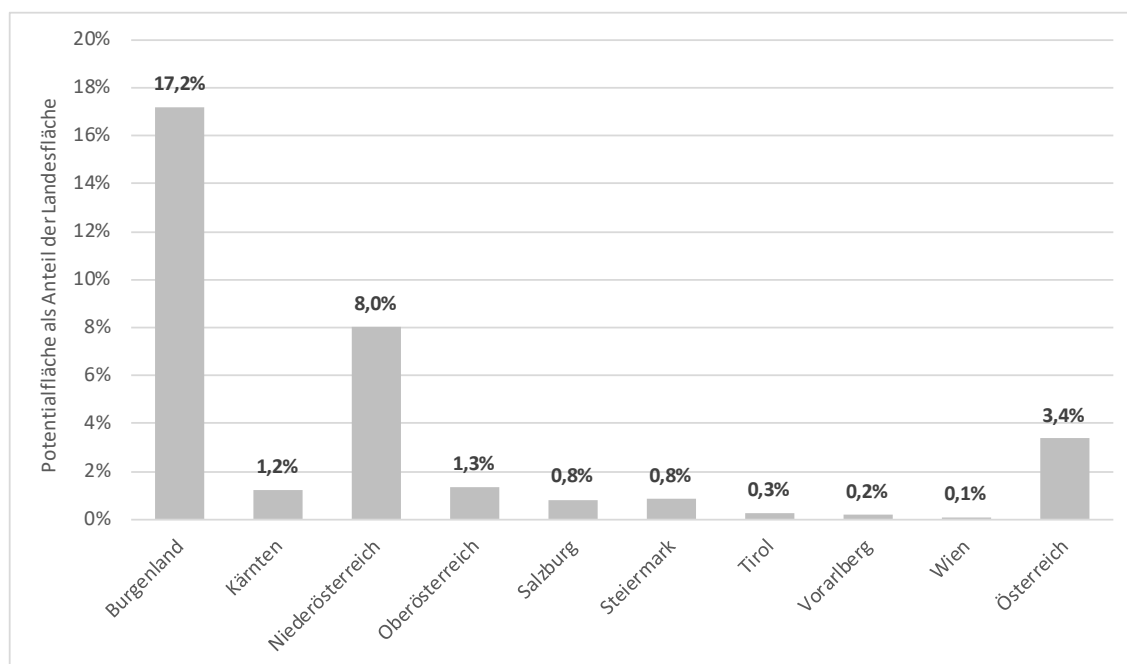


Abbildung 46: Potenzialflächen Windenergie in Österreich nach Bundesländern.

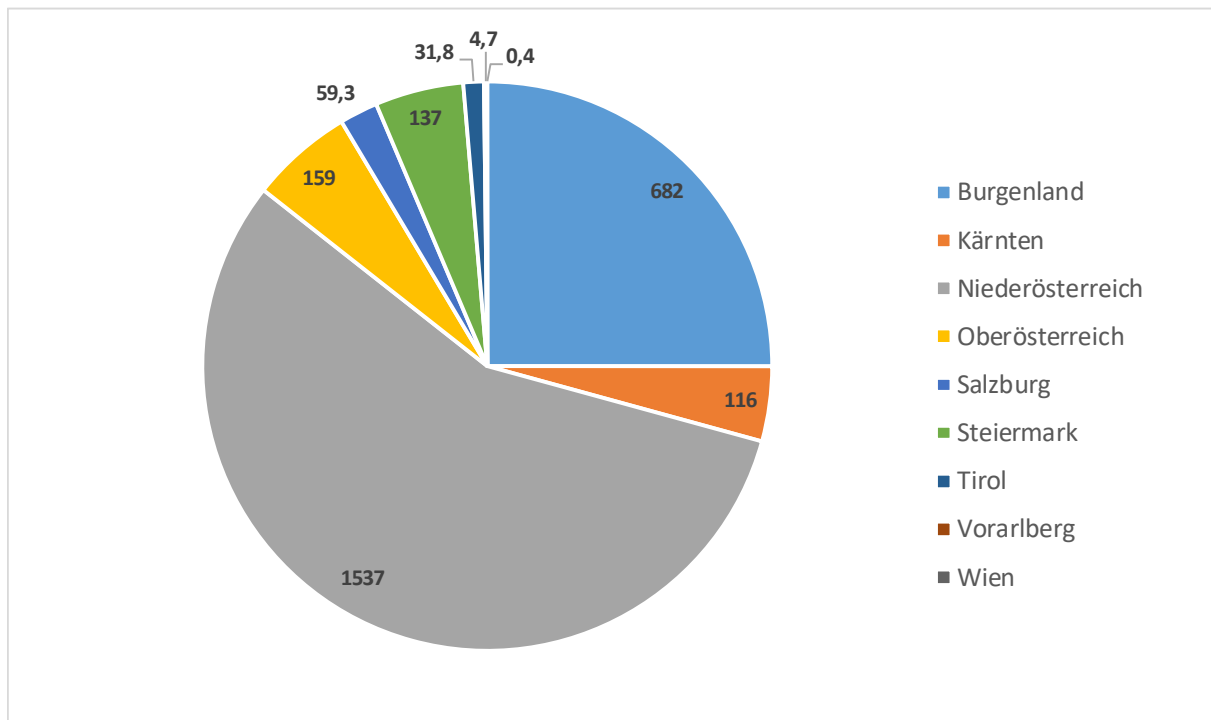


Abbildung 47: Potenzialflächen Windenergie nach Bundesländern.

Die Windenergie-Potenzialflächen entsprechen in der Nomenklatur des vorliegenden Berichts dem technischen Potenzial. Eine Verknüpfung mit der Realisierung dieses Potenzials als zeitliche Entwicklung, insbesondere in Hinsicht auf die beiden Zieljahre 2030 und 2040, wurde also noch nicht vorgenommen.

Aufgrund des erforderlichen Mindestabstands der WKA untereinander hat die Strukturierung der Potenzialflächen (große zusammenhängende Flächen oder auf viele kleine Flecken verteilt) einen großen Einfluss in der folgenden Berechnung der Windenergiepotenziale. Bei sehr kleinteilig aufgeteilten Potenzialflächen beschränkt sich der Flächenbedarf pro WKA auf wenig mehr als die Fundamentfläche. Bei großen, zusammenhängenden Potenzialflächen wird hingegen von jeder WKA ein Umkreis mit einem Radius von zwei Rotordurchmessern (Hälfte des Mindestabstandes von $4D$ zwischen den Anlagen) beansprucht. Die Angaben zu den Potenzialflächen sind also nicht direkt proportional zu der Anzahl von Windkraftanlagen, der gesamt-Nennleistung oder dem Jahresenergieertrag.

Man beachte, dass diese Ergebnisse auf Basis einer GIS-Analyse entstanden sind, in der nur solche Kriterien und Daten eingehen, die verfügbar und prinzipiell für eine GIS-Analyse geeignet sind. Wesentliche Faktoren für die Erfolgsaussichten von Windenergieprojekten, wie z.B. Grundstücksverhältnisse, Zuwegungsmöglichkeiten, Möglichkeiten und Länge der Energieableitung und naturschutzfachliche Standortbedingungen sind daher nicht oder nur bedingt abgebildet. Zudem hängen die Ergebnisse auch von der Qualität der verwendeten Datenquellen ab, die im Einzelfall fehlerhaft oder unvollständig sein können. Für größere Bezugsräume, bspw. Bundesländer, heben sich die Unsicherheiten an den einzelnen Standorten wieder teilweise auf. Die Ergebnisse für einzelne Standorte oder auch Gemeinden sollten aber mit Hinsicht auf das oben Gesagte mit Vorsicht interpretiert werden.

5.4.2 Technisches Potenzial Windenergie

Das technische Potenzial entspricht jener Energienutzung, die aus Sicht des Windangebotes (das einen wirtschaftlicher Betrieb einer WKA an einem Standort ermöglicht), den technischen Einschränkungen (bspw. in Hinsicht auf Hangneigung) und den angenommenen Mindestabständen zu Siedlungen und anderer Infrastruktur möglich ist. Einschränkung durch Netzkapazität, Flächennutzung sozialer Akzeptanz und Bedarf sind also nicht berücksichtigt.

In das technische Potenzial gehen auch Repowering-Flächen ein, d.h. derzeit für die Windenergie genutzte Flächen, die nach einer hier mit 20 Jahren angenommen Betriebsdauer wieder für eine neuerliche Nutzung zur Verfügung stehen. Im Lauf der Jahre werden so die derzeit genutzten Windenergieflächen schrittweise wieder für eine neuerliche Windenergienutzung frei. So ergeben sich für die Jahre 2030 und 2040 leicht unterschiedliche technische Potenziale, jeweils bestehend aus Bestandsanlagen, die eine Nutzungsdauer von 20 Jahren noch nicht erreicht haben und aus neu errichteten Anlagen, die zu einem Teil auf Repowering-Flächen stehen. Da beim Repowering eine Anzahl von Bestandsanlagen im Regelfall durch eine kleinere Zahl von neuen WKA, jedoch mit größerer Nennleistung und Energieertrag ersetzt werden, sinkt im Lauf der Jahre die Anzahl von Anlagen im technischen Potenzial, während die installierte Nennleistung und die produzierte Energie ansteigen.

In Hinsicht auf eine übersichtliche Darstellung wird im Weiteren auf diese zeitliche Differenzierung des technischen Potenzials nicht eingegangen. Die Berechnung der realisierbare Potenziale für die Bezugsjahre 2030 und 2040 (Abschnitt 5.4.3) beruht aber auf den, für das jeweiligen Bezugsjahr korrekten, technischen Potenzialen.

Die technischen Potenziale nach Bundesländern sind im Folgenden in der Form einer Anzahl von WKA (Tabelle 25), als installierte Gesamtleistung (Tabelle 26) und als Jahresenergieproduktion (Tabelle 27) angegeben. Das technische Potential (jeweils in der zweiten Spalte) ergibt sich dabei immer aus der Summe der Spalten 3 bis 5 (Spaltenbezeichnungen beginnend mit "... davon"). Die letzte Spalte gibt den Rückbau von Bestandsanlagen an, der bei der Potenzialberechnung in Abzug gebracht wurde.

Tabelle 25: Technischen Potenzial der Windenergie in der Form einer Anzahl von WKA.

Anzahl von WKA	Technisches Potenzial	... davon Zubau auf neuen Flächen	... davon Zubau auf Repowering-Flächen	... davon derzeit bestehende Anlagen	Rückbau von Bestandsanlagen
Burgenland	1535	1242	188	105	-359
Kärnten	331	323	0	8	-2
Niederösterreich	4401	3935	369	97	-682
Oberösterreich	339	328	10	1	-30
Salzburg	143	143	0	0	0
Steiermark	516	466	32	18	-103
Tirol	73	73	0	0	0
Vorarlberg	9	9	0	0	0
Wien	3	3	0	0	-8
Gesamt (Österreich)	7350	6522	599	229	-1184

Tabelle 26: Technischen Potenzial der Windenergie in der Form von installierter Leistung.

Installierte Leistung [MW]	Technisches Potenzial	... davon Zubau auf neuen Flächen	... davon Zubau auf Repowering-Flächen	... davon derzeit bestehende Anlagen	Rückbau von Bestandsanlagen
Burgenland	9767	8073	1222	472	-984
Kärnten	2126	2100	0	26	-1
Niederösterreich	28397	25578	2399	421	-1648
Oberösterreich	2201	2132	65	4	-48
Salzburg	930	930	0	0	0
Steiermark	3302	3029	208	65	-259
Tirol	475	475	0	0	0
Vorarlberg	59	59	0	0	0
Wien	20	20	0	0	-7
Gesamt (Österreich)	47274	42393	3894	987	-2948

Tabelle 27: Technischen Potenzial der Windenergie in der Form eines Jahresenergieertrags.

Jahresenergieertrag [GWh]	Technisches Potenzial	... davon Zubau auf neuen Flächen	... davon Zubau auf Repowering-Flächen	... davon derzeit bestehende Anlagen	Rückbau von Bestandsanlagen
Burgenland	25761	20940	3459	1362	-2095
Kärnten	5129	5101	0	28	0
Niederösterreich	72335	64189	6982	1164	-3653
Oberösterreich	4644	4509	127	8	-71
Salzburg	2014	2014	0	0	0
Steiermark	8063	7423	543	97	-428
Tirol	1069	1069	0	0	0
Vorarlberg	112	112	0	0	0
Wien	54	54	0	0	-8
Gesamt (Österreich)	119181	105410	11111	2660	-6254

Graphische Darstellungen der Bundesländer-Aufteilung der ermittelten technischen Potenziale finden sich in der Form einer Anzahl von WKA in Abbildung 48, in der Form der installierte Gesamtleistung in Abbildung 49 und in der Form der Jahresenergieproduktion in Abbildung 50. Aufgrund der großen Wertebereiche heben sich in diesen Abbildungen die bestehenden Windenergienutzungen in den Bundesländern Kärnten und Wien – ebenso die Potenziale für Vorarlberg und Wien – nicht von der horizontalen Achse ab.

Endbericht der Studie Erneuerbare Energiepotenziale in Österreich 2030 und 2040

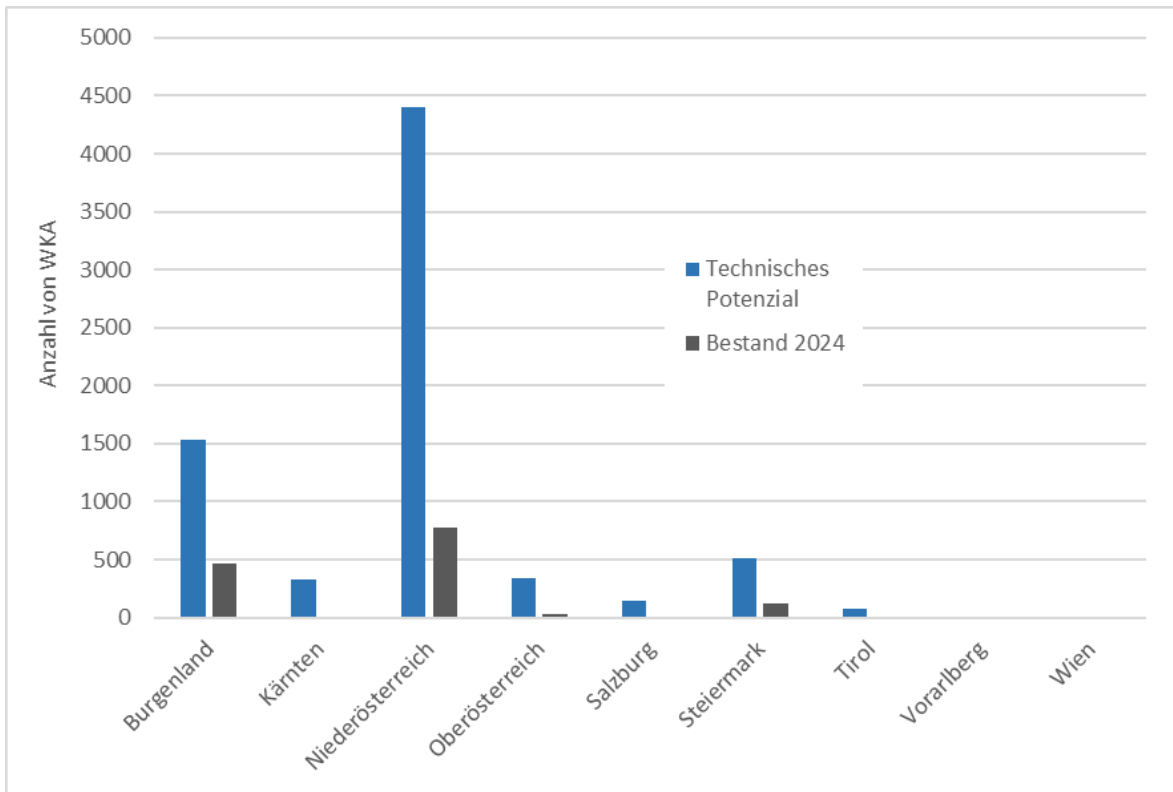


Abbildung 48: Technische Potenziale und bestehende Windenergienutzung in der Form einer Anzahl von WKA nach Bundesländern.

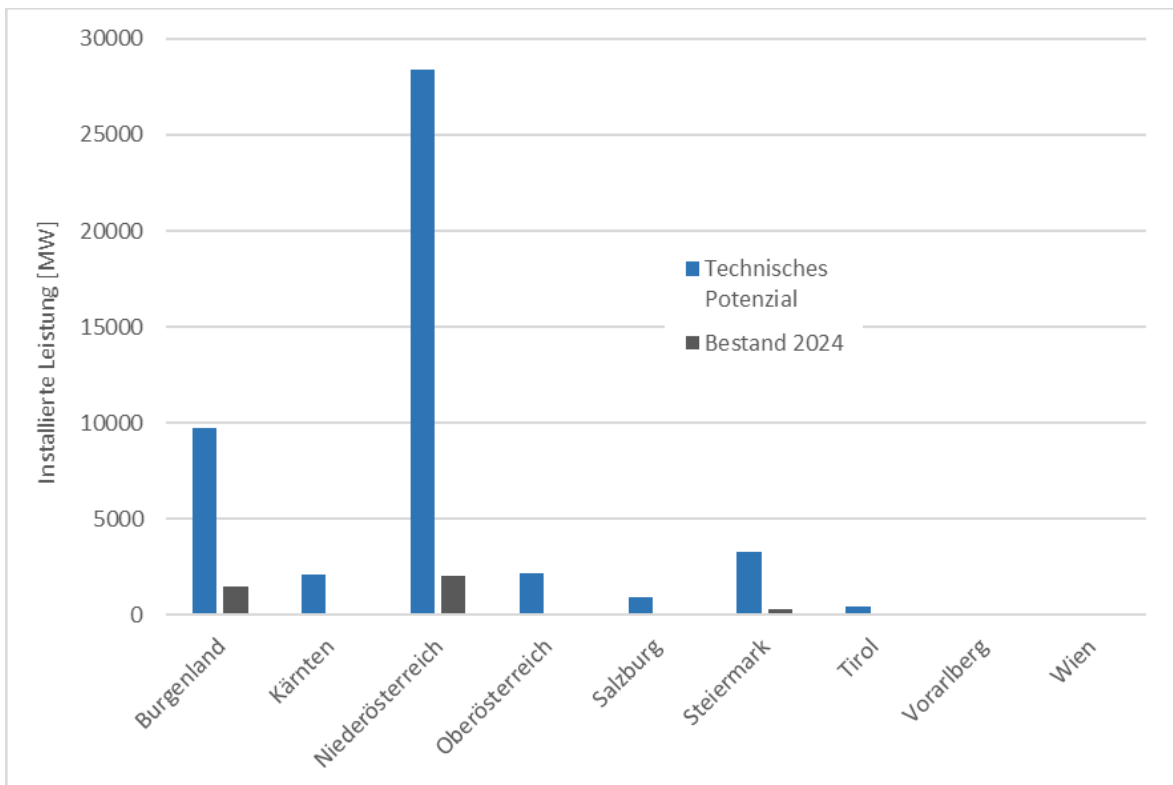


Abbildung 49: Technische Potenzial und bestehende Windenergienutzung in der Form von installierter Leistung nach Bundesländern.

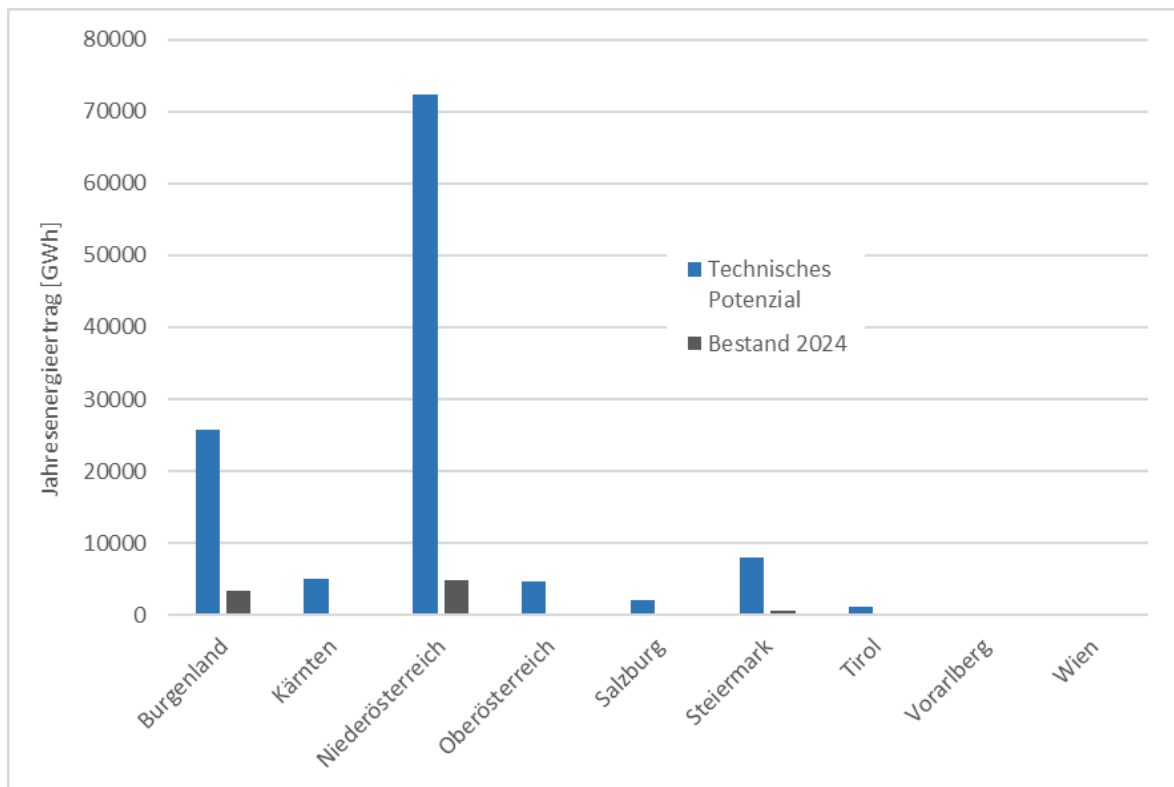


Abbildung 50: Technische Potenziale und bestehende Windenergienutzung in der Form eines Jahresenergieertrags nach Bundesländern.

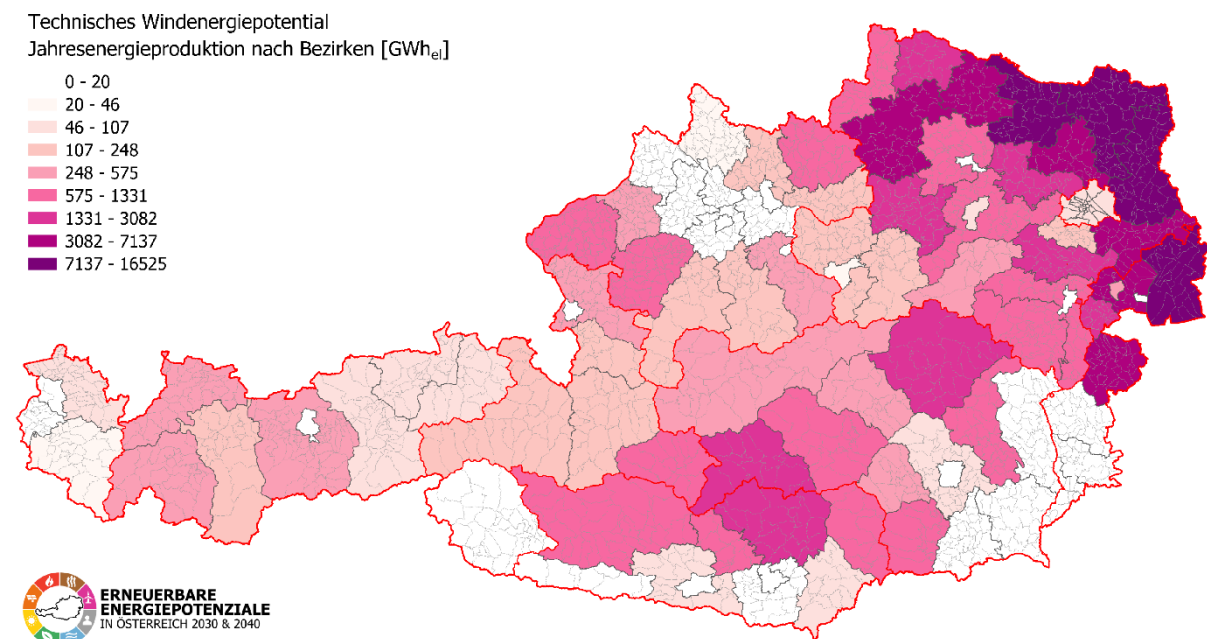


Abbildung 51: Technisches Windenergiepotenzial in der Form eines Jahresenergieertrags nach Bezirken.

Die Verteilung des technischen Windenergiepotenzials innerhalb der Bundesländer nach Bezirken ist obig in Abbildung 51 dargestellt. Eine Angabe des Windenergiepotenzials auf kleineren Raumeinheiten ist nicht sinnvoll, da das Windenergiepotenzial immer die Form einer ganzzahligen Anzahl von Windkraftanlagen hat und die österreichweite GIS-Analyse und Anlagenpositionierung nicht genau genug ist, um belastbare Aussagen über einzelnen Anlagenstandorte zu treffen. Eine solche Bewertung ist

nur im Rahmen einer konkreten Projektplanung für einen Windpark möglich. Die Ergebnisse der hier präsentierten GIS-Analyse sollten daher immer im statistischen Sinn für größere Ensembles von Anlagen interpretiert werden. Die Positionierung einer einzelnen WKA im Zuge der Potenzialberechnung kann also im Einzelfall eine hohe Unsicherheit aufweisen. In der Gesamtbetrachtung für größere Bereiche mit vielen WKA mitteln sich diese einzelnen Unsicherheiten jedoch zu einem großen Teil weg, sodass für größere Raumeinheiten, bspw. ein Bundesland oder einen Bezirk, dennoch aussagekräftige Angaben möglich sind.

Die Berechnung des technischen Windenergiepotenzials beruht auf eine Reihe von Annahmen und Parametern, wie in Abschnitt 5.3.1 angeführt, wobei die beiden wichtigsten Einflussfaktoren auf das Windenergiepotenzial der Mindestabstand zu Siedlungsgebieten und die maximale Hangneigung sind. Während sich manche dieser Einflussfaktoren mit hoher Gewissheit auf einen recht eng definierten Bereich begrenzen lassen (bspw. eine maximale Hangneigung von 15°, oder der Ausschluss von verordneten Naturschutzgebieten) lassen sind andere Kriterien weniger gut festlegen (bspw. die maximale Seehöhe von Windenergiestandorten).

Aus diesem Grund wird in Tabelle 28 bis Tabelle 30 der Einfluss von Seehöhe, Siedlungsabstand und von Schutzgebieten der IUCN Klasse V und VI (bspw. Landschaftschutzgebiete) aufgeschlüsselt. Diese Tabellen beziehen sich auf das technische Potenzial ohne Repowering. Die Prozentwerte in Klammern geben dabei den jeweiligen Anteil am gesamten technischen Potenzial an.

Tabelle 28: Auswirkungen der Einflussfaktoren Siedlungsabstand, Seehöhe und IUCN V & VI Schutzgebieten auf das technische Potenzial in der Form einer Anzahl von WKA nach Bundesländern. Die Prozentwerte in Klammern geben den jeweiligen Anteil am gesamten technischen Potenzial (ohne Repowering), wie in der ersten Spalte angeführt, an.

Anzahl von WKA	Technisches Potenzial (ohne Repowering)	Anteil Siedlungs-abstand unter 1200 m	Anteil über 2000m Seehöhe	Anteil in IUCN V und IUCN VI Gebieten
Burgenland	1242	456 (37 %)	0 (0 %)	82 (7 %)
Kärnten	323	68 (21 %)	62 (19 %)	51 (16 %)
Niederösterreich	3935	2071 (53 %)	0 (0 %)	285 (7 %)
Oberösterreich	328	118 (36 %)	2 (1 %)	7 (2 %)
Salzburg	143	26 (18 %)	36 (25 %)	85 (59 %)
Steiermark	466	127 (27 %)	25 (5 %)	184 (39 %)
Tirol	73	14 (19 %)	39 (53 %)	7 (10 %)
Vorarlberg	9	2 (22 %)	3 (33 %)	0 (0 %)
Wien	3	3 (100 %)	0 (0 %)	3 (100 %)
Gesamt (Österreich)	6522	2885 (44 %)	167 (3 %)	704 (11 %)

Endbericht der Studie Erneuerbare Energiepotenziale in Österreich 2030 und 2040

Tabelle 29: Auswirkungen der Einflussfaktoren Siedlungsabstand, Seehöhe und IUCN V & VI Schutzgebieten auf das technische Potenzial in der Form von installierter Leistung nach Bundesländern. Die Prozentwerte in Klammern geben den jeweiligen Anteil am gesamten technischen Potenzial (ohne Repowering), wie in der ersten Spalte angeführt, an.

Installierte Leistung [MW]	Technisches Potenzial (ohne Repowering)	Anteil Siedlungsabstand unter 1200 m	Anteil über 2000 m Seehöhe	Anteil in IUCN V und IUCN VI Gebieten
Burgenland	8073	2964 (37 %)	0 (0 %)	533 (7 %)
Kärnten	2100	442 (21 %)	403 (19 %)	332 (16 %)
Niederösterreich	25578	13462 (53 %)	0 (0 %)	1853 (7 %)
Oberösterreich	2132	767 (36 %)	13 (1 %)	46 (2 %)
Salzburg	930	169 (18 %)	234 (25 %)	553 (59 %)
Steiermark	3029	826 (27 %)	163 (5 %)	1196 (39 %)
Tirol	475	91 (19 %)	254 (53 %)	46 (10 %)
Vorarlberg	59	13 (22 %)	20 (33 %)	0 (0 %)
Wien	20	20 (100 %)	0 (0 %)	20 (100 %)
Gesamt (Österreich)	42393	18753 (44 %)	1086 (3 %)	4576 (11 %)

Tabelle 30: Auswirkungen der Einflussfaktoren Siedlungsabstand, Seehöhe und IUCN V & VI Schutzgebieten auf das technische Potenzial in der Form eines Jahresenergieertrags nach Bundesländern. Die Prozentwerte in Klammern geben den jeweiligen Anteil am gesamten technischen Potenzial (ohne Repowering), wie in der ersten Spalte angeführt, an.

Jahresenergieertrag [GWh]	Technisches Potenzial (ohne Repowering)	Anteil Siedlungsabstand unter 1200 m	Anteil über 2000 m Seehöhe	Anteil in IUCN V und IUCN VI Gebieten
Burgenland	20940	7452 (36 %)	0 (0%)	1464 (7 %)
Kärnten	5101	1040 (20 %)	1065 (21%)	855 (17 %)
Niederösterreich	64189	33269 (52 %)	0 (0%)	4537 (7 %)
Oberösterreich	4509	1608 (36 %)	33 (1%)	82 (2 %)
Salzburg	2014	368 (18 %)	561 (28%)	1243 (62 %)
Steiermark	7423	1975 (27 %)	447 (6%)	2965 (40 %)
Tirol	1069	200 (19 %)	556 (52%)	113 (11 %)
Vorarlberg	112	25 (22 %)	35 (32%)	0 (0 %)
Wien	54	54 (100 %)	0 (0%)	54 (100 %)
Gesamt (Österreich)	105410	45991 (44%)	2697 (3%)	11313 (11%)

Es ist ersichtlich, dass den unterschiedlichen Kriterien je nach Bundesland eine unterschiedliche Bedeutung zukommt:

- Der Siedlungsabstand hat in den Flächenbundesländern Niederösterreich, Oberösterreich und Burgenland die größte Bedeutung. So befindet sich in Niederösterreich mehr als die Hälfte des Windenergiepotenzials in einem Siedlungsabstand von weniger als 1200 m (siehe z.B. Tabelle 28, dritte Spalte, Zeile für NÖ: 53 %). In Kombination mit dem österreichweiten Mindestabstandskriterium von 1000 m (siehe Abschnitt 5.3.1) bedeutet das, dass mehr als die Hälfte der möglichen Windkraftanlagen in NÖ in einem Abstandsstreifen zwischen 1000 m und 1200 m um die Siedlungsflächen befinden. Da umgekehrt Niederösterreich mit großem Abstand das größte Windenergiepotenzial in Österreich bietet,

verbleibt auch im Bereich mit einem Siedlungsabstand von über 1200 m (wie in der NÖ-Raumordnung derzeit vorgesehen) für jeden absehbaren Ausbau der Windenergie mehr als genügend Windenergiepotenzial.

- In den mehr von bergigen Landschaften geprägten Bundesländern ist der Siedlungsabstand ein deutlich weniger wichtiges Kriterium. Umgekehrt befindet sich in diesen Bundesländern ein wesentlicher Teil der Windenergiestandorte in großer Seehöhe. Extrembeispiel ist hier Tirol, wo mehr als die Hälfte des Potenzials auf über 2000 m Seehöhe liegt (z.B. Tabelle 28, vierte Spalte: 53 %). Im Prinzip spricht nichts gegen eine Windenergienutzung an solchen Standorten, allerdings ist davon auszugehen, dass an Standorten über 2000 m die Projektrisiken und Entwicklungskosten überproportional ansteigen und so die Wahrscheinlichkeit für eine erfolgreiche Umsetzung sinkt.
- Dass dritte in Tabelle 28 bis Tabelle 30 betrachtete Kriterium ist der Anteil der Windenergiestandorte in IUCN V und VI-Gebieten, wobei es sich meist um Landschaftsschutzgebiete und Naturparke handelt. Hier stechen vor allem die Bundesländer Salzburg (Tabelle 28, letzte Spalte: 59 %), Steiermark (39 %) und Wien (100 %) heraus.

Abschließend soll hier noch darauf hingewiesen werden, dass bei der Interpretation der dargestellten Ergebnisse die Unsicherheiten in den berechneten technischen Potenzialen berücksichtigt werden müssen. Diese stehen zum einen mit den Unsicherheiten in den verwendeten Datenquellen in Zusammenhang. Beispiele hierfür sind die Daten für die Siedlungsstruktur oder die Winddaten (Windatlas). Ein weiterer wichtiger Einflussfaktor ist die Festlegung der verwendeten Kriterien und Parameter. Dazu zählen:

- Mindestabstand der WKA untereinander im Windpark, der hier mit 4 Rotordurchmessern (4D) angenommen wurde. Unter technischen Gesichtspunkten wäre eine Anlagenplatzierung mit einem Abstand von 3D ebenfalls machbar, wenn auch unter Inkaufnahme eines geringeren Parkwirkungsgrads durch die größere gegenseitige Beeinflussung und Abschattung der WKA untereinander. Da die Anzahl der Anlagen in einer vorgegebenen Fläche invers quadratisch mit dem Abstand geht, hätte eine Reduzierung auf 3D eine Erhöhung des Windenergiepotenzials um 77% ($4^2/3^2$) für die betrachtete Potenzialfläche zur Folge.
- Abmessungen, Nennleistung und Leistungskurve der für die Potenzialberechnung verwendeten WKA.
- Wirtschaftlichkeitskriterien: WACC, Inflation, Errichtungs- und Betriebskosten. Die tatsächlichen Finanzierungsbedingungen und Kosten können in spezifischen Projekten aus vielerlei Gründen von den vereinfachten globalen Annahmen abweichen, wodurch sich die Wirtschaftlichkeitsgrenze deutlich in beide Richtungen verschieben kann.
- Hangneigung – hat insbesondere in den westlichen, bergigen Bundesländern eine ganz wesentliche Bedeutung. Hier wurden, wie in Abschnitt 5.3.1 beschrieben, eine maximale Hangneigung von 15° als realistisches Limit verwendet, das von derzeitigen Bestandanlagen nur in Einzelfällen überschritten wird. Eine Änderung der maximalen Hangneigung auf bspw. 20° hätte eine drastische Erhöhung des Windenergiepotenzials in diesen Bundesländern zur Folge. Umgekehrt würde sich diese Mehr an Windenergiepotenzial ausschließlich im grenzwertig steilen Gelände befinden, mit entsprechend geringen Aussichten auf eine Realisierung.
- Siedlungsabstand – ist vor allem in den Flächenbundesländern Niederösterreich, Burgenland und Oberösterreich die wichtigste Einflussgröße auf das Windpotenzial. Da der Mindest-Siedlungsabstand zu WKA, abgesehen von einem technischen Mindestabstand von etwa 600 m aus Sicht des Schattenwurfs und der

Schallemissionen, in der Raumordnung recht frei festgelegt werden kann, und es in den Bundesländern auch schon unterschiedliche Festlegung dazu gibt, wurde der Effekt des Siedlungsabstands separat untersucht, siehe Tabelle 28 bis Tabelle 30 oben.

5.4.3 Realisierbare Potenziale der Windenergie 2030 und 2040

Die Ergebnisse für den projizierten Ausbau der österreichweit installierten Windenergie in den drei Bandbreiten Low, Medium und High sind in Abbildung 52 dargestellt. In dem Zeitraum bis 2024 ist zusätzlich der historische Ausbau der österreichischen Windenergie dargestellt. Der Zeitraum von 2013 bis 2023 bildete dabei die Grundlage für die Modellierung der zukünftigen Ausbauraten.

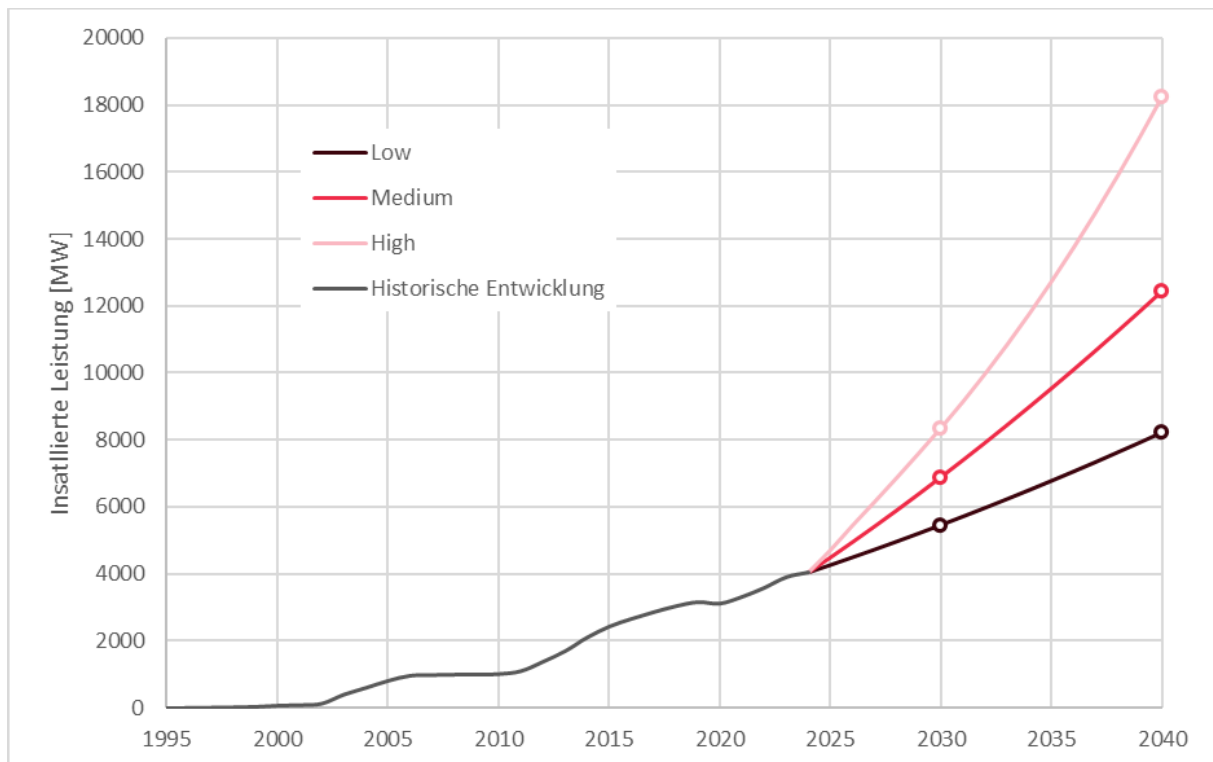


Abbildung 52: Technisches Potenzial für das Bezugsjahr 2040 in der Form eines Jahresenergieertrags nach Bezirken.

Die Modellierung des Windenergieausbaus bis 2030 und 2040 stützt sich, wie in Abschnitt 5.3 beschrieben, auf Zuwachsraten in der installierten Anlagenleistung. Eine direkte Umrechnung in Energiemengen ist, da das davon abhängt, an welchen Standorten im Bundesgebiet mit welchen Windbedingungen diese Leistung installiert wird, nicht möglich. Als Anhaltspunkt wurden in Tabelle 31 die berechneten Windenergiekapazität für 2030 und 2040 als Anteil des technischen Potenzials (vgl. Tabelle 26) ausgedrückt. Am oberen Rand der angegebenen Bandbreite („High“) würde dabei bis 2040 österreichweit etwa ein Drittel des technischen Potenzials realisiert werden. Das unterstreicht, dass das theoretisch zur Verfügung stehende technische Windenergiepotenzial auf absehbare Zeit ein ausreichend großes Reservoir für jede realistische Umsetzungsrate des Windenergieausbaus darstellt. Damit besteht auch ein großer Gestaltungsspielraum im politischen Prozess der Festlegung jener Regionen, in denen dieser Windenergieausbau erfolgen soll.

Tabelle 31: Ausnutzung des technischen Potenzials bis 2030 und 2040 in den Bandbreiten Low, Medium und High.

Ausnutzung des technischen Potenzials	Low	Medium	High
2024 (Bestand)	8,5%	8,5%	8,5%
2030	11,7%	14,7%	17,8%
2040	17,4%	26,3%	38,6%

In Ermangelung eindeutiger Kriterien für die geographische Verteilung des zukünftigen Windenergieausbaus in Österreichs bis 2030 und 2040 (und insbesondere für den Verteilungsschlüssel auf die einzelnen Bundesländer), wurde hier für die Berechnung der realisierbaren Potenziale beispielhaft eine gleichförmige Umsetzungsrate (d.h. proportional zum jeweiligen technischen Potenzial) unterstellt. Das bedeutet, dass die Ausnutzungsgrade für die Zieljahre 2030 und 2040 in den Bandbreiten (Low, Medium, High), wie in Tabelle 31 angeführt, auf jede einzelne betrachtete Verwaltungseinheit (Bezirk, Bundesland) angewandt wird. Die sich daraus ergebenden realisierbaren Potenziale nach Bundesländern sind in Tabelle 32 bis Tabelle 34 angegeben. Die Angaben für die realisierbaren Potenziale beinhalten Bestandsanlagen (sofern in dem jeweiligen Bezugsjahr noch in Betrieb), Repowering von bereits genutzten Flächen und Zubau in darüber hinausgehenden Potenzialflächen. Die Ergebnisse für die realisierbaren Potenziale für die Zieljahre 2030 und 2040 sind zudem in Abbildung 53 und Abbildung 55 in der Form der installierten Leistung und in Abbildung 54 und Abbildung 56 in der Form des Jahresenergieertrags dargestellt. Die Angaben zum Jahresenergieertrag der Bestandsanlagen in der letzten Spalte von Tabelle 34 kommen aus der Modellierung der Bestandsanlagen. Die modellierten Energieerträge sind somit direkt mit den ebenfalls modellierten Potenzialen vergleichbar, weichen aber von der tatsächlichen Energieproduktion in dem Jahr 2024 naturgemäß ab.

Durch die gleichförmige Ausnutzung der berechneten technischen Potenziale ergeben sich in manchen Fällen (Burgenland und Wien) realisierbare Potenziale, die unterhalb der bestehenden Windenergienutzung liegen. Im Fall des Burgenlands ist das dadurch bedingt, dass der Windenergieausbau im Burgenland bereits heute die Bandbreite Low überstiegen hat. Im Fall von Wien liegt das auch daran, dass die bestehenden Anlagen teilweise mit geringen Siedlungsabständen errichtet wurden und damit außerhalb der hier bestimmten Potenzialflächen liegen. Diese Anlagenstandorte sind daher auch nicht Teil des Windenergiepotenzials 2030/2040.

Endbericht der Studie Erneuerbare Energiepotenziale in Österreich 2030 und 2040

Tabelle 32: Realisierbares Windenergiepotenzial für die Zieljahre 2030 und 2040 in der Form einer Anzahl von WKA nach Bundesländern.

Anzahl WKA	Low	Medium	High	Low	Medium	High
Bundesland	2030	2030	2030	2040	2040	2040
Burgenland	193	243	295	267	404	592
Kärnten	39	49	59	58	87	128
Niederösterreich	533	673	816	766	1157	1698
Oberösterreich	40	50	61	59	89	131
Salzburg	17	21	26	25	38	55
Steiermark	67	84	102	90	136	199
Tirol	9	11	13	13	19	28
Vorarlberg	1	1	2	2	2	3
Wien	0	0	1	1	1	1
Gesamt (Österreich)	898	1132	1374	1279	1932	2836

Tabelle 33: Realisierbares Windenergiepotenzial für die Zieljahre 2030 und 2040 in der Form von installierter Leistung nach Bundesländern in MW.

Leistung in MW	Low	Medium	High	Low	Medium	High	Bestand
Bundesland	2030	2030	2030	2040	2040	2040	2024
Burgenland	1120	1412	1715	1700	2568	3769	1456
Kärnten	248	313	379	370	559	820	28
Niederösterreich	3269	4123	5005	4943	7466	10958	2069
Oberösterreich	254	321	390	383	579	849	52
Salzburg	108	137	166	162	244	359	0
Steiermark	390	492	597	575	868	1274	324
Tirol	55	70	85	83	125	183	0
Vorarlberg	7	9	10	10	15	23	0
Wien	2	3	3	3	5	8	7
Gesamt (Österreich)	5453	6878	8349	8228	12428	18242	3936

Tabelle 34: Realisierbares Windenergiepotenzial für die Zieljahre 2030 und 2040 in der Form eines Jahresenergieertrags nach Bundesländern in GWh pro Jahr.

Energie in GWh	Low	Medium	High	Low	Medium	High	Bestand
Bundesland	2030	2030	2030	2040	2040	2040	2024
Burgenland	2893	3649	4430	4484	6773	9941	3457
Kärnten	598	754	915	893	1348	1979	29
Niederösterreich	8242	10396	12619	12590	19017	27912	4817
Oberösterreich	536	676	821	808	1221	1792	78
Salzburg	235	296	359	351	530	777	0
Steiermark	928	1171	1421	1403	2120	3111	525
Tirol	125	157	191	186	281	412	0
Vorarlberg	13	16	20	19	29	43	0
Wien	6	8	10	9	14	21	8
Gesamt (Österreich)	13576	17123	20785	20744	31333	45989	8913

Endbericht der Studie Erneuerbare Energiepotenziale in Österreich 2030 und 2040

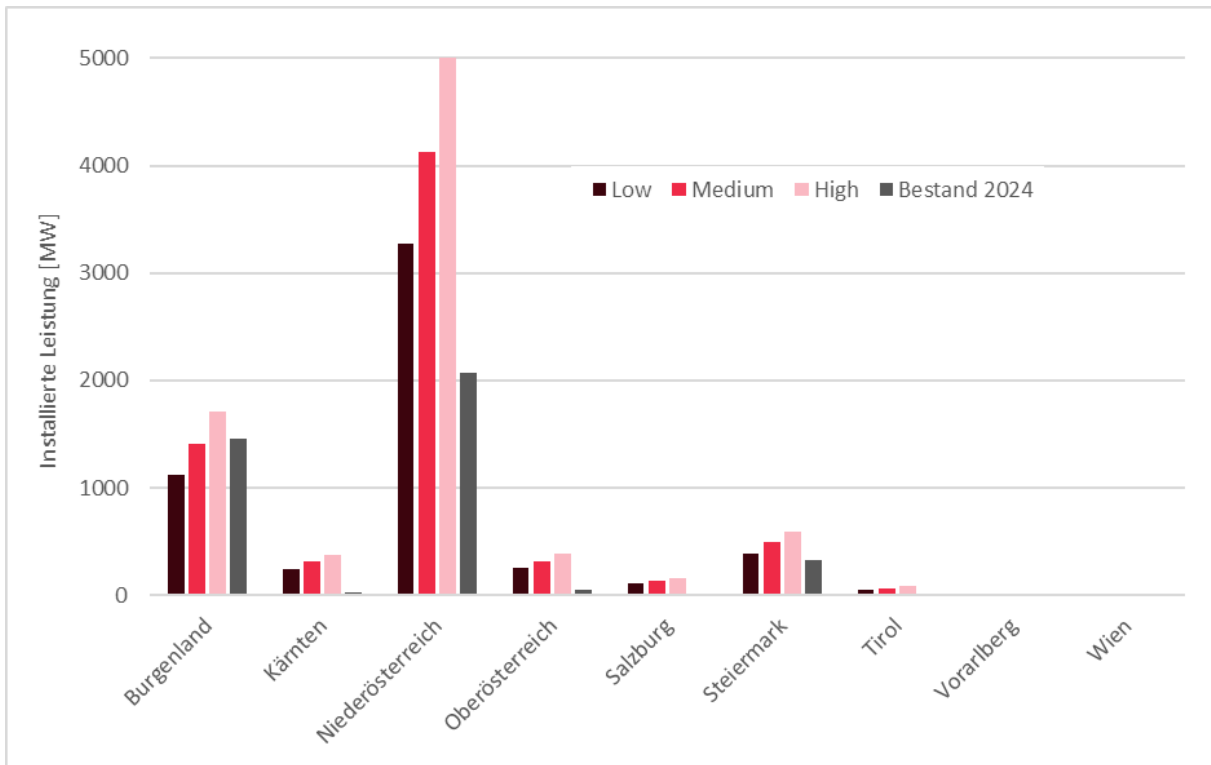


Abbildung 53: Realisierbares Windenergiepotenzial für das Zieljahr 2030 in der Form von installierter Leistung nach Bundesländern.

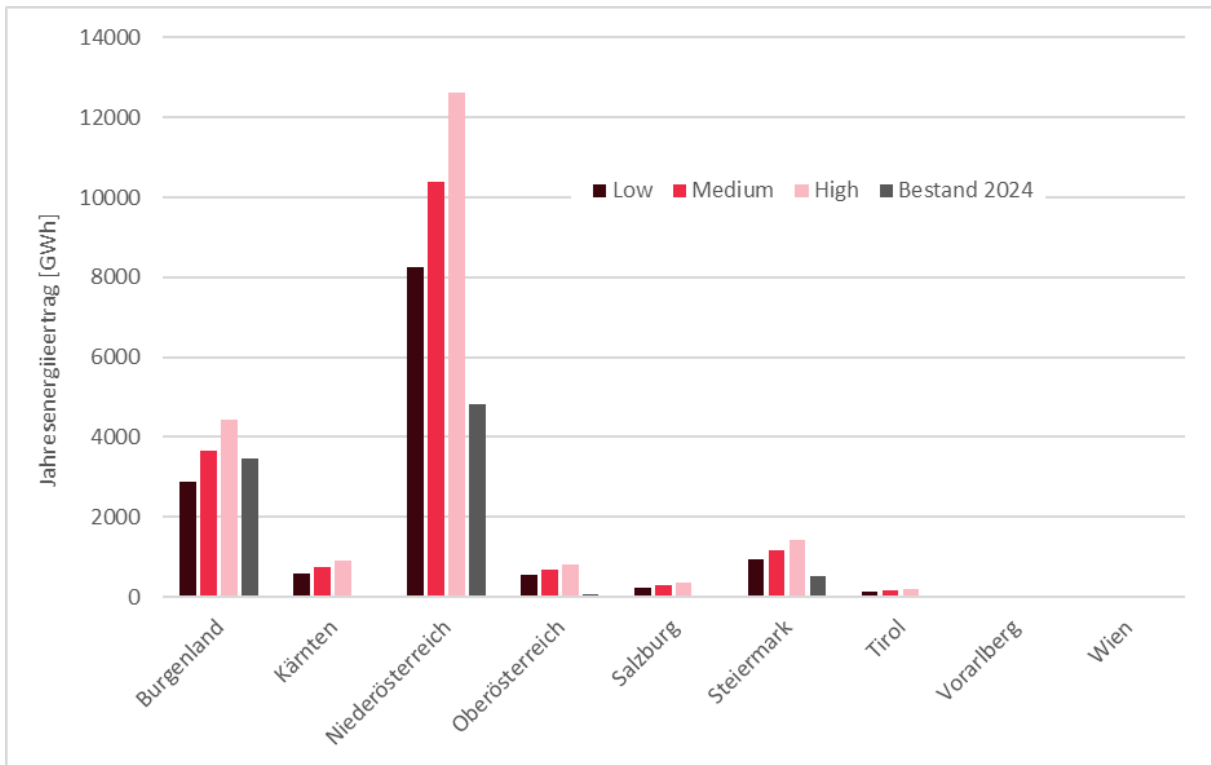


Abbildung 54: Realisierbares Windenergiepotenzial für das Zieljahr 2030 in der Form eines Jahresenergieertrags nach Bundesländern.

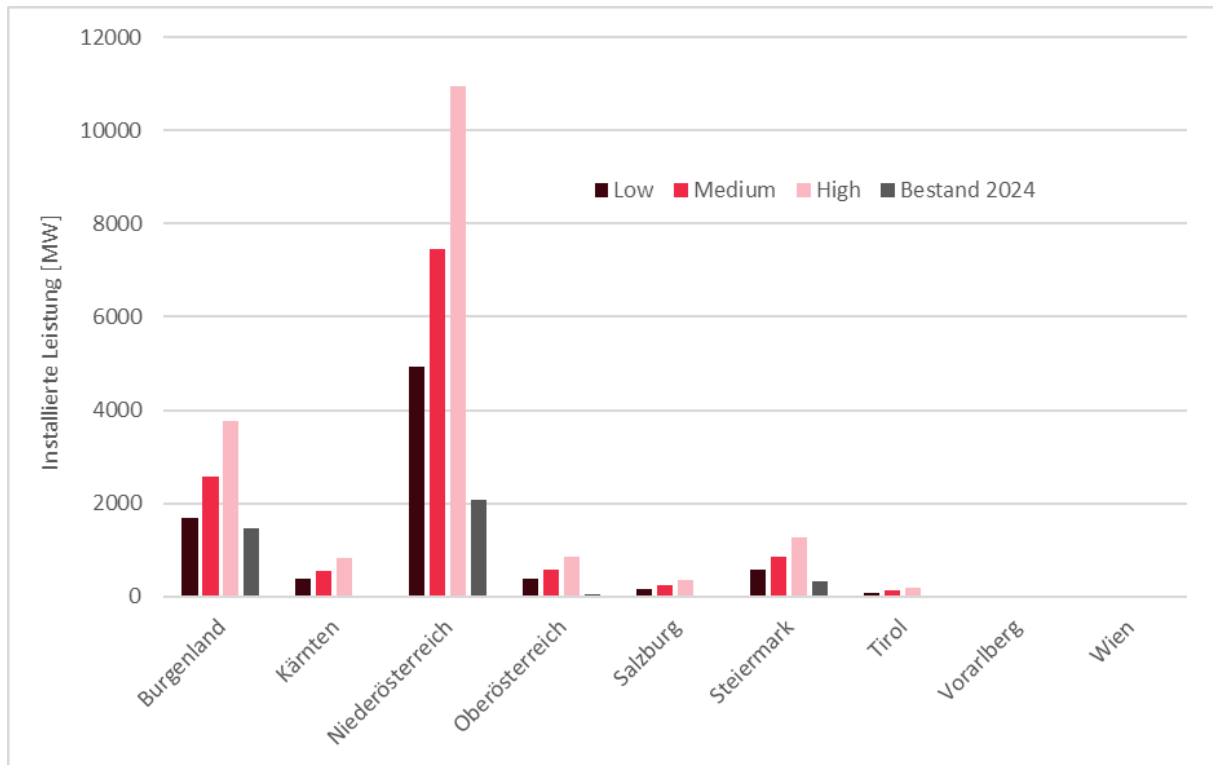


Abbildung 55: Realisierbares Windenergiepotenzial für das Zieljahr 2040 in der Form von installierter Leistung nach Bundesländern

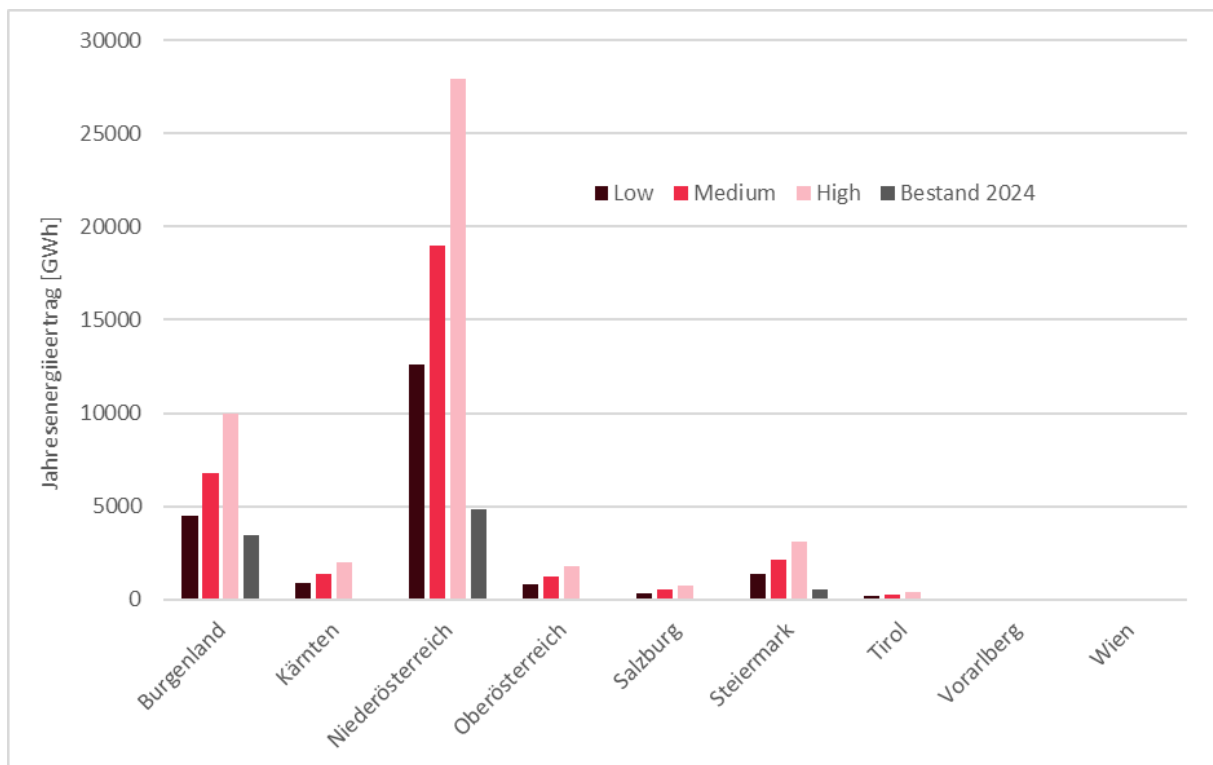


Abbildung 56: Realisierbares Windenergiepotenzial für das Zieljahr 2040 in der Form eines Jahresenergieertrags nach Bundesländern.

5.4.4 Bewertung der Ergebnisse

Angesichts der großen Unterschiede in den technischen Potenzialen (siehe Abschnitt 5.4.2 oben) ist der hier beispielhaft dargestellte gleichförmige Ausbau, also jeweils proportional zum technischen Potenzial, zwar gut geeignet zur Veranschaulichung auf

gesamtösterreichischer Ebene, jedoch weniger geeignet für eine regionale, praxisnahe Aufschlüsselung des bis 2030 und 2040 realisierbaren technischen Potenzials.

In der Tabelle 31 wird beispielsweise in der Bandbreite High für das Zieljahr 2040 eine Erschließung von 38,6 % des technischen Potenzials angegeben. In Vorarlberg würde das einer Anzahl von 3 WKA entsprechen, in Niederösterreich wären das hingegen nahezu 1700 WKA. Ohne den Entscheidungen der Bundesländer vorgreifen zu wollen scheint es sinnvoll, dass Bundesländer mit geringem technischen Windenergiepotenzial dieses zu einem höheren Grad ausnutzen als Bundesländer mit großen Potenzialen.

Die gering ausfallenden Windenergiepotenziale in Westösterreich illustrieren auch die Grenzen des gewählten Ansatzes von bundesweit einheitlichen Kriterien für die Identifikation von Potentialflächen. Die gewählten Kriterien sind im Einzelfall keineswegs zwingend und unter Umständen, z.B. in den kleinräumigen alpinen Strukturen Westösterreichs, können auch darüber hinaus Potenziale gefunden werden (z.B. kleinere Mindestgröße von Potenzialflächen, kein Ausschluss von Tallagen, etc.). Ebenso kann die Anwendung des einheitlichen Wirtschaftlichkeitskriteriums (vgl. Abschnitt 5.3.3) – in dem notwendigerweise projektspezifische oder standortspezifische Besonderheiten nicht berücksichtigt sind – manche in anderer Hinsicht vielversprechende Standorte ausschließen. In der praktischen Projektentwicklung sind ohnehin oft andere Faktoren, wie z.B. politische Rahmenbedingungen, Akzeptanz in der Region, Naturschutzthemen oder Grundeigentumsverhältnisse für die tatsächliche Realisierung von Windenergieprojekten ausschlaggebend. Zusammengenommen besteht also ein erheblicher Gestaltungsspielraum der Länder auch über die Ergebnisse dieser Studie hinausgehende Windenergiepotenziale zu ermöglichen.

Ein weiterer auffälliger Punkt in den Ergebnissen ist, dass das Burgenland das zugewiesene Windenergiepotenzial für das Zieljahr 2030 bereits heute im Wesentlichen (je nach Bandbreite) erfüllt. Die angegebenen Werte sind daher tatsächlich keine sinnvolle Abschätzung für die Burgenländische Windenergie im Jahr 2030, sondern lediglich das Ergebnis der beispielhaften Annahme einer gleichförmigen Umsetzung des technischen Windenergiepotenzials. Ungeachtet dessen kann das ausgewiesene technische Potenzial nach Bundesländern genutzt werden, um einen Rahmen der Möglichkeiten für den zukünftigen Windenergieausbau abzustecken. In diesem Sinn können die Ergebnisse dieser Studie auch im Burgenland als Informationsbasis für künftige energiepolitische Entscheidungen dienen.

Die alternative Annahme für den Ausbau der Windenergie, dass die Anlagenstandorte des technischen Windenergiepotenzial österreichweit in der Reihenfolge ihrer Standortgüte zur Umsetzung gelangen (also beginnend mit den Standorten mit dem höchsten Energieertrag), hätte eine noch ausgeprägtere Konzentration auf das Burgenland und Niederösterreich zur Folge, da die guten und sehr Windenergiestandorte vor allem dort zu finden sind. Eine unter einer solchen Prämisse stattfindende Entwicklung würde somit die bestehende Ungleichverteilung der Windkraftnutzung in Österreich weiter verschärfen, was in Hinsicht auf die soziale Akzeptanz und die verfügbare Netzkapazität nicht erstrebenswert scheint. Eine breitere geographische Verteilung der Windenergieproduktion ist auch in Hinsicht auf das Erzeugungsprofil vorzuziehen, da sich so zu einem Zeitpunkt unterschiedliche Windbedingungen in unterschiedlichen Regionen besser ergänzen können.

6 TF4: TIEFE GEOTHERMIE

6.1 Ausgangslage

Die Tiefe Geothermie umfasst Anwendungen in Tiefen ab 300 Metern, wobei Temperaturen von über 30 °C bis zu mehr als 100 °C genutzt werden können. Die Tiefe Geothermie hat in Österreich eine lange Geschichte und besitzt ein enormes Potenzial, insbesondere für die tageszeitlich und saisonal unabhängige Bereitstellung von Wärme. Durch die Nutzung natürlicher Thermalwasservorkommen und innovativer Technologien wie der Petrothermie ist die Tiefe Geothermie in den letzten Jahren zunehmend in den Fokus gerückt. Das Potenzial der tiefen Geothermie in Österreich ist groß. Besonders vielversprechend ist die Integration von geothermischen Systemen in industrielle Anwendungen und Fernwärmesysteme, wo tiefe Geothermie eine stabile und nachhaltige Wärmequelle darstellen kann. [34]

In Österreich wird die Tiefe Geothermie fast ausschließlich als Hydrogeothermie – also über die Nutzung natürlicher Thermalwasservorkommen – erschlossen. Die Hydrogeothermie ist seit fast 50 Jahren in Anwendung. Die Tiefe Geothermie in Österreich profitiert von einer langen Tradition und einer soliden Basis an geowissenschaftlichen Erkundungsdaten, insbesondere durch die Erfahrung aus über 80 Jahren Kohlenwasserstoff-Exploration.

6.2 Methodisches Konzept

Das technisch nutzbare Potenzial der tiefen Geothermie ist in Österreich vorrangig an bestimmte geologische Regionen gebunden. Zu den bedeutendsten zählen das Wiener Becken, das Molassebecken in Oberösterreich und Salzburg, das Steirische Becken, das Molassebecken und helvetische Einheiten in Vorarlberg sowie der östliche Rand der Molassezone in Niederösterreich.

Allerdings gibt es in Österreich bisher keine flächendeckende Erfassung des tiefen Untergrunds (> 300 m unter Geländeoberkante), die für die Beurteilung der Nutzung der Tiefen Geothermie notwendig ist. Bis zur 3D-Seismik-Kampagne von Wien Energie und OMV für die Entwicklung der Tiefen Geothermie für das Fernwärmenetz Wien gab es bisher fast ausschließlich Bohrungs- und Seismikdaten aus der Kohlenwasserstoffindustrie. Die verfügbaren Daten sind auf Gunstgebiete der Kohlenwasserstoffexploration beschränkt – d.h. die Datendichte ist in den Bundesländern unterschiedlich - und in der Regel nicht öffentlich zugänglich. Die explorierten Vorkommen liegen größtenteils auch seichter als tiefe Thermalwasserreservoirs, wodurch die Daten für die Thermalwasserprognose nur eingeschränkt verwendbar sind.

Aus diesem Grund kann das Potenzial der Tiefen Geothermie in vielen Teilen Österreichs nur abgeschätzt werden. Zur Ermittlung der geologischen Gunstzonen zur Nutzung der Tiefen Geothermie in Österreich, die neben den hydrogeothermischen Reservoiren auch weitere Zonen für tiefe geothermische Nutzungen ausweist, wurde eine Neuauswertung von geologischen Gunstzonen, die auch neue Studien- und Entwicklungsergebnisse berücksichtigt, vorgenommen.

6.3 Ergebnisse

Im Rahmen des Projekts wurde eine aktualisierte Kartierung der hydrothermalen Reservoire in Österreich durchgeführt. Die neu erstellte Karte (Abbildung 57) zeigt geologische Formationen mit nachgewiesenem Thermalwasservorkommen, wobei als

Kriterium mindestens eine bestätigte Bohrung vorliegen musste. Diese hydrothermalen Reservoirs sind definiert durch eine Temperaturgrenze von über 40 °C und stellen bislang den Schwerpunkt der tiefengeothermischen Nutzung in Österreich dar.

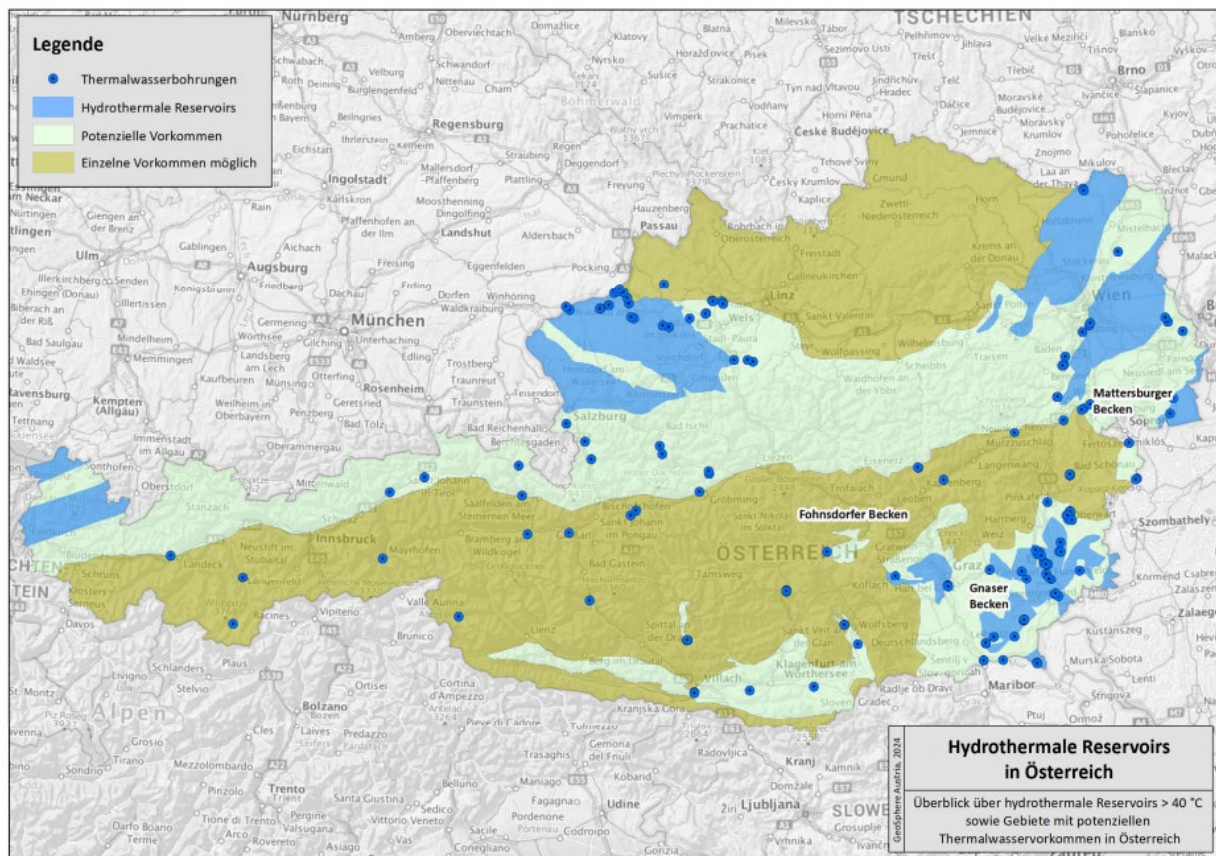


Abbildung 57: Überblick über hydrothermale Reservoirs > 40 °C (blaue Bereiche), potenzielle Vorkommen von Thermalwässern (hellblau) und Bereiche, in denen einzelne Vorkommen von Thermalwasser möglich sind (grün) in Österreich

Die **blauen** Flächen in der Abbildung markieren Gebiete mit nachgewiesenen hydrothermalen Ressourcen. Darüber hinaus wurden auch sogenannte Hoffungsgebiete identifiziert – dies sind Regionen mit geowissenschaftlichem Potenzial für weitere Untersuchungen, unabhängig von der bestehenden oder geplanten Infrastruktur zur Wärmeabnahme. Für alle hydrothermalen Reservoirs wurden darüber hinaus auch von der Geosphere Austria auch detaillierte Beschreibungen der einzelnen Reservoirs angefertigt.

Die Karte berücksichtigt neben bestehenden Bohrdaten auch neu bewertete Flächen:

Die **hellgrünen** Bereiche kennzeichnen Gebiete mit potenziellem Vorkommen von Thermalwässern und somit mögliche Erweiterungsräume für zukünftige geothermische Nutzungen.

In **dunkelgrün** eingefärbt sind Zonen, die vorwiegend den alpinen Raum umfassen, sind einzelne Vorkommen von Thermalwässern möglich. Dies bedeutet jedoch nicht, dass in diesen Gebieten kein tiefengeothermisches Potenzial vorhanden ist – vielmehr besteht hier ein Mangel an geologischen Daten, sodass noch keine flächendeckende Bewertung vorgenommen werden konnte.

Obwohl im Zuge der Arbeiten ein umfassender geologischer Überblick über bestehende und potenzielle hydrothermale Vorkommen geschaffen werden konnte, war eine belastbare Quantifizierung des technisch sowie realisierbaren Potenzials bis 2030 bzw. 2040 nicht möglich. Die dafür erforderlichen Daten liegen gegenwärtig nur unvollständig oder

in unzureichender räumlicher Dichte vor. Eine präzise Potenzialabschätzung würde zusätzliche Erkundungsbohrungen, verbesserte geophysikalische Datensätze und detaillierte Modelle der Untergrundverhältnisse erfordern. Somit bildet die aktualisierte Kartierung einen wichtigen Grundlagenbaustein, gleichzeitig zeigt sie klar den Bedarf an weiteren Untersuchungen, um das technisch erschließbare Potenzial der Tiefengeothermie in Österreich zukünftig verlässlich bewerten zu können.

6.4 Bewertung der Ergebnisse

6.4.1 Abschätzung des realisierbaren Potenzials (Experteneinschätzung)

Aufgrund der sehr lückenhaften Daten zum tiefen Untergrund in Österreich und teilweise nicht öffentlich zur Verfügung stehenden Daten zum tiefen Untergrund in Österreich kann für die Tiefe Geothermie das realisierbare Potenzial nicht berechnet werden. Daher wurden die realisierbaren Potenziale auf Basis von Expert:innen-Einschätzungen erhoben.

In der FTI-Roadmap Geothermie [35] wurde die Tabelle 35 dargestellte Übersicht zu geothermischen Potenzialen sowie zu vorgeschlagenen Ausbauzielen veröffentlicht:

Tabelle 35: Gegenwärtiger Anwendungsumfang, bekannte Ressourcen sowie von Seiten des Vereins Geothermie Österreich (GTÖ) vorgeschlagene Ausbauziele der Geothermie für 2030 und 2050

Anwendungsform	Energieproduktion 2018 ¹ in TWh	Bekannte Ressourcen in TWh	Ausbauziel 2030 in TWh	Ausbauziel 2050 in TWh
Tiefe Geothermie – Hydrogeothermie	Strom: 0,003	9,2	Strom: 0,04	Strom: 0,6
	HT-Wärme: 0,289		Wärme inkl. Speicher: 2,0	HT-Wärme inkl. Speicher: 8,0
Tiefe Geothermie – Hot Dry Rock	--	Bislang existieren noch keine Potenzial-Abschätzungen	--	Strom: 0,1 HT-Wärme: 1,2
Tiefe Geothermie – Wärmetauscher	--	1,2	NT-Wärme: 0,4	NT-Wärme: 1,0
Oberflächennahe Geothermie	NT-Wärme und Kälte: 1,8 - 2,2	Theoretischer Deckungsgrad Niedertemperatur-Bedarf > 50 %	NT-Wärme, Kälte und Speicher ² : 6,2	NT-Wärme, Kälte und Speicher: 15,0

¹ entnommen aus: J. Goldbrunner & G. Goetzl (2019): Geothermal Energy Use, Country Update Austria; Proceedings, European Geothermal Congress 2019, Den Haag, The Netherlands, 11 - 14 June 2019

² entnommen aus: G. Götzl (2019): Rahmenstrategie Oberflächennahe Geothermie im Rahmen des EU-INTERREG-Projekts GeoPLASMA-CE; Geologische Bundesanstalt, Wien

HT ... Hochtemperatur, NT ... Niedertemperatur

Zahlreiche ältere Studien (u. a. GeoEnergie2050, GeoTiefEXPLORE, Transenergy) beziffern das hydrogeothermale Gesamtpotenzial in Österreich mit rund 400 bis 1.200 MW_{th}. Jüngste Untersuchungen im zentralen Wiener Becken zeigen ein nachhaltiges technisches Potenzial von über 1.000 MW_{th} bei einer Rückspeisetemperatur von 70 °C.

Derzeit beträgt die installierte Leistung rund 104 MW_{th}, verteilt auf zehn Heizwerke, mit einer jährlichen Wärmeproduktion von etwa 350 GWh_{th}. Bis 2030 wird mit einer Ausweitung der Kapazitäten um zusätzliche 100 MW_{th} gerechnet, was einer jährlichen Produktion von bis zu 1,5 TWh geothermischer Wärme entspräche. Langfristig, bis 2040, wird eine nahezu Verdreifachung der installierten Kapazität erwartet, insbesondere im Bereich der Fernwärmeversorgung großer urbaner Ballungsräume wie Wien und Graz. [36] Die tatsächliche Nutzbarkeit der Tiefen Geothermie ist insgesamt an die Nähe der geologischen Vorkommen zu Gebieten mit hoher Wärmeabnahmedichte gebunden.

[37] Bezüglich der Wärmegestehungskosten (LCOH) kann auf Basis der bisherigen Geothermieanlagen sowie von Studien [38] eine Spanne von 20 – 60 €/MWh für Tiefengeothermie angegeben werden.

Im Wiener Becken finden im Großraum Wien zurzeit gerade die ersten Bohrungen für die Einspeisung von Thermalwasser aus ca. 3000 Meter Tiefe in das Fernwärmenetz Wiens – eines der größten in Europa – statt. Mit den ersten tiefengeothermischen Bohrungen können damit rund 20000 Haushalte in Wien mit Wärme versorgt werden. Langfristiges Ziel ist der Ausbau auf 200 MW_{th} thermische Leistung und eine Versorgung von rund 200.000 Haushalten mit Tiefengeothermie [39].

Im Jahr 2024 ging in Fürstenfeld (Steiermark) das dritte Geothermiekraftwerk zur Stromproduktion in Betrieb. [36]

Im südlichen Wiener Becken/Industrieviertel sowie in der OÖ und Salzburger Molassezone (Alpenvorland) sind derzeit auch Vorbereitungen für die Erweiterung bestehender Geothermieanlagen (z.B. Simbach-Braunau, Geinberg) bzw. die Errichtung neuer Anlagen im Laufen.

Darüber hinaus eröffnet die Nutzung von Hochtemperatur-Aquiferspeichern (HT-ATES) neue Möglichkeiten für die saisonale Speicherung und die Flexibilität geothermischer Systeme. Die Nutzung von geothermischer Wärme für die Kopplung mit Fernwärmenetzen und in industriellen Prozessen könnte auch zur Dekarbonisierung dieser Sektoren beitragen. [34]

6.4.2 Ausblick

Während sich die derzeitige Nutzung der Tiefen Geothermie in Österreich nahezu ausschließlich auf hydrothermale Systeme beschränkt, ist dies keinesfalls als Einschränkung der Möglichkeiten zu verstehen. Außerhalb der ausgewiesenen hydrothermalen Zonen können weitere geothermische Potenziale vorhanden sein, die bisher noch nicht bekannt oder untersucht sind. In diesen Bereichen kann alternativ auch auf andere geothermische Systeme zurückgegriffen werden, wie beispielsweise auf tiefe Erdwärmesonden, geschlossene Wärmetauscherkreisläufe (Closed-Loop-Technologie) oder die Erschließung von petrothermalen Gesteinsschichten über hydraulische Stimulation. Diese Technologie ermöglicht zudem eine flexible und standortunabhängige Nutzung der tiefengeothermischen Energie, auch ohne natürlich vorkommendes Thermalwasser.

Insbesondere im Hochtemperaturbereich der tiefen Geothermie besteht ein großes Potenzial für die Einspeisung in zentrale Wärmenetze sowie die Versorgung von Prozesswärme bis 120 °C, in Verbindung mit Hochtemperaturwärmepumpen bis zu 200 °C. Solche Systeme ermöglichen eine zentrale, klimaneutrale Wärmeversorgung ganzer Stadtteile oder Städte.

Ergänzend dazu eignet sich die oberflächennahe Geothermie – insbesondere in Kombination mit Wärmepumpen – vor allem für Anergienetze und dezentrale Versorgungskonzepte. Sie bietet eine modulare und standortnahe Lösung, um beispielsweise Wohn- und Gewerbegebiete energieeffizient und nachhaltig zu beheizen und zu kühlen (siehe Kapitel 9.5, TF7.3: Oberflächennahe Geothermie und Grundwasser).

7 TF5: BIOENERGIE

7.1 Ausgangslage

Das Technologiefeld Bioenergie ist durch eine große Anzahl verschiedener Primär- und Endenergieträger sowie entsprechender Konversionstechnologien geprägt. Viele Bioenergieträger können zu vertretbaren Kosten und Energieaufwand über gewisse Distanzen transportiert werden. Bei anderen ist das weniger der Fall. Dementsprechend wird dieses Kapitel in zwei Abschnitte unterteilt: Der erste Abschnitt behandelt Biogas und Biomethan, das auf Basis anaerober Fermentation erzeugt wird. Da die dafür benötigten Rohstoffe nur eingeschränkt transportiert werden können, kann hier das Potenzial auf Gemeindeebene ermittelt und dargestellt werden. Der zweite Abschnitt behandelt Energieträger auf Basis fester und flüssiger Biomasse und umfasst holzartige Biomasse sowie landwirtschaftliche Ressourcen zur Erzeugung von flüssigen Kraftstoffen der ersten Generation, d.h. auf Basis von Nahrungs- und Futtermitteln. Diese Energieträger besitzen im Allgemeinen eine ausreichend hohe Energiedichte, um einen Transport weit über Gemeindegrenzen zu ermöglichen. Daher erfolgt hier die Analyse ausschließlich für gesamt Österreich, ohne regionale Auflösung.

Biogas/Biomethan: Das Umweltbundesamt hat im Zuge der Arbeiten zum ÖNIP das Potenzial der Biomethangewinnung aus der anaeroben Vergärung aus den nachfolgend aufgelisteten Substraten ermittelt:

- Wirtschaftsdünger von Tieren aus der Landwirtschaft (Kühe, Schweine, Schafe, Ziegen, Pferde, Geflügel);
- Stroh, Blätter, Zwischenfrüchte des landwirtschaftlichen Kulturanbaus; Grünschnitt (Grün- und Strauchschnitt privater und öffentlicher Flächen);
- Biotonne (Haushalte);
- Hausgartenkompost;
- Lebensmittelabfälle (Lebensmittel im Siedlungsabfall, Abfälle aus dem Küchen- und Gastronomiebereich und Abfälle aus der Lebensmittelindustrie).

Es wurden ausschließlich Reststoffe, Nebenprodukte oder Abfälle als Substrate gewählt, um Nutzungskonflikte mit Lebensmitteln oder Futtermittelproduktion zu vermeiden (d.h. die Vergärung stärkehaltiger Kulturpflanzen, wie Mais oder Getreide, stand nicht im Fokus der Untersuchungen). Ebenso wurden nur bestehende landwirtschaftliche Strukturen berücksichtigt. Vergleichbare Studien finden sich in [29] und [30]. Klärschlamm wurde in der Berechnung nicht berücksichtigt; aufgrund der Klärschlammverbrennungsverpflichtung für größere Abwasserreinigungsanlagen (siehe Abfallverbrennungsverordnung 2024) sowie einem hohen Energie-Eigenverbrauch von Anlagen mit Faulung [31] erscheinen keine wesentlichen realisierbaren Gasmengen zur Gaseinspeisung übrig. Dies schließt jedoch nicht aus, dass es einzelne Anlagen geben kann, bei den sich eine Gaseinspeisung wirtschaftlich darstellen lässt.

Energieträger auf Basis fester und flüssiger Biomasse: Aufbringung, Verarbeitung und Verwendung der Rohstoffe, Substrate, Zwischen- und Endprodukte und die damit verbundenen (globalen) Wirtschaftsaktivitäten sind eng verflochten. Dies zeigt sich unter anderem in den verschiedenen Primär-Energiefraktionen, den zahlreichen Konversionstechnologien, Sekundärenergieträgern und Endnutzungsmöglichkeiten. Die energetische Holznutzung in Österreich ist von zahlreichen Rahmenbedingungen innerhalb und außerhalb des waldbasierten Sektors abhängig. Es gibt derzeit keine belastbaren Aussagen, welche Holzströme aus der Waldbewirtschaftung, der Holzwirtschaft und dem Holzimport zukünftig für Energiedienstleistungen (inklusive Holzgas) in Österreich zur Verfügung stehen können.

Dennoch existiert eine Reihe von unterschiedlichen Potenzial-Projekten, die in der Vergangenheit Analysen zu Biomasse-Potenzialen durchgeführt haben, unter anderem folgende:

- Enspreso: Die ENSPRESO-Datenbank ist eine offene, konsistente und EU-weit einheitliche Datensammlung zu erneuerbaren Energiepotenzialen aus Wind, Solar und Biomasse. Sie liefert regional differenzierte Biomassepotenziale, die auch Kostenaspekte der Bereitstellung bis zur Nutzung berücksichtigen. Die Arbeit von Ruiz et al. 2019 [40] beschreibt die methodische Herangehensweise zur Ermittlung technischer Potenziale aus den drei Hauptquellen: Landwirtschaft, Forstwirtschaft und Abfall. Es werden nachhaltigkeitsbasierte Szenarien (hoch, mittel, niedrig) verwendet, die verschiedenen Annahmen zu Landnutzung, Bewirtschaftungspraktiken und verfügbaren Flächen berücksichtigen.
- BioSustain: In dieser Studie wurde eine stabile Nachfrage nach Biomasse für energetische Zwecke (ca. 147 Mio. Tonnen) bis 2030 geschätzt. Schätzungen für das nachhaltige Potenzial (338-391 Mio. Tonnen) liegen deutlich höher, dennoch bestehen einige Risiken: geringe GHG-Einsparungen, Biodiversitätsverluste und ineffiziente Umwandlung. Von fünf untersuchten Politikoptionen erzielt die Einführung strenger Nachhaltigkeitskriterien (z. B. SFM-Zertifizierung) die größten CO₂-Einsparungen, führt aber zu höheren Kosten und geringerer Nachfrage. Harmonisierte EU-weite Standards und Effizienzvorgaben gelten als Schlüssel, um Klima- und Nachhaltigkeitsziele ohne Marktverzerrungen zu erreichen [41].
- Die Berechnungen für das Zusatzprojekt „Holzbiomasse für die energetische Nutzung in Österreich“ fußen auf bestehenden Ergebnissen aus den Modellierungsprojekten zur THG-Bilanz des waldbasierten Sektor Österreichs (Holzkettenprojekt, CareforParis-Projekt, CareforNetZero-Projekt). Diese Projekte simulierten die zukünftige THG-Bilanz des waldbasierten Sektor Österreichs unter Szenarien unterschiedlicher Holznachfragen, Waldbewirtschaftung und Holzverwendung sowie Klimawandeleinflüsse und Klimawandelanpassung. Aus diesen Projekten liegen bereits Berechnungen zu den Mengen von energetisch genutztem Holz vor, allerdings eingeschränkt auf Holz aus dem österreichischen Wald. Die für Österreich zusätzlich wichtige Bereitstellung von energetisch genutztem Holz aus Holzimport (auch als Koppelprodukt der stofflichen Nutzung von Importholz) sowie aus „Sonstigem Holzaufkommen“ (Altholz, Flur- und Landschaftsholz) werden speziell für die Zwecke des vorliegenden Projekts konsistent für alle Szenarien zusätzlich berechnet.

7.1.1 Storylines-Holzartige Biomasse

Für die Ermittlung der Primärenergiepotenziale wurden aus dem Zusatzprojekt drei repräsentative Szenarien (aus insgesamt 16) herausgegriffen, die die Bandbreite möglicher Entwicklungen für die Verfügbarkeit von Holzbiomasse für die energetische Nutzung bis 2030 und 2040 widerspiegeln. Diese drei Szenarien stellen somit die Grundlage für die Ableitung hoher, mittlerer oder niedriger Verfügbarkeit von Holzbiomasse-Potenzialen dar. Hierbei muss erwähnt werden, dass sich die Storylines der Bioenergie von jenen der anderen Technologiefeldern unterscheiden. Zuerst wird das Medium-Szenario als Referenz beschrieben, gefolgt vom High-Szenario, welches aktive Managementmaßnahmen erfordert, jedoch eigentlich einem „Notfall-Szenario“ aufgrund von Klimawandelanpassungen entspricht. Aus forstwirtschaftlicher Sicht steigt die verfügbare Holzmenge kurzfristig, wird jedoch in der zweiten Hälfte des Jahrhunderts wieder zurücklaufen. Die Unterscheidung zwischen technischem und realisierbarem Potenzial wird für die holzartige Biomasse nicht vorgenommen, da die Potenziale immer

im Kontext mit konkurrierenden, nicht-energetischen Nutzungen zu sehen sind. Die Potenziale wurden mittels eines Modellierungsansatzes ermittelt, der genau diese Wechselwirkungen abbildet. Aus der Bandbreite der Szenarien lässt sich der Effekt verschiedener Einflussfaktoren ableiten. Ein rein technisches Potenzial ist nicht sinnvoll identifizierbar.

Die im Folgenden beschriebenen Szenarien und Ergebnisse für die Biomasse aus dem heimischen Wald beruhen auf dem CareforParis Projekt. Die Holz-(produkt)ströme auf Basis von Holz aus dem heimischen Wald wurden mit dem FOHOW Holzmarktmodell (an der BOKU) nach Einschlags-, Wachstums- und Mortalitätsmodellierung im österreichischen Wald gemäß CALDIS-Modell (am BFW) geschätzt. Für das vorliegende Vorhaben wurden die Bioenergiemengen aus Holzimport und „Sonstiges Holzaufkommen“ (v.a. Landschaftspflegeholz und Altholz) konsistent zu diesen Szenarien bzw. Ergebnissen ebenfalls mittels FOHOW Modell (von der Uni Graz) dazu geschätzt. Sämtliche Holzströme gemäß Holzstromdiagramm sind in den Ergebnissen berücksichtigt, mit Ausnahme von Holzimporten (Sägenebenprodukten, Brennholz), die nicht stofflich, sondern sofort energetisch genutzt werden. Die Szenarien „Umtriebszeitverkürzung“ und „Vorratsaufbau“ beinhalten aktive Maßnahmen zur Waldbewirtschaftung und decken damit die Bandbreite möglicher Potenziale für Holzbiomasse ab. Angesichts der aktuell hohen Schadholzmengen erschien es plausibel, das Szenario „Umtriebszeitverkürzung“ für die obere Bandbreite zu verwenden. Die kurzfristigen LULUCF-Ziele für 2030 wurden nicht berücksichtigt. Da der unmittelbare Holzbezug zur energetischen Nutzung nur etwa ein Viertel der Gesamtnutzung ausmacht, ist der Einfluss auf die Erreichung der LULUCF-Ziele gering bis moderat einzuschätzen. Für die LULUCF-Ziele wären ohnehin nur die Jahre 2026–2030 relevant, während die Szenarien ein viel längeres Zeithorizont betrachten. Die ausführliche Beschreibung befindet sich im Zusatzbericht.

7.1.1.1 Storyline – Low

Tabelle 36. Beschreibung des Szenarios mit Vorratsaufbau, das der unteren Grenze des Potenzials entspricht.

Szenario	Szenario C4P_Vor - Vorratsaufbau-Szenario Klimaszenario RCP 8.5, Variante 28 (MPI-ESM-LR / RCA)											
Beschreibung	<p>Ertragswaldfläche mit forstl. Nutzungseinschränkung bzw. -verzicht nimmt zu, Reduktion der Nutzung im Ertragswald - nach Eigentumsarten und Waldgesellschaften Nutzungsverzicht bis 2100: Anstieg von 1% auf max. 5% der Ertragswaldfläche, wobei mit der Außer-Nutzung-Stellung bei den Flächen mit den besten Bonitäten begonnen wird. Zusätzliche Nutzungseinschränkung lt. nachfolgende Tabelle Tab: Reduktion der Nutzung auf Basis der Werte von 2010</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 60%;">Schutzkategorie</th> <th style="width: 40%;">2020-2050</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Nationalparks/Biosphärenparks (Kernzonen), Wildnisgebiet Dürrenstein, Naturwaldreservate</td> <td>Nutzungsverzicht – steigt von aktuell 1% auf 5% (bis 2100) an.</td> </tr> <tr> <td>Nationalparks/Biosphärenparks (Außenzonen), Natura 2000</td> <td>-30%</td> </tr> <tr> <td>Weitere Schutzgebiete (z.B. Landschaftsschutz) und Wanderkorridore</td> <td>-15%</td> </tr> <tr> <td>Alle anderen Ertragswaldflächen</td> <td>-10%</td> </tr> </tbody> </table>		Schutzkategorie	2020-2050	Nationalparks/Biosphärenparks (Kernzonen), Wildnisgebiet Dürrenstein, Naturwaldreservate	Nutzungsverzicht – steigt von aktuell 1% auf 5% (bis 2100) an.	Nationalparks/Biosphärenparks (Außenzonen), Natura 2000	-30%	Weitere Schutzgebiete (z.B. Landschaftsschutz) und Wanderkorridore	-15%	Alle anderen Ertragswaldflächen	-10%
Schutzkategorie	2020-2050											
Nationalparks/Biosphärenparks (Kernzonen), Wildnisgebiet Dürrenstein, Naturwaldreservate	Nutzungsverzicht – steigt von aktuell 1% auf 5% (bis 2100) an.											
Nationalparks/Biosphärenparks (Außenzonen), Natura 2000	-30%											
Weitere Schutzgebiete (z.B. Landschaftsschutz) und Wanderkorridore	-15%											
Alle anderen Ertragswaldflächen	-10%											
Charakteristika	Siehe Szenario C4P_R4.5											
Stellgrößen und deren Quantifizierung zu Ist-Situation	Siehe Szenario C4P_R4.5											
Importe	Siehe Szenario C4P_R4.5											

7.1.1.2 Storyline – Medium

Tabelle 37. Beschreibung des Referenzszenarios C4P-R4.5. Die Verfügbarkeit der holzartigen Biomasse ändert sich unwesentlich zum Status von 2023.

Szenario	Szenario C4P_R4.5 – Referenzszenario C4P_R4.5 Klimaszenario RCP 4.5, Variante 14 (MPI-ESM-LR / RCA)
Beschreibung	Die weitere Nachfrage nach Holz (mengenmäßig und in Zusammensetzung) und die dementsprechende Waldbewirtschaftung entspricht dem Trend der letzten Jahre und ist beeinflusst durch die gleichen Rahmenbedingungen wie derzeit. In diesem Referenzszenario werden keine politischen Eingriffe hinsichtlich weiterer Forcierung von Holzbiomasse für energetische Nutzung mehr wirksam. Die Produktion der Säge-, Platten- und Papierindustrie sowie die energetische Nutzung von Holz folgen den Marktgegebenheiten. Der Rückgang der grafischen Papiere aufgrund der Zunahme elektronischer Medien wird durch die Zunahme bei Verpackungspapier kompensiert. Das Verhalten der übrigen Marktakteure bleibt sonst über den Zeitraum konstant.
Charakteristika	moderate Wirtschaftsentwicklung, keine weiteren politischen Eingriffe, Zuwachsentwicklung ergibt sich aus Waldwachstumsmodellierung unter Annahme einer bestimmten Klimaprojektion Berücksichtigung des nicht-disponiblen Energieholzes für den Eigenbedarf
Stellgrößen und deren Quantifizierung zu Ist-Situation	Wirtschaftswachstum: für Österreich bis 2018 entsprechend Statistik Austria/WIFO, bis 2050 entsprechend OECD GDP long-term forecast Ölpreis; bis 2050 entsprechend der EIA (EIA Annual Energy Outlook 2017) Waldfläche bleibt konstant
Importe	<u>limitiert auf ...</u> Sägerundholz: folgt den Marktgegebenheiten. Die maximale Importverfügbarkeit (Obergrenze) entspricht Maximum der Importe 2000-2016 (FPP/FHP) - Obergrenze Industrieholz (Sägenebenprodukte): folgt den Marktgegebenheiten. Die maximale Importverfügbarkeit (Obergrenze) folgt dem Maximum der Importe 2000-2016 (FPP/FHP) - Obergrenze Altpapiernettoimporte werden wie in den letzten Jahren konstant auf einem Niveau von 1 Million Tonnen gehalten. Brennholz: Exporte bleiben konstant; Importe folgen den Marktgegebenheiten. Die maximale Importverfügbarkeit (Obergrenze) entspricht Maximum der Importe 2010-2016 (Eurostat). Holz-Importe werden endogen formuliert.

7.1.1.3 Storyline – High

Tabelle 38. Beschreibung des Szenarios mit Umtriebszeitverkürzung, das der oberen Grenzen des verfügbaren Potenzials entspricht.

Szenario	Szenario C4P_Utr - Umtriebszeitverkürzung-Szenario Klimaszenario RCP 8.5, Variante 28 (MPI-ESM-LR / RCA)
Beschreibung	<p>Verkürzung der Umtriebszeit als Klimawandelanpassungsmethode. Unterstellt wird, dass die Sturmschäden derart zunehmen, dass als Klimawandelanpassungsmethode eine rasche Umwandlung alter Bestände und eine Umtriebszeitverkürzung notwendig wird. Dies wird in der Umwandlungsphase der ersten Jahrzehnte als Notfallmaßnahme in Kauf genommen.</p> <p>Das im CALDIS-Modell implementierte Kalamitätsnutzungsmodell sowie Sturmschadensanalysen im Zusammenhang mit dem Wintersturm Lothar haben gezeigt, dass ab einer Oberhöhe von 25-30m ein Bestand in eine kritische Phase der Sturmgefährdung eintritt. Dieses Szenario zielt nun darauf ab, das Endnutzungsalter abzusenken und Bestände vor dem Eintritt in diese kritische Phase zu nutzen. Dadurch werden große Schadholzmengen vermieden und ein Baumartenwechsel in kürzeren Intervallen möglich. Es wird ein mittleres Endnutzungsalter von 75 Jahren angestrebt. Dazu wird ein jährlich gleichbleibender Flächenhiebsatz ermittelt, indem die Waldfläche durch 75 dividiert wird. Beginnend bei den höchstbevorrateten Beständen werden dann so lange Endnutzungen durchgeführt, bis der Flächenhiebsatz erreicht ist. Die Wiederaufforstung erfolgt mit jenen Baumarten, die auf der Probefläche vorhanden waren. Bei Durchforstungen werden die bisher verwendeten Stammzahlleitlinien um 25% verringert, um die Bestandsdichte zu reduzieren und das Durchmesserwachstum zu fördern. Im Rahmen dieser Vorgaben ist es bei den besten Bonitäten möglich, dass diese noch im Zeitraum der Hiebsunreife genutzt werden müssen, was im Szenario erlaubt wird.</p>
Charakteristika	Siehe Szenario C4P_R4.5
Stellgrößen und deren Quantifizierung zu Ist-Situation	Siehe Szenario C4P_R4.5
Importe	Siehe Szenario C4P_R4.5

7.1.2 Storylines Biogas/Biomethan

Im Fall von Biomethan wurde ein anderer Ansatz gewählt: für das technische Potenzial werden existierende biogene Substrate (Wirtschaftsdünger, Stroh, Blätter, Zwischenfrüchte, Grünschnitt, Kompost, Lebensmittelabfälle) berücksichtigt - es handelt sich um Reststoffe, Nebenprodukte oder Abfälle, deren Nutzung für die Biomethanproduktion möglichst keine oder geringe Nutzungskonflikte mit der Produktion von Lebens- oder Futtermitteln mit sich bringen. Wirtschaftsdünger ist als Substrat wegen seines erneuerbaren Energieinhaltes und aus Sicht des Umwelt- und Klimaschutzes attraktiv, da durch seinen Einsatz auch im Sektor Landwirtschaft Treibhausgasemissionen (Methan und Lachgas) und Stickstoffoxidemissionen vermindert werden. Für die Verteilung der landwirtschaftlichen Produktion wurden bundesländerabhängige Erträge hinterlegt.

Die Bandbreite der realisierbaren Potenziale wird anhand folgender Stellgrößen ermittelt:

- Die Mobilisierung des Wirtschaftsdüngers: Bestimmende Faktoren sind hier die wirtschaftliche Realisierbarkeit und Umsetzbarkeit, welche v.a. von der

- Betriebsgröße, der Tierart, dem Wirtschaftsdünger-Managementsystem, der Kulturart und dem Transportaufwand abhängen
- Der Nutzung von Stroh (Einstreu und Bodenverbesserung)
 - Nähe zu verschiedenen Gasnetzebenen

7.2 Methodisches Konzept

7.2.1 Biogas/Biomethan:

Die Verortung aggregiert das Biomethanpotenzial auf Gemeindeebene und berücksichtigt Reststoff-Fractionen wie Strohe, Wirtschaftsdünger, Zwischenfrüchte oder Lebensmittelabfälle, die aktuell relativ niedrige Konkurrenzanwendungen haben. Die zukünftige Biomethaneinspeisung kann zum Teil auf bereits existierenden Strukturen der Biogaserzeugung aufbauen.

Verwendete Datensätze:

- INVEKOS und VIS (Veterinär Informationssystem) für die geographische Verteilung von Ernterückständen und Wirtschaftsdüngeranfall
- BEV (Bundesamt für Eich- und Vermessungswesen) für gemeindespezifische Flächen
- Statistik Austria für Bevölkerungszahlen
- IPPC-Register der Länder für die Standorte von IPPC-Anlagen mit hoch zu erwartenden Mengen von biogenen Abfällen
- Webseite des Kompost- und Biogasverbands für die Standorte existierender Biogasanlagen und Anlagen, die Biomethan einspeisen
- Erfahrungswerte zu Biomethanausbeuten unterschiedlicher Substrate gemäß der Bayerischen Landesanstalt für Landwirtschaft
- Bundesabfallwirtschaftsplan (2017, 2021) für bundesweite Substratabschätzung (z.B. Kompostierungsmengen)

Es erfolgt eine Bewertung der Technologieentwicklung, des Aufkommens der Biogas-substrate (Berücksichtigung von Konkurrenznutzungen), der Strom- und Biogasgestehungskosten und der sich ändernden gesetzlichen Rahmenbedingungen in Österreich. Darauf aufbauend wird die zukünftige Biogas- und Biomethanerzeugung als technisches Potenzial auf Gemeindeebene abgeschätzt.

Die wirtschaftliche Realisierbarkeit und Umsetzbarkeit werden durch den Sammlungs-aufwand bestimmt. Entscheidende Faktoren sind Betriebsgröße, Tierart, Wirtschaftsdünger-Managementsystem, Kulturart, Transportwürdigkeit. Der Abstand zur Biogasanlage ist jedenfalls relevant. Die Saisonalität des Substrataufkommens wurde nicht berücksichtigt. Auf der Aufkommenseite wird angenommen, dass vor allem der Wirtschaftsdünger, als wichtigste Substratkategorie, stabile Anfallsmengen über das Jahr zeigt. Auf der Verbrauchsseite spielt in einem zukünftigen Energiesystem die Rolle von Erdgas als saisonales Heizmittel eine kleiner werdende Rolle, während die industrielle Nachfrage von Biomethan eher gleichmäßig über das Jahr verteilt sein wird.

Die realisierbaren Potenziale werden auf Gemeinde- und Netzebene für 2030 und 2040 aggregiert, dafür wurden insbesondere Einspeisepunkte ins Gas- und Stromnetz identifiziert.

7.2.2 Energieträger auf Basis fester und flüssiger Biomasse:

Im Wissen um die oben beschriebenen Unsicherheiten werden die Potenziale fester und flüssiger Biomasse für Energiedienstleistungen sowie von Holzgas dargestellt. Unter „fester Biomasse“ wird hier eine Gesamtheit forstlicher und landwirtschaftlicher Rohstoffe bzw. Reststoffe verstanden, darunter insbesondere Holz, Stroh und Grünschnitt. Holzartige Biomasse bezeichnet ausschließlich forstliche Biomasse aus dem Wald und von Landschaftspflege. Ebenso ist Holzgas vom Biomethanpotenzial abzugrenzen und bezieht sich auf das Potenzial, das durch Vergasung holzartiger Biomasse bereitgestellt werden kann. Unter primären flüssigen Rohstoffen werden Pflanzenöle aus gezieltem Anbau verstanden. Altspeiseöle sind, soweit von der Statistik Austria ausgewiesen, sekundäre Rohstoffe, die in diesem Abschnitt auch in der Biodieselproduktion inkludiert sind. Ein anderer bedeutender sekundärer Rohstoff in flüssiger Form ist Schwarzlauge, die jedoch in den Potenzialen der holzartigen Biomasse enthalten ist.

Die Abschätzung der Primärenergiepotenziale für die Jahre 2030 und 2040 als Bandbreiten erfolgte auf nationaler Ebene unter Berücksichtigung des rechtlichen Rahmens der RED III hinsichtlich Biokraftstoffen. Insbesondere sind hier auch die in Abschnitt 7.1.1 beschriebenen ausgewählten Ergebnisse des Zusatzprojekts „Holzbiomasse für die energetische Nutzung in Österreich“ integriert. Eine vollständige Beschreibung aller berechneten Szenarien findet sich im ausführlichen Bericht zu diesem Zusatzprojekt.

Im zweiten Schritt werden wesentliche Konversionstechnologien (z.B. Verbrennung, anaerobe Vergärung, Vergasung, Fischer-Tropsch (FT)-Prozess) hinsichtlich ihrer Umwandlungseffizienzen und Kosten sowie des sich daraus ergebenden technischen Potenzials (ohne Berücksichtigung der Ressourcen-Allokation energetischer Biomassenutzung) dargestellt.

Der Fokus der Biomasse-Nutzung lag und liegt auch derzeit noch historisch bedingt auf der Bereitstellung von Wärme durch Verbrennung. Der Einsatz dieser Konversionstechnologie wurde basierend auf den Energiebilanzen der Statistik Austria [32] in drei Nutzungsbereiche unterteilt: Fernwärme (Heizkessel), Prozesswärme und dezentrale Raumwärme. Bei der Bezeichnung Fernwärme wurde hier bewusst der Fokus auf die Heizkessel gelegt. Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) können sowohl Wärme als auch Strom produzieren und speisen auch in die Fernwärme ein [42]. Jedoch werden KWK-Anlagen auch von Unternehmen zur Bereitstellung von Prozesswärme genutzt. Der Begriff KWK umfasst demgemäß beide Nutzungsbereiche. In der Analyse des Beitrags der Biomasse zum energetischen Endverbrauch wird jedoch vereinfachend die komplette Wärmeproduktion einer KWK-Anlage der Fernwärme zugeordnet, während Prozesswärme durch industrielle Biomassekessel bereitgestellt wird.

Eine weitere Möglichkeit ist die Umwandlung fester bzw. flüssiger Biomasse in flüssige oder gasförmige Kraftstoffe. In Österreich gibt es nur eine große Produktionsanlage für die Herstellung von Bioethanol 1. Generation (basierend auf zucker- bzw. stärkehaltigen Rohstoffen). Zudem ist 2020 eine Anlage zur Herstellung von Bioethanol der 2. Generation (basierend auf lignozellulosehaltigem Material) mit einer Produktionskapazität von rund 14 % jener der 1. Generation in Betrieb gegangen. Im Bereich der Biodieselproduktion bestanden im Jahr 2022 acht Produktionsstandorte [20].

Tabelle 39: Konversionsfaktoren, Investitions- und Betriebskosten der ausgewählten Konversionstechnologien. η_{therm} = thermischer Wirkungsgrad, η_{el} = Wirkungsgrad der Stromerzeugung, η_{chem} = chemischer Wirkungsgrad (im Hauptprodukt enthaltene Energie im

Vergleich zum Biomasseeinsatz), η_{sonst} = Wirkungsgrad für stofflich Koppelprodukte, η_{gesamt} = gesamter Wirkungsgrad der Konversionstechnologie.

Wirkungsgrade und Kosten der Konversionstechnologien	η_{therm}	η_{el}	η_{chem}	η_{sonst}	η_{gesamt}	CAPEX (EUR/kW)	OPEX (EUR/kW/a)
Verbrennung Prozesswärme [43], [44]	0,75-0,9 0,85	-	-	-	0,85	1000-1500 1200	60-150 90
Verbrennung dezentrale Raumwärme & Warmwasser [43], [45]	0,75-0,8 0,78	-	-	-	0,78	1000-2000 1500	40-100 60
Heizwerke [42], [44]	0,75-0,9 0,8	-	-	-	0,8	1000-1500 1200	60-150 90
KWK [42], [15], [44]	0,4-0, 0,45	0,25-0,35 0,25	-	-	0,7	3500-7000 5500	100-200 170
Kraftwerk (Strom) [46], [47]	-	0,28	-	-	0,28	1100-6500 3900	90-180 150
Vergasung + Aufbereitung [48], [49], [50], [51],	0,15-0,2 0,2	-	0,59-0,71 0,6	-	0,8	2700-7200 3125	90-200 150
Vergasung + FT-Prozess [49], [52], [51]	0,15-0,2 0,15	-	0,3-0,4 0,33	0,15-0,22 0,17	0,64	2900-7500 6120	75-150 120
Alk. Gärung (1. Gen.) [53], [54]	-	-	0,45-0,6 0,55	0,25	0,8	500-900 650	30-90 65
Alk. Gärung (2. Gen.) [51], [53], [54], [55]	-	-	0,35	0,26-0,32 0,28	0,58	2000-6500 3000	400-1000 600
Veresterung [51], [53], [54],	-	-	0,5-0,55 0,55	0,35-0,45 0,4	0,95	400-900 600	20-70 40

Die Biomassevergasung und Aufbereitung von Holzgas zu synthetischem Erdgas (engl. synthetic natural gas = SNG) wird bereits seit Ende der 1990er-Jahre aktiv erforscht [56]. Österreich hat in diesem Bereich eine führende Rolle. Aus Kostengründen konnte sich diese Technologie jedoch bis zum heutigen Stand nicht großflächig durchsetzen. Aktuell gibt es nur wenige Versuchsanlagen. Ausgehend von der Biomassevergasung ist es möglich, mit Synthesegas Fischer-Tropsch Kraftstoffe statt Methan herzustellen [52]. Der Vorteil dieser Kraftstoffe z.B. von Fischer-Tropsch Diesel ist, dass diese in der bestehenden Infrastruktur eingesetzt werden können. Tabelle 39 enthält die Konversionsfaktoren für die Umwandlung der Biomasse sowie Investitionskosten und Betriebskosten für die entsprechenden Konversionstechnologien. Die fixen Betriebskosten beziehen sich auf das Hauptprodukt. Die fixen jährlichen Betriebskosten (engl. operational expenditures = OPEX) werden jeweils auf das Hauptprodukt der betrachteten Technologie bezogen. Für reine Wärmeerzeugungstechnologien erfolgt die Angabe daher normiert auf die thermische Leistung (kW_{th}). Obwohl die Wärmeerzeugung in KWK-Anlagen eine zentrale Rolle spielt, werden die fixen Betriebskosten und Investitionskosten üblicherweise auf die installierte elektrische Leistung (kW_{el}) bezogen. Dies entspricht der gängigen Praxis in der Literatur. Für Anlagen zur Erzeugung gasförmiger oder flüssiger Energieträger werden die fixen Betriebskosten hingegen auf die Produktleistung ($kW_{Produkt}$) normiert.

Zur Abschätzung des realisierbaren Potenzials gehört auch die Berechnung der Wärmegestehungs- und Treibstoffproduktionskosten. Dazu wurde die Annuitätenmethode gewählt, mit der die annualisierten Kapitalkosten bestimmt werden konnten. Zusätzlich flossen fixe und variable Betriebskosten in die Berechnung mit ein. Bei den Kosten für SNG oder Fischer-Tropsch Kraftstoffe wurden Erlöse von Koppelprodukten mitberücksichtigt.

Anschließend werden Konkurrenzaspekte berücksichtigt, hinsichtlich der Relevanz in einer biobasierten Kreislaufwirtschaft unter Berücksichtigung einer anzustrebenden hohen Exergieeffizienz, sowie derzeitiger priorisierter Nutzungsformen zur Bestimmung des realisierbaren Potenzials.

Historisch betrachtet fand der überwiegende Teil der energetisch genutzten holzartigen Biomasse, etwa 81% im Jahr 2023, Verwendung in der Fern- und Nahwärmeversorgung, der dezentralen Wärme- und Warmwasserbereitstellung sowie bei der Erzeugung von Prozesswärme. Rund 15 % wurden in KWK-Anlagen eingesetzt, während etwa 4 % in reinen Stromerzeugungsanlagen genutzt wurden [32]. Aufgrund der Begrenztheit der Biomasse-Potenziale stellt sich die Frage, in welchen Bereichen diese in Zukunft effizient eingesetzt werden. Da es sich bei dieser Studie um eine Potenzialstudie handelt, wird kein Technologiefelder übergreifendes Szenario betrachtet. Jedoch spielen Überlegungen zu einer fortschreitenden Elektrifizierung in der Industrie und dem Transport eine wesentliche Rolle, speziell im Hinblick auf die Nachhaltigkeitskriterien der RED III und die Änderungen im energetischen Endverbrauch basierende auf dem WAM-Szenario aus dem Jahr 2023.

Für die Bestimmung des realisierbaren Potenzials wurden vier Extremvarianten (*Verbrennung*, *KWK*, *Vergasung + Aufbereitung* und *Vergasung + FT*) erstellt. Ziel dieser Varianten ist es, die Bandbreite möglicher zukünftiger Entwicklungen aufzuzeigen und die Folgen einer einseitigen Ressourcennutzung sichtbar zu machen. In jeder dieser Varianten wurde der gesamte Anteil der holzartigen Biomasse bis 2050 (Verbrennung und KWK) bzw. bis 2060 (Biomassevergasung) vollständig der jeweils betrachteten Technologie zugeordnet. Der Hochlauf einer neuen Technologie erfolgt typischerweise nicht abrupt, sondern wird durch verschiedene Faktoren wie Rohstoffverfügbarkeit, Personalressourcen und weitere Rahmenbedingungen begrenzt [57]. Dafür wurde der Ansatz einer logistischen S-Kurve gewählt, siehe Abschnitt 2.4.4. Für die KWK wurden historische Daten als Referenz herangezogen. Im Falle der Biomassevergasung existieren derzeit keine kommerziellen Anlagen im großen Stil, die eine Ableitung einer derartigen S-Kurve ermöglichen. Historische Wachstumsraten anderer Biomasetechnologien wie der KWK wurden daher als Referenz herangezogen und daraus maximale jährliche Steigerungen der installierten Kapazität abgeleitet.

Darüber hinaus wurden drei weitere Varianten betrachtet: *Exergieoptimierung*, *Bisheriger Endnutzungsmix* und *Balanced-Mix*. Im *Bisherigerigen Endnutzungsmix* bleibt die relative Verteilung der Endnutzungsbereiche unverändert. Bei der *Exergieoptimierung* wird insbesondere auf die Nutzung hochwertiger Energieformen (Prozesswärme, chemische Energie in Form von gasförmigen oder flüssigen Kraftstoffen) geachtet. Die Variante *Balanced-Mix* stellt insofern das Hauptergebnis dar, als deren Endenergie-Verteilung auch für das realisierbare Potential 2030 und 2040 herangezogen wird (siehe Kap. 7.3.2): zum einen berücksichtigt „*Balanced Mix*“ technische, wirtschaftliche und soziale Anforderungen, zum anderen wird ein ausgewogenes Verhältnis zwischen unterschiedlichen Endnutzungsbereichen gewährleistet. Beispielsweise wird im Vergleich zur Variante Exergieoptimierung die Raumwärme moderater reduziert, die Prozesswärme bleibt nahezu konstant und die Biomassevergasung erfolgt in geringerem Ausmaß. Dadurch besteht in „*Balanced Mix*“ das Angebot biogener Gase zu etwa gleichen Teilen aus Biomethan und Holzgas.

Da es sich hier um eine Potenzialstudie handelt, wurde das Potenzial für Wärme und Strom aus Biogas erfasst, auch wenn momentan in manchen Fällen die Abwärme nicht genutzt wird. Flüssige Kraftstoffe der ersten Generation werden in Zukunft durch die RED III beschränkt. Für die Berechnung des maximal anrechenbaren Einsatzes von 7 % im Endverbrauch des Verkehrssektors wurde das WAM-Szenario 2023 des Umweltbundesamtes herangezogen [58].

Abschließend wird der mögliche Beitrag fester und flüssiger Biomasse über verschiedene Konversionspfade für verschiedene Endnutzungen (z.B. Wärme, Biodiesel, Bioethanol, nachhaltige Flugkraftstoffe, Strom) ermittelt und dargestellt.

Der Beitrag fester und flüssiger Biomasse hängt einerseits von den verfügbaren Potenzialen und andererseits von dem erwartbaren Endverbräuchen unterschiedlicher Sektoren ab. Für den Vergleich wurden die energetischen Endverbräuche aus dem WAM-Szenario aus dem Jahr 2023 [59] des Umweltbundesamtes herangezogen.

7.3 Ergebnisse

7.3.1 Biogas/Biomethan – räumlich aufgelöste Ergebnisse

Ausgehend von einem technischen Potenzial von 18,8 TWh/a wurde ein realisierbares Potenzial von 6,8 TWh im Jahr 2030 und von rund 10 TWh/a im Jahr 2040 abgeschätzt. Dieses realisierbare Potenzial berücksichtigt bestehende Nutzungskonkurrenzen, wie etwa den Humusaufbau beim Stroh und auch die Wirtschaftlichkeit des Sammelns der Substrate.

Drei Varianten wurden jeweils für 2030 und 2040 gerechnet, die den Einfluss folgender Kriterien auf die Verteilung der Bundesländer zeigen sollen:

- Variante 1: Ausgehend vom realisierbaren Potenzial, absteigend gereiht, müssen Gemeinden in 10 km Nähe zur Gasnetzebene 1 und 2 sein. Da diese Variante 2040 nur zu ca. 8,7 TWh führt, wurde ein zusätzliche Variante gerechnet, die auch Gemeinden der Gasnetzebene 3 einschließt.
- Variante 2: Ausgehend vom realisierbaren Potenzial werden die Gemeinden nach Potenzial absteigend und unabhängig von der Gasnetzebene gereiht.
- Variante 3: Ausgehend vom technischen Potenzial (Wirtschaftsdünger 100 %, Abfall 100 %, Stroh 40 %) werden die Gemeinden nach Potenzial absteigend und unabhängig von der Gasnetzebene gereiht.

Die Kriterien der Nähe zu Netzebene 1 und 2 bzw. der Reihung von Gemeinden nach Höhe des Potenzials führen zu unterschiedlichen Verteilungen – sowohl für 2030 als auch für 2040. Ohne das Kriterium „Nähe zu Netzebene 1 und 2“ ist das gleiche Aufkommen mit deutlich weniger Gemeinden erzielbar (vgl. folgende Abbildungen; Anmerkung zu diesen Abbildungen: seit September 2025 wird in Parndorf Burgenland Biomethan aufbereitet und eingespeist. Die Anlage in Rechnitz ist eine Biogas-Tankstelle.).

Die erste Variante zur Aufbringung von 6,8 TWh im Jahr 2030, vgl. Abbildung 58, zeigt aufgrund der Nähe zu Netzebene 1 und 2 eine starke Konzentration in Oberösterreich, Niederösterreich, Kärnten und der südlichen Steiermark. Die Gemeinden sind nach ihrem Potenzial gereiht, daher sind in dieser Variante nur Gemeinden mit vergleichsweise großen Biomethanpotenzialen beteiligt.

In der zweiten Variante zur Aufbringung von 6,8 TWh im Jahr 2030, vgl. Abbildung 59, wird das Kriterium der Netzebene nicht angewendet. Gemeinden mit hohem Potenzial in der Obersteiermark West sowie in der Oststeiermark kommen daher dazu. Die

Anzahl der notwendigen Gemeinden für die Aufbringung von 6,8 TWh sinkt von 624 auf Variante 1 auf 539.

In der dritten Variante zur Aufbringung von 6,8 TWh im Jahr 2030, in der das technische Potenzial hinterlegt wird (und damit der Wirtschaftsdünger höheren Einfluss auf die Reihung der Gemeinden nach Potenzial bekommt), dezentralisiert sich das Bild noch weiter, vgl. Abbildung 60. Vor allem die Steiermark, zum Teil auch Kärnten und Salzburg, spielen eine noch größere Rolle, da die Gemeinden mit hohem Wirtschaftsdünger aufkommen stärker ins Gewicht fallen. Nur die größten 367 Gemeinden tragen hier zum Potenzial bei.

Eine Detailanalyse der 20 größten Tierhaltungsbetriebe im Jahr 2030 zeigt, dass bei Heranziehen des Kriteriums „Nähe zu Netzebene 1 und 2“ fünf der zwanzig größten Tierhaltungsbetriebe ausscheiden. In Variante 2 scheiden zwei dieser Anlagen aus, in Variante 3 vier Anlagen.

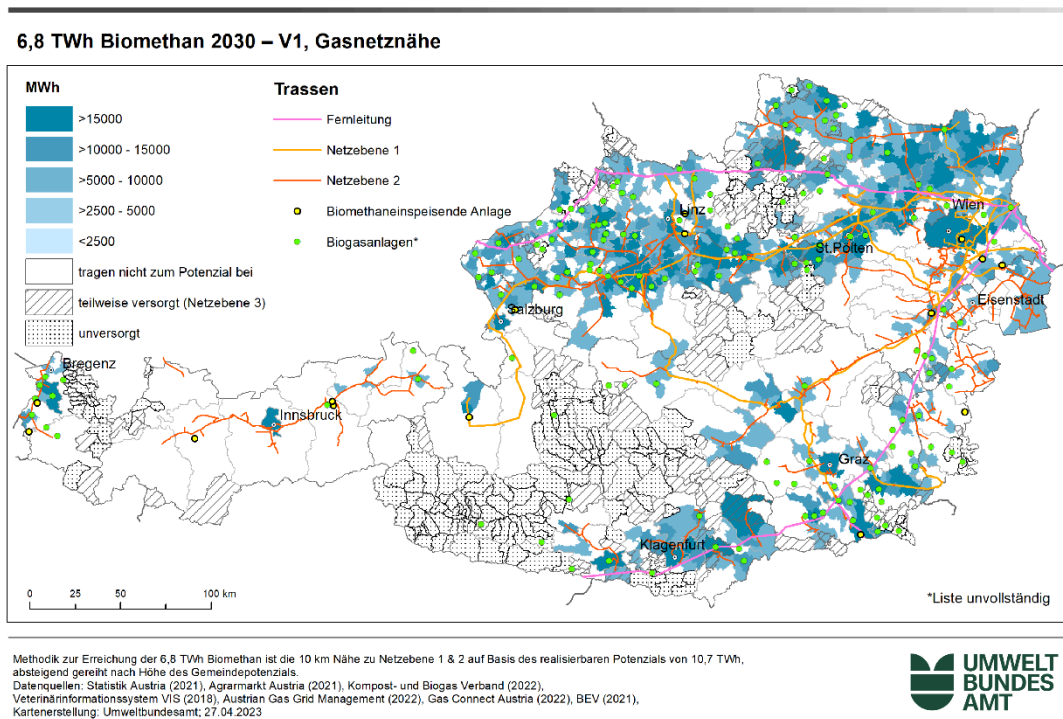


Abbildung 58: Biomethan-Potenzial für 2030; 6,8 TWh – V1

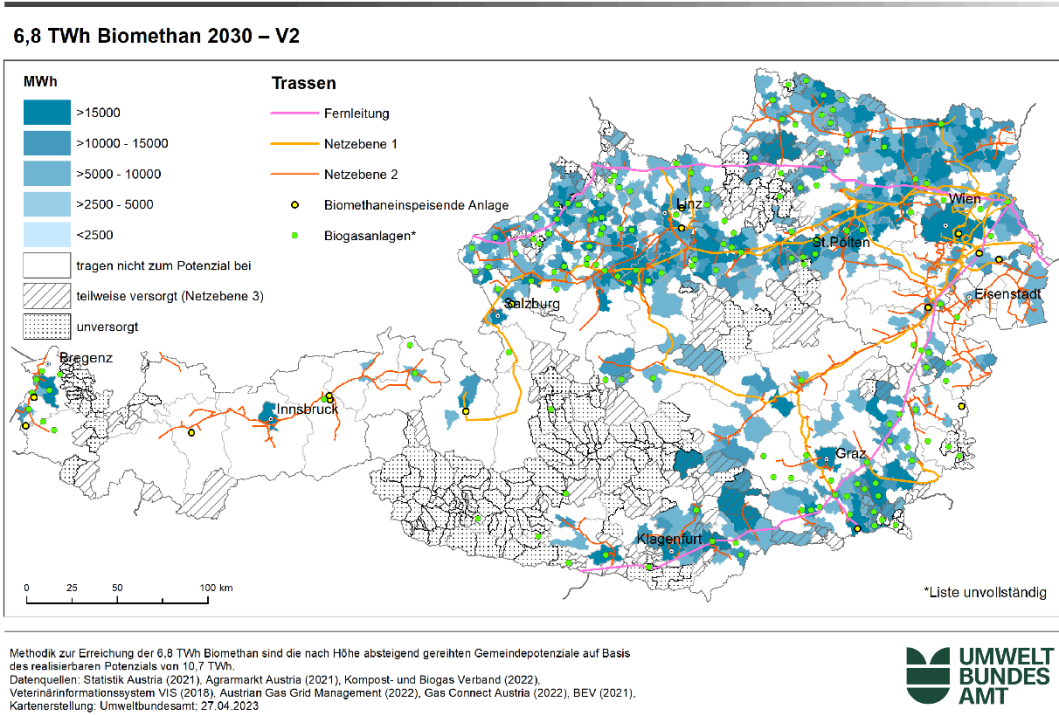


Abbildung 59: Biomethan-Potenzial für 2030; 6,8 TWh – V2

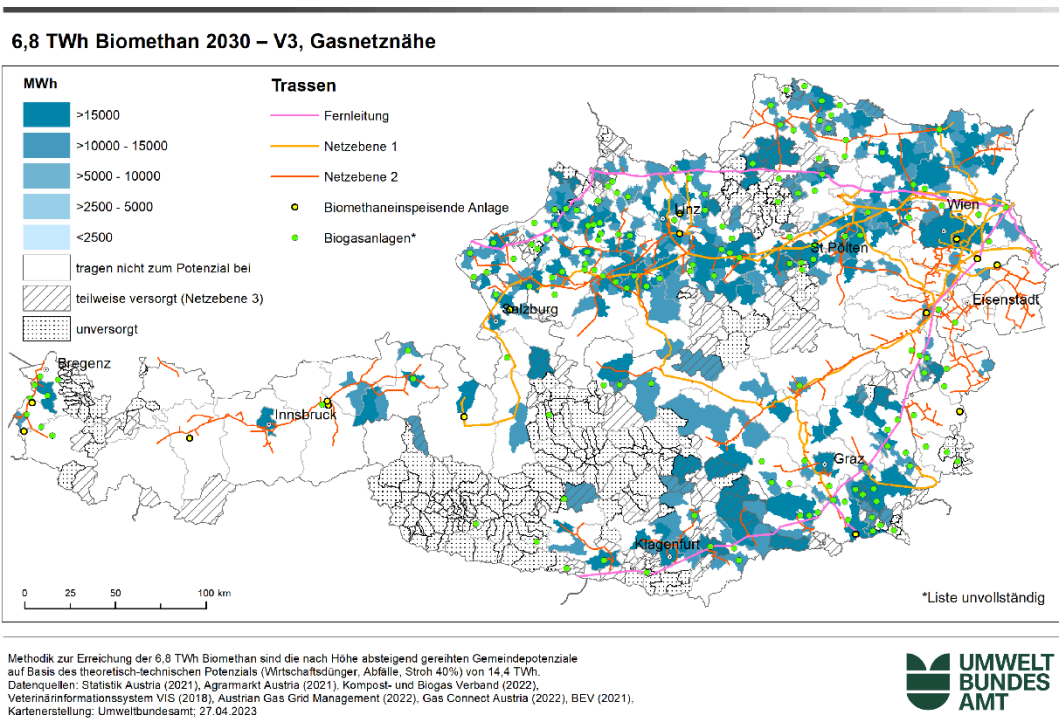


Abbildung 60: Biomethan-Potenzial für 2030; 6,8 TWh – V3

Zur Aufbringung von 10 TWh 2040 verhält es sich ähnlich. Wenn das Kriterium der Nähe zu Netzebene 1 und 2 nicht angewendet wird, steigt das Potenzial von Oberösterreich, der Steiermark, Kärnten und Salzburg im Vergleich zu Niederösterreich. Die Varianten für das Jahr 2040 unterstreichen die Rolle der Flächenbundesländer, deren

Anteil am Potenzial noch höher ist. Niederösterreich und Oberösterreich aggregiert bilden mehr als 60 % des Potenzials.

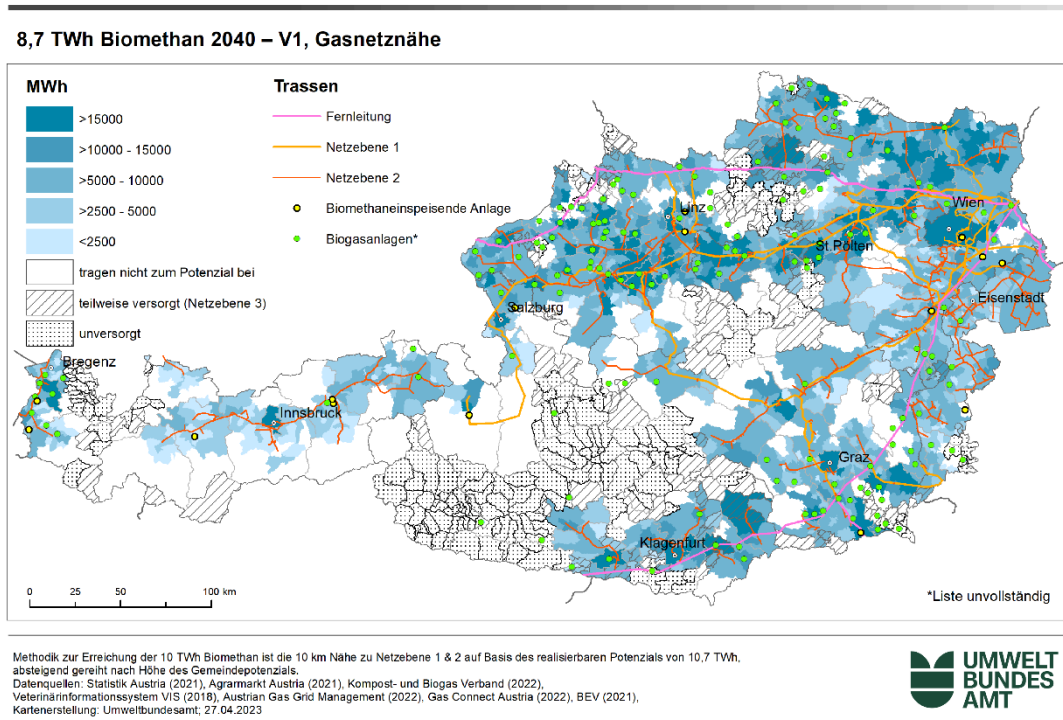


Abbildung 61: Biomethan-Potenzial für 2040; 8,7 TWh – V1

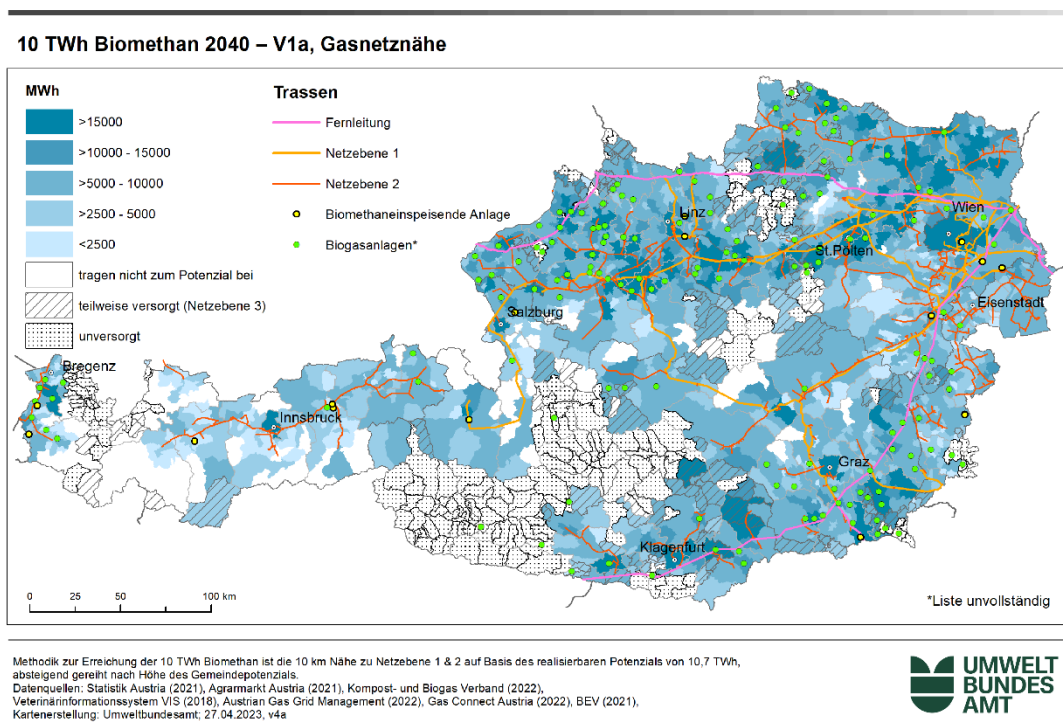


Abbildung 62: Biomethan-Potenzial für 2040; 10 TWh – V1a

Wie aus Abbildung 61 ersichtlich, zeigt Variante 1, dass bei Bezug auf das realisierbare Potenzial als Ausgangsbasis und auf das Kriterium der Nähe zu Netzebene 1 und 2 im Jahr 2040 nur 8,7 TWh erreicht werden.

Um 10 TWh zu erreichen, werden in Variante 1a (vgl. Abbildung 62) zusätzlich zu Variante 1 auch Gemeinden einbezogen, die an der Netzebene 3 liegen. Dadurch erhöht sich die Anzahl der Gemeinden deutlich.

In Variante 2 (realisierbares Potenzial ist unabhängig von der Gasnetzebene), vgl. Abbildung 63, wird das Potenzial von 10 TWh in signifikant mehr Gemeinden bereitgestellt als in Variante 3 (vgl. Abbildung 64). Nahezu alle Gemeinden, die ans Netz angeschlossen sind, tragen zum Aufkommen bei.

In der dritten Variante zur Aufbringung von 10 TWh im Jahr 2040, in der das technische Potenzial hinterlegt wird (und damit der Wirtschaftsdünger höheren Einfluss auf die Reihung der Gemeinden nach Potenzial bekommt) sind weniger Gemeinden notwendig, um das Potenzial zu heben.

Im Jahr 2040 scheiden in Variante 1 durch das Kriterium der Nähe zu Netzebene 1 und 2 fünf der zwanzig größten Tierhaltungsbetriebe aus. In Variante 2 scheidet keine Anlage aus, in Variante 3 eine Anlage. Diese Ergebnisse zeigen, dass für die Errichtung einzelner biomethaneinspeisender Anlagen nicht nur das Biomethanpotenzial auf Gemeindeebene, sondern beispielsweise auch die Lage großer Tierhaltungsanlagen, Lebensmittelbetriebe etc. berücksichtigt werden sollen. Für Details siehe Umweltbundesamt REP-0874 [25].

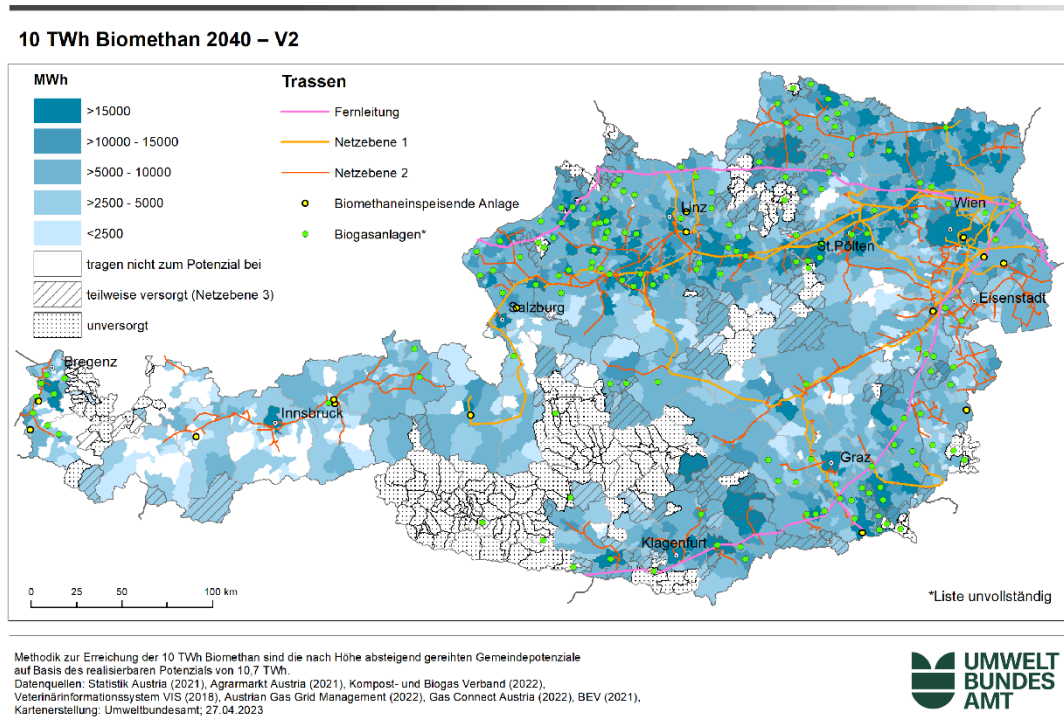


Abbildung 63: Biomethan-Potenzial für 2040; 10 TWh – V2

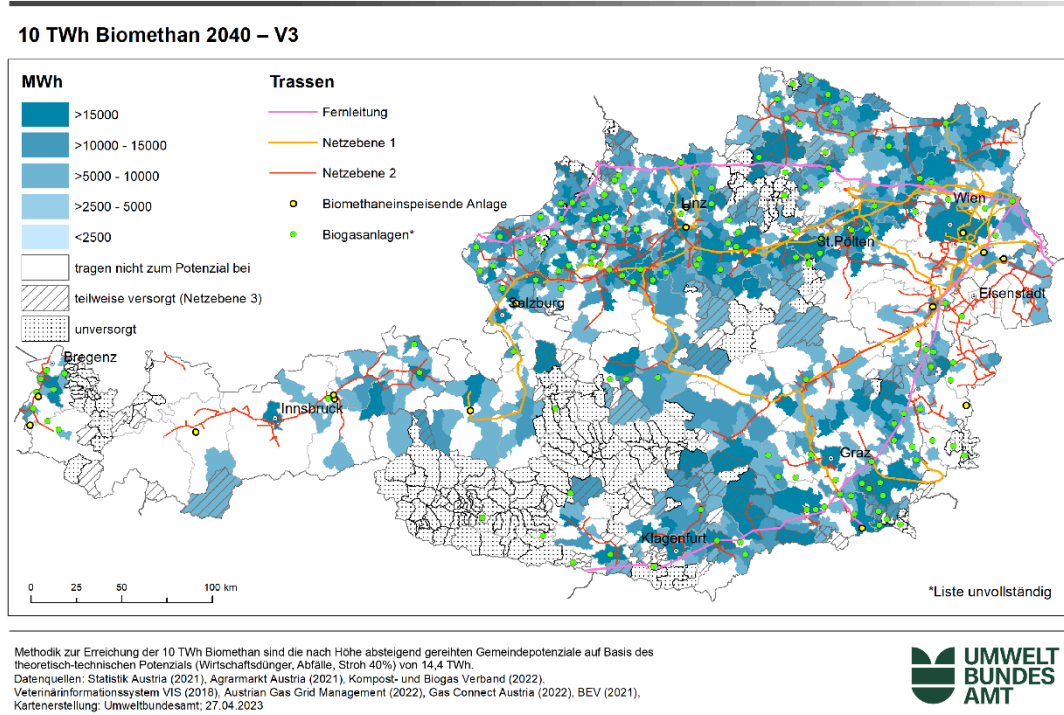


Abbildung 64: Biomethan-Potenzial für 2040; 10 TWh – V3

Bewertung

Das technische Potenzial wurde mit 18,8 TWh/a ermittelt und ist damit ähnlich hoch wie in der Literatur angegeben. Das realisierbare Potenzial wurde mit 10,7 TWh/a ermittelt. Es berücksichtigt bestehende Nutzungskonkurrenzen, wie etwa den Humusaufbau beim Stroh oder auch die Wirtschaftlichkeit des Sammelns der Substrate.

Unterschiede zwischen den Bundesländern ergeben sich vor allem durch die Art und Intensität der landwirtschaftlichen Produktion und der Bevölkerungszahlen. Neben großen landwirtschaftlichen Betrieben mit entsprechend hohen Erntemengen bzw. Viehbestandszahlen beinhaltet die Analyse auch die Potenziale der Lebensmittelindustrie sowie des Lebensmittelabfalls, der in bewohnten Gebieten verortet wurde.

Führt man die Nähe zu einem Gasnetzanschlusspunkt als Kriterium ein, wird ersichtlich, dass es Gebiete in Österreich gibt, die aktuell über kein Leitungsnetz verfügen. Für eine Biomethan-Aufbringung von 10,7 TWh müssten in weiten Teilen des Bundesgebiets die realisierbaren Potenziale ausgeschöpft werden.

7.3.2 Bioenergiepotenziale – Betrachtung auf aggregierter, österreichischer Ebene

Zusätzlich zu den oben dargestellten Ergebnissen für Biogas und Methan erfolgt hier nun die Darstellung der Potenziale für Energieträger auf Basis fester und flüssiger Biomasse, vgl. Abbildung 65.

Der Primärenergieeinsatz für das Ausgangsjahr 2023 wurde basierend auf der Energiebilanz der Statistik Austria dargestellt. Die relativen jährlichen Änderungen des Potenzials basieren auf den Ergebnissen der repräsentativen Care4Paris Szenarien. Die verfügbare holzartige Biomasse verringert sich im Low-Szenario, bleibt etwa stabil im Medium-Szenario und steigert sich um ca. 15 % im High-Szenario. Die Potenziale in

der Kategorie holzverarbeitende Industrie umfassen auch Mengen, die in Österreich auf Basis von importiertem Holz anfallen. Beispielsweise sind also auch Mengen an Sägenebenprodukten inkludiert, die in der Sägeindustrie in Österreich anfallen, auch wenn diese auf importiertem Rundholz basieren. Als energiereiche flüssige Biomasse aus der Zellstoffproduktion besitzt Schwarzlauge eine zentrale Bedeutung für die energetische Nutzung in der Industrie. Das Potenzial beträgt derzeit ca. 17-18 TWh und ist in dem gesamten Potenzial der holzverarbeitenden Industrie enthalten.

Zur Vollständigkeit sind hier auch weitere relevante Biomassefraktionen erwähnt, jedoch nicht in der Abbildung enthalten. Im Jahr 2023 wurden etwa 22,7 PJ (6,3 TWh) landwirtschaftliche Produkte (Food & Feed) für die inländische Produktion von Kraftstoffen erster Generation eingesetzt [60]. Bei etwa 4 TWh davon handelt es sich um pflanzliche Öle für die Biodieselherstellung. Da sich die in der RED III definierte Obergrenze hier auf den im *WAM-Szenario (2023)* ausgewiesenen energetischen Endverbrauch bezieht, kann die bisherige Einsatzmenge landwirtschaftlicher Produkte unverändert beibehalten werden. Die Produktionsmenge von Biokraftstoffen ist variantenunabhängig und verändert sich auch nicht zwischen den Szenarien, ebenso wie die Mengen an Biomethan und Biogas. Zudem wird angenommen, dass der Einsatz des biogenen Anteils im Hausmüll in Heizwerken und KWK-Anlagen um etwa 80 % zurückgeht, da ein großer Teil der enthaltenen Lebensmittelabfälle künftig der anaeroben Vergärung zugeordnet wird.

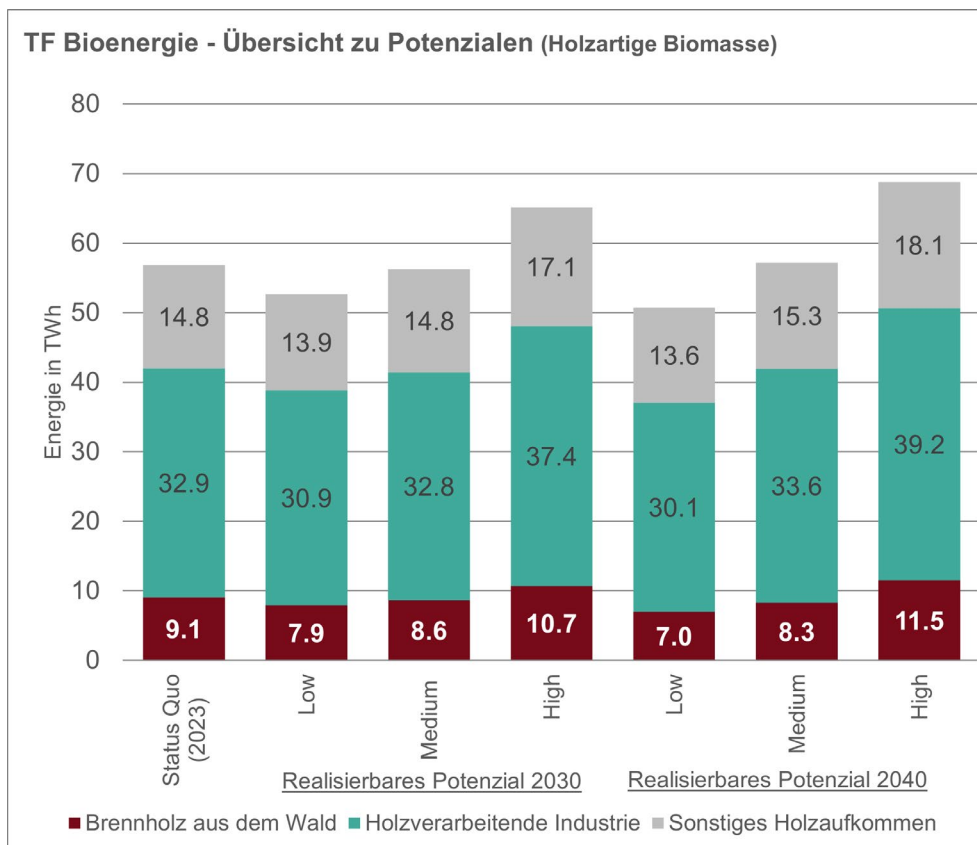


Abbildung 65. Potenziale für den Primärenergieeinsatz unterschiedlicher Holzbiomassefraktionen.

7.3.2.1 Darstellung der Konversionspfade und Kosten

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der Varianten *Exergieoptimierung* und *Balanced-Mix* entsprechend den drei Szenarien zum Einsatz holzartiger Biomasse

dargestellt. Dabei wird gezeigt, wie sich die Nutzung im Vergleich zur Ausgangssituation des Jahres 2023 verändert. Die Extremvarianten sind im Anhang dieses Endberichts dargestellt. Die Darstellung des *Bisherigen Endnutzungsmixes* ist hier nicht weiter relevant, da sich in dieser Variante lediglich proportionale Änderungen entsprechend dem verfügbaren Holzbiomassepotenzial ergeben.

Bei den intermediären Varianten liegt der Fokus nicht auf einer einzelnen Technologie, sondern auf dem Mix unterschiedlicher Technologien. In der Variante *Exergieoptimierung* reduziert sich die Verbrennung zugunsten der Biomassevergasung, durch welche 5,2-13,2 TWh SNG produziert werden, vgl. Abbildung 66. Insgesamt liegt die Menge an erneuerbarem Methan bei ca. 12,8-21,9 TWh. Die Wärme aus der KWK steigert sich um ca. 7% im Medium-Szenario, flüssige Kraftstoffe 2. Generation sehen eine Steigerung von 0,2 auf 2,9 TWh in dieser Variante. Bei der erzeugten Wärme durch Heizkessel und KWK-Anlagen gibt es keine signifikanten Änderungen.

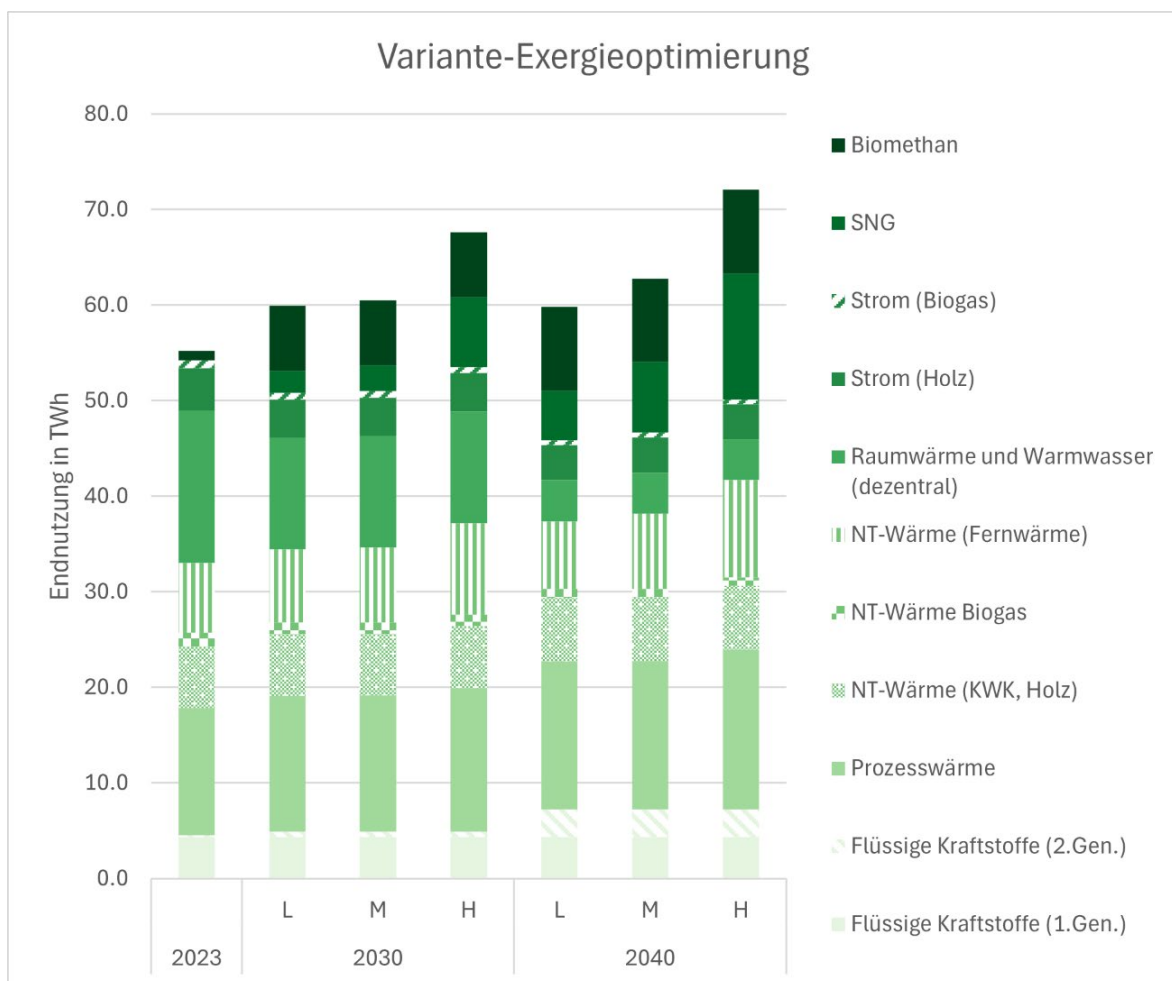


Abbildung 66. Intermediäre Variante *Exergieoptimierung* inklusive der Bandbreiten für 2030 und 2040 für die bereitgestellte Endnutzungsenergie.¹¹

Als zentrales Ergebnis der Studie sieht die *Balanced-Mix*-Variante für die zukünftige Nutzung von Holzbiomasse eine deutliche Reduktion des Einsatzes im Bereich Raumwärme vor, vgl. Abbildung 67. Durch die hohen spezifischen Kosten wird der Einsatz insgesamt begrenzt, während das zusätzlich verfügbare Potenzial teilweise für die

¹¹ Die Kategorie „Biomethan“ beinhaltet nur erneuerbare Gase auf Basis Vergärung. Mengen, die durch Vergasung holzartiger Biomasse erzeugt werden, sind in der Kategorie „SNG“ zusammengefasst.

Bereitstellung von Prozesswärme genutzt wird. Im High-Szenario steigt dieser Anteil moderat an, um die industrielle Dekarbonisierung zu unterstützen. Die Produktion von SNG steigert sich langsam und erreicht etwa 2,7 TWh, insgesamt liegt die Menge erneuerbarer Gase im Jahr 2040 bei 12,9 – 16,5 TWh. Das entspricht etwa 64,5 – 82,5 % des Potenzials in der Studie zum erneuerbaren Gasangebot 2040 [61]. Die Menge an flüssigen Kraftstoffen der zweiten Generation erreicht wie in der Variante *Exergieoptimierung* 2,9 TWh. Die Summe der Kraftstoffe 1. Generation und 2. Generation liegt bei 7,2 TWh. Das entspricht etwa 9 % des energetischen Endverbrauchs im Sektor Verkehr gemäß WAM-Szenario für 2040.

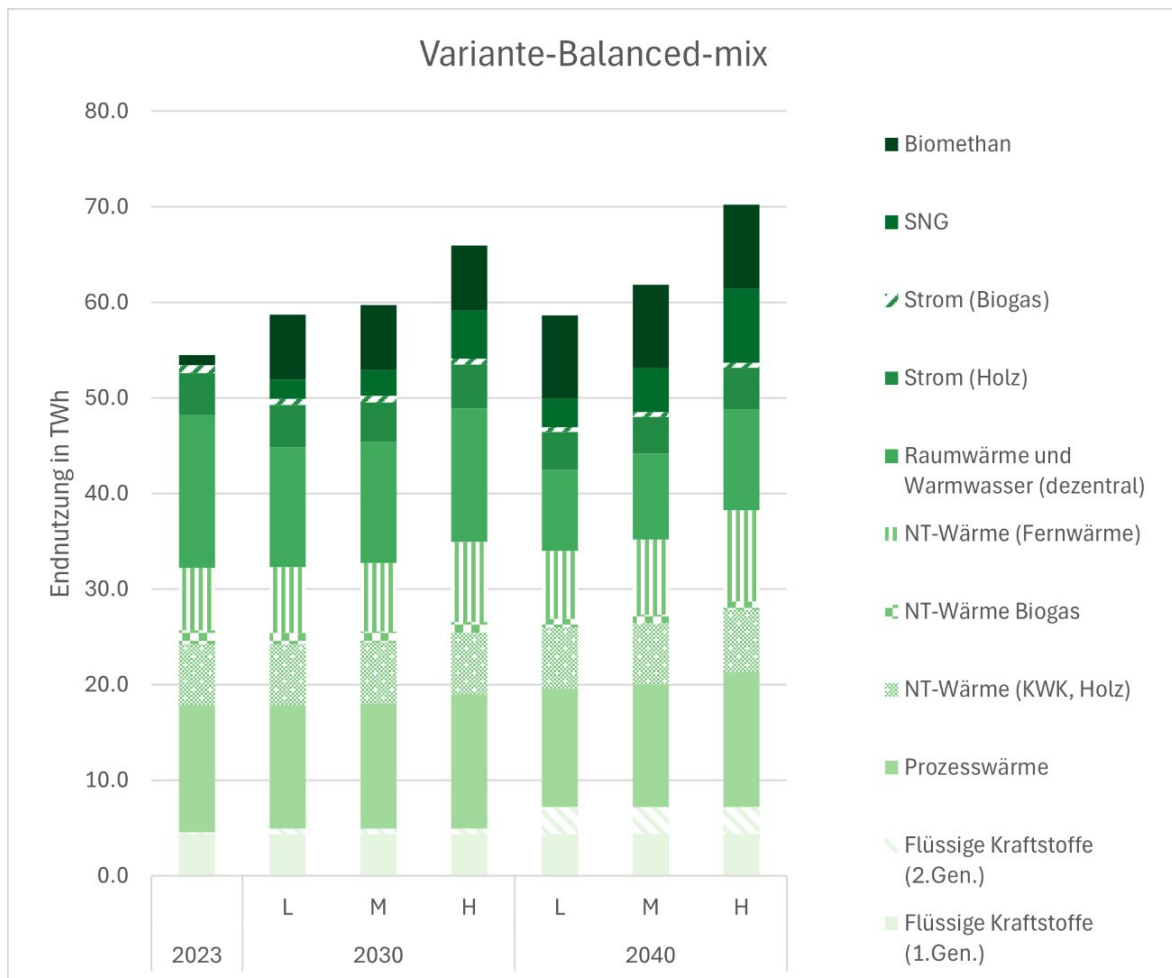


Abbildung 67. Variante *Balanced-Mix* inklusive der Bandbreiten für 2030 und 2040 für die bereitgestellte Endnutzungsenergie. ¹²

7.3.2.2 Kosten für die energetische Nutzung holzartiger Biomasse

Die Differenzen der spezifischen Kosten der Konversionstechnologien für die holzartige Biomasse im Vergleich zum Referenzsystem sind in Abbildung 68 dargestellt. Es wurde eine Preissteigerung der Holzpreise bis 2040 anhand von Ergebnissen des Modells MESSAGEix [62] angenommen. Durch diese Preissteigerung liegen die spezifischen Kosten der Bioenergie in den meisten Fällen bis zum Jahr 2040 über den Kosten der jeweiligen Referenztechnologien. Für den Vergleich mit den Referenztechnologien wurden für Fernwärme und Prozesswärme Großabnehmerpreise für Strom und Gas sowie

¹² Die Kategorie „Biomethan“ beinhaltet nur erneuerbare Gase auf Basis Vergärung. Mengen, die durch Vergasung holzartiger Biomasse erzeugt werden, sind in der Kategorie „SNG“ zusammengefasst.

die Wärmebereitstellung vor dem Einspeisepunkt in das Wärmenetz bzw. den Prozess herangezogen. Für dezentrale Raumwärme und Warmwasser wurden Gasboiler als Referenzsystem angenommen. Die Kosten für KWK-Anlagen beziehen sich auf die Stromerzeugungskosten. Hier wurden Großhandelspreise als Vergleich herangezogen. Potenzielle Kostenreduktionen durch technologisches Lernen sind in den angegebenen Gestehungskosten nicht berücksichtigt. In der Variante *Balanced-Mix* liegen die durchschnittlichen Gestehungskosten in den Jahren 2025 und 2030 unter den entsprechenden Referenzkosten. Im Jahr 2040 liegen sie hingegen um 8,5 bis 27,3 EUR/MWh über den durchschnittlichen Referenzkosten, nach Biomasseeinsatz je Technologie gewichteten Referenzkosten.

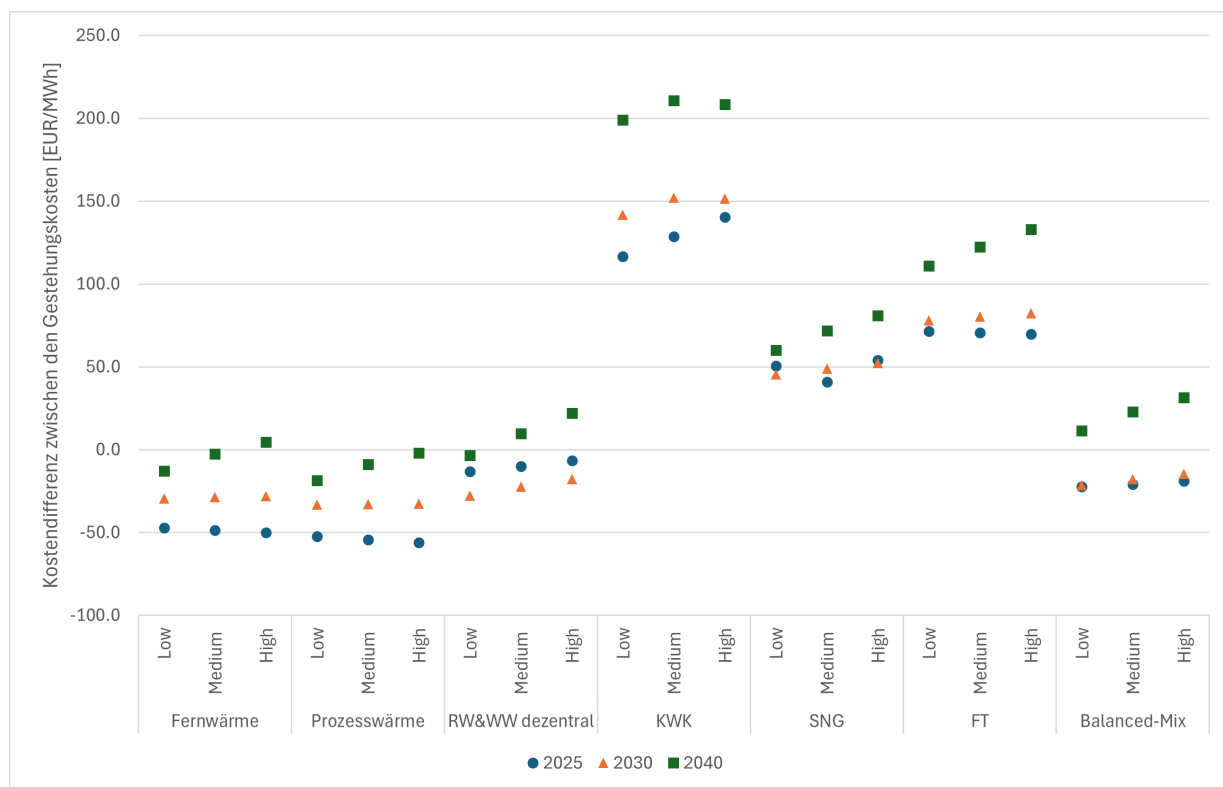


Abbildung 68. Differenz der Gestehungskosten der jeweiligen Bioenergie-Konversionstechnologien für die Jahre 2025/2030/2040 im Vergleich zu den jeweiligen Referenzsystemen.

7.3.2.3 Darstellung des möglichen Beitrags von Bioenergie über verschiedene Konversionspfade für verschiedene Endnutzungen

Der mögliche Beitrag der Biomasse am energetischen Endverbrauch über verschiedene Konversionspfade für verschiedene Endnutzungen wurde anhand des WAM-Szenarios 2023 des Umweltbundesamtes analysiert [58]. Aus den Sektoren Raumwärme und Warmwasser dezentral und Prozesswärme wurde Strom und Fernwärme herausgerechnet und der verbleibende Anteil mit dem Biomassepotenzial verglichen. In allen Varianten zeigt sich, dass ein teils signifikant hoher Anteil des Fernwärmebedarfs durch Biomasse-Heizwerke, Abwärme aus KWK-Anlagen und Abwärme aus SNG bzw. FT-Produktion abgedeckt werden könnte. Als vereinfachte Annahme wurde der Wärmeanteil der KWK-Anlagen in allen Varianten der Fernwärme zugerechnet. KWK-Anlagen können jedoch auch für die Bereitstellung von Prozesswärme eingesetzt werden. Die Extremvarianten sind wieder im Anhang dargestellt.

Die Darstellung der Variante *Bisheriger Endnutzungsmix*, vgl. Abbildung 69, bildet die Referenz für die anderen beiden intermediären Varianten. Es zeigen sich keine

signifikanten Änderungen bei den absoluten Werten des Biomassepotenzials der Prozesswärme, Fernwärme durch Biomasse und Raumwärme und Warmwasser dezentral. Der Anteil am sektoralen Verbrauch in der Fernwärme geht von 60 % auf 45 % durch einen Anstieg in der Erzeugung zurück. Der Anteil am Verbrauch in der dezentralen Raumwärme exkl. Strom und Fernwärme steigt auf ca. 74 %.

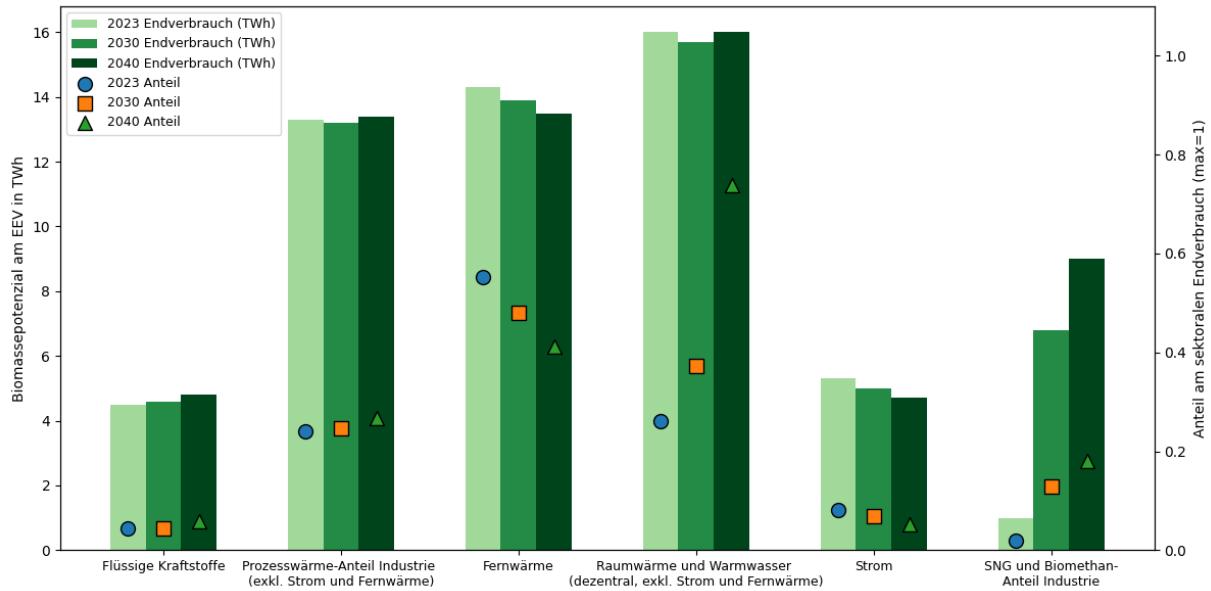


Abbildung 69. Möglicher Beitrag der Biomasse im bisherigen Endnutzungsmix (Medium-Szenario).

Die Variante *Exergieoptimierung* beinhaltet einen Rückgang der dezentralen Raumwärme und des Warmwassers zugunsten der Prozesswärme, vgl. Abbildung 70. In dieser Variante gibt es einen hohen Anteil von etwa 31% am Endverbrauch der Prozesswärme durch direkte Biomassefeuerung. Zusätzlich werden etwa 32% am Anteil des Endverbrauchs der Industrie exkl. Strom und Fernwärme durch SNG und Biomethan erfüllt, sodass 63% durch biogene Energieträger bereitgestellt werden. Der Zuwachs erfolgt ausschließlich durch Kraftstoffe 2.Generation, für welche Reststoffe eingesetzt werden.

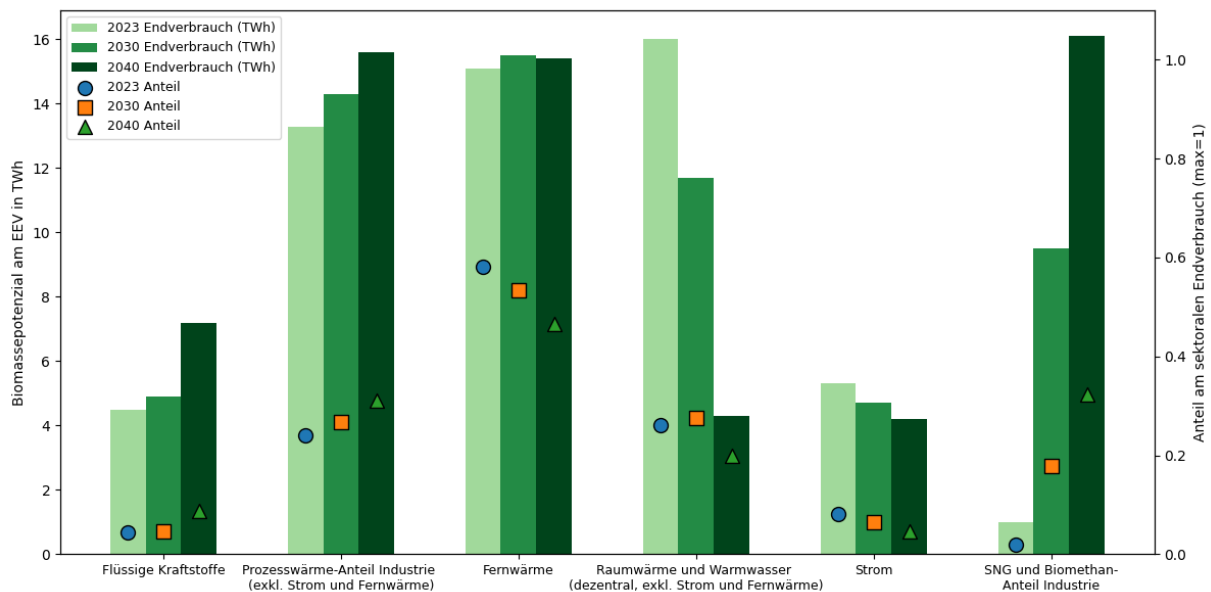


Abbildung 70. Möglicher Beitrag der Biomasse in der Variante *Exergieoptimierung* (Medium-Szenario).

In der Variante *Balanced-Mix* bleibt der Anteil am sektoralen Endverbrauch der Prozesswärme stabil, vgl. Abbildung 71. Der Beitrag der Biomasse in der Fernwärme nimmt prozentuell ab und Raumwärme nimmt signifikant zu, jedoch nicht so stark wie beim bisherigen Endnutzungsmix, obwohl der Biomasseeinsatz in der dezentralen Raumwärme in absoluten Zahlen abnimmt. Die reine Stromerzeugung aus Biomasse nimmt ab. Dieser Anteil wird für Prozesswärme oder SNG-Erzeugung eingesetzt. Die Stromerzeugung aus KWK-Anlagen bleibt jedoch unverändert.

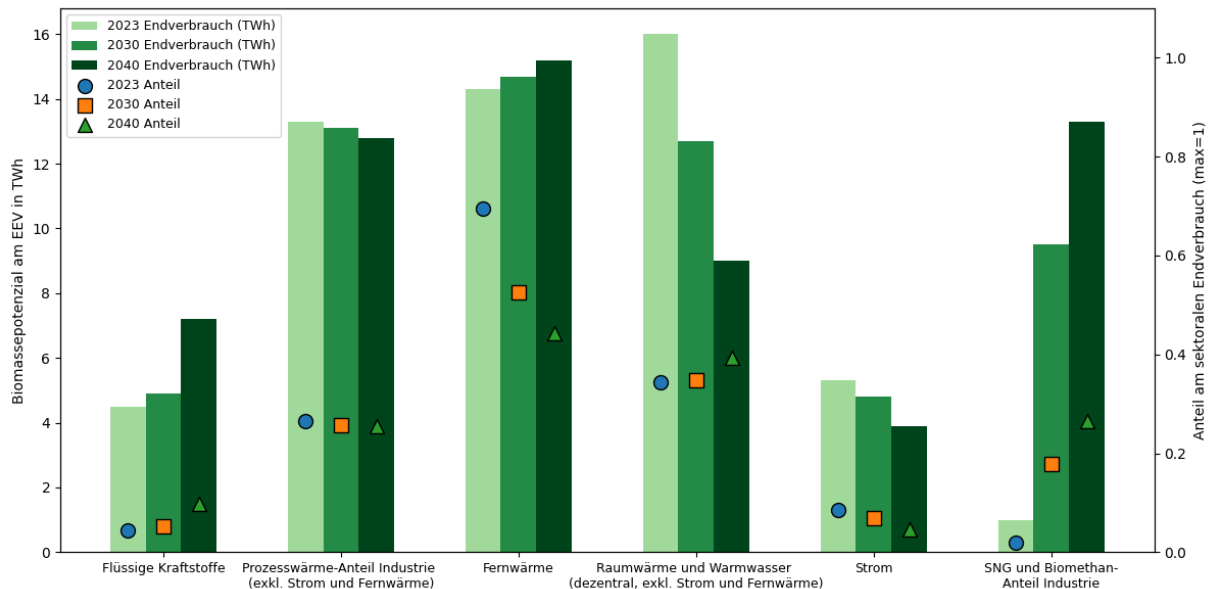


Abbildung 71. Möglicher Beitrag der Biomasse in der Variante *Balanced-Mix* (Medium-Szenario).

Die Ergebnisse zeigen, dass die Biomasse-Potenziale eine weiterhin bedeutende Komponente für das österreichische Energiesystem darstellen bzw. gewinnt deren Rolle in manchen Sektoren noch weiter an Bedeutung. Die Frage, welche Rolle Biomasse zur Raumwärme- und Warmwasserversorgung komplementär zum Einsatz von Wärmepumpen und der Fernwärme einnehmen könnte, wird durch verschiedene Allokationsvarianten abgebildet. In der Variante *Balanced-Mix* zeigt sich bei Heranziehen des WAM-Szenarios (2023) ein steigender Anteil von Biomasse in der dezentralen Raumwärme trotz Rückgangs in absoluten Zahlen. Bei der Fernwärme ist in fast allen Varianten im Medium Szenario eine leicht abnehmende Tendenz des Anteils am Endverbrauch erkennbar, weil der Fernwärmedarf ansteigt, aber der Biomasseeinsatz mit der erwarteten Steigerung nicht in gleichem Ausmaß Schritt hält bzw. abnimmt. Aktuell wird der überwiegende Anteil der energetisch genutzten holzartigen Biomasse noch immer in der Bereitstellung von Niedertemperaturwärme eingesetzt. Dieser bisherige Schwerpunkt steht jedoch zunehmend im Spannungsfeld begrenzter Rohstoffverfügbarkeit und neuer Konkurrenzanwendungen in Industrie und Verkehr. Aus Kostensicht besitzt Bioenergie weiterhin Vorteile in der Wärmebereitstellung gegenüber dem Einsatz von Erdgas.

Die Vielseitigkeit der Biomasse und Konversionstechnologien erlaubt den Einsatz in genau jenen Endnutzungsbereichen, in denen andere Optionen zur Erreichung der Klimaneutralität deutlich teurer oder nicht verfügbar sind. Zukünftig könnte sich der Einsatz von niederenergetischen Anwendungen zu Hochtemperaturprozessen und der Erzeugung gasförmiger und flüssiger Kraftstoffe der 2. Generation verlagern, um fossile Energieträger in diesen Bereichen zu substituieren. Flüssige Energieträger sind durch die RED III auf den Einsatz von Nicht-Lebensmittelpflanzen angewiesen. Die gasförmigen

Energieträger Biomethan und Holzgas sind aktuell in geringem Ausmaß im Gassektor vertreten.

Die Ergebnisse des Zusatzprojektes zeigen, dass das gesamt verfügbare Biomassepotenzial im Medium-Szenario künftig nur begrenzt ausgeweitet werden kann. Künftige Verschiebungen betreffen daher weniger die Menge, sondern vielmehr die Art der Nutzung. Eine Zunahme kann im Wesentlichen nur durch das Erschließen der ausgewiesenen Biomethanpotenzialen erreicht werden. Das High-Szenario hätte eine aus forstwirtschaftlicher Sicht kurzfristige Steigerung der holzartigen Biomasse-Potenziale zur Folge. Da es sich aber um Notfallmaßnahmen und damit erhöhten Holzeinschlag handelt, ist das in diesem Sinne nicht als nachhaltiges Potenzial über 2040 hinausgehend zu verstehen.

8 TF6: SOLARTHERMIE

8.1 Ausgangslage

Solarthermische Systeme nutzen Sonneneinstrahlung zur Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser. Die Technologie ist seit Jahrzehnten am Markt etabliert und kommt sowohl in Einzelgebäuden als auch in solargestützten Nah- und Fernwärmenetzen zum Einsatz.

Im Gegensatz zur Photovoltaik ist solarthermische Wärme räumlich an lokale Wärmesenken gebunden. Ohne geeignete Speicher oder unmittelbaren Wärmebedarf kann ein Teil des technisch möglichen Ertrags nicht genutzt werden. Das realisierbare Potenzial hängt daher wesentlich von der **räumlichen und systemischen Integration** ab. Einflussgrößen sind:

- Entwicklung der zukünftigen Wärmebedarfe
- Verfügbarkeit geeigneter Dachflächen
- Verfügbarkeit geeigneter Freiflächen in Wärmenetznahe
- Einstrahlung, Verschattung, technische Einschränkungen und zulässige Deckungsanteile

8.1.1 Storylines zu den Bandbreiten (Low, Medium, High)

Die Potenzialabschätzung erfolgt in drei Bandbreiten (Low/Medium/High), basierend auf den allgemeinen Annahmen zur Potenzialermittlung (vgl. Abschnitt 2.5). Für die Ableitung der Ausbauraten wird die historische Marktentwicklung der Solarthermie in Österreich herangezogen: starkes Wachstum ab den 1980er-Jahren, Höhepunkt 2009, seither rückläufiger Trend [63].

Zur Bestimmung realisierbarer Potenziale wird ein **Marktdiffusionsmodell** verwendet, das ausschließlich die positive Wachstumsphase bis 2009 abbildet. Im Modell wird somit für alle Bandbreiten eine Trendumkehr der aktuellen Marktsituation für Solarthermie in Österreich angenommen:

- **Low:** durchschnittliche Wachstumsrate der Periode 2000 bis 2010
- **Medium:** Wachstumsrate der Periode 2000 bis 2010 + 25 %
- **High:** Wachstumsrate der Periode 2000 bis 2010 + 50 %

Diese Annahmen gelten für gebäudebezogene Solarthermie und solargestützte Wärmenetze. Der Marktanteil solargestützter Wärmenetze wird auf rund **2,5 %** geschätzt und entsprechend skaliert.

8.2 Methodisches Konzept

Die Potenzialermittlung unterscheidet zwei zentrale Anwendungsbereiche:

1. Gebäudebezogene Solarthermie:

Systeme zur Brauchwarmwasserbereitung und teilsolaren Raumheizung (solare Kombisysteme). Typische Deckungsanteile liegen bei 60–75 % des Brauchwarmwasserbedarfs bzw. 10–40 % des kombinierten Wärmebedarfs (Raumwärme RW + Brauchwarmwasser BWW) [64].

2. Solargestützte Wärmenetze (Freiflächenanlagen):

Solarthermische Großanlagen zur Einspeisung in Nah- und Fernwärmenetze. Übliche Deckungsanteile betragen 5–25 % des Netz-Wärmebedarfs [64].

Tabelle 40: Einteilung solarthermischer Anwendungen und typische Deckungsanteile am Wärmebedarf

Anwendung	Typische Deckungsanteile [64]
Gebäude: BWW-System	60–75 % des Brauchwarmwasser-Bedarfs (BWW)
Gebäude: solares Kombisystem	10–40 % des Gesamtwärmebedarfs (RW + BWW)
Solargestützte Wärmenetze (Freiflächenanlagen)	5–25 % des Jahreswärmebedarfs (Standard); höhere Anteile nur bei Integration von Groß-/Saisonspeichern

Abgrenzung und grundlegende Annahmen

Die Analyse berücksichtigt ausschließlich Raumwärme- und Warmwasserbedarfe in Wohn- und Nichtwohngebäuden (im Folgenden zusammenfassend als **Wärmebedarfe** bezeichnet); Kühlenergie und Prozesswärme bleiben unberücksichtigt. Der Wärmebedarf wird auf Basis bestehender Wärmenetze und modellierter Wärmebedarfsdichten in wärmenetztaugliche (Freiflächen-Solarthermie) und nicht wärmenetztaugliche Anteile (Gebäude-Solarthermie) differenziert.

Flächenkonkurrenzen mit Photovoltaik werden bei der Ermittlung des technischen und technisch-realisierten Potenzials **nicht berücksichtigt**, da die Studie auf eine technologiebezogene, unabhängige Quantifizierung erneuerbarer Energiepotenziale abzielt. Kombinierte PV-/Solarthermie-Systeme (PVT) werden nicht gesondert betrachtet.

Für gebäudebezogene Systeme werden ausschließlich die Dachflächen des bestehenden Gebäudebestands berücksichtigt. Veränderungen der Dachflächen infolge **baulicher Entwicklungen bis 2030 bzw. 2040** sowie **fassadenintegrierte Systeme** bleiben **unberücksichtigt**. Analog dazu werden für Freiflächenanlagen keine zukünftigen baulichen Entwicklungen angenommen. Diese Vereinfachungen führen tendenziell zu einer Unterschätzung der technischen Potenziale; die Ergebnisse stellen vor diesem Hintergrund eine konservative Abschätzung dar. Die realisierbaren Potenziale für Solarthermie werden dadurch jedoch nur geringfügig beeinflusst, da insbesondere der angesetzte Marktdiffusionsansatz limitierend wirkt.

Die maximal zulässigen Deckungsanteile orientieren sich an etablierten, kostenoptimalen Systemkonfigurationen. Höhere solare Deckungsanteile, die saisonale oder mehrtägige Speicher erfordern, werden nicht betrachtet.

Die Studie bewertet die Wärmebedarfe für 2030 und 2040 in den Szenarien WEM und Transition (2023) und ermittelt die erneuerbaren Wärmepotenziale jeweils in jenem Szenario, in dem das höhere Potenzial erreicht wird. Damit erzielen eher dezentrale Technologien wie Luftwärme und gebäudebezogene Solarthermie ihre Maxima im Transition-Szenario, während netzgebundene Technologien – etwa Freiflächen-Solarthermie, Flusswärme und Abwärme – im WEM-Szenario die höchsten Potenziale aufweisen

8.2.1 Theoretisches Potenzial

Das solare Einstrahlungspotenzial ist in Österreich flächenbezogen sehr hoch. Eine explizite Quantifizierung des theoretischen Potenzials wurde daher nicht vorgenommen. Für die Bewertung stehen vielmehr **räumliche, systemspezifische, infrastrukturelle und wirtschaftliche Einschränkungen** im Vordergrund.

8.2.2 Technisches Potenzial

Das technische Potenzial beschreibt jene Energiemengen, die unter idealisierten technischen Bedingungen genutzt werden können. Dazu wird ermittelt, welche Flächen sich grundsätzlich für die Solarthermie eignen, wie viel Kollektorfläche darauf installiert werden kann und welche solaren Erträge damit potenziell erzielt werden.

Die Berechnung erfolgt getrennt für **Dachflächen (gebäudebezogene Systeme)** und **Freiflächen (solargestützte Wärmenetze)**.

Methodik zur Ableitung technischer Potenziale

Die Ableitung technischer Potenziale erfolgt auf Grundlage einer flächenbasierten GIS-Analyse in hoher räumlicher Auflösung. Für gebäudebezogene Anwendungen wird ein Raster von 1×1 m genutzt, für Freiflächen ein Raster von 100×100 m.

Die methodische Herangehensweise umfasst folgende Schritte:

1. Identifikation geeigneter Flächen:

Es werden Einstrahlungsdaten mit Gebäudedaten (Geometrie, Wärmebedarf), Landnutzungsklassen und Ausschlusszonen verschnitten. Nicht nutzbare Flächen (Schutzgebiete, Steillagen, hohe Seehöhen > 2.500 m) werden ausgeschlossen.

2. Klassifizierung nach Einstrahlung:

Die Rasterzellen der jährlichen Globalstrahlung werden in Eignungsklassen eingeteilt. Flächen mit mehr als 850 kWh/m²a gelten grundsätzlich als geeignet. Flächen mit hoher Einstrahlung gelten als voll nutzbar; geringere Einstrahlung wird bei der Ableitung der realisierbaren Flächen anteilig berücksichtigt (25–100 % je nach Zieljahr 2030/2040).

3. Anwendung von Flächennutzungsfaktoren:

Die Ermittlung installierbarer Kollektorflächen erfolgt unter Berücksichtigung der Montageart sowie technischer Einschränkungen (z. B. Verschattung, Kamine, Aufbauten, Statik). Zur Abbildung dieser baulichen und technischen Einschränkungen werden auf die zuvor identifizierten Eignungsflächen Abschlagfaktoren von

- **0,4** (Flachdach/Freifläche, aufgeständert) und
- **0,7** (geneigtes Dach, dachparallel)

angesetzt.

4. Verknüpfung mit Ertragsmodellen:

Die solarthermischen Erträge aus den installierbaren Kollektorflächen werden standortbezogen über lineare Regressionsmodelle als Funktion der Globalstrahlung auf die geneigte Kollektorfläche ermittelt.

Getrennte Modelle bestehen für **solare Brauchwasseranlagen** (Abbildung 72) sowie für **solare Kombianlagen** (Abbildung 73).

Für solare Freiflächenanlagen wird vereinfacht das Modell für solare Kombianlagen angewendet.

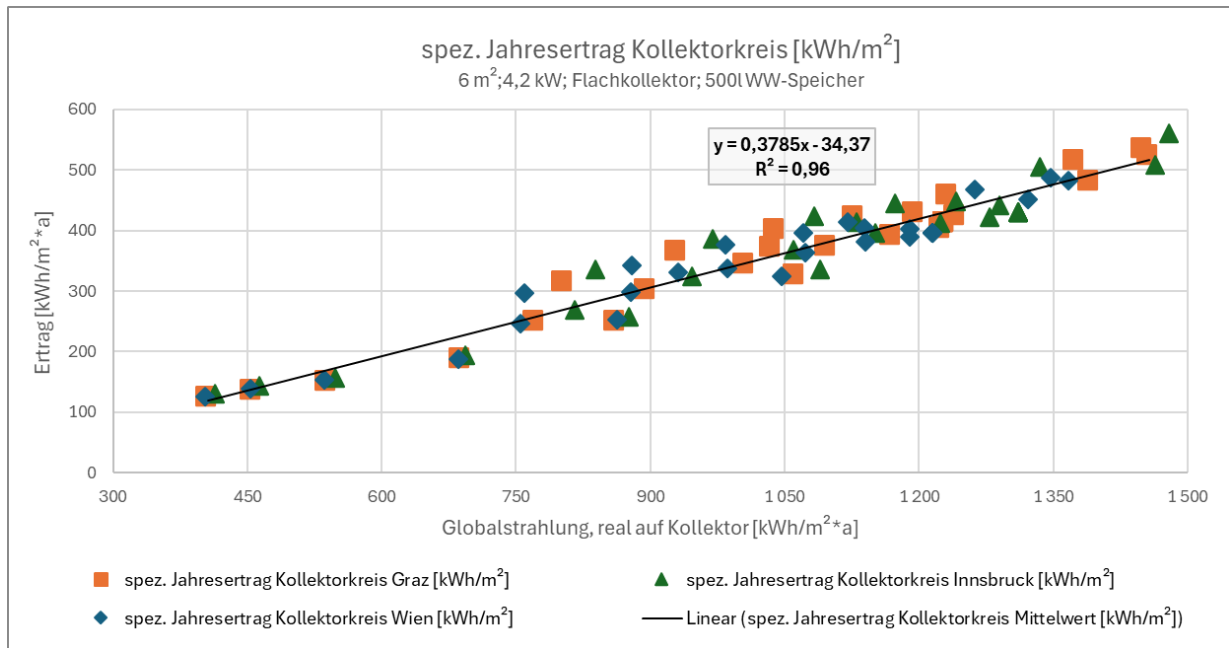


Abbildung 72. Solarthermische Erträge als Funktion der Globalstrahlung für solare Brauchwasseranlagen [AEE INTEC]

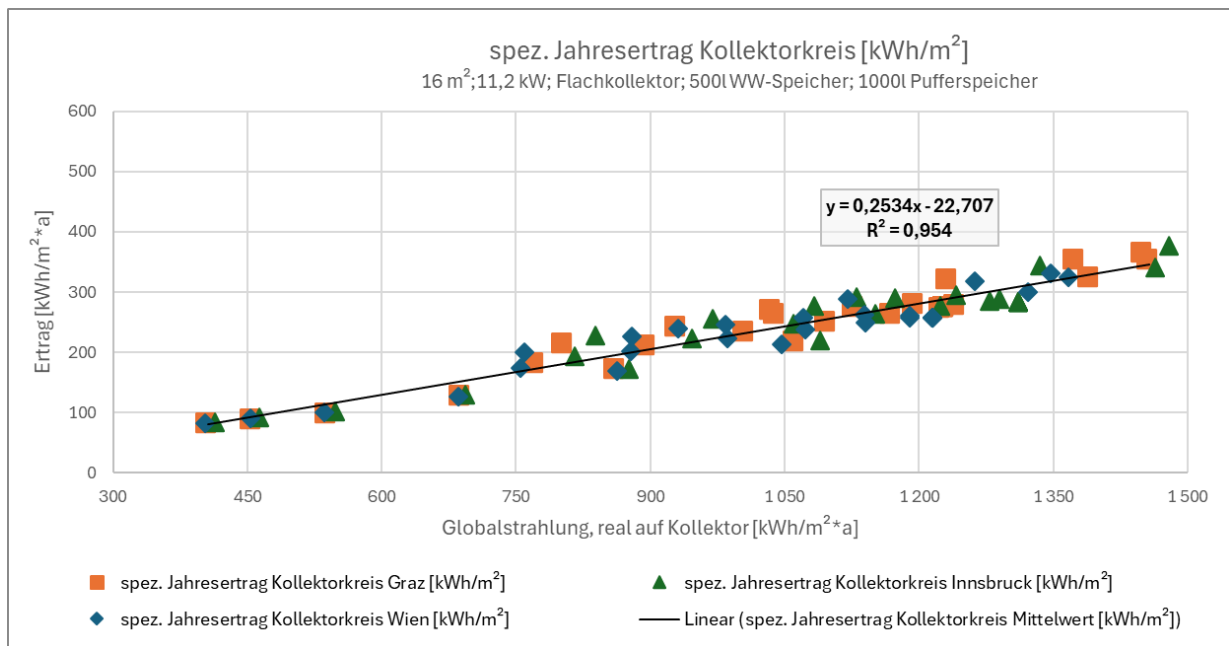


Abbildung 73. Solarthermische Erträge als Funktion der Globalstrahlung für teilsolare Raumheizung. Die Ertragsermittlung für Freiflächen-Solarthermie basiert vereinfacht ebenfalls auf diesem Modell [AEE INTEC]

5. Technologiespezifische Deckungsgrenzen am Wärmebedarf

Die installierbare Kollektorfläche und die damit verbundenen technischen solarthermischen Erträge werden anhand von Deckungsgrad Obergrenzen am Wärmebedarf limitiert:

Tabelle 41: Technische Obergrenzen für Solarthermie (in % des Wärmebedarfs), eigene Annahmen, in Anlehnung an [64]

Anwendung	Obergrenze
Solare Brauchwasseranlagen	75 %
Solare Kombisysteme	40 %
Freiflächen-Solarthermie	25 %

Diese Begrenzung stellt sicher, dass das technische Potenzial die **systemtechnisch maximal verwertbare Energiemenge** widerspiegelt (ohne Berücksichtigung von saisonaler Wärmespeicherung).

6. Aggregation:

Die resultierenden Kollektorflächen und Erträge werden auf Gemeindeebene aggregiert und bilden die Basis für die weiterführende Bewertung der realisierbaren Potenziale.

Flächenermittlung - Gebäudebezogene Solarthermie

Die Bewertung der Eignung und Nutzungsmöglichkeiten von Dachflächen erfolgt rasterbasiert (1 × 1 m). Die Flächen werden gemäß Tabelle 42 in vier Strahlungsklassen eingeteilt.

Für die Ermittlung des **technischen Potenzials** wird angenommen, dass Dachflächen mit einer jährlichen Einstrahlung über 850 kWh/m²a vollständig geeignet sind. Bei der Berechnung der **realisierbaren Potenziale** wird hingegen unterstellt, dass weniger gut geeignete Strahlungsklassen nur anteilig genutzt werden. Für die Zieljahre 2030 und 2040 gelten unterschiedliche Annahmen: Es wird angenommen, dass im Jahr 2040 auch weniger geeignete Einstrahlungsklassen stärker ausgeschöpft werden als 2030.

Tabelle 42: Strahlungsklassen und einstrahlungsabhängige Nutzbarkeit 2030 / 2040 (eigene Annahmen)

GLO_real [kWh/m ² a]	Eignung	Technisch nutzbares Flächenpotenzial	Realisierbares Flächenpotenzial (2030 / 2040)
0–850	nicht geeignet	-	-
>850–1000	geeignet	100%	25 % / 50 %
>1000–1150	gut geeignet	100%	50 % / 75 %
>1150	sehr gut geeignet	100%	75 % / 100 %

Erläuterung: GLO_real bezeichnet die spezifische Globalstrahlung auf die reale Dachneigung und -ausrichtung. Für eine 1.000 m² große Dachfläche der Kategorie „gut geeignet“ ergibt sich somit ein technisch nutzbares Flächenpotenzial von 1.000 m² (100 %) sowie ein realisierbares Flächenpotenzial von 500 m² (50 %) für 2030 bzw. 750 m² (75 %) für 2040.

Die Umrechnung der Dachflächenpotenziale in installierbare Kollektorflächen erfolgt in Abhängigkeit von der Dachform und der gewählten Montageart. Hierzu werden **Flächennutzungsfaktoren** gemäß Tabelle 43 herangezogen, um statische, bauliche und technische Einschränkungen (z. B. Verschattung, Kamine, Aufbauten, Statik) zu berücksichtigen.

Tabelle 43: Flächennutzungsfaktoren je Montageart

Montageart	Flächennutzungsfaktor
Flachdach, Süd, 35°, aufgeständert	0,4
geneigtes Dach, dachparallel / vollflächig	0,7

Erläuterung: Bei einem Dachflächenpotenzial von 400 m² ergibt sich eine installierbare Kollektorfläche von 160 m² (Flachdach) bzw. 280 m² (geneigtes Dach).

Flächenermittlung „Freiflächen-Solarthermie“

Für die Freiflächen-Solarthermie wurden vier Landnutzungsklassen als potenziell geeignete Flächen identifiziert und auf Basis georeferenzierter Daten österreichweit ausgewertet. Die nutzbaren Anteile je Klasse, in Analogie zum Technologiefeld PV angenommen, sind in Tabelle 44 dargestellt.

Tabelle 44: Landnutzungsklassen mit Eignung für Freiflächen-Solarthermie

Landnutzungsklasse	Nutzbare Fläche (2030 / 2040)	Quelle	Jahr
Betriebsgebiete ohne Gebäudeflächen	40 %	UBA	2018
Agrar-Kulturflächen	18,9 %	UBA	2018
landwirtschaftlich genutztes Grünland	6,3 %	UBA	2018
Deponien und gesicherte Altlasten	60 %	UBA	2022

Erläuterung: Für 10 000 m² Agrar-Kulturfläche ergibt sich bei einem Nutzungsanteil von 18,9 % ein technisch nutzbares Flächenpotenzial von 1 890 m². Unter Anwendung des Flächennutzungsfaktors von 0,4 (analog zur Flachdachaufständigung) resultiert daraus eine installierbare Kollektorfläche von 756 m².

Von einer Nutzung ausgeschlossen wurden sämtliche Flächen mit folgenden Merkmalen:

- Schutzgebiete gemäß Kapitel 2.4.2
- Bebaute Flächen (z.B. Bauwerke, Infrastrukturen)
- topografisch ungeeignete Lagen (Seehöhe > 2.500 m oder starke Hangneigung > 30°– 60°, je nach Maßstab)

Für die **Potenzialermittlung** wird angenommen, dass Freiflächen mit einer jährlichen Einstrahlung über 850 kWh/m²a vollständig geeignet sind (Referenz: spezifische Globalstrahlung bei Südausrichtung und 45° Neigung). Die installierbare Kollektorfläche ergibt sich über den Flächennutzungsfaktor 0,4, analog zur Aufständigung auf Flachdächern (vgl. Tabelle 43). Zusätzlich wird überprüft, ob sich die Flächen in geeigneter Nähe zu Wärmenetzen befinden.

8.2.3 Realisierbare Potenziale

Die realisierbaren Potenziale ergeben sich aus dem technischen Potenzial durch Anwendung zusätzlicher **systemtechnischer, räumlicher** und **marktbezogener Einschränkungen**. Sie repräsentieren jene Energiemengen, die unter realitätsnahen Annahmen zu Systemintegration und Marktdynamik bis zu den Zieljahren 2030 und 2040 tatsächlich erschließbar erscheinen.

Die Analyse erfolgt getrennt nach **gebäudebezogener Solarthermie** und **Freiflächenanlagen zur Einspeisung in Wärmenetze**. Die Ergebnisse werden auf Gemeindeebene ermittelt und in den Bandbreiten *Low*, *Medium* und *High* dargestellt.

Innerhalb der gebäudebezogenen Solarthermie wird zwischen **solaren Brauchwasseranlagen** und **solaren Kombisystemen** (Raumwärme + Brauchwarmwasser) unterschieden. Das Verhältnis dieser beiden Systeme wird mit 75 % zu 25 % angesetzt.

Systemische Einschränkungen

Die realisierbaren Kollektorflächen und die damit verbundenen solarthermischen Erträge werden durch Anwendung **technologiespezifischer Deckungsgrenzen am Wärmebedarf** begrenzt. Die Begrenzung orientiert sich an systemisch sinnvollen

Anteilen zur Deckung des jeweiligen Wärmebedarfs und dient der Vermeidung energetischer Überdimensionierungen (Tabelle 45).

Tabelle 45: Realisierbare Obergrenzen für Solarthermie (in % des jeweiligen Bedarfs), eigene Annahmen, in Anlehnung an [64]

Anwendung	Low	Medium	High
Gebäude – solare Brauchwasseranlage	55 %	65 %	75 %
Gebäude – teilsolare Raumheizung	10 %	25 %	40 %
Wärmenetze – Freiflächen-Solarthermie	5 %	15 %	25 %

Die maximalen Deckungsanteile für gebäudebezogene Solarthermie beziehen sich auf das **Transition-Wärmebedarfsszenario** der *Austrian Heat Map 2023*. Dieses Szenario beschreibt einen ambitionierten Pfad zur Dekarbonisierung des Wärmesektors und berücksichtigt eine deutliche Reduktion des Raumwärmebedarfs infolge umfassender thermischer Sanierungsmaßnahmen und einer Modernisierung des Gebäudebestands.

Die maximalen Deckungsanteile für Freiflächenanlagen basieren auf dem **WEM-Wärmebedarfsszenario** (*With Existing Measures*) der *Austrian Heat Map 2023* [7]. Dieses Szenario beschreibt einen mittleren Reduktionspfad des Raumwärmebedarfs und damit eine moderate, aber signifikante Ausdehnung potenzieller Wärmenetzgebiete.

Räumliche Einschränkungen

Bei der Ermittlung der technischen sowie auch der realisierbaren Potenziale für Freiflächen-Solarthermie werden zusätzliche **räumliche Kriterien** angewendet. Für jede identifizierte Eignungsfläche wird geprüft, ob sie sich in ausreichender räumlicher Nähe zu einem Wärmenetzgebiet gemäß WEM-Szenario befindet. Nur Flächen, die innerhalb einer wirtschaftlich darstellbaren Trassendistanz liegen, werden berücksichtigt.

Die maximal zulässige Trassenlänge wird modellbasiert in Abhängigkeit von der installierbaren thermischen Spitzenleistung $P_{p,th}^{solar}$ berechnet:

$$d_{max} = \lambda \cdot 0,5 \cdot \sqrt{P_{p,th}^{solar}}$$

Legende:

d_{max} : wirtschaftlich darstellbare Trassenlänge [km]

$P_{p,th}^{solar} = A_{solar} \cdot 0,7$: thermische Spitzenleistung der Freiflächen Solarthermie [$MW_{p,th}$]

$\lambda = 2$, Kalibrierfaktor (eigene Annahme, basierend auf empirischen Erfahrungswerten)

Dieser Modellansatz ermöglicht eine standortbezogene Bewertung, bei welcher die Wirtschaftlichkeit der Netzanbindung als funktionaler Bestandteil der Potenzialermittlung berücksichtigt wird.

Marktbezogene Einschränkungen – S-Kurvenmodell

Das realisierbare Potenzial für 2030 und 2040 wird durch ein technologiespezifisches S-Kurven-Modell begrenzt. Dieses modelliert den Ausbaupfad der Solarthermie auf Basis der historischen Marktentwicklung gemäß Marktstatistik [65]. Im Modell wurde ein dynamisches Wachstum analog zur positiven Marktentwicklung in Österreich zwischen 2000 und 2010 angenommen.

Berechnung der Wärmegestehungskosten:

Zur ökonomischen Bewertung der realisierbaren Potenziale wurden die **spezifischen Wärmegestehungskosten (LCOH – Levelized Cost of Heat)** für beide Anwendungstypen berechnet. Der LCOH beschreibt die durchschnittlichen Kosten pro erzeugte Wärmeinheit über die Lebensdauer einer Anlage und ermöglicht eine vergleichende Bewertung unterschiedlicher Technologien und Standorte.

Die Berechnung basiert auf den realisierbaren Kollektorflächen, den daraus resultierenden thermischen Spitzenleistungen sowie den über Regressionsmodelle abgeleiteten spezifischen Erträgen. Investitions- und Betriebskosten wurden dem [KWW-Technikatalog v1.1](#) entnommen.

Bei der zukünftigen Entwicklung der solarthermischen Erträge wurde eine Steigerung der Systemeffizienz für Solarthermie aufgrund geringerer Systemtemperaturen in der Wärmeversorgung in der Berechnung der Wärmegestehungskosten berücksichtigt. Mögliche Änderungen des Einstrahlungsniveaus infolge des Klimawandels wurden dahingegen als vernachlässigbar bewertet.

Für die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen gelten folgende Annahmen:

- **Realer Kapitalzinssatz (WACC):** 6,52 %
- **Strompreise:** Strombedarf für Pumpen, Regelungen, etc. wurde als vernachlässigbar angenommen
- **Betriebsdauer:**
 - 20 Jahre (gebäudebezogene Systeme)
 - 25 Jahre (Freiflächen-Solarthermie)

Die Berechnung erfolgt **technologie- und standortbezogen auf Gemeindeebene**, wodurch regionale Unterschiede in Einstrahlung, Wärmenachfrage und Systemintegration adäquat abgebildet werden können.

Erforderliche Eingangsdaten

Eine Auflistung der erforderlichen Eingangsdaten für die Solarthermie-Potenzialermittlung ist Tabelle 46 zu entnehmen. Für die Potenzialermittlung werden demnach neben den Einstrahlungsdaten, die Gebäudetopografie, Flächennutzungen sowie Wärmebedarfe und Wärmenetzgebiete zusammengeführt.

Der Beauftragungsgegenstand inkl. Spezifikationen zum Solarpotenzialkataster, der im Rahmen des Projektes von der Geosphere Austria unter Mitwirkung von AEE INTEC und dem Umweltbundesamt erarbeitet wurde, ist diesem Projektbericht als Anhang 1.A und Anhang 1.B zu entnehmen.

Tabelle 46: Erforderliche Eingangsdaten für die Solarthermie-Potenzialermittlung

Kategorie	Datensatz / Quelle	Auflösung / Anmerkung
Strahlungsdaten (Gebäude)	Solkataster (Geosphere Austria)	1 m × 1 m; reale Dachneigung und -ausrichtung
Strahlungsdaten (Freifläche)	APOLIS-100 (Geosphere Austria)	100 m × 100 m; 13 Orientierungen
Gebäudegeometrie	DLM-Bauwerke (BEV)	Gebäudegrundrisse, Höhen, Volumina
Dachformen / -neigungen	ALS-DOM (BEV)	Modellierte Dachformen, -neigungen, -ausrichtungen
Schutzgebiete / Ausschlusszonen	Umweltbundesamt (UBA), Open Data	Flächendeckende Geodaten zu Schutzkategorien und Nutzungsausschlüssen
Landnutzungsklassen	Umweltbundesamt (UBA), Open Data	Vier Klassen für Freiflächen Solarthermie, differenziert nach Nutzungsintensität
Wärmebedarf	Austrian Heat Map	100 m × 100 m; Raumwärme + Brauchwarmwasser für WEM & Transition 2030/2040
Gebäudestruktur	Austrian Heat Map (Sonderauswertung)	Baualtersklassen, Verteilung Raumwärme & Warmwasser
Wärmenetze	Austrian Heat Map (Sonderauswertung)	Zonierung potenzieller Wärmenetzgebiete

8.3 Ergebnisse

Die Ergebnisse der Potenzialabschätzung werden im Folgenden getrennt für **gebäudebezogene Solarthermie** und **solargestützte Wärmenetze** dargestellt. Betrachtet werden die Zieljahre **2030** und **2040**, jeweils in den Bandbreiten *Low*, *Medium* und *High*. Die Ergebnisse liegen aggregiert auf **Gemeinde-, Bundesländer-** sowie **Bundesebene** vor.

8.3.1 Gebäudebezogene Solarthermie

Die Auswertung der realisierbaren Potenziale für gebäudebezogene Solarthermie basiert auf dem **Transition-Wärmebedarfsszenario** der *Austrian Heat Map*. Dieses Szenario bildet einen ambitionierten Pfad zur Dekarbonisierung des Wärmesektors ab und berücksichtigt eine deutliche Reduktion des Raumwärmebedarfs infolge umfassender thermischer Sanierungen und der Modernisierung des Gebäudebestands.

Innerhalb der gebäudebezogenen Solarthermie wird zwischen **solaren Brauchwasseranlagen** und **solaren Kombisystemen** (Raumwärme + Brauchwarmwasser) unterschieden. Das Verhältnis dieser beiden Systeme wird mit 75 % zu 25 % angesetzt.

Österreichweit ergibt sich ein **realisierbares Potenzial** gebäudebezogener Solarthermie von bis zu **6,2 TWh/a im Jahr 2030** und **11,9 TWh/a im Jahr 2040** (jeweils inklusive Bestandsanlagen).

Zum Vergleich: Das **technische Potenzial** beträgt rund **19,0 TWh/a** und geht davon aus, dass sämtliche Dachflächen mit einer jährlichen Einstrahlung über 850 kWh/m² bis

zu den maximal angesetzten Deckungsobergrenzen und ohne Marktschranken vollständig genutzt werden.

Tabelle 47: Ergebnisübersicht zu gebäudebezogener Solarthermie für Österreich (Quelle Status quo: [63])

Bandbreiten	Solarthermische Kollektorfläche [ha]	Thermische Spitzenleistung [GWp,th]	Jährlicher Kollektorertrag [TWh/a]
Status quo (2023)	419	2,9	1,9
2030 (Low / Medium / High)	1.308 1.503 1.634	9,2 10,5 11,4	5,3 5,7 6,2
2040 (Low / Medium / High)	2.062 2.600 3.055	14,4 18,2 21,4	8,5 10,2 11,9
Technisches Potenzial	5.018	35,1	19,0

Die regionalen Ergebnisse zeigen deutliche Unterschiede zwischen den Bundesländern. Die höchsten Potenziale bestehen in Niederösterreich, Oberösterreich und der Steiermark, was sowohl auf den Gebäudebestand als auch auf günstige Einstrahlungsbedingungen zurückzuführen ist.

Tabelle 48 bis Tabelle 50 enthalten die detaillierten Ergebnisse nach Bundesland in Form von Energieerträgen, installierter Kollektorleistung und Kollektorfläche.

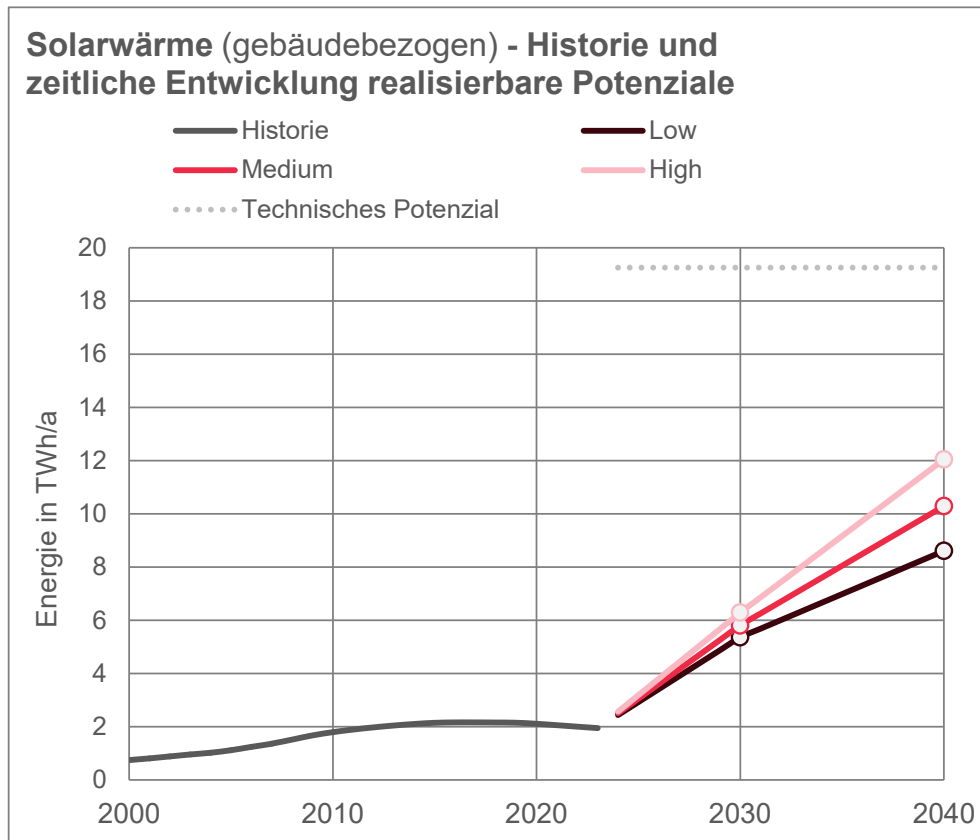


Abbildung 74: Zeitliche Entwicklung realisierbarer Potenziale für gebäudebezogene Solarthermie

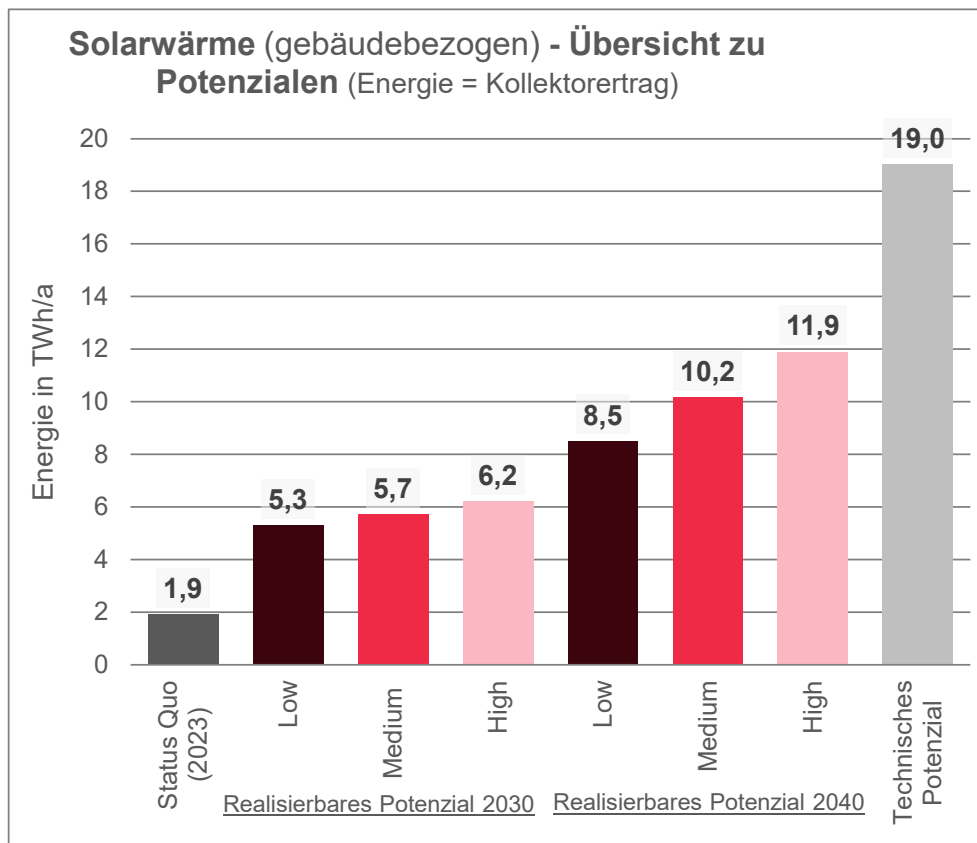


Abbildung 75: Identifizierte Potenziale (Energie) für gebäudebezogene Solarthermie

Tabelle 48: Solarwärmepotenziale auf Dachflächen in der Form von Kollektorertrag nach Bundesländern

Solarwärmepotenziale auf Dachflächen in der Form von Kollektorertrag in GWh/a nach Bundesländern	Status Quo 2023	Realisierbares Potenzial Low 2030	Realisierbares Potenzial Medium 2030	Realisierbares Potenzial High 2030	Realisierbares Potenzial Low 2040	Realisierbares Potenzial Medium 2040	Realisierbares Potenzial High 2040	Techn. Potenzial
Burgenland	57	164	179	197	289	363	448	953
Kärnten	164	457	496	537	734	873	1.014	1.423
Niederösterreich	309	886	971	1.064	1.558	1.952	2.400	5.020
Oberösterreich	493	1.348	1.454	1.567	2.073	2.415	2.747	3.454
Salzburg	120	335	364	395	548	659	775	1.193
Steiermark	314	873	946	1.026	1.404	1.674	1.952	2.830
Tirol	256	695	748	803	1.050	1.214	1.371	1.668
Vorarlberg	149	407	438	471	617	712	802	947
Wien	41	120	133	147	229	301	393	1.525
Gesamt (Österreich)	1.904	5.285	5.729	6.208	8.502	10.164	11.902	19.013

Tabelle 49: Solarwärmepotenziale auf Dachflächen in der Form von thermischer Spitzenleistung nach Bundesländern

Solarwärmepotenziale auf Dachflächen in der Form von thermischer Spitzenleistung in $GW_{p_{th}}$ nach Bundesländern	Status Quo 2023	Realisierbares Potenzial Low 2030	Realisierbares Potenzial Medium 2030	Realisierbares Potenzial High 2030	Realisierbares Potenzial Low 2040	Realisierbares Potenzial Medium 2040	Realisierbares Potenzial High 2040	Techn. Potenzial
Burgenland	0,09	0,28	0,32	0,36	0,48	0,64	0,79	1,73
Kärnten	0,25	0,77	0,88	0,96	1,21	1,51	1,76	2,55
Niederösterreich	0,48	1,55	1,80	1,98	2,67	3,52	4,35	9,35
Oberösterreich	0,76	2,34	2,67	2,89	3,52	4,33	4,94	6,36
Salzburg	0,18	0,59	0,68	0,74	0,95	1,20	1,42	2,22
Steiermark	0,48	1,49	1,71	1,86	2,35	2,96	3,46	5,20
Tirol	0,40	1,22	1,39	1,50	1,80	2,20	2,49	3,04
Vorarlberg	0,23	0,71	0,81	0,88	1,06	1,29	1,46	1,77
Wien	0,06	0,21	0,25	0,28	0,39	0,55	0,72	2,90
Gesamt (Österreich)	2,9	9,2	10,5	11,4	14,4	18,2	21,4	35,1

Tabelle 50: Solarwärmepotenziale auf Dachflächen in der Form von Kollektorfläche nach Bundesländern

Solarwärmepotenziale auf Dachflächen in der Form von Kollektorfläche in ha nach Bundesländern	Status Quo 2023	Realisierbares Potenzial Low 2030	Realisierbares Potenzial Medium 2030	Realisierbares Potenzial High 2030	Realisierbares Potenzial Low 2040	Realisierbares Potenzial Medium 2040	Realisierbares Potenzial High 2040	Techn. Potenzial
Burgenland	13	40	46	51	69	91	113	248
Kärnten	36	109	126	137	172	216	252	365
Niederösterreich	68	221	257	283	381	504	621	1.336
Oberösterreich	109	334	382	413	503	618	706	909
Salzburg	26	84	97	106	135	172	203	316
Steiermark	69	213	245	266	336	422	494	743
Tirol	56	174	199	214	258	314	356	434
Vorarlberg	33	102	116	126	151	184	208	253
Wien	9	30	35	39	56	78	103	414
Gesamt (Österreich)	419	1.308	1.503	1.634	2.062	2.600	3.055	5.018

Kartendarstellungen mit Symbolisierung auf Gemeindeebene

Die kartografischen Darstellungen auf Gemeindeebene (Abbildung 76 bis Abbildung 81) veranschaulichen die räumliche Verteilung der realisierbaren Potenziale für die Zieljahre 2030 und 2040 in allen drei Bandbreiten. Erkennbar ist eine Konzentration hoher Potenziale in urban geprägten Gebieten mit hoher Dachflächendichte.

Realisierbares Solarwärme Potenzial 2030 (low) - Gebäude 5,3 TWh_{th}

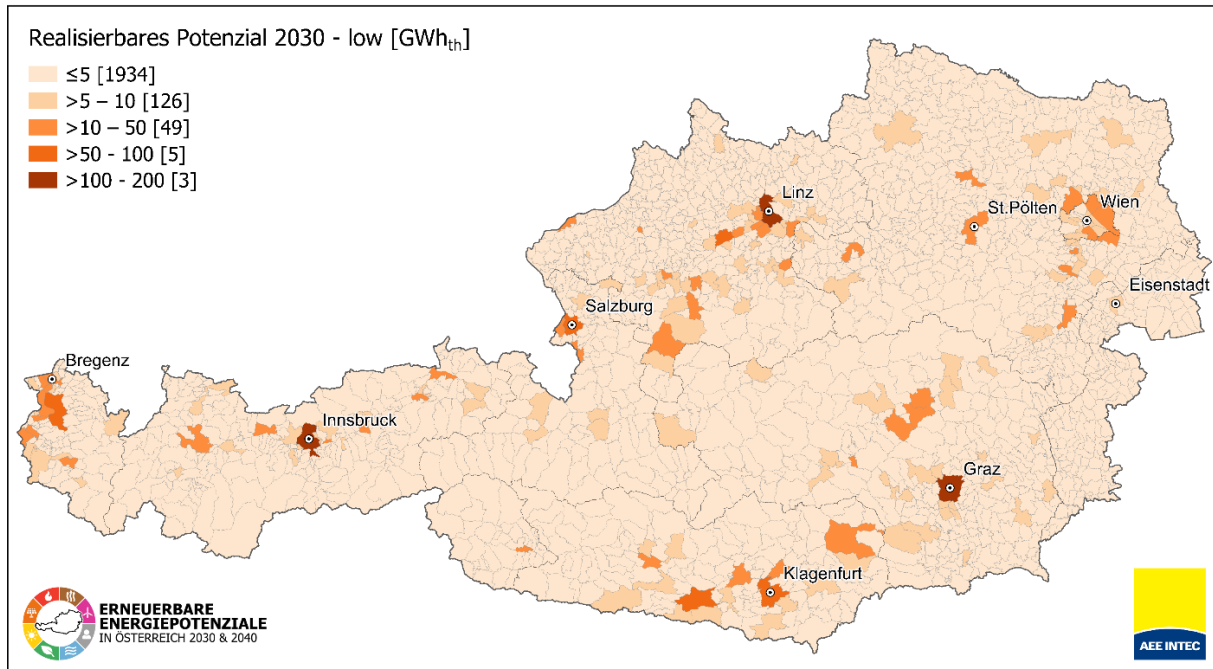


Abbildung 76: Realisierbares Potenzial für gebäudebezogene Solarthermie 2030 (Transition) niedrige Bandbreite – 5,3 TWh_{th}

Realisierbares Solarwärme Potenzial 2030 (medium) - Gebäude 5,7 TWh_{th}

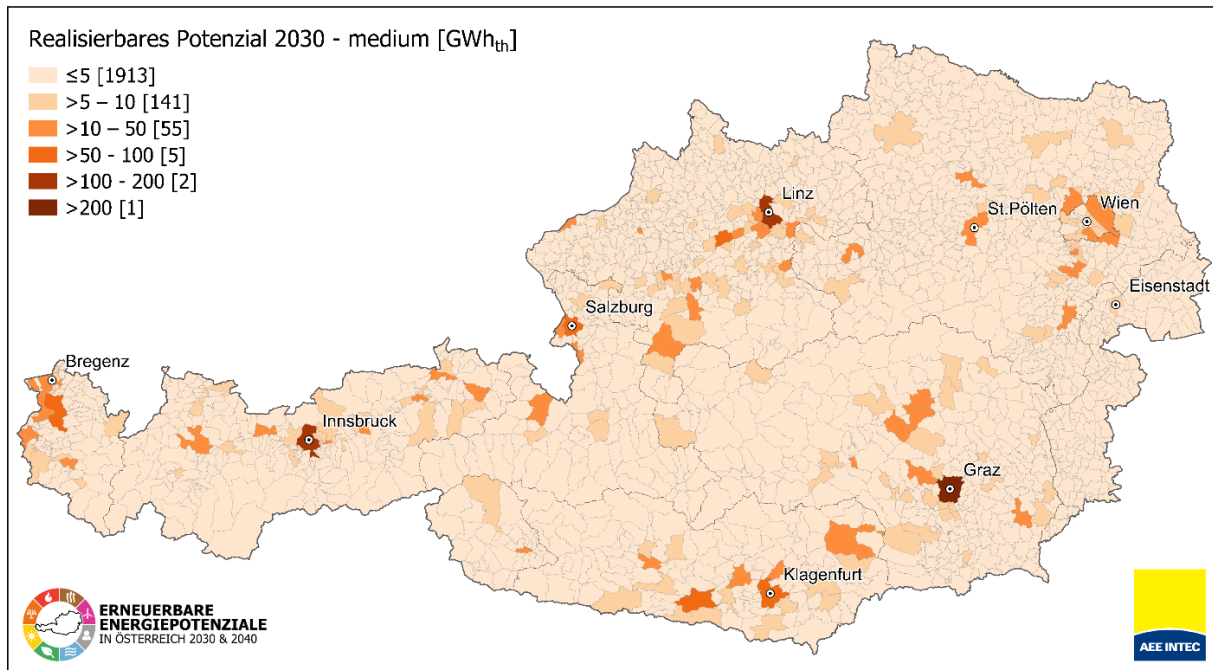


Abbildung 77: Realisierbares Potenzial für gebäudebezogene Solarthermie 2030 (Transition) mittlere Bandbreite – 5,7 TWh_{th}

Realisierbares Solarwärme Potenzial 2030 (high) - Gebäude 6,2 TWh_{th}

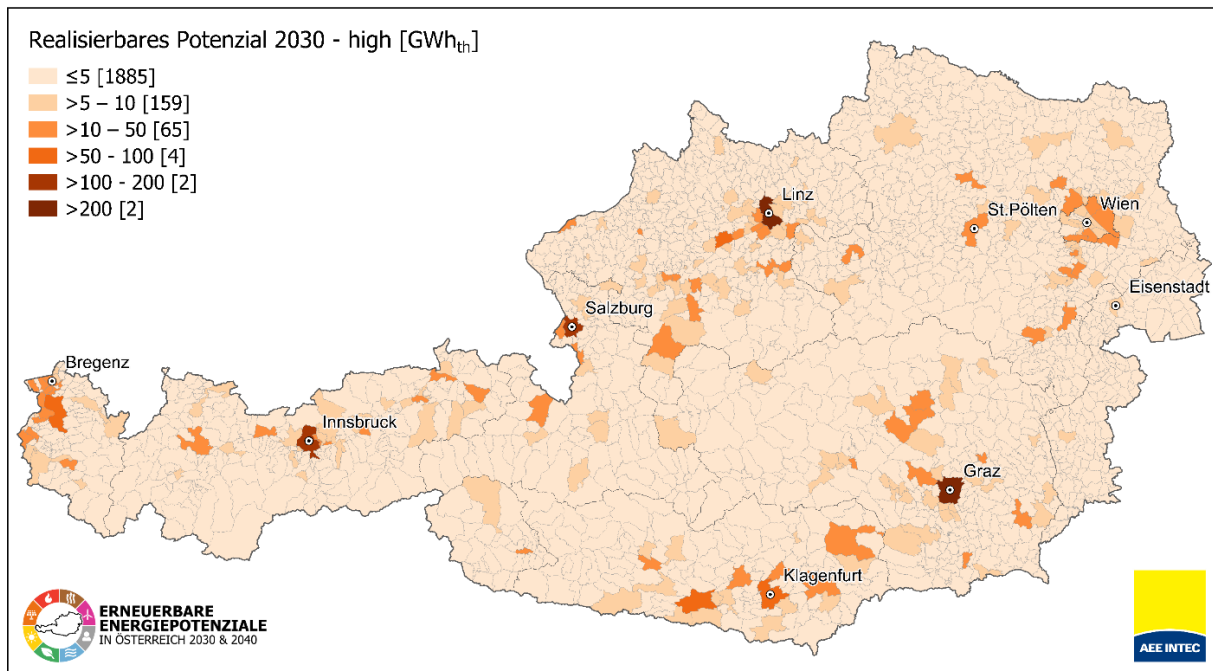


Abbildung 78: Realisierbares Potenzial für gebäudebezogene Solarthermie 2030 (Transition) hohe Bandbreite – 6,2 TWh_{th}

Realisierbares Solarwärme Potenzial 2040 (low) - Gebäude 8,5 TWh_{th}

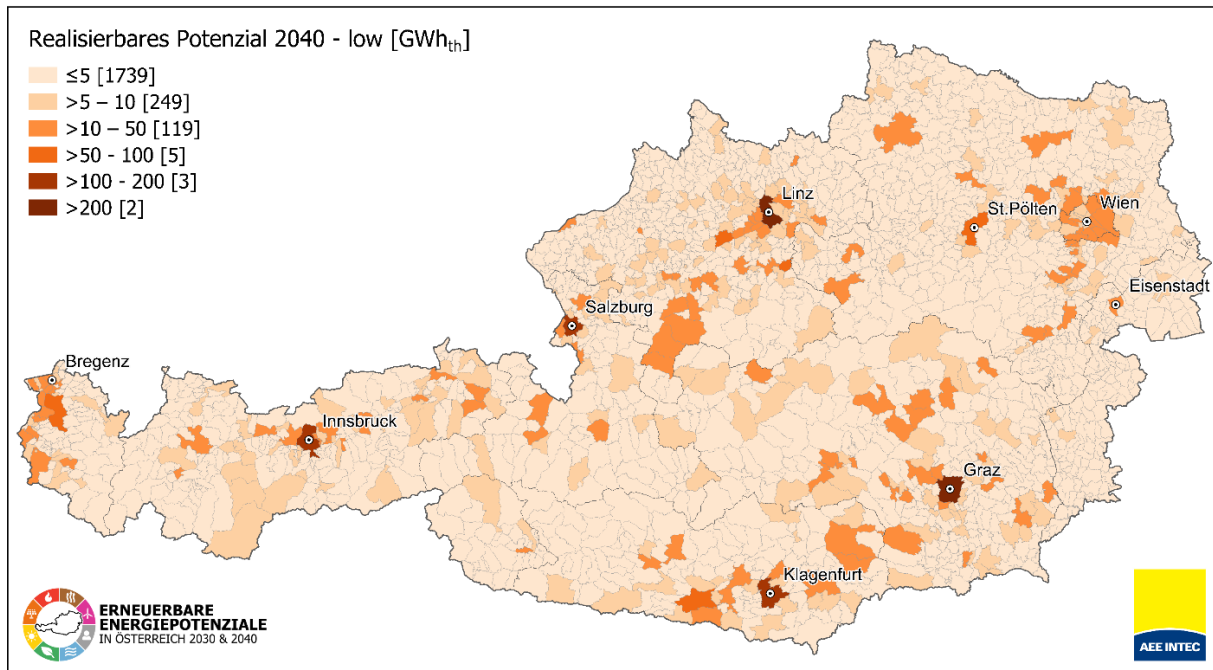
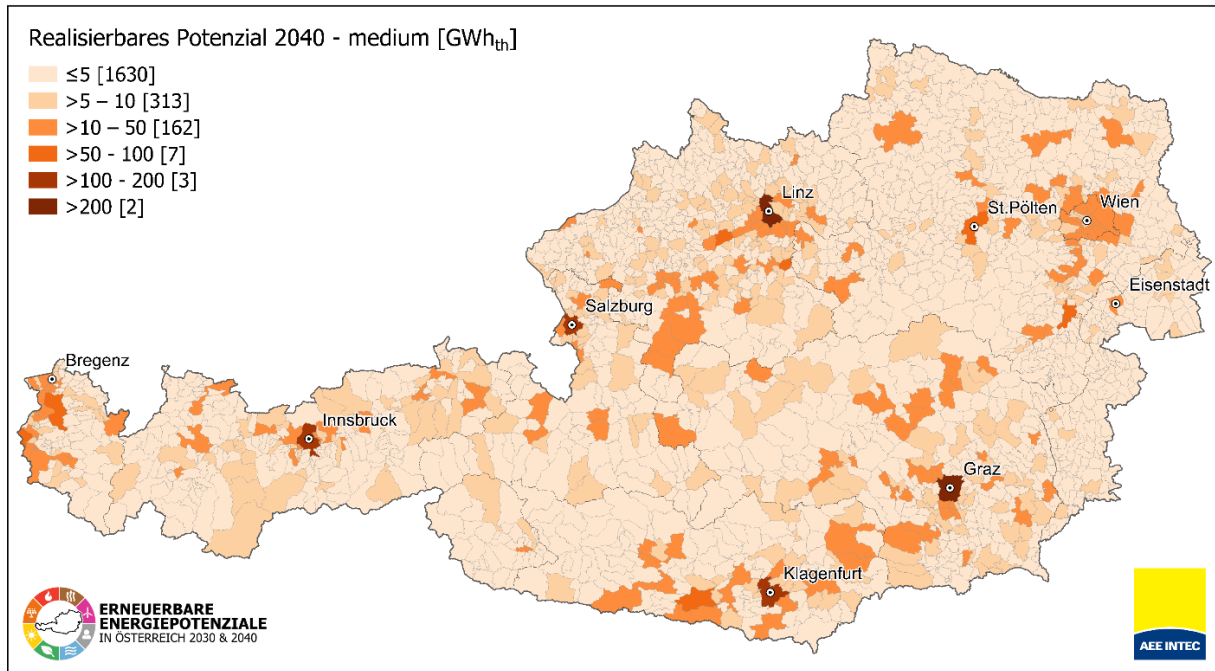


Abbildung 79: Realisierbares Potenzial für gebäudebezogene Solarthermie 2040 (Transition) niedrige Bandbreite – 8,5 TWh_{th}

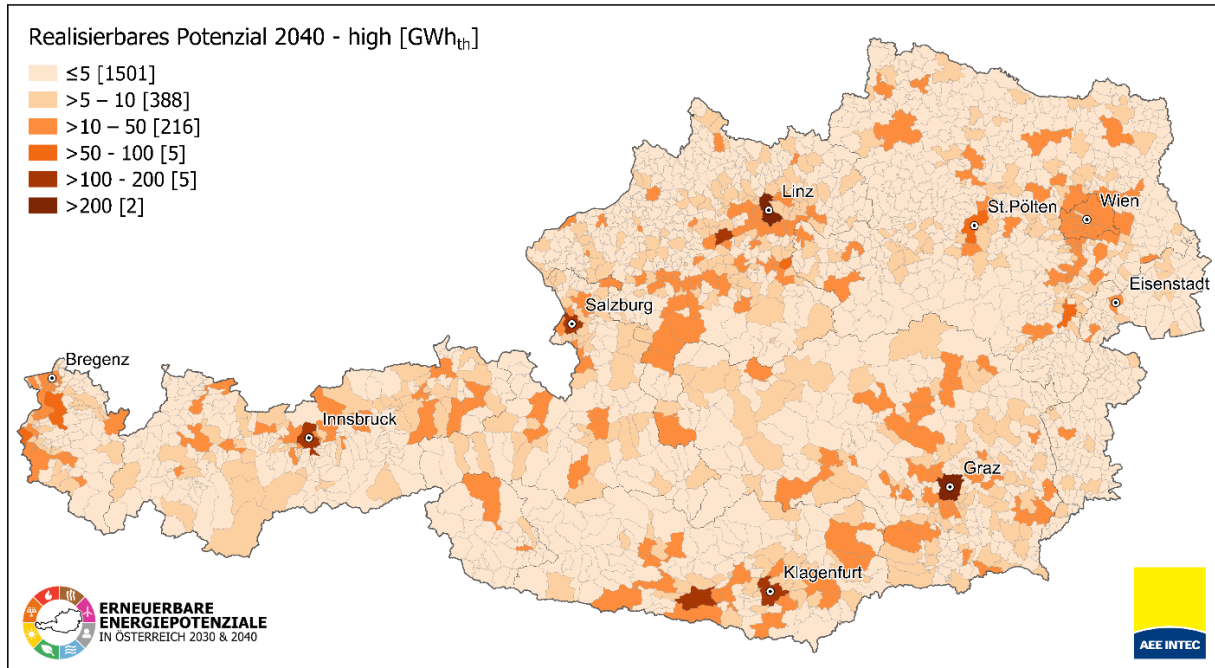
Realisierbares Solarwärme Potenzial 2040 (medium) - Gebäude 10,2 TWh_{th}



Geosphere, UBA, Austrian Heat Map, eigene Modellierung
 Bearbeitung: AEE INTEC 30.11.2025

Abbildung 80: Realisierbares Potenzial für gebäudebezogene Solarthermie 2040 (Transition) mittlere Bandbreite – 10,2 TWh_{th}

Realisierbares Solarwärme Potenzial 2040 (high) - Gebäude 11,9 TWh_{th}



Geosphere, UBA, Austrian Heat Map, eigene Modellierung
 Bearbeitung: AEE INTEC 30.11.2025

Abbildung 81: Realisierbares Potenzial für gebäudebezogene Solarthermie 2040 (Transition) hohe Bandbreite – 11,9 TWh_{th}

8.3.2 Solargestützte Wärmenetze

Die Auswertung der realisierbaren Potenziale für **Freiflächen-Solarthermie** basiert auf dem **WEM-Wärmebedarfsszenario** der *Austrian Heat Map 2023*, das einen mittleren Pfad der Wärmebedarfsreduktion beschreibt und eine moderate, aber flächenmäßig signifikante Ausdehnung potenzieller Wärmenetzgebiete abbildet.

Österreichweit ergibt sich ein **realisierbares Potenzial** für Freiflächen Solarthermie zur Einspeisung in Wärmenetze von bis zu **0,3 TWh/a im Jahr 2030** und **1,0 TWh/a im Jahr 2040** (jeweils inklusive Bestandsanlagen).

Zum Vergleich: Das **technische Potenzial** beträgt rund **10,7 TWh/a**. Das technische Potenzial umfasst die gesamte installierbare Kollektorfläche auf geeigneten Freiflächen im Nahbereich von Wärmenetzen, ohne Berücksichtigung von Marktschranken. Als maximale Deckungsobergrenze sind 25% vom langfristig prognostizierten Wärmenetzbedarf angesetzt.

Tabelle 51: Ergebnisübersicht zu Freiflächen Solarthermie für Österreich (Quelle Status quo: Sonderauswertung nach [63])

Bandbreiten	Kollektorfläche [ha]	Thermische Spitzenleistung [MWp,th]	Jährlicher Kollektorsertrag [GWh/a]
Status quo (2023)	11	75	49
2030 (Low / Medium / High)	61 69 78	430 485 548	234 264 298
2040 (Low / Medium / High)	132 183 251	927 1.280 1.756	504 697 954
Technisches Potenzial	2.814	19.701	10.653

Die regionalen Ergebnisse zeigen deutliche Unterschiede zwischen den Bundesländern. Die höchsten Potenziale bestehen in Niederösterreich, Oberösterreich und der Steiermark, was insbesondere auf das hohe prognostizierte Wärmenetzpotenzial sowie die verfügbaren Freiflächen im Nahbereich dieser Wärmenetzgebiete zurückzuführen ist.

Tabelle 52 bis Tabelle 54 enthalten die detaillierten Ergebnisse nach Bundesland in Form von Energieerträgen, installierter Kollektorleistung und Kollektorfläche.

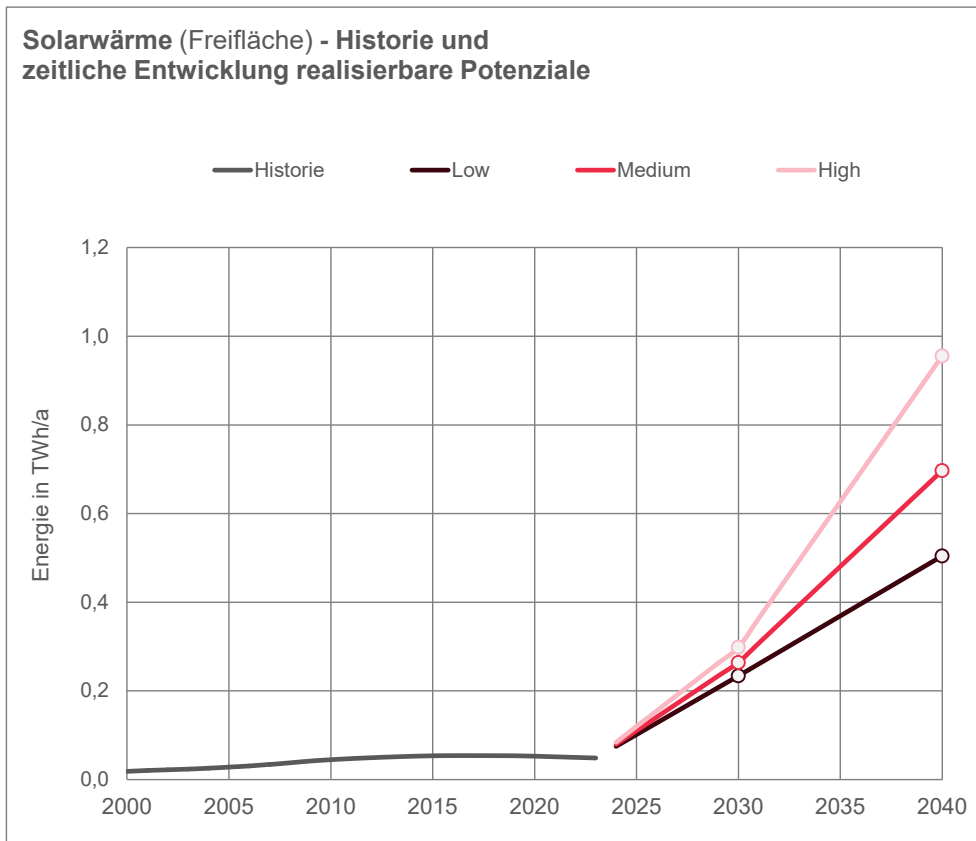


Abbildung 82: Zeitliche Entwicklung realisierbarer Potenziale für Freiflächen Solarthermie

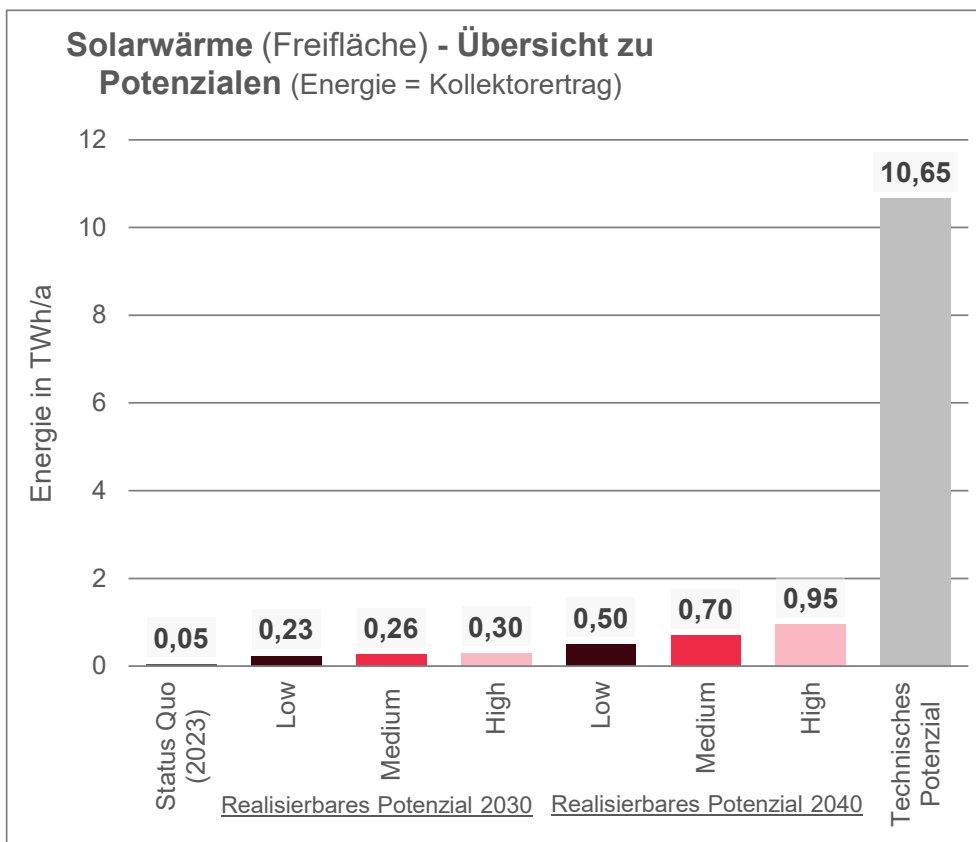


Abbildung 83: Identifizierte Potenziale (Energie) für Freiflächen Solarthermie

Endbericht der Studie Erneuerbare Energiepotenziale in Österreich 2030 und 2040

Tabelle 52: Solarwärmepotenziale auf Freiflächen in der Form von Kollektorsertrag nach Bundesländern

Solarwärmepotenziale auf Freiflächen in der Form von Kollektorsertrag in GWh/a nach Bundesländern	Status Quo 2023	Realisierbares Potenzial Low 2030	Realisierbares Potenzial Medium 2030	Realisierbares Potenzial High 2030	Realisierbares Potenzial Low 2040	Realisierbares Potenzial Medium 2040	Realisierbares Potenzial High 2040	Technisches Potenzial
Burgenland	1	7	7	8	14	19	26	310
Kärnten	4	20	23	26	44	61	83	750
Niederösterreich	8	38	43	49	83	115	160	2 096
Oberösterreich	13	61	68	77	130	178	243	1 744
Salzburg	3	15	17	19	32	45	62	852
Steiermark	8	39	43	49	83	114	157	1 392
Tirol	7	32	36	40	68	93	128	969
Vorarlberg	4	18	21	23	39	54	74	512
Wien	1	5	6	7	11	16	22	2 028
Gesamt (Österreich)	49	234	264	298	504	696	954	10 653

Tabelle 53: Solarwärmepotenziale auf Freiflächen in der Form von thermischer Spitzenleistung nach Bundesländern

Solarwärmepotenziale auf Freiflächen in der Form von thermischer Spitzenleistung in MW _{p th} nach Bundesländern	Status Quo 2023	Realisierbares Potenzial Low 2030	Realisierbares Potenzial Medium 2030	Realisierbares Potenzial High 2030	Realisierbares Potenzial Low 2040	Realisierbares Potenzial Medium 2040	Realisierbares Potenzial High 2040	Technisches Potenzial
Burgenland	2	12	13	15	25	35	48	562
Kärnten	6	35	40	45	76	105	145	1 306
Niederösterreich	12	72	81	92	156	217	300	3 945
Oberösterreich	19	113	128	144	243	334	456	3 265
Salzburg	5	27	31	35	60	83	115	1 583
Steiermark	12	69	78	88	149	205	281	2 494
Tirol	10	57	65	73	124	170	233	1 768
Vorarlberg	6	34	39	44	73	101	138	956
Wien	2	10	11	12	21	29	41	3 820
Gesamt (Österreich)	75	430	485	548	927	1 280	1 756	19 701

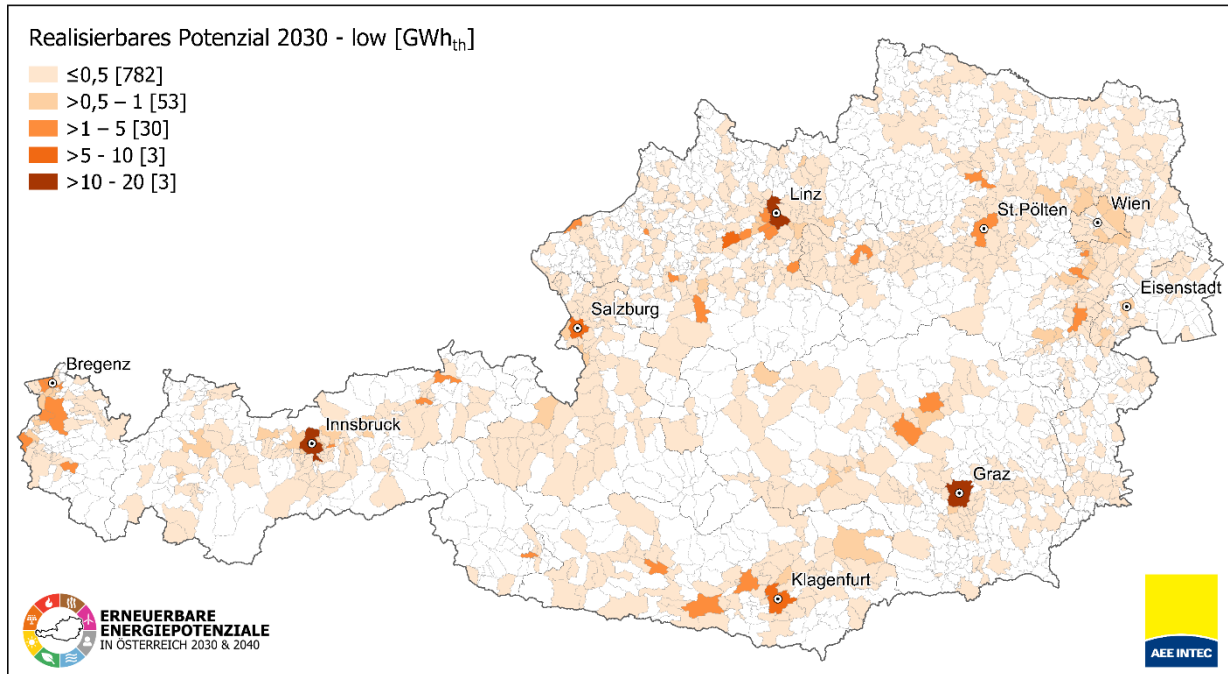
Tabelle 54: Solarwärmepotenziale auf Freiflächen in der Form von Kollektorfläche nach Bundesländern

Solarwärmepotenziale auf Freiflächen in der Form von Kollektorfläche in ha nach Bundesländern	Status Quo 2023	Realisierbares Potenzial Low 2030	Realisierbares Potenzial Medium 2030	Realisierbares Potenzial High 2030	Realisierbares Potenzial Low 2040	Realisierbares Potenzial Medium 2040	Realisierbares Potenzial High 2040	Technisches Potenzial
Burgenland	0,3	2	2	2	4	5	7	80
Kärnten	0,9	5	6	6	11	15	21	187
Niederösterreich	1,7	10	12	13	22	31	43	564
Oberösterreich	2,8	16	18	21	35	48	65	466
Salzburg	0,7	4	4	5	9	12	16	226
Steiermark	1,8	10	11	13	21	29	40	356
Tirol	1,4	8	9	10	18	24	33	253
Vorarlberg	0,8	5	6	6	10	14	20	137
Wien	0,2	1	2	2	3	4	6	546
Gesamt (Österreich)	10,7	61	69	78	132	183	251	2 814

Kartendarstellungen mit Symbolisierung auf Gemeindeebene

Die kartografischen Auswertungen (Abbildung 84 bis Abbildung 89) illustrieren die räumliche Verteilung der potenziell erschließbaren Flächen. Besonders in dicht besiedelten Gebieten mit bestehender Netzinfrastruktur kann Freiflächen-Solarthermie einen relevanten Beitrag zur Wärmeerzeugung leisten.

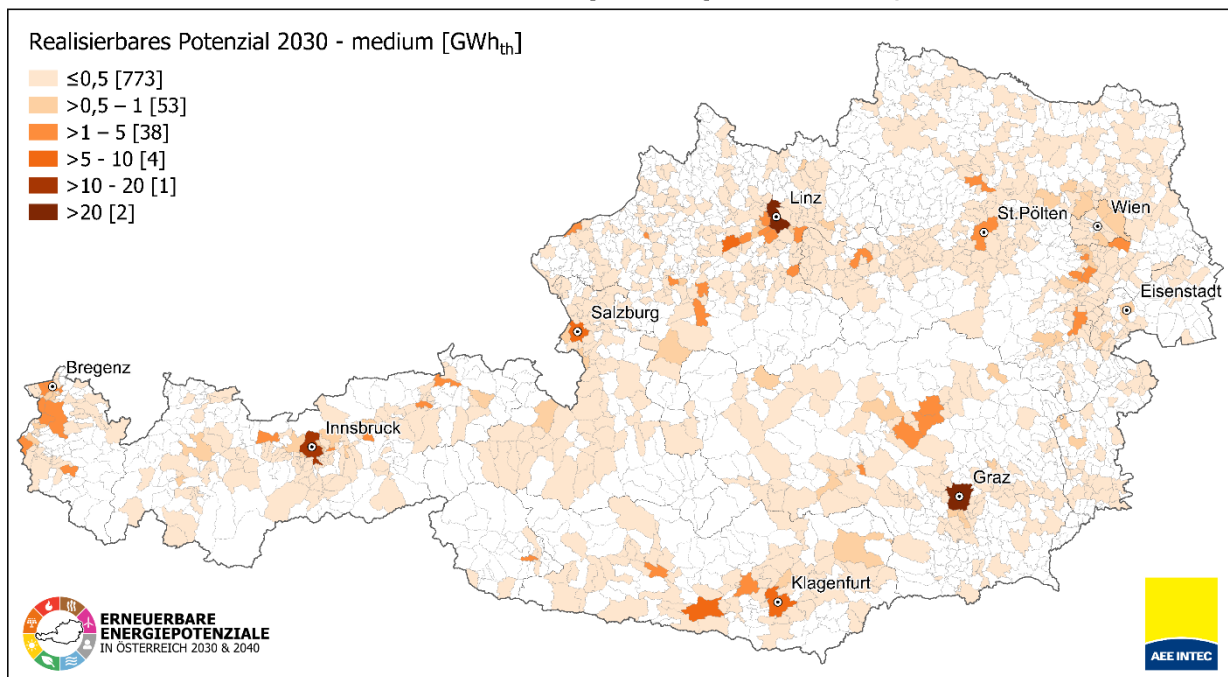
Realisierbares Solarwärme Potenzial 2030 (low) - Freifläche 0,23 TWh_{th}



Geosphere, UBA, Austrian Heat Map, eigene Modellierung
 Bearbeitung: AEE INTEC 30.11.2025

Abbildung 84: Realisierbares Potenzial für Freiflächen Solarthermie 2030 (WEM) niedrige Bandbreite – 0,23 TWh_{th}

Realisierbares Solarwärme Potenzial 2030 (medium) - Freifläche 0,26 TWh_{th}



Geosphere, UBA, Austrian Heat Map, eigene Modellierung
 Bearbeitung: AEE INTEC 30.11.2025

Abbildung 85: Realisierbares Potenzial für Freiflächen Solarthermie 2030 (WEM) mittlere Bandbreite – 0,26 TWh_{th}

Realisierbares Solarwärme Potenzial 2030 (high) - Freifläche 0,30 TWh_{th}

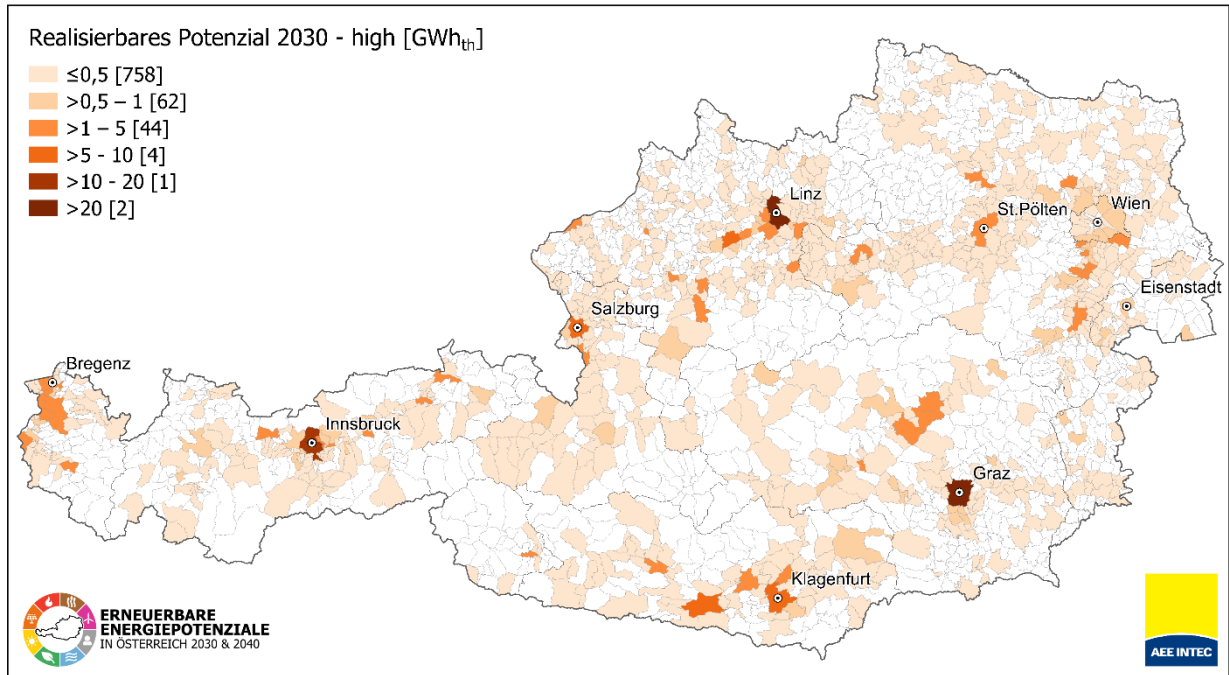


Abbildung 86: Realisierbares Potenzial für Freiflächen Solarthermie 2030 (WEM) hohe Bandbreite – 0,3 TWh_{th}

Realisierbares Solarwärme Potenzial 2040 (low) - Freifläche 0,50 TWh_{th}

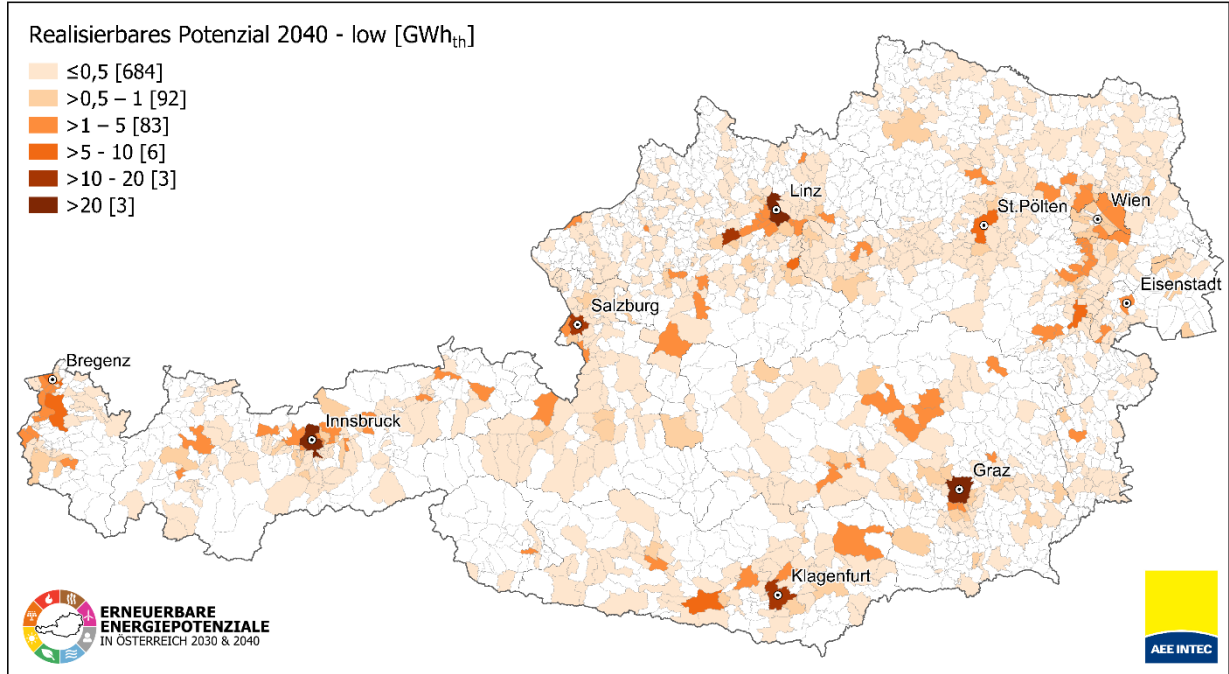


Abbildung 87: Realisierbares Potenzial für Freiflächen Solarthermie 2040 (WEM) niedrige Bandbreite – 0,5 TWh_{th}

Realisierbares Solarwärme Potenzial 2040 (medium) - Freifläche 0,70 TWh_{th}

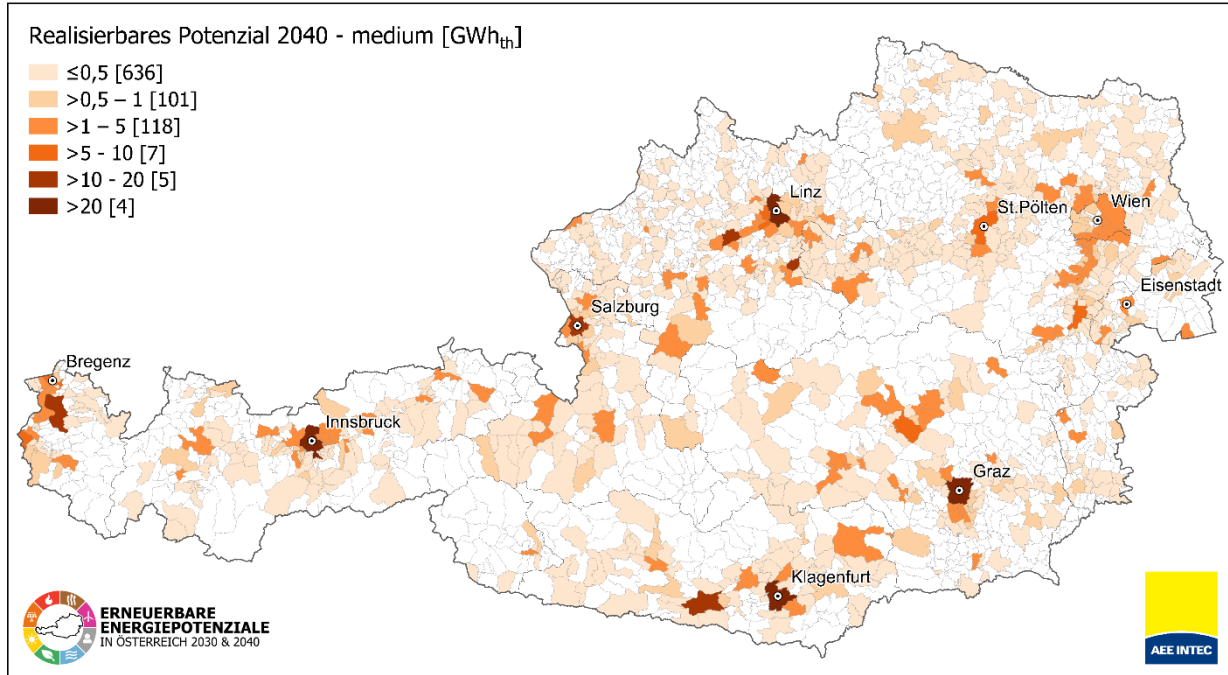


Abbildung 88: Realisierbares Potenzial für Freiflächen Solarthermie 2040 (WEM) mittlere Bandbreite – 0,7 TWh_{th}

Realisierbares Solarwärme Potenzial 2040 (high) - Freifläche 0,95 TWh_{th}

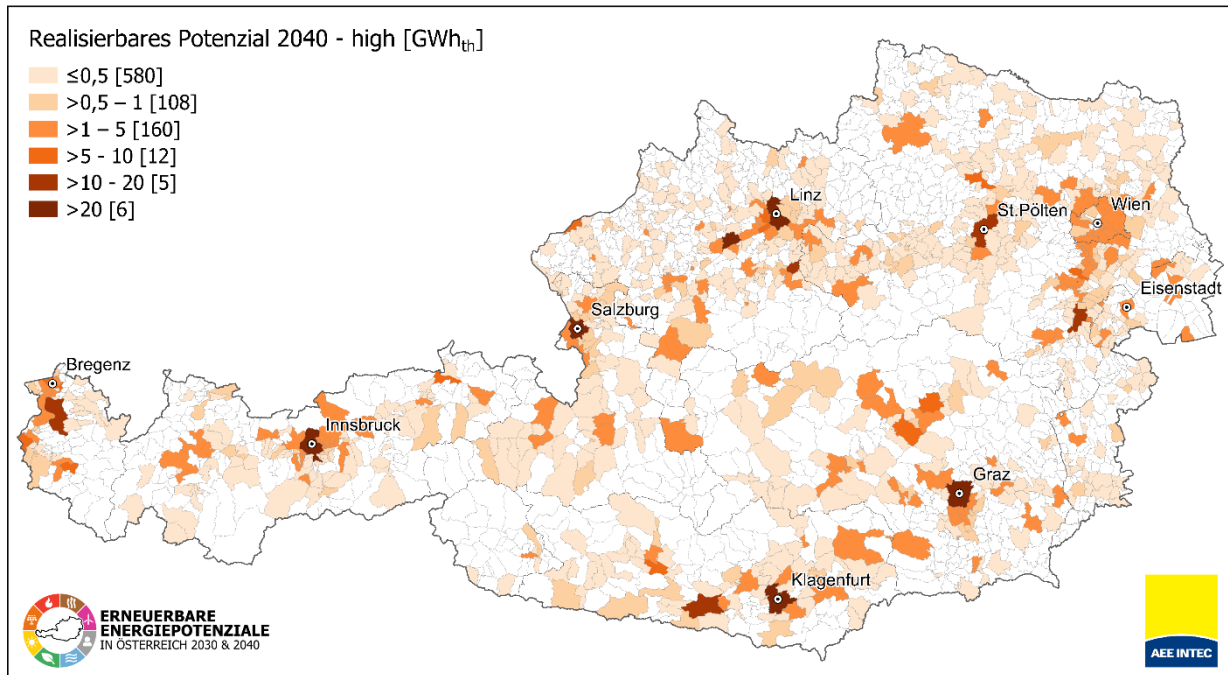


Abbildung 89: Realisierbares Potenzial für Freiflächen Solarthermie 2040 (WEM) hohe Bandbreite – 1,0 TWh_{th}

8.3.3 Bewertung der Ergebnisse

Das **realisierbare Gesamtpotenzial von Solarthermie auf Gebäude- und Freiflächen** in Österreich beträgt bis zu **6,5 TWh/a im Jahr 2030** und **12,9 TWh/a im Jahr 2040** (jeweils inklusive Bestandsanlagen).

Das **technische Gesamtpotenzial** liegt deutlich höher und beträgt rund **29,7 TWh/a**.

Tabelle 55: Ergebnisübersicht zu Solarthermie (Gebäude und Freiflächen) für Österreich (Quelle Status quo: [63])

Bandbreiten	Solarthermische Kollektorfläche [ha]	Thermische Spitzenleistung [GWp,th]	Jährlicher Kollektorertrag [TWh/a]
Status quo (2023)	430	3,0	2,0
2030 (Low / Medium / High)	1.370 1.573 1.713	9,6 11,0 12,0	5,5 6,0 6,5
2040 (Low / Medium / High)	2.194 2.783 3.306	15,4 19,5 23,1	9,0 10,9 12,9
Technisches Potenzial	7.832	54,8	29,7

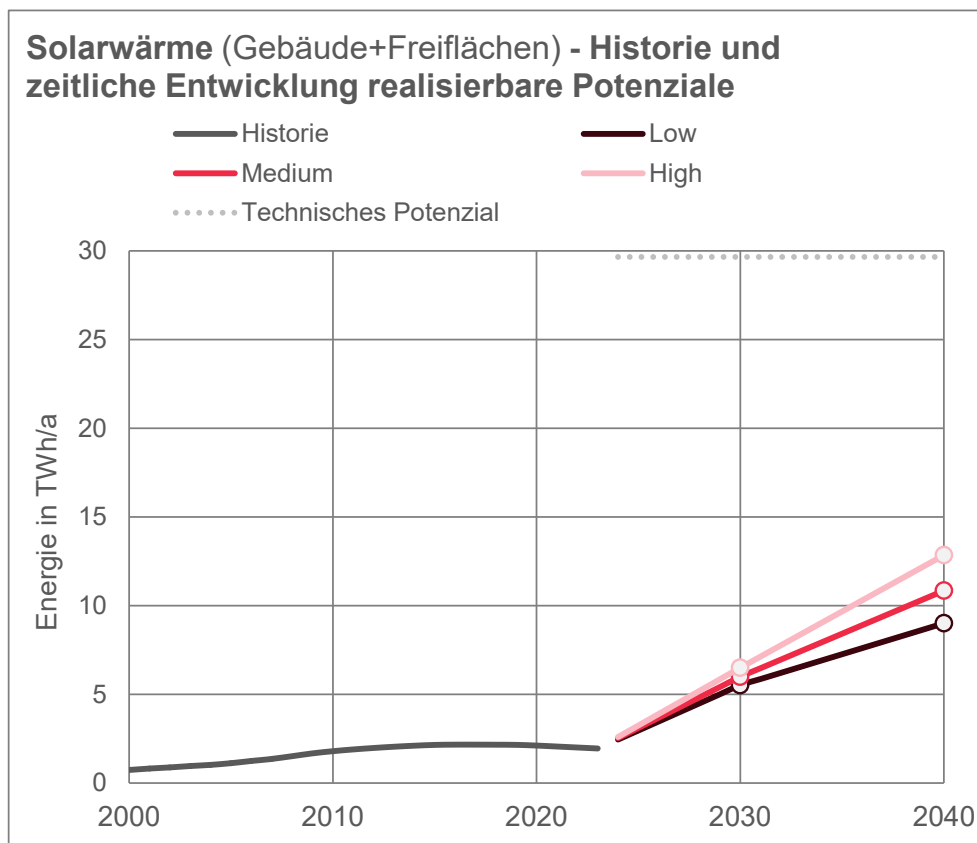


Abbildung 90: Zeitliche Entwicklung realisierbarer Potenziale für Solarthermie (Gebäude + Freiflächen)

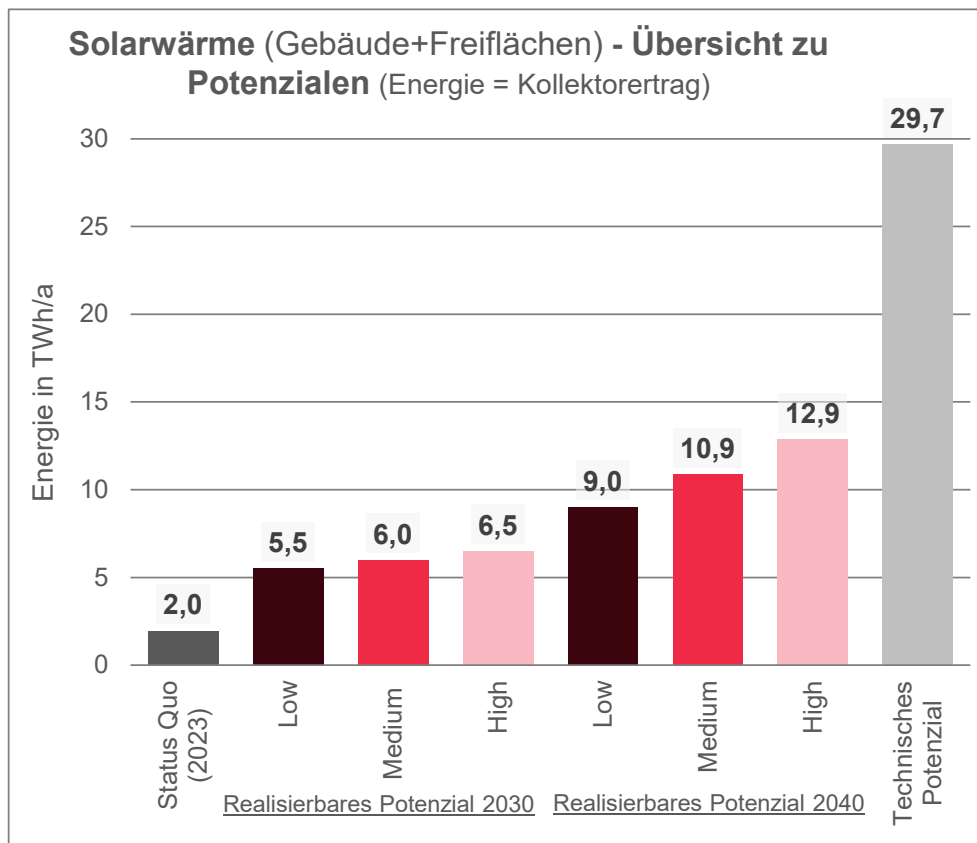


Abbildung 91: Identifizierte Potenziale (Energie) für Solarthermie (Gebäude + Freiflächen)

In Tabelle 56 sind die detaillierten Ergebnisse für Solarthermie in der Gesamtschau (gebäudebezogene Systeme und Freiflächen) nach Bundesland in Form von Energieerträgen angeführt.

Tabelle 56: Solarwärmepotenziale (Gebäude & Freiflächen) in der Form von Kollektorertrag nach Bundesländern

Solarwärmepotenziale (Gebäude & Freiflächen) in der Form von Kollektorertrag in GWh/a nach Bundesländern	Status Quo 2023	Realisierbares Potenzial Low 2030	Realisierbares Potenzial Medium 2030	Realisierbares Potenzial High 2030	Realisierbares Potenzial Low 2040	Realisierbares Potenzial Medium 2040	Realisierbares Potenzial High 2040	Technisches Potenzial
Burgenland	58	170	187	205	303	383	475	1.263
Kärnten	169	477	519	563	778	934	1.097	2.173
Niederösterreich	317	924	1.014	1.113	1.641	2.067	2.560	7.116
Oberösterreich	505	1.409	1.523	1.644	2.203	2.594	2.990	5.198
Salzburg	123	350	380	414	580	704	837	2.045
Steiermark	322	911	990	1.075	1.487	1.789	2.109	4.222
Tirol	263	727	783	844	1.117	1.307	1.499	2.638
Vorarlberg	153	425	459	495	656	766	875	1.458
Wien	42	126	139	154	240	317	415	3.553
Gesamt (Österreich)	1.953	5.519	5.993	6.505	9.005	10.859	12.856	29.666

Die Ergebnisse der Potenzialanalyse zeigen, dass in Österreich **ein Vielfaches mehr geeigneter Flächen** zur Verfügung steht als zur Erschließung des realisierbaren solarthermischen Wärmeanteils erforderlich wäre.

Im Mittel über alle österreichischen Gemeinden sind rund 20 % (2030) bzw. rund 15 % (2040) der gut bis sehr gut geeigneten Dachflächen ausreichend, um die festgelegten Deckungsobergrenzen gemäß Transition-Wärmebedarfsszenario für solare Brauchwasseranlagen bzw. solare Kombisysteme zu erreichen (Abbildung 92).

Benötigter Anteil der Dachflächen zur Bedarfsdeckung (gemäß Storyline 2040-High)

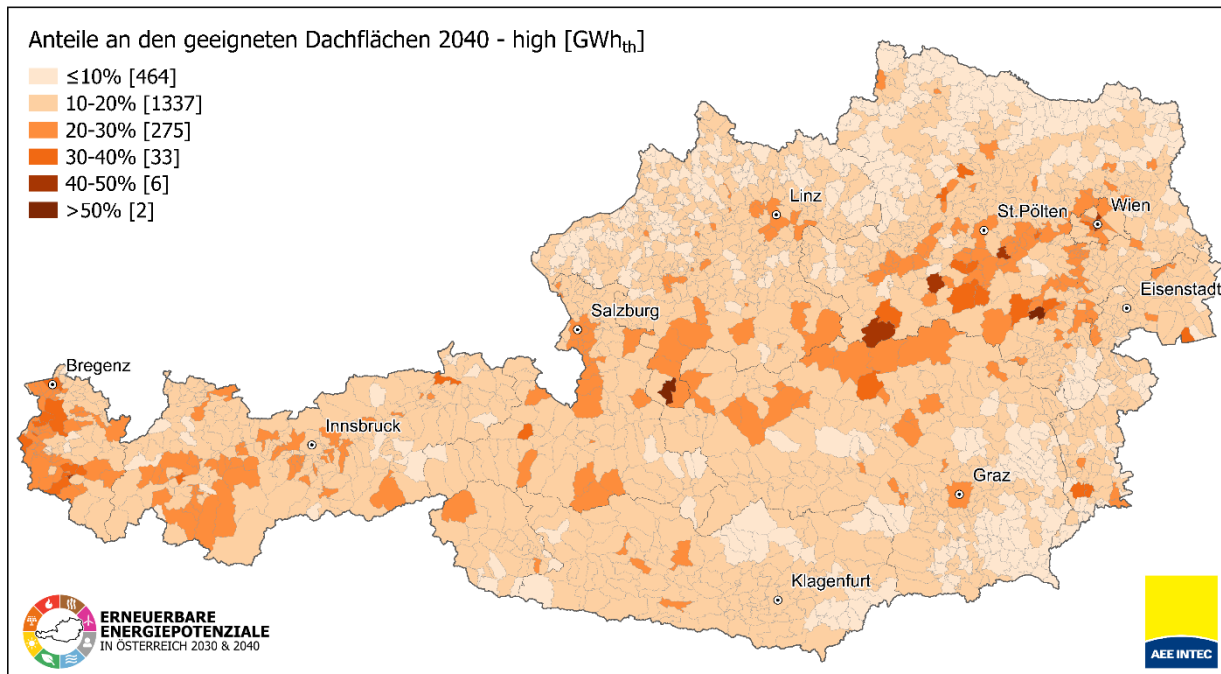


Abbildung 92: Benötigter Anteil der Dachflächen zur Bedarfsdeckung im Transition-Wärmebedarfsszenario (2040-High)

Benötigter Anteil der Freiflächen zur Bedarfsdeckung (gemäß Storyline 2040-High)

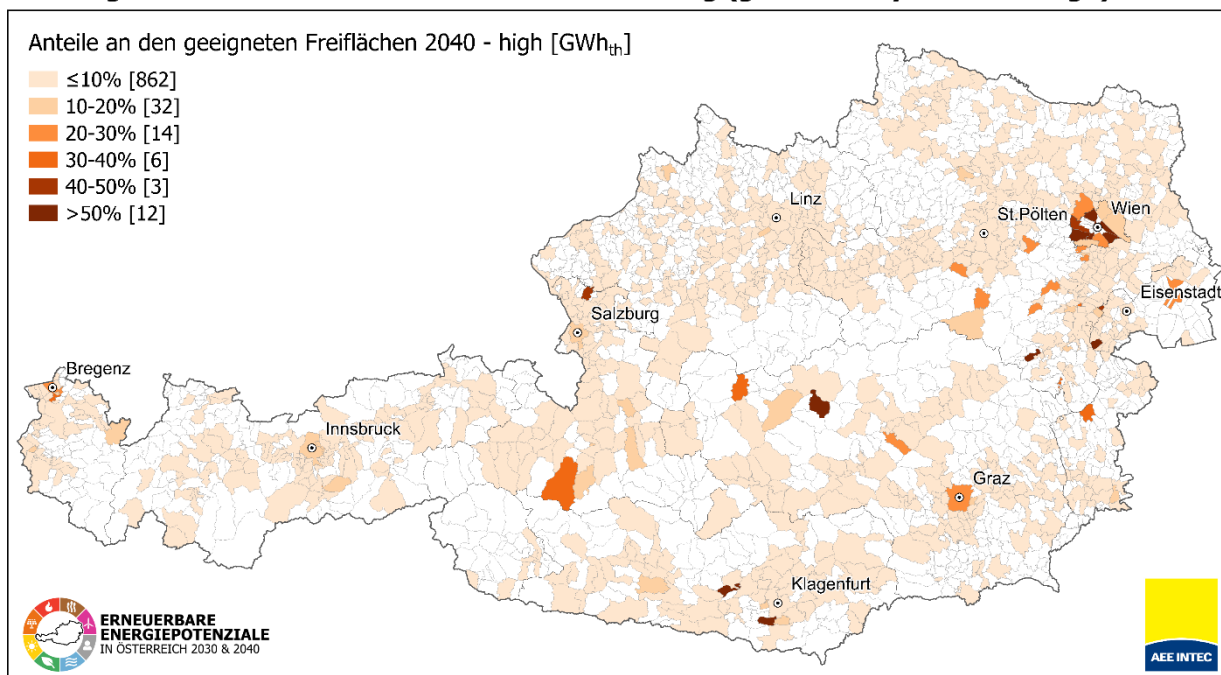


Abbildung 93: Benötigter Anteil der Freiflächen zur Bedarfsdeckung im WEM-Wärmebedarfsszenario (2040-High)

Auch im Bereich der Freiflächen-Solarthermie sind die identifizierten Eignungsflächen weitgehend ausreichend, um die realisierbaren Deckungsanteile für Wärmenetze zu erreichen. Im Mittel über alle österreichischen Gemeinden mit Wärmenetzbedarf gemäß WEM-Wärmebedarfsszenario 2040 sind rund 35 % der identifizierten technisch nutzbaren Flächen ausreichend, um die festgelegten Deckungsobergrenzen für solargestützte Wärmenetze zu erreichen (Abbildung 93).

Die Ergebnisse unterstreichen, dass nicht der Mangel an geeigneten Flächen, sondern vielmehr ökonomische, infrastrukturelle und organisatorische Faktoren die tatsächliche Realisierung solarthermischer Potenziale begrenzen.

Langfristig kann die Solarthermie insbesondere in Verbindung mit Wärmespeichern, hybriden Versorgungssystemen und der Absenkung von Systemtemperaturen in der Raumwärmeversorgung einen wesentlichen Beitrag zur Dekarbonisierung des österreichischen Wärmesektors leisten. Hebel hierfür sind:

- eine gezielte Integration in kommunale Wärmeplanungsprozesse,
- die Schaffung geeigneter Investitionsanreize,
- rechtliche Vorgaben bei Neubau und Gebäudesanierung zur Solarintegration,
- die Absenkung von Systemtemperaturen in Wärmenetzen und Bestandsgebäuden sowie
- der konsequente Ausbau von Wärmenetzen der vierten und fünften Generation (Niedertemperatur- und Anergie Netze) mit Solarintegration.

9 TF7: UMGEBUNGSWÄRME UND ABWÄRME

Das Technologiefeld **Umgebungswärme** umfasst eine Vielzahl unterschiedlicher Quellen und Quellsysteme und stellt innerhalb des Sektors *Erneuerbare Wärme* ein zentrales Element zur Dekarbonisierung dar.

9.1 Ausgangslage

Das österreichische Stromsystem ist eingebettet in einem europäischen Energiesystem. Damit kann von erneuerbaren Stromtechnologien produzierter Strom relativ einfach zu Verbrauchern transportiert werden. Das technische Potenzial wird vor allem begrenzt durch nationale rechtlich-regulatorische, technische und marktwirtschaftliche Barrieren. Im Gegensatz dazu kann erzeugte Wärme nur unter erheblichen Aufwand über weite Strecken transportiert werden. Damit ergibt sich ein wesentlicher Unterschied in der Modellierung erneuerbarer Wärmetechnologien im Gegensatz zu den erneuerbaren Stromtechnologien: Neben den rechtlich-regulatorischen, technischen und marktwirtschaftlichen Barrieren ist das technische Potenzial der Wärmetechnologien vor allem begrenzt durch die lokal vorhandene Wärmenachfrage. Diese wurde in einem ersten Schritt räumlich disaggregiert auf Basis der *Austrian Heat Map* [7] für Status-Quo, 2030 und 2040 sowie 2050+ in zwei verschiedenen Szenarien (WEM und Transition, 2023) modelliert (vgl. Abschnitt 10.3.5).

9.1.1 Storylines zu den Bandbreiten (Low, Medium, High)

Die Modellierung und Abschätzung des Potenzials für Umgebungswärme in den drei Bandbreiten (Low, Medium, High) basiert auf den allgemeinen Annahmen, wie sie in Abschnitt 2.5 beschrieben sind. Diese Annahmen gründen insbesondere auf der Implementierungsgeschwindigkeit der für die Energiesystemtransformation erforderlichen Maßnahmen und Trends, die den Ausbau von Technologien wie Photovoltaik, Wasserkraft und Windkraft vorantreiben oder hemmen.

Im Themenfeld erneuerbare Wärme (Umgebungswärme, Abwärme, und Solarthermie) ist die lokale Wärmenachfrage der entscheidende Faktor, der das Potenzial begrenzt. Die zukünftige Entwicklung dieser Wärmenachfrage hängt neben der Entwicklung der Heizgradtage und den Bau von neuen Gebäuden hauptsächlich von der Sanierungsrate der Bestandsgebäude ab. Entsprechend der in Abschnitt 2.5 definierten Bandbreiten würde eine hohe Sanierungsrate der High-Bandbreite zugeordnet, während eine geringe Sanierungsrate der Low-Bandbreite entsprechen würde. Eine hohe Sanierungsrate führt zur Reduzierung der Wärmenachfrage und damit auch des Potenzials für erneuerbare Wärme. Dies könnte dazu führen, dass das Potenzial für erneuerbare Wärme in der High-Bandbreite geringer ausfällt als in der Low-Bandbreite. Um diesem Aspekt Rechnung zu tragen, wurde in der jeweiligen (Wärme-)Technologie-Kategorie in allen Bandbreiten (Low, Medium, High) die gleiche Sanierungsrate zugrunde gelegt, welche insgesamt das Maximum des Wärmepotenzials erzeugt.

Umgebungswärme kann aufgrund ihres niedrigen Temperaturniveaus nicht direkt zu Heizzwecken genutzt werden. Damit sie nutzbar wird, muss sie mithilfe von Wärmepumpen auf ein geeignetes Temperaturniveau angehoben werden. Für die Modellierung des Umgebungswärmepotenzials in den drei Bandbreiten ist daher die entscheidende Größe die Anzahl der jährlich verkauften Wärmepumpen, ihr bundesweiter Marktanteil sowie die Leistungsklassen der jeweiligen Technologien (Luft-Wasser, Sole-Wasser, Wasser-Wasser) im Zeitraum 2000 bis 2023. Der Ausbau der Nutzung

von Umgebungswärme als Wärmequelle wird somit maßgeblich durch das durchschnittliche Wachstum der jährlich neu installierten Anlagen bestimmt.

Die Umsetzung der Bandbreiten Low, Medium und High erfolgte durch folgende Festlegungen:

Low:	Um 25% verminderte Wachstumsrate der jährlich installierten Wärmepumpen-Anlagen gegenüber der Historie.
Medium:	Weiterführung des mittleren Wachstums von Wärmepumpen in Österreich im Zeitraum 2000 bis 2023.
High:	Um 25% gesteigerte Wachstumsrate der jährlich installierten Wärmepumpen-Anlagen gegenüber der Historie.

Diese Annahmen ergeben, ausgehend von der aktuellen Bestandskapazität, eine zukünftige Entwicklung für die Anzahl der Wärmepumpen. Dieser Zuwachs in der Anzahl von Wärmepumpen wird in einem zweiten Schritt in einen Zuwachs der installierten Nennleistung umgerechnet, wobei eine Fortschreibung der Leistungsklassen-Anteile von 2023 unterstellt wurde. Die Annahmen zur technologischen Weiterentwicklung der Wärmepumpen, insbesondere hinsichtlich des Gütefaktors der verschiedenen Wärmepumpentechnologien, wurden für alle drei Bandbreiten (Low, Medium, High) einheitlich festgelegt.

9.2 Methodisches Konzept

Das Technologiefeld Umgebungswärme wird in folgende Sub-Technologiefelder untergliedert:

- **Luftwärme (Umgebungsluft-Systeme):** Nutzung der Umgebungsluft als Energiequelle für Luft-Wasser- und Luft-Luft-Wärmepumpen zur Deckung des Wärmebedarfs in Gebäuden und in Wärmenetzen.
- **Wasserwärme (Fließgewässer-Systeme):** Nutzung von Energiepotenzialen aus Fließgewässern als Quelle für Großwärmepumpen zur Versorgung von Wärmenetzen. Stehende Gewässer (z. B. Seen) wurden in dieser Studie nicht berücksichtigt.
- **Wasserwärme (Grundwasser-Systeme):** Einsatz von Grundwasser als Wärmequelle für Wasser-Wasser-Wärmepumpen zur Versorgung von Gebäuden und Wärmenetzen.
- **Erdwärme (oberflächennahe Geothermie):** Nutzung des oberflächennahen Erdreichs als Quelle für Sole-Wasser-Wärmepumpen, die mittels Erdsonden oder Flächenkollektoren zur Wärmeherzeugung für Gebäude und Wärmenetze beitragen.
- **Abwärme:** Nutzung industrieller oder kommunaler Abwärme (Kläranlagen) zur Einspeisung in Wärmenetze – entweder über Großwärmepumpen oder direkt, sofern das Temperaturniveau ausreichend hoch ist.

Abgrenzung des Untersuchungsgegenstandes

Die Analyse fokussiert ausschließlich auf Raumwärme- und Warmwasserbedarfe in Wohn- und Nichtwohngebäuden (im Folgenden zusammenfassend als **Wärmebedarfe** bezeichnet). Kühlenergie- und Prozesswärmebedarfe bleiben unberücksichtigt. Ebenso bleiben potenzielle Effekte saisonaler Wärmespeicherung, beispielsweise durch Erdsondenfelder, unberücksichtigt.

Der Wärmebedarf wird basierend auf bestehenden Wärmenetzen und modellierten Wärmebedarfsdichten in wärmenetztaugliche und nicht wärmenetztaugliche Anteile differenziert. Während bestimmte Technologien (Abwärme, Fließgewässer, tiefe Geothermie, Freiflächen-Solarthermie) ausschließlich netzgebunden genutzt werden können, sind andere sowohl für dezentrale als auch netzgebundene Anwendungen geeignet (Biomasse, Solarthermie, Luftwärme, oberflächennahe Geothermie).

Unter *Wärmepotenzial* wird in dieser Studie die Nutzung der Umgebungswärme als Energiequelle für **Wärmepumpen oder Direkt-Nutzung** verstanden, insbesondere zur Deckung des Raumwärme- und Brauchwarmwasserbedarfs in Gebäuden sowie zur Einspeisung in Wärmenetze.

Theoretisch kann jedes Umgebungswärmepotenzial bis zu 100 % des Wärmebedarfs einer Gemeinde decken bzw. im Falle von Wärmenetzen, maximal die in Tabelle 67 definierten Deckungsanteile erreichen (Annahmen, die im Zuge der Studie getroffen worden sind). Die Summe der technisch realisierbaren Potenziale kann somit den Gesamtbedarf übersteigen. Vor diesem Hintergrund wird in der Studie bewusst auf eine Priorisierung der einzelnen Potenziale oder Empfehlungen hinsichtlich ihrer kombinierten Nutzung zur Bedarfsdeckung verzichtet.

Tabelle 57: Maximale Deckungsanteile Erneuerbarer Wärmepotenziale bei netzgebundener bzw. in der dezentralen Versorgung

Erneuerbare Wärmepotenziale	Max. Bedarfsdeckung bei dezentraler Versorgung [%]	Max. Bedarfsdeckung bei netzgebundener Versorgung [%] Low	Medium [%]	High [%]
Luftwärme	100	35	43	52
Fließgewässer (Aquathermie)	N/A	21	27	32
Oberflächennahe Geothermie & Grundwasser	100	65	81	97
Abwärme (direkt)	N/A	31	39	47
Abwärme (Wärmepumpe)	N/A	25	31	37

Die Studie berücksichtigt die Wärmebedarfe für die Jahre 2030 und 2040 entlang zweier Entwicklungspfade (WEM und Transition, 2023). Für beide Entwicklungspfade erfolgt jeweils eine differenzierte Ermittlung der erneuerbaren Wärmepotenziale für dezentrale und netzgebundene Versorgung. Die technisch realisierbaren Potenziale für Umgebungswärme und Solarthermie werden dabei jeweils in Bezug auf das Szenario (WEM oder Transition, 2023) ermittelt, in dem das größere erneuerbare Wärmepotenzial erzielt wird. Entsprechend erreichen eher dezentrale Technologien wie z.B. Luftwärme und gebäudebezogene Solarthermie ihr Maximum im Transition-Szenario, während netzgebundene Potenziale, etwa Freiflächen-Solarthermie, Flusswärme und Abwärme, im WEM-Szenario am höchsten ausfallen.

Die räumliche Datengrundlage für die Wärmebedarfe und -dichten sowie für die Charakterisierung des Gebäudebestandes nach Baualtersklassen bildet die Austrian Heat Map [7] mit einer Rasterauflösung von 100 x 100 m. Diese bietet eine hohe räumliche Differenzierung, ist bundesweit konsistent verfügbar und methodisch abgestimmt mit der Nutzenergieanalyse der Bundesländer.

9.2.1 Theoretisches Potenzial

Das theoretische Potenzial der Umgebungswärme (mit Ausnahme der Abwärme) ist grundsätzlich nicht begrenzt. Eine explizite Quantifizierung dieses theoretischen Potenzials wurde im Projektverlauf daher nicht vorgenommen.

9.2.2 Technisches Potenzial

Umgebungswärme und Niedertemperatur-Abwärme müssen mithilfe von Wärmepumpen auf ein nutzbares Temperaturniveau angehoben werden. Das technische Potenzial ist bestimmt durch:

- die räumliche Verfügbarkeit der Quellen,
- die Nähe zu potenziellen Wärmesenken (Gebäude, Wärmenetze),
- Effizianzorderungen an Wärmepumpensysteme,
- sowie ggf. lokale Restriktionen (Ausschlussgebiete)

Speziell die (lokale) Wärmenachfrage begrenzt das möglich Potenzial der Umgebungswärme. Zusätzlich ist die Temperaturdifferenz zwischen Quelle und Senke ein zentraler Einflussfaktor auf die Effizienz (Jahresarbeitszahl, JAZ). Die Menge und das Temperaturniveau des (lokalen) Wärmebedarfes wurden in einem ersten Schritt modelliert. Dieser Zusammenhang dient als Basis für die Einschätzung der technischen Potenziale.

Modellierung der Wärmenachfrage

Als Grundlage für die Modellierung des räumlich disaggregierten Wärmebedarfs diente der Datensatz der Austrian Heat Map [7]. Dieser Datensatz enthält in einem 100 × 100 m-Raster räumlich aufgelöste Informationen zum Raumwärme- und Warmwasserbedarf in Wohn- und Nichtwohngebäuden, harmonisiert für den Status quo mit der Nutzenergieanalyse der Statistik Austria (2023) sowie den zukünftige Entwicklungspfad gemäß den UBA-Szenarien WEM und Transition 2023. Zusätzlich enthält der Datensatz die

- **Summe der Bruttogeschossfläche** für Status quo und Entwicklungspfade gemäß den UBA-Szenarien WEM und Transition 2023
- **Anteile der Bruttogeschossfläche nach Bauperioden** (< 1975, 1975-1990, 1990-2000, > 2000) für Status quo:
- **Anteile des netzgebundenen und dezentralen Wärmebedarfes** für zukünftige Entwicklungspfade gemäß den UBA-Szenarien WEM und Transition 2023

Tabelle 58: Mittleres Temperatur-Niveau des Wärmeabgabesystems für die Raumheizung und die Brauchwarmwasser-Aufbereitung nach Bauperioden

Baualtersklasse	Mittleres Temperatur-Niveau des Wärmeabgabesystem für die Raumheizung	Temperatur-Niveau des Wärmeabgabesystem für die Brauchwarmwasser-Aufbereitung
< 1990	55 °C	55 °C
1990-2000	45 °C	55 °C
> 2000	35 °C	55 °C

Im Rahmen der Studie wurden den unterschiedlichen Bauperioden entsprechende „typische“ mittlere¹³ Heizsystem- und Brauchwarmwasser-Vorlauftemperaturen

¹³ Die Vorlauftemperatur ist die Temperatur des Heizwassers, das von der Wärmepumpe in das Heizsystem eingespeist wird. Sie wird üblicherweise witterungsgeführt geregelt – sinkt die Außentemperatur, erhöht die Wärmepumpe automatisch die Vorlauftemperatur.

zugewiesen (Expertenschätzung). Die entsprechenden (mittleren) Temperaturen nach Bauperioden sind in Tabelle 58 ersichtlich.

Weiters wurden sinkende Systemtemperaturen auf der Bedarfsseite infolge von Sanierungsmaßnahmen im Gebäudebestand berücksichtigt. Dafür wurden in den Szenarien (Transition und WEM, 2023) unterschiedliche Sanierungsraten angenommen, die auf die Bauperioden (entsprechend dem Temperaturniveau des Wärmeabgabesystems) aufgeteilt wurden. Die jährlichen Sanierungsraten sind in Tabelle 59 dargestellt und basieren auf [59].

Tabelle 59: Angenommene jährliche Sanierungsraten nach Jahren und Szenario

Szenario	2021 - 2030	2030 - 2040	2040 - 2050
Transition	1,60 %	2,70 %	2,00 %
WEM	1,10 %	1,40 %	1,35 %

Abbildung 94 zeigt die resultierende Entwicklung der Temperaturanforderungen in Gebäuden bis 2050 für beide Szenarien für gesamt Österreich. Ein wesentlicher Einflussfaktor ist hierbei neben Sanierungsmaßnahmen auch die Entwicklung der Bruttogeschossflächen.

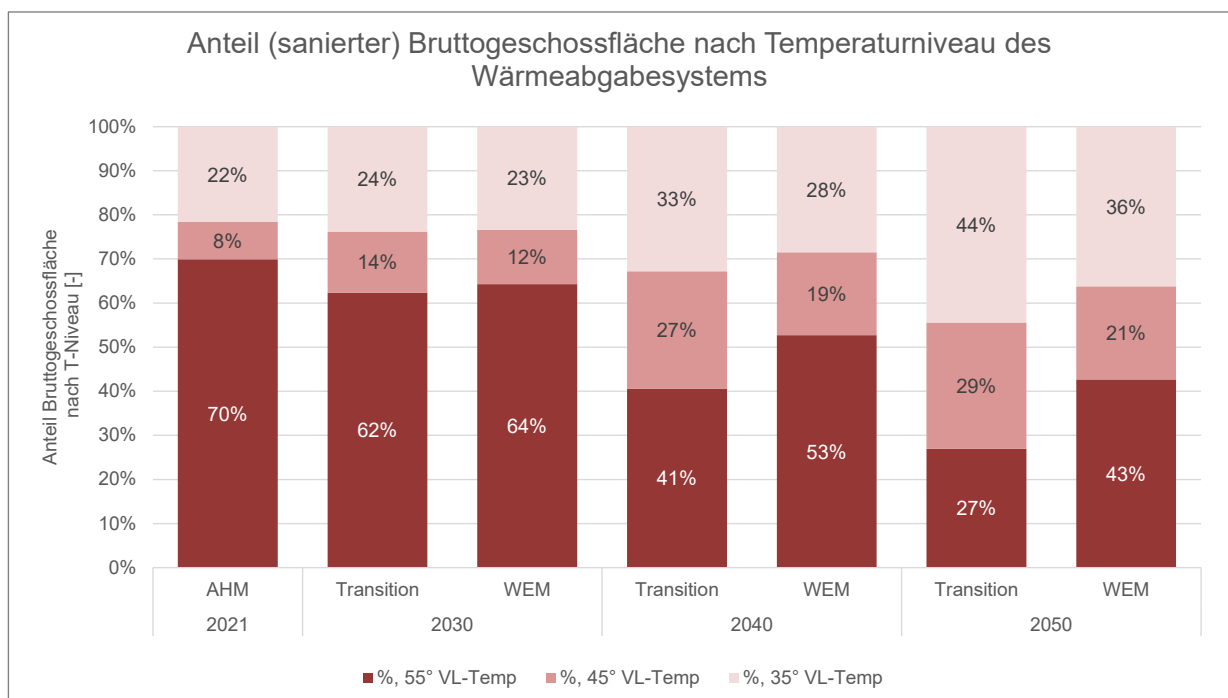


Abbildung 94: Entwicklung der Temperaturniveaus von Wärmeabgabesystemen im Gebäudebestand bis 2050 in Abhängigkeit von Baualterklassen und Sanierungsraten für WEM- und Transition-Szenarien basierend auf Sonderauswertungen aus der AHM für gesamt Österreich

Im nächsten Schritt wurde der Wärmebedarf den jeweiligen Bauperioden entsprechend den spezifischen Bedarfen zugeordnet und weiters aufgeteilt in den Raumwärmebedarf und Warmwasserbedarf. Die entsprechenden spezifischen Bedarfe nach Temperaturniveau des Wärmeabgabesystems wurden berechnet aus [66] und sind in Tabelle 60 dargestellt.

Tabelle 60: Spezifischer Raumwärme- und Brauchwarmwasser-Endenergiebedarf pro m² Bruttogeschossfläche nach Vorlauftemperaturen des Raumwärme-Abgabesystems, berechnet aus [66]

Bauperiode	Mittleres T-Niveau des Wärmeabgabesystems	Spez. Brauchwarmwasser-Endenergiebedarf [kWh/m ² /a]	Spez. Raumwärme-Endenergiebedarf [kWh/m ² /a]
< 1990	55 °C.	25	140
1990 - 2000	45 °C	25	137
> 2000	35 °C	25	63

Abbildung 95 zeigt die damit resultierende Entwicklung des Wärmebedarfs für Raumwärme und Warmwasser (sanierter) Gebäude nach Temperaturniveau des Wärmeabgabesystems in TWh pro Jahr für gesamt Österreich. Eine räumliche disaggregierte Darstellung der Wärmenachfrage befindet sich im Abschnitt 10.3.5.

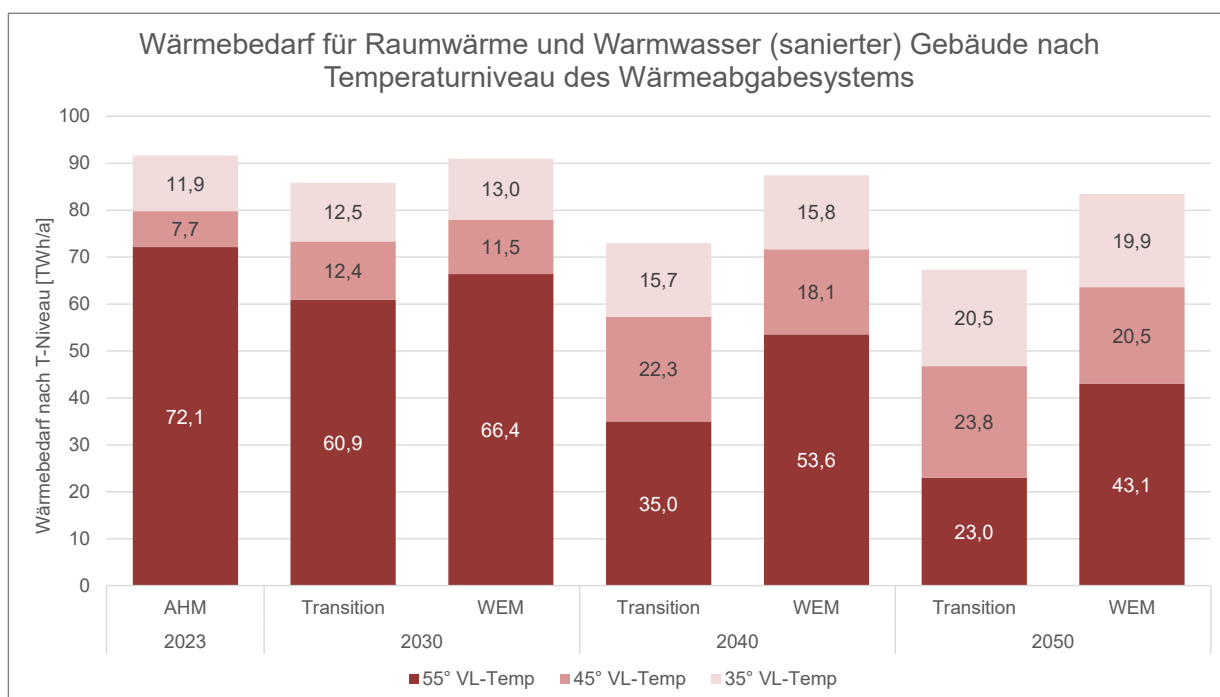


Abbildung 95: Entwicklung des Wärmebedarfs für Raumwärme und Warmwasser (sanierter) Gebäude nach Temperaturniveau des Wärmeabgabesystems für gesamt Österreich.

Auswirkung des Klimawandels

Der Klimawandel beeinflusst insbesondere die Außenlufttemperatur und wirkt sich damit sowohl auf den zukünftigen Wärmebedarf als auch auf die Effizienz von Luftwärmepumpen aus (vgl. Kapitel 9.3.1). Die in der Austrian Heat Map [7] ausgewiesenen Wärmebedarfsdaten berücksichtigen die klimatischen Veränderungen bereits ansatzweise. Die Effizienzsteigerungen von Luftwärmepumpen infolge höherer Außentemperaturen wurden gesondert analysiert. Für alle übrigen Umgebungswärmequellen inkl. Solarthermie erfolgt hingegen keine detaillierte Berücksichtigung klimabedingter Änderungen.

Effizienz von Wärmepumpen

Ein zentrales Maß zur Beurteilung der Effizienz ist die **Jahresarbeitszahl (JAZ)**. Je größer die Differenz zwischen Quell- und Senktemperatur, desto geringer fällt die JAZ aus – beispielsweise bei Radiatorenheizungen (55 °C mittlere Vorlauftemperatur)

im Vergleich zu Flächenheizsystemen (35 °C mittlere Vorlauftemperatur). Je nachdem ob die Quelle vorrangig mittels netzgebundener Technologien oder vorrangig mittels dezentraler Technologien erschlossen wird, wurden unterschiedliche Berechnungsansätze gewählt.

JAZ der ausschließlich netzgebundenen Technologien

Für die JAZ-Berechnung der netzgebundenen Technologien (Wasserwärme aus Fließgewässern und Abwärme) wurde kein einheitlicher Ansatz verwendet. Die Berechnungsmethode der JAZ wird im jeweiligen Unterkapitel dargestellt.

JAZ der vorrangig dezentralen Technologien

Die JAZ der vorrangig dezentralen Technologien (Luftwärme, Grundwasser und oberflächennahe Geothermie) ergibt sich aus einer gewichteten Summe monatlicher COP-Werte unter Berücksichtigung des Wärmebedarfs und einer Monatsmitteltemperatur der Quellensysteme (Außenluft, Grundwasser, Sole):

$$JAZ = \sum_{Jan-Dez} \left(\frac{T_{rk} [K]}{T_{rk} - T_{Quelle,M}} * f_{Güte} * f_{HWB,M} + \frac{T_{WWB} [K]}{T_{WWB} - T_{Luft,M}} * f_{Güte} * f_{WWB,M} \right)$$

Mit

T_{rk} : Mittlere Vorlauftemperatur des Heizsystems [K]

T_{WWB} : Temperatur zur Warmwasserbereitung (328 K \approx 55 °C)

$T_{Quelle,M}$: Monatsmitteltemperatur der Quellensysteme [K]

$f_{Güte}$: Gütefaktor der Wärmepumpe

$f_{HWB,M}$: Monatsgewichtung des Heizwärmebedarfs, mit

$$f_{HWB,M} = \frac{HWB}{HWB + WWB} * \frac{HGT_M}{HGT_{ges}}$$

$f_{WWB,M}$: Monatsgewichtung des Brauchwarmwasserbedarfs, mit

$$f_{WWB,M} = \frac{WWB}{HWB + WWB} * \frac{1}{12}$$

M ...Monat [Jan – Dez]

WWB ...Warmwasserwärmebedarf

HWB ...Heizwärmebedarf

HGT ...Heizgradtage gemäß ÖNORM B 8110-5:2019 ($HGT_{22,14}$)

Für die JAZ-Ermittlung wird der Wärmebedarf laut Austrian Heat Map in Abhängigkeit der Baualtersklassenverteilung und des Sanierungszustandes der Gebäude in einen konstanten Warmwasserwärmebedarf (WWB) und einen Heizgradtage-gewichteten Heizwärmebedarf (HWB) unterteilt.

Die Berechnung der Jahresarbeitszahl basiert auf dem Carnot-Wirkungsgrad, der jedoch in der Praxis aufgrund von Verlusten im Verdichter, der Wärmeübertragung sowie interner Reibung nicht vollständig erreicht werden kann. Diese Verluste werden durch den Gütefaktor der Wärmepumpe ($f_{Güte}$) berücksichtigt, der je nach Quellensystem

variiert. Im Rahmen der Studie wurden die Werte des Gütefaktors über die Jahre hinweg gemäß [67] in einem linearen Regressionsmodell in die Zukunft extrapoliert. Für das Jahr 2050 ergeben sich gemäß Tabelle 61 die prognostizierten Werte für den Zeitraum von 2030 bis 2050.

Tabelle 61: Extrapolierter Gütefaktor der unterschiedlichen Wärmequellen-Systeme. [67]

Jahre	Luft-Wasser	Wasser-Wasser	Sole-Wasser
2030	0,38	0,40	0,50
2040	0,41	0,43	0,54
2050	0,44	0,46	0,58

Kriterien für technische Nutzung:

Technische Potenziale werden schließlich unter Berücksichtigung der folgenden Kriterien für jede 100 x 100 m Rasterzelle berechnet und auf Gemeindeebene aggregiert:

- Geeignet bei JAZ ≥ 3 (vgl. Tabelle 62) bei Luftwärme, Oberflächennahe Geothermie und Grundwasser; geeignet bei JAZ $\geq 2,5$ bei Wasserwärme aus Fließgewässer und Niedertemperaturabwärme
- Max. Bedarfsdeckung bei dezentraler Versorgung: 100 %
- Max. Bedarfsdeckung bei netzgebundener Versorgung: gemäß Tabelle 57

Tabelle 62: Bewertungsschema der erzielbaren JAZ:

JAZ	Eignung
≥ 4	sehr gut geeignet
$\geq 3,5 - 4$	gut geeignet
$\geq 3 - 3,5$	bedingt geeignet
< 3	nicht geeignet

Erläuterung zur Leistungsberechnung:

Aus der durch die jeweilige Wärmepumpe abgegebene Heizwärme (Q_{Heiz} , in kWh pro Jahr), gegeben durch den exogen definierten Wärmebedarf, sowie der Jahresarbeitszahl (JAZ) wird die jährlich aufgenommene Umgebungswärme ($Q_{Umgebungswärme}$) wie folgt berechnet:

$$Q_{Umgebungswärme} = \frac{JAZ - 1}{JAZ} \cdot Q_{Heiz} [kWh]$$

Die jährlich aufgenommene Umgebungswärme beschreibt das für die Wärme repräsentative **Wärmepotenzial**. Zur Abschätzung der Heizleistung (P_{Heiz} , in kW) wird diese Heizwärmemenge auf eine je nach Anwendungsfall und Technologie

- Luft-Wasser-Wärmepumpe bei Luftwärme,
- Sole-Wasser-Wärmepumpe bei oberflächennaher Geothermie und
- Wasser-Wasser-Wärmepumpe bei Grundwasser,

realistische Anzahl an Volllaststunden (VLS, in h/a) bezogen.

$$P_{Heiz} = \frac{Q_{Heiz}}{VLS} [kW]$$

Erläuterung zur Berechnung der Anzahl in Betrieb befindlicher Anlagen:

Bei den vorrangig dezentralen Technologien liegen für die im Jahr 2023 neu installierten Wärmepumpen die Zahlen zur Anzahl je Leistungsklasse aus der Markterhebung 17/2024 [65] vor. Für die dargestellten Hochrechnungen zur Anzahl der Anlagen werden dieselben Leistungsklassenverteilungen unterstellt wie bei den Neuinstallationen im Jahr 2023.

Bei den netzgebundenen Technologien liegen keine Zahlen zum Bestand vor.

Tabelle 63-Wärmepumpen Inlandsmarkt 2023 nach Leistungsklassen [65]

Leistungsklasse (kW)	bis 5	> 5 < 10	> 10 < 20	> 20 < 50	> 50 <100	>100 <350	>350	Summe
Luft-Wasser-Wärmepumpen	2,0 %	45,2 %	48,9 %	3,4 %	0,4 %	0,1 %	0,0 %	-
Luft-Wasser-WP Inlandsmarkt 2023 (Anzahl)	767	17.089	18.498	1.295	168	22	2	37.841
Sole-Wasser-Wärmepumpen	0,2 %	32,6 %	51,1 %	13,1 %	2,1 %	0,9 %	0,0 %	-
Sole-Wasser-WP Inlandsmarkt 2023 (Anzahl)	9	1.760	2.759	708	115	49	2	5.402
Wasser-Wasser-Wärmepumpen	0,0 %	18,7 %	58,7 %	14,8 %	4,5 %	1,4 %	2,0 %	-
Wasser-Wasser-WP Inlandsmarkt 2023 (Anzahl)	0	96	301	76	23	7	10	513

9.2.3 Realisierbares Potenzial

Für die Ermittlung der **realisierbaren Potenziale** werden neben technisch-wirtschaftlichen Restriktionen zusätzlich Kriterien der **Technologiediffusion** berücksichtigt, um unrealistisch hohe Marktdurchdringungsraten auf Gemeinde-, Landes- und Bundesebene zu vermeiden.

Als Grundlage hierfür dienen technologiespezifische Diffusionstrends (S-Kurve) basierend auf Daten der Markterhebung 17/2024 von Biermayr et al. [65].

Ausgenommen hiervon sind Technologien, für die es noch keine nennenswerten Marktanteile bzw. keine langjährigen Marktzahlen gibt (Wasserwärme aus Fließgewässer und Niedertemperaturabwärme) sowie Solarthermie, da hier der historische Marktentwicklungstrend seit mehreren Jahren rückläufig ist und eine Fortführung dieses Trends die tatsächlich realisierbaren technischen Potenziale stark einschränken würde.

Realisierbares Potenzial – Netzgebundene Technologien

Für die Berechnung des realisierbaren Potenzials der netzgebundenen Technologien (Wasserwärme aus Fließgewässer, Abwärme) wurde kein einheitlicher Ansatz verwendet. Die Berechnungsmethode wird im jeweiligen Unterkapitel dargestellt.

Realisierbares Potenzial – vorrangig dezentrale Technologien

Das realisierbare Potenzial wird mithilfe eines **Diffusionsmodells (S-Kurve)** bestimmt. Ausgangsbasis sind die ermittelten langfristigen technischen Potenziale (Zeithorizont 2050+) auf Gemeinde-, Landes- und Bundesebene, die als theoretische Marktsättigung interpretiert werden. Ergänzend fließen historische Wachstumstrends für

Wärmepumpen gemäß Marktstudie [65] sowie bundeslandspezifische Startwerte zur Nutzung von Umweltwärme laut Nutzenergieanalyse 2023 [68] in die Modellierung ein.

Die Umweltwärmebedarfe je Bundesland (vgl. Tabelle 64) werden unter Annahme eines bundesweiten Marktanteils der jeweiligen Wärmepumpe (vgl. Tabelle 65) für jede Gemeinde skaliert.

Tabelle 64: Auszug aus der Nutzenergieanalyse der Bundesländer für das Jahr 2023 (RW: gesamter Raumwärmebedarf; FW: Fernwärme; UW: Umgebungswärme)

2023 [TWh]	Bgld	Ktn	NÖ	OÖ	Sbg	Stmk	T	Vbg	W	AT-Total
RW-Bedarf	3,3	6,5	20,0	16,7	5,8	13,5	8,0	4,1	13,4	91,4
FW-Bedarf	0,3	1,5	3,3	3,1	1,6	2,5	0,7	0,3	5,5	19,0
<i>Anteil FW [%]</i>	<i>10,4</i>	<i>23,5</i>	<i>16,4</i>	<i>18,3</i>	<i>28,1</i>	<i>18,8</i>	<i>9,2</i>	<i>7,2</i>	<i>41,2</i>	<i>20,8%</i>
UW-Bedarf	0,32	0,46	1,72	1,78	0,46	0,75	0,49	0,42	0,22	6,6
<i>Anteil UW [%]</i>	<i>9,7</i>	<i>7,0</i>	<i>8,6</i>	<i>10,6</i>	<i>7,9</i>	<i>5,6</i>	<i>6,1</i>	<i>10,3</i>	<i>1,6</i>	<i>7,2%</i>

Tabelle 65: Marktanteile der Wärmepumpensysteme (gemessen am installierten in Betrieb befindlichen Anlagenbestand in Stück)

	WP "Luft"*	WP "Wasser"***	WP "Erdreich"****	WP "Industrie"*****
Anteile am Gesamtmarkt 2023 [65]	68,2 %	4,9 %	26,8 %	0,1 %

* Luft-Wasser-WP, Luft-Luft-WP sowie Brauchwasserwärmepumpen und kontrollierte Wohnraumlüftung

** Wasser-Wasser-Wärmepumpen

*** Sole-Wasser-Wärmepumpen und Direktverdampfer-Wärmepumpen

**** Industrierärmepumpen

Auf dieser Basis werden durch Anwendung der S-Kurvenanalyse realisierbare Potenziale für die Jahre 2030 und 2040 in den **Bandbreiten low, medium und high** ermittelt (vgl. Abbildung 97). Die Bandbreiten repräsentieren unterschiedliche Annahmen zum Marktwachstum innerhalb des gewählten Diffusionsmodells:

- **Low:** Um 25 % verminderte Wachstumsrate gegenüber der Historie.
- **Medium:** Weiterführung des mittleren Wachstums von Wärmepumpen in Österreich im Zeitraum 2000 bis 2023. Der Wärmepumpenmarkt in Österreich ist in den letzten Jahren rasant gewachsen.
- **High:** Um 25% gesteigerte Wachstumsrate gegenüber der Historie.

Die Berechnung auf **Gemeindeebene** erfolgt analog: Die Startwerte zur Marktdurchdringung im Jahr 2023 werden gemäß dem Anteil der jeweiligen Gemeinde am Wärmebedarf ihres Bundeslandes gewichtet.

Da keine gemeindespezifischen Marktdaten vorliegen, ist diese Vorgehensweise eine modellhafte Annäherung, deren Einschränkungen bei der Interpretation zu berücksichtigen sind.

Zudem wirken sich lokale Rahmenbedingungen – z.B. **schalltechnische Vorgaben** oder **Flächenverfügbarkeit**– auf die tatsächliche Umsetzbarkeit von Wärmepumpen aus. Insbesondere die zulässigen Schallemissionswerte an Grundstücksgrenzen unterscheiden sich je nach Widmungskategorie und Bundesland. Aufgrund fehlender Detaildaten und der hohen Komplexität konnte eine flächendeckende Berücksichtigung dieser Restriktionen im Rahmen des Projekts nicht erfolgen.

Berechnung der Wärmegestehungskosten (LCOH: Levelized-Cost-of-Heat):

Die Ermittlung der Wärmegestehungskosten in EUR/MWh basiert auf dem ermittelten

Anlagenbestand für Status Quo, 2030 und 2040 sowie den ermittelten Jahresarbeitszahlen und berücksichtigt leistungsabhängige Kostenkurven und Annahmen gemäß [KWW-Technikkatalog v1.1](#).

Weitere Annahmen:

- **WACC real:** 6,52 %
- **Strompreise (Antriebsenergie):**
 - **Anlagen ≤ 50 kW:** Für Wärmepumpenanlagen ≤ 50 kW wird angenommen, dass diese überwiegend im Haushalts- oder kleingewerblichen Bereich eingesetzt werden. In diesen Kategorien fallen in der Regel volle Strompreise inklusive sämtlicher Steuern und Abgaben an.
 - **Anlagen > 50 kW:** Für Anlagen > 50 kW wird ein gewerbliches oder industrielles Nutzungsszenario angenommen. Ihre effektiven Stromkosten enthalten in der Regel nur einen Bruchteil der Haushaltsabgaben. Zur realitätsnahen Abbildung der Betriebskosten größerer Wärmepumpen wurde deswegen mit Großverbrauchertarifen ohne Steuern und Abgaben gerechnet.

9.2.4 Erforderliche Eingangsdaten

Tabelle 66 zeigt die Eingangsdaten, welche bei der Ermittlung der Potenziale für Umgebungswärme herangezogen wurden.

Tabelle 66: Erforderliche Eingangsdaten für die Potenzialermittlung

Kategorie	Datensatz / Quelle	Auflösung / Anmerkung
Klimadaten - Außen-temperatur	SPARTACUS v2.1 (GeoSphere Austria)	1 km ² , disaggregiert auf 100 m
Heizgradtage	Berechnet aus SPARTACUS v2.1	Monatliche HGT zur Gewichtung des RW-Bedarfs
Wärmebedarf	Austrian Heat Map 2023	100 m × 100 m, RW + BWW SQ, 2030, 2040, 2050
Gebäudecharakteristik	Austrian Heat Map 2023 (Sonderauswertung)	Baualtersklasse, Versorgungstemperaturen
Wärmedichte	Austrian Heat Map 2023 (Sonderauswertung)	Zonierung Wärmenetzgebiete und dezentrale Versorgung
Klimaprojektion	SECURES	NUTS3-Ebene
Marktdaten / Diffusion	Markterhebung 17/2024 NEA 2023	Für S-Kurvenkalibrierung
Ungestörte Bodentemperatur	Earth Energy Designer (EED) [69] (Sonderauswertung)	Werte der ungestörten Bodentemperatur für alle Landeshauptstädte vorhanden, Mittelwert für das gesamte Bundesgebiet berechnet
Bodentemperatur in 3 m Tiefe	MERRA-2 [70] (Sonderauswertung)	1 km ² , disaggregiert auf 100 m x 100 m
Grundwassertemperatur	UBA [71] (Sonderauswertung)	Punktweise Abdeckung der Grundwassertemperaturen, disaggregiert und linear interpoliert auf 100 m x 100 m
Grundwasservorkommen	Geosphere Austria [71]	Vektorlayer der Grundwasservorkommen
Hinweiszonen	Geosphere Austria	Vektorlayer der Hinweiszonen

9.3 TF7.1: Luftwärme (Umgebungsluft)

9.3.1 Ausgangslage

Für das Sub-Technologiefeld **Luftwärme** liegt bislang kein bundesweit harmonisierter Datensatz zur räumlichen Potenzialverteilung vor. Im Rahmen des Projekts *Spatial Energy Planning for Heat Transition* (FFG-Projekt 868850) wurde ein methodischer Grundstein gelegt, jedoch nicht in ein operationelles Modell überführt. Aufbauend auf diesen Vorarbeiten wurde im gegenständlichen Projekt ein konsistentes, österreichweit anwendbares Methodenkonzept entwickelt, implementiert und zur Potenzialermittlung eingesetzt.

Gemäß Markterhebung 17/2024 [65] waren mit Ende 2023 insgesamt **491.361 Wärmepumpenanlagen** in Österreich in Betrieb, davon entfallen **68,2 % auf Luftwärmepumpen** [63].

Die durch alle Wärmepumpen bereitgestellte thermische Energie betrug rund **9.859 GWh**, wovon **6.610 GWh** auf genutzte Umweltwärme zurückzuführen sind [65], [63] [68]. Der Anteil der Luftwärme an der gesamt genutzten Umweltwärme wird vereinfacht anhand der Marktanteile für Luftwärmepumpen umgelegt (und analog für alle weiteren Wärmepumpen-Quellensysteme).

9.3.2 Methodisches Konzept

Definition und Abgrenzung

Unter *Luftwärmepotenzial* wird in dieser Studie die Nutzung der Umgebungsluft als Energiequelle für **Luft-Wasser-Wärmepumpen** verstanden, insbesondere zur Deckung des Raumwärme- und Brauchwarmwasserbedarfs in Gebäuden sowie zur Einspeisung in Wärmenetze. Auch Brauchwasser-Wärmepumpen, Luft-Luft-Wärmepumpen sowie Wohnraumlüftungssysteme mit Wärmerückgewinnung sind in der dezentralen Anwendung Teil dieses Technologiefeldes.

Theoretisches Potenzial:

Die in der Luft gespeicherte thermische Energie ist – unter normalen Bedingungen – physikalisch unbegrenzt verfügbar. Eine explizite Quantifizierung wurde aufgrund der theoretischen Unbegrenztheit und mangelnder Relevanz für die Potenzialabschätzung nicht vorgenommen.

Technisches Potenzial:

Die technische Nutzbarkeit von Luftwärme hängt maßgeblich von der **Effizienz der Wärmepumpe** ab, die sich vorrangig aus den folgenden Einflussgrößen ergibt:

- **Wärmequelle:** mittlere monatliche Umgebungslufttemperatur an dem jeweiligen Standort
- **Wärmesenke:** erforderliche Versorgungstemperatur im Heiz- bzw. Warmwassersystem, nach Bauperiode und Sanierungszustand

Für die JAZ-Ermittlung wird der Wärmebedarf laut Austrian Heat Map in Abhängigkeit der Baualtersklassenverteilung und des Sanierungszustandes der Gebäude in einen konstanten Warmwasserwärmebedarf (WWB) und einen Heizgradtage-gewichteten Heizwärmebedarf (HWB) unterteilt (vgl. Abbildung 96).

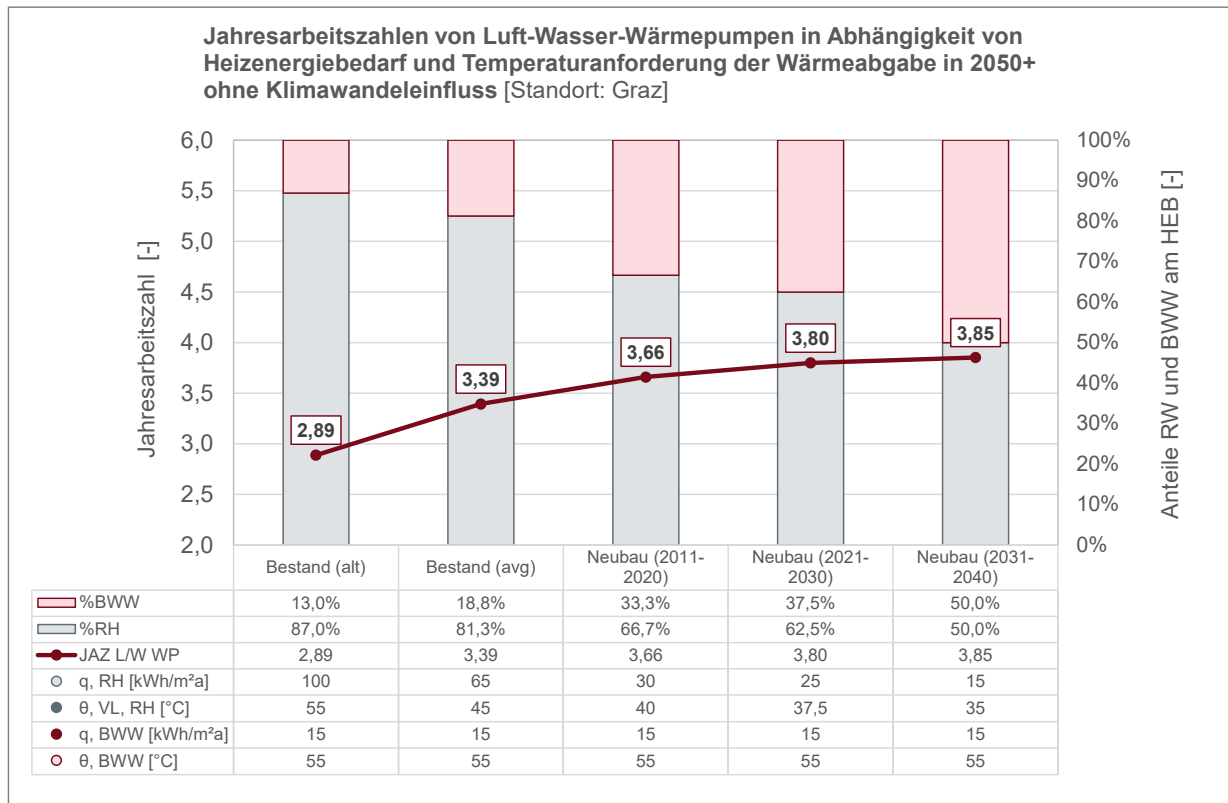


Abbildung 96: Jahresarbeitszahlen von Luft-Wasser-Wärmepumpen am Beispiel Graz in Abhängigkeit von Versorgungstemperaturen und Raum-/Warmwasseranteilen

Erläuterung zur Leistungsberechnung:

Für Luftwärmepumpen zur kombinierten Raumheizung und Warmwasserbereitung in österreichischen Einfamilienhäusern (EFH) gelten in der Praxis die in Tabelle 67 angeführten Richtwerte.

Tabelle 67: Volllaststunden einer Luftwärmepumpe zur kombinierten Raumheizung und Warmwasserbereitung in einem typischen österreichischen EFH

Gebäudetyp / Standard	Raumwärme + WW [kWh/a]	WP-Nennleistung [kW]	Volllaststunden [h/a]
Altbau (unsaniert)	20.000 – 25.000	10 – 14	1.800 – 2.200
Neubau (gut gedämmt)	8.000 – 12.000	6 – 8	1.300 – 1.600
Niedrigenergie-/Passivhaus	4.000 – 6.000	3 – 5	1.000 – 1.500

Die Jahresarbeitszahlen werden unter veränderlichen Rahmenbedingungen (Gebäudecharakteristik, Entwicklung Umgebungslufttemperatur) in 100 m x 100 m Auflösung modelliert. Da die Wärmebedarfsdaten keine Differenzierung nach Gebäudetypen (z. B. Einfamilienhaus, Bürogebäude) zulassen, wird für alle Gebäude ein globaler Wert von 1.500 Volllaststunden pro Jahr gemäß Tabelle 67 angenommen. Potenzielle Änderungen der Volllaststunden durch technologische oder regulatorische Entwicklungen sowie durch die Einbindung von Speichern bleiben in dieser Betrachtung unberücksichtigt.

9.3.1 Ergebnisse

Die nachfolgenden Auswertungen zum Potenzial der Luftwärme basieren auf dem **Transition-Wärmebedarfsszenario** gemäß der *Austrian Heat Map*. Wie eingangs erwähnt, wird dieses für Technologien verwendet, welche vorrangig dezentral genutzt werden. Dieses Szenario bildet einen ambitionierten Pfad zur Dekarbonisierung des Wärmesektors ab und geht insbesondere von einer signifikanten Reduktion des Raumwärmebedarfs durch umfassende thermische Sanierungsmaßnahmen und eine Modernisierung des Gebäudebestands aus.

Die damit einhergehende **Abnahme der Wärmebedarfsdichten** wirkt sich unmittelbar auf die Ausdehnung potenzieller Wärmenetzgebiete aus. Infolgedessen verschiebt sich der Fokus in der zukünftigen Wärmeversorgung zunehmend in Richtung **dezentraler Anwendungen**, in denen Luft-Wasser-Wärmepumpen eine zentrale Rolle einnehmen können – insbesondere im Einfamilienhaus- und Bestandssegment mit reduzierten Versorgungstemperaturen.

Die Ergebnisse liefern somit ein realistisches Bild der **technisch und realisierbar nutzbaren Luftwärmepotenziale** unter verschärften Effizienzvorgaben und im Kontext einer ambitionierten nationalen Wärmewende. Unter Wärmepotenzial wird jene Wärme verstanden, welche der Wärmepumpe aus der Umgebung zugeführt wird.

Bundesebene

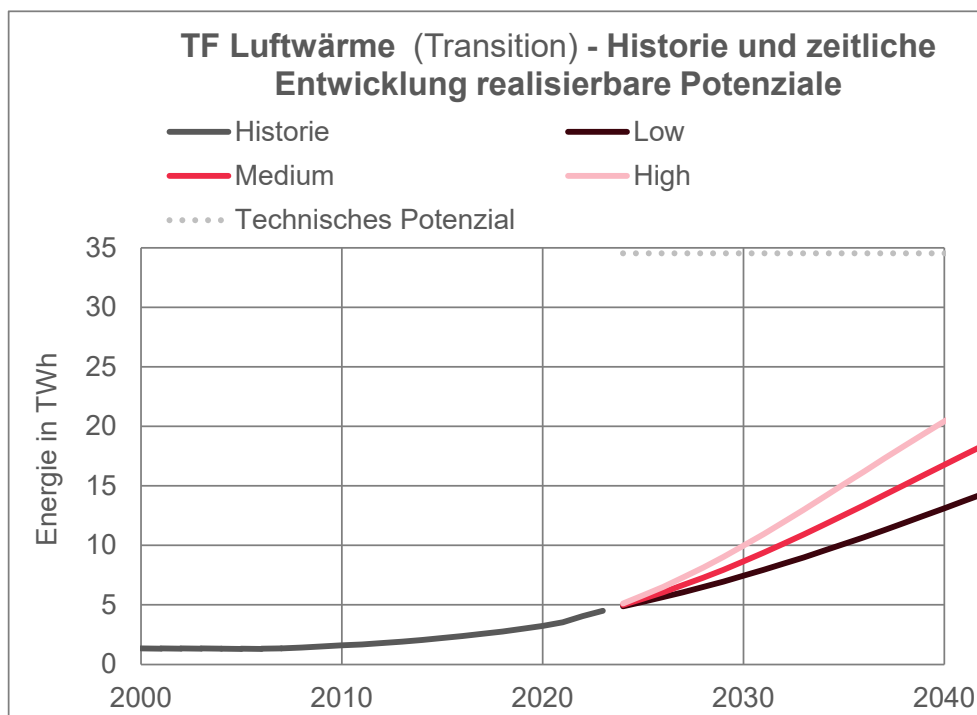


Abbildung 97: Historie und zeitliche Entwicklung realisierbarer Wärmepotenziale (der Wärmepumpe zugeführte Umgebungswärme) auf Bundesebene (Referenz: Energie; TRANSITION)

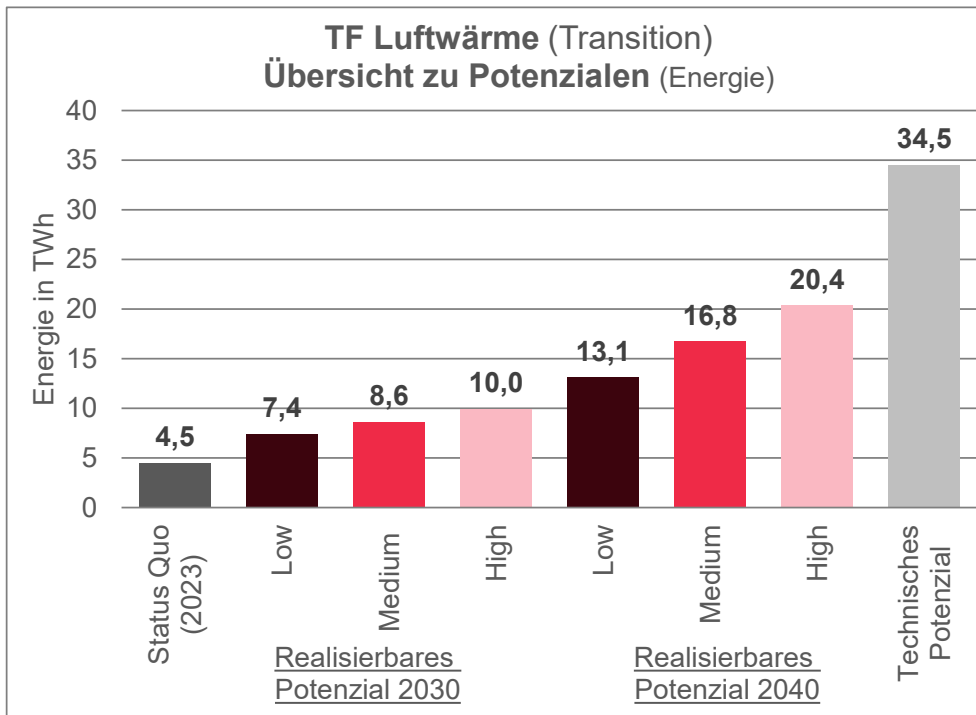


Abbildung 98: Identifizierte Wärmepotenziale (der Wärmepumpe zugeführte Umgebungswärme) auf Bundesebene (Referenz: Energie; TRANSITION)

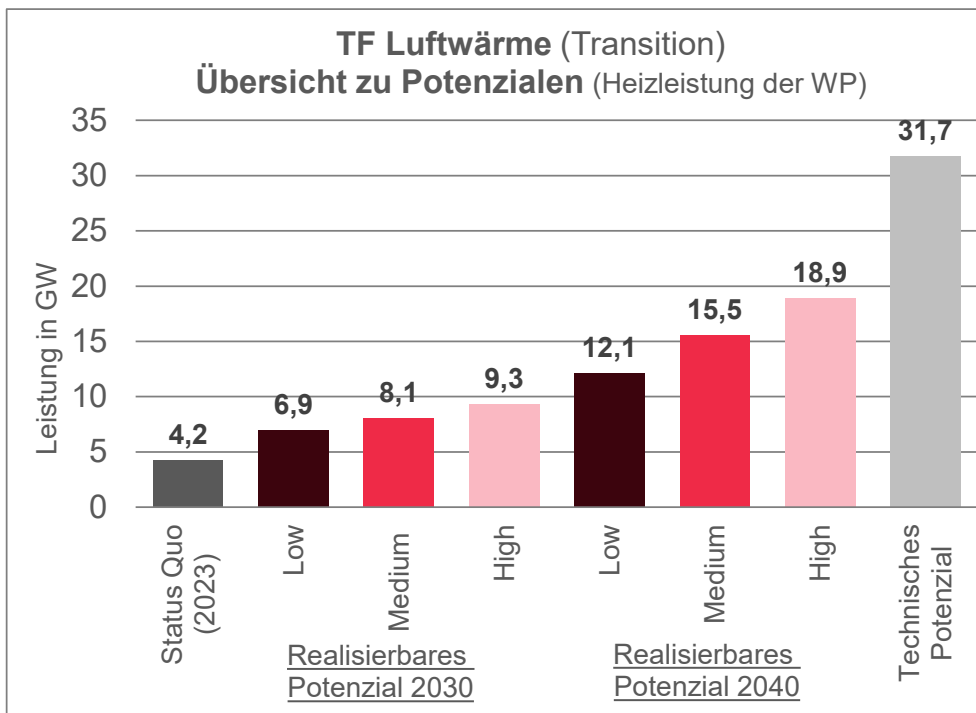


Abbildung 99: Identifizierte Potenziale für Luftwärme auf Bundesebene (Referenz: Leistung; TRANSITION)

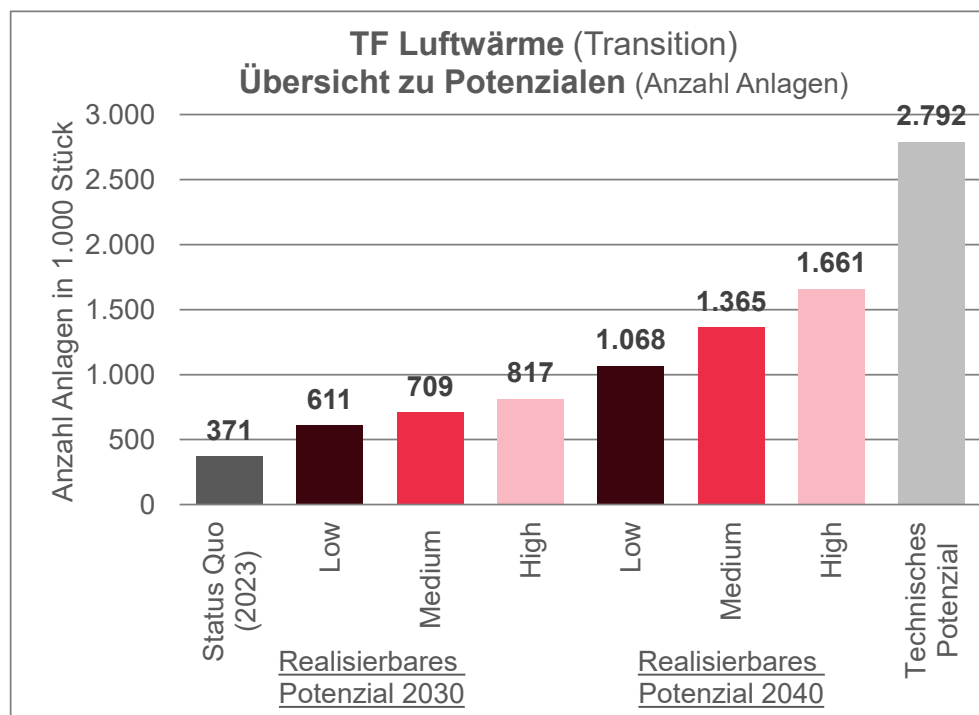


Abbildung 100: Identifizierte Potenziale für Luftwärme auf Bundesebene (Referenz: Anzahl Anlagen; TRANSITION)

Bundeslandebene

Tabelle 68: Luftwärmepotenziale in der Form von Umgebungswärme (der Wärmepumpe zugeführt) nach Bundesländern.

Luftwärmepotenziale in der Form von Umgebungswärme in GWh/a nach Bundesländern	Status Quo 2023	Realisierbares Potenzial Low 2030	Realisierbares Potenzial Medium 2030	Realisierbares Potenzial High 2030	Realisierbares Potenzial Low 2040	Realisierbares Potenzial Medium 2040	Realisierbares Potenzial High 2040	Technisches Potenzial
Burgenland	218	367	430	500	680	893	1.107	1.875
Kärnten	314	522	608	702	934	1.195	1.442	2.139
Niederösterreich	1.173	1.938	2.251	2.591	3.419	4.363	5.297	8.695
Oberösterreich	1.214	1.946	2.228	2.525	3.149	3.804	4.368	5.556
Salzburg	314	516	598	686	895	1.119	1.323	1.828
Steiermark	512	862	1.013	1.184	1.617	2.154	2.719	4.682
Tirol	334	558	652	757	1.012	1.317	1.624	2.584
Vorarlberg	286	477	556	642	853	1.088	1.308	1.880
Wien	150	261	313	374	554	831	1.220	5.296
Gesamt (Österreich)	4.515	7.445	8.650	9.962	13.114	16.765	20.409	34.535

Endbericht der Studie Erneuerbare Energiepotenziale in Österreich 2030 und 2040

Tabelle 69: Luftwärmepotenziale in der Form von installierter Heizleistung nach Bundesländern.

Luftwärmepotenziale in der Form von installierter Heizleistung in MW nach Bundesländern	Status Quo 2023	Realisierbares Potenzial Low 2030	Realisierbares Potenzial Medium 2030	Realisierbares Potenzial High 2030	Realisierbares Potenzial Low 2040	Realisierbares Potenzial Medium 2040	Realisierbares Potenzial High 2040	Technisches Potenzial
Burgenland	210	350	411	477	638	836	1.036	1.724
Kärnten	283	474	553	638	855	1.094	1.320	1.954
Niederösterreich	1.116	1.835	2.131	2.451	3.189	4.064	4.927	7.975
Oberösterreich	1.111	1.783	2.041	2.312	2.879	3.477	3.991	5.053
Salzburg	285	473	548	628	824	1.030	1.218	1.677
Steiermark	475	799	939	1.097	1.488	1.982	2.501	4.277
Tirol	309	517	604	701	935	1.217	1.500	2.373
Vorarlberg	277	458	534	617	805	1.026	1.233	1.745
Wien	148	255	306	366	530	795	1.166	4.971
Gesamt (Österreich)	4.214	6.944	8.066	9.289	12.142	15.520	18.892	31.749

Tabelle 70: Realisierbares Luftwärmepotenzial für die Zieljahre 2030 und 2040 in der Form von Anzahl installierter Anlagen nach Bundesländern (in 1.000 Einheiten).

Luftwärmepotenziale in der Form von Anzahl installierter Anlagen in 1.000 Stück nach Bundesländern	Status Quo 2023	Realisierbares Potenzial Low 2030	Realisierbares Potenzial Medium 2030	Realisierbares Potenzial High 2030	Realisierbares Potenzial Low 2040	Realisierbares Potenzial Medium 2040	Realisierbares Potenzial High 2040	Technisches Potenzial
Burgenland	18	31	36	42	56	74	91	152
Kärnten	25	42	49	56	75	96	116	172
Niederösterreich	98	161	187	216	280	357	433	701
Oberösterreich	98	157	179	203	253	306	351	444
Salzburg	25	42	48	55	72	91	107	147
Steiermark	42	70	83	96	131	174	220	376
Tirol	27	45	53	62	82	107	132	209
Vorarlberg	24	40	47	54	71	90	108	153
Wien	13	22	27	32	47	70	103	437
Gesamt (Österreich)	371	611	709	817	1.068	1.365	1.661	2.792

Realisierbares Luftwärme Potenzial 2030 (low) - 7,4 TWh_{th}

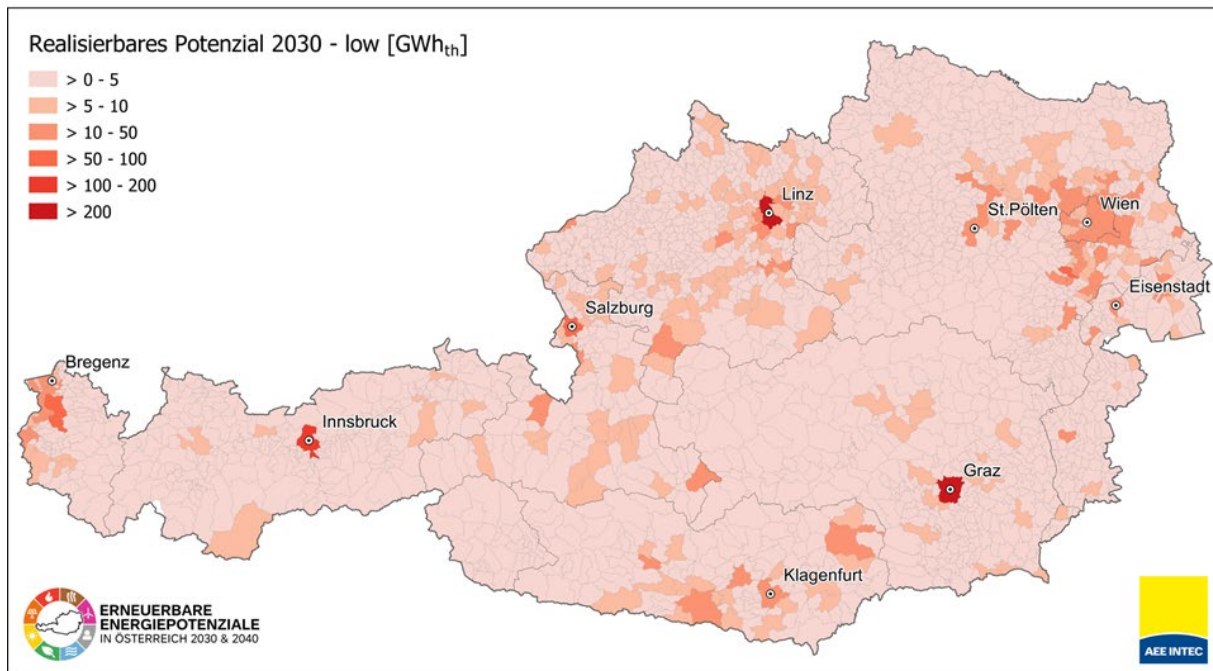


Abbildung 101: Realisierbares Wärmepotenziale (der Wärmepumpe zugeführte Umgebungswärme) 2030 (low) – 7,4 TWh_{th}

Realisierbares Luftwärme Potenzial 2030 (high) - 10,0 TWh_{th}

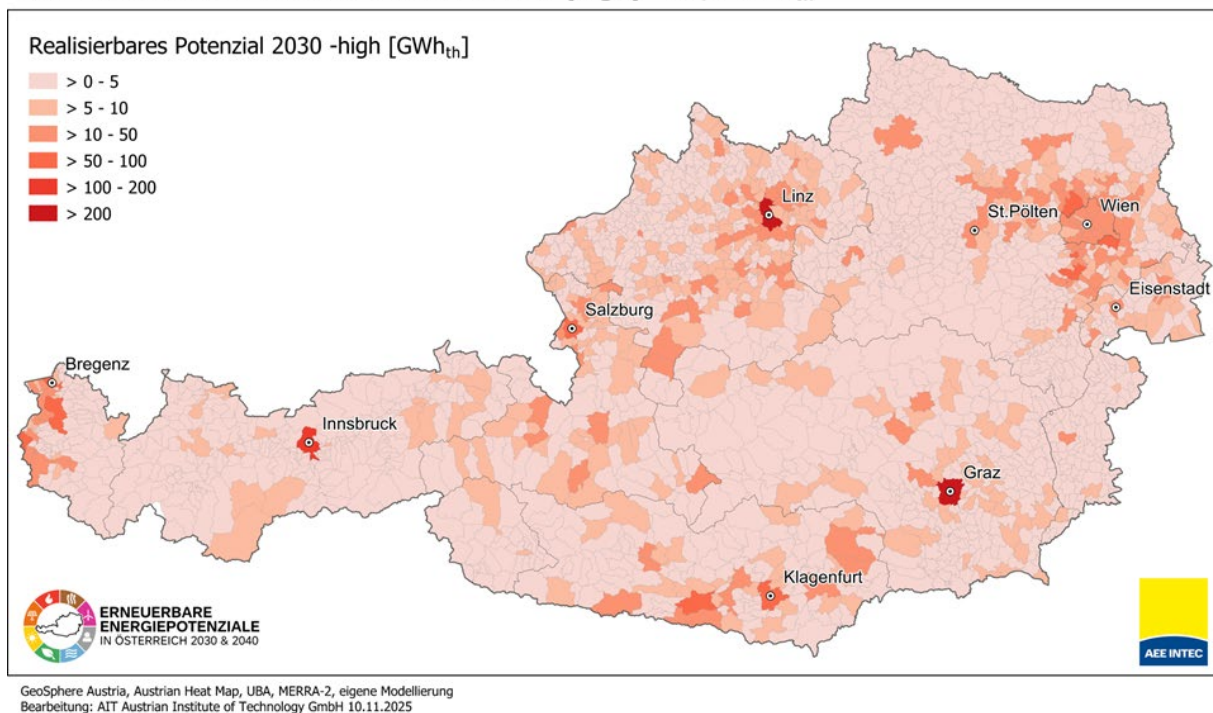


Abbildung 102: Realisierbares Wärmepotenziale (der Wärmepumpe zugeführte Umgebungswärme) 2030 (high) – 10,0 TWh_{th}

Realisierbares Luftwärme Potenzial 2040 (low) - 13,1 TWh_{th}

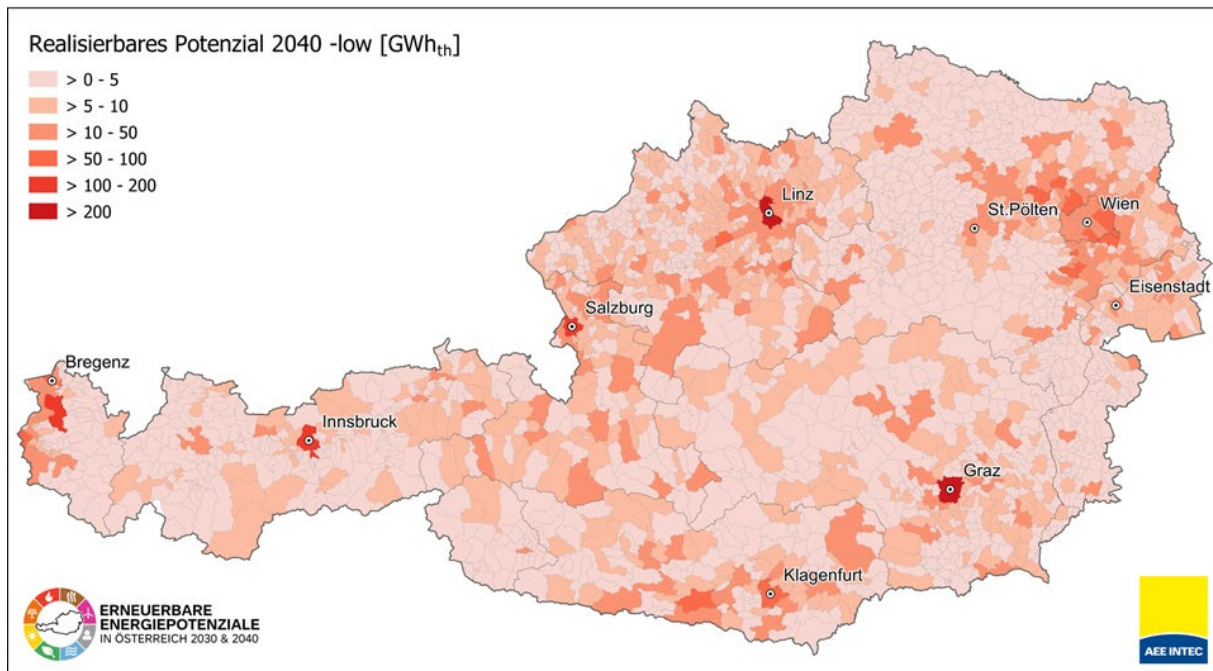


Abbildung 103: Realisierbares Wärmepotenziale (der Wärmepumpe zugeführte Umgebungswärme) 2040 (low) – 13,1 TWh_{th}

Realisierbares Luftwärme Potenzial 2040 (high) - 20,4 TWh_{th}

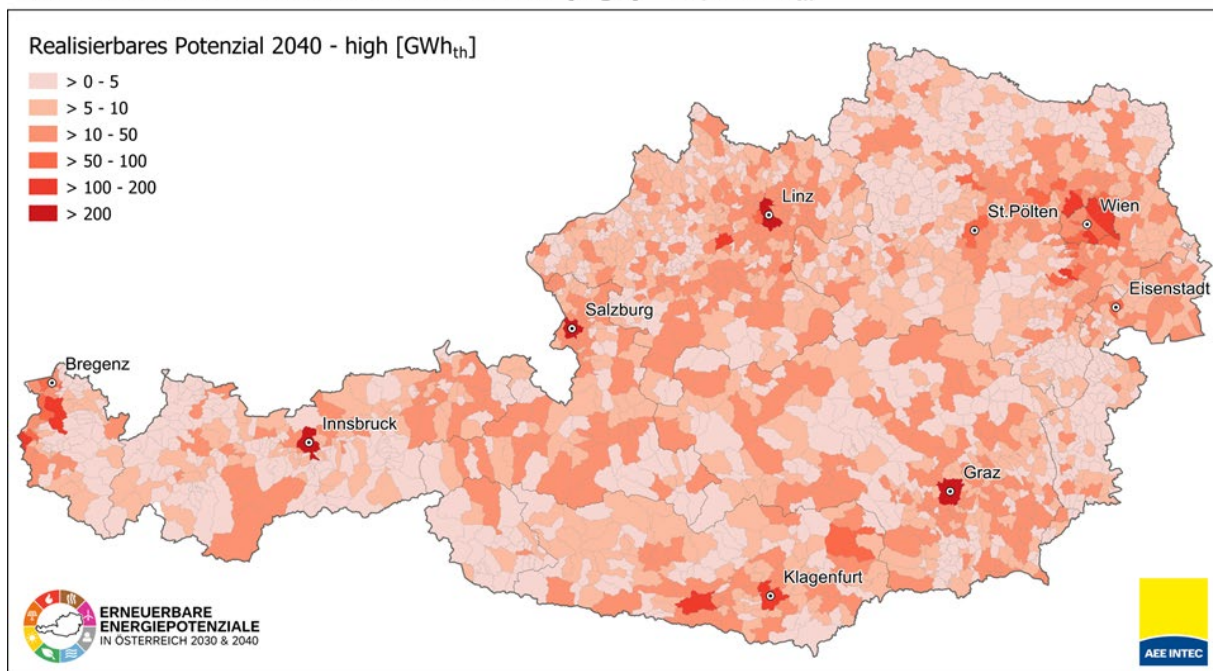


Abbildung 104: Realisierbares Wärmepotenziale (der Wärmepumpe zugeführte Umgebungswärme) 2040 (high)– 20,4 TWh_{th}

Einfluss des Klimawandels und Gegenüberstellung

Die infolge des Klimawandels steigenden Lufttemperaturen beeinflussen die Effizienz von Luftwärmepumpen in zweifacher Weise. Zum einen führt die höhere mittlere Außenlufttemperatur zu einem verbesserten Carnot-Wirkungsgrad und damit zu einer Steigerung der Jahresarbeitszahl (JAZ). Zum anderen verringert sich durch die

Erwärmung der Atmosphäre der Bedarf an Raumwärme, was bereits in den zugrunde gelegten Bedarfsdaten berücksichtigt ist.

Für die Abschätzung der temperaturbedingten Effekte wurden die Lufttemperaturen des Secures-MET-Datensatzes [72] im Klimawandelszenario RCP4.5 (moderat) für die Jahre 2030 und 2050 herangezogen. Insgesamt führt die Temperaturerhöhung zu einem Anstieg des Potenzials für Luftwärme, wie in Abbildung 105 dargestellt. Insbesondere das technische Potenzial erhöht sich dabei um rund 3,4 TWh bzw. um etwa 10 %. Da der Wärmebedarf (und damit die von der Wärmepumpe produzierte Wärmemenge) exogen in die Modellierung eingeht und zwischen den beiden Szenarien gleich ist, verringert sich der Strombedarf der Wärmepumpen im moderaten Klimawandel Szenario.

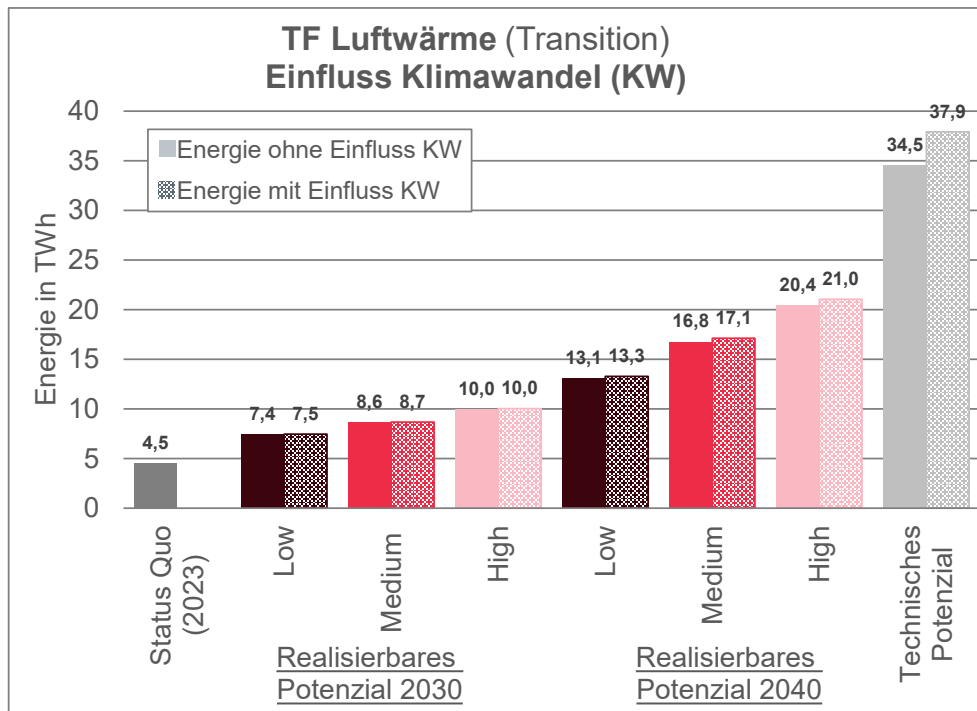


Abbildung 105: Identifizierte Wärmepotenziale (der Wärmepumpe zugeführte Umgebungswärme) für Luftwärme auf Bundesebene und Vergleich mit Einfluss des Klimawandels RCP4.5 auf die Außentemperatur (Referenz: Energie; TRANSITION)

9.3.2 Bewertung der Ergebnisse

Luftwärme ist derzeit die am weitesten verbreitete Umgebungswärmetechnologie in Österreich. Ihre hohe Verfügbarkeit, vergleichsweise niedrige Erschließungskosten sowie die Möglichkeit zur schnellen Skalierung machen sie zu einer Schlüsseltechnologie für die Wärmewende.

Die Potenzialanalyse zeigt, dass die Nutzung von Luftwärme bei realistischen Marktpfaden von aktuell rund 4,5 TWh (2023) auf etwa 20,4 TWh zugeführte Umgebungswärme bis 2040 anwachsen kann. Wesentliche Treiber für diesen Ausbau sind ambitionierte Sanierungsraten (entsprechend WEM 2023), die Dekarbonisierung von Einzelheizsystemen sowie wirtschaftliche Anreize für hocheffiziente Wärmepumpen. Darüber hinaus müssen jedoch weitere Faktoren berücksichtigt werden:

- **Strompreis und Verfügbarkeit von erneuerbarem Strom:** Die Wirtschaftlichkeit und Klimawirkung von Luftwärmepumpen hängen stark von der Entwicklung der Strompreise und dem Anteil erneuerbarer Energien im Strommix ab. Ein hoher Anteil erneuerbarer Stromerzeugung ist entscheidend, um die indirekten Emissionen zu minimieren.

- **Netzinfrastruktur und Lastmanagement:** Der zusätzliche Strombedarf durch den Wärmepumpenausbau stellt Anforderungen an die Stromnetze. Lastmanagement, Flexibilitätsoptionen und gegebenenfalls Speicherlösungen sind notwendig, um Netzengpässe zu vermeiden.
- **Konkurrenz um Strom:** Neben der Wärmewende steigt auch der Strombedarf in anderen Sektoren, etwa durch die zunehmende Elektromobilität. Dies kann zu Engpässen und Preissteigerungen führen, die die Wirtschaftlichkeit von Luftwärmepumpen beeinflussen.
- **Schallemissionen im urbanen Raum:** Besonders in dicht besiedelten Gebieten, in denen hohe Potenziale ausgewiesen werden, sind Schallemissionen ein kritischer Faktor für die Akzeptanz. Technische Lösungen wie lärmarme Ventilatoren oder Schallschutzmaßnahmen müssen hier berücksichtigt werden.

Luftwärme bleibt eine zentrale Technologie für die Dekarbonisierung des Wärmesektors. Ihr Ausbau erfordert jedoch eine ganzheitliche Betrachtung der Stromversorgung, Netzkapazitäten und regulatorischen Rahmenbedingungen sowie die Berücksichtigung von Akzeptanzfaktoren wie Schallemissionen.

9.4 TF7.2: Wasserwärme aus Fließgewässern (Aquathermie)

9.4.1 Ausgangslage

Fließgewässer stellen ein bislang wenig genutztes Potenzial für die Bereitstellung erneuerbarer Wärme dar. Die Nutzung erfolgt über Wärmepumpen, die dem Flusswasser Wärme entziehen und diese auf ein erforderliches Temperaturniveau anheben. Im Fokus der Potenzialanalyse stehen großtechnische Anwendungen zur Einspeisung in bestehende oder geplante Wärmenetze.

Nicht Bestandteil der Analyse sind:

- Kleinanwendungen für Einzelgebäude
- Kanalabwärme
- stehende Gewässer (Seen) mangels Datengrundlagen
- kombinierte Heiz-/Kühlanwendungen
- kleinräumige topografische oder naturschutzfachliche Erschließungshindernisse

9.4.2 Methodisches Konzept

Grundprinzip der Aquathermie

Die nutzbare Energie ergibt sich aus der Ableitung eines Teilvolumenstroms eines Fließgewässers, der über einen Wärmetauscher einer Wärmepumpe zugeführt wird. Die Wärmepumpe entzieht dem Wasser Wärmeenergie und hebt diese auf ein für Nah- und Fernwärmenetze nutzbares Temperaturniveau (Abbildung 106).

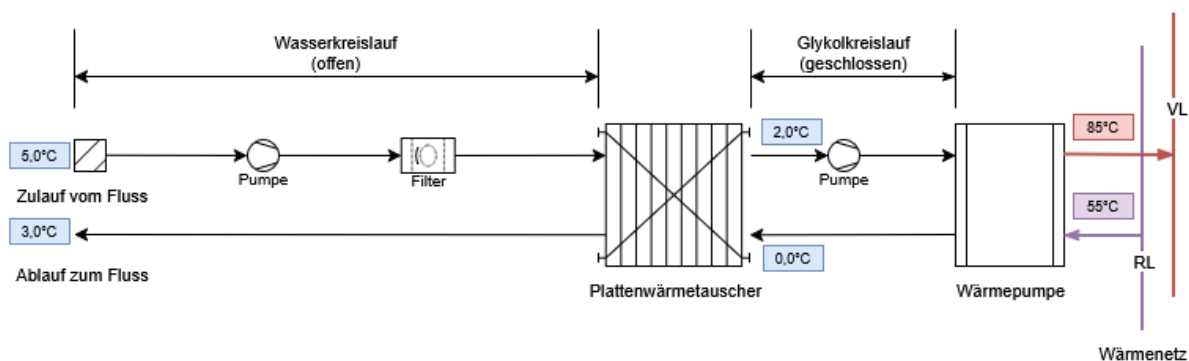


Abbildung 106: Prinzip einer von Flusswasser gespeisten Großwärmepumpe („Aquathermie“) mit offenem Wasserkreislauf

Technisches Potenzial:

Die Effizienz einer flusswassergespeisten Großwärmepumpe hängt maßgeblich ab von:

- den **Flusstemperaturen** (Quelle),
- den **erforderlichen Netztemperaturen** auf der Bedarfsseite.

Je geringer die Quelltemperatur und je höher die erforderlichen Netztemperaturen, desto niedriger fällt die Jahresarbeitszahl (JAZ) aus.

Betriebsrelevant ist die Vermeidung von Eiskristallbildung am Wärmetauscher. Unterhalb einer Quelltemperatur von **4–6 °C** kann keine Wärme mehr entzogen werden. Flusswasser-Wärmepumpen mit offenem Wasserkreislauf eignen sich daher primär zur Deckung der **Grundlast**, jedoch nicht für winterliche Spitzenlasten.

Die Potenzialermittlung erfolgt **monatlich**, basierend auf:

- dem mittleren monatlichen Durchfluss des Fließgewässers $Q_{med, M}$ [m³/s]
- dem nutzbaren Durchflussanteil des Fließgewässers f (10 %, max. 1 m³/s)
- der mittleren monatlichen Gewässertemperatur $T_{avg, M}$ [K]
- der mittleren monatlichen Abkühlung des Teilstroms $\Delta T_{Fluss, M}$ [K]
- der minimal nutzbaren Flusstemperatur $T_{min, M} = 278,15$ K (5°C) sowie
- der maximal zulässigen Abkühlung des Teilstroms $\Delta T_{max} = 275,15$ K (2°C).

Entziehbare Wärmeleistung aus dem Fluss (je Monat):

$$P_{th, M}^{Fluss} = Q_{med, M} * 1000 \frac{kg}{m^3} * f * c * \Delta T_{Fluss, M}$$

$$\Delta T_{Fluss, M} = \min(T_{avg, M} - T_{min, M}; \Delta T_{max})$$

Mit

M Monat [Jan – Dez]

c spezifische Wärmekapazität von Wasser: 4,19kJ/(kg·K)

Entziehbare Wärmemenge aus dem Fluss (je Monat):

$$E_{th, M}^{Fluss} = P_{th, M}^{Fluss} \cdot t_M \text{ mit } t_M \in [672, 744]h$$

Mit

t_m ...Monatsstunden, wenn $T_{min, M} > 5^\circ C$

Thermische Leistung der Wärmepumpe (je Monat):

$$P_{th, M}^{WP} = P_{th, M}^{Fluss} * \frac{JAZ_M}{JAZ_M - 1}$$

Effizienz der Wärmepumpe (je Monat):

$$JAZ_M = \frac{T_{Warm}}{T_{Warm} - T_{Kalt}} \cdot \eta_{Carnot}$$

Mit

T_{warm} mittlere Temperatur der Wärmesenke (Fernwärme): 343,15 K (70°C)

T_{kalt} mittlere Temperatur der Wärmequelle (Fluss) mit $T_{kalt} \approx T_{avg, M} - 3$ [K]

η_{Carnot} Carnot-Abschlag: 0,5

Entziehbare Wärmemenge aus dem Fluss (Jahr):

$$E_{th,Jahr}^{Fluss} = \sum_{M=1}^{12} E_{th,M}^{Fluss}$$

Wärmelieferung der Wärmepumpe (Jahr):

$$E_{th,Jahr}^{WP} = \sum_{M=1}^{12} E_{th,M}^{WP}$$

Energiegewichtete Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe:

$$JAZ_{gewichtet} = \frac{\sum_{M=1}^{12} E_{th,M}^{WP}}{\sum_{M=1}^{12} \frac{E_{th,M}^{WP}}{JAZ_M}}$$

Ein technisches Potenzial wird nur ausgewiesen, wenn die **energiegewichtete JAZ \geq 2,5** liegt.

Systemische Einschränkungen

Die in Tabelle 71 angeführten maximal sinnvollen Deckungsanteile für flusswassergepeiste Wärmepumpen orientieren sich an systemtechnischen und hydraulischen Grenzen realer Wärmenetze.

Tabelle 71: Realisierbare Obergrenzen für Aquathermie (in % des Wärmenetzbedarfs), TU Wien - EEG

Anwendung	Low	Medium	High
Deckungsanteil Aquathermie am Wärmenetzbedarf	21 %	27 %	32 %

Die Deckungsobergrenzen beziehen sich auf das **WEM-Wärmebedarfsszenario**.

Räumliche Einschränkungen

Analog zur Freiflächen-Solarthermie und Abwärme wird die technische Eignung von Aquathermie Anlagen zusätzlich räumlich eingeschränkt:

Es werden **nur jene Flussabschnitte berücksichtigt**, die sich innerhalb einer **zulässigen Trassendistanz** zu einem potenziellen Wärmenetzgebiet befinden. Die maximal zulässige Distanz d_{max} wird modellbasiert aus der minimal verfügbaren thermischen Monatsleistung der Wärmepumpe abgeleitet:

$$d_{max} = \lambda \cdot 0,5 \cdot \sqrt{P_{th,M}^{WP}(\min)}$$

Mit

$P_{th,M}^{WP}(\min)$ niedrigste Monats-Wärmeleistung der Wärmepumpe [MW] bei Quelltemperatur $T_{min,M} > 5^\circ C$.

$\lambda = 1,3$ Kalibrierfaktor basierend auf empirischen Erfahrungswerten

Berücksichtigung bestehender Infrastrukturstandorte

Für die Standortwahl für Aquathermie Anlagen wurden **bestehende Wasserkraftwerke und Flussquerbauten** besonders berücksichtigt, da sie wesentliche infrastrukturelle Vorteile bieten, u. a.:

- bessere Chancen bei Genehmigungsverfahren,
- bestehende wasserbauliche Erschließung (z. B. Rechenanlagen, Hochwasserschutz)
- potenzielle Nutzung von Abwärme aus der Stromerzeugung

Bewertung weiterer Gewässerabschnitte

Auch Flussabschnitte ohne bestehende Infrastruktur wurden geprüft. Für jeden Abschnitt wurde analysiert, ob innerhalb der zulässigen Trassendistanz ein potenzielles Wärmenetzgebiet liegt.

Bei sehr großen Wärmenetzgebieten wurde die räumliche Abfrage im Abstand von zwei Kilometern entlang des Gewässers durchgeführt.

Ein Wärmenetzgebiet kann durch eine oder mehrere Aquathermie-Anlagen versorgt werden, jedoch nur bis zur technologiespezifischen Deckungsobergrenze (Tabelle 71).

Realisierbares Potenzial

Für Aquathermie fällt das realisierbare Potenzial faktisch mit dem technischen zusammen, da die Marktdurchdringung derzeit äußerst gering ist und keine belastbaren historischen Marktdaten zur Kalibrierung eines S-Kurvenmodells vorliegen.

Die Realisierbarkeit wird zusätzlich durch folgende Faktoren eingeschränkt, auf die in dieser Studie nicht eingegangen werden konnte:

Hochwasser- und Treibgutgefährdung

Fließgewässer sind stark vulnerabel gegenüber Hochwasserereignissen, Treibgut und Verklausungen sowie temporärer Verschmutzung.

Bei großen offenen Flusswasserentnahmen stellt dies häufig ein **technisches KO-Kriterium** dar, da Anlagensicherheit und Hochwasserschutz gefährdet sein können.

Bestehende Flussquerbauten (insbesondere Laufwasserkraftwerke mit Rechenanlagen) können hier Vorteile bieten. In der gemeindespezifischen Modellierung wurde jedoch **keine Differenzierung nach Risikoklassen oder Bauwerksqualitäten** vorgenommen.

Nutzungseinschränkung aufgrund niedriger Wassertemperaturen

Die jahresdurchgängige Nutzbarkeit ist stark temperaturabhängig. In der vorliegenden Studie wurde mit **mittleren Monatswerten** gearbeitet und eine Nutzungsgrenze von **5 °C** angesetzt, unterhalb derer **keine Wärmeentnahme** mehr angenommen wurde.

Diese Vereinfachung beeinflusst die berechneten Jahresarbeitsstunden und berücksichtigt nicht, ob ein reales Wärmeerzeugungsportfolio ein derartiges System tatsächlich bis zu den Deckungsobergrenzen aufnehmen könnte.

Berechnung der Wärmegestehungskosten

Für flusswassergespeiste Großwärmepumpen liegen **keine verlässlichen, einheitlich skalierbaren Kostendaten** vor, die eine österreichweite ökonomische Bewertung erlauben würden.

Die Wirtschaftlichkeit hängt stark ab von:

- Genehmigungsverfahren und wasserrechtlichen Auflagen
- bestehenden oder fehlenden Infrastrukturen
- hydraulischen und thermischen Randbedingungen
- Systemintegration und Netztemperaturen
- Projektgröße und Standortverhältnissen

Daher wurde **bewusst von der Modellierung eines LCOH (Levelized Cost of Heat) abgesehen**.

Ausgewiesen werden ausschließlich **technische Potenziale unter systemischen und räumlichen Einschränkungen**.

Erforderliche Eingangsdaten

Für die technische Potenzialermittlung waren die in Tabelle 72 angeführten Eingangsdaten erforderlich.

Tabelle 72: Erforderliche Eingangsdaten für die Aquathermie-Potenzialermittlung

Kategorie	Datensatz / Quelle	Bemerkung
Fließgewässernetz	Gesamtgewässernetz Österreich (GGN)	Geodaten aller Fließgewässer im Bundesgebiet
Durchflussmodellierung	Abflussmodell GGN / UBA / TF2	Mittlerer saisonaler Durchfluss auf Gewässerabschnittsebene
Wassertemperaturen	eHYD / eHAO / Interpolation durch AEE INTEC	Regressionsmodell zur Schätzung monatlicher Mitteltemperaturen aus historischen Messdaten 2000-2020
Wärmebedarf	Austrian Heat Map (Sonderauswertung)	100 m × 100 m; dezentral & netzgebunden für WEM 2030 / 2040
Wärmenetze	Austrian Heat Map (Sonderauswertung)	Zonierung potenzieller Wärmenetzgebiete (Szenario: WEM)
Oberflächenmodell (DOM)	ALS-DOM, BEV	Eingangsdatensatz für das Regressionsmodell zur Temperaturabschätzung
Kraftwerksstandorte	Umweltbundesamt	Lage aller Flusswasserkraftwerke (Infrastrukturstandorte für Aquathermie-Anlagen)

9.4.3 Ergebnisse

Österreichweit ergibt sich ein **technisches Potenzial** für flusswassergespeiste Wärmepumpen zur Einspeisung in Wärmenetze von bis zu **4,1 TWh/a im Jahr 2030** und **4,9 TWh/a im Jahr 2040**.

Tabelle 73: Ergebnisübersicht zu Aquathermie für Österreich

Bandbreiten	Entziehbare Wärmeenergie aus Flüssen [GWh/a]			Lieferbare Wärme der Flusswasser-Wärmepumpe [GWh/a]			Thermische Spitzenleistung der Flusswasser-Wärmepumpen [GW]		
	Technisches Potenzial			Technisches Potenzial			Technisches Potenzial		
Status quo (2023)	n.a.			n.a.			n.a.		
2030 (Low / Medium / High)	2,8	3,5	4,1	4,4	5,5	6,4	0,63	0,79	0,92
2040 (Low / Medium / High)	3,4	4,2	4,9	5,3	6,6	7,6	0,75	0,94	1,09

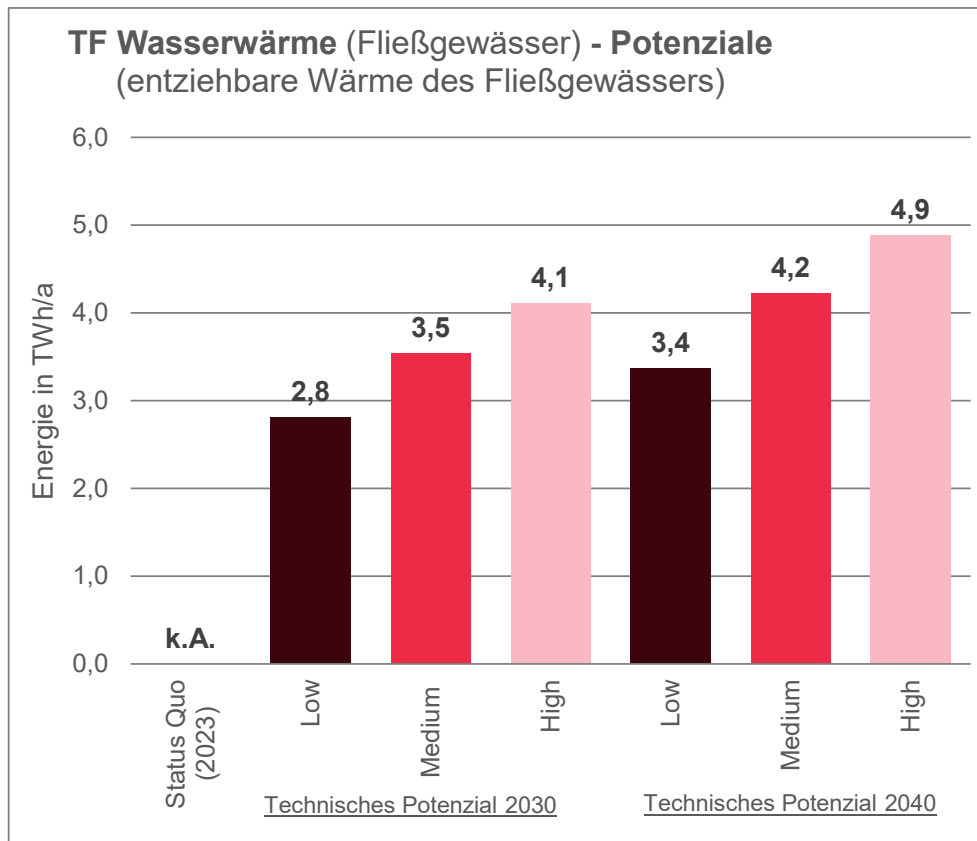


Abbildung 107: **Technisches Potenzial** bezogen auf die entziehbare Wärmeenergie aus Flüssen für die Zieljahre 2030 und 2040

Die detaillierten Ergebnisse nach Bundesland in Form von entziehbarer Wärmeenergie aus Flüssen (Umgebungswärme) sowie in Form von Wärmelieferung und installierter Leistung flusswassergespeister Wärmepumpen sind nachfolgend in Tabelle 74 bis Tabelle 76 aufgelistet. Angeführt sind hierbei jeweils die technischen Potenziale, die Ermittlung realisierbarer Potenziale konnte in dem Detailgrad hingegen nicht vorgenommen werden (vgl. Kapitel 9.4.2).

Endbericht der Studie Erneuerbare Energiepotenziale in Österreich 2030 und 2040

Tabelle 74: Technische Potenziale bezogen auf die entziehbare Wärmeenergie aus Flüssen nach Bundesländern.

Potenziale der entziehbaren Wärmeenergie aus Flüssen in GWh/a nach Bundesländern	Status Quo 2023	Technisches Potenzial Low 2030	Technisches Potenzial Medium 2030	Technisches Potenzial High 2030	Technisches Potenzial Low 2040	Technisches Potenzial Medium 2040	Technisches Potenzial High 2040
Burgenland	k.A.	18	22	25	23	28	30
Kärnten	k.A.	215	256	288	245	292	331
Niederösterreich	k.A.	431	544	632	539	673	774
Oberösterreich	k.A.	506	647	763	612	781	921
Salzburg	k.A.	267	340	401	320	408	481
Steiermark	k.A.	429	548	647	516	658	776
Tirol	k.A.	295	378	447	358	459	542
Vorarlberg	k.A.	116	146	172	139	176	206
Wien	k.A.	524	649	730	614	737	818
Gesamt (Österreich)	k.A.	2.801	3.531	4.105	3.366	4.213	4.880

Tabelle 75: Technische Potenziale bezogen auf die Wärmelieferung flusswassergespeister Großwärmepumpen nach Bundesländern

Wärmelieferungspotenziale flusswassergespeister Großwärmepumpen in GWh/a nach Bundesländern	Status Quo 2023	Technisches Potenzial Low 2030	Technisches Potenzial Medium 2030	Technisches Potenzial High 2030	Technisches Potenzial Low 2040	Technisches Potenzial Medium 2040	Technisches Potenzial High 2040
Burgenland	k.A.	28	35	39	36	43	47
Kärnten	k.A.	339	403	454	386	460	521
Niederösterreich	k.A.	672	848	985	840	1.049	1.208
Oberösterreich	k.A.	791	1.010	1.192	956	1.221	1.438
Salzburg	k.A.	419	535	631	504	642	757
Steiermark	k.A.	675	862	1.017	811	1.035	1.220
Tirol	k.A.	467	599	708	568	727	859
Vorarlberg	k.A.	182	230	269	218	276	324
Wien	k.A.	811	1.005	1.131	951	1.142	1.267
Gesamt (Österreich)	k.A.	4.384	5.527	6.426	5.269	6.595	7.641

Tabelle 76: Technische Potenziale bezogen auf die Heizleistung flusswassergespeister Großwärmepumpen nach Bundesländern.

Potenziale bezogen auf die Heizleistung flusswassergespeister Großwärmepumpen in MW nach Bundesländern	Status Quo 2023	Technisches Potenzial Low 2030	Technisches Potenzial Medium 2030	Technisches Potenzial High 2030	Technisches Potenzial Low 2040	Technisches Potenzial Medium 2040	Technisches Potenzial High 2040
Burgenland	k.A.	3,8	4,7	5,3	4,9	5,8	6,4
Kärnten	k.A.	51,5	61,1	68,9	58,6	69,8	79,1
Niederösterreich	k.A.	92,5	116,8	135,7	115,7	144,6	166,4
Oberösterreich	k.A.	109,8	140,2	165,4	132,8	169,5	199,7
Salzburg	k.A.	64,0	81,7	96,3	76,9	98,0	115,5
Steiermark	k.A.	95,7	122,2	144,2	114,9	146,7	172,9
Tirol	k.A.	71,6	91,8	108,5	87,0	111,5	131,7
Vorarlberg	k.A.	27,6	34,8	40,8	33,1	41,8	49,1
Wien	k.A.	110,1	136,5	153,5	129,2	155,1	172,0
Gesamt (Österreich)	k.A.	627	790	919	753	943	1.093

Technisches Flusswärme-Potenzial 2030 (low) – 2,8 TWh_{th}

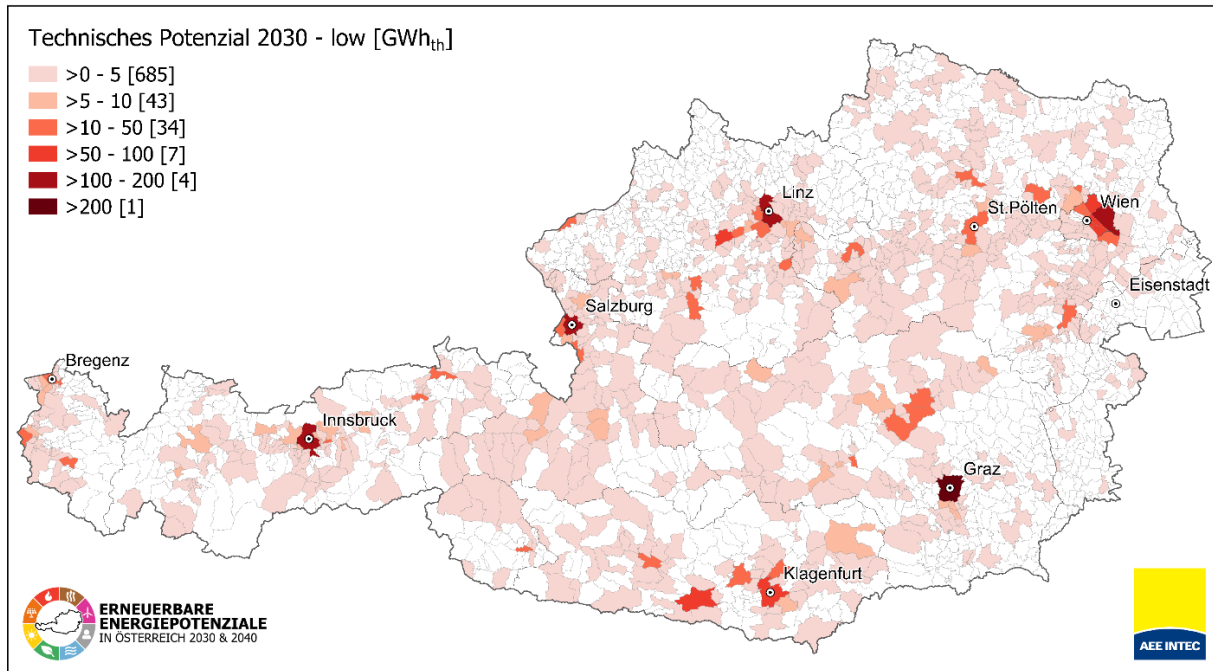


Abbildung 108: **Technisches** Flusswärme Potenzial 2030 (WEM) niedrige Bandbreite – 2,8 TWh_{th}

Technisches Flusswärme-Potenzial 2030 (medium) – 3,5 TWh_{th}

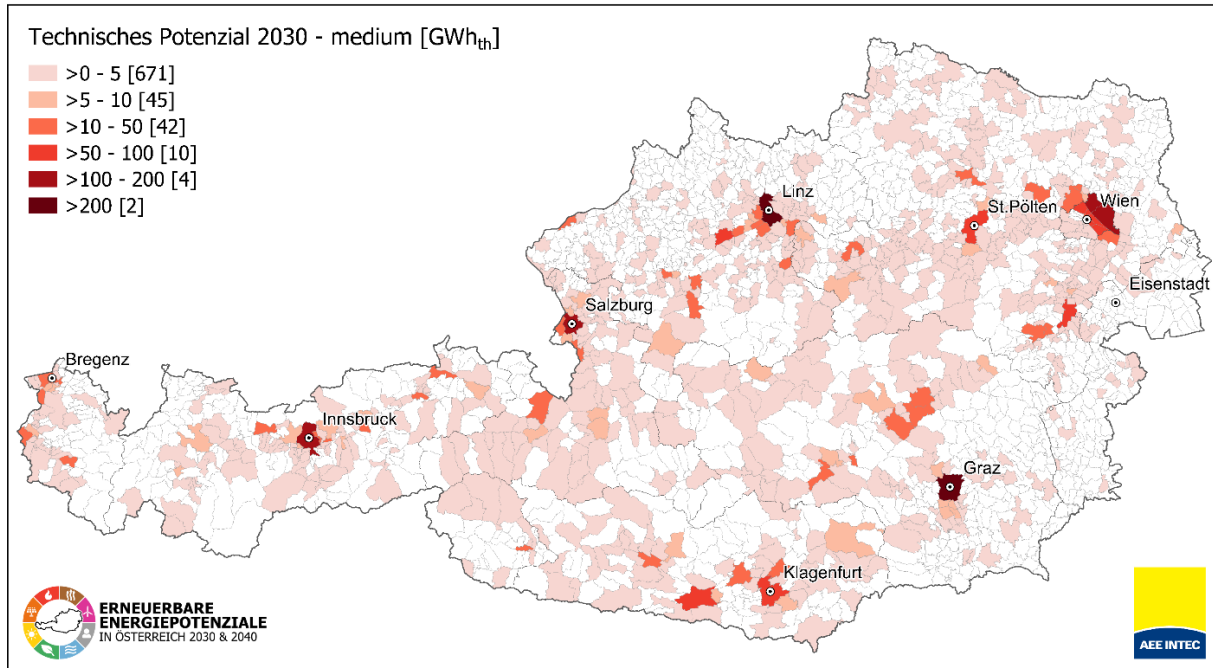


Abbildung 109: **Technisches** Flusswärme Potenzial 2030 (WEM) mittlere Bandbreite – 3,5 TWh_{th}

Technisches Flusswärme-Potenzial 2030 (high) – 4,1 TWh_{th}

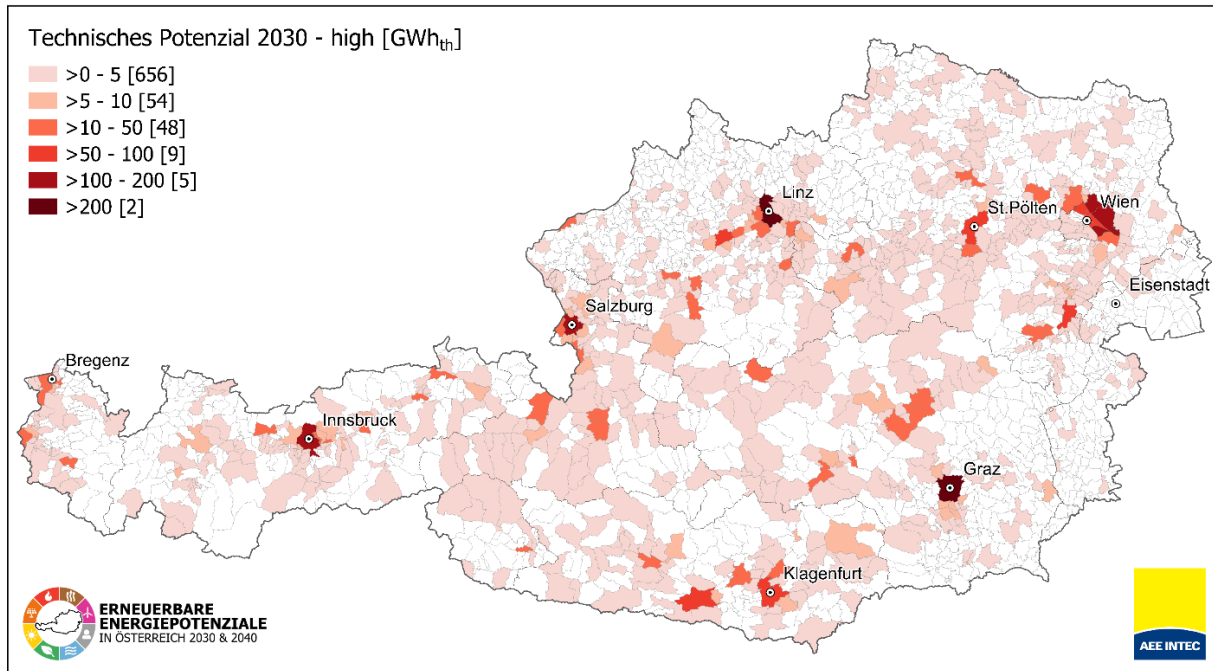


Abbildung 110: **Technisches Flusswärme Potenzial 2030 (WEM) hohe Bandbreite – 4,1 TWh_{th}**

Technisches Flusswärme-Potenzial 2040 (low) – 3,4 TWh_{th}

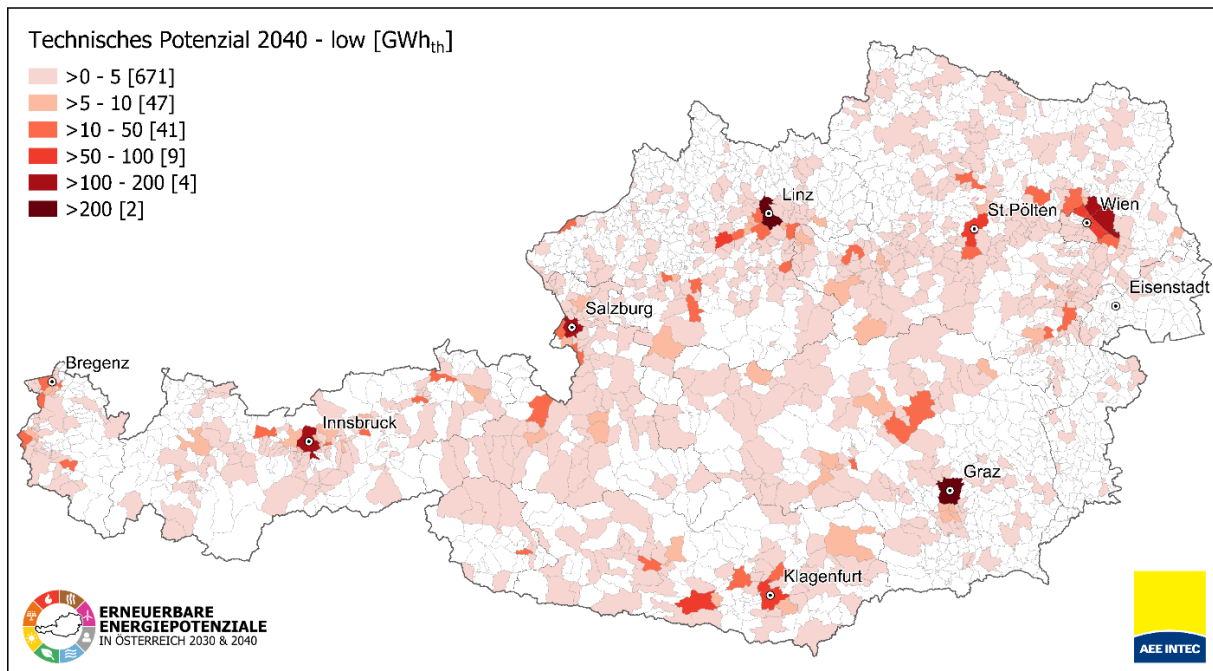
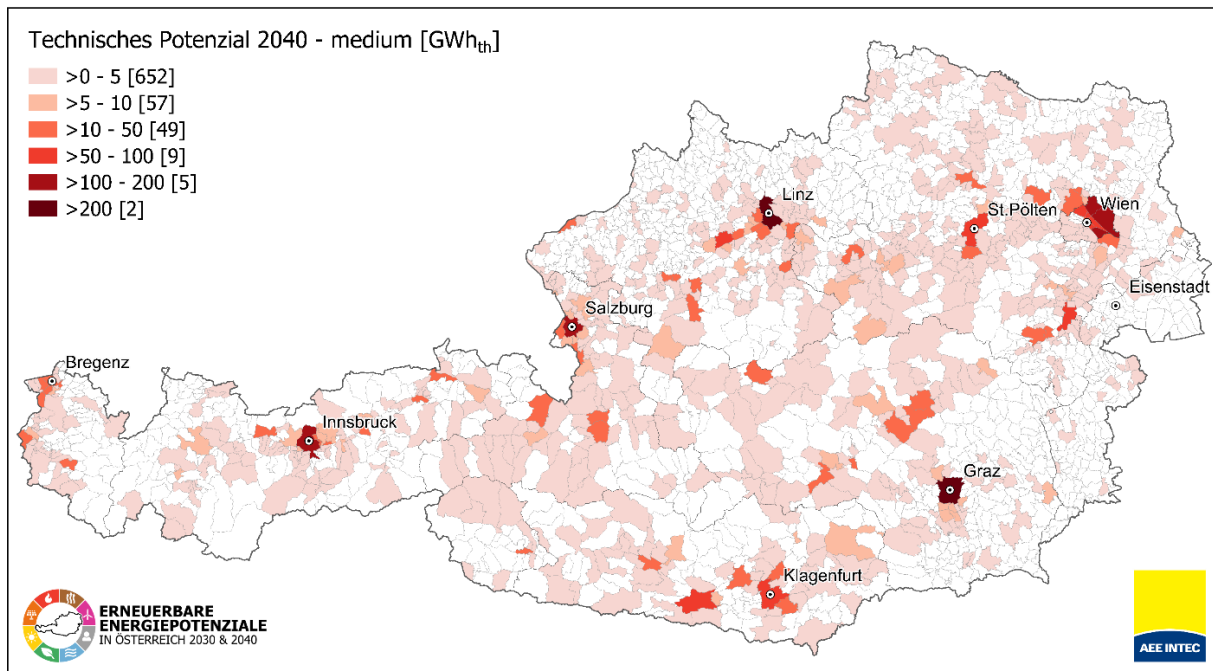


Abbildung 111: **Technisches Flusswärme Potenzial 2040 (WEM) niedrige Bandbreite – 3,4 TWh_{th}**

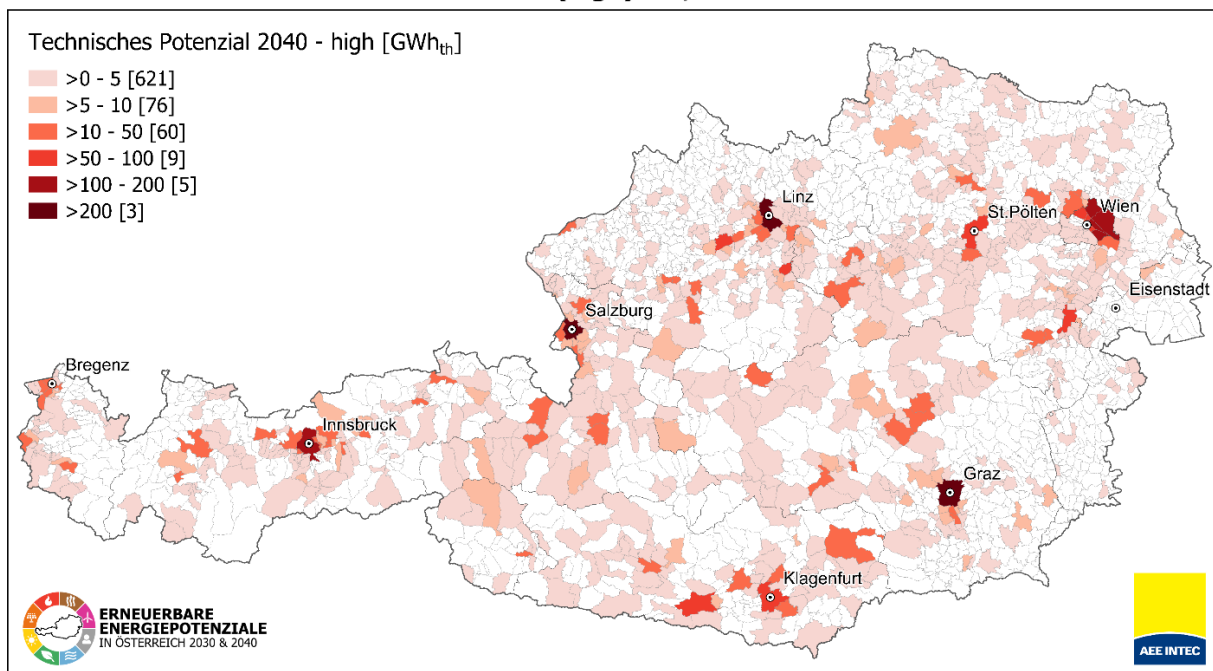
Technisches Flusswärme-Potenzial 2040 (medium) – 4,2 TWh_{th}



Geosphere, UBA, Austrian Heat Map, eigene Modellierung
 Bearbeitung: AEE INTEC 30.11.2025

Abbildung 112: **Technisches Flusswärme Potenzial 2040 (WEM) mittlere Bandbreite – 4,2 TWh_{th}**

Technisches Flusswärme-Potenzial 2040 (high) – 4,9 TWh_{th}



Geosphere, UBA, Austrian Heat Map, eigene Modellierung
 Bearbeitung: AEE INTEC 30.11.2025

Abbildung 113: **Technisches Flusswärme Potenzial 2040 (WEM) hohe Bandbreite – 4,9 TWh_{th}**

9.4.4 Bewertung der Ergebnisse

Die Analyse zeigt, dass Fließgewässer in Österreich ein relevantes, jedoch standortgebundenes Potenzial zur Bereitstellung erneuerbarer Wärme bieten. Mit **technischen Potenzialen der Wärmelieferung flusswassergespeister Großwärmepumpen von 4,4–6,4 TWh pro Jahr bis 2030 bzw. 5,3–7,6 TWh pro Jahr bis 2040** (vgl. Tabelle 75) kann Aquathermie vor allem entlang größerer Flüsse wie Donau, Inn, Enns, Drau oder

Mur und in unmittelbarer Nähe zu bestehenden oder geplanten Wärmenetzen einen Beitrag zur Dekarbonisierung leisten.

Abschätzung des realisierbaren Potenzials (Experteneinschätzung)

Obwohl im Rahmen dieser Studie kein explizites Modell zur Ermittlung realisierbarer Potenziale angewendet wurde, lässt sich aus den technischen Ergebnissen und den identifizierten Einschränkungen eine realistische Größeneinordnung ableiten.

Die technischen Potenzialen werden in der Praxis durch eine Reihe standort- und systembedingter Faktoren deutlich begrenzt. Dazu zählen die starke räumliche Bindung an Flüsse und geeignete Wärmenetze, die eingeschränkte saisonale Nutzbarkeit aufgrund niedriger Wintertemperaturen sowie die hohe Vulnerabilität offener Entnahmesysteme gegenüber Hochwasser, Treibgut und Sedimenteintrag. Hinzu kommen wasserrechtliche Anforderungen, infrastrukturelle Voraussetzungen und die geringe Markterfahrung großtechnischer Aquathermie-Anlagen.

Unter Berücksichtigung dieser Faktoren ist davon auszugehen, dass nur ein begrenzter Teil der technisch geeigneten Standorte tatsächlich erschlossen werden kann. Vor diesem Hintergrund wird auf Basis von Experteneinschätzungen angenommen, dass bis **2030** etwa **10–20 %** und bis **2040** etwa **20–30 %** der ausgewiesenen technischen Wärmepotenziale auch realisierbar sind. Dies entspricht einer Größenordnung für die realisierbaren Wärmepotenziale flusswassergespeister Wärmepumpen von **0,4–1,3 TWh pro Jahr bis 2030** und **1,1–2,3 TWh pro Jahr bis 2040**, vgl. Tabelle 77.

Tabelle 77: Ergebnisübersicht zu Aquathermie für Österreich (realisierbare Potenziale - Experteneinschätzung)

Bandbreiten	Entziehbare Wärmeenergie aus Flüssen [GWh/a]			Lieferbare Wärme der Flusswasser-Wärmepumpe [GWh/a]			Thermische Spitzenleistung der Flusswasser-Wärmepumpen [$MW_{p,th}$]		
	Realisierbares Potenzial			Realisierbares Potenzial			Realisierbares Potenzial		
Status quo (2023)	n.a.			n.a.			n.a.		
2030 (Low / Medium / High)	0,3	0,5	0,8	0,4	0,8	1,3	64	121	188
2040 (Low / Medium / High)	0,7	1,1	1,5	1,1	1,7	2,3	154	241	335

Insgesamt bestätigt die Bewertung, dass Aquathermie vor allem eine spezifische Option für ausgewählte Standorte mit günstigem hydrologischem, infrastrukturellem und systemischem Umfeld darstellt **und im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung gezielt geprüft** werden sollte. Darüber hinaus ist der zukünftige Beitrag flusswassergespeister Großwärmepumpen eng mit der Entwicklung des Stromsystems verknüpft. Die Wirtschaftlichkeit und die tatsächliche Klimawirkung dieser Technologie hängen maßgeblich von der langfristigen Entwicklung der Strompreise sowie vom Anteil erneuerbarer Energien im Strommix ab. Ein hoher Anteil erneuerbarer Stromerzeugung ist Voraussetzung, um die indirekten Emissionen des Wärmepumpenbetriebs zu minimieren und die Aquathermie als klimaverträgliche Option abzusichern.

Gleichzeitig stellt der zusätzliche Strombedarf durch den Ausbau großtechnischer Wärmepumpen erhöhte Anforderungen an die Stromnetzinfrastruktur. Insbesondere in urbanen Räumen mit hohen Aquathermie-Potenzialen sind Netzausbau, Lastmanagement, Flexibilitätsoptionen sowie gegebenenfalls Speicherlösungen erforderlich, um Netzengpässe zu vermeiden und einen systemdienlichen Betrieb zu ermöglichen.

9.5 **TF7.3: Oberflächennahe Geothermie und Grundwasser**

9.5.1 Ausgangslage

Für die **oberflächennahe Geothermie** gibt es in Österreich nur wenige Gebiete mit technischen und/oder geologischen Einschränkungen. Das heißt, dass mit unterschiedlichen Erdwärmetechnologien ein großer Teil des Bundesgebiets mehr oder weniger mit Niedertemperaturwärme für die Raumwärme versorgt werden kann. Für die Potenzialabschätzung in der oberflächennahen Geothermie werden die öffentlich verfügbaren Untergrunddaten aus den Bundesländern – wie Bodentypen, oberflächennahes, anstehendes Festgestein, Grundwasserkörper etc. – herangezogen.

Der Einsatz von oberflächennaher Geothermie in Österreich ist traditionell gut etabliert, insbesondere in Form von Erdwärmesonden und Grundwassernutzungssystemen, die bereits seit über 30 Jahren in vielen Teilen des Landes erfolgreich angewendet werden. Diese Technologien sind aus der Praxis nicht mehr wegzudenken und haben sich als effiziente Lösungen für die Bereitstellung von Wärme und Kälte etabliert. Der Anteil der oberflächennahen Geothermie am erneuerbaren Wärmemarkt in Österreich wird auf mehr als 20 % geschätzt, wobei das Potenzial in städtischen Gebieten noch weiter ausgeschöpft werden kann, vor allem im Hinblick auf die Nutzung als saisonale Wärmespeicher und zur Kühlung in Anergienetzen. [34]

Gemäß Markterhebung 17/2024 [65] waren mit Ende 2023 insgesamt **491.361 Wärmepumpenanlagen** in Österreich in Betrieb, davon entfallen **31,7 % auf Wärmepumpen, welche Grundwasser und Erdreich als Quelle nutzen** (Tabelle 65).

Der aktuelle Gesamtbestand (2024) erdgekoppelter Wärmepumpen-Anlagen beläuft sich auf etwa 104.300 bis 107.700, was einem durchschnittlichen jährlichen Wachstum von etwa +3,1 % seit 2022 entspricht. Insbesondere Grundwasserwärmepumpen verzeichnen mit 719 neuen Installationen im Jahr 2024 ein kontinuierliches Wachstum. Regional sind Vorarlberg und Wien hervorzuheben, die – bezogen auf die nutzbare Landesfläche – die höchste Dichte an Installationen aufweisen. Zur Unterstützung des Ausbaus wurden in mehreren Bundesländern detaillierte Geothermie-Karten (z. B. der Geothermie-Atlas in Wien und Salzburg) in die kommunale Wärmeplanung integriert. In urbanen Gebieten eröffnet zudem die Existenz unterirdischer Wärmeinseln – verursacht durch Abwasserleitungen, Fernwärmeleitungen und Bodenversiegelung – ein zusätzliches Potenzial für die Nutzung von Grundwasser als Energiequelle. Zukünftig wird insbesondere die Entwicklung von Niedertemperatur-Versorgungsnetzen der fünften Generation (5G-Netze) erwartet, die oberflächennahe Geothermie für Heizen, Kühlen und saisonale Speicheranwendungen nutzen. [36]

9.5.2 Methodisches Konzept

Definition und Abgrenzung

Bei der oberflächennahen Geothermie (< 300 m unter Geländeoberkante) gibt es viele verschiedene Technologien, die für die Erschließung der oberflächennahen Ressourcen eingesetzt werden können. Neben den sehr bekannten Technologien von geschlossenen Vertikalkollektoren (Erdwärmesonden) und der thermischen Grundwassernutzung (offenes System) gibt es noch eine Vielzahl an Technologien, mit denen die Niedertemperaturwärme aus dem Untergrund („Umgebungswärme“) gewonnen werden kann, wenn z.B. nicht gebohrt werden kann oder wenn kaum oder kein Grundwasser an Standorten vorhanden ist. Diese sind z.B. Spiralkollektoren (wie

Ringgrabenkollektoren, Massivabsorbern etc. Aus diesem Grund wurde die Ressource der Wärme aus dem oberflächennahen Untergrund als überall verfügbar eingestuft.

Die thermische Grundwassernutzung wurde in Gebieten mit ergiebigem Grundwasservorkommen als verfügbare Ressource angegeben. Für geschlossene Erdwärmesysteme (z.B. Erdwärmesonden) wurden alle Gebiete ausgewiesen.

Theoretisches Potenzial

Die im oberflächennahen Untergrund gespeicherte thermische Energie ist im Prinzip nahezu unbegrenzt verfügbar, da sie durch den kontinuierlichen Wärmeeintrag aus Sonnenstrahlung, Niederschlag und den geothermischen Wärmestrom gespeist wird. Die Nutzung erfolgt im Tiefenbereich bis 300 Meter und bei Temperaturen von bis zu 25 – 30 °C über geschlossene Systeme (Erdwärmesonden, Flächen- und Ringgrabenkollektoren) oder offene Systeme (thermische Grundwassernutzung). [34] Eine exakte Quantifizierung des Gesamtpotenzials wurde aufgrund der theoretischen Unerschöpflichkeit und der starken Abhängigkeit von lokalen geologischen und hydrogeologischen Rahmenbedingungen nicht vorgenommen.

Technisches Potenzial

Die technische Nutzbarkeit der oberflächennahen Geothermie hängt maßgeblich von der **Effizienz der Wärmepumpe** ab, die sich vorrangig aus den folgenden Einflussgrößen der drei betrachteten Systeme (geschlossen vertikal & horizontal, offen) ergibt:

- **Wärmequelle geschlossen-vertikaler Systeme:** ungestörte Bodentemperatur, welche das gesamte Jahr als konstant angenommen wird [69]
- **Wärmequelle geschlossenen-horizontaler Systeme:** monatliche Mitteltemperatur des Untergrundes in einer Tiefe von 3 m.
- **Wärmequelle offener Systeme:** Gemessene Temperaturen der Aquifere [71]
- **Wärmesenke:** erforderliche Versorgungstemperatur im Heiz- bzw. Warmwassersystem

Ein zentrales Maß zur Beurteilung der Effizienz ist die **Jahresarbeitszahl (JAZ)**. Je größer die Differenz zwischen Quell- und Senktemperatur, desto geringer fällt die JAZ aus. Die Berechnungsmethode ist in Abschnitt 9.2.2 dargestellt. Für die JAZ-Ermittlung wird der Wärmebedarf laut Austrian Heat Map in Abhängigkeit der Baualtersklassenverteilung und des Sanierungszustandes der Gebäude in einen konstanten Warmwasserwärmebedarf (WWB) und einen Heizgradtage-gewichteten Heizwärmebedarf (HWB) unterteilt (vgl. Abbildung 114, Abbildung 115 und Abbildung 116).

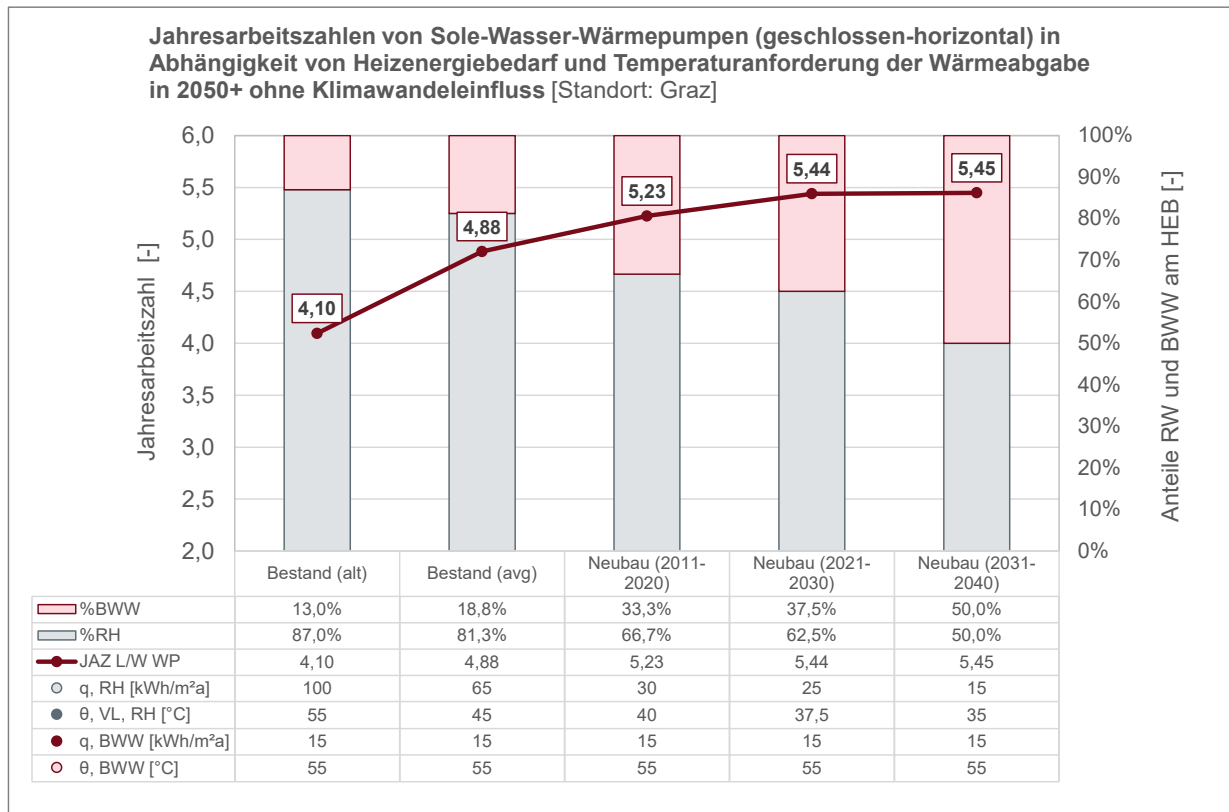


Abbildung 114: Jahresarbeitszahlen von Sole-Wasser-Wärmepumpen (geschlossen-horizontal) am Beispiel Graz – in Abhängigkeit von Versorgungstemperaturen und Raum-/Warmwasseranteilen

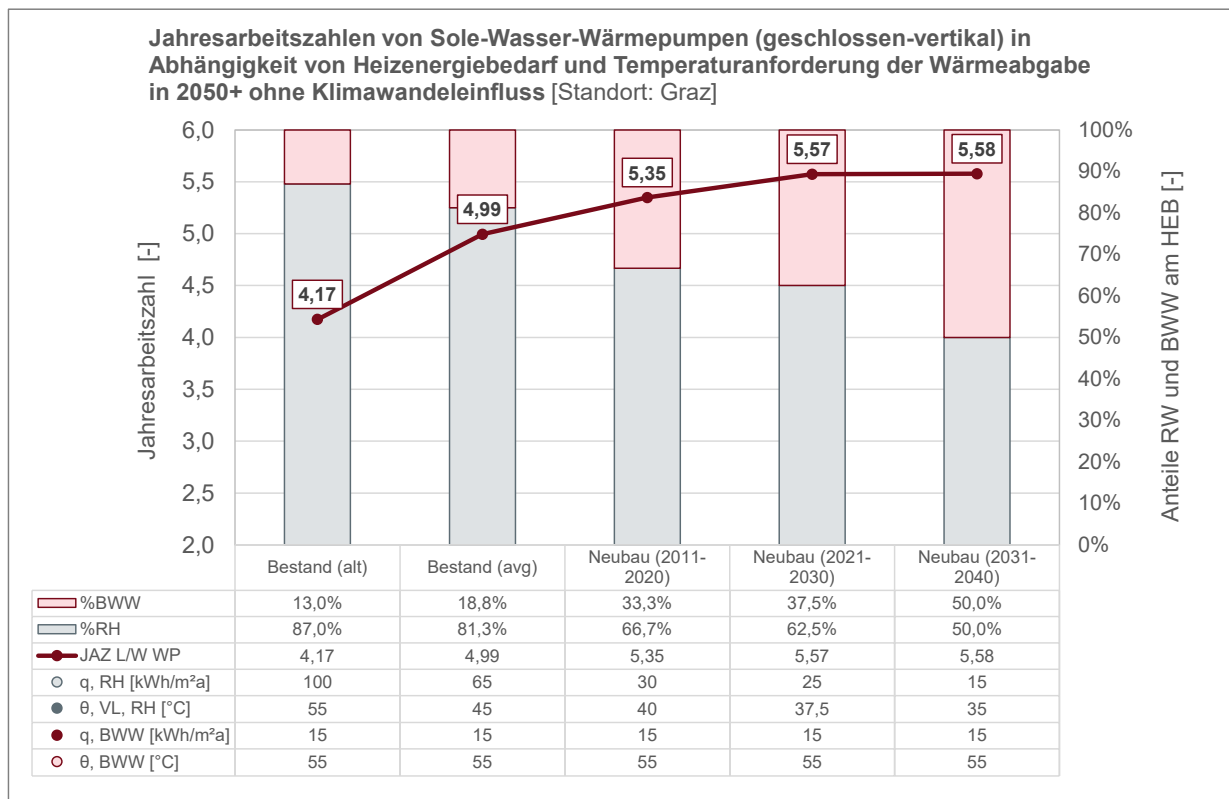


Abbildung 115: Jahresarbeitszahlen von Sole-Wasser-Wärmepumpen (geschlossen-vertical) am Beispiel Graz – in Abhängigkeit von Versorgungstemperaturen und Raum-/Warmwasseranteilen

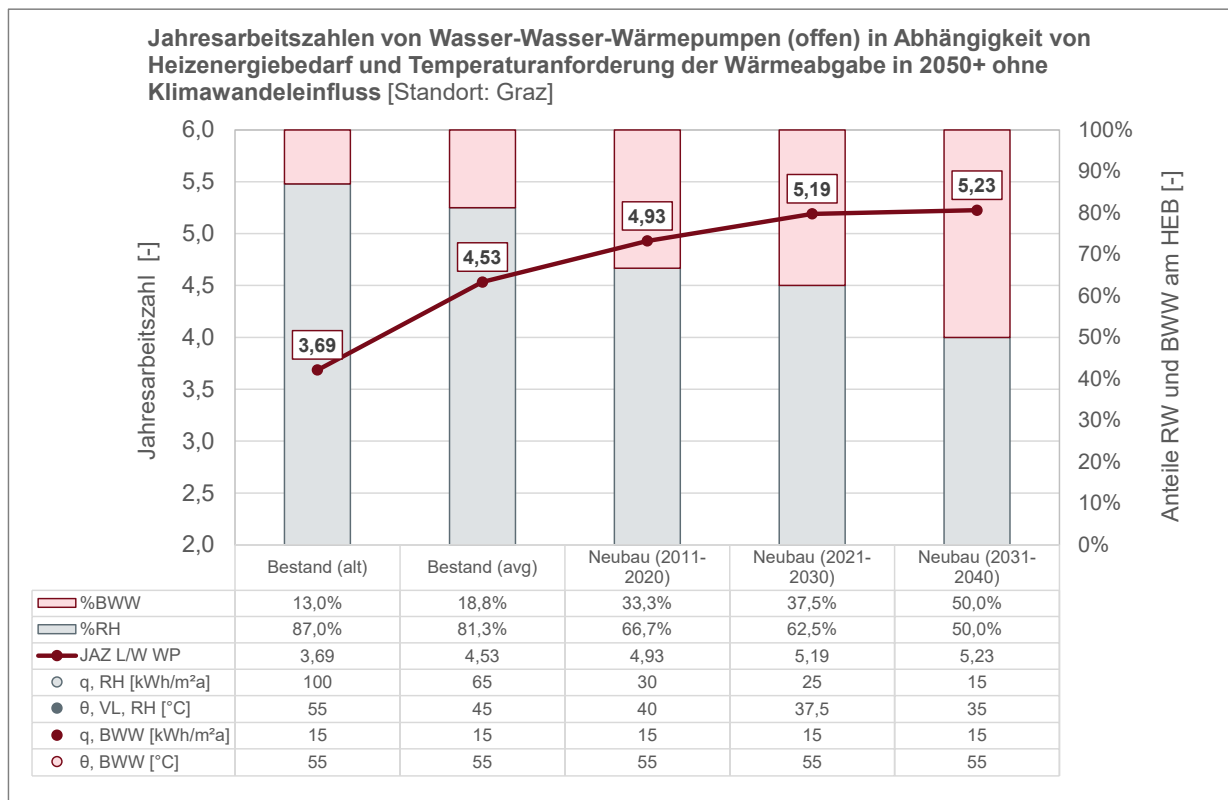


Abbildung 116: Jahresarbeitszahlen von Wasser-Wasser-Wärmepumpen (offen) am Beispiel Graz – in Abhängigkeit von Versorgungstemperaturen und Raum-/Warmwasseranteilen

Räumliche Auflösung: 100 m × 100 m Raster (Disaggregation der 1-km-Klimadaten)

Szenarien: Status quo, WEM 2030/2040, Transition 2030/2040 [59]

Kriterien für technische Nutzung:

- JAZ > 3 (vgl. Tabelle 62)
- Max. Bedarfsdeckung bei dezentraler Versorgung: 100 %
- Max. Bedarfsdeckung bei netzgebundener Versorgung: gemäß Tabelle 57

Erläuterung zur Leistungsberechnung:

Aus der durch die Sole-Wasser- sowie Wasser-Wasser-Wärmepumpe (S/W-, W/W-WP) abgegebenen Heizwärme (Q_{Heiz} pro Jahr) sowie der Jahresarbeitszahl (JAZ) wird die jährlich aufgenommene Umgebungswärme ($Q_{Umgebung}$) wie folgt berechnet:

$$Q_{Umgebung} = \frac{JAZ - 1}{JAZ} \cdot Q_{Heiz} [kWh]$$

Zur Abschätzung der Heizleistung (P_{Heiz}) wird die Heizwärmemenge auf eine realistische Anzahl an Volllaststunden (VLS, in h/a) bezogen:

$$P_{Heiz} = \frac{Q_{Heiz}}{VLS} [kW]$$

Für Sole-Wasser- sowie Wasser-Wasser-Wärmepumpe zur kombinierten Raumheizung und Warmwasserbereitung werden etwas höhere Volllaststunden (1.800 Stunden pro Jahr) wie in der Luftwärme (1.500 Stunden pro Jahr) angesetzt. Für die dargestellten Ergebnisse in dieser Studie wurden die JAZ unter veränderlichen Rahmenbedingungen (Gebäudecharakteristik) in 100 m x 100 m Auflösung modelliert.

Realisierbares Potenzial

Das realisierbare Potenzial wird mithilfe eines **Diffusionsmodells (S-Kurve)** bestimmt, siehe Abschnitt 9.2.3.

Wie auch in der Luftwärme, ist diese Vorgehensweise eine modellhafte Annäherung, deren Einschränkungen bei der Interpretation zu berücksichtigen sind.

Bei der Bestimmung der Potenziale der oberflächennahen Geothermie konnte aufgrund der hohen Komplexität und der starken Heterogenität lokaler Rahmenbedingungen keine Berücksichtigung standortspezifischer Einschränkungen erfolgen. Diese betreffen beispielsweise die zulässigen Entnahmemengen („Konsensmengen“) aus Grundwasserleitern, die tatsächlich verfügbare Fläche für verschiedene Kollektorformen sowie von den zuständigen Wasserrechtsbehörden ausgesprochene Erschließungsverbote infolge technisch-geologischer Restriktionen.

9.5.3 Ergebnisse

Wie schon im Kapitel 6 erläutert, wurde für die Kartendarstellung die Layerstruktur der geothermischen Technologien völlig überarbeitet. Diese spiegelt auch die Vielfaltigkeit aber gleichzeitig auch Komplexität der geothermischen Versorgungsmöglichkeiten wider. Die oberflächennahen geothermischen Ressourcen dienen ebenso wie andere Umgebungswärmequellen vor allem der Wärmeversorgung in Gebieten, in denen aufgrund niedriger Wärmedichten kein wirtschaftlicher Betrieb netzgebundener Wärmeversorgung möglich ist.

Wie in der Methodik erläutert, wird im gesamten Bundesgebiet eine generelle Verfügbarkeit von oberflächennahen Ressourcen unterstellt. Es gibt allerdings in den Bundesländern unterschiedliche Hinweis- bzw. Ausschlusszonen, die für diese Studie neu dargestellt wurden. Als wirkliche Ausschlussgebiete gelten dabei nur Wasserschutzgebiete der Kategorie I. Diese wurden jedoch in der vorliegenden Studie nicht berücksichtigt, da es keinen einheitlichen, flächendeckenden Datensatz zu den genauen Grenzen solcher Gebiete gibt. Die Relevanz der Wasserschutzgebiete der Kategorie I für das Ergebnis der Studie wird jedoch als gering eingeschätzt, da diese Gebiete im Vergleich zu den insgesamt verfügbaren Flächen nur einen sehr kleinen Anteil ausmachen.

Als Hinweiszonen wurden Gebiete mit

- Gespannte und artesisch gespannte Grundwasserkörper
- Verkarstungsfähige Gesteine
- Evaporite
- Brennbare Gase

ausgewiesen und die Kartenlayer dazu neu überarbeitet. In diesen Gebieten können einzelne geothermische Technologien wie z.B. Erdwärmesonden von den lokalen Wasserrechtsbehörden eingeschränkt oder untersagt werden und es muss auf andere Technologien oder alternative erneuerbare Wärmequellen zurückgegriffen werden. Die Genehmigungsfähigkeit in Hinweiszonen muss mit den lokalen Wasserrechtsbehörden abgeklärt werden.

Die Methodik zur Beurteilung von Umgebungswärme wurde in Abschnitt 9.2 schon ausführlich erläutert. Zur Beurteilung der oberflächennahen geothermischen Ressourcen wurden zusätzlich zu den Grundwasservorkommen noch die Layer:

- Gespannte und artesisch gespannte Grundwasserkörper
- Schutzzonen Kategorie I und II
- Grundwassertemperaturkarten
- Bodentemperaturen in 3 m Tiefe
- Ungestörte Bodentemperaturen

vom Umweltbundesamt, von der Geosphere Austria sowie vom AIT Austrian Institute of Technology völlig neu überarbeitet.

9.5.3.1 Ergebnisse der geschlossenen Systeme (GS)

In dieser Untersuchung wurden die geschlossenen Systeme, sowohl vertikale als auch horizontale Systeme, zunächst einzeln betrachtet und anschließend zusammengeführt. Der Grund für diese Vorgehensweise liegt darin, dass das Potenzial von horizontalen Systemen stark von der zur Verfügung stehenden Fläche abhängt. Da für diese Studie keine spezifischen Daten zur verfügbaren Fläche vorlagen, wurde eine Zusammenführung der beiden Systeme vorgenommen. Zur Berechnung des Potenzials wurde die Jahresarbeitszahl (JAZ) beider Systemtypen gemittelt, wodurch eine fundierte Schätzung des Potenzials unter Berücksichtigung der verschiedenen Systemkonfigurationen ermöglicht wurde.

Bundesebene

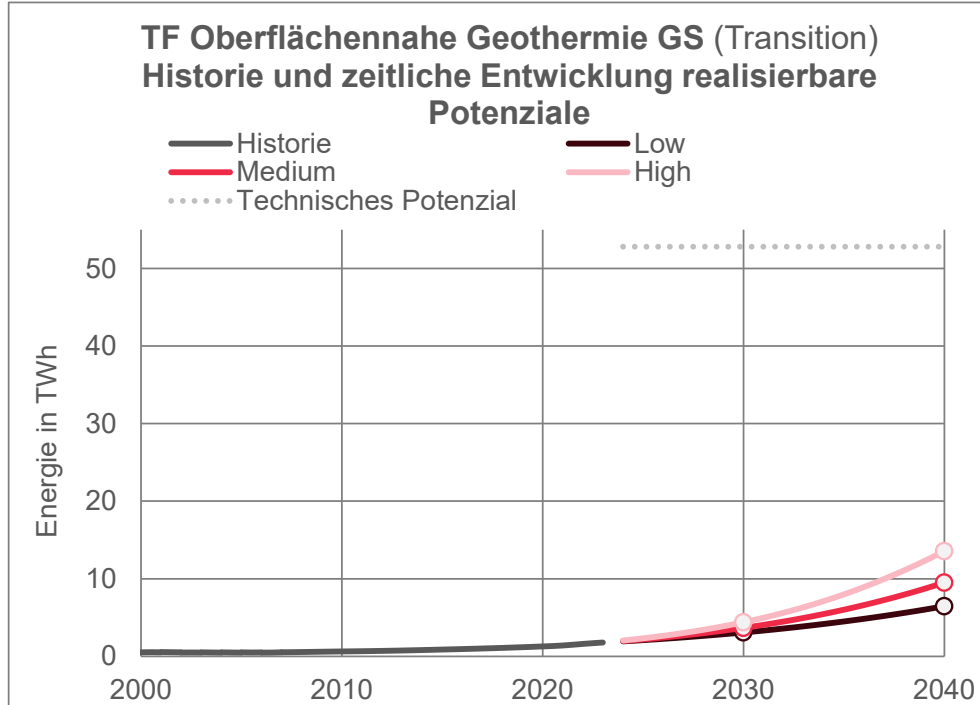


Abbildung 117: Historie und zeitliche Entwicklung realisierbarer Wärmepotenziale (der Wärmepumpe zugeführte Umgebungswärme) auf Bundesebene (Referenz: Energie).

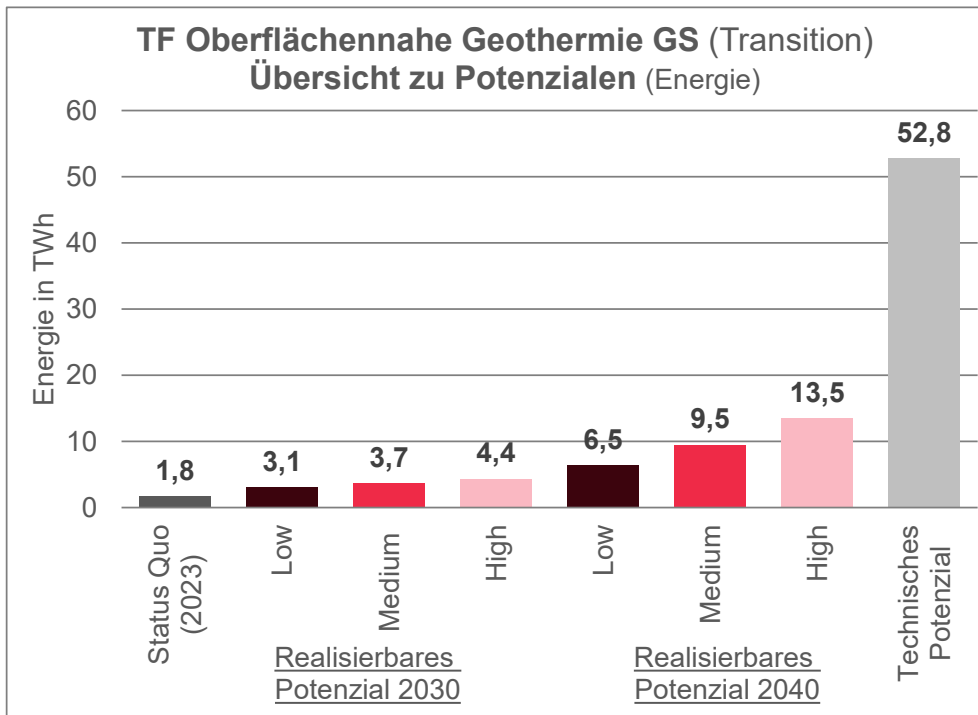


Abbildung 118: Identifizierte Wärmepotenziale (der Wärmepumpe zugeführte Umgebungswärme) für Oberflächennahe-Geothermie (geschlossener Systeme) auf Bundesebene (Referenz: Energie)

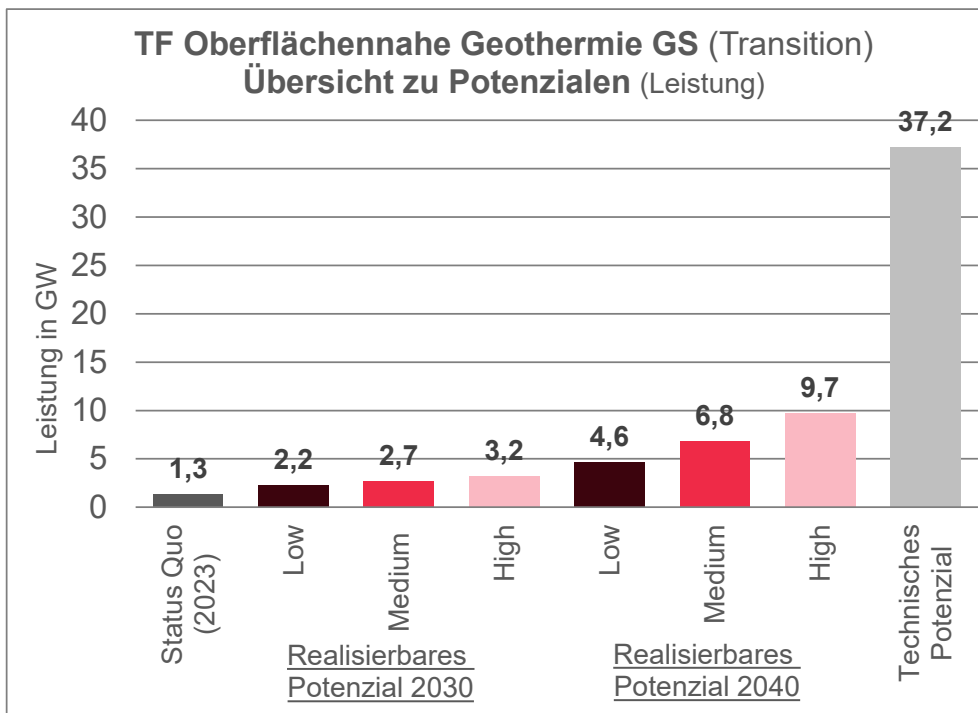


Abbildung 119: Identifizierte Potenziale (Heizleistung der Wärmepumpe) für Oberflächennahe Geothermie (geschlossener Systeme) auf Bundesebene (Referenz: Leistung)

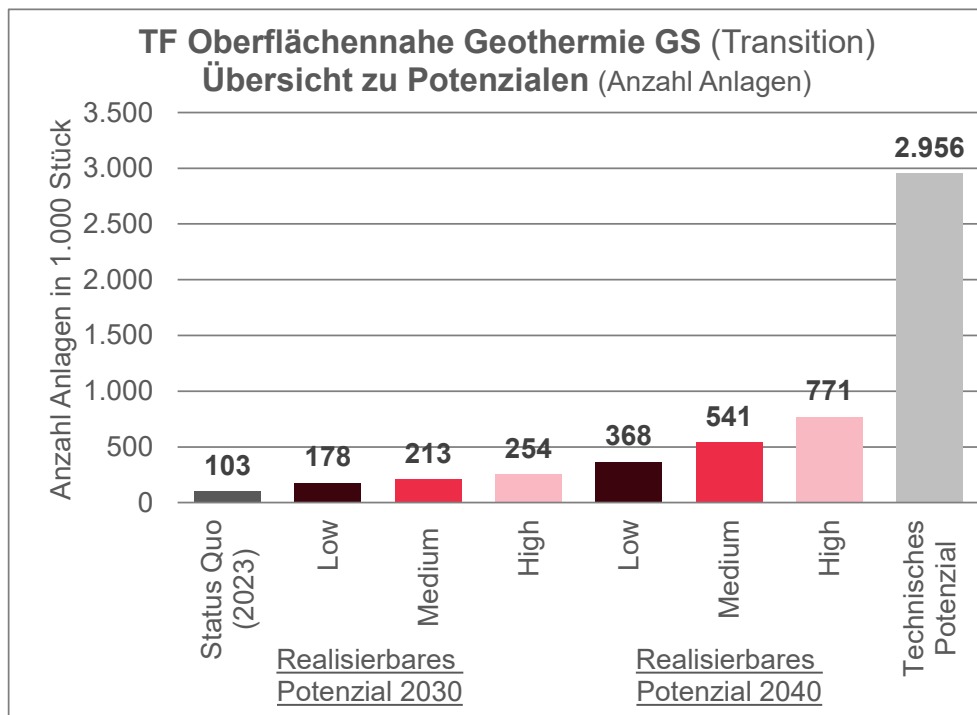


Abbildung 120: Identifizierte Potenziale für Oberflächennahe Geothermie (GS = geschlossener Systeme) auf Bundesebene (Referenz: Anzahl Anlagen)

Bundeslandebene

Tabelle 78: Potenziale für oberflächennahe Geothermie (geschlossener Systeme) in der Form von Umgebungswärme (der Wärmepumpe zugeführte Umgebungswärme) nach Bundesländern.

Potenziale oberflächennaher Geothermie (geschlossener Systeme) in der Form von Umgebungswärme in GWh/a nach Bundesländern	Status Quo 2023	Realisierbares Potenzial Low 2030	Realisierbares Potenzial Medium 2030	Realisierbares Potenzial High 2030	Realisierbares Potenzial Low 2040	Realisierbares Potenzial Medium 2040	Realisierbares Potenzial High 2040	Technisches Potenzial
Burgenland	86	149	178	212	313	461	656	2.373
Kärnten	123	214	256	306	453	674	971	3.659
Niederösterreich	461	799	956	1.140	1.680	2.475	3.521	12.337
Oberösterreich	477	823	981	1.167	1.693	2.443	3.383	9.045
Salzburg	123	214	256	305	449	663	946	3.227
Steiermark	201	350	419	502	748	1.123	1.642	7.410
Tirol	131	228	274	327	486	727	1.059	4.447
Vorarlberg	113	194	232	276	404	586	817	2.317
Wien	59	103	124	150	227	353	546	7.991
Gesamt (Österreich)	1.774	3.073	3.676	4.385	6.453	9.506	13.541	52.805

Endbericht der Studie Erneuerbare Energiepotenziale in Österreich 2030 und 2040

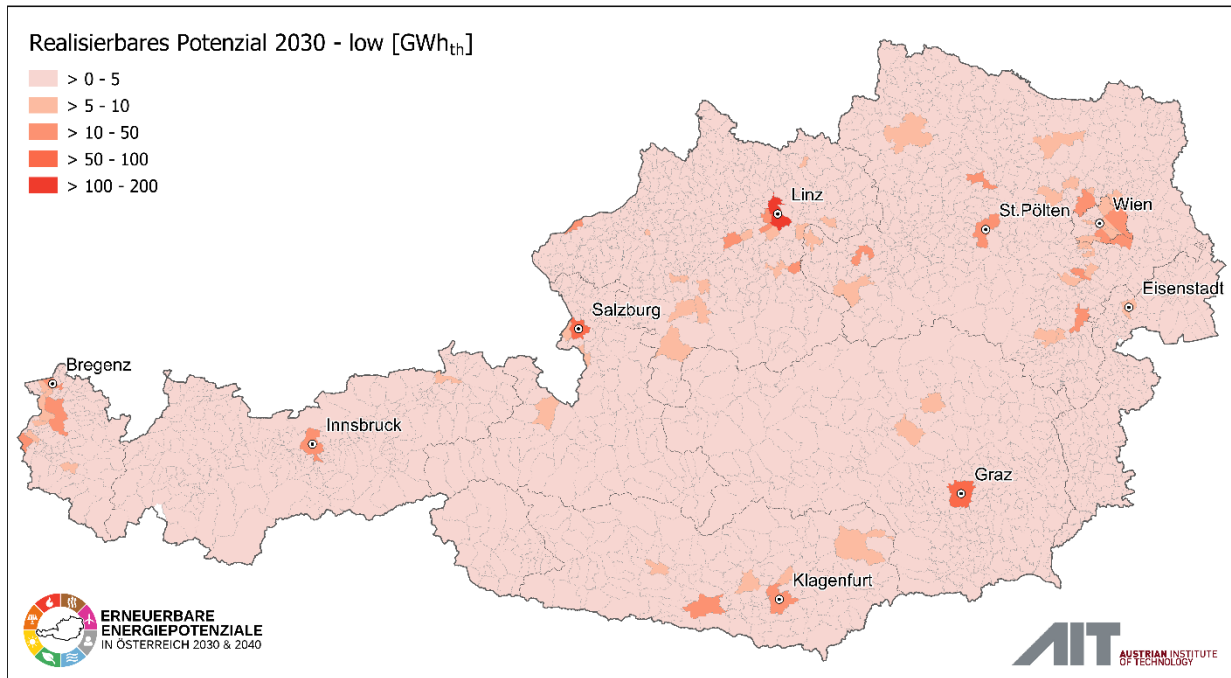
Tabelle 79: Potenziale für oberflächennahe Geothermie (geschlossener Systeme) in der Form von installierter Heizleistung nach Bundesländern.

Potenziale oberflächennahe Geothermie (geschlossener Systeme) in der Form von installierter Heizleistung in MW nach Bundesländern	Status Quo 2023	Realisierbares Potenzial Low 2030	Realisierbares Potenzial Medium 2030	Realisierbares Potenzial High 2030	Realisierbares Potenzial Low 2040	Realisierbares Potenzial Medium 2040	Realisierbares Potenzial High 2040	Technisches Potenzial
Burgenland	62	107	128	153	222	327	465	1.655
Kärnten	91	157	188	224	327	486	700	2.579
Niederösterreich	336	579	692	826	1.199	1.766	2.511	8.667
Oberösterreich	348	597	712	847	1.210	1.746	2.418	6.362
Salzburg	91	156	187	224	324	478	682	2.277
Steiermark	147	254	305	365	535	803	1.175	5.209
Tirol	97	168	202	241	353	528	769	3.138
Vorarlberg	83	142	170	202	291	423	589	1.634
Wien	43	76	91	110	164	255	394	5.667
Gesamt (Österreich)	1.298	2.237	2.676	3.192	4.624	6.812	9.704	37.188

Tabelle 80: Potenziale für oberflächennahe Geothermie (geschlossener Systeme) in der Form von Anzahl installierter Anlagen nach Bundesländern (in 1.000 Einheiten).

Potenziale oberflächennahe Geothermie (geschlossener Systeme) in der Form von Anzahl installierter Anlagen in 1.000 Stück nach Bundesländern	Status Quo 2023	Realisierbares Potenzial Low 2030	Realisierbares Potenzial Medium 2030	Realisierbares Potenzial High 2030	Realisierbares Potenzial Low 2040	Realisierbares Potenzial Medium 2040	Realisierbares Potenzial High 2040	Technisches Potenzial
Burgenland	5	9	10	12	18	26	37	132
Kärnten	7	12	15	18	26	39	56	205
Niederösterreich	27	46	55	66	95	140	200	689
Oberösterreich	28	47	57	67	96	139	192	506
Salzburg	7	12	15	18	26	38	54	181
Steiermark	12	20	24	29	43	64	93	414
Tirol	8	13	16	19	28	42	61	249
Vorarlberg	7	11	14	16	23	34	47	130
Wien	3	6	7	9	13	20	31	450
Gesamt (Österreich)	103	178	213	254	368	541	771	2.956

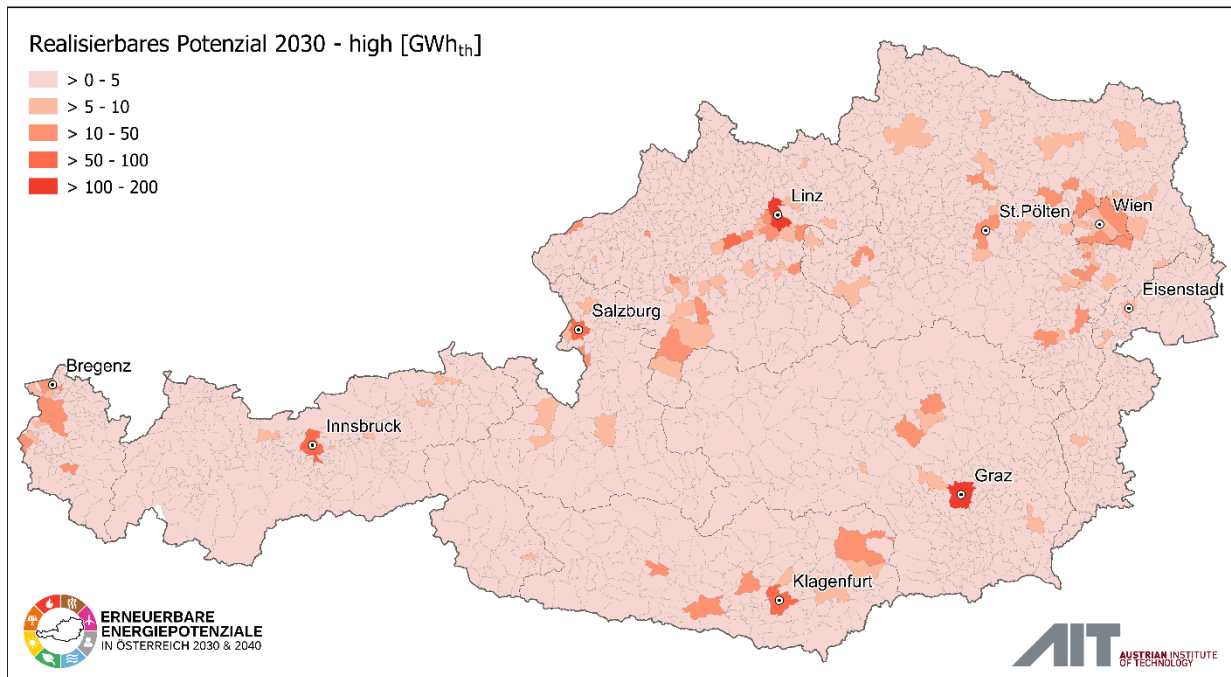
Realisierbares Potenzial für ONG-GS 2030 (low) - 3,1 TWh_{th}



AEE INTEC, GeoSphere Austria, Austrian Heat Map, UBA, MERRA-2, eigene Modellierung
Bearbeitung: AIT Austrian Institute of Technology GmbH 11.11.2025

Abbildung 121: Realisierbares Wärmepotenzial (der Wärmepumpe zugeführte Umgebungswärme) für oberflächennahe Geothermie geschlossener Systeme (ONG-GS) 2030 (low) – 3,1 TWh_{th}

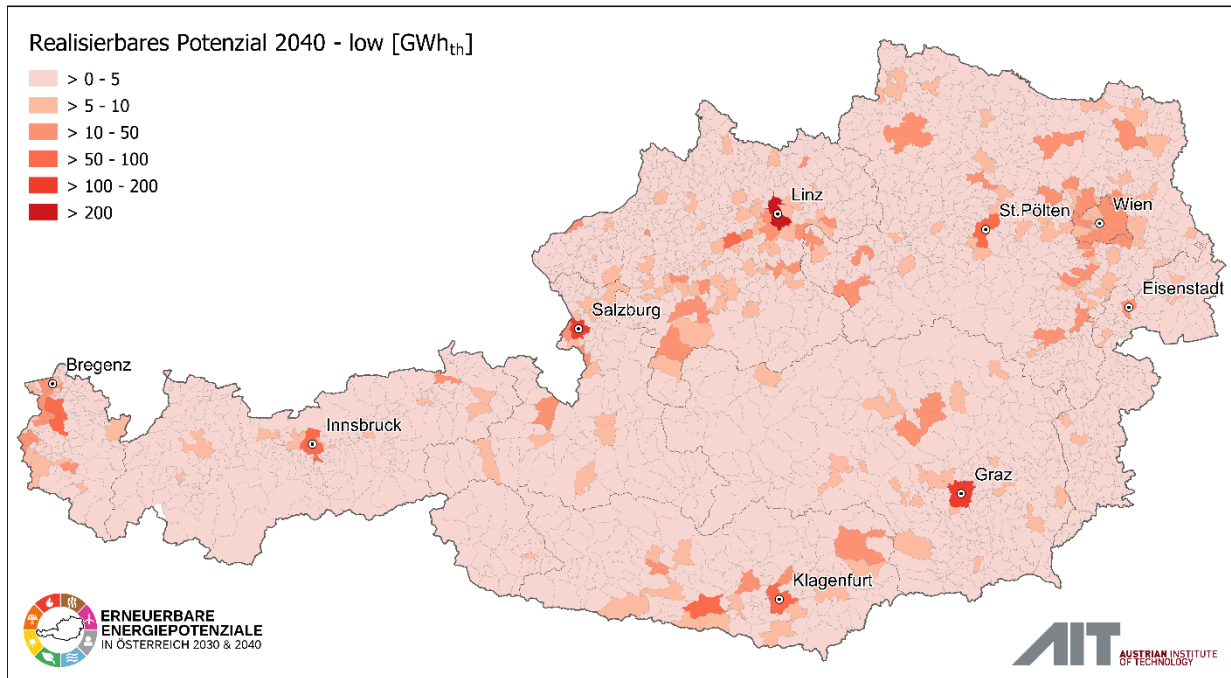
Realisierbares Potenzial für ONG-GS 2030 (high) - 4,4 TWh_{th}



AEE INTEC, GeoSphere Austria, Austrian Heat Map, UBA, MERRA-2, eigene Modellierung
Bearbeitung: AIT Austrian Institute of Technology GmbH 11.11.2025

Abbildung 122: Realisierbares Wärmepotenzial (der Wärmepumpe zugeführte Umgebungswärme) für oberflächennahe Geothermie geschlossene Systeme (ONG-GS) 2030 (high) – 4,4 TWh_{th}

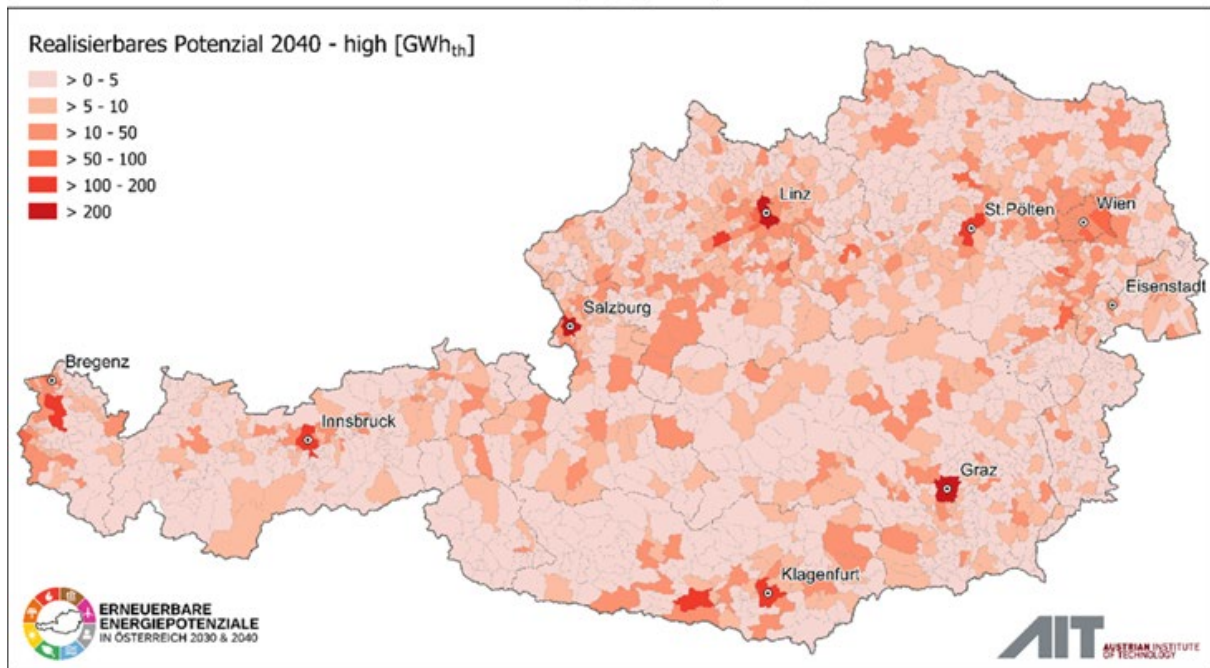
Realisierbares Potenzial für ONG-GS 2040 (low) - 6,5 TWh_{th}



AEE INTEC, GeoSphere Austria, Austrian Heat Map, UBA, MERRA-2, eigene Modellierung
 Bearbeitung: AIT Austrian Institute of Technology GmbH 11.11.2025

Abbildung 123: Realisierbares Wärmepotenzial (der Wärmepumpe zugeführte Umgebungswärme) für oberflächennahe Geothermie geschlossene Systeme (ONG-GS) 2040 (low) – 6,5 TWh_{th}

Realisierbares Potenzial für ONG-GS 2040 (high) - 13,5 TWh_{th}



AEE INTEC, GeoSphere Austria, Austrian Heat Map, UBA, MERRA-2, eigene Modellierung
 Bearbeitung: AIT Austrian Institute of Technology GmbH 11.11.2025

Abbildung 124: Realisierbares Wärmepotenzial (der Wärmepumpe zugeführte Umgebungswärme) für oberflächennahe Geothermie geschlossene Systeme (ONG-GS) 2040 (high) – 16,5 TWh_{th}

9.5.3.2 Ergebnisse der offenen Systeme (OS)

Im Folgenden sind die Ergebnisse der offenen Systeme, welche Grundwasser als Wärmequelle nutzen, dargestellt.

Bundesebene

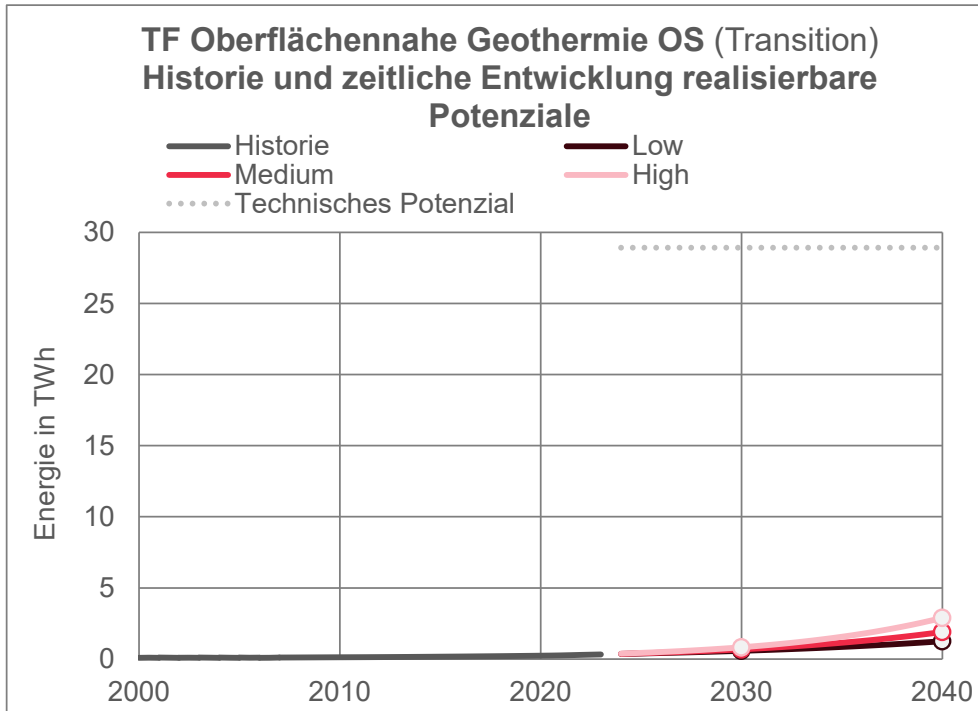


Abbildung 125: Historie und zeitliche Entwicklung realisierbarer Wärmepotenzial (der Wärmepumpe zugeführte Umgebungswärme) auf Bundesebene (Referenz: Energie)

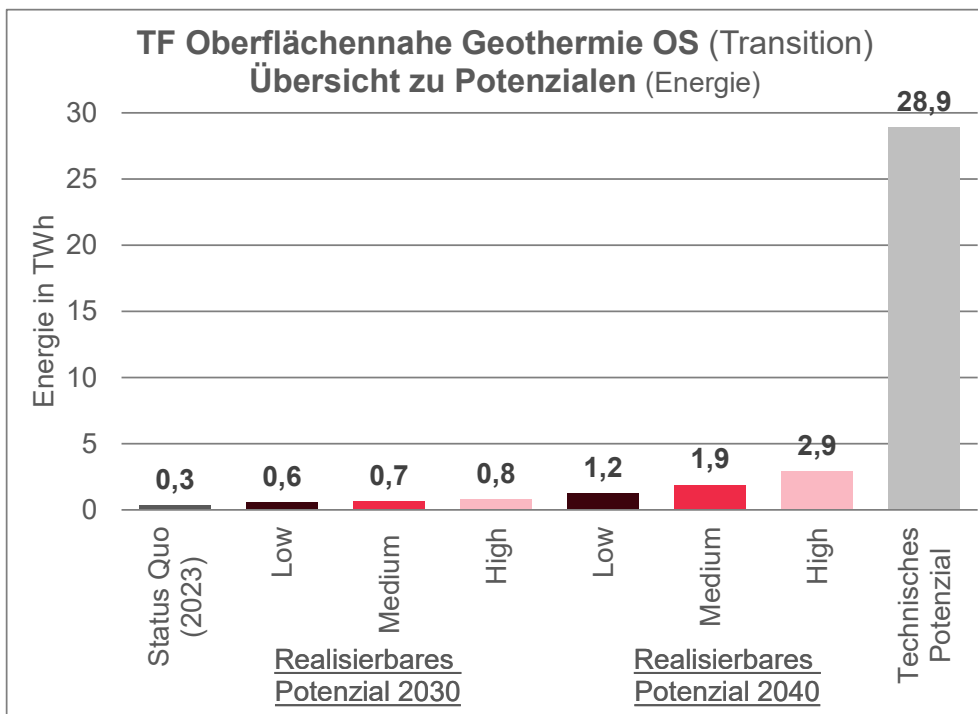


Abbildung 126: Identifiziertes Wärmepotenzial (der Wärmepumpe zugeführte Umgebungswärme) für Oberflächennahe Geothermie (offene Systeme) auf Bundesebene (Referenz: Energie)

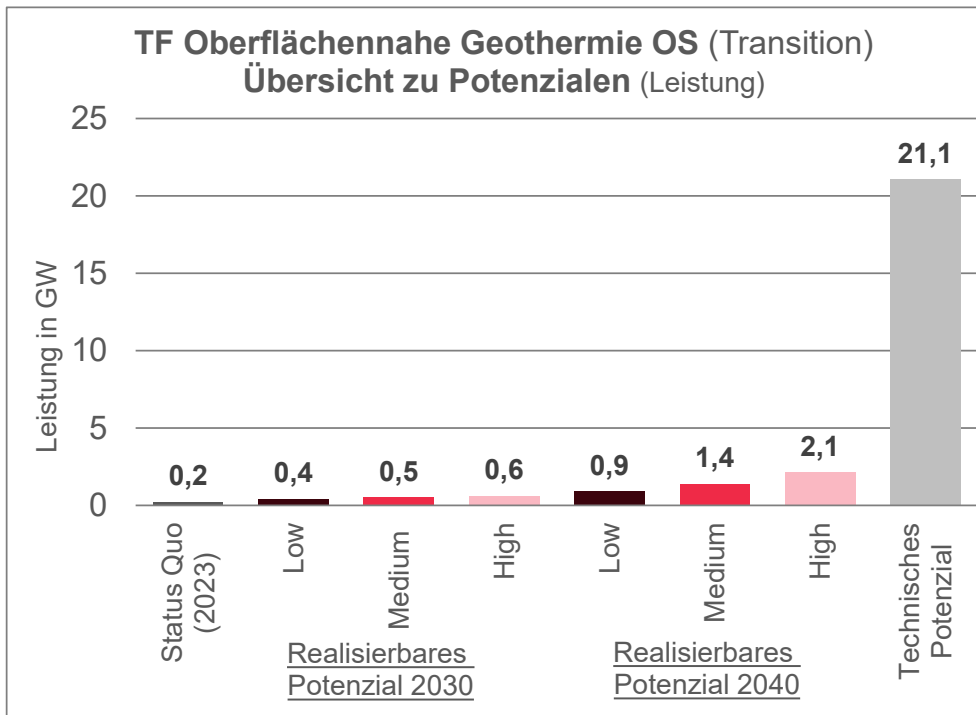


Abbildung 127: Identifizierte Potenziale für Oberflächennahe Geothermie (offene Systeme) auf Bundesebene (Referenz: Leistung)

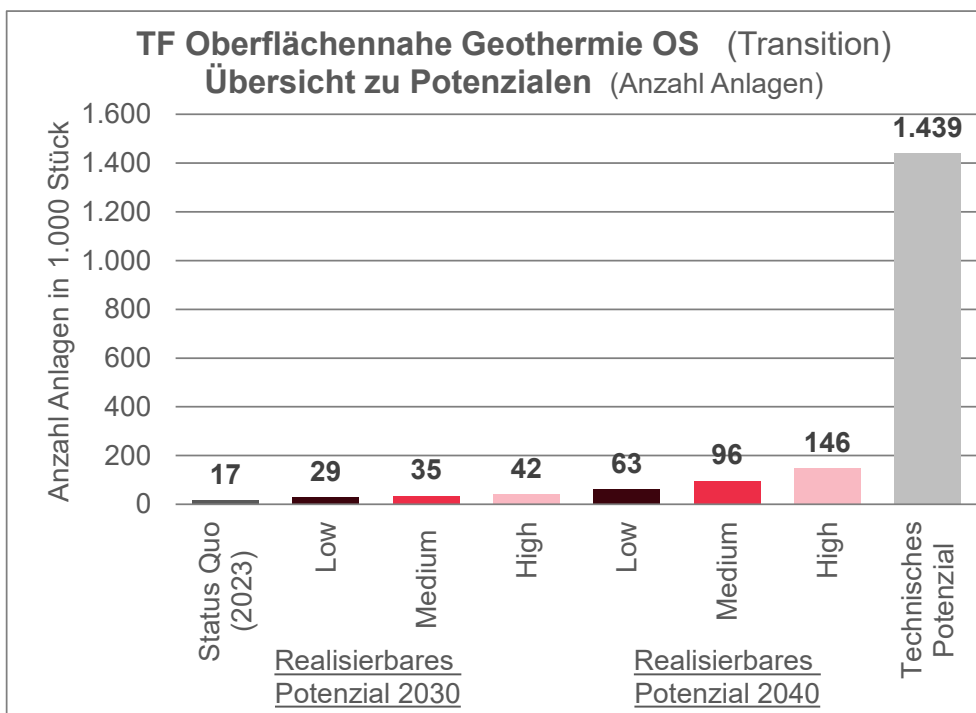


Abbildung 128: Identifizierte Potenziale für Oberflächennahe Geothermie (offene Systeme) auf Bundesebene (Referenz: Anzahl Anlagen)

Bundeslandebene

Tabelle 81: Potenziale für oberflächennahe Geothermie (offene Systeme) in der Form von Umgebungswärme (der Wärmepumpe zugeführte Umgebungswärme) nach Bundesländern.

Potenziale oberflächennahe Geothermie (offene Systeme) in der Form von Umgebungswärme in GWh/a nach Bundesländern	Status Quo 2023	Realisierbares Potenzial Low 2030	Realisierbares Potenzial Medium 2030	Realisierbares Potenzial High 2030	Realisierbares Potenzial Low 2040	Realisierbares Potenzial Medium 2040	Realisierbares Potenzial High 2040	Technisches Potenzial
Burgenland	16	27	33	40	60	92	139	1.252
Kärnten	23	39	47	57	87	134	206	2.331
Niederösterreich	84	147	177	212	320	490	736	5.229
Oberösterreich	87	152	183	220	330	505	758	5.106
Salzburg	23	39	47	57	87	134	206	2.320
Steiermark	37	64	77	93	141	219	336	3.986
Tirol	24	42	51	61	93	144	221	3.008
Vorarlberg	21	36	43	52	79	121	184	1.591
Wien	11	19	23	27	42	66	103	4.103
Gesamt (Österreich)	324	567	682	819	1.238	1.905	2.889	28.925

Tabelle 82: Potenziale für oberflächennahe Geothermie (offene Systeme) in der Form von installierter Heizleistung nach Bundesländern.

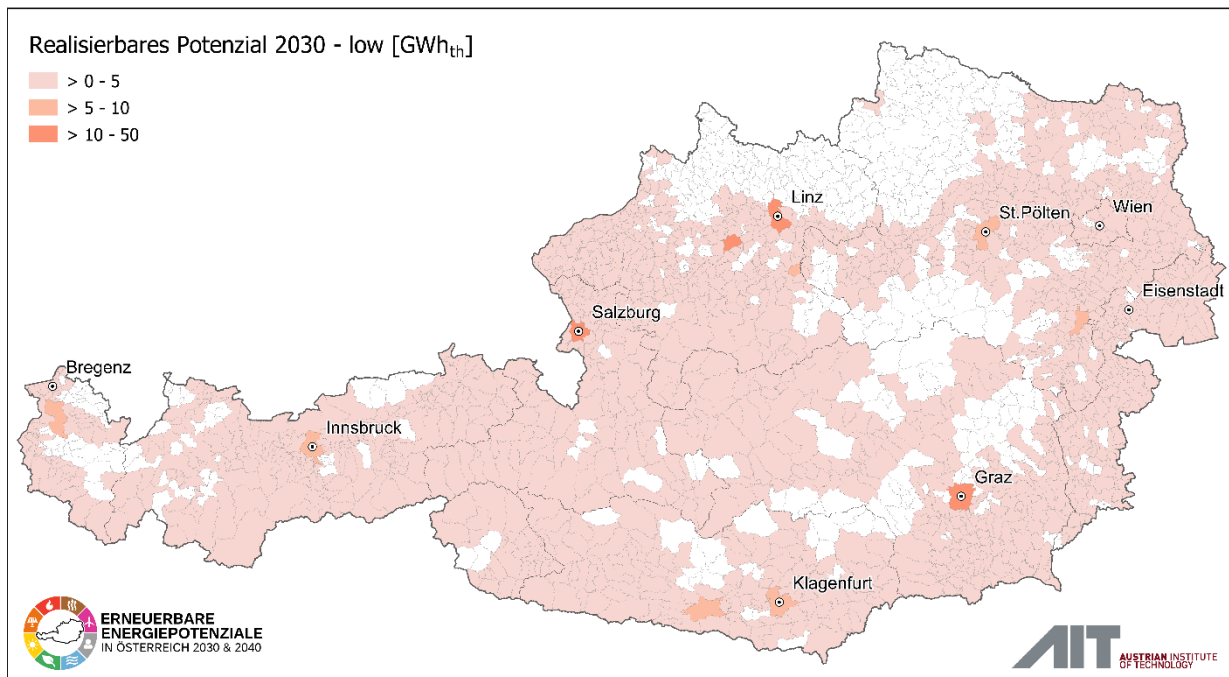
Potenziale oberflächennahe Geothermie (offene Systeme) in der Form von installierter Heizleistung in MW nach Bundesländern	Status Quo 2023	Realisierbares Potenzial Low 2030	Realisierbares Potenzial Medium 2030	Realisierbares Potenzial High 2030	Realisierbares Potenzial Low 2040	Realisierbares Potenzial Medium 2040	Realisierbares Potenzial High 2040	Technisches Potenzial
Burgenland	12	20	25	30	44	67	102	898
Kärnten	17	30	36	43	64	100	153	1.707
Niederösterreich	64	111	134	160	237	362	545	3.807
Oberösterreich	66	115	138	165	244	373	560	3.709
Salzburg	17	30	36	43	64	99	152	1.693
Steiermark	28	48	58	70	104	161	247	2.888
Tirol	19	33	39	47	70	109	168	2.244
Vorarlberg	16	27	33	39	58	90	136	1.162
Wien	8	14	17	21	31	48	75	2.951
Gesamt (Österreich)	247	428	515	619	917	1.410	2.139	21.058

Endbericht der Studie Erneuerbare Energiepotenziale in Österreich 2030 und 2040

Tabelle 83: Potenziale für oberflächennahe Geothermie (offener Systeme) in der Form von Anzahl installierter Anlagen nach Bundesländern (in 1.000 Einheiten).

Potenziale oberflächennahe Geothermie (offener Systeme) in der Form von Anzahl installierter Anlagen in 1.000 Stück nach Bundesländern	Status Quo 2023	Realisierbares Potenzial Low 2030	Realisierbares Potenzial Medium 2030	Realisierbares Potenzial High 2030	Realisierbares Potenzial Low 2040	Realisierbares Potenzial Medium 2040	Realisierbares Potenzial High 2040	Technisches Potenzial
Burgenland	0,8	1,4	1,7	2,0	3,0	4,6	7,0	61,4
Kärnten	1,2	2,0	2,5	3,0	4,4	6,8	10,4	116,6
Niederösterreich	4,4	7,6	9,1	11,0	16,2	24,8	37,2	260,1
Oberösterreich	4,5	7,8	9,4	11,3	16,7	25,5	38,2	253,4
Salzburg	1,2	2,0	2,5	2,9	4,4	6,8	10,4	115,7
Steiermark	1,9	3,3	4,0	4,8	7,1	11,0	16,9	197,4
Tirol	1,3	2,2	2,7	3,2	4,8	7,4	11,5	153,3
Vorarlberg	1,1	1,9	2,2	2,7	4,0	6,1	9,3	79,4
Wien	0,6	1,0	1,2	1,4	2,1	3,3	5,2	201,6
Gesamt (Österreich)	16,8	29,3	35,2	42,3	62,6	96,4	146,1	1.438,9

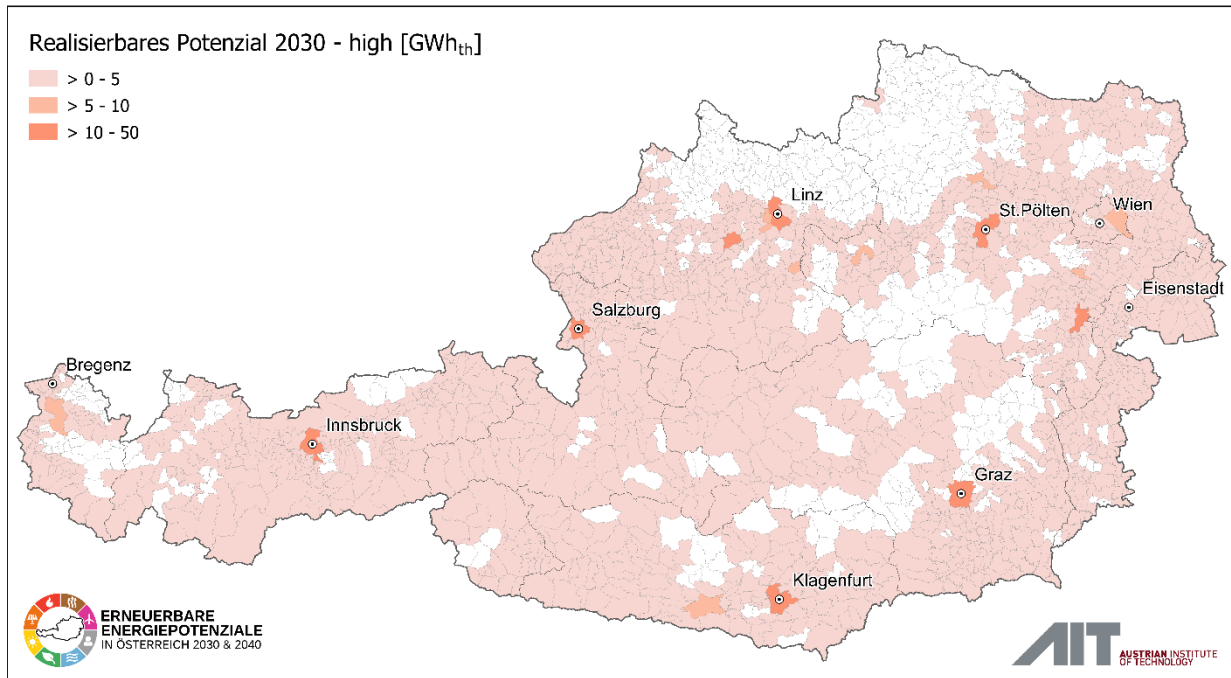
Realisierbares Potenzial für ONG-OS 2030 (low) - 0,6 TWh_{th}



AEE INTEC, GeoSphere Austria, Austrian Heat Map, UBA, MERRA-2, eigene Modellierung
 Bearbeitung: AIT Austrian Institute of Technology GmbH 22.09.2025

Abbildung 129: Realisierbares Wärmepotenzial (der Wärmepumpe zugeführte Umgebungswärme) für oberflächennahe Geothermie offener Systeme (ONG-OS) 2030 (low) – 0,6 TWh_{th}

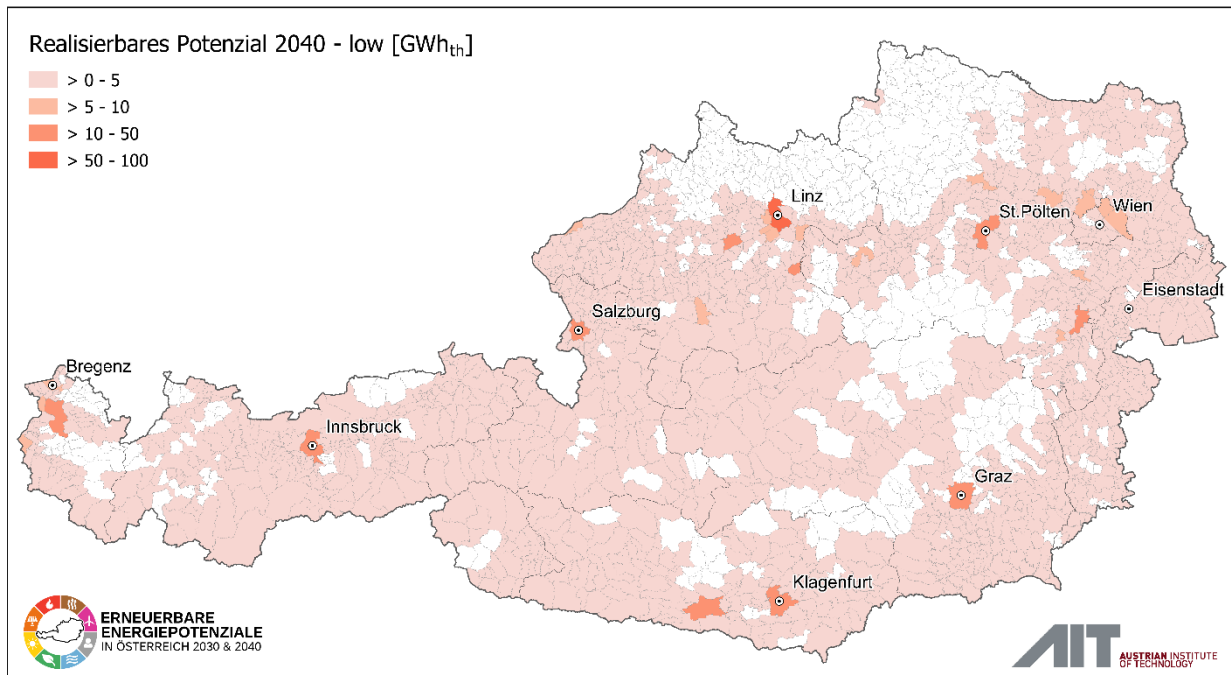
Realisierbares Potenzial für ONG-OS 2030 (high) - 0,8 TWh_{th}



AEE INTEC, GeoSphere Austria, Austrian Heat Map, UBA, MERRA-2, eigene Modellierung
Bearbeitung: AIT Austrian Institute of Technology GmbH 22.09.2025

Abbildung 130: Realisierbares Wärmepotenzial (der Wärmepumpe zugeführte Umgebungswärme) für oberflächennahe Geothermie offener Systeme (ONG-OS) 2030 (high) – 0,8 TWh_{th}

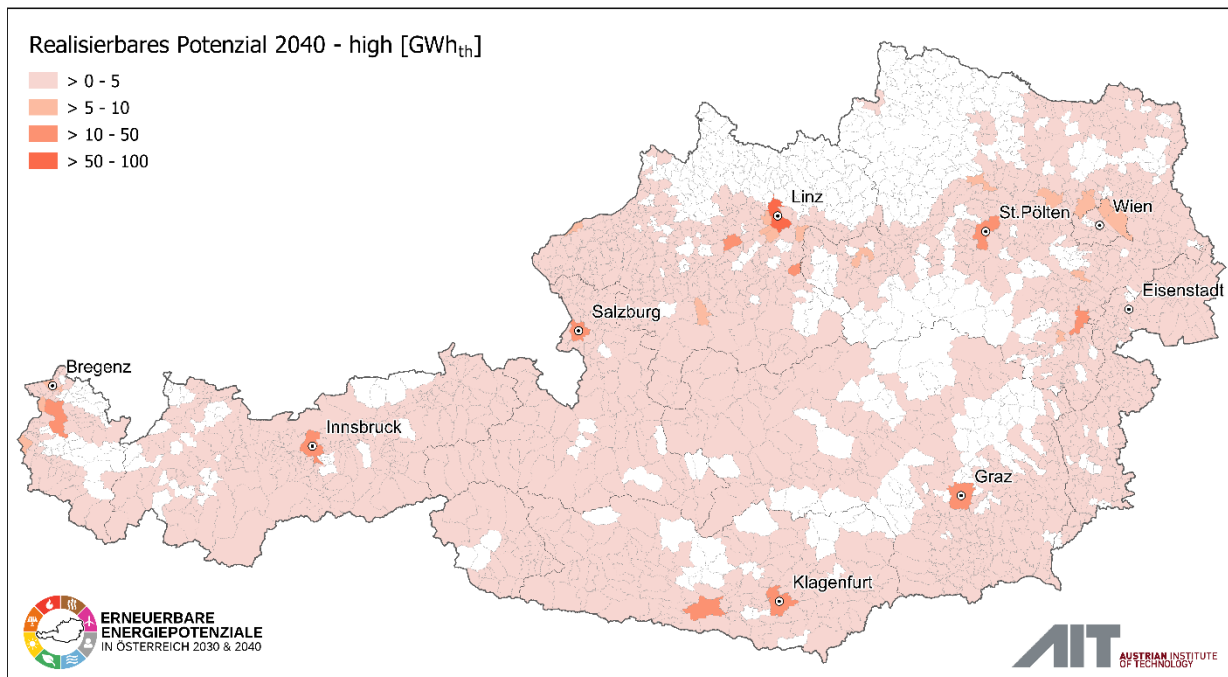
Realisierbares Potenzial für ONG-OS 2040 (low) - 1,2 TWh_{th}



AEE INTEC, GeoSphere Austria, Austrian Heat Map, UBA, MERRA-2, eigene Modellierung
Bearbeitung: AIT Austrian Institute of Technology GmbH 22.09.2025

Abbildung 131: Realisierbares Wärmepotenzial (der Wärmepumpe zugeführte Umgebungswärme) für oberflächennahe Geothermie offener Systeme (ONG-OS) 2040 (low) – 1,2 TWh_{th}

Realisierbares Potenzial für ONG-OS 2040 (high) - 2,9 TWh_{th}



AEE INTEC, GeoSphere Austria, Austrian Heat Map, UBA, MERRA-2, eigene Modellierung
 Bearbeitung: AIT Austrian Institute of Technology GmbH 22.09.2025

Abbildung 132: Realisierbares Wärmepotenzial (der Wärmepumpe zugeführte Umgebungswärme) für oberflächennahe Geothermie offener Systeme (ONG-OS) 2040 (high) –2,9 TWh_{th}

9.5.4 Bewertung der Ergebnisse

Die oberflächennahe Geothermie stellt eine vielversprechende Technologie zur Nutzung erneuerbarer Energien dar, die insbesondere im urbanen Raum aufgrund ihrer vielseitigen Anwendbarkeit und Flexibilität sowie Kombinationsmöglichkeit mit anderen erneuerbaren Wärmequellen großes Potenzial bietet.

Die Potenzialanalyse zeigt allerdings, dass die derzeit installierten Leistungen noch weit hinter den technischen Potenzialen liegen. Dies liegt einerseits an einer noch immer sehr geringen Wahrnehmung der vielfältigen Einsatzmöglichkeiten der Geothermie. Andererseits spielen dabei auch die – im Vergleich zur Luftwärme als verbreitetste Umgebungswärmequelle – höheren Investitionskosten eine wesentliche Rolle.

Die Nutzung der oberflächennahen Geothermie nimmt aber vor allem bei der Raumwärme eine zentrale Rolle in der Wärmewende ein. Essenziell zur Steigerung des Anteils von oberflächennahen Geothermiesystemen sind folgende Punkte [35]:

Forcierung der Anwendung der Geothermie in Bestandsgebäuden

Geothermische Systeme sind in vielen Neubauprojekten schon Standard. Geothermie eignet sich allerdings auch für die Umrüstung von Bestandsgebäuden und historischer und/oder denkmalgeschützter Bausubstanz. Der Stand der Technik und Best-Practice-Beispiele – mit speziellem Fokus auf den dicht verbauten urbanen Raum – sollen einem breiten Stakeholder:innen-Kreis zugänglich gemacht werden, um Potenziale aufzuzeigen und die Sichtbarkeit zu erhöhen. Die erfolgreiche Anwendung der Geothermie in Bestandsgebäuden ist eng mit Sanierungsmaßnahmen verbunden. Besonderes Augenmerk soll auf ökonomische Synergiepotenziale zwischen grundlegenden Renovierungen und der Integration der Geothermie von der Errichtung des Absorbers bis hin zum Klimatisierungskonzept im Gebäude gelegt werden.

Bewertung von Kühlung als relevanten Teil der Energiewende:

Die zunehmende sommerliche Überwärmung durch den Klimawandel, die Bildung von „Urban Heat Islands“, steigende Anzahl von Tropennächten, setzt immer mehr Menschen zu und dies in besonderem Maße vulnerablen Gruppen. Dafür bietet sich die Geothermie in besonderem Maße als erneuerbare Form der Kühlung an, da aus dem Untergrund nicht nur Wärme gewonnen, sondern auch überschüssige Wärme in den Untergrund eingebracht werden kann. Diese im Untergrund gespeicherte Wärme kann dann in weiterer Folge im Winter wieder zur Gebäudeheizung verwendet werden. Diese Speicher- und Kühlmöglichkeit in einem "Wärmekreislauf" ist ein großer Vorteil der Geothermie gegenüber anderen Energieformen. Darüber hinaus wird über die Einbringung der Abwärme in den Untergrund diese nicht wie bei anderen Kühltechnologien in die Umgebungsluft abgegeben und damit eine weitere Verstärkung des Urban-Heat-Island-Effekts hintangehalten.

Integration von Geothermie in multivalenten Wärme- und Kälteanwendungen und Anergienetzen, Verbesserung der Sektorkopplung

Die oberflächennahe Geothermie besitzt eine hohe Integrations- und Kopplungsfähigkeit mit anderen Erneuerbaren im Niedertemperaturbereich. Multivalente Niedertemperatur-Anwendungen tragen entscheidend zur Steigerung der Energieeffizienz geothermischer Anwendungen bei, wenn diese die Aufgaben zur Grundlastversorgung und Speicherung volatiler Erneuerbarer übernehmen. In Österreich entstanden in den letzten Jahren erste Pilotanlagen zu geothermisch unterstützten Niedertemperatur-Wärme- und -Kältenetzen („Anergienetzen“).

Effizienzmonitoring von Bestandsanlagen und verbesserte Systemsimulation (sowohl thermisch als auch hydraulisch) von multivalenten, Speicher-unterstützten Wärme- und Kälteanwendungen im Leistungsbereich über 50 kW können entscheidend zur technologischen Weiterentwicklung von geothermisch unterstützten, dekarbonisierten, multivalenten Wärme- und Kälteanwendungen beitragen. Durch den Einsatz von Wärmepumpen als „Moderatoren multivalenter Anwendungen“ soll zudem die Ankopplung zum Elektrizitätssektor (Sektorkopplung) erfolgen.

9.6 TF7.4: Abwärme

9.6.1 Einführung und Ausgangslage

Industrielle Prozesse sowie kommunale Kläranlagen stellen bedeutende, bislang nur teilweise erschlossene Quellen für Abwärme dar. Diese Wärme fällt auf unterschiedlichen Temperaturniveaus an und kann abhängig von der Quelltemperatur entweder direkt oder mittels Wärmepumpen in Wärmenetze eingespeist werden. Während die Direktnutzung von Abwärme bereits heute technisch etabliert ist und im Jahr 2020 rund **1,75 TWh** in Fernwärmenetze eingespeist wurden [73], bleibt das große Potenzial der Niedertemperaturabwärme (< 50 °C) aus Industrie, Gewerbe und Abwasser bisher weitgehend ungenutzt.

Ziel dieses Kapitels ist die systematische Erhebung und Bewertung des **technischen Abwärmepotenzials** aus Industrie und Kläranlagen bis 2030 und 2040. Eine explizite Ermittlung realisierbarer Potenziale erfolgt analog zu Aquathermie nicht. Die Gründe hierfür liegen in der hohen Standortabhängigkeit, heterogenen Betriebsstrukturen sowie fehlenden belastbaren Marktdaten für eine dynamische Projektion.

9.6.2 Methodisches Konzept

Die methodische Vorgehensweise umfasst folgende Schritte:

- **Technische Potenziale** wurden je nach Industriesegment über Bottom-up- oder Top-down-Ansätze identifiziert.
- **Temperaturniveaus** wurden in zwei Hauptklassen eingeteilt:
 - ≥ 50 °C: direkt nutzbar (z. B. über Wärmeübertrager)
 - < 50 °C: nur mittels Großwärmepumpen nutzbar
 - Die Ergebnisse nach Temperaturaufteilung gelten auch für Anergienetze. Die Annahme ist, dass unabhängig von Anergienetz-Design zumeist an einer Stelle im Wärmesystem ein Temperaturhub stattfinden muss.

Räumliche Einschränkungen

Analog zur Freiflächen-Solarthermie und Aquathermie wird die technische Eignung von Abwärme-Anlagen zusätzlich räumlich eingeschränkt. Es werden nur jene Gebiete erfasst die sich innerhalb einer zulässigen Trassendistanz befinden.

Die Erschließbarkeit wurde mithilfe eines GIS-gestützten Modells abgeleitet:

$$a. \text{ Direktnutzung } (\geq 50 \text{ °C}): d_{max} = \lambda \cdot 0,5 \cdot \sqrt{P_{th}^{AW}}$$

$$b. \text{ Wärmepumpennutzung } (< 50 \text{ °C}): d_{max} = \lambda \cdot 0,5 \cdot \sqrt{\left[P_{th}^{AW} \cdot \left(1 - \frac{1}{JAZ} \right) \right]}$$

d_{max} : wirtschaftlich darstellbare Trassenlänge [km]

P_{th}^{AW} : thermische Einspeiseleistung der Abwärmequelle [MW]

Kalibrierfaktor je Nutzungspfad (λ): 2,3 (Direkt) / 1,3 (WP)

Jahresarbeitszahl (JAZ) der Wärmepumpe: 3

Der Modellansatz wurde im vorliegenden Projekt erstmals im Abwärmekataster Steiermark 2022 [74] vorgeschlagen und im vorliegenden Projekt weiterentwickelt. Die Leistung in Wurzelfunktion verhindert übermäßig lange max. Trassenlängen und ersetzt eine Maximal-Wert-Definition (max. 14 km im Abwärmekataster Steiermark). Die Kalibrierfaktoren wurden basierend auf bestehende Abwärmeprojekte kalibriert.

Die Umrechnung von Abwärmeenergie in Leistung erfolgt über angenommene 4.000 Volllaststunden (VLS) pro Jahr: $P_{th}^{AW} = \frac{E_{AW}}{VLS}$

Abbildung 133 illustriert den zugrunde liegenden Modellansatz zur Ableitung der wirtschaftlich realisierbaren Trassendistanzen.

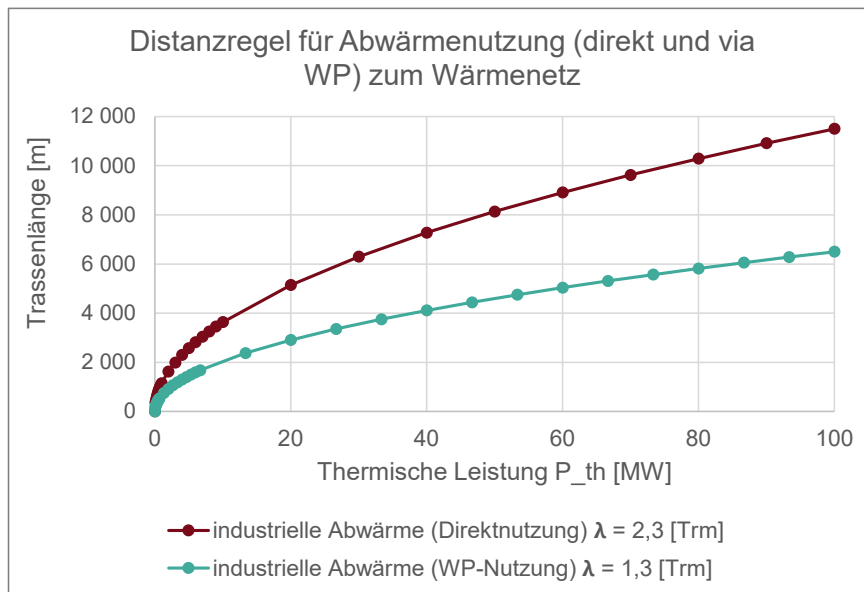


Abbildung 133: Modellansatz zur Abschätzung wirtschaftlich sinnvoller Trassenlängen zur Anbindung von Abwärmequellen (Direkt oder via Wärmepumpen) an Wärmenetze

Abgrenzung und Einschränkungen

Die Trassenerschließung erfolgte ausschließlich auf Basis räumlicher Nähe zu bestehenden oder geplanten Wärmenetzen. Rechtliche, topografische oder naturschutzfachliche Restriktionen (z. B. Natura-2000-Gebiete, Wasserschutzbereiche oder Leitungquerungen) wurden in der Modellierung nicht berücksichtigt.

Zudem wurden nur Wärmenetzbedarfe **innerhalb derselben Gemeinde** berücksichtigt. Potenziale, die durch eine gemeindeübergreifende Nutzung von überschüssiger Abwärme erschlossen werden könnten, sind in der aktuellen Abschätzung nicht enthalten. Die hier ausgewiesenen Potenziale stellen somit konservative Schätzungen dar und könnten im Fall koordinierter Infrastrukturlösungen weiter gesteigert werden.

Die dynamische Entwicklung neuer Wärmesenken und -netze wurde durch die Wärmebedarfsszenarien der Austrian Heat Map abgedeckt.

9.6.3 Industrielle Abwärme

Die Nutzung industrieller Abwärme > 50 °C zur Direktnutzung in der Fernwärme ist technisch etabliert. Bezogen auf die NEA 2023 [68] stammten bereits 9,2% der Fernwärme aus industrieller Abwärme [73]. Die Nutzung von Niedertemperaturabwärme über Wärmepumpen steckt hingegen noch in den Anfängen.

Datengrundlage und Methodik

Die Datengrundlage basiert auf dem Projekt *INXS – Industrial Excess Heat (2021–2023)* [73], ergänzt um das Branchenszenario *Pathway of Industry (NEFI)* [75] für die prognostizierte Entwicklung für 2030 und 2040. Je nach Industriesegment wurden im Einklang mit [76] folgende methodische Ansätze verfolgt:

- **Bottom-up** für energieintensive Betriebe (Daten aus Umweltberichten, EMAS, etc.)
- **Top-down** für energieextensive Branchen (Ableitung aus Statistikdaten und typisierten Energiekennzahlen)

Das Potenzial wurde nach Quelltypen (Rauchgase, Ab-/Kühlwasser, Maschinenabwärme, Kondensation, Sonstige) und drei Temperaturniveaus (< 50 °C / 50–100 °C / > 100 °C) klassifiziert.

Die Quelltemperaturen wurden auf Basis der aktuellen Situation auch für die Zukunft als konstant angenommen. In der Potenzialbewertung zur Direktnutzung in Wärmenetzen werden die Klassen **50–100 °C** und **>100 °C** zusammengeführt.

Für jeden identifizierten Industriestandort wurden die Standortkoordinaten ermittelt und in der **Austrian Heat Map** integriert, wo die Daten sowohl punktuell als auch aggregiert nach Postleitzahl abrufbar sind. Jene Industrie, die nicht standortgenau vorliegt, wurde PLZ mäßig als „Weitere Industrie“ zusammengefasst (Abbildung 134).

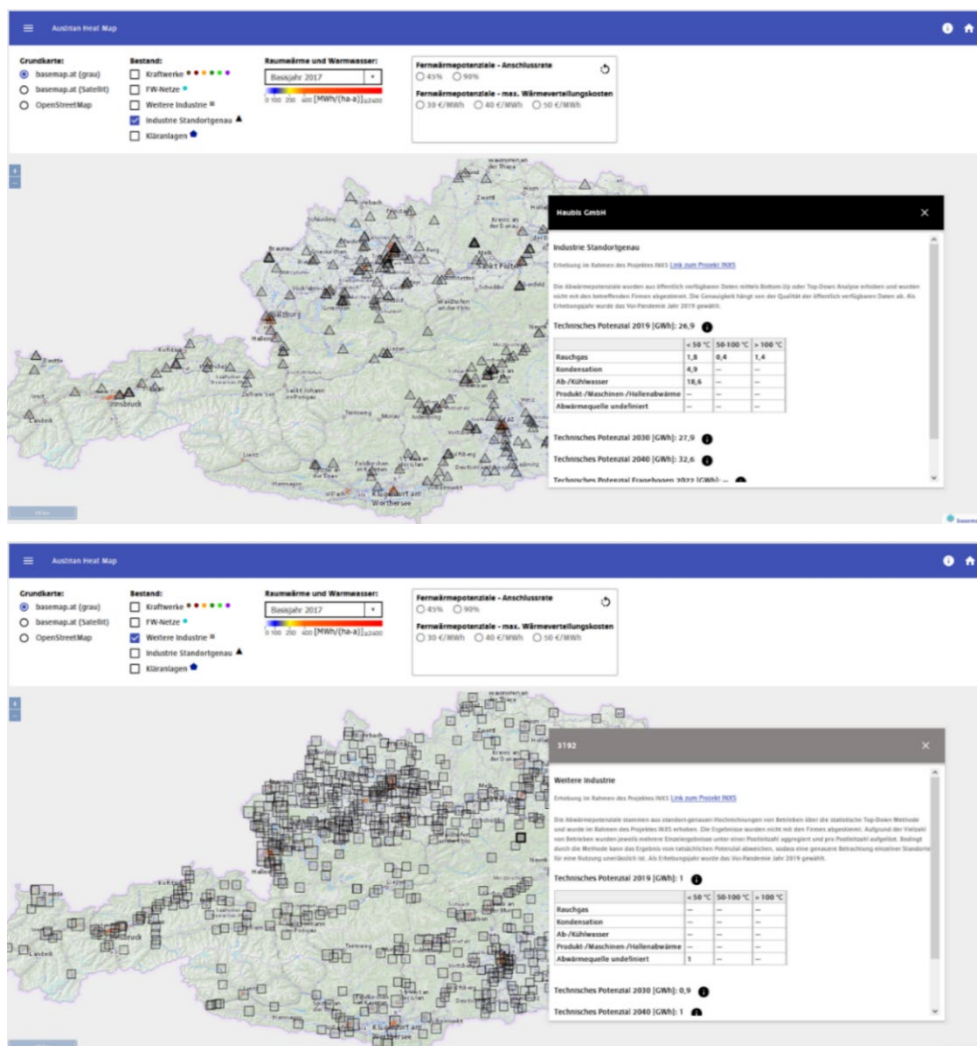


Abbildung 134: Industrie-Layer standortgenau (oben) und auf Postleitzahl-Ebene (unten) in der Austrian Heat Map; Quelle: [7]

Technisches Potenzial

Das technische Potenzial wurde aus dem Energieeinsatz der Prozesse abgeleitet, wobei folgende Schritte zur Anwendung kamen:

1. Erhebung des industriellen Energieverbrauchs (nach Energieträgern),
2. Identifikation Abwärme-relevanter Prozesse (inkl. Rückkühlung, Rauchgase, mechanische Verluste),
3. Anwendung typischer Verlust- bzw. Rückgewinnungsquoten,
4. Zuordnung zu Temperaturniveaus und Quelltypen.

Für Standorte ohne Primärdaten wurden Vergleichswerte ähnlicher Betriebe (Branche, Größe, Technologie) herangezogen. Die Gesamtpotenziale wurden für das Bezugsjahr 2019 ermittelt und mithilfe des **NEFI-POI-Szenarios** für 2030 und 2040 hochgerechnet.

Realisierbares Potenzial

Es wird davon ausgegangen, dass industrielle Abwärme nur dann erschlossen werden kann, wenn eine Einspeisung in ein bestehendes oder neu errichtetes **Wärmenetz** möglich ist. Eine **ausschließlich dezentrale (gebäudeinterne)** Nutzung bleibt in dieser Potenzialstudie unberücksichtigt.

Zwei technische Nutzungspfade werden unterschieden:

- **Direktnutzung ($\geq 50\text{ °C}$):** Einspeisung der Abwärme ohne zusätzliche Wärmehöherhöhung, z. B. über Wärmeübertrager in das Wärmenetz.
- **Wärmepumpennutzung ($< 50\text{ °C}$):** Erhöhung des Temperaturniveaus durch zentrale Großwärmepumpen (Kompressionswärmepumpen), bevor die Einspeisung in das Wärmenetz erfolgt.

Die räumliche Modellierung wird ergänzt mit der bereits vorgestellten GIS-gestützten Berechnung einer maximalen Trassendistanz (vgl. Kapitel 9.6.2).

Eine explizite Marktprognose wurde nicht vorgenommen, da keine belastbaren Zeitreihen vorlagen und eine Diffusionsmodellierung im Falle von Wärmepumpennutzung zu systematischer Unterschätzung geführt hätte.

Infolgedessen wird das S-Kurvenmodell anderer Technologiefelder nicht angewandt und daher die technischen als auch die wirtschaftlich realisierbaren Potenziale mit den gleichen modellertechnischen Limitationen (Potenziale INXS, Wärmebedarf, max. Trassendistanz) berechnet.

Zur Abbildung der unterschiedlichen Bandbreiten (Low–Medium–High) möglicher Ausbaupfade bis 2030 und 2040 werden je nach Nutzungspfad maximale Deckungsanteile an der Wärmenetzversorgung angesetzt (Tabelle 84):

Tabelle 84: Maximale Deckungsanteile von Abwärme in Wärmenetzen

Nutzungspfad	Low	Medium	High
Abwärme (direkt)	31 %	39 %	47 %
Abwärme (WP)	25 %	31 %	37 %

Erforderliche Inputdaten

Für die genannte Methodik sind der Energieeinsatz des Industriebetriebes, aufgeschlüsselt in die einzelnen Energieträger, die Prozesse, die dadurch versorgt werden, sowie Produktionsmengen und spezifische Kennzahlen als Inputdaten notwendig.

9.6.4 Abwärme aus Kläranlagen

Kläranlagen bieten gut planbare, standortfeste und kontinuierlich verfügbare Wärmequellen, deren Nutzung über Wärmepumpen technisch gut erschließbar ist. Die derzeitige Nutzung ist jedoch marginal.

Methodik und Datenlage

Für jede Kläranlage wurden die jährlichen Abwassermengen aus der EEA-Datenbank (Waterbase 2019) [77] herangezogen.

Die Hochrechnung für 2030 und 2040 erfolgt proportional zur Bevölkerungsentwicklung (**ÖROK-Bevölkerungsprognose** auf Ebene der NUTS-3-Regionen).

Die Berechnung folgt einem **Bottom-up-Ansatz** mit öffentlich verfügbaren Daten. Eine Validierung mit den jeweiligen Anlagenbetreiber:innen wurde nicht vorgenommen, daher ist die Genauigkeit abhängig von der Datenqualität.

Technisches Potenzial

Die Berechnung des technischen Potenzials basiert auf:

- **Temperaturprofil:** Sommer 20 °C / Winter 10 °C
- **Temperaturhub:** durchschnittlich 5 K (Abkühlung)
- **Reduktionsfaktor** (z. B. durch Starkregen): 30 %

Das technische Potenzial Q_{th} in kWh/a je Kläranlage ergibt sich aus:

$$Q_{th} = \dot{V}_{abw} \cdot (1 - f_{regen}) \cdot c_w \cdot \Delta T$$

\dot{V}_{abw} : Jahresabwassermenge [m³/a]

$f_{regen} = 0,3$: Abschlagsfaktor für Starkregen

$c_w = 1,16$ kWh/m³·K: spezifische Wärmekapazität von Abwasser

$\Delta T = 5$ K: angestrebter Temperaturhub

Zur Darstellung der Ergebnisse wurde im Rahmen des INXS-Projekts ein **Kläranlagen-Layer** in der **Austrian Heat Map** implementiert. Dieser zeigt:

- Standortgenaues Abwärmepotenzial je Kläranlage
- Zeitliche Entwicklung für 2019, 2030, 2040
- Methodik (Bottom-up) und zugrundeliegende Datenquelle
- Verknüpfung mit bestehenden Wärmenetzen und Siedlungsstruktur

Abbildung 135 zeigt den Layerausschnitt exemplarisch.

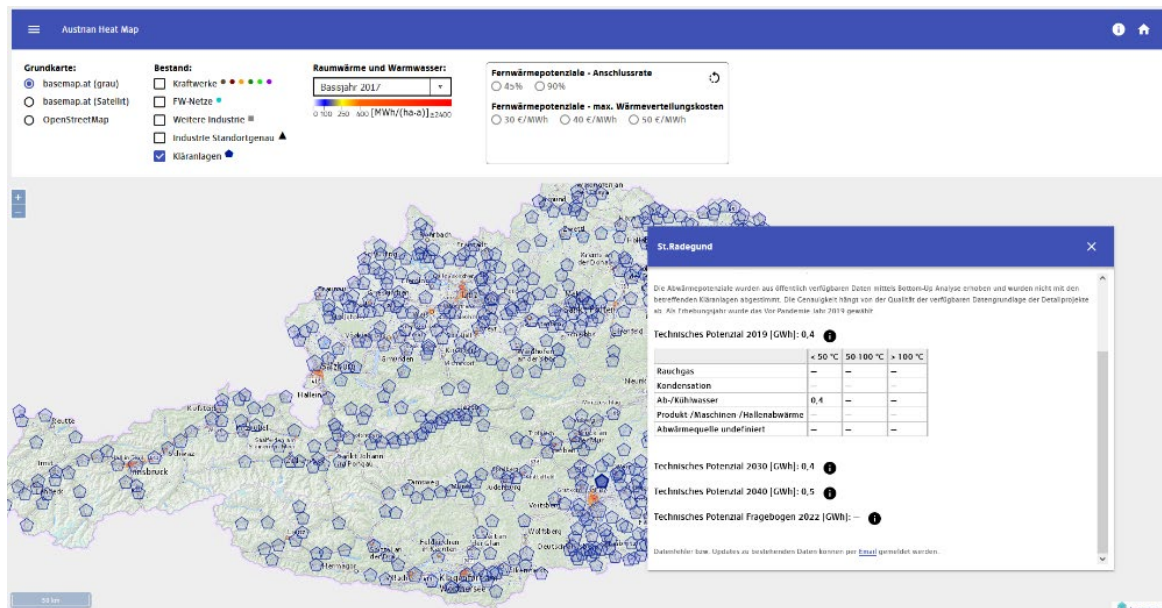


Abbildung 135: Kläranlagen-Layer in der Austrian Heat Map [Quelle: [7]]

Realisierbares Potenzial

Analog zur industriellen Abwärme (< 50 °C) wird davon ausgegangen, dass Abwärme aus Kläranlagen **nur über Wärmepumpen erschließbar** ist. Eine Direktnutzung ist nur über Anergienetzen möglich. Im Zuge der Potentialstudie wird davon ausgegangen, dass eine Wärmepumpe notwendig ist. Eine Nutzung ist nur sinnvoll, wenn in wirtschaftlicher Distanz eine geeignete Wärmesenke (z. B. Wärmenetz) vorhanden ist.

Die Modellierung wird ergänzt mit der bereits vorgestellten Limitierung einer maximalen Trassendistanz und ist **ident zur Wärmepumpennutzung industrieller Abwärme** (vgl. Kapitel 9.6.2).

Obwohl bereits einige Beispiele in Betrieb (Gleisdorf) und in Bau (Wien) sind, ist der Modellansatz einer Marktdurchdringung mit S-Kurvenmodell nur bedingt anwendbar. Dadurch wird eine Differenzierung zwischen technischen und realisierbaren Potenzialen nicht angewandt.

Für die Szenarien 2030 und 2040 werden – analog zur Abwärme aus Industrie – unterschiedlich ambitionierte **Deckungsanteile am lokalen Wärmebedarf** angesetzt. Die Potenziale werden wiederum mit den Wärmenetzgebieten der Austrian Heat Map räumlich verschnitten.

9.6.5 Ergebnisse

Das **theoretische Potenzial** entspricht der gesamten standortbezogenen Abwärme. Weder räumliche (Trassendistanzen) noch systemische (Deckungsobergrenzen) Einschränkungen sind hier berücksichtigt. Das theoretisch maximal nutzbare Abwärmepotenzial auf Gemeindeebene ist durch den Wärmenetzbedarf innerhalb der Gemeinde gedeckelt. Zusätzlich ist auch ein theoretisches Potenzial angeführt, das nicht durch den kommunalen Bedarf gedeckelt ist, mit Relevanz für regionale bzw. gemeindeübergreifende Fernwärmesysteme.

Das **technische Potenzial** berücksichtigt die Deckungsobergrenzen am Wärmenetzbedarf in den drei Bandbreiten (Low–Medium–High) sowie maximale Trassendistanzen zum Wärmenetz. Berücksichtigt sind zudem die Veränderungen der Wärmenetzbedarfe bis 2030 und 2040 entsprechend WEM-Wärmebedarfsszenario sowie eine

Verringerung von Abwärme Potenzialen im hohen Temperaturbereich durch Energieeffizienzmaßnahmen in der Industrie.

Die Quantifizierung **realisierbarer Potenziale** wurde aufgrund der sehr spezifischen Rahmenbedingungen, die für jedes Abwärme Projekt einzeln zu prüfen und zu bewerten sind, nicht durchgeführt. Eine Ableitung der realisierbaren Potenziale erfolgt anhand der technischen Potenziale auf Basis einer qualitativen Expertenschätzung (Kapitel 9.6.6).

Direktnutzung industrieller Abwärme ($\geq 50\text{ °C}$)

Die **Direktnutzung industrieller Abwärme bei höheren Temperaturen ($\geq 50\text{ °C}$)** ist in Österreich technisch etabliert und vergleichsweise gut erschlossen. Bereits im Jahr 2020 wurden rund 1,75 TWh/a in Fernwärmenetze mit einer Gesamtleitung von rund 580 MW eingespeist [73].

Unter Berücksichtigung eines modelltechnisch regionalisierten Startwertes ergibt sich österreichweit ein **technisches Potenzial** für direkt genutzte Abwärme zur Einspeisung in Wärmenetze von bis zu **3,4 TWh/a im Jahr 2030** und **3,6 TWh/a im Jahr 2040**.

Die in Tabelle 73 angeführten **theoretischen Potenziale** von **7,2 GWh/a** entsprechen den Gesamtpotenzialen für industrielle Abwärme 2040 in einem Temperaturbereich $\geq 50\text{ °C}$ ohne Berücksichtigung der Erschließbarkeit. Begrenzt man diese Abwärme Potenziale mit den Wärmenetzbedarfen auf Gemeindeebene so reduziert sich dieses Potenzial auf 4,6 GWh/a. Hierbei bleibt allerdings die Möglichkeit unberücksichtigt, Abwärme via Fernwärme auch über Gemeindegrenzen hinweg zu nutzen, sofern entsprechende Wärmesenken erschlossen werden können (siehe Kapitel 9.6.6 - Ergebnisbewertung).

Tabelle 85: Ergebnisübersicht Abwärme Potenziale ($\geq 50\text{ °C}$) zur Direktnutzung für Österreich

Bandbreiten	Wärmeenergie aus Abwärme ($\geq 50\text{ °C}$) [GWh/a]			Leistung aus Abwärme ($\geq 50\text{ °C}$) [GW]		
	Technisches Potenzial			Technisches Potenzial		
Status quo (2023)	1,6			0,39		
2030 (Low / Medium / High)	3,0	3,2	3,4	0,80	0,85	0,90
2040 (Low / Medium / High)	3,2	3,4	3,6	0,85	0,90	0,96
Theoretisches Potenzial (kommunal / regional)	4,6 / 7,2			1,15 / 1,81		

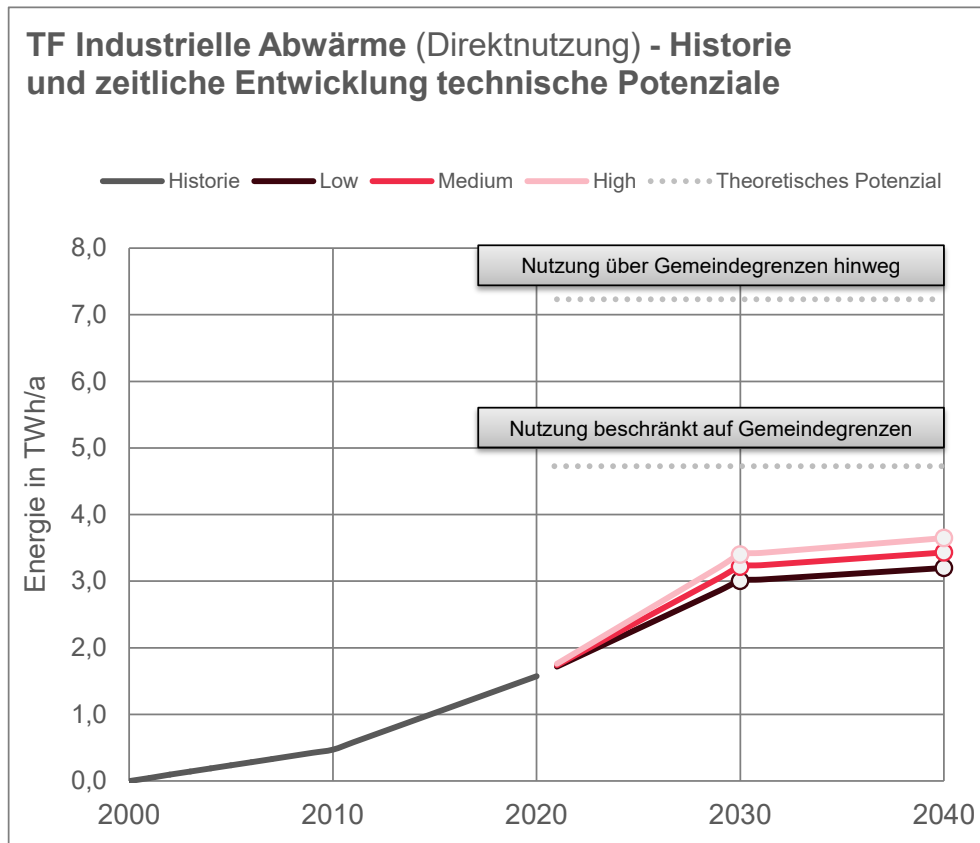


Abbildung 136: Zeitliche Entwicklung technischer Potenziale für industrielle Abwärme (Direktnutzung)

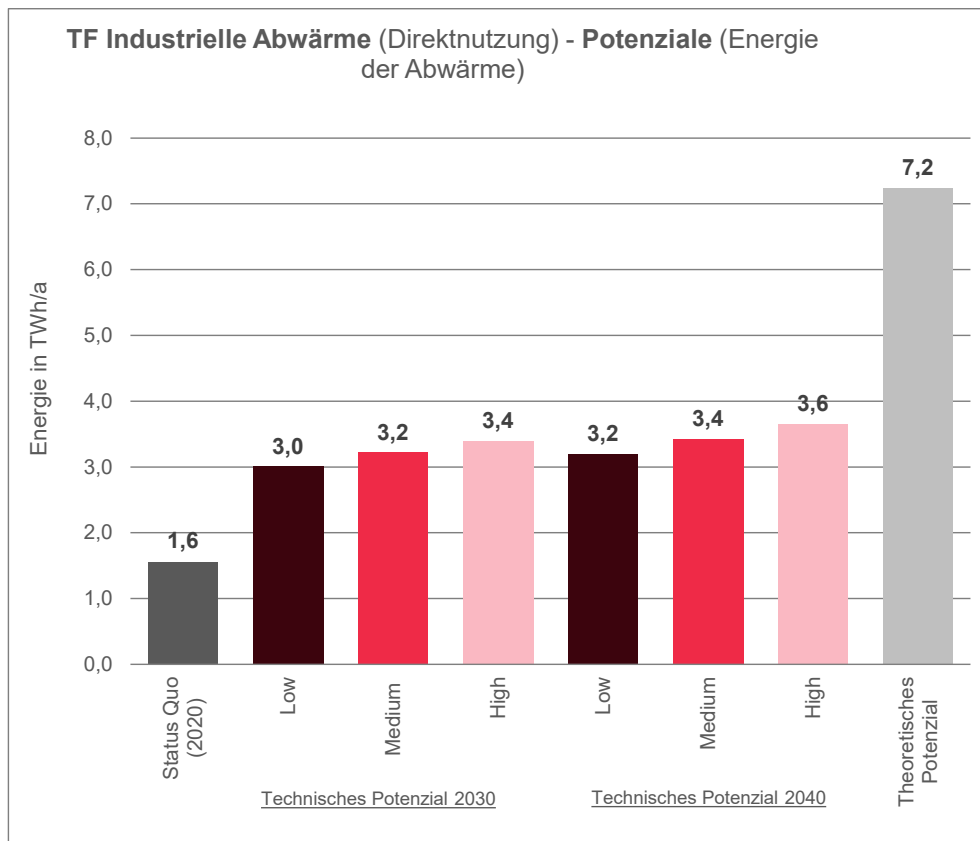


Abbildung 137: Identifizierte Potenziale (Energie) für industrielle Abwärme (Direktnutzung)

Endbericht der Studie Erneuerbare Energiepotenziale in Österreich 2030 und 2040

Tabelle 86: Technische Potenziale (Energie) für industrielle Abwärme (Direktnutzung) nach Bundesländern.

Energiepotenzi- ale industrieller Abwärme (Di- rektnutzung) in GWh/a nach Bundesländern	Status Quo 2023	Technisches Potenzial Low 2030	Technisches Potenzial Medium 2030	Technisches Potenzial High 2030	Technisches Potenzial Low 2040	Technisches Potenzial Medium 2040	Technisches Potenzial High 2040	Technisches Potenzial 2050+
Burgenland	5	12	12	12	13	13	13	18
Kärnten	31	60	65	68	64	70	74	256
Niederösterreich	228	441	466	490	474	505	533	1.565
Oberösterreich	815	1.568	1.691	1.802	1.669	1.805	1.939	3.088
Salzburg	98	190	202	215	203	217	232	283
Steiermark	328	621	664	694	652	691	724	1.746
Tirol	40	81	85	87	90	95	99	236
Vorarlberg	8	16	16	17	17	17	17	21
Wien	8	16	16	16	17	17	17	17
Gesamt (Öster- reich)	1.561	3.004	3.217	3.400	3.198	3.430	3.648	7.231

Für die Ermittlung der Leistungen für 2030 und 2040 aus der Abwärme-Energie liegt eine globale Annahme von 4.000 Vollaststunden zugrunde. Die Ergebnisse auf Bundesland-Ebene sowie für Österreich sind in Tabelle 87 zusammengefasst.

Tabelle 87: Technische Potenziale (Leistung) für industrielle Abwärme (Direktnutzung) nach Bundesländern.

Leistungspoten- ziale industrieller Abwärme (Di- rektnutzung) in MW nach Bun- desländern	Status Quo 2023	Technisches Potenzial Low 2030	Technisches Potenzial Medium 2030	Technisches Potenzial High 2030	Technisches Potenzial Low 2040	Technisches Potenzial Medium 2040	Technisches Potenzial High 2040	Technisches Potenzial 2050+
Burgenland	1	3	3	3	3	3	3	5
Kärnten	8	15	16	17	16	18	18	64
Niederösterreich	57	110	116	123	119	126	133	391
Oberösterreich	204	392	423	450	417	451	485	772
Salzburg	24	48	51	54	51	54	58	71
Steiermark	82	155	166	173	163	173	181	436
Tirol	10	20	21	22	22	24	25	59
Vorarlberg	2	4	4	4	4	4	4	5
Wien	2	4	4	4	4	4	4	4
Gesamt (Öster- reich)	390	751	804	850	799	857	912	1.808

Technisches Abwärmepotenzial (Industrie Direktnutzung) 2040 (low) – 3,2 TWh_{th}

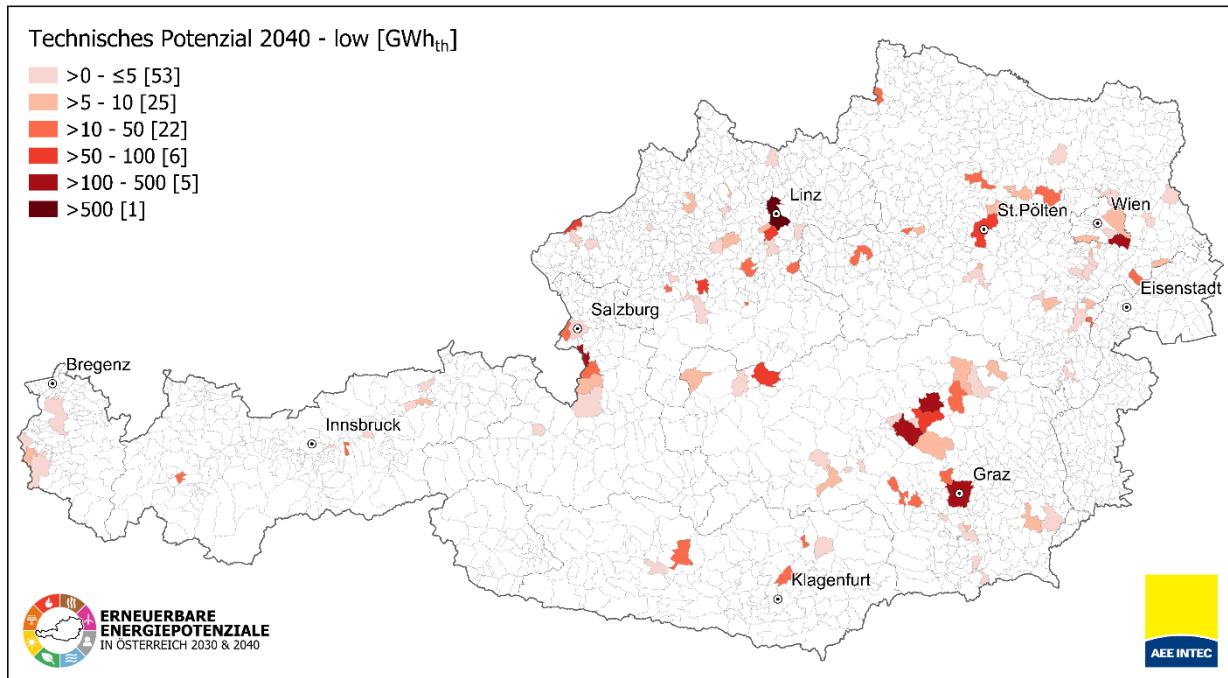


Abbildung 138: **Technisches** Abwärmepotenzial (Direktnutzung Industrie) 2040 (WEM) niedrige Bandbreite – 3,2 TWh_{th}

Technisches Abwärmepotenzial (Industrie Direktnutzung) 2040 (medium) – 3,4 TWh_{th}

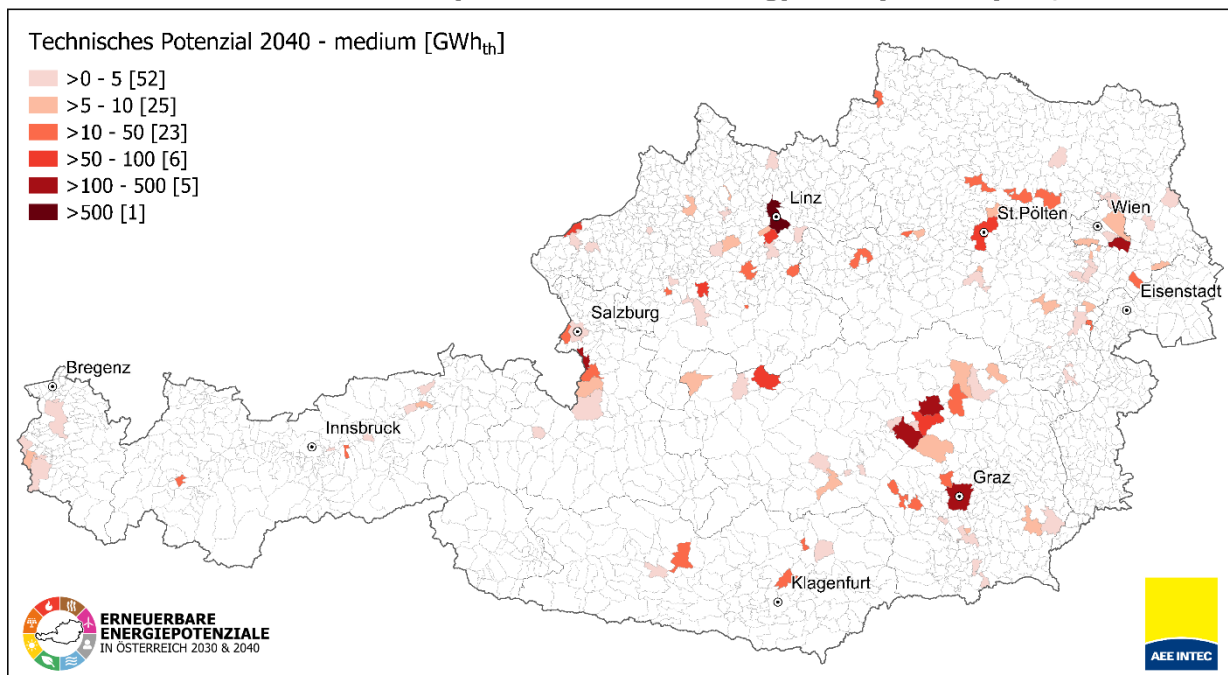
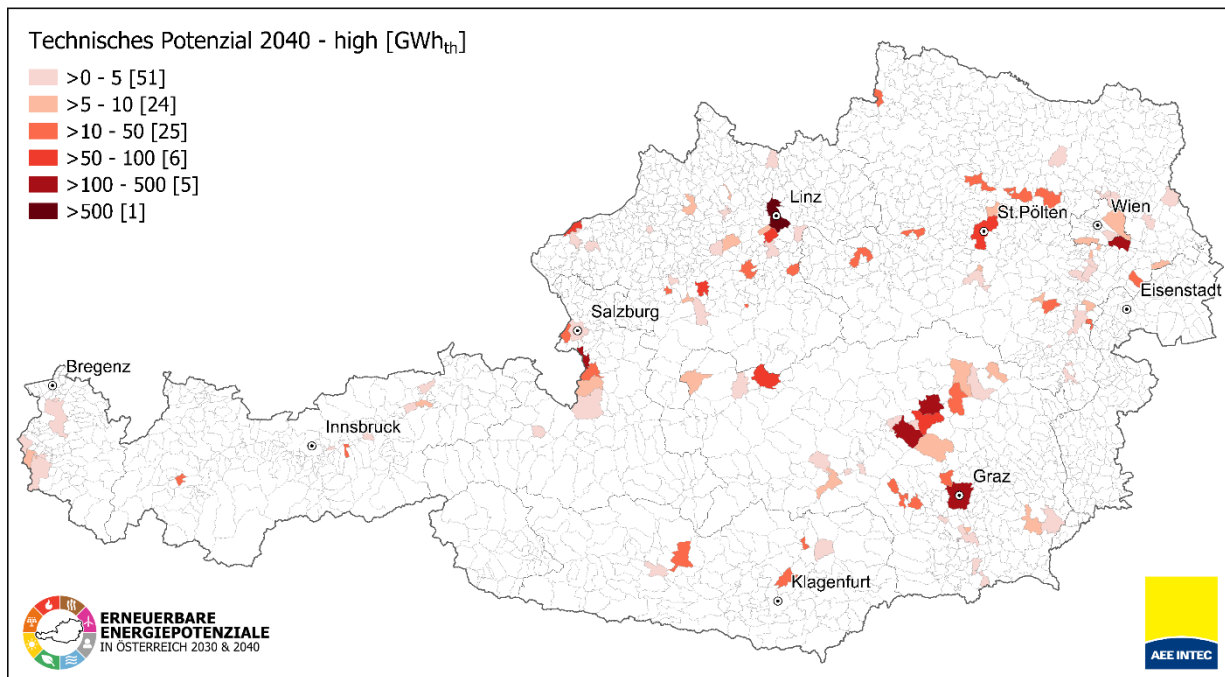


Abbildung 139: **Technisches** Abwärmepotenzial (Direktnutzung Industrie) (WEM) mittlere Bandbreite – 3,4 TWh_{th}

Technisches Abwärmepotenzial (Industrie Direktnutzung) 2040 (high) – 3,6 TWh_{th}



INXS, NEFT, EEA, Austrian Heat Map, eigene Modellierung
 Bearbeitung: AEE INTEC 30.11.2025

Abbildung 140: **Technisches** Abwärmepotenzial (Direktnutzung Industrie) 2040 (WEM) hohe Bandbreite – 3,6 TWh_{th}

Niedertemperatur Abwärme (< 50 °C) aus Industrie, Gewerbe und Kläranlagen

Aktuell ist vor allem die **Direktnutzung industrieller Abwärme bei höheren Temperaturen (≥ 50 °C)** technisch etabliert und vergleichsweise gut erschlossen. Im Gegensatz dazu ist das Potenzial der **Niedertemperaturabwärme (< 50 °C)** derzeit **kaum erschlossen**.

Österreichweit ergibt sich ein **technisches Potenzial** für Niedertemperatur Abwärme (< 50 °C) von bis zu **5,0 TWh/a im Jahr 2030** und **5,7 TWh/a im Jahr 2040**.

Die nachfolgenden Zahlenwerte umfassen die identifizierten Niedertemperatur Potenziale aus Industrie und Gewerbe sowie aus Kläranlagen. Kläranlagen tragen davon anteilig zu rund 20% bei.

Tabelle 88: Ergebnisübersicht zu Niedertemperatur Abwärme (< 50 °C) aus Industrie, Gewerbe und Kläranlagen für Österreich

Bandbreiten	Niedertemperatur Abwärme [GWh/a]			Lieferbare Wärme der Abwärme-Wärmepumpe [GWh/a]			Thermische Spitzenleistung der Abwärme-Wärmepumpe [GW]		
	Technisches Potenzial			Technisches Potenzial			Technisches Potenzial		
Status quo (2023)	n.a.			n.a.			n.a.		
2030 (Low / Medium / High)	4,2	4,6	5,0	6,3	6,9	7,4	1,59	1,73	1,86
2040 (Low / Medium / High)	4,9	5,3	5,7	7,3	8,0	8,6	1,83	2,00	2,15

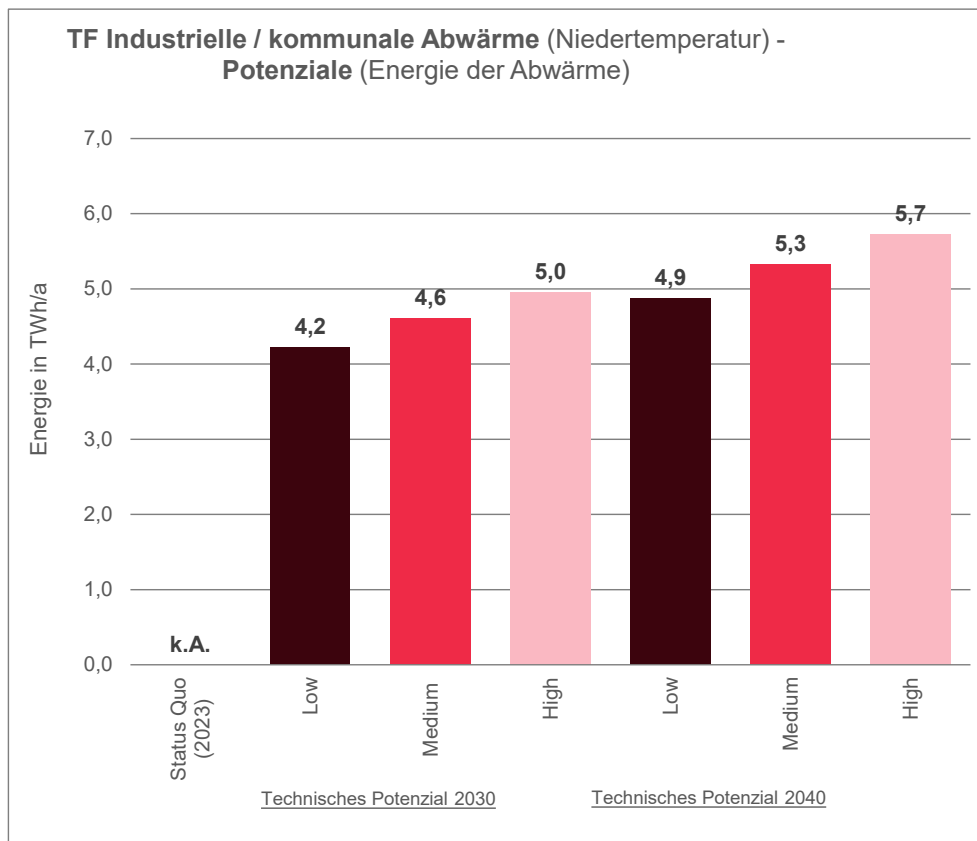


Abbildung 141: **Technisches Potenzial** von Niedertemperatur Abwärme (< 50 °C) aus Industrie, Gewerbe und Kläranlagen für die Zieljahre 2030 und 2040

Niedertemperatur Abwärme aus Industrie und Kläranlagen kann bei der Dekarbonisierung des Wärmesektors, insbesondere in Verbindung mit der netzgebundenen Wärmeversorgung, eine gewichtige Rolle einnehmen. Nachfolgende Tabelle 89 enthält die detaillierten Ergebnisse nach Bundesland in Form von Niedertemperatur Abwärmeenergie.

Tabelle 89: Technische Potenziale bezogen auf die Niedertemperatur-Abwärmeenergie nach Bundesländern.

Energiepotenziale der Niedertemperatur-Abwärme in GWh/a nach Bundesländern	Status Quo 2023	Technisches Potenzial Low 2030	Technisches Potenzial Medium 2030	Technisches Potenzial High 2030	Technisches Potenzial Low 2040	Technisches Potenzial Medium 2040	Technisches Potenzial High 2040
Burgenland	k.A.	27	30	33	34	38	42
Kärnten	k.A.	256	267	278	284	297	309
Niederösterreich	k.A.	844	924	995	982	1.073	1.156
Oberösterreich	k.A.	1.325	1.462	1.588	1.527	1.688	1.838
Salzburg	k.A.	369	407	441	432	478	517
Steiermark	k.A.	581	629	672	651	709	754
Tirol	k.A.	260	285	304	299	330	353
Vorarlberg	k.A.	212	224	232	242	252	260
Wien	k.A.	356	388	419	420	458	497
Gesamt (Österreich)	k.A.	4.229	4.616	4.961	4.871	5.323	5.725

Für die Ermittlung der Wärmelieferung aus Abwärme gespeister Wärmepumpen für die Zieljahre 2030 und 2040 wird global eine Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe von drei

angenommen. Für die Ermittlung der Heizleistung Abwärme gespeister Wärmepumpen wird schließlich eine Auslastung von 4.000 Vollaststunden pro Jahr angenommen.

Die Ergebnisse auf Bundesland-Ebene sowie für Österreich zur Heizenergie sowie zu den Leistungen sind in Tabelle 90 und Tabelle 91 zusammengefasst.

Tabelle 90: Technische Potenziale bezogen auf die Wärmelieferung Abwärme gespeister Wärmepumpen nach Bundesländern

Energiepotenziale bezogen auf die Wärmelieferung Abwärme gespeister Wärmepumpen in GWh/a nach Bundesländern	Status Quo 2023	Technisches Potenzial Low 2030	Technisches Potenzial Medium 2030	Technisches Potenzial High 2030	Technisches Potenzial Low 2040	Technisches Potenzial Medium 2040	Technisches Potenzial High 2040
Burgenland	k.A.	40	45	49	51	57	63
Kärnten	k.A.	384	401	417	426	445	463
Niederösterreich	k.A.	1.267	1.386	1.492	1.472	1.609	1.734
Oberösterreich	k.A.	1.988	2.192	2.382	2.291	2.532	2.757
Salzburg	k.A.	553	611	661	649	717	775
Steiermark	k.A.	872	944	1.008	977	1.063	1.131
Tirol	k.A.	389	428	455	448	495	529
Vorarlberg	k.A.	318	336	348	363	379	390
Wien	k.A.	533	581	629	629	687	745
Gesamt (Österreich)	k.A.	6.344	6.924	7.441	7.306	7.984	8.587

Tabelle 91: Technische Potenziale bezogen auf die Heizleistung Abwärme gespeister Wärmepumpen nach Bundesländern

Potenziale bezogen auf die Heizleistung Abwärme gespeister Wärmepumpen in MW nach Bundesländern	Status Quo 2023	Technisches Potenzial Low 2030	Technisches Potenzial Medium 2030	Technisches Potenzial High 2030	Technisches Potenzial Low 2040	Technisches Potenzial Medium 2040	Technisches Potenzial High 2040
Burgenland	k.A.	10	11	12	13	14	16
Kärnten	k.A.	96	100	104	106	111	116
Niederösterreich	k.A.	317	347	373	368	402	433
Oberösterreich	k.A.	497	548	596	573	633	689
Salzburg	k.A.	138	153	165	162	179	194
Steiermark	k.A.	218	236	252	244	266	283
Tirol	k.A.	97	107	114	112	124	132
Vorarlberg	k.A.	80	84	87	91	95	98
Wien	k.A.	133	145	157	157	172	186
Gesamt (Österreich)	k.A.	1.586	1.731	1.860	1.827	1.996	2.147

Technisches Abwärmepotenzial (Niedertemperatur) 2040 (low) – 4,9 TWh_{th}

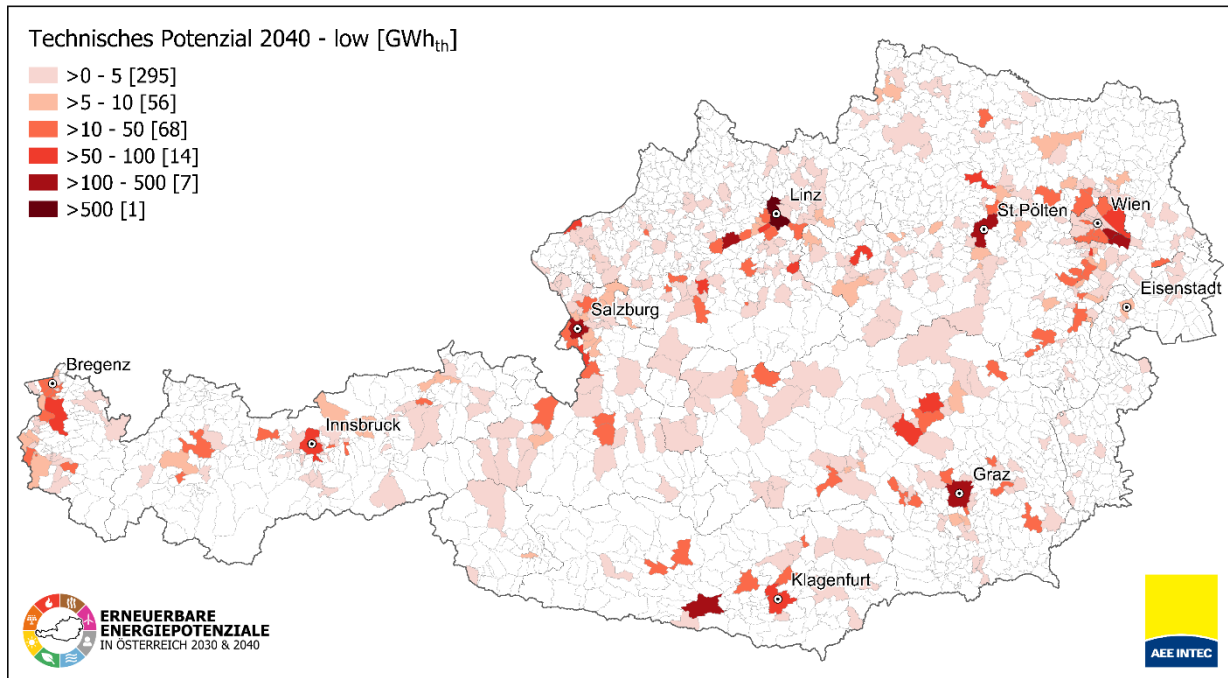


Abbildung 142: Technisches Abwärmepotenzial (Niedertemperatur) 2040 (WEM) niedrige Bandbreite – 4,9 TWh_{th}

Technisches Abwärmepotenzial (Niedertemperatur) 2040 (medium) – 5,3 TWh_{th}

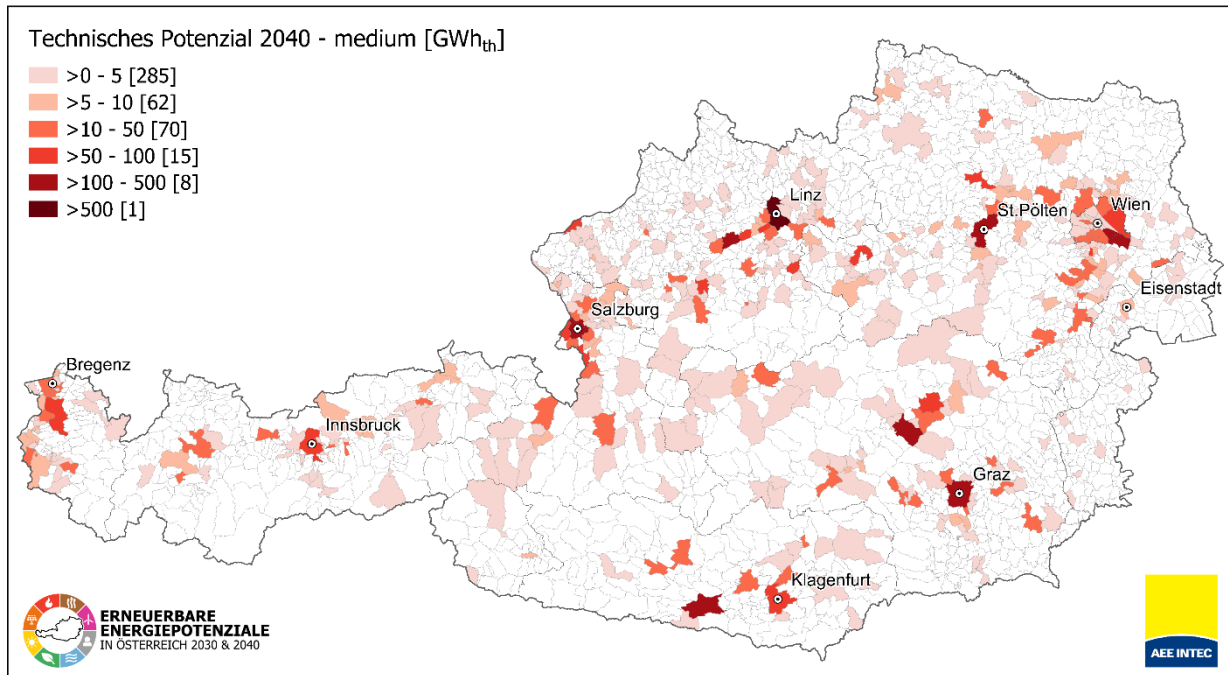
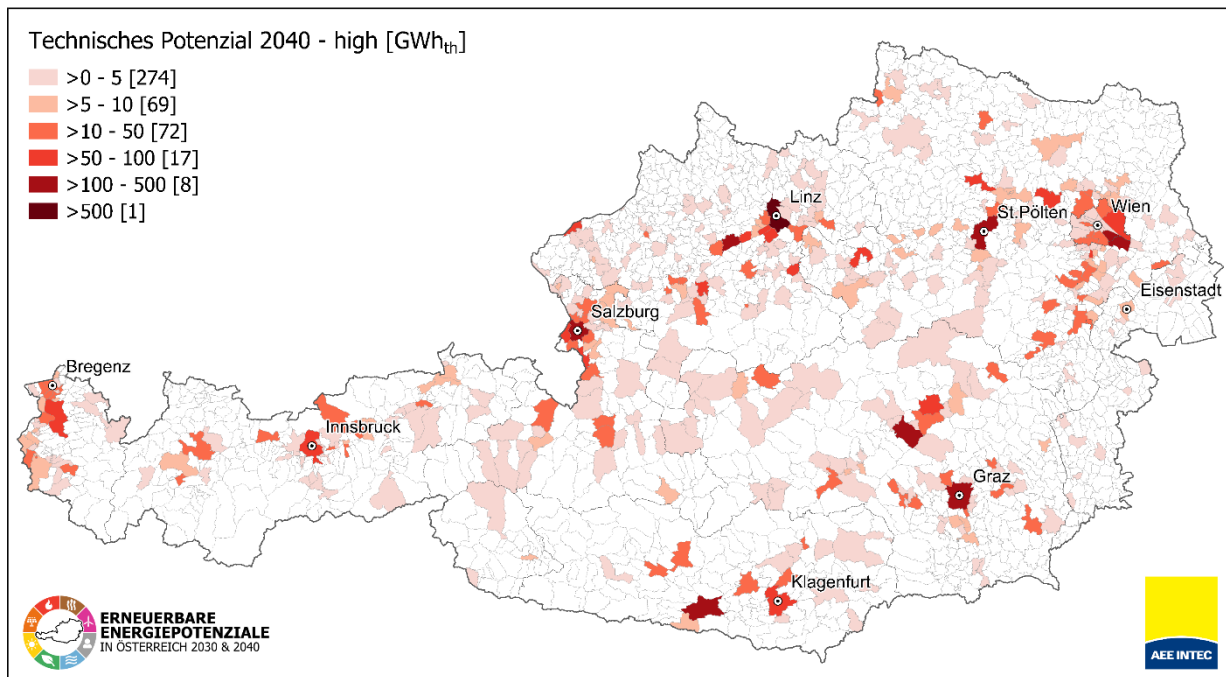


Abbildung 143: Technisches Abwärmepotenzial (Niedertemperatur) 2040 (WEM) mittlere Bandbreite – 5,3 TWh_{th}

Technisches Abwärme Potenzial (Niedertemperatur) 2040 (high) – 5,7 TWh_{th}



INXS, NEFT, EEA, Austrian Heat Map, eigene Modellierung
 Bearbeitung: AEE INTEC 30.11.2025

Abbildung 144: **Technisches** Abwärmepotenzial (Niedertemperatur) 2040 (WEM) hohe Bandbreite – 5,7 TWh_{th}

9.6.6 Bewertung der Ergebnisse

Abwärme stellt insbesondere in Verbindung mit Wärmenetzen und Wärmepumpen eine strategisch bedeutsame Wärmequelle dar. Das technische Potenzial von bis zu **8,4 TWh bis 2030** und **9,4 TWh bis 2040** verdeutlicht die hohe Relevanz dieser Ressource. Die räumliche Verteilung der Potenziale konzentriert sich dabei auf industrielle Zentren und urbane Räume mit bestehender leitungsgebundener Infrastruktur und hoher Wärmenachdichte.

Tabelle 92 zeigt die zusammengefassten technischen Potenziale nach Nutzungspfad:

Tabelle 92: Zusammenfassung der **technischen** Abwärme Potenziale für unterschiedliche Nutzungspfade

Quelle	Nutzungspfad	Status quo 2023 [TWh/a]	Technisches Potenzial bis 2030 (TWh/a)			Technisches Potenzial bis 2040 (TWh/a)		
			(Low / Medium / High)	(Low / Medium / High)	(Low / Medium / High)			
Industrie	Direktnutzung	1,6	3,0	3,2	3,4	3,2	3,4	3,6
Industrie	WP-Nutzung	n.a.	3,4	3,7	4,0	4,0	4,4	4,7
Kläranlagen	WP-Nutzung	n.a.	0,8	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0
Gesamt		1,6	7,2	7,8	8,4	8,1	8,8	9,4

Abschätzung des realisierbaren Potenzials (Experteneinschätzung)

Abwärme aus Kläranlagen (WP-Nutzung)

Aktuelle Umsetzungen etwa in Gleisdorf (800 kW, seit 2023), Wien (55 MW, seit 2023) und Graz (in Genehmigung) zeigen, dass das technische Potenzial aus Abwasser eine hohe Wahrscheinlichkeit zur Realisierung besitzt. Die infrastrukturbedingt geringe

Distanz zu Wärmeverbrauchscentren, die günstige Skalierung zwischen Abwasseraufkommen und Wärmeverfügbarkeit sowie die bereits berücksichtigte räumliche Eignung im technischen Potenzial wirken positiv.

Barrieren bestehen insbesondere in geringen Anlagenleistungen, die trotz hoher Investitionsanteile für Rechen, Filter, Abwasserwärmetauscher, Wärmepumpen und Leitungen wirtschaftlich tragfähig bleiben müssen. Hinzu kommen wasserrechtliche Vorgaben sowie saisonale Schwankungen, beispielsweise in Tourismusregionen. Insgesamt ist aus heutiger Sicht ein Realisierungsgrad von 60–80 % der technischen Potenziale plausibel.

Industrielle Abwärme (Direktnutzung und WP-Nutzung)

Industrielle Abwärme weist eine hohe räumliche Konzentration auf (Mur–Mürz-Furche, Inn- und Rheintal, Großräume Linz, Graz und Wien) und ist stark von betrieblichen und wirtschaftspolitischen Entwicklungen abhängig. Das technische Potenzial wurde daher mithilfe einer räumlichen Modellierung abgeleitet, die Wärmebedarfsdichten, Entfernungsbegrenzungen und infrastrukturelle Faktoren berücksichtigt. Die angesetzte Obergrenze für Trassenlängen (z. B. rund 12 km für 100 MW) ist konservativ gewählt, wie aktuelle Projekte etwa im Aichfeld oder in Graz bereits zeigen.

Die zugrunde liegende INXS-Studie weist ohne räumliche Einschränkung ein technisches Gesamtabwärmepotenzial von 34,3 TWh/a aus. In der hier verwendeten Methodik reduziert sich dieses aufgrund der getroffenen räumlichen (maximale Trassendistanz) und systemischen (Deckungsobergrenzen) Einschränkungen auf 9,4 TWh/a bis 2040.

Bewertung der Nutzungspfade

Direktnutzung industrieller Abwärme (≥ 50 °C)

Die Direktnutzung weist eine hohe technische Reife, geringe Systemkomplexität und eine gute räumliche Übereinstimmung mit bestehenden und geplanten Wärmenetzen auf. Bereits heute werden rund **1,6 TWh/a** genutzt, was einer Ausschöpfung von etwa 43 % des technischen Potenzials entspricht. Bis 2040 wird ein technisches Potenzial von **3,6 TWh/a** ausgewiesen.

Expert*innen schätzen, dass **70–90 %** dieses Potenzials realisierbar sind. Daraus ergibt sich ein **realisierbares Potenzial von etwa 2,2–3,3 TWh/a bis 2040**.

Wärmepumpennutzung von Niedertemperatur-Abwärme (< 50 °C)

Das technische Potenzial für Niedertemperatur-Abwärme liegt bis 2040 bei **5,7 TWh/a**, ist jedoch aufgrund standortspezifischer Rahmenbedingungen anspruchsvoller erschließbar. Gründe hierfür sind die hohe Abhängigkeit von geeigneten Wärmesenken, eine größere Systemkomplexität sowie begrenzte Projekterfahrung und Geschäftsmodelle.

Für Kläranlagen wird die Realisierbarkeit mit **60–80 %** deutlich höher eingeschätzt als für industrielle Niedertemperatur-Abwärme, die aufgrund industrieller Prozesse, räumlicher Lage und thermischer Überlagerungen bei **30–50 %** liegt.

In Summe ergibt sich unter heutigen Rahmenbedingungen ein realisierbarer Anteil von **35–55 %**, entsprechend **1,7–3,2 TWh/a bis 2040**. Mittel- bis langfristig kann der Ausbau von Anergie- und Niedertemperaturnetzen die Erschließbarkeit deutlich erhöhen.

Die Tabelle 93 fasst die realisierbaren Potenziale (qualitative Experteneinschätzung) nach Nutzungspfad zusammen.

Tabelle 93: Qualitative Einordnung der **realisierbaren Potenziale** aus Abwärme für unterschiedliche Nutzungspfade

Nutzungspfad	Technisches Potenzial 2040	Realisierbare Bandbreite	Bemerkungen
Direktnutzung ($\geq 50\text{ °C}$)	bis 3,6 TWh/a	2,2–3,3 TWh/a	hohe Reife, gute Erschließbarkeit
WP-Nutzung ($< 50\text{ °C}$, Industrie + Kläranlagen)	bis 5,7 TWh/a	1,7–3,2 TWh/a	höhere Komplexität, hohe Standortabhängigkeit; wachsende Bedeutung durch Niedertemperatur- und Anergienetze
Gesamtpotenzial	bis 9,4 TWh/a	ca. 4,0-6,5 TWh/a	konservative Expertenabschätzung

Zusammenfassung

Abwärme ist eine zentrale Ressource im Rahmen der Transformation der leitungsgebundenen Wärmeversorgung. Das technische Potenzial beträgt bis zu **9,4 TWh/a bis 2040**, wobei sich je nach Nutzungspfad unterschiedliche Realisierungschancen ergeben.

Insgesamt lässt sich ein realisierbares Potenzial von rund **4,0–6,5 TWh/a** ableiten. Diese Werte stellen qualitative Expertenschätzungen dar und ersetzen keine detaillierte Projekt- oder Standortanalyse.

10 TF8: ENERGIENACHFRAGE

10.1 Hintergrund

Der nachfolgend dargestellte Überblick zur Energienachfrage komplementiert die vorherigen Darstellungen zu Erzeugungspotenzialen auf Ebene der betrachteten erneuerbaren Energien bzw. der zugrundeliegenden Technologiefelder. Dies dient der Einordnung der Größenordnung und somit folglich, um die identifizierten Erzeugungsseitigen Potenziale an erneuerbaren Energien in Relation zur Nachfrage setzen zu können.

10.2 Methodisches Konzept

Die im Rahmen der Energienachfrage ermittelten Bandbreiten des künftigen Energieverbrauchs in den Jahren 2030 und 2040 fußen auf einem umfassenden Literaturvergleich, aufbauend auf Arbeiten im Kontext des zweiten österreichischen Sachstandsberichts zum Klimawandel [1], vgl. hierin insbesondere Kapitel 8 zu Transformationspfaden.

Die Regionalisierung erfolgte aufbauend auf den Modellierungsarbeiten, welche im Rahmen des Integrierten österreichischen Netzinfrastukturplans (ÖNIP) [6] durchgeführt wurden, da seitens des hierbei tätigen Forschungsteams, vgl. [78], dankenderweise die entsprechenden Detailergebnisse zur Verfügung gestellt wurden. Aufbauend auf den sektoralen Mengengerüsten konnte somit ein Energiemengenvergleich im Regionalkontext erstellt werden, welcher als Ausgangsbasis für die im Rahmen dieser Studie generierten regionalisierten Ergebnisse diente.

10.3 Ergebnisse

10.3.1 **Literaturüberblick**

Zur Bewertung der österreichischen Klimaziele, einschließlich der Ziele für 2030 und des aktuellen (Stand Mai 2025) Regierungsziels der Klimaneutralität bis 2040, und im Einklang mit der Berichterstattung im Rahmen des in der EU-Energieunion-Gesetzgebung festgelegten Überwachungsmechanismus koordiniert das UBA einen Szenarioprozess zu integrierten Energie- und Emissionsszenarien für Österreich, vgl. [59]. Dieser Prozess wurde vom österreichischen ehemaligen Klimaschutzministerium (BMK) in Auftrag gegeben und finanziert. Beteiligt waren mehrere wissenschaftliche Partner, darunter die TU Wien, die TU Graz und e-think, sowie im Rahmen der Konsultation beteiligte Interessengruppen. Die EAA verwendet das makroökonomische Energie-Emissionsmodell MIO-ES [79] als eines der wichtigsten Analyseinstrumente für alle ihre Szenarien. Dieses Modell basiert auf einer hybriden IO-Struktur und wird von UBA ständig weiterentwickelt und gepflegt. Der von UBA für die EU und österreichische Ministerien durchgeführte Monitoringmechanismus umfasste im Jahr 2023 die Erstellung eines Szenarios mit bestehenden Maßnahmen (WEM), eines Szenarios mit zusätzlichen Maßnahmen (WAM) und eines Transformationsszenarios mit Blick auf die angestrebte Klimaneutralität 2040, vgl. [59]. Bezüglich der erstellten Szenarien ist folgendes zu beachten:

- Ein *WEM-Szenario* ist ein Basisszenario bzw. Business-as-usual-Szenario (BAU), das die Fortsetzung des Status quo der Wirtschafts-, Energie- und Emissionsentwicklung darstellt und alle politischen Maßnahmen umfasst, die Teil der aktuellen Regierungsgesetzgebung sind.

- Ein *WAM-Szenario* hingegen beschreibt ein high-Szenario, in dem zusätzliche, von Experten definierte klimapolitische Maßnahmen modelliert werden, die voraussichtlich in die Aktionspläne der Regierung aufgenommen werden. Das WAM-Szenario dient typischerweise als Referenz für den österreichischen Nationalen Energie- und Klimaplan (NEKP).
- Ein *Transformationsszenario*, wie beispielsweise das *UBA-Transition*, zeigt Optionen auf, wie Klimaziele unter kohärenten, konsistenten und umsetzbaren Annahmen erreicht werden können. Alle Emissionsänderungen in diesem Szenario hängen von verschiedenen politischen Maßnahmen ab, die gemeinsam mit einem breiten Spektrum von Interessengruppen entwickelt und an bestehende Rechtsrahmen angepasst wurden.

Ergänzend zu den UBA-Szenarien erscheinen speziell mit Blick auf die angestrebte Regionalisierung der Energiebedarfe die Modellierungsarbeiten im Rahmen des ÖNIP von zentraler Bedeutung. Diese wurden im Rahmen einer Forschungskoopeation durchgeführt, woran folgende österreichische Institutionen beteiligt waren:

- EVT – Lehrstuhl für Energieverbundtechnik der Montanuniversität Leoben
- IEE – Institut für Elektrische Energieverfahrenstechnik der TU Graz
- WIFO – Österreichisches Institut für Wirtschaftsforschung

Diese Kooperation war Teil des Forschungsprojekts *InfraTrans2040*, vgl. [78].

Im Rahmen des ÖNIP wurde eine integrierte Modellierung entwickelt, die Strom-, Gas- und Wasserstoffinfrastruktur gemeinsam betrachtet. Ausgangspunkt waren Energiemengengerüste des Umweltbundesamts für 2030 und 2040, basierend auf dem „Transition“-Szenario. Die Modellierung erfolgte mit energiewirtschaftlichen Optimierungsmodellen, die in der Forschungskoopeation *InfraTrans2040* speziell für diesen Zweck angepasst wurden. Diese Modelle berechneten netzrelevante Lastflüsse, Engpässe und den Infrastrukturbedarf auf Basis regionaler Erzeugungspotenziale, Verbrauchsverteilungen sowie technologischer Annahmen. Ziel war es, kosteneffiziente, sektorgekoppelte Infrastrukturfade für ein klimaneutrales Energiesystem zu entwickeln.

Der Literaturüberblick wird ergänzt um andere aktuelle Modellierungsarbeiten, die Einblicke in die angestrebte Klimaneutralität erlauben. Demgemäß zielte das kürzlich abgeschlossenen ACRP-Projekt NetZero2040 [80] – eine Zusammenarbeit zwischen der Österreichischen Energieagentur (AEA), BOKU und IIASA – darauf ab, eine Reihe umfassender und konsistenter alternativer Emissionspfade zu etablieren, mit denen das Erreichen des österreichischen Klimaziels für 2040 sichergestellt werden kann. Dabei wurden das Energiesystem, die Energieimporte und der Energiebedarf der Sektoren Landwirtschaft, Haushalte, Industrie, Dienstleistung und Verkehr berücksichtigt. Die vier entwickelten Szenarien lassen sich nach dem Grad der Energieimporte und dem Gesamtenergiebedarf unterscheiden: (1) Szenario A beschreibt eine Kombination von Maßnahmen in Bezug auf Energieangebot und -nachfrage, die zu einem energieeffizienten Lebensstil und einem raschen Ausbau erneuerbarer Energiequellen führen; (2) Szenario B hingegen skizziert eine Welt, die durch einen kontinuierlichen Anstieg des Energiebedarfs und internationale Energieabkommen gekennzeichnet ist, die den Import kohlenstoffneutraler Energie ermöglichen; (3) In Szenario C führt der rasche Ausbau heimischer erneuerbarer Energiequellen zu einer Situation relativer Energieunabhängigkeit, während Ressourcen- und Energieverbrauch aufgrund von Rebound-Effekten kontinuierlich steigen; (4) Szenario D schließlich zeichnet sich durch eine Umstellung auf energieeffiziente Verhaltensweisen und einen mangelnden Ausbau erneuerbarer Energien aus, der durch erhöhte Energieimporte ausgeglichen wird. Alle

Szenarien erreichen zwar das Ziel eines klimaneutralen Energiesystems bis 2040, berücksichtigen jedoch nicht-energiebedingte Emissionen aus Landwirtschaft und Landnutzung, Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft (LULUCF) nicht.

10.3.2 Energiebilanz

Dieser Unterabschnitt bietet auf Basis des Literaturvergleichs einen Überblick über die Entwicklung der Gesamtenergienachfrage und des Gesamtenergieangebots im Bundeskontext (Österreich gesamt). Der Endenergieverbrauch dient als Ausgangspunkt für diese vergleichende Bewertung. Anschließend werden die Entwicklungen für die zentralen Elemente des Energiesektors von morgen erörtert.

10.3.2.1 Endenergieverbrauch

Abbildung 145 bietet eine Aufschlüsselung des Endenergiebedarfs für 2040 nach Sektoren, ebenso erlaubt diese Abbildung einen Vergleich zur Ausgangslage (2021).

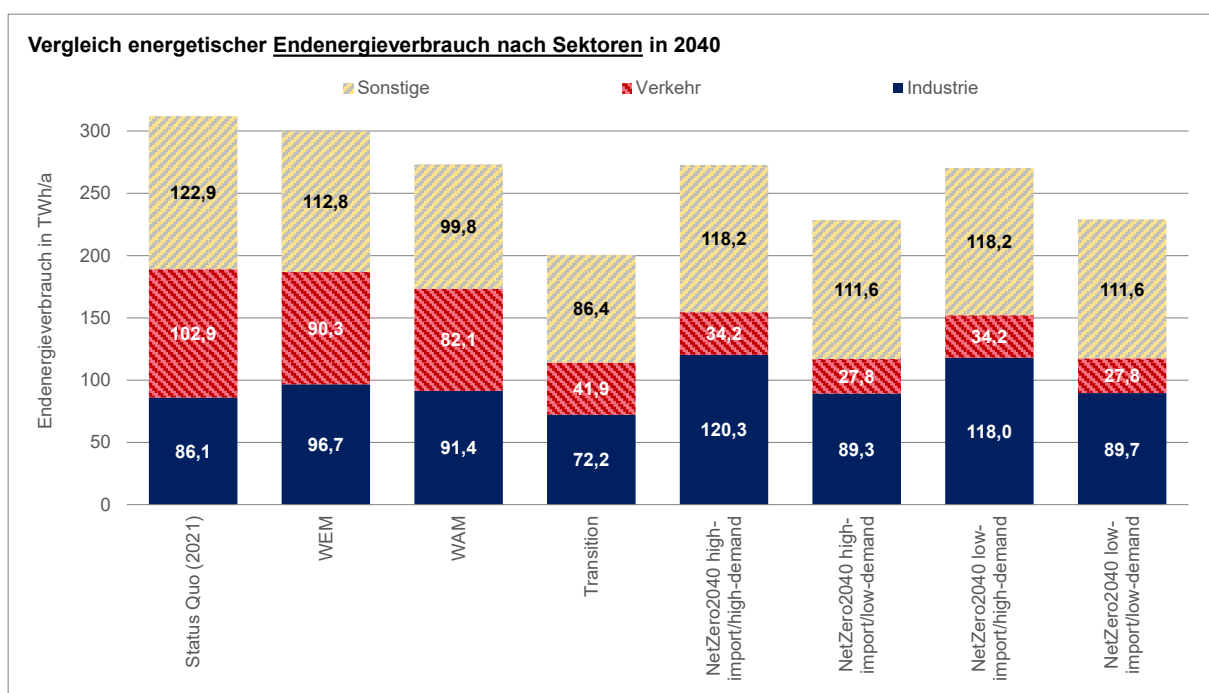


Abbildung 145: Aufschlüsselung des Endenergieverbrauchs in Österreich 2040 nach Sektoren gemäß untersuchten Energieszenarien. Quelle: Eigenen Analysen basierend auf [1].

Die Szenarienkultur ist sich einig, dass die Reduzierung des Endenergiebedarfs für eine wirksame Bekämpfung des Klimawandels unabdingbar ist, vgl. Abbildung 145. Es gibt jedoch erhebliche Unterschiede im Ausmaß der erforderlichen Verbrauchsreduktion zwischen den analysierten Dekarbonisierungsszenarien. Bis 2040 variieren die Reduzierungen des Endenergiebedarfs im Vergleich zum Niveau von 2021 stark, mit -10 % in den NetZero2040-Szenarien mit hohem Bedarf und -36 % im UBA-Transition Szenario. Manche Szenarien zeigen jedoch auch fragwürdige Trends, wie etwa in NetZero2040 Szenarien generell ein starker Rückgang des Bedarfs bis 2030 ersichtlich wird, gefolgt von einem Bedarfsanstieg in der Zeit nach 2030. Diese Diskrepanzen spiegeln Unterschiede in der Gewichtung und dem Mix der zugrunde liegenden nachfrage-seitigen politischen Maßnahmen und der zugrundeliegenden Ziele wider. Das UBA-Transition Szenario beispielsweise legt großen Wert auf nachfrageseitige Maßnahmen als Treiber für die Reduzierung des Endenergiebedarfs. Die UBA-Szenarien WEM und

WAM zeigen naturgemäß andere Trends, da in jenen Szenarien Klimaneutralität nicht per se angestrebt wurde.

Des Weiteren erlaubt die sektorale Aufschlüsselung Einblicke in die Relevanz nachfrage-seitiger Maßnahmen und verdeutlicht die zugrunde liegenden makroökonomischen und technologischen Trends:

- **Verkehr:** Die bewertete Szenarienkultur zeigt, dass der Endenergiebedarf im Verkehrssektor mit fortschreitender Dekarbonisierung sinken wird. Die beobachteten (De-)Wachstumsraten von 2021 bis 2040 variieren zwischen -59 % (UBA-Transition) und -73 % (NetZero2040-Szenarien mit geringer Nachfrage). Wesentliche Treiber sind technologische Verbesserungen (z. B. die Umstellung auf Elektromobilität) und erwartete Verhaltensänderungen, wie die verstärkte Nutzung öffentlicher Verkehrsmittel und aktive, klimafreundliche Mobilität, etc. Wie obig erwähnt, zeigen UBA-WEM/WAM hiervon abweichende Trends, da in jenen Szenarien Klimaneutralität nicht per se angestrebt wurde.
- **Industrie:** In der verfügbaren Szenarienkultur herrscht kein Konsens über die zukünftige Entwicklung des industriellen Endenergiebedarfs. Während das UBA-Transition Szenario einen Nachfragerückgang von -16 % bis 2040 gegenüber 2021 annimmt, prognostizieren die NetZero2040-Szenarien einen enormen Anstieg von 8 bis 46 %.
- **Andere Sektoren:** Der Endenergiebedarf anderer Sektoren – darunter Wohnen, Dienstleistung und Landwirtschaft oder, gemäß einer anderen Klassifizierung, Gebäude und (Elektro-)Geräte – wird laut der ausgewerteten Literatur voraussichtlich sinken. Die Szenarien unterscheiden sich jedoch hinsichtlich des Ausmaßes des Rückgangs. Die Wachstumsraten im Vergleich von 2040 und 2021 variieren zwischen -1 % (NetZero-Szenarien mit hoher Nachfrage) und -30 % (UBA-Transition).

Komplementär zu Abbildung 145 erlaubt Abbildung 146 eine Aufschlüsselung des Endenergiebedarfs für 2040 nach Energieträgern, inklusive eines Vergleichs zur Ausgangslage (2021). Dies offenbart wichtige technologische Trends:

- Erstens ist sich die ausgewertete Literatur einig, dass der Ausstieg aus fossilen Brennstoffen eine Voraussetzung für Klimaneutralität darstellt.
- Zweitens ist die Elektrifizierung in allen Szenarien eine vorherrschende Strategie zur Erreichung der Klimaneutralität und trägt zur Dekarbonisierung fossilintensiver Sektoren wie Verkehr, Gebäude oder Industrie bei. Der Strombedarf wird daher zwischen 2021 und 2040 um 29 % (NetZero2040-Szenario mit geringer Nachfrage/geringer Importrate) und 47 % (UBA-Transition) steigen.
- Drittens sind grüner Wasserstoff und synthetische (auf erneuerbaren Energien basierende) Kraftstoffe (RFNBO) wichtige Säulen für die Dekarbonisierung des österreichischen Energiesektors und der österreichischen Wirtschaft. Das Ausmaß, in dem diese – aus heutiger Sicht – voraussichtlich kostspielige Option, vgl. [81], genutzt wird, unterscheidet sich in den bewerteten Szenarien. Da die Nutzung dieser Brennstoffoptionen in der aktuellen Energiestatistik (Stand 2021) noch nicht ersichtlich ist, lässt sich für das entsprechende Nutzungsmuster im Jahr 2040 keine Wachstumsrate angeben. Stattdessen dient das WAM-Szenario als alternativer Ankerpunkt für den Szenarienvergleich. Das Szenario UBA-Transition geht von einer Verdoppelung der Wasserstoff- und RFNBO-Nutzung im Vergleich zum WAM-Niveau aus. NetZero2040 zeigt die stärkste Nutzung von Wasserstoff und RFNBO mit einer 7- bis 10-fachen Steigerung im Vergleich zu WAM.
- Viertens dient Biomasse in verschiedenen Formen (fest, flüssig und gasförmig)

als weitere Säule eines dekarbonisierten Energiesystems, insbesondere für Anwendungen, die nicht durch abiotische erneuerbare Energien elektrifiziert werden können, sowie zum Ausgleich der Volatilität von Solar- und Windenergie. Die energetische Nutzung von Biomasse bringt jedoch Kompromisse mit sich, wie z. B. eine Verringerung der Kohlenstoffbindung in Ökosystemen sowie Auswirkungen auf die Biodiversität, vgl. [1]. Im Szenario UBA-Transition bleibt die gesamte direkte Biomassenutzung zwischen 2021 und 2040 stabil, obwohl sich ihre Verwendung von der Nutzung als Brennstoff zur Wärmebereitstellung in Gebäuden hin zur Nutzung als Brennstoff und Material in der Industrie verlagert (was jedoch nicht in der Energiebilanz berücksichtigt wird). Andere Szenarien zeigen analoge Trends oder leichte Rückgänge von -17 % (NetZero2040-Szenarien mit geringem Bedarf), wenn die Ergebnisse von 2040 mit dem Status quo (2021) verglichen werden.

- Fünftens ist Fernwärme (und -kühlung) eine weitere Schlüsseltechnologieoption zur Dekarbonisierung der Wärme- und Kälteversorgung in städtischen oder stadtnahen Gebieten. Das Szenario UBA-Transition geht von einem Anstieg um 13 % bis zum Jahr 2040 aus.

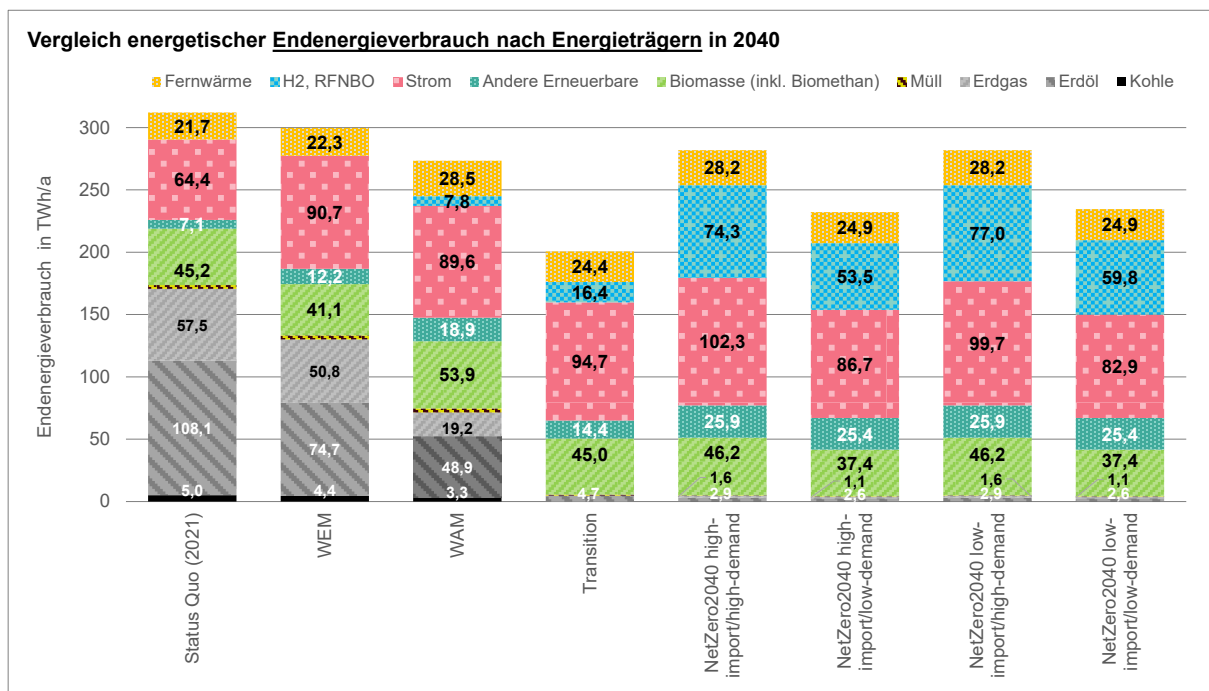


Abbildung 146: Aufschlüsselung des Endenergieverbrauchs in Österreich 2040 nach Energieträgern gemäß untersuchten Energieszenarien. Quelle: Eigenen Analysen basierend auf [1].

10.3.3 Stromsektor

Der vorhandenen Literatur zufolge wird der Stromsektor in Österreich sowie auf europäischer und globaler Ebene zum wichtigsten Energiesektor werden, vgl. [82]. Mit fortschreitender Sektorkopplung und Bemühungen zur Dekarbonisierung der Stromversorgung kann die Elektrifizierung zur Dekarbonisierung fossilintensiver Sektoren wie Verkehr, Gebäude und Industrie beitragen. Folglich besteht in den untersuchten Szenarien weitgehende Übereinstimmung darüber, dass der Strombedarf in den kommenden Jahren steigen wird. Dieser Trend ist in Abbildung 147 erkennbar, die den Bruttostrombedarf in Österreich bis 2040 veranschaulicht und mit dem Status Quo (2021) vergleicht. Hierin ist nun auch das NIP-Szenario enthalten, welches dem ÖNIP-Prozess entstammt und im Rahmen des Forschungsprojekts InfraTrans2040 erstellt wurde, vgl. [78]. Es gibt

jedoch klare Unterschiede im prognostizierten Bedarfswachstum zwischen den untersuchten Szenarien, die teilweise auf unterschiedliche Konzeptionen der Szenarien und entsprechende Annahmen zurückzuführen sind. Der Vergleich der erwarteten Bedarfssteigerungen zwischen 2021 und 2040 offenbart eine große Bandbreite, wobei die Prognosen zwischen 37 % (UBA-WEM) und 69 % (UBA-Transition) variieren.

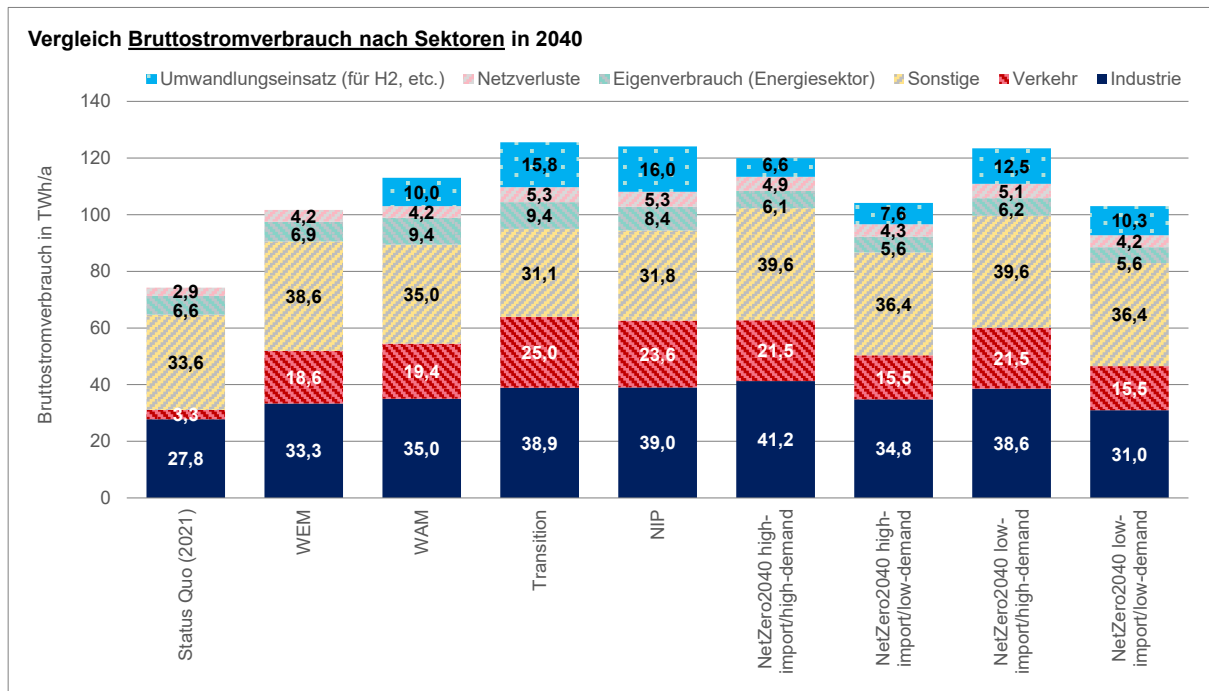


Abbildung 147: Aufschlüsselung des Bruttostromverbrauchs in Österreich 2040 nach Sektoren gemäß untersuchten Energieszenarien. Quelle: Eigenen Analysen basierend auf [1].

Zu den wichtigsten Trends auf der Nachfrageseite zählen die folgenden:

- Erstens erhöht die prognostizierte Verbreitung der Elektromobilität den Strombedarf im Verkehrssektor erheblich. Dieser wird den Szenarien zufolge von derzeit 3,3 TWh (2021) auf 18,6 bis 25 TWh im Jahr 2040 steigen.
- Zweitens wird der Industriesektor je nach Szenario entweder zum größten oder zum zweitgrößten Stromverbraucher.
- Für die Nachfragekategorie „Sonstige“, die den Wohn-, Dienstleistungs- und Landwirtschaftssektor umfasst, ist kein klarer Trend erkennbar. Die Nachfrage in diesen Sektoren könnte bis 2040 im Vergleich zu 2021 entweder um rund 2,5 TWh (UBA-Transition Szenario) sinken oder um 3,1-6,0 TWh (NetZero2040-Szenarien) steigen.
- Zudem besteht Einigkeit darüber, dass eine neue Nachfragekategorie entstehen könnte, um erneuerbaren Strom zur inländischen Erzeugung von grünem Wasserstoff in einer Größenordnung von 6,6-12,5 TWh (NetZero2040-Szenarien) bis rund 16 TWh (UBA-Transition bzw. NIP-Szenario) zu nutzen.
- Aus dem Vergleich der Szenarien lässt sich kein eindeutiger Trend für Verluste und Eigenstromverbrauch innerhalb des Energiesektors ableiten. Es gibt jedoch eine breite, ergänzende sektorspezifische Literatur, die auf einen Anstieg sowohl der Transportverluste als auch des Eigenverbrauchs aufgrund der fortschreitenden Elektrifizierung hindeutet.

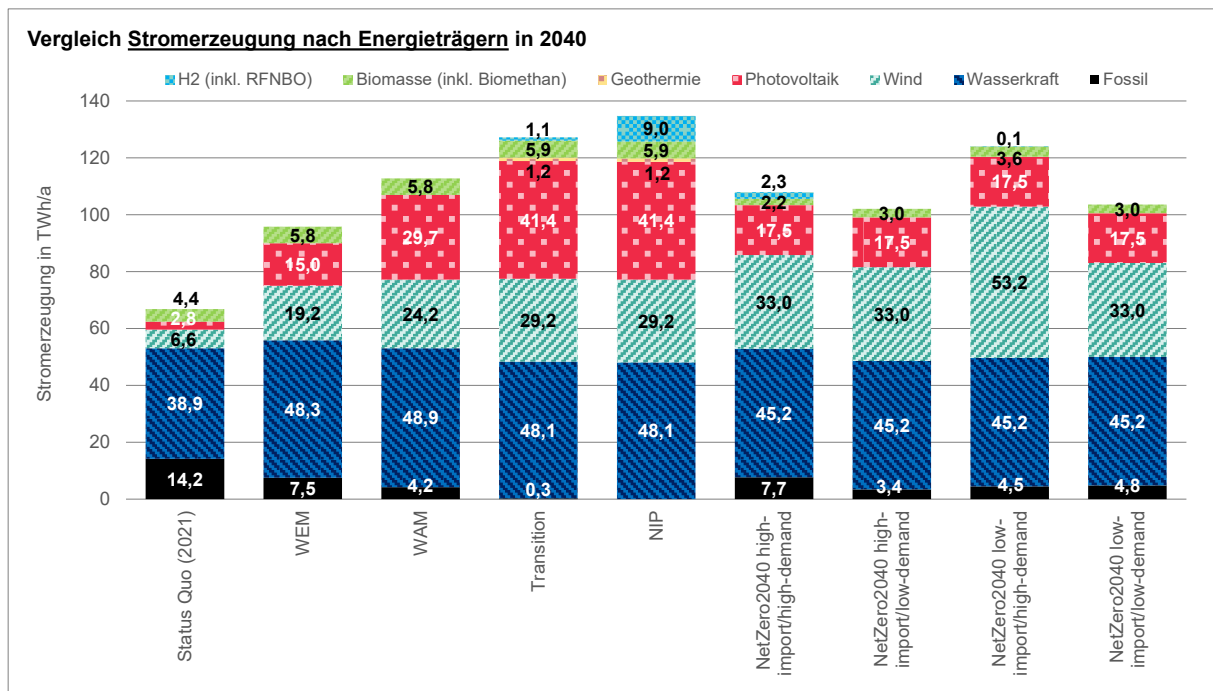


Abbildung 148: Aufschlüsselung des Bruttostromverbrauchs in Österreich 2040 nach Energieträgern gemäß untersuchten Energieszenarien. Quelle: Eigenen Analysen basierend auf [1].

Angebotsseitig gehen die Szenarien von einer starken Nutzung erneuerbarer Energien bis 2040 aus, vgl. Abbildung 148. Ergänzend zur Wasserkraft, Österreichs traditioneller erneuerbarer Energiequelle, werden Wind- und Photovoltaik voraussichtlich wichtige Säulen zur Deckung des wachsenden Strombedarfs sein. Dies wird durch die verfügbare Literatur gestützt, obwohl es erhebliche Unterschiede hinsichtlich des Umfangs des Ausbaus von Wind- und Photovoltaik bis 2040 gibt. Die starke Nutzung wetterabhängiger erneuerbarer Energien und die bevorzugte Technologiewahl beeinflussen den Infrastrukturbedarf (z. B. Netze, Speicher) und die erforderlichen nachfrageseitigen Lösungen.

Einen Einblick in die mögliche künftige **regionale Verteilung** der Stromnachfrage im Jahr 2040 auf Endenergiebasis, also der Bruttostromverbrauch abzüglich Transportverluste und Eigenverbrauch, bieten abschließend Abbildung 149 (Low-Bandbreite) und Abbildung 150 (High-Bandbreite).

Endverbrauch Strom 2040 WAM - 88.6 TWh_{el}

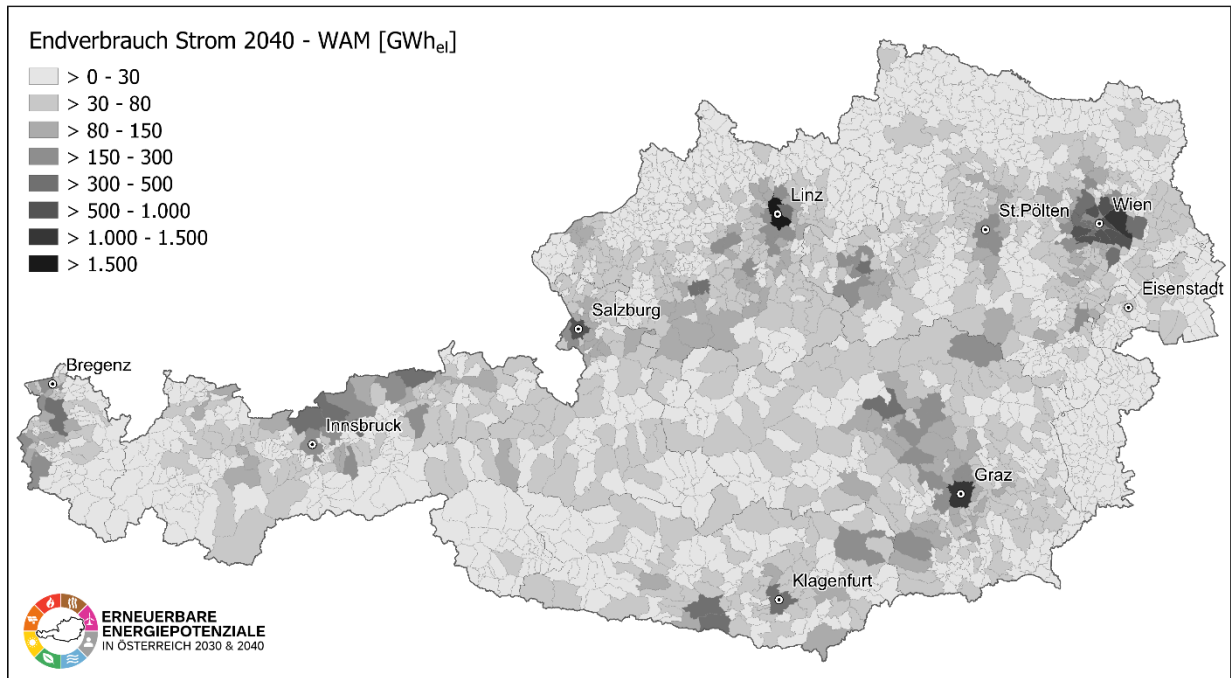


Abbildung 149: Regionale Verteilung des Endenergieverbrauchs an Strom 2040 gemäß Low-Bandbreite (UBA-WAM)

Endverbrauch Strom 2040 Transition - 94.9 TWh_{el}

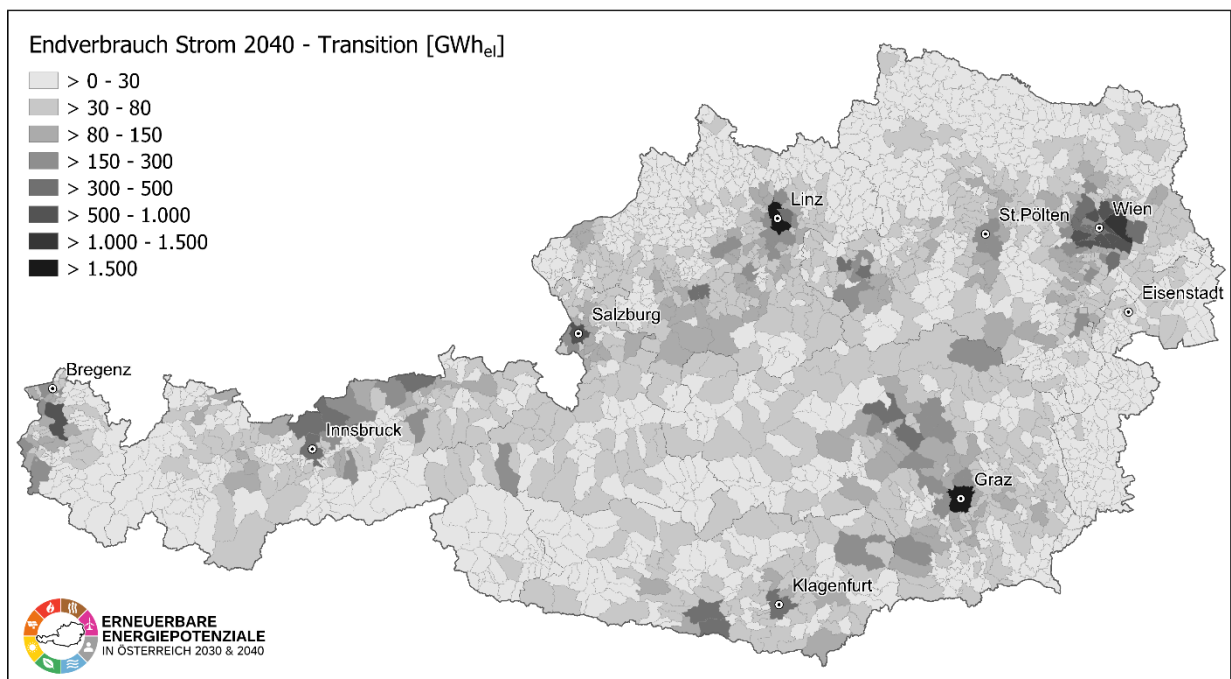


Abbildung 150: Regionale Verteilung des Endenergieverbrauchs an Strom 2040 gemäß High-Bandbreite (NIP-Szenario in Analogie zu UBA-Transition)

10.3.4 Wasserstoff (und andere erneuerbare synthetische Kraftstoffe)

Grüner Wasserstoff und erneuerbare synthetische Kraftstoffe (RFNBO) sind eine weitere Schlüssellösung für Österreichs Bemühungen, seinen Energiesektor und die gesamte Wirtschaft zu dekarbonisieren. Wie bereits erwähnt, gibt die verfügbare Szenarienkennlinie jedoch keine klare Antwort auf die erforderlichen Mengen dieser – aus heutiger Sicht – relativ kostspieligen Optionen, vgl. [81]. Abbildung 151 veranschaulicht die Aufschlüsselung der Nachfragemuster für die ausgewertete Szenarienkennlinie und bietet ebenso den Vergleich zur Ausgangslage (2021). Eine derartige Darstellung auf Basis der ÖNIP-Arbeiten war mangels entsprechender Daten (hinsichtlich RFNBO) nicht möglich.

Hinsichtlich Zuwachsraten liegt das UBA-Transition Szenario am unteren Ende: Es zeigt einen Energiebedarf an Wasserstoff und RFNBO von rund 29 TWh bis 2040. Am oberen Ende zeigt das NetZero2040-Szenario mit hohem Import/hohem Nachfrage einen deutlich höheren Endenergiebedarf von rund 89 TWh bis 2040, wobei andere NetZero2040-Szenarien diesem Bedarfsniveau zwar nahekommen, es aber nicht erreichen. Obige Angaben beinhalten neben dem Endenergiebedarf auch den Transformationsinput für Strom und Fernwärme.

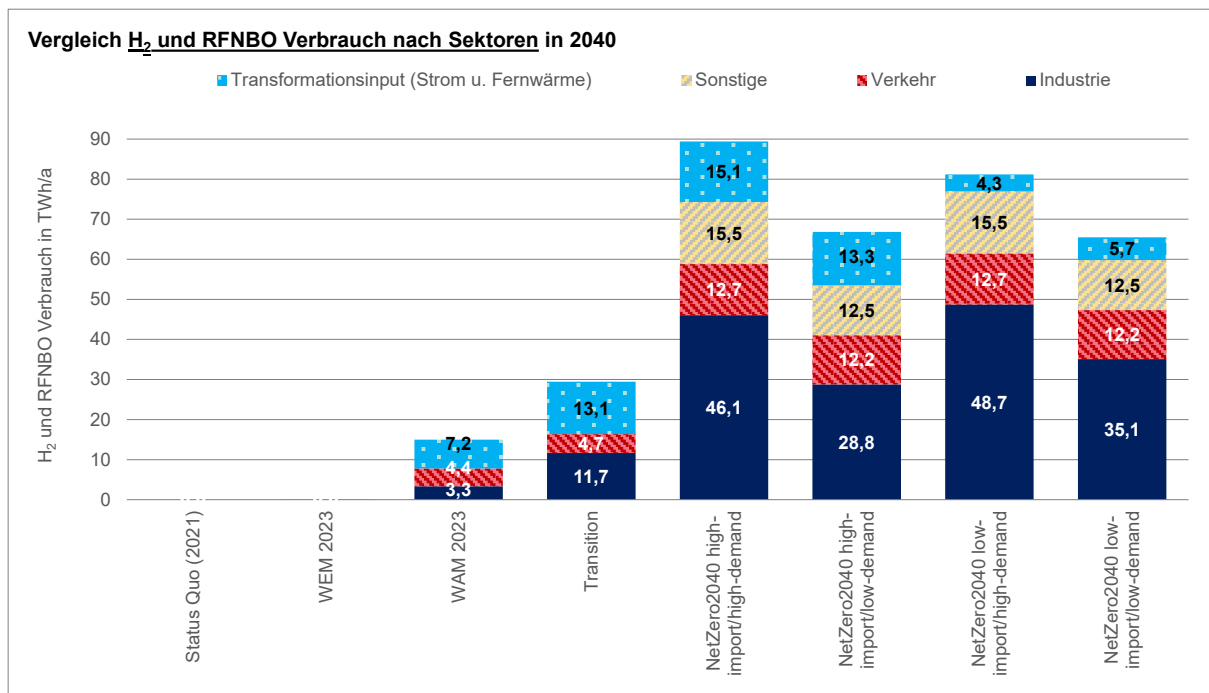


Abbildung 151: Aufschlüsselung des Wasserstoff- und RFNBO-Bedarfs in Österreich 2040 nach Sektoren gemäß untersuchten Energieszenarien. Quelle: Eigenen Analysen basierend auf [1].

Auf der Nachfrageseite deutet die verfügbare Szenarienkennlinie darauf hin, dass die Sektoren Industrie und Verkehr Wasserstoff und/oder RFNBO zur Dekarbonisierung benötigen werden. Bis 2040 wird erwartet, dass der Bedarf der Industrie zwei- bis dreimal höher sein wird als der des Verkehrssektors. Wie eingangs erwähnt, variiert der prognostizierte Gesamtbedarf an Wasserstoff und RFNBO jedoch erheblich zwischen den Szenarien. Die NetZero2040-Szenarien zeigen einen drei- bis viermal höheren Bedarf (65–89 TWh), der hauptsächlich von Industrie und Verkehr getrieben wird, im Vergleich zum Transition-2040-Szenario (29 TWh). Diskrepanzen in der verfügbaren Literatur zeigen sich zudem hinsichtlich der Nachfragekategorie „Sonstige“, die den Wohn-, Dienstleistungs- und Landwirtschaftssektor umfasst. Während das UBA-Transition Szenario keine Nutzung von Wasserstoff oder RFNBO vorsieht, prognostizieren die

NetZero2040-Szenarien einen Bedarfsanstieg, der mit dem des Verkehrssektors vergleichbar ist. Sie stimmen jedoch hinsichtlich der Nutzung von Wasserstoff im Stromsektor und in der Fernwärmeversorgung überein, insbesondere für Spitzenlasten in Zeiten geringer Einspeisung erneuerbarer Energien.

Angebotsseitig stimmen die bewerteten Szenarien darin überein, dass Importe den größten Teil des Wasserstoff- und RFNBO-Bedarfs decken werden, wobei der Umfang der erforderlichen Importe je nach Szenario variiert und dem prognostizierten Gesamtbedarf an Brennstoffarten entspricht.

Mit **Fokus auf Wasserstoff** liefern UBA-Szenarien sowie das NIP-Szenario gemäß Ö-NIP weitere Detailkenntnisse:

- UBA-Transition und NIP basieren auf nahezu identer Endenergienachfrage, weisen jedoch deutliche Unterschiede im Wasserstoffbedarf auf. Diese sind im Wesentlichen durch die Unterschiede im Einsatz von Wasserstoff im Stromsektor (inkl. KWK) bestimmt: Demnach weist das NIP-Szenario (48,1 TWh) im Vergleich zu UBA-Transition (rund 25 TWh) den nahezu doppelt so großen Gesamtbedarf an Wasserstoff für das Jahr 2040 aus.
- Des Weiteren zeigt das UBA-WAM Szenario im Vergleich zu Transition einen geringeren Wasserstoffbedarf, da hierin die Dekarbonisierung weniger rasant vorschreitet.

Obige Ausführungen veranschaulichen die nachfolgenden Darstellungen: Abbildung 152 sowie Abbildung 153 geben Einblick in die mögliche **regionale Verteilung** des Wasserstoffbedarfs im Jahr 2040, gemäß Low- bzw. High-Bandbreite sowie im Einklang mit den zugrundeliegenden Szenarien und Annahmen.

Verbrauch Wasserstoff 2040 WAM - 15.3 TWh

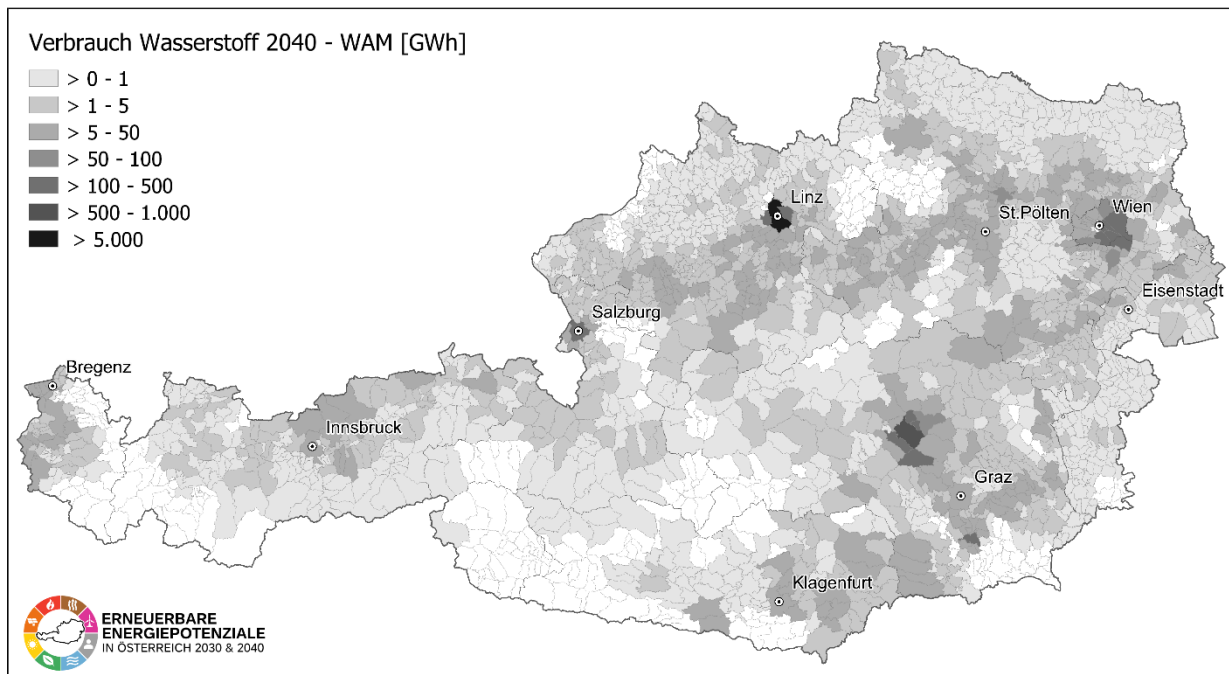


Abbildung 152: Regionale Verteilung des Wasserstoffbedarfs 2040 gemäß Low-Bandbreite (UBA-WAM Szenario)

Verbrauch Wasserstoff 2040 Transition - 48.1 TWh

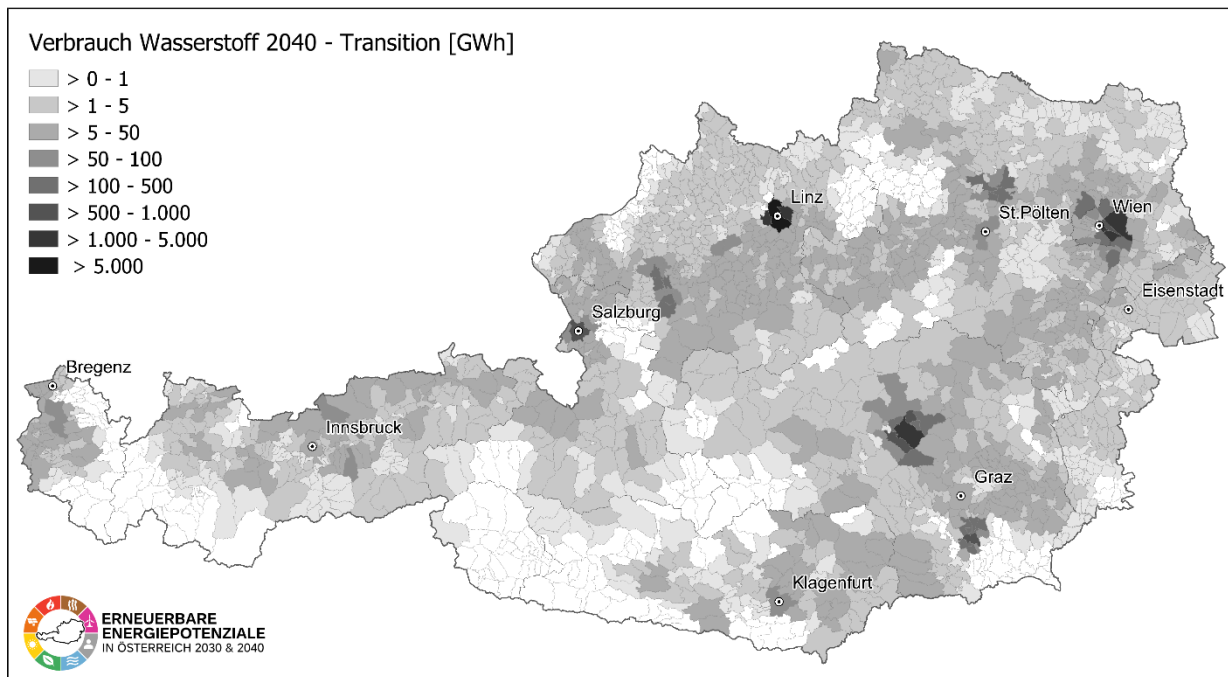


Abbildung 153: Regionale Verteilung des Wasserstoffbedarfs 2040 gemäß High Bandbreite (NIP-Szenario)

10.3.5 Wärmesektor

Laut Nutzenergieanalyse der Statistik Austria 2023 [68] entfällt rund die Hälfte des gesamten Endenergiebedarfs (149 TWh) auf den Wärmesektor (Raumklima, Warmwasser und Prozesswärme). Davon werden rund 91 TWh für die Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser in Gebäuden benötigt. Besonders in diesem Bereich basieren etwa zwei Drittel der Anwendungen weiterhin auf fossilen Brennstoffen, da zahlreiche Gebäude noch mit Gas- und Ölheizungen ausgestattet sind. Aufgrund der Kleinteiligkeit dieses Sektors und des Mangels an Investitionsanreizen stellt er eine besondere Herausforderung bei der Dekarbonisierung des Energiesystems dar.

Zur Ermittlung des räumlich disaggregierten Potenzials für Umgebungswärme war es notwendig, zunächst die räumlich disaggregierte Wärmenachfrage zu modellieren. Der Grund dafür liegt darin, dass Wärme im Gegensatz zu anderen Energieträgern (z. B. Brennstoffe oder Strom) lokal gebunden ist und nur mit erheblichem Aufwand über weite Strecken transportiert werden kann. Im Unterschied zu Stromerzeugenden Technologien wie Wasserkraft, Windkraft oder Photovoltaik ist das erneuerbare Wärmepotenzial daher durch den lokal vorhandenen Wärmebedarf begrenzt.

Als Grundlage für die Modellierung des räumlich disaggregierten Wärmebedarfs diente der Datensatz der Austrian Heat Map [7]. Dieser Datensatz enthält in einem 100 × 100 m-Raster räumlich aufgelöste Informationen zum Raumwärme- und Warmwasserbedarf in Wohn- und Nichtwohngebäuden. Die Daten sind für den Status quo harmonisiert mit der Nutzenergieanalyse der Statistik Austria (2023) und bilden zudem zukünftige Entwicklungspfade gemäß den UBA-Energieszenarien aus dem Jahr 2023, konkret WEM und Transition [59] ab (siehe Abbildung 154).

Im Szenario WEM wird angenommen, dass die bereits umgesetzten Maßnahmen zur Dekarbonisierung im Wärmesektor unverändert fortgeführt werden. Im Szenario Transition hingegen wird eine Entwicklung beschrieben, die durch eine verstärkte Gebäudesanierung und den umfassenden Umstieg auf erneuerbare Energieträger geprägt ist, sodass dieses Szenario mit dem Erreichen eines weitestgehend CO₂-neutralen System

im Jahr 2040 kompatibel ist. Der Klimawandel wird in beiden Szenarien auf Basis einer Fortschreibung historischer Zeitreihen abgebildet. Die Logik und das für Österreich aggregierte Zahlengerüst der beiden Szenarien entspricht den UBA-Energieszenarien [59]. Die räumliche Verortung des Bedarfs in den verschiedenen Szenarien erfolgt auf Basis der Austrian Heatmap [7].

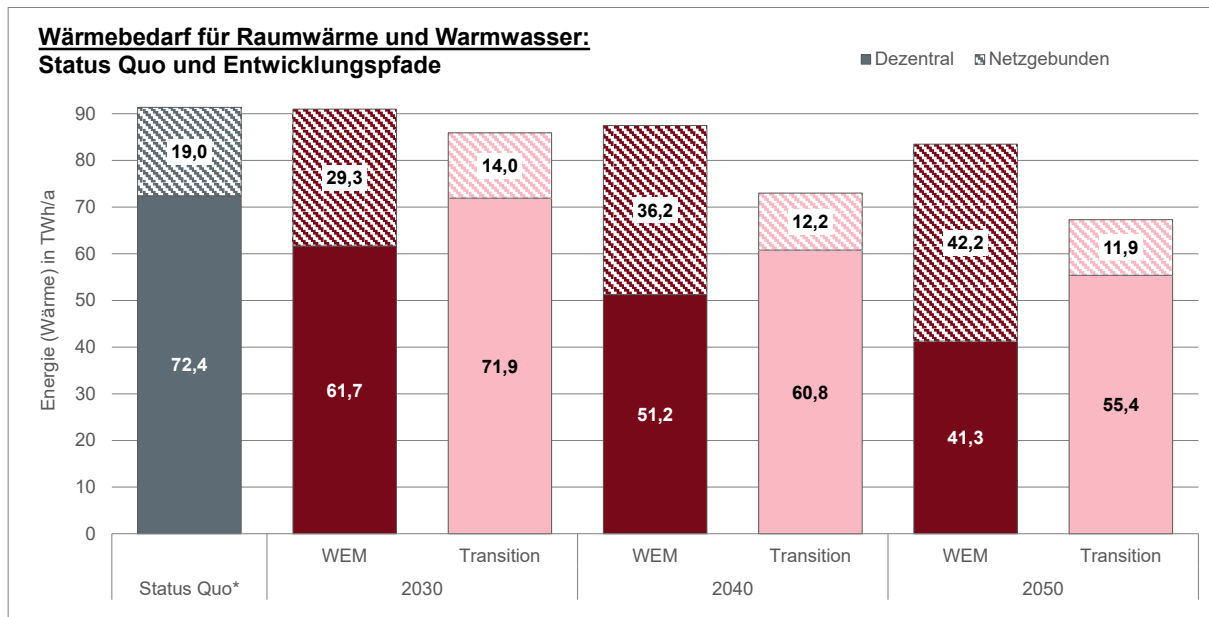


Abbildung 154: Wärmebedarf Status Quo 2023 laut Nutzenergieanalyse (NEA) für Österreich sowie Entwicklungspfade gemäß WEM- und Transition-Szenarien bis 2050 gemäß Austrian Heat Map [7], aufgeteilt in dezentrale Raumwärme und Fernwärme [Wärmebedarf netzgebunden]

Nachfolgende Abbildungen (Abbildung 155 und Abbildung 156) zeigen die regionale Verteilung des Wärmebedarfs gemäß den gemeindeaggregierten Ergebnissen für die Szenarien WEM und Transition im Jahr 2040.

Wärmebedarf 2040 WEM - 87.5 TWh_{th}

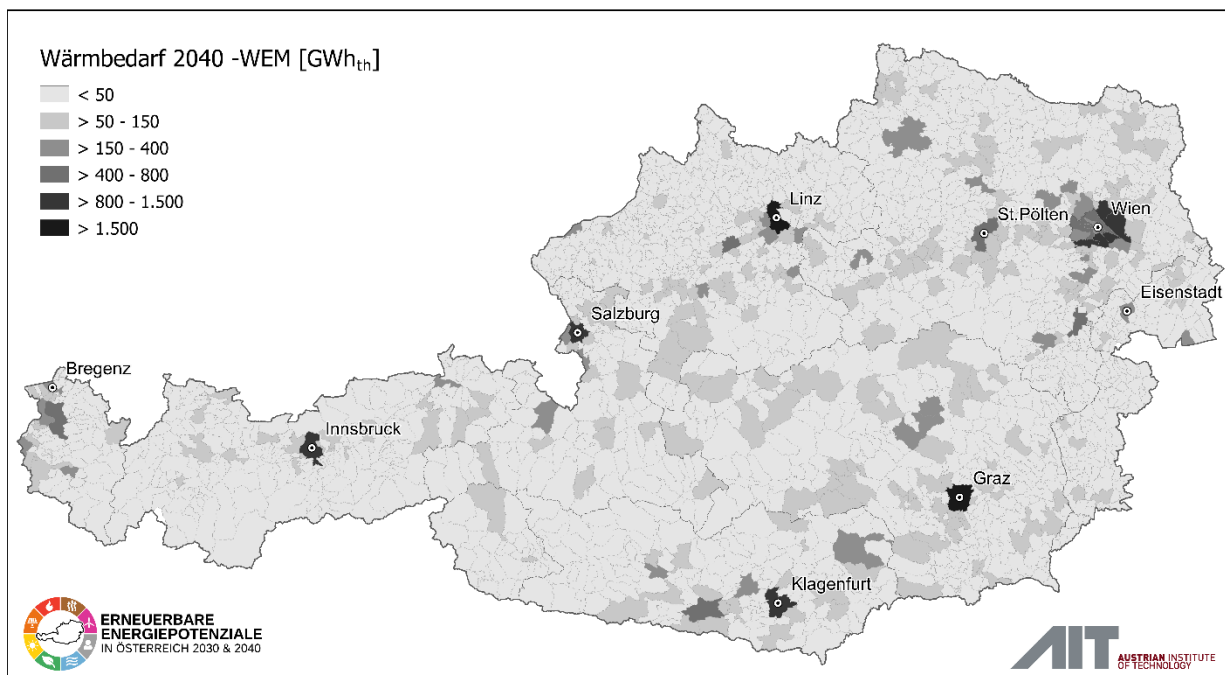


Abbildung 155: Regionale Verteilung des Wärmebedarfs 2040 gemäß UBA WEM Szenario (2023)

Wärmebedarf 2040 Transition - 73.0 TWh_{th}

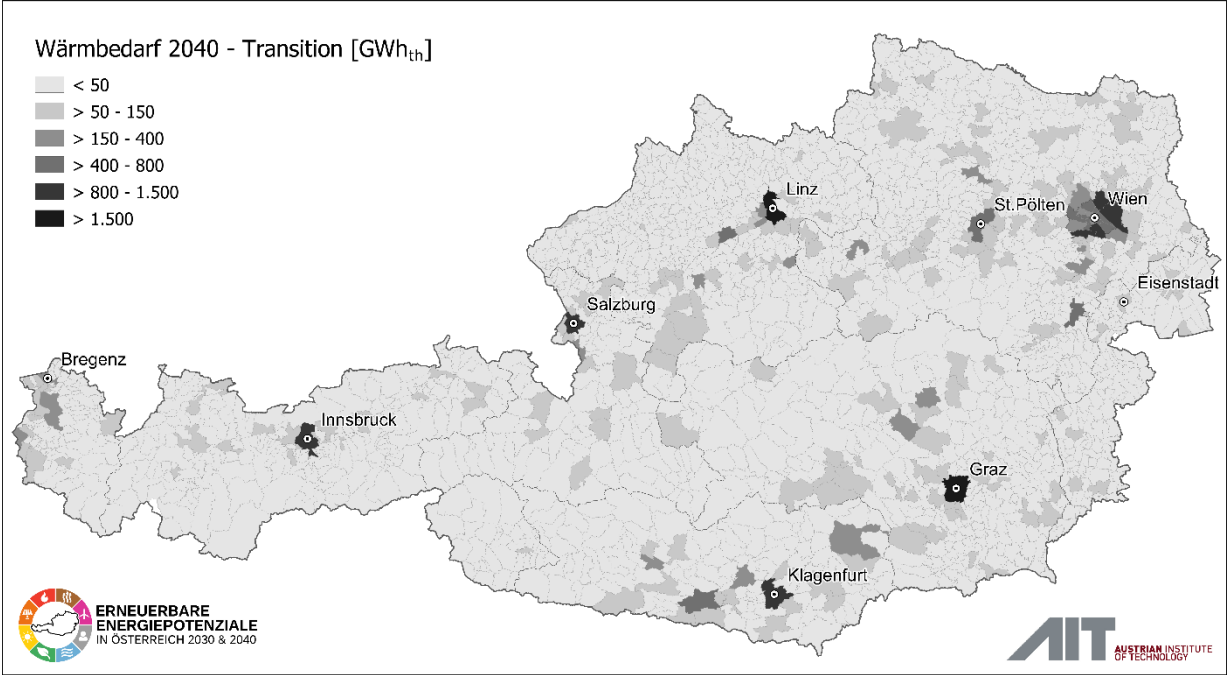


Abbildung 156: Regionale Verteilung des Wärmebedarfs 2040 gemäß UBA Transition Szenario (2023)

11 ÜBERBLICK UND DISKUSSION

In diesem Kapitel werden die wesentlichen Ergebnisse der Technologiefeldanalysen hinsichtlich der technischen und realisierbaren Potenziale erneuerbarer Energien in Österreich für die Zieljahre 2030 und 2040 zusammengefasst. Die Bandbreiten der Potenziale (Low, Medium, High) berücksichtigen dabei technologische, wirtschaftliche und gesellschaftliche Rahmenbedingungen, welche im Rahmen von Storylines beschrieben wurden.

11.1 Erneuerbare Energiepotenziale 2030 und 2040 im Überblick

Die im Rahmen dieser Studie durchgeführten Potenzialanalysen liefern ein umfassendes Bild darüber, in welchem Ausmaß in Österreich im Zeitraum bis 2040 die verfügbaren erneuerbaren Energiequellen erschlossen werden können. Dabei werden sowohl **technische Potenziale** – also jene Energiemengen, die unter rein physikalischen, technischen und raumbezogenen Voraussetzungen möglich wären – als auch realisierbare Potenziale betrachtet, die neben dem Stand der Technik auch rechtliche Rahmenbedingungen, Flächenkonkurrenzen, ökologische Vorgaben, Infrastrukturrestriktionen und abzusehende gesellschaftliche Entwicklungen berücksichtigen.

Die Bandbreiten realisierbarer Potenziale spiegeln bewusst eine Bandbreite möglicher Erschließungsgrade wider. Sie sind mit Unsicherheiten behaftet, da zukünftige Entwicklungen bei Genehmigungsverfahren, Akzeptanz, Kosten, Verfügbarkeit von Fachkräften, Netzinfrastruktur oder Marktdynamiken nicht abschließend prognostizierbar sind. In mehreren Technologiefeldern – etwa Photovoltaik, Windenergie, Solarthermie oder Umgebungswärme – deutet der Vergleich der technischen und bis 2040 realisierbaren Potenziale darauf hin, dass auch im Zeitraum nach 2040 noch ein substantieller Ausbau möglich wäre.

11.1.1 Technische und realisierbare Potenziale erneuerbarer Energien

Im Folgenden werden die Ergebnisse der einzelnen Technologiefelder in beschreibender Form dargestellt und die wesentlichen technischen und realisierbaren Potenziale zusammengeführt. Einen umfassenden Überblick zu den ermittelten technischen und realisierbaren Potenzialen der betrachteten erneuerbaren Energien gewährt Tabelle 94. Hierin wird der aktuelle Stand der Nutzung ausgewiesen, die technischen Potenziale spezifiziert und ebenso die Bandbreiten (Low, Medium, High) der realisierbaren Potenziale für die Fokusjahre 2030 und 2040 angegeben. Hierbei erfolgt eine Zuordnung der Technologien in die Kategorien Stromerzeugung und Wärmebereitstellung. Bei der Bioenergie werden in der Tabelle jedoch lediglich primärenergetische Potenziale ausgewiesen, da die jeweiligen gasförmigen, festen oder flüssigen Bioenergieträger oftmals flexibel eingesetzt werden können.

Endbericht der Studie Erneuerbare Energiepotenziale in Österreich 2030 und 2040

Tabelle 94: Erneuerbare Energiepotenziale in Österreich 2030 und 2040 im Überblick

Erneuerbare Energiepotenziale auf Technologiefeldenebene in TWh/a	Status Quo*	Realisierbares Potenzial Low 2030	Realisierbares Potenzial Medium 2030	Realisierbares Potenzial High 2030	Realisierbares Potenzial Low 2040	Realisierbares Potenzial Medium 2040	Realisierbares Potenzial High 2030	Technisches Potenzial
Stromerzeugung								
Photovoltaik	7,6	18,4	21,0	23,6	32,2	39,5	50,7	1186,1
PV auf Gebäuden	k.A.	13,5	15,4	17,4	21,5	27,5	37,2	188,4
PV auf versiegeltem Freiland	k.A.	2,4	2,6	2,8	5,3	6,0	6,6	175,7
PV auf unversiegeltem Freiland	k.A.	2,6	3,0	3,4	5,3	6,1	6,9	822,0
Wasserkraft	43,5	43,8	45,6	47,0	45,6	49,3	52,0	57,2
Windenergie	8,9	13,6	17,1	20,8	20,7	31,3	46,0	119,2
Bioenergie primärenergetisch								
Biomethan	k.A.			6,8			10,7	18,8
Feste und flüssige Biomasse	56,8	52,7	56,2	65,2	50,7	57,2	68,8	
Brennholz aus dem Wald	9,1	7,9	8,6	10,7	7,0	8,3	11,5	
Holzverarbeitende Industrie	32,9	30,9	32,8	37,4	30,1	33,6	39,2	
Sonstiges Holzaufkommen	14,8	13,9	14,8	17,1	13,6	15,3	18,1	
Wärmebereitstellung								
Solarthermie	2,0	5,5	6,0	6,5	9,0	10,9	12,9	29,7
Solarthermie auf Gebäuden	1,9	5,3	5,7	6,2	8,5	10,2	11,9	19,0
Solarthermie auf Freiland	0,0	0,2	0,3	0,3	0,5	0,7	1,0	10,7
Umgebungswärme und Abwärme (Erneuerbare Wärme**)								
Luftwärme (Wärmepumpe)	4,5	7,4	8,7	10,0	13,1	16,8	20,4	34,5
Wärmeenergie aus Flüssen / Aquathermie	k.A.	0,3	0,5	0,8	0,7	1,1	1,5	4,9
Oberflächennahe Geothermie (geschlossener Systeme)	1,8	3,1	3,7	4,4	6,5	9,5	13,5	52,8
Oberflächennahe Geothermie (offener Systeme)	0,3	0,6	0,7	0,8	1,2	1,9	2,9	28,9
Industrielle Abwärme (Direktnutzung)	1,6	2,1	2,6	3,1	2,2	2,8	3,3	3,6
Niedertemperaturabwärme (Industrie und Kläranlagen)	k.A.	0,6	1,2	1,7	1,7	2,5	3,2	5,7

Anmerkung: *Status Quo bei Strom 2024, bei Wärme und Bioenergie 2023; **bei Wärmepumpen wird hier der aus Umgebungswärme oder Abwärme stammende erneuerbare Energiebeitrag ausgewiesen.

Die **Photovoltaik** nimmt dabei eine herausragende Rolle ein. Sie verfügt über ein technisch verfügbares Potenzial von mehr als eintausend Terawattstunden pro Jahr, was

die physisch nutzbare Ressource eindrucksvoll verdeutlicht. Auch die Unterkategorien weisen enorme Reserven auf, wobei allein die technisch nutzbaren Dach- und Fassadenflächen 188 TWh und die versiegelten Freiflächen 176 TWh ermöglichen würden. Dem gegenüber stehen die realisierbaren Potenziale, die den Stand der Technik, Flächenkonkurrenzen und realistische Ausbaupfade abbilden. Für 2030 liegen sie zwischen rund 18 und 24 TWh und steigen bis 2040 auf etwa 32 bis 51 TWh an. Der deutliche Abstand zwischen technisch möglicher und realistisch erschließbarer Energiemenge zeigt, dass die Photovoltaik bei weitem nicht durch die verfügbare Fläche limitiert wird, sondern durch Rahmenbedingungen wie Akzeptanz, Wirtschaftlichkeit, kommunale Planung oder Netzkapazität. Sie bleibt damit derjenige Technologiebereich, in dem bei beschleunigten Genehmigungs- oder Ausbaubedingungen der größte zusätzliche Hebel für eine verstärkte Stromproduktion bestünde.

Die **Wasserkraft**, als traditionell bedeutendste heimische erneuerbare Stromquelle, verfügt über ein moderates technisches Potenzial von rund 57 TWh pro Jahr. Diese Größe umfasst den heutigen Anlagenbestand sowie mögliche Modernisierungen und Neubauten entlang geeigneter Flussabschnitte, wobei sensible Gewässerstrecken explizit ausgenommen wurden. Die realisierbaren Potenziale liegen 2030 bei etwa 44 bis 47 TWh und steigen bis 2040 auf Werte zwischen gut 46 und 52 TWh an. Damit zeigt sich, dass die Wasserkraft weiterhin ein stabiles Fundament der österreichischen Strombereitstellung darstellt, auch wenn der zusätzliche Ausbau gegenüber anderen Technologien relativ begrenzt bleibt. Ihr Beitrag liegt zunehmend in Effizienzsteigerungen, Leistungsoptimierungen und gezielten projektspezifischen Ergänzungen.

Die **Windenergie** verfügt im österreichischen Kontext über ein sehr hohes technisches Potenzial von rund 119 TWh, das durch geeignete Flächen, Windbedingungen und maximale Flächennutzung definiert wird. Des Weiteren erkennt man eine stärkere Konzentration der technisch verfügbaren Potenzialflächen im Osten und Norden des Landes. Das hohe technische Potenzial steht in deutlichem Kontrast zu den realisierbaren Potenzialen, die für 2030 zwischen etwa 14 und 21 TWh liegen und bis 2040 auf rund 21 bis 46 TWh anwachsen. Damit wird klar, dass die realisierbaren Potenziale derzeit primär durch Flächenwidmungen, Genehmigungsprozesse, Netzrestriktionen und gegebenenfalls fehlende Akzeptanz limitiert werden – nicht durch die physikalische Ressource selbst. Bei geeigneteren Rahmenbedingungen könnten langfristig deutlich größere Teile des technischen Potenzials ausgeschöpft werden. Zugleich ist die Technologie aufgrund ihrer Skalierbarkeit und dem saisonalen Charakter der Windverfügbarkeit – demnach fällt im Regelfall ein höherer Beitrag der Windkraft im Winter- im Vergleich zum Sommerhalbjahr an – ein wichtiger Baustein für den Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion.

Für die **tiefe Geothermie** konnten im Rahmen der Potenzialanalyse keine österreichweit quantifizierbaren technischen oder realisierbaren Potenziale angegeben werden. Dies liegt nicht an fehlender Relevanz der Technologie, sondern an der hohen Standortabhängigkeit und den noch unzureichend erschlossenen geologischen Daten. In einzelnen Regionen bestehen potenziell nutzbare geothermische Ressourcen, doch kann deren Umfang derzeit nicht mit der für eine nationale Potenzialabschätzung notwendigen Genauigkeit beziffert werden. Die Nicht-Ausweisung von Zahlen ist somit als methodische Vorsicht und nicht als Abwertung des Potenzials zu verstehen. Im Allgemeinen ist für geothermische Strom- und Wärmenutzung in Österreich ein differenziertes, regional begrenztes Potenzial vorhanden, abhängig von den geologischen Gegebenheiten. Das realisierbare Potenzial bis 2040 liegt laut Experteneinschätzung im einstelligen TWh-Bereich, erfordert jedoch intensive Vorerkundung und Investitionen.

Im Bereich der **Bioenergie** werden in der Potenzialanalyse im Regelfall realisierbare Potenziale ausgewiesen, da die technische Potenzialabschätzung hier unmittelbar von

Nachhaltigkeit, Bewirtschaftungsformen und stofflicher Nutzung abhängt und deshalb nicht sinnvoll anhand einer einheitlichen Methodik bestimmbar ist. Für feste und flüssige Biomasse ergeben sich realisierbare Potenziale von rund 53 bis 56 TWh im Jahr 2030 und 57 bis 69 TWh im Jahr 2040. Innerhalb dieser Bandbreiten tragen verschiedene Teilströme unterschiedliche Anteile: Die Holzverarbeitende Industrie erreicht im Jahr 2040 realisierbare Größenordnungen zwischen 30 und 37 TWh, während Brennholz aus dem Wald zwischen etwa 7 und 12 TWh beisteuert. Für Biomethan wird ein bis 2040 realisierbares Potenzial in Höhe von 11 TWh ausgewiesen, dem ein technisches Potenzial in Höhe von rund 19 TWh zugrunde liegt. Diese Werte verdeutlichen die Kontinuität der Bioenergie als erneuerbarer Säule, deren Ausbaupotenzial jedoch durch ökologische und ökonomische Faktoren limitiert bleibt.

Auch die **Solarthermie** ist ein Bereich mit deutlichen technischen Potenzialen, die in der Analyse klar ausgewiesen werden: Insgesamt stehen fast 30 TWh an technisch möglicher solarthermischer Wärme zur Verfügung, davon entfallen 19 TWh auf Gebäudeflächen und gut 10 TWh auf Freiflächen. Die realisierbaren Potenziale hingegen liegen 2030 bei etwa 5½ bis 6 TWh und steigen bis 2040 auf rund 9 bis 13 TWh. Dieser Unterschied reflektiert die Notwendigkeit geeigneter Speicherinfrastrukturen, die Einbindung in Niedertemperaturnetze sowie die Struktur des zukünftigen Wärmebedarfs. Insbesondere bei weiterem Ausbau moderner Wärmenetze könnte dieses Potenzial stärker genutzt werden, als es die konservativen realisierbaren Werte derzeit widerspiegeln.

Besonders vielfältig zeigt sich das Feld der **Umgebungswärme und Abwärme**, das aus mehreren Subtechnologien besteht und für die jeweils spezifische technische Potenziale ausgewiesen wurden. Die Nutzung von Luftwärme – typischerweise über Wärmepumpen – besitzt ein technisches Potenzial von rund 35 TWh pro Jahr. Realisierbar sind davon im Jahr 2030 etwa 7 bis 10 TWh und im Jahr 2040 rund 13 bis 20 TWh. Wärme aus Flüssen verfügt über ein technisches Potenzial von knapp 5 TWh, wovon im Jahr 2040 zwischen 0,7 und 1,5 TWh realisierbar erscheinen. Die oberflächennahe Geothermie zeigt mit über 52 TWh (geschlossene Systeme) und knapp 29 TWh (offene Systeme) eines der größten technischen Potenziale im gesamten Wärmesektor. Realisierbar sind im Jahr 2030 etwa 3 bis 4 TWh und bis 2040 rund 7 bis 14 TWh (geschlossene Systeme) sowie etwa 1 bis 3 TWh (offene Systeme). Schließlich weist die direkte Nutzung industrieller Abwärme ($> 50^{\circ}\text{C}$) ein technisches Potenzial von bis zu 3,6 TWh und die Niedertemperaturabwärme von bis zu 5,7 TWh auf; realisierbar sind 2040 zusammen etwa 4 bis 6,5 TWh. Die großen technischen Potenziale vieler dieser Wärmequellen verdeutlichen, dass die realen Ausschöpfungsraten maßgeblich durch Infrastrukturen bestimmt werden – insbesondere durch den Ausbau von Anergie- und Niedertemperaturnetzen sowie von Fernwärmekapazitäten.

11.1.2 Vergleich der erneuerbaren Energiepotenziale mit der Energienachfrage

Die in dieser Studie ermittelten realisierbaren Potenziale erneuerbarer Energien für die Jahre 2030 und 2040 erlauben eine umfassende Einordnung der möglichen zukünftigen Energieerzeugung in Österreich. Um diese Potenziale sachgerecht zu bewerten, ist es erforderlich, sie in Relation zur erwarteten Energienachfrage zu setzen, wie sie in Tabelle 95 ausgewiesen ist. Die hierin ausgewiesenen Zahlen basieren auf einem fach einschlägigen Literaturvergleich aktueller Energieszenarien wie in Abschnitt 10 detailliert beschrieben. Erst durch diese Gegenüberstellung entsteht ein Bild darüber, in welchem Ausmaß die identifizierten erneuerbaren Ressourcen einen Beitrag zur Deckung der künftigen Energiebedarfe leisten können und welche strukturellen Abhängigkeiten und Herausforderungen sich dabei ergeben.

Tabelle 95: Bandbreiten der Energienachfrage 2030 und 2040

Energienachfrage pro Kategorie in TWh/a	Status Quo*	Bandbreite Low 2030	Bandbreite Medium 2030	Bandbreite High 2030	Bandbreite Low 2040	Bandbreite Medium 2040	Bandbreite High 2040
Endenergieverbrauch nach Sektoren							
Industrie	86,1	94,4	91,7	73,6	96,7	91,4	72,2
Verkehr	102,9	106,7	103,6	68,6	90,3	82,1	41,9
Sonstige	122,9	113,9	107,2	102,2	112,8	99,8	86,4
Endenergieverbrauch gesamt	312,0	315,0	302,5	244,4	299,7	273,4	200,6
Aufschlüsselung der Energienachfrage nach Energieträgern und Bedarfskategorien							
Stromverbrauch (Bruttobilanz)	74,3	76,1	72,8	75,8	101,7	113,1	125,6
Wärmeverbrauch (endenergetisch)	91,7	91,0		85,9	87,5		73,0
Energienachfrage nach synthetischen Kraftstoffen inkl. Wasserstoff (auf Basis erneuerbarer Energien)	0,0	0,0	10,0	16,0	0	15,0	75,7

Die österreichische Endenergienachfrage liegt derzeit bei rund 312 TWh und bewegt sich 2030 innerhalb einer Bandbreite um den heutigen Wert. Für 2040 wird ein deutlicher Rückgang erwartet, der je nach Entwicklung der Energieeffizienz, der Elektrifizierung und der strukturellen Veränderungen in Wirtschaft und Mobilität zwischen etwa 200 und knapp 300 TWh liegt. Besonders auffällig ist die erwartete Verringerung des Energieverbrauchs im Verkehr, dessen Bedarf von derzeit rund 103 TWh auf Werte zwischen etwa 42 und 90 TWh im Jahr 2040 sinkt. Dieser Rückgang beruht vor allem auf einem zunehmenden Einsatz elektrischer Antriebe sowie veränderten Mobilitätsmustern. Auch die Industrie weist in Richtung 2040 tendenziell geringere Bedarfe auf, wenngleich die Bandbreite hier aufgrund der sektoralen Heterogenität und der unterschiedlichen Geschwindigkeit technologischer Umstellungen relativ groß bleibt.

Die Wärmenachfrage bleibt in der näheren Zukunft zunächst weitgehend stabil und wird durch Effizienzgewinne, Sanierungsaktivitäten und sinkende Systemtemperaturen schrittweise geringer, sodass sie 2040 im Bereich zwischen 73 und rund 87 TWh zu liegen kommen soll. Die Stromnachfrage wiederum steigt deutlich an und bewegt sich 2030 bereits über dem heutigen Niveau. Für 2040 wird ein Wert zwischen 113 und etwa 126 TWh erwartet. Gründe hierfür sind die zunehmende Elektrifizierung in allen Verbrauchssektoren, insbesondere im Gebäudebereich und im Verkehr, sowie der steigende Strombedarf für neue industrielle Anwendungen einschließlich der Bereitstellung von erneuerbarem Wasserstoff.

Die Nachfrage nach grünem Wasserstoff und synthetischen Kraftstoffen spielt im Gesamtvergleich eine besondere Rolle. Während heute kein messbarer Bedarf ausgewiesen wird, werden für 2030 bereits 10 bis 16 TWh und für 2040 15 bis 76 TWh angenommen. Diese Bedarfe müssen vollständig durch erneuerbare Quellen gedeckt werden, was erhebliche zusätzliche Mengen an erneuerbarem Strom oder biogenen Ressourcen erfordert. Aufgrund der Umwandlungsverluste bei der Elektrolyse entsteht bei der Wasserstoffproduktion ein hoher Strombedarf, der in direktem Wettbewerb mit anderen Verbrauchssektoren steht – vorausgesetzt, dass Wasserstoff und andere synthetische Kraftstoffe heimisch erzeugt werden sollen. In der zugrundeliegenden Szenarioliteratur wurde unterstellt, dass ein großer Teil der Nachfrage nach diesen Energieträgern auch künftig importiert wird. Gemäß der oberen Bandbreite der Stromnachfrage

2040 sind demnach beispielsweise nur rund 15 TWh von insgesamt 125,6 TWh für die heimische Wasserstoffproduktion reserviert.

Vor diesem Hintergrund lassen sich die ermittelten Potenziale der erneuerbaren **Stromerzeugung** einordnen. Photovoltaik, Windenergie und Wasserkraft bilden zusammen das zentrale Rückgrat der künftigen heimischen Stromproduktion. Die realisierbaren Potenziale ergeben je nach Bandbreite für 2030 und 2040 einen deutlichen Anstieg im Vergleich zur heutigen Erzeugung. Für das Jahr 2040 liegen die kombinierbaren Potenziale dieser drei Technologien in einer Bandbreite, die sich grob im Bereich von rund 98 bis 149 TWh bewegt, wobei die Photovoltaik den stärksten absoluten Zuwachs aufweist. Die Windenergie kann ebenfalls substantielle Beiträge liefern und ihr heutiges Erzeugungsniveau deutlich überschreiten. Die Wasserkraft bleibt mengenmäßig weitgehend konstant und bildet durch ihre weniger fluktuierende Erzeugung einen wichtigen stabilisierenden Faktor.

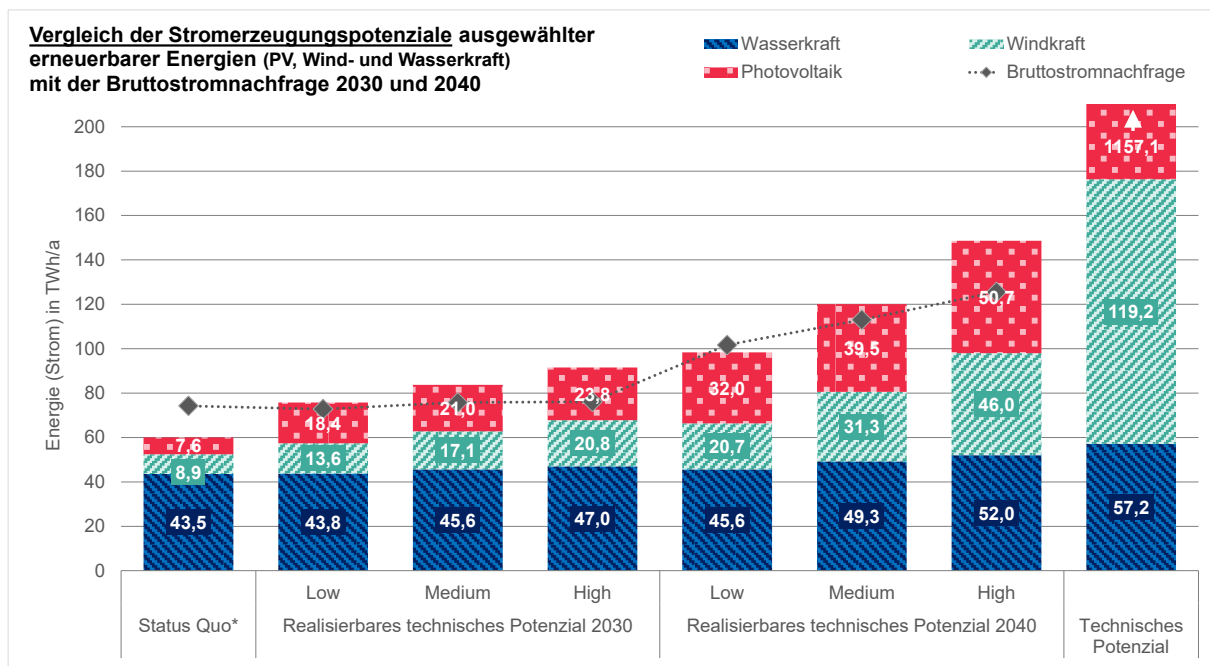


Abbildung 157: Vergleich der Stromerzeugungspotenziale ausgewählter erneuerbare Energien (PV, Wasserkraft, Windkraft) mit der Bruttostromnachfrage 2030 und 2040 gemäß den identifizierten Bandbreiten (Low, Medium, High)

Vergleicht man diese Potenziale mit der erwarteten Stromnachfrage in den Stützjahren, zeigt sich ein differenziertes Bild wie in Abbildung 157 veranschaulicht. Für 2030 wird deutlich, dass die ausgewiesenen Potenziale in einer mittleren bis ambitionierten Ausbauentwicklung bereits eine weitgehende Deckung der heimischen Stromnachfrage ermöglichen. Für 2040 bestätigt sich diese Einordnung noch stärker: Die kombinierbaren realisierbaren Potenziale von Photovoltaik, Wasserkraft und Windenergie bewegen sich insgesamt in einer Größenordnung, die die ausgewiesene Bruttostromnachfrage grundsätzlich abdecken kann. Dabei kommt den einzelnen Technologien eine unterschiedliche Funktion zu. Die Wasserkraft bildet weiterhin das stabile Fundament der heimischen Stromerzeugung, Windenergie leistet einen wesentlichen Beitrag zur Ausweitung des winterlichen und saisonal ergänzenden Angebots, und die Photovoltaik trägt den größten zusätzlichen Ausbaupfad. Die Gegenüberstellung zeigt damit weniger ein Mengenproblem auf Ebene des Gesamtpotenzials als vielmehr die Bedeutung eines ausgewogenen Technologiemixes. Entscheidend für die tatsächliche Deckung der Nachfrage ist folglich nicht allein die Höhe der ausgewiesenen Potenziale, sondern auch, in welchem Ausmaß diese zeitlich, räumlich und infrastrukturell systemdienlich

erschlossen werden. Zusätzliche Bedarfe etwa für die Bereitstellung von Wasserstoff oder synthetischen Kraftstoffen – über die bereits berücksichtigten Mengen hinaus¹⁴ – können diese Anforderungen weiter erhöhen, stehen in der hier dargestellten Strombilanz jedoch nicht im Zentrum.

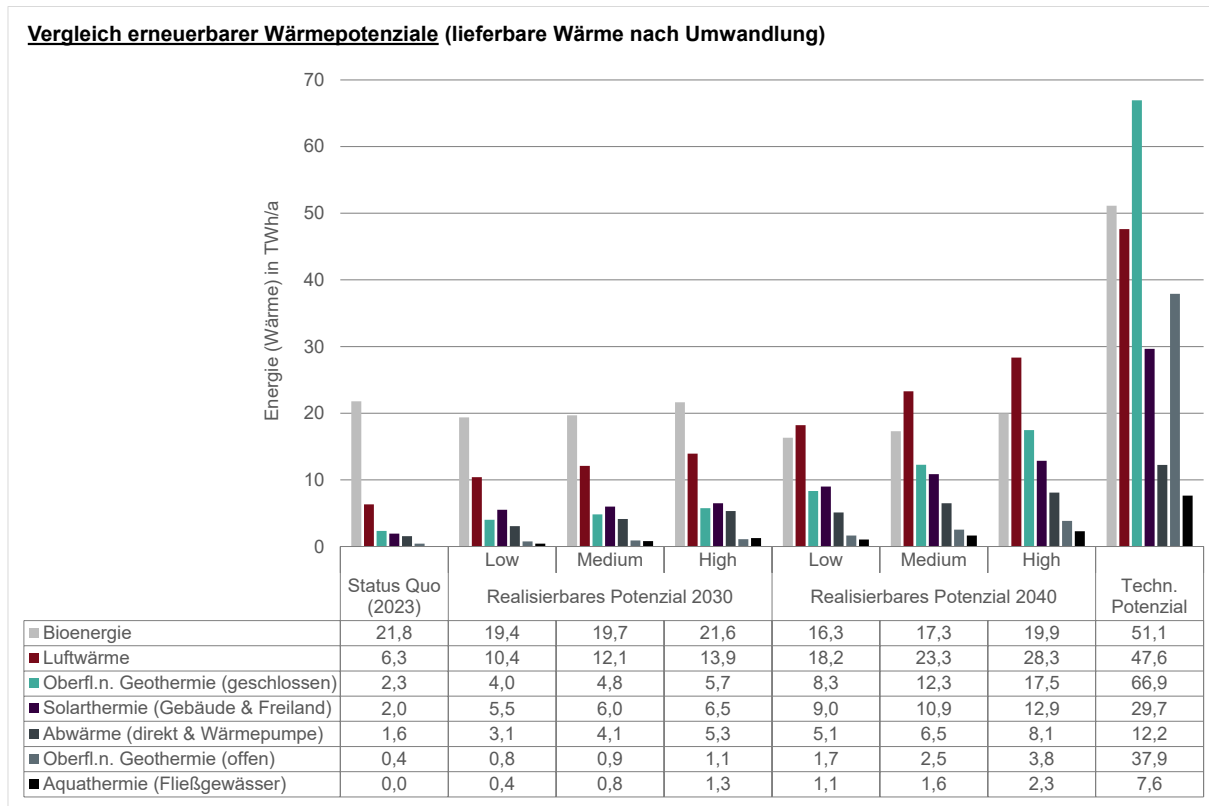


Abbildung 158: Gegenüberstellung der erneuerbaren Wärmepotenziale 2030 und 2040 gemäß den identifizierten Bandbreiten (Low, Medium, High) (Bezug: lieferbare Wärmeenergie nach Umwandlung in Solarkollektor, Wärmepumpe, Kessel, KWK sowie nach anaerober Vergärung)

Im **Wärmesektor** ergibt sich ein gegenüber dem Stromsektor deutlich differenzierteres Bild. Wie Abbildung 158 zeigt, beruht die erneuerbare Wärmeversorgung nicht auf einer einzelnen dominanten Technologie, sondern auf dem Zusammenwirken mehrerer Quellen mit jeweils unterschiedlichen räumlichen, infrastrukturellen und systemischen Voraussetzungen. Die vergleichende Gegenüberstellung in Form lieferbarer Wärmeenergie nach Umwandlung macht sichtbar, dass insbesondere Luftwärme, oberflächennahe Geothermie und Biomasse tragende Beiträge leisten können, während Solarthermie, Abwärme und Aquathermie das Spektrum um weitere relevante Optionen ergänzen. Damit wird zugleich deutlich, dass die Wärmewende stärker als andere Sektoren von einer integrierten Betrachtung von Nachfrage, Temperaturniveau, Netzstruktur und standörtlicher Eignung abhängt.

Besonders hervorzuheben ist die Rolle der Umweltwärme und der oberflächennahen Geothermie. Diese Potenziale sind in ihrer Größenordnung hoch und können bis 2040 wesentliche Beiträge zur Dekarbonisierung von Raumwärme und Brauchwarmwasser leisten. Ihre Ausschöpfung setzt allerdings voraus, dass die Transformation des Gebäudebestands mit sinkenden Systemtemperaturen, höherer Sanierungsrate und einem breiteren Einsatz von Wärmepumpen tatsächlich voranschreitet. Zugleich zeigt die

¹⁴ Wie im Vorfeld erwähnt, sind bei der oberen Bandbreite der Stromnachfrage 2040 bereits rund 15 TWh für die heimische Wasserstoffproduktion reserviert.

Gegenüberstellung, dass ein erheblicher Teil dieser Potenziale nur dann nutzbar wird, wenn dezentrale Versorgungslösungen, Anergieansätze sowie niedertemperaturtaugliche Wärmenetzlösungen parallel weiterentwickelt werden. Die Herausforderung liegt daher weniger in der grundsätzlichen Verfügbarkeit der Ressourcen als in ihrer systemdienlichen Erschließung.

Solarthermie, Abwärme und Aquathermie ergänzen dieses Bild um weitere, teils heute noch untergenutzte Wärmequellen. Solarthermie verfügt sowohl auf Gebäuden als auch im Umfeld von Wärmenetzen über ein relevantes Ausbaupotenzial, das weniger durch die verfügbare Fläche als durch wirtschaftliche, organisatorische und infrastrukturelle Rahmenbedingungen begrenzt wird. Abwärme aus Industrie und Kläranlagen sowie Flusswasserwärme sind demgegenüber deutlich stärker standortgebunden, können aber insbesondere in verdichteten Räumen und in Verbindung mit Wärmenetzen spürbare Beiträge leisten. Insgesamt unterstreicht Abbildung 158 damit, dass erneuerbare Wärmequellen bis 2040 einen wesentlichen Teil des Bedarfs decken können, sofern Wärmeinfrastruktur, Gebäudetransformation und Technologieeinsatz räumlich abgestimmt entwickelt werden.

Bioenergie nimmt in diesem Zusammenhang weiterhin eine eigenständige und übergeordnete Rolle ein. Während sie im Stromsektor nur ergänzend wirkt, bleibt sie im Wärmesektor sowie im Bereich erneuerbarer Kraftstoffe ein zentraler Energieträger. Gerade weil Biomasse speicherbar, vielfältig konvertierbar und vergleichsweise flexibel einsetzbar ist, behält sie besondere Bedeutung in jenen Anwendungsfeldern, in denen andere erneuerbare Optionen nur eingeschränkt verfügbar oder schwer integrierbar sind. Gleichzeitig ist ihr Potenzial nicht unbegrenzt: Die energetische Nutzung steht im Wettbewerb mit stofflichen Nutzungen sowie mit künftigen Anforderungen aus Industrie, Gas- und Kraftstoffbereitstellung. Vor diesem Hintergrund erscheint Bioenergie weniger als breit ausdehnbarer Mengenträger, sondern vielmehr als strategisch wertvolle Ressource, die vorrangig dort eingesetzt werden sollte, wo sie systemisch den höchsten Nutzen stiftet.

Insgesamt zeigt die Gegenüberstellung von erneuerbaren Erzeugungspotenzialen und Energienachfrage, dass die angestrebte Transformation des Energiesystems bis 2040 aus Potenzialsicht grundsätzlich möglich erscheint. Sowohl im Strom- als auch im Wärmesektor stehen inländische erneuerbare Ressourcen in einer Größenordnung zur Verfügung, die eine weitgehende Deckung der künftigen Nachfrage ermöglichen kann. Entscheidend ist jedoch, dass diese Potenziale nicht isoliert, sondern im Zusammenhang mit Infrastruktur, räumlicher Verteilung, zeitlicher Verfügbarkeit und sektoraler Verwendung betrachtet werden. Die Frage der Zielerreichung ist daher weniger eine grundsätzliche Ressourcenfrage als vielmehr eine Frage der koordinierten, systemischen und zeitgerechten Erschließung dieser Potenziale.

11.2 Ergänzende wirtschaftliche Einordnung erneuerbarer Energietechnologien

Die Potenzialanalyse bildet den Schwerpunkt dieser Studie und zeigt, in welchem Umfang erneuerbare Energiequellen unter den getroffenen Annahmen technisch und räumlich erschließbar erscheinen. Ergänzend dazu lässt sich eine vorsichtige wirtschaftliche Einordnung vornehmen, die – ohne Anspruch auf Vollständigkeit – jene Faktoren beschreibt, welche die Umsetzung der Potenziale beeinflussen können. Eine solche Betrachtung ist insofern hilfreich, als sie die technisch ermittelten Potenziale um jene Aspekte ergänzt, die mit der Kostenstruktur der Technologien, ihrer Systemintegration und ihren möglichen Erlösbedingungen zusammenhängen.

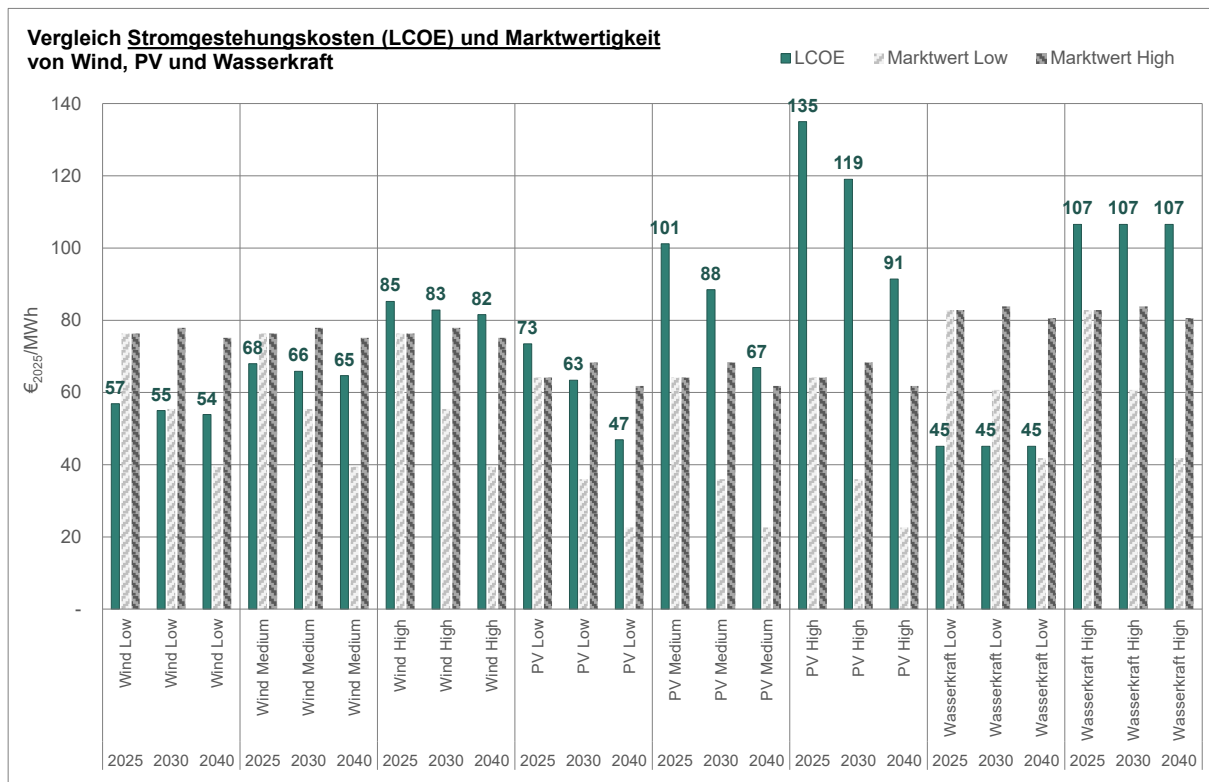


Abbildung 159: Vergleich der Stromgestehungskosten (LCOE) sowie der Marktwertigkeit von Wind, Photovoltaik und Wasserkraft heute und morgen (Quelle: eigenen Analysen, basierend auf [15], [1])

Abbildung 159 zeigt für Photovoltaik, Windkraft und Wasserkraft eine vergleichende Darstellung der Stromgestehungskosten und der jeweiligen Marktwertigkeit für heute sowie für die Jahre 2030 und 2040. Die ausgewiesenen LCOE-Bandbreiten beruhen auf einer standortbezogenen Bewertung, die Errichtungs- und Betriebskosten ebenso berücksichtigt wie standortabhängige Ertragspezifika. Für die künftige Kostenentwicklung wurden technologiespezifische Annahmen, internationale Kostentrends und angepasste Preis- und Finanzierungsparameter herangezogen. Die Marktwertigkeit basiert auf modellierten jahres- und tageszeitlichen Einspeiseprofilen der Technologien und spiegelt wider, wie sich ihre Wertigkeit im Strommarkt entwickeln kann. Die Abbildung verbindet damit Kosten- und Systemperspektive und zeigt, wie sich das Verhältnis zwischen Erzeugungskosten und möglichen Markterlösen über die Zeit verändern kann. Für die erneuerbaren Stromtechnologien ermöglicht diese Gegenüberstellung von Stromgestehungskosten und den potenziell erzielbaren Markterlösen eine erste Einschätzung, wie sich ihre Realisierbarkeit unter zukünftigen Rahmenbedingungen entwickeln könnte.

Photovoltaik weist sinkende Erzeugungskosten auf und bewegt sich zunehmend in einem Bereich, in dem Marktpreise einen wirtschaftlichen Betrieb unterstützen können. Gleichzeitig zeigt sich, dass mit dem wachsenden Anteil der PV-Einspeisung in den Mittagsstunden tendenziell geringere Marktwertigkeiten einhergehen, sodass sinkende Kosten und sinkende relative Erlöse einander gegenüberstehen. In welchem Ausmaß PV künftig auf Fördermechanismen angewiesen sein wird, hängt daher weniger von der reinen Technologieentwicklung ab als vielmehr davon, wie gut das Energiesystem Erzeugungsspitzen integrieren und Nachfrageflexibilität nutzen kann.

Die Windenergie weist eine moderatere Kostendegression auf, zeigt jedoch ein ausgeglicheneres Verhältnis zwischen Erzeugungskosten und Marktwert. Die breitere zeitliche Verteilung der Einspeisung führt dazu, dass Windstrom häufiger zu Zeiten mit

höheren Marktpreisen angeboten wird, wodurch sich eine stabilere Erlössituation ergibt. Standortqualität und Genehmigungsbedingungen bleiben weiterhin bestimmende Faktoren für die Realisierbarkeit, doch ergibt sich insgesamt eine robuste wirtschaftliche Position.

Die Wasserkraft verhält sich vergleichsweise konstant. Die Kostenstrukturen verändern sich nur begrenzt, da Modernisierung und Revitalisierung die wesentlichen Kostentreiber darstellen und der verfügbare Ausbaupotenzialraum begrenzt ist. Gleichzeitig bleibt die Marktwertigkeit hoch, da Wasserkraft durch ihre Verfügbarkeit und Flexibilität zu Zeiten höherer Nachfrage einspeisen kann. Damit ergibt sich ein stabiles Verhältnis zwischen Erzeugungskosten und möglichen Markterlösen, das vor allem die langfristige Bestandssicherung betrifft.

Insgesamt zeigt die wirtschaftliche Betrachtung der Stromerzeugungstechnologien, dass deren Realisierbarkeit maßgeblich von der Relation zwischen Erzeugungskosten und Marktwert geprägt wird. Während Photovoltaik im Kostenbereich deutliche Fortschritte erzielt, wird ihre Erlössituation stärker durch systemische Effekte beeinflusst. Windenergie weist ein ausgewogeneres Bild auf, während die Wasserkraft eine eher konstante Position einnimmt. Diese wirtschaftlichen Tendenzen ergänzen die zuvor dargestellten Potenziale, ohne diese in ihrer grundsätzlichen Bedeutung zu relativieren.

Für die Bioenergie und die verschiedenen Wärmetechnologien ergeben sich ebenfalls Hinweise auf wirtschaftliche Einflussgrößen, jedoch in einer anderen Struktur und stärker geprägt durch regionale und systemische Bedingungen. Bei der Bioenergie ist die Entwicklung der Kosten eng mit Rohstoffpreisen, der Verfügbarkeit geeigneter Reststoffe und den jeweiligen Umwandlungsprozessen verbunden. Die langfristigen Preisannahmen können dazu führen, dass sich das Verhältnis zwischen Gestehungskosten und Vergleichstechnologien im Zeitverlauf verschiebt. Während in früheren Zeitpunkten eine gewisse Nähe zu üblichen Vergleichskosten erkennbar sein kann, zeigen spätere Zeitpunkte tendenziell höhere Werte. Da potenzielle Lernkurven nicht berücksichtigt wurden, sind diese Angaben als vorsichtige Orientierung zu verstehen. Für Biogas und Biomethan ist zudem die Transportfähigkeit und die regionale Verfügbarkeit von Substraten von besonderer Bedeutung, was zu einer deutlich lokal geprägten Wirtschaftlichkeit führt.

Auch im Wärmesektor zeigt sich ein vielschichtiges Bild. Solarthermie kann dort interessante Möglichkeiten eröffnen, wo niedrige Systemtemperaturen, geeignete Dach- oder Freiflächen sowie wärmenetzgebundene Anwendungen zusammentreffen. In anderen Einsatzbereichen können die wirtschaftlichen Voraussetzungen stärker variieren. Wärmepumpensysteme sind eng mit der Entwicklung der Systemtemperaturen und der Strompreise verknüpft, wobei hohe Jahresarbeitszahlen die Wirtschaftlichkeit wesentlich verbessern. Flusswärme entfaltet ihre Potenziale insbesondere in Kombination mit bestehenden Netzen, während die Wirtschaftlichkeit oberflächennaher Geothermie aufgrund geologischer Unterschiede breite Spannweiten aufweist. Abwärme schließlich stellt besonders im urbanen Raum eine vielfach günstige Wärmequelle dar, sofern sie in geeigneter Nähe und mit ausreichenden Temperaturniveaus verfügbar ist.

Diese unterschiedlichen Tendenzen verdeutlichen, dass wirtschaftliche Aspekte im Strom-, Wärme- und Bioenergiebereich zwar eine wichtige ergänzende Perspektive darstellen, aber nicht im Zentrum der Potenzialanalyse standen. Die hier beschriebenen Einflussgrößen sollen daher vor allem helfen nachvollziehbar zu machen, unter welchen Rahmenbedingungen die Umsetzung der Potenziale erleichtert oder herausfordernder werden kann, ohne eine abschließende ökonomische Bewertung vorzunehmen.

11.3 Der Einfluss des Klimawandels auf Energieerzeugung und Nachfrage

Die in dieser Studie dargestellten Potenziale erneuerbarer Energien beziehen sich im Kern auf heutige klimatische und meteorologische Bedingungen. Ausnahme hiervon bildet die Wasserkraft, da hier klimatische Veränderungen bereits integraler Bestandteil der Potenzialermittlung waren. Für andere Technologien wurden klimatische Einflüsse teils ergänzend bewertet, ohne jedoch eine eigene Potenzialprojektion unter zukünftigen Klimaverhältnissen zu modellieren. Die nachfolgenden Ausführungen sollen daher die in Kapitel 11.1 dargestellten Ergebnisse kontextualisieren und nachvollziehbar machen, in welchem Rahmen künftige klimatische Entwicklungen die Erzeugung und die Nachfrage beeinflussen können.

Tabelle 96 und Tabelle 97 geben einen orientierenden Überblick über jene klimatischen Veränderungen, die auf die Energieerzeugung und die Energienachfrage wirken können. Tabelle 96 fasst die erwartbaren temperaturempfindlichen Effekte auf den Wärme- und Kühlbedarf zusammen, während Tabelle 98 die potenziellen Auswirkungen auf das erneuerbare Energieangebot beschreibt. Beide Tabellen dienen als ergänzende Informationen und verdeutlichen, dass klimatische Einflüsse sowohl regional als auch saisonal unterschiedlich ausfallen können und daher als zusätzliche, nicht determinierende Einflussgröße auf die Potenzialabschätzungen zu verstehen sind.

Für das Verständnis der Tabellen ist zunächst der Begriff *Global Warming Level (GWL)* zentral. Gemeint ist damit ein globales Erwärmungsniveau gegenüber der vorindustriellen Referenzperiode 1850 bis 1900. Ein GWL von 2 °C beschreibt somit eine Klimawelt, in der die globale Mitteltemperatur im langjährigen Mittel um rund 2 °C über dem vorindustriellen Niveau liegt; entsprechend stehen GWL-3°C und GWL-4°C für stärkere Erwärmungszustände. In der ROBINE-Studie werden diese GWLs als gemittelte 20-jährige Perioden betrachtet. Der Vorteil dieser Darstellung liegt darin, dass die Auswirkungen nach dem Ausmaß der Erwärmung geordnet werden können und nicht ausschließlich an einzelne Jahreszahlen oder Emissionsszenarien gebunden sind.

Tabelle 96 zeigt die relativen Veränderungen ausgewählter wetterabhängiger Verbrauchskomponenten im Vergleich zu historischen Klimaperioden. Betrachtet werden Raumheizung in Haushalten, Raumheizung im tertiären Sektor, Kühlung in Haushalten und im tertiären Sektor sowie temperaturabhängige Effekte bei der E-Mobilität von Personenwagen. Der tertiäre Sektor umfasst dabei Dienstleistungsbereiche und Nichtwohngebäude, etwa Büros, Handel, Bildung, Gesundheit oder Beherbergung. Die angegebenen Werte sind Prozentänderungen: Negative Werte stehen für einen Rückgang, positive Werte für einen Anstieg. Wenn beispielsweise für die Raumheizung in Haushalten unter GWL-3°C ein Mittelwert von -21,7 % ausgewiesen wird, bedeutet dies, dass der wetterabhängige Heizbedarf im Mittel deutlich abnimmt. Umgekehrt zeigt der Mittelwert von +86,5 % bei der Kühlung in Haushalten unter GWL-3°C einen markanten Anstieg des wetterabhängigen Kühlbedarfs.

Die in Tabelle 96 angeführten Begriffe Minimum, Mittelwert und Maximum sind dabei als regionale Spannweite zu lesen. Sie bezeichnen nicht drei unterschiedliche Entwicklungspfade für ganz Österreich, sondern die kleinste, mittlere und größte beobachtete Veränderung über die betrachteten Regionen hinweg. Bei der Raumheizung steht das „Minimum“ daher für die stärkste Abnahme, während das „Maximum“ die geringste Abnahme bezeichnet. Bei der Kühlung ist es umgekehrt: Dort steht das „Maximum“ für jene Regionen mit besonders starkem Zuwachs. Insgesamt macht Tabelle 96 deutlich, dass der Klimawandel die temperaturabhängige Energienachfrage strukturell verschiebt: Der Heizbedarf sinkt, während der Kühlbedarf deutlich zunimmt. Zugleich

zeigen die Werte, dass diese Veränderungen regional unterschiedlich stark ausgeprägt sein können.

Tabelle 96: Minimale, mittlere und maximale relative Veränderungen von wetterabhängigen Energieverbrauchskomponenten je globalem Erwärmungsniveau (Global Warming Level (GWL)) im Vergleich zu historischen Klimaperioden (in %) (Quelle: [83])

Wetterabhängige Verbrauchskomponenten	GWL-2°C [%]	GWL-3°C [%]	GWL-4°C [%]
Raumheizung (Haushalte)			
Minimum	-15.4	-24.4	-34.5
Mittelwert	-12.9	-21.7	-31.6
Maximum	-9.5	-18.2	-26.3
Raumheizung (tertiär)			
Minimum (max. Abnahme)	-14.5	-23.4	-33.1
Mittelwert	-12.3	-20.8	-30.2
Maximum (min. Abnahme)	-9.0	-17.3	-25.2
Kühlung (Haushalte)			
Minimum	32.4	63.7	92.7
Mittelwert	43.1	86.5	135.5
Maximum	67.3	139.5	236.2
Kühlung (tertiär)			
Minimum	35.4	71.2	104.3
Mittelwert	43.1	90.8	144.1
Maximum	60.7	135.5	235.3
E-Mobilität (Personenwagen)			
Minimum (max. Abnahme)	-4.2	-6.6	-8.9
Mittelwert	-3.9	-5.7	-7.6
Maximum (min. Abnahme)	-3.4	-4.6	-6.2

Tabelle 97 beschreibt die entsprechende Einordnung auf der Angebotsseite. Dargestellt sind die relativen Änderungen der Vollaststunden beziehungsweise der spezifischen Energieerträge für wetterabhängige erneuerbare Stromtechnologien. Vollaststunden sind eine gebräuchliche Kennzahl für den Jahresertrag einer Anlage: Sie geben an, wie viele Stunden eine Anlage rechnerisch mit ihrer Nennleistung laufen müsste, um den tatsächlich erzielten Jahresertrag zu erzeugen. Steigen die Vollaststunden, verbessert sich der spezifische Ertrag; sinken sie, fällt er entsprechend geringer aus. Tabelle 97 zeigt damit nicht den gesamten Ausbau der jeweiligen Technologie, sondern den klimabedingten Einfluss auf die Ertragsbedingungen von Photovoltaik, Windenergie und Laufwasserkraft.

Auch in Tabelle 97 sind Minimum, Mittelwert und Maximum als regionale Bandbreite zu verstehen. Für die Photovoltaik sind die Änderungen insgesamt vergleichsweise gering. Die Mittelwerte liegen bei +0,5 % unter GWL-2°C, +0,2 % unter GWL-3°C und -1,2 % unter GWL-4°C. Das deutet darauf hin, dass sich die jährlichen spezifischen Erträge der Photovoltaik durch den Klimawandel insgesamt nur moderat verändern. Bei der Windenergie zeigt sich im Mittel ein positiver Effekt, der mit stärkerer Erwärmung zunimmt: Die Mittelwerte steigen von +2,8 % über +6,3 % auf +9,4 %. Gleichzeitig ist die

regionale Streuung hier besonders ausgeprägt; in einzelnen Regionen reichen die Veränderungen bis zu sehr deutlichen Zuwächsen. Bei der Laufwasserkraft ergeben sich im Mittel ebenfalls eher positive Änderungen der spezifischen Erträge, wobei auch hier regionale Unterschiede sichtbar bleiben. Tabelle 97 verdeutlicht damit, dass der Klimawandel die wetterabhängige erneuerbare Stromerzeugung nicht einheitlich verändert, sondern technologie- und standortabhängig wirkt.

Tabelle 97: Minimale, mittlere und maximale Werte der relativen Änderungen der spezifischen Energieerträge für wetterabhängige erneuerbare Energien Energieverbrauchskomponenten je globalem Erwärmungsniveau (Global Warming Level (GWL)) im Vergleich zu historischen Klimaperioden (in %) (Quelle: [83])

Wetterabhängige erneuerbare Energien (Strom)	GWL-2°C [%]	GWL-3°C [%]	GWL-4°C [%]
Photovoltaik			
Minimum	-1.3	-1.8	
Mittelwert	0.5	0.2	-1.2
Maximum	1.6	1.2	0.5
Windenergie			
Minimum	-1.0	-0.1	-1.8
Mittelwert	2.8	6.3	9,4
Maximum	16.4	24.5	46.8
Laufwasserkraft			
Minimum	1.0	-2.4	-4.3
Mittelwert	5.0	5.9	4.9
Maximum	8.7	12.2	13.8

Die Angaben in obigen Tabellen basieren auf Ergebnissen der ROBINE-Studie (Regionsspezifische Impactuntersuchung des Klimawandels für eine robuste und integrierte Energieinfrastruktur in Österreich). Diese Untersuchung analysierte mithilfe hochauflösender Klimaprojektionen, wie sich veränderte Witterungs- und Temperaturverhältnisse auf zentrale Bereiche des Energiesystems auswirken könnten. Der Ansatz umfasste sowohl temperaturempfindliche Veränderungen des Heiz- und Kühlbedarfs als auch mögliche Wirkungen auf erneuerbare Erzeugungspfade wie Windenergie, Photovoltaik und Wasserkraft sowie auf Stromübertragungs- und Verteilnetze. Darüber hinaus wurden Extremereignisse wie Hitzewellen, Kälteperioden, Starkniederschläge oder Trockenphasen berücksichtigt, um die Resilienz der Energieinfrastruktur zu bewerten. Die in diesem Bericht verwendeten Kennzahlen zu klimatischen Einflussfaktoren stützen sich auf diese Grundlagen. Weiterführende Informationen finden sich in [83]; die zugrundeliegenden Datensätze, insbesondere zu Heizung und Kühlung, sind öffentlich über Zenodo zugänglich (<https://zenodo.org/records/15681180>).

In der Gesamtschau zeigen die zugrunde liegenden Auswertungen, dass der Klimawandel sowohl auf die Nachfrageseite als auch auf die Erzeugungsseite des Energiesystems wirkt, allerdings in unterschiedlicher Weise. Auf der Nachfrageseite nimmt der temperaturabhängige Heizbedarf ab, während der Kühlbedarf deutlich zunimmt. Auf der Angebotsseite bleiben die Änderungen bei der Photovoltaik eher gering, während sich für Windenergie und teilweise auch für die Laufwasserkraft im Mittel eher günstige Effekte ergeben können. Daraus folgt nicht, dass der Klimawandel die Systemtransformation vereinfacht; wohl aber wird deutlich, dass seine Wirkungen differenziert zu betrachten sind und nicht pauschal nur als zusätzliche Belastung interpretiert werden sollten. Entscheidend bleiben die räumliche Verteilung, die saisonale Verfügbarkeit sowie die

Fähigkeit des Energiesystems, diese Veränderungen durch Netze, Speicher, Flexibilität und geeignete Infrastruktur aufzunehmen.

Auswirkungen auf die Windenergie

Für die Windenergie deuten die Auswertungen darauf hin, dass sich Veränderungen im Windangebot vor allem regional und saisonal bemerkbar machen können. Tabelle 97 weist im Mittel eher positive Änderungen der Volllaststunden aus, zugleich zeigt die ROBINE-Studie eine breite regionale Streuung. Besonders ausgeprägt sind die Zuwächse in einzelnen Regionen mit bislang niedrigeren historischen Wind-Volllaststunden, während sich in Regionen mit bereits hohem Ausgangsniveau geringere Änderungen zeigen. Diese Effekte verändern weniger die grundsätzliche Bedeutung der Windenergie als vielmehr die regionale und zeitliche Verteilung ihrer Erträge. Da Windenergie im österreichischen Energiesystem eine wichtige Rolle bei der winterlichen Strombereitstellung spielt, könnten solche Verschiebungen künftig stärker in der Systemplanung zu berücksichtigen sein. Die grundsätzlichen Aussagen der Potenzialanalyse werden dadurch jedoch nicht in Frage gestellt.

Auswirkungen auf die Photovoltaik

Für die Photovoltaik zeigen die vorliegenden Ergebnisse nur geringe klimabedingte Änderungen der spezifischen Erträge. Die in Tabelle 97 dargestellten Mittelwerte liegen in allen betrachteten Erwärmungsniveaus nahe bei null und weisen erst unter $\text{GWL-4}^{\circ}\text{C}$ einen leicht negativen Mittelwert auf. Daraus lässt sich ableiten, dass die langfristige Rolle der Photovoltaik in Österreich weiterhin vor allem durch Flächenverfügbarkeit, Anlagenausrichtung, Netzintegration, Speicher und Systemeinbindung bestimmt wird und weniger durch starke klimabedingte Änderungen des jährlichen Strahlungsdargebots. Klimawandelbedingte Effekte erscheinen damit für die Photovoltaik insgesamt als nachrangige, wenngleich nicht völlig zu vernachlässigende Einflussgröße.

Auswirkungen auf die Wasserkraft

Im Unterschied zu Wind und Photovoltaik wurden die Potenziale der Wasserkraft bereits auf Grundlage klimabereinigter Niederschlags- und Abflussdaten ermittelt. Veränderungen des Wasserhaushalts, der saisonalen Speicherfähigkeit und der Temperaturabhängigkeit der Abflüsse sind daher bereits integraler Bestandteil der ausgewiesenen Potenziale, die als klimatisch harmonisiert betrachtet werden können.

Einordnung für den Wärmesektor

Für den Wärmesektor sind die Schlussfolgerungen anders gelagert. Der Rückgang des Heizbedarfs steht grundsätzlich im Einklang mit den erwarteten klimatischen Veränderungen, zugleich gewinnt die Kühlung an Bedeutung. Für Technologien wie Wärmepumpen, Solarthermie oder erneuerbare Wärmenetze bedeutet das nicht nur veränderte Jahresenergiemengen, sondern auch veränderte saisonale Anforderungen. Insbesondere im Gebäudebereich und in verdichteten Räumen wird damit die Frage wichtiger, wie Wärme- und Kältesysteme gemeinsam geplant, flexibilisiert und auf niedrigere Temperaturniveaus ausgerichtet werden können. Die klimatische Entwicklung bestätigt damit die Notwendigkeit einer integrierten Betrachtung von Wärme, Kälte und Stromsystem.

Einordnung im Gesamtkontext der Potenzialanalyse

Insgesamt unterstreicht der Blick auf den Klimawandel, dass die in dieser Studie ausgewiesenen Potenziale auch unter veränderten klimatischen Rahmenbedingungen grundsätzlich relevant bleiben, ihre tatsächliche Nutzung aber künftig noch stärker von

regionalen und systemischen Bedingungen abhängen wird. Der Klimawandel verändert damit nicht die grundsätzliche Richtung der Energiewende, wohl aber die Rahmenbedingungen ihrer Umsetzung. Daraus ergibt sich die Notwendigkeit, Potenzialerschließung, Infrastrukturplanung und Anpassung an den Klimawandel künftig noch enger miteinander zu verknüpfen.

11.4 Fazit und Ausblick

Die Ergebnisse zeigen, dass Österreich über umfangreiche erneuerbare Energiepotenziale verfügt, deren Nutzung bei geeigneten Rahmenbedingungen einen wesentlichen Beitrag zur langfristigen Versorgung leisten kann. Zugleich wird deutlich, dass die Realisierbarkeit weniger von den technischen Potenzialen selbst abhängt als von Fragen der Systemintegration, der Infrastruktur und der regionalen Voraussetzungen. Mit Blick auf 2030 und 2040 rückt damit zunehmend die Fähigkeit in den Vordergrund, diese Potenziale geordnet, effizient und kohärent in das Energiesystem einzubetten. Die Studie liefert hierfür eine solide Grundlage und macht deutlich, dass die energetische Transformation vor allem davon profitieren wird, wie gut es gelingt, die identifizierten Potenziale in ein zunehmend erneuerbares Gesamtsystem zu integrieren.

Abschließend sei der Hinweis erlaubt, dass die Ergebnisse in einem Web-GIS-Tool kartografisch aufbereitet wurden, um eine regional differenzierte Bewertung zu ermöglichen, vgl. <https://gtif-austria.info/>. Damit liefert die Studie eine faktenbasierte Grundlage für politische Entscheidungen, Raumplanung und technologische Entwicklungsstrategien.

12 LITERATURVERZEICHNIS

- [1] D. Huppmann, M. Keiler, K. Riahi, H. Rieder et al. (2025), „Zusammenfassung für die politische Entscheidungsfindung.“ in *In "Second Austrian Assessment Report on Climate Change (AAR2) of the Austrian Panel on Climate Change (APCC)"*. [D. Huppmann, M. Keiler, K. Riahi, H. Rieder (eds.)], Vienna, Austria, Austrian Academy of Sciences Press, Vienna, Austria | doi: 10.1553/aar2-spm-de | url: <https://aar2.ccca.ac.at/zusammenfassung>, 2025.
- [2] European Commission, „Energy Efficiency First principle,“ https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-efficiency/energy-efficiency-targets-directive-and-rules/energy-efficiency-first-principle_en.
- [3] P. Weiss, T. Boiger, M. Mayer, C. Schmid, C. Schürz, P. Schwarzbauer und T. Stern, „Holzbiomasse für die energetische Nutzung in Österreich,“ Umweltbundesamt, Wien, 2025.
- [4] P. Valent, J. Kmmler, J. Parajka und G. Blöschl, „Hydrological Simulations of expected Changes in River Discharges,“ Institut für Wasserbau und Ingenieurhydrologie, Wien, 2025.
- [5] Geosphere Austria, „Solarpotentialkataster Österreich,“ Wien, 2025.
- [6] BMK, Integrierter österreichischer Netzinfrastukturplan, 2024.
- [7] „Austrian Heat Map,“ 2024. [Online]. Available: <https://austrian-heatmap.gv.at/karte/>. [Zugriff am 25.03.2024].
- [8] R. Grillmayer, F. Danzinger, F. Borgwardt und D. Moser, Absicherung und Etablierung der Lebensraumvernetzung in Österreich. Planungsgrundlagen., 2023.
- [9] Zulka, KP., Huchler, K., Schön, B., Wrba, T., Kudrnovsky, H., Schindler, S., Österreichische Hotspots der Biodiversität zur systematischen Naturschutzplanung., Bde. 1 von 2 REP-0945, 2024.
- [10] BMK, Biodiversitäts-Strategie Österreich 2030+, Wien, 2022.
- [11] Diversity, Convention on Biological, Kunming-Montreal Global Diversity Framework, 2022.
- [12] Europäische Kommission, Bringing natura back into our lives. EU 2030 Biodiversity strategy., 2020.
- [13] Stallegger, M., Lener, F., Nadler, K., Proschek-Hauptmann, M., Natura 2000-Schattenliste 2012. Evaluation der Ausweisungsmängel und Gebietsvorschläge., 2012.
- [14] Leitner, H., Leissing, D., Grillmayer, R., Lebensraumvernetzung in Österreich. Fact Sheet zur ÖGLA-Seminarreihe "Umsetzung der Landschaftsdeklaration"., 2023.
- [15] BMK, „Gutachten zu den Betriebs- und Investitionsförderungen im Rahmen des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes,“ Wien, 2024.

- [16] AIT Austrian Institute of Technology GmbH, „Weiterentwicklung der Marktprämienförderung für erneuerbare Energien unter Einbeziehung der Rolle von PPAs - ein FFG Forschungsprojekt unter der Leitung von AIT,“ AIT, 30.06.2024. [Online]. Available: <https://www.ait.ac.at/themen/flexibilitaet-geschaeftsmodelle/projekte/marktpraemien-20>.
- [17] G. Resch, „Dynamic cost-resource curves for electricity from renewable energy sources and their application in energy policy assessment (in English, PhD-Thesis),“ TU Wien, Wien, Österreich, 2005.
- [18] European Space Agency, 2025. [Online]. Available: <https://vision.esa.int/space-for-a-green-future/>. [Zugriff am 02.07.2025].
- [19] European Space Agency, „S4AGF,“ 2025. [Online]. Available: <https://vision.esa.int/space-for-a-green-future/>. [Zugriff am 02.07.2025].
- [20] BMIMI Abteilung III/6 Weltraumangelegenheiten und Luftfahrttechnologien, [Online]. Available: <https://www.bmimi.gv.at/themen/innovation/FTI-Themen/Weltraum-und-Luftfahrttechnologien/weltraum/oesterreich/weltraumministerium.html>. [Zugriff am 02.04.2024].
- [21] European Space Agency, „GTIF,“ EOX, 2022. [Online]. Available: <https://gtif.esa.int/>. [Zugriff am 02.07.2025].
- [22] RIS, „EAG-Marktprämienverordnung,“ 2022. [Online]. Available: <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20012029>. [Zugriff am 2025.07.02].
- [23] RIS, „EAG-Investitionszuschüsseverordnung-Strom,“ 2023. [Online]. Available: <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20012195>. [Zugriff am 02.07.2025].
- [24] Eggers, JB., Behnisch, M., Eisenlohr, J., Poglitsch, H., Windy-Fook, P., Münzinger, M., Ferrara, C., Kuhn, TE., PV Ausbauerfordernisse versus Gebäudepotenzial. Ergebnis einer gebäudescharfen Analyse für ganz Deutschland, Bd. Conference Proceedings, Bad Staffelstein: 35. PV-Symposium, 2020, pp. 837,856.
- [25] Umweltbundesamt, „Erzeugung von erneuerbarem Strom und Biomethan - Szenarien für 2030 und 2040, Report 0874,“ Wien, 2023a.
- [26] Umweltbundesamt, Erzeugung von Erneuerbarem Strom und Biomethan, Bde. %1 von %2REP-0874, 2023.
- [27] Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control), „Anlagenregister,“ [Online]. Available: <https://anlagenregister.at/>. [Zugriff am 25.07.2025].
- [28] Statistik Austria, „Energiebilanzen. Abrufbar unter: <https://www.statistik.at/statistiken/energie-und-umwelt/energie/energiebilanzen>,“ 2025.
- [29] BMIMI, „Innovative Energietechnologien in Österreich. Marktstatistik 2024,“ 2025. [Online]. Available:

- https://nachhaltigwirtschaften.at/resources/nw_pdf/schriftenreihe-2025-23a-marktstatistik-2024.pdf. [Zugriff am 08 10 2025].
- [30] Bergström, Sten et al., „The HBV Model.” In: Computer models of watershed hydrology, p 443-476.,“ 1995.
- [31] Europäische Union, „VO (EU) 2024/1991. Verordnung (EU) 2024/1991 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 24. Juni 2024 über die Wiederherstellung der Natur und zur Änderung der Verordnung (EU) 2022/869,“ 2024.
- [32] Statistik Austria, „Energiebilanzen,“ [Online]. Available: <https://www.statistik.at/statistiken/energie-und-umwelt/energie/energiebilanzen>. [Zugriff am 17 03 2025].
- [33] A. Krenn, J. Winkelmeier, R. Cattin, S. Müller, H. Truhetz, M. Biberacher und S. Gadocha, „Windatlas und Windpotentialstudie Österreich,“ 2011.
- [34] E. Haslinger und G. Götzl, „FTI-Roadmap Geothermie,“ Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK), Wien, 2022.
- [35] Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK), „FTI-Roadmap Geothermie - Vision und FTI-politische Fragestellungen,“ BMK, Wien, 2022.
- [36] G. Götzl, C. Steiner, J. Kulich, P. Krois, P. Keglovic, E. Haslinger und J. E. Goldbrunner, *Geothermal Energy Use, Country Update for Austria*, 2025.
- [37] Verein Erneuerbare Energie Österreich (EEÖ), „Österreich Klimaneutral - Potenziale, Beitrag und Optionen zur Klimaneutralität mit erneuerbaren Energien (Positionspapier von Erneuerbare Energie Österreich),“ Wien, 2022.
- [38] E. Haslinger, G. Götzl, K. Ponweiser und R. Niederbrucker, „GeoHEAT.at - Aufrüstung bestehender konventioneller Wärmegewinnungs- und Industrieanlagen mit Methoden der Geothermie hinsichtlich einer geothermischen Unterstützung, bivalenten Wärmegewinnung sowie einer saisonalen Wärmespeicherung,“ Klima- und Energiefonds, Publizierbarer Endbericht, e!MISSION.at, 1. Ausschreibung, Wien, 2014.
- [39] deelep Tiefengeothermie GmbH, „Deelep,“ [Online]. Available: <https://www.deelep.at>. [Zugriff am 05 12 2025].
- [40] Ruiz Pablo et al., „ENSPRESO - an open, EU-28 wide, transparent and coherent database of wind, solar and biomass energy potentials,“ *Energy Strategy Reviews*, 2019.
- [41] Bogaert et al., „Sustainable and optimal use of biomass for energy in the EU beyond 2020,“ European Commission, 2017.
- [42] C. Monsberger, K. Maggauer, B. Fina, D. Suna, C. Fuchs und B. Leitner, „Profitability of biomass-based district heating considering different technology combinations and building flexibility,“ *Renewable and Sustainable Energy Transition*, 2023.

- [43] M. Kaltschmitt, H. Hartmann und H. Hofbauer, *Energie aus Biomasse: Grundlagen, Techniken und Verfahren*, Berlin Heidelberg: Springer-Verlag, 2009.
- [44] Danish Energy Agency, „Generation of Electricity and District Heating,“ Danish Energy Agency, 2025.
- [45] Danish Energy Agency, „Heating installations,“ Danish Energy Agency, 2024.
- [46] IRENA, „Renewable Power Generation Costs in 2019,“ IRENA, Abu Dhabi, 2020.
- [47] P. M. Spörk, *Entwicklung der spezifischen Investitionskosten von Kraftwerken auf Basis erneuerbarer und konventioneller Energieträger (Masterarbeit)*, Graz, 2020.
- [48] A. Bartik, *Synthetic natural gas from woody biomass*, Wien, 2024.
- [49] H. Hofbauer, A. Mauerhofer, A. Bartik und e. al., „Reallabor zur Herstellung von Holzdiesel und Holzgas aus Biomasse und biogenen Reststoffen für die Land- und Forstwirtschaft“, 2020.
- [50] H. Thunman, C. Gustavsson, A. Larsson, I. Gunarsson und F. Tengberg, „Economic assessment of advanced biofuel production via gasification using cost data from the GoBiGas plant,“ *Energy Science and Engineering*, Bd. 7, Nr. 1, pp. 217-229, 2019.
- [51] Danish Energy Agency, „Renewable fuels,“ Danish Energy Agency, 2025.
- [52] S. Pratschner, M. Hammerschmid, S. Müller und F. Winter, „Off-grid vs. grid-based: Techno-economic assessment of a power-to-liquid plant combining solid-oxide electrolysis and Fischer-Tropsch synthesis,“ *Chemical Engineering Journal*, Bd. 481, 2024.
- [53] J. Dewulf, H. Van Langenhove und B. Van De Velde, „Exergy-Based Efficiency and Renewability Assessment of Biofuel Production,“ *Environmental Science & Technology*, Bd. 39, Nr. 10, pp. 3878-3882, 2005.
- [54] M. Milliger, J. Ponitka, O. Arendt und D. Thrän, „Competitiveness of advanced and conventional biofuels: Results from least-cost modelling of biofuel competition in Germany,“ *Energy Policy*, Bd. 107, pp. 394-402, 2017.
- [55] S. Macrelli, J. Mogensen und G. Zacchi, „Techno-economic evaluation of 2nd generation bioethanol production from sugar cane bagasse and leaves integrated with the sugar-based ethanol process,“ *Biotechnology for Biofuels*, Bd. 5, Nr. 1, p. 22, 2012.
- [56] Radosits, Frank K, Ajanovic, Amela; Harasek, Michael, „The relevance of biomass-based gases as energy carriers: A review,“ *WIREs Energy and Environment*, Nr. 4, 2024.
- [57] A. Grübler, N. Nakicenovic und D. G. Victor, „Dynamics of energy technologies and global change,“ *Energy Policy*, Bd. 27, Nr. 5, pp. 247-280, 1999.
- [58] T. Krutzler, R. Wasserbaur und I. Schindler, „Energie- und Treibhausgasszenarien 2025,“ Vienna, 2025.

- [59] Umweltbundesamt, „Energie- und Treibhausgasszenarien 2023. WEM, WAM, Transition mit Zeitreihen von 2020 bis 2050. Erhältlich unter: https://www.umweltbundesamt.at/studien-reports/publikationsdetail?pub_id=2503&cHash=142b7026066f138dc8cc2d9e911ab692,” Wien, 2023.
- [60] BMK, „Erneuerbare Kraftstoffe und Energieträger im Verkehrssektor in Österreich 2023,“ Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie, Wien, 2022.
- [61] M. Baumann, K. Fazeni-Fraisl, T. Kienberger, P. Nagovnak, P. Pauritsch, D. Rosenfeld, C. Sejkora und R. Tichler, „Erneuerbares Gas in Österreich 2040,“ Wien, 2021.
- [62] Zakeri et al., „D2.3 – Synthesis Report on Energy Demand Modelling Comparison,“ Horizon 2020 Framework Programme, 2025.
- [63] P. Biermayr, C. Dißauer, M. Eberl, M. Enigl, H. Fechner, C. Fink, A. Haumer, M. Jaksch-Fliegenschnee, K. Leonhartsberger, C. Strasser und P. Wonisch, „Innovative Energietechnologien in Österreich Marktentwicklung 2024,“ BMK, Berichte aus Energie- und Umweltforschung 23/2025, Wien, 2025.
- [64] Mauthner F., Herkel S., „Classification and benchmarking of solar thermal systems in urban environments,“ *Technical report IEA-SHC Task 52 Subtask C (Part C1)*, 15 June 2016.
- [65] P. Biermayr, S. Aigenbauer, C. Dißauer, M. Eberl, M. Enigl, H. Fechner, C. Fink, M. Fuhrmann, M.-C. Haidacher, F. Hengel, M. Jaksch-Fliegenschnee, K. Leonhartsberger, D. Matschegg, S. Moidl, E. Prem, T. Riegler, S. Savic, C. Strasser, P. Wonisch und E. Wopienka, „Innovative Energietechnologien in Österreich Marktentwicklung 2023,“ BMK, Berichte aus Energie- und Umweltforschung 17a/2024, Wien, 2024.
- [66] Elisabeth Sibille, Günter Simader, Christoph Dolna-Gruber, Alexander Bosak, Lorenz Treitler, Gebäudereport 2025, Wien: Bundesministerium für Innovation, Mobilität und Infrastruktur, 2025.
- [67] Austrian Standards International, „ÖNORM H 5050-1,“ 15 10 2025. [Online]. Available: <https://www.austrian-standards.at/de/shop/onorm-h-5050-1-2025-10-15~p4487522>. [Zugriff am 04 11 2025].
- [68] Statistik Austria, *Nutzenergieanalyse 2023*, Wien, 2024.
- [69] Hellström und Sanner, *EED - Earth Energy Designer Version 4.3*, 2000.
- [70] Ronald Gelaro, et al., „The Modern-Era Retrospective Analysis for Research and Applications, Version 2 (MERRA-2),“ *J. Clim.*, 2017. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1175/JCLI-D-16-0758.1>. [Zugriff am 25 08 2025].
- [71] Heike Brielmann, Thomas Rosmann, Johannes Grath, Christina Formanek, Harald Loishandl-Weisz, Ingrid Gattringer, Irene Zieritz, „Situation und Entwicklung der Grundwassertemperaturen in Österreich,“ Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Regionen und Wasserwirtschaft, Wien, 2023.
- [72] Herbert, Formayer et al. (DOI: 10.1038/s41597-023-02494-4), „SECURES-Met - A European wide meteorological data set suitable for electricity modelling (supply and demand) for historical climate and climate change projections,“

- zenodo.org, 15 05 2023. [Online]. Available: <https://zenodo.org/records/7907883>. [Zugriff am 11 11 2025].
- [73] A. Hammer, E. Lachner, T. Kienberger, W. Gruber-Glatzl, J. Pflieger, A. Stöger, S. Reuter, R.-R. Schmidt, S. Moser und G. Jauschnik, „Industrial Excess Heat – INXS: Erhebung industrieller Abwärmepotenziale in Österreich,“ Klima- und Energiefonds der österreichischen Bundesregierung, Wien, 2023.
- [74] W. Gruber-Glatzl, „Abwärmekataster III Steiermark,“ 2021. [Online]. Available: <https://tinyurl.com/ffyjs6pn>. [Zugriff am 29 03 2024].
- [75] V. Alton, P. Binderbauer, R. Cvetkovska, G. Drexler-Schmid, B. Gahleitner, R. Geyer, A. Hainoun, P. Nagovnak, T. Kienberger, M. Rahnema-Mobarakeh, C. Schützenhofer und S. Stortecky, „Pathway to industrial decarbonisation - Scenarios for the development of the industrial sector in Austria,“ NEFI - New Energy for Industry, Wien, 2022.
- [76] Hammer, A., Lachner, E., Kienberger, T., Gruber-Glatzl, W., Reuter, S., & Hummel, M., „Survey of Industrial Excess Heat Potentials in Austria,“ in *International Sustainable Energy Conference - Proceedings*, 1, 2024.
- [77] Urban Waste Water Treatment Directive, *Waterbase reported under UWWTD data call 2019, 2021* (Tabular data).
- [78] B. U. K. T. e. a. Wogrin S., „InfraTrans2040 - Energieinfrastruktur 2040 - Szenarien und Ausbaupläne für ein nachhaltiges Wirtschaftssystem in Österreich. Ein Bericht im Auftrag von KLIEN, erstellt von TU Graz/IEE, MUL/EVT und WIFO,“ Graz, Wien, 2023.
- [79] Kratena, K., und Scharner, A., „Kratena, K., and Scharner, A. (2020). MIO-ES: A Macroeconomic Input-Output Model with Integrated Energy System. Centre of Economic Scenario Analysis and Research (CESAR) Working Paper. Erhältlich unter: <https://www.cesarecon.at/wp-content/uploads/2020/10>,“ Wien, 2020.
- [80] Schmidt, J., Mitter, H., Baumann, M., Boza-Kiss, B., Huppmann, D., Wehrle, S., et al., „Need for Speed: Co-Creating Scenarios for Climate Neutral Energy Systems in Austria in 2040. doi: 10.2139/ssrn.4876120,“ Wien, 2024.
- [81] Luderer, G., Madeddu, S., Merfort, L., Ueckerdt, F., Pehl, M., Pietzcker, R., et al., „Impact of declining renewable energy costs on electrification in low-emission scenarios,“ *Nature Energy*, Bd. 7, Nr. doi: 10.1038/s41560-021-00937-z, pp. 32-42, 2022.
- [82] Resch, G., Schöniger, F., Kleinschmitt, C., Franke, K., Thonig, R., and Lilliestam, J., „Deep decarbonization of the European power sector calls for dispatchable CSP. AIP Conference Proceedings 2445, 050006. doi: 10.1063/5.0086710,“ Wien, Potsdam, 2022.
- [83] S. D. e. al., „ROBINE - Regionsspezifische Impactuntersuchung von Klimawandel für eine robuste und integrale Energieinfrastruktur in Österreich,“ Eine Studie im Rahmen der FFG Energieforschung. AIT, BOKU., Wien, 2025.
- [84] H. Winkelmeier und F. Pfannhofer, „Österreichs Windpotential bei unterschiedlichem Ausmaß der Flächennutzung,“ 2023.

- [85] Umweltbundesamt, „Das betriebliche Umweltmanagementsystem,“ [Online]. Available: <https://www.umweltbundesamt.at/umweltthemen/umweltmanagement/emas>. [Zugriff am 2024 3 25].
- [86] M. Strobl und U. Keymer, „Biogasausbeute mobil,“ Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft, 2016. [Online]. Available: <http://www.lfl.bayern.de/appl/biogas/ausbeute/>. [Zugriff am 17 04 2025].
- [87] M. Schober, „Die Wärmepioniere,“ 2022. [Online]. Available: <https://blog.gemeinschaften.com/2022/09/26/die-waermepioniere/>.
- [88] F. Schipfer und L. Kranzl, „Techno-economic evaluation of biomass-to-end-use chains based on densified bioenergy carriers (dBECs),“ *Applied Energy*, 2019.
- [89] F. Schipfer, L. Kranzl, O. Olsson und P. Lamers, „The European wood pellets for heating market - Price developments, trade and market efficiency,“ *Energy*, p. 2020.
- [90] F. Schipfer, E. Mäki, U. Schmieder, N. Lange, T. Schildhauer, C. Henning und D. Thrän, „Status of and expectations for flexible bioenergy to support resource efficiency and to accelerate the energy transition,“ *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2022.
- [91] RIS, „EAG-Marktprämienverordnung, BGBl. II Nr. 369/2022,“ 2022. [Online]. Available: <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20012029>. [Zugriff am 28 04 2025].
- [92] A. Pfeiffer, F. Schipfer and R. Hoefnagels, "Strategies for the Mobilization and Deployment of Local Low-Value, Heterogeneous Biomass Resources for a Circular Bioeconomy," *Energies*, 2022.
- [93] O. Olsson, P. Lamers, F. Schipfer und M. Wild, „Developing the Global Bioeconomy, in: Chapter 7: Commoditization of Biomass Markets,“ *Academic Press*, 2016.
- [94] J. Neubarth, „Windenergiepotenzial in Tirol, Studie im Auftrag des Amtes der Tiroler Landesregierung,“ Innsbruck, 2023.
- [95] H. Tretter, L. Egger, C. Furtwängler und K. Knaus, „Gutachten zu den Betriebs- und Investitionsförderungen im Rahmen des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes,“ Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie, Wien, 2024.
- [96] G. Uttenthaler, *Strom aus kleinen Holzgasanlagen – Interessant für bäuerliche Betriebe?*, 2015.
- [97] P. Weiss, „Adaptation for carbon efficient forests and the entire wood value chain (including a policy decision support tool) - Evaluating pathways supporting the Paris Agreement (CareforParis),“ Umweltbundesamt GmbH, Vienna, 2020.
- [98] H. S. Mautner F., „Classification and benchmarking of solar thermal systems in urban environments, Technical report IEA-SHC Task 52 Subtask C (Part C1), Gleisdorf, 15 June 2016 (posted: 2017-05-30), 30 Pages. DOI: 10.13140/RG.2.2.31437.28648,“ 2016.

- [99] BEV, Bauwerke des digitalen Landschaftsmodells (DLM). Stichtagsdaten vom 18.11.2024. Für Salzburg Land Salzburg, 2024.
- [100] Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK), „Integrierter österreichischer Netzinfrastukturplan (ÖNIP),“ Wien, 2024.
- [101] E. Union, „RL 2000/60/EG. Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. Oktober 2000 zur Schaffung eines Ordnungsrahmens für Maßnahmen der Gemeinschaft im Bereich der Wasserpolitik (WRRL).“, 2000.
- [102] Department of Energy & Climate Change, „National Heat Map: Water source heat map layer,“ ATKINS, London, 2015.
- [103] G. Lourinho, O. Alves, B. Garcia, B. Rijo, P. Brito und C. Nobre, „Costs of Gasification Technologies for Energy and Fuel Production: Overview, Analysis, and Numerical Estimation,“ *Recycling*, 2023.
- [104] Hammer et al, „Industrial Excess Heat – INXS,“ Im Auftrag des Klima- und Energiefonds, Leoben, 2023.
- [105] Göbel M., Schlögl M., Krautgasser F., Olefs M., „Development of a very high-resolution solar radiation cadaster for estimating solar energy potential across the entire federal state of Salzburg, Austria,“ *EMS Annual Meeting 2022, Bonn, Germany, 5-9 Sept. 2022, EMS2022-396*. <https://doi.org/10.5194/ems2022-396>, 2022.
- [106] Gaudard A., Schmid M., Wüest A., Eawag, „Thermische Nutzung von Seen und Flüssen - Potenzial der Schweizer Oberflächengewässer,“ *Aqua & Gas Nr. 2 / 2018*, 2018.
- [107] S. Austria, „Vorläufige Energiebilanz 2024,“ 2025. [Online]. [Zugriff am 17 10 2025].
- [108] Österreichs Energie, Kleinwasserkraft Österreich, „Technisches Optimierungspotenzial von bestehenden Wasserkraftanlagen in Österreich,“ Wien, 2025.
- [109] P. Valent, J. Komma, J. Parajka und G. Blöschl, „Study on renewable energy potential in Austria for 2030 and 2040,“ Institut für Wasserbau und Ingenieurhydrologie - Technische Universität Wien, Wien, 2025.