
HYPAT

H₂ 

Potential

Globaler H₂-Potenzialatlas

Nachhaltige Standorte in der Welt für die grüne Wasserstoffwirtschaft von morgen:
Technische, ökonomische und soziale Analysen zur Entwicklung eines nachhaltigen
globalen Wasserstoffatlases

HYPAT Working Paper 03/2022

Weltweite Potenziale erneuerbarer Energien

Autorinnen und Autoren:

Christoph Kleinschmitt, Joshua Fragoso Garcia, Katja Franke (Fraunhofer ISI)

Dimitra Teza, Leon Seidel (Fraunhofer IEG)

Andreas Ebner, Max Baier (dena)



Weltweite Potenziale erneuerbarer Energien

Förderung

Das Projekt HYPAT - H₂-POTENZIALATLAS - wird im Rahmen des Ideenwettbewerbs "Wasserstoffrepublik Deutschland" im Modul Grundlagenforschung Grüner Wasserstoff vom Bundesministerium für Bildung und Forschung BMBF gefördert. Die Projektlaufzeit läuft über einen Zeitraum von drei Jahren, März 2021 bis Februar 2024.



Projektkonsortium

Fraunhofer ISI, Prof. Dr. Martin Wietschel, www.isi.fraunhofer.de
Fraunhofer IEG, Prof. Dr. Mario Ragwitz, www.ieg.fraunhofer.de
Fraunhofer ISE, Prof. Dr. Christopher Hebling, www.ise.fraunhofer.de
RUB Ruhr Universität Bochum, Prof. Dr. Andreas Löschel, www.ruhr-uni-bochum.de
Energy Systems Analysis Associates - ESA² GmbH, Dr. Robert Kunze, www.esa2.eu
DIE Deutsches Institut für Entwicklungspolitik, Dr. Andreas Stamm, www.die-gdi.de
IASS Potsdam, Dr. Rainer Quitzow, www.iass-potsdam.de
GIZ Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit, Ludger Lorych, www.giz.de
dena Deutsche Energieagentur, Stefan Siegemund, www.dena.de

Projektleitung

Prof. Dr. Martin Wietschel
Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI
Breslauer Str. 48, 76139 Karlsruhe
martin.wietschel@isi.fraunhofer.de

Projekt-Webseite

www.hypat.de

Zitierempfehlung

Kleinschmitt, C.; Fragoso Garcia, J.; Franke, K.; Teza, D.; Seidel, L.; Ebner, A.; Baier, M. (2022): Weltweite Potenziale erneuerbarer Energien. HYPAT Working Paper 03/2022. Karlsruhe: Fraunhofer ISI (Hrsg.).

Veröffentlicht

Juni 2022

Hinweise

Dieser Bericht einschließlich aller seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt. Die Informationen wurden nach bestem Wissen und Gewissen unter Beachtung der Grundsätze guter wissenschaftlicher Praxis zusammengestellt. Die Autorinnen und Autoren gehen davon aus, dass die Angaben in diesem Bericht korrekt, vollständig und aktuell sind, übernehmen jedoch für etwaige Fehler, ausdrücklich oder implizit, keine Gewähr. Die Darstellungen in diesem Dokument spiegeln nicht notwendigerweise die Meinung des Auftraggebers wider.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	5
2	Methodik	6
2.1	Modellierung der EE-Potenziale mit Enertile	6
2.2	Wasserkraft	7
2.3	Geothermie	7
3	Ergebnisse	8
3.1	Wasserkraft	8
3.2	Geothermie	9
3.3	Solar- und Windenergie (Modellierung mit Enertile)	10
3.3.1	Volllaststunden	10
3.3.2	Spezifische Stromerzeugungskosten.....	11
4	Zusammenfassung und Schlussfolgerungen.....	16
5	Literaturverzeichnis.....	18
6	Abbildungsverzeichnis	20
7	Tabellenverzeichnis.....	21
A.1	Appendix	22

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Bedeutung
CSP	Concentrated Solar Power (Solarthermie-Kraftwerke)
ECMWF	European Centre for Medium-Range Weather Forecasts
EE	Erneuerbare Energien
FLH	Full Load Hours (Volllaststunden)
GW	Gigawatt
IUCN	International Union for Conservation of Nature and Natural Resources
MENA	Middle East and North Africa
Mt	Megatonne
MWh	Megawattstunde
PV	Photovoltaik
TWh	Terawattstunde

1 Einleitung

In den letzten Jahren ist das weltweite Interesse an grünem Wasserstoff als Instrument zur Dekarbonisierung des Energie-, Industrie- und Transportsektors und der derzeitigen nichtenergetischen Anwendungen von Wasserstoff (Ammoniakproduktion, Ölraffination usw.) mit global 90 Mt Wasserstoffnachfrage in 2020 (IEA 2021) gestiegen. Dies spiegelt sich unter anderem in der Zahl der Länder wider, die ihre nationalen Wasserstoffstrategien veröffentlicht haben (z. B. Deutschland, Namibia, Japan, Australien, Kanada, Chile usw.; Enerdata 2022), sowie in der großen Zahl von Pilotprojekten weltweit. Allein in Deutschland gibt es 50 Wasserstoffprojekte, die derzeit in Betrieb sind (IEA 2022).

Einer der wichtigsten Aspekte bei der Erzeugung von grünem Wasserstoff ist das Potenzial erneuerbarer Energien (EE) und ihre spezifischen Kosten. Weltweit sind die Technologien Freiflächen-Photovoltaik (PV) und Wind an Land bereits gut entwickelt. Es wird jedoch erwartet, dass langfristig auch Technologien wie Wind auf See und Solarthermiekraftwerke (CSP) in den Ländern, in denen diese Ressourcen verfügbar sind, eine wichtige Rolle spielen können. Schließlich können auch Technologien wie Geothermie und Wasserkraft für die grüne Wasserstoffproduktion genutzt werden. Da der Strom aus erneuerbaren Energien eine der Hauptkostenkomponenten bei der Erzeugung von grünem Wasserstoff darstellt, ist es in diesem Kontext von besonderem Interesse, die Länder und Regionen mit den niedrigsten EE-Stromgestehungskosten (Euro/MWh) zu ermitteln. Die steigende Nachfrage nach Wasserstoff wird den Bedarf an Strom aus erneuerbaren Energien weiter erhöhen, was die Bedeutung der erneuerbaren Energiequellen noch unterstreicht.

In diesem Bericht werden die weltweiten Potenziale der genannten erneuerbaren Energietechnologien und deren spezifische Kosten dargestellt, die im Rahmen des Projekts HYPAT ermittelt wurden. Diese Ergebnisse werden in HYPAT als Grundlage für die detaillierte Modellierung ausgewählter Länder und zur weiteren Berechnung der weltweiten Wasserstoffpotenziale verwendet. Die Darstellung der Potenziale (Kapitel 3) wird eingerahmt von einer kurzen Erläuterung der verwendeten Methodik (Kapitel 2) und einer Zusammenfassung inklusive Fazit (Kapitel 4).

2 Methodik

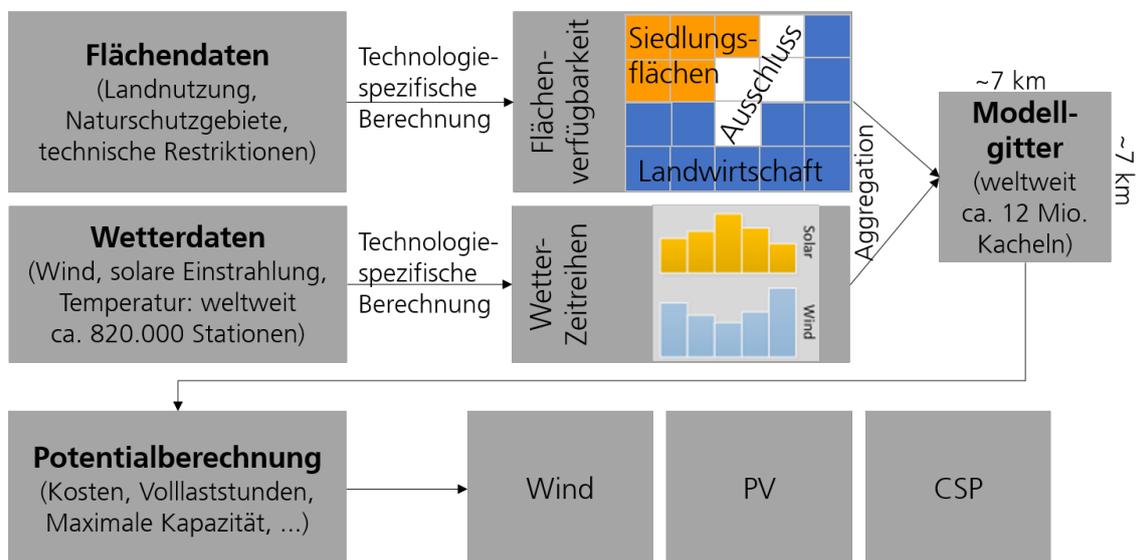
In diesem Kurzbericht werden die globalen Potenziale für die oben genannten Technologien dargestellt. Die Potenziale wurden mit zwei verschiedenen Methoden ermittelt. Das am Fraunhofer ISI entwickelte Modell Enertile wurde zur Berechnung der Potenziale für Wind an Land, Wind auf See, Freiflächen-Photovoltaik (PV) und Solarthermie-Kraftwerke (CSP) verwendet. Die Potenziale für Geothermie und Wasserkraft wurden anhand einer Literaturrecherche bewertet.

2.1 Modellierung der EE-Potenziale mit Enertile

Das Modell Enertile wurde verwendet, um die weltweiten Erzeugungspotenziale für Wind an Land, Wind auf See, PV und CSP zu berechnen. Um den Schritt vom bis dahin üblichen europäischen zum weltweiten Modellhorizont gehen zu können, wurde ein neues Modellgitter definiert. Eingangsdaten (Wetter und Landnutzung) mit globaler Abdeckung wurden integriert und zusätzlich die Abbildung der Technologien so angepasst, dass das Modell auch unter Bedingungen außerhalb Europas bessere Ergebnisse liefert. Das Modell verwendet globale Wetterdaten aus der ECMWF-Reanalyse ERA5 für das Jahr 2010. Die Erdoberfläche ist in ca. 12 Millionen Kacheln zu je $6,5 \times 6,5 \text{ km}^2$ unterteilt. Jeder der Kacheln wird die Art der Landnutzung anhand des Datensatzes GlobCover2009 (ESA 2010) zugewiesen. Anschließend wird für jede Art der Landnutzung und jede EE-Technologie ein Nutzungsfaktor definiert. Diese Faktoren spiegeln die Menge an Land pro Kachel wider, die für den Ausbau der jeweiligen EE-Technologie verwendet werden kann. Die Einzelheiten zu diesen Nutzungsfaktoren finden sich in Franke et al. (2022). Die Flächen, auf denen Schutzgebiete der Kategorien Ia, Ib und II nach der „International Union for Conservation of Nature and Natural Resources“ (IUCN) ausgewiesen sind, werden für die Potenzialberechnung ausgeschlossen. Ein Überblick über diesen Prozess ist in Abbildung 1 dargestellt.

Zwei verschiedene Szenarien wurden berechnet. Im ersten wird ein einheitlicher Zinssatz von 2 Prozent zugrunde gelegt, um die natürlichen Potenziale der einzelnen Länder zu ermitteln. Im zweiten Szenario wird für jedes Land ein eigener Zinssatz berücksichtigt. Die einzelnen Zinssätze basieren auf der Aktienrisikoprämie, die im Rahmen des HYPAT-Projekts für eine große Zahl an Ländern zusammengestellt wurde, und sind in Appendix A.1 aufgelistet (Wietschel et al. 2021). Für Länder, für die keine eigene Zinsannahme zur Verfügung steht, wird der regionale Durchschnitt verwendet. Einzelheiten zu den technisch-ökonomischen Annahmen für die beiden Szenarien finden sich in Franke et al. (2022).

Abbildung 1: Schematische Darstellung des Berechnungsverfahrens für die Potenziale erneuerbarer Energien mit dem Modell Enertile



2.2 Wasserkraft

Im Rahmen des Vorhabens HYPAT wurden die Potenziale sowie die bereits bestehenden und im Bau befindlichen hydroelektrischen Stromerzeugungskapazitäten identifiziert und nach ihrem theoretischen, technischen und wirtschaftlichen Potenzial zur Erzeugung von grünem Wasserstoff sortiert und bewertet. Als Basis für die Umsetzung der Analyse wurde auf die international zugänglichen Daten aus Hydropower & Dams World Atlas (2020) zurückgegriffen und durch die Einbindung von IRENA (2021) ergänzt.

2.3 Geothermie

Für die zehn wichtigsten Länder, die aktuell geothermische Energiequellen zur Stromerzeugung nutzen, wurden anhand von Fachliteratur die geschätzten Stromerzeugungspotenziale (MW) zusammengetragen. Als Grundlage hierfür diente die Liste der installierten und angeschlossenen Nettoerzeugungskapazität von Geothermiekraftwerken am Ende des Kalenderjahres 2020 (IRENA 2021a).

3 Ergebnisse

3.1 Wasserkraft

Die Länder mit dem größten Potenzial für Wasserkraft sind in Tabelle 1 aufgeführt. Aufgrund der heterogenen Datenverfügbarkeit der Potenziale als entweder installierte Leistung in GW oder als Jahresstromproduktion in TWh wurde zur Angleichung der in GW angegebenen Leistungsdaten eine durchschnittliche Vollaststundenzahl von 4500h zugrunde gelegt. Diese Annahme basiert auf einer grafischen und tabellarischen Auswertung durchschnittlicher und auf Kontinente bezogenen Darstellung bzw. Auflistung der Vollaststunden zwischen 2016 und 2020.

Tabelle 1: Technisch realisierbares Wasserkraft-Potenzial für ausgewählte Länder der Welt in TWh/a

Land	Technisch realisierbares Potenzial in TWh/a
China, Volksrepublik.	2.720
Russland	1.670
Brasilien	1.250
Kanada *	1.000
Indien	660
Kongo, Dem. Rep. *	450
Tadschikistan	439
Peru	395
Norwegen	300
Nepal	300
Japan	284
Venezuela *	280
Äthiopien	260
Kanada	240
Indonesien	225

* Annahme von durchschnittlich 4500 Vollaststunden (ca. 51 %) zur Umrechnung von GW in TWh.

China, Russland und Brasilien weisen die höchsten technisch realisierbaren Potenziale auf, die alle deutlich über 1000 TWh liegen. Kanada weist ein Potenzial von etwa 1000 TWh auf. Das Potenzial der übrigen Länder liegt jeweils unter 700 TWh.

3.2 Geothermie

Die Länder mit der aktuell höchsten installierten Stromerzeugungskapazität (Bezugsjahr 2020) sowie deren geschätzte Potenziale sind in der nachfolgenden Tabelle gelistet.

Für die Berechnung des Potenzials (in TWh/a) wurden einheitlich 8000 Volllaststunden pro Jahr zu Grunde gelegt.

Tabelle 2: Realisierbares Geothermie-Potenzial für ausgewählte Länder der Welt in TWh/a

Land	Kapazität in 2020 (MW) ⁸	Jahr	Potenzial (MW)	Potenzial (MWh/a)
USA ^{1, 2}	2587	2025	3874	30.99
		2050 ²	6000	48.00
		2050 ³	50000	400.00
Indonesien ⁴	2131	2025	5104	40.83
		2030	7864	62.91
Philippinen ⁵	1928	2025	3233	25.86
		2030	3313	26.50
Türkei ^{1, 6}	1613	2025	722	5.77
		2050 ²	1839	14.72
		2050 ³	20000	160.00
Neuseeland ¹	984	2025	1129	9.03
		>2025	1484	11.87
Mexiko ⁷	906	2025	1061	8.49
		2030	1670	13.36
Kenia ^{1, 8}	824	2025	932	7.46
		2030	5000	40.00
Italien ¹	797	2025	946	7.57
		>2025	1142	9.14
Island ¹	756	2025	752	6.02
		>2025	1322	10.58
Japan ¹	525	2025	612	4.90
		>2030	936	7.49

¹ IRENA 2017; ² Stand der Technik: Hydrothermale Geothermie;

³ Technologieverbesserung: Enhanced Geothermal Systems (EGS)

⁴ Darma et al. 2021; ⁵ Fronda et al. 2021; ⁶ Mertoglu 2021; ⁷ Gutiérrez-Negrín 2020;

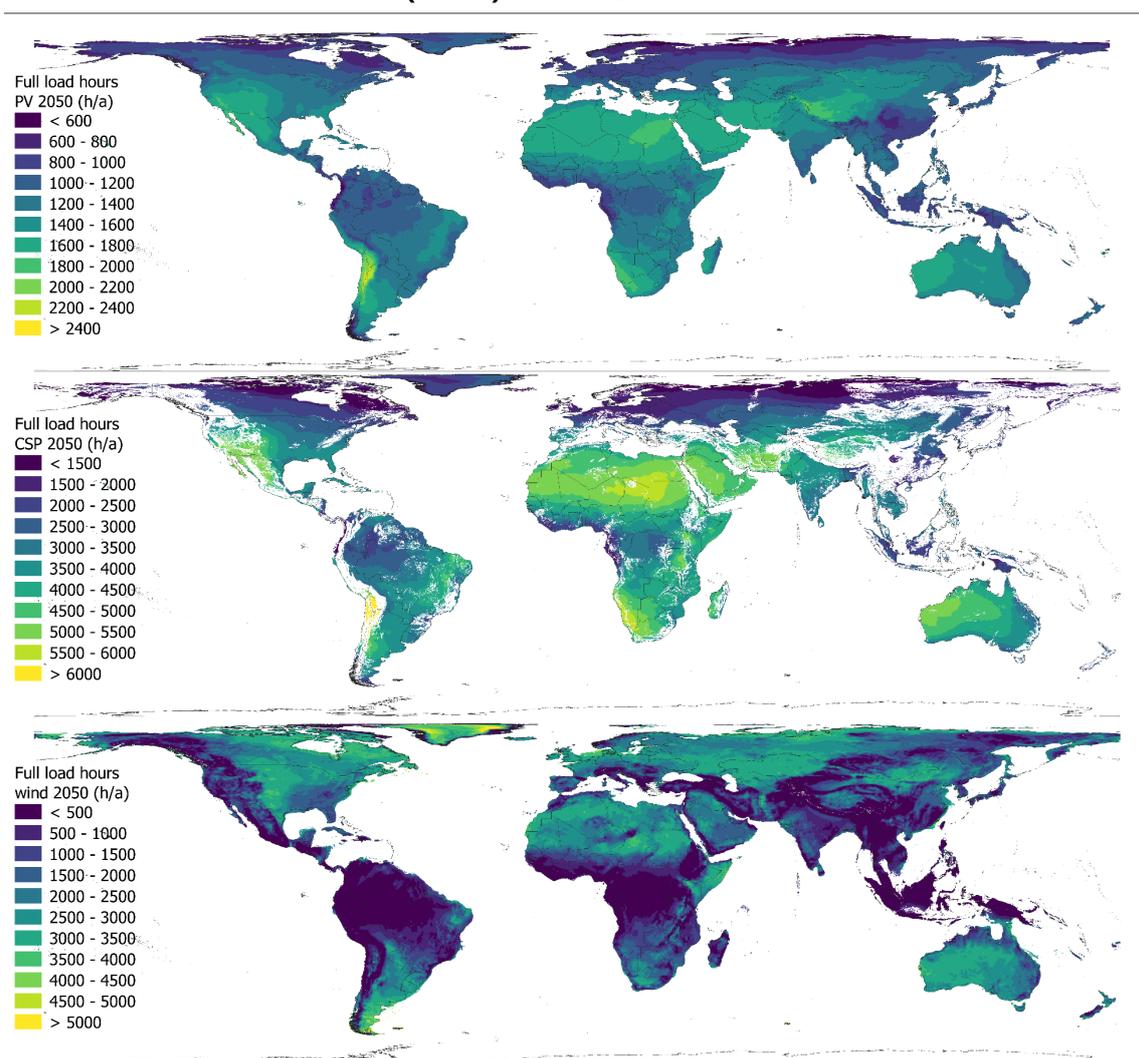
⁸ Omenda 2020

3.3 Solar- und Windenergie (Modellierung mit Enertile)

3.3.1 Volllaststunden

Die Volllaststunden (FLH) geben die Anzahl der Stunden an, die eine bestimmte Technologie im Laufe eines Jahres mit ihrer Nennleistung arbeitet. Im Fall der EE-Technologien sind sie ein Maß für den möglichen Energieertrag.

Abbildung 2: Volllaststunden für PV (oben), CSP (Mitte) sowie Wind an Land und Wind auf See (unten) im Jahr 2050¹



© EuroGeographics bezüglich der Verwaltungsgrenzen

¹ Bei den weißen Flächen, die v.a. bei CSP sichtbar sind, handelt es sich um Gebiete, die wegen zu hoher Geländesteigung nicht nutzbar sind. Meeresflächen werden für Wind auf See nur bis 50 m Wassertiefe in Betracht gezogen und sind ansonsten ebenfalls weiß dargestellt.

Abbildung 2 zeigt die Volllaststunden im Jahr 2050. Bei den solaren Technologien PV (oben) und CSP (Mitte) liegen die Gebiete mit den höchsten FLH im Norden Chiles und Argentiniens. Der Unterschied zwischen den FLH-Werten für PV (> 2400 h) und für CSP (> 6000 h) ist vor allem auf die bei CSP übliche Überdimensionierung der Solarkollektoren gegenüber der Generatorleistung (Annahme: Faktor 2,2) in Verbindung mit thermischer Energiespeicherung (Annahme: 8 Stunden Speicherkapazität) zurückzuführen. Weitere Regionen mit besonders hohen FLH für PV und CSP sind die ariden Gebiete und Wüsten in Nordafrika, dem Mittleren Osten, im Hochland von Tibet, im südwestlichen Afrika, Australien sowie im Westen der USA und Mexikos.

Für Windenergie finden sich die höchsten FLH (> 5000 h) im äußersten Süden Südamerikas sowie in Grönland, das sich wegen seiner Eisbedeckung allerdings kaum zur Energiegewinnung eignen dürfte. Weitere Regionen mit besonders hohen FLH für Windenergie sind die Nordsee und angrenzende Küstengebiete, der Mittlere Westen der USA, das nördliche Kanada, die Wüsten- und Steppengebiete in Nord- und Ostafrika, Zentralasien und der Mongolei sowie in Australien, jeweils mit Werten oberhalb von 3500 Stunden.

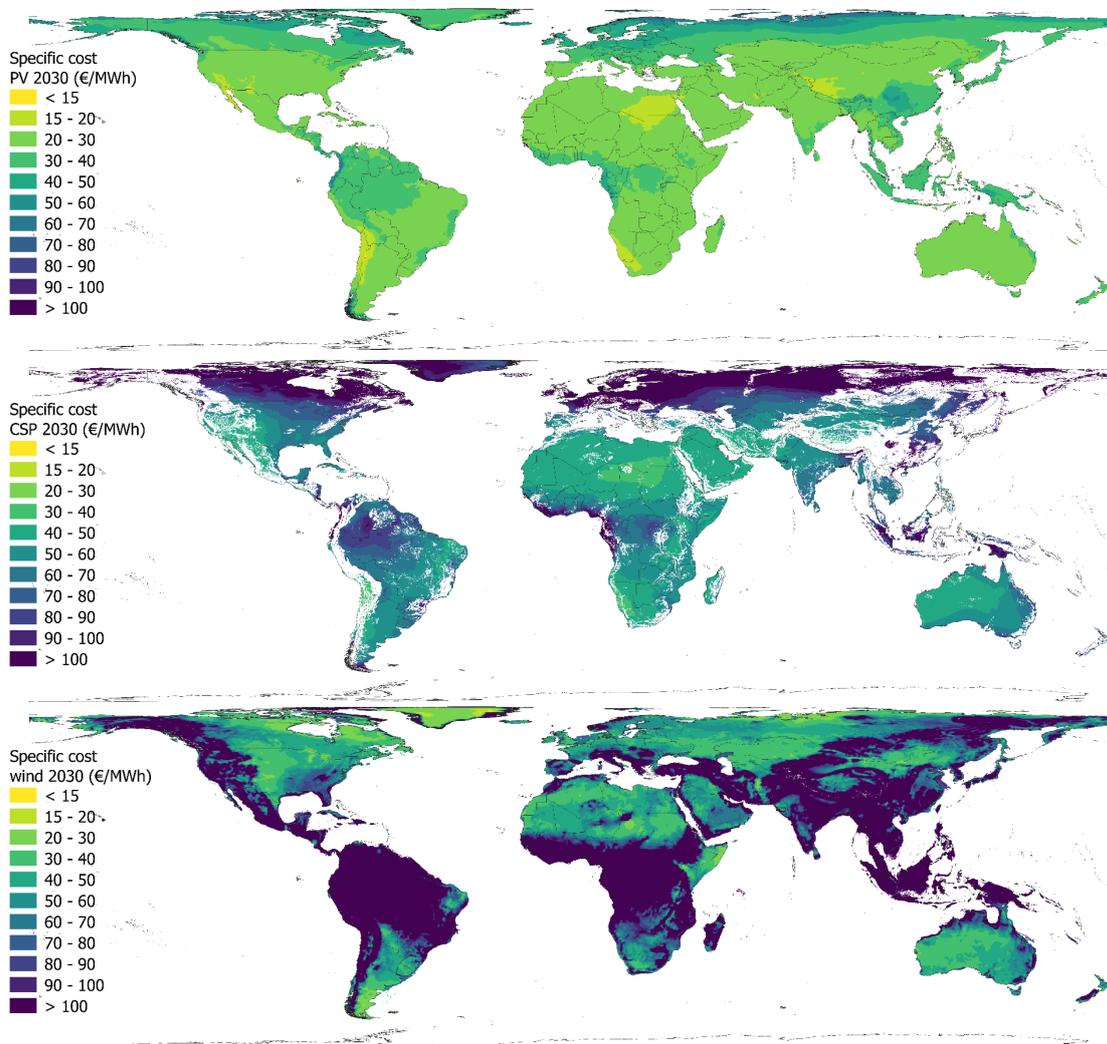
3.3.2 Spezifische Stromerzeugungskosten

Die spezifischen Kosten wurden auf der Grundlage von techno-ökonomischen Annahmen für die Jahre 2030 und 2050 sowie für beide Szenarien (einheitlicher und länderspezifischer Zinssatz) berechnet.

In Abbildung 3 sind die spezifischen Kosten für den einheitlichen Zinssatz im Jahr 2030 dargestellt. Generell sind die Regionen mit den höchsten FLH auch diejenigen mit den niedrigsten Stromerzeugungskosten (vgl. Abbildung 2). Nur bei Wind auf See gilt dieser Zusammenhang nicht uneingeschränkt, da hier die Kosten mit zunehmender Meerestiefe und Entfernung zur Küste steigen, was dem Effekt der höheren FLH auf See entgegenwirkt. Die identische Farbskala über die EE-Technologien hinweg erlaubt den Kostenvergleich untereinander. PV hat weltweit die niedrigsten Stromerzeugungskosten, beginnend mit 15-20 €/MWh im Norden Chiles, während große Teile der Welt PV-Stromkosten von 20-30 €/MWh aufweisen. Die Kosten für Windstrom bewegen sich an den besten Standorten ebenfalls im Bereich 20-30 €/MWh, unterscheiden sich regional aber deutlich stärker als bei PV. CSP-Strom ist dagegen erst ab 30-40 €/MWh (in Chile und Namibia) verfügbar.

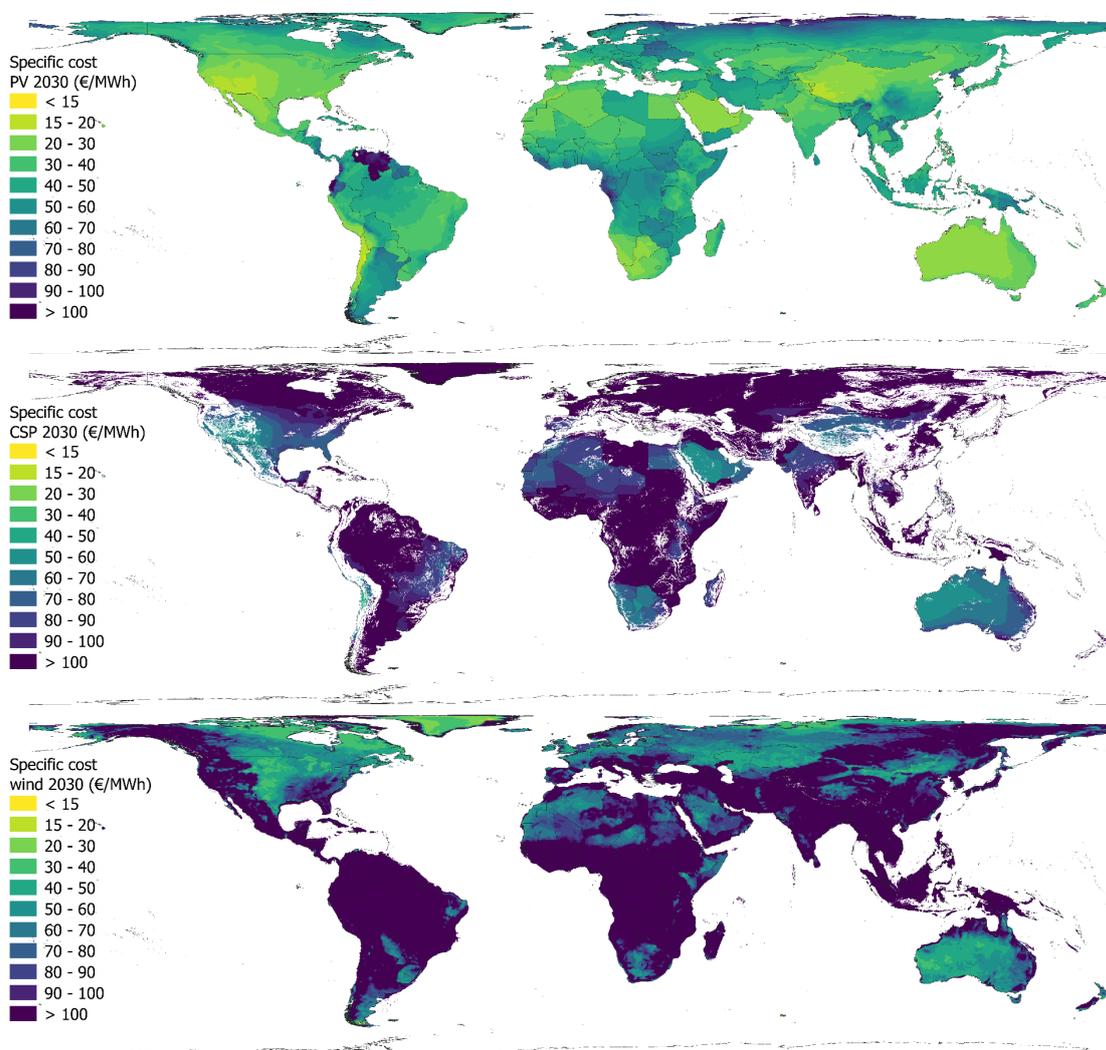
Abbildung 4 zeigt die spezifischen Kosten bei länderspezifischen Zinssätzen im Jahr 2030. Im Vergleich zu Abbildung 3 fällt der starke Einfluss des höheren Zinssatzes auf die Kosten auf. Ein Beispiel hierfür ist die PV für Argentinien und Chile. In Chile liegen die Kosten unter 20 €/MWh, während sie in Argentinien trotz vergleichbarer Volllaststunden aufgrund des höheren Zinssatzes auf 30-40 €/MWh steigen. Ein weiteres Beispiel ist die Region Nordafrika, die in Abbildung 3 einheitlichere spezifische Kosten für PV aufweist. Auch bei Wind an Land zeigt sich dieser Effekt, wobei die niedrigsten Kosten unter 30 €/MWh in Chile liegen. Chile hat die niedrigsten Kosten für CSP unter 40 €/MWh.

Abbildung 3: Spezifische Stromerzeugungskosten für PV (oben), CSP (Mitte) sowie Wind an Land und Wind auf See (unten) bei einheitlichem Zinssatz im Jahr 2030



© EuroGeographics bezüglich der Verwaltungsgrenzen

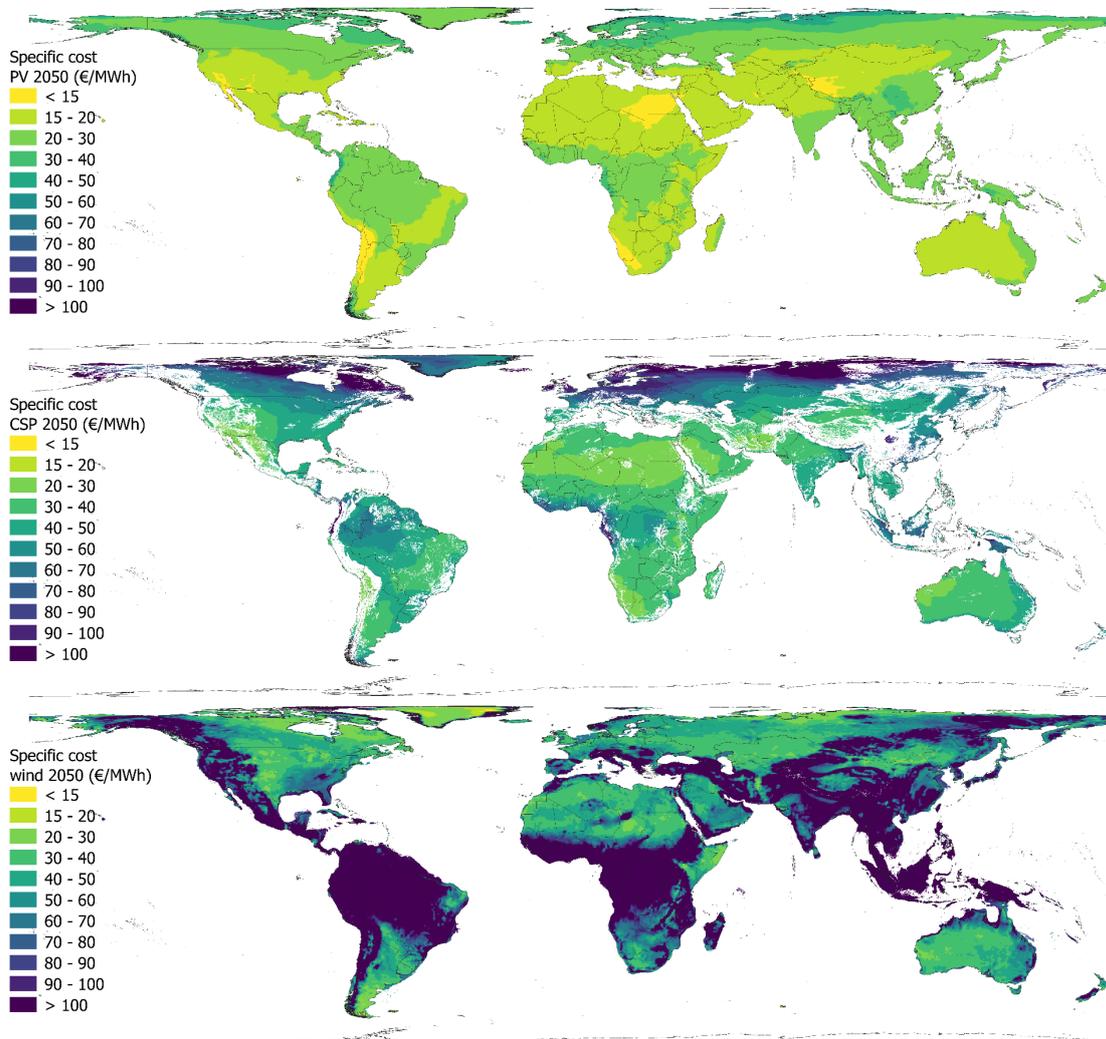
Abbildung 4: Spezifische Stromerzeugungskosten für PV (oben), CSP (Mitte) sowie Wind an Land und Wind auf See (unten) bei länder-spezifischem Zinssatz im Jahr 2030



© EuroGeographics bezüglich der Verwaltungsgrenzen

Abbildung 5 zeigt die spezifischen Kosten bei einheitlichem Zinssatz im Jahr 2050. Die Kostensenkung ist für alle Technologien im Vergleich zu 2030 offensichtlich. Bei PV liegen die Stromerzeugungskosten 2050 in den besten Regionen unter 15 €/MWh und in großen Teilen der Welt im Bereich 15-20 €/MWh. Bei der Windkraft sind die Kostensenkungen weniger ausgeprägt, hier liegen die niedrigsten spezifischen Kosten in Chile, Somalia und Australien unter 30 €/MWh. Bei CSP haben Chile, Bolivien und Argentinien die niedrigsten Kosten, aber auch viele Länder der MENA-Region weisen Kosten von unter 30 €/MWh auf.

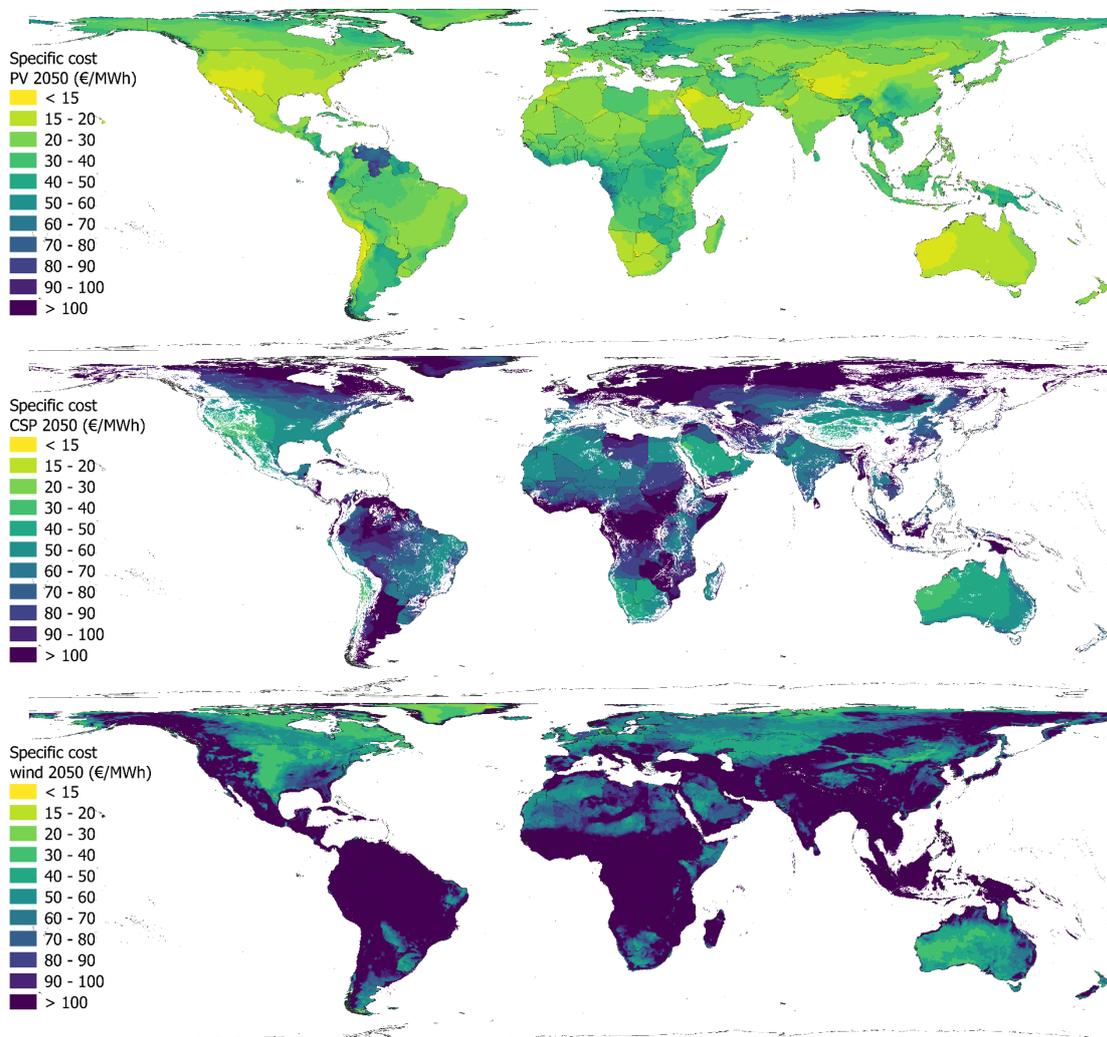
Abbildung 5: Spezifische Stromerzeugungskosten für PV (oben), CSP (Mitte) sowie Wind an Land und Wind auf See (unten) bei einheitlichem Zinssatz im Jahr 2050



© EuroGeographics bezüglich der Verwaltungsgrenzen

Ähnlich wie in Abbildung 3 zeigt sich in Abbildung 6 die Auswirkung des Zinssatzes in Form höherer Kosten für verschiedene Länder, auch wenn die erneuerbare Energiequelle in allen Ländern ähnlich ist. Die niedrigsten spezifischen PV-Kosten liegen in Saudi-Arabien, Chile und Australien unter 20 €/MWh. Bei der Windenergie liegen die spezifischen Kosten in Kanada und Australien unter 40 €/MWh. Chile und Australien haben die niedrigsten spezifischen Kosten für CSP unter 40 €/MWh.

Abbildung 6: Spezifische Stromerzeugungskosten für PV (oben), CSP (Mitte) sowie Wind an Land und Wind auf See (unten) bei länderspezifischem Zinssatz im Jahr 2050



© EuroGeographics bezüglich der Verwaltungsgrenzen

4 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Der Ausbau der Kapazitäten für erneuerbare Energien, sowohl zur direkten Stromnutzung als auch zur Herstellung von grünem Wasserstoff und grünen Syntheseprodukten, ist von zentraler Bedeutung für die Senkung der anthropogenen Treibhausgasemissionen. Daher ist es von besonderem Interesse, die weltweiten Potenziale erneuerbarer Energien zu ermitteln und Regionen zu identifizieren, die besonders geeignet sind für die Erzeugung erneuerbarer Energien als Grundlage für die Wasserstoffproduktion. Dies wurde im Rahmen des HYPAT-Projekts mit Hilfe des Modells Enertile (für die Technologien PV, CSP, Wind an Land und Wind auf See) und einer Literaturrecherche (Geothermie und Wasserkraft) untersucht.

Die Potenziale von Geothermie und Wasserkraft konzentrieren sich stärker auf bestimmte Weltregionen. Ihre Kosten sind im Allgemeinen höher als die niedrigsten Kosten von PV und Wind an Land. Die höheren Volllaststunden, die für Geothermie und Wasserkraft zur Verfügung stehen, könnten zwar dazu beitragen, die Kosten für Wasserstoff zu senken, da sie eine höhere Auslastung der Elektrolyseure erlauben würden. Allerdings würden diese grundlastfähigen Energiequellen auch zur Deckung der Stromnachfrage und zur Stabilisierung von Stromsystemen mit hohen Anteilen fluktuierender erneuerbarer Energien (PV, Wind) benötigt und dürften daher nur in begrenztem Umfang für die Wasserstoffproduktion zur Verfügung stehen.

Die Regionen mit den höchsten Volllaststunden für PV und CSP befinden sich an den gleichen Standorten (Chile, MENA, Australien). Die Installationsbeschränkungen für CSP (Neigung) begrenzen jedoch deren Installation in bergigen Regionen (in den Karten weiß eingefärbt). Wind auf See hat zumeist höhere Volllaststunden, aber auch höhere spezifische Kosten als Wind an Land. Angesichts begrenzter Akzeptanz für den Ausbau von Wind an Land und verstärkter Bestrebungen, die Abhängigkeit von Energieimporten zu reduzieren, kann Wind auf See jedoch in Europa und anderen Regionen eine wichtige Rolle spielen.

PV hat in beiden betrachteten Zeithorizonten, 2030 und 2050, in großen Teilen der Welt niedrige Kosten. Im Gegensatz dazu sind die niedrigsten spezifischen Kosten für Windenergie in bestimmten Regionen Nordamerikas, Europas, Australiens und der MENA-Region zu finden. CSP hat die höchsten Kosten unter den bewerteten Technologien. Die Auswirkungen ihrer Energiespeicherkapazitäten werden hier jedoch nicht berücksichtigt, da sie zur Stabilisierung des Energiesystems eines Landes/einer Region beitragen können oder auch eine höhere Auslastung der Elektrolyseure für die Wasserstoffproduktion erlauben würden. Dies wird bei einer eingehenden Analyse ausgewählter Länder im Rahmen der weiteren Arbeiten des HYPAT-Projekts berücksichtigt werden.

Die Wahl des Zinssatzes spielt bei den Berechnungen eine wichtige Rolle, da ein höherer Zinssatz (aufgrund höherer Risiken) höhere Kosten für die Strom- und Wasserstoffproduktion in einem Land bedeutet. Chile und Argentinien repräsentieren diese Situation,

da sie beide über ähnliche natürliche Ressourcen verfügen. Allerdings führt der niedrigere Zinssatz in Chile zu niedrigeren spezifischen Kosten. Die Risiken und damit die Kosten der Finanzierung könnten jedoch durch die Unterstützung z. B. von Staaten mit günstigeren Finanzierungsbedingungen oder internationalen Institutionen gesenkt werden.

Abschließend lässt sich feststellen, dass erneuerbare Energietechnologien in großen Teilen der Welt gute bis sehr gute Potenziale besitzen und mit ihren sinkenden Kosten zunehmend wettbewerbsfähig sein werden (insbesondere Photovoltaik). Diese relativ breite Verteilung der Ressourcen eröffnet die Möglichkeit, grünen Wasserstoff an vielen verschiedenen Orten herzustellen, was die Abhängigkeit importierender Länder von einzelnen Lieferanten verringern kann (Wietschel et al. 2022).

5 Literaturverzeichnis

- Darma, S. et al. (2021): Country Update: The Fast Growth of Geothermal Energy Development in Indonesia. Proceedings World Geothermal Congress 2020+1, Reykjavik, Iceland.
- Enerdata (2022): The geostrategic challenges of hydrogen. Online verfügbar unter <https://www.enerdata.net/publications/executive-briefing/hydrogen-geopolitics.html>, zuletzt geprüft am 29.06.2022.
- ESA (2010): Landbedeckungskarte. GlobCover2009. online verfügbar unter http://due.esrin.esa.int/page_globcover.php, zuletzt geprüft am 29.06.2022.
- Franke, K.; Kleinschmitt, C.; Fragoso Garcia, J.; Sensfuß, F. (2022): Global cost-potentials of different renewable technologies. Manuskript in Vorbereitung.
- Fronza, A. et al. (2021): Geothermal Energy Development: The Philippines Country Update. Proceedings of the World Geothermal Congress 2020+1, Reykjavik, Iceland.
- Gutiérrez-Negrín, L. et al. (2020): Geothermal energy in Mexico: update and perspectives. Proceedings of the World Geothermal Congress 2020+1, Reykjavik, Iceland.
- Hydropower & Dams World Atlas (2020): online verfügbar unter <https://www.hydropower-dams.com/world-atlas/>, zuletzt geprüft am 29.06.2022.
- IEA (2021): Hydrogen. Online verfügbar unter <https://www.iea.org/reports/hydrogen>, zuletzt geprüft am 29.06.2022.
- IEA (2022): Hydrogen Projects Database. Online verfügbar unter <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/hydrogen-projects-database>, zuletzt geprüft am 29.06.2022.
- IRENA (2017): Geothermal Power: Technology Brief, IRENA, Abu Dhabi, online verfügbar unter <https://www.irena.org/publications/2017/Aug/Geothermal-power-Technology-brief>, zuletzt geprüft am 29.06.2022.
- IRENA (2021a): Renewable capacity statistics 2021. IRENA, Abu Dhabi, online verfügbar unter <https://www.irena.org/publications/2021/March/Renewable-Capacity-Statistics-2021>, zuletzt geprüft am 29.06.2022.
- IRENA (2021b): Renewable Power Generation Costs in 2020, IRENA, Abu Dhabi, online verfügbar unter <https://www.irena.org/publications/2021/Jun/Renewable-Power-Costs-in-2020>, zuletzt geprüft am 29.06.2022.
- Mertoglu, O. et al. (2021): Geothermal Energy Use: Projections and Country Update for Turkey. Proceedings of the World Geothermal Congress 2020+1, Reykjavik, Iceland.
- Omenda, P. et al. (2020): Country Update Report for Kenya 2015-2019. Proceedings of the World Geothermal Congress 2020+1, Reykjavik, Iceland.
- Wietschel, M., Eckstein, J.; Riemer, M.; Zheng, L.; Lux, B.; Neuner, F.; Breitschopf, B.; Pieton, N.; Nolden, C.; Pfluger, B.; Thiel, Z.; Löschel, A. (2021): Import von Wasserstoff und

Wasserstoffderivaten: von Kosten zu Preisen. HYPAT Working Paper 01/2021. Karlsruhe: Fraunhofer ISI (Hrsg.), online verfügbar unter https://hypat.de/hypat-wAssets/docs/publikationen/2021/HyPAT_Working-Paper_01-2021.pdf, zuletzt geprüft am 29.06.2022.

Wietschel, M.; Roth, F.; Fragoso Garcia, J.; Herbst, A.; Kleinschmitt, C.; Wittmann, F.; Breitschopf, B.; Zheng, L.; Eickstein, J.; Neuwirth, M.; Pfluger, B.; Ragwitz, M.; Löschel, A.; Biesewig, Lars, Thiel, Zarah; Voglstätter, C.; Nunez, A.; Quitzow, R.; Kunze, R.; Stamm, A.; Strohmaier, R.; Lorych, L. (2022): Impulspapier: Krieg in der Ukraine: Auswirkungen auf die europäische und deutsche Importstrategie von Wasserstoff und Syntheseprodukte. Karlsruhe: Fraunhofer ISI (Hrsg.), online verfügbar unter https://hypat.de/hypat-wAssets/docs/publikationen/2022/2022-03-21_HyPAT_Impulspapier_Ukraine_Krieg_Auswirkungen_Wasserstoff.pdf, zuletzt geprüft am 29.06.2022.

6 **Abbildungsverzeichnis**

Abbildung 1:	Schematische Darstellung des Berechnungsverfahrens für die Potenziale erneuerbarer Energien mit dem Modell Enertile	7
Abbildung 2:	Volllaststunden für PV (oben), CSP (Mitte) sowie Wind an Land und Wind auf See (unten) im Jahr 2050	10
Abbildung 3:	Spezifische Stromerzeugungskosten für PV (oben), CSP (Mitte) sowie Wind an Land und Wind auf See (unten) bei einheitlichem Zinssatz im Jahr 2030.....	12
Abbildung 4:	Spezifische Stromerzeugungskosten für PV (oben), CSP (Mitte) sowie Wind an Land und Wind auf See (unten) bei länderspezifischem Zinssatz im Jahr 2030.....	13
Abbildung 5:	Spezifische Stromerzeugungskosten für PV (oben), CSP (Mitte) sowie Wind an Land und Wind auf See (unten) bei einheitlichem Zinssatz im Jahr 2050.....	14
Abbildung 6:	Spezifische Stromerzeugungskosten für PV (oben), CSP (Mitte) sowie Wind an Land und Wind auf See (unten) bei länderspezifischem Zinssatz im Jahr 2050.....	15

7 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Technisch realisierbares Wasserkraft-Potenzial für ausgewählte Länder der Welt in TWh/a.....	8
Tabelle 2:	Realisierbares Geothermie-Potenzial für ausgewählte Länder der Welt in TWh/a.....	9
Tabelle 3:	Zinssatz, der für die Enertile-Berechnung verwendet wird	22

A.1 Appendix

Tabelle 3: Zinssatz, der für die Enertile-Berechnung verwendet wird

ISO 3	Land/Territorium	Zinssatz	ISO 3	Land/Territorium	Zinssatz
ABW	Aruba	6,3%	DEU	Germany	4,7%
AFG	Afghanistan	16,4%	DJI	Djibouti	9,2%
AGO	Angola	12,0%	DMA	Dominica	8,0%
AIA	Anguilla	8,0%	DNK	Denmark	4,7%
ALB	Albania	9,1%	DOM	Dominican Republic	8,2%
AND	Andorra	12,0%	DZA	Algeria	9,2%
ARE	United Arab Emirates	5,2%	ECU	Ecuador	14,4%
ARG	Argentina	16,3%	EGY	Egypt	10,1%
ARM	Armenia	8,2%	ERI	Eritrea	16,4%
ASM	American Samoa	6,2%	ESH	Western Sahara	10,2%
ATF	French Southern and Antarctic Lands	5,9%	ESP	Spain	6,3%
ATG	Antigua and Barbuda	8,0%	EST	Estonia	5,4%
AUS	Australia	4,7%	ETH	Ethiopia	10,1%
AUT	Austria	5,1%	FIN	Finland	5,1%
AZE	Azerbaijan	7,6%	FJI	Fiji	8,2%
BDI	Burundi	16,4%	FLK	Falkland Islands	9,6%
BEL	Belgium	5,3%	FRA	France	5,2%
BEN	Benin	10,1%	FRO	Faroes	5,9%
BES	Bonaire, Sint Eustatius and Saba	8,0%	FSM	Micronesia	6,2%
BFA	Burkina Faso	10,1%	GAB	Gabon	12,0%
BGD	Bangladesh	8,2%	GBR	United Kingdom	5,3%
BGR	Bulgaria	6,3%	GEO	Georgia	7,6%
BHR	Bahrain	10,1%	GGY	Guernsey	4,7%
BHS	Bahamas	7,6%	GHA	Ghana	11,0%
BIH	Bosnia and Herzegovina	11,0%	GIB	Gibraltar	5,9%
BLM	Saint Barthélemy	8,0%	GIN	Guinea	9,2%
BLR	Belarus	11,0%	GLP	Guadeloupe	5,9%
BLZ	Belize	14,4%	GMB	Gambia	10,2%
BMU	Bermuda	5,5%	GNB	Guinea-Bissau	10,2%
BOL	Bolivia	10,1%	GNQ	Equatorial Guinea	10,2%
BRA	Brazil	7,6%	GRC	Greece	8,2%
BRB	Barbados	12,0%	GRD	Grenada	8,0%
BRN	Brunei	7,5%	GRL	Greenland	5,9%
BTN	Bhutan	7,5%	GTM	Guatemala	7,1%
BVT	Bouvet Island	5,9%	GUF	French Guiana	5,9%
BWA	Botswana	5,5%	GUM	Guam	8,0%
CAF	Central African Republic	12,1%	GUY	Guyana	12,1%
CAN	Canada	4,7%	HKG	Hong Kong	5,3%
CCK	Cocos (Keeling) Islands	6,2%	HMD	Heard Island and Mcdonald Islands	6,2%
CHE	Switzerland	4,7%	HND	Honduras	9,1%
CHL	Chile	5,4%	HRV	Croatia	7,1%
CHN	China	5,4%	HTI	Haiti	12,1%
CIV	Côte D'Ivoire	8,2%	HUN	Hungary	6,9%
CMR	Cameroon	10,1%	IDN	Indonesia	6,6%
COD	Democratic Republic of The Congo	12,0%	IMN	Isle of Man	5,3%
COG	Congo	13,4%	IND	India	6,9%
COK	Cook Islands	9,1%	IOT	British Indian Ocean Territory	5,9%
COL	Colombia	6,6%	IRL	Ireland	5,5%
COM	Comoros	10,2%	IRN	Iran	16,4%
CPT	Clipperton Island	6,2%	IRQ	Iraq	12,0%
CPV	Cape Verde	10,1%	ISL	Iceland	5,5%
CRI	Costa Rica	10,1%	ISR	Israel	5,4%
CUB	Cuba	13,4%	ITA	Italy	6,9%
CUW	Curaçao	5,9%	JAM	Jamaica	10,1%
CXR	Christmas Island	6,2%	JEY	Jersey	4,7%
CYM	Cayman Islands	5,3%	JOR	Jordan	9,1%
CYP	Cyprus	7,6%	JPN	Japan	5,4%

ISO 3	Land/Territorium	Zinssatz	ISO 3	Land/Territorium	Zinssatz
CZE	Czechia	5,3%	KAZ	Kazakhstan	6,9%
KEN	Kenya	10,1%	PRI	Puerto Rico	8,0%
KGZ	Kyrgyzstan	10,1%	PRK	North Korea	16,4%
KHM	Cambodia	10,1%	PRT	Portugal	6,9%
KIR	Kiribati	6,2%	PRY	Paraguay	7,1%
KNA	Saint Kitts and Nevis	8,0%	PSE	Palestine	12,1%
KOR	South Korea	5,2%	PYF	French Polynesia	5,9%
KWT	Kuwait	5,4%	QAT	Qatar	5,3%
LAO	Laos	13,4%	REU	Reunion	5,9%
LBN	Lebanon	23,9%	ROU	Romania	6,9%
LBR	Liberia	12,1%	RUS	Russian Federation	6,9%
LBY	Libya	16,4%	RWA	Rwanda	10,1%
LCA	Saint Lucia	8,0%	SAU	Saudi Arabia	5,4%
LIE	Liechtenstein	4,7%	SDN	Sudan	16,4%
LKA	Sri Lanka	12,0%	SEN	Senegal	8,2%
LSO	Lesotho	10,2%	SGP	Singapore	4,7%
LTU	Lithuania	5,9%	SGS	South Georgia and The South Sandwich Islands	5,9%
LUX	Luxembourg	4,7%	SHN	Saint Helena, Ascension and Tristan Da Cunha	5,9%
LVA	Latvia	5,9%	SJM	Svalbard and Jan Mayen	5,9%
MAC	Macau	7,5%	SLB	Solomon Islands	11,0%
MAR	Morocco	7,1%	SLE	Sierra Leone	12,1%
MCO	Monaco	5,9%	SLV	El Salvador	11,0%
MDA	Republic of Moldova	11,0%	SMR	San Marino	5,9%
MDG	Madagascar	9,2%	SOM	Somalia	16,4%
MDV	Maldives	11,0%	SPM	Saint Pierre and Miquelon	5,9%
MEX	Mexico	6,3%	SRB	Serbia	8,2%
MHL	Marshall Islands	6,2%	SSD	South Sudan	16,4%
MKD	North Macedonia	8,2%	STP	São Tomé and Príncipe	10,2%
MLI	Mali	12,0%	SUR	Suriname	14,4%
MLT	Malta	5,5%	SVK	Slovakia	5,5%
MMR	Myanmar/Burma	12,1%	SVN	Slovenia	5,9%
MNE	Montenegro	9,1%	SWE	Sweden	4,7%
MNG	Mongolia	11,0%	SWZ	Eswatini	10,2%
MNP	Northern Mariana Islands	6,2%	SXM	Sint-Maarten	8,0%
MOZ	Mozambique	13,4%	SYC	Seychelles	10,2%
MRT	Mauritania	9,2%	SYR	Syria	16,4%
MSR	Montserrat	6,9%	TCA	Turks and Caicos Islands	6,3%
MTQ	Martinique	5,9%	TCD	Chad	12,1%
MUS	Mauritius	6,3%	TGO	Togo	11,0%
MWI	Malawi	12,1%	THA	Thailand	6,3%
MYS	Malaysia	5,9%	TJK	Tajikistan	11,0%
MYT	Mayotte	5,9%	TKL	Tokelau	6,2%
NAM	Namibia	8,2%	TKM	Turkmenistan	12,1%
NCL	New Caledonia	5,9%	TLS	Timor-Leste	12,1%
NER	Niger	11,0%	TON	Tonga	6,2%
NFK	Norfolk Island	6,2%	TTO	Trinidad and Tobago	7,1%
NGA	Nigeria	10,1%	TUN	Tunisia	10,1%
NIC	Nicaragua	11,0%	TUR	Turkey	10,1%
NIU	Niue	6,2%	TUV	Tuvalu	6,2%
NLD	Netherlands	4,7%	TWN	Chinese Taipei (Taiwan)	5,3%
NOR	Norway	4,7%	TZA	United Republic of Tanzania	10,1%
NPL	Nepal	9,2%	UGA	Uganda	10,1%
NRU	Nauru	6,2%	UKR	Ukraine	11,0%
NZL	New Zealand	4,7%	UMI	United States Minor Outlying Islands	4,7%
OMN	Oman	8,2%	URY	Uruguay	6,6%
PAK	Pakistan	11,0%	USA	United States	4,7%
PAN	Panama	6,3%	UZB	Uzbekistan	9,1%
PCN	Pitcairn Islands	6,2%	VAT	Vatican City	5,9%
PER	Peru	5,9%	VCT	Saint Vincent and The Grenadines	8,0%
PHL	Philippines	6,6%	VEN	Venezuela	23,9%
PLW	Palau	7,5%	VGB	British Virgin Islands	5,9%
PNG	Papua New Guinea	10,1%	VIR	US Virgin Islands	4,7%

ISO 3	Land/Territorium	Zinssatz	ISO 3	Land/Territorium	Zinssatz
POL	Poland	5,5%	VNM	Vietnam	8,2%
VUT	Vanuatu	6,2%	XL	Navassa Island (Disputed Territory)	4,7%
WLF	Wallis and Futuna	8,0%	XM	Scarborough Reef (Disputed Territory)	7,5%
WSM	Samoa	6,2%	XN	Senkaku Islands (Disputed Territory)	7,5%
XA	Paracel Islands (Disputed Territory)	7,5%	XO	Bassas Da India (Disputed Territory)	5,9%
XB	Spratly Islands (Disputed Territory)	7,5%	XU	Abyei (Disputed Territory)	10,2%
XC	Aksai Chin (Disputed Territory)	7,5%	XV	Bir Tawil (Disputed Territory)	10,2%
XD	Arunachal Pradesh (Disputed Territory)	7,5%	YEM	Yemen	16,4%
XF	Hala'ib Triangle (Disputed Territory)	10,2%	ZAF	South Africa	7,6%
XG	Ilemi Triangle (Disputed Territory)	10,2%	ZMB	Zambia	16,3%
XH	Jammu Kashmir (Disputed Territory)	7,5%	ZWE	Zimbabwe	16,4%
XI	Kuril Islands (Disputed Territory)	7,5%			