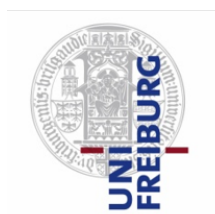




3.2.3

Die Formulierung von Zielen zur Erhöhung des RES-Anteils und zur Reduzierung der Emissionen von Schad- oder Treibhausgasen im beschriebenen Marktgebiet

15. Juni 2022



Universität
Basel



SCCER CREST



Energies Partagées
en Alsace



PAYS DE SAVERNE
PLAINES ET PLATEAUX



fibres
ÉNERGIVIE
SUSTAINABLE MATERIALS AND BUILDINGS
LES PÔLES DE COMPÉTITIVITÉ



Alsace
Centrale
Sélestat
pôle d'Équilibre Territorial et Rural
CLIMAT AIR ÉNERGIE



mobasolar
capital énergie



Université
de Strasbourg



Strasbourg.eu
eurometropole



Strasbourg.eu
eurometropole



TRÄNSNET BW

Hauptautor: Joris Dehler-Holland (KIT DFIU)

Mitarbeiter*innen: Hasan Ümitcan Yilmaz, Phuong Minh Khuong (KIT DFIU)

Redaktion: Wolf Fichtner (KIT DFIU)



Universität
Basel



SCCER CREST



Energies Partagées
en Alsace



LES PÔLES DE COMPÉTITIVITÉ



Sélestat
Alsace
Centrale
Pôle d'Équilibre Territorial et Rural
CLIMAT AIR ÉNERGIE



Einleitung

Die Europäische Union hat sich im Green Deal das Ziel gesetzt, die Nettoemissionen von Treibhausgasen in Europa auf null zu reduzieren. Die Erreichung dieses Ziels erfordert wesentliche Änderungen an der Versorgung mit Energie. Insbesondere im Elektrizitätssektor wird dazu die Umstellung auf erneuerbare Energien angestrebt. Diese Umstellung bedeutet auch einen Paradigmenwechsel im Stromsystem weg von einem Fokus auf zentralisierte Stromerzeugung in wenigen Großkraftwerken hin zu einer Erzeugung in dezentral verteilten Erzeugungseinheiten. In diesem Kontext spielen die Regionen und die Nutzung von lokalen Potentialen eine immer größere Rolle.

Deshalb widmet sich dieser Teil des Projekts RES-TMO der Frage, welche Technologien unter ökonomischen und systemischen Gesichtspunkten in der Oberrheinregion zum Einsatz kommen sollten, um die Ziele des Green Deals der vollständigen Vermeidung von Treibhausgasemissionen zu erreichen. Dazu wurden in Arbeitspaket 3 von RES-TMO Szenarien für das gesamte europäische Stromsystem erstellt, die die Oberrheinregion berücksichtigen. Zum Einsatz kommt dabei das Energiesystemmodell PERSEUS-EU, in das die Oberrheinregion als separater Knoten integriert wurde. Durch diese Integration können Aussagen dazu getroffen werden, welche Energieträger hauptsächlich genutzt werden sollten unter der Berücksichtigung des überregionalen Stromaustausches mit den angrenzenden Ländern. Im eng vermaschten europäischen Stromnetz spielen solche Austauschmöglichkeiten mit benachbarten Regionen eine wesentliche Rolle, um die Versorgung mit erneuerbarem Strom so effizient wie möglich zu gestalten.

Dieser Bericht adressiert zunächst kurz den Stand der Entwicklung der erneuerbaren Energien in der Oberrheinregion. Danach geht er auf die verwendete Methodik ein. Die Ergebnisse der verschiedenen Szenarios und Sensitivitätsanalysen werden dargestellt und danach Schlussfolgerungen gezogen, die robust sind gegenüber der Variation von unsicheren Entscheidungsparametern.

Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien am Oberrhein

Im Rahmen des Projektes RES-TMO hat TRION-climate im Trinationalen Klima- und Energiebericht den Stand der Entwicklung der erneuerbaren Energien in der Oberrheinregion erhoben (TRION-climate e.V. 2019). Diese gehen als Startwerte in die Szenarioentwicklung ein. Die größten Anlagen und deren regionale Verteilung sind in Abbildung 1 dargestellt.

Demnach waren in der Oberrheinregion in 2016 etwa 141 Windenergieanlagen mit einer Erzeugungskapazität von etwa 315 MW installiert (TRION-climate e.V. 2019). Eine wichtige

Quelle von erneuerbaren Energien sind die Laufwasserkraftwerke am Rhein mit einer Gesamterzeugungskapazität von 2215 MW (TRION-climate e.V. 2019). Die Bestimmung der installierten Photovoltaik-Leistung (PV) gestaltet sich schwieriger. So waren in 2015 in den badischen Landkreisen der ORR insgesamt 1054 MW installiert. (Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg 2016). In den zur Oberrheinregion gehörenden rheinland-pfälzischen Landkreisen bzw. Verbandsgemeinden findet sich eine Gesamtleistung von knapp 165 MW (Energieatlas Rheinland-Pfalz 2020). Daraus ergibt sich eine Gesamtleistung an PV im deutschen Teilgebiet von 1219 MW. Darin enthalten sind Freiflächenanlagen ebenso wie Dachanlagen. Dahingegen waren in 2015 in der gesamten Region Grand Est nur 445 MW installiert. Laut (SRADDET) ist die PV in der ganzen Region und insbesondere im Osten (Departements Bas-Rhin und Haut-Rhin), also dem Elsass, entwickelt. Aufgrund der unspezifischen Datenlage wird für das Elsass auf Grundlage des SradDET in Bezug auf die Modellierung eine installierte Kapazität von 315 MW angenommen.

Zusätzlich befinden sich im Süden des deutschen Teils der Oberrheinregion einige Pumpspeicherkraftwerke. Im Schwarzwald, im badischen Teil der Oberrheinregion befinden sich die Werke Wehr, Bad Säckingen, Witznau, Waldshut und Häusern mit einer Gesamtspeichergröße von insgesamt 10.223 MWh.

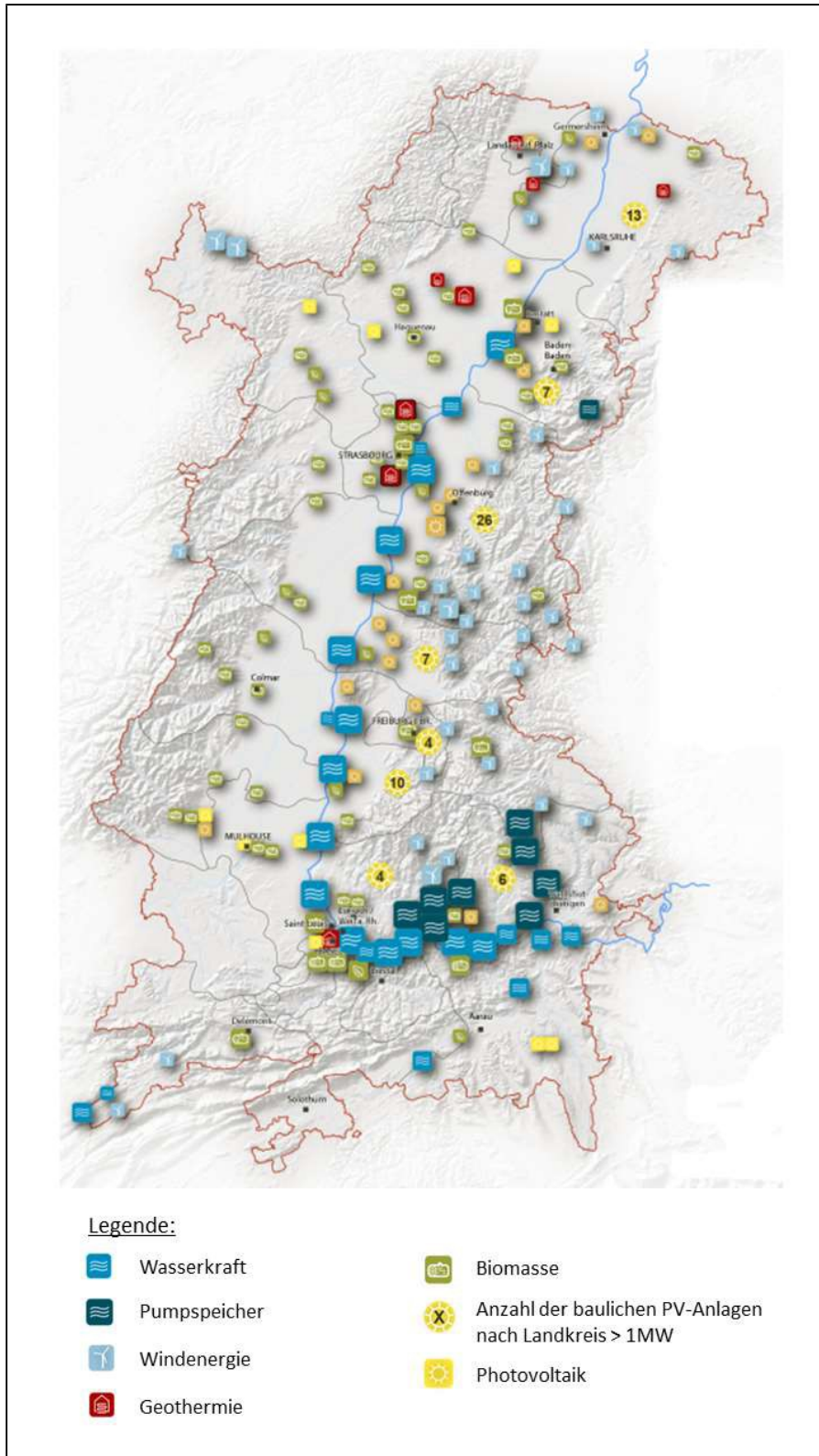


Abbildung 1: Erneuerbare Energien in der Oberrheinregion (TRION-climate e.V. 2019).

Methodik

Um die Entwicklung der erneuerbaren Energien in der Oberrheinregion zu analysieren, wurden umfangreiche Szenarioberechnungen durchgeführt um die Entwicklung der Stromerzeugung unter Berücksichtigung der die Oberrheinregion umgebenden Länder zu verstehen. Die Szenarios umfassen dabei den Zeithorizont bis 2050 und beinhalten die Annahme, dass die Ziele des Green Deal zur Vermeidung von Treibhausgasemissionen erreicht werden; weiterhin sind fossile Brennstoffe nicht mehr zur Nutzung akzeptiert (RES-TMO Report (3.1.3) 2022). Dabei wird aufgrund zunehmender Elektrifizierung von einer steigenden Stromnachfrage in Europa ausgegangen (RES-TMO Report (3.1.1) 2022) und der Zubau von Übertragungskapazitäten in der Region berücksichtigt (RES-TMO Report (3.1.2) 2022). Verwendung findet dabei das Energiesystemmodell PERSEUS-EU, erweitert um die Oberrheinregion (RES-TMO Report (3.2.2) 2022). Dabei wird der Ausbau von erneuerbaren Energien modellendogen entschieden. Daraus resultieren Entwicklungspfade, die die Kosten des gesamteuropäischen Energiesystems minimieren. Beim Zubau von erneuerbaren Energien werden vor allem Wind- und Solarenergie berücksichtigt, da die Potentiale für Biomasse und weitere Laufwasserkraftwerke in der Region als ausgeschöpft angenommen werden (RES-TMO Report (2.1.1) 2022). Als Speicheroptionen wurden Pump- und Batteriespeicher als auch Power-to-Gas (PtG) berücksichtigt (RES-TMO Report (3.2.2) 2022).

Um den Einfluss der neu definierten Knotengrenzen zu analysieren, wurde die Verfügbarkeit der Übertragungsleitungen zwischen der Oberrheinregion und den sie umgebenden Ländern zwischen 0% und 70% der verfügbaren thermischen Leistung variiert. Gleichzeitig stellt dabei der Fall 0% den interessanten Grenzfall der vollständigen Autarkie und Selbstversorgung der Region dar. Weiterhin kann die Variation im Hinblick auf mögliche Verzögerungen in Ausbau der Stromnetze innerhalb der Länder verstanden werden.

Um zwei wesentliche Unsicherheitsfaktoren zu berücksichtigen, gehen wir in einem zusätzlichen Szenario von einem erhöhten Investitionsbedarf für die Installation von PtG aus (RES-TMO Report (3.2.2) 2022). Weiterhin untersuchen wir, welche Auswirkungen eine stärkere Erhöhung der Elektrizitätsnachfrage in Europa auf die Ergebnisse hat. Der folgende Abschnitt stellt die wesentlichen Ergebnisse vor.

Ergebnisse und Diskussion

Entwicklung der erneuerbaren Energien und Speichertechnologien

In diesem Abschnitt diskutieren wir die Ergebnisse der Modellrechnungen mit Hinblick auf die sich ergebenden installierten Kapazitäten von erneuerbaren Energien und Speichertechnologien. Wie eingangs erwähnt, nehmen wir in jedem Szenario an, dass der Treibhausgasausstoß im Elektrizitätssektor bis 2050 vermieden werden soll. Unterstützt wird das Erreichen dieses Ziels durch einen angenommenen steigenden CO₂-Zertifikatspreis (RES-TMO Report (3.1.3) 2022).

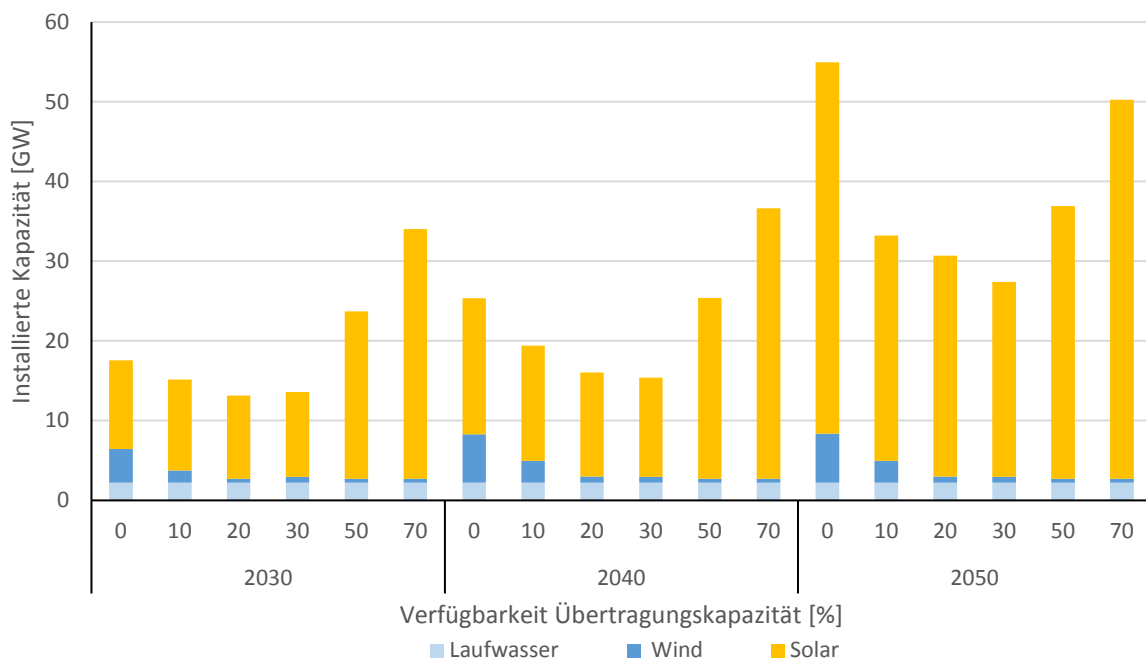


Abbildung 2: Installierte Kapazitäten von erneuerbaren Energien in der Oberrheinregion unter variierender Verfügbarkeit von Übertragungskapazitäten zu den Nachbarländern (eigene Berechnungen).

Abbildung 2 zeigt die installierten Kapazitäten von erneuerbaren Energien in der Oberrheinregion. Um den Einfluss der Grenzen des Übertragungsnetzes an den Knoten zu berücksichtigen, wurde deren Verfügbarkeit variiert. Im Verlauf der Laufwasserkapazitäten zeigt sich unsere Annahme, dass keine zusätzlichen Großkraftwerke am Rhein möglich sind. Biomasse wurde aufgrund ihres niedrigen Ausbaugrades in dieser Darstellung vernachlässigt. Bei der Windenergie zeigt sich in dieser Darstellung ein interessantes Phänomen: Aus Systemsicht ist die Installation von weiteren Windturbinen in der Oberrheinregion nur unter der Annahme von schwachen Verbindungen zu den Nachbarländern wirtschaftlich, da ein bedeutsamer Zubau nur in den Modellläufen mit 0 oder 10% Verfügbarkeit zu Stande kommt. Dies spricht dafür, dass aus Systemsicht Standorte außerhalb der Oberrheinregion höhere Winderträge bieten, so dass die Nutzung innerhalb der Oberrheinregion nur in Fällen erhöhter Unabhängigkeit von den Nachbarländern wirtschaftlich wird. Im Extremfall der vollständigen Unabhängigkeit kommt es so zu einer installierten Leistung von 6 GW Windenergie. In den

Szenarien die eher die heutige Netzsituation widerspiegeln, kommt es hingegen nur zu einem geringen Windenergieausbau. Im 50%-Fall kommt es beispielsweise nur zu einer installierten Leistung von 477 MW in der Region.

Auch der Verlauf der installierten Leistung von Solaranlagen ist interessant. Mit Variation der Übertragungsleistung zu den Nachbarländern zeigt sich ein "U"-förmiger Verlauf, bei dem in den Randfällen wesentlich mehr Solarkapazität zugebaut wird als in den mittleren Fällen. Im Falle der vollständigen Autarkie lässt sich dies durch die Notwendigkeit der Deckung der Last in der Oberrheinregion und die Voraussetzung, dass dies bis 2050 emissionsfrei zu geschehen hat, erklären. Im Falle der Verfügbarkeit von 70% der Übertragungskapazitäten wird Solarstrom zunehmend im deutschen Teil der Oberrheinregion produziert und nach Deutschland exportiert, da die Solarpotentiale am Oberrhein größer sind als im landesweiten Durchschnitt. Gleichzeitig bezieht der französische Teil günstigen Strom aus Frankreich und verzichtet mit zunehmender Verfügbarkeit von Übertragungskapazitäten auf die Installation eigener Solaranlagen.

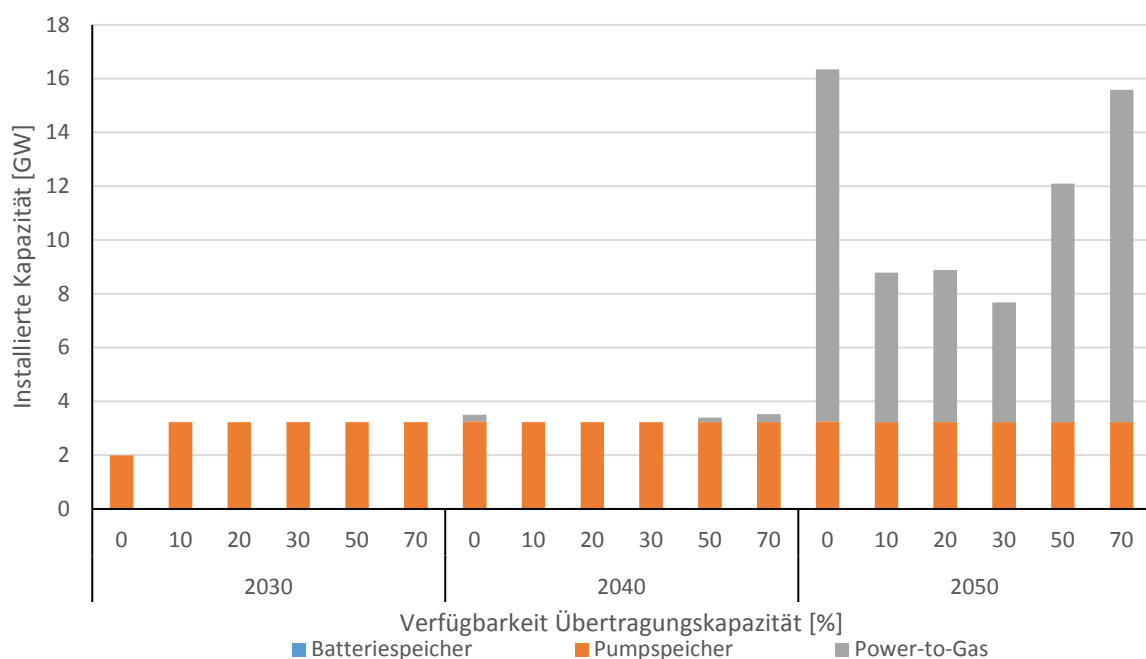


Abbildung 3: Installierte Leistung von Speichern in der Oberrheinregion unter variierender Verfügbarkeit von Übertragungskapazitäten zu den Nachbarländern (eigene Berechnungen).

Zusätzlich zu den Kapazitäten der erneuerbaren Energien zeigt Abbildung 3 die Entwicklung der installierten Leistung von Speichern in der Oberrheinregion. Bei der Kapazität von Pumpspeichern zeigt sich ein einheitliches Bild: die Kapazität in der Region wird in (fast) allen Fällen schon 2030 auf ihr angenommenes maximales Potential erhöht. Batteriespeicher werden in der Region kaum installiert unter den angenommenen Rahmenbedingungen. Lediglich im Falle der vollständigen Autonomie kommt es zu einem Ausbau von etwa 17 MW im Jahr 2040. Für die Oberrheinregion lässt sich dieser geringe Ausbau von kurzfristigen

Speichern höchstwahrscheinlich durch die hohe Verfügbarkeit von Pumpspeichern als einer Besonderheit der Oberrheinregion erklären. Die Entwicklung der Kapazitäten zur Erzeugung von synthetischem Gas (Power-to-Gas, PtG) sind weitestgehend proportional zur Entwicklung der installierten Solarleistung (Abbildung 2). Demnach zieht eine Zunahme der installierten Solarleistung im Jahr 2050 um 1 GW eine Zunahme der installierten PtG-Leistung von etwa 0,23 MW nach sich. Das annähernd gleichbleibende Verhältnis beider Kenngrößen lässt darauf schließen, dass PtG wesentlich dazu genutzt wird, um die Erzeugung von Solarstrom zu Hochzeiten zu speichern um zu anderen Zeiten den Bedarf zu decken. Weiterhin ist auffällig, dass nur in den betrachteten Randfällen ein geringer Zubau von PtG vor 2050 stattfindet.

Sensitivität Kostenentwicklung Power-to-Gas

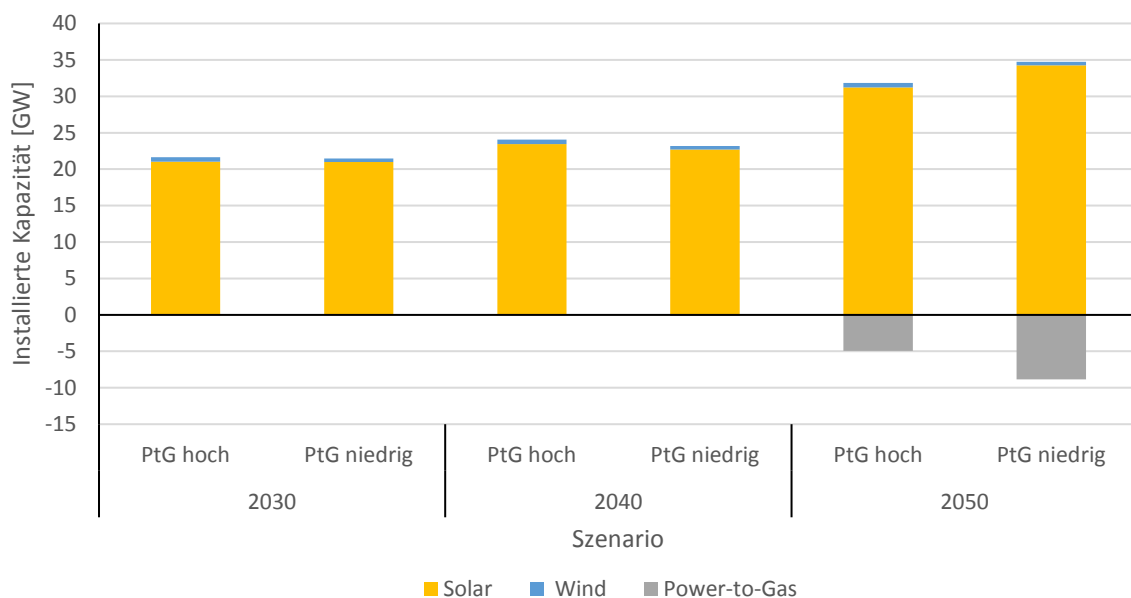


Abbildung 4: Installierte Leistung von erneuerbaren Energien und Power-to-Gas in der Oberrheinregion unter Annahme der Verfügbarkeit von 50% der Übertragungskapazitäten zu den Nachbarländern (eigene Berechnungen).

Die Kostenentwicklung von Technologien zur Erzeugung von synthetischen Gasen ist von Unsicherheiten geprägt. Um dem Einfluss dieser Unsicherheiten auf die Modellergebnisse abschätzen zu können, bieten sich Sensitivitätsanalysen an. Die oben dargestellten Ergebnisse (Abbildung 2) gehen von einer optimistischen Kostenentwicklung aus (RES-TMO Report (3.2.2) 2022). Daher wurde in einer weiteren Modellrechnung untersucht, wie sich höhere Kosten von PtG-Technologien auf die installierten Leistungen im Modell auswirken. Dazu wurde davon ausgegangen, dass sich die Investition in PtG in 2050 auf 700 €/kW beläuft anstatt auf 450 €/kWh im optimistischeren Fall. Für den Vergleich wurde das Szenario mit der Verfügbarkeit von 50% der Übertragungskapazitäten ausgewählt. Die Ergebnisse zeigen, dass die erhöhten nötigen Investitionen für PtG-Technologien einen Einfluss auf die zugebaute

Leistung haben (Abbildung 4). Insbesondere sinkt die installierte Leistung von PtG von etwa 8,9 GW auf etwa 4,9 GW. Weiterhin verringert sich die installierte Leistung der Solaranlagen in moderatem Umfang von etwa 34,2 GW auf etwa 31,2 GW. Zusätzlich ist ein leicht stärkerer Ausbau der Windenergie im Szenario mit höheren PtG-Kosten zu verzeichnen: statt einem Ausbau auf 477 MW im Jahr 2050 kommt es zu einem Ausbau auf 624 MW. Der Einfluss der Kostenunsicherheit von PtG-Technologien auf die systemische Wirtschaftlichkeit von erneuerbaren Energien in der Oberrheinregion ist demnach als moderat zu bewerten unter den angenommenen Rahmenbedingungen.

Sensitivität Stromnachfrageentwicklung

Eine weitere Unsicherheit der Modellannahmen ergibt sich aus der Entwicklung der Nachfrage nach Elektrizität. Ein Grund für diese Unsicherheit könnte das Ausmaß der Elektrifizierung von Verkehr und Industrieprozessen sein. Deshalb wurde die Sensitivität der Annahmen zur Entwicklung der Stromnachfrage in einer weiteren Modellrechnung untersucht. Im Ausgangsszenario orientieren wir uns an der im EU-Referenzszenario angenommenen Stromnachfrage (Capros et al. 2016). Die Stromnachfrage wächst laut Referenzszenario bis 2050 auf etwa 3700 TWh in Europa an. Aufgrund der beschriebenen Unsicherheiten untersuchen wir ein Szenario, in dem die Entwicklung 10% stärker ist als im Referenzszenario. Demnach beläuft sich die Elektrizitätsnachfrage in diesem Szenario auf etwa 4070 TWh im Jahr 2050 in Europa.

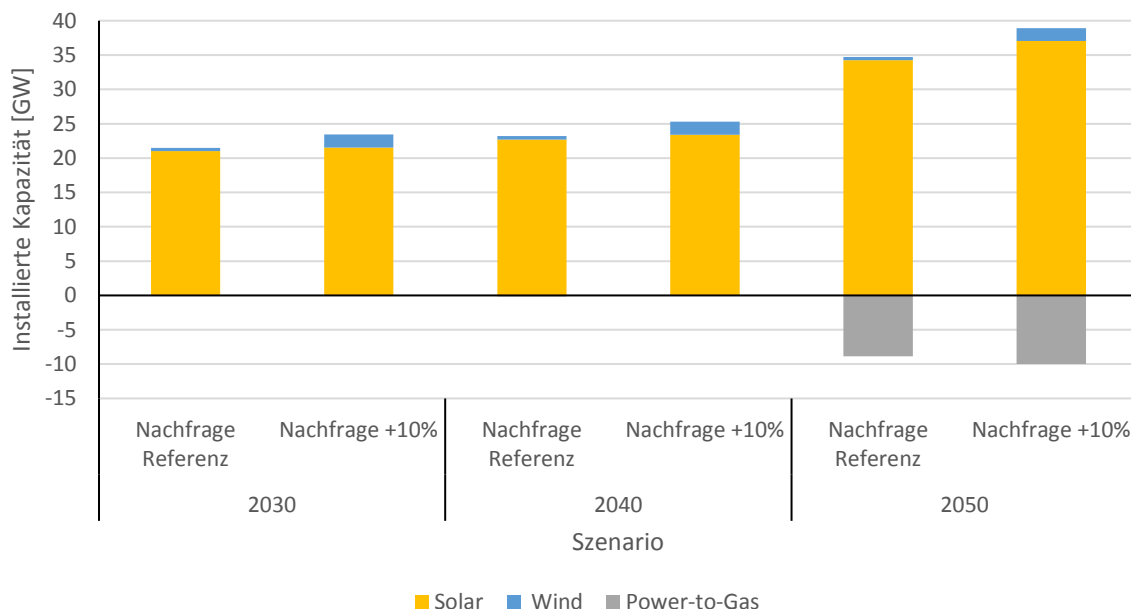


Abbildung 5: Installierte Leistung von erneuerbaren Energien und Power-to-Gas in der Oberrheinregion unter Annahme der Verfügbarkeit von 50% der Übertragungskapazitäten zu den Nachbarländern bei Variation der Stromnachfrage (eigene Berechnungen).

Die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse sind dargestellt in Abbildung 5. Erwartungsgemäß zeigt sich dabei eine erhöhte installierte Kapazität von erneuerbaren Energien. Während solare Kapazitäten moderat von etwa 34,2 GW auf etwa 37 GW anwachsen, erfährt die Windenergie bei erhöhter Nachfrage eine deutlich stärkere Entwicklung von 477 MW auf etwa 1,9 GW. Die starken Auswirkungen auf die Installation von Windturbinen lässt sich erklären durch die im Sensitivitätsszenario auch zu Nachtstunden erhöhte Nachfrage. Im Anbetracht der zunehmenden Marktdurchdringung mit Elektroautos ist eine zusätzliche Verschiebung der Stromnachfrage hin zu Abend- und Nachtstunden möglich.

Kritische Würdigung

Um die Ergebnisse dieser Studie einzuordnen, ist die Diskussion von wesentlichen Modellannahmen wichtig. Zu erwähnen dabei ist, dass die Modellergebnisse von Faktoren wie dem angenommenen Wetterjahr, der Entwicklung von Brennstoffpreisen, der Entwicklung der Elektrizitätsnachfrage oder der Kostenentwicklung von PtG-Technologien beeinflusst werden können. Der Einfluss der letztgenannten Faktoren auf die Modellergebnisse konnte im Rahmen von Sensitivitätsanalysen quantifiziert werden.

Aufgrund der Einschätzung, dass Biomassepotentiale in der Region zu einem Großteil schon genutzt werden, wurde auf eine detaillierte Analyse des Biomasseausbaus verzichtet. Jedoch könnten technologische Innovationen in diesem Bereich zu zusätzlichen Potentialen führen (RES-TMO Report (2.1.1) 2022) die für die in dieser Studie präsentierten Ergebnisse vernachlässigt wurden.

Weiterhin hat die Oberrheinregion aufgrund ihrer geographischen Lage größere Potentiale für die Gewinnung von Energie aus Geothermie (TRION-climate e.V. 2019). Die Nutzung dieser Potentiale ist im Einzelfall allerdings umstritten und mit Akzeptanzproblemen behaftet und führt daher immer wieder zu regionalen Konflikten. In diesem Projekt wurde daher darauf verzichtet, die Potentiale von Geothermie in die Modellrechnungen einfließen zu lassen. Zur umfassenden Bewertung der Geothermie in der Oberrheinregion bietet sich weitere Forschung an, die Geothermie von ökonomischer, ökologischer, rechtlicher und gesellschaftlicher Perspektive beleuchten sollte.

Schlussfolgerungen

Im Hinblick auf den Ausbau erneuerbarer Energien ergibt sich aus den in dieser Studie unternommenen Szenarioanalysen ein relativ klares Bild. Aus systemischer Perspektive bietet sich die Oberrheinregion vor allem für die Erzeugung von Strom aus Sonnenenergie an. Die Ergebnisse der Modellrechnungen variieren dabei zwischen etwa 24 GW und 47 GW installierter Leistung.

Anders gestaltet sich das Bild bei der Windenergie. In den Modellrechnungen zeigen sich in den meisten Fällen nur geringe Zubauten an Windenergieleistung. Dies lässt darauf schließen, dass Standorte außerhalb der Oberrheinregion bessere Bedingungen zur Erzeugung von Strom aus Windkraft bieten. Über das vorhandene Stromnetz kann dieser Strom in der Oberrheinregion genutzt werden. Lediglich in Fällen, die den Stromimport in die Oberrheinregion massiv begrenzen oder verhindern, sind Installationen von Windenergieanlagen zu beobachten. Solche Fälle könnten zum Beispiel durch eine Verzögerung des Netzausbaus innerhalb der Länder auftreten. Daraus könnte zu schließen sein, dass zusätzliche Unterstützung für Windenergieanlagen in der Region nötig wird, sollte das Interesse an der Installation von Windturbinen in der Region gewünscht sein.

Zusätzlich deutet die Analyse der Sensitivitäten des Stromsystems auf ein stärkeres Wachstum der Stromnachfrage darauf hin, dass auch in solchen Fällen Windenergie verstärkt in der Region eingesetzt wird. Dies könnte sich zurückführen lassen auf die verstärkte Stromnachfrage auch zu Abend- und Nachtstunden und stellt aufgrund der zunehmenden – aber unsicheren – Marktdurchdringung mit E-Pkw eine relevante Unsicherheit dar.

In den Szenarien werden in der Oberrheinregion weitere Speichermöglichkeiten für elektrischen Strom geschaffen, zusätzlich zu den schon vorhandenen Pumpspeicherkraftwerken. Es zeigt sich, dass die Modellrechnungen die Speicherung in synthetischem Gas bevorzugen gegenüber der Installation von Batterien. Dies könnte darauf zurückzuführen sein, dass durch die vorhandenen Pumpspeicherkraftwerke in der Region schon erhebliches Potential zur kurzfristigen Speicherung von Energie zur Verfügung steht.

Literaturverzeichnis

Capros, P.; Vita, A. de; Tasios, N.; Siskos, P.; Kannavou, M.; Petropoulos, A. et al. (2016): EU Reference Scenario 2016 - Energy, transport and GHG emissions -Trends to 2050.

Europäische Kommission. Online verfügbar unter

https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20160713%20draft_publication_REF2016_v13.pdf.

Energieatlas Rheinland-Pfalz (2020). Online verfügbar unter

<https://www.energieatlas.rlp.de/earp/startseite/>, zuletzt aktualisiert am 20.03.2020.

Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg (Hg.) (2016):

Erneuerbare Energien in Baden-Württemberg 2015. ZSW. Online verfügbar unter

https://www.zsw-bw.de/fileadmin/user_upload/Erneuerbare_Energien_BW_2016.pdf.

RES-TMO Report (2.1.1) (2022): Representation of RES Potentials in the Upper Rhine Region. Unter Mitarbeit von Zeina Najjar, Ines Gavrilut und Johannes Miocic. Online verfügbar unter https://www.res-tmo.com/fileadmin/PDFs/Outputs/RES-TMO_Deliverable_2.1.1.pdf.

RES-TMO Report (3.1.1) (2022): Eine geografische Beschreibung des Marktgebietes Oberrhein. Unter Mitarbeit von Joris Dehler-Holland, Hasan Ümitcan Yilmaz und Phuong Minh Khuong.

RES-TMO Report (3.1.2) (2022): Zwei Szenarien für den Ausbau transnationaler Stromübertragungskapazitäten. Unter Mitarbeit von Joris Dehler-Holland, Hasan Ümitcan Yilmaz und Phuong Minh Khuong.

RES-TMO Report (3.1.3) (2022): Ein Szenario für den schrittweisen Ausstieg aus verschiedenen konventionellen Technologien. Unter Mitarbeit von Joris Dehler-Holland, Hasan Ümitcan Yilmaz und Phuong Minh Khuong.

RES-TMO Report (3.2.2) (2022): Ein Modell der Strommärkte in der TMO und den umliegenden Regionen. Unter Mitarbeit von Hasan Ümitcan Yilmaz, Joris Dehler-Holland und Phuong Minh Khuong.

SRADDET: Grand Est Territoires. Online verfügbar unter <https://www.grandest.fr/politiques-publiques/sraddet/>.

TRION-climate e.V. (Hg.) (2019): Trinationaler Klima- und Energiebericht. Online verfügbar unter https://trion-climate.net/fileadmin/Aktivitaeten/Trion_Studien/Energiebericht/Trinationaler_Klima-_und_Energiebericht_TRION_Nov._2019_final.pdf.