

A green leaf icon, part of the section header.

3.2.2

Ein Modell der Strommärkte in der TMO und den umliegenden Regionen

15. Juni 2022



Universität
Basel



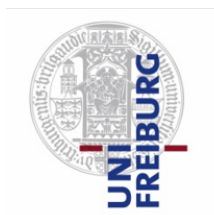
SCCER CREST



Hauptautor: Hasan Ümitcan Yilmaz (KIT DFIU)

Mitarbeiter*innen: Joris Dehler-Holland, Phuong Minh Khuong (KIT DFIU)

Redaktion: Wolf Fichtner (KIT DFIU)



Universität
Basel



SCCER CREST



Einleitung

Um konsistente Szenarien für das hochgradig vermaschte Energiesystem von Europa und der Oberrheinregion zu entwickeln, ist die mathematische Modellierung des Systems unumgänglich. Daher wurde im Projekt RES-TMO das Energiesystemmodell PERSEUS-EU (z.B. Keles und Yilmaz 2020; Plötz et al. 2019) weiterentwickelt und verwendet, um die Oberrheinregion und deren Abhängigkeiten von den sie umgebenden Ländern umfassend analysieren zu können.

Dieser Bericht stellt zunächst die grundsätzliche Funktionsweise von PERSEUS-EU vor und geht dann auf die Integration der Oberrheinregion als zusätzliche Region bestehend aus den drei Teilgebieten, die von den Ländergrenzen der Schweiz, Frankreichs und Deutschland begrenzt werden. Danach stellt der Bericht wesentliche techno-ökonomische Annahmen dar.

Das Energiesystemmodell PERSEUS-EU

Das Modell PERSEUS-EU eignet sich für umfangreiche Szenarioanalysen zur Untersuchung der Wirkung von sich ändernden politischen Rahmenbedingungen oder umweltbezogenen Faktoren. Das Ziel des Modells ist die Minimierung der Gesamtsystemkosten unter einer Reihe von technischen, ökologischen und politischen Randbedingungen. Beispiele für wichtige Kostenparameter sind die Brennstoffkosten für die Stromerzeugung, die variablen und fixen Betriebskosten von Kraftwerken sowie die fixen Kapitalkosten neuer Erzeugungseinheiten. Dabei werden sowohl konventionelle als auch erneuerbare Erzeugungstechnologien berücksichtigt, genauso wie die Stromspeicherung durch Batterien, Pumpspeicher oder Power-to-Gas (PtG).

PERSEUS-EU (Heinrichs 2014; Rosen 2007; Keles und Yilmaz 2020) ist ein Optimierungsmodell aus der Klasse der linearen Optimierung. Es stellt alle Kraftwerke und Energieflüsse des Elektrizitätssektors von 28 europäischen Ländern (EU27, ohne die Inseln Zypern und Malta, aber inklusive Großbritannien, Schweiz und Norwegen) mit einem mehrperiodischen, linearen Optimierungsansatz dar. Die hierarchische Struktur des Modells basiert auf einem gerichteten Graphen, in dem alle Knoten durch Energieflüsse miteinander verbunden und mehrere Energieumwandlungstechnologien enthalten sind. Eine der wichtigsten Nebenbedingungen besteht darin, dass der Energiefluss für jeden Modellknoten im Gleichgewicht sein muss.

Das Basisjahr 2015 wird für die Modellkalibrierung mit historischen Daten verwendet. Aus Gründen des Rechenaufwands werden nicht alle Jahre zwischen 2015 und 2050 modelliert. Wir wählen die Zeiträume 2015, 2020, 2030, 2040 und 2050 als repräsentative Jahre. Für jedes Jahr wird eine innerjährliche Zeitauflösung mit vier repräsentativen Wochen in

stündlicher Auflösung verwendet. Die Zeitabschnitte stellen die Stunden dieser Wochen dar, die jede Jahreszeit repräsentieren.

Die Begrenzung der Stromaustauschkapazitäten zwischen benachbarten Ländern wird durch eine Beschränkung der maximalen Strommenge modelliert, die in jedem Zeitintervall zwischen den Modellknoten ausgetauscht werden kann. Der Ausbau der Verbindungskapazitäten und die Übertragungsverluste werden über Eingangsdaten berücksichtigt. Die Annahmen sind in RES-TMO Report (3.1.2) dargelegt.

Die wichtigsten Entscheidungsvariablen des Optimierungsmodells sind die Produktionsniveaus bestehender Kapazitäten, Investitionen in neue Kapazitäten und Energieaustauschströme zwischen Nachbarländern. Die Kraftwerkskapazitäten werden durch Modelljahre und Produktionsniveaus indiziert, die Stromflüsse zwischen Nachbarländern durch Modelljahre und Zeitabschnitte. Zusätzlich zu den zukünftigen Kapazitäten und dem Strommix liefern die Ergebnisse unter anderem Details zum Primärenergiemix, zum grenzüberschreitenden Austausch, zu den Emissionen in jedem Land und zu den Grenzkosten der Stromerzeugung.

PERSEUS ist in der Sprache GAMS implementiert und das Problem wird mit dem CPLEX-Löser gelöst. Das Optimierungsmodell hat (ungefähr) 4 Millionen Zeilen, 10 Millionen Spalten und 30 Millionen Nicht-Null-Werte. Die Laufzeit des Modells beträgt etwa 5 Stunden und 15 Minuten auf einem Computer mit Intel Xeon E-1650, 3.2GHz (Turbo: 3.8GHz), 12 Threads Prozessor und 160 GB RAM. Für die flexible Datenaufbereitung wurde ein Datenverwaltungssystem auf Basis von Java und MySQL geschrieben. Die detaillierte Beschreibung der Modellgleichungen finden sich in (Keles und Yilmaz 2020). Weitere Details sowie eine Diskussion finden sich in (Heinrichs 2014).

Integration der Oberrheinregion in PERSEUS-EU

In PERSEUS-EU sind die Kuppelleitungen zwischen den europäischen Ländern als Energieflüsse eines gerichteten Graphen hinterlegt (Rosen 2007). Im Modell werden die bestehenden physischen Begrenzungen des Stromaustauschs über die Kuppelstellen durch die Festlegung von Beschränkungen der maximalen Energiemenge, die in jeder Zeitscheibe übertragen werden kann, realisiert. Anders als die Kapazitäten der Stromerzeugungseinheiten, die Optimierungsvariablen sind, sind die Übertragungskapazitäten im Modell exogen vorgegebene Parameter und nicht Teil der Optimierung.

In der Modellierung des europäischen Stromsystems mit PERSEUS-EU werden die Übertragungskapazitäten zwischen den Ländern aus den historischen Net Transfer Capacities (NTC) -Werten des europäischen Übertragungsnetzes abgeleitet. NTC-Werte stellen dabei die für den Markt tatsächlich zur Verfügung stehenden Übertragungskapazitäten dar nach Abzug

von Sicherheitsmargen und unter Berücksichtigung von etwaigen Engpässen innerhalb der Marktzone. In PERSEUS-EU werden auch absehbare Ausbauprojekte berücksichtigt und fließen entsprechend in deren Entwicklung über den Betrachtungshorizont ein (TYNDP 2020: ENTSO-E 2021). Für die Implementierung der Oberrheinregion mit ihren neu zu definierenden NTCs kann dieser Ansatz nicht verfolgt werden. Dort sollen anhand der thermischen Grenzleistungen der Freileitungen geeignete Übertragungskapazitäten entwickelt werden.

Die Übertragungskapazitäten sind wesentlich für eine Marktzone, da begrenzte Kapazitäten von Grenzkupplungen zu Preisunterschieden zwischen Marktgebieten mit grenzüberschreitendem Handel führen (Keles et al. 2020). Da die Oberrheinregion als zusätzlicher Knoten im Energiesystem die bestehenden Übertragungsnetzrestriktionen zwischen Frankreich, Deutschland und der Schweiz ignorieren würde, wird die Oberrheinregion in Form ihrer Teilgebiete als jeweils eigenständig modellierte Knoten mit zu definierenden Übertragungskapazitäten zu Deutschland, Frankreich und der Schweiz modelliert, um die reale Engpassituation innerhalb der Oberrheinregion besser darstellen zu können.

Die Bestimmung der für den Markt tatsächlich zur Verfügung stehenden Übertragungskapazitäten dieser Leitungen gestaltet sich als Herausforderung. Der tatsächliche NTC-Ansatz kann im Rahmen dieser Arbeit nicht nachvollzogen werden, da die NTC-Berechnung auf detaillierten Netzmodellen der einzelnen Marktzone beruht. Die NTC-Werte werden von den bestehenden Marktmechanismen und -regeln sowie von der Nutzung der bestehenden Infrastruktur in den Nachbarländern beeinflusst. In einem vermaschten europäischen Netz sind NTCs stark voneinander abhängig. Deshalb werden die neuen Übertragungskapazitäten über die thermische Grenzleistung der Leitungen angenähert, die in RES-TMO Report (3.1.2) dargestellt sind.

Freileitungen werden in den allermeisten Fällen weit unterhalb ihrer thermischen Grenzleistung betrieben. Die Regularien des Clean Energy Package der europäischen Union sehen vor, dass für den grenzüberschreitenden Handel 70 % der Übertragungsleistung abzüglich einer Sicherheitsmarge spätestens ab dem Jahr 2025 zur Verfügung stehen müssen. Wie groß die Sicherheitsmarge im Einzelfall ist, lässt sich nur durch umfangreiche Netzsimulationen ermitteln, die über den Rahmen dieses Projektes hinausgehen. Um dennoch robuste Aussagen treffen zu können, wurde in diesem Projekt die Verfügbarkeit der Übertragungskapazitäten zu den Nachbarländern zwischen 0 % und 70 % der thermischen Grenzleistung variiert. Die so ermittelten Ergebnisse zeichnen ein differenziertes Bild der elektrischen Beziehungen zwischen Oberrheinregion und den umgebenden Ländern (siehe RES-TMO Report (3.2.1) 2022; RES-TMO Report (3.2.3) 2022; RES-TMO Report (3.2.4) 2022).

In PERSEUS-EU sind bestehende Stromerzeugungsanlagen berücksichtigt. Darunter fallen neben den öffentlichen Kraftwerken auch Kraftwerke zur Eigenversorgung. Um die Oberrheinregion als Knoten darstellen zu können, müssen Kraftwerke den neuen Knoten der Oberrheinregion zugeordnet werden. Der Kraftwerksbestand wurde aus der vorhandenen PERSEUS-Datenbank, basierend auf (Platts 2015) übernommen. Mit Hilfe des Geodatenverarbeitungsprogramms ArcMap (ESRI) wurden anhand der IDs der Kraftwerke, der Kraftwerkskoordinaten, sowie Shapefiles der Oberrheinregion die konventionellen Kraftwerke der Modellregion identifiziert¹ und mit nationalen und europäischen Statistiken abgeglichen.

Die Bedeutung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im europäischen Energiesystem steigt stetig. Dabei weisen insbesondere Windenergieanlagen und Solaranlagen stark fluktuierende Einspeiseeigenschaften auf, weshalb neben den techno-ökonomischen Anlagenparametern auch Lastprofile für die Einspeisung von erneuerbaren Energien in das Stromnetz berücksichtigt werden müssen. Die Abbildung von erneuerbaren Energieanlagen in PERSEUS-EU geht größtenteils auf die PERSEUS-Datenbank zurück. Allerdings wurden die Lastprofile für die Technologien Wind (onshore und offshore) und PV anhand der Daten des EMHIREs-Projekts (González-Aparicio und Zucker 2015; González-Aparicio et al. 2017) aktualisiert und ergänzt.

Insgesamt werden sieben Technologien zur Gewinnung erneuerbarer Energien berücksichtigt: Solarenergie (PV), Wind (Onshore und Offshore), Wasserkraft (Lauf- und Speicherwasserkraft), Biomasse und Biogas. Jede dieser Technologien wird durch ihre Lastprofile, installierte Kapazitäten sowie technologie- und periodenspezifischen Kosten länderspezifisch modelliert. Der EMHIREs-Datensatz wurde verwendet, weil er für Wind und PV stündliche Lastprofile für das Ausgangsjahr 2015 heruntergebrochen auf NUTS-2-Ebene² beinhaltet, was für die Modellierung der Oberrheinregion von großem Vorteil ist. Da die entsprechenden NUTS-2-Regionen³ die Oberrheinregion ziemlich gut erfassen, wurden deren Durchschnitte pro Zeitscheibe, basierend auf der Annahme, dass die Bedingungen für die Stromerzeugung aus Wind und Sonne überall in der Oberrheinregion ähnlich sind, für die

¹ Dazu wurden alle Kraftwerke anhand ihrer Koordinaten in ArcMap abgebildet und anschließend mit Hilfe eines Shapefiles der Oberrheinregion ausgeschnitten. Die Kraftwerke haben sogenannte „Wepp-ID“-Nummern, die auch in der PERSEUS-Datenbank hinterlegt sind und anhand derer dann die entsprechenden Kraftwerke Frankreichs, Deutschlands und der Schweiz aus der PERSEUS-Datenbank herausgefiltert und dem neuen Knoten in der Oberrheinregion zugeschrieben wurden.

² Die aktuelle NUTS-2016-Klassifikation, die seit 1. Januar 2018 gültig ist, umfasst 104 Regionen auf NUTS-1-Ebene, 281 Regionen auf NUTS-2-Ebene sowie 1348 Regionen auf NUTS-3-Ebene. Die NUTS-Klassifikation ist ein hierarchisches System zur Untergliederung der Wirtschaftsräume der EU und des Vereinigten Königreichs. Zusätzlich erarbeitet Eurostat in Abstimmung mit Ländern, die der Europäischen Freihandelsassoziation (EFTA) angehören ein Codesystem für ihre statistischen Regionen. In diesem Zusammenhang sind auch für die Schweiz EMHIREs-Daten auf NUTS-2-Ebene verfügbar. (Europäische Kommission, 2018)

³ Die entsprechenden NUTS-2-Regionen sind: DEB3, DE12, DE13, FRF1, CH02 und CH03

Oberrheinregion im Modell hinterlegt. Aus Gründen der Datenkonsistenz wurden die kompletten Wind- und Solardaten des EMHIRES Datensatzes für ganz Europa übernommen und angepasst.

Daten und Szenarien

Für die Modellierung des europäischen Stromsystems benötigen wir für das Stromsystemmodell PERSEUS eine große Menge an Daten. Die Entwicklung der Stromnachfrage für die EU-Länder wird aus dem EU-Referenzszenario 2016 (Capros et al. 2016) übernommen (vgl. RES-TMO Report (3.1.1) 2022). Die Kraftwerksdaten werden aus der WEPP-Datenbank (Platts 2015) übernommen. Darüber hinaus verwenden wir Daten des DIW (2013) für die technisch-ökonomischen Parameter zukünftiger Kraftwerksinvestitionsoptionen, dargestellt in Tabelle 2. Ein weiterer wichtiger Punkt ist die Art und Weise, wie der Ausbau der erneuerbaren Energien im Modell gehandhabt wird: Wir berechnen den Kapazitätsausbau endogen und legen keine nationalen Ziele für die Länder fest, was bedeutet, dass das Modell in den Ausbau der erneuerbaren Energien dort investiert, wo es am wirtschaftlichsten ist. Der Abzinsungssatz in der Zielfunktion beträgt in allen Szenarien 5 %. Für die weiteren Annahmen zu politischen Rahmenbedingungen verweisen wir auf RES-TMO Report (3.1.3).

Tabelle 1: Techno-ökonomische Annahmen für die Investitionsoptionen fossiler Kraftwerke in Anlehnung an (DIW 2013).

	Kernkraft	Gas CC	Gas GT	
Investitionen [€/kW]	6486	432	865	
O&M (Fix) [€/kW*a]	64	22	16	
O&M (Variabel) [€/kWh]	4	4.3	3.2	
Amortisierungsdauer [a]	30	15	15	
Lebensdauer [a]	60	30	30	
Effizienz [%]	2020	2030	2040	2050
Kernkraft	33.4%	33.7%	34%	34.3%
Gas CC	60.5%	61%	61.5%	61.9%
Gas GT	39.2%	39.3%	39.5%	39.6%

Tabelle 3 stellt die Annahmen an die Entwicklung von Batteriespeichern dar. Um die zukünftigen Kosten der erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien zu berechnen, verwenden wir Lernkurven. Tabelle 4 zeigt die techno-ökonomischen Annahmen für erneuerbare Energien. Wir gehen davon aus, dass es in Europa kein weiteres Wasserkraftpotenzial in größerem Umfang gibt.

Tabelle 2: Techno-ökonomische Annahmen für die Investitionsoptionen von Batteriespeichern (Babrowski 2015; Schmidt et al. 2017).

	2020	2030	2040	2050
Investition [€/kW]	728	424	326	291
O&M (Fix) [€/kWa]	7.3	4.3	3.3	2.9
Lebensdauer [a]	12	16	18	20
Effizienz (einseitig) [%]	0.927	0.938	0.943	0.954

Tabelle 3: Techno-ökonomische Annahmen für die Investitionsoptionen in erneuerbare Stromerzeugungsquellen (Keles und Yilmaz 2020).

	Wind onshore	Wind offshore	PV	Biomass	Biogas
Investition [€/kW]					
2020	1628	3378	649	3397	5002
2030	1359	2570	570	3272	4816
2040	1243	2139	475	3141	4624
2050	1179	1905	417	3035	4468
O&M (Fix) [€/kWa]					
2020	32	110	1.6	136	200
2030	27	84	1.4	131	193
2040	25	70	1.2	126	185
2050	24	62	1.0	121	179
O&M (Variabel) [€/kWh]					
2020	0.5	0.5	0.1	0	0
2030	0.5	0.5	0.1	0	0
2040	0.5	0.5	0.1	0	0
2050	0.5	0.5	0.1	0	0

Tabelle 4 zeigt die Preisannahmen für die PtG-Anlagen⁴. Als Speicher wird das Gasnetz selbst angenommen, dadurch gibt es keine Obergrenzen zur Speicherung von synthetischem Gas. Die Preise beinhalten die Gesamtkosten der Elektrolyse und des Methanisierungsprozesses. Die jährlichen Betriebs- und Wartungskosten werden mit 2 % der ursprünglichen Investitionen angenommen. Der Wirkungsgrad der PtG-Anlage ist der Gesamtwirkungsgrad nach beiden Prozessen. Wir verwenden in den untersuchten Sensitivitäten eine niedrige (optimistische) und eine hohe (pessimistische) Kostenentwicklung für die gesamte Anlage als Sensitivitätsanalyse

⁴ Neuere Schätzungen stimmen mit denen in Tabelle 1 überein oder liegen darunter. Vergleiche zum Beispiel eine Präsentation eines großen Stromversorgungsunternehmens, (Snam, http://87789.choruscall.com/snam/snam191121v2_presentation.pdf) oder einen Marktforschungsbericht (<https://www.greentechmedia.com/articles/read/europes-biggest-gas-grid-ramps-up-hydrogen-efforts>).

in RES-TMO Report (3.2.3). Die Kostenparameter sind in Tabelle 4 als niedrig bzw. hoch bezeichnet. Zusätzlich wird der Preis für das im Methanisierungsprozess verwendete CO₂ mit 50€/t (Gorre et al. 2019) angesetzt. Diese Kosten fallen für die Sequestrierung und Transport von CO₂ an. Die CO₂-Quellen sind die Biomassekraftwerke und die Gaskraftwerke. Gaskraftwerke, die mit synthetischem Erdgas betrieben werden, setzen kein CO₂ in die Luft frei, sondern fangen den Kohlenstoff ab und geben ihn an PtG-Kraftwerke zurück.

Tabelle 4: Annahmen für PtG-Anlagen (Fürstenwerth und Waldmann 2014).

	2015	2020		2030		2040		2050	
		Niedrig	Hoch	Niedrig	Hoch	Niedrig	Hoch	Niedrig	Hoch
Investitionen [€/kW]	2000	1000	1300	700	900	575	800	450	700
O&M (Fix)* [€/kWa]	40	20	26	14	18	11.5	16	9	14
Lebensdauer	15	20		25		25		25	
Effizienz	0.6	0.616		0.68		0.714		0.756	

* Die fixen Betriebs- und Wartungskosten (O&M) betragen 2% der Investitionen pro Jahr, gemessen in Euro pro Kilowatt.

Literaturverzeichnis

- Babrowski, Sonja (2015): Bedarf und Verteilung elektrischer Tagesspeicher im zukünftigen deutschen Energiesystem: KIT Scientific Publishing, Karlsruhe (7).
- 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.
- DIW (2013): Current and Prospective Costs of Electricity Generation until 2050. Research Report. Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung. Berlin, Germany. Online verfügbar unter https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.424566.de/diw_datadoc_2013-068.pdf.
- ENTSO-E (2021): Ten Year Network Development Plan 2020. Completing the map - Power system needs in 2030 and 2040. Online verfügbar unter https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/TYNDP2020/FINAL/entso-e_TYNDP2020_IoSN_Main-Report_2108.pdf.
- Fürstenwerth, Daniel; Waldmann, Lars (2014): Stromspeicher in der Energiewende. Berlin, Germany: Agora. Online verfügbar unter <https://speicherinitiative.at/assets/Uploads/19-AgoraEnergiewende-Speicherstudie-Langfassung.pdf>.
- González-Aparicio, I.; Monforti, F.; Volker, P.; Zucker, A.; Careri, F.; Huld, T.; Badger, J. (2017): Simulating European wind power generation applying statistical downscaling to reanalysis data. In: *Applied Energy* 199, S. 155–168. DOI: 10.1016/j.apenergy.2017.04.066.
- González-Aparicio, Iratxe; Zucker, Andreas (2015): Meteorological data for RES-E integration studies - State of the art reviewtitle. JRC Science Hub. Online verfügbar unter <http://dx.doi.org/10.2790/349276>.
- Gorre, Jachin; Ortloff, Felix; van Leeuwen, Charlotte (2019): Production costs for synthetic methane in 2030 and 2050 of an optimized Power-to-Gas plant with intermediate hydrogen storage. In: *Applied Energy* 253, S. 113594. DOI: 10.1016/j.apenergy.2019.113594.
- Heinrichs, Heidi Ursula (2014): Analyse der langfristigen Auswirkungen von Elektromobilität auf das deutsche Energiesystem im europäischen Energieverbund. Karlsruhe, Germany: KIT Scientific Publishing.
- Keles, Dogan; Dehler-Holland, Joris; Densing, Martin; Panos, Evangelos; Hack, Felix (2020): Cross-border effects in interconnected electricity markets - an analysis of the Swiss

electricity prices. In: *Energy Economics* 90 (3), S. 104802. DOI: 10.1016/j.eneco.2020.104802.

Keles, Dogan; Yilmaz, Hasan Ümitcan (2020): Decarbonisation through coal phase-out in Germany and Europe — Impact on Emissions, electricity prices and power production. In: *Energy Policy* 141, S. 111472. DOI: 10.1016/j.enpol.2020.111472.

Platts (2015): World Electric Power Plants Database. Online verfügbar unter <https://www.platts.com.es/products/world-electric-power-plants-database>.

Plötz, Patrick; Gnann, Till; Jochem, Patrick; Yilmaz, Hasan Ümitcan; Kaschub, Thomas (2019): Impact of electric trucks powered by overhead lines on the European electricity system and CO2 emissions. In: *Energy Policy* 130, S. 32–40. DOI: 10.1016/j.enpol.2019.03.042.

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 (3.2.1) (2022): Ein Bericht über die Effektivität eines TMO-Marktgebietes. Unter Mitarbeit von Joris Dehler-Holland, Hasan Ümitcan Yilmaz und Phuong Minh Khuong.

RES-TMO Report (3.2.3) (2022): Die Formulierung von Zielen zur Erhöhung des RES-Anteils und zur Reduzierung der Emissionen von Schad- oder Treibhausgasen im beschriebenen Marktgebiet. Unter Mitarbeit von Joris Dehler-Holland, Hasan Ümitcan Yilmaz und Phuong Minh Khuong.

RES-TMO Report (3.2.4) (2022): Die Formulierung der erreichbaren Selbstversorgungsrate. Unter Mitarbeit von Joris Dehler-Holland, Hasan Ümitcan Yilmaz und Phuong Minh Khuong.

Rosen, Johannes (2007): The future role of renewable energy sources in European electricity supply. A model-based analysis for the EU-15. Dissertation. Universität Karlsruhe, Karlsruhe. Online verfügbar unter <http://digbib.ubka.uni-karlsruhe.de/volltexte/documents/347096>.

Schmidt, O.; Hawkes, A.; Gambhir, A. et al. (2017): The future cost of electrical energy storage based on experience rates. In: *Nature Energy* 2. DOI: 10.1038/nenergy.2017.110.