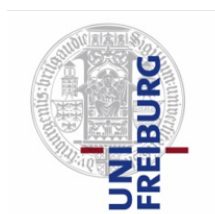


A small green leaf icon.

## 3.1.2

# Zwei Szenarien für den Ausbau transnationaler Stromübertragungskapazitäten

15. Juni 2022



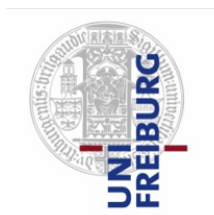
Universität  
Basel



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

Das Übertragungsnetz ist das Rückgrat des europäischen Stromsystems um Nachfrage und Erzeugung miteinander zu verbinden. Das europäische Energiesystem ist geprägt von nationalen Stromnetzen. In den letzten Dekaden wurde auch die Integration des europäischen Systems über die Grenzen hinweg vorangetrieben. Wesentlich sind dabei die Interkonnektoren, die die nationalen Stromsysteme verbinden. Die Verfügbarkeit der Übertragungskapazitäten zwischen den Ländern ist ein wesentlicher Faktor zur Erklärung von Preisdifferenzen in den verschiedenen Ländern. Mittelbar hängt es damit auch von der Verfügbarkeit von Kapazitäten zwischen den Ländern ab, welche Investitionssignale für Stromerzeugungs- und Speichertechnologien, wie zum Beispiel Wind- und Solarenergie oder Batteriespeicher, in den betrachteten Ländern gegeben sind. Damit sind die Übertragungskapazitäten von entscheidender Bedeutung bei der Ausgestaltung eines effizienten europäischen Energiesystems.

Dieser Kurzbericht widmet sich in diesem Zusammenhang zwei wesentlichen Baustellen der Szenarioentwicklung. Einerseits sollen Annahmen entwickelt werden, wie sich die Übertragungskapazitäten zwischen den Teilregionen der Oberrheinregion bis 2050 entwickeln. Um die Oberrheinregion als zusätzlichen Knoten im europäischen Stromsystem berücksichtigen zu können, müssen andererseits Annahmen getroffen werden, wie die Oberrheinregion zu den Ländern Frankreich, Schweiz und Deutschland verbunden ist. Dazu muss das bestehende Netz in den drei Ländern in Betracht gezogen werden und Leitungen identifiziert werden, die die Oberrheinregion mit den umgebenden Ländern verbinden. Dies gehen wir im nächsten Abschnitt an. Danach widmen wir uns den Annahmen an die Interkonnektoren in der Oberrheinregion und im Rest von Europa. Wir diskutieren zwei Szenarien des Ten Year Network Development Plans der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E 2021; ENTSO-E und ENTSOG 2020). Um die Szenarien zu vergleichen, integrieren wir ihre Annahmen in das Energiesystemmodell PERSEUS-EU (vgl. RES-TMO Report (3.2.2) 2022), das in diesem Projekt verwendet wird und diskutieren die Ergebnisse.

## Übertragungsleitungen zwischen Oberrheinregion und Nachbarn

Um die Oberrheinregion als zusätzliche Zone in das Energiesystemmodell PERSEUS-EU integrieren zu können, müssen deren Übertragungskapazitäten zu den "elektrischen Nachbarn" Deutschland, Frankreich und Schweiz bestimmt werden. In diesem Projekt wird dafür auf Vorarbeiten am IIP/DFIU zurück gegriffen und vorhandene Datenbanken ausgewertet (Finck 2021; Ruppert et al. 2020). Dadurch können bestehende Übertragungsleitungen, die die Grenzen der Oberrheinregion schneiden identifiziert und deren

thermische Kapazitäten und Spannungsebene bestimmt werden. Die auf diese Art und Weise im Modell berücksichtigten Übertragungsleitungen sind in Abbildung 1 und Tabelle 1 dargestellt.

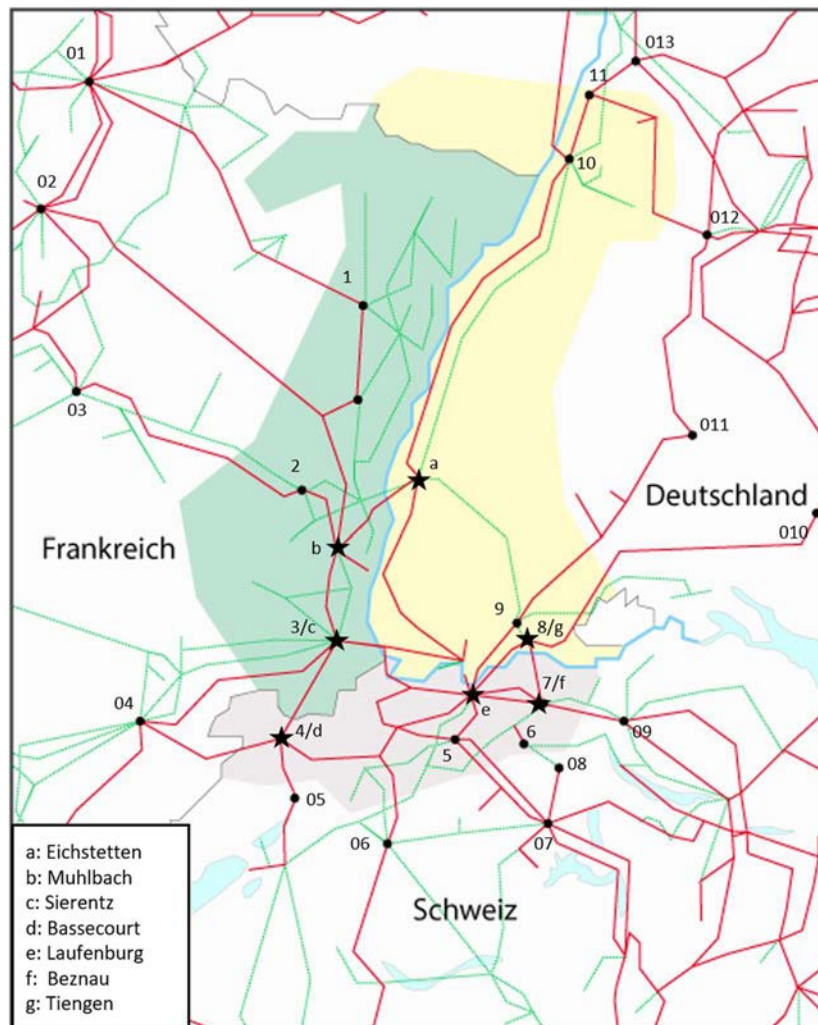


Abbildung 1: Darstellung des Übertragungsnetzes in der Oberrheinregion und angrenzenden Ländern (ENTSO-E).

Aus den Daten der vorhandenen Übertragungsleitungen ergibt sich, dass die jeweiligen Teilgebiete der Oberrheinregion gut in das Netz der sie umgebenden Länder integriert sind. Demnach stehen zwischen der Oberrheinregion und Frankreich 14.955 MW thermischer Grenzleistung zur Verfügung. Zwischen der Oberrheinregion und der Schweiz wurden 21.425 MW identifiziert. Deutschland und die Oberrheinregion werden durch Leitungen mit einer thermischen Grenzleistung von insgesamt 26.613 MW verbunden. Diese Leistung entsprechen jeweils einem Vielfachen der Maximallast in der Oberrheinregion. Dabei ist noch nicht berücksichtigt, dass für den Stromaustausch im Realbetrieb des Netzes nicht die gesamten thermischen Kapazitäten zur Verfügung stehen.

Tabelle 1: Übertragungsleitungen zwischen der Oberrheinregion und den angrenzenden Ländern (Finck 2021; Ruppert et al. 2020). Zahlen in Klammern verweisen auf die Kartendarstellung in Abbildung 1.

	Verbindung	Spannung (in kV)	Therm. Grenzleistung (MW)
ORR ↔ FR			
FR-FR	Marlenheim (1) ↔ Vigy (01)	380	3622
FR-FR	Marlenheim ↔ Bezaumont (02)	380	2282
FR-FR	Lac Noir ↔ Anould	220	1155
FR-FR	Logelbach (2) ↔ Vincey (03)	380	2277
FR-FR	Sierentz (3) ↔ Etupes	220	758
FR-FR	Sierentz ↔ Mambelin (04)	380	2282
CH-FR	Bassecourt ↔ Mambelin	380	2579
ORR ↔ CH			
CH-CH	Bassecourt (4) ↔ Pieterlen (05)	380	2579
CH-CH	Flumenthal ↔ Bickigen (06)	220	1950
CH-CH	Bassecourt ↔ Bickigen	380	2663
CH-CH	Mühleberg ↔ Lindenholz	220	1190
CH-CH	Gösgen (5) ↔ Sursee	380	2526
CH-CH	Gösgen ↔ Mettlen (07)	380	2526
CH-CH	Niederwil (6) ↔ Obfelden (08)	220	2530
CH-CH	Niederwil ↔ Regensdorf	220	1178
CH-CH	Beznau (7) ↔ Breite (09)	380	2663
CH-CH	Beznau ↔ Breite	220	1620
ORR ↔ DE			
DE-DE	Tiengen (8) ↔ Herberlingen (010)	380	1790
DE-DE	Tiengen ↔ Herberlingen	220	896
DE-DE	Gurtweil (9) ↔ Beuren	220	2000
DE-DE	Gurtweil ↔ Engstlatt (011)	380	2000
DE-DE	Bruchsal ↔ Pulverdingen (012)	220	2905
DE-DE	Philippsburg ↔ Neurott (013)	380	3000
DE-DE	Daxlanden (10) ↔ Altlußheim	220	2500
DE-DE	Daxlanden ↔ GKM	220	1280
DE-DE	Daxlanden ↔ Neurott	220	747
DE-DE	Daxlanden ↔ Lambsheim	380	2580
DE-DE	Maximiliansau ↔ BASF	220	1360
DE-DE	Daxlanden ↔ Lambsheim	220	1290
DE-DE	Philippsburg (11) ↔ Pulverdingen	380	2905
DE-DE	Maximiliansau ↔ Mutterstadt	220	1360

## Netzausbauszenarien

In diesem Abschnitt werden die Annahmen an die Entwicklung der Übertragungskapazitäten in Europa und zwischen den Teilregionen der Oberrheinregion dargelegt. Da die Planung und Entwicklung von Stromleitungen ein langwieriger und komplexer Prozess ist, orientieren wir uns dabei an den langfristigen Planungen der europäischen Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen des 'Ten Year Network Development Plan' (TYNDP) von 2020<sup>1</sup> (ENTSO-E 2021). In verschiedenen Szenarien werden darin 'Net Transfer Capacities' (NTCs) zwischen den verschiedenen Marktzone festgelegt. Sie bestimmen, wie viel Übertragungskapazität für den kommerziellen Stromaustausch zur Verfügung steht, nachdem Sicherheitsmargen und Netzengpässe in den Marktgebieten berücksichtigt wurden. Da NTCs nur für die akkumulierten Übertragungskapazitäten an den Zonengrenzen zur Verfügung stehen und die Oberrheinregion nicht überall deckungsgleich ist mit den im TYNDP angenommenen Zonengrenzen legen wir zunächst dar, wie die NTCs auf die Oberrheinregion heruntergebrochen werden. Danach widmen wir uns den aus dem TYNDP übernommenen Szenarioannahmen.

### Festlegung von NTCs zwischen den Teilgebieten der Oberrheinregion

Da die Oberrheinregion nicht überall das komplette Grenzgebiet zwischen den einzelnen Ländern abdeckt, müssen die NTCs des TYNDP für die Oberrheinregion angepasst werden. Wie oben erläutert, stehen dazu Informationen über die maximalen thermischen Kapazitäten der Übertragungsleitungen zur Verfügung. Die NTCs werden proportional zu den Verhältnissen zwischen den thermischen Kapazitäten von Kuppelleitungen die die Teilgebiete der Oberrheinregion verbinden und Kapazitäten, die nicht in der Oberrheinregion enden, umgelegt. Dieses Vorgehen stellt eine Vereinfachung der tatsächlichen Berechnung von NTCs dar, die durch den erheblichen Aufwand zur Berechnung einzelner NTCs zu rechtfertigen ist.

Außerhalb der Oberrheinregion bestehen an der deutsch-französischen Grenze zwischen Ensdorf im Saarland und Vigy im Département Moselle Grenzkuppelstellen mit zwei 380kV-Leitungen und einer 220kV-Leitung, so dass für die Übertragungskapazität zwischen dem französischen und deutschen Teil der Oberrheinregion nicht der komplette NTC-Wert für die Übertragung zwischen Deutschland und Frankreich übernommen werden kann. Zusammen haben die genannten Leitungen eine thermische Kapazität von insgesamt 6800 MW. Bei einer thermischen Gesamtleistung aller Kuppelleitungen zwischen Deutschland und Frankreich von 11761 MW beträgt der Anteil der nicht in der Oberrheinregion liegenden Kuppelleitungen zwischen den Ländern ca. 58%. Unter der vereinfachten Annahme, dass die thermische Kapazität und die NTCs proportional zueinander sind, sollen dementsprechend 58% der für

---

<sup>1</sup> Die Annahmen zu den NTCs zwischen den Ländern stehen öffentlich zur Verfügung (ENTSO-E 2020).

Deutschland und Frankreich hinterlegten NTCs als Kuppelkapazität zwischen diesen Ländern bestehen bleiben; die restlichen 42% werden als Übertragungskapazität für den Fluss zwischen dem deutschen und französischen Teilgebiet der Oberrheinregion angenommen. Auch für das Grenzgebiet zwischen der Schweiz und Frankreich soll diese Methodik angewendet werden, da sich südlich des Jura-Gebirges, also außerhalb der Oberrheinregion, acht Grenzleitungen mit einer thermischen Gesamtgrenzkapazität von 21258 MW befinden, was einem Anteil von 67,3% aller Grenzleitungen zwischen der Schweiz und Frankreich entspricht. Da sich alle Grenzleitungen zwischen Deutschland und der Schweiz in der Oberrheinregion befinden, bestehen zwischen Deutschland und der Schweiz keine weiteren Übertragungskapazitäten.

Im Folgenden beschreiben wir die aus dem TYNDP übernommenen Annahmen und deren Auswirkungen auf die Entwicklung der Kuppelkapazitäten zwischen den Regionen der Oberrheinregion.

*Tabelle 2: Entwicklung der NTCs in und um die Oberrheinregion im Szenario 'National Trends' (ENTSO-E 2020).*

<b>Von</b>	<b>Nach</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>	<b>2040</b>	<b>2050</b>
		(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)
<b>OR-CH</b>	<b>OR-FR</b>	319	319	319	613	613
<b>OR-FR</b>	<b>OR-CH</b>	907	907	907	1201	1201
<b>OR-DE</b>	<b>OR-CH</b>	2700	2700	2700	5100	5100
<b>OR-CH</b>	<b>OR-DE</b>	4600	4600	4600	7000	7000
<b>OR-FR</b>	<b>OR-DE</b>	1260	1260	1260	2772	2772
<b>OR-DE</b>	<b>OR-FR</b>	1260	1260	1260	2772	2772
<b>OR-CH</b>	<b>FR</b>	106	106	106	204	204
<b>FR</b>	<b>OR-CH</b>	302	302	302	400	400
<b>CH</b>	<b>FR</b>	875	875	875	1683	1683
<b>FR</b>	<b>CH</b>	2491	2491	2491	3299	3299
<b>DE</b>	<b>FR</b>	1735	1735	1735	3816	3816
<b>FR</b>	<b>DE</b>	1735	1735	1735	3816	3816
<b>DE</b>	<b>CH</b>	0	0	0	0	0
<b>CH</b>	<b>DE</b>	0	0	0	0	0
<b>OR-DE</b>	<b>FR</b>	0	0	0	0	0
<b>FR</b>	<b>OR-DE</b>	0	0	0	0	0
<b>OR-DE</b>	<b>CH</b>	0	0	0	0	0
<b>CH</b>	<b>OR-DE</b>	0	0	0	0	0



## Szenario "National Trends"

Das Szenario "National Trends" des TYNDP 2020 (ENTSO-E 2021) geht davon aus, dass die Länder der europäischen Union ihre nationalen Ziele, formuliert in den nationalen Klima- und Energieplänen, erreichen. Weiterhin berücksichtigt es die Ziele der europäischen Energieunion (ENTSO-E und ENTSG 2020, S. 14). Im Vergleich zu den anderen im TYNDP entwickelten Szenarien hat es die niedrigsten Ambitionen im Hinblick auf die Vermeidung von Emissionen. Dementsprechend finden in diesem Szenario Netzausbauprojekte eher verspätet statt. Tabelle 2 zeigt, dass in diesem Szenario der Ausbau der Interkonnektoren im Übertragungsnetz erst ab 2040 angenommen wird. In diesem Sinne stellt das Szenario also eine eher konservative Einschätzung der Entwicklung des Übertragungsnetzes und der Geschwindigkeit des Voranschreitens der Entwicklung des europäischen Strombinnenmarktes dar.

Tabelle 3: Entwicklung der NTCs in und um die Oberrheinregion im Szenario 'Global Ambition' (ENTSO-E 2020).

Von	Nach	2020	2025	2030	2040	2050
		(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)
OR-CH	OR-FR	319	319	564	564	564
OR-FR	OR-CH	907	907	1152	1152	1152
OR-DE	OR-CH	2700	2700	4700	4700	4700
OR-CH	OR-DE	4600	4600	6600	6600	6600
OR-FR	OR-DE	1260	1260	2520	2520	2520
OR-DE	OR-FR	1260	1260	2520	2520	2520
OR-CH	FR	106	106	188	188	188
FR	OR-CH	302	302	384	384	384
CH	FR	875	875	1549	1549	1549
FR	CH	2491	2491	3164	3164	3164
DE	FR	1735	1735	3469	3469	3469
FR	DE	1735	1735	3469	3469	3469
DE	CH	0	0	0	0	0
CH	DE	0	0	0	0	0
OR-DE	FR	0	0	0	0	0
FR	OR-DE	0	0	0	0	0
OR-DE	CH	0	0	0	0	0
CH	OR-DE	0	0	0	0	0

## Szenario "Global Ambition"

Das Szenario "Global Ambition" des TYNDP geht von größeren Anstrengungen aus, dass 1,5 °C – Ziel zu erreichen. Im Wesentlichen geht es dabei davon aus, dass sich das



Energiesystem schneller auf erneuerbare Energien umstellt und das dabei Skaleneffekte zu schnellen Kostensenkungen führen (ENTSO-E und ENTSOG 2020, S. 14). Dementsprechend schreitet auch der Ausbau der Interkonnektoren schneller voran. Im Vergleich zum Szenario "National Trends" findet der wesentliche Teil der Netzentwicklung schon im Jahre 2030 statt, wie Tabelle 3 zeigt. Zusätzlich ist auffällig, dass dieses Szenario von einer etwas niedrigeren benötigten Übertragungskapazität ausgeht. Dies lässt sich durch die Annahme einer höheren Energieeffizienz und dem damit verbundenen langsameren Wachstum der Elektrizitätsnachfrage begründen (ENTSO-E und ENTSOG 2020, S. 19).

## Ergebnisse

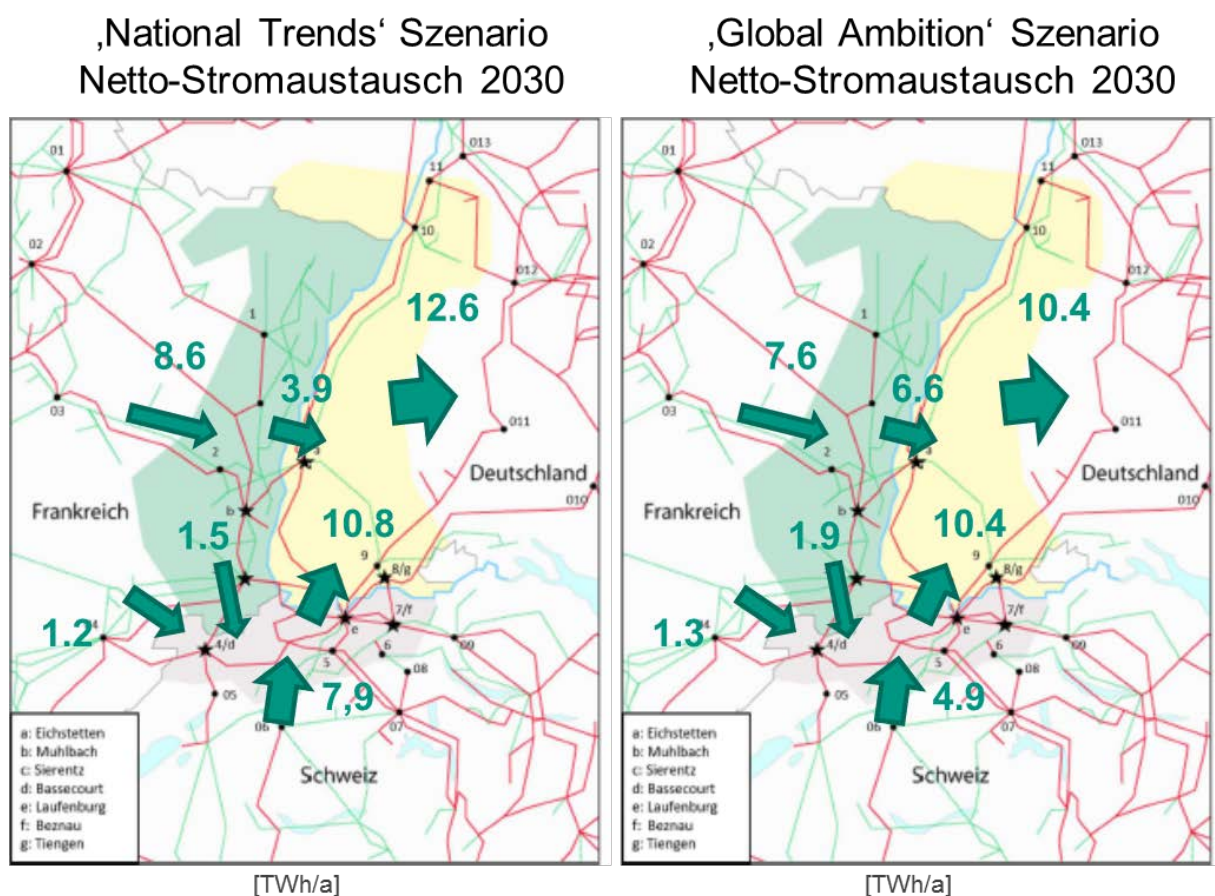


Abbildung 2: Netto-Stromaustausch zwischen den Teilgebieten der Oberrheinregion und ihren Nachbarländern im Jahr 2030 (eigene Berechnungen).

Um die Auswirkungen beider Szenarien auf das Stromsystem der Oberrheinregion zu verstehen, wurden die Szenarios und die Oberrheinregion im Energiesystemmodell PERSEUS-EU implementiert und modelliert. In diesem Abschnitt gehen wir kurz auf die Ergebnisse beider Szenarien ein und diskutieren Unterschiede und Gemeinsamkeiten. Zunächst zeigen Abbildung 2 und Abbildung 3 den Netto-Stromaustausch der Oberrheinregion und der Nachbarländer. In Abbildung 2 im Jahr 2030 fällt auf, dass der Stromaustausch zwischen der deutschen und französischen Teilgebiet der Oberrheinregion im Szenario 'Global

'Ambition' deutlich höher ist als unter den Annahmen der 'National Trends'. Dies lässt sich zurück führen auf den früheren Ausbau der Konnektoren im Szenario 'Global Ambition'. Weiterhin ist auffällig, dass sich die Richtungen der Hauptstromflüsse zwischen beiden Szenarios nicht ändern.

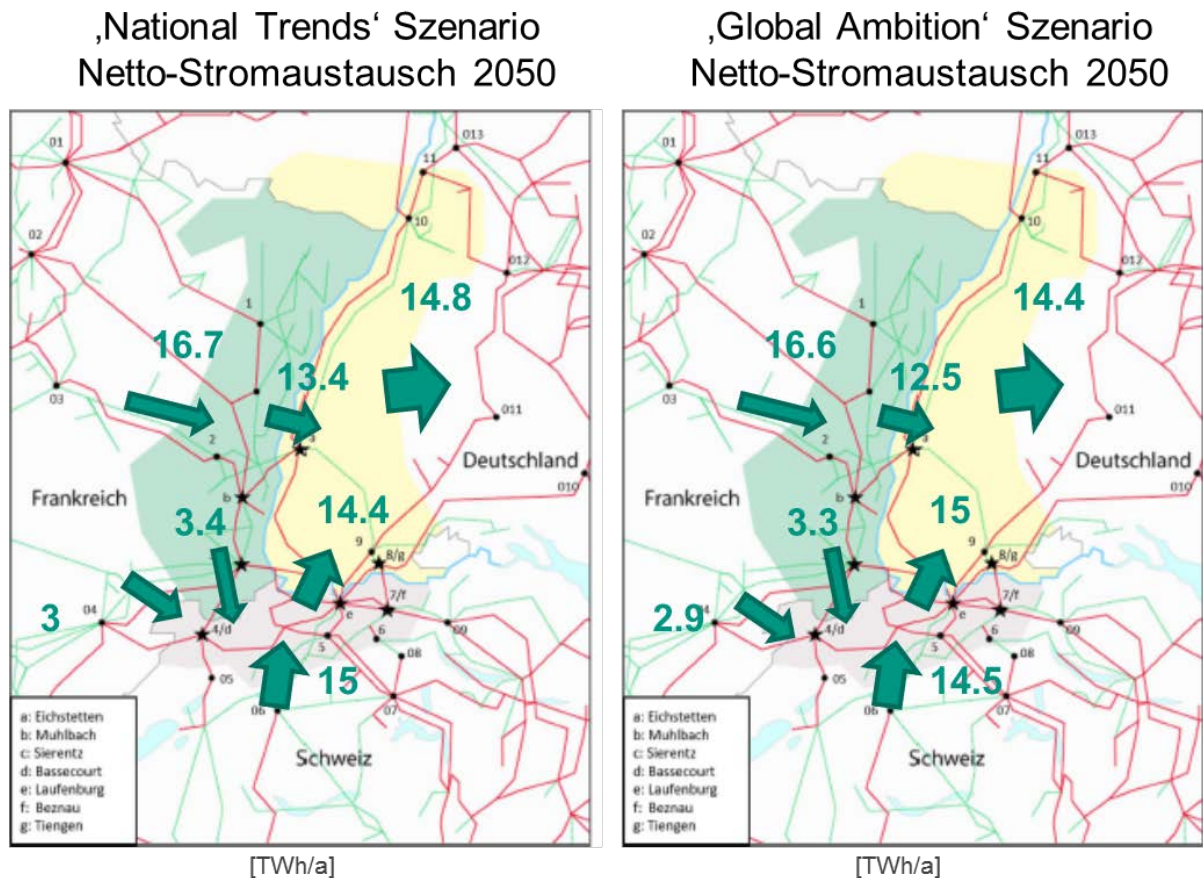


Abbildung 3: Netto-Stromaustausch zwischen den Teilgebieten der Oberrheinregion und ihren Nachbarländern im Jahr 2050 (eigene Berechnungen).

Abbildung 3 zeigt die Stromflüsse in beiden Szenarios im Jahr 2050. Im Zieljahr haben sich beide Szenarien weitgehend angenähert und die Stromflüsse unterscheiden sich kaum noch. Der Netzausbaustatus im Zieljahr ist in beiden Szenarios auf einem ähnlichen Niveau.

Da im Projekt RES-TMO Pfade hin zu einer erhöhten Durchdringung der Oberrheinregion mit erneuerbaren Energien untersucht werden sollen, stellt Abbildung 4 die Entwicklung der in der Oberrheinregion installierten Kapazitäten in beiden Szenarios dar. Auffällig ist, dass vor allem Solarenergie eine deutliche Entwicklung erfährt: im Jahr 2050 ergeben sich etwa 27 GW installierte Leistung in beiden Szenarios. Weiterhin überrascht, dass beide Szenarios einen sehr ähnlichen Entwicklungspfad nehmen und sich die jährlich zugebaute Leistung gleicht trotz der Unterschiede in den Annahmen in beiden Szenarios.

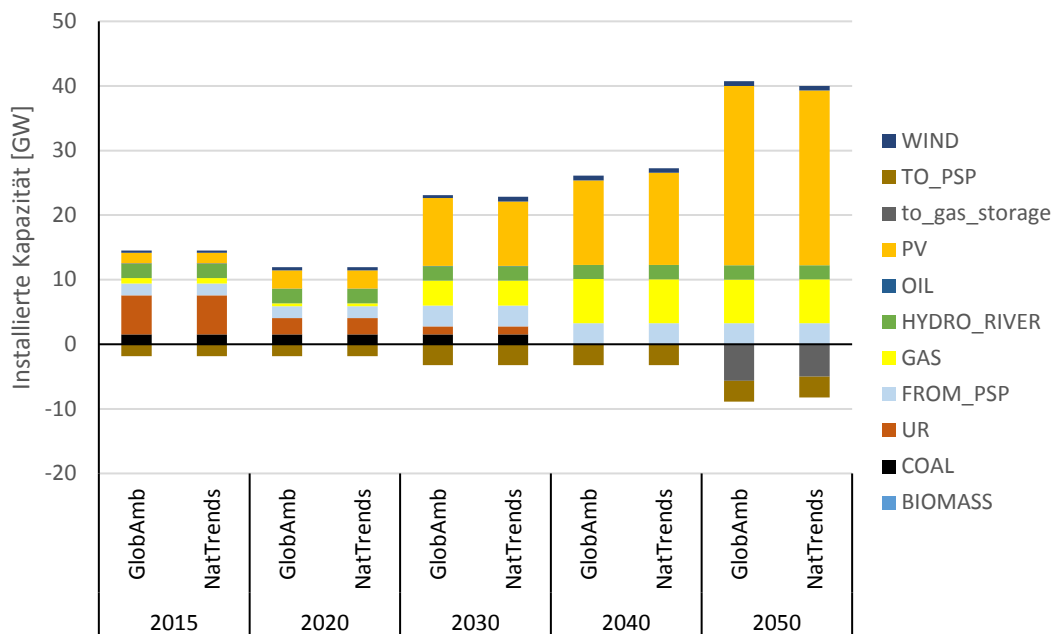


Abbildung 4: Entwicklung der installierten Kapazitäten in der Oberrheinregion in den Szenarios 'Global Ambition' und 'National Trends'.

## Schlussfolgerungen

In diesem Bericht wurden zwei Szenarien der Entwicklung des Übertragungsnetzes in der Region Oberrhein vorgestellt. Um einen ersten Eindruck von den Auswirkungen unterschiedlicher Ambitionen beim Ausbau des Übertragungsnetzes zu bekommen, wurden beide Szenarios unter gleichen Randbedingungen im Energiesystemmodell PERSEUS-EU analysiert.

Während sich die Stromflüsse zwischen den Regionen im Jahr 2030 unterscheiden, haben die unterschiedlichen Szenarios kaum Einfluss auf die in der Oberrheinregion installierten Leistungen. Aufgrund dieser vorläufigen Erkenntnisse fokussieren wir uns in den folgenden Analysen im Wesentlichen auf die Annahmen des Szenarios 'Global Ambition', das aufgrund seiner ambitionierteren Ziele gut in den Rahmen dieses Projektes passt.

## Literaturverzeichnis

ENTSO-E: Grid Map. Online verfügbar unter <https://www.entsoe.eu/data/map/>.

ENTSO-E (2020): TYNDP Maps & Data. Online verfügbar unter <https://tyndp.entsoe.eu/maps-data/>.

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](https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/TYNDP2020/FINAL/entso-e_TYNDP2020_IoSN_Main-Report_2108.pdf).

ENTSO-E; ENTSG (2020): TYNDP 2020. Scenario Report. Online verfügbar unter [https://eepublicdownloads.azureedge.net/tyndp-documents/TYNDP\\_2020\\_Joint\\_Scenario\\_Report\\_ENTSG\\_ENTSOE\\_200629\\_Final.pdf](https://eepublicdownloads.azureedge.net/tyndp-documents/TYNDP_2020_Joint_Scenario_Report_ENTSG_ENTSOE_200629_Final.pdf).

Finck, Rafael (2021): Impact of Flow Based Market Coupling on the European Electricity Markets. In: *NachhaltigkeitsManagementForum* 29 (2), S. 173–186. DOI: 10.1007/s00550-021-00520-w.

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.

Ruppert, Manuel; Slednev, Viktor; Finck, Rafael; Ardone, Armin; Fichtner, Wolf (2020): Utilising Distributed Flexibilities in the European Transmission Grid. In: Valentin Bertsch, Armin Ardone, Michael Suriyah, Wolf Fichtner, Thomas Leibfried und Vincent Heuveline (Hg.): *Advances in Energy System Optimization*, Bd. 5. Cham: Springer International Publishing (Trends in Mathematics), S. 81–101.