

NUTZEN VON VERBUNDELEITUNGEN

Gernot NISCHLER¹, Udo BACHHIESL, Heinz STIGLER

Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation – TU Graz

Inffeldgasse 18 in A-8010 Graz, Telefon: 0316 873 7907

E-Mail: Gernot.Nischler@TUGraz.at, Web: www.IEE.TUGraz.at

Kurzfassung: Die weitreichenden Wirkungen von Verbundleitungen auf ein hochvermaschtes Elektrizitätssystem wie jenes der ENTSO-E CE können am Beispiel eines TEN-E Netzkorridors gezeigt werden. Die Auswirkungen eines Leitungsbaus sind nicht linear und können daher nur unter Anwendung komplexer und umfassender Simulationsinstrumente wie ATLANTIS abgeschätzt werden. Die energie- und klimapolitischen Ziele der Europäischen Union bedingen einen Ausbau der erneuerbaren Energien. Dieser Beitrag verdeutlicht, dass der Netzausbau für die Systemintegration erneuerbarer Energieerzeugung unerlässlich ist. Zudem wird das öffentliche Interesse am Netzausbau im Blickpunkt der europäischen Energiepolitik dargestellt.

Keywords: Netzentwicklung, TEN-E, transeuropäische Netzwerke, erneuerbare Energien, CO₂-Emissionen, öffentliches Interesse, ATLANTIS

1 Motivation und zentrale Fragestellung

Die Bestrebungen der Europäischen Union sowie deren Mitgliedsstaaten, die energie- und klimapolitischen Ziele bis 2020 und darüber hinaus zu erreichen, bringen einen forcierten Ausbau der erneuerbaren Energien mit sich. Dabei sind insbesondere der Ausbau der dargebotsabhängigen Energieerzeugung aus Windkraft, Wasserkraft und zunehmend auch Photovoltaik begleitet von wachsenden Herausforderungen an deren Integration in das Elektrizitätssystem sowie an den sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb im Fokus der EU-Energiepolitik. Neben der bereits genannten Systemintegration von erneuerbaren Energien und der Versorgungssicherheit ist die Erreichung des gesamteuropäischen Elektrizitätsbinnenmarktes eines der wesentlichen Energieziele der Europäischen Union. Die Asymmetrie zwischen dem raschen Ausbau der erneuerbaren Energien und dem Ausbau des Übertragungsnetzes stellt dabei ein Hemmnis für die Erreichung der energie- und klimapolitischen Ziele dar. Daher arbeitet die Europäische Union unter Einbindung relevanter Parteien wie bspw. der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER²) oder dem Verband europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E³) an einem regulatorischen und normativen Rahmen für die zukünftige Entwicklung transeuropäischer Energieinfrastruktur.

In diesem Beitrag werden am Beispiel eines TEN-E-Korridors am Alpenbogen die Wirkungen von Verbundleitungen auf das Elektrizitätssystem in Kontinentaleuropa (ENTSO-E CE)

¹ Jungautor

² European Agency for the cooperation of the Energy Regulators

³ European Network of Transmission System Operators for Electricity

dargestellt. Gemeinsam mit einer Kurzdarstellung geltender EU-Vorschriften kann daraus der Nutzen am Leitungsbau mit Simulationsergebnissen bewertet werden.

2 Europäischer Rechtsrahmen für den Netzausbau

Das dritte Energieliberalisierungspaket umfasst folgende für die Elektrizitätswirtschaft relevanten Richtlinien und Verordnungen:

- **Richtlinie 2009/72/EG** des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG
- **Richtlinie 2009/28/EG** des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG
- **Verordnung (EG) Nr. 714/2009** des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003

Die für das Übertragungsnetz wesentlichste strukturelle Änderung ist die Neugestaltung der UCTE in Form der ENTSO-E, die Bestimmungen hinsichtlich Netzentwicklungsplänen und nicht zuletzt die drei Möglichkeiten der Entflechtung eines Übertragungsnetzbetreibers. In Artikel 8 der Verordnung 714/2009/EG ist die Einführung des sog. Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) festgehalten. Der TYNDP (vgl. Verordnung 714/2009/EG Art. 8)

- ist ein nicht bindender gemeinschaftsweiter Netzentwicklungsplan der alle zwei Jahre erscheint;
- beinhaltet die Modellierung des integrierten Netzes und die Entwicklung von Szenarien;
- beinhaltet eine europäische Prognose über die Angemessenheit der Stromerzeugung sowie eine Bewertung der Systembelastbarkeit;
- beruht auf nationalen Investitionsplänen und berücksichtigt die „*Leitlinien für transeuropäische Energienetze gemäß der Entscheidung Nr. 1364/2006/EG des Europäischen Parlaments und des Rates*“, und
- „*zeigt Investitionslücken auf, insbesondere in Bezug auf grenzüberschreitenden Kapazitäten*“.

Der Grundgedanke transeuropäischer Netze wurde 1995 erstmals im Rahmen der Verordnung Nr. 2236/95 zur Festsetzung der allgemeinen Regeln für die Gewährung von Gemeinschaftszuschüssen für die transeuropäischen Netze aufgefasst. Diese Verordnung legt erstmals Kriterien für die Förderwürdigkeit von Vorhaben fest, welche von gemeinschaftlichem Interesse sind. Den rechtsverbindlichen Hintergrund für die damaligen Bestrebungen bzgl. des Auf- und Ausbaus transeuropäischer Netze bildet Artikel 154 des Vertrags zur Gründung der Europäischen Gemeinschaft. Im Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union aus dem Jahr 2008 werden die Transeuropäischen Netze (TEN) in den Artikeln 170 bis 172 im Hinblick auf den Binnenmarkt, welcher freien Verkehr von Waren, Personen, Dienstleistungen und Kapital umfasst, aufgegriffen (Europäische Union, 2008). Der bislang letzte gültige Rechtsakt bzgl. transeuropäischer Energienetze wurde im Jahr 2006 mit der Entscheidung Nr. 1364/2006/EG (Europäische Union, 2006) erlassen. Die erklärten TEN-E

Ziele, welche gemeinschaftliche Leitlinien für die Transeuropäischen Elektrizitäts- und Erdgasleitungen (TEN-E) bedingen, unterstreichen deutlich die Notwendigkeit des Netzausbaus als unverzichtbares Instrument für Integration des Energiebinnenmarktes. Neben dem Grundgedanken des Binnenmarktes leisten TEN-E Vorhaben einen bedeutenden Beitrag zur Diversifizierung der Energiequellen, zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit und zur verbesserten Integration erneuerbarer Energiequellen. Vorhaben werden in insgesamt drei Kategorien eingeteilt. Zunächst gibt es *Vorhaben von gemeinsamen Interesse*. Grundvoraussetzung derartiger Vorhaben ist, dass es sich um Hochspannungsleitungen mit interregionale Übertragungs- und Verbindungsaufgaben handelt (Nr. 1364/2006/EG Artikel 2). In Artikel 3 der Entscheidung Nr. 1364/2006/EG sind die Ziele benannt, welche durch Vorhaben von gemeinsamem Interesse erreicht werden sollen. Einmal mehr umfassen diese die Entwicklung des Binnenmarktes, die Erschließung und Integration erneuerbarer Energiequellen und die Versorgungssicherheit. Die übergeordneten Zielen sind stets die Kostenreduktion für die Verbraucher sowie die Diversifizierung der Energiequellen. Grundvoraussetzung für alle Vorhaben im Rahmen des TEN-E Programms ist die potenzielle wirtschaftliche Tragfähigkeit der Projekte. Sogenannte *Achsen für vorrangige Vorhaben* zählen zu jenen von gemeinsamen Interesse, zeichnen sich jedoch durch wesentliche Auswirkungen auf den Binnenmarkt, die Versorgungssicherheit und auf die Erschließung erneuerbarer Energiequellen aus. Erstmals wurde in der Entscheidung 1364/2006/EG der Begriff „*Vorhaben von europäischem Interesse*“ geprägt. Diese dritte Kategorie umfasst bestimmte prioritäre Vorhaben, die grenzüberschreitend sind oder erhebliche grenzüberschreitende Auswirkungen aufweisen und daher von europäischem Interesse sind und entsprechend prioritär behandelt werden. Für eine gedeihliche Entwicklung der europäischen Stromversorgung ist unter Berücksichtigung der Umweltschutzvorschriften eine möglichst rasche Umsetzung der Vorhaben seitens der Mitgliedsstaaten vorzusehen. Dies betrifft insbesondere die Beschleunigung von Genehmigungsverfahren. (Europäische Union, 2012)

In einem Vorschlag der Europäischen Kommission zu den Leitlinien für transeuropäische Energieinfrastruktur vom 19.10.2011 wird die Weiterentwicklung der transeuropäischen Netzwerke behandelt (Europäische Kommission, 2011). Der Ausbau des Übertragungsnetzes ist für das Erreichen der energiepolitischen Ziele der Union dringend erforderlich. Zudem wird im Rahmen dieses Entwurfs ein Vorschlag für eine Verordnung dargestellt, dessen Annahme die Entscheidung 1364/2006/EG mit 1. Jänner 2014 aufheben würde. Beweggründe für die Entscheidung der Kommission sind einmal mehr die Vollendung des Elektrizitätsbinnenmarktes, Gewährleistung der Versorgungssicherheit sowie die Erschließung der erneuerbaren Energien und deren Wettbewerbsfähigkeit. Für definierte transeuropäische Korridore und Gebiete soll eine prioritäre Behandlung erfolgen, welche unter anderem die Straffung der Genehmigungsverfahren sowie die Sicherstellung der Durchführung durch finanzielle Unterstützung seitens der EU beinhaltet. Im Zuge des EU-Vorschlages aus dem Jahr 2011 ist vorgesehen, dass 12 strategische transeuropäische Energieinfrastrukturkorridore und –gebiete definiert werden, innerhalb welcher sogenannte *Vorhaben von gemeinsamen Interesse* (VGI) für die Umsetzung dieser Korridore benannt werden sollen. Dazu soll die EU-Kommission unter Einbindung relevanter Parteien alle zwei Jahre eine unionsweite Liste der Vorhaben von gemeinsamem Interesse veröffentlichen. Die erste Liste soll bis spätestens 31. Juli 2013 veröffentlicht werden. Die vorgeschlagenen Vorhaben sollen zudem kohärent mit dem jeweils letzten verfügbaren zehnjährigen Netzentwicklungsplan (TYNDP der

ENTSO-E) sein. Artikel 8 Ziffer 2 des genannten Vorschlags der EU-Kommission legt folgendes fest:

*„Die Verabschiedung der unionsweiten Liste der Vorhaben von gemeinsamem Interesse begründet das **öffentliche Interesse** und die Notwendigkeit dieser Vorhaben innerhalb der betroffenen Mitgliedstaaten und wird von allen betroffenen Parteien entsprechend anerkannt.“* (Europäische Kommission, 2011)

Des Weiteren nimmt der Vorschlag in Artikel 8 Ziffer 5 Bezug auf die Fauna-Flora-Habitat-Richtlinie (FFH) 92/43/EG sowie die Richtlinie 2000/60/EG und hält folgendes fest:

*„Hinsichtlich der in Artikel 6 Absatz 4 der Richtlinie 92/43/EG und in Artikel 4 Absatz 7 der Richtlinie 2000/60/EG angesprochenen Umweltfolgen gelten Vorhaben von gemeinsamem Interesse als Vorhaben, die von **öffentlichem Interesse** sind; diese Vorhaben können als Vorhaben von „**überwiegendem öffentlichem Interesse**“ betrachtet werden, sofern alle in diesen Richtlinien vorgesehenen Voraussetzungen erfüllt sind.“* (Europäische Kommission, 2011)

Abschließend lässt sich festhalten, dass der Rechtsrahmen der Europäischen Union basierend auf dem EU-Vertrag bis hin zu Verordnungsentwürfen der EU-Kommission die Förderung des Elektrizitätsbinnenmarktes, die Gewährleistung der Versorgungssicherheit sowie den Nachhaltigkeitsgedanken mit Erschließung und Integration der erneuerbaren Energien und Reduktion der CO₂-Emissionen verfolgt.

In welchem Umfang eine Übertragungsleitung gedeihlich zu den genannten Absichten der Europäischen Union beitragen kann, wird in den folgenden Abschnitten am Beispiel eines TEN-E-Netzkorridors am Alpenbogen unter Anwendung des Simulationsmodells ATLANTIS (Gutschi et al., 2010) verdeutlicht.

3 Methodische Vorgehensweise in den Simulationen

In diesem Abschnitt erfolgt nach der Kurzbeschreibung des Simulationsmodells ATLANTIS die Darstellung der wesentlichen Einflussfaktoren auf die Simulationen sowie des, den Berechnungen zu Grunde gelegten, Szenarios. Abschließend wird die Methodik beschrieben, mit welcher die Wirkungen von Verbundleitungen auf das Gesamtsystem quantifiziert werden.

3.1 Das Simulationsmodell ATLANTIS

Das Simulationsmodell ATLANTIS bietet eine modellhafte Abbildung der real- und nominalwirtschaftlichen Gegebenheiten der Elektrizitätswirtschaft in Kontinentaleuropa. Basierend auf einer umfangreichen Datenbank können Elektrizitätswirtschaftliche Simulationen durchgeführt werden (Gutschi et al., 2010). Primäres Ziel des Simulationsmodells ist es, die komplexen Systemzusammenhänge der Elektrizitätswirtschaft darzustellen. So können beispielsweise Prognosen der langfristigen Strompreisentwicklung erstellt und der Investitionsbedarf in die Netz- und Erzeugungsinfrastruktur abgeschätzt werden. Außerdem können Aussagen über Auswirkungen selbiger auf die CO₂-Bilanz Europas, über Systemintegration erneuerbarer Energien, mittelfristige Unternehmensentwicklungen, Vorab-Wirkungsanalysen neuer Marktsysteme usw. getroffen werden. Neben den genannten Verwendungszwecken ist

die Möglichkeit den „Nutzen einer Leitung im System“ (Stigler, 2010) zu quantifizieren eine der wertvollsten Anwendungsmöglichkeiten des Modells ATLANTIS.

Die Simulation basiert auf einer monatlichen Basis, wobei jedes Monat in je zwei Peak- und Offpeak-Perioden unterteilt wird. Zu Beginn jedes simulierten Jahres wird überprüft, ob im Fall der Jahreshöchstlast genügend Kraftwerkskapazitäten zur Deckung des Bedarfs vorhanden sind. Dabei werden über eine DC-Lastflussrechnung auch die geografische Verteilung der Erzeugungskapazitäten, sowie Netzengpässe berücksichtigt. Um die von Mittel- und Osteuropa stark abweichende Charakteristik der südeuropäischen Länder mit zu berücksichtigen, wird zusätzlich eine Überprüfung der Spitzenlastdeckung im August durchgeführt. Anschließend erfolgt die monatliche Berechnung des Kraftwerkseinsatzes nach wirtschaftlichen Kriterien, wobei der Großhandelsmarkt durch nationale Strombörsen und internationales Market Coupling unter Berücksichtigung vorgegebener NTC-Werte⁴ simuliert wird. Im nächsten Schritt erfolgt die Berücksichtigung der vom Stromnetz vorgegebenen Restriktionen, wodurch oftmals eine Veränderung des Kraftwerkseinsatzes – ein sog. Redispatch – vorgenommen werden muss, um Engpässe im Übertragungsnetz zu beseitigen. Nach diesem Schritt steht der tatsächliche Kraftwerkseinsatz fest auf dessen Basis Brennstoffbedarf und CO₂-Emissionen je Kraftwerk berechnet werden können.

3.2 Einflussfaktoren auf die Ergebnisse der Simulation

Das Simulationsmodell ATLANTIS stellt eine konsistente Abbildung der Realität in der Elektrizitätswirtschaft dar, dennoch müssen einige vereinfachende bzw. idealisierende Annahmen getroffen werden, um die komplexen Regeln und Zusammenhänge in der europäischen Elektrizitätswirtschaft, zudem verfeinert durch nationale Gesetzgebung, in einem Simulationsmodell abbilden zu können. Es gibt daher gewisse Einflussfaktoren, welche als Unsicherheiten in das Simulationsergebnis einfließen.

Als wichtigste Einflussfaktoren sind einerseits die tatsächliche Entwicklung des Kraftwerks-parks sowie die tatsächliche Entwicklung der Preise für die fossilen Energieträger Erdgas, Steinkohle und Heizöl anzusehen. Daneben gibt es weitere Einflüsse mit ungewisser Zukunftsentwicklung, welche in der Folge erläutert werden sollen. Als Marktssystem wird optimales europaweites Market Coupling angenommen, dessen Einführung bis zum Jahr 2015 als Ziel der europäischen Union erklärt wurde (ACER, 2011). Für das Marktmodell gilt zudem, dass bis zum Jahr 2035 das bestehende NTC-System zugrunde gelegt wurde. Dabei handelt es sich um eine Annahme, da eine Prognose der Entwicklung der Engpass-managementmethoden in Europa bis zum Jahr 2035 nicht möglich ist. In der Simulation wird ein idealer Markt angenommen, in dem Kraftwerke ausschließlich nach den variablen Erzeugungskosten eingesetzt werden. In der Praxis kann es durch langfristige Bindungen an Primärenergie- oder Wärmelieferverträge, politische Forderungen hinsichtlich Arbeitsplatzsicherung im Kohlebergbau und ähnliche Gegebenheiten zu Abweichungen von diesem idealen Markt kommen. Sollte es bei dem durch das angenommene Marktmodell ermittelten Kraftwerkseinsatz zu Netzengpässen kommen, werden diese in der Simulation durch einen nationalen Redispatch (Änderung des Kraftwerkseinsatzes entgegen dem Marktpreis) aufge-

⁴ NTC steht für Net Transfer Capacity. Dieser Wert in MW stellt die für den Stromhandel zur Verfügung stehende Netzkapazität an den Ländergrenzen dar, welche in Form von marktbasierter Auktionen (implizit und/oder explizit) versteigert wird.

hoben. Kann selbst der nationale Redispatch die Engpässe nicht auflösen, wird ein internationaler Redispatch durchgeführt. Damit wird der aktuellen Situation, dass der kostspielige Redispatch eher national bzw. regelzonenintern denn international durchgeführt wird Rechnung getragen. Zukünftig wird durch den forcierten Ausbau dargebotsabhängiger Erzeugung in meist verbrauchsfernen Gebieten zunehmend auch grenzüberschreitender Kraftwerksredispatch zur Behebung von Netzengpässen erwartet (Zimmermann, 2011).

Neben dem Ausbau des Kraftwerksparks stellt die Entwicklung des Netzes eine wesentliche Ungewissheit für die Simulation dar. Die zugrunde gelegten nationalen und gemeinschaftsweiten Netzausbaupläne stellen nur eine Prognose über den Ausbau von Leitungen dar, in der Praxis können in den Bewilligungsverfahren teilweise mehrjährige Verzögerungen sowie unterschiedliche Varianten auftreten. Zudem können sich gewisse Ausbaunotwendigkeiten in der Zukunft ergeben, welche aus heutiger Sicht noch nicht abschätzbar sind. Die Modellierung des Netzes selbst stellt eine gewisse Fehlerquelle dar, da im Simulationsmodell ATLANTIS keine jeweils aktuell vollzogenen Sonderschaltungen bzw. Schaltzustände des Netzes abgebildet werden können. So können Überlastungen des Netzes, die in ATLANTIS durch einen Redispatch verhindert werden, in der Realität teilweise durch Anwendung von Sonderschaltzuständen umgangen werden. Jedoch ist eine so detaillierte Modellierung nicht möglich, da zum einen die notwendigen Informationen nicht vorliegen und zum anderen sich nur Mutmaßungen über die tatsächliche Anwendung von Sonderschaltungen anstellen lassen. Sehr wohl wird der Einsatz von Regeltransformatoren (querregelfähige Transformatoren und Phasenschiebertransformatoren) als primäre Maßnahme im operativen Engpassmanagement in ATLANTIS berücksichtigt. Eine weitere Vereinfachung in der DC-Lastflussrechnung ist die Berücksichtigung des (n-1)-Kriteriums für den sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb (E-CONTROL, 2011). Um die (n-1)-Sicherheit im vermaschten Übertragungsnetz zu gewährleisten dürfen einzelne Netzelemente üblicherweise mit 60% bis 70% ihrer thermischen Leistung belastet werden. Die restlichen 30% bis 40% der Leitungskapazität gelten als Sicherheitsreserve für Einfachausfälle von Netzelementen. In ATLANTIS wird eine Sicherheitsmarge (folgend TRM⁵ genannt) von 30% berücksichtigt. Dies bedeutet, dass alle Netzelemente (mit Ausnahme von DC-Leitungen, welche ein TRM von 0% haben) maximal mit 70% ihrer thermischen Leistung belastet werden. Da bei einer Sicherheitsmarge von 30% im Vergleich zu einer TRM von bspw. 40% allen Netzelementen eine höhere Auslastung ermöglicht wird, erfolgt eine möglichst konservative Betrachtung für die Notwendigkeit des untersuchten TEN-E Korridors.

Im Simulationsmodell ATLANTIS wird der Brennstoffzusatzbedarf im Teillastbetrieb vernachlässigt. Der erhöhte Brennstoffbedarf in diesen Betriebszuständen führt zu erhöhten CO₂-Emissionen. Zusätzlich werden nur die direkten CO₂-Emissionen des Kraftwerksbetriebs berechnet, andere freigesetzte Treibhausgase sowie vorgelagerte Emissionen in der Brennstoffbereitstellung und im Anlagenbau jedoch vernachlässigt. Da detaillierte Brennstoffdaten für die meisten thermischen Kraftwerk in Europa nicht zur Verfügung stehen, werden die eingesetzten Brennstoffe mit Standardwerten für CO₂-Emissionen (Europäische Kommission, 2007) bewertet.

⁵ Transmission Reliability Margin

3.3 Beschreibung des verwendeten Szenarios

Für belastbare Ergebnisse ist die Anwendung eines konsistenten Szenarios unerlässlich. Die Konsistenz muss dabei hinsichtlich der Entwicklung des Erzeugungsparks, der Verbrauchsentwicklung und der Netzentwicklung gegeben sein. Zudem sind die Entwicklung der Rohstoffpreise und jene des Preises für CO₂-Emissionszertifikate von besonderer Relevanz. Daher wird für die Simulationen das „EU energy trends to 2030 – Baseline Scenario“ (Europäische Kommission, 2010) als Basis verwendet (Abbildung 1), da dieses Szenario hinsichtlich Erzeugungs- und Verbrauchsentwicklung sowie Brennstoff- und CO₂-Preisentwicklung Kohärenz und Konsistenz aufweist. Die Entwicklung des Kraftwerksparks in den Nicht-EU-Staaten basiert auf Daten der TU Wien (Auer et al., 2011). Für die Entwicklung des Kraftwerksparks in der Schweiz wird die *Aktualisierung der Energieperspektiven 2035*⁶ (BFE Schweiz, 2011) herangezogen. Darin reagiert die Schweiz auf die Nuklearkatastrophe im japanischen Kernkraftwerk Fukushima im März 2011 mit einem langfristigen Kernkraftausstieg. Ebenso wird in den ATLANTIS-Simulationen der Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie in Deutschland bis 2022 berücksichtigt. Zudem wird angenommen, dass die im Jahr 2011 außer Betrieb genommenen Kernkraftwerke in Deutschland permanent abgeschaltet bleiben (BNetzA, 2011). In Deutschland und der Schweiz wird entsprechend dem derzeitigen Trend die fehlende Leistung vorwiegend durch Gas- und Dampfkraftwerke sowie Steinkohlekraftwerke in Kombination mit forciertem Ausbau von Windkraft gedeckt.

Die Verbrauchszuwachsraten laut EU-Szenario betragen im Zeitraum bis 2020 durchschnittlich 1,25% p.a. für Westeuropa bzw. 1,7% p.a. in Ost- und Südosteuropa. Für den Zeitraum nach 2020 sinken die durchschnittlichen jährlichen Verbrauchszuwächse auf 0,84% in Westeuropa bzw. 1,25% p.a. für Ost- und Südosteuropa. Exakte Verbrauchszuwachsraten pro Land werden aus dem EU-Szenario (Europäische Kommission, 2010) entnommen.

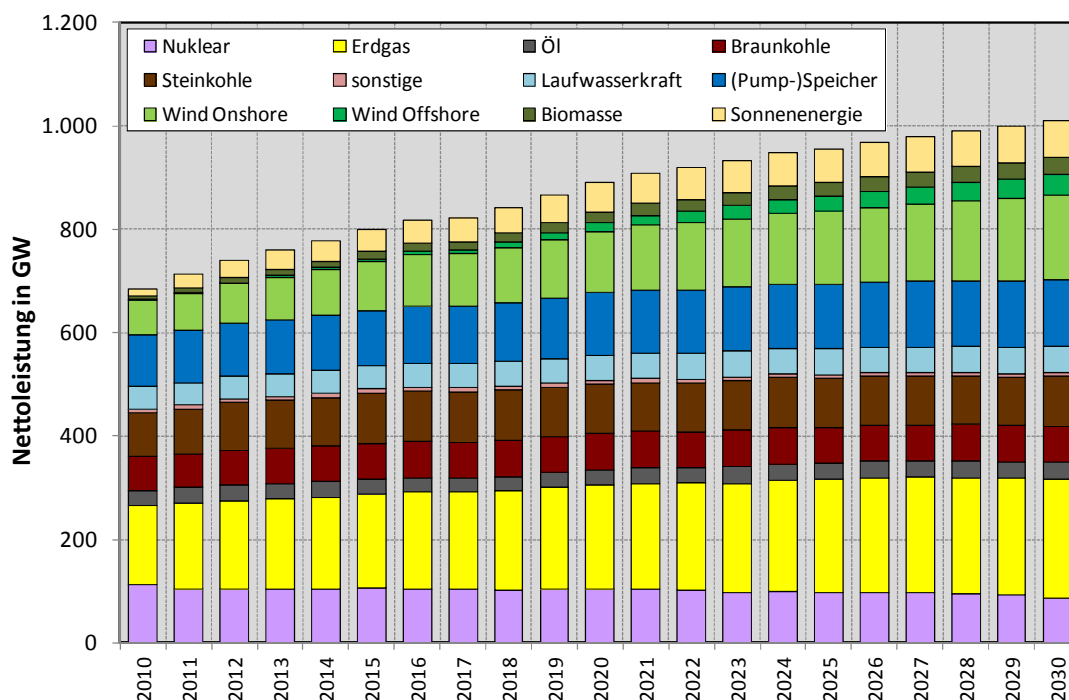


Abbildung 1: angenommene Entwicklung des Kraftwerksparks in Kontinentaleuropa (ENTSO-E CE)

⁶ Szenario für Verbrauchsentwicklung „Weiter wie bisher“ mit Erzeugungsszenario „C&E“

Die Entwicklung der Preise für CO₂-Zertifikate stammt ebenso wie die Rohölpreisentwicklung aus dem Baseline Szenario der Europäischen Union. Letztere bildet die Basis für die anderen Energieträger wie z.B. Erdgas, Steinkohle oder Heizöl. Unterschiede zwischen den einzelnen Staaten basieren auf einem ökonomischen Modell, welches die Transportinfrastruktur der einzelnen Primärenergieträger abbildet. Sowohl die Rohölpreisentwicklung als auch die CO₂-Preis Entwicklung wird an das tatsächliche Preisniveau 2011 angepasst und bis 2030 an den Szenariopreis der EU angeglichen. Tabelle 1 zeigt die angenommenen Rohölpreise bzw. CO₂-Preise für die Stützstellen 2020 und 2030.

Tabelle 1: Rohölpreis und Emissionszertifikatspreis in 2020 und 2030 (reale Werte 2011)

	2020	2030
Rohölpreis (\$ ₂₀₁₁ /bbl)	97,1	104,2
Rohölpreis (€ ₂₀₁₁ /MWh _{th})	41,1	44,1
CO ₂ -Preis (€ ₂₀₁₁ /t)	25,9	40,5

Basierend auf dem gemeinschaftsweiten nicht verbindlichen zehnjährigen Netzentwicklungsplan, dem sog. Ten Year Net Development Plan (TYNDP) (Entso-E, 2010) wird der Ausbau des 380/220kV-Höchstspannungsnetzes in Kontinentaleuropa angenommen. Dieser erschien erstmals im Jahr 2010. Die nahezu 500 Netzprojekte, deren Realisierungszeitpunkt zum Teil nur in Form von Fristangaben wie z.B. lang- oder mittelfristig angegeben ist, kann hinsichtlich der Erfahrungen aus der Praxis als sehr optimistisch erachtet werden. Aus diesem Grund wird in der Simulation abweichend von ENTSO-E im Allgemeinen die doppelte Vorlaufzeit für neue Leitungsprojekte angenommen.

Abbildung 2 zeigt die geografische Verteilung von Projekten neuer Windkraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke im Zeitraum 2010 bis 2030⁷. Dabei wird die räumliche Distanz zwischen der Windstromerzeugung mit Schwerpunkt im Norden Europas und den Speichermöglichkeiten vor allem am Alpenhauptkamm ersichtlich. Neben dieser weiträumigen Distanz zwischen fluktuierender Winderzeugung in Nordeuropa und wirtschaftlichen Speichermöglichkeiten in den Alpen sind auch nationale Distanzen zu beobachten. So konzentriert sich bspw. in Österreich der Windausbau auf die Bundesländer Niederösterreich und Burgenland, während der Ausbau der Pumpspeicherkapazitäten vorwiegend im Westen Österreichs realisiert wird. Ähnliches lässt sich für die Schweiz oder die iberische Halbinsel darstellen. Nur durch entsprechende Netze wird es in Zukunft möglich sein, durch Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken eine bestmögliche Einbindung volatiler Windeinspeisung sowie den sicheren Netzbetrieb auch bei zunehmend schwankenden Lastflusssituationen zu gewährleisten. Hinzu kommt, dass die Lastspitzen nicht nur von den typischerweise nahe am Verbrauch gelegenen thermischen Kraftwerken gedeckt werden, sondern zunehmend auch von der regional verteilten erneuerbaren Erzeugung, allen voran Windkraft. Daraus ergeben sich neben der reinen Integration von Windkraft im Norden Europas durch Pumpspeicherkraftwerke in den Alpen und den damit verbundenen großen Übertragungsdistanzen zusätzliche Lastflussschwankungen im Übertragungsnetz, welche insbesondere in Zeiten geringen Verbrauchs (Offpeak) in Erscheinung treten. Gerade in Zeiten niedrigen Verbrauchs kann das Handelsergebnis an den Regelzongengrenzen (Importe und Exporte laut Market Coupling) höhere Ausmaße annehmen, als in Hochlastzeiten (Peak). Dies liegt daran, dass Offpeak aufgrund des geringen Verbrauchs Energie über lange Distanzen transportiert wird,

⁷ Die Fläche der Vierecke ist proportional der installierten Leistung.

während in Peakperioden auch verbrauchsnahe thermische Erzeugung zur Lastdeckung beitragen muss. Hinzu kommt, dass insbesondere Länder am Alpenbogen wie z.B. die Schweiz oder Österreich in Niedriglastzeiten bzw. in Zeiten mit geringer Residuallast (hohe Erzeugung aus dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien) Pumpspeicher im Pumpbetrieb einsetzen. Durch die große geografische Distanz zwischen dargebotsabhängiger Erzeugung im Norden Europas und den Pumpspeicherkraftwerken in den Alpen, sowie den großen Verbrauchszentren nimmt insbesondere in Niedriglastzeiten die Netzbelastung in Betrag und Volatilität zu. Auch in der DENA-Netzstudie II (DENA, 2010) und der EWIS-Studie (EWIS, 2010) wird die Notwendigkeit des Netzausbaus mit der zunehmende Diskrepanz zwischen Netzausbau und Ausbau erneuerbarer Energien deutlich.

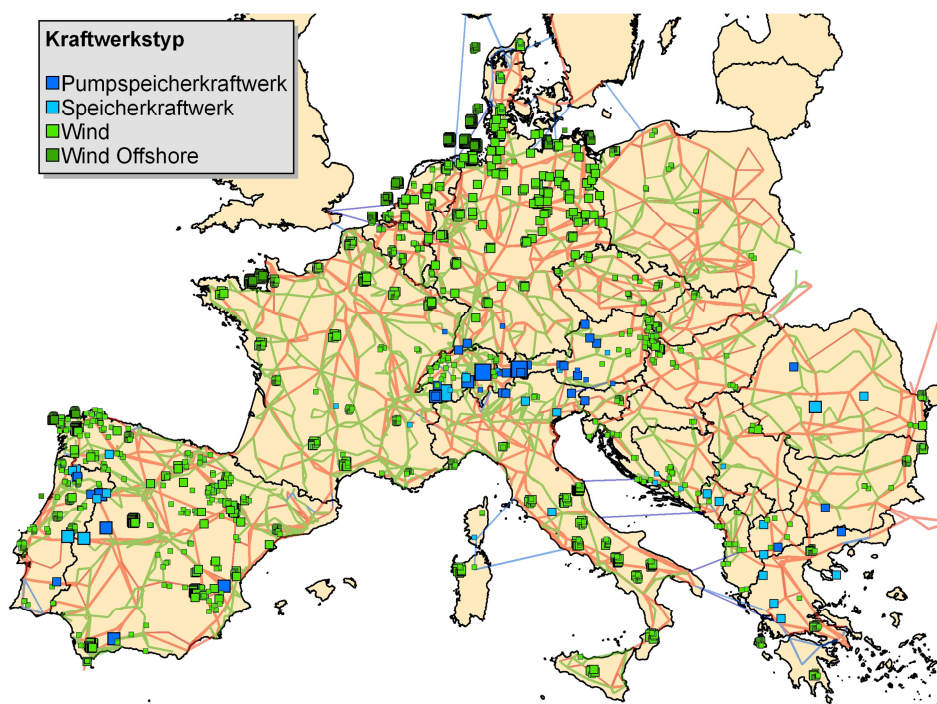


Abbildung 2: Ausbauprojekte⁸ im Zeitraum 2010 bis 2030 in Europa (Quelle: ATLANTIS Datenbank)

Nur durch entsprechende Netze wird es in Zukunft möglich sein, durch Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken eine bestmögliche Einbindung volatiler Windeinspeisung sowie den sicheren Netzbetrieb auch bei zunehmend schwankenden Lastflusssituationen zu gewährleisten. Hinzu kommt, dass die Lastspitzen nicht nur von den typischerweise nahe am Verbrauch gelegenen thermischen Kraftwerken gedeckt werden, sondern zunehmend auch von der regional verteilten erneuerbaren Erzeugung allen voran Windkraft. Daraus ergeben sich neben der reinen Integration von Windkraft im Norden Europas durch Pumpspeicherkraftwerke in den Alpen und den damit großen Übertragungsdistanzen zusätzliche Lastflussschwankungen im Übertragungsnetz, welche insbesondere in Zeiten geringen Verbrauch (Offpeak) in Erscheinung treten. Gerade in Zeiten niedrigen Verbrauches (Offpeak) kann das Handelsergebnis an den Regelzongengrenzen (Importe und Exporte laut Market Coupling) höhere Ausmaße annehmen, als in Hochlastzeiten (Peak). Dies liegt daran, dass Offpeak aufgrund des geringen Verbrauchs Energie über lange Distanzen transportiert wird, während

⁸ Da insbesondere für die Entwicklung der Windkraft bestenfalls regionale Entwicklungstendenzen bekannt sind, gibt die geografische Lage von Kraftwerksprojekten in Abbildung 2 keine Auskunft über die exakte Position von Kraftwerksprojekten.

in Peakperioden auch verbrauchsnahe thermische Erzeugung zur Lastdeckung beitragen muss. Hinzu kommt, dass insbesondere Länder am Alpenbogen wie z.B. die Schweiz oder Österreich in Niedriglastzeiten bzw. in Zeiten mit geringer Residuallast (hohe Erzeugung aus dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien) Pumpspeicher im Pumpbetrieb einsetzen. Durch die hohe geografische Distanz zwischen dargebotsabhängiger Erzeugung im Norden Europas und den Pumpspeicherkraftwerken in den Alpen sowie den großen Verbrauchszentren nimmt daher insbesondere in Niedriglastzeiten die Netzbelastung zu. Auch in der DENA Netzstudie II (DENA, 2010) und der EWIS-Studie (EWIS, 2010) wird die Notwendigkeit des Netzausbaus mit der zunehmende Diskrepanz zwischen Netzausbau und Ausbau erneuerbarer Energien verdeutlicht.

3.4 Methodik zur Quantifizierung der Wirkungen von Verbundleitungen

Die Stromerzeugung aus Wasserkraft, Windkraft und Solarenergie hat den Vorteil sehr geringer variabler Erzeugungskosten. Hinzu kommt, dass derartige Stromerzeugungstechnologien keine direkten CO₂-Emissionen im Betrieb aufweisen. Durch die teilweise gesetzlich vorgeschriebenen Abnahmeverpflichtungen und Ökostromförderungen reihen sich die erneuerbaren Energien in der Merit Order der variablen Stromerzeugungskosten an vorderster Stelle ein. Entsprechend dem Handelsergebnis (Market Coupling) werden somit im Rahmen der maximalen Handelskapazitäten (NTC) an den Regelzongrenzen erneuerbare Energien jedenfalls wettbewerbsfähig sein und am Markt einen Zuschlag erhalten. Da die Übertragungsnetzbetreiber jederzeit verpflichtet sind, den zuverlässigen und sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten sind Netzüberlastungen und Verletzungen des „n-1“ Kriteriums durch operatives Engpassmanagement zu verhindern. Eine Maßnahme des operativen Engpassmanagements ist der Eingriff in den Kraftwerkseinsatz durch den sog. Redispatch⁹. Dabei erfolgt eine Netzentlastung durch das Einschränken der Produktion von Kraftwerken vor einem Engpass und das gleichzeitige Hochfahren von Kraftwerken hinter dem Engpass. Im Simulationsmodell ATLANTIS wird ein kostenminimaler nationaler Redispatch unter Einhaltung der Handelsfahrpläne angestrebt und erst im Falle weiterer Netzüberlastungen ein internationaler Redispatch durchgeführt. Im Redispatch werden marktfähige Erzeugungseinheiten durch Kraftwerke mit hohen variablen Kosten ersetzt. Durch diesen Eingriff in den Kraftwerkseinsatz verändern sich auch die Treibhausgasemissionen. Abhängig vom CO₂- und Brennstoffpreisniveau und insbesondere von der Altersstruktur (Wirkungsgrad) der thermischen Kraftwerke kann der Redispatch die Emissionen sowohl verringern als auch erhöhen. Jedenfalls jedoch führt Redispatch zu höheren Gesamterzeugungskosten und abhängig vom Schema der Tarifregulierung auch zu höheren Netzkosten für den Endkunden. Die Darstellung der *Wirkungen einer Verbundleitung* auf das Gesamtsystem beruht daher auf einer eingehenden Untersuchung der Auswirkungen des betrachteten Netzkorridors auf den Kraftwerkseinsatz. Unter sonst gleichen Rahmenbedingungen wird eine Simulation ohne den TEN-E-Korridor einer Simulation mit dem TEN-E-Korridor gegenübergestellt. Wenn durch eine zusätzliche Leitung weniger Netzengpässe im System auftreten, verändern sich der kostenminimale Kraftwerkseinsatz und der Redispatchaufwand. Daraus lassen sich Antworten auf folgende Kernfragen ableiten, welche von öffentlichem Interesse sind:

⁹ Da Redispatch für den Übertragungsnetzbetreiber üblicherweise mit Kosten verbunden ist, wird vor dem Redispatch eine Netzentlastung durch topologische Maßnahmen versucht.

1. Kann durch den TEN-E-Korridor eine Reduktion der CO₂-Emissionen erreicht werden?
2. Bewirkt der TEN-E-Korridor eine bessere Integration erneuerbarer Energieerzeugung?
3. Reduziert die Errichtung des TEN-E-Korridors die Gesamtkosten in der Stromerzeugung?

Aufgrund des hochvermaschten Übertragungsnetzes in Kontinentaleuropa sind die Auswirkungen des TEN-E-Korridors in ganz Mitteleuropa erkennbar.

4 Simulationsergebnisse und Schlussfolgerungen

In den folgenden Abschnitten werden die Simulationsergebnisse aus ATLANTIS dargestellt und die Wirkungen von Verbundleitungen auf das Gesamtsystem am Beispiel eines TEN-E-Korridors gezeigt. Damit wird das öffentliche Interesse am Ausbau des Übertragungsnetzes untermauert und der Beitrag des betrachteten Netzkorridors an den energie- und klimapolitischen Zielen der Europäischen Union quantifiziert.

4.1 Wirkungen von Verbundleitungen auf die Treibhausgasemissionen

Tendenziell ist die Stromerzeugung aus Kohle im verwendeten EU-Szenario günstiger als jene in Erdgaskraftwerken. Je nach Altersstruktur der thermischen Kraftwerke ergibt sich jedoch keine strikte Trennung in der Reihenfolge von Kohle- und Erdgaskraftwerken in der Merit Order der variablen Erzeugungskosten. Die Errichtung einer Übertragungsleitung hat in einem hochvermaschten Netz, wie jenem der ENTSO-E CE, einen weitreichenden Einfluss. Durch die Modifikation der Netztopologie ändert sich der Kraftwerkseinsatz, woraus sich auch eine Änderung der CO₂-Emissionen ergibt. Diese kann abhängig vom Brennstoff- und CO₂-Preisniveau sowohl lokal als auch gesamtsystemisch positiv (sinkende Emissionen) und negativ (steigende Emissionen) ausfallen. Kann in einem Netz mit dem betrachteten TEN-E-Korridor im Vergleich zu einem Netz ohne diesen der für den sicheren Netzbetrieb notwendige Redispatch von erneuerbaren Energien verhindert werden, dann sinken die Kohlendioxidemissionen jedenfalls.

Die Gegenüberstellung der ATLANTIS-Simulationen zeigt, dass in den ersten zehn Betriebsjahren der TEN-E Verbindung im gesamten synchronen Netzgebiet der ENTSO-E CE durchschnittlich rund 0,92 Mio. Tonnen CO₂ pro Jahr weniger emittiert werden, als in der Simulation ohne den Netzausbau. Die positive Wirkung einer Verbundleitung auf das Gesamtsystem sowie der Beitrag des Netzausbaus zu den energie- und klimapolitischen Zielen der Europäischen Union (EU 20-20-20 Ziele und Kyoto-Protokoll) wird am Beispiel des betrachteten TEN-E-Korridors deutlich. In welchem Umfang der TEN-E-Korridor eine zusätzliche Einspeisung erneuerbarer Energien ermöglicht und damit neben der Emissionsreduktion einen weiteren Beitrag zur nachhaltigen Energieversorgung in der EU leisten kann, wird im folgenden Abschnitt gezeigt.

4.2 Wirkungen von Verbundleitungen auf die Integration erneuerbarer Energien

Wie bereits mehrfach erwähnt ist der Ausbau der erneuerbaren Energien (RES) einer der wesentlichen strategischen Brennpunkte der europäischen Energiepolitik. Gebiete mit hohem Potenzial für die wirtschaftliche Nutzung erneuerbarer Energien sind teilweise netztechnisch wenig erschlossene Bereiche. Zusätzlich geht der Ausbau der erneuerbaren

Energien deutlich schneller von statten als der Ausbau des Hoch- und Höchstspannungsnetzes. Damit wird es für die Netzbetreiber zunehmend schwieriger die ausnahmslose Einspeisung des regenerativ erzeugten Stromes zu gewährleisten, weshalb die zeitweise Erzeugungsreduktion bzw. Abschaltung derartiger Anlagen zunimmt. Die Dargebotsabhängigkeit von Erzeugungstechnologien führt zu einer räumlichen Trennung zwischen Verbrauchszentren und erneuerbarer Erzeugung, welche nur durch ausreichende Netzinfrastruktur überwunden werden kann. Neben der räumlichen Trennung zwischen Verbrauch und erneuerbarer Stromerzeugung gibt es durch die dargebotsabhängige Erzeugungseigenschaft erneuerbarer Energien zunehmend auch eine zeitliche Trennung zwischen Erzeugung und Verbrauch. Effiziente Speichermöglichkeiten in Form von Pumpspeicherkraftwerken werden in Zukunft an Bedeutung für die nachhaltige Entwicklung des Elektrizitätssystems gewinnen. Auch die topografisch bedingte Konzentration von Pumpspeicherkraftwerken in den alpinen Bereichen Europas und deren Entfernung zu den Schwerpunkten der Winderzeugung erfordert eine entsprechend ausreichende Netzinfrastruktur (Abbildung 2). Im TYNDP 2010 der ENTSO-E sind für die Integration erneuerbarer Energien Netzprojekte im Umfang von 20.000 Kilometern angeführt, wodurch die Notwendigkeit des Netzausbaus für die Systemintegration der Erneuerbaren von Seiten der Übertragungsnetzbetreiber gefestigt wird.

Durch den Bau des TEN-E-Korridors kann im Netzgebiet der ENTSO-E CE in den ersten zehn Jahren nach Inbetriebnahme des Netzkorridors in Summe rund 7.700 GWh mehr an erneuerbar erzeugtem Strom installierter RES in das Netz integriert werden.

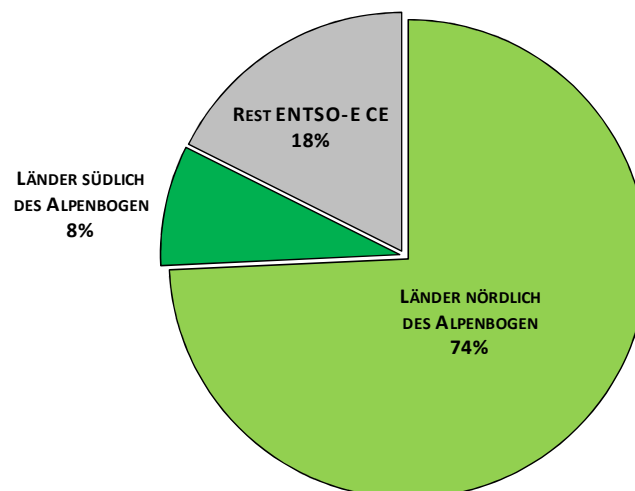


Abbildung 3: prozentuelle Verteilung der RES-Integration nach 10 Jahren Betriebsdauer des TEN-E-Korridors

Abbildung 3 zeigt die prozentuelle Verteilung der RES-Integration, welche durch die Errichtung des TEN-E-Korridors zusätzlich ermöglicht wird. Dabei wird die zum einen weiträumige Wirkung des Netzkorridors am Alpenbogen deutlich, dennoch verzeichnen insbesondere die direkt vom Leitungsbau betroffenen Länder am Alpenbogen die höchsten Anteile am Nutzen dieses Infrastrukturprojektes. Abbildung 3 verdeutlicht einen weiteren Aspekt über die Wirkungsweise von Verbundleitungen. Durch den üblicherweise hohen Importbedarf Italiens herrscht über den Großteil der Zeit ein den nationalen Lastflüssen überlagerter europäischer Nord-Süd Lastfluss über den Alpenbogen, welcher durch den forcierten Ausbau von Windkraftwerken in Nordeuropa, sowohl On- als auch Offshore, zukünftig zunehmen wird. Dem zu Folge treten Netzengpässe vermehrt in Nord-Süd Richtung auf. Da erneuerbare

Energieerzeugungstechnologien bis auf wenige Ausnahmen (z.B. Biomasse) in der Merit Order an vorderster Stelle eingereiht sind und damit jedenfalls wettbewerbsfähig sind, kann eine zusätzliche RES-Integration durch den Bau einer Leitung nur vor einem Netzengpass erwartet werden. Dennoch zeigt sich auch für Länder südlich des Alpenbogens eine positive Wirkung der untersuchten Netzverbindung auf die Integration der erneuerbaren Energien, wenngleich diese erwartungsgemäß geringer ausfällt als im Norden Europas. Dies lässt sich damit erklären, dass eine zusätzliche Verbindung am Alpenbogen den gesamten Nord-Süd Korridor leistungsstärker und gleichzeitig niederohmiger macht, wodurch der gesamte Alpenbogen entlastet wird.

Abbildung 4 zeigt die je Netzknoten und Kraftwerkstyp kumulierte Energiedifferenz zwischen Simulation mit und ohne TEN-E-Korridor am Beispiel der Länder Deutschland, Frankreich und Italien.

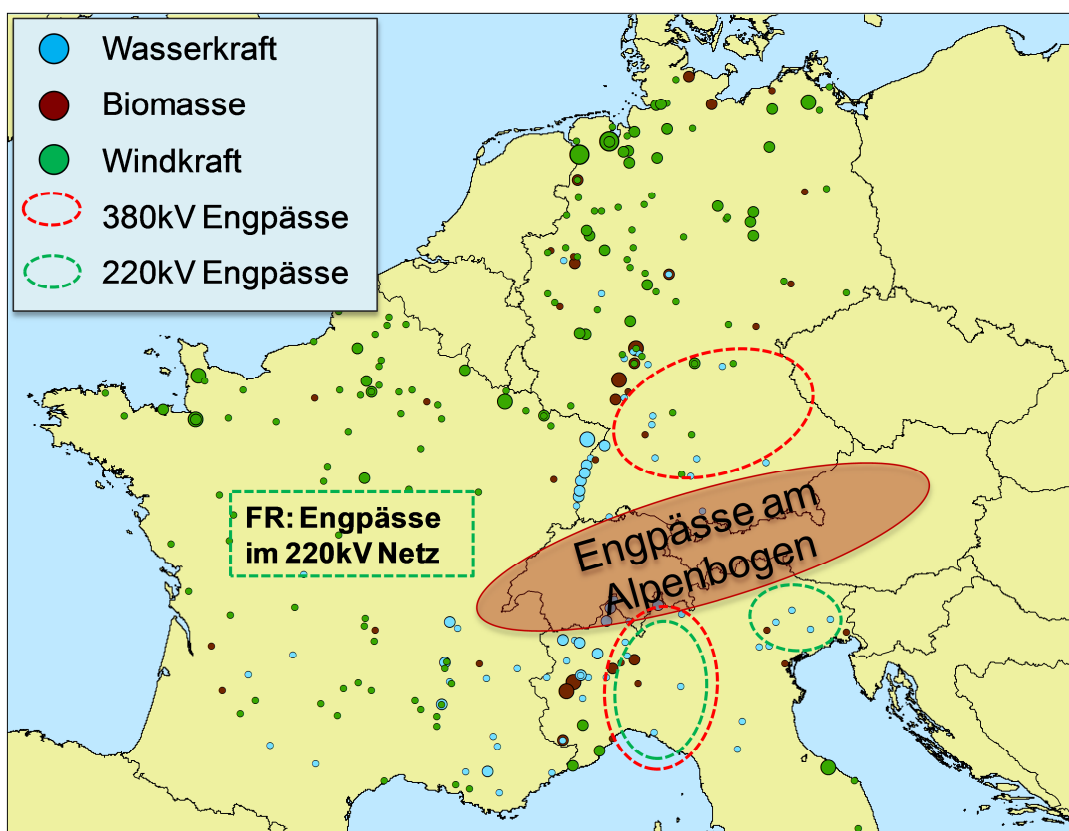


Abbildung 4: kumulierte Energiedifferenz je Netzknoten und Kraftwerkstyp in Frankreich, Italien und Deutschland zwischen der Simulation mit TEN-E-Korridor und der Simulation ohne TEN-E-Korridor

Dabei zeigt sich insbesondere im Norden und Westen Deutschlands eine durch den Netzkorridor zusätzlich ermöglichte Einspeisung von Erzeugung aus Windkraft. Erneuerbare Energien haben aufgrund ihrer geringen variablen Stromerzeugungskosten einen Wettbewerbsvorteil gegenüber thermischen Kraftwerken, weshalb sich die zusätzlich ermöglichte Einspeisung mit dem Vermeiden von netzsicherheitsbedingtem Redispatch von erneuerbaren Energien erklären lässt. Typische Netzbereiche in denen vermehrt Engpässe auftreten sind in Abbildung 4 durch strichlierte Kreise gekennzeichnet. Diese umfassen neben Norditalien insbesondere das 220 kV Netz Frankreichs sowie Engpässe in Mittel- und Süddeutschland.

Abbildung 5 zeigt einen Detailausschnitt aus Abbildung 4 und stellt diesem Auszüge aus dem nationalen Netzentwicklungsplan des italienischen Übertragungsnetzbetreibers TERNA gegenüber. Dabei erkennt man, dass laut TERNA (Terna, 2011) insbesondere im nordwestitalienischen Netzraum vermehrt Netzengpässe auftreten. Die Simulationsergebnisse aus ATLANTIS verdeutlichen, dass insbesondere in diesem Netzgebiet durch die Errichtung des untersuchten Netzkorridors zusätzliche Energieerzeugung vor allem aus Laufwasserkraft in das Netz integriert werden kann. Analoges gilt für den Bereich im 220 kV Netz in den nordostitalienischen Regionen Venetien und Friaul.

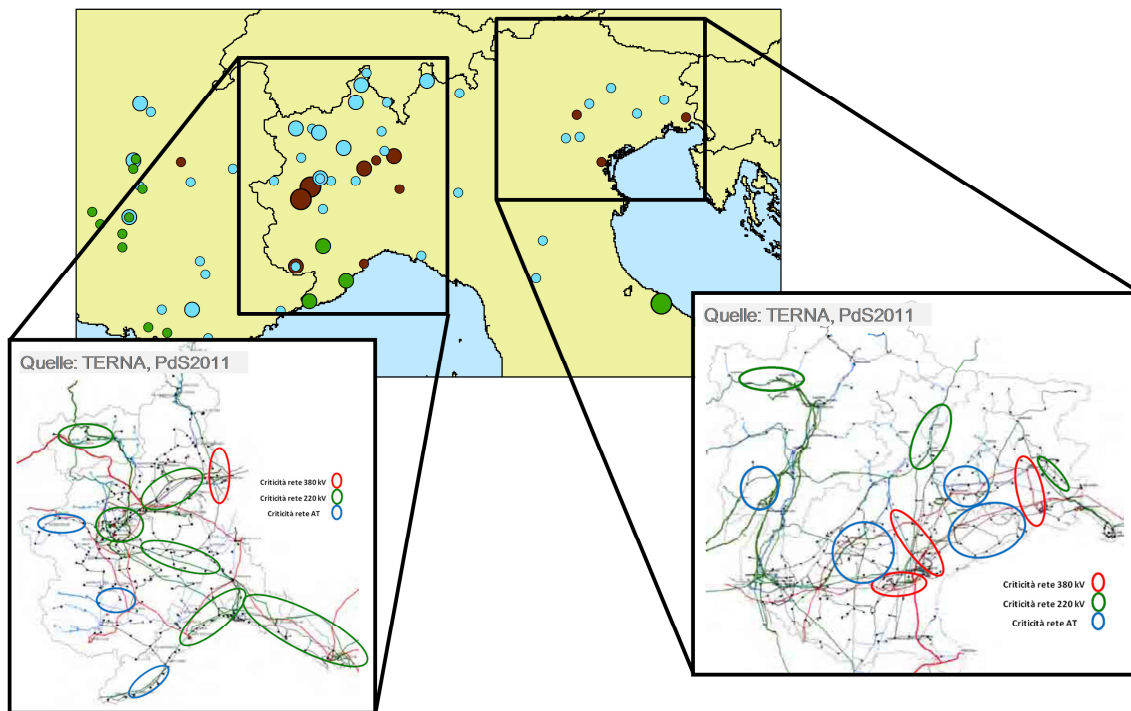


Abbildung 5: Detailausschnitt aus Abbildung 4 und Vergleich mit tatsächlichen Netzproblemen im Übertragungsnetz in Norditalien (Terna, 2011)

Neben der in Abschnitt 4.1 gezeigten positiven Wirkung des TEN-E-Korridors auf die CO₂-Emissionen leistet der Ausbau des Netzes auch einen maßgeblichen Beitrag zur erfolgreichen Systemintegration installierter erneuerbarer Energietechnologien. Hinsichtlich der geringen angebotsrelevanten Erzeugungskosten von erneuerbaren Energietechnologien ist diese zusätzlich durch den Netzkorridor ermöglichte Integration regenerativ erzeugten Stroms gleichbedeutend mit der Verringerung von Netzengpässen, wodurch auch der Beitrag des Korridors zur Versorgungssicherheit untermauert wird.

Im folgenden Abschnitt wird am Beispiel der Stromerzeugungskosten eine weitere Wirkungsweise des Netzausbaus gezeigt.

4.3 Wirkungen von Verbundleitungen auf die Stromerzeugungskosten

Der Eingriff in den kostenminimalen Kraftwerkseinsatz gegen den Marktpreis (Redispatch) dient zur Gewährleistung der Netzsicherheit, bringt jedoch einen Anstieg der gesamten Erzeugungskosten mit sich, da nicht wettbewerbsfähige kostenintensive Erzeugungsanlagen hinter einem Engpass günstige Kraftwerke vor einem Engpass ersetzen. Die Annahme, dass durch die Errichtung des TEN-E-Korridors ein wohlfahrtsökonomisch besserer Kraftwerkseinsatz möglich ist als ohne diesen Netzausbau, kann mit dem Simulationsmodell ATLANTIS

bestätigt werden. Ähnlich wie bei der Integration erneuerbarer Energien sowie der Treibhausgasreduktion kann auch die Wirkung der Leitung auf die Erzeugungskosten auf verhinderte Redispatchmaßnahmen durch den Bau des Korridors zurückgeführt werden.

Stellt man die Simulation mit dem TEN-E-Korridor jener Simulation ohne diesen gegenüber, dann ergibt sich in den ersten zehn Betriebsjahren eine Gesamtkostenersparnis im Umfang von 1,2 Mrd. EUR₂₀₁₁ im gesamten Netzgebiet der ENTSO-E CE. Die durch den Netzausbau getätigte Investition wird abhängig von nationalen Netztarifregelungen durch Tarifanpassungen an die Endkunden weitergegeben. Diesem Anstieg der Netztarife, verursacht durch die Netzinvestition, steht neben der Reduktion der Erzeugungskosten auch die Abnahme der Kosten für Redispatchmaßnahmen, welche beim Übertragungsnetzbetreiber anfallen, gegenüber. Diese kommen wiederum abhängig von der nationalen Tarifregulierung bzw. bilateralen Abkommen zwischen Übertragungsnetzbetreibern und Kraftwerksbetreibern über die Netznutzungsentgelte dem Endkunden zu Gute.

4.4 Schlussfolgerungen und Fazit

Einleitend wurden die rechtlichen und programmatischen Rahmenbedingungen für den Netzausbau des Höchstspannungsnetzes in der Europäischen Union erläutert. Insgesamt gibt es vier grundlegende Treiber für den Netzausbau. Diese sind die *Integration der erneuerbaren Energien*, die *Reduktion der CO₂-Emissionen*, die *Erreichung des Elektrizitätsbinnenmarktes* und die *Sicherstellung der Versorgung*. Alle vier sind zudem Grundsäulen der europäischen Energie- und Klimapolitik. Der EU-Vorschlag zur Weiterentwicklung der transeuropäischen Energienetze sieht zukünftig die Nominierung von sog. *Vorhaben von gemeinsamem Interesse* vor, wodurch gleichermaßen das *öffentliche Interesse* dieser Vorhaben begründet ist.

Am Beispiel eines TEN-E-Netzkorridors am Alpenbogen kann mit Hilfe des Simulationsmodells ATLANTIS der Nutzen von Verbundleitungen für das gesamte Elektrizitätssystem gezeigt werden. Der Netzausbau in einem hochvermaschten Elektrizitätssystem wie jenem in Kontinentaleuropa hat einen weitreichenden Einfluss auf den gesamten Kraftwerkseinsatz und damit auch auf die Erzeugungskosten und CO₂-Emissionen. Die Beseitigung von Netzengpässen durch den Netzausbau führt dazu, dass der Kraftwerkseinsatz laut Stromhandel (Market Coupling) mit einem sicheren Netzbetriebs verträglich wird und daher das Ausmaß an netzsicherheitsrelevantem Redispatch abnimmt. Dies führt zu den bereits genannten Reduktionen der Erzeugungskosten und je nach Struktur der Merit Order auch zu geringeren CO₂-Emissionen. Ein weiterer Nutzen des TEN-E-Korridors ist die zusätzliche Integration der Erzeugung aus installierten erneuerbaren Energiequellen. Deren Dargebotsabhängigkeit bedingt einen Netzausbau an teilweise netztechnisch unzureichend erschlossenen und zudem verbrauchsfernen Gebieten. Die zukünftig erwartete Zunahme fluktuierender Einspeisung und daraus resultierende Lastflusssituationen führen dazu, dass ohne hinreichenden Netzausbau zeitweise Erzeugungsreduktionen bzw. Abschaltung derartiger Anlagen zunehmen um den sicheren Netzbetrieb gewährleisten zu können. Zusätzlich zu den genannten Wirkungen des Netzausbaus kann festgehalten werden, dass neben der Versorgungssicherheit auch die Förderung des europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes eine übergeordnete Rolle spielt. Daraus entsteht neben der Versorgungssicherheit ein weiterer, vom Marktmodell im europäischen Binnenmarkt abhängiger Planungsaspekt der Netzausbauplanung.

Abschließend kann festgehalten werden, dass Verbundleitungen einen positiven Beitrag zur Marktintegration von erneuerbaren Energien, zur Reduktion von Treibhausgasemissionen und zur Verringerung der Erzeugungskosten leisten können. Zusätzlich tragen sie maßgeblich zur Erreichung des europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes sowie zur Versorgungssicherheit bei.

5 Literaturverzeichnis

- ACER. (2011). *Draft cross-regional roadmap for Day-Ahead Market Coupling - WORK IN PROGRESS*. ACER.
- Auer et al. (2011). Entwicklung zukünftiger Stromversorgungsstrukturen in Europa. 7. *Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien*.
- BFE Schweiz. (2011). Grundlagen für die Energiestrategie des Bundesrates; Frühjahr 2011 - Aktualisierung der Energieperspektiven 2035 (energiewirtschaftliche Modelle). *Schweizer Eidgenossenschaft - Bundesamt für Energie - Abteilung Energiewirtschaft*.
- BNetzA. (2011). Auswirkungen des Kernkraft-Moratoriums auf die Übertragungsnetze und die Versorgungssicherheit. *Bericht der Bundesnetzagentur an das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie*.
- DENA. (2010). dena-Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025. *Deutsche Energie-Agentur*.
- E-Control. (2011). Technische und Organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen (TOR).
- Entso-E. (2010). *Ten-Year Net Development Plan 2010-2020*. Brüssel: ENTSO-E.
- Europäische Kommission. (2010). Directorate-General for Energy - EU energy trends to 2030 - update 2009.
- Europäische Kommission. (2007). Entscheidung der Kommission vom 18. Juli 2007 zur Festlegung von Leitlinien für die Überwachung und Berichterstattung betreffend Treibhausgasemissionen im Sinne der Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates (Monitoring-Leitlinien).
- Europäische Kommission. (2011). Vorschlag für VERORDNUNG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur und zur Aufhebung der Entscheidung Nr. 1364/2006/EG. *2011/0300 (COD)*.
- Europäische Union. (2006). Entscheidung Nr. 1364/2006/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 6. September 2006 zur Festlegung von Leitlinien für die transeuropäischen Energienetze und zur Aufhebung der Entscheidung 96/391/EG und der Entscheidung Nr. 1229/2003/EG. *L 262/1 - L 262/23, Amtsblatt der Europäischen Union*.
- Europäische Union. (2008). Konsolidierte Fassung des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union. *C115/47, Amtsblatt der Europäischen Union*.
- Europäische Union. (2012). *Zusammenfassung der EU-Gesetzgebung*. Abgerufen am 06. 02. 2012 von http://europa.eu/legislation_summaries/energy/internal_energy_market/l27066_de.htm
- EWIS. (2010). European Wind Integration Study (EWIS). *EWIS Final Report*.
- Gutschi et al. (2010). Scenarios for the development of the electricity economy in Continental Europe. *21st World Energy Congress*.
- Terna. (2011). Piano di Sviluppo.
- Zimmermann, U. (2011). *Weiterentwicklung marktbasierter Engpassmanagement-Maßnahmen*. 50hertz.