

Masterarbeit

**Erstellung einer konsistenten  
Referenzmodellwelt  
für das Simulationsmodell ATLANTIS**

**Ivan Stanojević**

Begutachter

**Univ.-Prof. Mag. Dipl.-Ing. Dr.techn. Heinz Stigler**

Betreuer

**Dipl.-Ing. Andreas Schüppel**

**Dipl.-Ing. Gernot Nischler**

Eingereicht im April 2013

am

Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation

Technische Universität Graz

## Eidesstattliche Erklärung

Ich erkläre an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen/Hilfsmittel nicht benutzt und die den benutzten Quellen wörtlich und inhaltlich entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe.

Graz, am \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

(Unterschrift)

---

## Danksagung

Zuallererst möchte ich mich bei meiner Familie, meiner Mutter Nevenka, meinem Vater Milan und meiner Schwester Branka, bedanken, die mich immer unterstützt, mir ihr Vertrauen geschenkt und mein Studium in Österreich ermöglicht haben.

Für die Möglichkeit, meine Masterarbeit am Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation zu verfassen, bedanke ich mich bei Herrn Univ.-Prof. Mag. Dipl.-Ing. Dr.techn. Heinz Stigler.

Mein besonderer Dank gilt meinen Betreuern Herrn Dipl.-Ing. Andreas Schüppel und Herrn Dipl.-Ing. Gernot Nischler, die mir jederzeit mit ihrem kompetenten Fachwissen zur Seite standen und für mich Zeit hatten und deren Hilfestellungen und Anregungen entscheidend für das Gelingen dieser Arbeit waren. Hiermit möchte ich mich ebenso bei Herrn Assoc.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Udo Bachhiesl, Herrn Dipl.-Ing. Daniel Hütter und Herrn Dipl.-Ing. Thomas Nacht, die meine Masterarbeit mitbetreut und mir durch ihre Hinweise und Vorschläge sehr geholfen haben, herzlich bedanken.

Ich möchte mich bei allen anderen Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern des Instituts und allen Diplomandinnen und Diplomanden für ein angenehmes Arbeitsumfeld und die freundliche Unterstützung bedanken.

Ein herzliches Dankeschön geht an alle meine Freunde, die während meines Studiums immer für mich da waren.

---

## Kurzfassung

Die vorliegende Masterarbeit bezieht sich auf das am Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation der TU Graz entwickelte Modell des europäischen Elektrizitätssystems – ATLANTIS. Das Modell ATLANTIS bildet alle relevanten Elemente des Systems ab, wie z.B. Kraftwerke, Leitungen, Elektrizitätsunternehmen usw. und besteht aus einer großen Menge Stamm- und Ergebnisdaten. Aufgrund dessen gestaltet sich die Modellvalidierung schwierig. Im Rahmen dieser Arbeit wird eine Referenzmodellwelt erstellt, um die vorhandene detailliertere Abbildung in ATLANTIS mit einer deutlich geringeren Anzahl an Elementen nachzubilden, dadurch eine einfachere Modellvalidierung zu ermöglichen und eine bessere Übersichtlichkeit der Ergebnisse zu erhalten.

Im ersten Kapitel wird eine umfassende Literatur- und Datenrecherche bezüglich der Eigenschaften und Besonderheiten der Elektrizitätssysteme in einzelnen europäischen Ländern durchgeführt. Die Ergebnisse der Recherche werden in einer Tabelle zusammengefasst und verglichen, die als Grundlage für die nachfolgende Modellierung verwendet wird. Die wichtigsten Eigenschaften werden bestimmt, die die Referenzmodellwelt mindestens abbilden muss, um als Referenz für das detailliertere Modell eingesetzt werden zu können. Bei der Modellerstellung wird darauf geachtet, dass die wichtigen Merkmale des realen Systems in der Referenzmodellwelt noch immer vergleichsweise gut beobachtet werden können.

Im Modell werden die Knoten, die Leitungen, der Kraftwerkspark und der Verbrauch elektrischer Energie in den fünf ausgewählten Ländern Österreich, Deutschland, Schweiz, Frankreich und Italien abgebildet. Dafür werden Ersatzelemente in der Referenzmodellwelt eingeführt, die die Gesamtheit aller in der Realität vorhandenen Systemelemente vereinfacht darstellen, beispielsweise aggregierte Kraftwerksblöcke und reduzierte Netzelemente.

Abschließend werden in der Referenzmodellwelt Simulationen für den Zeitraum zwischen 2006 und 2011 durchgeführt und die gewonnenen Ergebnisse mit den Stammdaten der realen Elektrizitätswirtschaft in Europa und der Simulation mit dem originalen ATLANTIS Modell verglichen, wie auch die Qualität der Abbildung ausgewertet wird.

Nachdem die ersten Simulationsergebnisse noch Verbesserungspotential aufweisen, werden Möglichkeiten zur Qualitätssteigerung des Modells vorgeschlagen und umgesetzt. Ein Vergleich der verbesserten Ergebnisse zeigt eine bessere Abbildung der Wirklichkeit, allerdings reicht die Modellqualität nicht an das ursprüngliche ATLANTIS-Modell heran.

Zusammenfassend führt die vorliegende Arbeit zu zwei zentralen Ergebnissen. Einerseits liefert die vorgestellte Modellreduktion ein gutes, übersichtliches Testmodell zur Prüfung der in ATLANTIS implementierten Algorithmen. Andererseits deuten die Vergleichsergebnisse darauf hin, dass sich ein komplexes System – wie die kontinentaleuropäische Elektrizitätswirtschaft – nicht beliebig in Modellansätzen vereinfachen und abstrahieren lässt. Daraus leitet sich auch ab, dass die im Rahmen dieser Arbeit erstellten Modelle keinesfalls für wissenschaftliche Studien über das Elektrizitätssystem zulässig sind.

---

## Abstract

This master's thesis refers to the model of the European electricity System – ATLANTIS, which was developed at the Institute of Electricity Economics and Energy Innovation at the Graz University of Technology. The ATLANTIS model depicts all of the significant elements of the system, e.g. the power plants, the power lines, the electricity companies, etc. and consists of a substantial amount of master and resulting data. Therefore, the validation of the model is difficult. Within this thesis a reference model is created, in order to represent the existing detailed ATLANTIS model by using considerably fewer elements, so as to provide a simpler model validation and achieve a better overview of the results.

The study begins with a comprehensive literature and data research about the properties and specific characteristics of the electricity systems in the individual European countries. The results of the research are summarized and compared by means of a table that would be further used as a basis for modeling. The most important properties which the model must possess in order to be employed as a reference for the detailed model are identified. What is taken into consideration during the creation of the model is that the most important characteristics of the real system can be observed in the reference model.

The network nodes, the power lines, the power plants and the electricity consumption for the five selected countries Austria, Germany, Switzerland, France and Italy are represented in the model. For this purpose, the substitute elements e.g. aggregated power plant units, and reduced network elements are introduced in the model, and they represent a simplified version of the entirety of the system elements.

Finally, simulations with the reference model are carried out for the time period between 2006 and 2011. The obtained results are compared with the data of the actual electricity system in Europe and with the results of the simulation with the detailed ATLANTIS model. This comparison serves as a quality evaluation of the reproduction in the reference model.

Considering that the first results of the simulation show a potential for improvement, possibilities for the model enhancement are suggested and implemented. The comparison of the results obtained through model enhancement show a better reproduction of the reality. However, the quality of the reduced model does not achieve the same level of quality as the original ATLANTIS model.

To conclude, this thesis leads to two major conclusions. On the one hand, the described model reduction yields a good and straightforward test model for the examination of the implemented simulation algorithms in ATLANTIS. On the other hand, the results of the comparison indicate that a complex system – namely the electric power system in continental Europe – cannot be simplified and abstracted at will. Furthermore, both of the models developed in this thesis are, in no case, valid for scientific studies on the electricity system.

---

# Inhaltsverzeichnis

Eidesstattliche Erklärung.....	1
Danksagung .....	2
Kurzfassung .....	3
Abstract .....	4
1 Einleitung .....	1
2 Eigenschaften der Elektrizitätssysteme ausgewählter Länder .....	2
2.1 Österreich .....	3
2.1.1 Netz .....	3
2.1.2 Stromerzeugung .....	5
2.1.3 Verbrauch .....	6
2.2 Deutschland .....	6
2.2.1 Netz .....	6
2.2.2 Stromerzeugung .....	9
2.2.3 Verbrauch .....	9
2.3 Schweiz.....	10
2.3.1 Netz .....	10
2.3.2 Stromerzeugung .....	11
2.3.3 Verbrauch .....	12
2.4 Frankreich .....	13
2.4.1 Netz .....	13
2.4.2 Stromerzeugung .....	14
2.4.3 Verbrauch .....	17
2.5 Italien .....	17
2.5.1 Netz .....	18
2.5.2 Stromerzeugung .....	19
2.5.3 Verbrauch .....	21
2.6 Spanien.....	22
2.6.1 Netz .....	22
2.6.2 Stromerzeugung .....	23
2.6.3 Verbrauch .....	23
2.7 Portugal.....	24
2.7.1 Netz .....	24
2.7.2 Stromerzeugung .....	26
2.7.3 Verbrauch .....	26
2.8 Niederlande.....	27
2.8.1 Netz .....	27
2.8.2 Stromerzeugung .....	28
2.8.3 Verbrauch .....	29
2.9 Belgien.....	30
2.9.1 Netz .....	30
2.9.2 Stromerzeugung .....	30
2.9.3 Verbrauch .....	31
2.10 Luxemburg .....	31
2.10.1 Netz .....	31
2.10.2 Stromerzeugung .....	32
2.10.3 Verbrauch .....	33
2.11 Slowenien .....	33
2.11.1 Netz .....	33
2.11.2 Stromerzeugung .....	34

---

2.11.3	Verbrauch .....	35
2.12	Ungarn .....	35
2.12.1	Netz .....	35
2.12.2	Stromerzeugung .....	36
2.12.3	Verbrauch .....	37
2.13	Serbien.....	37
2.13.1	Netz .....	38
2.13.2	Stromerzeugung .....	38
2.13.3	Verbrauch .....	40
2.14	Kroatien.....	40
2.14.1	Netz .....	40
2.14.2	Stromerzeugung .....	42
2.14.3	Verbrauch .....	42
2.15	Vergleich der elektrizitätswirtschaftlichen Parameter .....	42
2.15.1	Installierte Kraftwerkskapazitäten.....	42
2.15.2	Volllaststunden .....	45
2.15.3	Erzeugung .....	46
2.15.4	Stromverbrauch und Export-Importbilanzen.....	47
2.16	Auswahl der zu modellierenden Länder.....	48
3	Grenzüberschreitende Energieflüsse.....	49
3.1	Äußere Grenzen der Referenzmodellwelt.....	49
3.1.1	Frankreich – Großbritannien.....	49
3.1.2	Frankreich – Spanien .....	50
3.1.3	Frankreich – Belgien.....	51
3.1.4	Italien – Griechenland.....	52
3.1.5	Italien – Slowenien .....	52
3.1.6	Österreich – Slowenien .....	53
3.1.7	Ungarn - Österreich .....	54
3.1.8	Österreich – Tschechien.....	54
3.1.9	Deutschland – Tschechien .....	55
3.1.10	Deutschland – Polen .....	55
3.1.11	Deutschland – Schweden.....	56
3.1.12	Deutschland – Dänemark .....	56
3.1.13	Deutschland – Niederlande .....	57
3.1.14	Deutschland – Luxemburg.....	58
3.2	Innere Grenzen der Referenzmodellwelt .....	58
3.2.1	Frankreich – Deutschland.....	58
3.2.2	Frankreich – Schweiz .....	59
3.2.3	Frankreich – Italien .....	60
3.2.4	Schweiz – Italien.....	61
3.2.5	Österreich – Italien.....	61
3.2.6	Deutschland – Schweiz .....	62
3.2.7	Österreich – Schweiz.....	62
3.2.8	Deutschland – Österreich .....	63
4	Erstellung der Referenzmodellwelt .....	64
4.1	Netzknoten.....	64
4.2	Spannungsebenen.....	67
4.3	Abstraktion des Netzes .....	67
4.3.1	Leitungslängen .....	69
4.3.2	Leitungsimpedanzen .....	70
4.4	Netzreduktion.....	70
4.4.1	Knotenadmittanzmatrix.....	70

---

---

4.4.2	Netzreduktionsverfahren .....	71
4.4.3	Anpassung des Netzreduktionsverfahrens.....	73
4.4.4	Reduktion des Netzes aus ATLANTIS .....	75
4.5	Vergleich der zwei ermittelten Netzstrukturen .....	79
4.6	Übertragungskapazitäten.....	80
4.7	Kraftwerkspark .....	81
4.7.1	Kraftwerke in Österreich .....	82
4.7.2	Kraftwerke in Deutschland.....	84
4.7.3	Kraftwerke in Frankreich.....	85
4.7.4	Kraftwerke in der Schweiz .....	86
4.7.5	Kraftwerke in Italien .....	88
4.8	Verbrauch .....	90
4.8.1	Verbrauch innerhalb der Referenzmodellwelt .....	90
4.8.2	Randbedingungen für die äußeren Grenzen der Referenzmodellwelt.....	90
5	Ergebnisse und Erweiterungen des Referenzmodells .....	92
5.1	Erste Ergebnisse.....	92
5.1.1	Äußere Grenzen .....	92
5.1.2	Innere Grenzen.....	92
5.2	Probleme und Grenzen des Modells.....	94
5.2.1	Berechnung der thermischen Kapazitäten für Ersatzleitungen .....	95
5.2.2	Vorgabe von NTC für das Referenzmodell .....	97
5.3	Simulationsergebnisse des verbesserten Modells .....	98
6	Zusammenfassung.....	101
7	Verzeichnisse.....	104
7.1	Abkürzungsverzeichnis .....	104
7.2	Abbildungsverzeichnis .....	107
7.3	Tabellenverzeichnis .....	111
7.4	Literaturverzeichnis.....	112
8	Anhang.....	124
8.1	Wichtige Daten der recherchierten Ländern .....	124



# 1 Einleitung

Aufgrund der bekannten Besonderheiten der Langlebigkeit und hoher Kapitalintensität der Anlagen in der Elektrizitätswirtschaft sind die erforderlichen Veränderungen sehr weit im Voraus zu planen und erst durch eine langjährige konsequente Umsetzung realisierbar. (Stigler, et al., 2012a), (Gutschi, et al., 2009 S. 1)

Um eine wirtschaftliche und ökologisch sinnvolle Entwicklung der Elektrizitätswirtschaft zu gestalten ist die derzeitige „Trial and Error“-Herangehensweise bei der Implementierung von energiepolitischen Zielsetzungen nicht empfehlenswert. Um die Auswirkungen des heutigen Handelns auf das gesamte zukünftige System beobachten und heute sinnvolle Entscheidungen treffen zu können, sollen zukünftige Entwicklungen des Systems unter gegebenen Bedingungen und getroffenen Annahmen so gut wie möglich ermittelt werden können. Zu diesem Zweck wurde am Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation ein Simulationswerkzeug mit dem Namen ATLANTIS entwickelt. Das Modell ist in der Lage, die komplexen Zusammenhänge im europäischen Elektrizitätssystem abzubilden, dieser beinhaltet eine ausführliche Datenbank über die gesamten relevanten Komponenten und Elemente. Die Datenbank enthält Einträge für rund 10.000 bestehende Kraftwerke, 3.000 Netzknoten, 6.000 Leitungen, Transformatoren und Phasenschieber und 100 Elektrizitätsunternehmen in knapp 30 Ländern Kontinentaleuropas. Dadurch wird eine realitätsnahe Simulation der Elektrizitätswirtschaft ermöglicht. (Stigler, et al., 2012a), (Gutschi, et al., 2009 S. 1-4)

Auf dieser Datenbank basierend, bauen elektrotechnische und elektrizitätswirtschaftliche Modelle auf, durch welche die Simulation des Gesamtsystems möglich wird. Die Simulation beinhaltet technische Module wie z.B. für Spitzenlastdeckung, Kraftwerkseinsatz, Lastflussrechnung oder Engpassmanagement. Dazu kommen noch die elektrizitätswirtschaftlichen Module für die Abbildung von Strommärkten und Unternehmensbilanzen. (Stigler, et al., 2012a), (Gutschi, et al., 2009 S. 4)

Aufgrund der Komplexität des Simulationsmodells gestalten sich die Entwicklung neuer Module sowie deren Validierung als relativ schwierig. Da die Simulation eines Szenarios Ergebnisse für jedes einzelne Element für jeden Monat bis 2030 oder sogar bis 2050 liefert, ist die zu analysierende Datenmenge enorm groß (6-20 GB) und schwer zu überblicken.

In der vorliegenden Arbeit wird eine Referenzmodellwelt für ATLANTIS erstellt, um das detailliertere originale Modell mit einer deutlich geringeren Anzahl der Elemente in der Datenbank nachzubilden. Dabei werden nach wie vor die gleichen Simulationsalgorithmen und Prozeduren aus ATLANTIS verwendet. Das Referenzmodell soll gleichzeitig auch ein möglichst treues Abbild des realen Elektrizitätssystems in Europa darstellen. Dafür werden vereinfachende Maßnahmen getroffen, sodass die wichtigsten Merkmale und Effekte aus der Realität trotzdem noch annähernd beobachtet werden können. Durch Verwendung einer derart geringen Anzahl an Ersatzelementen werden die Ergebnisse der Simulation wesentlich einfacher auszuwerten. Die Funktion der in ATLANTIS verwendeten Simulationsmodule kann mit deutlich weniger Aufwand überprüft werden.

## 2 Eigenschaften der Elektrizitätssysteme ausgewählter Länder

Im Rahmen einer eingehenden Literatur- und Internetrecherche werden die Elektrizitätssysteme ausgewählter Länder im kontinentaleuropäischen System untersucht. Das Ziel dieser ersten Phase ist, einen Überblick über die Systeme und ihre Merkmale, ihr Verhalten und ihre gegenseitige Wechselwirkungen zu gewinnen. Dabei werden Daten über das Netz, den Kraftwerkspark, die Stromerzeugung, den Stromverbrauch sowie andere charakteristische Eigenschaften gesammelt. Die Daten für die Jahre 2006, 2010 und 2011 werden in eine Tabelle eingetragen, die als Grundlage für die Modellierung verwendet wird.

Die Auswahl der zu untersuchenden Länder wird aufgrund ihrer Signifikanz im europäischen Gesamtsystem und ihrer Besonderheiten getroffen, wobei der Fokus auf dem deutsch-österreichischen Markt liegt. In weiterer Folge wird die Auswahl eingengt, um die Referenzmodellwelt nicht allzu groß zu gestalten und die Simulationsdauer kurz zu halten.

Anschließend werden im Kapitel 3 die grenzüberschreitenden Energieflüsse zwischen den Ländern der Referenzmodellwelt und den Nachbarländern untersucht und dargestellt. Dabei wird auch der grenzüberschreitende Handel von einigen Ländern untersucht, die aus Zeitgründen sonst nicht weiter detailliert analysiert werden (siehe Abbildung 2-1). Die erhaltenen Daten werden im Referenzmodell als fest vorgegebene Randbedingungen berücksichtigt.

In Abbildung 2-1 sind die für die Referenzmodellwelt ausgewählten Länder gelb dargestellt.

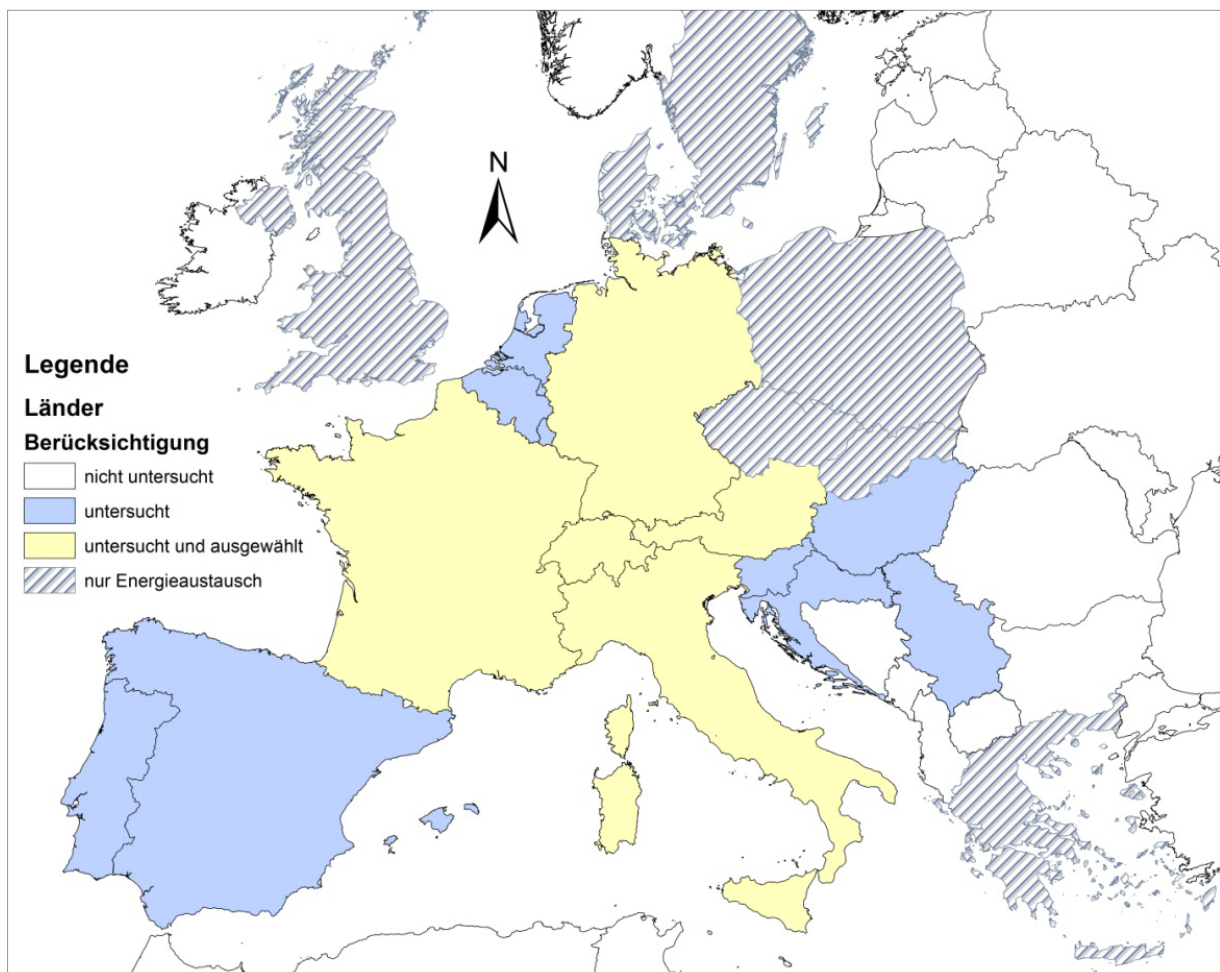


Abbildung 2-1: In der Referenzmodellwelt berücksichtigte Länder

## 2.1 Österreich

Das österreichische Elektrizitätssystem ist dadurch gekennzeichnet, dass durch die geographischen Gegebenheiten die Stromerzeugung aus Wasserkraft eine wesentliche Rolle spielt. Dabei sind die Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke sehr wichtig, und sie ermöglichen, dass Österreich zu den Ländern gehört, die als „Batterie Europas“ gelten (Verbund, 2013).

### 2.1.1 Netz

Der Übertragungsnetzbetreiber und Regelzonenführer für Österreich ist das Unternehmen „APG – Austrian Power Grid AG“.

Das Hochspannungsnetz in Österreich wurde parallel mit der Entwicklung der Erzeugung und des Verbrauchs der elektrischen Energie ausgebaut, allerdings nach heutigem Stand nicht in einem ausreichenden Ausmaß (APG, 2011 S. 8). Der Grund dafür sind sehr lange Vorlaufzeiten bei den Infrastrukturprojekten in der Elektrizitätswirtschaft, die aber beim Leitungsbau besonders ausgeprägt sind. Da Hochspannungsleitungen räumlich weit ausgehende Anlagen sind, sind viele Gebiete und Gemeinden betroffen, und dementsprechend dauern die Genehmigungsverfahren, wie z.B. die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP), in einigen Fällen sehr lang. Ein sehr gutes Beispiel ist die Steiermarkleitung, deren Errichtung von der ersten Idee an mehr als 20 Jahre gedauert hat (Verbund APG, 2009 S. 3). Aufgrund des fehlenden Netzausbaus sind im österreichischen Netz einige Engpässe entstanden. Um diese Engpässe zu bewältigen, müssen Engpassmanagementmaßnahmen durchgeführt werden. Diese sind teilweise mit hohen Kosten verbunden. (APG, 2011 S. 11)

Abbildung 2-2 verdeutlicht die Engpasssituation in Österreich. Durch die Inbetriebnahme der Steiermarkleitung Mitte 2009 und des ersten Abschnitts der Salzburgleitung zwischen dem Netzknoten St. Peter und dem Umspannwerk Salzburg im Jänner 2011<sup>1</sup> wurde die Situation merklich entspannt. Um eine langfristige Lösung der Problemstellung zu erreichen, muss das Vorhaben des 380-kV-Hochspannungsringes so schnell wie möglich fertiggestellt werden. Dazu muss die Salzburgleitung vervollständigt, die 220-kV-Leitung im Süden auf 380 kV aufgerüstet und die Leitungen entlang der Donauschiene im Norden verstärkt werden (APG, 2011 S. 8). In Abbildung 2-3 ist das Hochspannungsnetz mit dem geplanten 380-kV-Ring dargestellt.

---

<sup>1</sup> In Abbildung 2-2 ist diese Leitung als ein noch im Bau befindliches Projekt gekennzeichnet.

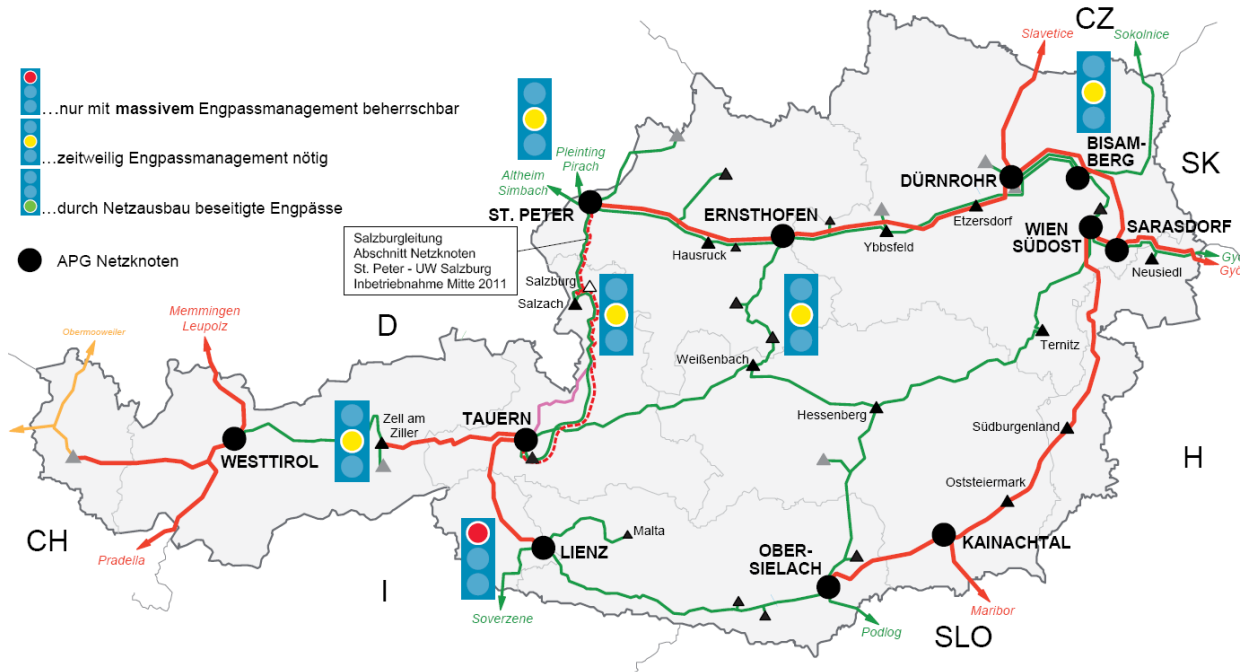


Abbildung 2-2: Engpasssituation in Österreich, Stand 2010. Quelle: (APG, 2011 S. 9).

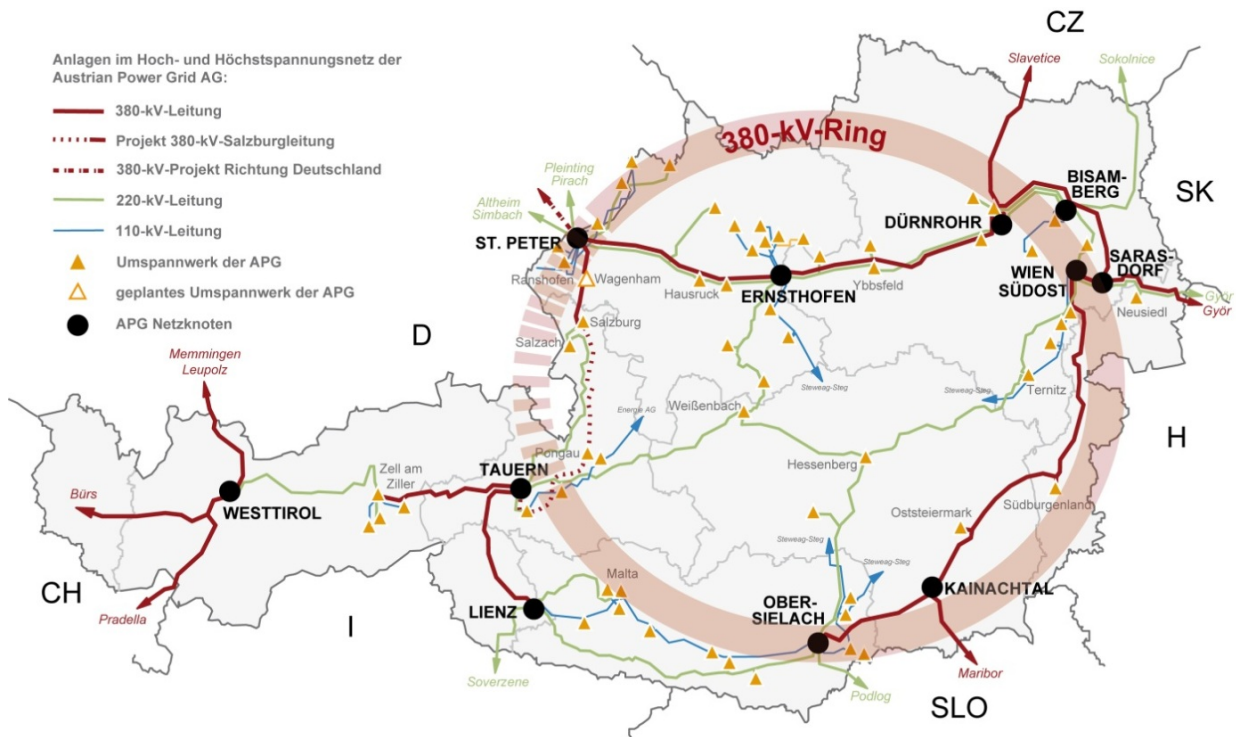
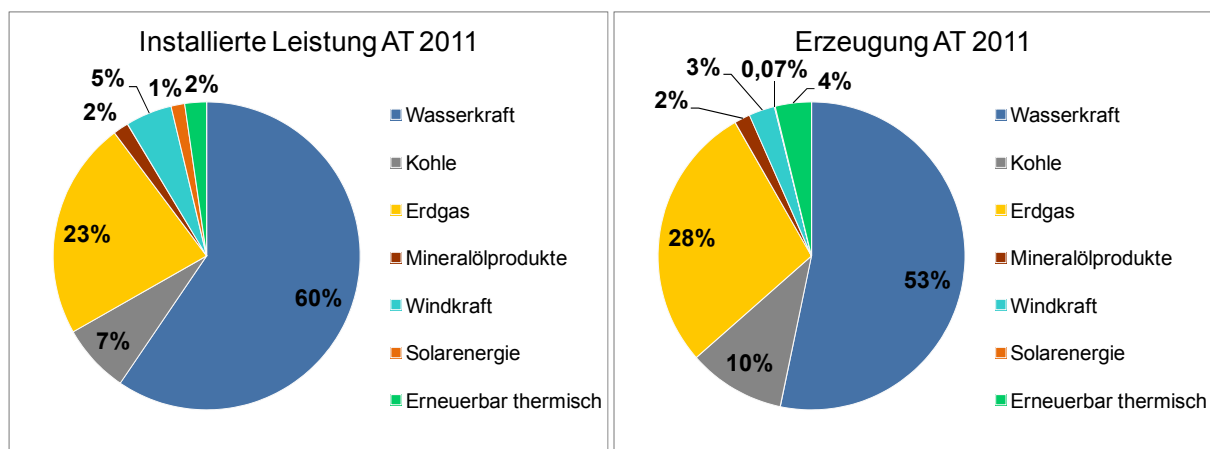


Abbildung 2-3 : 380-kV-Hochspannungsring. Quelle: (APG, 2011 S. 9).

## 2.1.2 Stromerzeugung

In Österreich betrug die installierte Bruttoleistung zum Stichtag 31.12.2011 insgesamt 22.628 MW. Im Jahr 2011 wurden 65,7 TWh Strom erzeugt<sup>2</sup>. Für Österreich ist ein sehr hoher Anteil der Stromerzeugung aus Wasserkraftwerken charakteristisch, die mit 60 % der installierten Erzeugungskapazitäten einen Anteil von 53 % der elektrischen Energie erzeugen. Gemeinsam mit der Erzeugung aus Biomassekraftwerken, Photovoltaik- und Windkraftanlagen ergibt sich ein sehr hoher Anteil von 60 % erneuerbarer Energien im Stromsektor. Erdgaskraftwerke sind auch ein wesentlicher Teil der Elektrizitätswirtschaft in Österreich, denn 23 % der Leistung und 28 % der Energie entfallen auf diese Anlagen. (E-Control, 2011), (E-Control, 2012b)

Abbildung 2-4 zeigt die Anteile der einzelnen Technologien bei der installierten Leistung und den Erzeugungsmix für das Jahr 2011.



**Abbildung 2-4: Erzeugungskapazitäten<sup>3</sup> (links) und Erzeugungsmix (rechts) in Österreich. Datenquelle: (E-Control, 2012b).**

In Tabelle 2-1 sind die drei bezogen auf die installierte Leistung größten Erzeugungsunternehmen Österreichs mit zugehörigem Kraftwerkspark und Erzeugung angegeben.

**Tabelle 2-1: Die größten Erzeugungsunternehmen in Österreich. Datenquellen: (Verbund, 2012), (Wien Energie, 2012), (Illwerke VWK, 2012).**

Unternehmen	Leistung [MW]	Energie [TWh]
Verbund	9837	29,8
Wienstrom	2063	7,2
Illwerke VWK	1953	3,3

<sup>2</sup> Wenn nicht anders angegeben, werden bei der Angabe der Erzeugungskapazitäten und erzeugten Energiemengen für ein Land die installierte Leistung und die Stromerzeugung aller Kraftwerke, die sich im jeweiligen Staatsgebiet befinden, berücksichtigt.

<sup>3</sup> Unter die Kategorie „Erneuerbar thermisch“ fallen Biomasseanlagen, Biogasanlagen, Müllverbrennungsanlagen und ggf. Geothermieanlagen.

### 2.1.3 Verbrauch

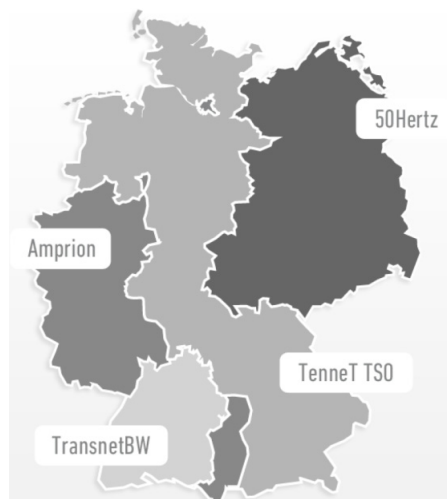
Im Jahr 2011 betrug der Bruttostromverbrauch<sup>4</sup> 73,9 TWh und der Nettostromverbrauch 63,3 TWh. Die Pumparbeit hat einen Wert von 5,1 TWh erreicht und die Netzverluste betragen 3,5 TWh. Im gleichen Jahr hat Österreich 16,8 TWh exportiert und 25 TWh importiert, was einen Nettoimport von 8,2 TWh ergibt. (E-Control, 2012b)

## 2.2 Deutschland

Deutschland ist einer der weltweiten Vorreiter im Bereich der Nutzung erneuerbarer Energien. In Verbindung mit dem Kernkraftausstieg, der bis 2023 erfolgen soll, steht Deutschland vor einer massiven Energiewende in den nächsten Jahren (BMW, 2010 S. 18).

### 2.2.1 Netz

Charakteristisch für das deutsche Hochspannungsnetz ist die Tatsache, dass es insgesamt vier Übertragungsnetzbetreiber bzw. vier Regelzonen gibt. Diese vier Netzbetreiber, gleichzeitig auch Regelzonenführer, sind 50Hertz, TenneT, TransnetBW und Amprion. In Abbildung 2-5 sind die Netzgebiete der vier Übertragungsnetzbetreiber dargestellt. (Netzentwicklungsplan Strom, 2012 S. 1)



**Abbildung 2-5: Vier Regelzonenführer und ihre Netzgebiete in Deutschland. Quelle: (Netzentwicklungsplan Strom, 2012 S. 2).**

Im Zuge der Energiewende in Deutschland werden erneuerbare Energieträger sehr stark forciert, was auch einige Nachteile, besonders im Übertragungsnetz, mit sich bringt. Wegen der guten Windverhältnisse im nördlichen Teil des Landes wurden dort sehr viele Windkraftanlagen gebaut. Gleichzeitig sind die großen Verbrauchszentren im Süden konzentriert. Deswegen wird das Netz durch die Übertragung dieser großen Energiemengen von Norden nach Süden in kritischen Situationen deutlich überfordert. Zusätzlich werden Kernkraftwerke, die sich in unmittelbarer Nähe von Ballungszentren befinden, abgeschaltet, wodurch Stabilitätsprobleme verursacht werden. Durch die Kombination dieser Faktoren entstehen Engpässe zwischen Norden und Süden. Um kostenintensive Engpassmaßnahmen zu vermeiden

<sup>4</sup> Definition vom Bruttostromverbrauch gemäß deutscher Bundesregierung (Bundesregierung Deutschland, 2013): „Der nationale Bruttostromverbrauch entspricht der national produzierten Gesamtstrommenge, die aus allen Quellen erzeugt wurde (Wind, Wasser, Sonne, Kohle, Öl und so weiter), zuzüglich Einfuhren, abzüglich Ausfuhren.“

und eine bessere Stabilität zu gewährleisten, ist ein Netzausbau dringend notwendig. (BMWi, 2010 S. 18).

Durch das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) aus dem Jahr 2005 ist eine Netzausbauplanung aller vier Übertragungsnetzbetreiber gemeinsam vorgesehen, die unter Konsultation der Öffentlichkeit erfolgt. (Bundesnetzagentur, 2013a)

Im Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) aus dem Jahr 2009 wurden insgesamt 24 prioritäre Ausbauprojekte definiert, und durch das Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG) 2011 ist eine schnelle Umsetzung der weiteren Projekte, die als Vorhaben aus öffentlichem Interesse eingestuft werden, ermöglicht. Zusätzlich zu den Ausbauprojekten im EnLAG werden im Rahmen der Netzausbauplanung 2012 weitere Projekte betrachtet, wie z.B. die übergeordneten Gleichstromkorridore von Norden nach Süden. (Bundesnetzagentur, 2013a)

In Abbildung 2-6 sind die Ausbauprojekte aus dem EnLAG und ihr Status per 12.10.2012 dargestellt.

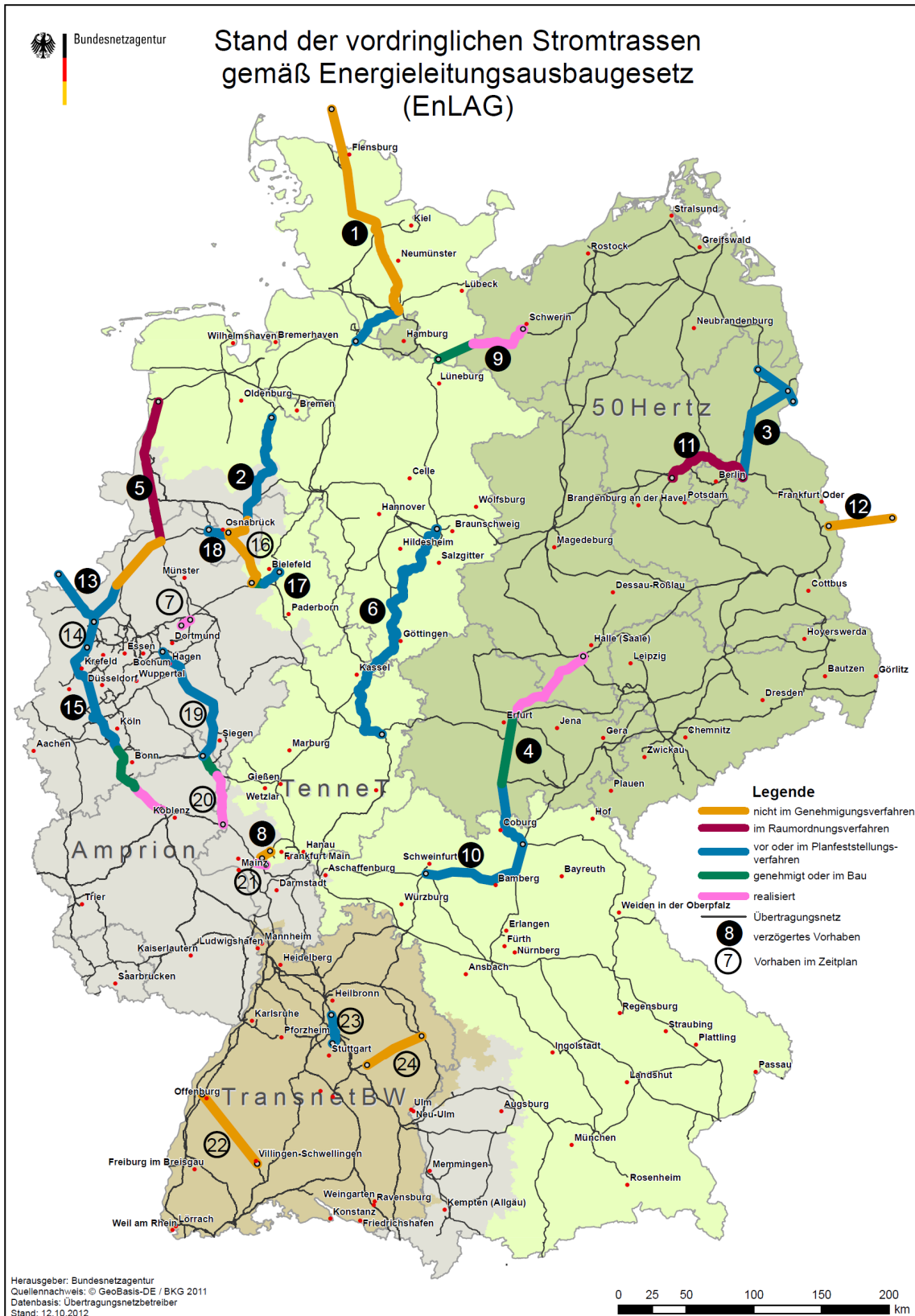


Abbildung 2-6 : Ausbautvorhaben nach dem EnLAG. Quelle: (Bundesnetzagentur, 2013a).

Aus Abbildung 2-6 ist auch ersichtlich, dass das Netz innerhalb der Regelzonen einen hohen Vermaschungsgrad aufweist, während die Verbindungen zwischen den Regelzonen teilweise sehr schwach sind und ausgebaut werden sollen.



## 2.2.2 Stromerzeugung

In Deutschland gab es mit Stand vom 31.12.2011 insgesamt 163.743 MW an installierter Nettoleistung in Kraftwerken. Im Jahr 2011 wurden 614,5 TWh Strom erzeugt (AG Energiebilanzen, 2012b). Charakteristisch für das deutsche Elektrizitätssystem sind sehr große Energiemengen, die aus erneuerbaren Quellen erzeugt werden, aber auch ein hoher Anteil der Energie aus Kohlekraftwerken (siehe Abbildung 2-7). Erneuerbare Energien werden, wie schon erwähnt, als Teil der Energiewende sehr stark gefördert. Seit dem Beschluss des Kernkraftausstiegs und der Abschaltung von acht großen Kernkraftwerken ist der Anteil der Kernenergie im Strommix deutlich gesunken. Kohlekraftwerke werden als Grundlastkraftwerke das ganze Jahr durchgefahren, zum Teil auch um die Kernkraftwerke zu ersetzen.

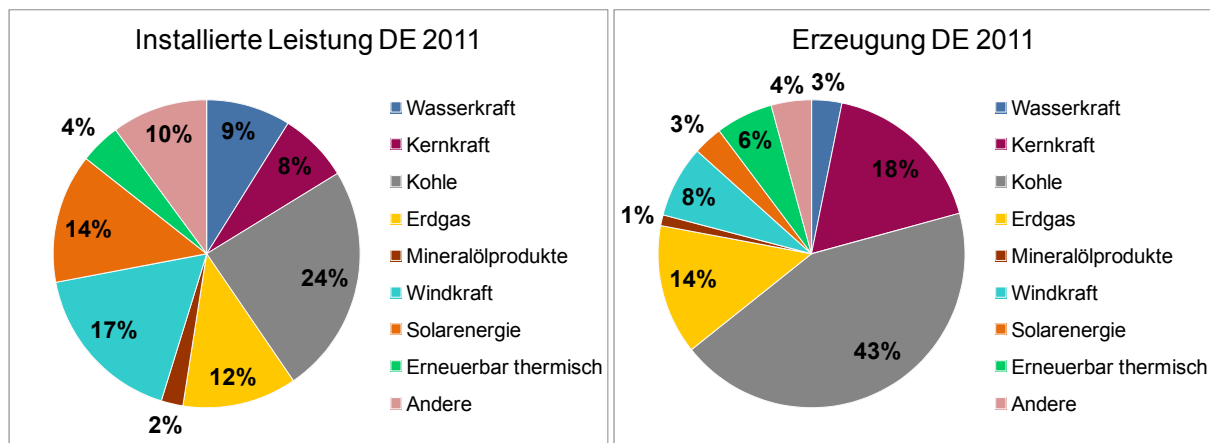


Abbildung 2-7: Erzeugungskapazitäten (links) und Erzeugungsmix (rechts) in Deutschland im Jahr 2011. Datenquellen: (ENTSO-E, 2012), (AG Energiebilanzen, 2012c), (Bundesnetzagentur, 2011) und andere.

In Tabelle 2-2 sind die Stromerzeugungsunternehmen mit dem größten Kraftwerkspark in Deutschland angegeben.

Tabelle 2-2: Die größten Erzeugungsunternehmen in Deutschland in den Jahren 2006, 2010 und 2011. Datenquellen: (RWE, 2012), (E.ON, 2012), (Vattenfall, 2012), (EnBW, 2012) und andere.

Unternehmen	Leistung [MW]			Energie [TWh]		
	2006	2010	2011	2006	2010	2011
RWE	33 152	34 028	31 285	184	165,1	152
EON	26 003	23 345	20 763	k.A.	191,3	181,3
Vattenfall	15 221	15 079	14 022	76,2	69	66,3
EnBW	14 811	14 774	13 402	k.A.	k.A.	59,5

## 2.2.3 Verbrauch

Im Jahr 2011 betrug der Bruttostromverbrauch in Deutschland 608,5 TWh und der Nettostromverbrauch 544,3 TWh. Die aufgewendete Pumparbeit belief sich auf 11,2 TWh, und die Netzverluste betragen 21,4 TWh. Im gleichen Jahr hatte Deutschland 56 TWh elektrischer Energie exportiert und 50 TWh importiert, was einen Nettoexport von 6 TWh ergibt. (AG Energiebilanzen, 2012b)

## 2.3 Schweiz

Die Schweiz hat eine zentrale Lage im europäischen Elektrizitätssystem, und ist durch elektrische Leitungen sehr gut mit den Nachbarländern verbunden. Insgesamt gibt es in der Schweiz 41 grenzüberschreitende Leitungen, und aus diesem Grund ist die Schweiz ein sehr wichtiges Stromtransitland. Dies wird durch den Energieflussbild der elektrischen Energie in Abbildung 2-8 verdeutlicht. Diese Stromtransite beeinflussen das Netz und sind einer der Gründe, warum Netzausbau auch in der Schweiz vonnöten ist. (Swissgrid, 2012d S. 9)

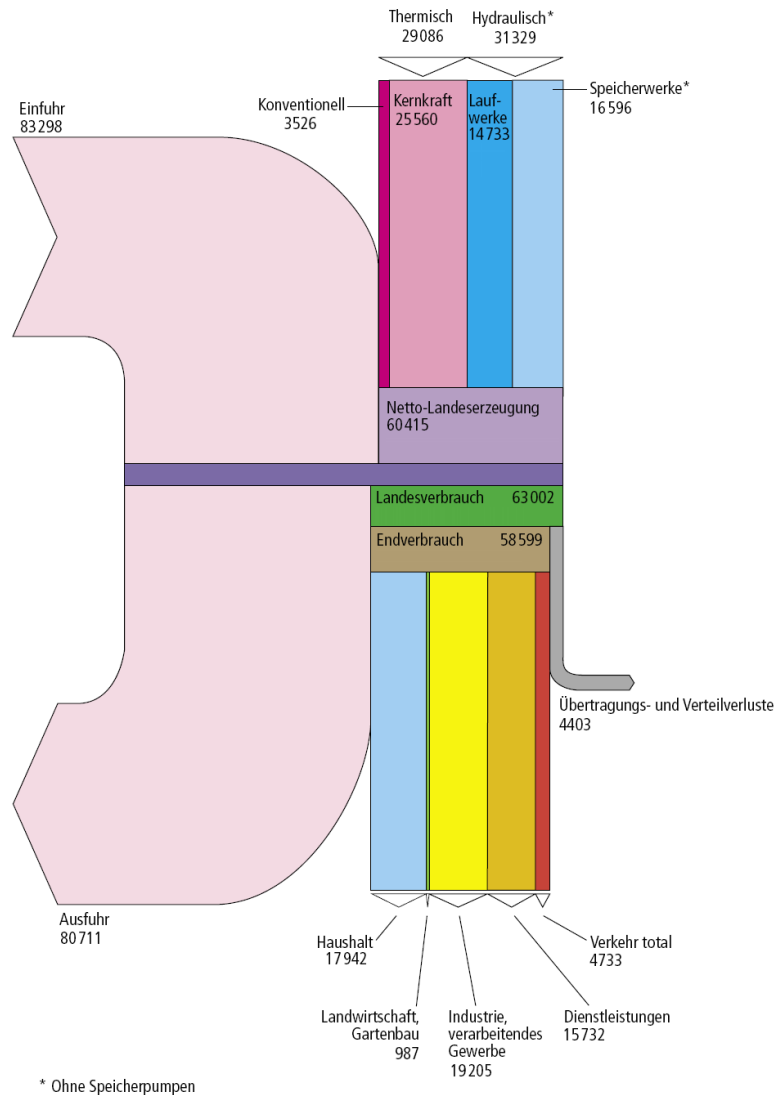
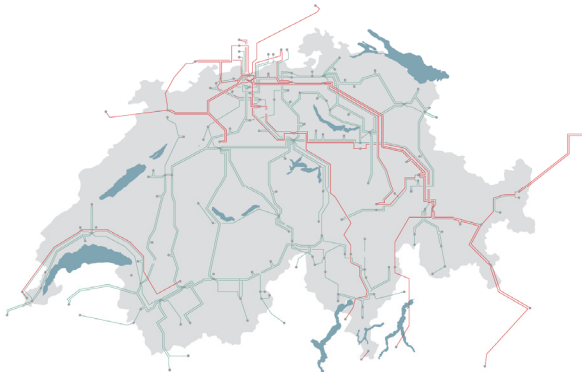


Abbildung 2-8: Flussdiagramm der elektrischen Energie in der Schweiz. Quelle: (BFE, 2012 S. 10).

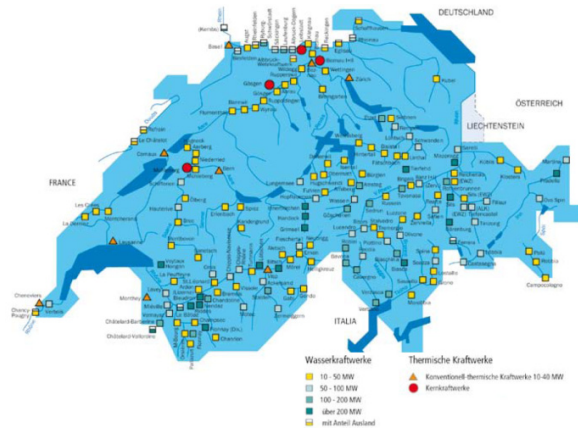
### 2.3.1 Netz

Das schweizerische Übertragungsnetz gehört seit 1. Jänner 2013 zu 100 % dem Unternehmen „Swissgrid“ und wird von demselben Unternehmen betrieben.

Das schweizerische Netz weist eine sehr spezifische Topologie auf (siehe Abbildung 2-9). Verbrauchszentren und die meisten Wärmekraftwerke befinden sich im Norden und die Wasserkraftwerke im Süden des Landes (siehe Abbildung 2-10). Da der Netzausbau durch mehrere kleine Netzbetreiber unkoordiniert durchgeführt wurde, wurden sehr viele parallele Leitungen in Nord-Süd-Richtung gebaut, um die erzeugte Energie aus den Wasserkraftwerken zu den Verbrauchern zu transportieren.



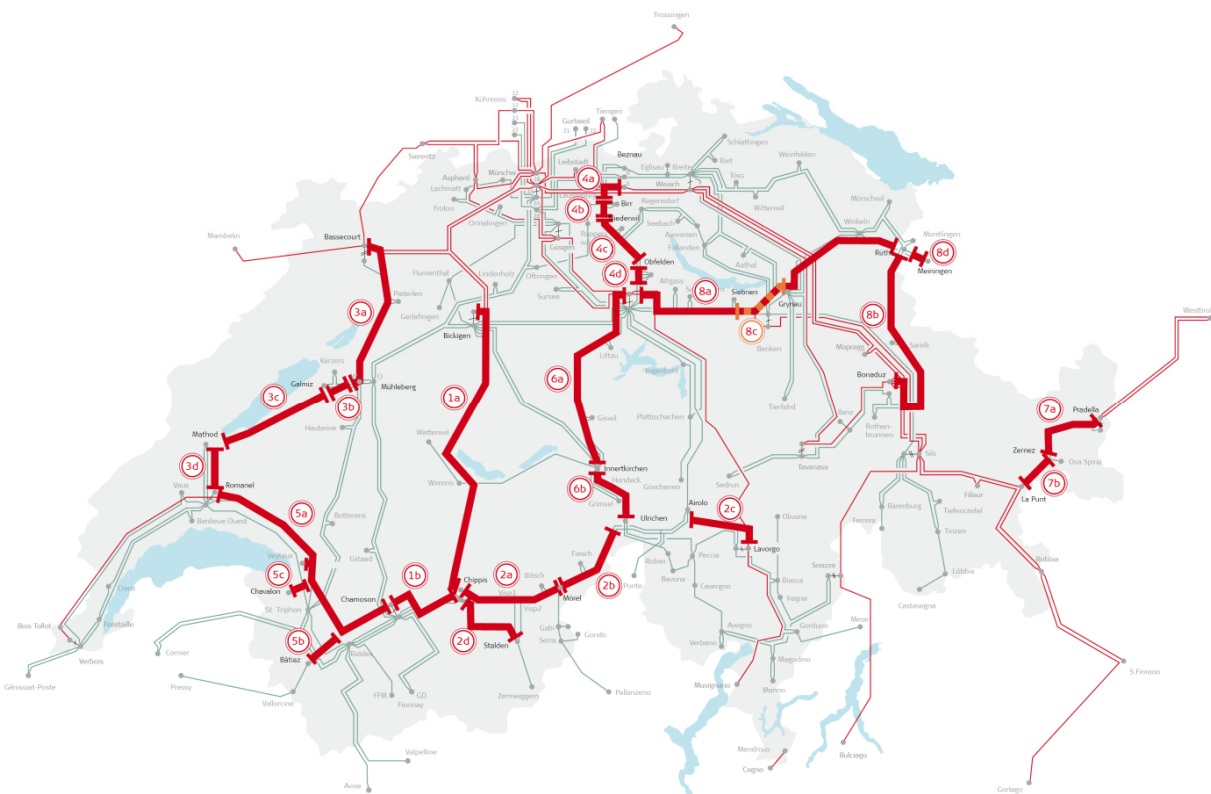
**Abbildung 2-9: Das Hochspannungsnetz in der Schweiz. Quelle: (Swissgrid, 2012d S. 4).**



**Abbildung 2-10: Die Kraftwerke in der Schweiz. Quelle: (VSE, 2012 S. 29).**

Die vom schweizerischen Bundesamt für Energie (BFE) beschlossene Energiewende erfordert einen strategischen Netzausbau. Dazu entwickelt „swissgrid“ in enger Zusammenarbeit mit BFE ein Netzentwicklungsplan für den Zeitraum bis 2035. (Swissgrid, 2012 S. 2)

Die wichtigsten geplanten Ausbaumaßnahmen sind in Abbildung 2-11 dargestellt.

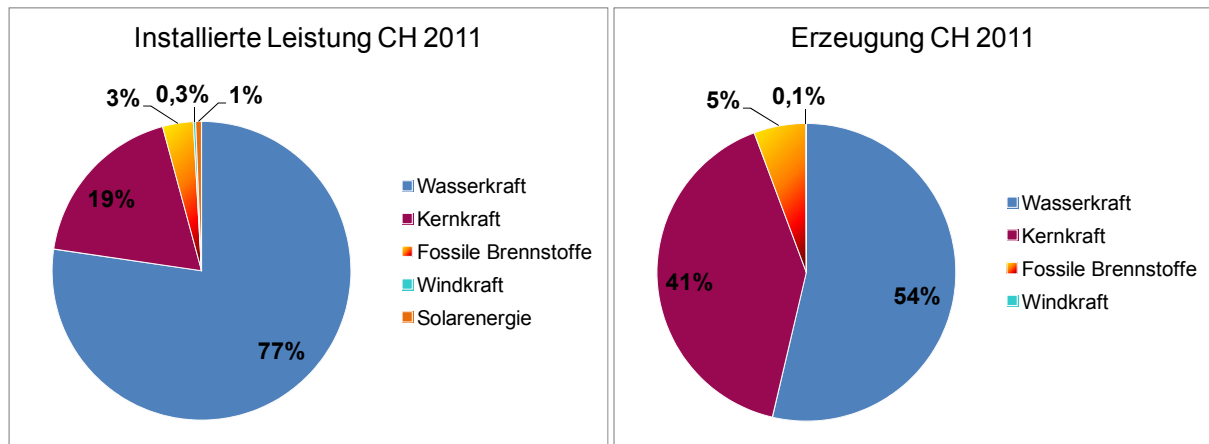


**Abbildung 2-11: Die vordringlichen Erneuerungs- und Ausbauprojekte. Quelle: (Swissgrid, 2012 S. 6,7).**

### 2.3.2 Stromerzeugung

Die installierte elektrische Nettoleistung schweizerischer Kraftwerke per 31.12.2011 lag bei 18.102 MW (ENTSO-E, 2012c S. 10). Die Stromerzeugung im Jahr 2011 betrug 62,9 TWh (BFE, 2012 S. 11).

In Abbildung 2-10 ist die Aufteilung der Kraftwerke in der Schweiz dargestellt. Abbildung 2-12 beinhaltet die Informationen über den Kraftwerkspark und die erzeugte Energie in der Schweiz im Jahr 2011.



**Abbildung 2-12: Kraftwerkspark (links) und Stromerzeugung (rechts) in der Schweiz.**  
Datenquellen: (ENTSO-E, 2012), (BFE, 2012) und andere.

Man kann erkennen, dass Wasserkraftwerke mehr als zwei Drittel der Leistung und mehr als die Hälfte der erzeugten Energie in der Schweiz ausmachen. Kernkraftwerke sind mit 19 % der Leistung und 41 % der Energie ein sehr wichtiger Teil der schweizerischen Energiewirtschaft. In der Schweiz wurde ein Kernkraftausstieg beschlossen, gemäß dem die bestehenden Kernkraftwerke noch bis zum Auslauf ihrer Lebensdauer in Betrieb bleiben und nicht mehr durch neue Kernkraftwerke ersetzt werden. Dies bedeutet, dass bis voraussichtlich 2035 das letzte Kernkraftwerk in der Schweiz vom Netz gehen wird. Die Kernkraftwerke werden durch den Zubau von erneuerbaren Energien und neuen fossilen Produktionsanlagen ersetzt. Parallel dazu soll die Energieeffizienz gesteigert werden. (Swissgrid, 2012 S. 10)

In Tabelle 2-3 sind die größten Stromerzeugungsunternehmen in der Schweiz nach installierter Leistung aufgeführt.

**Tabelle 2-3: Die größten Erzeugungsunternehmen in der Schweiz. Datenquellen: (Alpiq, 2012), (BKW-Gruppe, 2012), (Pojer, 2010) und andere.**

Erzeuger	Leistung		Erzeugung	
	[MW]	[%]	[MWh]	[%]
Alpiq	3.721	21,2	11.688	18,6
Axpo		21,5	22.740	36,2
BKW	3.681	20,9	13.610	21,7
andere	ca. 6.400	ca. 36	ca.15.000	ca. 24

### 2.3.3 Verbrauch

Im Jahr 2011 betrug der Bruttostromverbrauch in der Schweiz 65,5 TWh und der Nettostromverbrauch belief sich auf 58,6 TWh. Die aufgewendete Pumparbeit betrug 2,5 TWh und die Netzverluste 4,4 TWh. Im diesem Jahr wurden aus der Schweiz 80,7 TWh elektrischer Energie exportiert und 83,3 TWh in die Schweiz importiert, was in Summe einen Nettoimport von 2,6 TWh ergibt. (BFE, 2012 S. 11)

## 2.4 Frankreich

Frankreich ist das Land mit dem nach den Vereinigten Staaten zweitgrößten Kernkraftwerkspark in der Welt (IAEA, 2012 S. 8). Ein intensiver Ausbau des Kernkraftwerksparks in Frankreich hatte nach der Ölkrise in 1974 begonnen (IAEA, 2009 S. 7). In Frankreich werden, gemäß dem staatlichen Netzbetreiber RTE, mehr als 85 % der Erzeugung aus Kern- und Wasserkraftwerken gedeckt bzw. werden 90 % der Energie aus CO<sub>2</sub>-armen Quellen erzeugt (Kernkraft, Wasserkraft, Biomasse, Sonnen-, und Windenergie, wie aus Abbildung 2-15 ersichtlich ist). Dadurch werden sehr niedrige CO<sub>2</sub>-Emissionen erreicht. Im Jahr 2011 wurden durch die französische Elektrizitätswirtschaft insgesamt 27,4 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub> emittiert, was eine durchschnittliche Emission von 50,5 g<sub>CO2</sub> pro kWh darstellt. (RTE, 2012d S. 56) Dieser Wert liegt weit unter dem EU-27-Durchschnitt nach dem Datenstand für das Jahr 2009 von 369,7 g<sub>CO2</sub> pro kWh (Eurelectric, 2011 S. 8).

In Abbildung 2-13 sind die bestehenden Kernkraftwerke in Frankreich dargestellt. Es gibt insgesamt vier verschiedene Generationen von Kernkraftwerken, die von „EDF – Électricité de France“ gebaut und betrieben werden. Diese vier Generationen unterscheiden sich unter anderem in ihrer Engpassleistung pro Block, jeweils 900 MW, 1.300 MW, 1.450 MW und 1.650 MW. Das erste Kernkraftwerk der vierten Generation in Frankreich (EPR<sup>5</sup>), in Flamanville, befindet sich derzeit in der Bauphase. (EDF, 2012a S. 12)

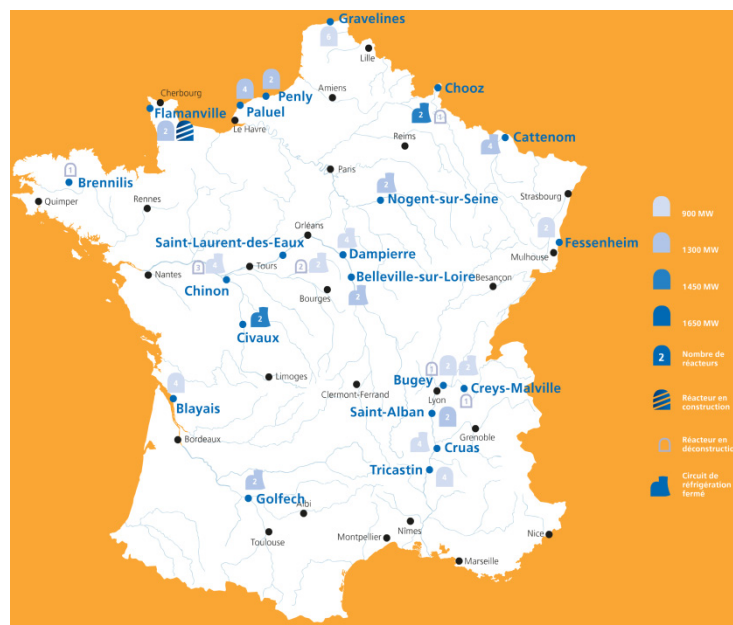


Abbildung 2-13: Kernkraftwerke in Frankreich. Quelle: (EDF, 2012a S. 13).

### 2.4.1 Netz

Der französische Übertragungsnetzbetreiber ist „RTE – Réseau de transport d'électricité“. Das Netz ist stark vermascht und gut ausgebaut mit leistungsstarken Übertragungsleitungen (siehe Abbildung 2-14). Die Gesamtlänge des 400-kV-Netzes beträgt 21.418 km und jene des 225-kV-Netzes 26.684 km. (RTE, 2012a)

<sup>5</sup> EPR™ – European Pressurized Reaktor des französischen Herstellers „Areva“. (Areva, 2010 S. 4)

**Network 400 kV**



Abbildung 2-14: Das französische Hochspannungsnetz. Quelle: (RTE, 2013).

**2.4.2 Stromerzeugung**

Die gesamt installierte Nettoleistung in französischen Kraftwerken per 31.12.2011 betrug 129.142 MW. Im Jahr 2011 wurden 543 TWh Strom erzeugt. (RTE, 2012a)

Abbildung 2-15 beinhaltet Informationen über den Kraftwerkspark und den Erzeugungsmix in Frankreich im Jahr 2011. Es ist zu erkennen, dass aus einem vergleichsweise geringen Anteil der installierten Leistung in Kernkraftwerken sehr viel Energie erzeugt wird, da die Kernkraftwerke, außer während der Wartung, das ganze Jahr mit voller Leistung gefahren werden.

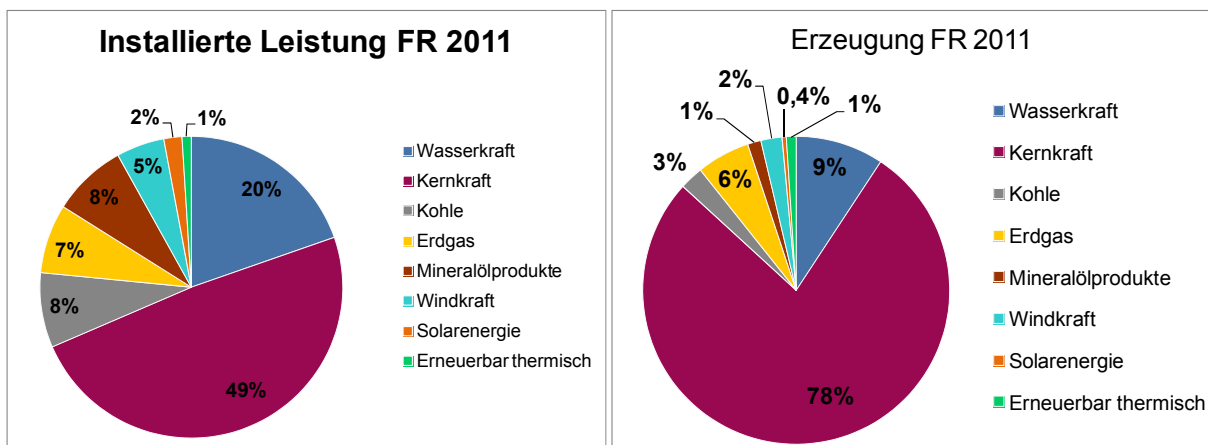
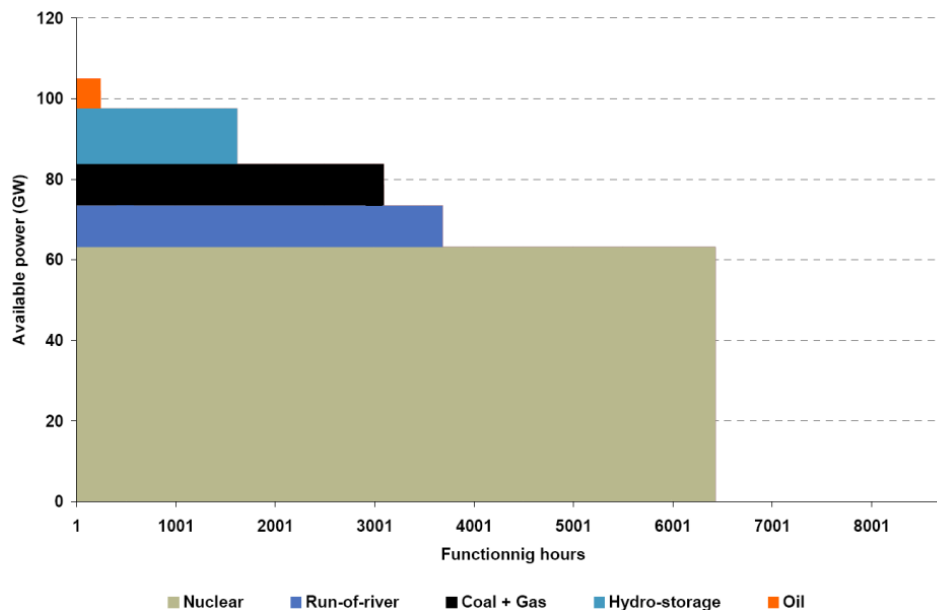


Abbildung 2-15: Erzeugungskapazitäten (links) und Erzeugungsmix (rechts) in Frankreich. Datenquellen: (ENTSO-E, 2012), (RTE, 2012a), (CRE, 2011) und andere.

Abbildung 2-16 verdeutlicht den Kraftwerkseinsatz in Frankreich für das Jahr 2010. Es ist ersichtlich, dass die Kernkraftwerke mit sehr hoher verfügbarer Leistung am meisten Energie erzeugen und dass sie als Grundlastkraftwerke gefahren werden. Die anderen bedarfsgerechten Kraftwerke dienen als Mittel- und Spitzenlastkraftwerke mit weniger Volllaststunden.



**Abbildung 2-16: Kraftwerkseinsatz in Frankreich im Jahr 2010. Quelle: (CRE, 2011 S. 39).**

Wenn man die Spitzenlast von 96.710 MW mit der gesamten installierten Leistung und der verfügbaren Leistung vergleicht, sieht man, dass es nur eine geringe verbleibende Kapazität („Remaining Capacity“) bzw. einen geringen verbleibenden Spielraum gibt („Remaining Margin“). Die Remaining Capacity bezeichnet die Differenz zwischen der verfügbaren Erzeugungskapazität und der Last zum Referenzzeitpunkt<sup>6</sup>, während die Remaining Margin noch um die Abstand für die monatliche Spitzenlast verringert wird („Margin Against Monthly Peak Load“). Die verfügbare Kapazität wird bestimmt, indem von der installierten Nettoleistung die nichtverfügbare Kapazität abgezogen wird. Als nicht verfügbare Kapazität wird die Erzeugungsleistung definiert, die für die Reservehaltung vorgesehen ist, aufgrund der Wartungen, Ausfälle oder aus anderen Gründen den Kraftwerksbetreibern nicht zuverlässig zur Verfügung steht. (ENTSO-E, 2011 S. 6-11)

Abbildung 2-17 zeigt die Werte für Remaining Capacity und Remaining Margin zu den Referenzzeitpunkten in den Jahren 2010 und 2011. In einigen Monaten war die Remaining Capacity sehr niedrig, und manchmal war die Remaining Margin sogar negativ. Diese geringen Werte für Remaining Capacity und Remaining Margin sind durch die erhöhte Last während der Kälteperioden im Winter verursacht. Diese Gegebenheiten haben aber zu keinen Lastdeckungsproblemen geführt. Das bedeutet, dass die verfügbare Kapazität zum Zeitpunkt der Spitzenlast größer als zum Referenzzeitpunkt war. (ENTSO-E, 2012b S. 64), (ENTSO-E, 2011a S. 67)

<sup>6</sup> Die Last zum Referenzzeitpunkt stellt den stündlichen Mittelwert der Last am dritten Mittwoch im Monat in der 11. Stunde (von 10 Uhr bis 11 Uhr).

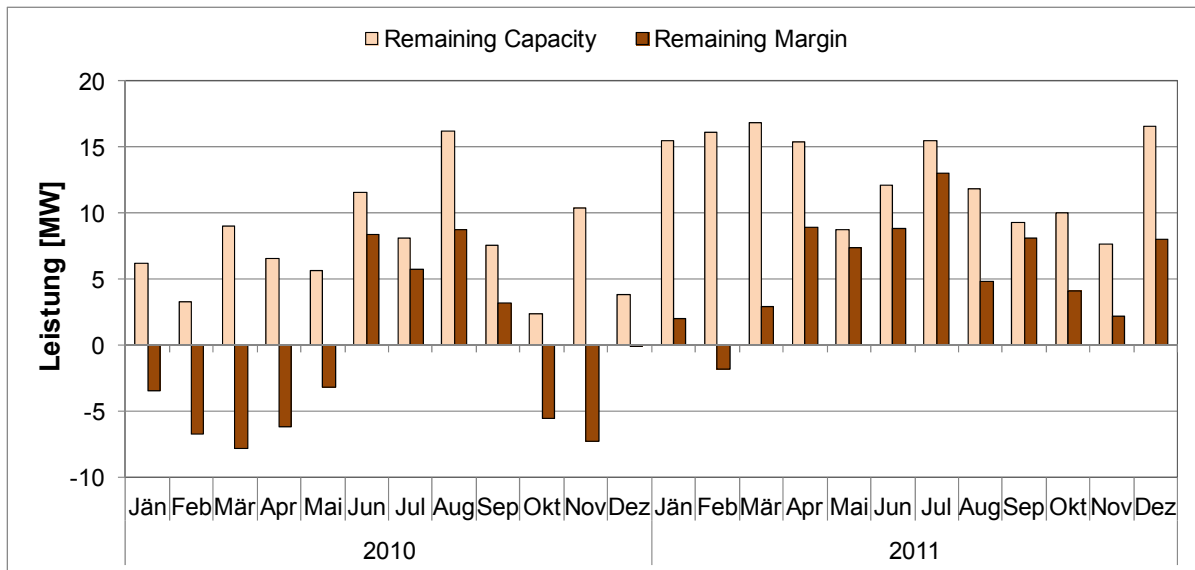


Abbildung 2-17: Remaining Capacity und Remaining Margin in Frankreich in den Jahren 2010 und 2011. Datenquelle: (ENTSO-E, 2012b).

Eine steigende Spreizung zwischen der Höchstlast und der Niederlast (siehe Abbildung 2-18) macht es deutlich, dass die Leistung aus den Grundlastkraftwerken exportiert werden muss, und dass Importe bei der Spitzenlast nötig sind. Die Wetterbedingungen haben in Frankreich einen wesentlichen Einfluss auf die Last. So bewirkt eine Temperatursenkung von 1°C in den Wintermonaten eine Lasterhöhung von 2.300 MW. Dieser hohe Temperaturgradient wird hauptsächlich durch den in Frankreich weitverbreiteten Einsatz von Elektroheizungen verursacht. (RTE, 2011b S. 45)

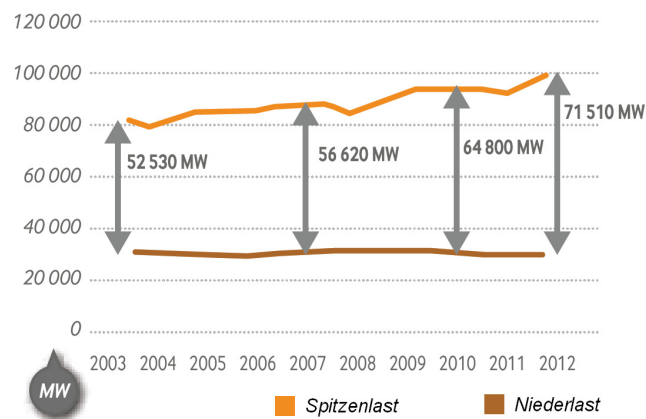


Abbildung 2-18: Differenz zwischen Höchst- und Niederlast in Frankreich. Quelle: (RTE, 2013a S. 10).

Aufgrund der fehlenden Kapazitäten zur Spitzenlastabdeckung werden aktuell auch Erdgaskraftwerke, insbesondere GuD-Anlagen ausgebaut. (RTE, 2013c).

Als ein weiterer Mechanismus, um den Verbrauch an die Erzeugung anzupassen, werden schon seit den 1980er Jahren Demand Response<sup>7</sup> Maßnahmen eingesetzt. Dies geschieht

<sup>7</sup> Demand Response – Laststeuerungsmechanismen, die eine Ab- oder Zuschaltung von Lasten zu kritischen Zeitpunkten bewirken.



in Form von Peak Time Rebate<sup>8</sup> (PTR) Tarifen. Dadurch wird ein Lastsenkungspotential von 2.800 MW erreicht. (RTE, 2011b S. 48)

Die größten Erzeugungsunternehmen in Frankreich gemessen an installierten Kraftwerkskapazitäten sind in Tabelle 2-4 aufgeführt.

**Tabelle 2-4: Die größten Stromerzeuger in Frankreich. Datenquellen: (EDF Group, 2011), (E.ON France, 2011), (CNR, 2010), (SHEM, 2011), (RTE, 2012c).**

Erzeuger	Leistung [MW]	Energie [TWh]
EDF	99100	476,3
GDF SUEZ	6500	k.A.
E.ON	3272	5,7
CNR	3134	15,7
SHEM	778	1,8
POWEO	412	k.A.

### 2.4.3 Verbrauch

Im Jahr 2011 betrug der Bruttostromverbrauch in Frankreich 486,1 TWh und der Nettostromverbrauch 444,3 TWh (RTE, 2012a). Die Pumparbeit lag in der Höhe von 6,8 TWh, und die Netzverluste betragen 35 TWh, wovon 11 TWh im Übertragungsnetz und der Rest im Verteilnetz entstanden sind. In diesem Jahr hatte Frankreich ein Nettoexportsaldo von 56,8 TWh, was um 27,3 TWh höher als der Nettoexport im Vorjahr war. Dieses Ergebnis wurde dank der guten Verfügbarkeit der französischen Kernkraftwerke und einer deutlichen Verbrauchssenkung gegenüber 2010 erzielt. (RTE, 2012d S. 55)

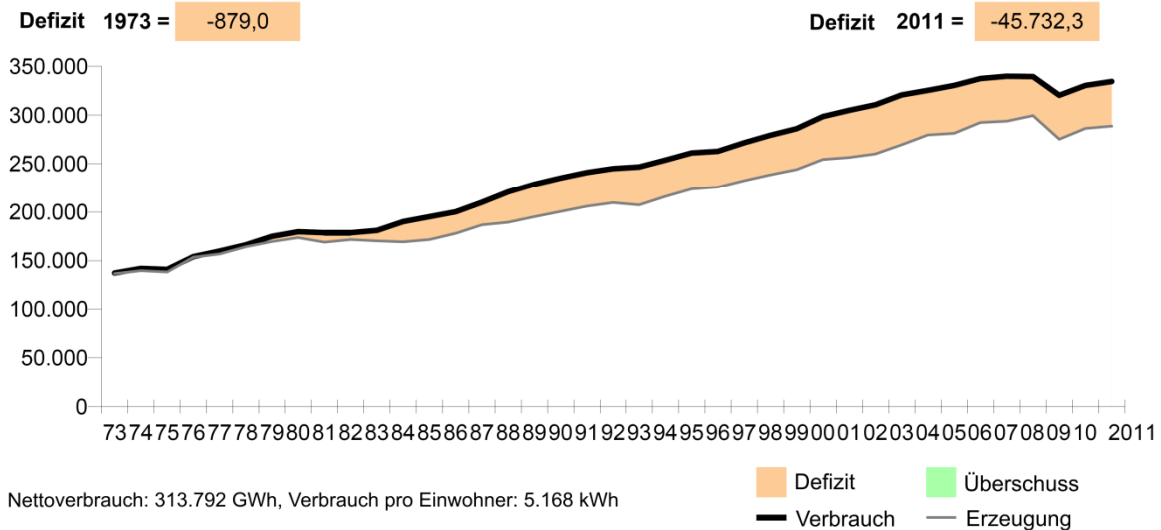
## 2.5 Italien

Italien ist ein typisches Beispiel für einen Nettoimporteur elektrischer Energie. In Abbildung 2-19 sind die Erzeugung, der Verbrauch und das Energiedefizit im italienischen Elektrizitätssystem dargestellt. Man kann erkennen, dass es schon seit Jahrzehnten ein erhebliches Defizit in der Stromerzeugung gibt, welches im Jahr 2011 ca. 45,7 TWh betrug (Terna, 2013). Dieses Defizit muss durch Importe gedeckt werden. In Italien sind ausreichende Kraftwerkskapazitäten vorhanden, um den Verbrauch auch ohne Importe zu decken, aber trotzdem wird Strom importiert, weil die Preise in anderen Marktgebieten, wie z.B. in Frankreich, niedriger sind. Der Grund dafür sind die deutlich niedrigeren Stromerzeugungskosten in französischen Kernkraftwerken im Vergleich zu jenen in thermischen Kraftwerken, die den Großteil der italienischen Kapazitäten ausmachen (ersichtlich aus Abbildung 2-22).

<sup>8</sup> Peak Time Rebate – Preisorientierter Demand Response Mechanismus. An Tagen mit hoher Last wird während der Spitzenlastzeit ein sehr hoher Endkundenpreis als Anreiz zur Lastsenkung gesetzt. (RTE, 2011b S. 48)

**Energieverbrauch**

Energieverbrauch in Italien	GWh	334.639,5
Defizit (-) bzw. Überschuss (+) der Erzeugung gegenüber Verbrauch	GWh	-45.732,3 (-13,7%)



**Abbildung 2-19: Energiedefizit in Italien im Zeitraum von 1973 bis 2011.<sup>9</sup> Quelle: (Terna, 2013).**

### 2.5.1 Netz

Der Betreiber und Besitzer des Übertragungsnetzes in Italien ist das Unternehmen „Terna – Rete Elettrica Nazionale“. In Abbildung 2-20 sind das Hochspannungsnetz und die Netzengpässe innerhalb Italiens dargestellt.

Bedingt durch die Engpasssituation wird in Italien ein Market Splitting Marktmodell verwendet. Die Marktpreise werden unter Beachtung der Übertragungsengpässe zwischen verschiedenen Netzzonen (siehe Abbildung 2-21) für jede Zone separat gebildet. Dadurch soll der Anreiz geschaffen werden, in den defizitären Zonen, in denen der Marktpreis höher ist, neue Kraftwerke zu bauen und den Preisunterschied auszunutzen. Durch neue Erzeugungskapazitäten sollen die Engpässe vermindert werden. (Terna, 2012b S. 45)

Die Engpässe werden ebenso durch den Netzausbau bekämpft. Der Zehn-Jahres-Netzentwicklungsplan sieht Investitionen in der Höhe von 7 Mrd. Euro vor. Neben anderen Projekten sind die Projekte für den Ausbau von HGÜ-Verbindungen, die Italien mit Frankreich und Montenegro und Kalabrien mit Sizilien verbinden sollen, besonders wichtig. Es werden auch weitere 380-kV-Leitungen innerhalb des Landes gebaut. Im Süden des Landes werden neue Transformatorkapazitäten bzw. Umspannwerke installiert, um die erwarteten neuen RES<sup>10</sup>-Erzeugungsanlagen an das Netz anschließen zu können. (Terna, 2013a)

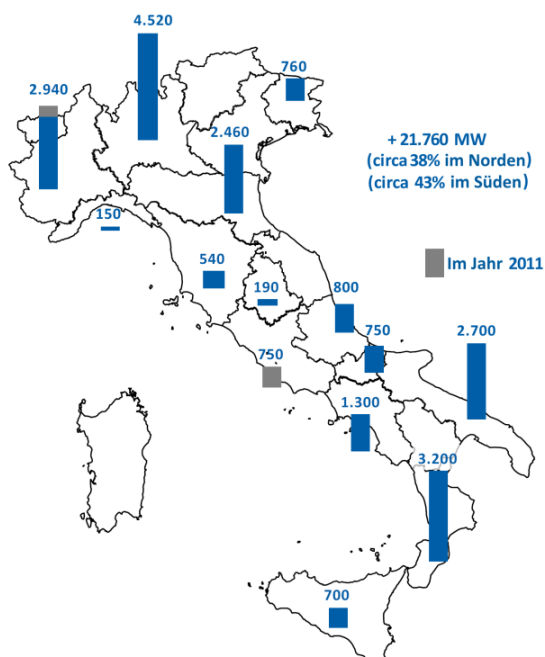
<sup>9</sup> Der in dieser Grafik angegebene Energieverbrauch ergibt sich aus dem Nettostromverbrauch und den Netzverlusten.

<sup>10</sup> RES – Renewable Energy Sources – Erneuerbare Energiequellen.

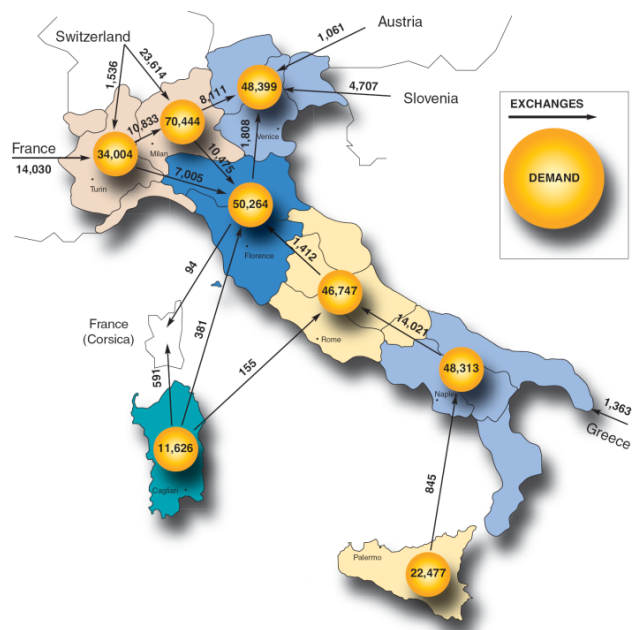


lagen. Aufgrund der technischen Eigenschaften der Photovoltaiktechnologie wurden allerdings aus 11 % Anteil an der installierten Leistung nur 4 % der Energie erzeugt. Wenn man dieses charakteristische Verhalten der PV-Anlagen mit den Kernkraftwerken vergleicht, sieht man, dass die Information über die installierte Leistung alleine wenig Bedeutung für die Energiebetrachtung hat.

Der Anreiz zur Investition in Kraftwerkskapazitäten hat dazu geführt, dass viele neue Wärmekraftwerke gebaut wurden. Aufgrund der geringeren Investitionskosten und CO<sub>2</sub>-Emissionen gegenüber Kohlekraftwerken wurden GuD-Anlagen besonders intensiv ausgebaut (dena, 2010 S. 26). In Abbildung 2-23 kann man die neu gebauten Wärmekraftwerke im Zeitraum 2002-2011 und ihre Aufteilung auf die Regionen erkennen. In den Ausbau von Wärmekraftwerken wurde im Süden und im Norden des Landes besonders intensiv investiert, und als Ergebnis dieser Entwicklung werden große Energiemengen aus diesen Zonen in das zentrale Gebiet transportiert (siehe Abbildung 2-24). (Terna, 2012 S. 13)



**Abbildung 2-23: Neue Wärmekraftwerke im Zeitraum 2002-2011.**  
Quelle: (Terna, 2012b S. 56).



**Abbildung 2-24: Energieaustauschbilanz zwischen italienischen Preiszonen im Jahr 2011.** Quelle: (Terna, 2012 S. 13).

Die Aufteilung der Windkraft- und Photovoltaikanlagen in Italien wird durch Abbildung 2-25 demonstriert. Windkraftanlagen sind im Süden konzentriert, und PV-Anlagen sind über das ganze Land relativ gleichmäßig verteilt. Die kurz- und mittelfristige Entwicklungsprognose<sup>11</sup> der Leistung von diesen beiden Arten erneuerbarer Erzeugungstechnologien ist in Abbildung 2-26 dargestellt. Es wird in dieser Richtung ein weiterer intensiver Ausbau erwartet. (Terna, 2012b S. 59)

<sup>11</sup> Der Begriff der kurz- und mittelfristigen Prognose ist im Dokument „Piano di Sviluppo“ – Netzentwicklungsplan (Terna, 2012b) des italienischen Übertragungsnetzbetreibers nicht genauer definiert.

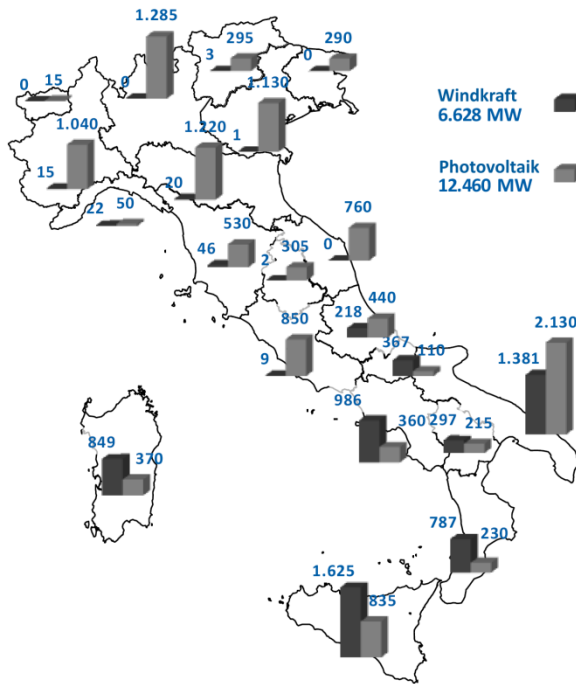


Abbildung 2-25: Installierte Kapazitäten der Wind- und Photovoltaikanlagen im Jahr 2011. Quelle: (Terna, 2012b S. 59).

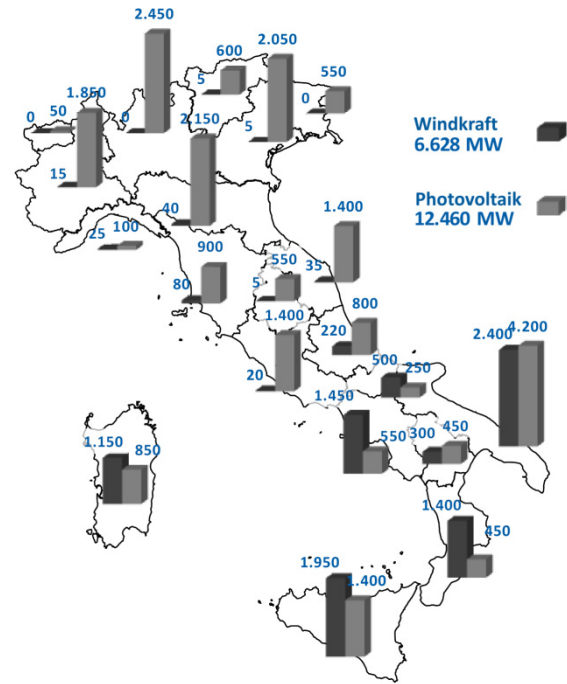


Abbildung 2-26: Kurz- und mittelfristige Prognose für Wind- und Photovoltaikanlagen in Italien. Quelle: (Terna, 2012b S. 59).

Die größten Stromerzeuger gemessen an der erzeugten Energie sind in Abbildung 2-27 aufgeführt. (AEEG, 2011 S. 49)

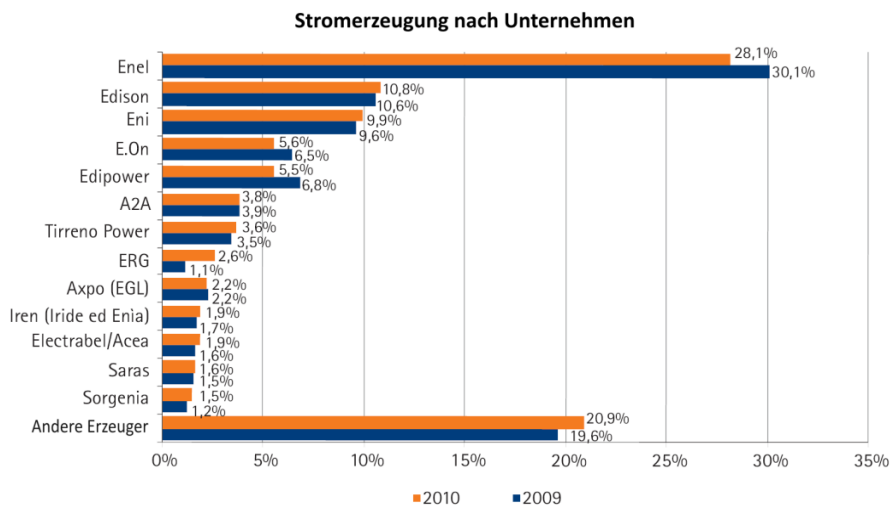


Abbildung 2-27: Anteile der einzelnen Unternehmen an der gesamten Stromerzeugung. Quelle: (AEEG, 2011 S. 49).

### 2.5.3 Verbrauch

Im Jahr 2011 betrug der Bruttostromverbrauch in Italien 348,3 TWh, und der Nettostromverbrauch lag bei 313,8 TWh. Für das Pumpen in Pumpspeicherkraftwerken wurden 2,5 TWh aufgewendet, und die Netzverluste beliefen sich auf 20,9 TWh. In diesem Jahr wurden 1,7 TWh elektrischer Energie aus Italien exportiert und 47,5 TWh importiert, woraus sich ein Nettoimport von 45,8 TWh ergibt. (Terna, 2012a S. 11, 14)

Die Stromimporte kommen aus Ländern mit niedrigeren Strompreisen. Italien hat an allen grenzüberschreitenden Leitungen eine negative Export-Import-Bilanz. (ENTSO-E, 2012c S. 16)

## 2.6 Spanien

Das Elektrizitätssystem Spaniens ist relativ schlecht mit Frankreich bzw. mit dem Rest Europas verbunden. Dies ist durch die geografische Entfernung und die Tatsache bedingt, dass die Pyrenäen mit elektrischen Leitungen nur schwer zu überwinden wären. Deswegen gibt es lediglich zwei Höchstspannungsleitungen, die nach Frankreich führen, eine westlich und die zweite östlich von der Gebirgskette.

### 2.6.1 Netz

Der Übertragungsnetzbetreiber in Spanien ist das Unternehmen „REE – Red Eléctrica de España“. Das Hochspannungsnetz und der Kraftwerksbestand sind in Abbildung 2-28 dargestellt.

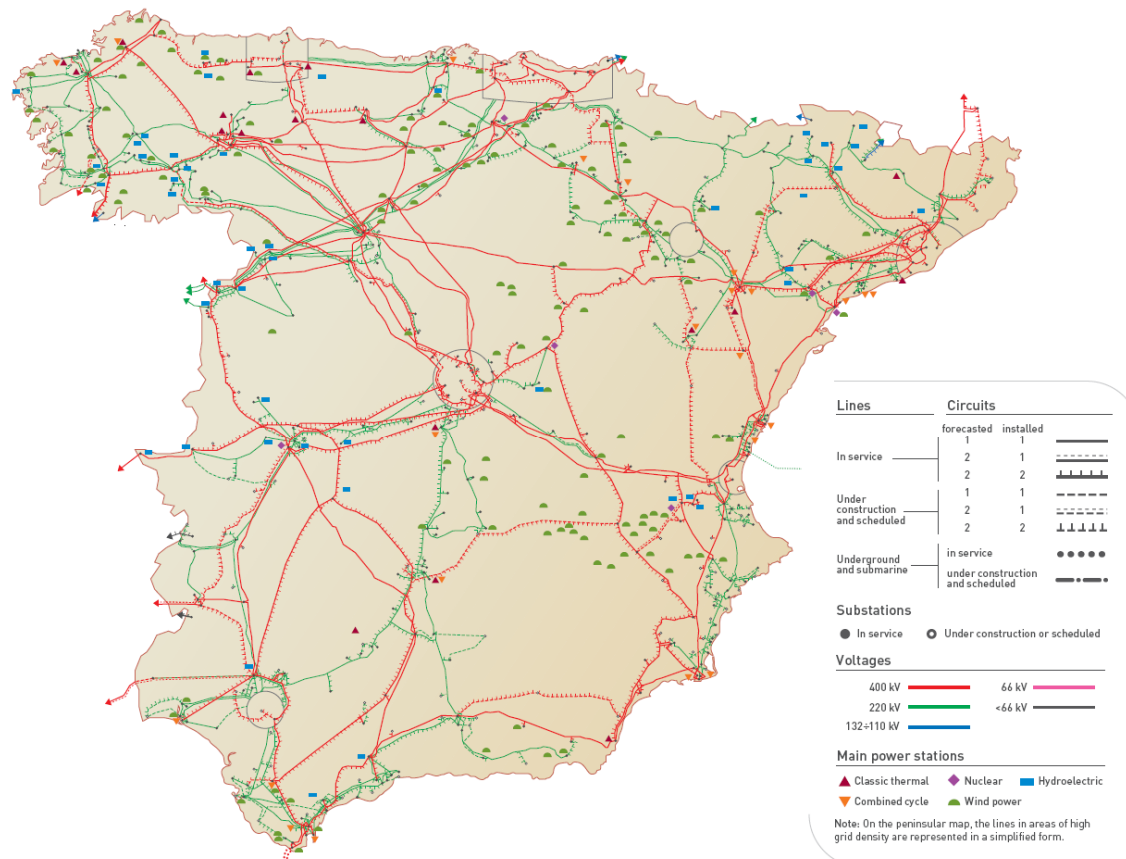


Abbildung 2-28: Übertragungsnetz und Kraftwerkspark in Spanien. Quelle: (REE, 2012e).

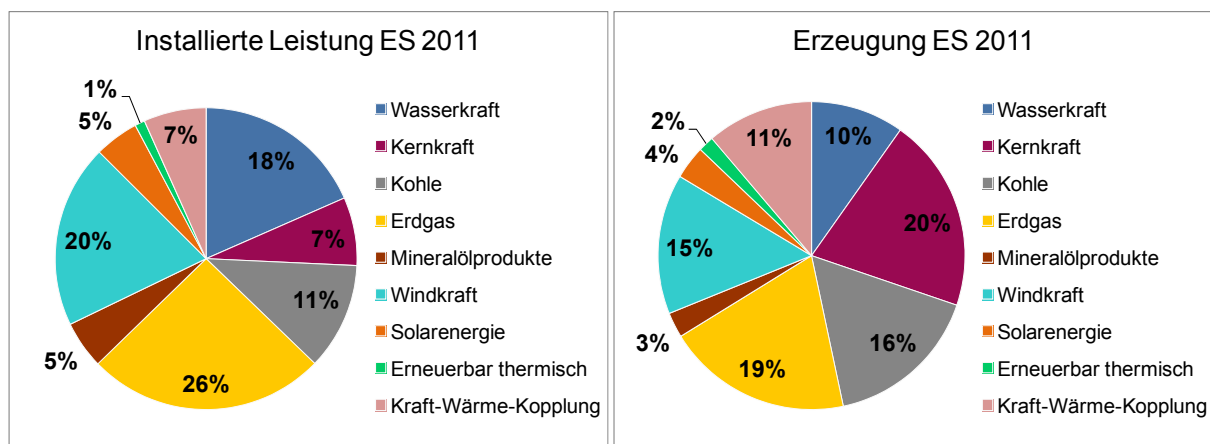
Das Netz ist stark vermascht und gut ausgebaut, beinhaltet aber auch weitere Ausbauprojekte in der Ausführungsphase (Strichlinien). Weiterer Netzausbau ist vor allem notwendig, um die neuen erneuerbaren Erzeugungskapazitäten ins System zu integrieren. Die Verbindung mit dem französischen Netz wird auch verstärkt. Derzeit liegt der NTC<sup>12</sup>-Wert an dieser Grenze bei ungefähr 700 bis 1.100 MW. Das entspricht weniger als 3 % der spanischen Spitzenlast, die 44.107 MW beträgt (ENTSO-E, 2012d). Die Verbindung mit dem portugiesischen System ist relativ gut und besteht aus insgesamt neun grenzüberschreitenden

<sup>12</sup> NTC – Net Transfer Capacity (Nettoübertragungskapazität). Sie wird aus TTC (Total Transfer Capacity – Gesamtübertragungskapazität) abzüglich TRM (Transport Reliability Margin – Zuverlässigkeitsspielraum für die Übertragung) berechnet.

Leitungen. Der NTC-Wert beträgt an dieser Grenze 2.100 bis 2.400 MW bzw. ungefähr 25 % der portugiesischen Spitzenlast (ENTSO-E, 2012d). Das spanische Elektrizitätssystem nimmt zusammen mit Portugal am gemeinsamen iberischen Elektrizitätsmarkt – MIBEL – teil. Im Jahr 2007, als MIBEL eingeführt wurde, gab es zwischen den beiden Ländern nur 20 % der Zeit keine Engpässe. Im Jahr 2011 hingegen waren die Märkte sogar 91 % der Zeit gekoppelt. Daraus wird ersichtlich, dass die Verbindung der beiden Märkte auf ein höheres Niveau gebracht wurde. (REE, 2012b S. 16)

## 2.6.2 Stromerzeugung

Im Jahr 2011 wurden in Spanien 279,1 TWh elektrischer Energie erzeugt. Zum Stichtag 31.12.2011 betrug die insgesamt installierte Nettoleistung 106.294 MW. (REE, 2012b S. 9) Die Aufteilung der Kraftwerkskapazitäten auf einzelne Kraftwerkstypen und der Erzeugungsmix sind in Abbildung 2-29 dargestellt.



**Abbildung 2-29: Kraftwerkspark (links) und Erzeugungsmix (rechts) in Spanien im Jahr 2011.**  
Datenquellen: (ENTSO-E, 2012), (REE, 2012b), (CNE, 2012) und andere.

Man erkennt, dass die Stromerzeugung sehr diversifiziert ist. Es ist aber wichtig zu bemerken, dass Erdgaskraftwerke, besonders die GuD-Anlagen, einen großen Anteil der Leistung und der Erzeugung ausmachen. In 1998 wurden in Spanien Kapazitätzahlungen für neu installierte Erdgas-, Kohle-, Öl- und Wasserkraftwerke eingeführt. Dieser Mechanismus hat zum Ziel, neue Investitionen voranzutreiben und Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Aufgrund der schon erwähnten Vorteile gegenüber anderen Kraftwerkstechnologien wurden vorwiegend neue GuD-Anlagen gebaut. (Shuttleworth, et al., 2002 S. 43)

Erneuerbare Energien, besonders Windkraftanlagen werden in Spanien auch sehr stark ausgebaut. Bei den Angaben für Solarenergie werden sowohl Photovoltaik als auch thermische Sonnenkraftwerke berücksichtigt.

## 2.6.3 Verbrauch

Der Bruttostromverbrauch in Spanien lag bei 273 TWh im Jahr 2011. Die Pumparbeit betrug 3,2 TWh. In diesem Jahr hat Spanien 12,2 TWh exportiert und 6,1 TWh importiert, woraus sich ein Nettoexport in der Höhe von 6,1 TWh ergab. (REE, 2012b S. 9)

## 2.7 Portugal

Das Elektrizitätssystem in Portugal ist durch die schon erwähnten neun Verbindungsleitungen mit dem spanischen System eng verbunden, aber auch durch den gemeinsamen Elektrizitätsmarkt MIBEL. Geografisch bedingt besteht keine Verbindung mit dem restlichen kontinentaleuropäischen System.

### 2.7.1 Netz

Das Hochspannungsnetz wurde in den letzten zehn Jahren stark ausgebaut, wie aus Abbildung 2-30 ersichtlich ist. (REN, 2012a S. 14)

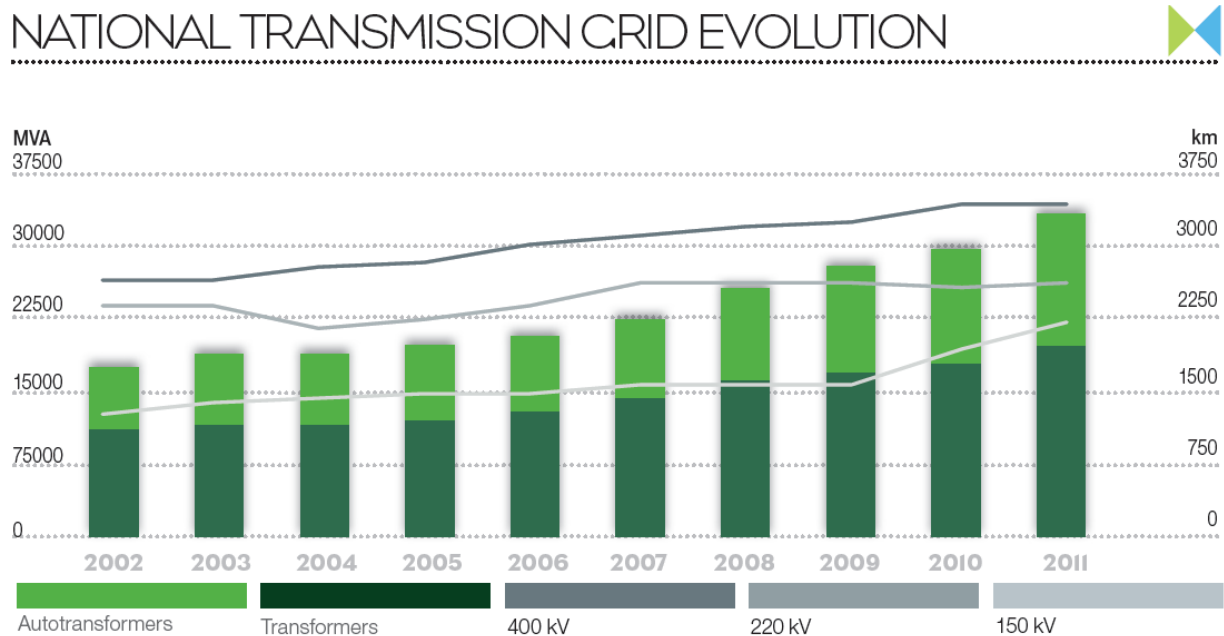


Abbildung 2-30: Netzentwicklung in Portugal. Quelle: (REN, 2012a S. 14).

Das Netz ist am stärksten im Norden des Landes und entlang der Atlantikküste, in den Gebieten mit der größten Bevölkerungsdichte, konzentriert. Abbildung 2-31 zeigt das Netz in Portugal gemeinsam mit den Kraftwerken. In die Karte sind auch im Bau befindliche Leitungen und Kraftwerke eingezeichnet.





## 2.7.2 Stromerzeugung

Die Stromerzeugung in Portugal im Jahr 2011 belief sich auf 48,4 TWh (REN, 2012a S. 7). Die installierte Nettoleistung der Kraftwerke per 31.12.2011 betrug insgesamt 18.901 MW (REN, 2012a S. 12). Die Aufteilung der Kraftwerkskapazitäten auf einzelne Kraftwerksarten und der Erzeugungsmix sind in Abbildung 2-32 zu sehen.

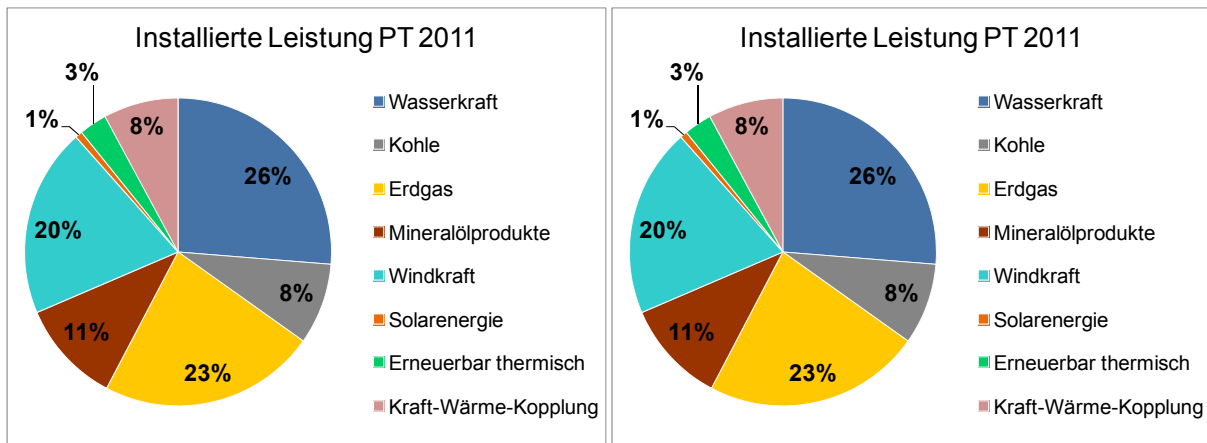


Abbildung 2-32: Kraftwerkspark (links) und Erzeugungsmix (rechts) in Portugal im Jahr 2011. Datenquellen: (ENTSO-E, 2012), (REN, 2012a) und andere.

Der Elektrizitätsmarkt wird vom Unternehmen „EDP – Energias de Portugal“ dominiert, da ein sehr großer Teil der Erzeugung aus den Kraftwerken dieses Unternehmens stammt (siehe Abbildung 2-33).

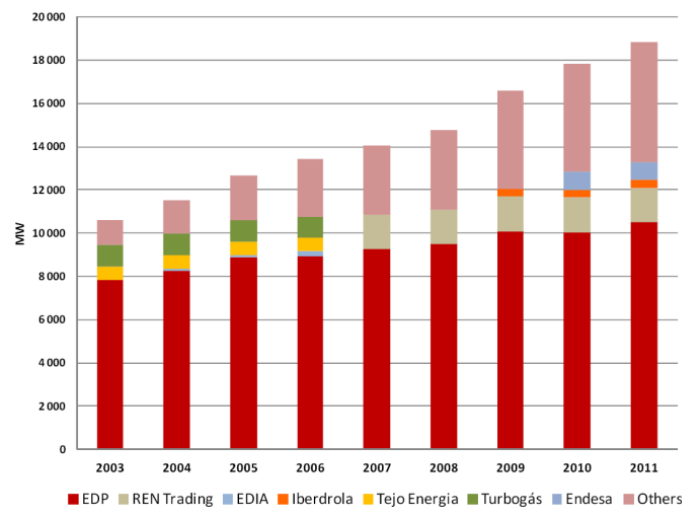


Abbildung 2-33: Anteile der Erzeugungsunternehmen an installierter Leistung in Portugal. Quelle: (ERSE, 2012e S. 37).

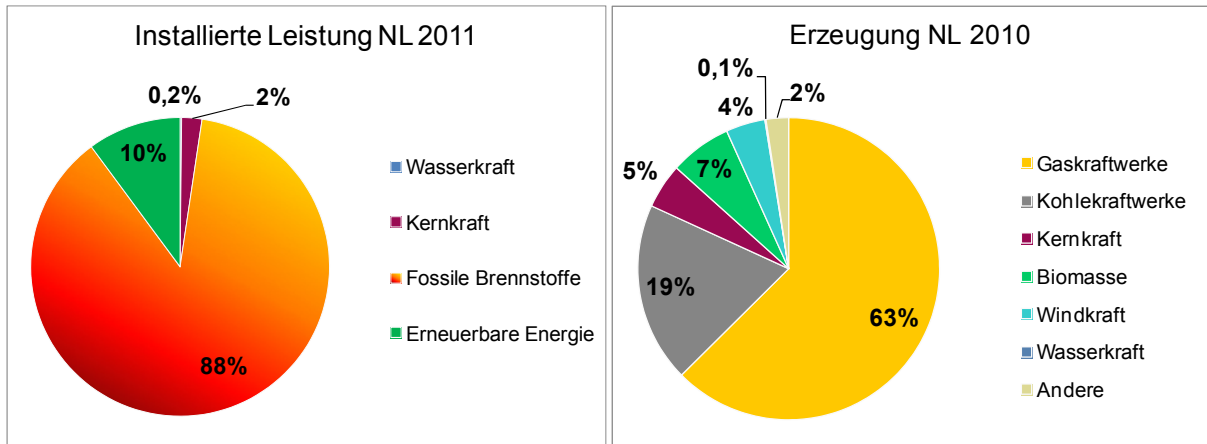
## 2.7.3 Verbrauch

Der portugiesische Bruttostromverbrauch hat im Jahr 2011 den Wert von 51,2 TWh erreicht. In diesem Jahr hatte Portugal 1,6 TWh elektrischer Energie exportiert und 4,5 TWh importiert, was einen Nettoimport von 2,9 TWh bedeutete. Die aufgewendete Pumparbeit betrug 0,7 TWh. (REN, 2012a S. 7)



## 2.8.2 Stromerzeugung

Die gesamte installierte Nettoleistung per 31.12.2011 betrug 24.130 MW, und die Stromerzeugung im Jahr 2011 belief sich auf 109 TWh (ENTSO-E, 2012c S. 11). Die Aufteilung der Leistung auf einzelne Kraftwerkstypen für das Jahr 2010 und die Herkunft der elektrischen Energie im Endverbrauch für dasselbe Jahr sind in Abbildung 2-35 dargestellt.



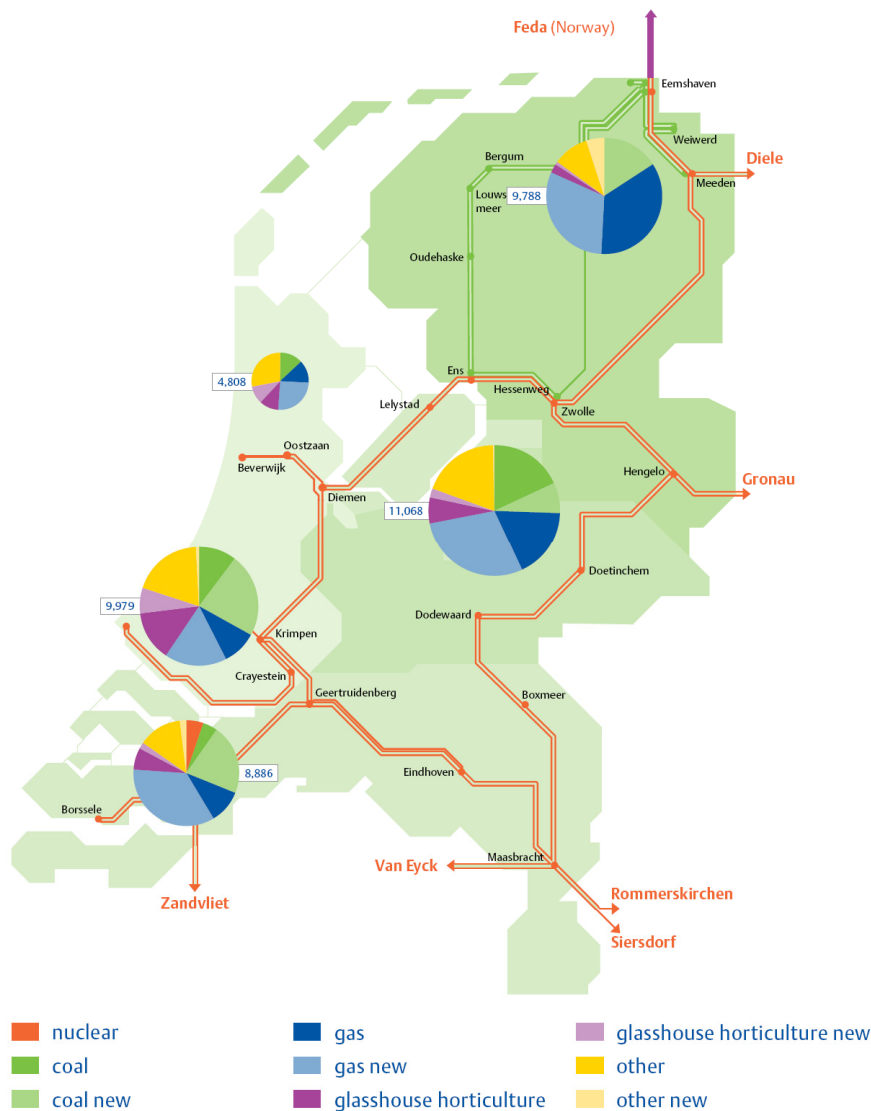
**Abbildung 2-35: Installierte Kraftwerkskapazitäten (links), Datenquelle: (ENTSO-E, 2012) und Herkunft der elektrischen Energie in den Niederlanden im Jahr 2010 (rechts), Datenquelle: (Energie Nederland, 2011 S. 51).**

Die Stromerzeugung in den Niederlanden erfolgt, wie schon angedeutet, überwiegend in Erdgaskraftwerken, wobei die Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) eine besondere Rolle spielen. Neben den großen industriellen KWK-Anlagen sind auch die mit Erdgas betriebenen Blockheizkraftwerke (BHKW) in den Gewächshäusern von Bedeutung. Diese Anlagen werden primär zur Wärmeerzeugung für das Gewächshaus verwendet, und erzeugen gleichzeitig elektrische Energie für die Beleuchtung. Der nicht verbrauchte Teil des Stromes wird dann in das elektrische Netz eingespeist. Bei der Verbrennung von Erdgas entstehen Kohlenstoffdioxid und Wasserdampf. Die Rauchgase werden dann durch das Gewächshaus durchgeführt, um das CO<sub>2</sub> als Düngermittel zu verwenden. (Daniëls, et al., 2007 S. 48)

Gewächshaus-BHKWs werden dann eingesetzt, wenn das Gewächshaus geheizt werden soll, und der elektrische Strom gilt dabei als Abfallprodukt. Das bedeutet, dass diese Technologie eine wärmegeführte Stromerzeugung darstellt. Aus diesem Grund kann die Stromerzeugung aus diesen Anlagen nicht als bedarfsgerecht betrachtet werden, obwohl sie keine dargebotsabhängigen Primärenergiequellen verwenden.

In den folgenden Jahren ist ein großer Ausbau der Erzeugungskapazitäten geplant. In Abbildung 2-36 sind die im Jahr 2010 bestehenden und die bis 2016 geplanten Kraftwerkskapazitäten aufgeteilt nach Regionen dargestellt.

## Existing production capacity and all planned expansions until 2016 (MW)



**Abbildung 2-36: Bestehende und geplante Kraftwerke in den Niederlanden.**  
Quelle: (TenneT, 2011 S. 7).

Am meisten wird in gasbefeuerte Kapazitäten investiert (geplant 13.918 MW), gefolgt von kohlebefeueren Kraftwerken (geplant 6.535 MW). Neue Investitionen werden auch im Bereich der Windkrafteerzeugung getätigt. (TenneT, 2011 S. 7).

### 2.8.3 Verbrauch

Der Bruttostromverbrauch Im Jahr 2011 hatte einen Wert von 117,8 TWh. In diesem Jahr haben die Niederlanden 11,8 TWh elektrischer Energie exportiert und 20,5 TWh importiert, woraus ein Nettoimport von 8,7 TWh resultierte. Die Netzverluste im Jahr 2010 betragen 4,5 TWh. (ENTSO-E, 2012)

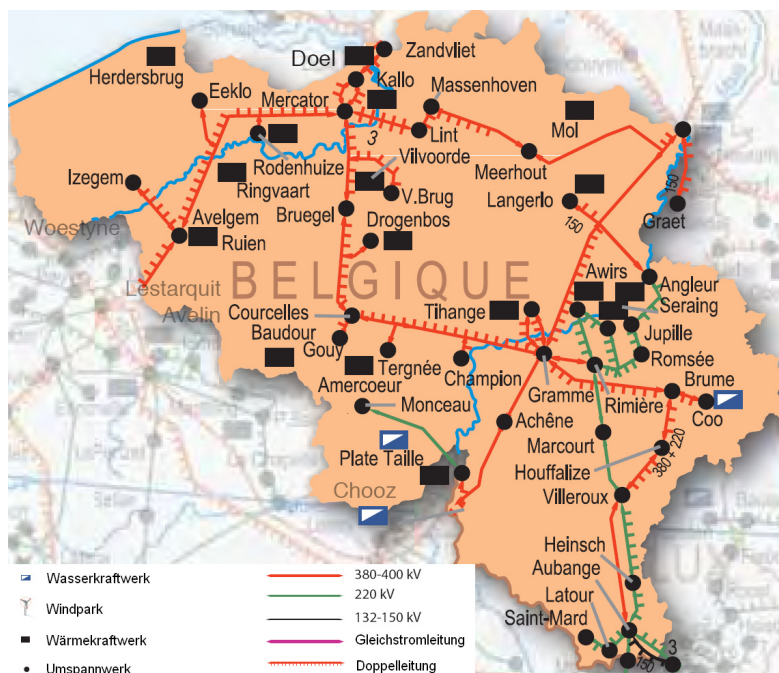
Bis 2009 wurden relativ große Mengen an elektrischer Energie aus dem Ausland bezogen, zwischen 15 % und 20 % des Verbrauchs stellten die Nettoimporte dar. Seit 2009 ist der Anteil der Nettoimporte deutlich niedriger, mit 2,5 % im Jahr 2010 und 8 % im Jahr 2011. (Energie Nederland, 2011 S. 23)

## 2.9 Belgien

Die Stromversorgung in Belgien basiert auf der Erzeugung aus Kernkraftwerken und Erdgaskraftwerken, die insgesamt 84 % des Erzeugungsmixes ausmachen (siehe Abbildung 2-38). Charakteristisch sind auch gute Windverhältnisse, besonders im Offshore-Bereich, was mit Ausarbeitung des Konzeptes zum Ausbau eines vermaschten Netzes in der Nordsee geführt hat (Elia Group, 2012 S. 9).

### 2.9.1 Netz

In Abbildung 2-37 sind das Netz und die Kraftwerke in Belgien dargestellt. Es ist ersichtlich, dass die 400-kV-Leitungen einen Ring innerhalb des Landes formieren und dass die Verbindungen mit benachbarten Ländern gut ausgebaut sind.



**Abbildung 2-37: Kraftwerke und Hochspannungsleitungen in Belgien. Quelle: (Elia, 2008 S. 8).**

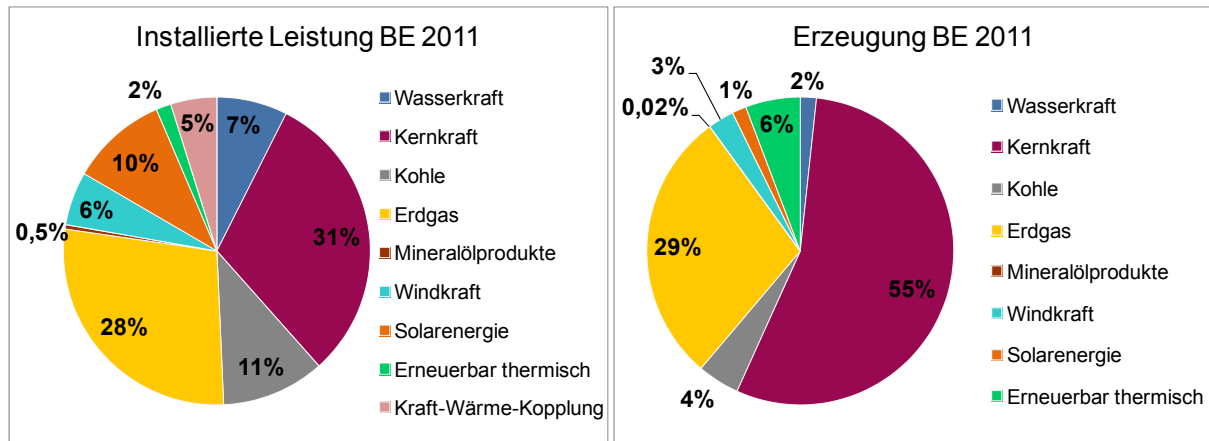
Weitere Investitionen im Netzbereich sollen eine bessere Anbindung der Offshore-Windkraftanlagen ermöglichen und eine zuverlässige Versorgung der Verbrauchszentren garantieren. Durch neue grenzüberschreitende Verbindungen und Verstärkung des Netzes soll ein Beitrag zur Integration des europäischen Netzes geleistet werden, um in der Zukunft den Transport des Stromes aus Windkraftwerken aus dem Norden Europas in den Süden zu ermöglichen. In dem Sinne ist, neben anderen Projekten, eine HGÜ-Verbindung mit Großbritannien geplant, die bis 2018 gebaut werden soll. (Elia Group, 2012 S. 35)

### 2.9.2 Stromerzeugung

In Abbildung 2-38 sind der Kraftwerkspark und die Erzeugung verschiedener Technologien dargestellt. Die Gesamtstromerzeugung im Jahr 2011 betrug 85,1 TWh (ENTSO-E, 2012). Die installierte Nettoleistung aller Kraftwerke per 31.12.2012 war 19.106 MW. Wie oben angedeutet, erzeugen Kern- und Erdgaskraftwerke den Großteil der elektrischen Energie. In den letzten Jahren wurde am meisten in GuD-Anlagen, Photovoltaikanlagen und Windkraftwerke investiert. Charakteristisch ist auch der Einsatz der Co-Firing-Anlagen, in denen den fossilen Brennstoffen ein bestimmter Anteil an Biomasse zugefügt wird. Die installierte

Leistung in solchen Anlagen beträgt 670 MW, und davon werden 137 MW als Biomassekapazität ausgewiesen. (ENTSO-E, 2012b S. 52)

Bei den Wasserkraftwerken machen die Pumpspeicherkraftwerke den Großteil der Leistung aus, mit 1.308 MW von insgesamt 1.420 MW. (CREG, 2012 S. 41)



**Abbildung 2-38: Kraftwerkspark (links) und Erzeugungsmix (rechts) in Belgien im Jahr 2011.**  
Datenquellen: (ENTSO-E, 2012), (Elia, 2012a), (CREG, 2012) und andere.

### 2.9.3 Verbrauch

Im belgischen Elektrizitätssystem wurden im Jahr 2011 insgesamt 88,1 TWh elektrischer Energie verbraucht. Die aufgewendete Pumparbeit betrug 1,6 TWh, und die im Übertragungsnetz entstandenen Netzverluste beliefen sich auf 1,5 TWh. Im Jahr 2011 wurden 10,7 TWh elektrischer Energie aus Belgien exportiert und 13,2 TWh nach Belgien importiert, was einen Nettoimport von 2,5 TWh ergab. (ENTSO-E, 2012)<sup>13</sup>

## 2.10 Luxemburg

Aufgrund der geringer geografischen Ausdehnung des Staates und der guten Verbindung des Hochspannungsnetzes mit dem deutschen Übertragungsnetz, kann das Elektrizitätssystem in Luxemburg als ein Teil des deutschen Systems betrachtet werden. Der Großteil des Verbrauchs wird durch Importe aus Deutschland gedeckt. Die großen Kraftwerke, die sich in Luxemburg befinden, speisen einen erheblichen Teil der Erzeugung in das deutsche und belgische Netz ein. (CREOS, 2012a S. 5)

### 2.10.1 Netz

Das Hochspannungsnetz in Luxemburg besitzt nur die 220-kV-Spannungsebene (siehe Abbildung 2-39) und ist größtenteils im Raum um die Stadt Luxemburg konzentriert. Das Netz kann, wie bereits erwähnt, als ein Teil des deutschen Hochspannungssystems betrachtet werden. Eine Verbindung mit dem belgischen Netz besteht über das Industrienetz „Sotel – Société de transport de l'électricité“. (CREOS, 2012 S. 33)

<sup>13</sup> Die angegebenen Werte sind Schätzungen laut ENTSO-E und basieren auf tatsächlichen Messungen und Extrapolationen.

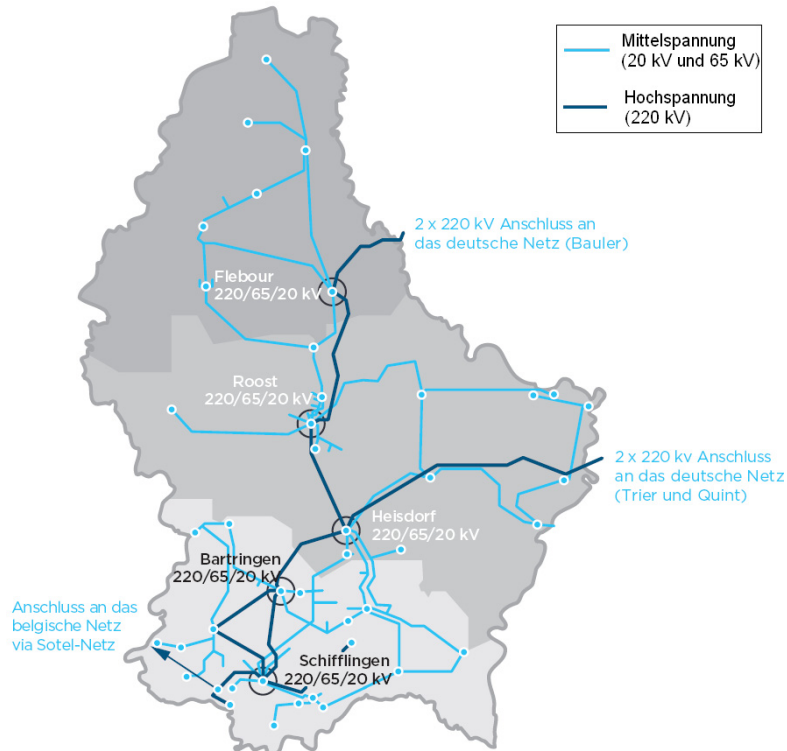


Abbildung 2-39: Hoch- und Mittelspannungsnetz in Luxemburg. Quelle: (CREOS, 2012 S. 33).

### 2.10.2 Stromerzeugung

Insgesamt 3,7 TWh elektrischer Energie wurden im Jahr 2011 aus 1.740 MW installierten Kraftwerkskapazitäten (Nettoleistung) erzeugt (ENTSO-E, 2012). Abbildung 2-40 zeigt den Kraftwerkspark und den Erzeugungsmix in Luxemburg für das Jahr 2011.

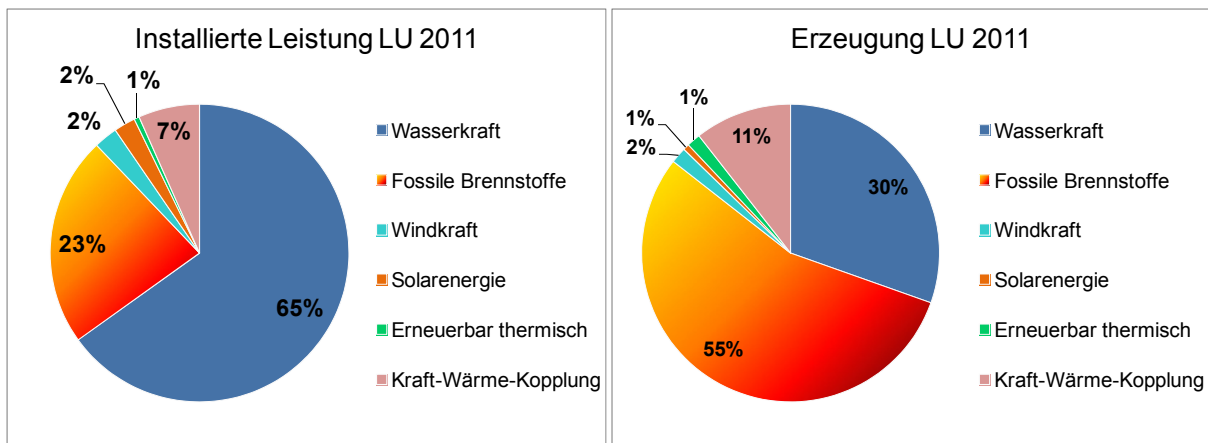


Abbildung 2-40: Kraftwerkspark (links) und Erzeugungsmix (rechts) in Luxemburg im Jahr 2011. Datenquellen: (ENTSO-E, 2012), (CREOS, 2012) und andere.

Das Kraftwerk Vianden ist mit 1.096 MW installierter Leistung eines der größten Pumpspeicherkraftwerke in Europa. Es befindet sich geografisch in Luxemburg, speist aber direkt in das deutsche Netz ein, und beinahe die gesamte Stromproduktion des Kraftwerks wird nach Deutschland transportiert. Das andere große Kraftwerk, Twinerg, ist eine GuD-Anlage mit 350 MW und Teil des oben genannten Sotel-Industriernetzes. Das Sotel-Netz versorgt sechs große Industriebetriebe, und der Energieüberschuss aus dem GuD-Kraftwerk wird auf dem belgischen Markt verkauft (IEA, 2005 S. 76). Der Rest der Erzeugung erfolgt durch erneuerbare Energien und dezentrale Blockheizkraftwerke. (CREOS, 2012a S. 5)



### 2.10.3 Verbrauch

Der Nettostromverbrauch in Luxemburg im Jahr 2011 betrug 6,4 TWh. Dabei entstanden Netzverluste in der Höhe von 0,2 TWh. Die Exporte der elektrischen Energie beliefen sich auf 2,7 TWh und die Importe auf 7,1 TWh. In Summe ergab sich ein Nettoimport von 4,4 TWh. (ENTSO-E, 2012) In dieser Auswertung sind, wie in der Fußnote 2 auf der Seite 5 erläutert, alle Kraftwerke, die sich geografisch in Luxemburg befinden, als inländische Kapazitäten berücksichtigt.

Abbildung 2-41 zeigt die Herkunft der elektrischen Energie in Luxemburg. Man erkennt, dass ein sehr hoher Anteil (immerhin 86,8 %) der elektrischen Energie importiert wird. Dabei werden die beiden großen Kraftwerke als ausländische Kapazitäten ausgewiesen. (CREOS, 2012 S. 22)

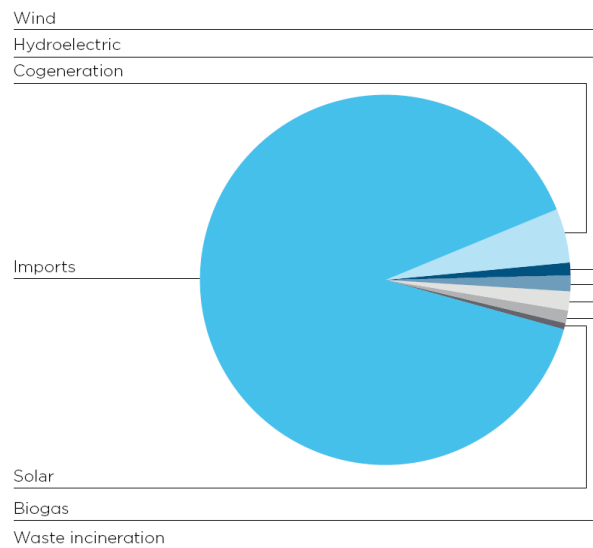


Abbildung 2-41: Deckung der Nachfrage in Luxemburg. Quelle: (CREOS, 2012 S. 22).

## 2.11 Slowenien

Die Stromversorgung in Slowenien basiert auf einem großen Kernkraftwerk, das die Grundlastenergie zur Verfügung stellt, und auf Wasser- und Wärmekraftwerken, die Mittel- und Spitzenlast decken sollen. Slowenien ist ein relativ kleines Land, mit ca. zwei Millionen Einwohnern und einer Höchstlast im Elektrizitätssystem von 2.000 MW (ELES, 2012a S. 13). Wenn es zum Ausfall des Kernkraftwerks Krško, mit der installierten Engpassleistung von 696 MW, käme, könnte eine so große Ausfalleistung in einem derart kleinen System zur Gefährdung der Stabilität führen. Neben der fehlenden Wirkleistung, die sich auf die Wirkleistungsstabilität auswirkt, könnte durch den Ausfall der Blindleistungseinspeisung die Spannungsstabilität gefährdet werden.

### 2.11.1 Netz

Abbildung 2-42 zeigt das Netz und die Kraftwerke in Slowenien. Das slowenische Hochspannungsnetz ist mit den Nachbarländern Österreich, Kroatien und Italien verbunden. Die Ausbauten des Übertragungsnetzbetreibers „ELES – Elektro-Slovenija“ umfassen eine neue Verbindung mit dem ungarischen Netz und eine Verstärkung der Verbindung mit Italien. Innerhalb des Landes soll eine bessere Versorgung des östlichen Teils des Landes

im Zuge der Netzausweitung nach Ungarn gewährleistet werden. Durch das Verbinden des Knotens Beričevo in der Nähe der Hauptstadt Ljubljana mit dem Kernkraftwerk Krško soll ein 380-kV-Ring innerhalb des Landes geschlossen, und eine bessere Anbindung des Kernkraftwerks an das Netz geschaffen werden. Diese Maßnahme wird eine eventuelle Erweiterung der Erzeugungskapazität am Standort Krško ermöglichen. (ELES, 2011a S. 27)



Abbildung 2-42: Hochspannungsnetz und Kraftwerke in Slowenien. Quelle: (ELES, 2007 S. 7).

### 2.11.2 Stromerzeugung

In Abbildung 2-43 sind die Aufteilung der installierten Kapazitäten sowie die Erzeugung der elektrischen Energie auf Kraftwerkstechnologien dargestellt. Die Gesamterzeugung im Jahr 2011 hatte einen Wert von 14,1 TWh, und die installierte Nettoleistung per 31.12.2011 betrug 3.322 MW. (ELES, 2012a S. 14)

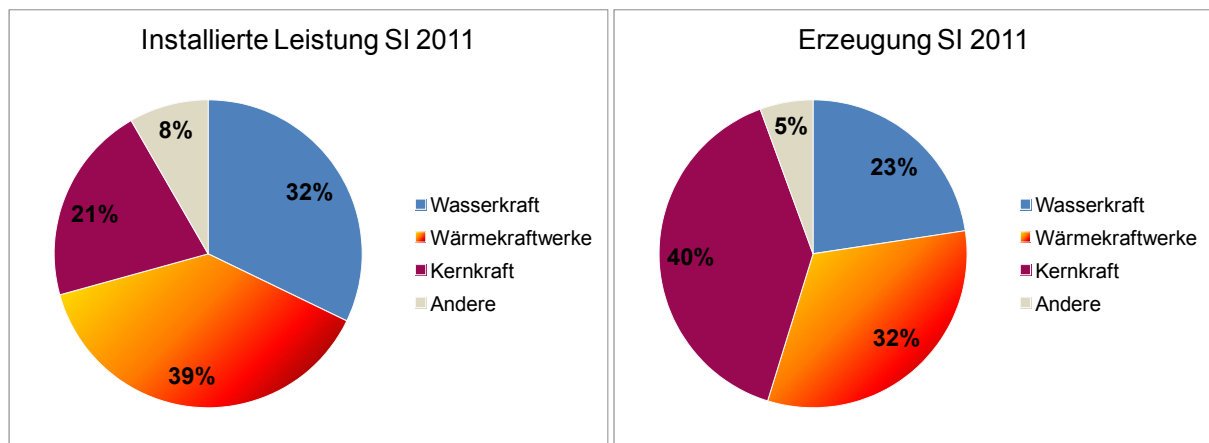


Abbildung 2-43: Kraftwerkspark (links) und Erzeugungsmix (rechts) in Slowenien im Jahr 2011. Datenquellen: (ENTSO-E, 2012), (ELES, 2012a), (Energy Agency of the Republic of Slovenia, 2012) und andere.

Wie schon erwähnt, macht Kernenergie den größten Anteil der Stromerzeugung aus. Dabei ist es wichtig anzumerken, dass das Kernkraftwerk Krško zu 50 % dem kroatischen Unternehmen „HEP – Hrvatska elektroprivreda“ gehört und dass eine Hälfte der Einspeisung aus diesem Kraftwerk nach Kroatien transportiert wird (HEP, 2013). Der Großteil der thermischen

Erzeugungskapazitäten sind Kohlekraftwerke, die teilweise mit Wärmeauskopplung ausgestattet sind. Unter die „anderen“ Kraftwerke fallen erneuerbare Energien, hauptsächlich Photovoltaik-, Biomasse- und Biogas-, und Erzeugungsanlagen der Industriebetriebe. (Energy Agency of the Republic of Slovenia, 2012 S. 33)

### 2.11.3 Verbrauch

Im Jahr 2011 betrug der Stromverbrauch in Slowenien 12,9 TWh, und die Verluste umfassten den Wert von 0,3 TWh. Für das Pumpen wurden weitere 0,2 TWh aufgewendet. Im Jahr 2011 wurden 8,3 TWh elektrischer Energie aus Slowenien exportiert und 7 TWh nach Slowenien importiert, woraus sich ein Nettoexport von 1,3 TWh ergab. (ELES, 2012a S. 15)

## 2.12 Ungarn

Für das ungarische Elektrizitätssystem ist ein großer Anteil der Kernenergie in der Erzeugung charakteristisch. Aus nur einem Kraftwerksstandort mit 2.000 MW installierter Leistung stammen 43 % der insgesamt erzeugten elektrischen Energie. Außerdem gibt es, aufgrund der Tatsache, dass Ungarn ein flaches Land ist, sehr wenig Stromerzeugung aus Wasserkraft.

### 2.12.1 Netz

Abbildung 2-44 zeigt das Übertragungsnetz in Ungarn und beinhaltet die bestehenden und die geplanten Leitungen. Der Übertragungsnetzbetreiber ist das Unternehmen „MAVIR – Magyar Villamosenergia-ipari Átviteli Rendszerirányító“.

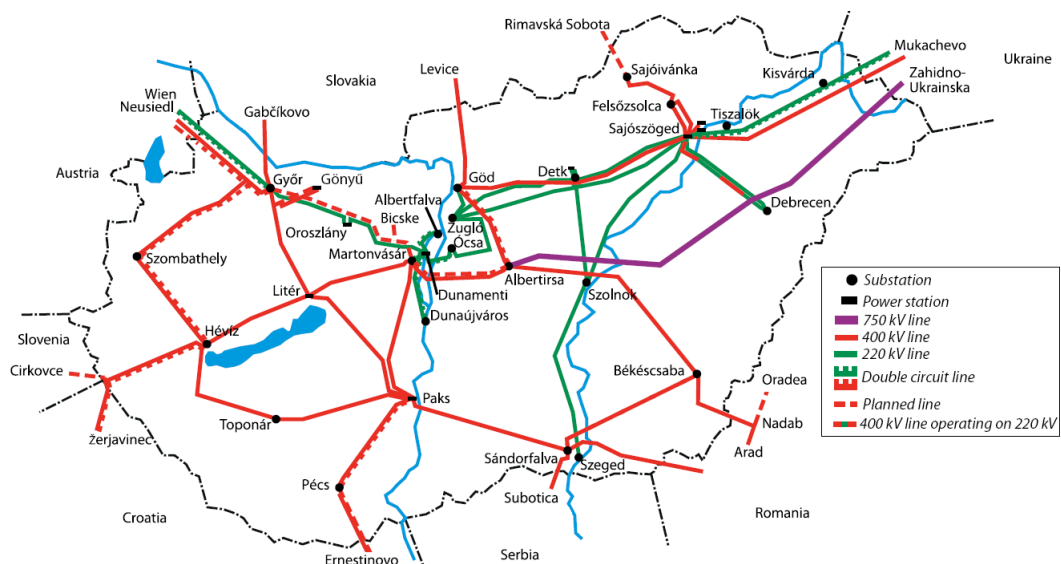


Abbildung 2-44: Hochspannungsnetz in Ungarn. Quelle: (MAVIR, 2012 S. 48).

Der Netzausbau beinhaltet neue grenzüberschreitende Verbindungen nach Slowenien, und der Slowakei, sowie neue Leitungen innerhalb des Landes, durch die die Versorgungssicherheit in den Städten gesteigert werden soll.

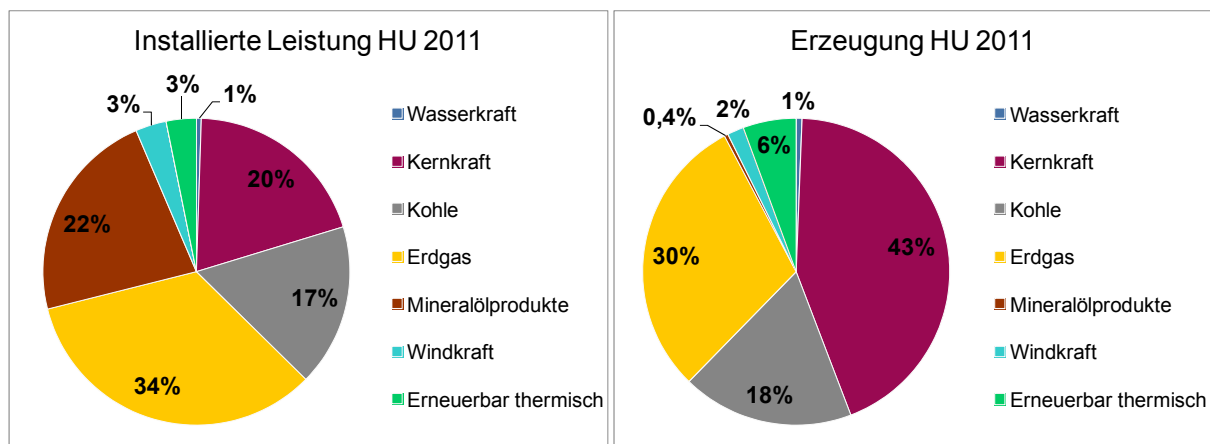
## 2.12.2 Stromerzeugung

Die Stromerzeugung im Jahr 2011 erreichte einen Wert von 36 TWh, und die installierte Nettoleistung per 31.12.2011 belief sich auf 10.116 MW (MAVIR, 2012 S. 12, 36). Abbildung 2-45 zeigt die Aufteilung der Leistung und der erzeugten elektrischen Energie nach Kraftwerkstechnologien. Aus den Grafiken geht hervor, dass neben Kernkraftwerken auch die Erdgaskraftwerke einen großen Anteil der Erzeugung ausmachen. Die Leistung von Ölkraftwerken beläuft sich auf 2.275 MW. Im Jahr 2011 wurde aber nur eine geringe Energiemenge von 143 GWh erzeugt. Das bedeutet, dass die Ölkraftwerke in diesem Jahr durchschnittlich 63 Volllaststunden betrieben wurden.

Erneuerbare Energien sind nur mit einem geringen Anteil in der Stromerzeugung vertreten. Aufgrund des spezifischen Förderprogramms, das für alle erneuerbaren Energien denselben Einspeisetarif vorsieht, werden die kostengünstigen Technologien am stärksten ausgebaut, während die kostenintensiven erneuerbaren Energien, wie Photovoltaik und Biogas dadurch benachteiligt sind (E.A., 2011).

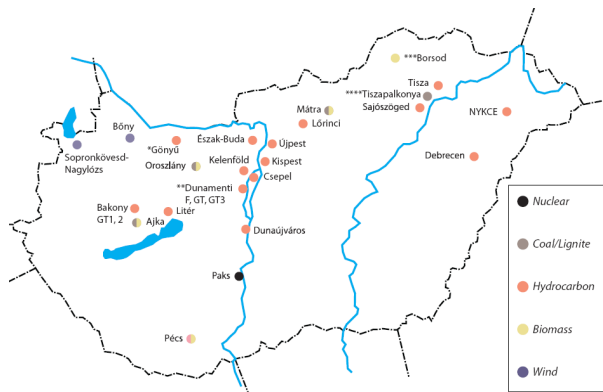
Durch den Aktionsplan für die Entwicklung erneuerbarer Energien sind neue Erzeugungskapazitäten im Bereich der Kleinwasserkraft von ca. 17 MW, Geothermie von ca. 57 MW und Windenergie von ca. 740 MW vorgesehen. (Ministry of national Development Hungary, 2010 S. 40)

Von den 1.709 MW installierter Leistung in den Kohlekraftwerken ist bei 1.120 MW die Biomasse-Co-Firing möglich, und daraus resultiert ein vergleichsweise hoher Anteil der Biomasse an erneuerbarer Erzeugung. (MAVIR, 2012 S. 36)

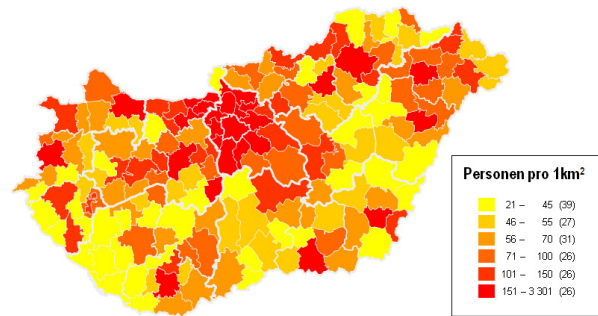


**Abbildung 2-45: Kraftwerkspark (links) und Erzeugungsmix (rechts) in Ungarn im Jahr 2011.**  
Datenquellen: (ENTSO-E, 2012), (MAVIR, 2012) und andere.

In Abbildung 2-46 sind Kraftwerke im ungarischen Elektrizitätssystem zu sehen. Es ist erkennbar, dass sie im Norden des Landes konzentriert sind, denn die Bevölkerungsdichte ist dort auch am größten (siehe Abbildung 2-47) (KSH, 2013).



**Abbildung 2-46: Kraftwerke in Ungarn.**  
Quelle: (MAVIR, 2012 S. 35).



**Abbildung 2-47: Bevölkerungsdichte in Ungarn.** Quelle: (KSH, 2013).

### 2.12.3 Verbrauch

Im Jahr 2011 betrug der Bruttostromverbrauch in Ungarn 42,6 TWh und der Nettostromverbrauch 36,4 TWh. Im Übertragungsnetz entstanden Verluste in Höhe von 3,8 TWh. Im Jahr 2011 wurden 8 TWh elektrischer Energie exportiert und 14,7 TWh importiert, und aus diesen Werten setzte sich ein Nettoimport von 6,7 TWh zusammen. (MAVIR, 2012 S. 12)

### 2.13 Serbien

Charakteristisch für das serbische Elektrizitätssystem ist ein ziemlich veralteter Kraftwerkbestand, wobei seit 20 Jahren keine neuen Kraftwerke gebaut wurden (EPS, 2011 S. 6). Der Strommarkt wird durch das staatliche Unternehmen „EPS- Elektroprivreda Srbije“ dominiert, obwohl eine Liberalisierung des Strommarktes erfolgt ist.

Die Monopolstellung von EPS ist durch die sehr niedrigen Strompreise zu begründen. Der Kraftwerkspark von EPS setzt sich aus alten Kraftwerken zusammen, die schon fast alle abgeschrieben sind und den Strom zu sehr günstigen Preisen erzeugen können. Zusätzlich werden die Strompreise durch die Regierung als eine Sozialkategorie gesehen, und nicht durch den Markt gebildet. Aufgrund dieser niedrigen Strompreise, können andere Stromanbieter nicht konkurrenzfähig auf dem Markt reüssieren. Diese Situation im Elektrizitätssektor wirkt sich auch auf den Monopolisten schlecht aus, der mit Schulden zu kämpfen hat und von der Regierung vor dem Bankrott gerettet werden muss (Struja ide u stecaj, 2013). Wegen mangelnder Mittel werden keine neuen Investitionen getätigt, obwohl es eine feste Absicht dazu gibt (EPS, 2011 S. 7). Manche Projekte, die noch vor dem Krieg in Jugoslawien angefangen wurden, sind noch nicht realisiert (EPS, 2011 S. 12). Alle Marktakteure sind sich darüber einig, dass es zu keiner Weiterentwicklung des Elektrizitätssystems kommen kann, bis sich die Energiepolitik und die Preispolitik der Regierung verändert haben und ein funktionierender Markt geschaffen wird. (EurActiv, 2012)

### 2.13.1 Netz

Der Übertragungsnetzbetreiber in Serbien ist das Unternehmen „EMS – Elektromreža Srbije“. Das Hochspannungsnetz und der Kraftwerkspark sind in Abbildung 2-48 dargestellt.

Im Rahmen des Netzentwicklungsplans sieht der Übertragungsnetzbetreiber die Verstärkung der Verbindungen mit Rumänien, Mazedonien und Bosnien und Herzegowina vor. Weiter soll ein neues 400/110-kV-Umspannwerk in Belgrad errichtet werden, um eine sichere Versorgung der Hauptstadt zu gewährleisten (EMS, 2012b S. 31).

Langfristig soll das 220-kV-Netz abgebaut und durch das 400-kV-Netz ersetzt werden. Diese Strategie gilt nur als ein grundsätzliches Prinzip und nicht als feste Vorgehensweise, in einzelnen Fällen kann auch anders entschieden werden (EMS, 2012b S. 32).

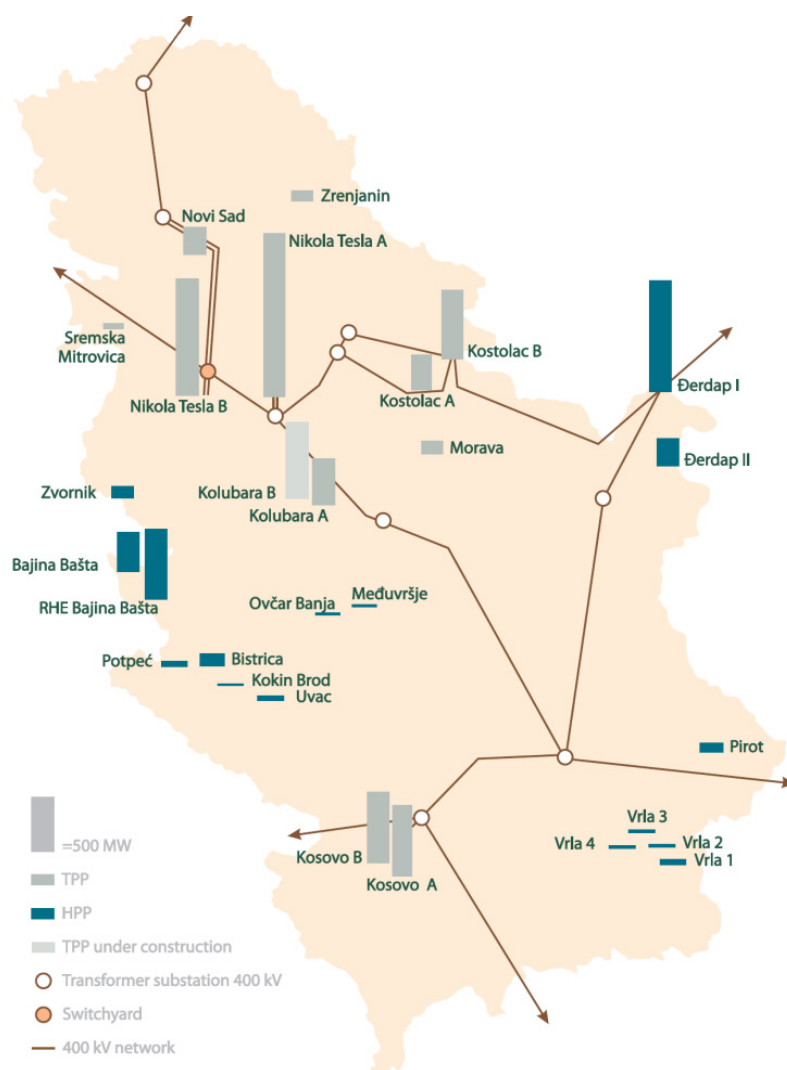
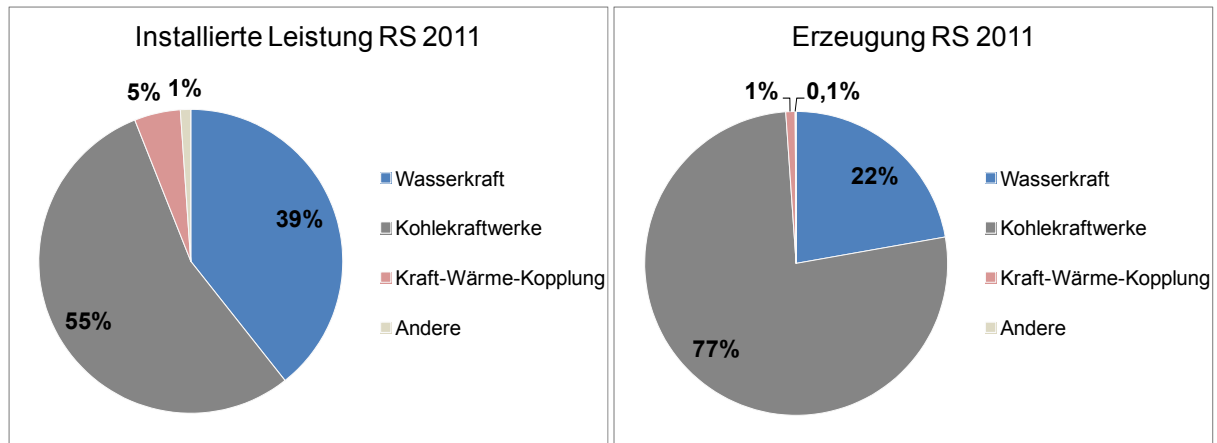


Abbildung 2-48: Übertragungsnetz und Kraftwerke in Serbien. Quellen: (EPS, 2009 S. 14).

### 2.13.2 Stromerzeugung

In Abbildung 2-49 ist die Aufteilung der installierten Leistung und erzeugter elektrischer Energie auf Kraftwerkstechnologien zu sehen. Im Jahr 2011 wurden in Serbien insgesamt 41,3 TWh Strom erzeugt, und die insgesamt installierte Nettoleistung in serbischen Kraftwerken betrug 8.359 MW. (EPS, 2012a S. 2, 4)



**Abbildung 2-49: Kraftwerke (links) und Stromerzeugung (rechts) in Serbien im Jahr 2011.**  
Datenquellen: (EPS, 2012a S. 2,3), (AERS, 2012 S. 8,10).

Die Stromerzeugung in Serbien erfolgt zu mehr als zwei Dritteln aus Kohlekraftwerken, die minderwertige Braunkohle als Brennstoff verwenden. Den Rest erzeugen erdgasbefeuerte Dampfkraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung und Wasserkraftwerke, während erneuerbare Energien und Industrieerzeugung fast überhaupt nicht vertreten sind.

Investitionen in den Kraftwerkspark sind schon seit Jahren geplant und detailliert ausgearbeitet, werden aber aufgrund der fehlenden Mittel nicht vollzogen. Nach den Plänen von EPS sollten eine neue GuD-Anlage in Novi Sad bis 2015 und weitere vier Kohlekraftwerke mit insgesamt 1.800 MW bis 2020 gebaut werden. Von diesen vier geplanten Kohlekraftwerksblöcke befinden sich zwei Anlagen am Standort Kostolac B schon seit 1988 im Bau. Der Kriegsausbruch in Jugoslawien hat den Bau 1992 unterbrochen. Nach den aktuellen Plänen soll die Realisierung des Projekts im Jahr 2013 fortgesetzt werden. Die Voraussetzung für die Ausführung all dieser Projekte ist das Vorhandensein der ausreichenden Investitionsmittel. (EPS, 2011 S. 6-18)

In Serbien sind erhebliche Potentiale zur Nutzung der erneuerbaren Energie vorhanden, besonders Biomasse und Solarenergie. Weiter sind auch signifikante Ausbaupotentiale im Bereich der Wasserkraft, sowohl auf großen Flüssen, als auch in Form von Kleinwasserkraftwerken, vorhanden. Durch die Verordnung über die Förderung erneuerbarer Energien wurden seit 2010 zum ersten Mal Einspeisetarife für die Erzeugung aus erneuerbaren Quellen eingeführt (siehe Tabelle 2-5). (Marković, et al., 2011 S. 67)

**Tabelle 2-5: Einspeisetarifen in Serbien. Datenquelle: (Ministerium für Energie, Entwicklung und Umweltschutz der Republik Serbien, 2009 S. 2).**

Kraftwerksart	Förderungsausmaß [ct/kWh]	Kraftwerksart	Förderungsausmaß [ct/kWh]
Kleinwasserkraftwerk	5,9 – 9,7	Windkraftwerk	9,5
Biomasse	11,4 – 13,6	Solkraftwerk	23
Biogas	12 – 16	Geothermie	7,5
Deponiegas	6,7	Abfall	8,5 – 9,2

Der Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung wird vor allem durch die komplizierten verwaltungstechnischen Prozeduren verhindert. Die Genehmigungsprozeduren dauern entweder sehr lange oder sind nicht genau definiert. Im Jahr 2011 wurden diese vereinfacht, und in den folgenden sieben Jahren werden Investitionen in der Größenordnung von zwei Milliarden Euro in diesem Bereich erwartet (Ministerium für Energie, Entwicklung und

Umweltschutz der Republik Serbien, 2013). Neben den bürokratischen Gründen hatten die technischen Bedingungen im Elektrizitätssystem Serbiens die Entwicklung der erneuerbaren Energien beeinflusst. Die gesamt installierte Leistung ist um nur 13,8 % größer als die Spitzenlast in Serbien (EPS, 2012a S. 2). Daraus ergibt sich das Problem der Spitzenlastdeckung und Reservehaltung, welches sich durch die Volatilität der erneuerbaren Energien noch weiter verschlechtern würde. (Terek, 2011)

### **2.13.3 Verbrauch**

Der Bruttostromverbrauch in Serbien betrug 41,6 TWh im Jahr 2011, und der Nettostromverbrauch belief sich auf 33,4 TWh. Die Netzverluste hatten einen Wert von 5,8 TWh, und die aufgewendete Pumparbeit betrug 0,9 TWh. Im selben Jahr hatte Serbien 2,4 TWh elektrischer Energie exportiert und 2,7 TWh importiert, und daraus ergab sich ein Nettoimport von 0,3 TWh für das Jahr 2011. (EPS, 2012a S. 4)

## **2.14 Kroatien**

Elektrizitätsmarkt in Kroatien wird vom Unternehmen „HEP Proizvodnja“ mit einem Anteil von 89 % der installierten Kraftwerkskapazitäten und 92 % der erzeugten Energie im Jahr 2009 dominiert. „HEP Proizvodnja“ ist eines der Tochterunternehmen der „HEP Gruppe“, ehemaligen vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmens. Neben den Kraftwerken, die zu 100 % diesem Unternehmen gehören, besitzt HEP 50 % des Kernkraftwerks Krško in Slowenien und 50 % des Kraftwerks Plomin2 in Kroatien (die restlichen 50 % sind im Besitz von „RWE Energie AG“). Ansonsten gibt es einige wenige Industrieerzeuger und Unternehmen, die Windkraftanlagen oder Kleinwasserkraftwerke betreiben, sie stellen aber einen sehr geringen Anteil des Marktes dar. (HERA, 2010)

### **2.14.1 Netz**

Der Übertragungsnetzbetreiber ist das Unternehmen „HEP Operator prijenosnog sustava“, ein weiteres Tochterunternehmen der „HEP Gruppe“. In Abbildung 2-50 sind das Übertragungsnetz und die Kraftwerke in Kroatien zu sehen. Die grenzüberschreitenden Verbindungen mit Ungarn und Bosnien und Herzegowina wurden in den letzten Jahren verstärkt, um das Netz im europäischen System besser zu integrieren.



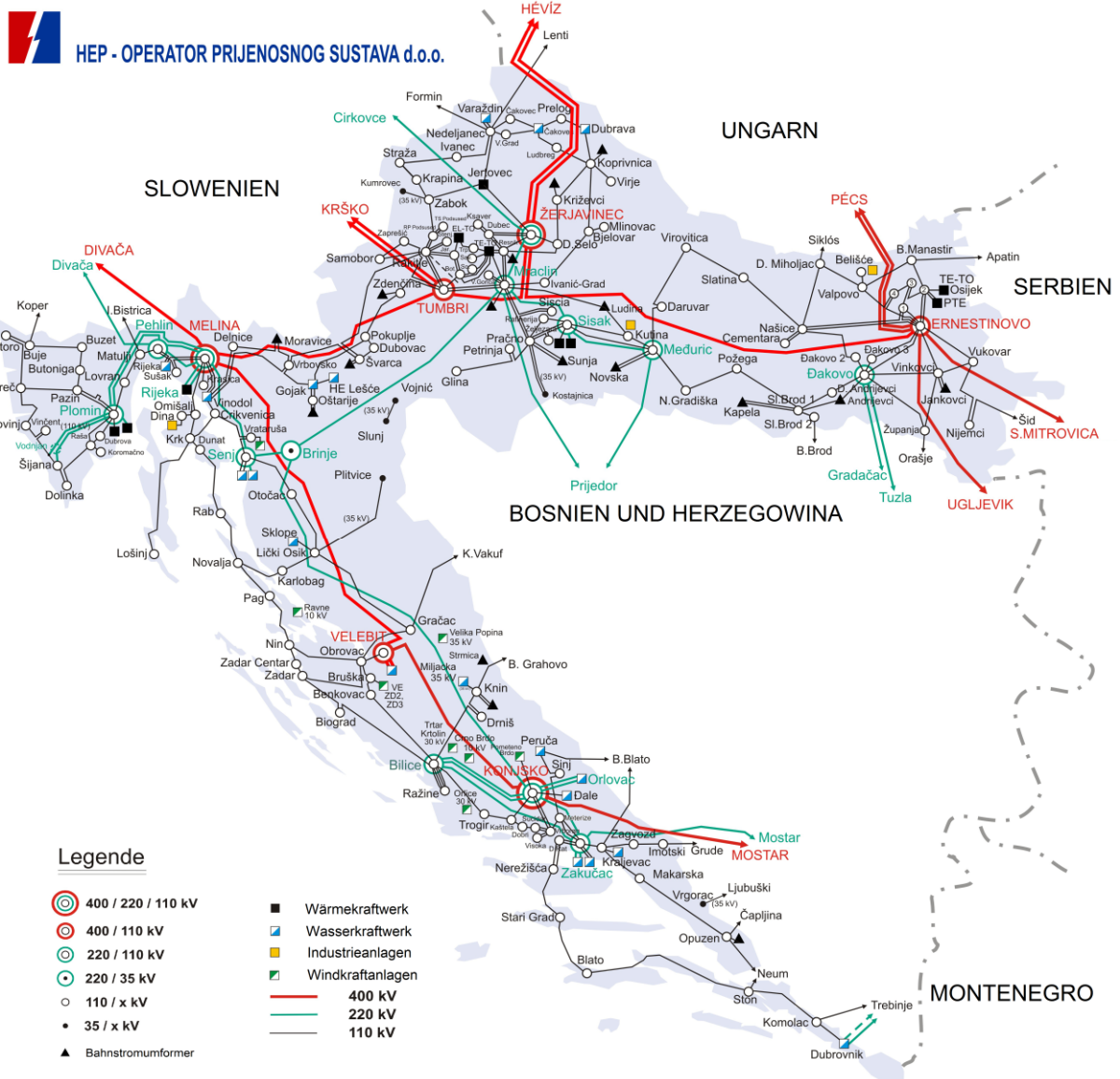


Abbildung 2-50: Kraftwerkspark und Hochspannungsnetz in Kroatien. Quelle: (HEP, 2012).

Die Verbindungen mit den Nachbarländern sind außerdem zur Anfragedeckung in Kroatien von großer Bedeutung. Im Jahr 2011 wurde in den Wasserkraftwerken aufgrund des geringen Niederschlags eine relativ geringe Energiemenge erzeugt, und dieses Energiedefizit musste wegen der fehlenden thermischen Erzeugungskapazitäten durch Importe gedeckt werden (Energetika, 2011).

## 2.14.2 Stromerzeugung

Die installierten Kraftwerkskapazitäten und die Stromerzeugung in Kroatien für das Jahr 2011 sind der Abbildung 2-51 zu entnehmen. Im Jahr 2011 wurden insgesamt 10 TWh elektrischer Energie erzeugt, und die Bruttoleistung per 31.12.2011 betrug insgesamt 4.268 MW. (HEP, 2012b)

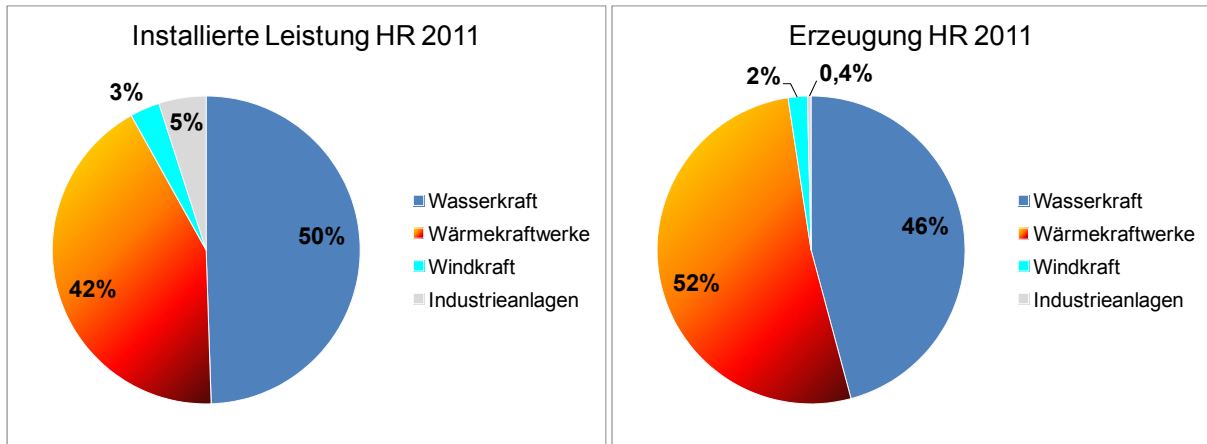


Abbildung 2-51: Kraftwerke (links) und Stromerzeugung (rechts) in Kroatien im Jahr 2011. Datenquelle: (HEP, 2012b).

In Jahren mit viel Niederschlag macht die Wasserkraft mehr als 50 % der Erzeugung aus (HEP, 2011). Wie schon angedeutet, war das Jahr 2011 aus Sicht der Wasserkrafterzeugung relativ schlecht, was zu einer verminderten Erzeugung aus Wasserkraft führte (HEP, 2012b). Die verbleibende Nachfrage wurde aus Wärmekraftwerken und Importen gedeckt (Energetika, 2011).

## 2.14.3 Verbrauch

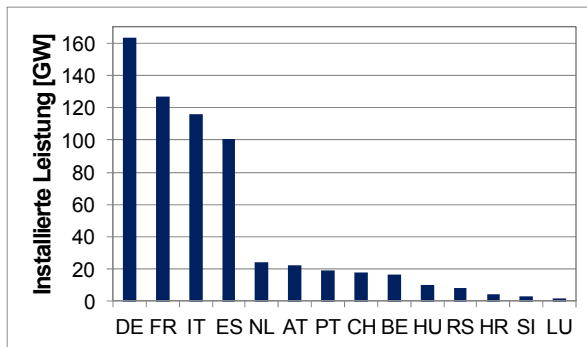
Im Jahr 2011 betrug der Bruttostromverbrauch 17,7 TWh. Die Verluste umfassten 0,5 TWh und die Pumparbeit 0,2 TWh. Im Jahr 2011 hat Kroatien 6,3 TWh exportiert und 14 TWh importiert. Daraus ergab sich ein Nettoimport von 7,7 TWh, wobei ca. 3 TWh aus dem Kernkraftwerk Krško stammten. (HEP, 2012b)

## 2.15 Vergleich der elektrizitätswirtschaftlichen Parameter

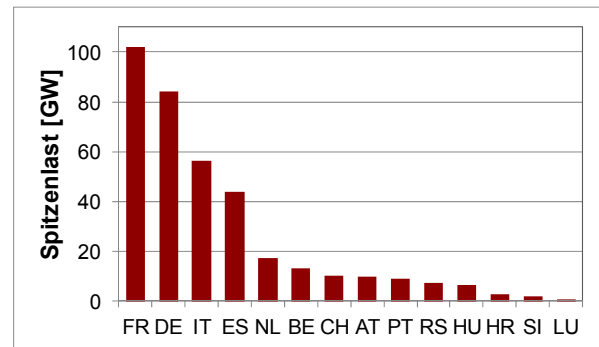
Im folgenden Kapitel werden einige wichtige Eigenschaften der Elektrizitätssysteme der vierzehn recherchierten Länder miteinander verglichen, um daraus eine Auswertungsgrundlage für das Referenzmodell zu bekommen.

### 2.15.1 Installierte Kraftwerkskapazitäten

In Abbildung 2-52 und Abbildung 2-53 sind die gesamte installierte Leistung und die Spitzenlast für das Jahr 2011 der einzelnen Länder dargestellt. Die Darstellung zeigt, dass die vier größten der recherchierten Länder, auch die meisten installierten Kraftwerkskapazitäten besitzen und die höchste Spitzenlast haben.

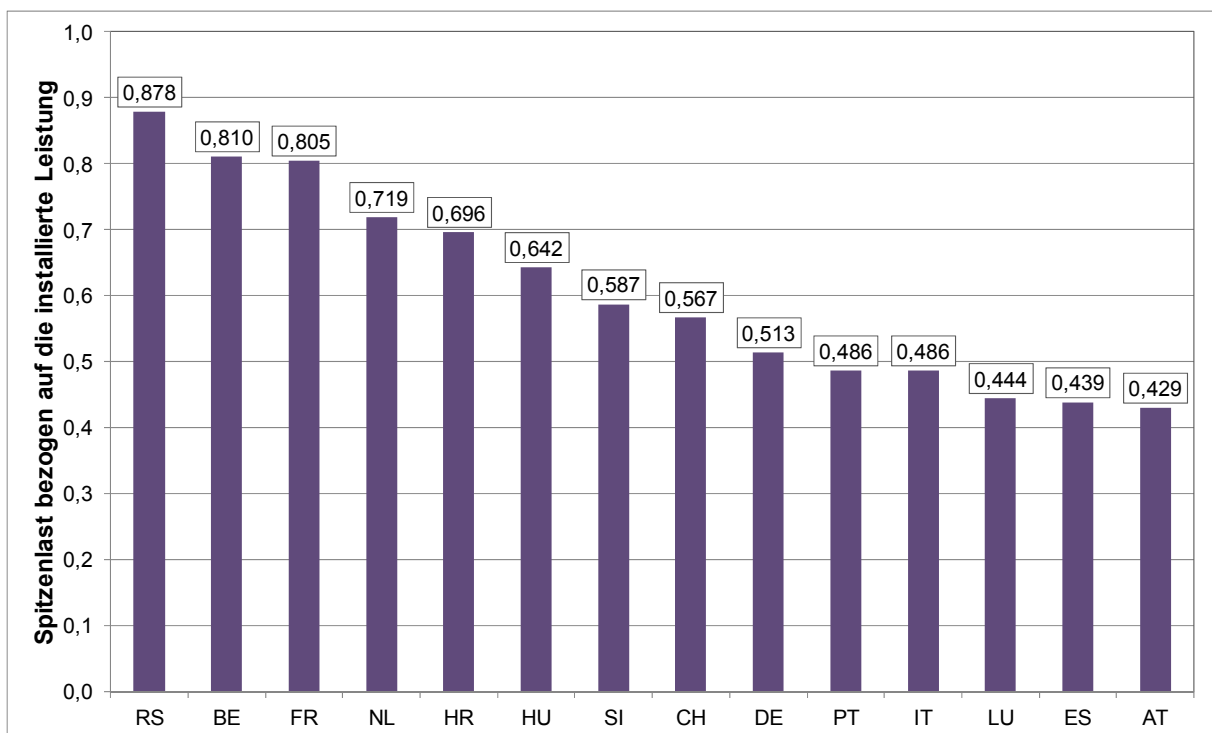


**Abbildung 2-52: Vergleich der gesamten installierten Leistung im Jahr 2011. Eigene Darstellung, verschiedene Quellen.**



**Abbildung 2-53: Vergleich der Spitzenlast für das Jahr 2011. Eigene Darstellung, verschiedene Quellen.**

In Abbildung 2-54 sieht man das Verhältnis zwischen den beiden oben genannten Größen.



**Abbildung 2-54: Verhältnis zwischen den Kraftwerkskapazitäten und der Spitzenlast im Jahr 2011. Eigene Darstellung, verschiedene Quellen.**

Aus dem Wert, den man als Quotient der Spitzenlast und der installierten Leistung bekommt, kann gefolgert werden, in welchen Ländern es einen Mangel an Kraftwerksreservekapazitäten bzw. in welchen es eventuelle Überkapazitäten gibt. Beim ersten Extremfall, Serbien, gibt es seit Jahrzehnten keine Kraftwerksneubauten, und die Leistungsspitzen gefährden die Versorgungssicherheit. Länder wie Belgien und Frankreich haben einen großen Kraftwerks-park, und die Energiebedarfsdeckung ist dort relativ unproblematisch, während bei sehr hohen Lasten die Kraftwerkskapazitäten knapp werden und die Spitzenlast eventuell aus Importen gedeckt werden muss. In Ländern wie Österreich und Spanien, die eine große Erzeugung aus dargebotsabhängigen Energiequellen haben, wie in Laufwasser-, Wind- oder Solarenergie, sind die installierten Kapazitäten deutlich größer als die Spitzenlast, jedoch ist zu beachten, dass nur ein wesentlich geringerer Anteil gesichert zur Verfügung steht.

Die folgenden sechs Abbildungen (von Abbildung 2-55 bis Abbildung 2-60) zeigen die Kraftwerkskapazitäten der recherchierten Länder aufgeschlüsselt nach Kraftwerkstypen. Wie erwartet, besitzen die größten Länder am meisten Kapazitäten der jeweiligen Kraftwerkstechnologien. Obwohl die oben genannten Länder beim Vergleich der installierten Wasserkraftkapazitäten Vorreiter sind, sind Österreich und die Schweiz auch hoch positioniert, da dort diese Kraftwerkstechnologie die wichtigste Rolle spielt. Im Gegensatz dazu haben Länder wie Ungarn und die Niederlande keine nennenswerten Wasserkraftwerkskapazitäten.

Bei den Windkraftanlagen haben Deutschland und Spanien die Vorreiterrolle inne. Wichtig ist zu erwähnen, dass auch in Dänemark viele Windkraftanlagen installiert sind. Dieses Land hat aber aufgrund der im elektrischen Sinne geringen Verflechtung mit dem Rest des kontinentaleuropäischen Elektrizitätssystems keine hervorragende Bedeutung und wird in diesem Vergleich nicht näher untersucht. Wenn man die Solarenergieanlagen betrachtet, sieht man, dass in Deutschland und in Italien die größte Leistung installiert ist.

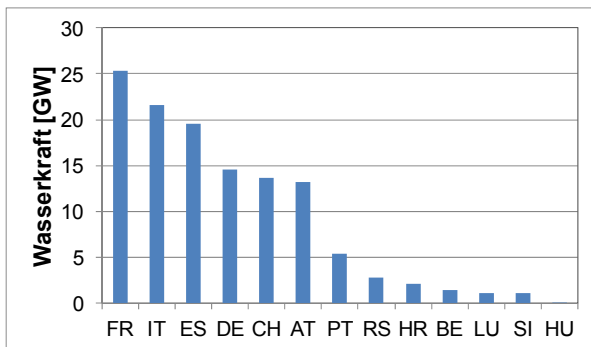


Abbildung 2-55: Wasserkraftwerke im Jahr 2011. Eigene Darstellung, verschiedene Quellen.

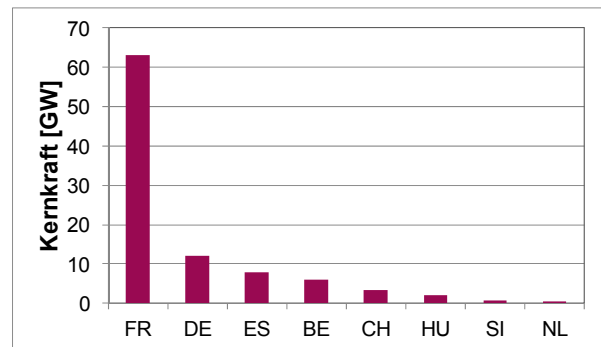


Abbildung 2-56: Kernkraftwerke im Jahr 2011. Eigene Darstellung, verschiedene Quellen.

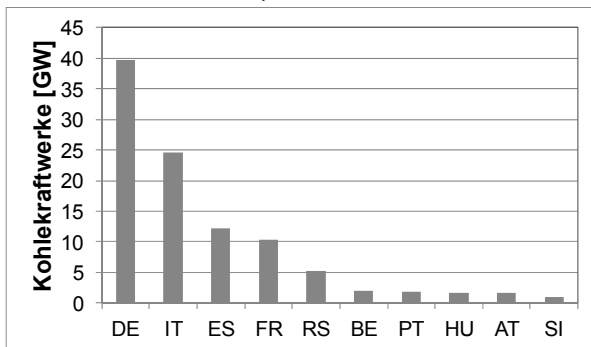


Abbildung 2-57: Kohlekraftwerke im Jahr 2011. Eigene Darstellung, verschiedene Quellen.

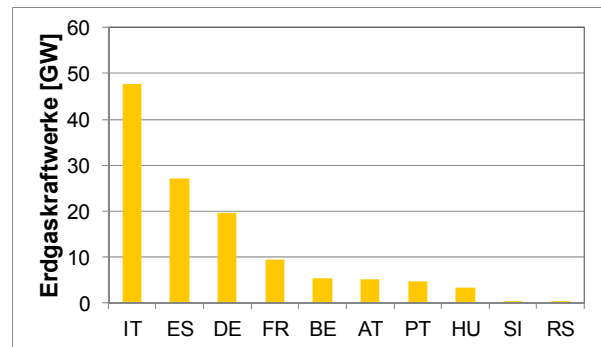


Abbildung 2-58: Erdgaskraftwerke im Jahr 2011. Eigene Darstellung, verschiedene Quellen.

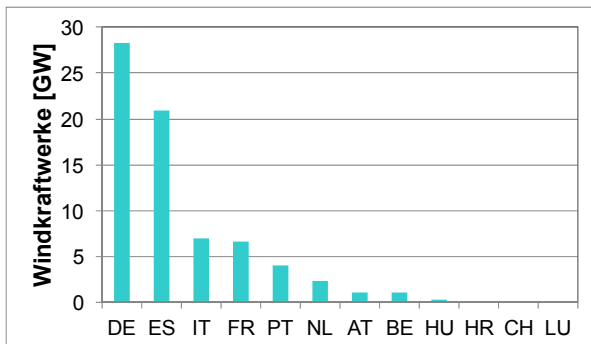


Abbildung 2-59: Windkraftwerke im Jahr 2011. Eigene Darstellung, verschiedene Quellen.

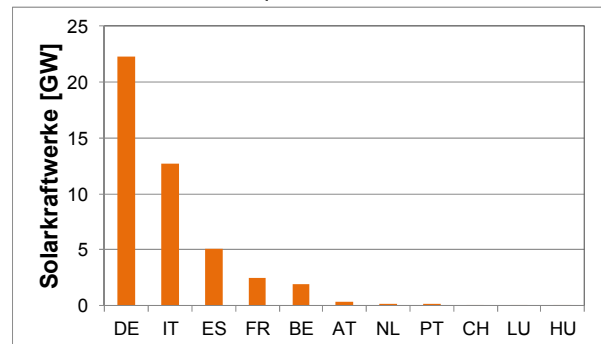
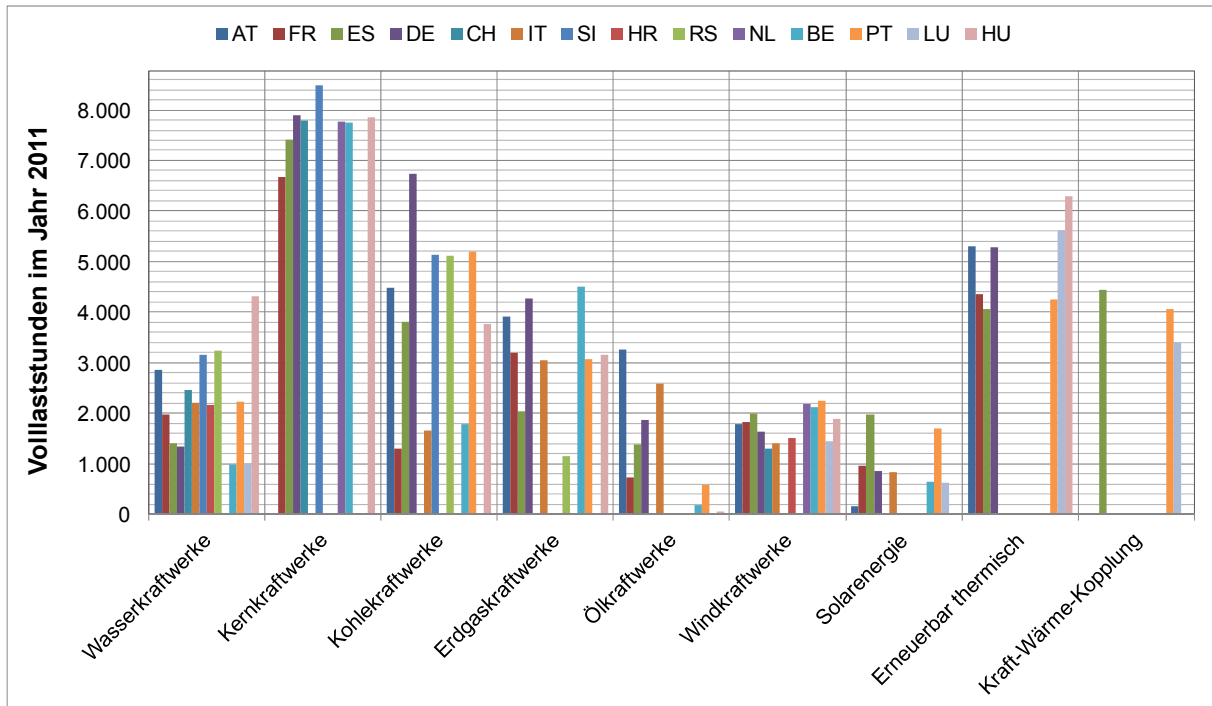


Abbildung 2-60: Solarkraftwerke im Jahr 2011. Eigene Darstellung, verschiedene Quellen.

## 2.15.2 Volllaststunden

In Abbildung 2-61 ist ein Vergleich der Anzahl der Volllaststunden der verschiedenen Kraftwerkstechnologien in einzelnen Ländern für das Jahr 2011 dargestellt. In der Kategorie „erneuerbar thermisch“ sind Biomasse-, Biogas-, Klärgas-, Abfall- und Geothermieanlagen zusammengefasst.



**Abbildung 2-61: Volllaststunden der unterschiedlichen Kraftwerkstechnologien, Stand 2011. Eigene Darstellung, verschiedene Quellen.**

Man sieht, dass die Technologien, die als Grundlastkraftwerke eingesetzt werden, eine hohe Anzahl an Volllaststunden aufweisen. Typische Beispiele dafür sind Kernkraftwerke sowie Kohlekraftwerke in Deutschland.

Besonders fällt das slowenische Kernkraftwerk mit 8.480 Volllaststunden im Jahr 2011 auf. Dieses Ergebnis konnte erzielt werden, weil das Kraftwerk ein Wartungsintervall von 18 Monaten hat. Da eine Wartung im Herbst 2010 durchgeführt wurde, konnte das Kraftwerk im Jahr 2011 das ganze Jahr mit voller Leistung, bis auf eine kurzschlussbedingte automatische Ausschaltung für eine Woche im April betrieben werden.

Weiter sieht man, dass die Spitzenlastkraftwerke, wie z.B. Ölkraftwerke und die dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien, relativ wenig Volllaststunden aufweisen. Es ist auch ersichtlich, dass die solaren Kraftwerke in Spanien und Portugal deutlich mehr Volllaststunden als in anderen Ländern haben. Damit wird bestätigt, dass es sich mehr auszahlt, diese Art der Stromerzeugung im Süden anstatt im Norden Europas zu verwenden.

### 2.15.3 Erzeugung

Beim Vergleich der gesamt erzeugten Energiemenge im Jahr 2011 sieht man, dass in den größten Ländern am meisten Energie erzeugt wird (siehe Abbildung 2-62).

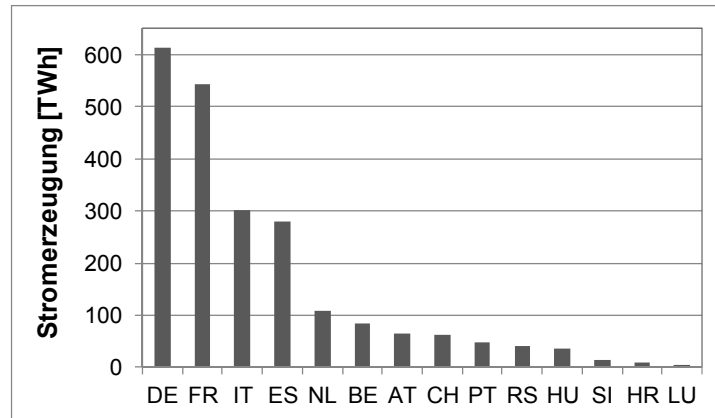


Abbildung 2-62: Gesamte Stromerzeugung im Jahr 2011. Eigene Darstellung, verschiedene Quellen.

Die Abbildung 2-63 zeigt noch einmal an einer Stelle den Erzeugungsmix aller recherchierten Ländern. Man erkennt die ganz charakteristischen Merkmale einzelner Länder, wie z.B. den großen Anteil der Kernenergie in Frankreich und Belgien, sowie den hohen Anteil der Wasserkraft in Österreich und der Schweiz.

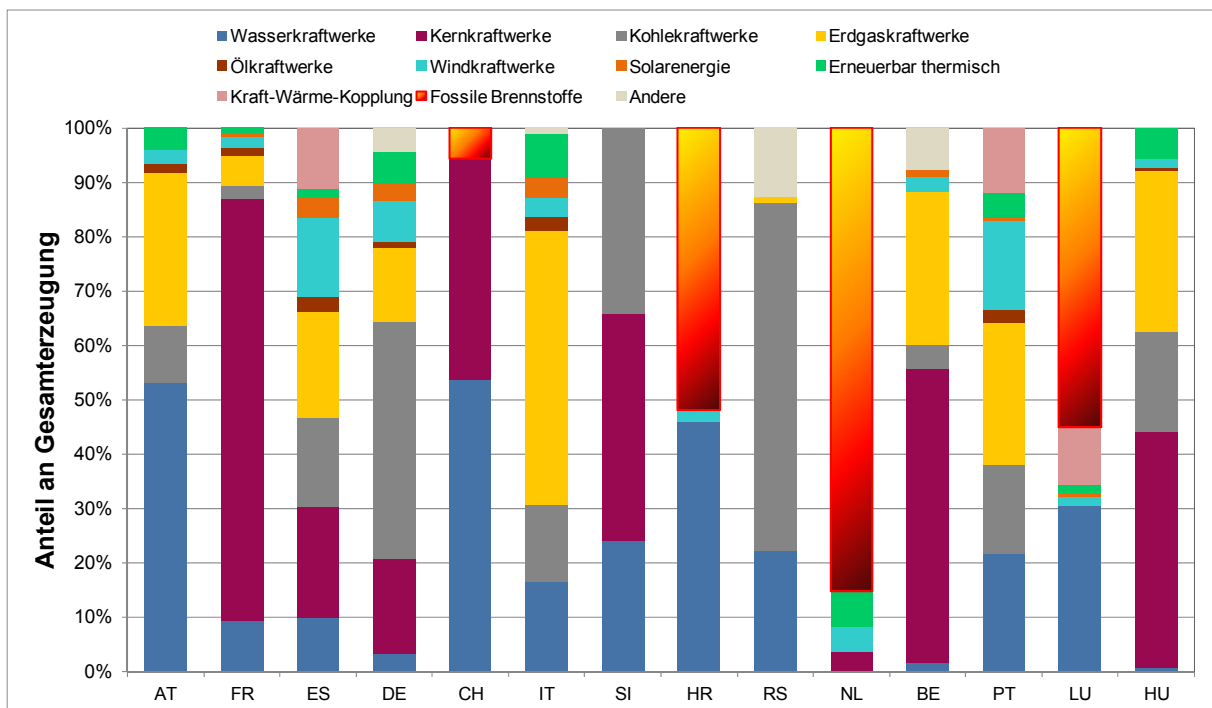
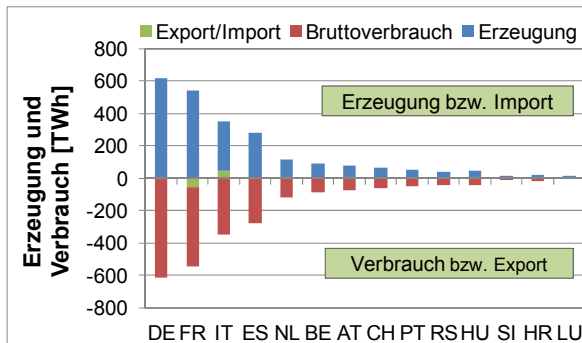


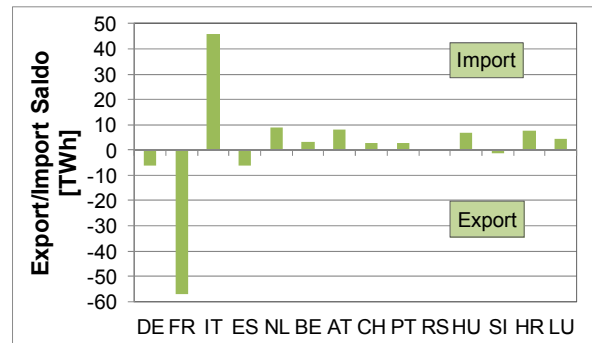
Abbildung 2-63: Erzeugungsmix in den analysierten Ländern im Jahr 2011. Eigene Darstellung, verschiedene Quellen.

## 2.15.4 Stromverbrauch und Export-Importbilanzen

Aus Abbildung 2-64 sind die Stromerzeugung und der Bruttoverbrauch in einzelnen Ländern im Jahr 2011 ersichtlich. Einige Länder, wie z.B. Frankreich, erzeugen mehr Energie, als sie verbrauchen, und exportieren den Energieüberschuss. Andere, wie z.B. Italien, erzeugen weniger, als sie benötigen, und müssen aus dem Ausland importieren. Die Export-Import-Bilanz ist in Abbildung 2-65 vergrößert dargestellt.

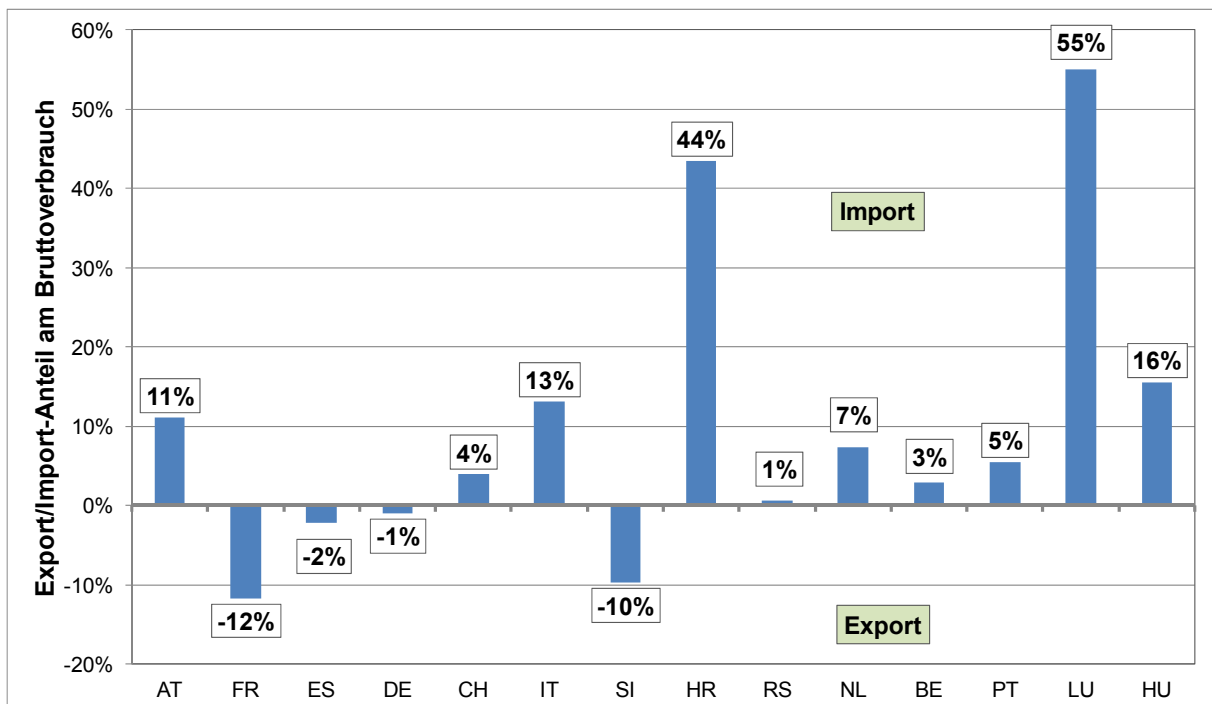


**Abbildung 2-64: Erzeugung, Bruttoverbrauch und Export bzw. Import im Jahr 2011. Eigene Darstellung, verschiedene Quellen.**



**Abbildung 2-65: Export-Importsaldo im Jahr 2011. Eigene Darstellung, verschiedene Quellen.**

In Abbildung 2-66 kann man sehen, welchen Anteil des Bruttostromverbrauchs einzelne Länder exportieren bzw. welcher Anteil aus Importen gedeckt wird.



**Abbildung 2-66: Anteil der exportierten bzw. importierten elektrischen Energie am Bruttoverbrauch der einzelnen Länder im Jahr 2011. Eigene Darstellung, verschiedene Quellen.**

Die meisten in die Analyse inkludierten Länder sind Nettostromimporteure. Im Jahr 2011 hat Luxemburg<sup>14</sup> zwei Drittel der elektrischen Energie aus dem Ausland importiert. Kroatien hatte

<sup>14</sup> Im Vergleich zum Kapitel 2.10.3 werden bei dieser Auswertung die Kraftwerke Vianden und Twinerg als einheimische Erzeugungskapazitäten berücksichtigt, woraus niedrigere Importe resultieren.

auch einen hohen Importanteil im Gesamtverbrauch, wobei einen bedeutsamen Teil davon die Energie aus dem Kernkraftwerk Krško ausmachte.

Der größte europäische Stromimporteur Italien importierte im Jahr 2011 demgegenüber einen relativ geringen Anteil von 13 % der angefragten Energiemenge. Frankreich exportierte im Jahr 2011 eine Menge der elektrischen Energie, die einem Anteil von 12 % des eigenen Verbrauchs entspricht. Slowenien hat im Jahr 2011 auch verhältnismäßig viel Energie exportiert, in Summe 10 % des inländischen Verbrauchs.

## 2.16 Auswahl der zu modellierenden Länder

Von den 14 oben beschriebenen recherchierten Ländern werden als grundlegende Vereinfachung nur einige ausgewählte europäische Länder in der Referenzmodellwelt inkludiert. Dadurch soll das Modell einfach und überschaubar bleiben, ohne dass zu viele Informationen verloren gehen. Bei der Auswahl wird auf die Wechselwirkungen zwischen den einzelnen Systemen und ihre Signifikanz für das europäische Gesamtsystem geachtet. Die folgenden fünf Länder werden durch die zentrale Lage in Europa und Größe der Elektrizitätssysteme für die Modellierung ausgewählt: Deutschland, Österreich, die Schweiz, Italien und Frankreich.

Das deutsche System ist, wie auch das französische und italienische, eines der größten Elektrizitätssysteme in Europa. Weiter sind die erneuerbaren Energien sehr stark vertreten, die Verbindungen mit anderen Ländern gut. Aufgrund der charakteristischen Stromaufbringung mit hohem Anteil an Wasserkraft und bedeutsamen Speicherkapazitäten ist auch Österreich für die Modellierung interessant und für die Nachbildung des europäischen Systems von großer Bedeutung. Neben der Größe der Elektrizitätssysteme werden Italien als größter Stromimporteur und Frankreich als größter Stromexporteur Europas in der Referenzmodellwelt inkludiert. Wegen der zentralen Lage und hohen Mengen an Stromtransiten ist das schweizerische System bei der Modellierung der vier bisher gewählten Länder unabdingbar.

Obwohl die anderen Länder durch einige interessante Merkmale gekennzeichnet sind, werden sie aus der Modellierung ausgeschlossen, um die Einfachheit der Referenzmodellwelt zu gewährleisten.

Mit der Auswahl der fünf erwähnten Länder ist der Rahmen für die Referenzmodellwelt aufgestellt. Die anderen nicht inkludierten Systeme werden als Randbedingungen durch den Energieaustausch mit den simulierten Ländern im Modell berücksichtigt.



### 3 Grenzüberschreitende Energieflüsse

Im folgenden Kapitel werden die Ergebnisse der Analyse aller grenzüberschreitenden Energieflüsse der fünf ausgewählten bzw. modellierten Länder in der Referenzmodellwelt dargestellt. Die Analyse wird für den Zeitraum von 2006 bis 2011 durchgeführt.

Die Grenzen können in zwei Kategorien eingeteilt werden. Die erste Kategorie beinhaltet die äußeren Grenzen der Referenzmodellwelt bzw. die Grenzen zwischen einem der fünf simulierten Staaten und einem der nicht simulierten Elektrizitätssysteme. Die zweite Gruppe enthält die inneren Grenzen der Referenzmodellwelt bzw. Grenzen zwischen den fünf betrachteten Staaten.

Die Energieflüsse an den Grenzen, die aus der Referenzmodellwelt nach außen führen, werden als Nebenbedingungen im Modell implementiert. Diese Nebenbedingungen sollen den grenzüberschreitenden Handel an der jeweiligen Grenze abbilden und werden durch die Simulation nicht beeinflusst. Für die inneren Grenzen im Modell werden die Energieflüsse bei der Simulation bestimmt. Die auf diese Weise gewonnenen Werte werden mit den recherchierten realen Werten verglichen, was als eines der Kriterien zur Auswertung der Modellgüte dient.

Bei der Recherche werden Daten über den Energieaustausch und die Ausfallsstatistiken aus dem „Statistischen Jahrbuch“ der UCTE für die Jahre 2006 bis 2008 und der ENTSO-E für die Jahre 2009 bis 2011 verwendet und ausgewertet. Die Daten über die NTC-Werte an den betrachteten Grenzen werden aus der NTC-Matrix von ENTSO-E entnommen (ENTSO-E, 2012d). Falls andere Datenquellen zusätzlich genutzt werden, wird es im Text explizit angeführt.

#### 3.1 Äußere Grenzen der Referenzmodellwelt

Insgesamt werden 14 äußere Grenzen im Referenzmodell nachgebildet. Einige Verbindungen sind geografisch bedingt als Hochspannungsgleichstromübertragungsleitungen (HGÜ-Leitungen) ausgeführt, während die anderen eine direkte Verbindung der Drehstromsysteme darstellen.

Im Folgenden werden die Eigenschaften der einzelnen Verbindungen beschrieben.

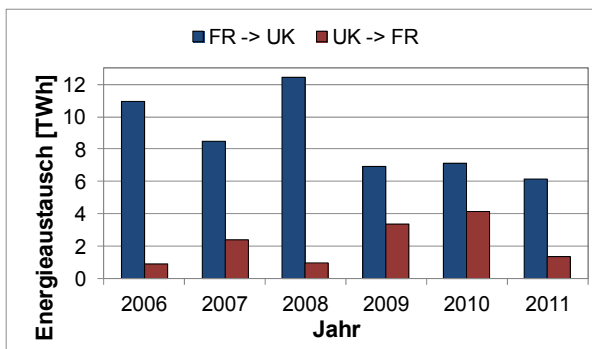
##### 3.1.1 Frankreich – Großbritannien

Die erste Verbindung zwischen den Elektrizitätssystemen dieser zwei Länder wurde 1961 in Form von einem Seekabel hergestellt. Die Übertragungskapazität der HGÜ-Leitung betrug 160 MW. Das Kabel wurde direkt auf den Meeresboden verlegt und deshalb oft durch die Anker von Schiffen beschädigt und blieb nur 21 Jahre in Betrieb. Diese Leitung wurde durch eine neue, 1,5 Meter tief in den Meeresboden verlegte Verbindung im Jahr 1985 ersetzt. Diese neue HGÜ, mit dem Namen „Cross Channel HVDC“, besteht aus zwei bipolaren Systemen mit einer Spannung von  $\pm 270$  kV mit einer Übertragungskapazität von jeweils 1.000 MW und befindet sich noch immer in Betrieb. (Moore, 1985 S. 129)

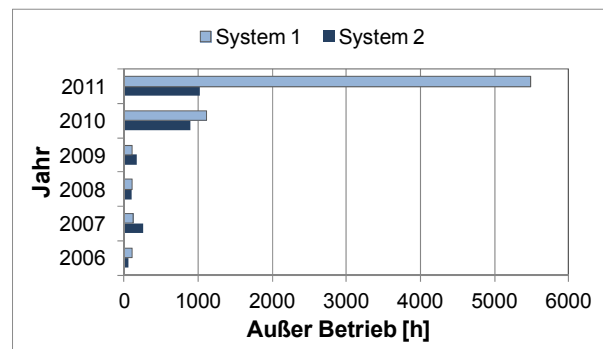
Der NTC-Wert dieser Verbindung ist, laut ENTSO-E, gleich der verfügbaren Übertragungsleistung.

In Abbildung 3-1 sind die an dieser Grenze ausgetauschten Energiemengen dargestellt. Es ist ersichtlich, dass im betrachteten Zeitraum mehr Energie aus Frankreich nach Großbritannien als in die andere Richtung transportiert wurde. Frankreich exportiert den Strom meistens zu den Grundlastzeiten und, energetisch gesehen, mehr im Sommer und importiert überwiegend im Winter und bei Spitzenlast.

Abbildung 3-2 zeigt die Ausfallstatistik der „Cross Channel“-HGÜ-Verbindung. Es ist ersichtlich, dass die Ausfalldauer in den letzten Jahren deutlich gestiegen ist. Beim Ausfall eines der beiden Systeme, verringert sich die Übertragungskapazität dieser Verbindung von 2 GW auf 1 GW. Die Begründung für die Steigerung der Ausfallsrate konnte nicht recherchiert werden.



**Abbildung 3-1: Energieaustausch zwischen Frankreich und Großbritannien 2006–2011.**



**Abbildung 3-2: Ausfallstatistik der Cross Channel HGÜ-Leitung 2006–2011.**

### 3.1.2 Frankreich – Spanien

Die Verbindung zwischen den Elektrizitätssystemen von Frankreich und Spanien wurde im Kapitel 2.6 schon angesprochen. Durch den Engpass, der an dieser Stelle besteht, ist das spanische bzw. das iberische Elektrizitätssystem vom restlichen kontinentaleuropäischen System weitestgehend isoliert. Die Verbindung besteht aus zwei Leitungen mit 400 kV, zwei mit 220 kV und einer zweisystemigen 110-kV-Leitung. Diese Verbindung wird in der Zukunft weiter ausgebaut, aktuell befindet sich eine neue zweisystemige 400-kV-Leitung in Bau (RTE, 2012 S. 7).

Die thermische Übertragungskapazität bei den durch die ehemalige UCTE definierten Bedingungen<sup>15</sup> beträgt 3.140 MVA. Der NTC-Wert für die Übertragung von Spanien nach Frankreich beträgt ungefähr 500 MW und für die andere Richtung 1.200–1.400 MW.

In Abbildung 3-3 sind die übertragenen Energiemengen für den Zeitraum von 2006 bis 2011 zu sehen.

<sup>15</sup> Umgebungstemperatur von 35°C und Windgeschwindigkeit von 0,56 m/s.

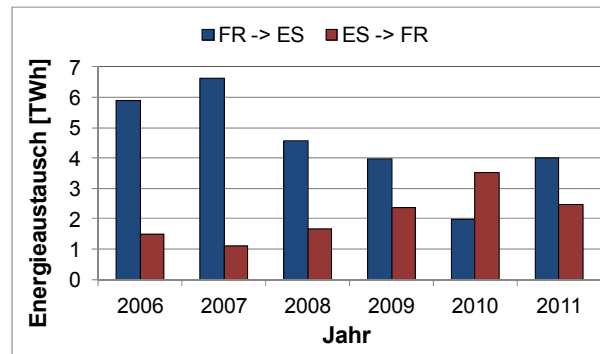


Abbildung 3-3: Energieaustausch zwischen Frankreich und Spanien 2006–2011.

Es ist erkennbar, dass Frankreich in den letzten Jahren immer weniger exportiert und immer mehr importiert. Generell exportiert Frankreich immer im Sommer und bei Grundlast, und Spanien exportiert im Winter und bei Spitzenlast.

### 3.1.3 Frankreich – Belgien

Die elektrische Verbindung zwischen den französischen und belgischen Systemen ist mit drei 400-kV-Leitungen und drei 220-kV-Leitungen sehr gut ausgebaut und ermöglicht den Transport relativ hoher Energiemengen als auch eine intensive Wechselwirkung der beiden Elektrizitätsmärkte.

Die gesamte thermische Übertragungsleistung aller grenzüberschreitenden Leitungen beträgt 4.741 MVA. Der NTC-Wert für den Stromtransport aus Frankreich nach Belgien bewegt sich zwischen ca. 2.900 MW im Sommer bis 3.400 MW im Winter, und in die andere Richtung liegt er bei ca. 1.300 MW im Sommer bzw. 2.300 MW im Winter.

In Abbildung 3-4 ist der Energieaustausch an dieser Grenze zu sehen.

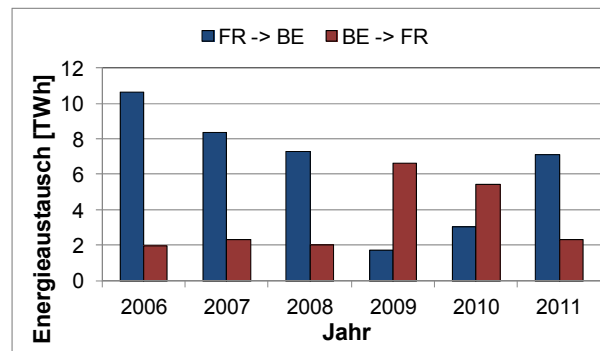


Abbildung 3-4: Energieaustausch zwischen Frankreich und Belgien 2006–2011.

Im Jahr 2006 hat Frankreich sehr viel Energie nach Belgien exportiert, und in den darauffolgenden Jahren ist dieser Wert deutlich gesunken. In den Jahren 2009 und 2010 hat Frankreich aus Belgien mehr importiert als exportiert. In den ersten drei Jahren der betrachteten Zeitperiode hat Belgien nur im Winter und zur Spitzenlastzeit geringe Mengen an elektrischer Energie exportiert, während Stromtransporte aus Frankreich in Grundlastzeiten das ganze Jahr und im Sommer in Spitzenlaststunden erfolgten. Für die letzten drei Jahre dieses

Zeitraums ist keine solche Regelmäßigkeit zu sehen, charakteristisch ist nur, dass Frankreich bei sehr hohen Lasten hauptsächlich importiert und bei Grundlast exportiert.<sup>16</sup>

### 3.1.4 Italien – Griechenland

Die Verbindung zwischen Italien und Griechenland wurde zum ersten Mal durch die Inbetriebnahme der GRITA HGÜ-Leitung im Jahr 2001 hergestellt. Es handelt sich um ein einpoliges HGÜ-System mit der Rückleitung über das Meereswasser und mit einer Nennspannung von 400 kV. Die Übertragungskapazität beträgt 500 MW. Die Umrichterstationen sind so ausgelegt, dass eine eventuelle Erweiterung der Übertragungskapazität auf 1.000 MW und ein Umstieg auf die bipolare Betriebsweise ohne großen Aufwand möglich sind. (Giorgi, et al., 2002)

In Abbildung 3-5 sind die übertragenen Energiemengen im Zeitraum zwischen 2006 bis 2011 dargestellt. In den Jahren 2007 und 2008 hat Italien in Summe mehr exportiert als importiert und in den restlichen Jahren waren Importe größer als Exporte an dieser Grenze. Die Übertragung an dieser Grenze wies keine deutlich ausgeprägte Regelmäßigkeit auf. Griechenland exportierte in den letzten Jahren des betrachteten Zeitraums und meistens bei einer höheren Leistung bei Grundlast, Italien exportierte in den Jahren 2007 und 2008 meistens zur Spitzenlastzeit.

Abbildung 3-6 zeigt die Ausfallstatistik der GRITA-Leitung. Es ist charakteristisch, dass die Leitung ab 2007 sehr oft außer Betrieb war. Fast in jedem Monat gab es Leitungsausfälle, oft war die Leitung in Sommermonaten für lange Zeit außer Betrieb.

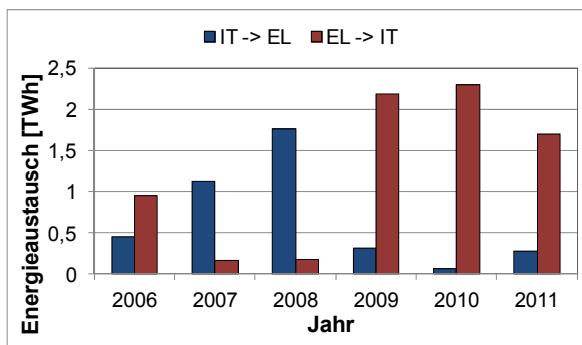


Abbildung 3-5: Energieaustausch zwischen Italien und Griechenland 2006–2011.

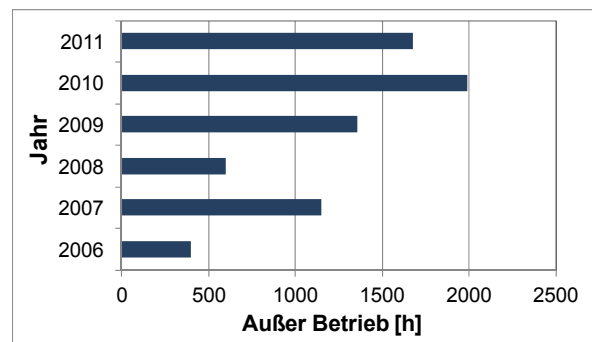


Abbildung 3-6: Ausfallstatistik der GRITA HGÜ-Leitung 2006–2011.

### 3.1.5 Italien – Slowenien

Die Verbindung zwischen Italien und Slowenien ist mit je einer 400-kV- und einer 220-kV-Leitung relativ schwach. In Zukunft soll sie verstärkt werden (ELES, 2011a S. 27).

Die installierte thermische Übertragungskapazität beträgt 1.939 MVA, ist aber physikalisch durch die Kapazität der Umspannwerke auf 1.520 MVA begrenzt. Der NTC-Wert für die Übertragung nach Italien bewegt sich im Bereich zwischen ungefähr 330 MW im Sommer

<sup>16</sup> Wie auf der Seite 48 angegeben, werden für die ersten drei betrachteten Jahre die Daten von der UCTE und für die letzten drei Jahre von der ENTSO-E verwendet. Seit der Gründung der ENTSO-E ist es zu gewissen Veränderungen bei der Datenerfassung gekommen. Die Änderung der Charakteristika von Energieaustauschen an dieser Grenze sowie an manchen anderen Grenzen (siehe auch Kapitel 3.1.6, Kapitel 3.1.11, Kapitel 3.1.12 und Kapitel 3.1.13) könnte möglicherweise durch die unterschiedlichen statistischen Auswertungen beeinflusst werden.

und 580 MW im Winter. Für den Transport nach Slowenien beträgt dieser Wert ca. 120 MW im Sommer und 160 MW im Winter.

In Abbildung 3-7 sieht man die transportierten Energiemengen an dieser Grenze.

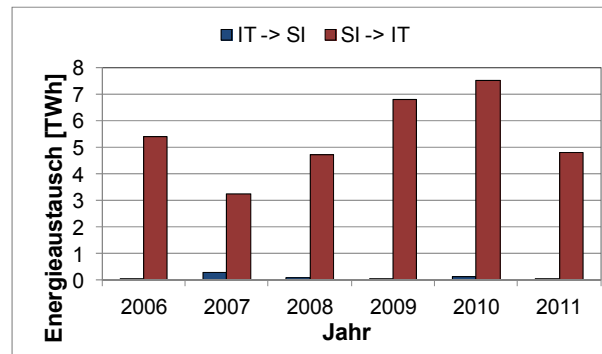


Abbildung 3-7: Energieaustausch zwischen Italien und Slowenien 2006–2011.

Man erkennt deutlich, dass der Energietransport fast ausschließlich in eine Richtung – aus Slowenien nach Italien – erfolgt. Die übertragene Leistung ist üblicherweise im Sommer niedriger als im Winter. Energieflüsse von Italien nach Slowenien erfolgen sehr selten und in geringen Mengen.

### 3.1.6 Österreich – Slowenien

Die Elektrizitätssysteme von Österreich und Slowenien sind miteinander durch eine zweisystemige 400-kV- und eine 220-kV-Leitung verbunden. Die insgesamt installierte thermische Übertragungskapazität beträgt 2.648 MVA. Der NTC liegt bei ungefähr 2.000 MW für die beiden Richtungen. In Abbildung 3-8 ist der grenzüberschreitende Energieaustausch zwischen den beiden Ländern im Zeitraum von 2006 bis 2011 dargestellt.

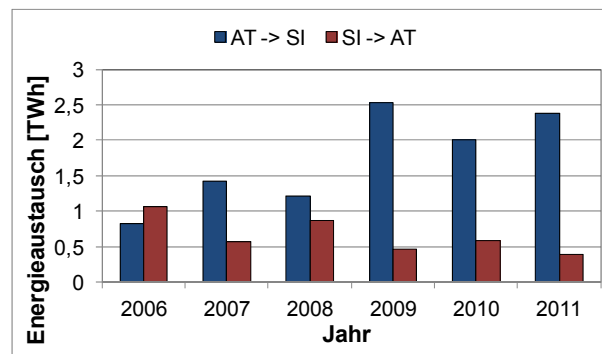


Abbildung 3-8: Energieaustausch zwischen Österreich und Slowenien 2006–2011.

Österreich exportiert meistens größere Energiemengen, und mehr Leistung bei Spitzenlast, während Slowenien überwiegend bei Grundlast exportiert.

### 3.1.7 Ungarn - Österreich

Die grenzüberschreitende Verbindung zwischen Österreich und Ungarn besteht aus zwei 400-kV- und zwei 220-kV-Leitungen.

Die installierte thermische Übertragungsleistung liegt bei 3.446 MVA. Der NTC-Wert unterscheidet sich abhängig von der Richtung des Transports und von der Jahreszeit. Die beiden Übertragungsnetzbetreiber geben aufgrund der unterschiedlichen Bewertungsmethoden<sup>17</sup> verschiedene NTC-Werte an. Die NTC lag im Jahr 2011, nach den Angaben des österreichischen TSO<sup>18</sup>, für den Transport nach Ungarn bei ca. 700 MW im Sommer und 800 MW im Winter. In umgekehrter Richtung wurde eine Kapazität von ca. 600 MW im Sommer und 300 MW im Winter angegeben. Die Angaben des ungarischen Übertragungsnetzbetreibers sind für alle diese Werte um 200 bis 300 MW niedriger, nur der Wert für den Import nach Ungarn im Winter ist anders – dieser betrug ca. 900 MW.

In Abbildung 3-9 ist der Energieaustausch zwischen Österreich und Ungarn dargestellt.

Außer im Jahr 2006 hat Österreich immer mehr Energie exportiert als importiert. Exporte aus Österreich nach Ungarn erfolgten üblicherweise im Sommer und mit einer höheren Leistung bei Spitzenlast.

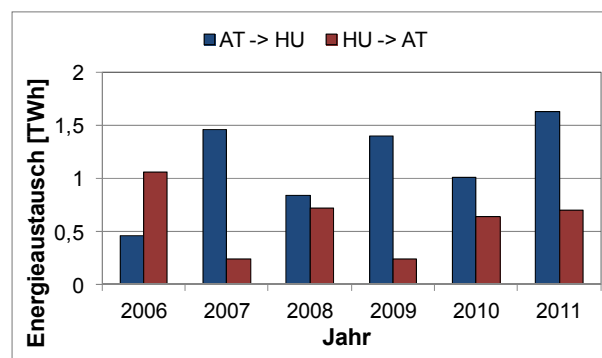


Abbildung 3-9: Energieaustausch zwischen Österreich und Ungarn 2006–2011.

### 3.1.8 Österreich – Tschechien

Zwischen Österreich und Tschechien gibt es eine zweisystemige 380-kV-Leitung und zwei 220-kV-Leitungen. Die thermische Übertragungskapazität beträgt 3.618 MVA. Der NTC-Wert wird für diese Grenze auch von den beiden TSOs unterschiedlich angegeben. Nach den Angaben des österreichischen TSO beträgt dieser Wert für den Transport aus Österreich nach Tschechien ca. 900 MW im Sommer und 1.200 MW im Winter, während der tschechische TSO ungefähr 50 % dieser Werte angibt. Für die Übertragung in die andere Richtung liegt die NTC bei ca. 1.000 MW, und laut tschechischen Angaben beträgt sie ungefähr doppelt so viel.

In Abbildung 3-10 sieht man die übertragenen Energiemengen an der Grenze zwischen Österreich und Tschechien.

<sup>17</sup> Die internen Engpässe, die durch den grenzüberschreitenden Transport entstehen, werden berücksichtigt.

<sup>18</sup> TSO – Transmission System Operator – Übertragungsnetzbetreiber.

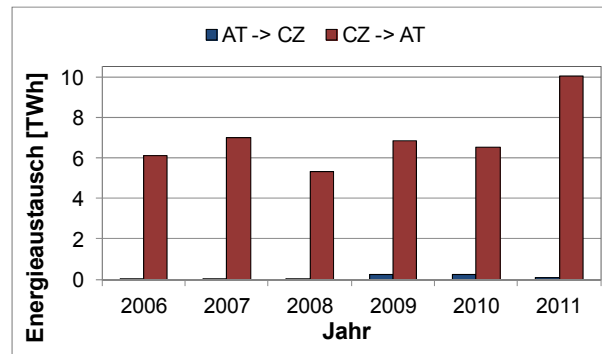


Abbildung 3-10: Energieaustausch zwischen Österreich und Tschechien 2006–2011.

Man sieht, dass Österreich aus Tschechien relativ große Energiemengen importiert. Üblicherweise sind die importierten Energiemengen im Winter größer als im Sommer. Die Energieflüsse in die andere Richtung sind sehr gering.

### 3.1.9 Deutschland – Tschechien

An der Grenze zwischen diesen beiden Ländern gibt es insgesamt drei 380-kV-Leitungen, zwei in der Regelzone von Tennet und eine zweisystemige in der Regelzone von 50Hertz. Die thermische Übertragungskapazität beträgt 5.727 MVA. Der NTC-Wert bewegt sich in beiden Richtungen zwischen ca. 1.000 MW im Sommer bis knapp über 2.000 MW im Winter.

In Abbildung 3-11 sieht man den Energieaustausch zwischen den beiden Ländern.

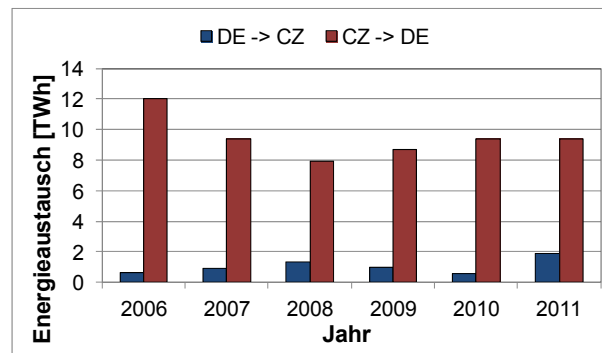


Abbildung 3-11: Energieaustausch zwischen Deutschland und Tschechien 2006–2011.

Ersichtlich ist, dass Deutschland im betrachteten Zeitraum deutlich mehr Energie importiert hat. Die importierte Energiemenge ist üblicherweise größer im Winter als im Sommer. Die Exporte erfolgen in geringen Mengen und überwiegend im Winter zur Spitzenlastzeit.

### 3.1.10 Deutschland – Polen

Die Elektrizitätssysteme von Deutschland und Polen sind durch insgesamt drei Leitungen verbunden, eine zweisystemige 400-kV-, eine zweisystemige 220-kV- und eine 110-kV-Leitung. Die gesamte thermische Übertragungskapazität beträgt 3.447 MVA. Die NTC für den Transport aus Deutschland nach Polen liegt im Sommer bei ca. 800 MW und im Winter ca. 1.200 MW. Für den Transport in die andere Richtung beträgt dieser Wert ungefähr 1.100 MW.

In Abbildung 3-12 sieht man den Energieaustausch für den Zeitraum von 2006 bis 2011.

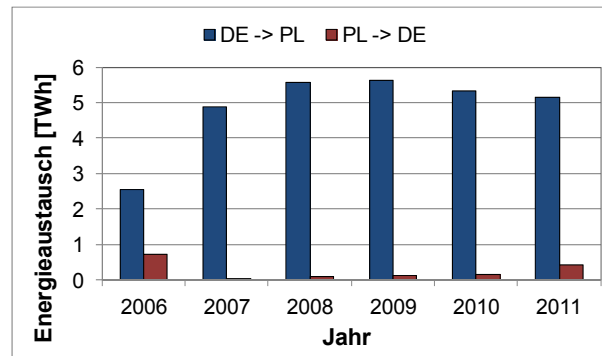


Abbildung 3-12: Energieaustausch zwischen Deutschland und Polen 2006–2011.

Man sieht, dass an dieser Grenze die Transporte meistens aus Deutschland nach Polen erfolgen. Die Energieübertragung in die andere Richtung geht überwiegend im Sommer und bei hoher Last vonstatten.

### 3.1.11 Deutschland – Schweden

Die erste grenzüberschreitende Verbindung zwischen diesen zwei Ländern wurde durch den Bau von „Baltic Cable“-HGÜ-Leitung in 1994 realisiert. Diese Verbindung stellt ein monopoles HGÜ-System mit der Rückleitung über das Meereswasser dar. Die Spannung beträgt 450 kV und die Übertragungskapazität 600 MW. Das norwegische Unternehmen „Statkraft“ besitzt diese Leitung. (ABB, 1994)

In Abbildung 3-13 ist der Energieaustausch zwischen Schweden und Deutschland dargestellt. Es ist keine deutliche Regelmäßigkeit erkennbar. Normalerweise wird Strom bei Spitzenlast in Deutschland importiert und bei Grundlast exportiert.

In Abbildung 3-14 sieht man die Ausfallstatistik der „Baltic Cable“-HGÜ-Leitung. Die Ausfallzeit betrug im Jahr 2011 mehr als 500 Stunden und im Jahr 2009 1.000 Stunden.

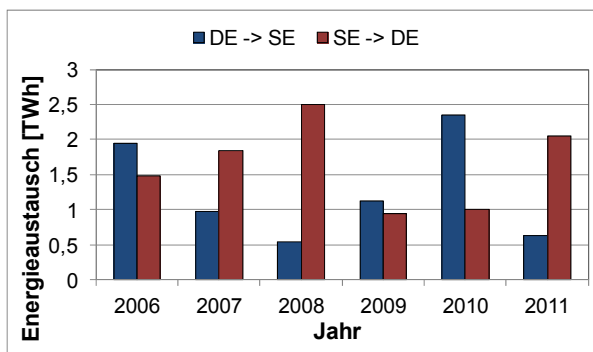


Abbildung 3-13: Energieaustausch zwischen Deutschland und Schweden 2006–2011.

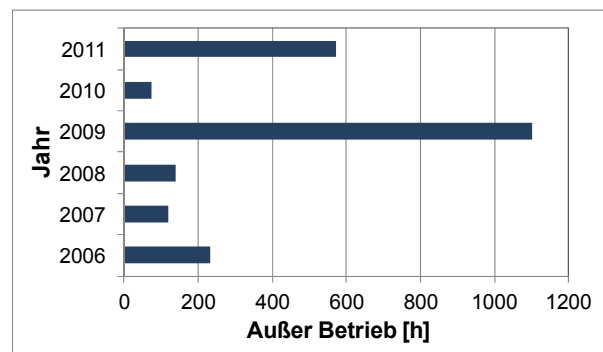


Abbildung 3-14: Ausfallstatistik der „Baltic Cable“-HGÜ-Leitung 2006–2011.

### 3.1.12 Deutschland – Dänemark

Diese Verbindung besteht sowohl aus Wechselstrom- als auch Gleichstromleitungen. In der kontinentaleuropäischen synchronen Zone von Entso-E besteht die Verbindung zwischen Deutschland und dem westlichen Teil von Dänemark aus einer 400-kV-Wechselstromleitung mit zwei Systemen, zwei 220-kV-Leitungen und einer 110-kV-Leitung.

Die HGÜ-Verbindung mit der Nennspannung von 400 kV und Übertragungskapazität von 600 MW führt zum östlichen Teil von Dänemark, welcher sich außerhalb des kontinentalen



Synchronegebiets befindet. Die einpolige Gleichstromleitung wurde in 1996 gebaut und hat eine Länge von 170 km, wobei 50 km davon unter dem Meeresboden verlaufen.

In Abbildung 3-15 sieht man die transportierten Energiemengen zwischen den beiden Ländern im Zeitraum von 2006 bis 2011.

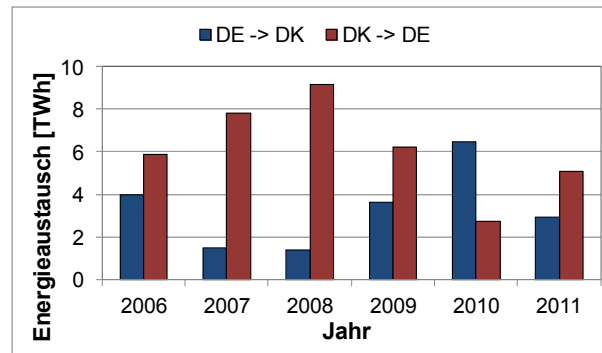


Abbildung 3-15: Energieaustausch zwischen Deutschland und Dänemark 2006–2011.

Man sieht, dass Energietransporte überwiegend von Dänemark nach Deutschland führen. Üblicherweise exportiert Deutschland bei Grundlast und im Winter, während es im Winter und bei Spitzenlast importiert.

### 3.1.13 Deutschland – Niederlande

Die Elektrizitätssysteme dieser beiden Länder sind mit zwei zweisystemigen und einer einsystemigen 400-kV-Leitung verbunden, woraus sich eine sehr hohe thermische Übertragungskapazität von 9.397 MVA ergibt. Durch die begrenzte Kapazität der Transformatoren in den Umspannwerken, die diese Leitungen mit dem Elektrizitätssystem des jeweiligen Landes verbinden, ist die Übertragungskapazität mit 8.633 MVA begrenzt. Der NTC-Wert für diese Grenze liegt im Bereich zwischen ungefähr 3.000 MW und 4.000 MW.

Abbildung 3-16 demonstriert die ausgetauschten Energiemengen zwischen Deutschland und den Niederlanden im Zeitraum zwischen 2006 bis 2011.

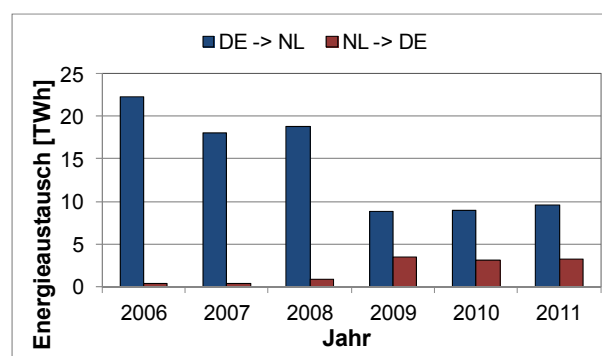


Abbildung 3-16: Energieaustausch zwischen Deutschland und den Niederlanden 2006–2011.

Aus der Abbildung 3-16 geht hervor, dass der Energietransport in den ersten drei Jahren der betrachteten Periode fast ausschließlich aus Deutschland in die Niederlande erfolgte. Ab 2009 veränderte sich dieses Verhältnis: Die aus Deutschland exportierte Energiemenge hat sich fast halbiert, und die Importe sind deutlich gestiegen. Es ist charakteristisch, dass Deutschland mehr Energie im Winter exportiert und die Importe aus den Niederlanden üblicherweise im Sommer bei Spitzenlast erfolgen. In den letzten drei betrachteten Jahren ist diese charakteristische Situation nicht mehr so deutlich erkennbar.

### 3.1.14 Deutschland – Luxemburg

Das Hochspannungsnetz in Luxemburg kann als ein Teil des deutschen Netzes betrachtet werden. Insgesamt sechs Leitungen mit der Nennspannung von 220 kV verbinden diese Länder miteinander. Die installierte thermische Übertragungskapazität beträgt 4.400 MVA, und unter Berücksichtigung der Einschränkungen, die durch die Transformatoren in den Umspannwerken verursacht sind, sinkt sie auf 3.225 MVA.

Für die Energietransporte aus Luxemburg nach Deutschland ist keine realistische Handels-einschränkung festgelegt, während für die umgekehrte Richtung der NTC-Wert ca. 980 MW beträgt. Wenn man dabei die luxemburgische Spitzenlast von ca. 770 MW berücksichtigt, folgt, dass es für die Übertragung elektrischer Energie aus Deutschland nach Luxemburg keine tatsächliche Einschränkung gibt.

In Abbildung 3-1 ist die übertragene elektrische Energie an dieser Grenze im Zeitraum zwischen 2006 und 2011 dargestellt.

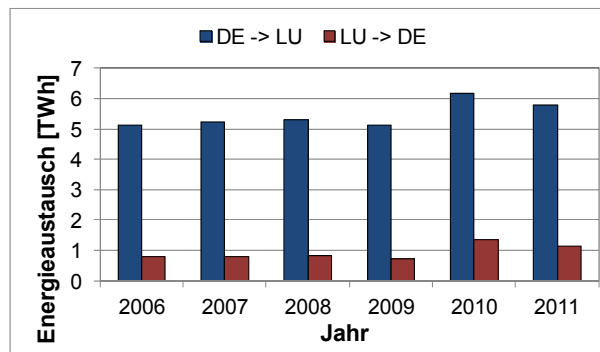


Abbildung 3-17: Energieaustausch zwischen Deutschland und Luxemburg 2006–2011.

Luxemburg importiert fast 90 % der elektrischen Energie aus dem Ausland, überwiegend aus Deutschland. Dies ist auch in der Abbildung 3-17 deutlich zu sehen. Die Exporte aus Luxemburg nach Deutschland beziehen sich auf das Pumpspeicherkraftwerk Vianden.

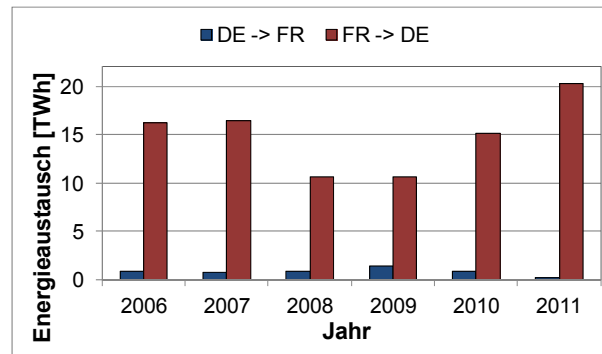
## 3.2 Innere Grenzen der Referenzmodellwelt

In diesem Kapitel werden die grenzüberschreitenden Verbindungen und Energieflüsse zwischen den fünf modellierten Ländern beschrieben. Die Eigenschaften dieser Grenzen werden bei der Auswertung der Simulationsergebnisse herangezogen.

### 3.2.1 Frankreich – Deutschland

Die Verbindung der beiden Elektrizitätssysteme von Frankreich und Deutschland besteht aus einer zweisystemigen, einer einsystemigen 400-kV- und zwei 220-kV-Leitungen. Die installierte Übertragungskapazität beträgt 7.029 MVA. Die NTC-Werte für den Transport aus Frankreich nach Deutschland liegen bei ca. 2.700 MW und für den Transport von Deutschland nach Frankreich bei ca. 3.000 MW.

In Abbildung 3-18 sieht man die ausgetauschten Energiemengen im betrachteten Zeitraum.



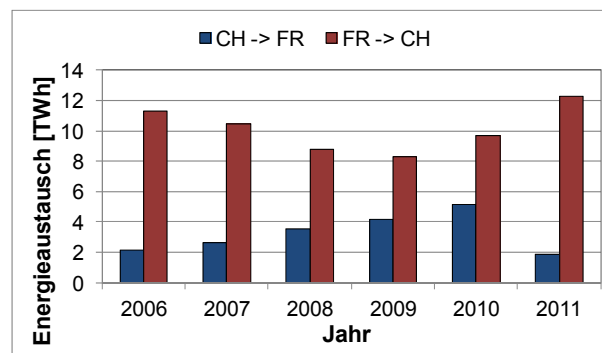
**Abbildung 3-18: Energieaustausch zwischen Deutschland und Frankreich 2006–2011.**

Man erkennt, dass Frankreich deutlich mehr Energie als Deutschland exportiert. Besonders viel hat Frankreich im Jahr 2011 exportiert, nämlich als Folge der Ausschaltung der Kernkraftwerke in Deutschland und der sehr guten Verfügbarkeit der französischen Kernkraftwerke im selben Jahr (CRE, 2011 S. 31). Die geringen Energietransporte, die aus Deutschland nach Frankreich fließen, erfolgen meistens bei Spitzenlast im Winter.

### 3.2.2 Frankreich – Schweiz

Die Hochspannungsnetze von Frankreich und der Schweiz sind mit sechs 400-kV-Leitungen, einer zweisystemigen und drei einsystemigen Leitungen verbunden. Die thermische Übertragungskapazität beträgt 7.335 MVA. Die NTC für Transport aus Frankreich in die Schweiz beträgt ca. 3.000 MW und für die andere Übertragungsrichtung ca. 1.100 MW.

In Abbildung 3-19 sind die Energieflüsse zwischen den beiden Ländern dargestellt.



**Abbildung 3-19: Energieaustausch zwischen Frankreich und der Schweiz 2006–2011.**

Frankreich exportiert deutlich mehr Energie als die Schweiz. Die Energietransporte aus Frankreich erfolgen überwiegend bei Grundlast und aus der Schweiz bei Spitzenlast. Hierbei ist die Rolle des schweizerischen Netzes für die Stromtransite auch von Bedeutung. Diese Transite fließen üblicherweise aus Frankreich, Deutschland und Österreich über die Schweiz nach Italien (Swissgrid, 2011a S. 28). Fast die Hälfte aller Importe und Exporte in und aus der Schweiz stellen diese Transite dar (Swissgrid, 2012d S. 8).

### 3.2.3 Frankreich – Italien

Die grenzüberschreitende Verbindung zwischen Frankreich und Italien besteht aus einer zweisystemigen und einer einsystemigen 400-kV-, einer 220-kV- und einer 110-kV-Leitung. Außerdem hat die französische Insel Korsika keine elektrische Verbindung mit dem französischen, sondern mit dem italienischen Netz, und zwar über eine HGÜ-Verbindung. Die thermische Übertragungsleistung der Leitungen an dieser Grenze beträgt 4.097 MVA. Die HGÜ-Leitung, die die Inseln Sardinien und Korsika mit dem Festland Italiens verbindet, besteht aus zwei Gleichstromkabeln mit einer Nennspannung von 220 kV und einer Gesamtübertragungskapazität von 600 MW.

Der NTC-Wert der HWÜ<sup>19</sup>-Verbindung zwischen den beiden Ländern liegt bei ca. 2.500 MW für den Transport nach Italien und knapp unter 1.000 MW für den Transport nach Frankreich.

Abbildung 3-19 zeigt die ausgetauschte Energie zwischen den beiden Ländern.

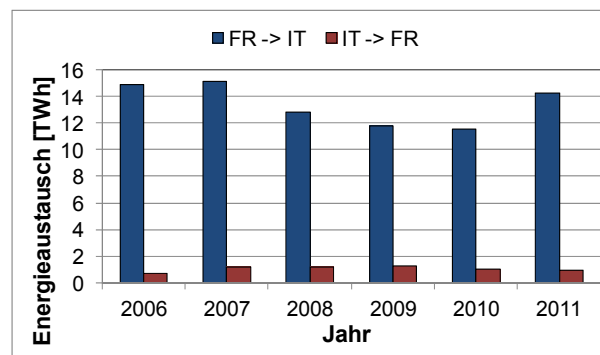


Abbildung 3-20: Energieaustausch zwischen Frankreich und Italien 2006–2011.

Die Energietransporte an der Grenze zwischen dem größten Exporteur und dem größten Importeur in Europa sind, wie erwartet, überwiegend von Frankreich nach Italien ausgerichtet. Frankreich exportiert sehr große Mengen an elektrischer Energie nach Italien. Aufgrund der in Kapitel 2.4.2 geschilderten Problematik der Spitzenlastdeckung in Frankreich und der Tatsache, dass es in Italien ausreichende Erzeugungskapazitäten gibt, erfolgt der Transport in manchen Fällen in der umgekehrten Richtung zu Spitzenlastzeit.

Dabei darf man nicht außer Acht lassen, dass die direkt transportierte Energie zwischen diesen zwei Ländern nicht dem gesamten Austausch entspricht. Ein Teil davon fließt auch über die Schweiz (Swissgrid, 2011a S. 28) sowie eventuell auch über Deutschland und Österreich.

<sup>19</sup> HWÜ – Hochspannungswechselstromübertragung.

### 3.2.4 Schweiz – Italien

Die Elektrizitätssysteme von Italien und der Schweiz sind mit fünf Leitungen mit 400 kV Nennspannung, fünf Leitungen mit 220-kV- und mit einer 110-kV-Leitung verbunden. Die gesamte Übertragungskapazität dieser Leitungen beträgt 7.030 MVA.

In Abbildung 3-21 sieht man, wie groß die ausgetauschte Energiemengen an dieser Grenze in der Periode zwischen 2006 und 2011 waren.

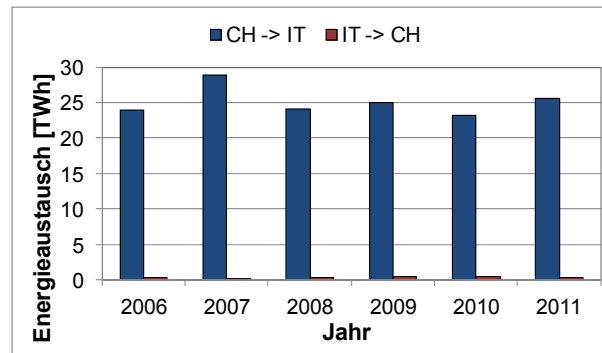


Abbildung 3-21: Energieaustausch zwischen Italien und der Schweiz 2006–2011.

Man erkennt, dass Italien extrem große Energiemengen aus der Schweiz importiert. Die Energietransporte in der umgekehrten Richtung sind sehr gering und passieren überwiegend in Wintermonaten.

Man muss dabei beachten, dass ein bedeutsamer Teil der aus der Schweiz nach Italien transportierten elektrischen Energie die Transporte aus Frankreich, Deutschland und Österreich darstellen. (Swissgrid, 2011a S. 28)

### 3.2.5 Österreich – Italien

Die Hochspannungsnetze von Österreich und Italien sind durch nur eine Leitung mit der Nennspannung von 220 kV und der thermischen Übertragungsleistung von 257 MVA verbunden. Diese Leitung ist in Richtung Italien die meiste Zeit sehr belastet, und die hohe Belastung ist nur mit massivem Engpassmanagement beherrschbar (siehe Abbildung 2-2 in Kapitel 2.1.1) (APG, 2011 S. 9). Aus Italien nach Österreich gibt es fast keine Energieübertragung.

In Abbildung 3-22 sieht man die an dieser Grenze ausgetauschte Energiemengen im Zeitraum zwischen 2006 bis 2011.

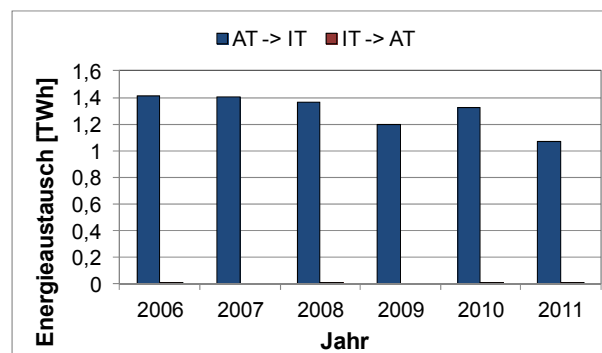


Abbildung 3-22: Energieaustausch zwischen Österreich und Italien 2006–2011.

### 3.2.6 Deutschland – Schweiz

Die Verbindung zwischen den Elektrizitätssystemen von Deutschland und der Schweiz ist sehr gut ausgebaut und besteht aus einer zweisystemigen und fünf einsystemigen 400-kV-Leitungen, zwei zweisystemigen, einer einsystemigen 220-kV- und einer 110-kV-Leitung. Die gesamte Übertragungskapazität beträgt 12.082 MVA. Der NTC-Wert für die Energieübertragung aus Deutschland in die Schweiz liegt im Bereich zwischen 1.500 MW und 2.000 MW, und für die Übertragung in die andere Richtung beträgt dieser Wert zwischen 3.200 MW und 4.400 MW.

In Abbildung 3-23 sind die transportierten Energiemengen an dieser Grenze zu erkennen.

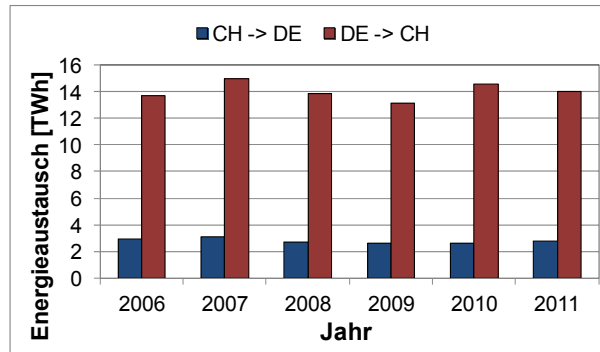


Abbildung 3-23: Energieaustausch zwischen Deutschland und der Schweiz 2006–2011.

Man sieht, dass im betrachteten Zeitraum deutlich mehr Energie aus Deutschland in die Schweiz transportiert wurde. Dabei ist, wie schon angeführt, die Rolle der Schweiz als Transitland für elektrische Energie wichtig (Swissgrid, 2011a S. 28). In der Regel fließt im Winter mehr Energie mit einer höheren Übertragungsleistung bei Grundlast als bei Spitzenlast aus Deutschland in die Schweiz. Aus der Schweiz erfolgen Energietransporte nach Deutschland im Sommer bei Spitzenlast, aber die Energiemenge ist geringer.

### 3.2.7 Österreich – Schweiz

Österreich und die Schweiz sind durch eine 400-kV-Hochspannungsleitung, zwei 220-kV-Leitungen und eine 110-kV-Leitung verbunden. Die thermische Übertragungskapazität beträgt 4.049 MVA. Die NTC für die Übertragung in die Schweiz beträgt ca. 500 MW und nach Österreich ca. 1.000 MW bis 1.200 MW.

In Abbildung 3-24 sieht man den Energieaustausch an dieser Grenze.

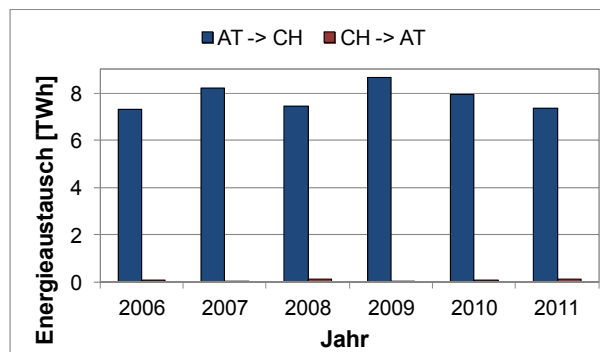


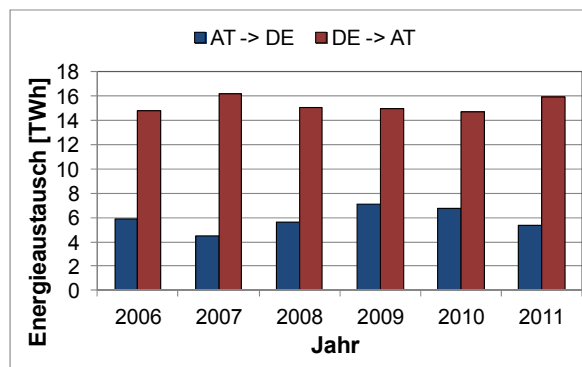
Abbildung 3-24: Energieaustausch zwischen Österreich und der Schweiz 2006–2011.

Es ist ganz deutlich zu sehen, dass Energie fast ausschließlich aus Österreich in die Schweiz übertragen wird. Dabei sind wiederum die zentrale Lage der Schweiz und die Stromtransite über die Schweiz von Bedeutung (Swissgrid, 2011a S. 28).

### 3.2.8 Deutschland – Österreich

Die elektrische Verbindung der österreichischen und deutschen Elektrizitätssysteme besteht aus einer zweiseitigen 400-kV-, einer einseitigen 400-kV-, zwei zweiseitigen 220-kV-, sieben einseitigen 220-kV-Leitungen und 20 Leitungen mit der Nennspannung von 110 kV. Mit insgesamt 11.333 MW installierter Übertragungskapazität ist diese grenzüberschreitende Verbindung eine der stärksten in Europa und stellt keinen Kapazitätsengpass dar, was eine Integration der beiden Märkte ermöglicht (EXXA, 2012 S. 9).

In Abbildung 3-25 sind die Energietransporte zwischen Österreich und Deutschland für den Zeitraum zwischen 2006 und 2011 dargestellt.



**Abbildung 3-25: Energieaustausch zwischen Deutschland und Österreich 2006–2011.**

Aus der Abbildung ist ersichtlich, dass Österreich mehr Energie als Deutschland importiert. Bis 2010 hatte Deutschland in der Regel bei Grundlast exportiert, mehr im Winter als im Sommer. Österreich hatte im gleichen Zeitraum bei Spitzenlast exportiert. In den Jahren 2010 und 2011 war diese Regelmäßigkeit nicht mehr so deutlich ausgeprägt, und die Energietransporte wurden von der Windeinspeisung in Deutschland deutlich beeinflusst.

## 4 Erstellung der Referenzmodellwelt

Die Referenzmodellwelt soll das detaillierte Modell des europäischen Elektrizitätssystems aus ATLANTIS vereinfacht abbilden. In diesem Kapitel werden die Methodik zur Erstellung der Referenzmodellwelt sowie deren Eigenschaften näher beschrieben. Um ein vernetztes und komplexes System zu vereinfachen, müssen Annahmen getroffen werden, die die Merkmale des Modells beeinflussen und bei der weiteren Untersuchung der gewonnenen Simulationsergebnisse auf jeden Fall zu berücksichtigen sind.

Die Erstellung des Referenzmodells erfolgt in mehreren Schritten. Zuerst werden die markanten Netzknoten im Netz der fünf simulierten Länder ausgewählt. Weiter wird das vereinfachte Netz für das Modell unter Berücksichtigung der Vernetzung des realen Übertragungsnetzes modelliert. Bei der Ermittlung des Ersatznetzes im Referenzmodell werden zwei verschiedene Ansätze verfolgt. Diese werden in dieser Arbeit separat in zwei Kapiteln beschrieben. In weiterer Folge werden die Einspeisungen und der Verbrauch den einzelnen Knoten zugeordnet. Damit wäre das Modell der fünf simulierten Länder vervollständigt. Um die Wechselwirkung der modellierten Länder mit den anderen am kontinentaleuropäischen System beteiligten Systemen zu berücksichtigen, werden Randbedingungen eingeführt, die den grenzüberschreitenden Handel an den äußeren Grenzen der Referenzmodellwelt nachbilden.

### 4.1 Netzknoten

Der erste Schritt bei der Erstellung der Referenzmodellwelt ist die Auswahl der wichtigen Netzknoten, die das Grundgerüst des Modells darstellen. Für die Ersatzknoten werden in der Realität vorhandene Knoten ausgewählt, wobei ein Teil des Netzes in jedem dieser Knoten repräsentiert wird, und nicht nur betrachtete reale Knoten. Um die gewünschte Einfachheit des Modells zu erhalten, wird die Anzahl der Knoten für jedes Land auf vier bis fünf begrenzt. An dieser Stelle ist es wichtig zu erwähnen, dass sich alle Daten, die für die Modellierung verwendet werden, auf das Jahr 2011 beziehen, weil für dieses Jahr die umfangreichsten Daten recherchiert werden können.

Bei der Auswahl wird die Struktur des Netzes im jeweiligen Land, aber auch die Verflechtung mit den restlichen Systemen in Europa betrachtet. Weiter wird die Verbraucherstruktur bzw. die Bevölkerungsdichte in bestimmten Regionen berücksichtigt. Die an dieser Stelle ausgewählten Netzknoten werden alle weiteren Schritte der Modellierung beeinflussen und im Wesentlichen die Struktur der Referenzmodellwelt bestimmen.

Im französischen Netz, welches ein starkes und vermaschtes Netz darstellt, werden die Knoten, die sich in der Nähe der großen Städte bzw. Verbrauchszentren befinden, ausgesucht. Es wird darauf geachtet, dass durch diese Knoten auch alle grenzüberschreitenden Verbindungen nachgebildet werden können.

In Deutschland wird eine ähnliche Vorgehensweise verfolgt, wobei hier die spezifische Netzstruktur mit vier Übertragungsnetzbetreibern und den Engpässen an deren Schnittstellen bzw. in Nord-Süd-Richtung berücksichtigt wird.

Beim italienischen Netz ist die Marktstruktur für die Auswahl der Knoten wichtig. Durch den Market-Splitting-Mechanismus werden mehrere Marktzone definiert, abhängig von den Netzengpässen innerhalb des Landes. Für jede Marktzone wird mindestens ein Knoten



definiert, da zwischen diesen Knoten dann, wie in der Realität, ein Engpass angenommen werden kann.

Die Netzstruktur in Österreich eignet sich gut zur Nachbildung in so einer vereinfachten Form, mit insgesamt vier Ersatzknoten. Die Knoten werden so gewählt, dass sowohl das inländische Netz als auch die grenzüberschreitenden Verbindungen modelliert werden können, und dazu werden auch die Verbrauchszentren den Knoten zugeordnet.

Es soll noch der internationale Handel zwischen den in der Referenzmodellwelt nachgebildeten Ländern und deren Nachbarländern als Randbedingung des Modells berücksichtigt werden. Dazu wird für jedes Land außerhalb des Referenzmodells ein Ersatzknoten eingeführt.

In Abbildung 4-1 sieht man die ermittelten Ersatzknoten in der Referenzmodellwelt.

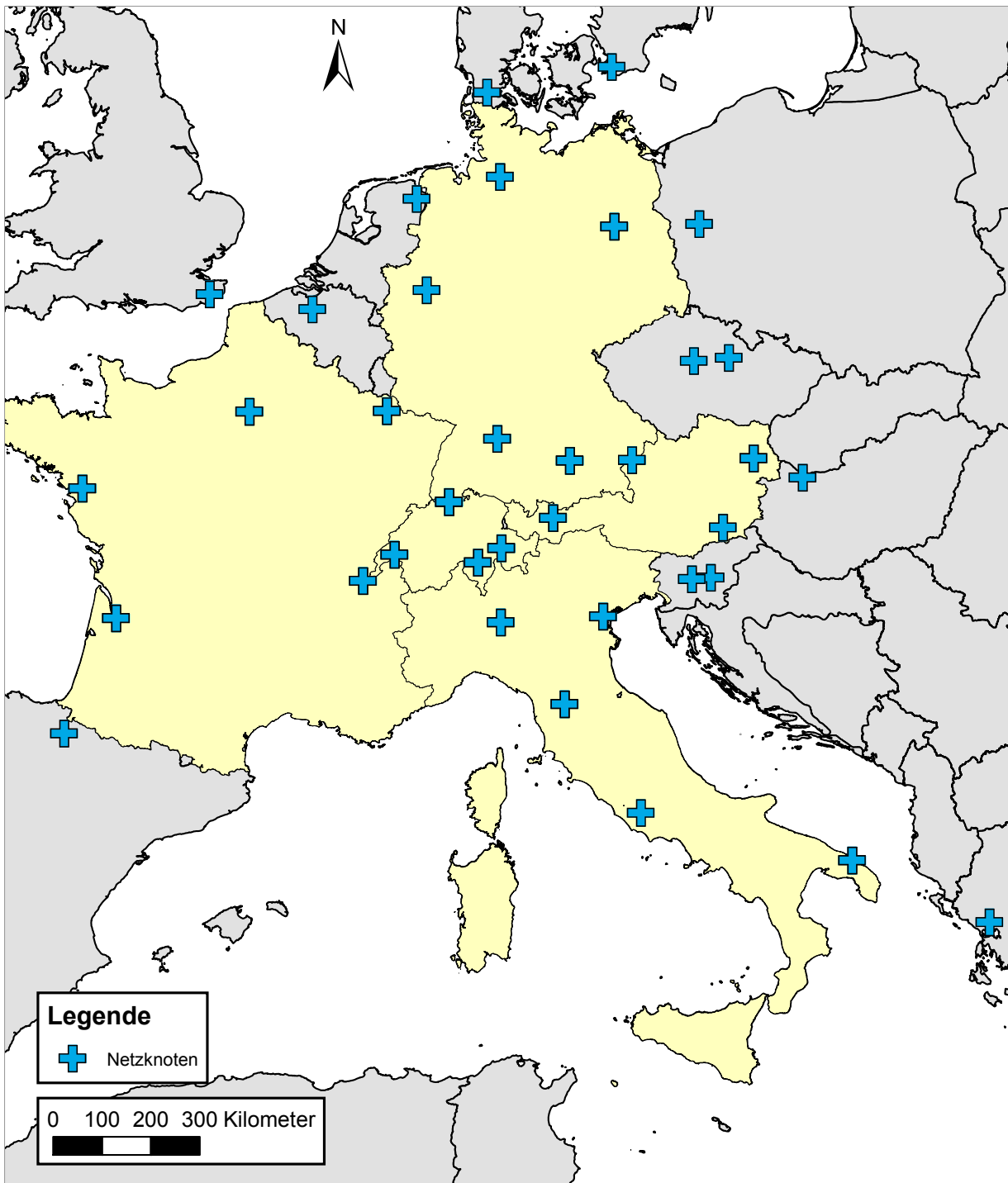


Abbildung 4-1: Ausgewählte Ersatzknoten für die Referenzmodellwelt.

## 4.2 Spannungsebenen

Einige der Ersatzleitungen im Referenzmodell sollen reale Leitungsverbindungen mit der Nennspannung von 220 kV abbilden, und dafür muss diese Spannungsebene auch in die Referenzmodellwelt eingeführt werden. Dies ist aufgrund der Impedanzunterschiede zwischen den 400-kV- und 200-kV-Leitungen und der Leistungsaufteilung auf die einzelnen Leitungen, die durch die Impedanzen dieser Leitungen bestimmt wird, vonnöten. Um dies im Modell zu bewerkstelligen, werden in den betroffenen Knoten zusätzliche Abgänge mit der Nennspannung von 220 kV erstellt und entsprechend der realen Netzstruktur miteinander verbunden. Alle Impedanzen werden auf die 400 kV-Spannungsebene bezogen. Die Umrechnung für die Impedanzen aus der 220 kV-Ebene erfolgt über das Übersetzungsverhältnis gemäß folgender Gleichung:

$$Z_{380\text{kV}} = Z_{220\text{kV}} \cdot \ddot{u}^2 = Z_{220\text{kV}} \cdot \left( \frac{U_1}{U_2} \right)^2 = Z_{220\text{kV}} \cdot \left( \frac{380\text{kV}}{220\text{kV}} \right)^2 \quad (4.1)$$

mit  $Z_{380\text{kV}}$  .....Auf die 380 kV bezogene Leitungsimpedanz einer 220-kV-Leitung  
 $Z_{220\text{kV}}$  ..... Impedanz der 220-kV-Leitung  
 $\ddot{u}$  ..... Übersetzungsverhältnis

## 4.3 Abstraktion des Netzes

In diesem Kapitel wird der erste Ansatz zur Ermittlung des Ersatznetzes erläutert. Dabei wird das bestehende reale Netz durch ein fiktives Netz abstrahiert.

Das Netz beinhaltet die Leitungen, die aus der Analyse der realen Netzstruktur für die einzelnen Länder als bedeutsame Verbindungen zwischen den Ersatzknoten festgelegt sind. Nachdem die Ersatzknoten bestimmt worden sind, werden die Leitungen, die die jeweiligen Knoten oder durch diese Knoten repräsentierte Teile des Netzes miteinander verbinden, betrachtet. Alle andere, in der Realität vorhandenen Knoten werden vernachlässigt, und die Verbindungen direkt zwischen den Ersatzknoten entsprechend der realen Netzstruktur in jedem Land hergestellt.

Zu diesen landesinternen Ersatzleitungen werden entsprechend der Netzstruktur die grenzüberschreitenden Ersatzleitungen ermittelt. Dazu werden die realen grenzüberschreitenden Leitungen durch Ersatzleitungen zwischen den Ersatzknoten nachgebildet. Die Leitungen an den äußeren Grenzen der Referenzmodellwelt werden in einer Leitung pro Grenze zusammengefasst. Diese äußeren grenzüberschreitenden Ersatzleitungen verbinden je ein Ersatzknoten innerhalb der Referenzmodellwelt mit einem Ersatzknoten in einem Land außerhalb der Referenzmodellwelt.

Aus den Leitungen ergibt sich das Ersatznetz für das Modell. Die so gewonnene Struktur des Ersatznetzes ist in Abbildung 4-2 dargestellt.

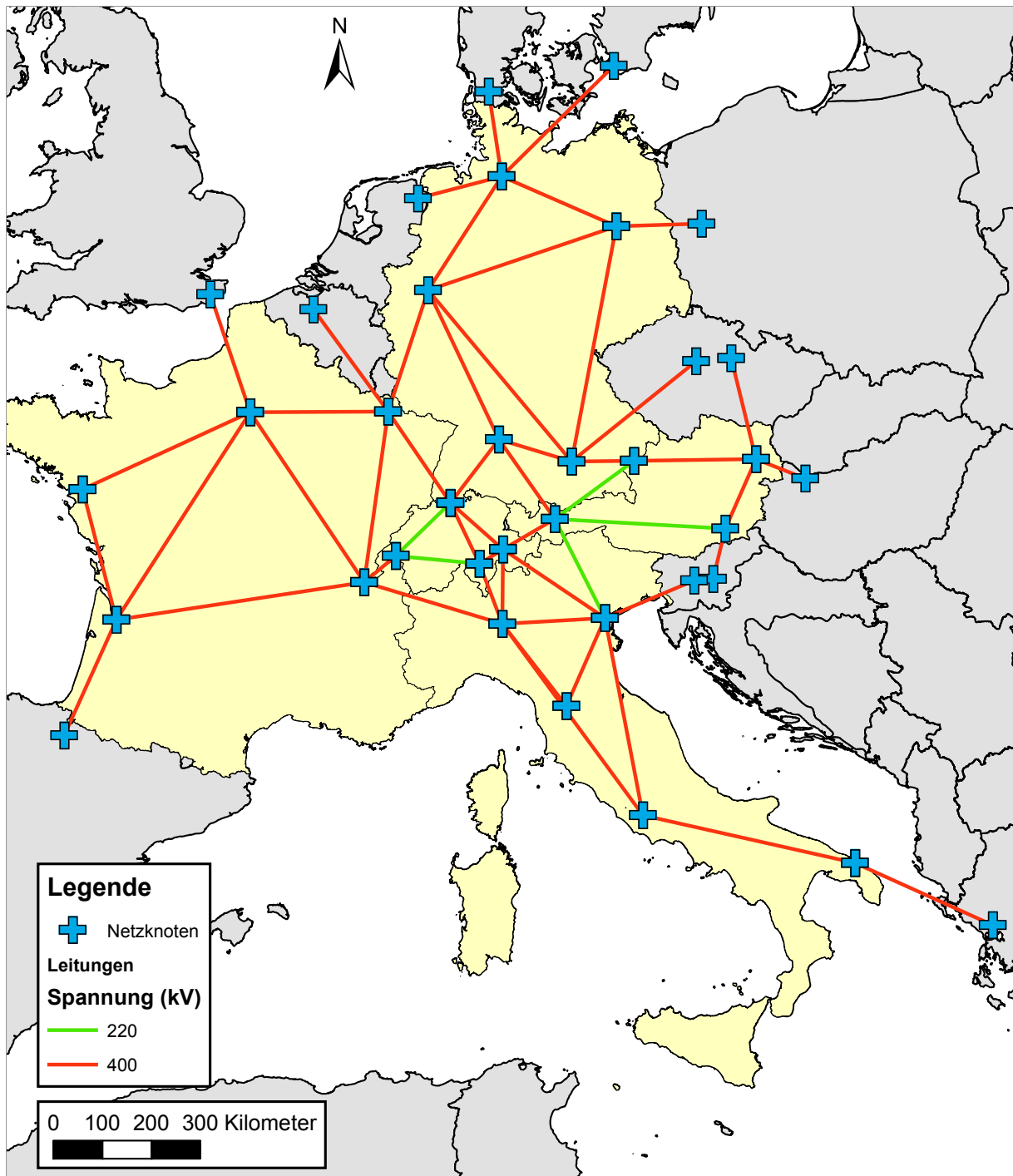


Abbildung 4-2: Das abstrahierte Ersatznetz der Referenzmodellwelt

Im Folgenden wird die Ermittlung der Eigenschaften der Ersatzleitungen für den ersten Ansatz zur Ermittlung des Ersatznetzes im Referenzmodell beschrieben.

### 4.3.1 Leitungslängen

Ein wichtiges Merkmal der elektrischen Leitungen ist auf jeden Fall ihre Länge. Da die Ersatzleitungen im realen europäischen Übertragungsnetz nicht vorhanden sind, muss ihre Länge abgeschätzt werden. Dafür wird mithilfe der Geoinformationssoftware Google Earth™ die geradlinige Entfernung zwischen den Ersatzknoten gemessen. Diese wird in weiterer Folge mit einem Faktor skaliert, um auf die Länge der Ersatzleitung zwischen den beiden Ersatzknoten zu kommen. Dieser Skalierungsfaktor wird durch die Analyse von mehreren realen Leitungen im europäischen System bestimmt. Die tatsächliche Leitungslänge wird aus den recherchierten Daten über die Leitungsbauprojekte in verschiedenen europäischen Ländern gewonnen und mit dem geradlinigen Abstand zwischen den Knoten, die durch diese Leitungen verbunden sind, verglichen. Daraus werden die Skalierungsfaktoren festgelegt. Tabelle 4-1 zeigt die Berechnung des Skalierungsfaktors für Leitungslängen.

**Tabelle 4-1: Bestimmung des Skalierungsfaktors für die Ersatzleitungen (verschiedene Quellen).**

Beispiele	A-B geradlinig [km]	Leitungslänge [km]	Skalierungsfaktor	Mittelwert der Skalierungsfaktoren
Steiermarkleitung UW Rotenturm - UW Kainachtal	73,5	97,8	133%	142,4%
Salzburgleitung UW Salzach - UW Tauern	79	115	146%	
Schweiz UW Chippis - UW Mörel-Filet	40	70	175%	
Niederlande UW Eemshaven - UW Ems	112	160	143%	
Kroatien - Ungarn UW Ernestinovo - UW Pecs	75	86,4	115%	
Mittelwert der Leitungslängen	75,9	105,8	139,5%	

Man sieht, dass die Skalierungsfaktoren der unterschiedlichen Leitungen sehr breit gestreut sind. Dies ist unter anderem durch die geografische Lage bedingt. Die Leitungen in alpinen Regionen, in der Schweiz und Österreich weisen deutlich größere Skalierungsfaktoren als diejenigen im Flachland auf, wie z.B. die Leitung zwischen Kroatien und Ungarn. Weiter kann die Bevölkerungsdichte in der gegebenen Region die Leitungslänge beeinflussen.

Die Berechnung ergibt zwei unterschiedliche Werte für den Skalierungsfaktor. Der größere Faktor (142,4 %) ergibt sich als Mittelwert der einzelnen Skalierungsfaktoren der betrachteten Leitungen. Der andere Wert (139,5 %) ergibt sich als Verhältnis zwischen dem Mittelwert der geradlinigen Abstände von 76 km und dem Mittelwert der Leitungslängen von 105,8 km. Bei der Modellierung wird ein gerundeter Skalierungsfaktor von 140 % verwendet.

Wenn man jetzt mittels dieses Verfahrens die Leitungslängen der Ersatzleitungen bestimmt, fallen sie zu lang aus, mit den Längen einzelner Leitungen bis zu 700 km. Wegen der Spannungsstabilitätsprobleme (Renner, 2010 S. 56), die sich bei sehr langen Leitungen ergeben können, werden um den Faktor zehn kürzere Leitungslängen in der Referenzmodellwelt eingesetzt.

### 4.3.2 Leitungsimpedanzen

Bei der Ermittlung der Leitungsimpedanzen werden in diesem Fall für die 400-kV-Leitungen die typischen Werte für die Leitungsbeläge einer zweisystemigen Leitung mit einem Bündelleiter eingesetzt. Für die 220-kV-Leitungen werden, abhängig von der Ausführung der realen 220-kV-Leitung<sup>20</sup>, die abgebildet werden soll, entweder die Leitungsbeläge einer 220-kV-Leitung mit oder ohne Bündelleiter verwendet. Diese Werte werden unterschiedlichen Literaturquellen entnommen, z.B. (Renner, 2010 S. 9), (Oswald, 2007 S. 12) und (Leprich, et al., 2011 S. 24). Durch Multiplikation der Beläge mit den ermittelten Leitungslängen werden die Impedanzen der Ersatzleitungen berechnet. Dies erfolgt entsprechend der folgenden Formel:

$$\underline{Z} = \underline{Z}' \cdot l \quad (4.2)$$

Mit:  $\underline{Z}$  ..... Leitungsimpedanz  
 $\underline{Z}'$  ..... Impedanzbelag  
 $l$  ..... Leitungslänge

## 4.4 Netzreduktion

Beim zweiten Ansatz zur Ermittlung der Struktur und Leitungsimpedanzen des Ersatznetzes wird der Algorithmus zur Netzreduktion durch Umrechnung der Knotenadmittanzmatrix des detaillierteren Netzes in die Knotenadmittanzmatrix des Ersatznetzes angewendet.

### 4.4.1 Knotenadmittanzmatrix

Als Erstes soll die Knotenadmittanzmatrix des vollständigen Netzes bestimmt werden. Dafür werden die Daten aus der ATLANTIS-Datenbank herangezogen. Die Datenbankeinträge für jede einzelne im detaillierten ATLANTIS-Modell nachgebildete Leitung und für jeden Transformator enthalten jeweils den Leitungswirk- und Blindwiderstand. Damit ist die Zweigimpedanz jeder Verbindung bestimmt. Daraus wird die Zweigimpedanzmatrix, wie im folgenden einfachen Beispiel gezeigt, aufgestellt:

$$\bar{\underline{Z}} = \begin{bmatrix} \bar{\underline{Z}}_{11} & \bar{\underline{Z}}_{12} & \bar{\underline{Z}}_{13} \\ \bar{\underline{Z}}_{21} & \bar{\underline{Z}}_{22} & \bar{\underline{Z}}_{23} \\ \bar{\underline{Z}}_{31} & \bar{\underline{Z}}_{31} & \bar{\underline{Z}}_{33} \end{bmatrix} \quad (4.3)$$

mit:  $\bar{\underline{Z}}_{ab}$  ..... Zweigimpedanzen zwischen den Knoten **a** und **b**

Daraus wird die Zweigadmittanzmatrix wie folgt berechnet:

<sup>20</sup> Jeweils in Abhängigkeit davon, ob es sich um eine mit 220 kV betriebene 400-kV-Leitung, eine „überschwere“ 220-kV-Leitung oder eine normale 220-kV-Leitung handelt.

$$\underline{\bar{Y}} = \begin{bmatrix} \underline{\bar{Y}}_{11} & \underline{\bar{Y}}_{12} & \underline{\bar{Y}}_{13} \\ \underline{\bar{Y}}_{21} & \underline{\bar{Y}}_{22} & \underline{\bar{Y}}_{23} \\ \underline{\bar{Y}}_{31} & \underline{\bar{Y}}_{31} & \underline{\bar{Y}}_{33} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{1}{\underline{Z}_{11}} & \frac{1}{\underline{Z}_{12}} & \frac{1}{\underline{Z}_{13}} \\ \frac{1}{\underline{Z}_{21}} & \frac{1}{\underline{Z}_{22}} & \frac{1}{\underline{Z}_{23}} \\ \frac{1}{\underline{Z}_{31}} & \frac{1}{\underline{Z}_{32}} & \frac{1}{\underline{Z}_{21}} \end{bmatrix} \quad (4.4)$$

mit  $\underline{\bar{Y}}_{ab}$  .....Zweigadmittanzen zwischen den Knoten  $a$  und  $b$

Die Knotenadmittanzmatrix, die für das Netzreduktionsalgorithmus benötigt wird, errechnet sich nach folgender Vorschrift in allgemeiner Form: (Fickert, 2008 S. 60)

$$\underline{Y}_{ii} = \sum_{j=1}^n \underline{\bar{Y}}_{ij} \quad (4.5)$$

$$\underline{Y}_{ij} = -\underline{\bar{Y}}_{ij} \quad (4.6)$$

mit  $\underline{Y}_{ab}$  .....Knotenadmittanzen

Angewendet auf das obige Beispiel, erfolgt die Berechnung der Knotenadmittanzmatrix folgendermaßen:

$$\underline{Y} = \begin{bmatrix} \underline{Y}_{11} & \underline{Y}_{12} & \underline{Y}_{13} \\ \underline{Y}_{21} & \underline{Y}_{22} & \underline{Y}_{23} \\ \underline{Y}_{31} & \underline{Y}_{32} & \underline{Y}_{33} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{\bar{Y}}_{12} + \underline{\bar{Y}}_{13} & -\underline{\bar{Y}}_{12} & -\underline{\bar{Y}}_{13} \\ -\underline{\bar{Y}}_{12} & \underline{\bar{Y}}_{12} + \underline{\bar{Y}}_{23} & -\underline{\bar{Y}}_{23} \\ -\underline{\bar{Y}}_{13} & -\underline{\bar{Y}}_{32} & \underline{\bar{Y}}_{13} + \underline{\bar{Y}}_{23} \end{bmatrix} \quad (4.7)$$

Wenn die Knotenadmittanzmatrix des gesamten europäischen Netzes vorliegt, kann das Reduktionsverfahren angewendet werden.

#### 4.4.2 Netzreduktionsverfahren

In diesem Kapitel wird das verwendete Netzreduktionsverfahren an einem einfachen Beispiel (Kundur, 1993 S. 268–269) erläutert. In Abbildung 4-3 ist das vollständige Netz dargestellt, mit drei definierten Netzgebieten, den verbleibenden Knoten, die nach der Reduktion noch immer genau abgebildet bleiben, den Grenzknoten und den zu reduzierenden Knoten.

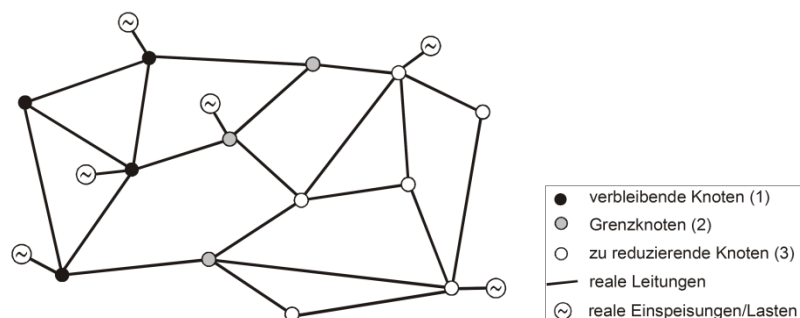


Abbildung 4-3: Das vollständige Netz. Quelle: (Renner, 2010 S. 43).

Die Netzreduktion benötigt die Betrachtung der Knotenströme und Knotenspannungen. Die einzelnen Ströme und Spannungen beziehen sich jeweils auf einen der drei Teile des Netzes.

$$\begin{pmatrix} \underline{I}_1 \\ \underline{I}_2 \\ \underline{I}_3 \end{pmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Y}_{11} & \underline{Y}_{12} & 0 \\ \underline{Y}_{21} & \underline{Y}_{22} & \underline{Y}_{23} \\ 0 & \underline{Y}_{32} & \underline{Y}_{33} \end{bmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \underline{U}_1 \\ \underline{U}_2 \\ \underline{U}_3 \end{pmatrix} \quad (4.8)$$

mit  $\underline{I}_a$  .....Einspeisungen/Lasten bzw. Ströme in den einzelnen Knoten  
 $\underline{U}_a$  .....Knotenspannungen

Die Knotenströme, Admittanzen und Spannungen der verbleibenden Knoten stehen in der ersten Zeile, die Grenzknoten in der zweiten Zeile und die zu reduzierenden Knoten in der dritten Zeile. Die Matrixelemente  $\underline{Y}_{13}$  und  $\underline{Y}_{31}$  sind gleich null, weil die Netzgebiete der verbleibenden Knoten und der zu reduzierenden Knoten in diesem Beispiel nicht miteinander verbunden sind. In weiterer Folge wird die Spannung  $\underline{U}_3$  über die restlichen Spannungen und Ströme ausgedrückt.

$$\underline{I}_3 = \underline{Y}_{32} \cdot \underline{U}_2 + \underline{Y}_{33} \cdot \underline{U}_3 \quad (4.9)$$

$$\underline{U}_3 = \underline{Y}_{33}^{-1} \cdot \underline{I}_3 - \underline{Y}_{33}^{-1} \cdot \underline{Y}_{32} \cdot \underline{U}_2 \quad (4.10)$$

Weiter wird die Spannung  $\underline{U}_3$  in die Gleichung für die Einspeisungen der Grenzknoten eingesetzt:

$$\underline{I}_2 = \underline{Y}_{21} \cdot \underline{U}_1 + \underline{Y}_{22} \cdot \underline{U}_2 + \underline{Y}_{23} \cdot \underline{U}_3 = \underline{Y}_{21} \cdot \underline{U}_1 + \underline{Y}_{22} \cdot \underline{U}_2 + \underline{Y}_{23} \cdot (\underline{Y}_{33}^{-1} \cdot \underline{I}_3 - \underline{Y}_{33}^{-1} \cdot \underline{Y}_{32} \cdot \underline{U}_2) \quad (4.11)$$

$$\underline{I}_2 - \underline{Y}_{23} \cdot \underline{Y}_{33}^{-1} \cdot \underline{I}_3 = \underline{Y}_{21} \cdot \underline{U}_1 + (\underline{Y}_{22} - \underline{Y}_{23} \cdot \underline{Y}_{33}^{-1} \cdot \underline{Y}_{32}) \cdot \underline{U}_2 \quad (4.12)$$

Die Gleichung 4.9 stellt die Spannungsgleichung für die Ersatzknoten dar. In Matrixschreibweise ergibt sich Folgendes:

$$\text{wenn } \underline{I}_2 - \underline{Y}_{23} \cdot \underline{Y}_{33}^{-1} \cdot \underline{I}_3 = \underline{I}'_2 \quad \text{bzw.} \quad \underline{Y}_{22} - \underline{Y}_{23} \cdot \underline{Y}_{33}^{-1} \cdot \underline{Y}_{32} = \underline{Y}'_{22} \quad (4.13)$$

$$\begin{pmatrix} \underline{I}_1 \\ \underline{I}'_2 \end{pmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Y}_{11} & \underline{Y}_{12} \\ \underline{Y}_{21} & \underline{Y}'_{22} \end{bmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \underline{U}_1 \\ \underline{U}_2 \end{pmatrix} \quad (4.14)$$

mit  $\underline{I}'_2$  .....Ströme in den Ersatzknoten  
 $\underline{Y}'_{22}$  .....Admittanzen des Ersatznetzes

Daraus ergibt sich die Knotenadmittanzmatrix des reduzierten Netzes. Die Gleichungen für den Teil des Netzes, das noch immer gleich abgebildet ist, bleiben unverändert. Die reduzierten Knoten und die Grenzknoten werden durch die Ersatzknoten repräsentiert.

In Abbildung 4-4 sieht man das Ersatznetz nach der Reduktion. Es besteht aus dem verbleibenden, noch immer gleich abgebildeten Teil des Netzes mit realen Strömen und den Ersatzknoten mit Ersatzströmen (Strömen in den Ersatzknoten), die sowohl die Grenzknoten als auch die reduzierten Knoten darstellen.



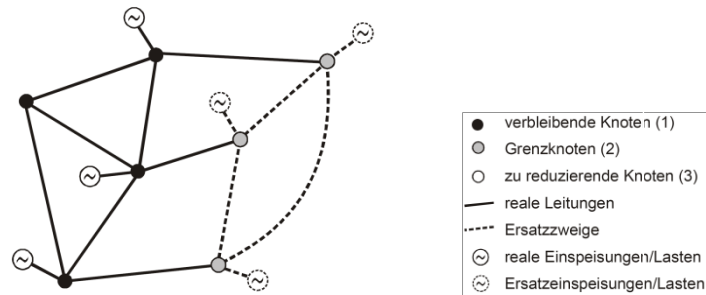


Abbildung 4-4: Das reduzierte Netz. Quelle: (Renner, 2010 S. 43).

#### 4.4.3 Anpassung des Netzreduktionsverfahrens

Für die Anwendung des oben beschriebenen Verfahrens auf das kontinentaleuropäische Übertragungsnetz muss der allgemeine Fall betrachtet werden, in dem die Möglichkeit berücksichtigt wird, dass die erste Gruppe der Knoten bzw. die verbleibenden Knoten mit der dritten Gruppe bzw. den zu reduzierenden Knoten durch Leitungen verbunden ist. Aus diesem Grund dürfen die Elemente  $\underline{Y}_{13}$  und  $\underline{Y}_{31}$  in der Knotenadmittanzmatrix nicht auf null gesetzt werden.

Aufgrund der Tatsache, dass das gesamte Netz auf eine geringe Anzahl der Ersatzknoten reduziert werden soll und dass überhaupt kein Teil des Netzes genau gleich abgebildet wird bzw. nach der Reduktion keine „verbleibenden Knoten“ mehr existieren, erhält die Knotenadmittanzmatrix des vollständigen Netzes eine einfachere Form und kann folgendermaßen beschrieben werden:

$$\begin{pmatrix} \underline{I}_1 \\ \underline{I}_2 \end{pmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Y}_{11} & \underline{Y}_{12} \\ \underline{Y}_{21} & \underline{Y}_{22} \end{bmatrix} \begin{pmatrix} \underline{U}_1 \\ \underline{U}_2 \end{pmatrix} \quad (4.15)$$

Dabei stellen die einzelnen Spannungen und Ströme keine Skalare, sondern Vektoren dar, und die Elemente der Knotenadmittanzmatrix stellen Teilmatrizen der gesamten Matrix dar.

Die Struktur des vollständigen Netzes entspricht dem in Abbildung 4-5 dargestellten Beispielnetzwerk. Daraus ist ersichtlich, dass jetzt nur die ausgewählten Ersatzknoten und die zu eliminierende Knoten vorhanden sind.

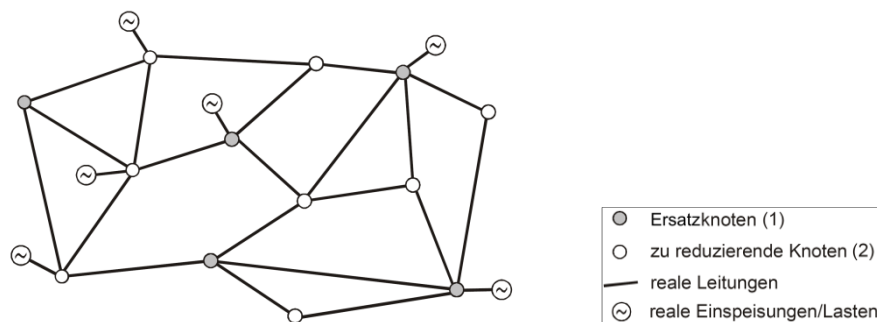


Abbildung 4-5: Die Struktur des vollständigen Netzes mit den ausgewählten Ersatzknoten und den zu eliminierenden Knoten.

In weiterer Folge wird die Spannung  $\underline{U}_2$  über die Spannung  $\underline{U}_1$  ausgedrückt und in die Gleichung für den Strom  $\underline{I}_1$  eingesetzt.

$$\underline{U}_2 = \underline{Y}_{22}^{-1} \cdot \underline{I}_2 - \underline{Y}_{22}^{-1} \cdot \underline{Y}_{21} \cdot \underline{U}_1 \quad (4.16)$$

$$\underline{I}_1 = \underline{Y}_{11} \cdot \underline{U}_1 + \underline{Y}_{12} \cdot \underline{Y}_{22}^{-1} \cdot \underline{I}_2 - \underline{Y}_{12} \cdot \underline{Y}_{22}^{-1} \cdot \underline{Y}_{21} \cdot \underline{U}_1 \quad (4.17)$$

Wenn man die Ströme über die Spannungen ausdrückt, bekommt man den folgenden Ausdruck:

$$\underline{I}_1 - \underline{Y}_{12} \cdot \underline{Y}_{22}^{-1} \cdot \underline{I}_2 = (\underline{Y}_{11} - \underline{Y}_{12} \cdot \underline{Y}_{22}^{-1} \cdot \underline{Y}_{21}) \cdot \underline{U}_1 \quad (4.18)$$

Es gilt:

$$\underline{I}'_1 = \underline{Y}' \cdot \underline{U}_1 \quad (4.19)$$

mit  $\underline{Y}'$  ..... Knotenadmittanzmatrix des reduzierten Netzes  
 $\underline{I}'_1$  ..... Ströme in den Ersatzknoten

Daraus ergibt sich die Formel zur Berechnung der Knotenadmittanzmatrix des reduzierten Netzes:

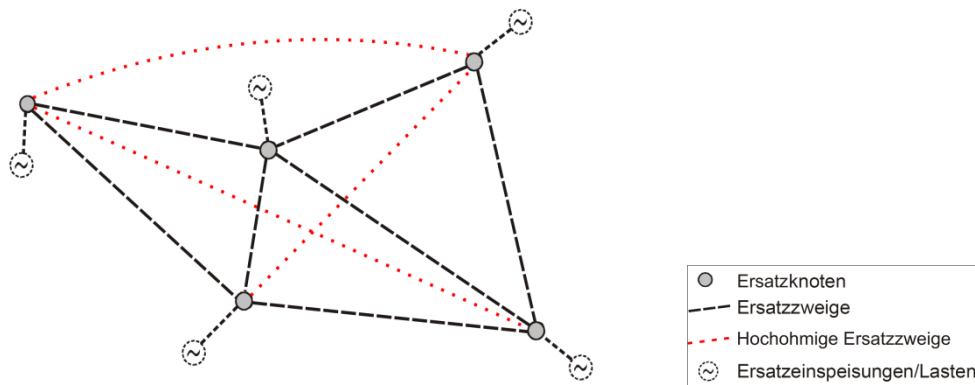
$$\underline{Y}' = \underline{Y}_{11} - \underline{Y}_{12} \cdot \underline{Y}_{22}^{-1} \cdot \underline{Y}_{21} \quad (4.20)$$

Aufgrund der Tatsache, dass die Ströme oder Ersatzströme im Ausdruck für die Ersatzknotenadmittanzmatrix nicht vorkommen, können die gewonnenen Admittanzen für das Ersatznetz ohne Berücksichtigung der Ersatzströme verwendet werden.

Aus der reduzierten Knotenadmittanzmatrix wird im nächsten Schritt die Zweigadmittanz- und in weiterer Folge die Zweigimpedanzmatrix berechnet.

$$\begin{aligned} \overline{\underline{Y}}'_{ii} &= 0 & \overline{\underline{Z}}'_{ij} &= \frac{1}{\underline{Y}'_{ij}} \\ \overline{\underline{Y}}'_{ii} &= -\underline{Y}'_{ii} \end{aligned} \quad (4.21)$$

In Abbildung 4-6 ist die Struktur des gewonnenen reduzierten Netzes dargestellt. Eine wichtige Eigenschaft des Reduktionsmechanismus ist, dass im Ersatznetz jeder Ersatzknoten mit jedem anderen verbunden ist. Dadurch, dass eine Ersatzadmittanz bzw. Ersatzimpedanz zwischen zwei Knoten besteht, die sich aber sehr weit voneinander befinden, werden einige von diesen Verbindungen relativ hochohmig. Diese hochohmigen Ersatzleitungen sind in Abbildung 4-6 als rote Strichlinien dargestellt. Nachdem sie keinen besonders großen Einfluss auf den Lastfluss haben, können sie bei einem derart vereinfachten Modell ab einer gewissen Impedanz vernachlässigt werden.

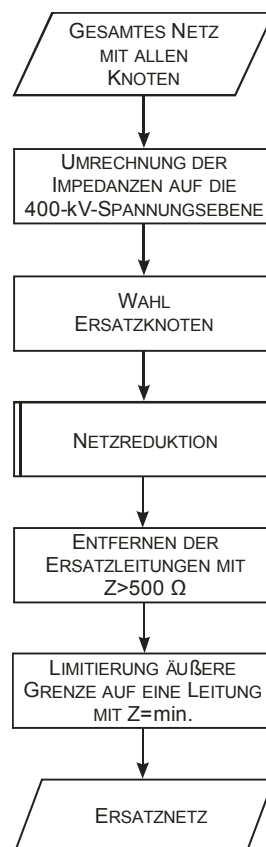


**Abbildung 4-6: Die Struktur des reduzierten Netzes mit den Ersatzknoten, Ersatzeinspeisungen und Ersatzleitungen.**

#### 4.4.4 Reduktion des Netzes aus ATLANTIS

Die Umsetzung der oben beschriebenen Netzreduktion erfolgt mit dem Softwarepaket MATLAB. Diese ist aufgrund der Fähigkeit, mathematische Operationen mit Matrizen einfach und schnell umzusetzen, für diese Anwendung gut geeignet. Die Berechnungen in MATLAB erfolgen numerisch. Zusätzlich wird Microsoft EXCEL verwendet.

In Abbildung 4-7 ist das Flussdiagramm für das verwendete Netzreduktionsverfahren dargestellt.



**Abbildung 4-7: Das Flussdiagramm des Netzreduktionsalgorithmus**

Der aktuelle Datensatz über die Leitungen und Knoten aus ATLANTIS liegt in Form einer Microsoft-Excel-Tabelle vor. Durch Filterung der Daten wird der Stand vom 31.12.2011

ermittelt. Die Liste mit den einzelnen realen Knoten wird so sortiert, dass die Ersatzknoten im ersten Teil der Liste angeführt sind und die zu reduzierende Knoten im zweiten Teil.

Aus der Liste der Leitungen werden die Leitungs- und Transformatorimpedanzen in MATLAB eingelesen. Vor der Netzreduktion müssen die Impedanzen aller Netzelemente auf die gleiche Spannungsebene bezogen werden. Dafür werden die Impedanzen der 110-kV- und 220-kV-Leitungen, sowie der 220/110-kV-Transformatoren<sup>21</sup> auf 400 kV bezogen und mittels Übersetzungsverhältnis umgerechnet, analog zu Kapitel 4.2. Die Liste mit den Impedanzen wird in weiterer Folge in die Zweigimpedanzmatrix umgeformt, und daraus wird die Zweigadmittanzmatrix berechnet. Die Erstellung der Knotenadmittanzmatrix erfolgt wie in den Formeln 4.3 und 4.4 angegeben. Anhand der Aufteilung der Knoten nach Ersatzknoten und die zu reduzierende Knoten erfolgt an dieser Stelle auch die Bestimmung der Teilmatrizen in der gesamten Knotenadmittanzmatrix. Auf die gewonnene Knotenadmittanzmatrix kann nun das Netzreduktionsverfahren angewendet werden.

Die Reduktion muss iterativ erfolgen, wobei in jedem Schritt ein Knoten bzw. eine Zeile und eine Spalte der Knotenadmittanzmatrix reduziert werden. Dies ist erforderlich, weil bei der direkten Umsetzung der Formel 4.17 die zu invertierende Teilmatrix  $\underline{Y}_{22}$  für die Berechnung annähernd singulär wird. Dies passiert aufgrund der sehr kleinen Zahlen, die sich bei der Inversion ergeben und die außerhalb des Zahlenbereichs von MATLAB liegen. Ansonsten würde nämlich die Berechnung unmöglich gemacht oder verfälschten Ergebnisse erhalten werden.

Um die Berechnung der Ersatzknotenadmittanzmatrix zu ermöglichen, wird der Realteil der Impedanz bzw. der Leitungswirkwiderstand vernachlässigt. Ohne diese Vereinfachung kann die Inversion der Matrix  $\underline{Y}_{22}$  nicht durchgeführt werden, da es zum oben beschriebenen Effekt kommt, bei dem der Zahlenbereich von MATLAB überschritten wird. Diese Vereinfachung wird deshalb in einem derart vereinfachenden Modellierungsansatz als zulässig angenommen, weil die Leitungsimpedanzen im Übertragungsnetz durch den induktiven Leitungsblindwiderstand maßgeblich bestimmt werden.

Nach der Bestimmung der Ersatzknotenadmittanzmatrix  $\underline{Y}'$  wird daraus die Ersatzzweigadmittanzmatrix und in weiterer Folge die Ersatzzweigimpedanzmatrix bestimmt.

Danach erfolgt die Eliminierung der hochohmigen Ersatzleitungen. Dafür wird eine Obergrenze für die Zweigimpedanzen auf 500  $\Omega$  gesetzt, wodurch unrealistische Leitungen entfernt werden und eine bessere Übersichtlichkeit gewonnen wird.

Die verbleibenden Ersatzleitungen werden in einer Liste zusammengefasst und in Form einer Excel-Tabelle ausgegeben. Diese Liste stellt schließlich das Ersatznetz der Referenzmodellwelt dar.

Eine weitere Vereinfachung, die getroffen werden muss, ist, dass für die äußeren Grenzen der Referenzmodellwelt nur eine grenzüberschreitende Leitung angenommen wird. Dies ist deswegen nötig, weil der in dieser Arbeit angewendete Ansatz zur Modellierung der Randbedingungen für die äußeren Grenzen nur eine Verbindung pro Land erfordert bzw. zulässt (siehe Kapitel 4.8.2).

---

<sup>21</sup> Die Impedanzen der 400/220-kV- und 400/110-kV-Transformatoren sind in der ATLANTIS-Datenbank bereits auf die Primärseite, bzw. 400-kV-Spannungsebene bezogen.

Die genannten Vereinfachungen ergeben die Netzstruktur des Ersatznetzes, die in Abbildung 4-8 zu sehen ist.

Durch die oben beschriebene Vereinfachung der äußeren Grenzen der Referenzmodellwelt werden für die Randbedingungen Stichverbindungen erstellt, die Ringflüsse über die grenzüberschreitenden Leitungen vermeiden. Diese Ringflüsse werden im grenzüberschreitenden Handel (siehe Kapitel 3.1) berücksichtigt, sobald sie über mehrere Länder der Referenzmodellwelt fließen. Ein Beispiel ist der Ringfluss aus dem Norden Deutschlands über Polen und Tschechien in den Süden von Deutschland (Stigler, et al., 2012 S. 50). Diese Energie ist in den Energieaustauschbilanzen zwischen Deutschland und Polen und zwischen Tschechien und Deutschland eingeschlossen. Die Ringflüsse, die nur über ein Land außerhalb der Referenzmodellwelt fließen, können in diesem Modellierungsansatz nicht nachgebildet werden. Ein Beispiel wäre der Ringfluss, der aus dem Norden Deutschlands in die Niederlande fließt und sich wieder südlich über das niederländische Netz schließt (Stigler, et al., 2012 S. 50).

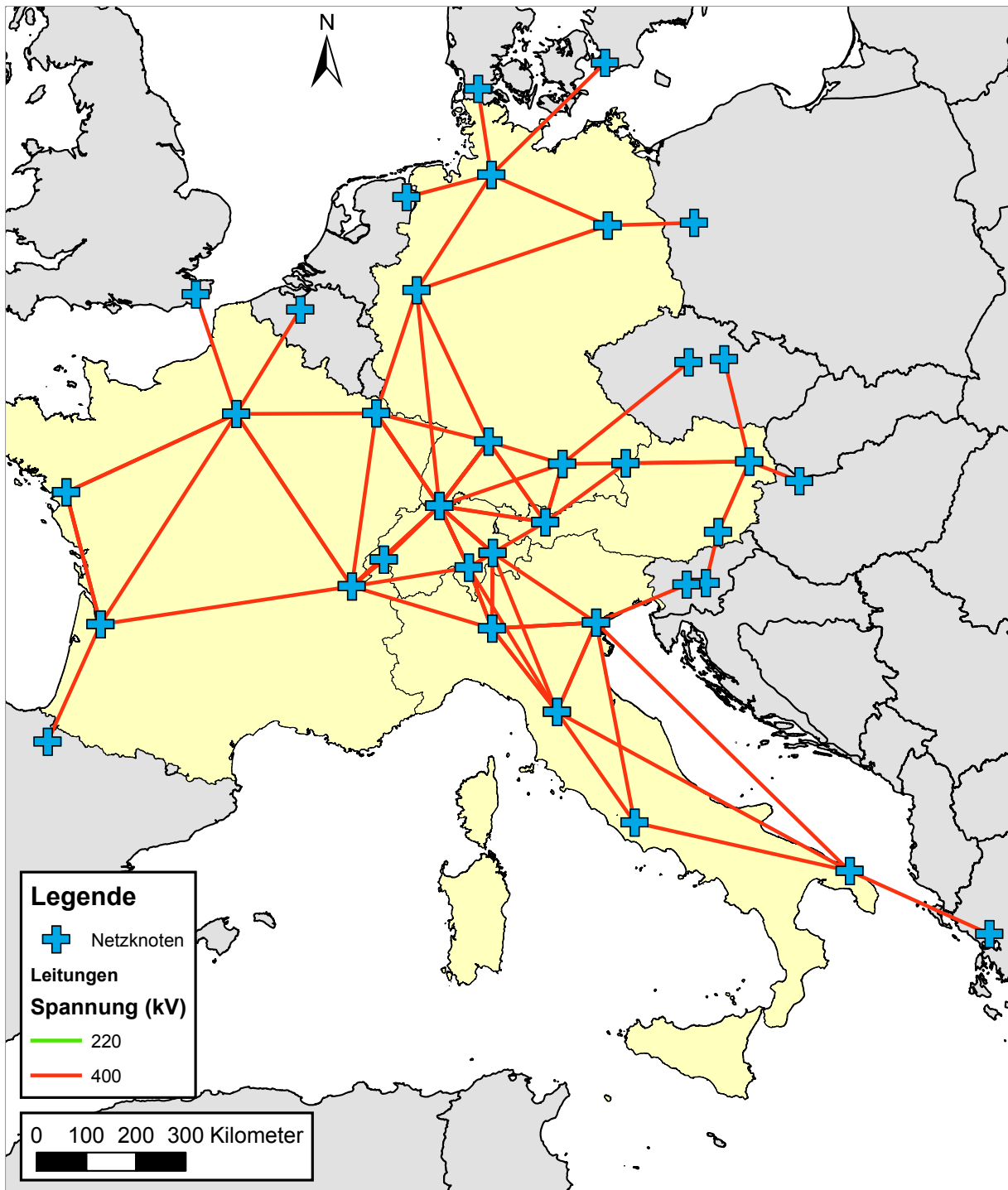


Abbildung 4-8: Das reduzierte Netz für die Referenzmodellwelt

## 4.5 Vergleich der zwei ermittelten Netzstrukturen

In Abbildung 4-9 sind die zwei ermittelten Netzstrukturen für das Ersatznetz in der Referenzmodellwelt überlappend dargestellt. Durch diese Darstellung ist ein Vergleich der durch zwei unterschiedliche Ansätze erhaltenen Netze möglich. Es ist erkennbar, dass die beiden Netzstrukturen im Wesentlichen relativ gut miteinander übereinstimmen. Besonders das französische Netz wird in beiden Ansätzen nahezu identisch abgebildet.

Die grenzüberschreitende Verbindung zwischen Frankreich und Belgien ist im abstrahierten Modell vom Netzknoten Vigy im Osten von Frankreich angenommen. Aus der Netzreduktion ergibt sich eine um ca.  $15 \Omega$  geringere Leitungsimpedanz für die Verbindung mit dem Knoten in der Nähe von Paris, welche dann im reduzierten Modell verwendet wird.

Weiters erkennt man, dass die im deutschen bestehenden Nord-Süd-Engpässe bei der Abstrahierung nicht ausreichend berücksichtigt sind und dass manche dieser angenommenen Leitungen bei der Reduktion wegfallen. Man erkennt ebenfalls, dass durch die Netzreduktion die Verflechtung der deutschen, schweizerischen, französischen und österreichischen Netze nördlich von den Alpen stärker ausfällt, als es beim ersten Netzmodellierungsansatz angenommen ist. In Österreich entfällt durch die Netzreduktion die Verbindung zwischen dem Ersatzknoten im Süden (Kainachtal) mit dem Knoten im Westen des Landes (Westtirol) und es ergibt sich kein Ring innerhalb des Landes mehr.

Im italienischen Netz wird durch die Netzreduktion eine deutlich stärkere Netzstruktur ermittelt, als es aufgrund der bekannten landesinternen Engpässe bei der Abstrahierung angenommen ist.

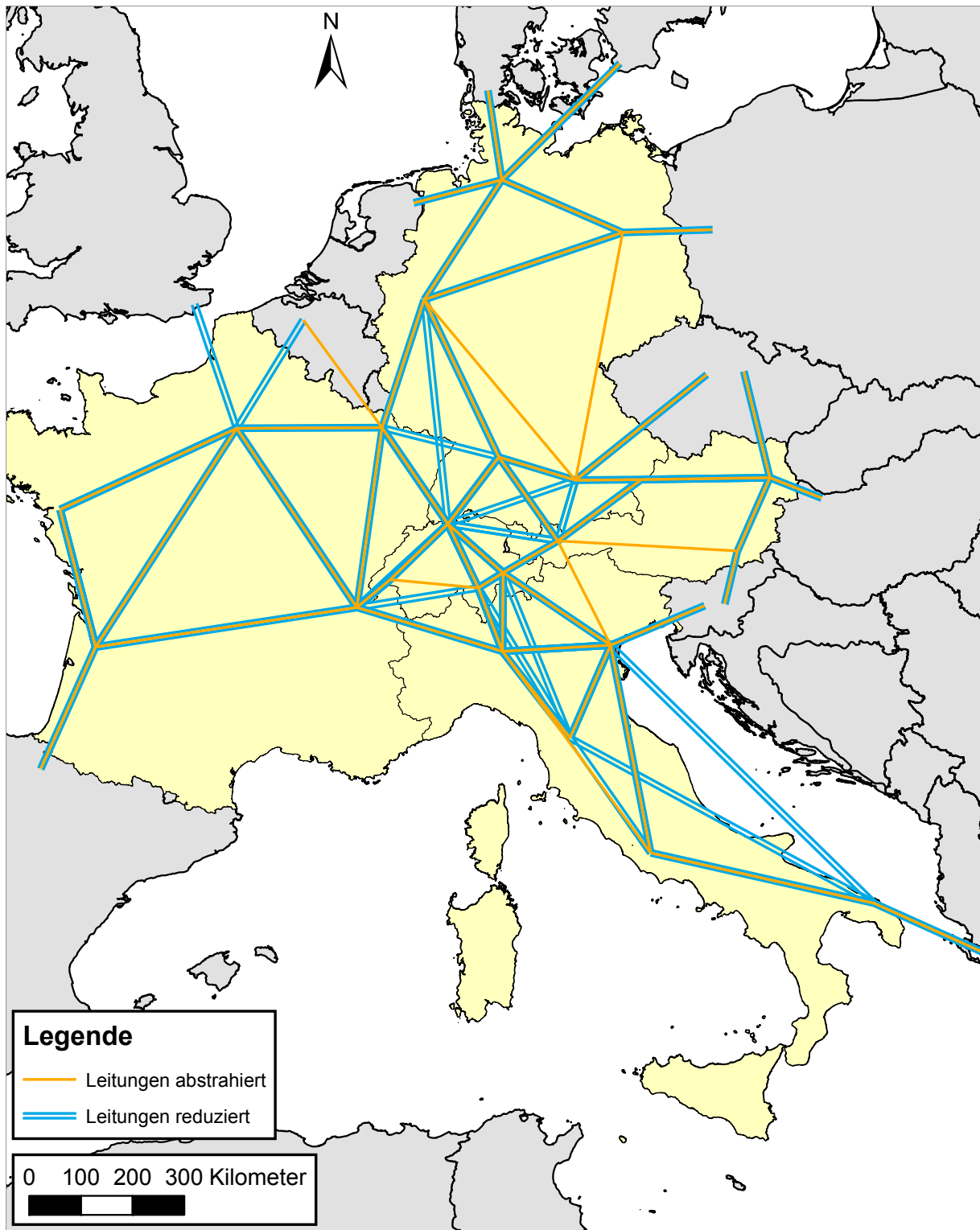


Abbildung 4-9: Vergleich der durch Abstrahierung und durch Reduktion ermittelten Netze.

## 4.6 Übertragungskapazitäten

Bei der Vereinfachung des gesamten europäischen Netzes auf nur 36 bzw. ca. 60 Knoten gestaltet sich die Bestimmung der Übertragungskapazitäten des Ersatznetzes als besonders schwierig. Da jede einzelne Ersatzleitung ein relativ komplexes Gebilde aus mehreren realen Leitungen ersetzt, wäre die Bestimmung der Übertragungskapazitäten für die Ersatzleitungen sehr aufwendig. Man müsste sehr viele Faktoren berücksichtigen: die Beschaltung



der realen Leitungen zwischen den beiden Knoten, die Impedanzverhältnisse, den Einfluss der Ringflüsse und die Verflechtung des gesamten Netzes. Aus diesem Grund werden keine Einschränkungen der Übertragungskapazitäten eingesetzt, sowohl für die Leitungen innerhalb der modellierten Länder als auch für die grenzüberschreitenden Verbindungen in der Referenzmodellwelt. Diese Annahme gilt für beide Ansätze zur Bestimmung der Leitungsimpedanzen bzw. für die beiden erstellten Varianten des Netzes in der Referenzmodellwelt. Daraus folgt, dass im Ersatznetz der Referenzmodellwelt keine Engpässe entstehen und somit auch daraus resultierende Effekte nicht beobachtet werden können. Als mögliche Variante kann die Kapazität einer Ersatzleitung beliebig verkleinert werden, bis ein Engpass entsteht. Dies entspricht jedoch in keiner Weise einem real existierenden Engpass.

## 4.7 Kraftwerkspark

Die sämtlichen Kraftwerke der Referenzmodellwelt müssen in die vorhandenen Ersatzknoten einspeisen. Die durch die Recherche über die Kraftwerke in einzelnen zu simulierenden Ländern erhaltenen Daten werden bei der Bestimmung der Ersatzkraftwerke im Referenzmodell verwendet.

Es werden insgesamt elf Kraftwerkstechnologien modelliert:

- Kernkraftwerke
- Laufwasserkraftwerke
- Speicherkraftwerke ohne Pumpbetrieb
- Pumpspeicherkraftwerke
- Braunkohlekraftwerke
- Steinkohlekraftwerke
- Erdgaskraftwerke
- Ölkraftwerke
- Windkraftwerke
- Sonnenkraftwerke
- Biomassekraftwerke

Einige dieser Kraftwerksarten umfassen mehrere verschiedene im realen System vorhandene Kraftwerkstechnologien. In der Kategorie „Erdgaskraftwerke“ werden Gasturbinen-, GuD-, gasbefeuerte Dampfkraftwerke und Gasmotoren bzw. gasbetriebene Blockheizkraftwerke zusammengefasst. In die Kategorie Ölkraftwerke werden alle Kraftwerke, die Mineralölprodukte als Brennstoff verwenden, eingeordnet. Biogasanlagen und Müllverbrennungsanlagen werden den Biomassekraftwerken zugeordnet.

Die Zuteilung der einzelnen Kraftwerke zu den Ersatzknoten erfolgt anhand mehrerer Faktoren. Abhängig davon, in welcher räumlichen Auflösung die Informationen über die Kraftwerke vorhanden sind, werden verschiedene Methoden angewandt. Wichtig ist vor allem die geografische Lage der einzelnen Kraftwerke. Weiter werden die Anbindung des Kraftwerks an das reale Netz und seine elektrische Verbindung mit den ausgewählten Knoten bzw. Ersatzknoten betrachtet. In manchen Fällen wird die durch die Recherche

gewonnene Aufteilung der Kraftwerke in einzelne NUTS-Regionen<sup>22</sup> verwendet, und mehrere NUTS-Regionen werden einem Ersatzknoten zugewiesen.

Nachdem die Kraftwerke auf die jeweiligen Knoten aufgeteilt werden, werden alle Kraftwerke desselben Typs in einem Ersatzkraftwerk zusammengefasst. Die maximale Leistung dieses Ersatzkraftwerks ergibt sich als Summe der Einzelleistungen der realen Kraftwerke. Es ist bekannt, dass manche Kraftwerkstypen nicht jede beliebige Leistung einspeisen können, sondern dass ihr Leistungsbereich auch nach unten begrenzt ist. Diese Eigenschaft muss bei der Modellierung von einzelnen realen Kraftwerken berücksichtigt werden. Dies ist beim Ersatzkraftwerk nicht nötig und nicht zielführend, da man durch einen koordinierten Einsatz mehrerer realer Kraftwerke annähernd den gesamten Leistungsbereich des Ersatzkraftwerks erreichen kann.

Für die Ersatzkraftwerke sollen im nächsten Schritt die Wirkungsgrade festgelegt werden. Dafür eignen sich gut die mittleren Wirkungsgrade aller Kraftwerke desselben Typs im jeweiligen Land, die dann für alle Ersatzkraftwerke dieses Typs im selben Land angenommen werden. In manchen Fällen stehen die Wirkungsgrade der unterschiedlichen Kraftwerkstechnologien, die zu einem Ersatzkraftwerkstyp zusammengefasst werden, separat zur Verfügung. Dabei werden sie nach der installierten Leistung gewichtet, ihr gewichteter Mittelwert wird bestimmt und ins Modell eingesetzt.

Für die Kraftwerkstypen, die den Strom aus dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien erzeugen, muss noch das Regelarbeitsvermögen bestimmt werden. Für einige Länder liefert die Literaturrecherche Daten für diese Werte, während für andere die Daten aus ATLANTIS herangezogen werden.

In Folgenden Unterkapitel wird die Erstellung des Kraftwerksparks für die Länder in der Referenzmodellwelt beschrieben.

#### 4.7.1 Kraftwerke in Österreich

In Österreich werden für verschiedene Kraftwerkstechnologien verschiedene Datenquellen verwendet. Für die Wasserkraftwerke wird die räumliche Aufteilung der Kraftwerkskapazitäten für das Jahr 2007 aus der Pöyry Wasserkraftpotentialstudie (Pöyry, 2008 S. 21) verwendet. Hier ist die installierte elektrische Leistung der Wasserkraftwerke in den Bundesländern angegeben. Jeweils mehrere Bundesländer werden dem Ersatzknoten zugewiesen, und auf diese Weise werden die Ersatzkraftwerke definiert. Im Zeitraum zwischen 2007 und 2011 wurden neue Kapazitäten installiert. Die Information über die gesamt installierte Leistung in Lauf- und Speicherkraftwerken (inklusive Pumpspeicherkraftwerke) am Ende 2011 stammen aus den Betriebsstatistiken der E-Control (E-Control, 2012). Der Wert für das gesamte Regelarbeitsvermögen der einzelnen Wasserkraftwerkstypen stammt aus der ATLANTIS Datenbank. Die Daten über die installierte Leistung und Regelarbeitsvermögen in Laufkraftwerken aus der Pöyry-Studie werden auf den aktuellen Wert für diese beiden Werte in Österreich hochgerechnet.

Die Aufteilung der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke stammt auch aus der ATLANTIS-Datenbank. In der ATLANTIS-Datenbank sind für jedes Kraftwerk unter anderen Informationen, auch die installierte Leistung, das Regelarbeitsvermögen und die geografischen

---

<sup>22</sup> NUTS – Nomenclature of territorial units for statistics – Systematik der Gebietseinheiten für die Statistik

Koordinaten eingetragen. Die geografische Aufteilung der Kraftwerke wird anhand ihrer Koordinaten gewonnen. Entsprechend dieser Aufteilung wird die installierte Leistung dieser Kraftwerke weiter den einzelnen Ersatzknoten zugeordnet. Die Information über das Regelarbeitsvermögen aller Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke in Österreich stammt aus der ATLANTIS-Datenbank. Die Aufteilung auf einzelne Ersatzkraftwerke erfolgt entsprechend der installierten Leistung dieser Kraftwerke.

Bei den Wärmekraftwerken werden die Informationen aus der EEX Transparenzplattform (EEX, 2013) und den einzelnen Stromerzeugungsunternehmen in Österreich (Wien Energie, 2012 S. 24) (Verbund, 2013a) (Energie AG, 2013) (Linz Strom, 2013) verwendet. Jeder einzelne Kraftwerksstandort wird betrachtet und einem der Ersatzknoten zugeordnet.

Für die Aufteilung der erneuerbaren Energien werden die Daten aus dem Ökostrombericht der „e-Control“ (E-Control, 2012c S. 107-134) aus dem Jahr 2012 verwendet. In diesem Bericht ist die installierte Leistung der Biomasse-, Sonnen- und Windkraftwerke in den neun Bundesländern angegeben. Diese Werte werden den einzelnen Knoten zugeteilt, analog der Vorgehensweise bei den Wasserkraftwerken. Bei den Windkraftanlagen und Sonnenkraftwerken ist das Regelarbeitsvermögen aller Anlagen gemeinsam bekannt. Dieser Wert wird entsprechend der installierten Leistung auf die jeweiligen Ersatzkraftwerke aufgeteilt.

Für die Bestimmung der Wirkungsgrade der Ersatzkraftwerke werden die Daten aus ATLANTIS verwendet. Diese Werte stehen für unterschiedliche Kraftwerkstechnologien, die zu einem Ersatzkraftwerkstyp zusammengefasst sind, separat zu Verfügung. Dabei werden sie nach der installierten Leistung gewichtet, ihr gewichteter Mittelwert wird bestimmt und für die Ersatzkraftwerke in der Referenzmodellwelt eingesetzt.

In Abbildung 4-10 sieht man den Ersatzkraftwerkspark für Österreich mit den dazugehörigen Knoten und dem Ersatznetz.

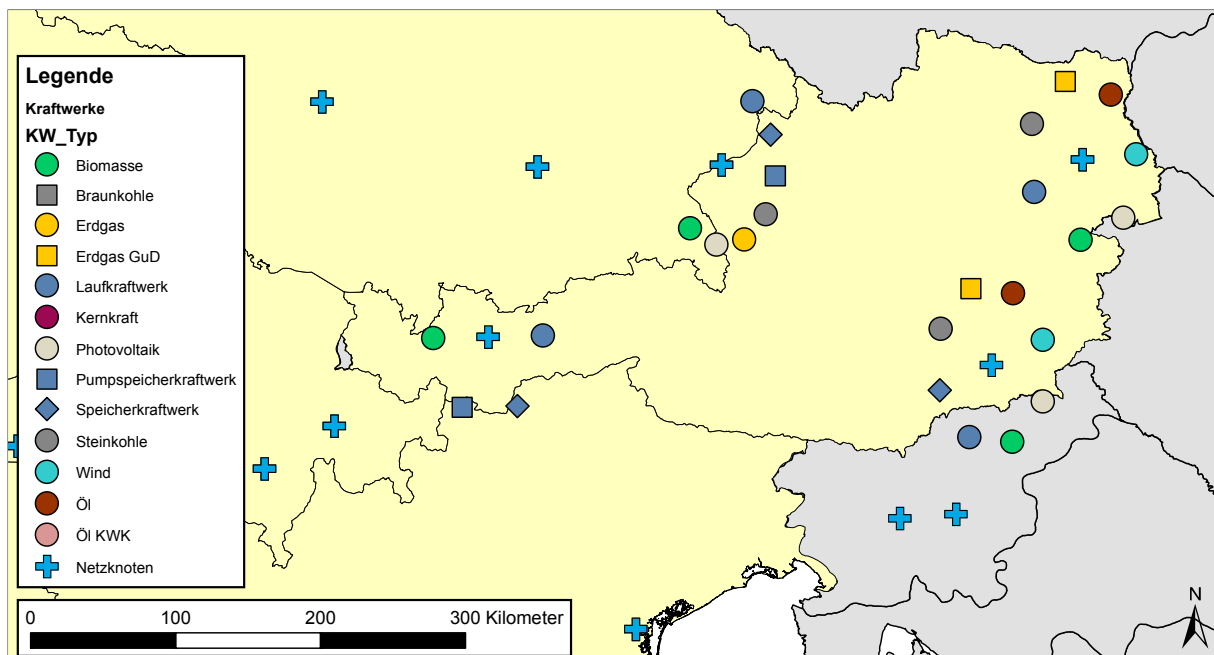


Abbildung 4-10: Ersatzknoten und Ersatzkraftwerke in Österreich.

## 4.7.2 Kraftwerke in Deutschland

Der Kraftwerkspark in Deutschland wird aus der Kraftwerkliste der Bundesnetzagentur (Bundesnetzagentur, 2013) mit dem Stand vom 1. Februar 2013 ermittelt. Die Kraftwerksneubauten, die in den Jahren 2012 und 2013 in Betrieb gegangen sind, werden dabei nicht berücksichtigt, um auf den Stand vom 31. Dezember 2011 zu kommen. In dieser erwähnten Datenquelle sind für jedes Kraftwerk, neben grundsätzlichen technischen Daten, auch der genaue Standort und das Bundesland angegeben. Den Ersatzknoten werden bestimmte Bundesländer zugeteilt, abhängig von der geografischen Lage dieses Knotens und der Netzstruktur. Die Kraftwerke, die sich im genannten Gebiet befinden, werden entsprechenden Ersatzknoten zugeteilt.

Die Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke werden anhand der ATLANTIS-Datenbank den Knoten zugewiesen, analog zu Kapitel 4.7.1.

Das Regelarbeitsvermögen der dargebotsabhängigen erneuerbaren Energieanlagen wird auch der ATLANTIS-Datenbank entnommen. Dieser Wert ist für jede einzelne Kraftwerksart angegeben, als Summe der Regelarbeitsvermögen aller Kraftwerke desselben Typs in Deutschland. Entsprechend der installierten Leistung in den jeweiligen Ersatzkraftwerken wird das Regelarbeitsvermögen auf diese Kraftwerke aufgeteilt.

Die Wirkungsgrade für Braunkohle-, Steinkohle- und Erdgaskraftwerke werden anhand der von der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen<sup>23</sup> stammenden Daten (AG Energiebilanzen, 2012) (AG Energiebilanzen, 2012b) bestimmt. Der Wirkungsgrad wird als Verhältnis zwischen der in diesen Kraftwerken erzeugten elektrischen Energie und der in Form des verwendeten Brennstoffs verbrauchten Primärenergie berechnet.

In Abbildung 4-11 sind die Ersatzkraftwerke in Deutschland gemeinsam mit der Ersatznetzstruktur abgebildet.

---

<sup>23</sup> Von den Verbänden der deutschen Energiewirtschaft und den wirtschaftswissenschaftlichen Forschungsinstituten gegründete Arbeitsgemeinschaft mit dem Ziel, Statistiken aus allen Gebieten der Energiewirtschaft nach einheitlichen Kriterien auszuwerten.

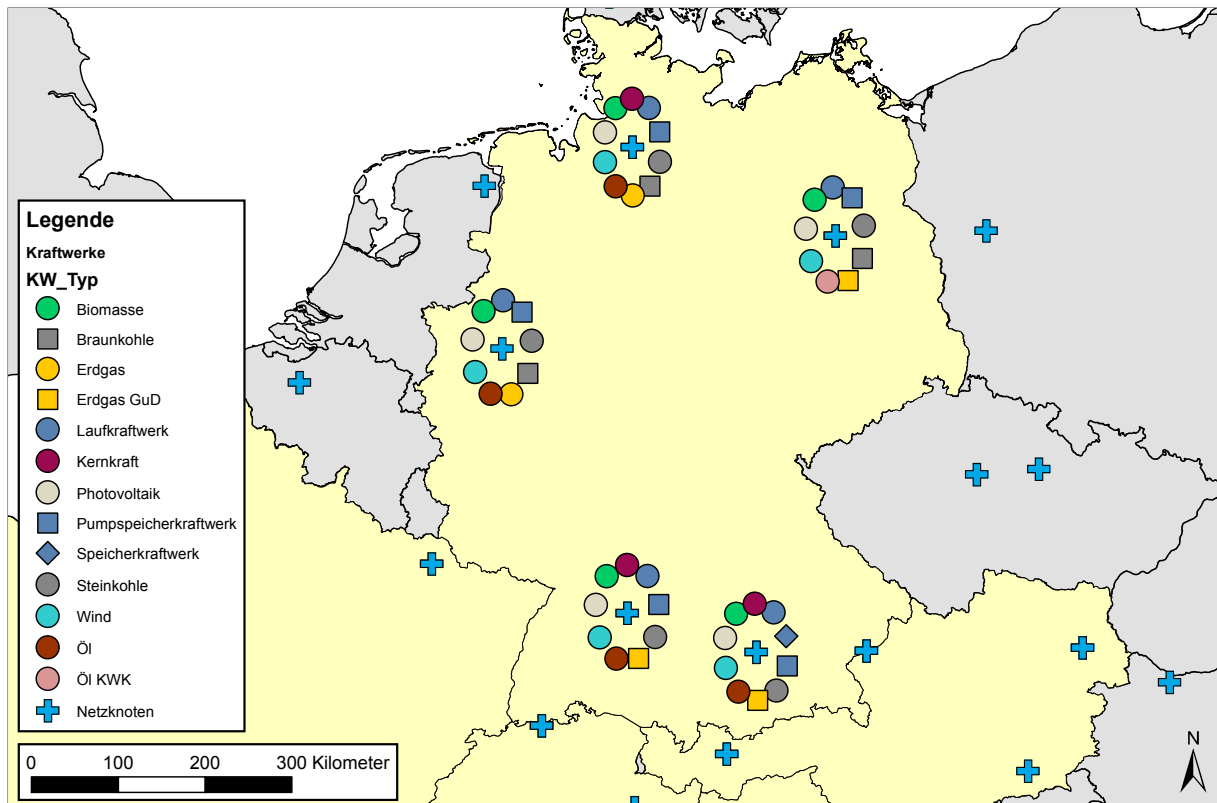


Abbildung 4-11: Ersatzknoten und Ersatzkraftwerke in Deutschland

### 4.7.3 Kraftwerke in Frankreich

Für die Aufteilung der französischen Kraftwerke auf die Ersatzknoten dient die Referenzkraftwerkliste des Übertragungsnetzbetreibers RTE (RTE, 2013b). In der Liste sind die Standorte und Leistung der Kraftwerke eingetragen, und entsprechend der geografischen Lage des jeweiligen Kraftwerks wird dieses mit dem nächsten Knoten verbunden. Außerdem werden die Daten des Stromerzeugungsunternehmens EDF (EDF, 2012 S. 13) (EDF, 2010 S. 14) (EDF, 2011 S. 14) (EDF, 2013) und der anderen Kraftwerksbesitzer in Frankreich (CNR, 2010 S. 9) (EON France, 2011 S. 5) (SHEM, 2011 S. 26–29) zu deren Kraftwerkspark verwendet.

Für die Bestimmung der geografischen Verteilung der Windkraftwerke, Sonnenkraftwerke und Biomassekraftwerke dienen die Daten aus dem statistischen Bericht des Übertragungsnetzbetreibers (RTE, 2012a). Diese stehen aufgeteilt nach den einzelnen Regionen des Staates zur Verfügung. Den Ersatzknoten werden jeweils mehrere Regionen und dadurch auch die dort installierten Kraftwerkskapazitäten zugeteilt.

Aufgrund der fehlenden Informationen über die installierte Pumpleistung in den Pumpspeicherkraftwerken wird die Annahme getroffen, dass diese gleich der Turbinenleistung ist.

Das Regelarbeitsvermögen der Laufwasser-, Wind- und Sonnenkraftwerke wird, auf Basis der ATLANTIS-Datenbank, analog zu Kapitel 4.7.2 auf die Ersatzkraftwerke aufgeteilt.

Für die Bestimmung der Wirkungsgrade der Ersatzkraftwerke wird die ATLANTIS-Datenbank verwendet, analog zu Kapitel 4.7.1.

In Abbildung 4-12 sind das Ersatzkraftwerkspark, die Ersatzknoten und die Ersatzleitungen in Frankreich dargestellt.

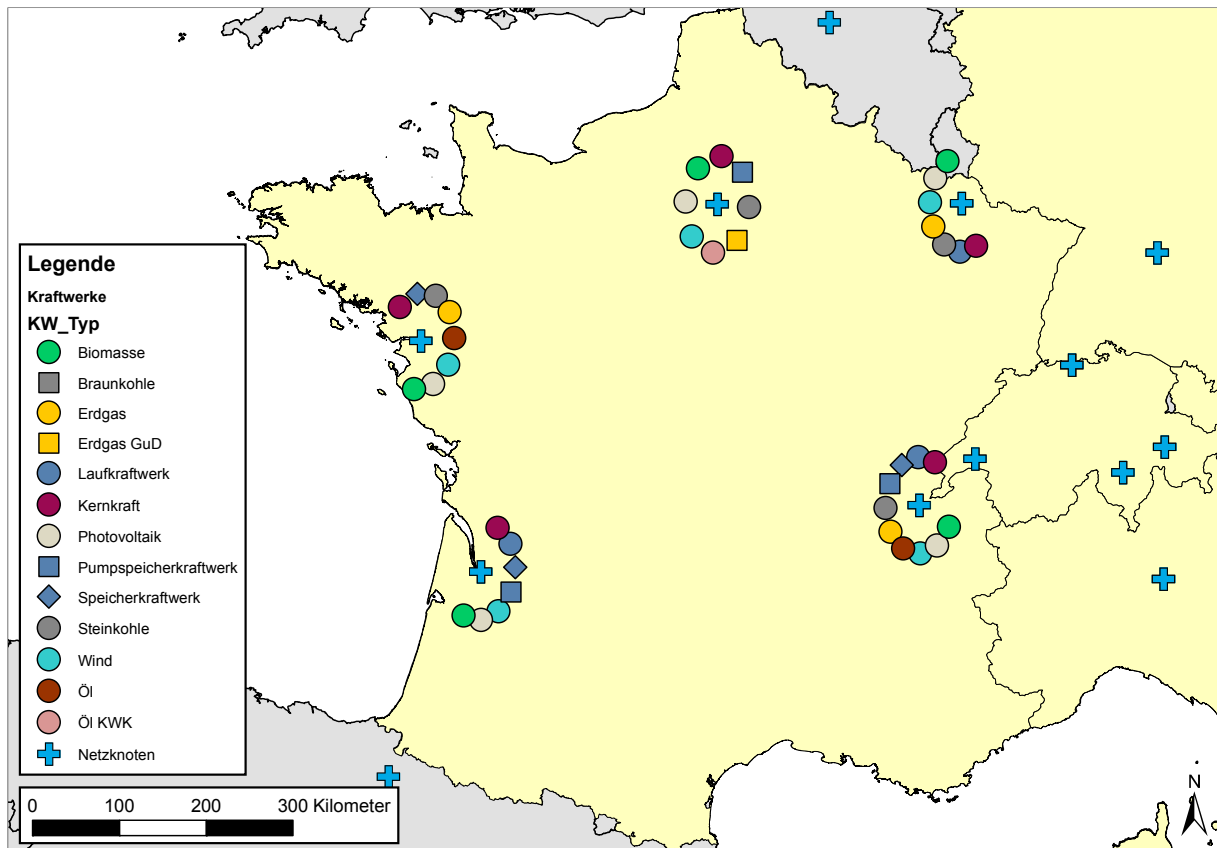


Abbildung 4-12: Ersatzknoten und Ersatzkraftwerke in Frankreich

#### 4.7.4 Kraftwerke in der Schweiz

Die Aufteilung der Kraftwerke in der Schweiz erfolgt ähnlich wie bei den vorher beschriebenen Ländern. Für die Wasserkraftwerke wird die Kraftwerksliste vom Bundesamt für Energie (BFE, 2012a) verwendet. Diese Liste beinhaltet die Aufteilung der Kraftwerke nach Kantonen. Diese Datenquelle beinhaltet sowohl die Informationen über die installierte Leistung und das Regelarbeitsvermögen als auch den genauen Standort und den Kanton, in dem sich das Kraftwerk befindet. Den Ersatzknoten werden Kantone und in denen befindliche Kraftwerke abhängig von den Netzanbindungen und der geografischen Lage zugewiesen. Somit sind die installierte Leistung und das Regelarbeitsvermögen der Ersatzwasserkraftwerke bestimmt.

Für Kernkraftwerke und Wärmekraftwerke wird die in Abbildung 2-10 (siehe Kapitel 2.3.2) befindliche Kraftwerkskarte verwendet (VSE, 2012 S. 16-17). Bei den Gaskraftwerken kann die Information über die Kraftwerksstandorte, wo GuD-Anlagen installiert sind, verwendet werden (VSE, 2012a S. 1). Da sich alle diese Kraftwerke im Westen des Landes befinden, werden sie dem Ersatzknoten, der sich hier befindet, zugewiesen. Um die Anzahl der Kraftwerke gering zu halten und die Einfachheit des Modells zu gewähren, werden auch alle anderen Gaskraftwerke an diesen Knoten gebunden. Diese Annahme kann auch aufgrund der geringen installierten Leistung in diesen Anlagen und der Tatsache, dass sich die meisten Gaskraftwerke in dieser Region befinden, getroffen werden.

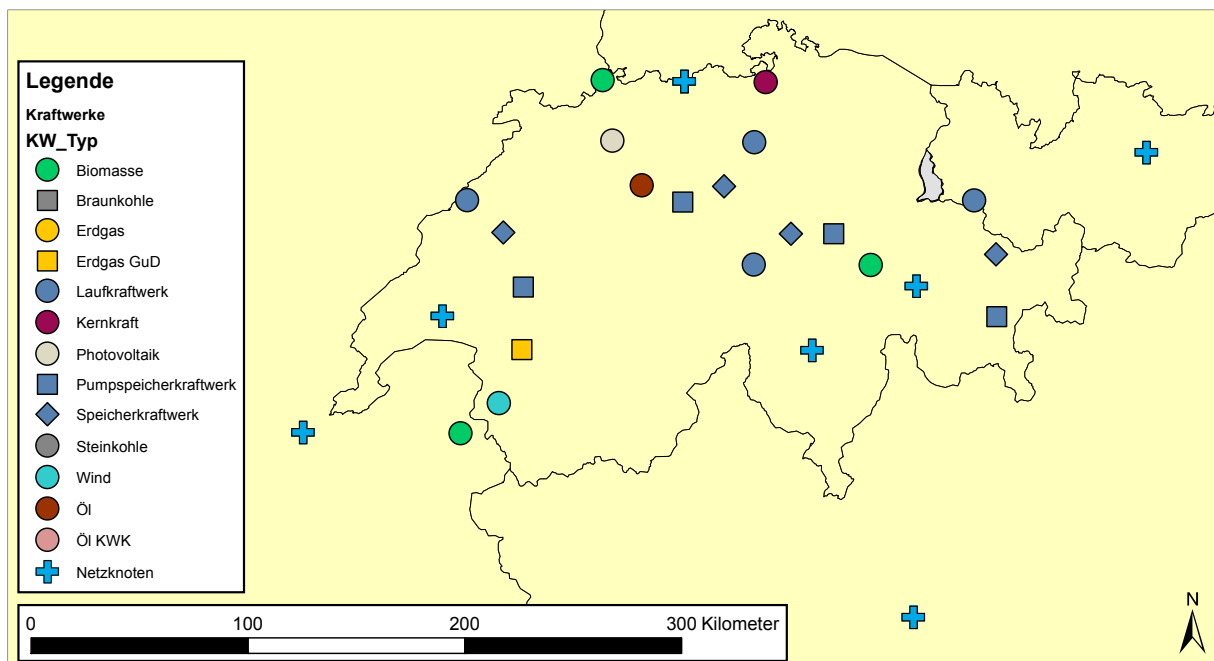
Ein ähnliches Herangehensweise wird bei den Windkraftwerken angewandt. Obwohl eine genaue Information über deren räumliche Verteilung verfügbar ist (Windenergie-Daten, 2013), werden alle diese Anlagen aufgrund der geringen installierten Leistung einem Knoten zugewiesen, und zwar dem, in deren Gebiet sich die meisten Windenergieanlagen befinden.

Bei den Sonnenkraftwerken wird aus gleichem Grund auch ähnlich wie bei den Windkraftwerken vorgegangen und die gesamt installierte Leistung in der Schweiz an ein Ersatzknoten angeschlossen. Der Wert für das Regelarbeitsvermögen dieser beiden Kraftwerkstypen kommt aus der ATLANTIS-Datenbank, analog zu Kapitel 4.7.2.

Es konnte keine Information über die geografische Verteilung der Biomasseanlagen in der Schweiz recherchiert werden. Aus diesem Grund wird die gesamte installierte Leistung auf die vier Ersatzknoten gleichmäßig verteilt.

Für die Bestimmung der Wirkungsgrade der Ersatzkraftwerke wird die ATLANTIS-Datenbank verwendet, analog zu Kapitel 4.7.1

Die so gewonnene Ersatzstruktur des schweizerischen Elektrizitätssystems ist in Abbildung 4-13 zu sehen.



**Abbildung 4-13: Ersatzknoten und Ersatzkraftwerke in der Schweiz**

#### 4.7.5 Kraftwerke in Italien

Die Kraftwerke in Italien werden den fünf Ersatzknoten angelehnt an die Unterteilung des italienischen Elektrizitätsmarktes auf Marktzone (siehe Abbildung 2-21, aus Kapitel 2.5.1) zugewiesen. Die Kraftwerke auf den Inseln Sizilien und Sardinien werden den Ersatzknoten zugewiesen, mit deren Regionen sie in der Realität durch elektrische Leitungen verbunden sind, unter der Annahme, dass die Übertragungskapazitäten hierfür ausreichend sind. Die nördliche Marktzone wird auf zwei Knoten aufgeteilt, und die Zuteilung der Kraftwerke zu einem der beiden Knoten erfolgt hier anhand der Netzstruktur und der geografischen Entfernung.

Bei der Erstellung der Ersatzkraftwerksliste für Italien werden verschiedene Quellen verwendet. Für die fossilen Wärmekraftwerke, Laufwasserkraftwerke und Speicherkraftwerke wird die ATLANTIS-Datenbank herangezogen, analog zu Kapitel 4.7.2. Die geografische Aufteilung der Kraftwerke wird anhand der Koordinaten gewonnen. Entsprechend dieser Aufteilung wird die installierte Leistung der jeweiligen Kraftwerksarten den jeweiligen Knoten zugeteilt.

Für die Pumpspeicherkraftwerke steht die Kraftwerksliste des italienischen Übertragungsnetzbetreibers (Terna, 2011a) zur Verfügung, die nur Kraftwerksblöcke mit mehr als 100 MW installierten Leistung beinhaltet. Aufgrund der Tatsache, dass die meisten Pumpspeicherkraftwerke eine Leistung von mehr als 100 MW haben, kann diese Kraftwerksliste zu diesem Zweck herangezogen werden. Da die Pumpleistung der Pumpspeicherkraftwerke nicht bekannt ist, wird die Annahme getroffen, dass sie gleich der Turbinenleistung ist.

Für die Zuteilung der erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen wird der statistische Bericht der italienischen Förderstelle für erneuerbare Energien – „GSE“ (GSE, 2012 S. 30, 44, 76) verwendet. In diesem Bericht sind die installierten Kapazitäten für die Sonnen-, Wind- und Biomassekraftwerke aufgeteilt nach Regionen in Italien angegeben. Die Einteilung der Kapazitäten auf die Knoten erfolgt, wie oben beschrieben, anhand der Marktzone.

Das Regelarbeitsvermögen für Wasserkraftwerke wird anhand der Daten aus dem statistischen Bericht des Übertragungsnetzbetreibers „Terna“ und der aus ATLANTIS gewonnenen Aufteilung der installierten Leistung in einzelnen Ersatzkraftwerken bestimmt. In der Datenquelle von „Terna“ ist die Summe der Werte für das Regelarbeitsvermögen aller Kraftwerke aufgeteilt nach einzelnen Wasserkraftwerksarten in Italien angegeben. (Terna, 2012a S. 96) Dieser Wert wird entsprechend der installierten Leistung den einzelnen Ersatzkraftwerken zugeteilt. Für das Regelarbeitsvermögen der Wind- und Sonnenkraftwerke wird die ATLANTIS-Datenbank herangezogen, analog zu Kapitel 4.7.2.

Im statistischen Bericht des TSOs „Terna“ sind die durchschnittlichen Werte für den Primärenergieverbrauch für jede produzierte Kilowattstunde eklektischer Energie angegeben. Daraus werden die Wirkungsgrade der Kohle und Gaskraftwerke bestimmt. Die Wirkungsgrade für Biomassekraftwerke werden der ATLANTIS-Datenbank entnommen, analog zu Kapitel 4.7.1.

In Abbildung 4-14 kann man die Kraftwerke, die Ersatzknoten und die Ersatzleitungen des Referenzmodells in Italien sehen.



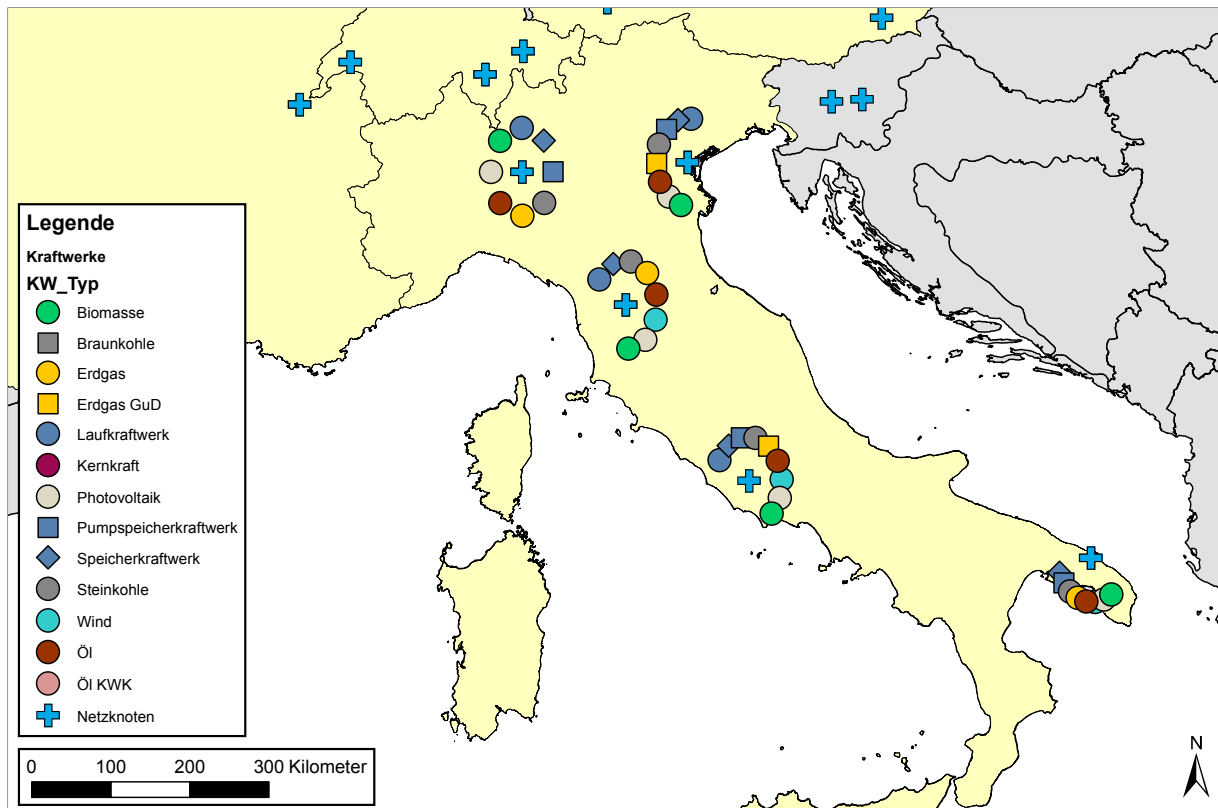


Abbildung 4-14: Ersatzknoten und Ersatzkraftwerke in Italien.

## 4.8 Verbrauch

Sobald die Knoten, das Netz und die Kraftwerke in der Referenzmodellwelt festgelegt sind, muss noch der Verbrauch modelliert werden.

### 4.8.1 Verbrauch innerhalb der Referenzmodellwelt

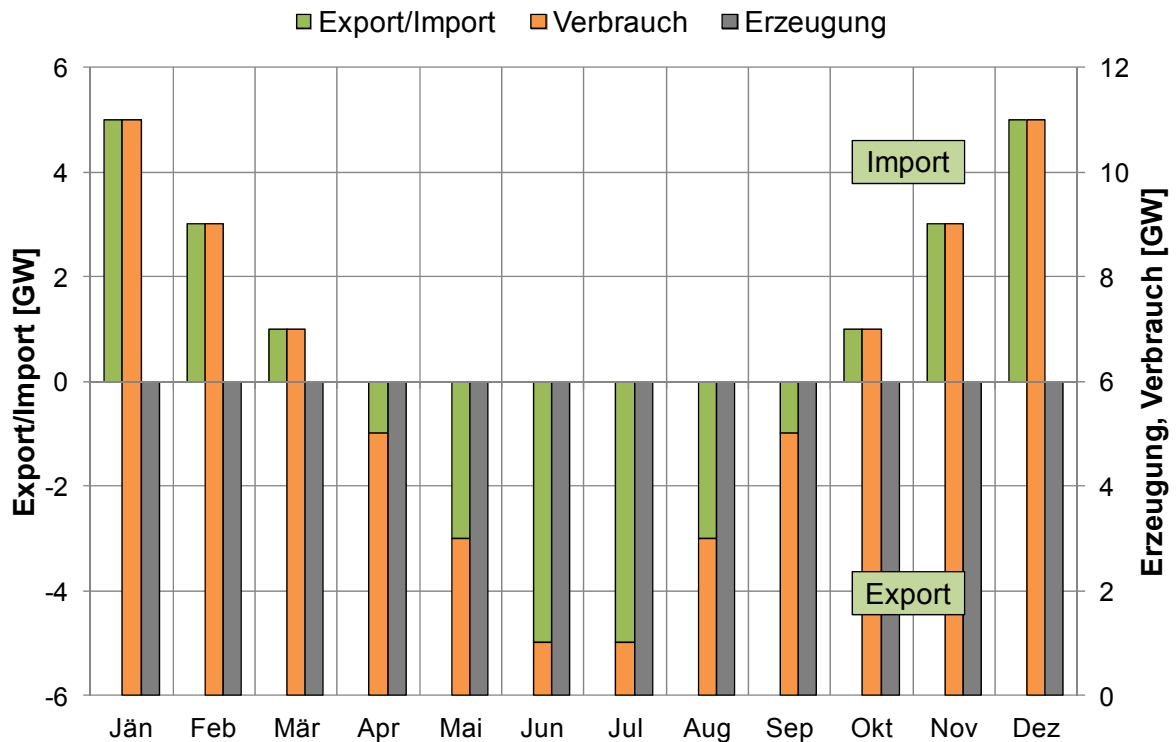
Der Ausgangspunkt sind die Daten über die Last für jede Stunde im Zeitraum zwischen 2006 und 2011 aller ENTSO-E Mitglieder. Diese Daten werden aus der ENTSO-E Datenbank übernommen (ENTSO-E, 2012e).

Um auf den Verbrauch bzw. die Last in den einzelnen Ersatzknoten zu kommen, werden die Daten über den Stromverbrauch in den NUTS-Regionen innerhalb der fünf modellierten Länder aus verschiedenen Quellen (Terna, 2012a S. 124) (RTE, 2012a) (Dallinger, 2013 S. 7, 14, 24) verwendet. Für jede Region wird der prozentuelle Anteil am Gesamtverbrauch ermittelt und entsprechend der Zuweisung einzelner Regionen den Ersatzknoten aus dem Kapitel 4.7 den einzelnen Knoten zugeordnet. Daraus folgt, dass die Last in einem Ersatzknoten immer ein- und denselben Prozentanteil der Last eines gesamten Landes darstellt.

### 4.8.2 Randbedingungen für die äußeren Grenzen der Referenzmodellwelt

Für die Ersatzknoten der Länder außerhalb der Referenzmodellwelt können die Werte für die übertragene Energie an den einzelnen abzubildenden Grenzen wiederum aus der Datenbank der ENTSO-E (ENTSO-E, 2012a) verwendet werden. Hier sind die Werte der Energietransporte für jeden Monat im Zeitraum zwischen 2006 und 2011 angegeben. Daraus wird für jeden Monat der Mittelwert der Energietransporte über diese sechs Jahre bestimmt. Die so gewonnenen Werte werden durch die Anzahl der Stunden im jeweiligen Monat dividiert, und auf diese Weise wird die mittlere Übertragungsleistung für die einzelnen Monate berechnet. Diese Werte werden dann für die Nachbildung der Randbedingungen der Referenzmodellwelt herangezogen.

Die Randbedingungen werden mittels eines fiktiven Kernkraftwerks, das das ganze Jahr mit konstanter Leistung Strom produziert und in das entsprechende Ersatzknoten einspeist, nachgebildet. Um sicherzustellen, dass das Kraftwerk wirklich immer einspeist und dass die Randbedingungen richtig nachgebildet sind, wird dessen Strompreis auf null gesetzt. Die Exporte und Importe, die an dieser Grenze modelliert werden sollen, sind durch die vorher beschriebene mittlere Übertragungsleistung an der nachzubildenden Grenze festgelegt. Dazu wird an denselben Ersatzknoten eine Last angeschlossen, sodass die nicht verbrauchte Energie – für den Fall, dass die Last kleiner als die Erzeugung aus dem Kraftwerk ist – exportiert wird bzw. die fehlende Energie zur Deckung der Last – wenn sie höher als die Erzeugung ist – aus Importen gesichert wird. Diese Vorgehensweise ist in Abbildung 4-15 exemplarisch verdeutlicht.



**Abbildung 4-15: Beispiel zur Erstellung der Randbedingungen der Referenzmodellwelt.**

Für die Länder Slowenien und Tschechien, die sich außerhalb der Referenzmodellwelt befinden und jeweils mit zwei der modellierten Ländern verbunden sind, müssen die Randbedingungen für die beiden Verbindungen separat erstellt werden. Um die beiden grenzüberschreitenden Energieflüsse voneinander abzutrennen, wird einer der beiden Ersatzknoten fiktiv in ein anderes Land platziert. Dies ist aufgrund der internen Funktionsweise von ATLANTIS notwendig. So ist Italien im Modell mit Slowenien verbunden, während Österreich nicht mit Slowenien, sondern mit Kroatien in Verbindung steht. Analog dazu ist Deutschland mit Tschechien durch eine grenzüberschreitende Leitung und Österreich mit der Slowakei verbunden. Bei der Auswertung der Simulationsergebnisse wird dies natürlich berücksichtigt.

## 5 Ergebnisse und Erweiterungen des Referenzmodells

Mit dem erstellten Referenzmodell werden Simulationen mittels ATLANTIS durchgeführt. Zuerst wird das in Kapitel 4 beschriebene Modell für die Simulationen verwendet, und die Simulationsergebnisse werden ausgewertet. Bei der Auswertung werden die auftretenden Schwachstellen des Modells identifiziert und mögliche Lösungsansätze vorgeschlagen. Die vorgeschlagenen Ansätze werden in weiterer Folge ins Modell implementiert, und die Simulationen werden mit dem verbesserten Modell durchgeführt und ausgewertet.

### 5.1 Erste Ergebnisse

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der Simulation mit den zwei in Kapitel 4 beschriebenen Referenzmodellen dargestellt (im Modell 1 wird das Netz durch Abstraktion und im Modell 2 durch Reduktion ermittelt). Für diese Modelle gilt im ersten Schritt die Annahme, dass keine Begrenzung der thermischen Kapazitäten der Ersatzleitungen besteht.

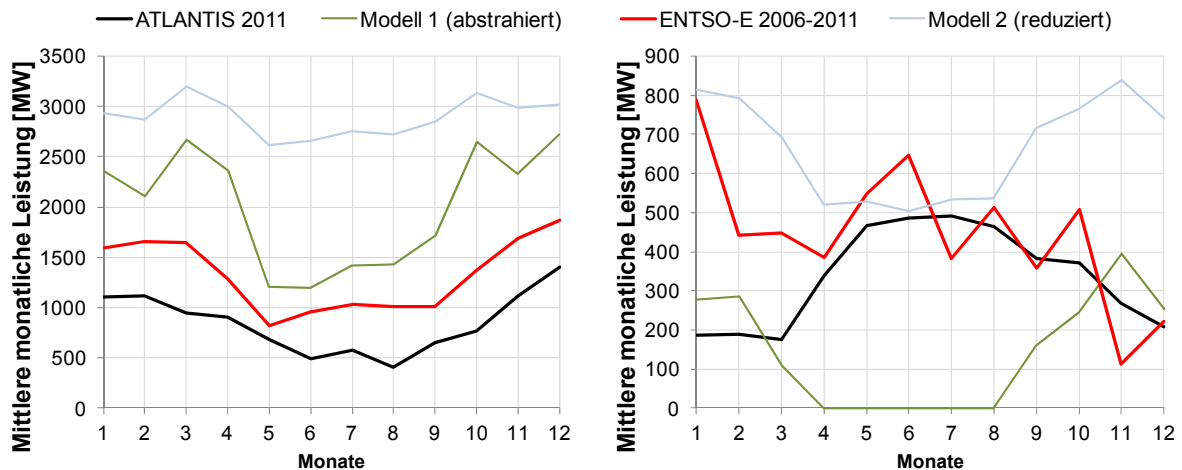
#### 5.1.1 Äußere Grenzen

Bei der Auswertung der Simulationsergebnisse wird die Einhaltung der exogen vorgegebenen Randbedingungen für die äußeren Grenzen der Referenzmodellwelt geprüft. Die Auswertung zeigt, dass die vorgegebenen und die aus der Simulation erhaltenen Werte tatsächlich gleich sind. Das bedeutet, dass die Randbedingungen richtig modelliert und vom Simulationsmodell nicht beeinflusst sind.

#### 5.1.2 Innere Grenzen

Als ein weiteres Auswertungskriterium werden die Lastflüsse an den inneren Grenzen ausgewählt. Die Ergebnisse aus der Simulation mit den beiden ermittelten Referenzmodellen werden mit den Ergebnissen aus der Simulation mit dem vollständigen ATLANTIS-Modell und mit den von der ENTSO-E stammenden Daten bezüglich der realen Lastflüsse an diesen Grenzen verglichen. Es ist wichtig zu erwähnen, dass es sich bei den Simulationsergebnissen um die mittlere monatliche Übertragungsleistung für das Jahr 2011 handelt und bei den realen Werten um die mittlere monatliche Übertragungsleistung für den Zeitraum zwischen 2006 und 2011. Exemplarisch werden drei Grenzen dargestellt.

In Abbildung 5-1 sind die mittleren monatlichen Lastflüsse zwischen Deutschland und Österreich dargestellt.

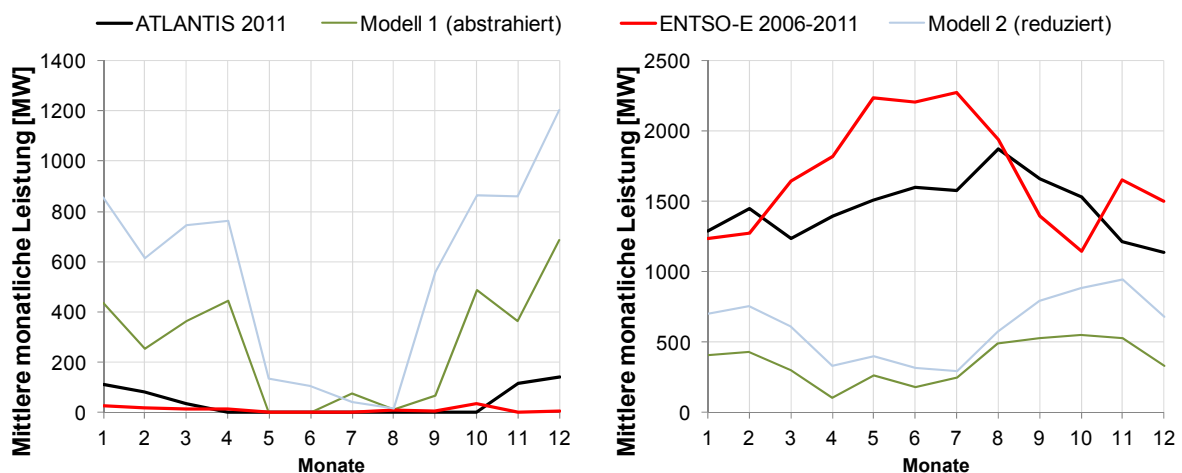


**Abbildung 5-1: Lastfluss von Deutschland nach Österreich (links) und von Österreich nach Deutschland (rechts).**

Für den Lastfluss aus Deutschland nach Österreich ist ein näherungsweise gleicher Trend für das Modell 1, das Modell ATLANTIS und die realen Daten erkennbar, mit mehr Leistung im Winter und weniger im Sommer, während sich die Höhe des Lastflusses zwischen den drei Datenreihen unterscheidet. Das Modell 2 hat auch einen ähnlichen Verlauf, aber mit einer höheren Leistung und mit weniger Unterschied zwischen Winter- und Sommerperiode.

Der Lastfluss von Österreich nach Deutschland zeigt bei den beiden Modellen eine ähnliche Charakteristik, die aber von den beiden Vergleichsgrößen, aus ATLANTIS und von ENTSO-E, abweicht. Zudem ist die übertragene mittlere monatliche Leistung für das Modell 2 deutlich höher als für das Modell 1.

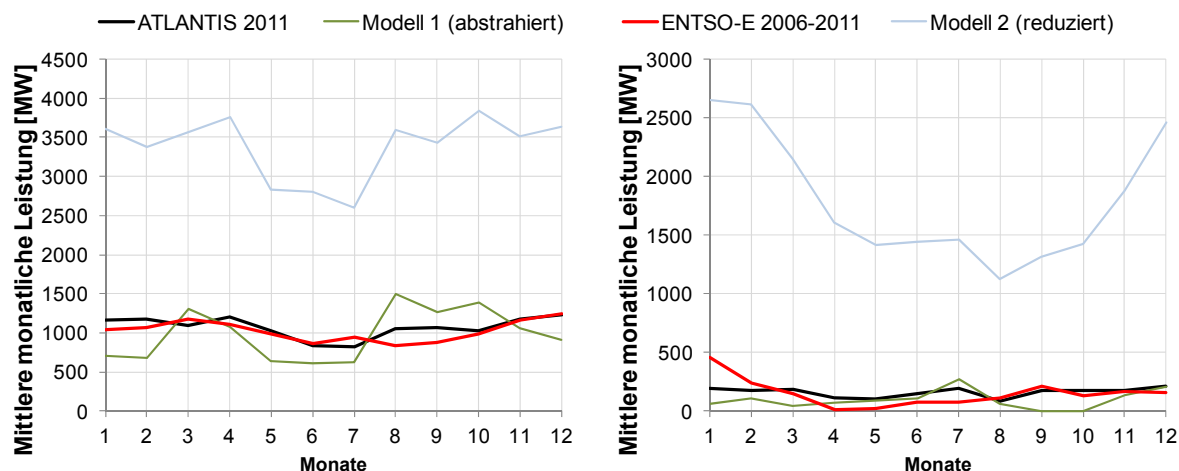
Abbildung 5-2 zeigt die mittleren monatlichen Lastflüsse zwischen Deutschland und Frankreich.



**Abbildung 5-2: Lastfluss von Deutschland nach Frankreich (links) und von Frankreich nach Deutschland (rechts).**

Die Werte aus dem Modell ATLANTIS und die realen Werte stimmen relativ gut überein. Die zwei Referenzmodelle haben wiederum einen ähnlichen Verlauf, jedoch mit unterschiedlicher Leistung. Zudem sind die Transportleistungen deutlich größer als die Vergleichsgrößen.

In Abbildung 5-3 sind die Werte der Transportleistungen zwischen Frankreich und der Schweiz demonstriert.



**Abbildung 5-3: Lastfluss von Frankreich in die Schweiz (links) und aus der Schweiz nach Frankreich (rechts).**

Aus den Grafiken geht hervor, dass der Lastfluss aus dem Referenzmodell 1 mit den Vergleichsgrößen relativ gut übereinstimmt, während das Modell 2 von diesen deutlich abweicht. Zudem ist eine ähnliche Charakteristik zwischen den beiden Referenzmodelle erkennbar. Der deutliche Unterschied zwischen den Ergebnissen der beiden Modelle beim Transport aus Frankreich in die Schweiz könnte eventuell dadurch erklärt werden, dass das italienische Netz mit dem schweizerischen im Modell 2 deutlich besser verbunden ist. Dadurch könnte der Lastfluss aus Frankreich nach Italien teilweise auf das schweizerische Netz verschoben werden und dazu führen, dass sich eine höhere Leistung für die Transporte aus Frankreich in die Schweiz einstellt.

Die Auswertung der Lastflüsse bei den Simulationen mit den zwei Referenzmodellen zeigt, dass die durch diese Modelle erhaltenen Simulationsergebnisse noch Verbesserungspotential und Forschungsbedarf aufweisen. Aufgrund dessen wird in Kapitel 5.2 versucht, die vermutlichen Probleme zu erörtern und zu beheben. Anschließend werden die Effekte der Verbesserungen an den Modellen in Kapitel 5.3 verdeutlicht.

## 5.2 Probleme und Grenzen des Modells

Durch das im Kapitel 4.4 beschriebene Netzreduktionsverfahren werden die Impedanzen der Ersatzleitungen für das Referenzmodell berechnet. Das Verfahren liefert aber keine Information über die thermischen Übertragungskapazitäten der ermittelten Leitungen. Aus diesem Grund werden die Ersatzleitungen ohne thermische Begrenzung der Übertragungskapazitäten modelliert (siehe Kapitel 4.6). In Kapitel 5.2.1 wird ein möglicher Ansatz zur Bestimmung der Übertragungskapazitäten der Ersatzleitungen vorgeschlagen.

In der Referenzmodellwelt werden als erster Ansatz die im detaillierteren Modell ATLANTIS vorhandenen Werte übernommen, durch welche der grenzüberschreitende Handel beeinflusst bzw. beschränkt wird. Nachdem die angenommenen NTC-Werte keinen Zusammenhang mit dem angenommenen Ersatznetz aufweisen, liefert die Simulation keine befriedigenden Ergebnisse. Aufgrund dieser Problematik wird in Kapitel 5.2.2 ein möglicher Lösungsansatz angegeben.

### 5.2.1 Berechnung der thermischen Kapazitäten für Ersatzleitungen

In diesem Kapitel wird ein möglicher Ansatz zur Lösung der in Kapitel 5.2 erläuterten Problemstellung und Bestimmung der thermischen Kapazität der Ersatzleitungen anhand eines einfachen Beispiels erklärt. Es wird ein einfaches Netz mit drei Knoten angenommen, welches auf zwei Ersatzknoten reduziert wird. Dabei werden für jede Leitung in diesem Netz die thermischen Übertragungskapazitäten und die Impedanzen angenommen (siehe Tabelle 5-1). Der Ausgangszustand ist in Abbildung 5-4 dargestellt.

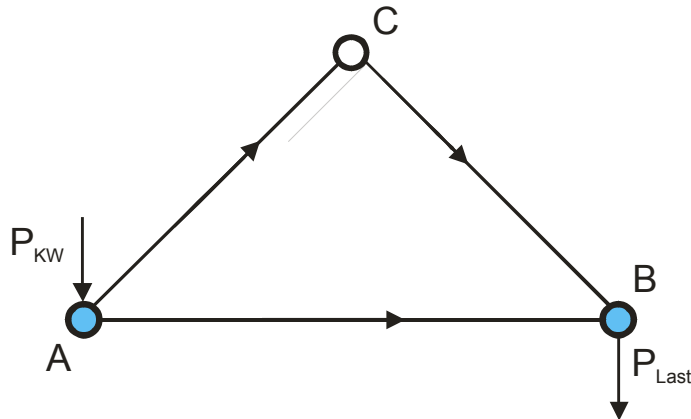


Abbildung 5-4: Das Beispielnetz

Tabelle 5-1: Charakteristiken des Beispielnetzes

Leitung	Impedanz [Ω]	Thermische Kapazität [MW]
A-B	10	100
A-C	5	200
B-C	8	75

Es wird weiter angenommen, dass ein Kraftwerk mit einer bestimmten Leistung in den Knoten A einspeist. Im Knoten B wird eine Last mit derselben Leistung angeschlossen. Der Lastfluss teilt sich auf zwei Pfade entsprechend der Leitungsimpedanzen auf, ein Teil fließt direkt über die Leitung A-B, der Rest fließt vom Knoten A über den Knoten C zum Knoten B.

Die Aufteilung des Lastflusses wird bei einer DC-Lastflussberechnung für den Wirklastfluss folgendermaßen berechnet:

$$\frac{P_{A-C-B}}{P_{A-B}} = \frac{Z_{A-B}}{Z_{A-C-B}} = \frac{Z_{A-B}}{Z_{A-C} + Z_{B-C}} = \frac{10\Omega}{5\Omega + 8\Omega} = \frac{10}{13} \quad (5.1)$$

Das bedeutet, dass wenn z.B. 23 MW eingespeist werden, über die Leitung A-B 13 MW und die restlichen 10 MW über die Leitungen A-C und C-B fließen.

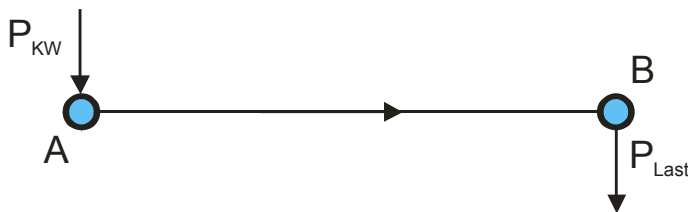
Die Einspeisung und die Last werden iterativ erhöht, bis an einer der drei Leitungen ein Engpass entsteht bzw. bis die thermische Kapazität einer der Leitungen überschritten wird. Die Einspeise- bzw. Verbraucherleistung, bei der der Engpass gerade noch nicht besteht, wird als thermische Übertragungskapazität der Ersatzleitung angenommen.

In diesem Beispiel wird die thermische Kapazität der Leitung B-C mit 75 MW erreicht, wenn die Einspeisung bzw. die Last einen Wert von 172,5 MW aufweist. Dabei ergibt sich der in Tabelle 5-2 angegebene Lastfluss.

**Tabelle 5-2: Lastfluss beim Erreichen der maximalen Übertragungskapazität im theoretischen Beispiel.**

Leitung	Leistung [MW]
A-B	97,5
A-C	75
B-C	75

Die Leitungsimpedanz der Ersatzleitung wird mittels Netzreduktionsverfahren, wie bereits in Kapitel 4.4 beschrieben, ermittelt. Die Daten dieser Ersatzleitung sind in Tabelle 5-3 angegeben. In Abbildung 5-5 ist die resultierende Ersatzleitung dargestellt.

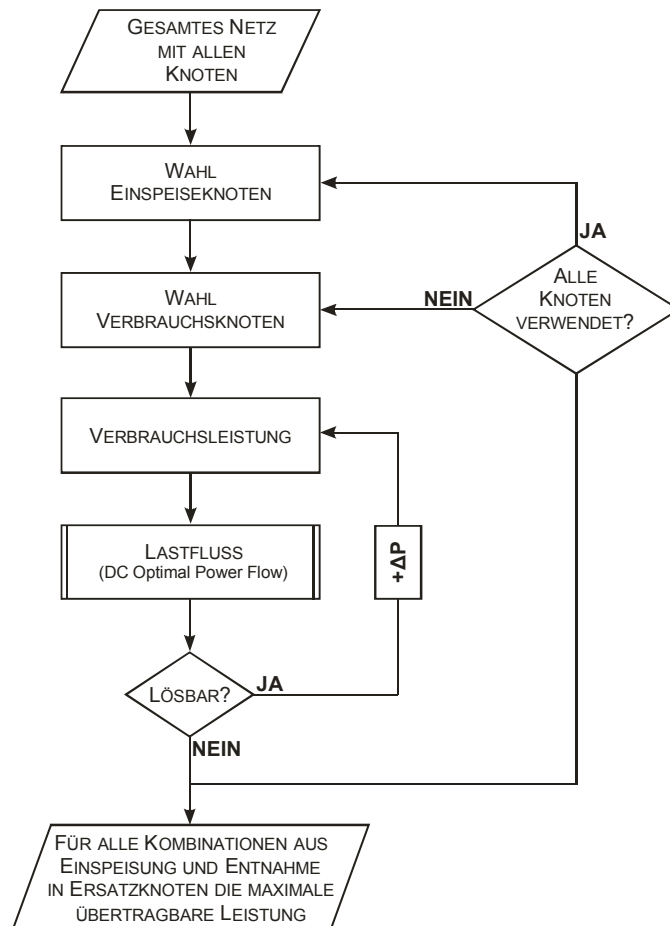


**Abbildung 5-5: Die Ersatzleitung**

**Tabelle 5-3: Charakteristiken der Ersatzleitung.**

Leitung	Impedanz [ $\Omega$ ]	Thermische Kapazität [MW]
A'-B'	5,65	172,5

Dieser Ansatz kann für die Ermittlung der Übertragungskapazitäten der Ersatzleitungen in der Referenzmodellwelt eingesetzt werden. Das Flussdiagramm für den im Referenzmodell angewendeten Algorithmus ist in Abbildung 5-6 dargestellt. Die Umsetzung erfolgt mittels Softwarepaket GAMS.



**Abbildung 5-6: Flussdiagramm vom Algorithmus zur Ermittlung der thermischen Übertragungskapazitäten der Ersatzleitungen.**



Die Ausgangsdaten beinhalten die Informationen über das gesamte Netz im Modell ATLANTIS. Im ersten Schritt wird einer der Ersatzknoten aus dem originalen Netz als Einspeiseknoten gewählt, an den ein fiktives Kraftwerk angeschlossen wird. Ein weiterer Ersatzknoten wird als Verbrauchsknoten gewählt. Diese beiden Ersatzknoten entsprechen in diesem Fall den beiden Knoten A und B aus dem obigen Beispiel. Im nächsten Schritt wird der Startwert für die Verbrauchsleistung bestimmt. Das fiktive Kraftwerk passt die Einspeiseleistung an den Verbrauch an. Nun wird der Lastfluss (DC-Lastfluss) unter Zuhilfenahme des in ATLANTIS integrierten Lastflussmodells (Nacht, 2010) berechnet, der sich im Netz als Folge der Einspeisung und des Verbrauchs einstellt. Falls der Lastfluss lösbar ist und somit kein thermischer Engpass im Netz entsteht, wird die Verbrauchsleistung und folglich die Einspeiseleistung um den frei wählbaren Wert  $\Delta P$  erhöht und der Lastfluss wird erneut berechnet. Die übertragene Leistung wird immer weiter erhöht, bis an einer Stelle im Netz ein Engpass eintritt. Der aktuelle Wert der Einspeisung bzw. der Last wird gespeichert und als thermische Kapazität dieser Ersatzleitung A–B angenommen. Dieses Vorgehen muss dann für jede einzelne Ersatzleitung des Ersatznetzes wiederholt werden. Der gewählte Einspeiseknoten wird festgehalten, und alle anderen Ersatzknoten werden der Reihe nach als Verbrauchsknoten gesetzt. Dann wird der nächste Einspeiseknoten gewählt und der Prozess so lange wiederholt, bis die Übertragungskapazitäten für alle Verbindungen berechnet sind.

Dieser Algorithmus ist zur Ermittlung der thermischen Übertragungskapazität von Ersatztransformatoren zwischen zwei Spannungsebenen in einem Knoten nicht zulässig, denn die durch das Netzreduktionsverfahren ermittelten Transformatoren entsprechen ungefähr den realen im detaillierteren Netz vorhandenen Transformatoren. Durch den oben beschriebenen Algorithmus werden zwar auch die Ringflüsse von einer Spannungsebene über das unterlagerte Netz und wieder zur anderen Spannungsebene mitberücksichtigt, dies wirkt sich aber vermutlich relativ wenig auf die ermittelte thermische Kapazität des Trafos aus. Das bedeutet, dass die berechneten thermischen Kapazitäten für das reduzierte Netz viel zu gering sind. Deswegen wird bei der Umsetzung des Algorithmus für die thermischen Kapazitäten bei der Modellierung keine Beschränkung der thermischen Kapazitäten für Transformatoren festgesetzt.

Der vorgestellte Algorithmus zur Ermittlung der thermischen Übertragungskapazitäten der Ersatzleitungen wird auf das gesamte reale Netz aus ATLANTIS angewendet, und die berechneten thermischen Kapazitäten werden ins Referenzmodell implementiert. Die Rechendauer für die genannte Berechnung beträgt ungefähr 40 Stunden unter Berücksichtigung aller möglichen Verbindungen zwischen den Ersatzknoten.

### 5.2.2 Vorgabe von NTC für das Referenzmodell

In diesem Schritt wird ein möglicher Ansatz zur Bestimmung der NTC-Werte für die inneren Grenzen der Referenzmodellwelt beschrieben. Die Berechnung der NTC setzt voraus, dass die Übertragungskapazitäten der grenzüberschreitenden Ersatzleitungen an den inneren Grenzen der Referenzmodellwelt bekannt bzw. berechnet worden sind. Dieser Ansatz zur Bestimmung der NTC-Werte basiert auf dem vom deutschen Übertragungsnetzbetreiber TransnetBW (früher „EnBW Transportnetz AG“) veröffentlichten Bericht „Allgemeines Modell zur Berechnung der Gesamtübertragungskapazität und der Sicherheitsmarge der EnBW Transportnetze AG“ (EnBW Transportnetze AG, 2012).

Die Summe der thermischen Übertragungskapazitäten aller grenzüberschreitenden Leitungen wird für die Modellierung als TTC angenommen. Im Normalfall wird der TTC-Wert als die größte übertragbare Leistung zwischen zwei Ländern bezeichnet, bei der es zu keiner (n-1)-Verletzung<sup>24</sup> kommt. Da die TTC per Definition keine Reserven beinhaltet, muss dieser Wert um eine Sicherheitsmarge (Transmission Reliability Margin – TRM) verkleinert werden, um auf den NTC-Wert zu kommen. Dies erfolgt gemäß folgender Formel (EnBW Transportnetze AG, 2012 S. 4):

$$\text{NTC} = \text{TTC} - \text{TRM} \quad (5.2)$$

Zur Bestimmung der TRM wird entsprechend der Empfehlung der ehemaligen Deutschen Verbundgesellschaft folgende Formel verwendet (EnBW Transportnetze AG, 2012 S. 3):

$$\text{TRM} = 100\text{MW} \cdot \sqrt{n} \quad (5.3.)$$

mit  $n$  .....Anzahl der Verbindungsleitungen zwischen zwei Regelzonen bzw. Ländern

Bevor der in diesem Kapitel vorgestellte Algorithmus in das Referenzmodell implementiert werden kann, muss jedoch überprüft werden, ob dieser für das Ersatznetz gültig ist. Aus Zeitgründen wird der Ansatz in dieser Arbeit nicht weiter verfolgt.

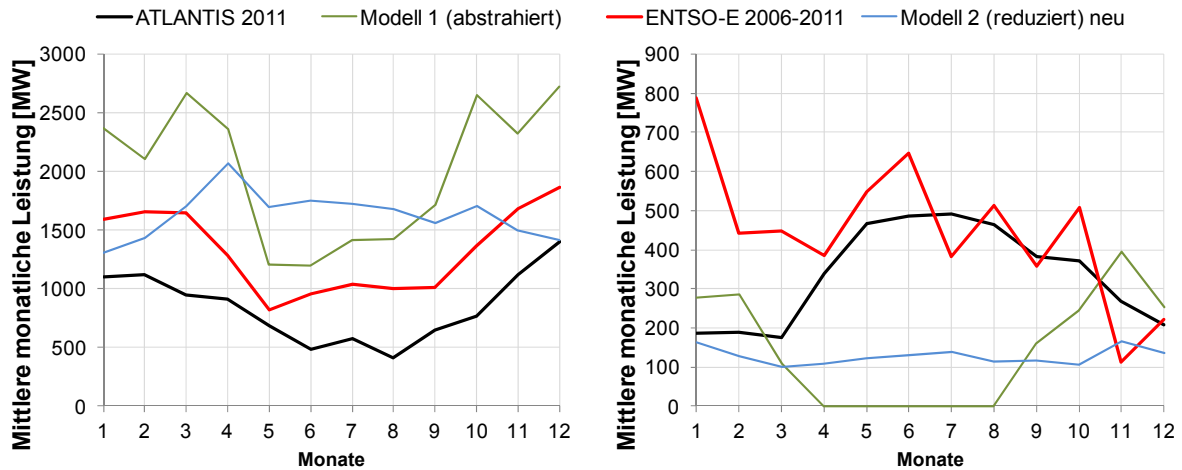
### 5.3 Simulationsergebnisse des verbesserten Modells

Nachdem der Algorithmus zur Bestimmung der thermischen Übertragungskapazitäten der Ersatzleitungen aus Kapitel 5.2.1 in das Modell implementiert ist und die entsprechenden maximalen Übertragungskapazitäten berechnet worden sind, werden mit dem verbesserten Modell die Simulationen durchgeführt und die Ergebnisse für den grenzüberschreitenden Handel an ausgewählten inneren Grenzen ausgewertet. Die auftretenden Änderungen im Vergleich zu den vorherigen Ergebnissen aus Kapitel 5.1 werden in diesem Kapitel beschrieben.

In den Grafiken werden die Ergebnisse aus dem Modell 1 zum Vergleich mit dargestellt, obwohl sich die Verbesserung nur auf das Modell 2 mit dem reduzierten Netz bezieht.

In Abbildung 5-7 sind die mittleren monatlichen Lastflüsse zwischen Deutschland und Österreich dargestellt, die sich unter Verwendung des verbesserten Modells ergeben.

<sup>24</sup> (n-1)-Verletzung bedeutet, dass bei einem hypothetischen Ausfall eines Betriebsmittels im Netz eine Störung des Netzbetriebs auftreten würde und dass die vorgeschriebenen Grenzen für einen sicheren Betrieb nicht mehr eingehalten werden können.

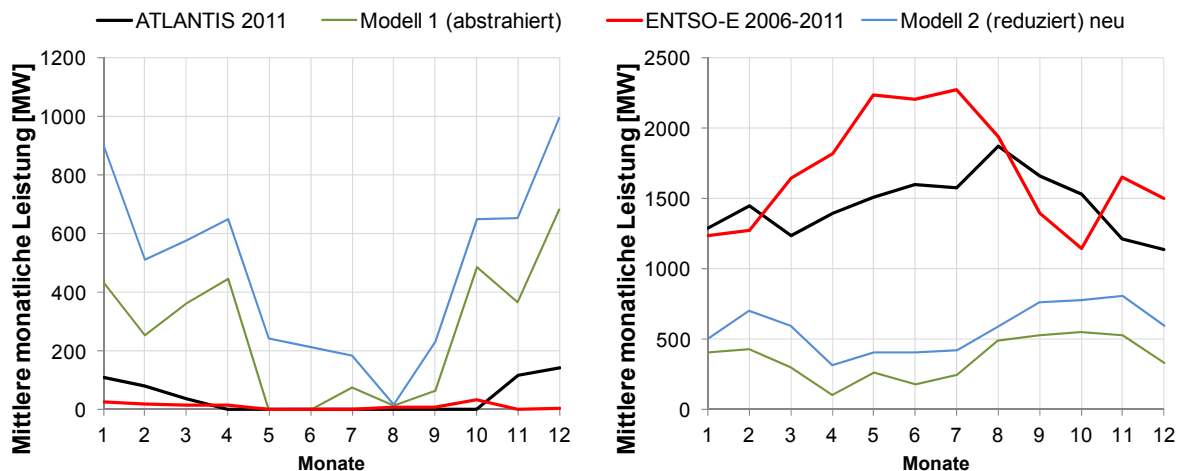


**Abbildung 5-7: Lastfluss von Deutschland nach Österreich (links) und von Österreich nach Deutschland (rechts) für das verbesserte Modell.**

Für den Lastfluss aus Deutschland nach Österreich liefert das überarbeitete Modell zwar bessere Ergebnisse, die von der Leistung her an die realen bzw. simulierten Werte aus ATLANTIS näherkommen, aber der Verlauf dieser Größe weicht von den Vergleichswerten immer noch ab.

Beim Lastfluss von Österreich nach Deutschland ist auch eine deutliche Veränderung der Simulationsergebnisse im Vergleich mit jenen aus der ersten Simulation zu erkennen. Es kann aber festgestellt werden, dass auch beim verbesserten Modell die Ergebnisse mit den Vergleichswerten nicht übereinstimmen.

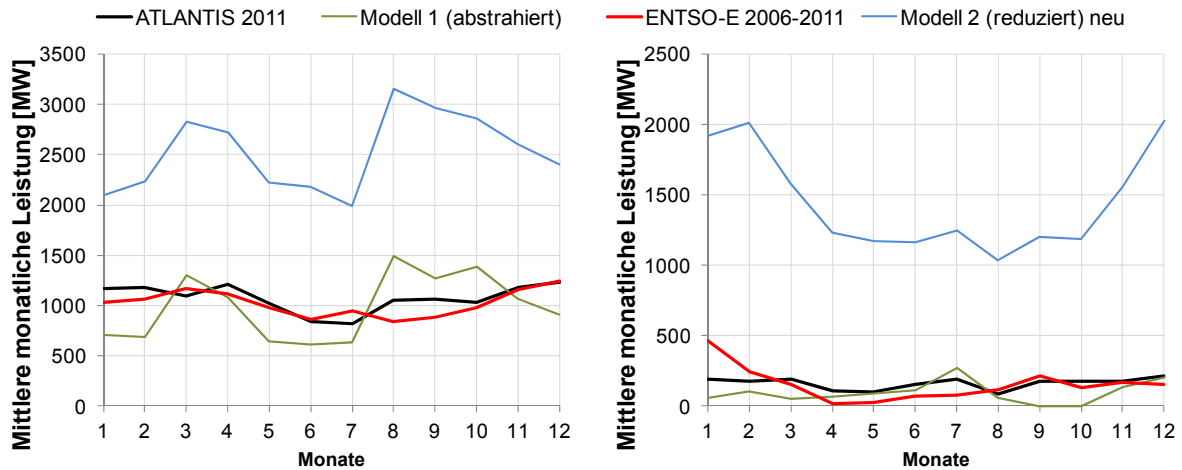
Abbildung 5-8 zeigt die mittleren monatlichen Lastflüsse zwischen Deutschland und Frankreich aus dem verbesserten Modell.



**Abbildung 5-8: Lastfluss von Deutschland nach Frankreich (links) und von Frankreich nach Deutschland (rechts) für das verbesserte Modell.**

Die Werte aus dem Modell ATLANTIS und die realen Werte stimmen relativ gut überein. Die zwei Referenzmodelle haben, wie in Kapitel 5.1.2, einen ähnlichen Verlauf, aber mit unterschiedlicher Leistung. Eine Verbesserung ist hier ersichtlich, aber nur in geringem Ausmaß.

In Abbildung 5-9 sind die Werte der Transportleistungen im verbesserten Referenzmodell zwischen Frankreich und der Schweiz dargestellt.



**Abbildung 5-9: Lastfluss von Frankreich in die Schweiz (links) und aus der Schweiz nach Frankreich (rechts) für das verbesserte Modell.**

Auch bei den Simulationsergebnissen für das verbesserte Modell ergeben sich für das Modell 2 vergleichsweise schlechte Ergebnisse. Der Verlauf der simulierten Größen ist ähnlich wie zuvor, aber die Abweichung der Übertragungsleistung von den Vergleichswerten ist geringer.

Aus den in diesem Kapitel gezeigten Ergebnissen ist auf jeden Fall die positive Auswirkung der getroffenen Maßnahme zur Verbesserung der Qualität der Abbildung erkennbar. Es kann aber abgeleitet werden, dass auch das verbesserte Modell keine zuverlässigen Ergebnisse liefert und in manchen Fällen von den Vergleichswerten deutlich abweicht.

Für Test- und Entwicklungszwecke ist die Qualität des verbesserten Modells ausreichend, da die Tendenzen über weite Teile stimmen und Effekte wie Leistungsgengpässe beobachtet werden können. Für Abschätzungen betreffend das Elektrizitätssystem von Kontinentaleuropa ist auch das verbesserte Modell auf diesem Abstraktionsniveau nicht geeignet.

## 6 Zusammenfassung

Aufgrund der Langlebigkeit und langen Vorlaufzeiten der Anlagen in der Elektrizitätswirtschaft haben die in der Gegenwart getroffenen Entscheidungen langfristige Folgen. Aufgrund dessen müssen die Investitionen in diesem Bereich sorgfältig geplant werden. Vor allem ist es bei der Festlegung der Energiepolitik wichtig zu versuchen, die Auswirkungen auf das zukünftige System zu ermitteln. Zu diesem Zweck wurde am Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation der Technischen Universität Graz das Simulationsmodell ATLANTIS entwickelt. Das Modell ATLANTIS bildet das Elektrizitätssystem in knapp 30 europäischen Ländern ab und kann Simulationen entweder bis zum Jahr 2030 oder bis zum Jahr 2050 durchführen. Deswegen beinhaltet es eine sehr große Menge an Ausgangs- als auch an Ergebnisdaten. Daraus ergeben sich Schwierigkeiten bei der Validierung von neuentwickelten Simulationsalgorithmen.

Das Ziel dieser Arbeit war es eine Referenz für das Modell ATLANTIS zu entwickeln, die die wichtigsten Eigenschaften des europäischen Elektrizitätssystems abbildet, aber eine deutlich geringere Anzahl an Elementen beinhaltet und einen geringeren Rechenaufwand verlangt. Der Ergebnisdatensatz ist wesentlich kompakter und übersichtlicher, was die Validierung der Funktionsweise von Simulationsmodulen bedeutend vereinfacht.

Anfangs wurde eine Literatur- und Datenrecherche über die Elektrizitätssysteme in ausgewählten europäischen Ländern durchgeführt. Dabei werden die Eigenschaften und wichtigen Merkmale dieser Systeme sowie ihre Verflechtung und gegenseitige Beeinflussung untersucht. Die Ergebnisse der Recherche werden in eine Tabelle zusammengefasst und in weiterer Folge für die Modellierung herangezogen. Die wichtigsten Daten über die Systeme in den einzelnen untersuchten Ländern sind in der Arbeit dargestellt.

Für die Modellierung werden fünf Länder ausgewählt: Österreich, Deutschland, Schweiz, Frankreich und Italien. Für diese werden in weiterer Folge die grenzüberschreitenden Energieaustausche recherchiert und in der Arbeit dargestellt. Die recherchierten Werte werden für die Auswertung der Qualität der Abbildung im Referenzmodell verwendet.

Die Erstellung des Modells erfolgt schrittweise, wobei in jedem Schritt vereinfachende Maßnahmen für das Referenzmodell getroffen werden. Diese Vereinfachungen müssen bei der Auswertung des Referenzmodells in Betracht gezogen werden, weil sie das Verhalten des Modells beeinflussen. Manche Vereinfachungen verhindern oder verschlechtern das Nachbilden von bestimmten Effekten im System, und diese Effekte müssen aus zukünftigen Auswertungen ausgeschlossen werden.

Bei der Modellierung werden zuerst die bedeutsamen Knoten in den einzelnen Systemen ausgewählt, die als Ersatzknoten im Referenzmodell eingesetzt werden. Die Ersatzknoten sind die Basis für das gesamte Modell. Alle weiteren Elemente des Modells werden bezogen auf die Ersatzknoten ermittelt und gelten nicht für eine andere Auswahl an Ersatzknoten.

In weiterer Folge wird das Übertragungsnetz für das Referenzmodell, das auf den schon bestimmten Ersatzknoten basiert, ermittelt. Dabei werden zwei unterschiedliche Ansätze angewendet, aus denen sich zwei unterschiedlichen Netzstrukturen bzw. Modelle ergeben.

Im ersten Ansatz werden die realen Netze in den fünf zu modellierenden Ländern untersucht und durch Abstrahieren nach freiem Ermessen abgebildet. Dies bedeutet, dass die

Leitungen zwischen den Ersatzknoten eingeführt werden, wenn die entsprechenden in der Realität vorhandenen Knoten auch miteinander verbunden sind.

Im zweiten Ansatz wird ein Netzreduktionsverfahren, das auf der Reduktion der Knotenadmittanzmatrix basiert, eingesetzt. Als Ausgangsdaten wird der im detaillierteren Modell aus ATLANTIS vorhandene Datensatz über die einzelnen Netzelemente verwendet. Aus den Impedanzen für jedes einzelnes Element werden die Zweigadmittanzmatrix und in weiterer Folge die Knotenadmittanzmatrix aufgestellt. Das Reduktionsverfahren basiert auf der Vereinfachung der Knotenadmittanzmatrix. Die Knotenadmittanzmatrix des detaillierteren Modells wird auf die Knotenadmittanzmatrix für das Referenzmodell reduziert. Aus der erhaltenen Matrix werden die Impedanzen berechnet. Durch den Reduktionsmechanismus wird jeder Ersatzknoten mit jedem anderen verbunden. Dadurch entstehen einige sehr hochohmige Ersatzleitungen. Da diese keinen wesentlichen Einfluss auf den Lastfluss haben und effektiv nur den Rechenaufwand vergrößern, werden sie durch eine angenommene Begrenzung der Leitungsimpedanzen auf  $500 \Omega$  eliminiert.

In einem weiteren Schritt werden die Ersatzkraftwerke für die Referenzmodellwelt aus dem in der Realität vorhandenen Kraftwerkspark ermittelt. Jedem Referenzknoten wird ein Gebiet innerhalb des Landes zugewiesen, und alle in diesem Gebiet befindlichen Kraftwerke werden an diesen Knoten angebunden. Alle Kraftwerke, die auf derselben Kraftwerkstechnologie basieren, werden zu einem Ersatzkraftwerk aggregiert.

Wenn das Netz und der Kraftwerkspark in der Referenzmodellwelt bekannt sind, muss noch der Stromverbrauch ermittelt werden. Als Ausgangspunkt werden die stündlichen Lastwerte für jedes der fünf betrachteten Länder und die Verbrauchsverteilung auf die Regionen in diesen Ländern verwendet. Die einzelnen Regionen werden den Ersatzknoten zugeordnet, und dementsprechend werden für jeden Knoten die stündlichen Lastwerte ermittelt.

Anschließend müssen noch für die äußeren Grenzen der Referenzmodellwelt die Randbedingungen ermittelt werden, um den grenzüberschreitenden Handel zwischen den fünf simulierten Ländern und den restlichen Marktgebieten des kontinentaleuropäischen Systems nachzubilden. Dafür wird lediglich eine Leitung pro Grenze angenommen und der Austausch durch jeweils ein virtuelles Kraftwerk und eine virtuelle Last simuliert, der dem recherchierten Energieaustausch an dieser Grenze entspricht.

Wenn die Modellierung komplettiert ist, werden Simulationen sowohl mit dem Referenzmodell als auch mit dem originalen ATLANTIS-Datensatz durchgeführt. Schließlich erfolgen der Vergleich der Ergebnisse und die Auswertung der Qualität der Abbildung in der Referenzmodellwelt.

Aus der Auswertung der Ergebnisse folgt, dass es noch Potential zur Verbesserung des Modells gibt. Manche Annahmen beeinflussen das Modell derart, dass die Auswertungsgrößen wie grenzüberschreitende Energieflüsse innerhalb des Modells in manchen Fällen von den Vergleichsgrößen abweichen. Abschließend werden möglichen Ansätze zur Steigerung der Qualität der Abbildung angegeben und umgesetzt. Die erste von diesen Maßnahmen dient zur Ermittlung der thermischen Übertragungskapazitäten für die Ersatzleitungen. In der zweiten vorgeschlagenen Maßnahme wird ein möglicher Mechanismus angegeben, die NTC-Werte für die inneren Grenzen des Modells mithilfe von thermischen Kapazitäten der inneren grenzüberschreitenden Leitungen zu berechnen.

Aus dem Vergleich der Simulationsergebnisse kann gefolgert werden, dass die Qualität der Abbildung im Referenzmodell dem originalen ATLANTIS-Modell nicht nahekommt.

Aus der gesamten Arbeit können zwei wesentliche Aussagen abgeleitet werden. Das erste wichtige Ergebnis ist, dass das entwickelte Referenzmodell ein einfaches und übersichtliches Werkzeug für die Fortentwicklung des Modells ATLANTIS darstellt. Das Referenzmodell hat die gleiche Struktur und basiert auf denselben Grundsätzen wie das detailliertere Modell. Durch den geringen Rechenaufwand und die verbesserte Übersichtlichkeit der Simulationsergebnisse eignet sich das Referenzmodell sehr gut zur Prüfung der Simulationsalgorithmen. Die zweite zentrale Aussage, die getroffen werden kann, bezieht sich auf die Plausibilität der Vereinfachungen in einem so verflochtenen und komplexen System, wie es das kontinental-europäische Elektrizitätssystem darstellt. Der Modellvergleich zeigt deutlich, dass die Realitätsnähe der durch das reduzierte Modell gewonnenen Ergebnisse nicht zuverlässig ist. Dies bedeutet, dass das reduzierte Modell für Simulationen in Rahmen wissenschaftlicher Studien nicht angewendet werden darf. Durch die vereinfachenden Maßnahmen geht in vielen Bereichen der Bezug zur Realität verloren. Das reduzierte Modell ist damit kein geeigneter Ersatz für das vollständige ATLANTIS-Modell.

## 7 Verzeichnisse

### 7.1 Abkürzungsverzeichnis

AEEG .....	Autorità per l'energia elettrica e il gas - Regulierungsbehörde in Italien
AG .....	Aktiengesellschaft
APG.....	Austrian Power Grid Übertragungsnetzbetreiber in Österreich
AT.....	Österreich
BE.....	Belgien
BFE .....	Bundesamt für Energie in der Schweiz - Regulierungsbehörde in der Schweiz
BHKW.....	Blockheizkraftwerk
BMWi.....	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie in Deutschland
CH .....	Schweiz
CNE.....	Comisión Nacional de Energía - Regulierungsbehörde in Spanien
CNR.....	Compagnie Nationale du Rhône - Elektrizitätsunternehmen in Frankreich
CRE.....	Commission de régulation de l'énergie - Regulierungsbehörde in Frankreich
CREG.....	Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz - Regulierungsbehörde in Belgien
CZ.....	Tschechien
DE .....	Deutschland
DK .....	Dänemark
EDP .....	Energias de Portugal - Elektrizitätsunternehmen in Portugal
EEX .....	European Energy Exchange
EL .....	Griechenland
ELES .....	Elektro-Slovenija, doo - Elektrizitätsunternehmen in Slowenien
EMS.....	Elektromreža Srbije - Übertragungsnetzbetreiber in Serbien
EnBW .....	Energie Baden-Württemberg AG - Elektrizitätsunternehmen in Deutschland
EnLAG.....	Energieleitungsausbaugesetz in Deutschland
ENTSO-E .....	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EnWG.....	Energiewirtschaftsgesetz in Deutschland
EPR™ .....	„European Pressurized Reaktor“, Kernkraftwerkstyp des französischen Herstellers „Areva“
EPS .....	Elektroprivreda Srbije
ERSE.....	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos - Regulierungsbehörde in Portugal
ES.....	Spanien
EU .....	Europäische Union
FR.....	Frankreich
GDF .....	Gaz de France



---

GSE.....	Gestore Servizi Energetici - Italienischen Förderstelle für erneuerbare Energien
GuD.....	Gas-und-Dampf-Kombikraftwerk
GW.....	Gigawatt
GWh.....	Gigawattstunde
HEP.....	Hrvatska elektroprivreda - Elektrizitätsunternehmen in Kroatien
HERA.....	Hrvatska energetska regulatorna agencija - Regulierungsbehörde in Kroatien
HGÜ.....	Hochspannungsgleichstromübertragung
HR.....	Kroatien
HU.....	Ungarn
HVDC.....	High-voltage direct current - Hochspannungsgleichstromübertragung
HWÜ.....	Hochspannungswechselstromübertragung
IAEA.....	International Atomic Energy Agency
IT.....	Italien
KSH.....	Hungarian Central Statistical Office - Statistikamt in Ungarn
kV.....	Kilovolt
KWK.....	Kraft-Wärme-Kopplung
LU.....	Luxemburg
MAVIR.....	Magyar Villamosenergia-ipari Átviteli Rendszerezítő - Übertragungsnetzbetreiber in Ungarn
MIBEL.....	Mercado Ibérico de la Electricidad - Elektrizitätsmarkt am iberischen Halbinsel
MVA.....	Megavoltampere
MW.....	Megawatt
MWh.....	Megawattstunde
NL.....	Niederlande
NTC.....	Net Transfer Capacity
NUTS.....	Nomenclature of territorial units for statistics - Systematik der Gebietseinheiten für die Statistik
PL.....	Polen
PT.....	Portugal
PTR.....	Peak Time Rebate
PV.....	Photovoltaik
REE.....	Red Eléctrica de España - Übertragungsnetzbetreiber in Spanien
REN.....	Redes Energéticas Nacionais - Übertragungsnetzbetreiber in Portugal
RES.....	Renewable Energy Sources – Erneuerbare Energiequellen
RS.....	Serbien
RTE.....	Réseau de transport d'électricité - Übertragungsnetzbetreiber in Frankreich
SE.....	Schweden

---

SHEM.....	Société Hydro-Electrique du Midi - Elektrizitätsunternehmen in Frankreich
SI.....	Slowenien
SK.....	Slowakei
Sotel.....	Société de transport de l'électricité - Industrienetz in Luxemburg
TRM.....	Transport Reliability Margin
TSO.....	Transmission System Operator - Übertragungsnetzbetreiber
TTC.....	Total Transfer Capacity
TWh.....	Terawattstunde
UK.....	Großbritannien
UVP.....	Umweltverträglichkeitsprüfung
UW.....	Umspannwerk
VSE.....	Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen

## 7.2 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1: In der Referenzmodellwelt berücksichtigte Länder .....	2
Abbildung 2-2: Engpasssituation in Österreich, Stand 2010. Quelle: (APG, 2011 S. 9). .....	4
Abbildung 2-3 : 380-kV-Hochspannungsring. Quelle: (APG, 2011 S. 9).....	4
Abbildung 2-4: Erzeugungskapazitäten (links) und Erzeugungsmix (rechts) in Österreich. Datenquelle: (E-Control, 2012b).....	5
Abbildung 2-5: Vier Regelzonenführer und ihre Netzgebiete in Deutschland. Quelle: (Netzentwicklungsplan Strom, 2012 S. 2). .....	6
Abbildung 2-6 : Ausbauprojekte nach dem EnLAG. Quelle: (Bundesnetzagentur, 2013a)....	8
Abbildung 2-7: Erzeugungskapazitäten (links) und Erzeugungsmix (rechts) in Deutschland im Jahr 2011. Datenquellen: (ENTSO-E, 2012), (AG Energiebilanzen, 2012c), (Bundesnetzagentur, 2011) und andere.....	9
Abbildung 2-8: Flussdiagramm der elektrischen Energie in der Schweiz. Quelle: (BFE, 2012 S. 10). .....	10
Abbildung 2-9: Das Hochspannungsnetz in der Schweiz. Quelle: (Swissgrid, 2012d S. 4). ..	11
Abbildung 2-10: Die Kraftwerke in der Schweiz. Quelle: (VSE, 2012 S. 29).....	11
Abbildung 2-11: Die vordringlichen Erneuerungs- und Ausbauprojekte.....	11
Abbildung 2-12: Kraftwerkspark (links) und Stromerzeugung (rechts) in der Schweiz. Datenquellen: (ENTSO-E, 2012), (BFE, 2012) und andere. ....	12
Abbildung 2-13: Kernkraftwerke in Frankreich. Quelle: (EDF, 2012a S. 13).....	13
Abbildung 2-14: Das französische Hochspannungsnetz. Quelle: (RTE, 2013).....	14
Abbildung 2-15: Erzeugungskapazitäten (links) und Erzeugungsmix (rechts) in Frankreich. Datenquellen: (ENTSO-E, 2012), (RTE, 2012a), (CRE, 2011) und andere. ....	14
Abbildung 2-16: Kraftwerkseinsatz in Frankreich im Jahr 2010. Quelle: (CRE, 2011 S. 39). ..	15
Abbildung 2-17: Remaining Capacity und Remaining Margin in Frankreich in den Jahren 2010 und 2011. Datenquelle: (ENTSO-E, 2012b).....	16
Abbildung 2-18: Differenz zwischen Höchst- und Niederlast in Frankreich.....	16
Abbildung 2-19: Energiedefizit in Italien im Zeitraum von 1973 bis 2011. Quelle: (Terna, 2013). .....	18
Abbildung 2-20: Netzengpässe in Italien.....	19
Abbildung 2-21: Marktzone in Italien seit 1. Jänner 2009. ....	19
Abbildung 2-22: Kraftwerkspark (links) und Erzeugungsmix (rechts) in Italien im Jahr 2011. Datenquellen: (ENTSO-E, 2012), (Terna, 2012a) und andere.....	19
Abbildung 2-23: Neue Wärmekraftwerke im Zeitraum 2002-2011. Quelle: (Terna, 2012b S. 56). .....	20
Abbildung 2-24: Energieaustauschbilanz zwischen italienischen Preiszone im Jahr 2011. Quelle: (Terna, 2012 S. 13).....	20
Abbildung 2-25: Installierte Kapazitäten der Wind- und Photovoltaikanlagen im Jahr 2011. Quelle: (Terna, 2012b S. 59).....	21
Abbildung 2-26: Kurz- und mittelfristige Prognose für Wind- und Photovoltaikanlagen in Italien. Quelle: (Terna, 2012b S. 59). .....	21
Abbildung 2-27: Anteile der einzelnen Unternehmen an der gesamten Stromerzeugung. Quelle: (AEEG, 2011 S. 49). .....	21
Abbildung 2-28: Übertragungsnetz und Kraftwerkspark in Spanien. Quelle: (REE, 2012e). ..	22
Abbildung 2-29: Kraftwerkspark (links) und Erzeugungsmix (rechts) in Spanien im Jahr 2011. Datenquellen: (ENTSO-E, 2012), (REE, 2012b), (CNE, 2012) und andere.....	23
Abbildung 2-30: Netzentwicklung in Portugal. Quelle: (REN, 2012a S. 14). .....	24
Abbildung 2-31: Hochspannungsnetz und Kraftwerke in Portugal. Quelle: (REN, 2012).....	25

Abbildung 2-32: Kraftwerkspark (links) und Erzeugungsmix (rechts) in Portugal im Jahr 2011. Datenquellen: (ENTSO-E, 2012), (REN, 2012a) und andere.....	26
Abbildung 2-33: Anteile der Erzeugungsunternehmen an installierter Leistung in Portugal. Quelle: (ERSE, 2012e S. 37). .....	26
Abbildung 2-34: Übertragungsnetz in den Niederlanden inklusive 150-kV- und 110-kV-Leitungen. Quelle: (Energie Nederland, 2011 S. 36).....	27
Abbildung 2-35: Installierte Kraftwerkskapazitäten (links), Datenquelle: (ENTSO-E, 2012) und Herkunft der elektrischen Energie in den Niederlanden im Jahr 2010 (rechts), Datenquelle: (Energie Nederland, 2011 S. 51).....	28
Abbildung 2-36: Bestehende und geplante Kraftwerke in den Niederlanden. Quelle: (TenneT, 2011 S. 7).....	29
Abbildung 2-37: Kraftwerke und Hochspannungsleitungen in Belgien. Quelle: (Elia, 2008 S. 8). .....	30
Abbildung 2-38: Kraftwerkspark (links) und Erzeugungsmix (rechts) in Belgien im Jahr 2011. Datenquellen: (ENTSO-E, 2012), (Elia, 2012a), (CREG, 2012) und andere. ....	31
Abbildung 2-39: Hoch- und Mittelspannungsnetz in Luxemburg. Quelle: (CREOS, 2012 S. 33). .....	32
Abbildung 2-40: Kraftwerkspark (links) und Erzeugungsmix (rechts) in Luxemburg im Jahr 2011. Datenquellen: (ENTSO-E, 2012), (CREOS, 2012) und andere. ....	32
Abbildung 2-41: Deckung der Nachfrage in Luxemburg. Quelle: (CREOS, 2012 S. 22). .....	33
Abbildung 2-42: Hochspannungsnetz und Kraftwerke in Slowenien. Quelle: (ELES, 2007 S. 7). .....	34
Abbildung 2-43: Kraftwerkspark (links) und Erzeugungsmix (rechts) in Slowenien im Jahr 2011. Datenquellen: (ENTSO-E, 2012), (ELES, 2012a), (Energy Agency of the Republic of Slovenia, 2012) und andere. ....	34
Abbildung 2-44: Hochspannungsnetz in Ungarn. Quelle: (MAVIR, 2012 S. 48). .....	35
Abbildung 2-45: Kraftwerkspark (links) und Erzeugungsmix (rechts) in Ungarn im Jahr 2011. Datenquellen: (ENTSO-E, 2012), (MAVIR, 2012) und andere.....	36
Abbildung 2-46: Kraftwerke in Ungarn. ....	37
Abbildung 2-47: Bevölkerungsdichte in Ungarn. Quelle: (KSH, 2013). .....	37
Abbildung 2-48: Übertragungsnetz und Kraftwerke in Serbien. Quellen: (EPS, 2009 S. 14). .....	38
Abbildung 2-49: Kraftwerke (links) und Stromerzeugung (rechts) in Serbien im Jahr 2011. Datenquellen: (EPS, 2012a S. 2,3), (AERS, 2012 S. 8,10).....	39
Abbildung 2-50: Kraftwerkspark und Hochspannungsnetz in Kroatien. Quelle: (HEP, 2012). .....	41
Abbildung 2-51: Kraftwerke (links) und Stromerzeugung (rechts) in Kroatien im Jahr 2011. Datenquelle: (HEP, 2012b). .....	42
Abbildung 2-52: Vergleich der gesamten installierten Leistung im Jahr 2011. Eigene Darstellung, verschiedene Quellen. ....	43
Abbildung 2-53: Vergleich der Spitzenlast für das Jahr 2011. Eigene Darstellung, verschiedene Quellen.....	43
Abbildung 2-54: Verhältnis zwischen den Kraftwerkskapazitäten und der Spitzenlast im Jahr 2011. Eigene Darstellung, verschiedene Quellen. ....	43
Abbildung 2-55: Wasserkraftwerke im Jahr 2011. Eigene Darstellung, verschiedene Quellen. ....	44
Abbildung 2-56: Kernkraftwerke im Jahr 2011. Eigene Darstellung, verschiedene Quellen. ....	44
Abbildung 2-57: Kohlekraftwerke im Jahr 2011. Eigene Darstellung, verschiedene Quellen.....	44

Abbildung 2-58: Erdgaskraftwerke im Jahr 2011. Eigene Darstellung, verschiedene Quellen.	44
Abbildung 2-59: Windkraftwerke im Jahr 2011. Eigene Darstellung, verschiedene Quellen.	44
Abbildung 2-60: Solarkraftwerke im Jahr 2011. Eigene Darstellung, verschiedene Quellen.	44
Abbildung 2-61: Volllaststunden der unterschiedlichen Kraftwerkstechnologien, Stand 2011. Eigene Darstellung, verschiedene Quellen.	45
Abbildung 2-62: Gesamte Stromerzeugung im Jahr 2011. Eigene Darstellung, verschiedene Quellen.	46
Abbildung 2-63: Erzeugungsmix in den analysierten Ländern im Jahr 2011. Eigene Darstellung, verschiedene Quellen.	46
Abbildung 2-64: Erzeugung, Bruttoverbrauch und Export bzw. Import im Jahr 2011. Eigene Darstellung, verschiedene Quellen.	47
Abbildung 2-65: Export-Importsaldo im Jahr 2011. Eigene Darstellung, verschiedene Quellen.	47
Abbildung 2-66: Anteil der exportierten bzw. importierten elektrischen Energie am Bruttoverbrauch der einzelnen Länder im Jahr 2011. Eigene Darstellung, verschiedene Quellen.	47
Abbildung 3-1: Energieaustausch zwischen Frankreich und Großbritannien 2006–2011.	50
Abbildung 3-2: Ausfallstatistik der Cross Channel HGÜ-Leitung 2006–2011.	50
Abbildung 3-3: Energieaustausch zwischen Frankreich und Spanien 2006–2011.	51
Abbildung 3-4: Energieaustausch zwischen Frankreich und Belgien 2006–2011.	51
Abbildung 3-5: Energieaustausch zwischen Italien und Griechenland 2006–2011.	52
Abbildung 3-6: Ausfallstatistik der GRITA HGÜ-Leitung 2006–2011.	52
Abbildung 3-7: Energieaustausch zwischen Italien und Slowenien 2006–2011.	53
Abbildung 3-8: Energieaustausch zwischen Österreich und Slowenien 2006–2011.	53
Abbildung 3-9: Energieaustausch zwischen Österreich und Ungarn 2006–2011.	54
Abbildung 3-10: Energieaustausch zwischen Österreich und Tschechien 2006–2011.	55
Abbildung 3-11: Energieaustausch zwischen Deutschland und Tschechien 2006–2011.	55
Abbildung 3-12: Energieaustausch zwischen Deutschland und Polen 2006–2011.	56
Abbildung 3-13: Energieaustausch zwischen Deutschland und Schweden 2006–2011.	56
Abbildung 3-14: Ausfallstatistik der „Baltic Cable“-HGÜ-Leitung 2006–2011.	56
Abbildung 3-15: Energieaustausch zwischen Deutschland und Dänemark 2006–2011.	57
Abbildung 3-16: Energieaustausch zwischen Deutschland und den Niederlanden 2006–2011.	57
Abbildung 3-17: Energieaustausch zwischen Deutschland und Luxemburg 2006–2011.	58
Abbildung 3-18: Energieaustausch zwischen Deutschland und Frankreich 2006–2011.	59
Abbildung 3-19: Energieaustausch zwischen Frankreich und der Schweiz 2006–2011.	59
Abbildung 3-20: Energieaustausch zwischen Frankreich und Italien 2006–2011.	60
Abbildung 3-21: Energieaustausch zwischen Italien und der Schweiz 2006–2011.	61
Abbildung 3-22: Energieaustausch zwischen Österreich und Italien 2006–2011.	61
Abbildung 3-23: Energieaustausch zwischen Deutschland und der Schweiz 2006–2011.	62
Abbildung 3-24: Energieaustausch zwischen Österreich und der Schweiz 2006–2011.	62
Abbildung 3-25: Energieaustausch zwischen Deutschland und Österreich 2006–2011.	63
Abbildung 4-1: Ausgewählte Ersatzknoten für die Referenzmodellwelt.	66
Abbildung 4-2: Das abstrahierte Ersatznetz der Referenzmodellwelt	68
Abbildung 4-3: Das vollständige Netz. Quelle: (Renner, 2010 S. 43).	71
Abbildung 4-4: Das reduzierte Netz. Quelle: (Renner, 2010 S. 43).	73

---

Abbildung 4-5: Die Struktur des vollständigen Netzes mit den ausgewählten Ersatzknoten und den zu eliminierenden Knoten.....	73
Abbildung 4-6: Die Struktur des reduzierten Netzes mit den Ersatzknoten, Ersatzspeisungen und Ersatzleitungen. ....	75
Abbildung 4-7: Das Flussdiagramm des Netzreduktionsalgorithmus.....	75
Abbildung 4-8: Das reduzierte Netz für die Referenzmodellwelt.....	78
Abbildung 4-9: Vergleich der durch Abstrahierung und durch Reduktion ermittelten Netze. .	80
Abbildung 4-10: Ersatzknoten und Ersatzkraftwerke in Österreich.....	83
Abbildung 4-11: Ersatzknoten und Ersatzkraftwerke in Deutschland.....	85
Abbildung 4-12: Ersatzknoten und Ersatzkraftwerke in Frankreich.....	86
Abbildung 4-13: Ersatzknoten und Ersatzkraftwerke in der Schweiz .....	87
Abbildung 4-14: Ersatzknoten und Ersatzkraftwerke in Italien. ....	89
Abbildung 4-15: Beispiel zur Erstellung der Randbedingungen der Referenzmodellwelt. ....	91
Abbildung 5-1: Lastfluss von Deutschland nach Österreich (links) und von Österreich nach Deutschland (rechts). ....	93
Abbildung 5-2: Lastfluss von Deutschland nach Frankreich (links) und von Frankreich nach Deutschland (rechts). ....	93
Abbildung 5-3: Lastfluss von Frankreich in die Schweiz (links) und aus der Schweiz nach Frankreich (rechts). ....	94
Abbildung 5-4: Das Beispielnetz .....	95
Abbildung 5-5: Die Ersatzleitung .....	96
Abbildung 5-6: Flussdiagramm vom Algorithmus zur Ermittlung der thermischen Übertragungskapazitäten der Ersatzleitungen. ....	96
Abbildung 5-7: Lastfluss von Deutschland nach Österreich (links) und von Österreich nach Deutschland (rechts) für das verbesserte Modell.....	99
Abbildung 5-8: Lastfluss von Deutschland nach Frankreich (links) und von Frankreich nach Deutschland (rechts) für das verbesserte Modell.....	99
Abbildung 5-9: Lastfluss von Frankreich in die Schweiz (links) und aus der Schweiz nach Frankreich (rechts) für das verbesserte Modell.....	100

### 7.3 Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1: Die größten Erzeugungsunternehmen in Österreich. Datenquellen: (Verbund, 2012), (Wien Energie, 2012), (Illwerke VKW, 2012). .....	5
Tabelle 2-2: Die größten Erzeugungsunternehmen in Deutschland in den Jahren 2006, 2010 und 2011. Datenquellen: (RWE, 2012), (E.ON, 2012), (Vattenfall, 2012), (EnBW, 2012) und andere. ....	9
Tabelle 2-3: Die größten Erzeugungsunternehmen in der Schweiz. Datenquellen: (Alpiq, 2012), (BKW-Gruppe, 2012), (Pojer, 2010) und andere. ....	12
Tabelle 2-4: Die größten Stromerzeuger in Frankreich. Datenquellen: (EDF Group, 2011), (E.ON France, 2011), (CNR, 2010), (SHEM, 2011), (RTE, 2012c).....	17
Tabelle 2-5: Einspeisetarifen in Serbien. Datenquelle: (Ministerium für Energie, Entwicklung und Umweltschutz der Republik Serbien, 2009 S. 2). ....	39
Tabelle 4-1: Bestimmung des Skalierungsfaktors für die Ersatzleitungen (verschiedene Quellen).....	69
Tabelle 5-1: Charakteristiken des Beispielnetzes .....	95
Tabelle 5-2: Lastfluss beim Erreichen der maximalen Übertragungskapazität im theoretischen Beispiel. ....	96
Tabelle 5-3: Charakteristiken der Ersatzleitung. ....	96

## 7.4 Literaturverzeichnis

- ABB. 1994.** *The Baltic Cable HVDC Connection Sweden / Germany*. ABB Power Technologies AB. 1994.
- AEEG. 2011.** *Jahresbericht 2011*. AEEG - Autorità per l'energia elettrica e il gas. Mailand : s.n., 2011.
- AERS. 2011.** *Energiemärkte in Serbien 2005 - 2010*. Belgrad : AERS, 2011. Regulator Serbien.
- , **2012.** *Jahresbericht 2011*. Belgrad : Energy Agency of the Republic of Serbia, 2012. S. 74.
- AG Energiebilanzen. 2012.** Auswertungstabellen zur Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland 1990 bis 2011. [Online] 2012. [Zitat vom: 26. Februar 2013.] <http://www.ag-energiebilanzen.de/viewpage.php?idpage=139>.
- , **2012b.** Bruttostromerzeugung in Deutschland von 1990 bis 2011 nach Energieträgern. AG *Energiebilanzen*. [Online] 2012b. [Zitat vom: 13. 07 2012.] <http://www.ag-energiebilanzen.de/viewpage.php?idpage=65>.
- , **2012d.** *Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2011*. Köln : s.n., 2012d.
- , **2012a.** Grafik Importabhängigkeit von Deutschland. [Online] 2012a. [Zitat vom: 13. Juli 2012.] [http://www.ag-energiebilanzen.de/componenten/download.php?filedata=1330935289.pdf&filename=AGEB\\_Infografik\\_04\\_2010\\_Importabh%E4ngigkeit\\_20.pdf&mimetype=application/pdf](http://www.ag-energiebilanzen.de/componenten/download.php?filedata=1330935289.pdf&filename=AGEB_Infografik_04_2010_Importabh%E4ngigkeit_20.pdf&mimetype=application/pdf).
- , **2012c.** *Jahresbericht 2011*. s.l. : AG Energiebilanzen, 2012c.
- Agentur für Erneuerbare Energien. 2010.** *Akzeptanz der Erneuerbaren Energien in der deutschen Bevölkerung*. 2010.
- al., H. Fechner et. 2007.** *Technologie-Roadmap für Photovoltaik in Österreich*. 2007.
- Alpiq. 2012.** *Geschäftsbericht 2011*. s.l. : Alpiq Holding AG, 2012.
- Amprion. 2012.** Amprion. [Online] 2012. [Zitat vom: 12. 07 2012.] <http://www.amprion.net/>.
- APG. 2013.** APG Austrian Power Grid. *APG Austrian Power Grid*. [Online] APG Austrian Power Grid, 2013. [Zitat vom: 03. 02 2013.] <http://www.apg.at/de/projekte/380-kV-salzburgleitung>.
- , **2011.** *APG-Masterplan 2020*. Stromnetz, Austrian Power Grid AG. Wien : Austrian Power Grid AG, 2011. S. 36.
- Areva. 2010.** *Generation III+ Reactor Portfolio*. AREVA SA. Paris : s.n., 2010. S. 8.
- Axpo. 2011.** *Geschäftsbericht 2010/2011*. Baden, CH : s.n., 2011.
- BFE. 2012a.** BFE - Bundesamt für Energie Schweiz - Statistik Wasserkraftwerke. [Online] 2012a. [Zitat vom: 13. Februar 2013.] [http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=de&name=de\\_315664778.zip&endung=Statistik%20der%20Wasserkraftanlagen%20der%20Schweiz](http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=de&name=de_315664778.zip&endung=Statistik%20der%20Wasserkraftanlagen%20der%20Schweiz).
- , **2012.** *Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2011*. BFE - Bundesamt für Energie. Bern : BFE - Bundesamt für Energie, 2012.
- BKW-Gruppe. 2012.** *Jahresbericht 2011*. Bern : s.n., 2012.



- BMWi. 2010.** *Energiekonzept für eine umweltschonende zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung.* BMWi - Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie . Berlin : BMWi - Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie , 2010. S. 36.
- Bundesnetzagentur. 2011a.** *Jahresbericht 2010.* Bonn : s.n., 2011a.
- **2013.** Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur Deutschland. [Online] 01. Februar 2013. [Zitat vom: 25. Februar 2013.]  
[http://www.bundesnetzagentur.de/cln\\_1912/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/Sonderthemen/Kraftwerksliste/VeroeffKraftwerksliste\\_Basepage.html](http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1912/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/Sonderthemen/Kraftwerksliste/VeroeffKraftwerksliste_Basepage.html).
- **2011.** *Monitoringbericht 2011.* Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Bonn : s.n., 2011.
- **2013a.** Netzausbau. [Online] 2013a. [Zitat vom: 04. Februar 2013.] <http://www.netzausbau.de/>.
- Bundesregierung Deutschland. 2013.** Bundesregierung Deutschland, Glossar zu Energie. [Online] 2013. [Zitat vom: 15. 04 2013.]  
<http://www.bundesregierung.de/Content/DE/StatischeSeiten/Breg/FAQ/faq-energie.html;jsessionid=F126373879F821BAEA877605E52F7F0F.s2t1?nn=437032#doc132314bodyText5>.
- CNE. 2012.** *Spanish Energy Regulator's National Report to the European Commission 2012.* Madrid : CNE, 2012. Regulator Spanien.
- CNR. 2010.** *Statutory operator of the rhone, france's leading producer of exclusively renewable electricity.* 2010.
- CRE. 2012.** *Rapport d'activité 2011.* Paris : CRE, 2012.
- **2010.** *The French wholesale electricity and natural gas markets.* 2010.
- **2011.** *The French wholesale electricity, natural gas and CO2 markets in 2010-2011.* Elektrizitätswirtschaft, CRE - Commission de régulation de l'énergie. Paris : CRE - Commission de régulation de l'énergie, 2011. S. 118.
- CREG. 2012.** *Jahresbericht 2011.* CREG - Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz. Brüssel : s.n., 2012. S. 106. Regulator Belgien.
- CREOS. 2012.** *Annual Report 2011.* Luxemburg : CREOS, 2012. S. 80. TSO.
- **2012a.** *Strom- und Erdgasnetze.* Luxemburg : CREOS, 2012a. S. 12.
- Dallinger, Patrick. 2013.** *Ermittlung der Verbraucherstruktur in Europa.* Technische Universität Graz. Graz : IEE - Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, TU Graz, 2013.
- Daniëls, B.W., Boerakker, Y.H.A., van der Welle, A.J. und Wetzels, W. 2007.** *High-efficiency cogeneration in the Netherlands.* ECN - Energy Research Centre of the Netherlands. Petten : s.n., 2007. S. 85. ECN-E--07-080.
- dena. 2010.** *Netzstudie II.* Deutsche Energie-Agentur. Berlin : s.n., 2010. S. 620.
- Dr.-Ing. Hermann-Josef Wagner, Prof. Dr.-Ing. Marco K. Koch. 2007.** *CO2-Emissionen der Stromerzeugung - Ein ganzheitlicher Vergleich verschiedener Techniken.* 2007.
- E.A. 2011.** Trade & Invest Gernay. [Online] Trade & Invest Gernay, 18. April 2011. [Zitat vom: 04. März 2013.] <http://www.gtai.de/GTAI/Navigation/DE/Trade/maerkte,did=78740.html>.

- E.ON France. 2011.** E.ON France S.A.S. [Online] E.ON, 2011. [Zitat vom: 03. Juli 2012.] [http://www.eon-france.com/pages/efr\\_fr/Activits/3e\\_oprateur\\_multi-nergies/Implantations\\_et\\_capacits/index.htm](http://www.eon-france.com/pages/efr_fr/Activits/3e_oprateur_multi-nergies/Implantations_et_capacits/index.htm).
- E.ON. 2007.** *Geschäftsbericht 2006*. Düsseldorf : s.n., 2007.
- **2008.** *Geschäftsbericht 2007*. Düsseldorf : s.n., 2008.
- **2010.** *Geschäftsbericht 2009*. Düsseldorf : s.n., 2010.
- **2011.** *Geschäftsbericht 2010*. Düsseldorf : s.n., 2011.
- **2012.** *Geschäftsbericht 2011*. E.ON AG. Düsseldorf : s.n., 2012. S. 212.
- E-Control. 2013.** E-Control Bestandsstatistik, Verteilungs- und Erzeugungsanlagen 2011. [Online] 2013. [Zitat vom: 07. Juli 2012.] <http://www.e-control.at/de/statistik/strom/bestandsstatistik/verteilungserzeugungsanlagen2011>.
- **2012a.** E-Control Betriebsstatistik Jahresreihen. [Online] 2012a. [Zitat vom: 18. Juli 2012.] <http://www.e-control.at/de/statistik/strom/betriebsstatistik/jahresreihen>.
- **2012.** E-Control Betriebsstatistik Kraftwerke. [Online] 2012. [Zitat vom: 07. Juli 2012.] [http://www.e-control.at/portal/pls/portal/portal.kb\\_folderitems\\_xml.redirectToItem?pMasterthingId=2378170](http://www.e-control.at/portal/pls/portal/portal.kb_folderitems_xml.redirectToItem?pMasterthingId=2378170).
- **2013a.** E-Control Elektrizitätsstatistik. [Online] 2013a. [Zitat vom: 22. Februar 2013.] <http://www.e-control.at/de/statistik/strom>.
- **2012c.** *Ökostrombericht 2012*. Wien : Energie-Control Austria, 2012c. S. 134.
- **2011.** *Statistikbroschüre 2011*. 2011.
- **2012b.** *Statistikbroschüre 2012*. Elektrizitätswirtschaft, E-Control. Wien : E-Control, 2012b. S. 68.
- EDF. 2013.** Centrales thermiques. [Online] EDF - Électricité de France, 2013. [Zitat vom: 12. Februar 2013.] <http://energie.edf.com/thermique/carte-des-centrales-thermiques-47821.html>.
- EDF Group. 2011.** *Activity & sustainable development 2010*. 2011.
- EDF. 2011.** *Hydroelectric Energy*. Paris : EDF - Électricité de France, 2011. S. 14.
- **2010.** *Le cycle combiné gaz*. Paris : EDF - Électricité de France, 2010. S. 14.
- **2012.** Le nucléaire - Les questions-réponses qui vous éclairent. [Online] 2012. [Zitat vom: 6. Februar 2013.] [http://www.edf.com/html/energies/nucleaire\\_qr/2012/index.htm](http://www.edf.com/html/energies/nucleaire_qr/2012/index.htm).
- **2012a.** *Le nucléaire - Les questions-réponses qui vous éclairent*. Kernkraftwerke, EDF - Électricité de France. Paris : EDF - Électricité de France, 2012a. S. 60.
- EDP. 2012.** Energias de Portugal. [Online] 2012. [Zitat vom: 04. Juli 2012.] <http://www.edp.pt/en/aedp/edpNoMundo/Pages/EDPMundo.aspx>.
- EEA. 2009.** *Europe's onshore and offshore wind energy potential - An assessment of environmental and economic constraints*. EEA - European Environment Agency. Kopenhagen : s.n., 2009. S. 90. ISBN 978-92-9213-000-8.
- EEX. 2013.** EEX Transparenzplattform. [Online] 2013. [Zitat vom: 25. Februar 2013.] <http://www.transparency.eex.com/de/>.

- EIHP. 2007.** Energetski Institut Hrvoje Požar. [Online] 2007. [Zitat vom: 03. September 2012.] [http://www.eihp.hr/hrvatski/e\\_sustavi-eehr07.html](http://www.eihp.hr/hrvatski/e_sustavi-eehr07.html).
- ELES. 2011a.** *Development Strategy of the Electrical Power System of the Republic of Slovenia 2011 - 2020.* ELES - Elektro Slovenija. Ljubljana : s.n., 2011a. S. 40.
- **2007.** *Electric Power System of Slovenia 2006.* ELES - Elektro-Slovenija. Ljubljana : ELES, 2007. S. 13.
- **2012.** ELES - Elektro Slovenija, d.o.o. [Online] 29. 08 2012. [Zitat vom: 29. 08 2012.] <http://www.eles.si/en/ntc.aspx?rdestination=AT&rtype=1>.
- **2007a.** *Letno Porocilo o Obratovanju Prenosnega Omrezja za Leto 2006 (Jahresbericht 2006).* Ljubljana : s.n., 2007a.
- **2011.** *Letno Porocilo o Obratovanju Prenosnega Omrezja za Leto 2010 (Jahresbericht 2010).* Ljubljana : s.n., 2011.
- **2012a.** *Letno Porocilo o Obratovanju Prenosnega Omrezja za Leto 2011 (Jahresbericht 2011).* Ljubljana : ELES - Elektro Slovenija, 2012a. S. 62.
- Elia Group. 2012.** *Annual Report 2011.* Elia Group. Brüssel : Elia, 2012. S. 174.
- Elia. 2012a.** *System and market overview 2011.* Brüssel : Elia, 2012a. TSO Belgien.
- **2008.** *Un monde plein d'énergie.* Brüssel : Elia, 2008. S. 32.
- EMS. 2012a.** Elektromreža Srbije. *Serbian Transmission System and Market Operator.* [Online] 2012a. [Zitat vom: 04. September 2012.] [http://www.ems.rs/eng/stranice/tehnicke\\_informacije/index2.htm](http://www.ems.rs/eng/stranice/tehnicke_informacije/index2.htm).
- **2012b.** *Godišnji Tehnički Izveštaj za 2011. godinu.* EMS - Elektromreža Srbije. Belgrad : s.n., 2012b. S. 36.
- **2012.** Serbian Transmission System and Market Operator. [Online] 2012. [Zitat vom: 03. September 2012.] [http://www.ems.rs/eng/stranice/tehnicke\\_informacije/index.htm](http://www.ems.rs/eng/stranice/tehnicke_informacije/index.htm).
- EnBW. 2012.** *Geschäftsbericht 2011.* EnBW Energie Baden-Württemberg AG. Karlsruhe : s.n., 2012. S. 240.
- EnBW Transportnetze AG. 2012.** *Allgemeines Modell zur Berechnung der Gesamtübertragungs-kapazität und der Sicherheitsmarge der EnBW Transportnetze AG.* EnBW Transportnetze AG. Stuttgart : s.n., 2012. S. 10.
- Energetika. 2011.** Energetika.ba. [Online] 14. Mai 2011. [Zitat vom: 21. Februar 2013.] <http://www.energetika.ba/ostale-novosti/4115-hep-uvozi-40-elektricne-energije.html>.
- Energie AG. 2013.** Energie AG Oberösterreich Kraftwerke. [Online] 2013. [Zitat vom: 25. Februar 2013.] [http://www.energieag.at/eag\\_at/page/339536979223644121\\_593479839214310582~593479989806601884\\_593479989806601884,de.html](http://www.energieag.at/eag_at/page/339536979223644121_593479839214310582~593479989806601884_593479989806601884,de.html).
- Energie Nederland. 2011.** *Energy in the Netherlands.* Energie Nederland. Den Haag : s.n., 2011. S. 83.
- Energy Agency of the Republic of Slovenia. 2012.** Energy Agency of the Republic of Slovenia. [Online] 2012. [Zitat vom: 31. August 2012.] [http://www.agen-rs.si/en/informacija.asp?id\\_informacija=722&id\\_meta\\_type=29&type\\_informacij=](http://www.agen-rs.si/en/informacija.asp?id_informacija=722&id_meta_type=29&type_informacij=)

**ENTSO-E. 2012e.** ENTSO-E Data Portal - Consumption - Hourly load values of all countries. [Online] 2012e. [Zitat vom: 10. Dezember 2012.] <https://www.entsoe.eu/db-query/consumption/mh1v-all-countries-for-a-specific-month/>.

— **2012a.** ENTSO-E Data Portal - Exchange - Detailed Electricity Exchange. [Online] 2012a. [Zitat vom: 15. Februar 2013.] <https://www.entsoe.eu/db-query/exchange/detailed-electricity-exchange/>.

— **2012d.** ENTSO-E Data Portal - NTC Matrix. [Online] 2012d. [Zitat vom: 08. Februar 2013.] <https://www.entsoe.eu/publications/market-and-rd-reports/ntc-values/ntc-matrix/>.

— **2012.** ENTSO-E Data-Portal. [Online] 2012. [Zitat vom: 17. Juli 2012.] <https://www.entsoe.eu/resources/data-portal/>.

— **2013.** ENTSO-E System Adequacy Retrospect Energy and Power Data. [Online] 2013. [Zitat vom: 11. 02 2013.] <https://www.entsoe.eu/publications/system-development-reports/adequacy-retrospectives/>.

— **2011.** *Methodology for System Adequacy Retrospect*. ENTSO-E. Brüssel : ENTSO-E, 2011. S. 12.

— **2012c.** *Statistical Yearbook 2011*. Entso-E. Brüssel : Entso-E, 2012c. S. 136.

— **2011a.** *System Adequacy Retrospect 2010*. ENTSO-E. Brüssel : s.n., 2011a. S. 71.

— **2012b.** *System Adequacy Retrospect 2011*. ENTSO-E. Brüssel : ENTSO-E, 2012b. S. 64.

**EON France. 2011.** *3e opérateur multi-énergies en France*. Paris : EON, 2011. S. 16.

**EPS. 2012.** Elektroprivreda Srbije. [Online] 2012. [Zitat vom: 04. September 2012.] <http://www.eps.rs/Eng/Article.aspx?lista=Sitemap&id=29>.

— **2011.** *Strategic and Development Projects of the Electric Power Industry of Serbia*. EPS - Elektroprivreda Srbije. Belgrad : s.n., 2011. S. 58. 978-86-7302-031-0.

— **2012a.** *Technical Report 2011*. EPS - Elektroprivreda Srbije. Belgrad : s.n., 2012a. S. 7.

— **2009.** *The Green Book of the Electric Power Industry of Serbia*. EPS - Elektroprivreda Srbije. Belgrad : s.n., 2009. S. 161.

**ERSE. 2012.** *Annual Report 2011*. Lissabon : s.n., 2012.

— **2012e.** *Energy Services Regulatory Authority - Annual Report to the European Commission*. Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. Lissabon : s.n., 2012e.

— **2012a.** ERSE - Demand. *Energy Services Regulatory Authority*. [Online] 2012a. [Zitat vom: 21. September 2012.] <http://www.erse.pt/pt/electricidade/factosenumeros/Paginas/Consumoreferidoaemiss%C3%A3onoSistemaElectricoNacional.aspx>.

— **2012b.** ERSE - Import and Export. *Energy Services Regulatory Authority*. [Online] 2012b. [Zitat vom: 21. September 2012.] <http://www.erse.pt/pt/electricidade/factosenumeros/Paginas/Importacoeseexportacoesdaenergiaelectrica.aspx>.

— **2012d.** ERSE - Installed Capacity. *Energy Services Regulatory Authority*. [Online] 2012d. [Zitat vom: 21. September 2012.] <http://www.erse.pt/pt/electricidade/factosenumeros/Paginas/Potenciainstaladaeconsumoreferidaaemiss%C3%A3onoSistemaElectricoNacional.aspx>.

- , **2012c.** ERSE - Transport System. *Energy Services Regulatory Authority*. [Online] 2012c. [Zitat vom: 21. September 2012.]  
<http://www.erse.pt/pt/electricidade/atividadesdosector/transporte/Paginas/RNT-Perdas.aspx>.
- EurActiv. 2012.** EurActiv. [Online] EurActiv.rs, 2012. [Zitat vom: 20. November 2012.]  
<http://www.euractiv.rs/energetika/2060-put-ka-tritu-elektrine-energije-u-srbiji>.
- Eurelectric. 2009.** *37th Edition EURPROG 2009 - A Eurelectric statistics report*. Brüssel : s.n., 2009.
- , **2011.** *Power Statistics & Trends 2011 - Full report*. Elektrizitätswirtschaft, Eurelectric. Brüssel : Eurelectric, 2011. S. 260.
- EXXA. 2012.** *EXXA Informationsbroschüre Spotmarkt Strom*. EXXA Energie Exchange Austria. Wien : s.n., 2012.
- Fickert, Lothar. 2008.** *Elektrische Energiesystem 1*. Technische Universität Graz. Graz : Institut für Elektrische Anlagen, 2008. S. 143.
- Fraunhofer ISE. 2010.** *Studie Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien*. 2010.
- Gasnatural Fenosa. 2012.** *2011 annual report*. 2012.
- GDF Suez. 2012.** GDF Suez Transparency. [Online] 05. 09 2012. [Zitat vom: 05. 09 2009.]  
<http://transparency.gdfsuez.com/FuturesAvailability.aspx?CommodityId=3>.
- GEN Energija. 2012.** GEN Energija d.o.o. [Online] 31. 08 2012. [Zitat vom: 31. 08 2012.]  
[http://www.gen-energija.si/en/activities/production\\_3](http://www.gen-energija.si/en/activities/production_3).
- Giorgi, A., Rendina, R., Georgantzis, G., Marchiori, C., Paziienza, G., Corsi, S., Pincella, C., Pozzi, M., Danielsson, K.G., Jonasson, H., Orini, A. und Grampa, R. 2002.** *The Italy-Greece HVDC Link*. Cigre - International Council on Large Electric Systems. Paris : Cigre, 2002. S. 10.
- GSE. 2012.** *Rapporte Statistico 2011 Impianti a fonti rinnovabili*. Rom : GSE - Gestore Servizi Energetici, 2012. S. 117.
- Guardian, The. 2011.** *An atlas of pollution: the world in carbon dioxide emissions*. 31. Januar 2011.
- Gutschi, Christoph, Huber, Christoph, Nischler, Gernot, Schüppel, Andreas, Nacht, Thomas, Feichtinger, Gerald, Jagl, Alexander, Hütter, Daniel, Bachhiesl, Udo und Stigler, Heinz. 2009.** *ATLANTIS - Forschungsinstrument des Instituts für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation*. Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation. Graz : s.n., 2009. S. 13.
- HEP. 2010.** *Croatian Electricity System in 2009 - Basic Preliminary Data*. Zagreb : s.n., 2010. Hrvatska Elektro Privreda.
- , **2011.** *Croatian Electricity System in 2010 - Basic Preliminary Data*. Zagreb : s.n., 2011. Hrvatska Elektro Privreda.
- , **2012b.** *Croatian Electricity System in 2011 - Basic Preliminary Data*. Zagreb : s.n., 2012b. Hrvatska Elektro Privreda.
- , **2013.** HEP - Hrvatska elektroprivreda. [Online] 2013. [Zitat vom: 19. 02 2013.]  
<http://www.hep.hr/hep/grupa/default.aspx>.
- , **2012.** HEP - Operater prijenosnog sustava - shema postojećeg stanja. [Online] Juli 2012. [Zitat vom: 15. November 2012.] [http://www.hep.hr/ops/hees/HEES\\_Schema\\_07\\_2012\\_HRV\\_V.jpg](http://www.hep.hr/ops/hees/HEES_Schema_07_2012_HRV_V.jpg).

- , **2012d.** HEP Obnovljivi izvori energije. *Erneuerbare Energien*. [Online] 2012d. [Zitat vom: 03. 09 2012.] <http://www.hep.hr/oie/onama/default.aspx>.
- , **2012c.** HEP Operator Prijenosnog Sustava. *TSO Kroatien*. [Online] 2012c. [Zitat vom: 03. 09 2012.] <http://ops.hep.hr/ops/novosti/default.aspx>.
- , **2012e.** Hrvatska Elektroprivreda - HEP Proizvodnja. *Erzeugungsunternehmen Kroatien*. [Online] 2012e. [Zitat vom: 03. 09 2012.] <http://www.hep.hr/proizvodnja/onama/default.aspx>.
- , **2012a.** Hrvatska Elektroprivreda Holding. [Online] 2012a. [Zitat vom: 03. 09 2012.] <http://www.hep.hr/hep/novosti/default.aspx>.
- HERA. 2010.** *Annual Report 2009*. HERA - Hrvatska energetska regulatorna agencija. Zagreb : s.n., 2010. S. 116.
- , **2007.** *Annual Rerport 2006*. Zagreb : s.n., 2007. Regulator Kroatien - Jahresbericht.
- , **2012.** Croatian Energy Regulatory Agency. [Online] 2012. [Zitat vom: 03. 09 2012.] <http://www.hera.hr/hrvatski/html/index.html>.
- IAEA. 2012.** *Nuclear Technology Review 2012*. International Atomic Energy Agency. Wien : IAEA, 2012. S. 182.
- , **2009.** *Status and Trends of Nuclear Technologies*. Kernenergie, IAEA - International Atomic Energy Agency. Wien : IAEA - International Atomic Energy Agency, 2009. S. 249.
- IEA. 2011.** *CO2 Emissions from Fuel Cmobustion - Highlights*. 2011.
- , **2005.** *Energy Policies of IEA Countries: Luxembourg 2004*. International Energy Agency. s.l. : International Energy Agency, 2005. Google Books. 10.1787/9789264108806-en.
- , **2011a.** *Key World Energy Stats*. 2011a.
- , **2010.** *Technology Roadmap Solar photovoltaik energy*. 2010.
- , **2009.** *Technology Roadmap Wind Energy*. 2009.
- Illwerke VKW. 2012.** Illwerke VKW. [Online] 2012. [Zitat vom: 11. 07 2012.] <http://www.illwerkekv.at/kraftwerke/Nachhaltigkeit-Kraftwerke.asp>.
- Klobasa, Marian.** *Auswirkungen der Windintegration auf den Systembetrieb –Ergebnisse des Forschungsprojektes „Windintegration unterstützt durch Lastmanagement“*.
- KSH. 2013.** Hungarian Central Statistical Office. [Online] 2013. [Zitat vom: 21. Februar 2013.] [http://www.ksh.hu/interaktiv/terkepek/mo/nepesseg\\_eng.html](http://www.ksh.hu/interaktiv/terkepek/mo/nepesseg_eng.html).
- Kundur, Prabha. 1993.** *Power System Stability and Control*. New York : McGraw-Hill, 1993. S. 1176. 0-07-035958-X.
- Leprich, Uwe, Ritzau, Michael, Igel, Michael, Guss, Hermann, Macharey, Uwe, Diegler, Johannes und Weiler, Katja. 2011.** *Ausbau elektrischer Netze mit Kabel oder Freileitung unter besonderer Berücksichtigung der Einspeisung Erneuerbarer Energien*. Institut für ZukunftsEnergieSysteme Saarbrücken. Saarbrücken : Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2011. S. 117.
- Linz Strom. 2013.** LINZ STROM GmbH - Energieerzeugung . [Online] 2013. [Zitat vom: 25. Februar 2013.]

<https://www.linzag.at/portal/portal/linzag/linzag/linzstrom/kraftwerke/centerWindow?plaginit=1&action=1>.

**Lübbert, Dr. Daniel. 2007.** *CO<sub>2</sub>-Bilanzen verschiedener Energieträger im Vergleich*. s.l. : Deutscher Bundestag, Wissenschaftliche Dienste, 2007.

**Marković, Dragomir, Čeperković, Bratislav, Vlačić, Aleksandar und Ressler, Stefan. 2011.** *The White Book of the Electric Power Industry of Serbia*. EPS - Elektroprivreda Srbije. Belgrad : s.n., 2011. S. 208.

**Matthes, Dr. Felix Chr. und Ziesing, Dr. Hans-Joachim. 2008.** *Entwicklung des deutschen Kraftwerksparks und die Deckung des Strombedarfs*. Rat für Nachhaltige Entwicklung. 2008.

**MAVIR. 2007.** *Data of the Hungarian Power system 2006*. Budapest : MAVIR, 2007.

—. **2011.** *Data of the Hungarian Power System 2010*. Budapest : MAVIR, 2011.

—. **2012.** *Statistical data of the Hungarian Power System 2011*. MAVIR - Magyar Villamosenergia-ipari Átviteli Rendszerirányító. Budapest : s.n., 2012. S. 64. MAVIR - TSO Ungarn.

**McKinsey & Company. 2009.** *Pathways to a Low-carbon Economy*. 2009.

**McKinsey&Company. 2009a.** *Kosten und Potenziale der Vermeidung von Treibhausgasemissionen in Deutschland*. 2009a.

**Ministerium für Energie, Entwicklung und Umweltschutz der Republik Serbien. 2013.**

Ministerium für Energie, Entwicklung und Umweltschutz der Republik Serbien. [Online] 06. Februar 2013. [Zitat vom: 20. Februar 2013.] <http://www.merz.gov.rs/lat/node/1599>.

—. **2009.** *Verordnung über den Förderungsmaßnahmen der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplung*. Belgrad, Serbien : Ministerium für Energie, Entwicklung und Umweltschutz, 1. Dezember 2009. S. 6.

**Ministry of national Development Hungary. 2010.** *Republic of Hungary National Renewable Energy Action Plan 2010 - 2020*. Ministry of national Development Hungary. Budapest : Deputy Secretariat of State for Green Economy Development and Climate Policy for the Ministry of National Development, 2010. S. 228.

**Moore, Glenis. 1985.** *Sellindge to Les Mandarins - The power exchange*. [Hrsg.] IEE - Institution of Electrical Engineers. *ELECTRONICS & POWER*. Februar 1985.

**Nacht, Thomas. 2010.** *Lastflussbasierte Optimierungsalgorithmen in der Elektrizitätswirtschaft*. Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation der Technischen Universität Graz. Graz : s.n., 2010. S. 134.

**Netzentwicklungsplan Strom. 2012.** *Basisinformationen Netzbetreiber und ihre Regelzonen*. Berlin : s.n., 2012. S. 4.

**Nuon Energy. 2012.** *Jahresbericht 2011*. 2012.

**Oswald, B. R. 2007.** *380-kV-Salzburgleitung Auswirkungen der möglichen (Teil)Verkabelung des Abschnittes Tauern-Salzach neu*. Institut für Energieversorgung und Hochspannungstechnik Universität Hannover. Hannover : Energie-Control GmbH, 2007.

**Peter Biermayr, Manuela Eberl, Rita Ehrig, Hubert Fechner, Andreas Galosi, Christa Kristöfel, Natalie Prügler, Christoph Strasser, Werner Weiss, Manfred Wörgetter. 2011.** *Erneuerbare Energie in Österreich - Marktentwicklung 2010*. 2011.

**Pock, Joachim. 2009.** *Technische und wirtschaftliche Analyse der Elektrizitätsmärkte der Länder Belgien, Luxemburg und Niederlande.* Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation. Graz : s.n., 2009. Masterarbeit.

**Pojer, Doris. 2010.** *Umfassende Analyse der Elektrizitätswirtschaft in den Ländern Österreich, Schweiz, Tschechien.* Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation. Graz : s.n., 2010. Diplomarbeit.

**Polder PV. 2012.** Polder PV. [Online] 28. 11 2012. [Zitat vom: 28. 11 2012.]  
[http://www.polderpv.nl/PV\\_Belgie\\_markt\\_jaaroverzicht.htm#sectie\\_III](http://www.polderpv.nl/PV_Belgie_markt_jaaroverzicht.htm#sectie_III).

**Pöyry. 2008.** *Wasserkraftpotentialstudie.* Wien : s.n., 2008. S. 119.

**REE. 2012a.** *Annual Report 2011.* 2012a.

— **2012e.** *Committed to a sustainable energy model.* REE - Red Eléctrica de España. Madrid : REE, 2012e.

— **2012d.** *Präsentationsblatt.* Madrid : REE, 2012d.

— **2012.** REE. *Red Electrica de Espana.* [Online] 2012. [Zitat vom: 09. 07 2012.]  
<http://www.ree.es/ingles/transporte/transporte.asp>.

— **2012f.** *REE Annual report - Summary 2011.* 2012f.

— **2012c.** *The Spanish Electricity System Summary 2011.* Madrid : REE, 2012c.

— **2011.** *The Spanish electricity system - preliminary report.* 2011.

— **2011a.** *The Spanish electricity system 2010 Summary.* 2011a.

— **2012b.** *The Spanish Electricity System 2011.* Madrid : REE, 2012b.

**regelleistung.net. 2012.** Internetplattform zur Ausschreibung von Regelleistung der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. [Online] 2012. [Zitat vom: 12. 07 2012.]  
<https://www.regelleistung.net/ip/action/index>.

**REN. 2012.** REN - Redes Energéticas Nacionais - TSO Portugal. [Online] 2012. [Zitat vom: 15. Dezember 2012.]  
<http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoTecnica/PublishingImages/RENEL2012.jpg>.

— **2007.** *Technical Data 2006.* Lissabon : s.n., 2007.

— **2012a.** *Technical Data 2011.* Redes Energéticas Nacionais SCPS, SA. Lissabon : s.n., 2012a. S. 36. TSO Portugal.

**Renner, Herwig. 2010.** *Regelung und Stabilität elektrischer Energiesysteme.* Technische Universität Graz. Graz : Institut für elektrische Anlagen, 2010. S. 108.

**Rose, Chris. 2011.** A closer look at Austria... *Wind Directions.* März 2011, S. 26.

**RTE. 2012d.** *Activity Report 2011.* Stromnetz, RTE France - Réseau de Transport d'Electricité. Paris : RTE France - Réseau de Transport d'Electricité, 2012d. S. 252.

— **2013a.** *Bilan électrique 2012.* RTE - Réseau de Transport d'Electricité. Paris : RTE - Réseau de Transport d'Electricité, 2013a. S. 44.

— **2012b.** *Bilanz der elektrischen Energie in Frankreich - Pressebericht.* Paris : RTE, 2012b.



- 
- **2011.** *Electrical energy in France in 2010.* 2011.
- **2011a.** *Electrical Energy Statistics for France 2010.* 2011a.
- **2011b.** *Generation Adequacy Report 2011 Edition.* RTE - Réseau de transport d'électricité. Paris : RTE - Réseau de transport d'électricité, 2011b. S. 136.
- **2012.** *Memo 2012.* RTE - Réseau de Transport d'Électricité France. Paris : s.n., 2012. S. 14.
- **2012c.** Réseau de Transport d'Electricité. [Online] 2012c. [Zitat vom: 26. 06 2012.] [http://clients.rte-france.com/lang/fr/visiteurs/vie/prod/parc\\_reference.jsp](http://clients.rte-france.com/lang/fr/visiteurs/vie/prod/parc_reference.jsp).
- **2013.** RTE - Réseau de Transport d'Electricité. [Online] 2013. [Zitat vom: 05. 02 2013.] <http://www.rte-france.com/>.
- **2013c.** RTE - Réseau de transport d'électricité. *RTE - Réseau de transport d'électricité.* [Online] 2013c. [Zitat vom: 07. 02 2013.] [http://clients.rte-france.com/lang/an/visiteurs/vie/prod/parc\\_reference.jsp](http://clients.rte-france.com/lang/an/visiteurs/vie/prod/parc_reference.jsp).
- **2013b.** RTE - Réseau de transport d'électricité - Parc de reference. *RTE - Réseau de transport d'électricité.* [Online] 2013b. [Zitat vom: 07. 02 2013.] [http://clients.rte-france.com/lang/an/visiteurs/vie/prod/parc\\_reference.jsp](http://clients.rte-france.com/lang/an/visiteurs/vie/prod/parc_reference.jsp).
- **2012a.** *Statistiques de l'énergie électrique en France 2011 - Jährliche Statistikbericht 2011.* Paris : RTE, 2012a.
- **2008.** *Technical Results French Electricity Supply Industry 2007.* 2008.
- RWE. 2012.** *Jahresbericht 2011.* Essen : RWE AG, 2012.
- SHEM. 2011.** *L'énergie grandeur nature.* 2011.
- Shuttleworth, Graham und McKenzie, Isabelle. 2002.** *A Comparative Study of the Electricity Markets in UK, Spain ad Nord Pool.* NERA Economic Consulting. Rom : s.n., 2002. S. 46.
- Statistical Office of the Republic of Serbia. 2012.** *Statistical yearbook of the Republic of Serbia 2012.* Belgrad : s.n., 2012.
- Stefan Hirschberg, Christian Bauer und andere. 2005.** *Neue erneuerbare Energien und neue Nuklearanlagen: Potenziale und Kosten.* s.l. : Paul Scherrer Institut, 2005.
- Stigler, Heinz, Gutschi, Christoph, Nischler, Gernot, Schüppel, Andreas, Nacht, Thomas, Feichtinger, Gerald, Hütter, Daniel und Bachhiesl, Udo. 2012a.** *Aktuelle Weiterentwicklung des Simulationsmodells ATLANTIS.* Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation. Graz : s.n., 2012a. S. 2.
- Stigler, Heinz, Nischler, Gernot, Bachhiesl, Udo, Nacht, Thomas, Hütter, Daniel, Schüppel, Andreas, Fickert, Lothar, Renner, Herwig, Brandauer, Werner, Wakolbinger, Christian, Trajanoska, Beti, Köck, Klaus, Stadler, Josef, Orhouzee, Sarah, Sakulin, Manfred, Muhr, Michael, Woschitz, Rudolf, Sumereder, Christof und Zlodnjak, Andreas. 2012.** *Gutachten zur Ermittlung des erforderlichen Netzausbaus im deutschen Übertragungsnetz.* Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation. Graz : Energie Zentrum Graz, 2012. S. 234.
- Struja ide u stecaj. M.N.S. 2013.* 08.02.2013, Belgrad : Vecernje Novosti, 2013.
- Swissgrid. 2011.** Energieübersicht Schweiz 2010. [Online] 2011. [Zitat vom: 17. 07 2012.] [http://www.swissgrid.ch/swissgrid/de/home/experts/topics/energy\\_data\\_ch.html](http://www.swissgrid.ch/swissgrid/de/home/experts/topics/energy_data_ch.html).
-

- 
- **2012a.** Energieübersicht Schweiz 2012 (1.1.2012 - 1.7.2012). [Online] 2012a. [Zitat vom: 17. 07 2012.] [http://www.swissgrid.ch/swissgrid/de/home/experts/topics/energy\\_data\\_ch.html](http://www.swissgrid.ch/swissgrid/de/home/experts/topics/energy_data_ch.html).
- **2012.** *Energiewende*. Stromnetz, Swissgrid. Frick : Swissgrid, 2012. S. 14.
- **2011a.** *Geschäftsbericht 2010*. Frick : s.n., 2011a. S. 88.
- **2012c.** *Grundlagen Systemdienstleistungsprodukte - Produktbeschreibung – gültig ab 7. Mai 2012*. Frick : s.n., 2012c.
- **2012b.** Swissgrid - Energiedaten. [Online] 2012b. [Zitat vom: 17. 07 2012.] <http://www.swissgrid.ch/swissgrid/de/home/reliability/energydata.html>.
- **2012d.** *Versorgungssicherheit im Fokus - Daten und Fakten zum Schweizer Stromübertragungsnetz 2011*. Swissgrid. Frick : s.n., 2012d.
- TenneT. 2010.** *Offshore Energy*. Arnhem : TenneT, 2010. S. 2.
- **2007.** *Quality and Capacity Plan 2008 - 2012*. Arnhem : TenneT, 2007.
- **2011.** *Quality and Capacity Plan 2010 - 2016*. Arnhem : TenneT, 2011.
- **2010a.** *Taking Power Further*. Arnhem : TenneT, 2010a. S. 11.
- **2012.** TenneT - Operational Management. [Online] 2012. [Zitat vom: 04. 09 2012.] [http://www.tennet.org/english/operational\\_management/index.aspx](http://www.tennet.org/english/operational_management/index.aspx).
- Terna. 2013.** Bilanci Energia Elettrica Nazionali. [Online] 2013. [Zitat vom: 07. Februar 2013.] [http://www.terna.it/default/Home/SISTEMA\\_ELETRICO/statistiche/bilanci\\_energia\\_elettrica/bilanci\\_nazionali.aspx](http://www.terna.it/default/Home/SISTEMA_ELETRICO/statistiche/bilanci_energia_elettrica/bilanci_nazionali.aspx).
- **2012a.** *Dati Statistici sull'Energia Ellettrica In Italia 2011 - Statistisches Bericht über die elektrische Energie in Italien in 2011*. Mailand : Terna S.p.A., 2012a.
- **2012b.** *Piano di sviluppo 2012 - Netzentwicklungsplan 2012*. Terna. Rom : s.n., 2012b. S. 168.
- **2012.** *Provisional Data on Operation of the Italian Power System 2011*. Terna. Mailand : s.n., 2012. S. 20. TSO Italien.
- **2011.** *Statistical Report 2010*. Mailand : s.n., 2011. TSO Italien.
- **2013a.** Terna. [Online] 2013a. [Zitat vom: 7. Februar 2013.] [http://www.terna.it/default/Home/SISTEMA\\_ELETRICO/piano\\_sviluppo\\_rete/Sintesi\\_Piano\\_Sviluppo.aspx](http://www.terna.it/default/Home/SISTEMA_ELETRICO/piano_sviluppo_rete/Sintesi_Piano_Sviluppo.aspx).
- **2011a.** Terna S.p.A. [Online] 15. Dezember 2011a. [Zitat vom: 27. Februar 2013.] <http://www.terna.it/LinkClick.aspx?fileticket=OiqEoweQN34%3d&tabid=3718&mid=22725>.
- TransnetBW. 2009.** *Regionenmodell „Stromtransport 2013“*. 2009.
- UCTE. 2007.** *Statistical Yearbook 2006*. Brüssel : s.n., 2007.
- Vattenfall. 2012.** *Jahresbericht 2011*. Vattenfall AB. Stockholm : s.n., 2012. S. 136.
- VDE. 2012.** *Übersichtsplan deutsches Hochspannungsnetz*. 2012.
- Verbund APG. 2009.** *Info am Draht - Ein Überblick über den Bau der 380-kV-Steiermarkleitung*. Stromnetz, Verbund Austrian Power Grid. Wien : Verbund Austrian Power Grid, 2009. S. 20.
-

**Verbund. 2012.** *Geschäftsbericht 2011.* 2012.

— **2013.** Verbund. [Online] 2013. [Zitat vom: 17. Februar 2013.] <http://www.verbund.com/cc/de/ueberuns/strom-aus-wasserkraft/gruene-batterie>.

— **2013a.** Verbund Kraftwerke - Wärmekraftwerke. [Online] 2013a. [Zitat vom: 25. Februar 2013.] <http://www.verbund.com/pp/de/waermekraftwerk>.

**VSE. 2012a.** *Gaskombikraftwerk (GuD).* VSE - Verband schweizerischer Elektrizitätsunternehmen. Aarau : VSE, 2012a. S. 10.

— **2012.** *Strom 2011-2012 – Zahlen und Fakten.* Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen. s.l. : Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen, 2012. Nur ein Ausschnitt aus dem Bericht.

**Wagner, Prof. Dr.-Ing. Hermann-Josef. 2004.** *Ganzheitliche Energiebilanzen von Windkraftanlagen: Wie sauber sind die weißen Riesen?* 2004.

**Wien Energie. 2012.** *Wien Energie Jahrbuch 2010/2011.* Wien : s.n., 2012.

**Windenergie-Daten. 2013.** Die Website für Windenergie-Daten der Schweiz . [Online] 2013. [Zitat vom: 27. Februar 2013.] <http://www.wind-data.ch/wka/>.

**WWEA. 2010a.** *Wind Energie Roadmap Targets.* 2010a.

— **2010.** *World Wind Energy Report.* 2010.

*Zašto Srbija ima malu iskorišćenost obnovljivih izvora energije.* **Terek, Rozika. 2011.** Belgrad : s.n., 7. November 2011, Akter.

**Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik (ZAMG). 2011.** ZAMG. [Online] 2011. [Zitat vom: 5. 12 2011.] <http://www.zamg.ac.at/>.

**Ziesing, Hans-Joachim, Eichhammer, Wolfgang und Ewringmann, Dieter. 2009.** *Weißbuch über die Erarbeitung einer Energiestrategie für Luxemburg.* Luxemburg : s.n., 2009.

