

Studie

# **Bedeutung der internationalen Wasserkraft-Speicherung für die Energiewende**

**Auftraggeber**  
Weltenergieat -  
Deutschland e.V.

Florian Ess  
Lea Haefke  
Jens Hobohm  
Frank Peter  
Marco Wunsch

Berlin,  
9. Oktober 2012

## **Das Unternehmen im Überblick**

### **Geschäftsführer**

Christian Böllhoff

### **Präsident des Verwaltungsrates**

Gunter Blickle

Berlin HRB 87447 B

### **Rechtsform**

Aktiengesellschaft nach schweizerischem Recht

### **Gründungsjahr**

1959

### **Tätigkeit**

Prognos berät europaweit Entscheidungsträger in Wirtschaft und Politik. Auf Basis neutraler Analysen und fundierter Prognosen werden praxisnahe Entscheidungsgrundlagen und Zukunftsstrategien für Unternehmen, öffentliche Auftraggeber und internationale Organisationen entwickelt.

### **Arbeitssprachen**

Deutsch, Englisch, Französisch

### **Hauptsitz**

Prognos AG

Henric Petri-Str. 9

CH - 4010 Basel

Telefon +41 61 32 73-200

Telefax +41 61 32 73-300

info@prognos.com

### **Weitere Standorte**

Prognos AG

Goethestr. 85

D - 10623 Berlin

Telefon +49 30 520059-200

Telefax +49 30 520059-201

Prognos AG

Schwanenmarkt 21

D - 40213 Düsseldorf

Telefon +49 211 887-3131

Telefax +49 211 887-3141

Prognos AG

Nymphenburger Straße 14

D - 80335 München

Telefon +49 89 515146-170

Telefax +49 89 515146-171

Prognos AG

Wilhelm-Herbst-Straße 5

D - 28359 Bremen

Telefon +49 421 2015-784

Telefax +49 421 2015-789

Prognos AG

Avenue des Arts 39

B - 1040 Brüssel

Telefon +32 2 51322-27

Telefax +32 2 50277-03

Prognos AG

Friedrichstraße 15

D - 70174 Stuttgart

Telefon +49 711 490 39-745

Telefax +49 711 490 39-640

### **Internet**

[www.prognos.com](http://www.prognos.com)

## Inhalt

<b>Abbildungen</b>	<b>II</b>
<b>Tabellen</b>	<b>IV</b>
<b>1 Zusammenfassung</b>	<b>1</b>
<b>2 Hintergrund und Aufgabenstellung</b>	<b>3</b>
<b>3 Herausforderungen der Energiewende und Lösungsoptionen</b>	<b>5</b>
3.1 Auseinanderdriften von Stromangebot und –nachfrage	6
3.2 Langfristige Leistungsabsicherung	11
3.3 Netzausbau und Engpassmanagement im Stromnetz	13
3.4 Bereitstellung von Systemdienstleistungen	14
3.5 Lösungsoptionen zur Integration der erneuerbaren Energien	15
3.6 Zusammenfassende Bewertung	19
<b>4 Wasserkraftwerke in ausgewählten Ländern Europas - Status quo und Perspektiven</b>	<b>21</b>
4.1 Deutschland	23
4.2 Norwegen	25
4.3 Schweden	28
4.4 Österreich	30
4.5 Schweiz	32
4.6 Zusammenfassende Bewertung	36
<b>5 Übertragungskapazitäten zwischen den untersuchten Ländern – Status quo und Perspektiven</b>	<b>39</b>
<b>6 Möglichkeiten der Speichernutzung in Skandinavien und im Alpenraum</b>	<b>49</b>
6.1 Prüfung der Voraussetzungen für die indirekte Speicherung	49
6.2 Wirtschaftliches Potenzial für den Stromaustausch zwischen den Partner-Ländern und Deutschland	51
<b>7 Schlussfolgerungen</b>	<b>60</b>
<b>8 Anhang</b>	<b>63</b>
<b>9 Glossar</b>	<b>66</b>
<b>10 Literaturverzeichnis</b>	<b>71</b>

## Abbildungen

Abbildung 1:	Ausbauziele für erneuerbare Energieträger in der EU gemäß den Nationalen Aktionsplänen	5
Abbildung 2:	Ausbaupfad erneuerbare Energien in Deutschland bis zum Jahr 2050	7
Abbildung 3:	Stromerzeugung erneuerbarer Energien in Deutschland bis zum Jahr 2050	7
Abbildung 4:	Residuallast in Deutschland im Jahr 2030	8
Abbildung 5:	Jahresdauerlinien der Überschüsse durch die fluktuierende Stromeinspeisung in Deutschland 2012 bis 2050	10
Abbildung 6:	Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2011 (in MW)	11
Abbildung 7:	Mindmap der Lösungsoptionen zur Integration von Erneuerbaren in das Stromsystem	17
Abbildung 8:	Struktur der installierten Leistung der Elektrizitätserzeugung im Jahr 2010 in GW	22
Abbildung 9:	Nettoelektrizitätserzeugung im Jahr 2010 in TWh	23
Abbildung 10:	Wasserkraftwerke in Deutschland, 2010	24
Abbildung 11:	Installierte Leistung der Wasserkraftwerke der einzelnen Provinzen Norwegens	26
Abbildung 12:	Füllstand der Wasserreservoire in Norwegen, wöchentliche Werte, in GWh	27
Abbildung 13:	Installierte Leistung der Wasserkraftwerke der einzelnen Landesteile Schwedens	28
Abbildung 14:	Füllstand der Wasserreservoire in Schweden, wöchentliche Werte, in GWh	29
Abbildung 15:	Wasserkraftwerke in Österreich	30
Abbildung 16:	Füllstand der Speicherkraftwerke in Österreich, monatliche Werte, in GWh	32
Abbildung 17:	Wasserkraftwerke in der Schweiz	33
Abbildung 18:	Füllstand der Speicherkraftwerke in der Schweiz, monatliche Werte, in GWh	35

Abbildung 19:	Maximale Speicherkapazität in Norwegen, Schweden, Österreich, der Schweiz und Deutschland im Jahr 2011, in TWh	37
Abbildung 20:	Nettoübertragungskapazitäten (NTC) im Winter 2010/2011	40
Abbildung 21:	Nettoübertragungskapazitäten (NTC) im Sommer 2010	42
Abbildung 22:	Strom austausch im Jahr 2010	43
Abbildung 23:	Strom austausch im Jahr 2011	44
Abbildung 24:	Geplante Interkonnektoren des zweiten Entwurfs des Netzentwicklungsplans Strom 2012	46
Abbildung 25:	Stündliche Preisunterschiede zwischen Norwegen (Oslo) und Deutschland für die Jahre 2011 und 2011	54
Abbildung 26:	Überschüsse durch fluktuierende erneuerbare Energien in Deutschland im Jahr 2050	55
Abbildung 27:	Wirtschaftliche Interkonnektorenleistung bei Nutzung von deutschem Überschussstrom im Jahr 2050	58
Abbildung 28:	Wirtschaftliche Interkonnektorenleistung durch die Nutzung von deutschem und skandinavischem Überschussstrom im Jahr 2050 (betriebswirtschaftliche Verzinsungsanforderung)	59
Abbildung 29:	Entwicklung des Bruttostromverbrauchs in Deutschland bis zum Jahr 2050	63
Abbildung 30:	Funktionsweise der indirekten Speicherung	65

## Tabellen

Tabelle 1:	Entwicklung von installierter Leistung und Last im deutschen Stromsystem 2000, 2011 und 2050	12
Tabelle 2:	Vergleich von Optionen zur Integration von Strom aus fluktuierenden erneuerbaren Energien	18
Tabelle 3:	Wasserkraftwerke in Deutschland, 2010	25
Tabelle 4:	Speicherwasser- und Pumpspeicherkraftwerke in Norwegen im Jahr 2010	26
Tabelle 5:	Speicherwasser- und Pumpspeicherkraftwerke in Schweden im Jahr 2010	29
Tabelle 6:	Leistungsdaten der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke in Österreich	31
Tabelle 7:	Leistungsdaten der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke in der Schweiz	34
Tabelle 8:	Kenndaten der Wasserkraftwerke in den untersuchten Ländern 2010	36
Tabelle 9:	G geplante Interkonnektoren des zweiten Entwurfs des Netzentwicklungsplans Strom 2012	46
Tabelle 10:	Minimale Last der Partnerländer und Deutschland im Jahr 2010	50
Tabelle 11:	Maximallast der Partnerländer und Deutschlands im Jahr 2010	51
Tabelle 12:	Definitionen für Wasserkraftpotenziale	64

# 1 Zusammenfassung

(1) Die Prognos AG erhielt Ende April 2012 vom Weltenergierrat - Deutschland e.V. den Auftrag, eine **Studie zur Bedeutung der internationalen Wasserkraft-Speicherung für die Energiewende** zu erarbeiten. Es stellt sich die Frage, ob und inwieweit internationale Speicherwasserkraftwerke in der Lage sind, überschüssigen Strom aus erneuerbaren Energien aufzunehmen und Reservestrom bereitstellen zu können. Wir erwarten, dass im Jahr 2050 38 Terawattstunden (TWh) Strom aus erneuerbaren Energien nicht in Deutschland zeitgleich verbraucht werden können. Die Überschussleistung kann dann in einzelnen Stunden bis zu 60 Gigawatt (GW) betragen.

(2) **Deutschland** verfügt aufgrund seiner geologischen Bedingungen in der Wasserkraft hauptsächlich über Pumpspeicherkraftwerke. Speicherwasser und Pumpspeicher zusammen weisen eine Leistung von 6,8 GW und ein Arbeitsvolumen von ca. 0,05 TWh auf. Diese Leistung kann jeweils nur über etwa 6 bis 8 Stunden genutzt werden. Geplant oder im Genehmigungsverfahren sind weitere Pumpspeicher mit rd. 5 GW Leistung.

(3) **Skandinavien** (hier: Norwegen und Schweden) verfügt heute mit 116 TWh über ein Arbeitsvolumen in Speicherwasserkraftwerken, das ca. 2.300 Mal größer ist als das deutsche. Auch das Speichervolumen der Alpen (hier: Österreich und die Schweiz) ist mit ca. 12 TWh bei weitem nicht so groß, wie das skandinavische. Die Ergebnisse konzentrieren sich daher auf Skandinavien, da Norwegen und Schweden in **langfristiger** Perspektive die größten Speicherkapazitäten zur Verfügung stellen könnten.

(4) **Kurz- und mittelfristig** können hingegen vor allem die Speicherkapazitäten des **Alpenraums** einen Beitrag zur Integration der erneuerbaren Energien, besonders der süddeutschen Photovoltaik leisten. Für die Speicherung von Strom aus norddeutscher Windenergie fehlen hingegen noch die innerdeutschen Übertragungskapazitäten in Nord-Süd-Richtung. Bis zum Jahr 2020 sind in der Schweiz und Österreich Erweiterungen im Bereich der Pumpspeicherkraftwerke geplant und die Netzinfrastruktur dort ist größtenteils vorhanden. Langfristig ist die Möglichkeit der Nutzung dieser Kapazitäten durch Dritte auch vom Ausbau der erneuerbaren Energien im Alpenraum abhängig.

(5) Die energetisch effizienteste Art der Speicherung ist die sogenannte **indirekte Speicherung**: Dies bedeutet, dass Strom aus deutschen Überschüssen in Skandinavien direkt verbraucht wird, während die dortigen Wasserkraftspeicher geschont werden. In Skandinavien kann dann zu einem späteren Zeitpunkt Strom in den Speicherkraftwerken erzeugt werden, um ihn zu exportieren.

Ein Ausbau der Speicherkraftwerke in Skandinavien ist hierfür vorerst nicht nötig.

(6) Voraussetzung für die indirekte Speicherung ist die Errichtung von **Interkonnektoren** zwischen den Ländern und die Verstärkung des landseitigen Übertragungsnetzes. Die vorliegende Studie konzentriert sich auf die Interkonnektoren. Ein landseitiger Netzausbau ist auch ohne den Ausbau der Interkonnektoren in den untersuchten Ländern teilweise bereits geplant und wurde hier nicht betrachtet. Die Interkonnektoren nach Skandinavien sind heute mit ca. 3 GW (über Dänemark) noch schwach dimensioniert. Eine direkte Verbindung zwischen Norwegen und Deutschland besteht bisher nicht. Verstärkungen der Verbindungen über Dänemark nach Skandinavien befinden sich bereits im Bau (Skagerrakleitung 4). Des Weiteren sind mit den Projekten NORD.LINK und NorGer (geplante Inbetriebnahme des ersten Interkonnektors: 2018)<sup>1</sup> zwei Seekabelverbindungen zwischen Norwegen und Deutschland in Planung. Interkonnektoren können nicht nur zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage beitragen, sondern auch einen Teil der Systemdienstleistungen bereit stellen und somit die Versorgungssicherheit erhöhen.

(7) Aufgrund der anstehenden Veränderungen im Strommarktdesign und an den Energiemärkten sind Analysen der **Wirtschaftlichkeit** neuer Interkonnektoren mit großen Unsicherheiten behaftet. So dürften sich Preisunterschiede zwischen Skandinavien und Kontinentaleuropa bei Verknüpfung der Strommärkte schrittweise reduzieren, was die Wirtschaftlichkeit dämpft. Zudem stehen Interkonnektoren nach Deutschland im Wettbewerb mit etwaig neu zu bauenden Verbindungen zwischen Skandinavien und anderen Ländern wie den Niederlanden oder Großbritannien. Prognos schätzt das **wirtschaftliche Neubaupotenzial** von heute bis zum Jahr 2050 auf **7 bis 12 GW** für Interkonnektoren zwischen Deutschland und Skandinavien - inkl. der bereits konkret geplanten Projekte (vgl. Absatz 6). Damit könnten 10 bis 20 TWh bzw. 26 bis 52% des deutschen Überschussstroms genutzt werden. Um dieses Potenzial zu heben, bedarf es eines offenen Marktdesigns, das die Leistungsbereitstellung aus dem Ausland über Interkonnektoren ermöglicht sowie ggf. einer Risikobeteiligung durch den Staat.

(8) Langfristig kann somit die indirekte Speicherung von überschüssigem Strom aus erneuerbaren Energien in skandinavischen Speicherkraftwerken erheblich zur **Versorgungssicherheit** und **Integration** der erneuerbaren Energien und damit zur Energiewende beitragen. Bereits kurz- und mittelfristig können die Wasserkraftwerke im Alpenraum einen Beitrag leisten.

---

<sup>1</sup> Die Reihenfolge der Errichtung von NORD.LINK und NorGer war bei Redaktionsschluss dieser Studie noch nicht festgelegt.



## 2 Hintergrund und Aufgabenstellung

(1) Die Prognos AG erhielt Ende April 2012 vom Weltenergieerat-Deutschland e.V. den Auftrag, eine **Expertise zur Bedeutung der internationalen Wasserkraft-Speicherung für die Energiewende** zu erstellen. Ein gutes Jahr nach dem Startschuss der Energiewende werden intensiv Umsetzungsfragen diskutiert. In diesem Zusammenhang ist zu klären, inwieweit internationale Speicherspeicherkraftwerke einen Beitrag dazu leisten können, überschüssigen Strom aus erneuerbaren Energien aufzunehmen und Reservestrom bereitzustellen.

(2) Die **grundsätzliche Eignung von großen Speichern** zum Ausgleich von Strom-Angebot und -Nachfrage auch über längere Zeiträume steht außer Frage. So hatte unter anderem der Sachverständigenrat für Umweltfragen im Jahr 2011 eine Studie mit dem Titel „Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung“ vorgelegt, in der die energiewirtschaftliche Kooperation mit Norwegen und Dänemark eine zentrale Rolle spielte. In dieser Studie wird dargestellt, dass bereits bis zum Jahr 2020 eine Übertragungskapazität von 16 GW und bis zum Jahr 2050 von 46 GW nach Norwegen erforderlich ist, um Strom aus deutscher Produktion in den norwegischen Wasserkraftspeichern zu jeder Zeit aufnehmen zu können [SRU 2011, Szenario 2.1 a]. Aus heutiger Sicht stellt sich aber die Frage, ob eine derart intensivierte Übertragung ökonomisch sinnvoll ist. Hinzu kommt die berechnete Frage nach der Machbarkeit (zumindest bis 2020) angesichts langer Planungs- und Realisierungszeiträume von Interkonnektoren.

(3) Vor diesem Hintergrund versucht die vorliegende Expertise eine **realistische Einschätzung** des Beitrags internationaler Wasserkraftspeicher zur Energiewende zu geben. Es wurden neben Deutschland die Länder Norwegen, Schweden, Schweiz und Österreich untersucht, da sie über große Wasserkraft-Speicher verfügen. Im Einzelnen wird diskutiert:

- welche **Herausforderungen** sich aus dem Ausbau der erneuerbaren Energien entlang den Ausbauzielen der Bundesregierung ergeben,
- welche **Lösungsoptionen** neben der Wasserkraftspeicherung zur Verfügung stehen
- welche **Speicherpotenziale** in den betrachteten **Ländern** Deutschland, Norwegen, Schweden, Schweiz und Österreich zur Verfügung stehen
- wie diese Potenziale **effizient und ökonomisch sinnvoll** genutzt werden können.

(4) Zur Beantwortung dieser Fragen wurden vorhandene **Literatur** ausgewertet und mit dem **Strommarktmodell** der Prognos AG eigene Analysen zu den ökonomischen Möglichkeiten der Wasserkraftnutzung in den betrachteten Ländern durchgeführt.

(5) Um die Einschätzungen zu den internationalen Aspekten zu verifizieren, wurden aus jedem der betrachteten Länder **Partner** in die Diskussion der Annahmen und Prämissen sowie der Ergebnisse eingebunden. Diese waren:

- Norwegen: Statkraft AS, Statnett SF
- Schweden: Vattenfall AB, Svenska Kraftnät AB
- Schweiz: swisselectric
- Österreich: Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft, Anstalt des öffentlichen Rechts („E-Control“)

Für Deutschland:

- Vattenfall GmbH
- 50Hertz Transmission GmbH
- TenneT TSO GmbH
- RWE AG
- EnBW Energie Baden-Württemberg AG
- E.ON AG

sowie die Vertreter des Weltenergieerat - Deutschland e.V.

Es fanden insgesamt drei Workshops mit diesen Partnern statt, in denen die Annahmen und Ergebnisse intensiv auf ihre Plausibilität geprüft wurden. Gleichwohl trägt die Prognos AG die alleinige inhaltliche Verantwortung für die Ergebnisse dieser Untersuchung.

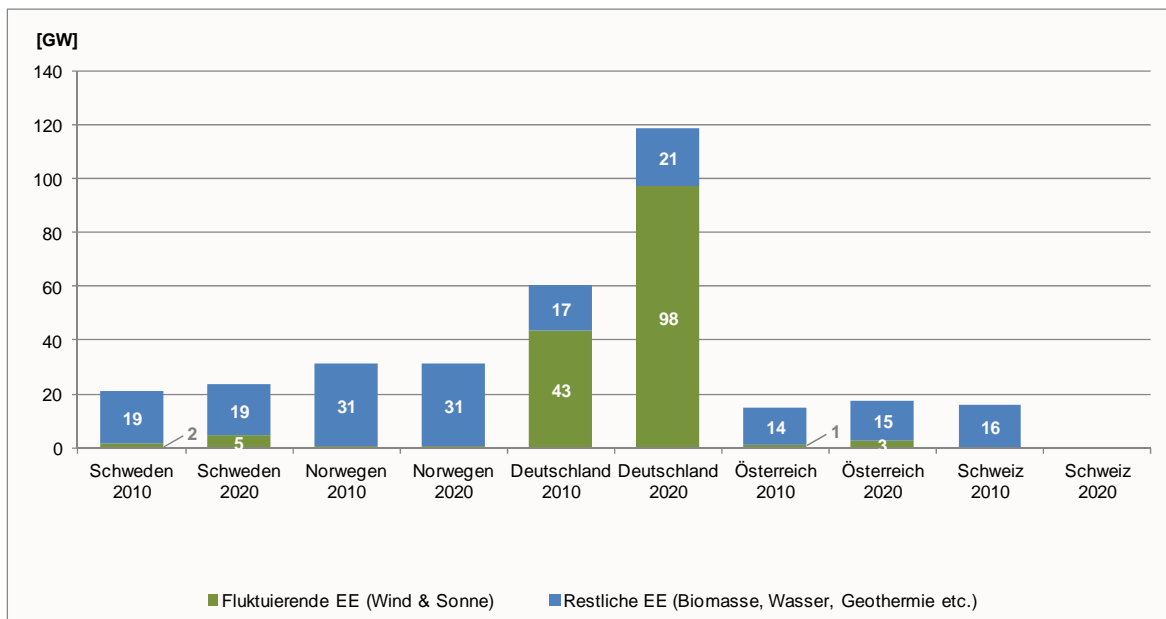
(6) Die Energiewende ist ein „Jahrhundertprojekt“. Die vorliegende Studie will einen **Diskussionsbeitrag** zur Umsetzung dieser für Deutschland so wichtigen Transformation leisten. Kritische und/oder konstruktive Kommentare und Anmerkungen zu dieser Untersuchung sind jederzeit willkommen.

### 3 Herausforderungen der Energiewende und Lösungsoptionen

(1) Die deutsche Energiewende wird international mit großem Interesse, teilweise mit Skepsis oder Besorgnis bezüglich der Auswirkungen auf europäische Nachbarländer beobachtet. Zwar besteht in der EU Konsens, dass zur Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen die Energieeffizienz und der Anteil der CO<sub>2</sub>-freien Stromerzeugung zu erhöhen sind. Insofern stellt die deutsche Energiewende keinen Alleingang dar. Allerdings erhöht der gleichzeitige Ausstieg aus der Kernenergie in Deutschland den Handlungsdruck im Vergleich mit anderen Ländern. Insbesondere die schnell wachsenden Anteile fluktuierender Energieerzeugung und die Herausforderungen, die damit verbundenen sind, geben Anlass zur Diskussion.

(2) Deutschland ist aber nicht das einzige Land, das ambitioniertere Ziele beim Ausbau erneuerbarer Energieträger verfolgt. Die folgende Darstellung zeigt die Ziele der nationalen Aktionspläne für den Ausbau der erneuerbaren Energien in den einzelnen Ländern. Diese Aktionspläne sind allerdings nur bis zum Jahr 2020 verbindlich. Die deutsche Bundesregierung hat im Energiekonzept darüber hinaus gehende Ziele für den Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch formuliert.

Abbildung 1: Ausbauziele für erneuerbare Energieträger in der EU gemäß den Nationalen Aktionsplänen



Hinweis: Die Schweiz besitzt für das Jahr 2020 keine konkreten Ziele und kann somit nicht dargestellt werden. Quelle: [EEA], [Eurostat]

(3) Der Ausbau der erneuerbaren Energien wird die Struktur der Stromerzeugung verschieben. Zudem wird der steigende Anteil dargebotsabhängiger, volatiler Erzeugung die Charakteristik des Marktes deutlich verändern. Stromerzeugung und Strombedarf werden zeitlich und räumlich zunehmend auseinanderdriften. Daraus werden sich in den nächsten Jahrzehnten beträchtliche **Herausforderungen** ergeben. Diese können im Wesentlichen in drei Kategorien eingeteilt werden:

- Langfristige Leistungsabsicherung in der Stromerzeugung,
- Netzausbau und Engpassmanagement im Stromnetz (inkl. Umgang mit Überspeisungssituationen) und
- Bereitstellung von Systemdienstleistungen.

Im Folgenden werden diese Herausforderungen näher beschrieben und anschließend abgeleitet, inwiefern internationale Speicherung einen Beitrag zur Problemlösung leisten könnte.

### **3.1 Auseinanderdriften von Stromangebot und – nachfrage**

(1) Nachfolgend wird die angenommene Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland dargestellt. Dabei orientieren wir uns an der Leitstudie der Bundesregierung [DLR 2011], die einen langfristigen Ausbaupfad für die erneuerbaren Energien aufzeigt.

Abbildung 2: Ausbaupfad erneuerbare Energien in Deutschland bis zum Jahr 2050

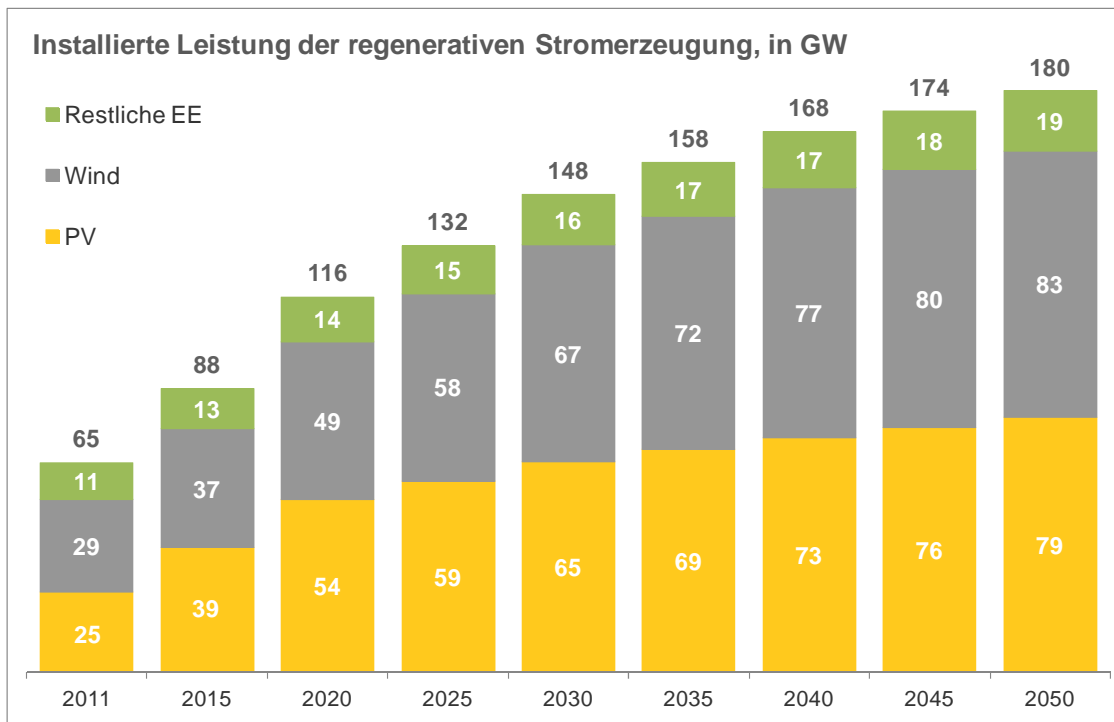
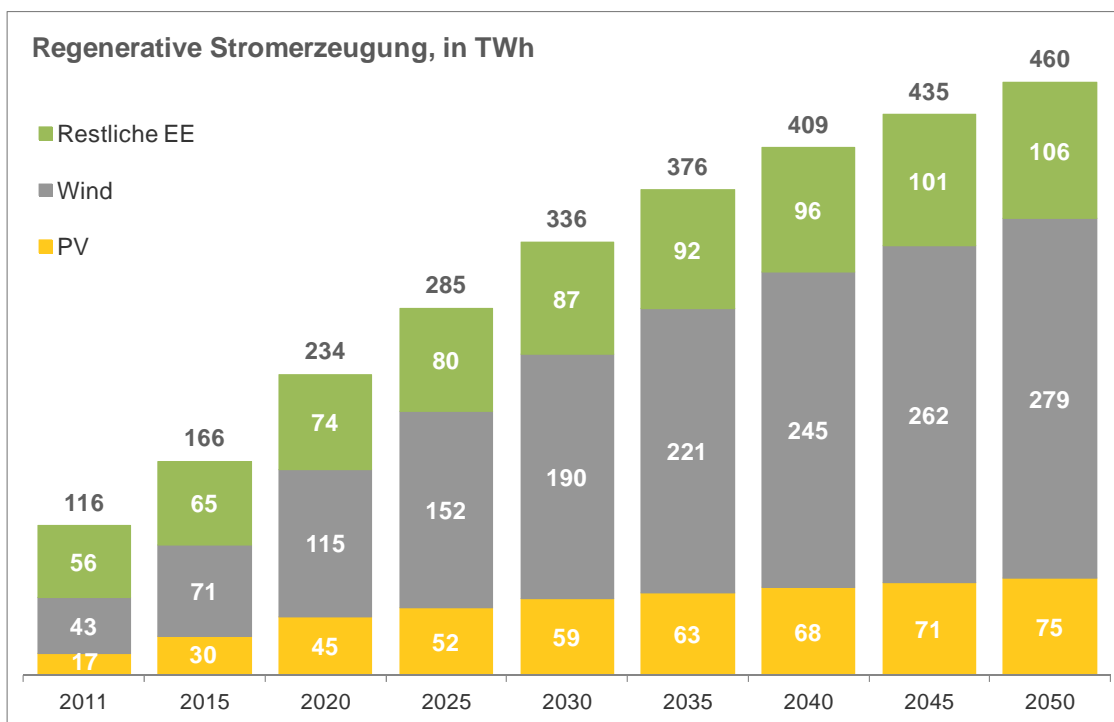


Abbildung 3: Stromerzeugung erneuerbarer Energien in Deutschland bis zum Jahr 2050



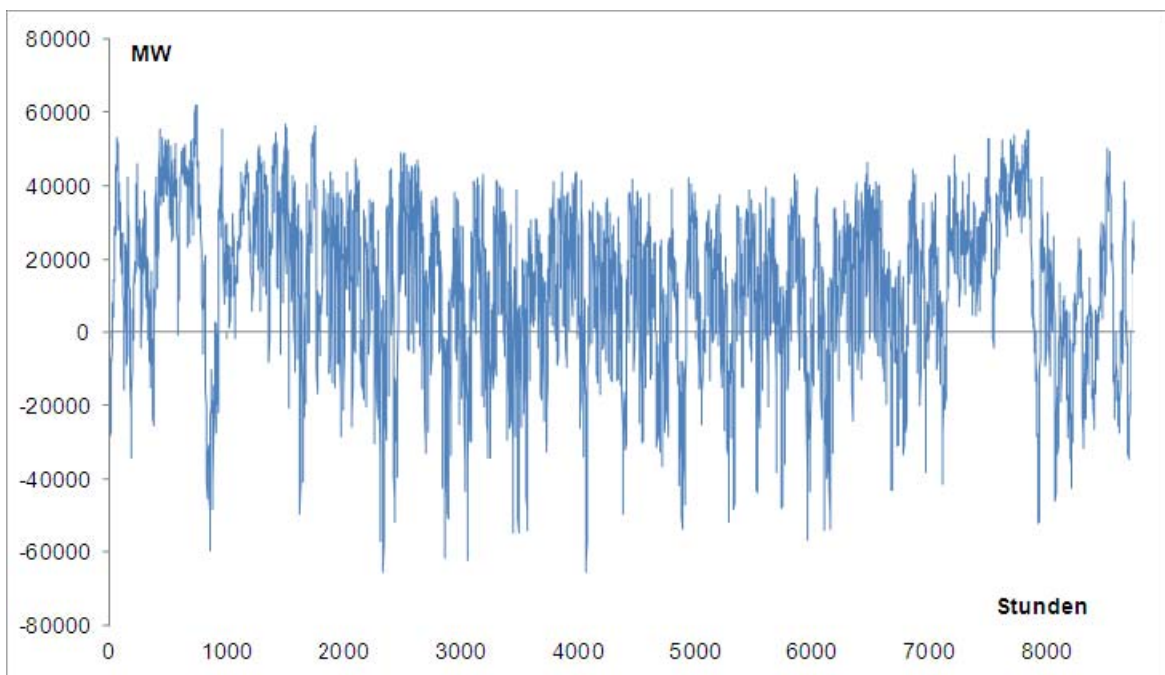
Quelle für beide Abbildungen: [DLR 2011, Szenario A für Wind und restliche EE, Szenario B für PV]

(2) Wird der hier dargestellte Ausbaupfad zugrunde gelegt, so ergibt sich im Jahr 2050 unter Berücksichtigung von „üblichen“ Einspeiseprofilen für die einzelnen Energiearten eine **Residuallast** für die konventionelle und regelbare erneuerbare Stromerzeugung, die in der nachfolgenden Abbildung dargestellt ist. Die Residuallast ist die Last, die nach Abzug der fluktuierenden erneuerbaren Einspeisung noch zu decken ist.

Die dafür ebenfalls notwendigen Annahmen zum **Strombedarf** sind in Abbildung 29 im Anhang zu dieser Studie dokumentiert.

Es wird deutlich, dass in einer Vielzahl von Stunden die erneuerbare Einspeisung die jeweilige Last in der betreffenden Stunde übersteigt (Residuallast negativ, in der Abbildung 4: Ausschlag nach unten). In diesen Fällen produziert Deutschland mehr Strom aus erneuerbaren Energien, als in Deutschland verbraucht wird.

Abbildung 4: Residuallast in Deutschland im Jahr 2050



*Erläuterung: Wenn die Residuallast negativ ist, produziert Deutschland mehr Strom aus erneuerbaren Energien, als es in dieser Stunde selbst verbrauchen kann*

*Quelle: Eigene Berechnungen*

(3) In der nachfolgenden Abbildung 5 wird aufgezeigt, wie groß die **Über-** bzw. **Unterspeisung** aus **erneuerbaren Energien** in Deutschland perspektivisch bis zum Jahr 2050 sein wird.

Dabei wurden Must-Run Kapazitäten in konventionellen Kraftwerken (inkl. Kraft-Wärme-Kopplung), die zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität erforderlich sind, bereits berücksichtigt. Entsprechend einer aktuellen Studie der deutschen Übertragungsnetzbe-

treiber [TSO 2012] beträgt die Must-Run Kapazität zur Sicherstellung der Systemstabilität heute ca. 20 GW. Wir gehen davon aus, dass diese Must-Run Kapazität im deutschen Stromsystem bis zum Jahr 2050 auf 5 GW gesenkt werden kann.

Es wird deutlich, dass beispielsweise im Jahr 2030 in ca. 1.100 Stunden im Jahr mehr Energie in Deutschland erzeugt wird, als in diesen Stunden in Deutschland nachgefragt wird.

Im Jahr 2050 könnte in ca. 2.200 Stunden im Jahr die erneuerbare Leistung den Leistungsbedarf in Deutschland übersteigen, in einzelnen Stunden beträgt der Überschuss bis zu 60 GW. Der potenzielle Stromüberschuss beträgt etwa 38 TWh bzw. etwa 8 % des Stromverbrauchs im Jahr 2050.

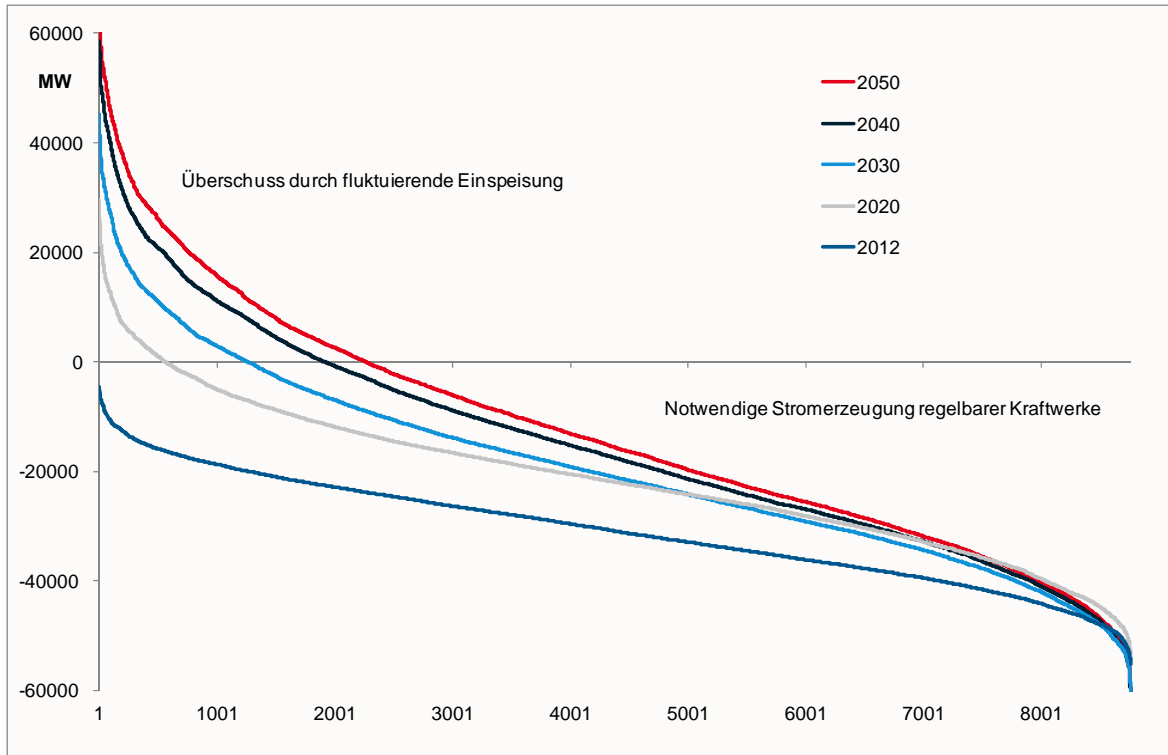
Wenn es gelänge Überschüsse bis zu 12 GW in anderen Ländern zu nutzen, könnten etwa die Hälfte des Stromüberschusses genutzt werden.

Eine vollständige Nutzung dieses Überschusses scheint aus heutiger Sicht ökonomisch nicht sinnvoll, da der Aufwand für die „letzte Kilowattstunde“ unverhältnismäßig groß ist.

Neben diesen Aussagen für die erneuerbaren „Überschüsse“ in den betrachteten Zukunftsjahren macht die Abbildung 5 aber auch noch folgendes deutlich: In der Mehrzahl der Stunden im Jahr werden auch im Jahr 2050 noch regelbare Kraftwerke wie Biomasse oder konventionelle thermische Kraftwerke benötigt, um die erforderliche Leistung zur Verfügung zu stellen. Speicher können hierzu einen Beitrag leisten.

Bereits heute treten in manchen Regelzonen aufgrund nicht ausreichender Übertragungskapazitäten temporäre Überspeisungssituationen auf, die Eingriffe der Netzbetreiber erforderlich machen. Die Auswertung basiert aber auf einer deutschlandweiten Betrachtung ohne Berücksichtigung von Netzengpässen (Konzept der „Kupferplatte Deutschland“).

Abbildung 5: Jahresdauerlinien der Überschüsse durch die fluktuierende Stromeinspeisung in Deutschland 2012 bis 2050



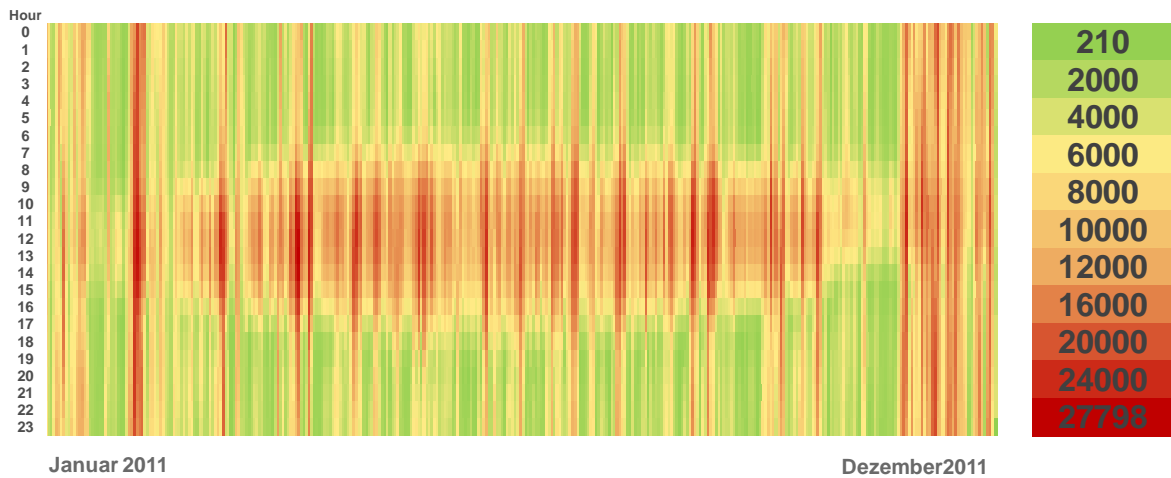
Erläuterung: Inverse Darstellung von Abbildung 4: Übersteigt die erneuerbare Einspeisung den jeweiligen Strombedarf der betreffenden Stunde, so liegt die Kurve über der Nulllinie.

Quelle: Eigene Berechnungen

(4) Die bisherigen Darstellungen haben die Herausforderung aus der fluktuierenden Stromeinspeisung bereits quantifiziert. Die nachfolgende Darstellung zeigt beispielhaft anhand der Stromspeisung des Jahres 2011, zu welcher Tageszeit und wann im Laufe des Jahres mit Überspeisungssituationen zu rechnen ist. Das für die Photovoltaik typische Einspeiseprofil wird gut sichtbar: Vor allem vom Frühjahr bis zum Herbst ergeben sich tagesüber zwischen 9.00 und 17.00 Uhr Einspeiseschwerpunkte. Darüber hinaus können windige Phasen zu jeder Jahreszeit (hier: Ende Januar und im Dezember 2011) auftreten, die dann in der Regel mehrere Tage (und Nächte) hintereinander zu einer hohen Einspeisung führen.



Abbildung 6: Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2011 (in MW)



Erläuterung: Auf der X-Achse ist die Jahreszeit, auf der Y-Achse die Tageszeit abgetragen. Die Farbe zeigt die Höhe der Einspeisung aus erneuerbaren Energieträgern.

### 3.2 Langfristige Leistungsabsicherung

(1) Im gesamten, zukünftig über nationale Grenzen hinaus immer stärker vernetzten, Stromsystem muss zu jeder Zeit die aus dem System durch Verbraucher abgenommene Leistung der Einspeisung durch Erzeugungsanlagen entsprechen. Das heißt für die Zukunft: Wenn die dargebotsabhängige Erzeugung aus Wind und Sonnenenergie nicht zur Verfügung steht, ist die Leistung aus alternativen Anlagen bereitzustellen, oder es muss zu diesen Zeiten der Strombedarf auf das verfügbare Maß an Anlagen reduziert werden. Da der Strombedarf aber sehr unelastisch auf kurzfristige Preissignale reagiert, ist mit hoher Wahrscheinlichkeit in solchen Situationen der Strombedarf im System durch Reservekraftwerke zu decken. Die folgende Tabelle zeigt die in Deutschland installierte Gesamtleistung der Kraftwerke, die bis 2050 stark ansteigen wird, da die volatilen Energieerzeuger kaum zur gesicherten Leistung beitragen.

Tabelle 1: Entwicklung von installierter Leistung und Last im deutschen Stromsystem 2000, 2011 und 2050

[GW]	2000	2011	2050
Installierte Bruttoleistung Gesamt	123	166	231
Installierte Leistung der konventionellen Kraftwerke	108	101	50
Installierte Leistung der erneuerbaren Energien	15	65	181
Jahreshöchstlast*	75	76	ca. 75*

\* Abschätzung auf der Basis eines gleichbleibenden Lastprofils.

Quellen: [Prognos AG 2011], [DLR 2011, Szenario A mit PV-Ausbaupfad Szenario B]

(2) Der steigende Anteil von erneuerbaren Energien im Gesamtsystem wird in Zukunft über den **Merit-Order-Effekt** einen großen Einfluss auf die Großhandelsstrompreise ausüben. Wenn ein wachsender Teil der Stromversorgung aus grenzkostenfreien Erzeugungsquellen stammt, können konventionelle Kraftwerke, die weniger ausgelastet werden, mitunter nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden. Diese Anlagen würden nach strengen betriebswirtschaftlichen Regeln stillgelegt. Zudem wird in einer solchen Situation auch nicht in neue Anlagen investiert werden, weil die Kapitalkosten allein aus dem Stromgeschäft nicht zu erlösen sind. Diese Situation wird auch als „**Missing Money**“ bezeichnet. Bereits Mitte des Jahres 2012 ist die Investitionszurückhaltung bei Großkraftwerken deutlich zu spüren. Ältere Kraftwerke werden derzeit nicht modernisiert, sondern nur so lange betrieben, wie sie ihre Betriebskosten verdienen.

(3) Nicht zuletzt aus diesem Grund ist die Diskussion über **nachhaltige Marktinstrumente**, die den Kapazitätsbedarf sicherstellen, in vollem Gange. Dies ist insbesondere vor dem Hintergrund der weiteren Kernkraftwerks-Stilllegungen bedeutsam. Derartige Kapazitätsmechanismen können sowohl als Preisinstrumente (Peak-Load-Pricing) als auch als Mengeninstrumente (Kapazitätsauktionen, Optionsmärkte für Kapazitäten, Investitionsprämien etc.) ausgestaltet sein. Die derzeit zumeist rein energiewirtschaftlichen Schlussfolgerungen zum Kapazitätsmarkt dürfen jedoch die zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit notwendigen netztechnischen Belange nicht außer Acht lassen. Die Kapazitätsmarktdiskussion sollte sich insbesondere auch dem lokal, regional und überregional zwingend abzusichernden Systemdienstleistungsangebot widmen, welches in Kapitel 3.4 näher ausgeführt wird. Allen ist aber gemein, dass der Regulierungsaufwand, um effizient und effektiv Kapazitäten an den Markt zu bringen, erheblich

sein wird.<sup>2</sup> Die Notwendigkeit solcher Mechanismen und ihre Kompatibilität mit dem europäischen internen Strommarkt werden derzeit diskutiert.

(4) Zeitweise Entlastung würde auch ein geeignetes **Demand-side-Management**, also eine stärkere Steuerung der Lastnachfrage, liefern. Wenn es gelingt, dass große Verbraucher auf Erzeugungsspitzen bzw. -engpässe variabel reagieren können und sich deren Stromverbrauch danach steuern lässt, kann die notwendige Kapazität zur Leistungsabsicherung reduziert werden. Somit wäre es möglich, die notwendige installierte Reserveleistung zu reduzieren und die entstehenden Kosten zu minimieren. Jedoch sind nach heutigen Erkenntnissen die Möglichkeiten des Lastmanagements begrenzt.

### 3.3 Netzausbau und Engpassmanagement im Stromnetz

(1) Kraftwerke wurden in der Vergangenheit meist in Regionen mit einem hohen Bedarf gebaut, um den **Stromtransport** und damit die Netzverluste zu minimieren. Die Standorte für Stromerzeugungsanlagen auf Basis von Braun- oder Steinkohle wurden in der Nähe von deren Lagerstätten errichtet, dementsprechend haben sich viele Großverbraucher in diesem Umkreis angesiedelt.

In der Vergangenheit wurde der Strom in Deutschland durchschnittlich in einem Radius von weniger als 100 km um die jeweiligen Kraftwerke verbraucht. Der Ausbau der erneuerbaren Energien orientiert sich jedoch am natürlichen Dargebot, wie z.B. durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten und Sonneneinstrahlung. Um in Zukunft die Stromversorgung zum Großteil aus erneuerbaren Quellen decken zu können, steigt sowohl der Bedarf als auch die Beanspruchung der **überregionalen Stromtransportkapazitäten**.

Der Windstrom muss aus Norddeutschland in den Süden und Westen Deutschlands transportiert werden. In den Mittagsstunden muss aber auch Photovoltaikstrom aus dem Süden in Richtung Norden transportiert werden können. Die heutigen Stromnetze sind für die zukünftigen zu transportierenden Strommengen und Belastungen jedoch nicht ausgelegt.

---

<sup>2</sup> Einen guten Überblick über Kapazitätsmechanismen bietet eine Veröffentlichung des BEE. [BEE 2011]

(2) Gegenwärtig weist der zweite Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2012 (NEP) für das Startnetz rund 1.200 km Optimierungs- und Verstärkungsmaßnahmen in bestehenden Trassen sowie rund 700 km Trassenneubau auf. Das Startnetz bildet im NEP den Status quo des deutschen Stromnetzes ab und beinhaltet darüber hinaus Leitungen, die bereits im Bau oder genehmigt sind. Des Weiteren wurden mittels Netzanalysen Leitungen identifiziert, die für den zukünftigen Stromtransport (2012 bis 2022) benötigt werden. Das Leitszenario B 2022 zeigt eine Um- und Zubeseilung auf bestehendem Gestänge von 1.300 km, neue Leitungen in bestehenden Trassen von ca. 2.800 km, eine Umstellung von Wechsel- auf Gleichstrom auf rund 300 km und neue Gleichstromleitungen von ca. 2.100 km auf. [NEP 2012]  
In Anbetracht der Verzögerungen beim Ausbau von Stromleitungen in Deutschland ist die Realisierung der notwendigen Projekte innerhalb der erforderlichen Fristen fraglich.

(3) Bei anhaltend verzögertem Netzausbau würde der Anspruch an ein geeignetes **Netzengpassmanagement** erheblich steigen. Netzengpässe werden derzeit über das Verfahren des kostenbasierten Redispatch behoben. Dabei werden, bei Ausgleich der entstehenden Kosten, Erzeuger vor einem Engpass heruntergefahren bzw. die Last erhöht. Hinter einem Netzengpass verhält es sich genau umgekehrt. Dieses Verfahren dient jedoch nur der kurzfristigen Beseitigung von Engpässen und stellt eine Übergangsmaßnahme bis zur Umsetzung der entsprechenden Netzverstärkung bzw. des Netzausbaus dar. Die Kosten des Engpassmanagements werden über die Netzentgelte auf die Stromkunden umgelegt.

### 3.4 Bereitstellung von Systemdienstleistungen

(1) Die Notwendigkeit einer **ausgeglichenen Bilanz** von Strom-einspeisung und -entnahme wurde bereits bei der langfristigen Leistungsabsicherung diskutiert. Dieses Kriterium ist für den sicheren **Systembetrieb** aber auch **kurzfristig** entscheidend. Hierzu werden Kraftwerke oder große Verbraucher in ein Regelsystem integriert, das im Falle von kurzfristigen Abweichungen der Bilanz von Einspeisung und Entnahme im Sekunden- und Minutenbereich diese ausgleicht. Dies wird als Bereitstellung von **Regelleistung** oder Primär- bzw. Sekundärregelung bezeichnet und ist im Vergleich zur oben beschriebenen Leistungsabsicherung kurzfristiger Natur. Die Bereitstellung von Regelleistung ist eine Systemdienstleistung, ohne die Stromausfälle zwangsläufig wären. Diese Systemdienstleistungen werden technologisch heute vor allem von konventionellen Kraftwerken aber auch von Pumpspeicherkraftwerken erbracht.

(2) Zusätzlich zur Regelleistung sind andere technische **Systemdienstleistungen** notwendig, um den Betrieb im Stromsystem zu gewährleisten und die Qualität der Stromversorgung ohne Frequenz- und Spannungsschwankungen sicherzustellen. Zu diesen zwingend lokal bereitzustellenden Systemdienstleistungen zählen unter anderem die Spannungs-/ Blindleistungsregelung, die Vorhaltung von Kurzschlussleistung und die Schwarzstartfähigkeit von Kraftwerken, wobei heute insbesondere den Pumpspeicherkraftwerken als regelbare Erzeugung und Last eine wichtige Rolle in den Netzwiederaufbaukonzepten zukommt.

Es besteht heute schätzungsweise ein Bedarf von 15 bis 20 GW an konventioneller Leistung zur Bereitstellung von Regelleistung und Systemdienstleistungen. Um den Ausbau der erneuerbaren Energien effizient fortsetzen zu können, muss zukünftig sichergestellt werden, dass alle Systemdienstleistungen auch durch erneuerbare Technologien bzw. andere technische Maßnahmen erbracht werden können. Nur unter diesen Voraussetzungen können die heute noch notwendigen **konventionellen „Must-Run“-Kapazitäten** reduziert werden. Eine der großen Herausforderungen ist daher, die erneuerbaren Energien technisch auf diese Aufgaben vorzubereiten und den Markt für Systemdienstleistungen auf die Gegebenheiten der erneuerbaren Energien anzupassen.

### 3.5 Lösungsoptionen zur Integration der erneuerbaren Energien

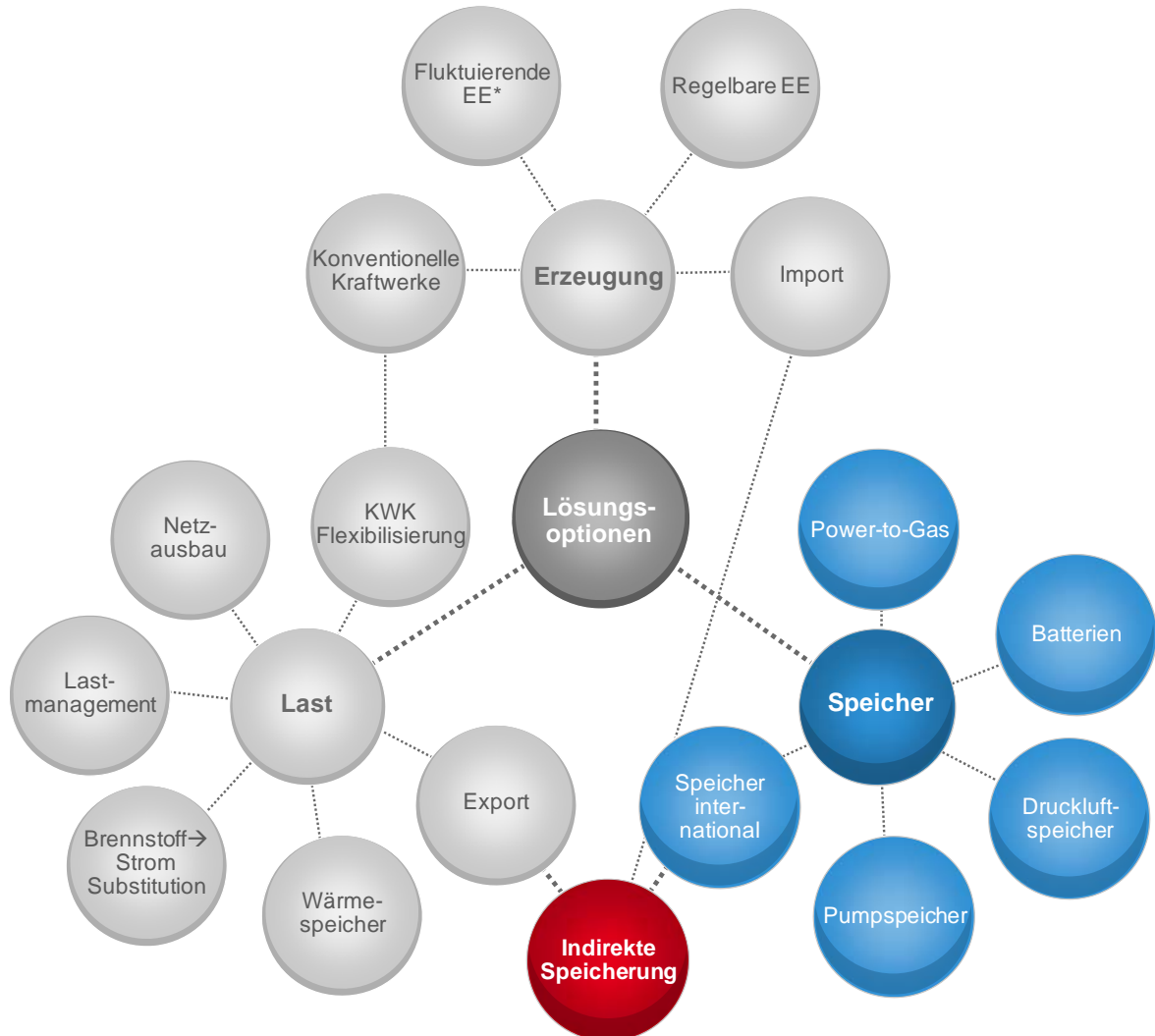
(1) Wie in den vorherigen Abschnitten bereits veranschaulicht, wird die zukünftige Stromerzeugung in Deutschland von einer hohen Anzahl an fluktuierenden Anlagen gekennzeichnet sein, die eine Reihe von Herausforderungen für das Stromsystem mit sich bringen. Langfristige Leistungsabsicherung, Umgang mit Überschusssituationen und Sicherung der Systemstabilität sind die drei wichtigsten davon.

(2) Die folgende Abbildung zeigt diesbezüglich ein **Mindmap** mit Lösungsoptionen zur Integration von erneuerbaren Energien und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Lösungsoptionen liegen in den Bereichen Erzeugung, Last und Speicher. Die vorliegende Studie setzt gemäß der Aufgabenstellung den Schwerpunkt bei der **Speicherung**.

(3) Eine wichtige Lösungsoption im Bereich der Speicherung sowie Last ist die Nutzung von internationalen Speichern mit Hilfe von Interkonnektoren. Diese ermöglicht die Nutzung von überschüssiger Energie, aber auch die Bereitstellung von Energie zu

Zeiten von geringer Erzeugungsleistung von erneuerbaren Energien. Die sogenannte **indirekte Speicherung** ist mit einem Wirkungsgrad von rund 90 % zudem die effizienteste Art der Speicherung. Bei dieser Art der Speicherung wird beispielsweise Strom aus deutschen Überschüssen in Skandinavien direkt verbraucht, während die dortigen Speicher geschont werden. In Skandinavien kann dann zu einem späteren Zeitpunkt mehr Strom aus Wasser in den Speicherkraftwerken erzeugt werden, z.B. um Leistung nach Deutschland zu liefern (grafische Veranschaulichung siehe Anhang, Abbildung 30). Bei dieser Art der Speicherung werden Verluste aus Pumpvorgängen, wie sie in einem Pumpspeicherkraftwerk auftreten, vermieden. Es fallen lediglich die Verluste der zweimaligen Leistungsübertragung durch die Interkonnektoren (zwei mal 5%) an. Dies macht die indirekte Speicherung so effizient. Bei dem in der Tabelle 2 aufgeführten Vergleich von Optionen zur Integration von Strom wurden bei der indirekten Speicherung nur die Investitionskosten von Interkonnektoren aufgeführt, da für die Nutzung dieses Potenzials der Neubau von Kraftwerken vorerst nicht erforderlich ist.

Abbildung 7: Mindmap der Lösungsoptionen zur Integration von Erneuerbaren in das Stromsystem



Quelle: Eigene Darstellung

\* Auch die Anlagen zur Nutzung fluktuierender Energiequellen wie Wind und Sonne sind im begrenzten Umfang regelbarer, aber im Wesentlichen „nach unten“, d.h. sie können abgeschaltet werden.

(4) Die nachfolgende Tabelle vergleicht Lösungsoptionen für die Integration der erneuerbaren Energien im Hinblick auf ihre Kosten und weitere technische Parameter.

Tabelle 2: Vergleich von Optionen zur Integration von Strom aus fluktuierenden erneuerbaren Energien

Technologie	Inter-konnektoren (Indirekte Speicherung)	Wärmespeichersysteme	Adiabate Druckluftspeicher	Pumpspeicherkraftwerk	Wasserstoff/ Methan	Batterien, (z. B. Elektroautos)	Lastmanagement (Industrie)	Lastmanagement (PHH, GHD)
Erwartete Marktreife	heute	heute	2010 bis 2020	heute	2020 bis 2030	2015-2020	heute	2020
Realisierungsdauer	ca. 8 Jahre	2 bis 3 Jahre	3 bis 5 Jahre	10 Jahre	3 bis 5 Jahre	1 Jahr	1 bis 10 Jahre	1 Jahr
Anwendungspotenzial	1,4 GW pro Kabel	2,2 bis 3,6 GW <sub>el</sub> (positiv) 4 bis 18 GW <sub>el</sub> (negativ)	> 700 Kavernen	2,7 GW <sub>el</sub> (geplant bis 2020)	unbegrenzt	3 GW <sub>el</sub> <sup>1</sup>	2 GW <sub>el</sub>	3 GW <sub>el</sub>
Reichweite (in Stunden)	Wochen bis Monate	4 bis 24	8 bis 24	4 bis 8	saisonal	1 bis 8	2 bis 8	1 bis 24
Wirkungsgrad (Strom zu Strom)	ca. 90% (DE zu DE)	95% (Wärme zu Wärme)	50 bis 70 %	70% bis 80%	30% bis 40%	75% bis 95%	-	-
Investitionskosten (EUR/kW <sub>el</sub> )	1.400	640 (positiv) 120 bis 350 (negativ)	1.000 bis 1.500	1.000 bis 2.000	1.500 bis 3.000	1.000 bis 2.000	prozessabhängig	prozessabhängig
Lebensdauer	20 bis 40 Jahre	40 bis 60 Jahre	40 Jahre	>100 Jahre	30 Jahre	3.000 Zyklen	-	-
Akzeptanz <sup>2</sup>	mittel	gut	mittel	gering bis mittel	mittel bis gut	gut	mittel	mittel

<sup>1</sup> Bei einer Million gleichzeitig am Netz befindlicher E-PKW mit einer Anschlussleistung von je 3 kW, je nach Anschlussgrad sind dafür voraussichtlich zwei bis drei Mio. E-PKW notwendig.

<sup>2</sup> Die Einschätzung beschreibt die Akzeptanz in Deutschland. In den Partnerländern liegen zum Teil abweichende Beurteilungen vor. Akzeptanz: Einschätzung von Prognos



### 3.6 Zusammenfassende Bewertung

(1) Die in diesem Kapitel kurz umrissenen Herausforderungen für das Stromsystem treten bei dem Ausbau der erneuerbaren Energien in allen Szenarien früher oder später auf. Da viele dieser Fragen mit dem Ausbau der fluktuierenden erneuerbaren Energien korrespondieren, ist dies umso schneller der Fall, je früher noch höhere Anteile an **volatiler regenerativer Erzeugung** (Wind, PV) den Markt durchdringen. Aus der heutigen Perspektive scheinen die angesprochenen technischen Fragen lösbar zu sein, die Frage ist allerdings, ob es ausreichend Anreize für unternehmerische Investitionen gibt.

Es gilt diese durch entsprechende Änderungen im Zuschnitt des Marktes und Anreize der technischen Entwicklung voranzubringen.

(2) Das durch die Bundesregierung angestrebte Tempo beim **Vollzug der Energiewende** erfordert ein gleichsam hohes Tempo der Anpassung des Marktdesigns, der technischen Entwicklung und der Bereitstellung der notwendigen Infrastruktur. Die Vielzahl an Herausforderungen birgt bei allen Anstrengungen trotzdem ein erhebliches Umsetzungsrisiko, das vielfach in den Bewertungen zu kurz kommt. Viele der zu lösenden Fragestellungen bezüglich des Marktdesigns und der Infrastrukturprojekte berühren zusätzlich Belange der Europapolitik und des europäischen Stromverbundes, was die Risiken der Verzögerung eher erhöht.

(3) Durch die Herausforderungen im Zuge der Energiewende wird die **Rolle der Regulierung** des Strommarktes weiter zunehmen. Große Teile des Marktes werden externen Eingriffen unterliegen. Es müssen folglich erhebliche Anstrengungen unternommen werden, um möglichst viele **Wettbewerbselemente** in der Stromversorgung zu erhalten, die eine Ausdifferenzierung der Strukturen und der Akteure erlauben. Hierbei steht insbesondere auch die erneuerbare Stromerzeugung im Vordergrund, die sich durch hohe Kapital- und Fixkosten und eher geringe variable Kosten auszeichnet. Aus diesem Grund kann sie nicht ohne sichere Erlösquellen in den heutigen Marktstrukturen überleben und ist somit auf eine Regulierung und ein grundsätzlich anderes Marktdesign angewiesen. Die Herausforderung wird darin bestehen, einen Markt zu entwickeln, in dem Erzeugungstechniken jedweder Art in einen gleichberechtigten Wettbewerb treten können, um langfristig die effizienteste und effektivste Stromversorgung sicherzustellen.

(4) Aus Sicht der Fragestellung dieser Studie bleibt festzuhalten, dass **Speicherung** einen wichtigen Lösungsbeitrag zur langfristi-

gen Leistungsabsicherung und zu den Systemdienstleistungen erbringen kann. Der Vergleich inländischer Speicherung, z.B. mit Druckluftspeichern oder Pumpspeicherkraftwerken mit Lösungen im internationalen Verbund (Wasserspeicher inkl. des notwendigen Ausbaus von Interkonnektoren, vgl. Tabelle 2) hat gezeigt, dass Interkonnektoren zumindest im Vergleich mit anderen Speicheroptionen bei der Effizienz und den Investitionskosten sehr gut abschneiden. Andererseits können sie im Gegensatz zu inländischen Pumpspeicherkraftwerken nur in der Umgebung (ca. bis zu 200 km) der Anlandepunkte Beiträge zu den lokal erforderlichen Systemdienstleistungen erbringen. Diese Aspekte wurden jedoch in der vorliegenden Studie nicht vertiefend untersucht.

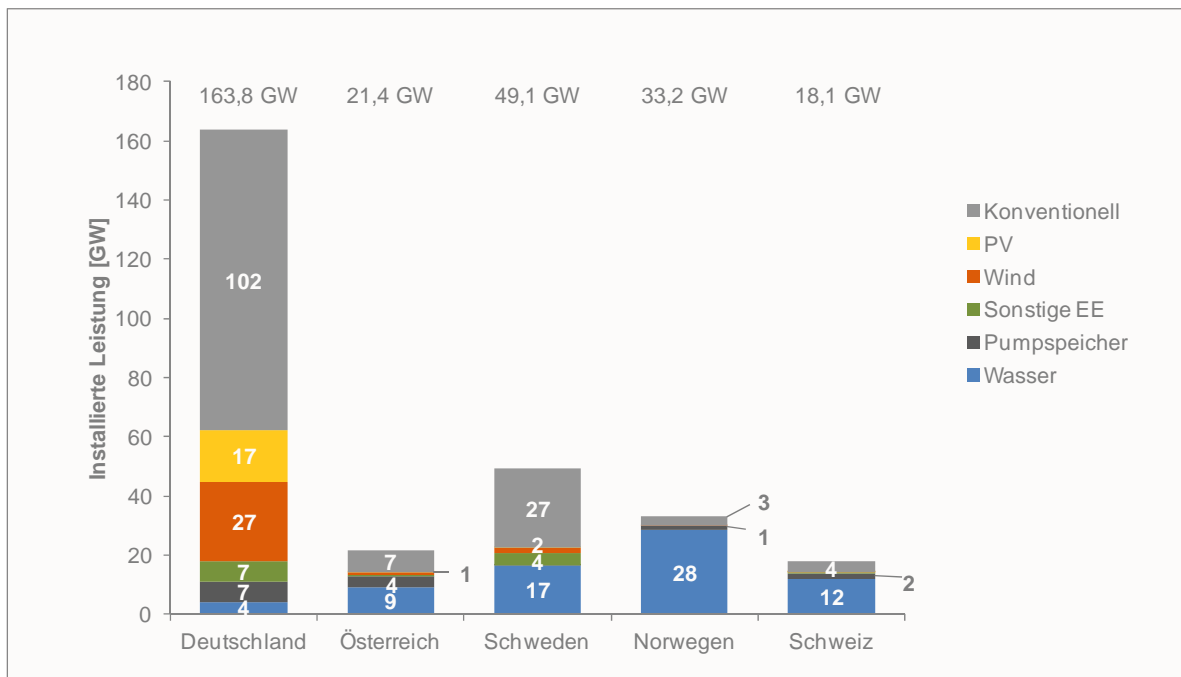
Zwar sind Druckluftspeichersysteme und vor allem Wärmespeichersysteme zu vergleichsweise günstigen Kosten zu haben. Wie die Tabelle 2 veranschaulicht, sind vor allem inländische Druckluftspeichersysteme aber deutlich ineffizienter als ein Stromverbund mit Skandinavien oder den Alpenländern. Vor allem gibt es aber nur zwei Optionen, die erlauben auch über mehrere Tage oder sogar Wochen Energie einzuspeichern und entsprechend langsam wieder abzugeben: die Wasserkraftspeicher in Skandinavien und den Alpen sowie die Wasserstoff bzw. Methanspeicherung. Unter diesen beiden Alternativen ist aus heutiger Sicht die **internationale Speicherung effizienter und kostengünstiger**. Aus diesem Grund konzentriert sich die vorliegende Studie auf diese Speicheroption und untersucht im Folgenden differenziert, wie die technischen und wirtschaftlichen Potenziale für die Nutzung der indirekten Speicherung mittels Interkonnektoren zu beurteilen sind.

## 4 Wasserkraftwerke in ausgewählten Ländern Europas - Status quo und Perspektiven

(1) Dieses Kapitel widmet sich den **Wasserkraftwerken** der zu betrachtenden Länder. Zunächst stellen wir die Struktur der installierten Leistung der Elektrizitätserzeugung gefolgt von der Zusammensetzung der Nettoelektrizitätserzeugung dar. Anschließend wird in einzelnen Unterkapiteln speziell auf die Situation der Wasserkraft der Länder eingegangen.

(2) Die Abbildung 8 stellt die **Struktur** der installierten **Leistung** der Elektrizitätserzeugung für das Jahr 2010 dar. Diese veranschaulicht, dass Schweden sowie Deutschland mit über 50 % einen hohen Anteil an konventionellen Kraftwerken besitzen. Deutschland kennzeichnet sich des Weiteren durch fluktuierende erneuerbare Energien wie Wind und Sonne. Schweden hingegen durch Wasserkraftwerke (ca. 34 %). In Österreich haben Wasserkraftwerke mit rund 43 % den höchsten Anteil an der installierten Leistung, gefolgt von konventionellen Kraftwerken mit ca. 33 %. Norwegens Kraftwerksstruktur kennzeichnet sich ebenfalls durch einen großen Anteil an Wasserkraftwerken (ca. 85 %). Thermische Kraftwerke machen hier nur rund 9 % aus. Neben Norwegen besitzt auch die Schweiz größtenteils Wasserkraftwerke mit rund 66 %, gefolgt von konventionellen Kraftwerken mit einem Anteil von ca. 22 %.

Abbildung 8: Struktur der installierten Leistung der Elektrizitätserzeugung im Jahr 2010 in GW

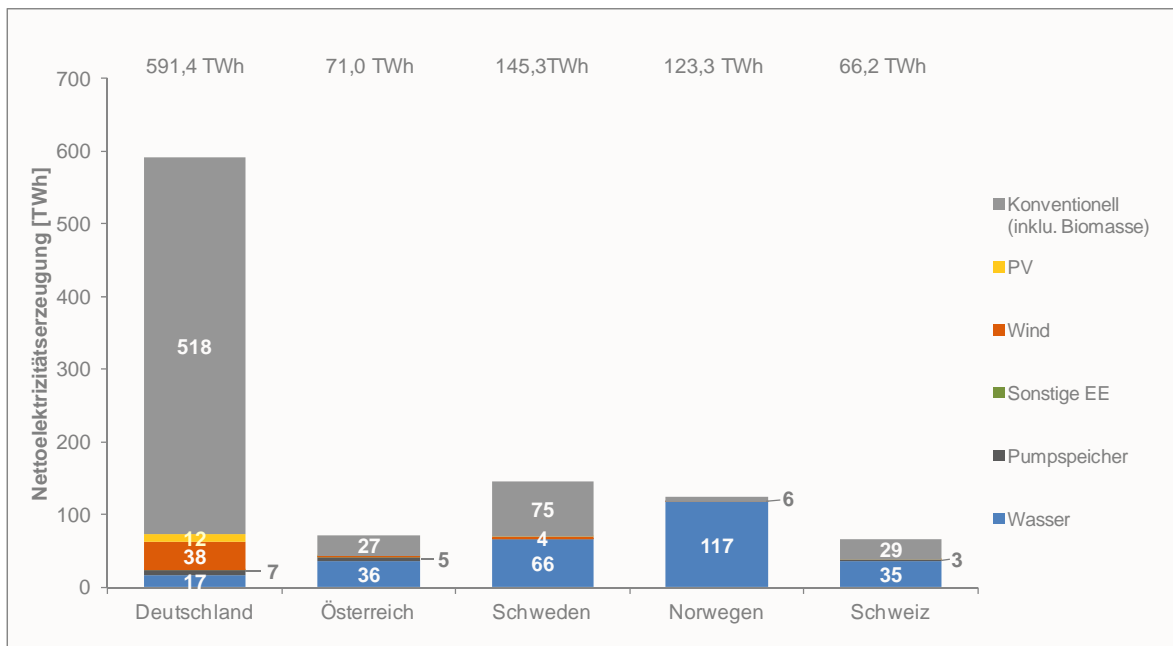


Hinweise zur Schweiz: Angaben für Pumpspeicherkraftwerke und sonstige Wasserkraft beruhen zum Teil auf berechneten Werten. Bei konventionellen Kraftwerken und sonstigen EE: Kehrichtverbrennungsanlagen werden in der Elektrizitätsstatistik der Schweiz zu 50 % als erneuerbare Stromerzeugung berücksichtigt.  
Hinweise zu Österreich: Angaben für PV, Wind, Pumpspeicherkraftwerken und sonstige Wasserkraft beruhen zum Teil auf berechneten Werten.

Quelle: [Eurostat], [BFE, 2011c], [E-Control 2012], [Eicher]

(3) Neben der Struktur der installierten Leistung wird des Weiteren die der **Nettoelektrizitätserzeugung** im Überblick veranschaulicht. Abbildung 9 stellt diese für das Jahr 2010 grafisch dar. Deutschland kennzeichnet sich durch eine Elektrizitätserzeugung von rund 591 TWh, wovon ca. 83 % von konventionellen Kraftwerken erzeugt wurden. Daneben besitzt Wind einen Anteil von 6 %, gefolgt von Biomasse mit 4% und Wasserkraft und Photovoltaik mit jeweils ca.3 %. Schweden erzeugte im Jahr 2010 ca. 145 TWh, die wie in Deutschland hauptsächlich aus konventionellen Kraftwerken stammten (ca. 52 %). Der Anteil der Erneuerbaren liegt somit bei rund 48 % und wurde zum Großteil in Wasserkraftwerken erzeugt. Norwegens Elektrizität wird zu 94 % in Wasserkraftwerken produziert, sodass der Anteil der Konventionellen nur bei ca. 4 % liegt. Österreich besitzt einen Anteil an Wasserkraft von ca. 51 %, gefolgt von konventioneller Erzeugung mit ca. 35 %. In der Schweiz sieht die Struktur der Elektrizitätserzeugung ähnlich aus wie in Österreich: Wasserkraftwerke haben einen Anteil von rund 53 % gefolgt von konventioneller Erzeugung mit 42 %.

Abbildung 9: Nettoelektrizitätserzeugung im Jahr 2010 in TWh



Hinweise zur Schweiz: Angaben für Pumpspeicherkraftwerke und sonstige Wasserkraft beruhen zum Teil auf berechneten Werten.

Hinweise zu Österreich: Angaben für PV, Wind, Pumpspeicherkraftwerken und sonstige Wasserkraft beruhen zum Teil auf berechneten Werten.

Quelle: [Eurostat], [BFE, 2011c], [E-Control 2012], [Eicher]

## 4.1 Deutschland

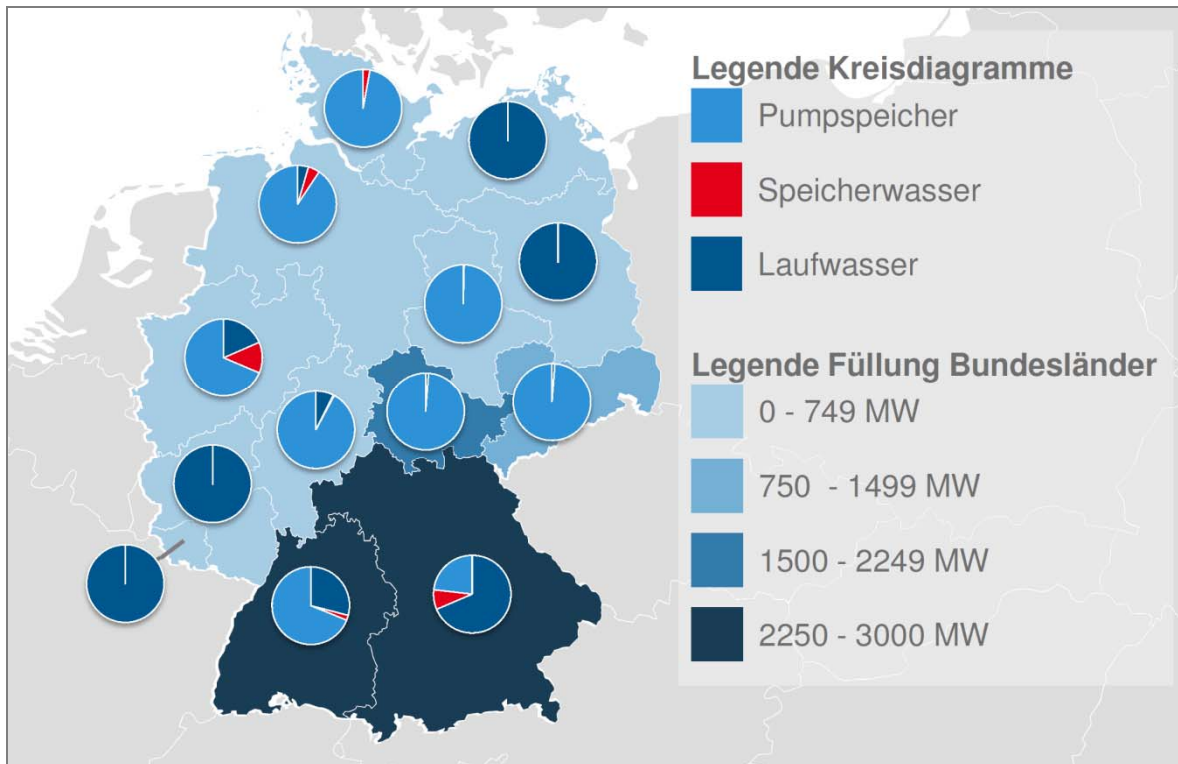
(1) **Wasserkraftwerke** haben in Deutschland mit ca. 9.790 MW einen Anteil von rund 6 % an der installierten Leistung und mit ca. 23.250 GWh rund 3 % der Nettoelektrizitätserzeugung.

(2) Die folgende Abbildung 10 stellt die installierte Leistung in MW der Wasserkraftwerke je **Bundesland** grafisch dar. Die Füllung der Bundesländer zeigt hier die Höhe der installierten Leistung in MW und das jeweilige Kreisdiagramm den Anteil der Wasserkraftwerksarten (Laufwasser, Speicherwasser, Pumpspeicher). Besonders viele Wasserkraftwerke besitzen Baden-Württemberg (ca. 2.900 MW) und Bayern (ca. 2.500 MW), gefolgt von Thüringen (ca. 1.500 MW) und Sachsen (ca. 1.200 MW). Bei allen anderen Bundesländern liegt die installierte Leistung unter 430 MW.

(3) **Laufwasserkraftwerke** machen ca. 2.934 MW aus, wovon rund 1.684 MW auf Bayern und ca. 843 MW auf Baden-Württemberg entfallen. Die installierte Leistung der **Speicherwasserkraftwerke** beträgt ca. 335 MW. Diese befinden sich hauptsächlich in Bayern (ca. 202 MW), Baden-Württemberg (ca.

60 MW), in Nordrhein-Westfalen (ca. 79 MW) und Niedersachsen (ca. 12 MW). In Deutschland gibt es **Pumpspeicherkraftwerke** mit einer Leistung von rund 6.521 MW. Diese liegen vor allem in Baden-Württemberg (ca. 2000 MW), in Thüringen (ca. 1.520 MW) und in Sachsen (ca. 1.170 MW). Die **Wasserspeicherkapazität** Deutschlands beträgt bei maximaler Befüllung rund 0,05 TWh<sup>3</sup>.

Abbildung 10: Wasserkraftwerke in Deutschland, 2010



Quelle: Eigene Darstellung nach [BDEW 2011]

<sup>3</sup> Quelle für die Kapazität der Pumpspeicherkraftwerke ist [SRU 2011]. Für die Speicherkraftwerke wurde die Kapazität durch Prognos abgeschätzt.

(4) Die folgende Tabelle 3 fasst die Kapazität und das Arbeitsvolumen der Wasserkraftwerke in Deutschland zusammen.

Tabelle 3: Wasserkraftwerke in Deutschland, 2010

Kraftwerkstyp	Kapazität [MW]	Erzeugung [GWh]
<b>Wasserkraftwerke</b>	<b>9.790</b>	<b>23.248**</b>
-Speicherwasserkraftwerke	335*	691**
-Pumpspeicherkraftwerke	6.521*	6.799**
-Laufwasserkraftwerke	2.934*	15.758**

Quelle: \* [BDEW 2011], \*\* [Destatis]

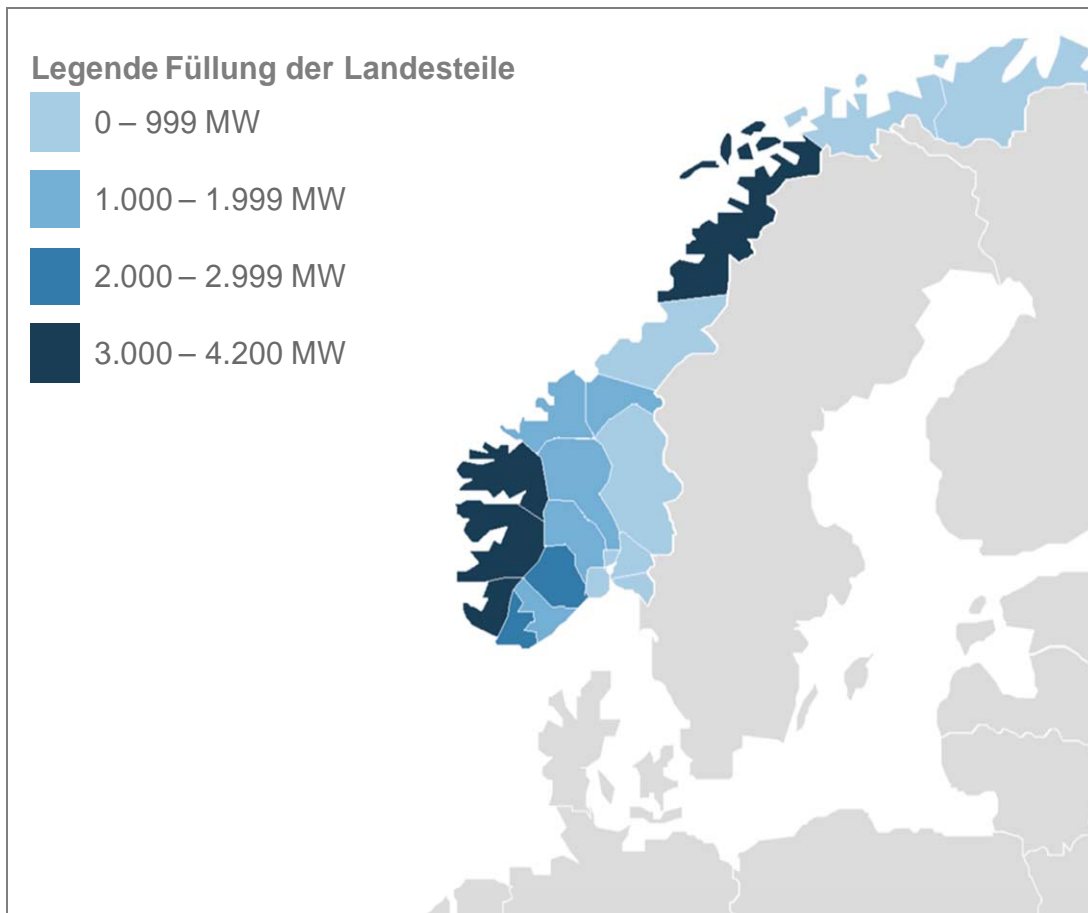
(5) Mehrere **neue Wasserkraftwerke** sollen bis zum Jahr 2020 in Betrieb genommen werden. Diese besitzen eine Gesamtleistung von ca. 2.770 MW. Hierzu zählen die fünfte Turbine im Laufwasserkraftwerk Iffezheim (38 MW), einem deutsch-französischen Gemeinschaftskraftwerk und vier neue Pumpspeicherkraftwerke (Waldeck II (Erweiterung), Atdorf, Simmerath/Rursee, Nette/Höxter), die teilweise bereits genehmigt sind. Darüber hinaus sind fünf weitere neue Pumpspeicherkraftwerke mit einer Gesamtleistung von ca. 2.150 MW sowie eine Erweiterung von 200 MW geplant.<sup>4</sup> Würden alle hier genannten Kraftwerke realisiert, könnte somit eine gesamte Leistung von rd. 5.100 MW entstehen.

## 4.2 Norwegen

(1) **Norwegens Elektrizitätserzeugung** kennzeichnet sich durch einen hohen Anteil der Wasserkraft von rund 95 %. Aufgrund von topographischen Gegebenheiten unterscheiden sich in Norwegen die Regionen durch die installierte Leistung der vorhandenen Wasserkraftkraftwerke. Die folgende Abbildung 11 stellt die installierte Leistung in MW der norwegischen Wasserkraftwerke je Provinz grafisch dar. Der größte Anteil der installierten Leistung besteht in Hordaland im Südwesten Norwegens mit einer installierten Leistung von rund 4.144 MW.

<sup>4</sup> Voraussichtliche Inbetriebnahme der geplanten Pumpspeicherkraftwerke: Schweich 2017, Jochenstein/Energiespeicher Riedl 2018, Heimbach 2019, Talsperre Schmalwasser 2019, Blautal k.A., Forbach (Erweiterung) k.A. [BDEW 2012]

Abbildung 11: Installierte Leistung der Wasserkraftwerke der einzelnen Provinzen Norwegens



Quelle: Eigene Darstellung nach [NVE 2009]

(2) Die **installierte Leistung** betrug im Jahr 2010 rund 31.004 MW. Einen besonders hohen Anteil machen Speicherwasserkraftwerke mit rund 75 % aus, gefolgt von Laufwasserkraftwerken mit ca. 20 % und Pumpspeicherkraftwerken mit rund 5 %. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die installierte Leistung abhängig vom Befüllstand bzw. der Fallhöhe nicht jederzeit voll abrufbar ist.

Tabelle 4: Speicherwasser- und Pumpspeicherkraftwerke in Norwegen im Jahr 2010

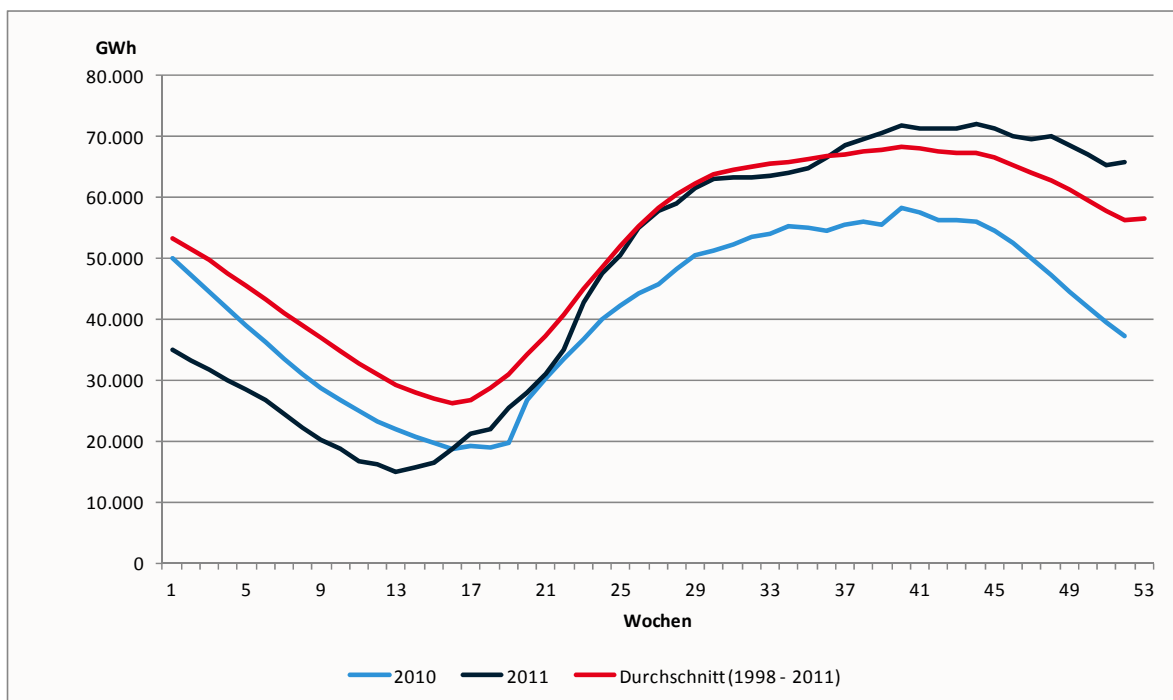
Kraftwerkstyp	Kapazität [MW]	Erzeugung [GWh]
<b>Wasserkraftwerke</b>	<b>31.004</b>	<b>116.946*</b>
-Speicherwasserkraftwerke	23.405*	85.000**
-Pumpspeicherkraftwerke	1.344*	
-Laufwasserkraftwerke	6.255**	

Quellen: \* [Eurostat], \*\* [SINTEF]



(3) Der **Füllstand der Wasserreservoirs** ist von den Zuflüssen aus Regen und Gletscherschmelzen abhängig. Diesbezüglich führen unterschiedliche hydrologische Bedingungen zu verschiedenen Füllständen der Reservoirs. Abbildung 12 stellt den Füllstand der Wasserreservoirs Norwegens für verschiedene Jahre grafisch dar. Das maximale Arbeitsvolumen der Reservoirs beträgt rund 81,9 TWh. Der Füllstand der Wasserspeicher besitzt einen jährlich schwankenden Verlauf mit einem niedrigen Füllstand im April und einem hohen im September/Oktober. Im Durchschnitt der Jahre 1998 bis 2011 lag der niedrigste Füllstand bei ca. 26,2 TWh und der höchste bei rund 68,2 TWh. Es lassen sich durch die verschiedenen Gegebenheiten wasserarme- von wasserreichen Jahren voneinander unterscheiden. Beispielsweise führten geringe Gletscherschmelze und wenig Regen im Jahr 2010 zu einem geringen Füllstand im Winter 2010, was wiederum einen sehr geringen Füllstand im Frühjahr 2011 zur Folge hatte. Überdies ist die Stromnachfrage im Winter höher als im Sommer, da Norwegen seinen Heizbedarf hauptsächlich durch Strom deckt und durch die Dunkelheit mehr Elektrizität für die Beleuchtung benötigt.

Abbildung 12: Füllstand der Wasserreservoirs in Norwegen, wöchentliche Werte, in GWh

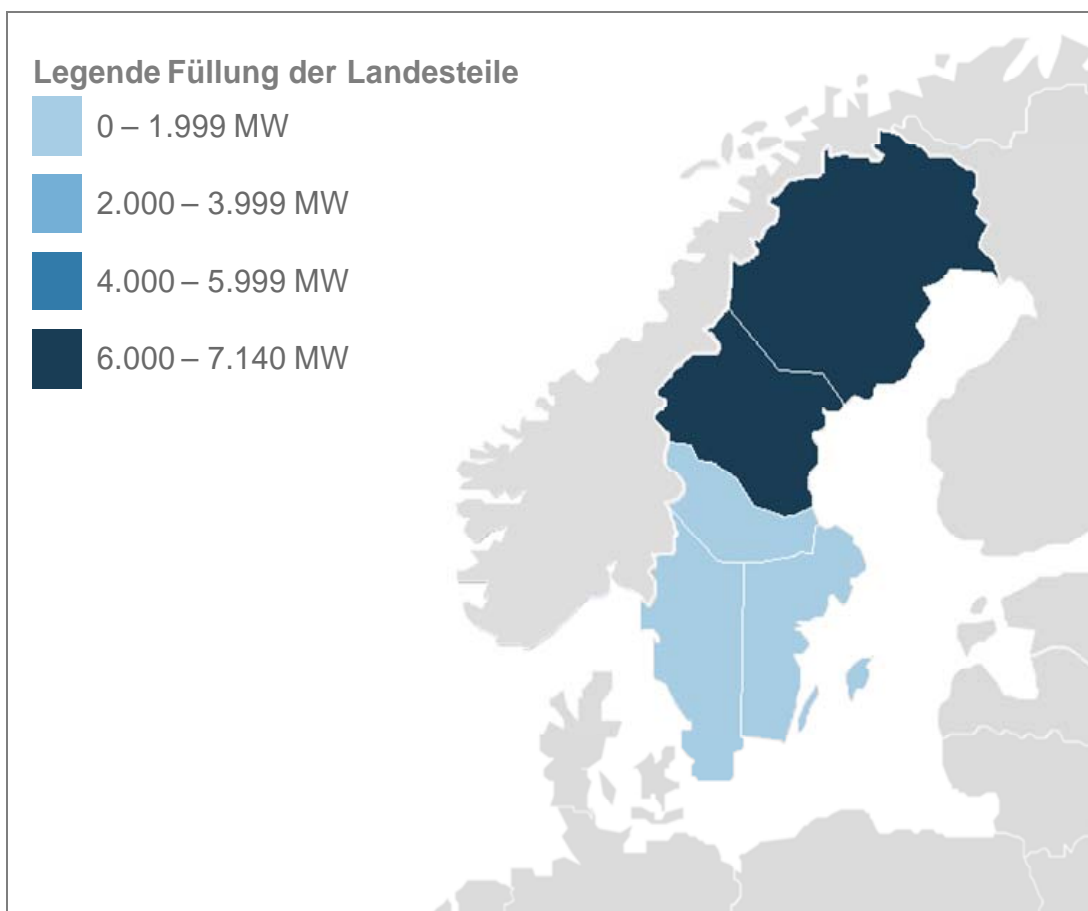


Quelle: Eigene Darstellung nach [Nord Pool Spot]

### 4.3 Schweden

(1) **Schweden** besitzt einen Anteil der Wasserkraft an der Nettoelektrizitätserzeugung von rund 46 %. Die meisten Wasserkraftwerke befinden sich im Norden des Landes, vor allem im oberen Norrland mit einer installierten Leistung von rund 7.140 MW (siehe Abbildung 13). Diese Wasserkraftwerke verlaufen überwiegend an den größten Flüssen, die in der Regel von Nordwesten nach Südosten verlaufen.

Abbildung 13: Installierte Leistung der Wasserkraftwerke der einzelnen Landesteile Schwedens



Quelle: Eigene Darstellung nach [Svensk Energi]

(2) Die **installierte Gesamtleistung** der Wasserkraftwerke beträgt im Jahr 2010 rund 16.700 MW und die Nettoelektrizitätserzeugung lag bei ca. 69.600 GWh. Schweden ist durch hauptsächlich Lauf- und Speicherwasserkraftwerke geprägt. Die Kapazität der Pumpspeicherkraftwerke ist mit ca. 100 MW sehr gering und sie werden wie die norwegischen saisonal eingesetzt.

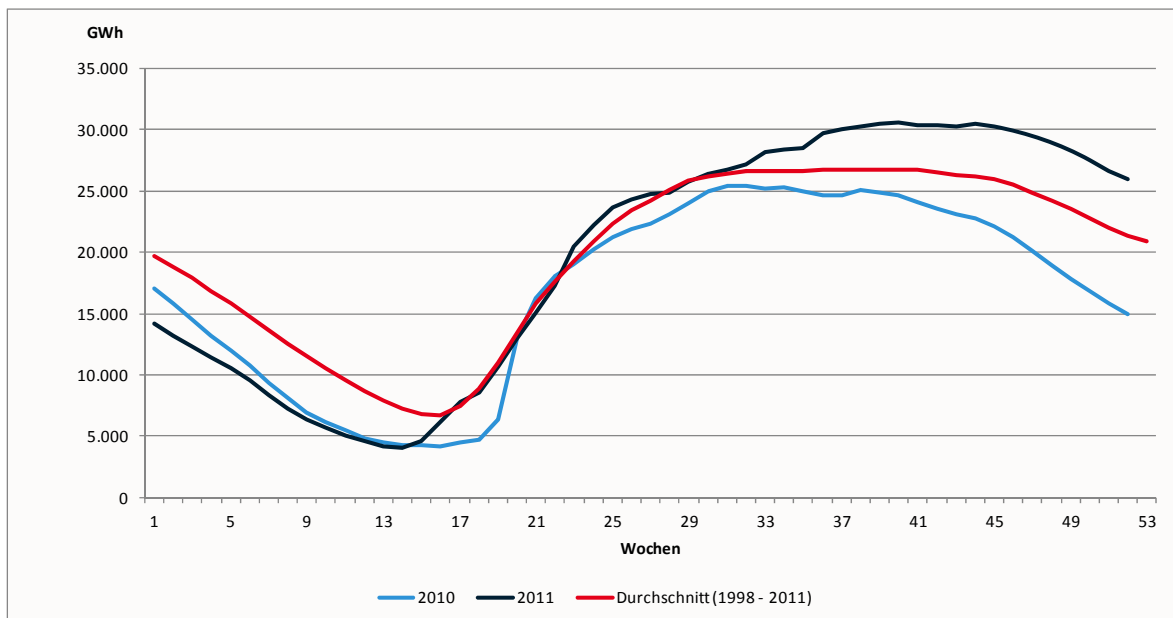
Tabelle 5: Speicherwasser- und Pumpspeicherkraftwerke in Schweden im Jahr 2010

Kraftwerkstyp	Kapazität [MW]	Erzeugung [GWh]
Wasserkraftwerke	16.735*	69.610*
-Speicherwasserkraftwerke	10.802	33.700**
-Pumpspeicherkraftwerke	108*	
-Laufwasserkraftwerke	5.825**	

Quellen: \* [Eurostat], \*\*[SINTEF]

(3) Das maximale Arbeitsvolumen der schwedischen Reservoirs beträgt 33,8 TWh. Abbildung 14 zeigt den **Füllstand der Wasserreservoirs** Schwedens für verschiedene Jahre. Er besitzt einen ähnlichen Verlauf wie der norwegische Füllstand mit einem niedrigen Füllstand im April und einem hohen im September/Oktober. Im Durchschnitt der Jahre 1998 bis 2011 lag der niedrigste Füllstand bei ca. 6,7 TWh und der höchste bei rund 26,8 TWh.

Abbildung 14: Füllstand der Wasserreservoirs in Schweden, wöchentliche Werte, in GWh

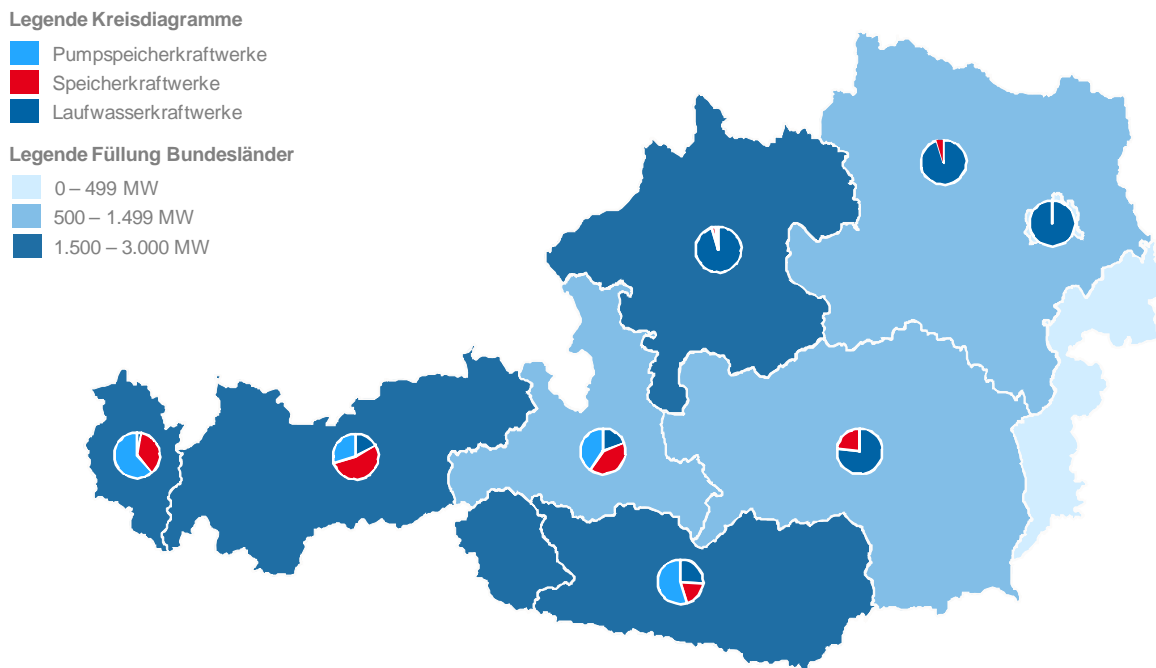


Quelle: Eigene Darstellung nach [Nord Pool Spot8, [Svensk Energi]

## 4.4 Österreich

(1) Die Stromerzeugung aus Wasserkraft in Österreich konzentriert sich vor allem auf **Laufwasserkraftwerke** an den Flussläufen der Donau, sowie an kleineren Flüsse wie dem Inn, der Salzach und der Mur und die **Speicherkraftwerke** in den Alpen (siehe Abbildung 15). Österreich verfügt gegenwärtig über eine Vielzahl an **Pumpspeicherkraftwerken** und zusätzlich einige reine Speicherkraftwerke. Die Erzeugung aus Speicherkraftwerken (Pumpspeicherkraftwerke und reine Speicherwasserkraft) betrug im Kalenderjahr 2010 13,1 TWh. Damit erfolgte ca. ein Drittel der Wasserkrafterzeugung aus Speicherkraftwerken [E-Control, 2012].

Abbildung 15: Wasserkraftwerke in Österreich



Quelle: [E-Control, 2012] und kraftwerkspezifische Daten von div. Stromversorgern (siehe Literaturverzeichnis)

(2) Die installierte Turbinenleistung in Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken in Österreich betrug im Jahr 2011 7,5 GW (Pumpspeicherkraftwerke: 3,8 GW, Speicherkraftwerke: 3,7 GW). Der Anteil von Speicherkraftwerken an der installierten Leistung von Wasserkraftwerken beträgt 58 % [E-Control, 2012]. Bis zum Jahr 2020 sind zudem im Bereich der Pumpspeicherkraftwerke lt. Information diverser Stromversorgungsunternehmen Neubauten in einem Umfang von ca. 1,9 GW geplant. Dabei werden größtenteils bestehende Speicherkapazitäten mit neuen Pumpen und Turbinen ausgestattet.

*Tabelle 6: Leistungskennndaten der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke in Österreich*

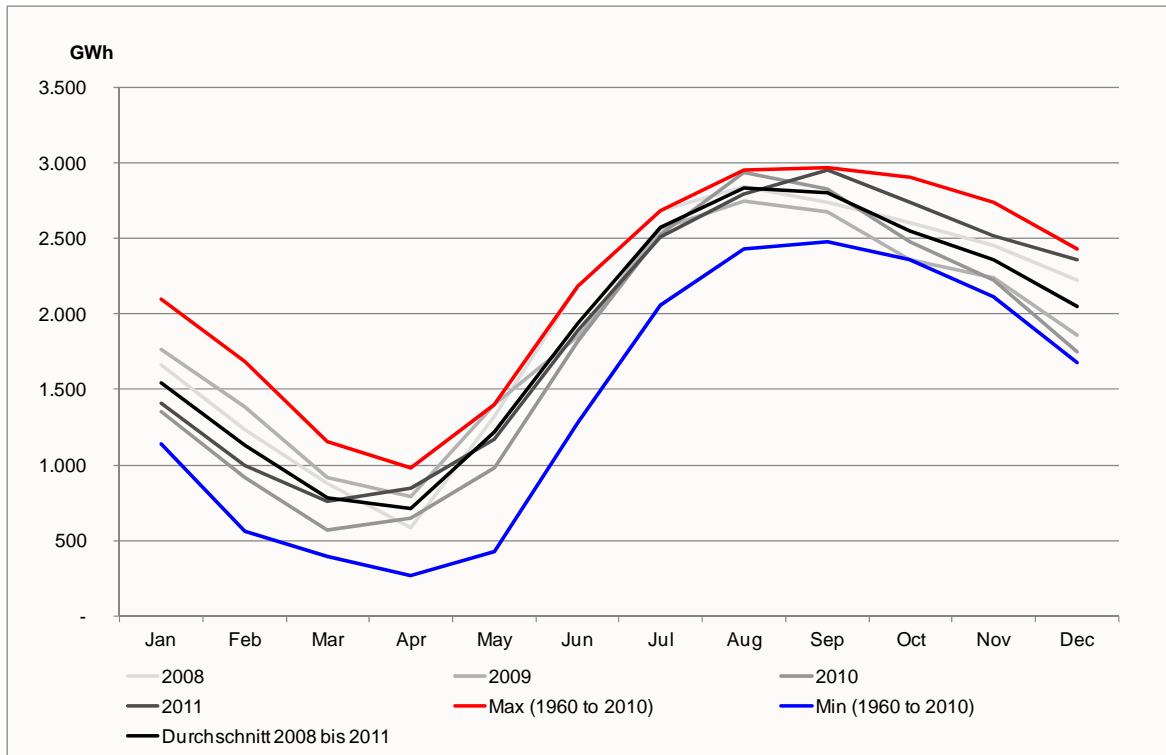
Kraftwerkstyp	Anzahl Kraftwerke	Leistung Turbinen [MW]	Produktionserwartung p.a. [GWh]
reine Speicherkraftwerke	95	3.744	7.824
Pumpspeicherkraftwerke	16	3.781	rd. 5.300*
<b>Speicherwasserkraft gesamt</b>	<b>111</b>	<b>7.524</b>	<b>13.117</b>
geplante Pumpspeicher (bis 2020)	6	1.900	rd. 2.700**

*Quelle: [E-Control, 2012] und kraftwerkspezifische Daten von div. Stromversorgern (siehe Literaturverzeichnis)*

*(\*) berechnete Werte, (\*\*)kalkulierte zukünftige Produktionserwartung*

(3) Die **Wasserkrafterzeugung** aus Speicherkraftwerken ist vom Zufluss in die Speicherseen und damit vom Wasserdargebot abhängig. Durch unterschiedliche hydrologische Bedingungen in verschiedenen Jahren ergeben sich im Jahresvergleich schwankende monatliche Füllstände der Speicherseen (vgl. Abbildung 16). Beispielsweise sorgen niederschlagsarme Sommer für geringere Füllstände der Speicherseen im Winterhalbjahr und damit geringere Möglichkeiten zur Stromerzeugung in dieser Periode. Gleichzeitig ist die Stromnachfrage im Winter höher und wird zum Teil durch Speicherkraftwerke gedeckt. Das Minimum des Speicherfüllstandes (und somit eine mögliche Beschränkung der Stromerzeugung aus Speicherkraftwerken) wird im April erreicht. In Österreich ist im langjährigen Vergleich ein Unterschied des Speicherfüllstandes von bis zu 800 GWh zu erkennen [E-Control, 2012].

Abbildung 16: Füllstand der Speicherkraftwerke in Österreich, monatliche Werte, in GWh



Quelle: [E-Control, 2012]

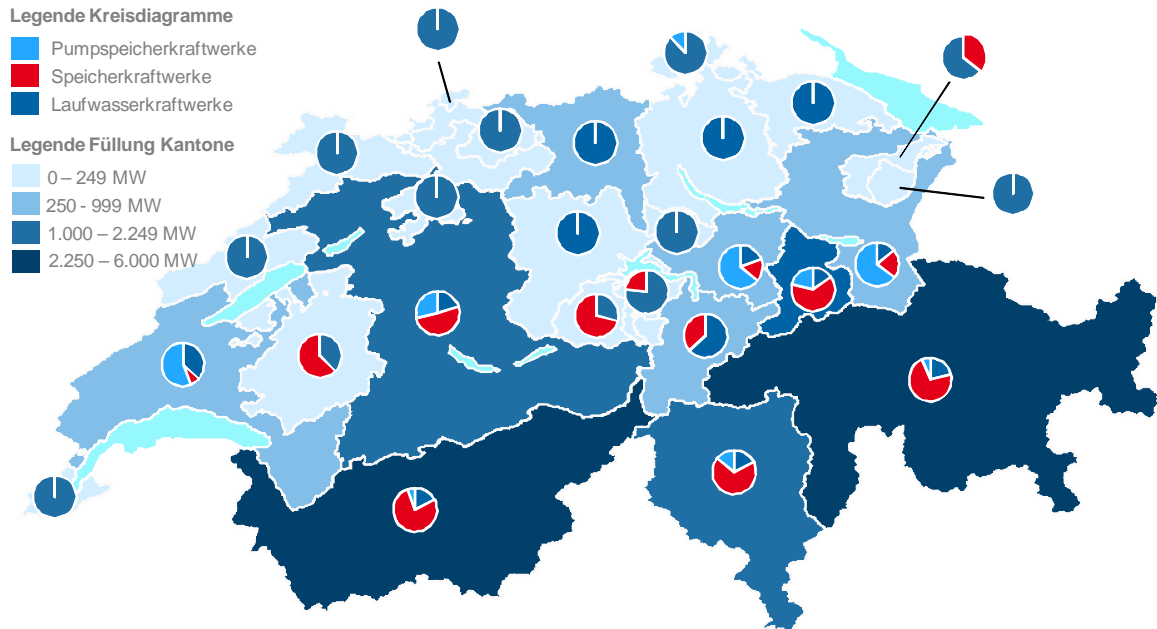
(4) **Pumpspeicherkraftwerke** werden in Österreich gegenwärtig vor allem zur Stromspeicherung und -erzeugung in relativ kurzen Perioden eingesetzt. D.h. es wird zu Zeiten mit einer geringen Nachfrage (z.B. Nacht) Energie in den Oberbecken gespeichert und zu Zeiten einer hohen Nachfrage (z.B. Nachfragespitzen innerhalb eines Tages) zur Verfügung gestellt. Für eine Speicherung der Energie über eine längere Periode ist die Beschränkung durch die Speicherkapazitäten des Ober- bzw. Unterbeckens zu berücksichtigen.

## 4.5 Schweiz

(1) Im langjährigen Mittel beträgt die Erzeugung aus Speicherkraftwerken (Pumpspeicherkraftwerke und reine Speicherwasserkraft) in der **Schweiz** ca. 19,8 TWh (berechneter Wert auf der Basis von [BFE, 2011 b]). Somit erfolgt etwas mehr als die Hälfte der Wasserkrafterzeugung aus Speicherkraftwerken. Diese Kraftwerkstypen stellen in der Schweiz praktisch die gesamte regelfähige Erzeugung bereit. Die geographische Aufteilung der Speicherkraftwerke ist durch die topographische Struktur der Schweiz bedingt. Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke befinden sich vor al-

lem in den Zentralalpen, während ein Großteil der Laufkraftwerke in den gebirgsärmeren Kantonen nördlich des Alpenhauptkamms zu finden ist.

Abbildung 17: Wasserkraftwerke in der Schweiz



Quelle: Eigene Darstellung nach [BFE, 2011b]

(2) Die **installierte Turbinenleistung** in Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken in der Schweiz betrug im Jahr 2011 9,9 GW (Pumpspeicherkraftwerke: 1,8 GW, Speicherkraftwerke: 8,1 GW). Damit liegt die installierte Leistung dieser Kraftwerkstechnologien ungefähr im Bereich der im Winter auftretenden maximalen Last in der Schweiz. Der Anteil von Speicherkraftwerken an der installierten Leistung von Wasserkraftwerken beträgt 72 % [BFE, 2011b]. Bis zum Jahr 2020 sind im Bereich der Pumpspeicherkraftwerke lt. Information diverser Stromversorgungsunternehmen Neubauprojekte im Ausmaß von ca. 4,0 GW geplant.

Tabelle 7: Leistungskennndaten der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke in der Schweiz

Kraftwerkstyp	Anzahl Kraftwerke	Leistung Turbinen [MW]	Produktionserwartung p.a. [GWh]
reine Speicherkraftwerke	86	8.078	17.286*
Pumpspeicherkraftwerke	17	1.839	rd. 2.500*
<b>Speicherwasserkraft gesamt</b>	<b>103</b>	<b>9.918</b>	<b>19.791</b>
geplante Pumpspeicher (bis 2020)	6	3.986	rd. 5.600**

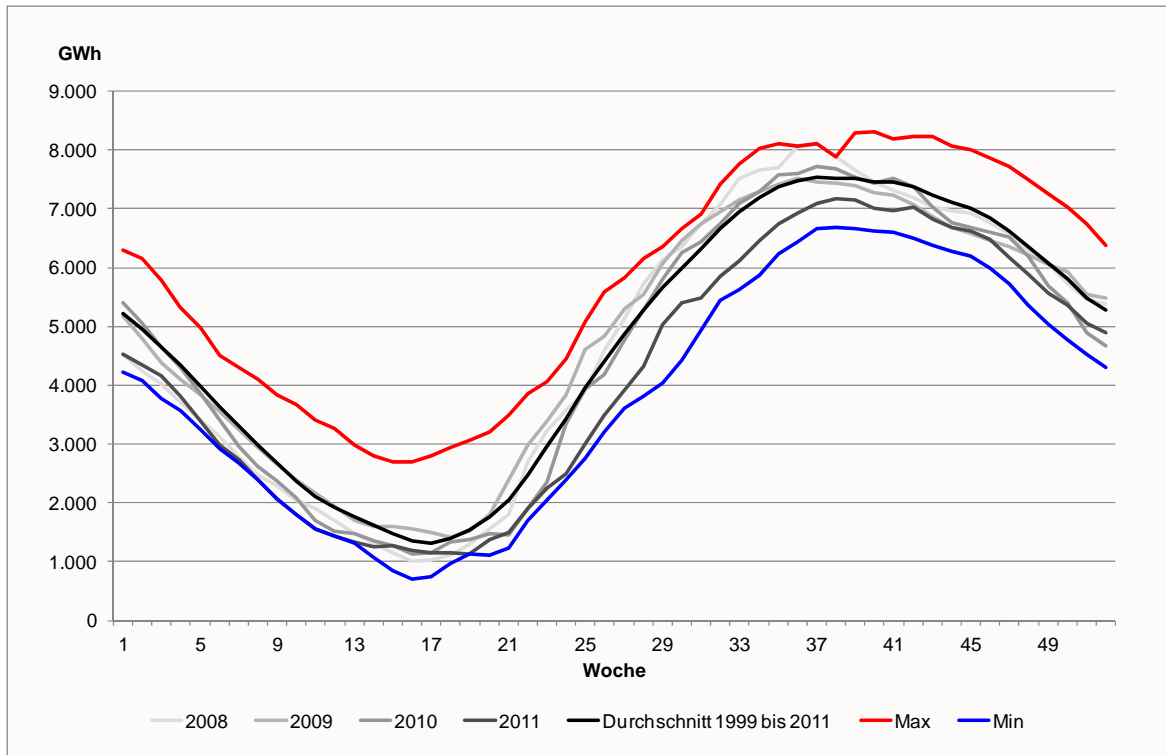
Quelle: [BFE, 2011b]

(\*) berechnete Werte, (\*\*) kalkulierte zukünftige Produktionserwartung

(3) Die jährliche Entwicklung des **Füllstands der Speicherseen** zeigt ein ähnliches Profil wie in Österreich. Zudem zeigt Abbildung 18, dass das maximale Arbeitsvolumen der Speicherseen in der Schweiz deutlich höher als in Österreich ist. Das Minimum des Speicherfüllstandes (und somit eine mögliche Beschränkung der Stromerzeugung aus Speicherkraftwerken) wird im Durchschnitt Ende April erreicht. In der Schweiz ist im langjährigen Vergleich ein Unterschied des Speicherfüllstandes von bis zu 2.000 GWh zu erkennen.



Abbildung 18: Füllstand der Speicherkraftwerke in der Schweiz, monatliche Werte, in GWh



Quelle: [BFE, 2011a]

(4) **Pumpspeicherkraftwerke** werden gegenwärtig wie in Österreich vor allem zur Stromspeicherung und -erzeugung in relativ kurzen Perioden eingesetzt. Für eine mögliche Speicherung der Energie über längere Perioden ist auch in der Schweiz die Beschränkung durch die Speicherkapazitäten des Ober- bzw. Unterbeckens zu berücksichtigen.

(5) Für einen **zukünftigen Beitrag** der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke der Schweiz zur Bereitstellung von Stromspeicherung und regelfähiger Stromerzeugung auf europäischer Ebene ist auch die Entwicklung der schweizerischen Stromerzeugung zu berücksichtigen. Die Zukunft der schweizerischen Stromversorgung wird nach dem Bundesratsbeschluss zum schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie [UVEK, 2011] neu diskutiert. Bei einer zukünftigen Erzeugungsstruktur, die durch einen hohen Anteil von Photovoltaik-Anlagen gekennzeichnet ist, besteht langfristig auch innerhalb der Schweiz ein höherer Bedarf zum Einsatz von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken [vgl. Exkurs in Prognos, 2011]. Dieselbe Argumentation kann auch auf die Entwicklung des Kraftwerkparks in Österreich und die österreichischen Speicherkraftwerke angewendet werden.

Bei der Nutzung der **Potenziale im Alpenraum** durch Dritte sind auch bei einem künftigen Ausbau der Pumpspeicherkraftwerke Einschränkungen zu berücksichtigen. Dies widerspricht aber nicht einer Intensivierung des Stromverbunds zwischen den betrachteten Ländern, da die regelfähigen Kapazitäten des Alpenraums vor allem kurz- und mittelfristig einen wichtigen Beitrag zur Integration der erneuerbaren Stromerzeugung, vor allem der süddeutschen Stromerzeugung aus Photovoltaik, leisten können. Für die Speicherung der Stromerzeugung aus norddeutscher Windenergie fehlen hingegen noch zusätzliche innerdeutsche Übertragungskapazitäten in Nord-Süd-Richtung.

## 4.6 Zusammenfassende Bewertung

(1) Zusammenfassend führt die folgende Tabelle 8 die zuvor aufgelisteten Kenndaten der Wasserkraftwerke der einzelnen Länder in alphabetischer Reihenfolge auf. Im Vergleich untereinander wird deutlich, dass vor allem Norwegen über eine hohe Kapazität verfügt, gefolgt von Schweden. Dies zeigt sich auch in der Elektrizitätserzeugung.

*Tabelle 8: Kenndaten der Wasserkraftwerke in den untersuchten Ländern 2010*

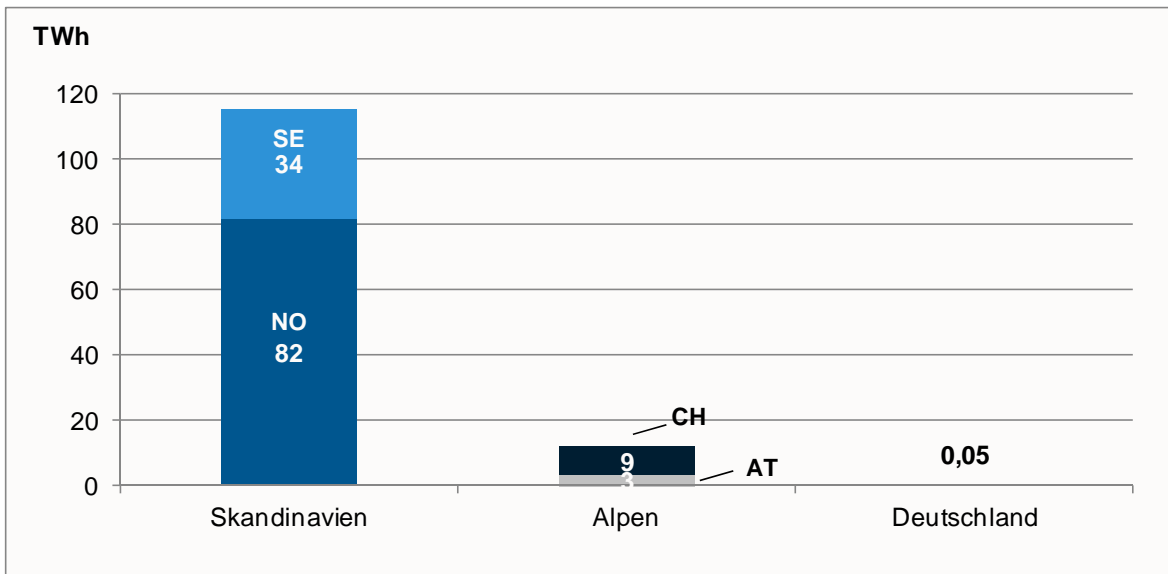
	AT	CH	DE	NO	SE
<b>Kapazität von Wasserkraftwerken [MW]</b>	<b>12.919</b>	<b>13.728</b>	<b>9.790</b>	<b>31.004</b>	<b>16.735</b>
- Speicherwasserkraftwerke	3.744	8.078	335	23.405	10.802
- Pumpspeicherkraftwerke	3.781	1.839	6.521	1.344	108
- Laufwasserkraftwerke	5.395	3.810	2.934	6.255	5.825
<b>Stromerzeugung von Wasserkraftwerken [TWh]</b>	<b>39,9</b>	<b>37,5</b>	<b>23,25</b>	<b>116,95</b>	<b>66,38</b>
Volllaststunden [h]	3.088	2.728	2.375	3.772	3.967

*Quelle: [BDEW 2009], [BFE], [Destatis], [E-Control], [Eurostat], [SINTEF] und kraftwerkspezifische Daten von Stromversorgern*

(2) Diese Verhältnisse zeigen sich darüber hinaus besonders deutlich bei der Betrachtung der maximalen Speicherkapazität (siehe Abbildung 19). Die heutigen Speicherkapazitäten in Skandinavien (NO und SE) übersteigen mit ca. 116 TWh diejenigen von

Deutschland (ca. 0,05 TWh<sup>5</sup>) um rund den Faktor 2.300 und die der Alpen (CH und AT) mit ca. 12 TWh um den Faktor 10. Dementsprechend sind langfristig vor allem Interkonnektoren nach Skandinavien zur Aufnahme von Überschussstrom und zur Deckung der Reserveleistung in Deutschland interessant.

Abbildung 19: Maximale Speicherkapazität in Norwegen, Schweden, Österreich, der Schweiz und Deutschland im Jahr 2011, in TWh



Quelle: [Nord Pool Spot], [E-Control 2012], [BFE 2011a], [SRU 2011], Abschätzungen der Prognos AG

(3) Zudem besteht in den Ländern ein mögliches Zubaupotenzial an Wasserkraftwerken. Aufgrund der unterschiedlichen Datengrundlagen ist es nicht möglich für die Länder ein miteinander vergleichbares Potenzial für die Errichtung neuer Wasserkraftwerke zu benennen. Es lassen sich im Allgemeinen theoretisches, technisches, ökologisches, wirtschaftliches, ausschöpfbares und erwartetes Potenzial voneinander unterscheiden (siehe Anhang, Tabelle 12). Das technische Zubaupotenzial für Wasserkraftwerke in Deutschland ist im Vergleich zu den anderen Ländern gering und liegt zwischen 4,6 und 5,2 TWh [BMU 2010]. Für Österreich besteht ein technisch-wirtschaftliches Potenzial von 17,9 TWh [Pöyry 2008] und in der Schweiz ein erwartetes Potenzial für Wasserkraftwerke exkl. Pumpspeicher von 1,5 bis 3,2 TWh [BFE 2012]. In Schweden liegt das wirtschaftliche Potenzial bei ca. 25 TWh [WEC] und in Norwegen beträgt das erwartete Potenzial 33,8 TWh [NVE 2011b]. Die Literatur macht hier keine Angaben zu den mit diesen Arbeitsvolumina verbundenen Leistungen. Ver-

<sup>5</sup> Quelle für die Kapazität der Pumpspeicherkraftwerke ist [SRU 2011]. Für die Kapazität der Speicherkraftwerke wurden von Prognos Abschätzungen getroffen.

schärfungen des Gewässerschutzes können das zusätzlich nutzbare Potenziale ggf. weiter einschränken.

Die lückenhafte Datenlage bei der Frage nach den Potenzialen stellt jedoch kein Hindernis für die Untersuchungsfragestellung dieser Studie dar. Denn die Analyse der vorhandenen (Speicher)-Wasserkraftwerke hat gezeigt, dass hier bereits erhebliches Potenzial für die Speicherung von elektrischer Energie besteht. Durch die Verbindung von Stromsystemen mit überwiegend volatiler Energieerzeugung mit wasserkraftbasierten Stromsystemen über Interkonnektoren könnte ein Teil der künftigen Überschussenergie aufgenommen werden. Dabei ist ein Ausbau der Wasserspeicher in diesen Ländern im ersten Schritt nicht nötig.

## 5 Übertragungskapazitäten zwischen den untersuchten Ländern – Status quo und Perspektiven

(1) Heute bestehen bereits zahlreiche **Verbindungen** zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern. Als Wert für die bestehende Kapazität zwischen den Ländern findet die „Net Transfer Capacity“ (NTC, deutsch: Nettoübertragungskapazität) Anwendung. Die NTC ist die erwartete maximale Leistung, welche unter Berücksichtigung gewisser Unsicherheiten des Netzzustandes über die Verbindungsleitungen zweier Systeme transportiert werden kann, ohne dass dadurch Engpässe in einem der beiden Systeme entstehen. Die ENTSO-E erstellt aufgrund der unterschiedlichen Lastsituationen jeweils für den Sommer und den Winter die NTC für eine typische Lastflusssituation. Dänemark wird hierbei geteilt, als Dänemark Ost und Dänemark West, betrachtet.

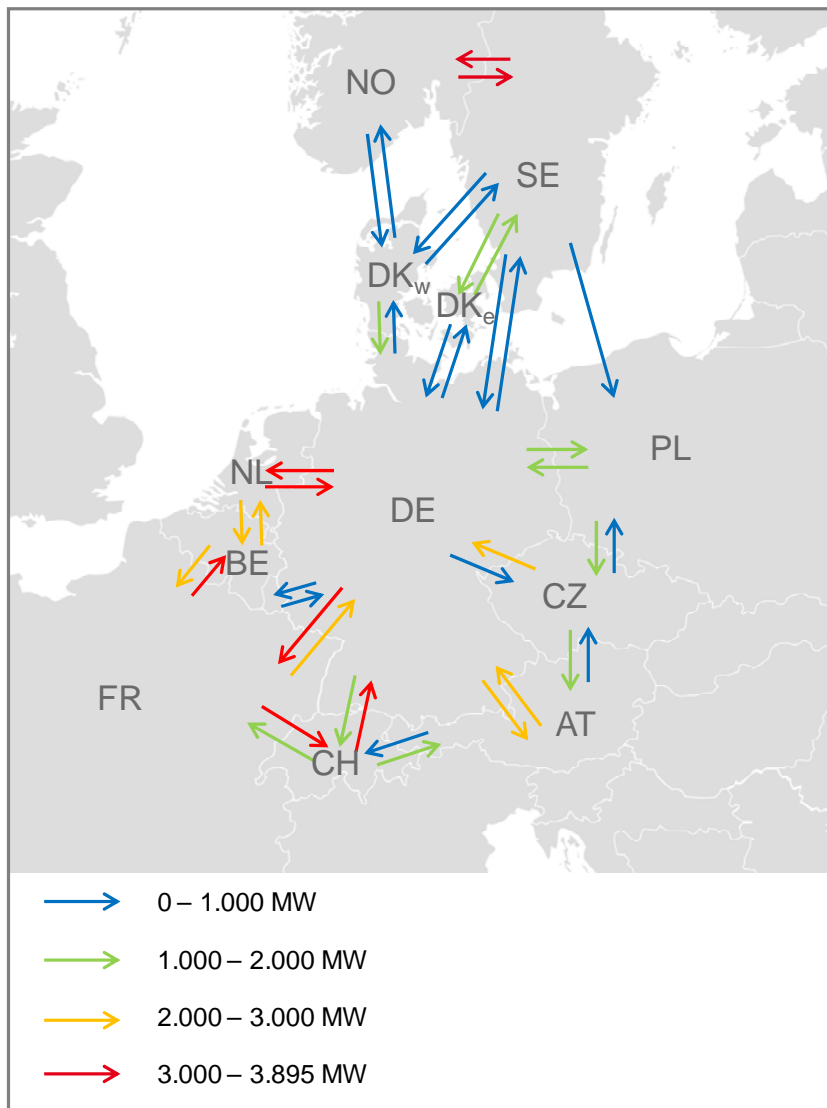
(2) Die folgende **Abbildung 20** zeigt die Nettoübertragungskapazitäten Deutschlands und den Nachbarländern im Winter 2010/2011 in Megawatt. Bei den ausgewählten Ländern bestand die höchste Nettoübertragungskapazität von Schweden nach Norwegen mit 3.895 MW.

(3) Bei der Betrachtung der NTC zwischen Norwegen/Schweden und Deutschland sollte auch **Dänemark** mit einbezogen werden. Zwischen Schweden und Deutschland bestand durch die grenzüberschreitende Leitung „Baltic Cable“ ein NTC von rund 600 MW. Von Schweden nach Dänemark Ost konnten 1.300 MW und von Dänemark Ost nach Deutschland 585 MW übertragen werden. In entgegengesetzter Richtung lag die NTC zwischen Deutschland und Dänemark Ost bei 600 MW und zwischen Dänemark Ost und Schweden bei 1.700 MW. Neben den Nettoübertragungskapazitäten von Schweden nach Dänemark Ost, bestanden weitere nach Dänemark West in Höhe von 680 MW. In der entgegengesetzten Richtung betrug sie 740 MW. Die NTC von Dänemark West nach Deutschland lag bei 1.500 MW und in umgekehrter Richtung bei 950 MW. Norwegen besitzt keine direkte Verbindung nach Deutschland und somit auch keine direkte Übertragungskapazität. Jedoch ist Norwegen über die Skagerak-Leitungen mit Dänemark West verbunden. Dadurch betrug im Winter 2010/2011 die Nettoübertragungskapazität zwischen Norwegen und Dänemark in beide Richtungen 950 MW.

(4) Zwischen der Schweiz, Österreich und Deutschland existieren grenzüberschreitende Verbindungen, die einen direkten

Stromtausch möglich machen. Die NTC von Österreich nach Deutschland betrug im Winter 2010/2011 2.000 MW und in umgekehrter Richtung 2.200 MW. Von der Schweiz nach Deutschland lag die Nettoübertragungskapazität bei 3.500 MW, in gegenteiliger Richtung bei 1.500 MW.

Abbildung 20: Nettoübertragungskapazitäten (NTC) im Winter 2010/2011



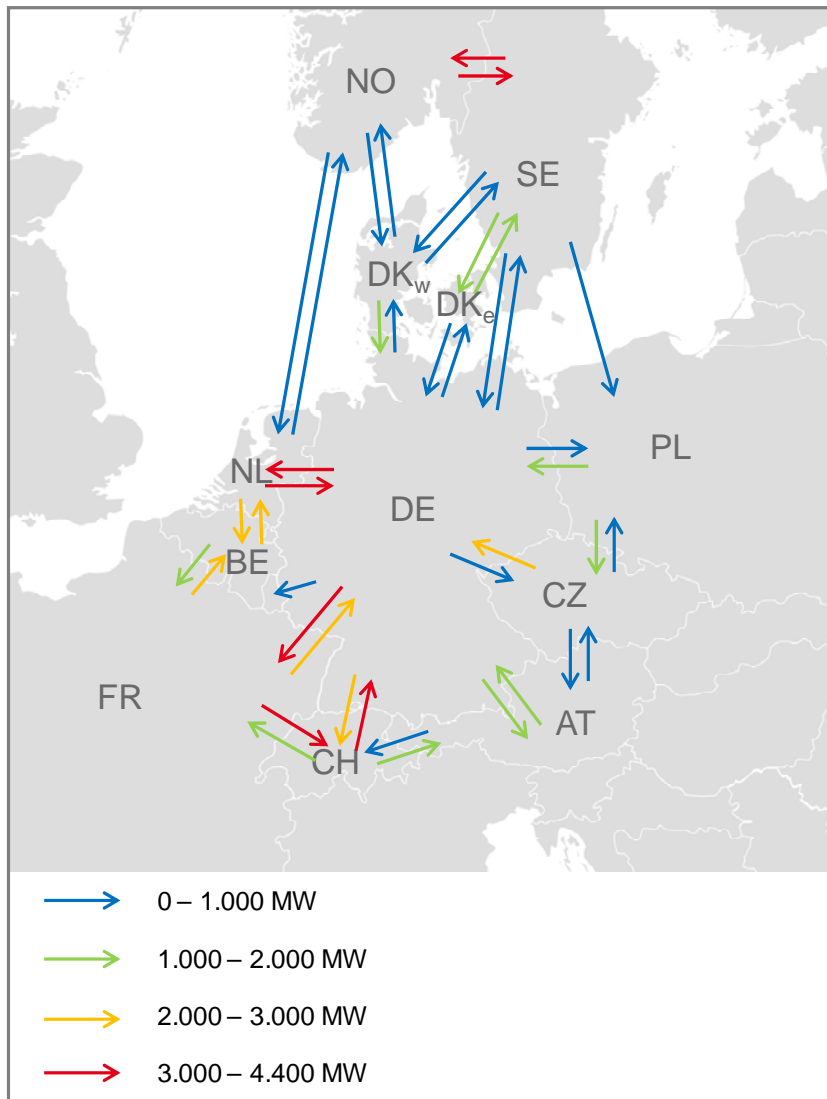
Quelle: Eigene Darstellung nach [ENTSO-E a]

(5) **Abbildung 21** stellt die Nettoübertragungskapazitäten Deutschlands und dessen Nachbarländer im **Sommer 2010** in Megawatt grafisch dar. In dieser Betrachtung besteht die höchste NTC von der Schweiz nach Deutschland mit 4.400 MW und in gegenteiliger Richtung bei 2.060 MW. Die Nettoübertragungskapazi-

täten von **Österreich** nach Deutschland betrug in beide Richtungen 1.600 MW.

(6) Die Nettoübertragungskapazität zwischen **Schweden** und Deutschland betrug in beide Richtungen 600 MW. Von Schweden nach Dänemark Ost konnten 1.300 MW und von **Dänemark Ost** nach Deutschland 550 MW übertragen werden. In entgegengesetzter Richtung lag die NTC zwischen Deutschland und Dänemark Ost ebenso bei 550 MW und zwischen Dänemark Ost und Schweden bei 1.700 MW. Neben den Nettoübertragungskapazitäten von Schweden nach Dänemark Ost, bestanden Kapazitäten nach Dänemark West in Höhe von 340 MW. In entgegengesetzter Richtung betrug sie 370 MW. Die NTC von Dänemark West nach Deutschland lag bei 1.500 MW und in umgekehrter Richtung bei 950 MW. Zwischen Norwegen und Dänemark West betrug die Nettoübertragungskapazität in beide Richtungen 950 MW.

Abbildung 21: Nettoübertragungskapazitäten (NTC) im Sommer 2010

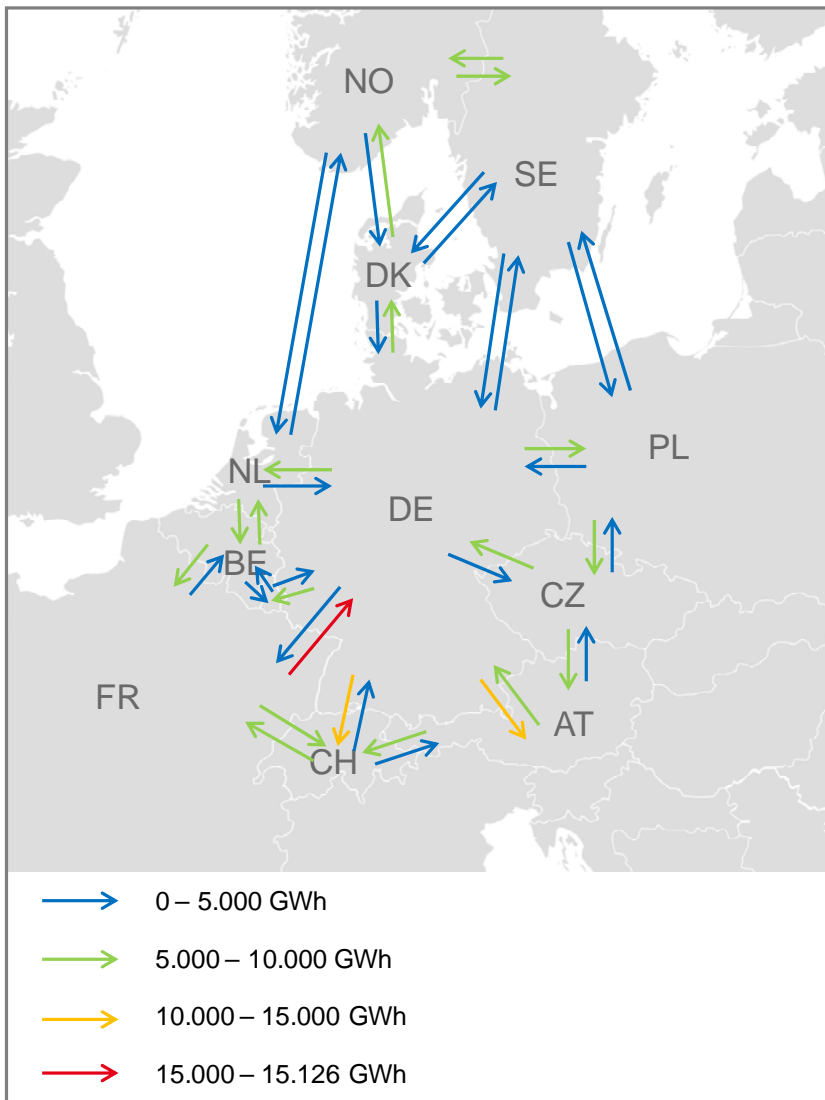


Quelle: Eigene Darstellung nach [ENTSO-E a]

(7) Im unmittelbaren Zusammenhang zu den Nettoübertragungskapazitäten steht der **Stromtausch** (Ex- bzw.- Importe) der Länder. Abbildung 22 stellt den grenzüberschreitenden Stromtausch Deutschlands mit seinen Nachbarländern für das Jahr 2010 in Gigawattstunden grafisch dar. Auch in diesem Jahr exportierte Frankreich den meisten Strom nach Deutschland mit rund 15.100 GWh, gefolgt von dem Export von Deutschland nach Österreich mit rund 14.700 GWh und in die Schweiz mit ca. 14.600 GWh.



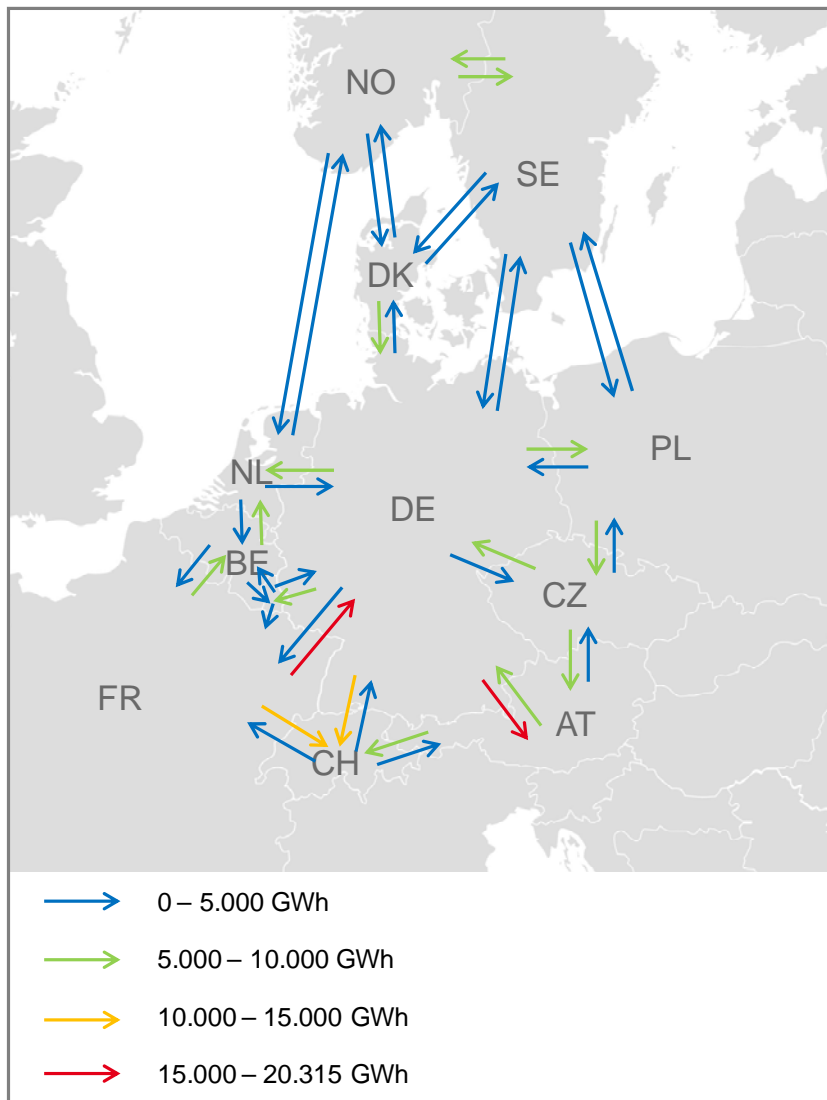
Abbildung 22: Stromaustausch im Jahr 2010



Quelle: Eigene Darstellung nach [ENTSO-E a]

(8) Abbildung 23 zeigt den **grenzüberschreitenden Stromaus-tausch** Deutschlands mit seinen Nachbarländern in Gigawattstunden für das Jahr 2011. Den meisten Strom exportierte Frankreich mit ca. 20.300 GWh nach Deutschland, gefolgt von dem Export von Deutschland nach Österreich mit rund 15.900 GWh und in die Schweiz mit ca. 14.000 GWh.

Abbildung 23: Stromaustausch im Jahr 2011<sup>6</sup>



Quelle: Eigene Darstellung nach [ENTSO-E a]

(9) Neben den existierenden grenzüberschreitenden Verbindungen sind im Hinblick auf einen Europäischen Strommarkt **weitere Verbindungen** geplant. Zum einen können Projekte dem zweiten Entwurf des deutschen Netzentwicklungsplans Strom 2012 der deutschen Übertragungsnetzbetreiber [NEP 2010] und zum anderen dem Ten-Year Network Development Plan 2012 von ENTSO-E [ENTSO-E c] entnommen werden.

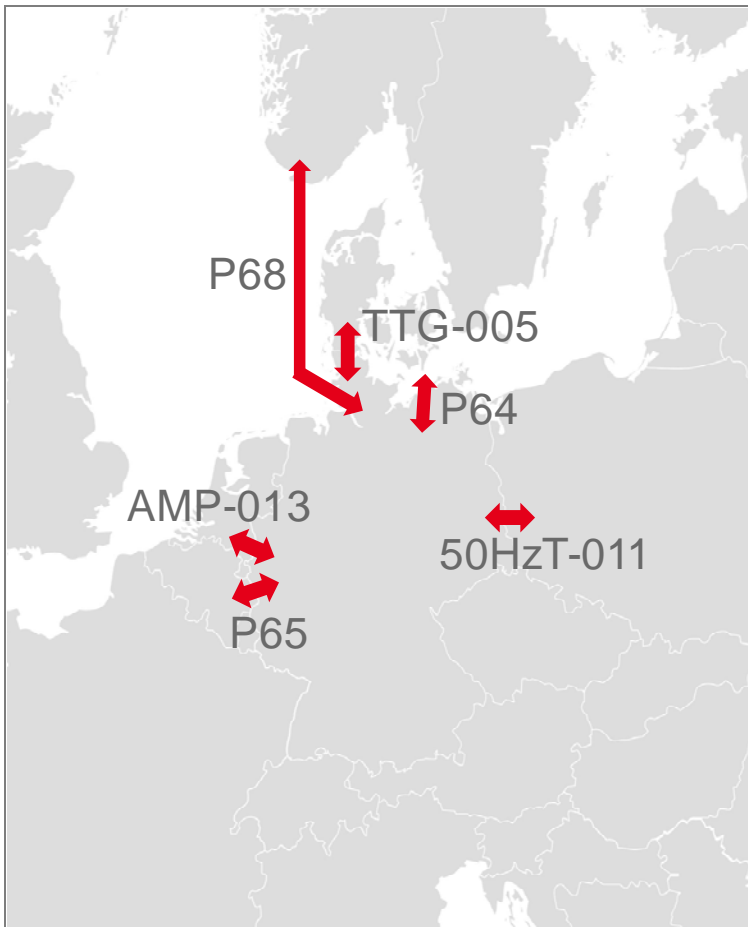
<sup>6</sup> Hinweis über andere Berechnungsmethode im Gegensatz zu 2012: Einige Angaben sind bereits flowbasiert im Hinblick auf den Start des europäischen Energiebinnenmarktes im Jahr 2014.

(10) Die folgende Abbildung 24 zeigt die **geplanten Interkonnektoren** des zweiten Entwurfs des Netzentwicklungsplans Strom 2012. Es handelt sich um fünf Projekte, wovon drei dem Startnetz <sup>7</sup> und zwei dem Ergebnisnetz zuzuordnen sind, was in gewisser Weise eine zeitliche Reihenfolge zum Ausdruck bringt (zur genauen Definition dieser Begriffe siehe [NEP 2012]). Eines der Projekte ist ein Interkonnektor namens NORD.LINK (P68) zwischen Norwegen und Deutschland, der beide Länder mit einer Kapazität von rund 1.400 MW verbinden soll. Überdies soll die Verbindung (TTG-005) zwischen Dänemark und Deutschland von dem Spannungsniveau von 220 kV auf 380 kV erweitert werden. Das Gemeinschaftsprojekt von 50Hertz und dem dänischen Übertragungsnetzbetreiber Energinet.dk (P64) soll des Weiteren Dänemark und Deutschland über einen Interkonnektor zwischen den Offshore-Windparks Baltic 2 und Kriegers Flak 3 verbinden. Die folgende Tabelle 9 listet die in der Abbildung dargestellten Projekte detaillierter auf.

---

<sup>7</sup> Zur Definition vgl. Kapitel 3.3

Abbildung 24: Geplante Interkonnektoren des zweiten Entwurfs des Netzentwicklungsplans Strom 2012



Quelle: Eigene Darstellung nach [NEP 2012]

Tabelle 9: Geplante Interkonnektoren des zweiten Entwurfs des Netzentwicklungsplans Strom 2012

Nr.	Name	Typ
P64	Combined Grid Solution (DK – DE)	Neubau
P65	Oberzier (DE) – Belgien	Neubau
P68	NORD.LINK (NO – DE)	Neubau
50HzT-011	Eisenhüttenstadt – Baczyna (PL)	Neubau
AMP-013	Niederrhein (DE) – Wittenhorst (DE) – Grenze (NL)	Neubau
TTG-005	Audorf (DE) – Flensburg (DE) – Kassø (DK)	Anlagenerweiterung

Quelle: [NEP 2012]

(11) Auch der **Ten-Year Network Development Plan 2012** (TYNDP) von ENTSO-E [ENTSO-E c] listet grenzüberschreitende Projekte im europäischen Raum auf. Der TYNDP benennt zum einen mittelfristige (bis 2016) und zum anderen langfristige europäische Netzausbauprojekte. In diesem Rahmen werden die Projekte aufgeführt, die die Übertragungskapazitäten zwischen Skandinavien und Deutschland bzw. zwischen den Alpenländern und Deutschland erhöhen sollen.

(12) **Norwegen** wird das Höchstspannungsnetz mittelfristig als auch langfristig im großen Maßstab ausbauen und erweitern. Bis 2016 handelt es sich hauptsächlich um nationale Projekte sowie um die vierte Skagerrak-Leitung zwischen Norwegen und Dänemark mit einer Kapazität von rund 700 MW. Langfristig werden das nationale Netz erweitert und ausgebaut sowie die oben bereits erwähnte grenzüberschreitende Leitung NORD.LINK und NorGer nach Deutschland mit der Kapazität von ca. 1.400 MW errichtet. Darüber hinaus soll das Netz zwischen Norwegen und Schweden verstärkt werden.

(13) Die mittelfristigen Netzausbaupläne von **Schweden** sehen einen Ausbau des südlichen, nationalen Netzes vor. Dieser wird das Netz in der Nähe der grenzüberschreitenden Leitung „Baltic Cable“ verstärken. Langfristig wird das Netz unter anderem nach Norwegen verstärkt.

(14) Auch wenn **Dänemark** nicht Teil dieser Studie ist, wird in diesem Zusammenhang auf den dänischen Netzausbau eingegangen. Grund hierfür sind die grenzüberschreitenden Skagerrakleitungen, die Dänemark mit Norwegen verbinden. Mittelfristig wird, wie bereits im Absatz (12) erwähnt, die vierte Skagerrakleitung gebaut und darüber hinaus wird eine Leitung vom Anlandepunkt der Skagerrakleitungen in Richtung Deutschland erweitert. Langfristig soll die Grenzkuppelstelle zwischen Dänemark und Deutschland an der Ostküste ebenfalls verstärkt werden. Diese Verstärkung ist auch in dem deutschen Netzentwicklungsplan Strom 2012 enthalten.

(15) Bis 2016 sind für **Österreich** wenige Ausbauprojekte vorgesehen. Jedoch soll unter anderem eine Leitung an der Grenze zu Deutschland erweitert werden. Langfristig wird eine Leitung zwischen Deutschland und Österreich erweitert und weitere sollen in der Nähe der Grenze neu gebaut werden. Mittel- und langfristig soll die Kapazität somit um mehr als 2.000 MW erhöht werden.

(16) In der **Schweiz** sind mittelfristig eine Vielzahl an nationalen Erweiterungs- und Neubauten geplant. Auch langfristig ist dies weiterführend vorgesehen. Speziell im Länderdreieck Österreich-Schweiz-Deutschland wird langfristig eine Vielzahl an Leitungen erweitert sowie neu gebaut werden. Dies soll die Übertragungskapazität der Leitungen um rund 4.000 MW erhöhen.

(17) **Zusammenfassend** kann festgehalten werden, dass bereits heute aus dem deutschen Übertragungsnetz mehrere grenzüberschreitende Verbindungen bestehen, die aber insbesondere in Richtung Skandinavien noch vergleichsweise schwach sind. Eine direkte Verbindung nach Norwegen wird erstmals mit dem geplanten Interkonnektor NORD.LINK entstehen. In den meisten Ländern bestehen Aktivitäten und Planungen für Netzverstärkungen, sowohl im jeweiligen Inland als auch grenzüberschreitend. Allerdings sind Kabelprojekte langfristiger Natur und benötigen einen erheblichen Planungs- und Realisierungszeitraum.

## 6 Möglichkeiten der Speichernutzung in Skandinavien und im Alpenraum

### 6.1 Prüfung der Voraussetzungen für die indirekte Speicherung

(1) Im Hinblick auf eine mögliche Nutzung der Speicher in Skandinavien und im Alpenraum stellen sich zunächst die zwei folgenden **Fragen**:

- Kann überschüssige Energie aus Deutschland in den Partner-Ländern direkt verbraucht werden oder sind Pumpvorgänge notwendig?
- Kann Deutschland Strom aus den Partnerländern importieren, auch wenn diese selbst eine hohe Last im Stromnetz haben?

Wenn Strom direkt verbraucht wird und dadurch die Speicher geschont werden, kann der Strom zu einem späteren Zeitpunkt wieder zurückimportiert werden (indirekte Speicherung). Hierdurch würden Verluste aus Pumpvorgängen vermieden.

(2) Zur Beantwortung der ersten Fragestellung, muss die **Mindestlast** der involvierten Länder betrachtet werden. Die folgende Tabelle 10 führt zu einen die Minimallasten der einzelnen Länder sowie die gemeinsame minimale Last für das Jahr 2010 auf. Sie zeigt, dass die Minimallast in den vier Partner-Ländern in Summe im Jahr 2010 nie 25 GW unterschritt. Selbst unter Beachtung der Must-Run-Kapazitäten in den einzelnen Ländern könnte so eine erhebliche Importleistung aufgenommen werden, schätzungsweise 14 bis 18 GW. Hiervon sind dem Alpenraum 4 bis 5 GW und Skandinavien 10 bis 13 GW zuzuordnen. Somit könnte überschüssige Energie aus Deutschland in den Partner-Ländern verbraucht werden. Wir gehen davon aus, dass in den Zeiten, in denen in Deutschland ein Stromüberschuss vorhanden ist, die deutschen Strompreise niedriger sind als in Skandinavien. Hierdurch ergibt sich der wirtschaftliche Anreiz zum Import aus Deutschland.

Tabelle 10: Minimale Last der Partnerländer und Deutschland im Jahr 2010

	Einzelne Minimallast [MW]	Gemeinsame Minimallast [MW] (Sonntag, 01.08.2010, 06:00 Uhr)
AT	3.715	3.757
CH	3.258	3.459
SE	8.920	9.246
NO	8.392	8.482
<b>Summe*</b>		<b>24.944</b>
DE	34.608	36.341

\*Die Summe der einzelnen Minimallasten entspricht nicht der gemeinsamen minimalen Last, da sie zu unterschiedlichen Zeiten auftreten.

Quelle: [Entso-E a]

(3) In Bezug auf die zweite Fragestellung ist eine Betrachtung der **Maximallast** und der dann noch vorhandenen Reserveleistung der Länder zweckmäßig. Die folgende Tabelle 11 listet die einzelnen Maximallasten der Partner-Länder und Deutschlands sowie die gemeinsame Maximallast für das Jahr 2010 auf.

Die Maximallast in **Norwegen** und **Schweden** betrug ca. 49 GW. Die Maximallast schwankt von Jahr zu Jahr, im Jahr 2011 betrug dieser Wert 48 GW. Dem gegenüber steht eine regelbare installierte Leistung in Schweden und Norwegen von rund 65 GW [gemäß Statnett und Svenska Kraftnät]. In erster Näherung besitzen beide Länder somit zum Zeitpunkt ihrer Maximallast eine Leistungsreserve von etwas über 16 GW. Aufgrund von füllstandsbedingten Einschränkungen der Wasserkraft, Knappheiten im Übertragungsnetz (insbesondere in der Nord-Süd-Richtung) sowie zu erwartenden Kraftwerksausfällen steht in einem normalen Winter in Norwegen und Schweden jedoch nur eine Leistungsreserve von etwa 6,5 GW zur Verfügung [Quelle: Angaben von Statnett und Svenska Kraftnät].

Durch den Ausbau der Interkonnektoren und eine Lieferung von Überschussstrom nach Skandinavien steigt die zur Verfügung stehende Reserveleistung zukünftig wahrscheinlich, da der Füllstand und damit die zur Verfügung stehende Kraftwerksleistung von einzelnen Wasserkraftwerken gezielt erhöht werden kann.

Eine weitere Einschränkung der Verfügbarkeit der Reserveleistung des skandinavischen Systems liegt in Netzrestriktionen in den jeweiligen Ländern. Im Rahmen dieser Untersuchung war es nicht möglich, auf ein umfangreiches, europaweites Netzmodell zurückzugreifen. Die Schätzansätze dieses Arbeitsschrittes zeigen jedoch, dass das skandinavische Stromsystem erheblich zu einer



Aufnahme von Überschussstrom und zur Deckung der Residuallast in Deutschland beitragen könnte. Wie bereits in Kapitel 3.1 erwähnt, könnte eine Leistungsaufnahme von 12 GW bereits die Nutzung von etwa 50% des deutschen Stromüberschusses im Jahr 2050 ermöglichen – ein Wert der angesichts der skandinavischen Potenziale realistisch erscheint.

Für den **Alpenraum** müssen die Reservekapazitäten zum Zeitpunkt der Maximallast als deutlich niedriger angenommen werden. Somit erscheint es vorteilhaft, die Stromsysteme von Deutschland und Skandinavien über das bisher geplante Maß hinaus zu verbinden und damit die Versorgungssicherheit in Deutschland und Skandinavien zu erhöhen. Wasserkraft könnte so nach Deutschland exportiert werden, wenn die vorhandenen erneuerbaren Anlagen nicht ausreichend Energie bereitstellen können. Umgekehrt könnte in Zeiten von sehr hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien in Deutschland der Strom nach Skandinavien aber auch in die Alpenländer exportiert und dort direkt verbraucht werden.

*Tabelle 11: Maximallast der Partnerländer und Deutschlands im Jahr 2010*

	Einzelne Maximallast [MW]	Gemeinsame Maximallast [MW] (Mittwoch, 01.12.2010, 18:00 Uhr)
AT	9.646	9.444
CH	8.694	8.466
SE	26.713	26.296
NO	23.994	22.543
DE	79.884	79.884
<b>Summe*</b>		<b>146.633</b>
<b>NO und SE</b>		<b>49.886</b>

\*Die Summe der einzelnen Maximallasten entspricht nicht der gemeinsamen Maximallast, da sie zu unterschiedlichen Zeiten auftreten.

Quelle: [Entso-E a]

## 6.2 Wirtschaftliches Potenzial für den Stromaustausch zwischen den Partnerländern und Deutschland

(1) Der Bau von zusätzlichen Interkonnektoren zwischen Deutschland und den betrachteten Partnerländern ist aus unternehmerischer Sicht nur dann wirtschaftlich, wenn die Erlöse aus dem Betrieb der Interkonnektoren die Kosten übersteigen. Prinzi-

piell ist zwischen regulierten und nicht-regulierten Interkonnektoren zu unterscheiden. Regulierte Kabel werden über öffentlich kontrollierte Netznutzungsentgelte finanziert. Nicht-regulierte Kabel erzielen ihre **Erlöse** im Wesentlichen durch die Ausnutzung von Strompreisdifferenzen in den zwei verbundenen Marktgebieten. Je größer die Preisunterschiede in jeder Stunde sind, desto höher sind die Einnahmen aus dem Stromhandel für den Betreiber des Interkonnektors. Aus gesamtwirtschaftlicher Sicht kann für regulierte Kabel die gleiche Wirtschaftlichkeitsbetrachtung angestellt werden, wie für nicht-regulierte.

Die **Kosten** für einen Interkonnektor werden zu etwa 90 % von den Investitionskosten bestimmt, dazu kommen noch Kosten für die Instandhaltung und den Betrieb sowie Kosten für die Transportverluste.

(2) Die bessere Einbindung von der **Schweiz** und **Österreich** wird im Vergleich zum Leitungsausbau nach **Skandinavien** voraussichtlich aufgrund der geringeren Entfernung pro Leitungsprojekt günstiger sein. Zudem besteht prinzipiell die kostengünstige Möglichkeit, die Übertragungsleistung von vorhandenen Leitungen und Grenzkuppelstellen zu erhöhen. Damit können die Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke in Österreich und der Schweiz einen Beitrag zur Bereitstellung regelfähiger Kapazität im Ausland leisten, soweit dies die noch bestehenden deutschlandinternen Netzrestriktionen erlauben. Dies gilt insbesondere **mittelfristig** (bis etwa zum Jahr 2020) unter Berücksichtigung der geplanten Projekte für Pumpspeicherkraftwerke.

Gleichzeitig ist aber das gesamte Potenzial für die Wasserkraftnutzung bezogen auf die Leistung (siehe Kapitel 6.2) und die Arbeit (siehe Abbildung 19) im Alpenraum wesentlich kleiner als in Skandinavien. Dieses Potenzial wird zudem von den Ländern selbst und aufgrund der zentraleren Lage in Europa auch stärker von den umliegenden Staaten (u.a. Italien, Frankreich, Tschechien, Slowakei, Ungarn) genutzt werden.

Voraussichtlich ist daher aus deutscher Sicht für eine sinnvolle Nutzung der noch im Alpenraum vorhandenen Wasserkraftpotenziale nur ein Netzausbau von wenigen GW sinnvoll.

Im Folgenden konzentrieren sich daher die Betrachtungen auf den möglichen Ausbau der Kapazitäten zwischen Deutschland und **Skandinavien** und damit auf einen **langfristigen** Lösungsansatz zur Integration der erneuerbaren Energien.

(3) Um zusätzliche Interkonnektoren optimal zu nutzen, ist auch ein Ausbau der **nachgelagerte Stromnetze** in Deutschland und Skandinavien notwendig, da diese heute nicht in der Lage sind zu

jeder Zeit die notwendige Leistung aufzunehmen. In Deutschland und zum Teil auch in Skandinavien müssen die Netze aber bereits für die Übertragung der steigenden erneuerbaren Stromerzeugung ausgebaut werden. Wie hoch der zusätzlich durch die Interkonnektoren verursachte Ausbaubedarf ist, kann im Rahmen der Studie nicht beantwortet werden.

(4) Für einen **typischen Interkonnektor** zwischen Deutschland und Skandinavien (Norwegen oder Schweden) kann die **Wirtschaftlichkeit** wie folgt abgeschätzt werden:

- Die geplanten Investitionskosten für die 645 km lange Verbindung NORD.LINK betragen etwa 2 Milliarden Euro, bei einer Übertragungsleistung von 1.400 MW. Die Kosten für weitere Kabelprojekte liegen voraussichtlich in der gleichen Größenordnung. Bei einer für die Energiewirtschaft üblichen Verzinsungserwartung von 8 % pro Jahr und einer Kalkulationsdauer von 20 Jahren muss der Kabelbetrieb pro Jahr einen Überschuss von etwa 200 Millionen Euro erbringen.
- Wenn der Interkonnektor das ganze Jahr genutzt werden kann, ist pro transportierte MWh Strom ein Ertrag (Preisunterschied zwischen EEX- und dem Nord Pool-Markt) von etwa 16 EUR notwendig. Bei Berücksichtigung der Netzverluste steigt dieser Wert auf etwa 18 EUR.

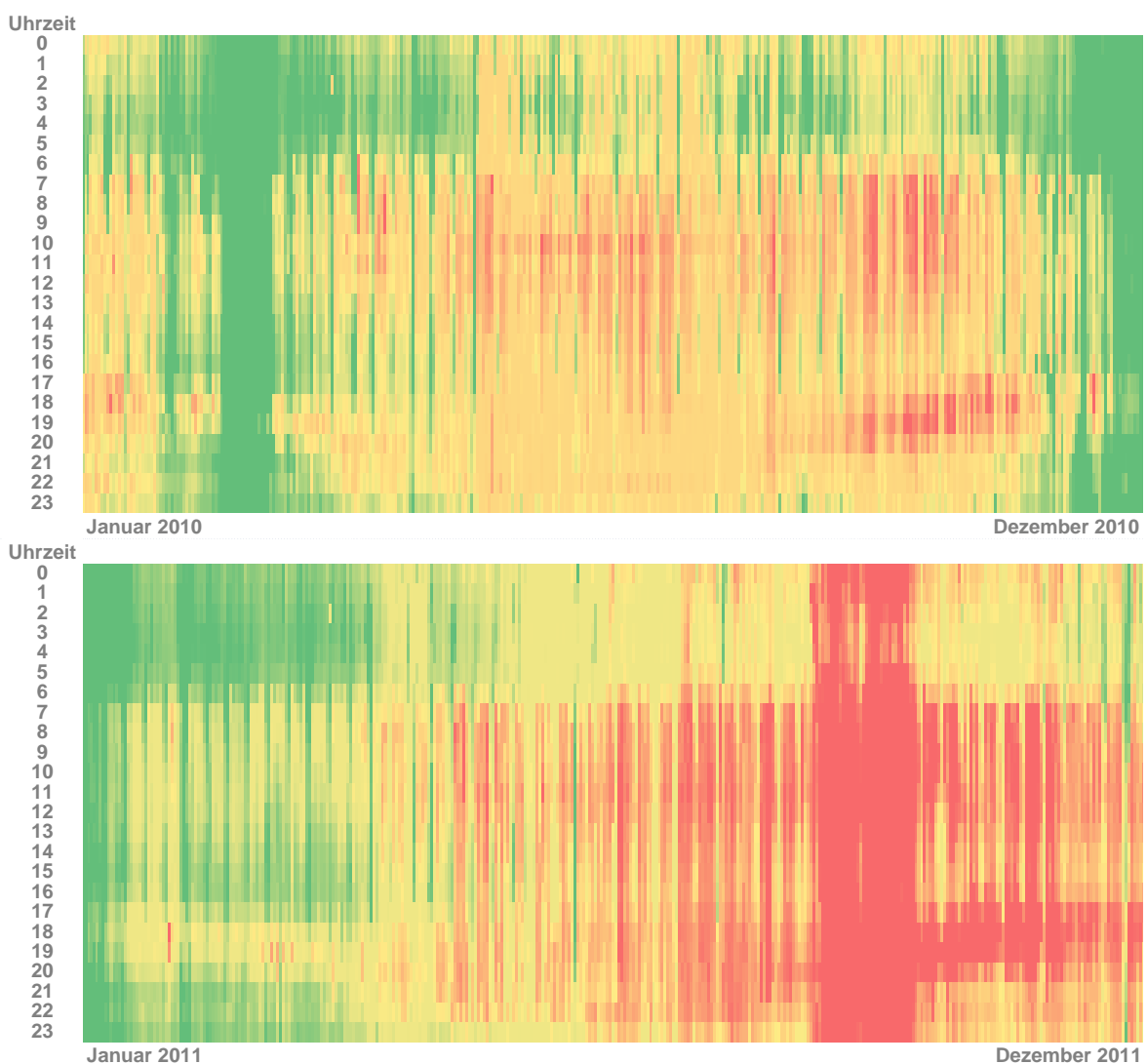
(5) In den Jahren 2010 und 2011 lagen die mittleren Preisunterschiede zwischen den beiden Marktgebieten mit 13 bzw. 15 EUR/MWh etwas unter diesem für neue Investitionen notwendigen Preisniveau. Die folgende Abbildung zeigt die Strompreisunterschiede zwischen dem skandinavischen Nord Pool- (hier am Beispiel NO2) und dem EEX-Markt. Der Einfluss der Wasserkraft auf die Preise in Skandinavien bzw. die Preisunterschiede zum EEX-Markt werden hier gut deutlich. Im Jahr 2010 führten wenig Regen und eine geringe Gletscherschmelze zu einer unterdurchschnittlichen Stromproduktion der Wasserkraftwerke. Im Jahresmittel war damit der skandinavische Markt um 9 Euro pro MWh teurer als der EEX-Markt. In den Monaten Februar, März und Dezember waren die Unterschiede noch wesentlich größer.

Aufgrund der niedrigen Speicherfüllstände Ende 2010 waren auch Anfang 2011 die Strompreise in Skandinavien sehr hoch. Durch sehr starke Regenfälle und überdurchschnittlich viel Schmelzwasser stiegen die Speicherstände im Mai und Juni 2011 aber wieder sehr stark an. Ab Mai 2011 sanken die Preise in Skandinavien in den Peakloadzeiten unter die Preise der EEX. Im Herbst stiegen die Speicherfüllstände durch weitere starke Regenfälle so stark an, dass Skandinavien im Oktober fast ganztägig, also auch in den in Deutschland günstigen Offpeakstunden, Strom nach Deutschland

exportiert hat. Im Durchschnitt lagen die Preise im Nord Pool-Marktgebiet im Jahr 2011 um 4 Euro pro MWh niedriger als im EEX-Markt.

Die bestehenden Interkonnektoren liefern bereits heute in Situationen mit niedrigen Speicherfüllständen einen Betrag zur Systemstabilisierung und vermeiden Stromüberschüsse in Zeiten mit einer sehr großen Wasserkraftproduktion.

Abbildung 25: Stündliche Preisunterschiede zwischen Norwegen (Oslo) und Deutschland für die Jahre 2010 und 2011



Legende: Grün: EEX mindestens 10 EUR/MWh billiger als Norwegen, Rot: EEX mindestens 10 EUR/MWh teurer als Norwegen

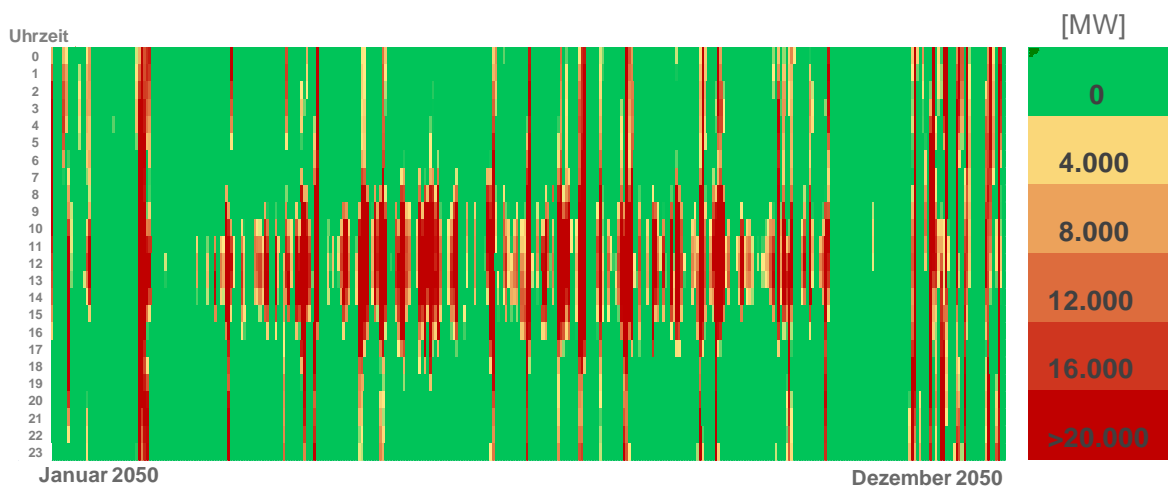
Quelle: Eigene Darstellung nach [Nord Pool Spot] und [EEX]

(6) Während in der Vergangenheit im Wesentlichen die **Verfügbarkeit der Wasserkraft** in Schweden und Norwegen die Preisun-

terschiede zwischen dem Nord Pool- und dem EEX-Markt bestimmt hat, wird in Zukunft die steigende erneuerbare Einspeisung in Deutschland immer wichtiger.

In windstarken Zeiten wird der EEX-Preis voraussichtlich über viele Stunden bis wenige Tage unter dem Nord Pool-Preis liegen, ebenso tagsüber an sonnenreichen Tagen (siehe Abbildung 26). In Zeiten mit niedriger Wind und PV-Einspeisung in Deutschland wird der skandinavische Markt in der Regel günstiger sein.

Abbildung 26: Überschüsse durch fluktuierende erneuerbare Energien in Deutschland im Jahr 2050



Erläuterung: Auf der X-Achse ist die Jahreszeit, auf der Y-Achse die Tageszeit abgetragen. Die Farbe zeigt die Höhe des Überschusses der Einspeisung aus erneuerbaren Energieträgern.

Quelle: Eigene Darstellung

(7) In **Zukunft** werden die stündlichen Strompreisunterschiede zwischen dem Nord Pool- und dem EEX-Markt gegenüber dem heutigen Niveau voraussichtlich durch den Ausbau der erneuerbaren Energien steigen.

Die Höhe der Preisunterschiede wird neben der erneuerbaren Einspeisung auch vom allgemeinen Preisniveau (Baseload) und von dem Preis der teuersten Stunden im EEX-Markt bestimmt.

Neben der **Brennstoffpreisentwicklung** haben hier somit die politischen Entscheidungen zur Weiterentwicklung des europäischen **Emissionshandels** und zum Strommarktdesign in Deutschland einen sehr wichtigen Einfluss.

Je höher die Klimaschutzvorgaben im Emissionshandelsbereich sind, desto stärker steigen die Preisunterschiede zwischen Nord Pool und EEX, da die Strompreise in Deutschland mittelfristig wesentlich stärker auf die Erhöhung des CO<sub>2</sub>-Preise reagieren als der

relativ CO<sub>2</sub>-arme Nord Pool Markt. Mit dem steigenden Anteil der erneuerbaren Energien in Deutschland gleicht sich langfristig die CO<sub>2</sub>-Intensität in den beiden Märkten an.

(8) Hinsichtlich des zukünftigen **Strommarktdesigns** ist für die Wirtschaftlichkeit von Interkonnektoren entscheidend, ob sehr hohe Preisspitzen als Knappheitssignale zugelassen werden, oder ob diese durch große Leistungsreserven verhindert werden.

Aufgrund der heute noch **sehr unsicheren politischen Rahmenbedingungen** kann die Entwicklung der Preisunterschiede und damit der Höhe der zusätzlich wirtschaftlichen Interkonnektoren zwischen Deutschland und Skandinavien kurz- und mittelfristig nicht belastbar abgeschätzt werden. Hinzu kommt, dass sich Preisunterschiede zwischen Skandinavien und Kontinentaleuropa bei Verknüpfung der Strommärkte schrittweise reduzieren, was die Wirtschaftlichkeit dämpft. Zudem stehen Interkonnektoren nach Deutschland im Wettbewerb mit etwaig neu zu bauenden Verbindungen zwischen Skandinavien und anderen Ländern wie den Niederlanden oder Großbritannien.

(9) Mit Hilfe einer Betrachtung, bei der die **Nutzung von Stromüberschüssen** im Vordergrund steht, kann allerdings der langfristig **sinnvolle Ausbau von Interkonnektoren** abgeschätzt werden:

- Der Wert des indirekt oder direkt gespeicherten Stroms entspricht voraussichtlich dem durchschnittlichen Strompreis bzw. bei einer gesamtwirtschaftlichen Betrachtung den mittleren Stromgestehungskosten. Diese werden im Jahr 2050 gemäß verschiedenen Studien (z.B. [Prognos 2009] (Modell Deutschland), [DLR 2011]) etwa 80 bis 90 Euro<sub>2011</sub> pro MWh betragen. Die Nutzung des Überschussstroms reduziert in Deutschland den Betrieb von konventionellen Kraftwerken, langfristig insbesondere von Gasturbinen. Zudem ist ein geringerer Ausbau der erneuerbaren Energien zur Erreichung der gleichen regenerativen Stromerzeugung möglich.
- Der Wert des Stroms in Überschusssituationen wird von der nächstbesten (möglichen) Speicheroption bestimmt. Aus heutiger Sicht sind dies Power-to-Gas-to-Power (bei längerfristigen Überschüssen) und Power-to-Heat-Anwendungen (bei kurzfristigen Überschüssen). Die Erzeugung und Rückverstromung von Methan hat maximal einen Wirkungsgrad von einem Drittel. D.h. bei Stromgestehungskosten von etwa 90 EUR<sub>2011</sub>/MWh hat der Überschussstrom für diesen Spei-

chertyp einen Wert von maximal 30 EUR<sub>2011</sub>/MWh<sup>8</sup>. Wird Überschussstrom direkt verheizt oder zum Aufladen von Wärmespeichern genutzt, hat dieser Strom, durch die Einsparung von Brennstoffen, voraussichtlich auch einen Wert in der Größenordnung von 30 EUR<sub>2011</sub>/MWh [Prognos 2010].

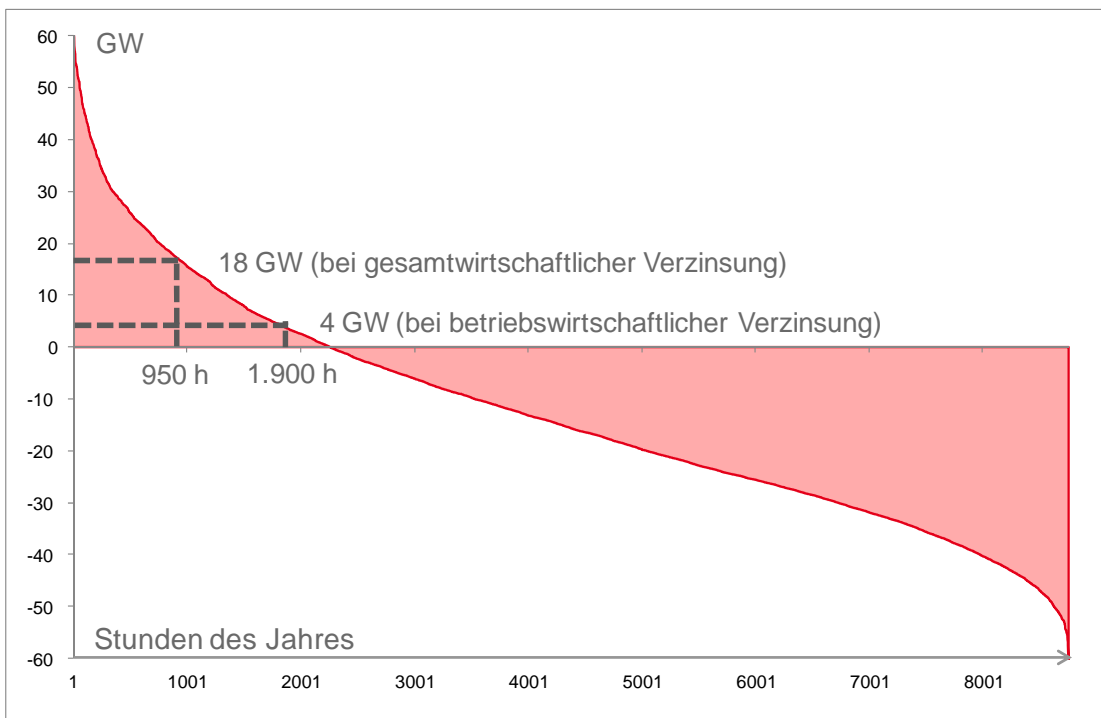
- Der Ertrag für die Nutzung von Überschussstrom durch Interkonnektoren beträgt damit, gegenüber den wahrscheinlichsten Nutzungsalternativen, etwa 50 bis 60 EUR<sub>2011</sub>/MWh.
- Die Kosten für zukünftige Interkonnektoren betragen voraussichtlich etwa 1.400 EUR<sub>2011</sub>/kW (dies entspricht den aktuellen Kostenschätzungen für das Nord.Link-Projekt)
- Durch die stärkere Verbindung der Märkte und Leistungsreserven im skandinavischen System kann der Bedarf an Reserveleistung in Deutschland reduziert werden. Unter der vorsichtigen Annahme, dass pro 1.000 MW zusätzlicher Interkonnektorenleistung 500 MW an Reservekapazität eingespart werden können, ergibt sich bei Investitionskosten von etwa 500 EUR<sub>2011</sub>/kW für Gasturbinenkraftwerke ein zusätzlicher Nutzen von 250 EUR<sub>2011</sub>/kW für zukünftige Kabelprojekte. Diese könnten gegebenenfalls als Erlös für die gesicherte Leistung gutgeschrieben werden. Hieraus ergeben sich geschätzte Nettokosten von  $1.400 - 250 = 1.150$  EUR/kW für den Interkonnektor. Um diesen Erlös für die Betreiber des Interkonnektors zu realisieren, bedarf es eines offenen Marktdesigns, das die Leistungsbereitstellung aus dem Ausland über Interkonnektoren ermöglicht sowie ggf. einer Risikobeteiligung durch den Staat.
- Bei einer für die Energiewirtschaft üblichen Verzinsungserwartung von 8 % pro Jahr und einer Kalkulationsdauer von 20 Jahren ergibt sich eine Annuität von 10 %. Der Kabelbetrieb muss damit pro Jahr einen Nutzen von 115 EUR<sub>2011</sub>/kW bzw. 115.000 EUR<sub>2011</sub>/MW erbringen. Bei einem Erlös von 60 EUR/MWh muss das Kabel damit etwa ( $115.000 / 60 =$  rd.) 1.900 Stunden im Jahr Überschussstrom aufnehmen, um die Annuität für die Investitionskosten zu verdienen.
- Bei einer volkswirtschaftlichen Verzinsungsanforderung von 4% pro Jahr und einer Betrachtungszeit von 40 Jahren (Annuität von 5 %) sinken die jährlichen Kapitalkosten für den Interkonnektor auf 57.500 EUR<sub>2011</sub>/MW. Unter diesen Annahmen wäre der Bau von weiteren Interkonnektoren bereits bei einer Nutzungszeit (für Überschussstrom) von 950 Stunden pro Jahr gegenüber weiteren Speicheroptionen sinnvoll.

---

<sup>8</sup> Bei den alternativen Speicheroptionen müssen zudem Kapitalkosten finanziert werden. Unter Berücksichtigung dieser Kosten kann der Wert des Überschussstroms geringer ausfallen

(10) Ausgehend von den Überschüssen im deutschen Strommarkt (siehe folgende Darstellung) ergibt sich langfristig ein **wirtschaftliches Potenzial** für Interkonnektoren zwischen Deutschland und Skandinavien von mindestens etwa **4 GW** bei **betriebswirtschaftlichen** Verzinsungsanforderungen von etwa **18 GW** bei einer **gesamtwirtschaftlichen** Betrachtung.

Abbildung 27: Wirtschaftliche Interkonnektorenleistung bei Nutzung von deutschem Überschussstrom im Jahr 2050



Quelle: Eigene Darstellung

(11) Auch in den in dieser Studie betrachteten **Partnerländern** werden die erneuerbaren Energien langfristig ausgebaut. Neben dem Ausbau von regelbaren Biomassekraftwerken (z.B. in Schweden und Österreich) wird ein großer Teil des Zubaus voraussichtlich auf fluktuierende Anlagen wie Kleinwasserkraft, Wind und im Alpenraum auch durch PV erfolgen. Perspektivisch wird es daher auch in den Partnerländern zu **Überschussituationen** kommen. Allein für Schweden wird z.B. künftig ein Überschuss von etwa 20 TWh pro Jahr erwartet (Quelle: Auskunft von Svenska Kraftnät).

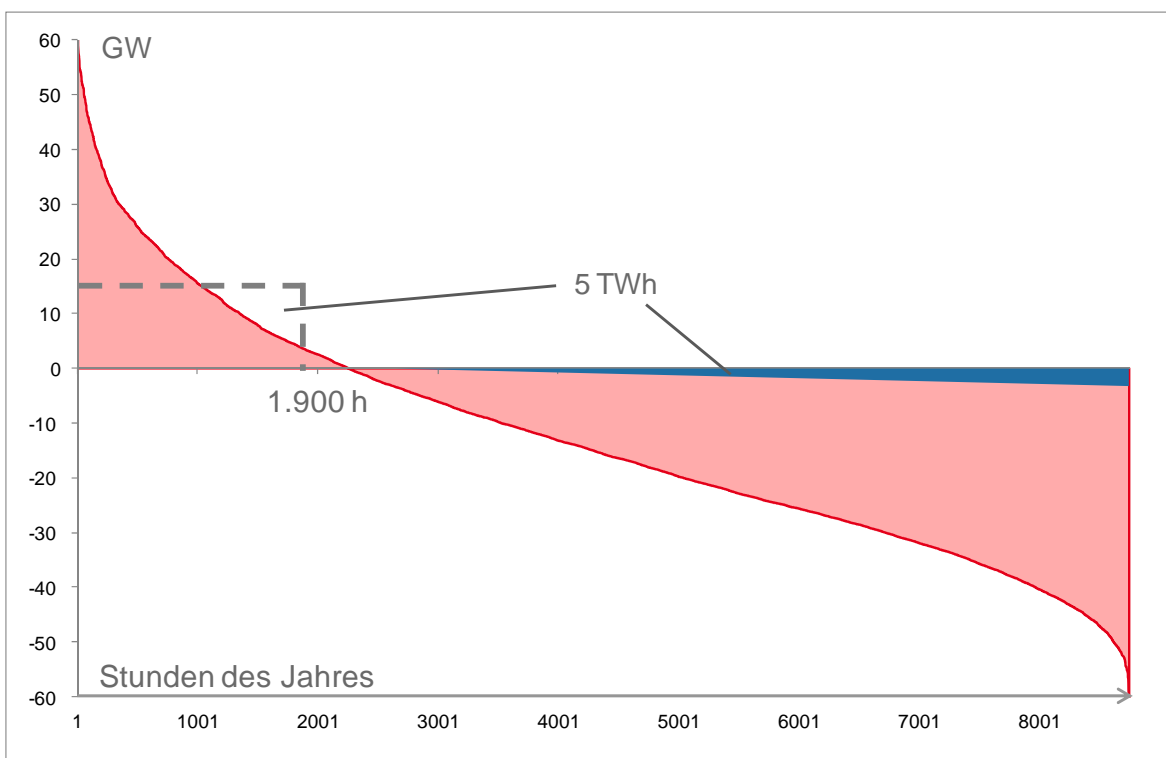
Der größere Teil dieses Überschusses wird voraussichtlich nicht zeitgleich mit dem Überschuss in Deutschland anfallen, da in Skandinavien nur wenige PV-Anlagen installiert werden und die Windkraftanlagen in der Ostsee, in Schweden und Finnland 500 bis mehr als 1.000 km von den deutschen Windkraftstandorten



entfernt liegen und somit zeitversetzt Großraumwetterlagen ausgesetzt sind.

Mit der Nutzung von zusätzlichem Überschussstrom aus Skandinavien **verbessert** sich die Wirtschaftlichkeit von Interkonnektoren bzw. ist ein höherer Zubau sinnvoll. Bereits bei einer zusätzlichen Nutzung von 2 TWh steigt die wirtschaftlich darstellbare Leistung der Interkonnektoren bei der Annahme einer betriebswirtschaftlichen Verzinsung von 4 auf **10 GW**. Werden neben den sich im deutschen Markt ergebenden Überschüssen zusätzlich 5 TWh Überschussstrom genutzt, ist langfristig eine Netzverbindung von **15 GW** zwischen Skandinavien und Deutschland wirtschaftlich (bei betriebswirtschaftlicher Verzinsungserwartung).

Abbildung 28: Wirtschaftliche Interkonnektorenleistung durch die Nutzung von deutschem und skandinavischem Überschussstrom im Jahr 2050 (betriebswirtschaftliche Verzinsungsanforderung)



Quelle: Eigene Darstellung

Abzüglich der bereits installierten Leistung von heute 3 GW ergibt sich ein langfristig **wirtschaftliches Neubaupotenzial** von **7 bis 12 GW** für Interkonnektoren zwischen Deutschland und Skandinavien.

## 7 Schlussfolgerungen

(1) Es wurde aufgezeigt, dass aufgrund des erwarteten Ausbaupfades der erneuerbaren Energien in Deutschland langfristig **Überschusssituationen** im deutschen Netz auftreten werden, vor allem im Sommer (tagsüber) und in windigen Perioden zu allen Zeiten des Jahres. Andererseits werden auch im Jahr 2050 in der Mehrzahl der Stunden erneuerbare Energien nicht den gesamten Leistungsbedarf decken können: Reserveleistung zur Deckung der Residuallast wird gebraucht. Darüber hinaus erfordert die Integration der erneuerbaren Energien Maßnahmen zur Sicherung der Versorgung, z.B. im Bereich der Systemdienstleistungen.

(2) Die prinzipielle **Nutzbarkeit von Speichern** für den Ausgleich von Angebot und Nachfrage in Stromsystemen mit hohen Anteilen fluktuierender Energieerzeugung steht außer Frage. Die praktische Verfügbarkeit von Speichern in Deutschland ist aber begrenzt. Heute existieren in Deutschland überwiegend Pumpspeicher (6,5 GW). Bis zum Jahr 2020 wird Deutschland etwa über eine Pumpspeicherleistung von 9 GW verfügen, die für sechs bis acht Stunden genutzt werden kann. Perspektivisch kann jedoch die Verbindung des deutschen Systems (mit hohen Anteilen fluktuierender Energieerzeugung) mit wasserkraftbasierten Stromsystemen über Interkonnektoren **erhebliche Vorteile für beide Seiten** erbringen.

- Die Errichtung von Interkonnektoren zwischen diesen Stromsystemen erlaubt die „indirekte Speicherung“ von Strom, vor allem in Skandinavien aufgrund seiner bedeutenden Speicherkapazitäten (Faktor 2300 im Vergleich zu Deutschland). Dies bedeutet, dass Strom aus deutschen Überschüssen in den Partnerländern verbraucht wird, während die dortigen Speicher geschlossen bleiben. In den Partnerländern kann dann zu einem späteren Zeitpunkt Strom erzeugt werden und nach Deutschland geliefert werden. Dies ist mit einem Strom-zu-Strom Wirkungsgrad von 90% die effizienteste Methode der Stromspeicherung. Ein Ausbau der Speicherkraftwerke ist hierzu vorerst nicht nötig.
- Die Interkonnektoren vermehren den Stromaustausch zwischen den Ländern und ermöglichen weiteren Stromanbietern den Zugang zum jeweiligen Strommarkt.
- Für beide Seiten erhöht sich die Versorgungssicherheit, da die Möglichkeiten zur Überbrückung von Engpässen vielfältiger werden.

- Das skandinavische System hat Stärken bei der gesicherten Leistung (MW), da hier eine signifikante Reserveleistung existiert. Deutschland hingegen hat künftig eher zu viel elektrische Arbeit (MWh). In der Kombination dieser Stärken liegt für beide Seiten ein ökonomischer Vorteil.
- Moderne Interkonnectoren können in der Umgebung ihrer Anlandepunkte (bis ca. 200 km) einen Teil der notwendigen Systemdienstleistungen erbringen.
- Der volkswirtschaftliche Nutzen für den Bau von Interkonnectoren entsteht sowohl durch die Ausnutzung von Strompreisdifferenzen in den zwei verbundenen Marktgebieten als auch durch die Reduzierung des Bedarfs an notwendiger Reserveleistung.

(3) Die langfristige Nutzung der skandinavischen Speicherkapazitäten (116 TWh) und in geringerem Umfang auch der Alpenspeicher (12 TWh) ist **eine von mehreren Optionen**, um den Ausgleich der fluktuierenden Energieerzeugung herzustellen und die Herausforderungen der Energiewende im Stromsystem zu bewältigen. Ergänzend oder alternativ zu den hier aufgezeigten Möglichkeiten der internationalen Speicherung könnten inländische Speicher errichtet oder überschüssige Leistung durch Erzeugungsmanagement abgeregelt werden, da die Kosten für zusätzliche Speicher oder Interkonnectoren den Wert des genutzten Stroms übersteigen würden. In diesem Fall ist die Reserveleistung ebenfalls überwiegend mittels inländischer Lösungen (neue Gasturbinen, Bestandskraftwerke) bereit zu stellen. Es konnte in dieser Untersuchung gezeigt werden, dass die internationale (indirekte) Speicherung des Überschussstroms **vorteilhaft gegenüber rein inländischen Lösungen** ist. Der Überschussstrom hat einen betriebswirtschaftlichen und volkswirtschaftlichen Nutzen, wenn er durch internationale Speicherung verwendet werden kann. Aufgrund der anstehenden Veränderungen im Strommarktdesign und an den Energiemärkten sind Analysen der Wirtschaftlichkeit neuer Interkonnectoren mit großen Unsicherheiten behaftet. So dürften sich Preisunterschiede zwischen Skandinavien und Kontinentaleuropa bei Verknüpfung der Strommärkte schrittweise reduzieren, was die Wirtschaftlichkeit dämpft. Somit ist der Nutzen der ersten Interkonnectoren am größten. Zudem stehen Interkonnectoren nach Deutschland im Wettbewerb mit etwaig neu zu bauenden Verbindungen zwischen Skandinavien und anderen Ländern wie den Niederlanden oder Großbritannien. Dies spricht für ein stufenweises Vorgehen beim Ausbau.

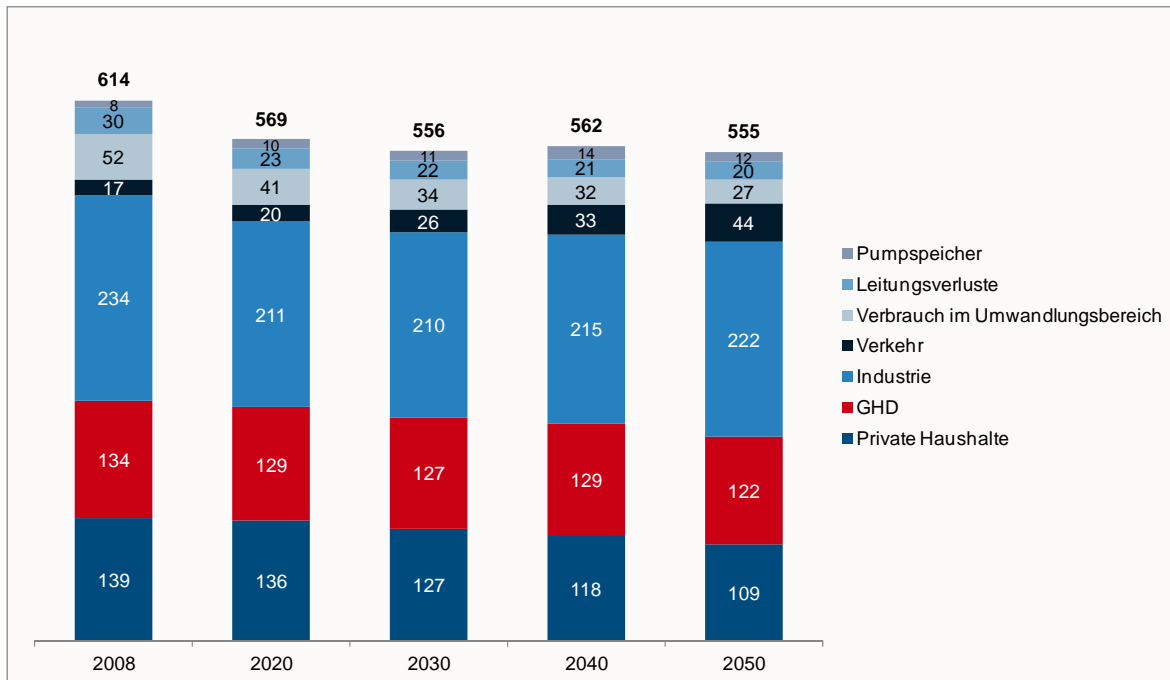
(4) Bei einer Abschätzung, die auf der Bewertung von Überschüssen aus dem deutschen und skandinavischen Strommarkt beruht, ergibt sich langfristig eine **Wirtschaftlichkeit** für

Interkonnektoren zwischen Deutschland und Skandinavien von 10 bis 15 GW bei betriebswirtschaftlicher Verzinsungsanforderung. Abzüglich der bereits installierten Leistung von heute 3 GW liegt das langfristig **wirtschaftliche Neubaupotenzial** bei **7 bis 12 GW** für Interkonnektoren zwischen Deutschland und Skandinavien. Um dieses Potenzial zu heben, bedarf es eines offenen Marktdesigns, das die Leistungsbereitstellung aus dem Ausland über Interkonnektoren ermöglicht sowie ggf. einer Risikobeteiligung durch den Staat. Zusätzlich zur bereits im Bau befindlichen Skagerrakleitung 4 (0,7 GW) und den geplanten Interkonnektoren NORD.LINK und NorGer (je 1,4 GW) könnten somit noch Leitungen mit einer Gesamtleistung von 3,5 bis 8,5 GW wirtschaftlich sein.

(5) Somit kann langfristig die indirekte Speicherung von überschüssigem Strom aus erneuerbaren Energien in skandinavischen Speicherwasserkraftwerken erheblich zur deutschen **Versorgungssicherheit** und **Integration der erneuerbaren Energien** und damit zur Energiewende beitragen. In geringerem Umfang (wenige GW) können bereits kurz- und mittelfristig Speicherkapazitäten des Alpenraums ebenfalls einen Beitrag leisten.

## 8 Anhang

Abbildung 29: Entwicklung des Bruttostromverbrauchs in Deutschland bis zum Jahr 2050



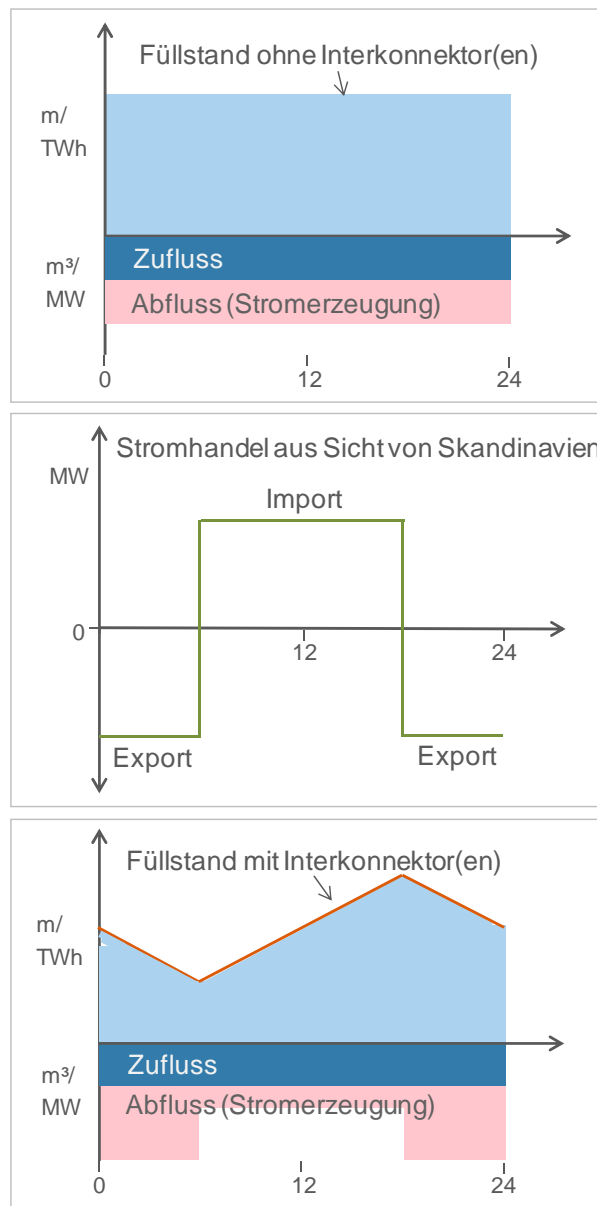
Quelle: [Prognos / EWI / GWS 2010], Referenzszenario

*Tabelle 12: Definitionen für Wasserkraftpotenziale*

	<b>Beschreibung</b>
Theoretisches Potential	Das innerhalb einer gegebenen Region zu einem bestimmten Zeitpunkt bzw. innerhalb eines bestimmten Zeitraumes physikalisch nutzbare Energieangebot.
Technisches Potential	Der Anteil des theoretischen Potenzials, der unter Berücksichtigung der gegebenen technischen Restriktionen nutzbar ist.
Ökologisches Potential	Der Anteil des technischen Potenzials, der zu keiner zusätzlichen, permanenten Beeinträchtigung des Lebensraumes in Bezug auf Diversität und Wechselwirkungen, zwischen den Lebewesen und zwischen Lebewesen und deren Umwelt, führt.
Wirtschaftliches Potential	Der Anteil des technischen Potentials, der wirtschaftlich nutzbar ist.
Ausschöpfbares Potential	Die Schnittmenge des ökologischen und des wirtschaftlichen Potenzials.
Erwartetes Potential	Der Anteil des ausschöpfbaren Potentials der gesellschaftlich akzeptabel ist.

Quelle: Vgl. Die Energieperspektiven 2035 – Band IV (Exkurse) [BFE – Piot, 2007]

Abbildung 30: Funktionsweise der indirekten Speicherung



Die Abbildung 30 stellt die Funktionsweise der indirekten Speicherung schematisch dar. Die erste Teilabbildung zeigt den Füllstand der Reservoirs unter der Annahme, dass der Zufluss gleich dem Abfluss (Stromerzeugung) ist. Die zweite Teilabbildung stellt den Stromhandel aus skandinavischer Sicht dar: In diesem Beispiel würden in den ersten 6 Stunden des Tages Strom von Skandinavien nach Deutschland exportiert werden, von 6 bis 18 Uhr Strom importiert und wiederum von 18 bis 24 Uhr exportiert werden. Dies hätte zur Folge (Teilabbildung 3), dass beim Stromexport ein erhöhter und beim Import ein niedrigerer Abfluss besteht. Dementsprechend sinkt in der Exportsituation der Füllstand aufgrund des höheren Abflusses, in der Importsituation steigt dieser.

## 9 Glossar

### AT

#### Länderkürzel für Österreich

#### Biomasse

Im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) werden die als Biomasse geltenden Stoffe in der Biomasseverordnung definiert. Unter dem Oberbegriff Biomasse werden demnach Energieträger pflanzlicher oder tierischer Herkunft sowie deren Folge- und Nebenprodukte verstanden. Hieraus lassen sich feste, flüssige und gasförmige (Biogas) Energieträger gewinnen.

#### Blockheizkraftwerk (BHKW)

Modular aufgebaute Anlage zur Erzeugung von elektrischem Strom und Wärme, bei welcher das Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung eingesetzt wird. Übliche BHKW-Module haben eine elektrische Leistung zwischen 5 und maximal 10.000 kW.

#### Bruttostrombedarf

Gesamtstrombedarf eines Jahres, beinhaltet neben dem Endenergieverbrauch auch die Netzverluste, den Eigenverbrauch der Kraftwerke und den Stromeinsatz im Umwandlungssektor.

#### Bruttostromerzeugung

Direkt an der Generatorklemme gemessene Stromerzeugung von Kraftwerken und anderen Stromerzeugungsanlagen, in der Regel bezogen auf ein Bezugsjahr.

#### Cap and Trade

„Begrenzen und Handeln“ ist der leitende Gedanke des Emissionshandelssystems der EU (ETS), um die Emissionsvermeidung zu möglichst geringen Kosten zu ermöglichen. Hierzu wird ein knappes, EU-weites Gesamtbudget an Emissionsrechten handelbar gemacht („cap and trade“).

### CH

#### Länderkürzel für die Schweiz

### CO<sub>2</sub>

Kohlenstoffdioxid, auch Kohlendioxid gebräuchlich

#### CO<sub>2</sub>-Äquivalente

Zur Vergleichbarkeit verschiedener Treibhausgase (CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O, HFC, PFC, SF<sub>6</sub>) werden entsprechende Bemessungsäquivalente (CO<sub>2</sub>-Äquivalente) festgelegt. Dabei wird das globale Erwärmungspotenzial der anderen Gase in Relation zur Klimawirksamkeit von CO<sub>2</sub> gestellt. Ausgedrückt wird dieser Zusammenhang durch das Global Warming Potential, das vom Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) festgelegt wurde.

### DE

#### Länderkürzel für Deutschland

### DK

#### Länderkürzel für Dänemark



**Elektrischer Nettowirkungsgrad**

Verhältnis von Stromabgabe ans Netz und Brennstoffeinsatz einer Stromerzeugungsanlage im optimalen Anlagenbetrieb.

**Erneuerbare/ regenerative Energien**

Bezeichnet Energie aus Quellen, die nach menschlichen Maßstäben unerschöpflich sind. Hierzu zählen: Sonnenenergie, Biomasse, Wasserkraft, Windenergie, Umgebungswärme, Erdwärme und Meeresenergie.

**Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)**

Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien, welches den Ausbau von Energieversorgungsanlagen vorantreiben soll, die aus sich erneuernden (regenerativen) Quellen gespeist werden.

**Fossile Energieträger**

Fossile Energieträger sind Brennstoffe, die wie Braunkohle, Steinkohle, Torf, Erdgas und Erdöl in geologischer Vorzeit aus Abbauprodukten von toten Pflanzen und Tieren entstanden sind.

**Gesicherte Leistung**

Von der installierten Kraftwerksleistung (Nennleistung) ist die gesicherte Leistung zu unterscheiden. Die gesicherte Leistung einer Anlage ist geringer als die installierte Leistung, da sie geplante und ungeplante Stillstandszeiten als Abschlagfaktor auf die installierte Leistung berücksichtigt. Zu den geplanten Stillstandszeiten zählen beispielsweise die Abschaltung der Anlage für Wartungsarbeiten oder voraussehbare Reparaturen. Ungeplante Stillstandszeiten treten meist nach technischen Defekten auf, die den Weiterbetrieb der Anlage kurzfristig verhindern. Die Grundlage zur Berechnung der gesicherten Leistung sind statistische Auswertungen über die mittlere jährliche Einsatzbereitschaft der verschiedenen Stromerzeugungsanlagen.

**Gigawatt (GW)**

= 1000 Megawatt (MW) = 1.000.000 Kilowatt (kW), Leistungseinheit von Kraftwerken

**Grundlast**

Die Grundlast bezeichnet die Netzbelastung, die während eines Tages im Stromnetz nicht unterschritten wird. Da der niedrigste Stromverbrauch meist nachts auftritt, wird die Höhe der Grundlast bestimmt von Industrieanlagen, die nachts produzieren, Straßenbeleuchtung und Dauerverbrauchern in Haushalten und Gewerbe. Zur Deckung der Grundlast werden Grundlastkraftwerke eingesetzt, die sehr niedrige Stromgestehungskosten aufweisen, jedoch nur mit großem Aufwand regelbar sind. Sie sind nahezu jeden Tag rund um die Uhr (6.000 - 8.760 Volllaststunden) in Betrieb, um die Grundstromversorgung zu decken. Wird der Grundverbrauch überschritten, so werden zur Deckung des zusätzlichen elektrischen Verbrauchs Mittel- und Spitzenlastkraftwerke eingesetzt.

**Installierte Bruttoleistung**

Maximal abrufbare Leistung, mit der ein Kraftwerk Strom in das Stromnetz abgeben kann.

**Jahreshöchstlast**

Bezeichnung für die höchste gleichzeitige Stromnachfrage (Last), die innerhalb eines Kalenderjahres in einem Stromverbund auftritt. Diese Last muss durch die in diesem Stromverbund verfügbare Leistung (Kapazität) des Kraftwerksparks gedeckt werden. Die gebräuchliche Einheit für die Jahreshöchstlast in Deutschland ist Gigawatt.

**Jahreswirkungsgrad (brutto/ netto)**

Bezeichnet das Verhältnis zwischen der Stromabgabe eines Kraftwerks in das Stromnetz und dem Brennstoffeinsatz eines Jahres. Im Vergleich zum Jahreswirkungsgrad (brutto) ist der Jahreswirkungsgrad (netto) um den Stromeigenverbrauch des Kraftwerks bereinigt.

**Kapazität**

Bei der Beschreibung von Kraftwerken häufig als Synonym verwendet für Leistung (gesichert bzw. verfügbar). Die installierte Leistung eines Kraftwerks entspricht der installierten Kapazität dieses Kraftwerks.

**Kostenbasierter Redispatch**

Dabei werden, bei Ausgleich der entstehenden Kosten, Erzeuger vor einem Engpass heruntergefahren bzw. die Last erhöht. Hinter einem Netzengpass verhält es sich genau umgekehrt. Dieses Verfahren dient jedoch nur der kurzfristigen Beseitigung von Engpässen und ist für eine langfristige Behebung nicht geeignet, da es wenig Transparenz über den Engpass schafft und keine Anreize für den Netzbetreiber zur Behebung liefert. Die Kosten des Engpassmanagements werden über die Netzentgelte auf die Stromkunden umgelegt.

**Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)**

Bei einer mit KWK betriebenen Energiewandlungsanlage wird sowohl die bei der chemischen oder physikalischen Umwandlung von Energieträgern entstehende Wärme als auch die durch die Energieumwandlung erzeugte elektrische Energie zu weiten Teilen genutzt. Durch die Nutzung der Abwärme lässt sich der Wirkungsgrad der Kraftwerke entscheidend erhöhen.

**Kurzfristige Grenzkosten**

Kosten, die für die Produktion der nächsten Einheit eines gewünschten Produkts anfallen.

**Leistung elektrisch**

Die installierte elektrische Leistung (el) ist das Maß für die in den Stromerzeugungsanlagen vorhandene Stromerzeugungskapazität, angegeben in Watt (W). Wird diese Leistung für eine Zeitspanne abgerufen, erzeugt die Anlage Strom (Einheit: Wh). Gebräuchliche Größenordnungen für die Leistung sind Kilowatt (kW) oder Megawatt (MW). Der in einer Stunde (h) erzeugte Strom beträgt bei einer Leistung von 1 kW eine Kilowattstunde (kWh).

**Leistung thermisch**

Die thermische Leistung (th), oder auch Wärmeleistung, gibt Auskunft über die in einer Anlage installierte Wärmeerzeugungskapazität. Wie bei der elektrischen Leistung wird diese in Watt (W) angegeben.

**Merit Order**

Geordnete Einsatzreihenfolge von Anlagen gemäß ihrer kurzfristigen Grenzkosten.

### **Mittellast**

Der Mittellastbereich bezeichnet den Bereich der Tageslastkurve, in dem über die Grundlast hinaus zusätzlicher Strom verbraucht wird. Der zusätzliche Stromverbrauch kann durch Mittellastkraftwerke abgedeckt werden. Diese lassen sich besser regeln als Grundlastkraftwerke. Die Anlagen werden somit zu Zeiten erhöhten Strombedarfs betrieben, ihr Volllaststundenbereich liegt bei 2.000 – 6.000 h pro Jahr. Wenn ihre Leistung nicht mehr ausreicht, kommen Spitzenlastkraftwerke zum Einsatz, um diese kurzfristigen Energieabforderungen abzudecken.

### **Nationale Allokationspläne**

In Nationalen Allokationsplänen verteilen die Mitgliedstaaten der EU, die am Europäischen Emissionshandelssystem (ETS) teilnehmen, die ihnen zugeteilten CO<sub>2</sub>-Emissionsberechtigungen. Die gegenwärtig relevanten Regelungen beziehen sich dabei auf die zweite Phase des EU-weiten Handels mit Emissionsrechten von 2008 bis 2012. Ab 2013 wird das ETS dahingehend modernisiert, dass die EU-Mitgliedstaaten hierfür keine Nationalen Allokationspläne mehr vorlegen. Es wird stattdessen eine einheitliche EU-weite Obergrenze für Emissionszertifikate gesetzt.

### **Nennwirkungsgrad (netto)**

Bezeichnet das Verhältnis zwischen der Stromabgabe eines Kraftwerks in das Stromnetz und dem hierfür notwendigen Brennstoffeinsatz im optimalen Anlagenbetrieb. Im Vergleich zum Nennwirkungsgrad (brutto) ist der Wirkungsgrad um den Stromeigenverbrauch des Kraftwerks bereinigt.

### **NO**

Länderkürzel für Norwegen

### **SE**

Länderkürzel für Schweden

### **Terawattstunden**

= 1.000 Gigawattstunden (GWh) = 1.000.000 Megawattstunden (MWh) =  
1.000.000.000 Kilowattstunden (kWh): Einheiten für elektrische Arbeit

### **Spitzenlast**

Die Spitzenlast bezeichnet die kurzzeitig auftretende hohe Leistungsnachfrage im Stromnetz. Die Bedarfsspitzen zeichnen sich durch einen starken Anstieg der nachgefragten Leistung aus, so dass für die Stromversorgung schnell regelbare Spitzenlastkraftwerke eingesetzt werden. Der Betriebsbereich der Spitzenlastkraftwerke liegt zwischen 1 – 2.000 Volllaststunden pro Jahr. Diese können innerhalb kurzer Zeit hohe Leistungen zur Verfügung stellen und werden in Zeiten des absoluten Spitzenstrombedarfs betrieben.

### **Verfügbare Leistung**

Ist eine theoretische, in Modellen angewandte Größe zur Abbildung der mittleren jährlich verfügbaren Leistung von Stromerzeugungsanlagen. Die verfügbare Leistung entspricht der installierten Leistung der Anlage abzüglich der geplanten und ungeplanten Stillstandszeiten. Sie entspricht der Leistung eines Kraftwerks, die über ein Jahr dauerhaft und gesichert zur Stromerzeugung eingesetzt werden kann.

### **Volllaststunden**

Beschreibt als theoretische Größe das Verhältnis von jährlicher Strom- oder Wärmeerzeugung (GWh) zu installierter Bruttoleistung (MW) einer Erzeugungsanlage.

**Wirkungsgrad**

Der Wirkungsgrad stellt allgemein das Verhältnis von abgegebener Leistung zu zugeführter Leistung dar. Er wird bei Kraftwerken zur Darstellung der Effizienz der Energieumwandlung verwendet.

## 10 Literaturverzeichnis

- [Alpiq, 2012]            Daten zu Speicherkraftwerken, Alpiq Holding AG, download unter:  
<http://www.alpiq.com/de/unsere-angebote/unsere-anlagen/wasserkraft/speicherkraftwerke/storage-power-plants.jsp>
- [Axpo, 2012]            Projekt Linthal 2015, Axpo Holding AG, 2012, download unter:  
<http://www.axpo.ch/axpo/de/hydroenergie/wissen/kraftwerksprojekte/projekt-linthal-2015.html>
- [BEE 2011]              Die Zukunft des Strommarktes – Anregungen für den Weg zu 100 Prozent Erneuerbare Energien, 2011
- [BDEW 2010]            BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V., BDEW-Strompreisanalyse Frühjahr 2010  
<http://www.rwe.com/web/cms/mediablob/de/403780/data/403722/4/rwe/presse-news/so-ensteht-der-strompreis/BDEW-Strompreisanalyse-Fruehjahr-2010.pdf>
- [BDEW 2011]            BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V., Wasserkraft in Deutschland
- [BDEW 2012]            BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V., Anlage zur Presseinformation, „Trotz Milliardeninvestitionen keine Entwarnung beim Kraftwerksbau“, 19.04.2012
- [BFE 2012]              Wasserkraftpotential der Schweiz, 2012
- [BFE, 2011a]            Schweizerische Elektrizitätsstatistik, Bundesamt für Energie (BFE), 2011, Bern, download unter:  
[http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/00541/00542/00630/index.html?lang=de&dossier\\_id=00765](http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/00541/00542/00630/index.html?lang=de&dossier_id=00765)
- [BFE, 2011b]            Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz, Bundesamt für Energie (BFE), 2011, Bern, download unter:  
[http://www.bfe.admin.ch/themen/00490/00491/index.html?lang=de&dossier\\_id=01049](http://www.bfe.admin.ch/themen/00490/00491/index.html?lang=de&dossier_id=01049)
- [BFE, 2011c]            Schweizerische Statistik für erneuerbare Energien 2010, Bundesamt für Energie (BFE), 2011
- [BFE – Piot, 2007]      Die Energieperspektiven 2035 – Band 4 Exkurse, Michael Piot, Bundesamt für Energie, 5. Exkurs: Potenzialbegriffe, 2007
- [BGR 2009]              Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR): Energierohstoffe, 2010, download unter  
[http://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Produkte/energierohstoffe\\_2009.html](http://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Produkte/energierohstoffe_2009.html)
- [BMU 2005]              Nationales Klimaschutzprogramm 2005. Beschluss der Bundesregierung vom 13. Juli 2005; download unter

- [http://www.bmu.de/files/klimaschutz/downloads/application/pdf/klimaschutzprogramm\\_2005\\_lang.pdf](http://www.bmu.de/files/klimaschutz/downloads/application/pdf/klimaschutzprogramm_2005_lang.pdf)
- [BMU 2011a] Entwurf: Erfahrungsbericht 2011 zum Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG-Erfahrungsbericht), Stand: 03.05.2011
- [BMU 2011b] Internationaler Klimaschutz, weiterführende Informationen, download unter  
[http://www.bmu.de/klimaschutz/internationale\\_klimapolitik/doc/37650.php](http://www.bmu.de/klimaschutz/internationale_klimapolitik/doc/37650.php)
- [BMU 2010] BMU, Potentialermittlung für den Ausbau der Wasserkraftnutzung in Deutschland, 2010
- [BMWi 2011a] Eckpunkte für ein energiepolitisches Konzept, Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Juni 2011, download unter  
<http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/energie,did=405004.html>
- [BMWi 2011b] Monitoringbericht zur Versorgungssicherheit im Bereich der leistungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität, Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Januar 2011, download unter  
<http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/M-O/monitoringbericht-bmwi-versorgungssicherheit-bereich-leitungsgebundene-versorgung-elektrizitaet,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf>
- [BMWi 2011c] Zahlen und Fakten – Energiedaten nationale und internationale Entwicklung, Stand 27.04.2011
- [Bund 2004] Gesetz über den Handel mit Berechtigungen zur Emission von Treibhausgasen (Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz – TEHG) vom 8. Juli 2004, download unter  
<http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/tehg/gesamt.pdf>
- [Bund 2010] Energiekonzept, Bundesregierung 2010, download unter  
[http://www.bundesregierung.de/nsc\\_true/Content/DE/StatischeSeiten/Breg/Energiekonzept/energiekonzept-final,property=publicationFile.pdf/energiekonzept-final](http://www.bundesregierung.de/nsc_true/Content/DE/StatischeSeiten/Breg/Energiekonzept/energiekonzept-final,property=publicationFile.pdf/energiekonzept-final)
- [Bund 2011 a] Beschlüsse des Bundeskabinetts zur Energiewende vom 6. Juni 2011, Bundesregierung, BMU 2011 download unter  
<http://www.bmu.de/energiewende/doc/47467.php>
- [Destatis] Statistisches Bundesamt  
<https://www.destatis.de/>
- [DLR 2011] Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global - Leitstudie 2011 des BMU zusammen mit

- Fraunhofer/IWES und IfNE, download unter  
[http://www.bmu.de/erneuerbare\\_energien/downloads/doc/48591.php](http://www.bmu.de/erneuerbare_energien/downloads/doc/48591.php) (Stand 15.8.2012)
- [E-Control 2012] Elektrizitätsstatistik, Energie-Control Austria, 2012; download unter:  
<http://www.e-control.at/de/statistik/strom>
- [EEA] European Environment Agency, Renewable Energy Projections as Published in the National Renewable Energy Action Plans of the European Member States, 01.10.2010
- [Eicher] Thermische Stromproduktion inklusive Wärmekraftkopplung (WKK) in der Schweiz. Dr. Eicher und Pauli AG. Im Auftrag des Bundesamts für Energie, Bern.
- [EnBW 2012] EnBW Energie Baden-Württemberg AG, Potentialstudie zu Pumpspeicherstandorten in Baden-Württemberg, 2012
- [Energie AG, 2012] Kraftwerksdaten, Energie AG Oberösterreich, 2012, download unter:  
[http://www.energieag.at/eag\\_at/page/339536979223644121\\_593479839214310582~593479957594347132\\_593479957594347132\\_de.html](http://www.energieag.at/eag_at/page/339536979223644121_593479839214310582~593479957594347132_593479957594347132_de.html)
- [ENTSO-E a] European Network of Transmission System Operators for Electricity  
<https://www.entsoe.eu/>
- [ENTSO-E b] European Network of Transmission System Operators for Electricity, Statistical yearbook 2010
- [ENTSO-E c] European Network of Transmission System Operators for Electricity, Ten Year Net Development Plan
- [Eurostat] Datenbank des statistischen Amtes der Europäischen Union  
<http://epp.eurostat.ec.europa.eu/>
- [EVN, 2012] Kraftwerksdaten, Energieversorgung Niederösterreich (EVN) AG, 2012, download unter:  
<http://www.evn.at/Energie/Naturenergie/Standorte.aspx>
- [KELAG 2012] Kraftwerksdaten, Kärntner Elektrizitäts-Aktiengesellschaft, 2012; download unter:  
[http://konzern.kelag.at/content/page\\_kraftwerke-8335.jsp](http://konzern.kelag.at/content/page_kraftwerke-8335.jsp)
- [KWO, 2012] KWOpus – Projektbeschreibung, Kraftwerke Oberhasli AG, 2012, download unter:  
<http://www.grimselstrom.ch/kwoplus/die-ideen-hinter-kwo-plus/>

- [NEP 2012] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, Netzentwicklungsplan Strom 2012, 2. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, 15.08.2012
- [Nord Pool Spot] Skandinavische Strombörse (Norwegen, Dänemark, Schweden, Finnland, Estland, Litauen)  
<http://www.nordpoolspot.com/>
- [NVE] Norwegisches Ministerium für Wasserressourcen und Energie  
<http://www.nve.no/>
- [NVE 2011a] Norwegisches Ministerium für Wasserressourcen und Energie , Energystatus 2011
- [NVE 2011b] Norwegisches Ministerium für Wasserressourcen und Energie Potenzial Wasserkraft in Norwegen; download unter  
<http://www.nve.no/PageFiles/3909/Vannkraftpotensial%202011.pdf?epslanguage=no>
- [NVE 2009] Norwegisches Ministerium für Wasserressourcen und Energie , Annual Report 2009
- [Pöyry 2008] Pöyry, Wasserkraftpotentialstudie Österreich, 2008
- [Prognos 2009] Modell Deutschland – Klimaschutz bis 2050. Erstellt von der Arbeitsgemeinschaft Prognos AG / Öko-Institut / Dr. Hans-Joachim Ziesing, 2009
- [Prognos / EWI / GWS 2010] Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung, Auftraggeber: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
- [Prognos 2011] Zwischenbericht II – Energieszenarien für die Schweiz bis 2050 – Erste Ergebnisse der angepassten Szenarien I und IV aus den Energieperspektiven 2007 – Elektrizitätsangebot, Prognos AG, 2011, Auftraggeber: Bundesamt für Energie, Basel
- [Repower 2012] Projekt Lagobianco, Repower AG, 2012, download unter:  
<http://www.repower.com/ch/projekte/lagobianco/>
- [Salzburg AG 2012] Kraftwerksdaten, Salzburg AG für Energie, Verkehr und Telekommunikation, 2012, download unter  
<http://www.salzburg-ag.at/herkunft/anlagen/>
- [SINTEF] SINTEF Energy Research, Task 16.2.2 Hydro Potential and Barriers, 23.01.2012
- [SRU 2011] Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung, Sondergutachten des Sachverständigenrates für Umweltfragen, Januar 2011
- [Svensk Energi] Svensk Energi, The Electricity Year 2010



- [TIWAG 2012] Kraftwerksdaten, Tiroler Wasserkraft AG, 2012; download unter:  
<http://www.tiroler-wasserkraft.at/de/hn/stromerzeugung/kraftwerkspark/index.php>
- [TSO 2012] Ermittlung der technischen Mindesterzeugung des konventionellen Kraftwerksparks zur Gewährleistung der Systemstabilität in den deutschen Übertragungsnetzen bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien, IAEW, Consentec, FGH 2012 im Auftrag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber  
[http://www.50hertz.com/de/file/4TSO\\_Mindesterzeugung\\_final.pdf](http://www.50hertz.com/de/file/4TSO_Mindesterzeugung_final.pdf)
- [Verbund 2012] Kraftwerksdaten, Verbund AG, 2012; download unter:  
<http://www.verbund.com/pp/de/>
- [VKW-Illwerke 2012] Kraftwerksdaten, Vorarlberger Illwerke Aktiengesellschaft, 2012; download unter:  
<http://www.illwerke.at/inhalt/at/184.htm>
- [WEC] World Energy Council, 2010 Survey of Energy Resources