

Die Nachfrageseite des Kapazitätsmarktes

Daniel HÜTTER, Heinz STIGLER, Udo BACHHIESL

Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, Technische Universität Graz,
Inffeldgasse 18, 8010 Graz, 0316/8737904, www.iee.tugraz.at

Kurzfassung: Die derzeitige Diskussion über Kapazitätsmärkte darf einen der wichtigsten Aspekte, die Nachfrage, nicht aus den Augen verlieren. In den diversen Ansätzen werden großteils Vorschläge zur Umgestaltung des Marktes und der Erzeugungsseite gegeben, jedoch der Endkunden, wenn überhaupt, nur am Rande betrachtet. In dieser Arbeit soll ein Blick auf mögliche Auswirkungen von Lastveränderungen, speziell auf den notwendigen Kraftwerkszubau in den verschiedenen Szenarien, geworfen werden.

Keywords: Kapazitätsmarkt, Nachfrage, PDSM

1 Einleitung

Ein Fokus der Energiewende ist die Notwendigkeit von Kraftwerkszubauten in den nächsten Jahrzehnten in Deutschland. Insbesondere aufgrund der Forcierung erneuerbarer Energien werden Zubauten thermischer Erzeugungsanlagen in Zukunft notwendig werden. Ein wichtiges Schlagwort in diesem Zusammenhang ist „Volllaststunden“. Diese sinken für thermische Anlagen durch die vermehrte Einspeisung durch EE in Zukunft (und auch schon derzeit) massiv. Ein Punkt der dabei in Vernachlässigung gerät ist die Nachfrage, welche erst Kapazitäten bedingt, da die Forderung „Erzeugung=Verbrauch“ zu jedem Zeitpunkt erfüllt sein muss.

Kurz umrissen bedeutet dies:

- Es gibt einen Umbruch im europäischen (deutschen) Elektrizitätssystem
- Energiewende in DE mit ständig wechselnden Rahmenbedingungen
- Kraftwerke werden zur Stilllegung angemeldet (Bundesnetzagentur, 2014)
- Keine Neuinvestitionen im großen Stil geplant
- EE verringern die Einsatzzeiten thermischer Anlagen, aber die Fluktuationen müssen trotz der durch sie geringen Preise ausgeglichen werden
- Kernenergieausstieg bis 2022
- Nachfrage wird nur sehr zögerlich in den Energiewende-Prozess eingebunden

2 Berechnungen

In diesem Abschnitt wird über die Auswertung verschiedener Lastgänge versucht den Zusammenhang zwischen Spitzenlast und notwendiger Kraftwerkskapazität festzustellen. Dieser Zusammenhang ist in den ATLANTIS Simulationen nahezu linear, und wird mit fünf Stützpunkten abgebildet. Dabei haben alle diese Szenarien gemein, dass der Betrachtungszeitraum zwischen 2006 bis 2030 liegt.

2.1 Definition der Szenarien

Im Folgenden werden fünf plus eins unterschiedliche Szenarien mit dem Simulationsmodell ATLANTIS gerechnet:

- Grundlastgang des NEMO 1 Gutachtens der CONSENTEC (Consentec, 2012)
- Verminderung der Spitzenlast um 3 GW bei gleichbleibender Jahresgesamtenergie
- Verminderung der Spitzenlast um 6 GW bei gleichbleibender Jahresgesamtenergie
- Verminderung der Spitzenlast um 9 GW bei gleichbleibender Jahresgesamtenergie
- Erhöhung der Spitzenlast um 3 GW bei gleichbleibender Jahresgesamtenergie
- Ausbau der Windenergie bis zum Jahr 2030 auf 45 GW

Eine weitere Unterscheidung erfolgt durch die Wahl einer Sicherheitsreserve von 5 % als Aufschlag auf die verminderte Jahreshöchstlast. Dadurch wird nicht mehr das minimale Ergebnis, sondern ein realer Wert für den notwendigen Kraftwerkszubau erzielt. Die Darstellung eines Spitzenlastausschnitts der Lastgänge ohne die Sicherheitsreserve bietet Abbildung 1. Aufgrund der Verbindung zur Realität werden in dieser Ausführung nur die Ergebnisse mit Sicherheitsreserve dargestellt.

Als Simulationsannahme für alle Szenarien im Modell ATLANTIS erfolgt eine Aufteilung der Jahrestunden auf fünf Perioden. Die Hochlastperiode, welche 3.120 Stunden des Jahres (wochentags von 8 bis 20 Uhr) betrifft, wurde in drei Teile untergliedert: Die fünf höchsten Prozent/ die nächsten 25 Prozent/ die restlichen 70 Prozent der Stunden geordnet nach Nachfragehöhe. Dadurch kann eine detaillierte Betrachtung der Spitzenlast durchgeführt werden. Die Niedriglastperiode ist weniger von Bedeutung und umfasst 5.640 Stunden die im Verhältnis 80/20 aufgeteilt wurden.

2.1.1 Grundlastgang

Wie bereits erwähnt, wird der Grundlastgang des NEMO 1 Gutachtens von Consentec verwendet (Consentec, 2012). Dabei erfolgt eine Aufteilung der Last auf Haushaltskunden und einer aggregierten Gruppe aus Gewerbe/Handel/Dienstleistungen und Industrie. Die absolute Lastspitze dieser beiden Lastgänge zusammen liegt bei 85.848 MW. Die beiden Lastgänge werden getrennt in ATLANTIS implementiert und können jederzeit separat verändert werden. Es finden sich auch andere Quellen für Lastgänge wie beispielsweise die Prognos AG (Prognos AG, 2012), welche eine Lastspitze von 83300 MW im Jahr 2010 angibt, doch aufgrund der guten vorliegenden Datenlage bei der Erstellung werden die Daten der Consentec verwendet.

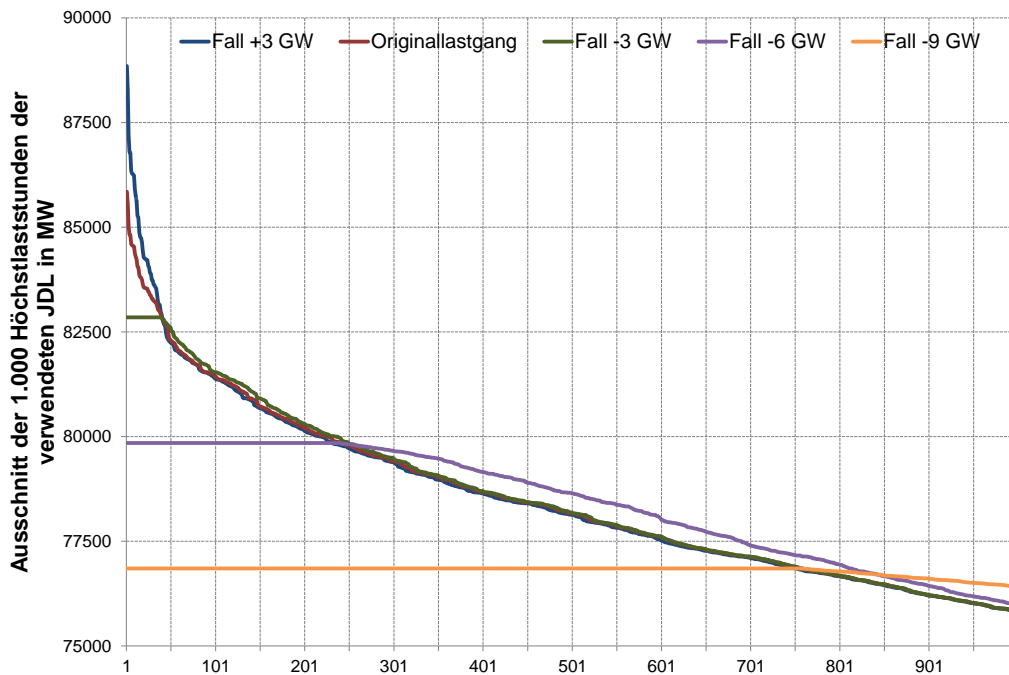


Abbildung 1: Ausschnitt der 1.000 Jahreshöchstlaststunden (Jahresdauerlinie) der Nachfrage die für die Berechnungen erstellt und verwendet wurden (Quelle: (Consentec, 2012); eigene Berechnung und Darstellung)

2.1.2 Kraftwerke in den Simulationen

Für die Simulationen wurden zwei Varianten eines Kraftwerksparks verwendet. Zum einen werden alle Kraftwerke die per Stichtag 1.1.2012 am Netz sind genau in dieser Weise dort belassen. Dies bedeutet, jedes Kraftwerk das an diesem Tag am Netz war bleibt am Netz bis zum Ende der Simulation. Falls in dieser Zeit die technische Nutzungsdauer ausläuft, so wird das Kraftwerk am selben Standort mit denselben Parametern wiedererrichtet (Abbildung 2). Die einzigen auslaufenden Kraftwerkstypen sind Ölkraftwerke, die nicht mehr Stand der Technik sind und aus wirtschaftlichen und umweltpolitischen Gründen nicht erneuert werden, und Kernkraftwerke, die laut politischen Beschlüssen 2022 auslaufen.

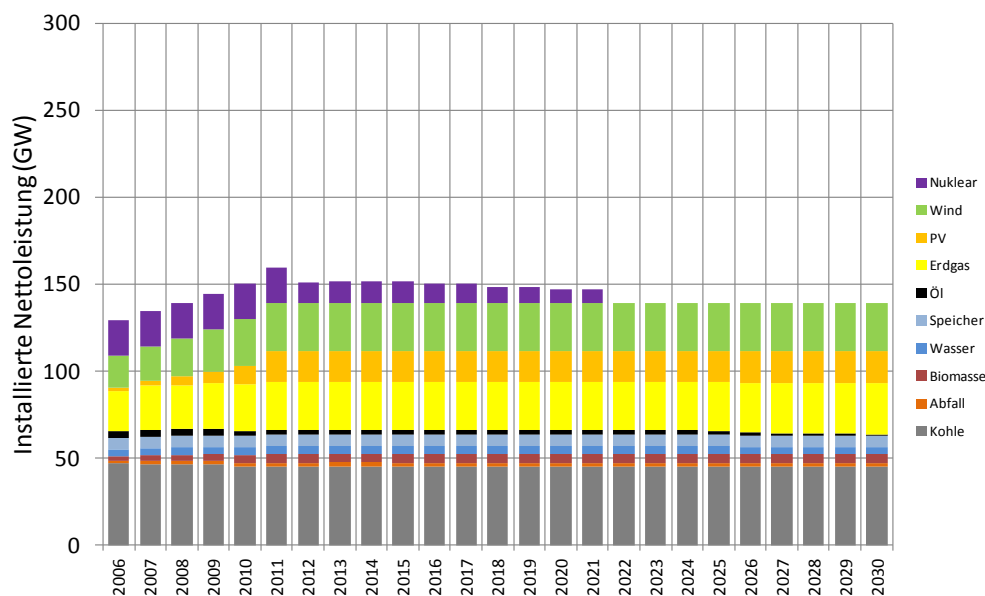


Abbildung 2: Kraftwerkspark bei der Betrachtung der Lastveränderungen in Deutschland

Zum anderen werden bis zum Jahr 2030 45 GW an Windenergie zugebaut (davon 8,5 GW Off-shore), um den Zielen der Versorgung mit erneuerbaren Energien die ebenfalls politisch gewollt werden entgegenzukommen (Abbildung 3).

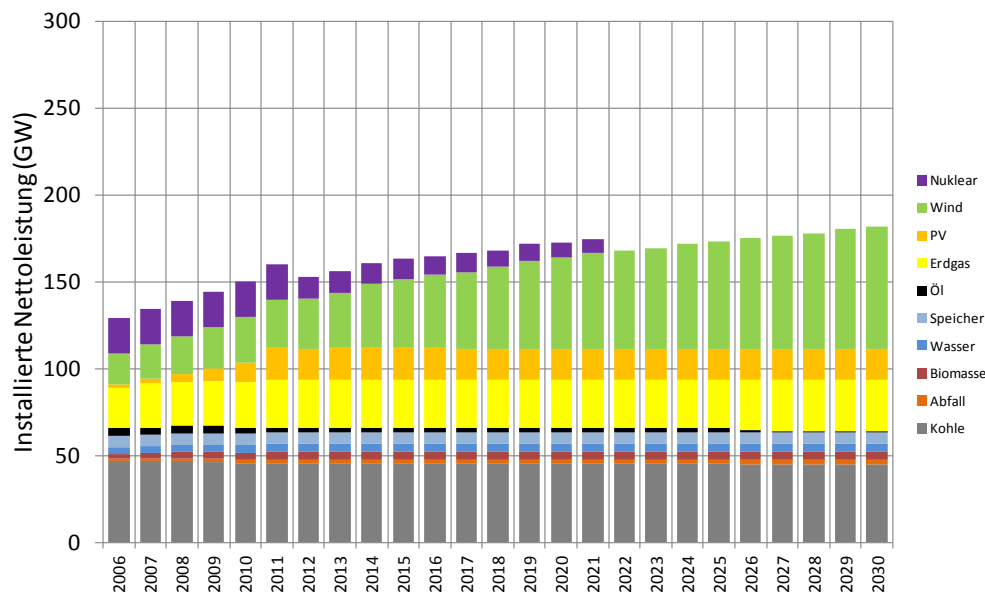


Abbildung 3: Kraftwerkspark im Fall des Windkraftzubaus in Deutschland

2.1.3 Veränderung der Last um x GW

Aufgrund der Stellung Deutschlands als Industriestandort ist definitive Potential für Lastverschiebungen vorhanden. In den Simulationen wird versucht den Einfluss einer Spitzenlastveränderung um x GW quantitativ anhand der notwendigen Zubauten zur Spitzenlastdeckung zu bewerten. Die Anwendung der Potentiale, beginnend mit drei GW, entspricht einer Hochrechnung aus einem vom Autor für die FFG durchgeführten Projektes in Österreich. Hierbei konnte mittels Interviews und Fragebögen ein „gesichertes“ Potential für die Lastverschiebung von 300 MW für Österreich festgestellt werden. Aus Einfachheitsgründen kann hier für Deutschland eine Verzehnfachung angenommen werden, da auch die Spitzenlast, die Energienachfrage... rund zehn Mal so groß sind wie in Österreich. Diese Schlussfolgerung ergibt die Fälle plus und minus drei GW. Die beiden Fälle mit minus sechs und minus neun GW sind Extremfälle, um weitere Auswirkungen zu betrachten. Für die Veränderung des Lastgangs wie er in Abbildung 1 dargestellt wird hat der Autor die jeweiligen Verschiebungen ermittelt, und per Hand in den Lastgang implementiert. Da das Modell ATLANTIS mit Periodenwerten rechnet, also nicht stundenscharf 8760-mal im Jahr, ist solch eine vereinfachende Betrachtung durchaus zulässig. Eine genauere Betrachtung ist aufgrund der Unsicherheiten bei solch einem langen Betrachtungszeitraum aus Sicht des Autors nicht sinnvoll.

2.2 Auswertung der Kraftwerkszubauten

Für den Kraftwerkszubau im Modell ATLANTIS wurden aus Kostengründen ausschließlich Erdgasturbinen als Technologie herangezogen. Diese stellen die günstigste Technologie im Bereich der Investitionskosten dar, wobei die Energieerzeugung relativ teuer ist. Da jedoch die Zubaukraftwerke nicht übermäßig viele Betriebsstunden aufweisen, ist diese Wahl gerechtfertigt.

2.2.1 Die Leistungsauswertung

In allen hier betrachteten Fällen der Leistungsauswertung wurden hier 5 % als Sicherheitsreserve auf die Spitzenlast aufgeschlagen. Dieser Aufschlag ist durch die Herangehensweise der ENTSO-E zur Spitzenlastdeckung begründet (ENTSO-E, 2013). Die Simulationsergebnisse gelten jeweils für eine rein nationale Betrachtung zur Lastdeckung in Deutschland OHNE Anbindung ans Ausland. Der zeitliche Verlauf der notwendigen Kraftwerkszubaute kann Abbildung 4 entnommen werden.

Der größte Sprung beim Kraftwerksbedarf ist erwartungsgemäß im Jahr 2022 zu sehen. Hier gehen die Kernkraftwerke vom Netz und es werden dementsprechend Ersatzkraftwerke benötigt. Jedoch werden bereits in früheren Jahren Zubaute vorgenommen. Im Fall des „originalen“ und des „plus drei GW“ Lastgangs bereits ab dem Jahr 2016. Insgesamt ist der Zubaubedarf vom Niveau der Spitzenlast klar beeinflusst. Den größten Unterschied findet man beim Fall der drei GW Lastsenkung. Dieses Ergebnis ist umso erfreulicher, da diese Reduktion den realistischsten Fall der Lastsenkungen darstellt. Hier konnten Kapazitäten in einem Umfang von 3.800 MW eingespart werden. Bei weiterer Lastsenkung hat sich der Effekt der Verringerung des Zubaubedarfs zwar fortgesetzt, er wurde jedoch abgeschwächt. Im Fall der Laststeigerung hat sich ein lineares Bild gezeigt, was ein Hinweis auf die gute Funktionsweise des Modells ist. Ein weiteres Ergebnis ist, dass ein Zubau von 45 GW Windkraft bis zum Jahr 2030 gleich viele Zubaute bedingt wie eine Spitzenlastsenkung von neun GW.

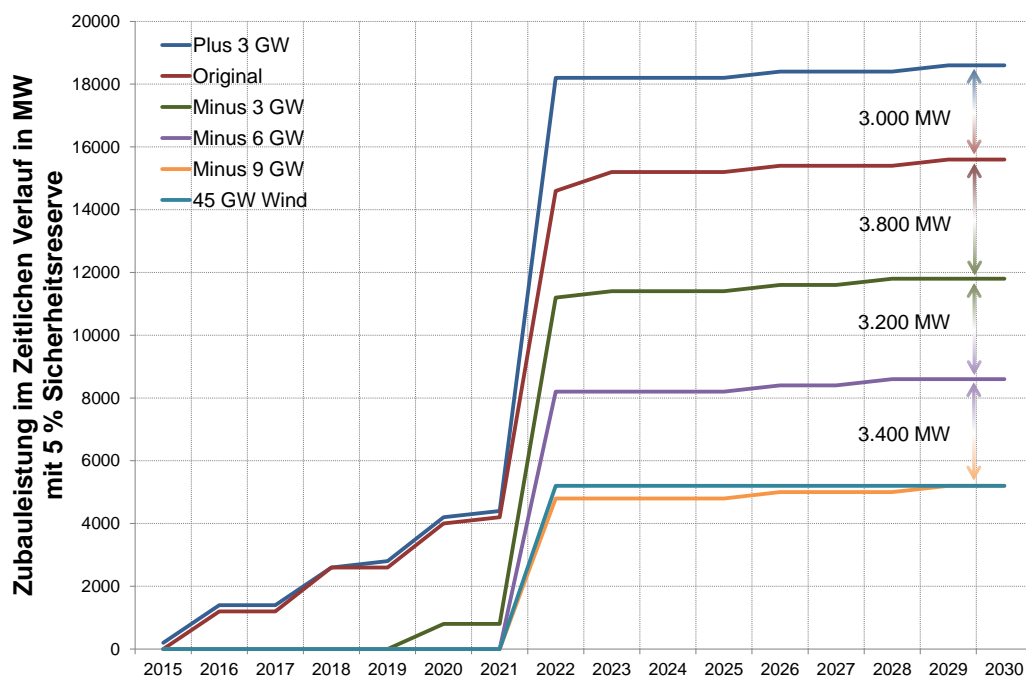


Abbildung 4: Kraftwerkszubaubedarf für die verschiedenen Nachfragfälle und 5 % Sicherheitsreserve (Aufschlag)

Konkret sind bei einer Lastsenkung um drei GW 40 Stunden des Jahres betroffen, in denen eine Nachfrageanpassung geschehen muss. Diese 40 Stunden weisen insgesamt einen Energieinhalt von 39 GWh auf, der verschoben werden müsste. Dies entspricht ca. 0,7 ‰ des Gesamtenergiebedarfs von Deutschland, und müsste um 2-5 Stunden verlagert werden. Für die Fälle von sechs bzw. neun GW Lastsenkung sind bereits 147 respektive 758 Stunden des Jahres für eine notwendige Lastsenkung betroffen, was einen massiveren Eingriff bedeutet.

2.2.2 Die Auswertung der Energie

Für die Auswertung der Energie wurden zwei konkrete Zeitpunkte gewählt. Diese sind das Jahr 2022 und das Jahr 2030. 2022 stellt mit dem Kernenergieausstieg eine besondere Herausforderung dar, und 2030 liegt am Ende des Betrachtungszeitraums. Die Darstellungen zur Bewertung des Energieeinsatzes erfolgt jeweils unterteilt in Peak und Off-Peak Periode. In den Darstellungen bedeutet ein Wert von „1“, dass alle Zubaukraftwerke in der jeweiligen Periode mit voller Leistung gefahren sind und über den kompletten Betrachtungszeitraum produziert haben.

Auswertung zum Jahr 2022:

In den Grafiken Abbildung 5 und Abbildung 6 werden die Verhältnisse des Einsatzes der Zubaukraftwerke im Jahr 2022 aufgeteilt in Peak und Off-Peak Periode dargestellt. Um eine bessere Differenzierung der Ergebnisse zu erhalten, werden die Lastveränderungen als Balken dargestellt, wohingegen der „Original“ Lastgang und der Fall der zusätzlichen Windkraftwerke als Linien eingezeichnet werden.

Peak 2022:

- Original: Auslastungsgrad mittel; über das ganze Jahr ähnlich
- Plus 3 GW: Ähnlich original; profitiert von Lastspitzen in der Peak Zeit
- Minus 3 GW: Auslastung hoch; mehr einsatzstunden durch geringeres Angebot
- Minus 6 GW: Auslastung nahe 100 %; wenig Zubaukraftwerke
- 45 GW Wind: Die Ganglinie des Windes mit Wintercharakteristik ist erkennbar
- Minus 9 GW: Aufgrund des geringen Zubaus war die Energiedeckung nicht mehr in allen Perioden möglich, weshalb hier kein Eintrag zu finden ist

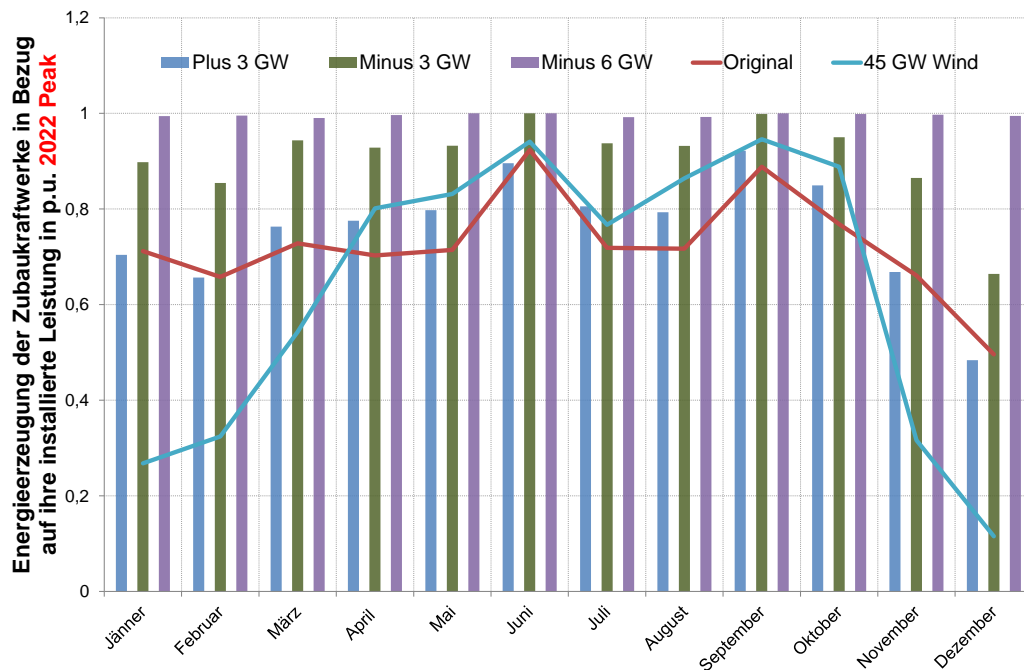


Abbildung 5: Auslastung aller Zubaukraftwerke im Jahr 2022 für alle Simulationen (Periode PEAK)

Off-Peak 2022:

- Original: Auslastungsgrad sehr gering; in den Monaten variierend
- Plus 3 GW: nahezu ident dem Original-Fall
- Minus 3 GW: Steigende Auslastung, jedoch insgesamt gering
- Minus 6 GW: Akzeptable Anzahl an Volllaststunden auch in der Off-Peak Periode
- 45 GW Wind: Kein einziger Einsatzfall der Zubaukraftwerke in der Off-Peak Periode
- Minus 9 GW: Aufgrund des geringen Zubaus war die Energiedeckung nicht mehr in allen Perioden möglich, weshalb hier kein Eintrag zu finden ist

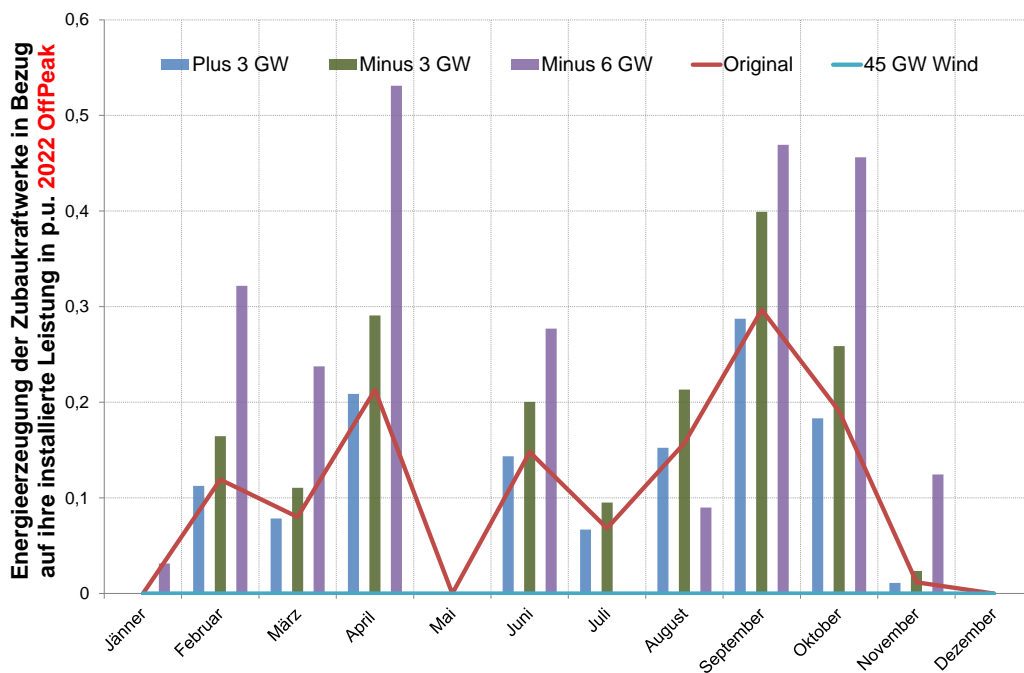


Abbildung 6: Auslastung aller Zubaukraftwerke im Jahr 2022 für alle Simulationen (Periode OFF-PEAK)

Zwischenfazit: Die Volllaststunden der Zubaukraftwerke sind vor allem in der Peak Periode als zufriedenstellend zu bewerten. Es zeigt sich jedenfalls, dass auch die Energie dieser Kraftwerke für ein funktionierendes Elektrizitätssystem benötigt wird, denn für den Fall „minus neun GW“ konnte aufgrund des geringen notwendigen Zubaus keine Energiedeckung erreicht werden. In der Off-Peak Periode ist die Auslastung dürftig. Die Gesamteinsatzzeiten werden in grafischer Form am Ende der Arbeit präsentiert.

Auswertung zum Jahr 2030:

In den Grafiken Abbildung 7 und Abbildung 8 werden die Verhältnisse des Einsatzes der Zubaukraftwerke im Jahr 2030 wiederum aufgeteilt in Peak und Off-Peak Periode dargestellt. Die Darstellung erfolgt analog zum Fall 2022.

Peak 2030:

- Original: Auslastungsgrad mittel; Windcharakteristik erkennbar
- Plus 3 GW: Nahezu ident dem „Original“ Fall
- Minus 3 GW: Geringfügig weniger Auslastung als 2022
- Minus 6 GW: Auslastung weiterhin nahe 100 %
- 45 GW Wind: Einbruch gegenüber 2022 aufgrund des stetigen Wind Zubaus
- Minus 9 GW: Aufgrund des geringen Zubaus war die Energiedeckung nicht mehr in allen Perioden möglich, weshalb hier kein Eintrag zu finden ist

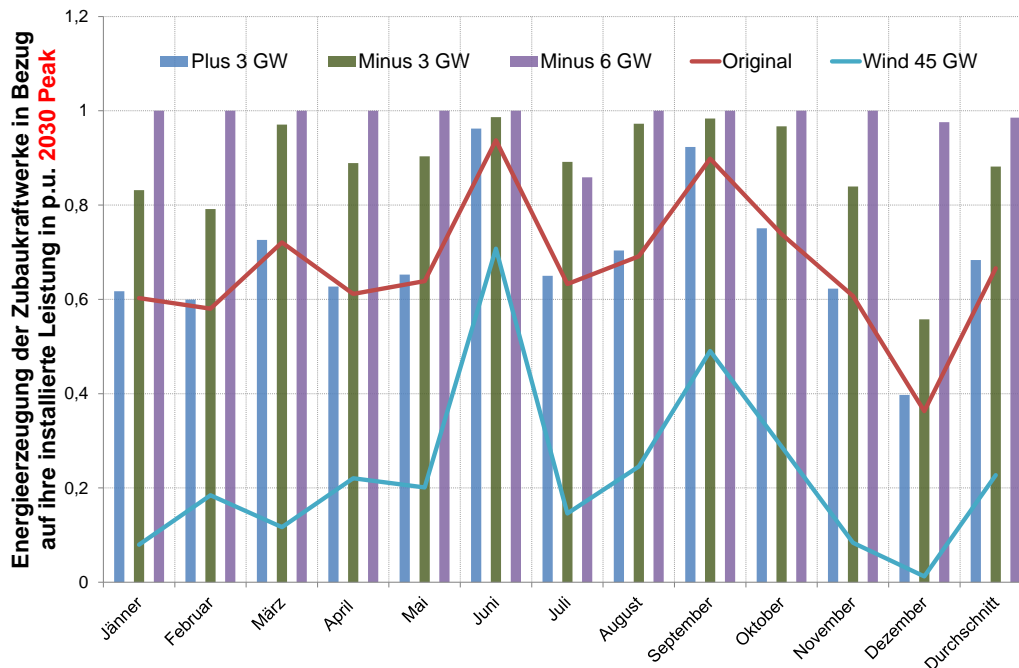


Abbildung 7: Auslastung aller Zubaukraftwerke im Jahr 2030 für alle Simulationen (Periode PEAK)

Off-Peak 2030:

- Original: Auslastungsgrad nahe bei null
- Plus 3 GW: Auslastungsgrad nahe bei null
- Minus 3 GW: Steigende Auslastung, jedoch insgesamt gering
- Minus 6 GW: Einziger Fall bei dem signifikant Energie produziert wird
- 45 GW Wind: Kein einziger Einsatzfall der Zubaukraftwerke in der Off-Peak Periode
- Minus 9 GW: Aufgrund des geringen Zubaus war die Energiedeckung nicht mehr in allen Perioden möglich, weshalb hier kein Eintrag zu finden ist

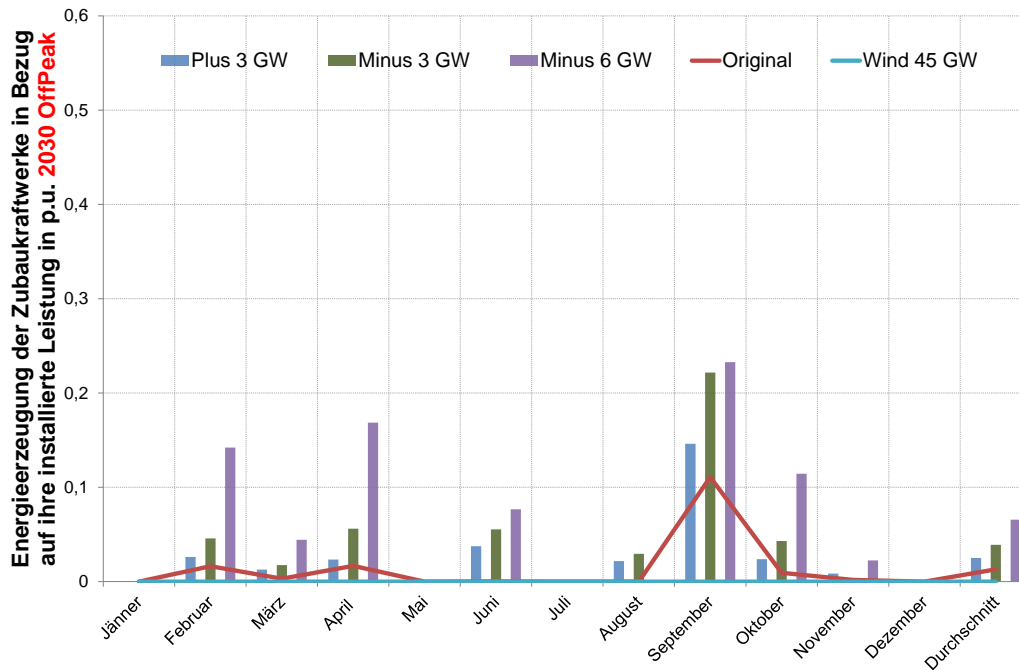


Abbildung 8: Auslastung aller Zubaukraftwerke im Jahr 2030 für alle Simulationen (Periode OFF-PEAK)

Zwischenfazit: Im Jahr 2030 hat sich die Kraftwerksauslastung in allen Fällen verringert. Vor allem der forcierte Bau von Windkraftanlagen verringert die Einsatzstunden der Gaskraftwerke massiv. Die benötigten 5.600 MW konventionelle Erzeugung produzieren weit unter 1.000 Stunden pro Jahr, was jede andere Technologie als Gasturbinen absurd erscheinen lässt.

Gegenüberstellung der Einsatzzeiten aller Zubaukraftwerke:

In Abbildung 9 folgt die Übersicht aller ausgewerteten Fälle hinsichtlich der jährlichen Einsatzdauern. Typische Einsatzstunden von Kraftwerkstypen variieren je nach Anwendungszweck. So sind Kernkraftwerke oder Braunkohlekraftwerke als Grundlastkraftwerke einzustufen, welche jährliche Einsatzzeiten von 6.800 bis 8.000 Stunden (Kernenergie) bzw. 6.000 bis 7.000 Stunden (Braunkohle) aufweisen. Steinkohle (3.800 bis 4.500 Stunden) und GuD Kraftwerke mit rund 3.500 Stunden werden in den meisten Fällen als Mittellastkraftwerke eingesetzt. Gasturbinen haben meist jährliche Vollaststunden von unter 1.000 und zählen somit zu den Spitzenlastkraftwerken (Agentur für erneuerbare Energien, 2012). Aus den Angaben in Abbildung 9 kann nun geschlussfolgert werden, dass die einzige Technologie die auf lange Frist sinnvoll zugebaut werden kann Gasturbinen sind. Speziell wenn Windkraftanlagen weithin in beträchtlichem Maße zugebaut werden, machen Grund- oder Mittellastkraftwerke wenig bis gar keinen Sinn.

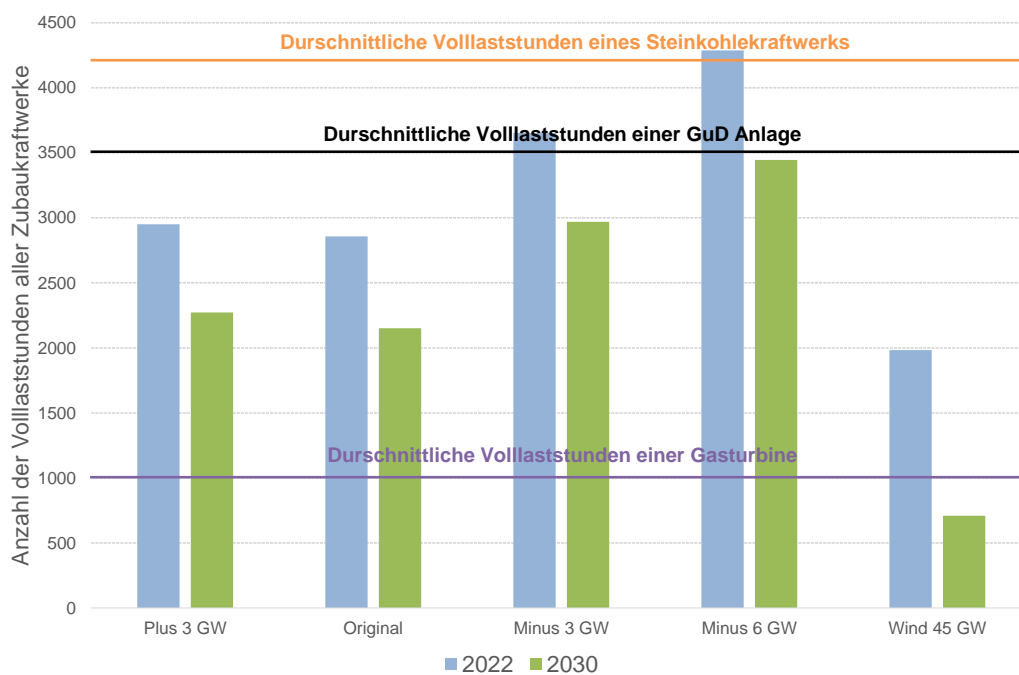


Abbildung 9: Übersicht der errechneten Volllaststunden bei Variation der Nachfrage (Eingezeichnet sind weiters durchschnittliche Jahresvolllaststunden von verschiedenen Kraftwerkstypen)

3 Misstände der derzeitigen Nachfragestruktur?

Die Nachfrage nach elektrischer Energie, vor allem im Haushaltsbereich, ist durch die vorherrschende Durchschnittsbepreisung von Energie bei Endkunden ungenügend gut gelöst. Der Begriff „Energie“ und dessen Wertigkeit werden durch solch ein Schema nicht vermittelt. Einige Misstände aus Sicht des Autors werden in diesem Kapitel kurz angerissen.

3.1 Ungerechtigkeiten in der Aufteilung der Kosten

Prinzipiell müsste jeder Kunde für die durch ihn verursachte Nachfrage nach Leistung zur Spitzenlastzeit bezahlen. Tatsächlich werden aber nur wenige Kunden tatsächlich leistungsgemessen. Ohne eine solche Leistungsmessung kann keine sinnvolle oder realistische Aufteilung der Spitzenlast erfolgen. Die Art und Weise wie die Leistung in der Durchschnittsbepreisung der Versorger im Endkundensektor berücksichtigt wird, ist nicht nachvollziehbar. Auch die Sinnhaftigkeit einer Aufteilung eines zeitlich begrenzten Umstands (November bis Februar) auf das ganze Jahr ist laut Meinung des Autors nicht zielführend. Deswegen sollte in Zukunft nicht weiter mit dem alleinigen Mittel der Energiebepreisung gearbeitet werden, da diese nicht die Anforderungen an das zukünftige Elektrizitätssystem darstellen.

3.2 Quersubventionierung der Spitzenverursacher

Personen die direkt am Ausbau von Kraftwerksleistung beteiligt sind wissen dies zum einen oft nicht. Sie erhalten kein Preissignal, welches sie dazu veranlassen würde dies zu glauben. Dies ist wiederum zu einem großen Teil dem Umstand geschuldet, dass die meisten Endkunden nicht leistungsgemessen werden und deshalb nicht für die Kosten die sie verursachen in die Pflicht genommen werden können. Die Solidarisierung der Kosten für Kapazitätzubau stellt somit eine Art der Quersubventionierung dieser Verbraucher dar.

3.3 Lastanstieg wird nicht gebremst

Durch die mangelhafte Verrechnungsstruktur in der Elektrizitätswirtschaft (speziell im Endkundenbereich), fehlt das Bewusstsein der Kunden für ihren Energieverbrauch. In erster Linie wäre eine gezielte Aufklärung zu den Begriffen Energie und Leistung wünschenswert. Solche eine Bewusstseinsbildung muss bereits in jungen Jahren beginnen, um eine Verhaltensänderung bewirken zu können.

Derzeit fehlt den Endkunden die Information über die Kosten der Stromerzeugung zur Spitzenlastzeit bzw. zur restlichen Zeit des Jahres. Ein Schritt in die richtige Richtung stellt der in Frankreich verwendete „Tarif Bleu: Option Tempo“ dar. Dabei werden die Kunden mit drei mal zwei unterschiedlichen Preisniveaus verrechnet. Der höchste Tarif darf dabei von der EDF nur 22-mal pro Jahr ausgewiesen werden und dies nur zwischen Oktober und März. An weiteren 43 Tagen wird ein gehobenes Preisniveau verrechnet, wobei dies ganzjährig passieren darf. Die restliche Zeit wird ein geringer Preis veranschlagt. Dadurch haben die Kunden ein deutliches Preissignal und passen die Nachfrage dementsprechend an, oder bezahlen einen angemessenen Preis für die bezogene Energie. Weiters gibt es eine Tarifkomponente für die bezogene Leistung eines Kunden. Der Tarif wird hier nur umrissen und kann in seiner Gesamtheit auf der EDF Homepage nachgelesen werden (EDF, 2013).

3.4 Das Standardlastprofil

Das Standardlastprofil stellt die Aggregation und Normierung einzelner Kundengruppen für Berechnungen wie beispielsweise jene zum benötigten Stromeinkauf eines Unternehmens dar. Die Einteilung erfolgt in Haushaltskunden, diverse Gewerbekundengruppen und Landwirtschaften (plus Sondergruppen wie bspw. die öffentliche Beleuchtung) (APCS, 2013). Wenn ein Versorger seine Kundenstruktur gut kennt, also Art und geographische Verteilung der Kunden sowie deren Anzahl, so kann er Bedarfsprognosen erstellen und sich zeitig auf zukünftige Nachfrage einstellen. Ein Erschwernis das hierbei in den letzten Jahren aufgekommen ist, ist die Wechselmöglichkeit der Kunden seit der Liberalisierung der Elektrizitätswirtschaft. Durch diese mögliche Fluktuation wird die Vorscheurechnung zwar beeinflusst, jedoch sind die Wechselraten der Endkunden (noch) relativ gering.

In einem Standardlastprofil wird jeder Kunde einer Gruppe gleich „behandelt“. Das heißt, nur die Summe der Kunden ergibt den Lastgang, wobei ein einzelner Kunde untergeht. Dies entspricht allerdings nicht der Realität, und spricht gegen die Theorie der Spitzenlastbepreisung. In der Theorie der Spitzenlastbepreisung sollte jeder Verursacher von Leistungszubau auch dafür bezahlen müssen, wohingegen durch Standardlastprofile eine Sozialisierung der Kosten herbeigeführt wird. Ein Hauptgrund dem dies geschuldet ist, sind die geringen Informationen mit denen ein Versorger arbeiten muss. Lediglich durch die jährliche Energieablesung muss die Rechnung für einen Großteil der Endkunden gelegt werden, ohne Rückschlüsse auf den zeitlichen Verlauf des Verbrauchs haben zu können. Um dies zu verdeutlichen, werden in Abbildung 10 die Werte des Standardlastprofils der APCS (APCS, 2013), welche an jene des VDE angelehnt sind, mit den Lastdaten aller Haushalte im Gutachten NEMO I von Consentec (Consentec, 2012) für die gleiche Verbrauchergruppe, die Haushalte, gegenübergestellt. Aus diesem Vergleich kann qualitativ eine enorme Diskrepanz festgestellt werden, was den Verdacht erhärtet, dass eine Sozialisierung der Kosten für den Kapazitätszubau nicht sinnvoll ist. Die einzig gerechte Methodik für die Verrechnung der Spitzenlast wäre es, alle Kunden mittels Messungen (Leistung) für ihr verursachtes Zubaumaß in die Pflicht zu nehmen. Dies wäre beispielsweise durch die geeignete Ausführung einer flächendeckenden Umsetzung von Smart Metern durchaus vorstellbar und möglich.

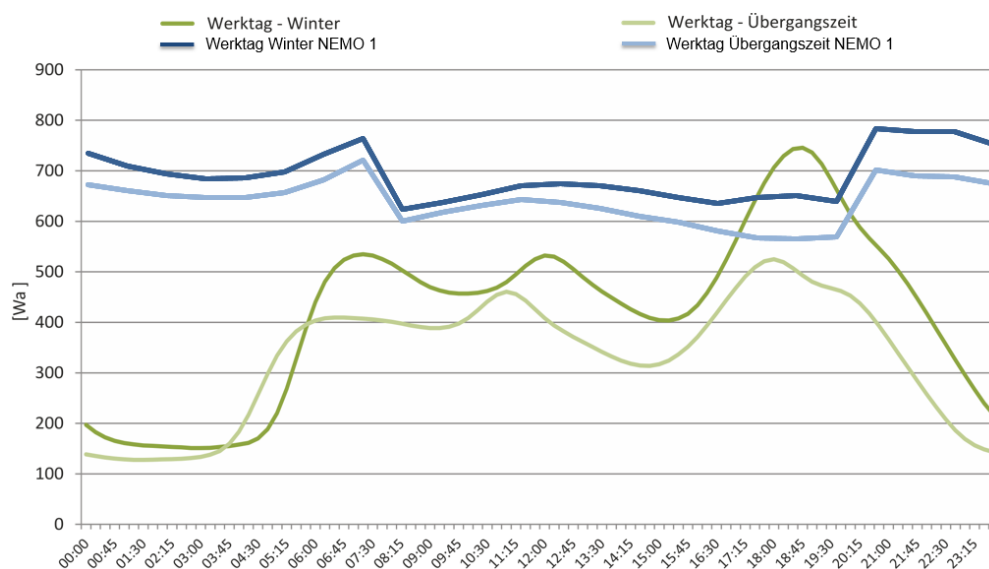


Abbildung 10: Vergleich ausgewählter Teile des Haushaltsstandardlastprofils H0 mit der Datenreihe des NEMO I Gutachtens (Quellen: (APCS, 2013) (Consentec, 2012); eigene Darstellung)

4 Schlussfolgerungen

Die Betrachtung der Nachfrageseite führt zwei Dinge klar vor Augen: Zum einen kann mittels geringem Aufwand bei der Lastverlagerung bereits viel erreichen. Wenn die höchsten drei GW Leistungsnachfrage auf ein Niveau gebracht werden, dann müssen in Deutschland lediglich 39 GWh an Energie in 40 Stunden des Jahres verschoben werden. Dadurch hat sich eine Einsparung von 3.800 MW ergeben. Solch ein einfach zu erreichendes Potential sollte und müsste bei der Betrachtung von Kapazitätsmärkten in Zukunft berücksichtigt werden. Jedoch wird in den bestehenden Ansätzen meist nur auf die Erzeugerseite eingegangen, und der wahre Verursacher des Problems, der Nachfrager (die Nachfrage), wird nicht miteinbezogen.

Außerdem kann durch eine Vergleichmäßigung des Verbrauchs auch eine effektivere Nutzung der zugebauten Kraftwerke erreicht werden. Speziell durch die Forcierung EE mit dargebotsabhängiger Erzeugungscharakteristik sinken die Volllaststunden von thermischen Kraftwerken massiv, was auch bestehende Anlagen an den Rand der Wirtschaftlichkeit, oder darüber hinaus treibt. Wenn nun weniger Neubauten benötigt werden und dafür diese und bestehende Anlagen effizienter genutzt werden können, so sieht dies der Autor als eine win-win-Situation.

Um bei der „Krankheit“ Spitzenlastproblem nicht die Symptome, sondern die Ursache bekämpfen zu können, sollten erstens bewusstseinsbildende Maßnahmen gesetzt werden um die Verbraucher über die Elektrizitätswirtschaft und ihre Besonderheiten aufzuklären, und zweitens muss versucht werden die Verursacher eines Kapazitätzubaues auch dafür bezahlen zu lassen. Durch das Unwissen der Bevölkerung, in Kombination mit der Sozialisierung der Kosten für Zubau, kann in keiner Weise ein effizienter Umgang mit Ressourcen erwartet werden. In diesem Zusammenhang steht auch die Verwendung mit Standardlastprofilen im Raum, welche aufgrund der heute technischen Möglichkeiten aus Sicht des Autors nicht mehr zeitgemäß ist.

Aufgrund der nicht vorhandenen Umsetzung von Leistungsmessung im Haushaltskundenbereich ist im ersten Schritt die Aufbringung von Potentialen im Industriebereich gefragt, bei der der Industriestandort Deutschland sicherlich gute Chancen zur Flexibilisierung der Last hat.

Literaturverzeichnis

Agentur für erneuerbare Energien. (November 2012). Abgerufen am 2014 von http://www.energie-studien.de/uploads/media/AEE_Dossier_Studienvergleich_Investitionskosten_nov12.pdf

APCS. (2013). *Austrian Power Clearing and Settlement*. Von <http://www.apcs.at/de/clearing/technisches-clearing/lastprofile> abgerufen

Bundesnetzagentur. (02 2014). Von http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/KWSAL/KWSAL_2014_02_04.pdf?__blob=publicationFile&v=12 abgerufen

Consentec. (April 2012). *Bundesnetzagentur*. Abgerufen am 10. 2013 von http://nvonb.bundesnetzagentur.de/netzausbau/Gutachten_NEMO_I.pdf

EDF. (2013). *Option Tempo Tarifübersicht EDF Homepage*. Abgerufen am 2014 von <http://particuliers.edf.com/gestion-de-mon-contrat/options-tempo-et-ejp/option-tempo/details-de-l-option-52429.html>

ENTSO-E. (April 2013). *european network of transmission system operators for electricity*. Von <https://www.entsoe.eu/about-entso-e/system-development/system-adequacy-and-market-modeling/soaf-2013-2030/> abgerufen

Prognos AG. (November 2012). *Bedeutung der thermischen Kraftwerke für die Energiewende*. Abgerufen am 2014 von http://www.prognos.com/fileadmin/pdf/publikationsdatenbank/121107_Prognos_Studie_Bedeutung_thermische_Kraftwerke.pdf

Stigler, H. (2013). *EDRC - European Demand Response Center Final Report*.