

BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.
Reinhardtstraße 32
10117 Berlin

Energie-Info

BDEW-Kraftwerksliste April 2012

Kommentierte Auswertung

Geschäftsbereich Strategie und Politik

Abteilung Volkswirtschaft

Berlin, 02. Mai 2012



1 Einführung

Die BDEW-Kraftwerksliste erfasst regelmäßig Kraftwerksprojekte mit einer elektrischen Leistung von größer 20 MW, die sich aktuell im Bau, im Genehmigungsverfahren oder in der Planungsphase befinden. Kleinere Erzeugungsanlagen mit geringerer Leistung als 20 MW werden aufgrund der Vielzahl von Projekten nicht erfasst, müssen aber anhand der Zubauprognosen – insbesondere bei den erneuerbaren Energien – zusätzlich berücksichtigt werden, um ein umfängliches Gesamtbild für die Entwicklung der Erzeugungskapazität in Deutschland zu erhalten.

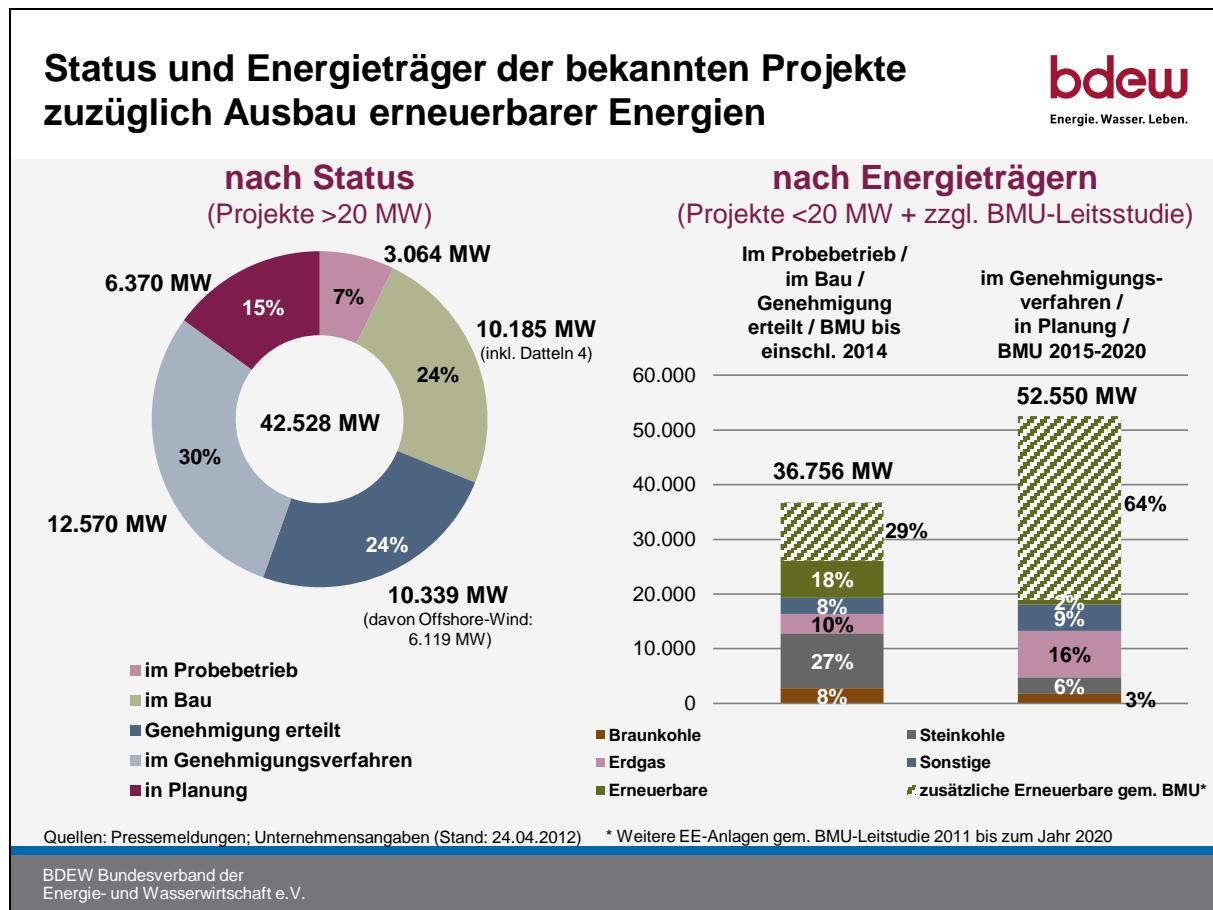
Damit liefert die BDEW-Kraftwerksliste eine sehr gute Basis für die Einschätzung des kurz- und mittelfristig zu erwartenden Zubaus an Kraftwerkskapazitäten anhand heute verfügbarer Informationen. Neben den Basisdaten wie Standort, Energieträger und geplante elektrische Leistung wird auch der Status des Projektfortschritts erfasst, um eine Indikation dafür zu erhalten, ob und ungefähr wann mit der Inbetriebnahme der Projekte zu rechnen ist. Projekte im Bau werden wohl mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit in nächster Zeit in Betrieb gehen, bei Projekten in Planung muss der weitere Planungsprozess beobachtet werden.

In einem weiteren Schritt wird das Bild des Zubaus an Kapazitäten um schon heute absehbare oder erwartbare Stilllegungen ergänzt, um im Saldo mittelfristig die zukünftige Entwicklung des Kraftwerksparks abzuschätzen. Mit dem Blickwinkel auf die Verfügbarkeit der Kraftwerke und damit auf die zukünftige Versorgungssicherheit wird auf den Zu- und Rückbau der konventionellen Erzeugungskapazitäten fokussiert, da die erneuerbaren Energien größtenteils nur gering zur gesicherten Leistung beitragen.

Die Auswertung der aktuellen BDEW-Kraftwerksliste sowie die Veränderungen gegenüber den beiden vorhergehenden BDEW-Kraftwerkslisten aus den Jahren 2010 und 2011 zeigen ein ambivalentes Bild. Einerseits planen Stromversorger und Investoren derzeit eine Vielzahl von Projekten, andererseits zeigt sich im Vergleich zu den Vorjahren eine zunehmende Unsicherheit bei den Investoren. Die ökonomischen Rahmenbedingungen sorgen für erhebliche Fragezeichen bei einer Vielzahl von geplanten Projekten. Dies drückt sich jetzt bereits durch die Einstellung von Planungen, zeitliche Verschiebungen bei den derzeitigen Projekten oder eine generell abwartende Haltung bei einigen Projekten aus. Hinzu kommt: Viele Bestandskraftwerke sind unter ökonomischen Druck. Alles in allem ergibt sich eine Situation, in der der für eine hohe Versorgungssicherheit notwendige Bestand von Kraftwerken keinesfalls als gesichert gelten kann.

Die BDEW-Kraftwerksliste muss als ein Baustein für die zukünftige Entwicklung des Kraftwerksparks im Zusammenspiel mit anderen Studien, qualitativen Einschätzungen zur Marktentwicklung und möglicher Politikentscheidungen gesehen werden. Sie liefert lediglich ein Abbild der heute bekannten Projekte. Darüber hinaus gehende zukünftige Entwicklungen mit einem mittel- bis langfristigen Zeithorizont, wie sie in Studien durch Marktmodelle oder Politikszenarien abgebildet werden, können durch eine Erfassung der aktuell bekannten Projekte nicht abgebildet werden.

2 Kraftwerksplanung bis 2020: Status und Energieträger



Unterscheidung nach Status

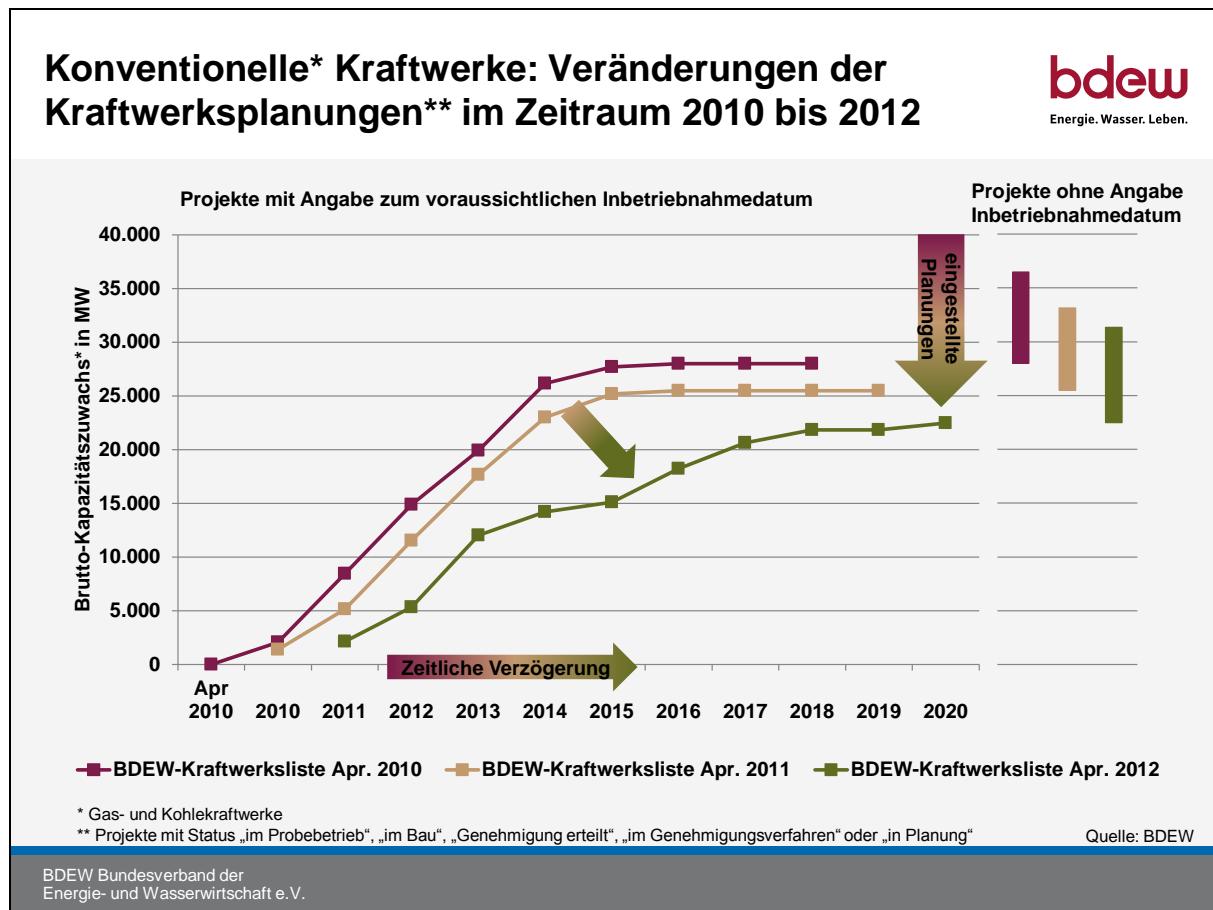
- Insgesamt gibt es derzeit 84 Projekte (>20 MW) mit einer Leistung von insgesamt rd. 42.500 MW, die sich derzeit mindestens im Planungsstadium befinden
- Davon sind derzeitig 3.064 MW im Probebetrieb und werden noch im Laufe des Jahres 2012 den kommerziellen Betrieb aufnehmen, gut 10.000 MW befinden sich derzeitig im Bau (darunter auch Datteln 4), die bis etwa 2015, spätestens 2015 ans Netz gehen werden. Darunter derzeitig 600 MW Offshore-Wind.
- Einige konventionelle Kraftwerksprojekte sollten früher in Betrieb gehen, haben sich nun aber aufgrund der T24-Stahl-Problematik verzögert. Entweder wurden Lösungen gefunden oder in einem Fall werden nun Teile der Konstruktion durch T12-Stahl ersetzt.
- Über 10.000 MW Erzeugungsleistung sind bereits genehmigt, den größten Teil davon machen Offshore-Windparks aus, deren Baubeginn noch nicht erfolgt ist. Teilweise sind bereits Einzelkomponenten(Windanlagen, Umspannplattform etc.) beauftragt, bei einigen ist auch die unbedingte Zusage für den Netzzanschluss durch Tennet erfolgt.

- 12.570 MW befinden sich derzeit im Genehmigungsverfahren. Knapp die Hälfte davon (5.180 MW) sind Erdgaskraftwerke. Oftmals wird das Genehmigungsverfahren durch die Investoren vorangetrieben, parallel werden aber die zukünftigen ökonomischen Rahmenbedingungen genau sondiert. Eine Investitionsentscheidung wird i. d. R. erst nach Abschluss des genehmigungsverfahren auf Basis einer detaillierten Rentabilitätsanalyse getroffen. Daher sind Einschätzungen zur Realisierung dieser Projekte selbst bei Erteilung der Genehmigung derzeit nur schwer vorzunehmen.
- Derzeit im Genehmigungsverfahren befinden sich auch 2.430 MW Pumpspeicherwerke, die für den Umbau der Stromversorgung hohe Bedeutung haben. Allerdings ist auch hier der Ausgang der Genehmigungsverfahren aufgrund der bekannten Akzeptanzprobleme sowie die Rentabilität aufgrund der derzeitigen ökonomischen Rahmenbedingungen fraglich.
- Des Weiteren befinden sich 3.000 MW Steinkohle-Kapazitäten noch im Genehmigungsverfahren, darunter Staudinger 6, bei dem der Genehmigungsprozess schon relativ weit fortgeschritten ist, was aber keine Aussage über den endgültigen Ausgang zulässt.
- In Planung befinden sich derzeit 6.370 MW, davon 2.750 MW Erdgas-Kraftwerke und 2.345 MW Pumpspeicherkraftwerke.

Unterscheidung nach Energieträger

- Die Betrachtung der im Bau befindlichen und geplanten Kraftwerke vernachlässigt natürlich den Ausbau der dezentralen Erzeugung mit Kleinkraftwerken. Aufgrund der enormen Zahl sowie der teilweise sehr kurzen Realisierungszeiträume ist aber eine Einzelerfassung nicht möglich. Um diesen Teil des Kapazitätsausbaus in Deutschland nicht zu vergessen, sind die Angaben der BDEW-Kraftwerksliste um die in der BMU-Leitstudie 2011 dargestellten Entwicklung (Szenario A) bis 2010 ergänzt.
- Mittelfristig bis etwa Mitte des Jahrzehnts werden demnach etwa 36,8 GW neue Erzeugungsleistung ans Netz gehen (im Probetrieb/im Bau/Genehmigung erteilt). Davon sind knapp die Hälfte (17,4 GW) erneuerbare Energien. Konventionelle Kraftwerke mit hoher Verfügbarkeit machen etwa 16,4 GW aus. Damit können mittelfristig die bisher erfolgten Stilllegungen der Kernkraftwerke sowie in Kürze anstehende Stilllegungen von konventionellen Altanlagen mit Stilllegungsverpflichtung (s. Kap. x) ausgeglichen werden.
- In der Folgezeit bis 2020 werden die Planungen von konventionellen Kraftwerken weniger und umfassen überwiegend Erdgaskraftwerke (8.430 MW). Der Ausbau der erneuerbaren Energien nimmt stark zu um umfasst für den Zeitraum gut 34 GW.

3 Veränderung der Planungen im Zeitraum 2010 bis 2012

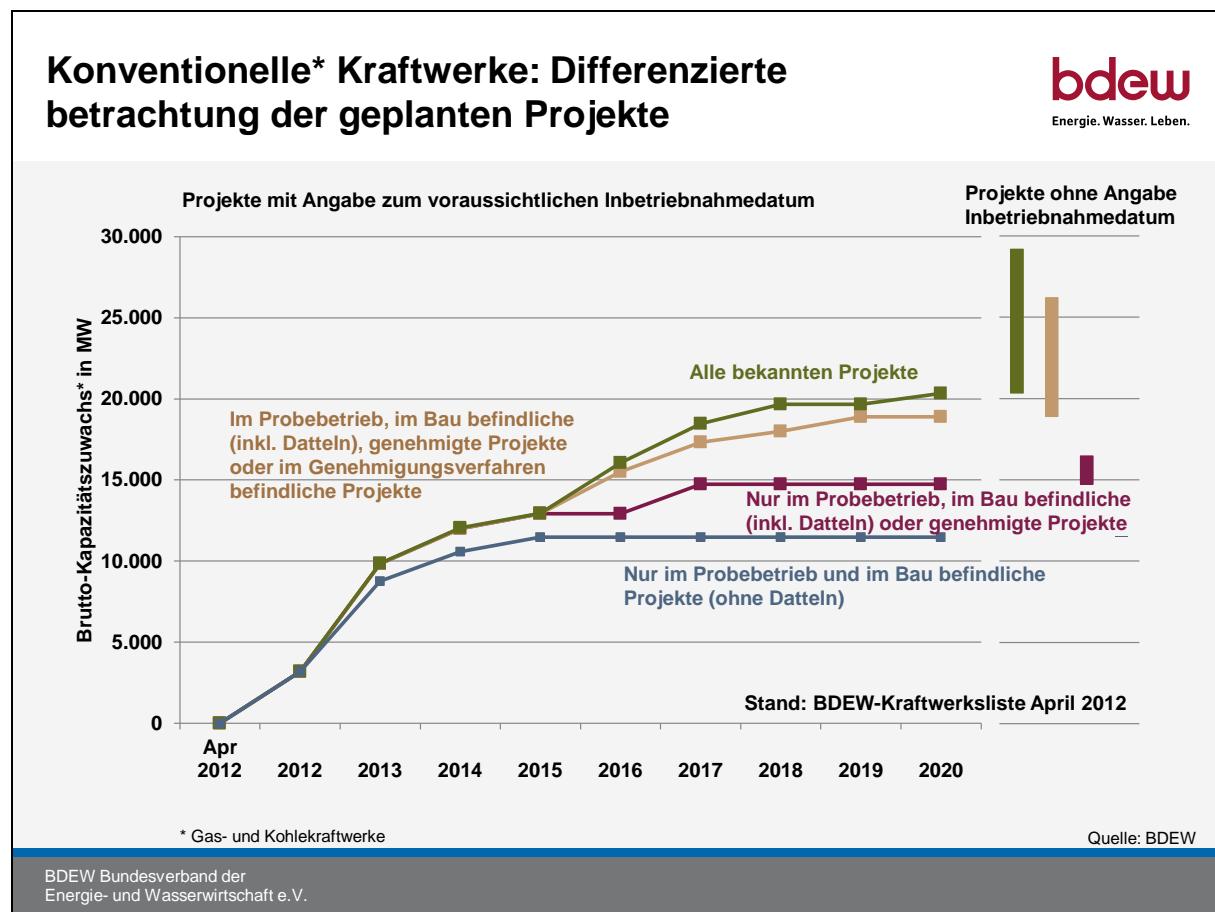


- Die Jahre 2010 waren von strukturellen Brüchen in den Rahmenbedingungen für konventionelle Kraftwerksneubauten gekennzeichnet. Nach einer sehr optimistischen Phase bei den Kraftwerksplanungen seit etwa 2005 hat die erfolgte Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke im Jahr 2010 das Investitionsklima für konventionelle Kraftwerke deutlich verändert. Der Kernenergieausstiegsbeschluss sowie das klare Bekenntnis der Bundesregierung zur Energiewende haben die Investitionsbedingungen für konventionelle Kraftwerke erneut stark verändert.
- Vergleicht man die bekannten konventionellen Kraftwerksprojekte (Gas- und Kohlekraftwerke >20 MW) aus den BDEW-Kraftwerkslisten 2010 bis 2012 lässt sich erkennen, dass im Übergang von April 2010 zu April 2011 der Gesamtbestand der Planungen konventioneller Kraftwerke etwas abgenommen hat. Im Übergang zu 2012 wird sichtbar, dass einerseits nochmals bei ein paar wenigen Projekten die Planungen eingestellt wurden, stärker jedoch zeitliche Verzögerungen bei der Inbetriebnahme eingetreten sind (Rechtsverschiebungen).
- Weiterhin gibt es derzeit eine Reihe von Projekten, für die kein konkreter Inbetriebnahmetermin annonciert wurde. Deren Kapazitätsvolumen ist rechts als Balken ohne zeitliche Zuordnung abgebildet. Diese Projekte befinden sich in unterschiedlichen

Stadien der Planungs- und Genehmigungsphase und umfassen auch sämtliche Energieträger von Braunkohle bis Offshore-Wind. Da der Planungs- und Genehmigungsprozess immer auch durch externe Faktoren (gerichtliche Verfahren, Lieferengpässe bei Vorlieferanten, technische Schwierigkeiten, ökonomische Rahmenbedingungen, Netzanschluss bei Offshore u.a.) beeinflusst sind, halten sich hier einige Investoren mit der Nennung eines konkreten Inbetriebnahmetermins zurück.

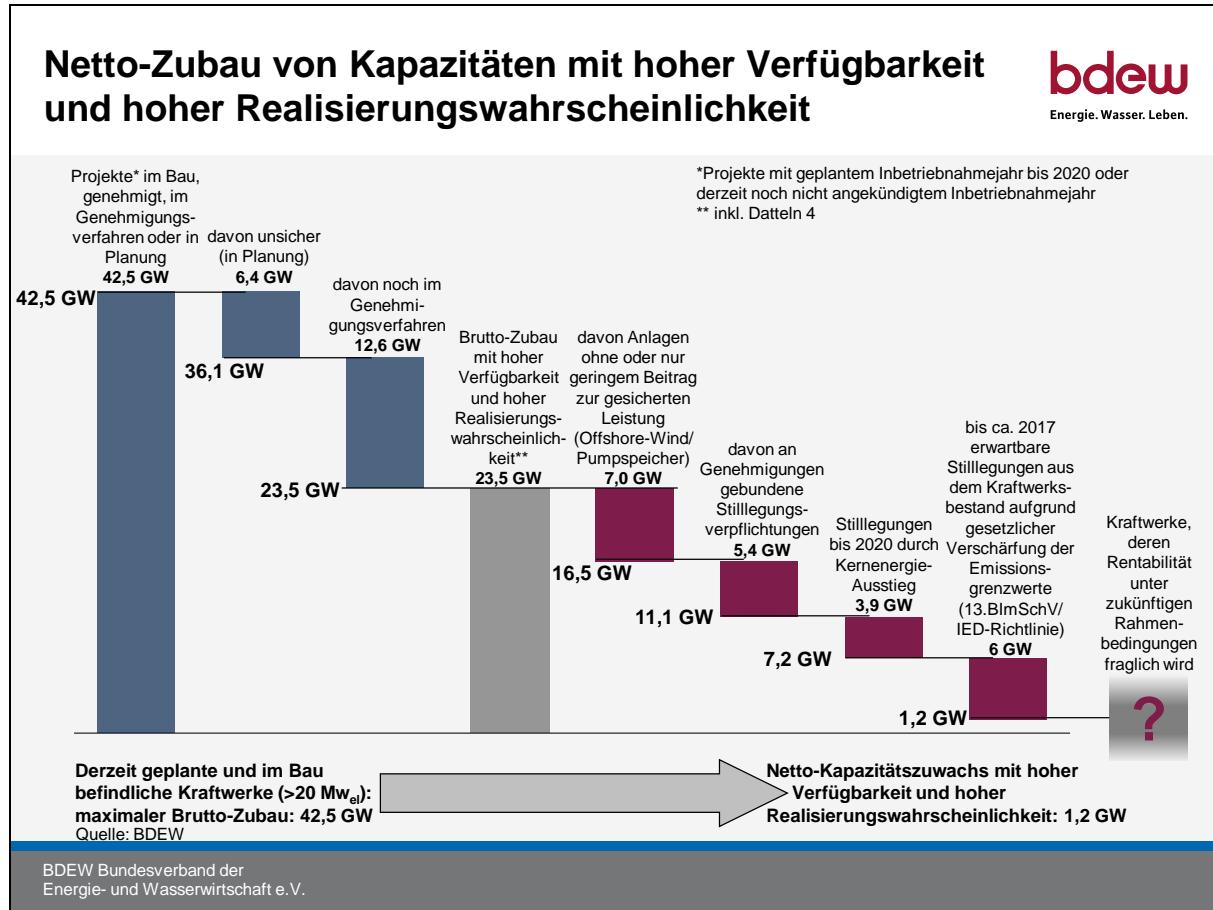
- Die hier dargestellten Kurven umfassen alle bekannten konventionellen Projekte und stellen somit die optimistischste Interpretation der BDEW-Kraftwerksliste dar, nämlich dass alle derzeit bekannten Projekte realisiert werden. Daher ist eine differenzierte Betrachtung der Projekte notwendig (s. Kap. 3). Zudem handelt es sich um den Brutto-Kapazitätszuwachs. Für eine Bewertung der Kapazitätsentwicklung müssen die Kraftwerksplanungen um die Brutto-Abgänge aus dem Kraftwerkspark ergänzt werden (s. Kap. 4/5).

4 Differenzierte Betrachtung der Kraftwerksplanungen



- Die grüne Linie bildet das optimistischste Szenario, nämlich den Brutto-Kapazitätszuwachs bei Realisierung aller derzeit bekannten konventionellen Kraftwerksprojekte ab. Dieses Szenario kann nur als Obergrenze gesehen werden, da eine Realisierung aller Projekte eher unwahrscheinlich ist. Die Gesamtsumme beträgt bis 2020 rd. 20.300 MW zzgl. rd. 8.900 MW ohne konkreten Inbetriebnahmetermin (Summe: 29.200 MW). Der realisierte Brutto-Zuwachs wird aber eher unterhalb der grünen Linie liegen.
- Um eine etwas bessere Einschätzung zum Brutto-Zuwachs zu erhalten, können die Projekte gemäß ihrem Fortschritt im Planungs- und Genehmigungsprozess unterschieden werden.
- Im schlechtesten Fall werden nur noch jene Projekte realisiert, die sich derzeit schon im Probefortlauf oder im Bau befinden und das Projekt Datteln 4 wird wider Erwarten nicht fertiggestellt. Dann beträfe der Brutto-Zuwachs der konventionellen Kraftwerksleistung für einen mittleren Zeithorizont rd. 11.500 MW (blaue Linie).
- Bezieht man die Realisierung von Datteln 4 sowie Projekte, die bereits genehmigt sind (Erdgaskraftwerke, die Investoren bereiten den Baubeginn vor oder prüfen derzeit noch die ökonomischen Rahmenbedingungen) mit ein, erzielt man mittelfristig einen Brutto-Kapazitätszuwachs von rd. 14.700 MW zzgl. rd. 1.700 MW ohne konkreten Inbetriebnahmetermin (Summe: 16.400 MW) (rote Linie).
- Die Einbeziehung jener konventioneller Kraftwerksprojekte, die sich derzeit im Genehmigungsprozess befinden führt zu einem mittelfristigen Brutto-Kapazitätszuwachs von etwa 18.900 MW zzgl. 7.300 MW ohne konkreten Inbetriebnahmetermin (Summe: 26.200 MW). Diese Betrachtung unterstellt allerdings, dass alle derzeit im Genehmigungsverfahren befindlichen konventionellen Kraftwerksprojekte auch umgesetzt werden (gelbe Linie).

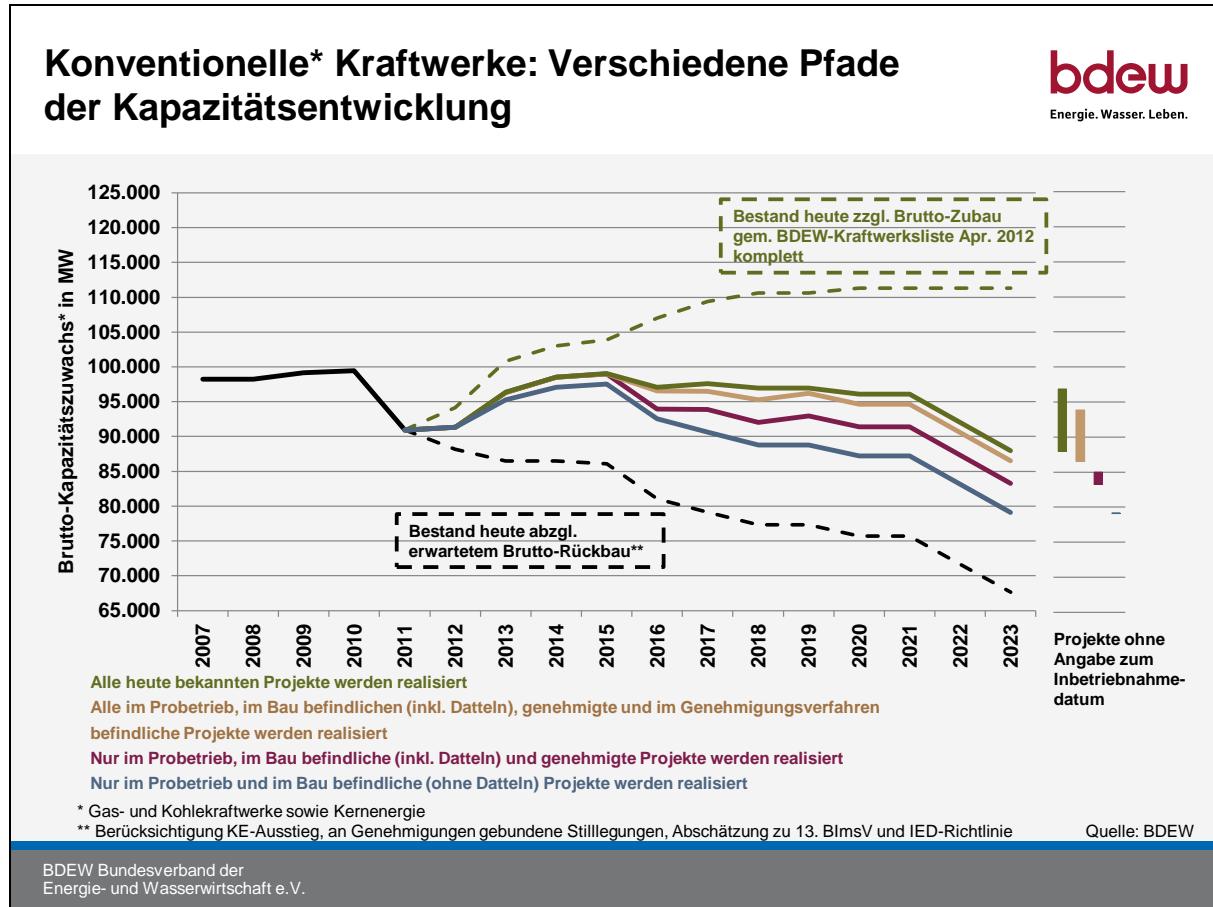
5 Netto-Kapazitätszuwachs von Kraftwerken mit hoher Verfügbarkeit und hoher Realisierungswahrscheinlichkeit



- Der Brutto-Kapazitätszuwachs für sich betrachtet liefert nur eingeschränkte Aussagen zu den Punkten Bestandsentwicklung und Versorgungssicherheit. Die BDEW-Kraftwerksliste bildet immer alle bekannten Projekte ab. Daher ist die Gesamtsumme von über 42 GW detailliert zu betrachten und muss um Brutto-Abgänge aus dem Kraftwerkspark ergänzt werden.
- Die noch mit hoher bis mittlerer Unsicherheit behafteten Projekte reduzieren den Bruttozuwachs um 19 GW auf 23,5 GW, also Projekte, die mit relativer hoher Wahrscheinlichkeit auch realisiert werden (grauer Balken).
- Die Einbeziehung des Aspekts Versorgungssicherheit macht es erforderlich in einem ersten Schritt Anlagen mit unstetiger Einspeisung oder speziellen Systemfunktionen auszunehmen. Daher werden Offshore-Windanlagen (unstetige Einspeisung) und Pumpspeicherwerke (Speicherfunktion) in Abzug gebracht, da diese nur in sehr geringem Maß zur gesicherten Leistung beitragen.
- Durch die Energiewende werden sich die Rahmenbedingungen für konventionelle Kraftwerke – insbesondere Einsatzzeiten und die technische Auslegung betreffend –

deutlich verändern. Daher ist es derzeit für einige Altanlagen fraglich, ob sie sich unter den zukünftigen ökonomischen Rahmenbedingungen werden im Markt halten können. Eine Quantifizierung daraus resultierender Kaltreserven oder Stilllegungen ist aus heutiger Sicht nicht möglich, dieser Umstand sollte aber ebenfalls Berücksichtigung finden.

6 Zukünftige Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks



- Auf Basis der BDEW-Kraftwerksliste und der abschätzbaren Kapazitätsabgänge aus dem Kraftwerkspark kann zumindest in grober Annäherung die Kapazitätsentwicklung für konventionelle Kraftwerke abgeschätzt werden.
- Dabei wird auch die schon in Kapitel 4 getroffene Differenzierung gemäß des Fortschritts im Planungs- und Genehmigungsprozess vorgenommen.
- Deutlich erkennbar ist der Kapazitätsrückgang 2011 bedingt durch den Kernenergieausstieg.

- Derzeit im Probebetrieb oder im Bau befindliche Kraftwerksprojekte führen dazu, dass 2014 annähernd das Vormoratoriums-Niveau wieder erreicht wird.
- In der Folgezeit übersteigen die Brutto-Abgänge aus dem Kraftwerkspark das Volumen der Zugänge, sodass die Kapazität konventioneller Kraftwerke in Deutschland gemäß der derzeit bekannten Planungen in allen vier Fällen rückläufig ist. Für die Endpunkte 2023 sind aber auch hier - wie schon in Kapitel 3 - die Kapazitäten ohne konkreten Inbetriebnahmetermin ebenfalls einzubeziehen.

7 Schlussbemerkung

Die Bewertung der Kapazitätsentwicklung konventioneller Kraftwerke wird erst dann vollständig, wenn parallel dazu eine Abschätzung der notwendigen gesicherten Leistung für eine zukünftig deutlich stärker von erneuerbaren Energien bestimmte Stromerzeugung erfolgt. Dafür muss die zukünftige Verfügbarkeit der erneuerbaren Energien, die Entwicklung von Speicherkapazitäten, der weitere Netzausbau, die Möglichkeiten Import-Kapazitäten nutzen zu können sowie der zukünftige Spitzenlastbedarf abgeschätzt werden. In den von der Bundesnetzagentur genehmigten Szenarien zum Netzentwicklungsplan Strom variiert der Spitzenlastbedarf in Abhängigkeit möglicher Effizienzsteigerungen beim Stromverbrauch bis 2022 um bis zu 9 GW. Zieht man die teilweise langen Zeiträume von der Planungsphase bis zur endgültigen Inbetriebnahme in Betracht, so müssen schon sehr bald die politischen Weichenstellungen erfolgen, damit für Investoren rechtzeitig erkennbar wird, welcher Entwicklungspfad für konventionelle Kraftwerkskapazitäten eingeschlagen werden muss, um auch zukünftig eine gesicherte Versorgung zu ökonomisch vertretbaren Kosten für Investoren und Verbraucher bereitstellen zu können.

Ansprechpartner:

Andreas Kuhlmann
Geschäftsbereichsleiter Strategie und Politik
Telefon: +49 30 300199-1090
andreas.kuhlmann@bdew.de

Fachliche Fragen:

Christian Bantle
Geschäftsbereich Strategie und Politik
Abteilung Volkswirtschaft
Telefon: +49 30 300199-1611
christian.bantle@bdew.de

Anhang A – detaillierte BDEW- Kraftwerksliste April 2012

Im Bau oder in Planung befindliche Kraftwerke (>20 MW_{el})

(Stand: 24. April 2012)

Kurzzeichen für die vorgesehenen Primärenergieträger:

Bi = Biomasse	Dg = Deponiegas	Eg = Erdgas	Gr = Grubengas	Mü = Müll	St = Steinkohle
Br = Braunkohle	Di = Diesel	Gg = Gicht/Koksgas	Ke = Kernenergie	Ps = Pumpspeicher	Wi = Wind
Bg = Biogas	Dr = Druckluftspeicher	Gt = Geothermie	Lw = Lautwasser	So = Solar	We = Wellenkraftwerk

Quellen: Pressemeldungen der Unternehmen, Unternehmensangaben, Bundesnetzagentur

Anmerkung: In der Liste werden jene Projekte aufgeführt, die von Unternehmen als im Bau, im Genehmigungsverfahren oder in Planung genannt werden. Die Nennung eines Projekts in dieser Liste ist nicht mit einer Wertung über die Wahrscheinlichkeit der Realisierung eines Projekts verbunden. Für eine Einordnung des Projektfortschritts kann die Status-Spalte als Indikator herangezogen werden, projektspezifische Ereignisse sind teilweise in der Bemerkung-Spalte angegeben. Die Spalte "voraussichtliche Inbetriebnahme" kennzeichnet i. d. R. den Beginn des kommerziellen Betriebs.

Aufgrund der Vielzahl von Offshore-Windparks, die derzeit in der Planung oder im Genehmigungsverfahren sind, sind in dieser Liste nur jene enthalten, die im Planungs- und Genehmigungsprozess schon weit fortgeschritten sind. Weiterführende Informationen dazu erhalten Sie beim Bundesamt für Seeschiffahrt und Hydrographie (www.bsh.de). Onshore-Windparks sowie Photovoltaik-Anlagen >20 MW sind sowohl wegen der Anzahl der Projekte als auch der teilweise relativ kurzen Planungs- und Bauphase nicht aufgeführt.

Im Bau / im Genehmigungsverfahren / in Planung								
Unternehmen	Kraftwerk	MW netto	Energie-träger	voraussichtliche Inbetriebnahme	KWK (falls bekannt)	Bemerkung	Projektkosten in Mio. Euro	Status
RWE Power	BoA 2&3 Neurath	2.100	Br	2012	nein		2.200 Mio.€	im Probebetrieb
Vattenfall Europe	Boxberg/Block R	675	Br	2012	nein		800 Mio.€	im Probebetrieb
Stadtwerke Hannover	GuD Hannover-Linden (Modernisierung)	+ 130	Eg	2012	+90 MWth		155 Mio.€	im Probebetrieb
HEAG Südhessische Energie AG (HSE)	Darmstadt	92	Eg	2012	ja		55 Mio.€	im Bau
VW Kraftwerk GmbH	GuD Baunatal	70	Eg	2012				im Bau
EV Halle	HKW Halle-Trotha (Modernisierung)	58	Eg	2012	vor Modernisierung 70 MWth		24 Mio.€	im Probebetrieb
E.ON Energy Projects GmbH	K+S Hattdorf	31	Eg	2012				im Probebetrieb
Aluminium Oxid Stade GmbH	Stade-Bützfleth	30	Eg	2012				im Bau
EnBW / EDF	Ausbau Ilfezheim	38	Lw	2012	nein		90 Mio.€	im Bau
infraserv Höchst	Industriepark Höchst	70	Mü	2012	Prozessdampf-auskopplung		300 Mio.€	im Probebetrieb
Trianel	Offshore-Windpark "Trianel Windpark Borkum"	200	Wi	2012/13	nein	40 Anlagen; Bereits genehmigten zweiten Ausbaustufe mit weiteren 40 Anlagen (200 MW) nach Inbetriebnahme der ersten Stufe geplant	800 Mio.€	im Bau
Stakraft	GuD Hürth-Knapsack II	430	Eg	2013		el. Wirkungsgrad 60%; Baubeginn Okt. 2011;	300 Mio.€	im Bau
swb AG/Mainova/DB Energie und 15 weitere Stadtwerke	Gemeinschaftskraftwerk Bremen (Bremen-Mittelbüren)	420	Eg	2013	nein	Beteiligt sind die swb AG (Bremen) (57,4%), Mainova (25,1 %), DB Energie (2%) und die TOBI-Gaswerksbeteiligungsgesellschaft (15,5%; Zusammenschluss von 15 Stadtwerken); Baubeginn Nov. 2011	445 Mio.€	im Bau
Stadtwerke Bonn	HKW Nord	70	Eg	2013	Fernwärme		80 Mio.€	im Bau
Vulkan Energiewirtschaft Oderbrücke GmbH	VEO Eisenhüttenstadt	56	Gg	2013	ja			im Bau
RWE Power + 23 Stadtwerke	Hamm Blöcke Westfalen D/E	1.530	St	2013	nein	Gesellschaft Gemeinschaftskraftwerk Steinkohle Hamm (Gekko) gegründet, neben RWE Power sind 23 Stadtwerke beteiligt	2.200 Mio.€	im Bau
E.ON Kraftwerke	Datteln 4	1.055	St	2013	Fernwärme: 380 MWth	Baustopp verfügt, da das OVG Münster den Bebauungsplan im Sept. 2009 für ungültig erklärt hat; Änderungen des Bebauungsplans im Juni 2011 vom Regionalverband Ruhr beschlossen, um Rechts sicherheit für den Weiterbau zu schaffen; E.ON hat im März 2012 den Bau einer Fernwärmeleitung nach Recklinghausen beantragt	1.200 Mio.€	im Bau/ Baustopp verfügt
EnBW	Karlsruhe/Rheinhafen RDK 8	874	St	2013	nein		1.000 Mio.€	im Bau
Trianel Power	Lünen	750	St	2013	max. 140 MWth möglich	Kesseldruckprobe erfolgt; Trianel überarbeitet derzeit die Genehmigungsunterlagen, nachdem das OVG Münster aufgrund einer Klage des BUND der immisionssrechtlichen Vorbescheid sowie die 1. Teilgenehmigung im Dezember 2011 aufgehoben hatte	1.400 Mio.€	im Bau
GDF SUEZ Energie Deutschland AG / BKW FMB Energie	Wilhelmshaven	731	St	2013	nein	Anteile: GDF Suez 67%, BKW 33%	1.000 Mio.€	im Bau
Steag GmbH / EVN AG	Duisburg-Walsum 10	725	St	2013	nein	Verzögerung wegen verbautes T24-Stahl, ursprüngliche Inbetriebnahme 2010; Ersatz einzelner Komponenten mit T12-Stahl von Bezirksregierung Düsseldorf genehmigt; Anteile: Steag 51%, EVN AG 49%	820 Mio.€	im Bau
swb AG/EWE	Bremen-Hafen (Modernisierung)	+ 45	St	2013		2013 Einbau einer neuen Dampfturbine; Erhöhung des Wirkungsgrads um 2,5% und damit Leistungssteigerung um 22 MW; dadurch Verlängerung der Lebensdauer bis 2025; mittelfristig ist Steinkohle nur Brückentechnologie	47 Mio.€	in Planung
BARD Engineering GmbH	Offshore-Windpark "Veja Mate"	400	Wi	ca. 2013	nein	Auftrag für Stromnetzanschluss an Siemens Energy und Prysmian Powerlink vergeben	1.500 Mio.€	Genehmigung erteilt

Im Bau / im Genehmigungsverfahren / in Planung								
Unternehmen	Kraftwerk	MW netto	Energie-träger	voraussichtliche Inbetriebnahme	KWK (falls bekannt)	Bemerkung	Projektkosten in Mio. Euro	Status
Bard / SüdWestStrom / WV Energie Frankfurt	Offshore-Windpark "Bard Offshore 1"	400	Wi	2013	nein	19 von 80 Anlagen sind bereits angeschlossen; SüdWestStrom und WV Energie werden Eigentümer des Windparks, Kaufvertrag ist aber noch nicht endverhandelt; Finanzierung durch die HypoVereinsbank	1.600 Mio.€	im Bau
Heag Südhessische Energie AG (HSE) / Stw. München / EGL AG / Esportes Offshore Beteiligungs GmbH / Norderland Projekt GmbH / Windreich AG	Offshore-Park "Global TechI"	400	Wi	2013	nein	80 Anlagen à 5 MW; Umspannstation soll im Frühjahr 2012 verschifft werden; erste Einspeisung noch 2012; Finanzierung durch ein internationales Bankenkonsortium sowie der Europäischen Investitionsbank und der KfW	1.300 Mio.€	Genehmigung erteilt
RWE Innogy	Offshore-Windpark "Nordsee Ost"	295	Wi	2013	nein	48 Anlagen: Baubeginn 2012	1.000 Mio.€	Genehmigung erteilt
EnBW	Offshore-Windpark "Baltic 2" / Ostsee	288	Wi	2013	nein	80 Anlagen à 3,6 MW; Baubeginn im Sommer 2012; Beteiligung von Stadtwerken, Industrieunternehmen oder andere Investoren möglich	1.000 Mio.€	Genehmigung erteilt
WindMW GmbH	Offshore-Windpark "Meerwind Süd/Ost"	288	Wi	2013	nein	80 Anlagen à 3,6 MW; Finanzierung überwiegend durch Blackstone	1.200 Mio.€	Genehmigung erteilt
EWIE Energie AG/ Enova	Offshore-Windpark "Riffgat"	108	Wi	2013	nein	30 Anlagen à 3,6 MW; Baubeginn 2012; Aufträge für Fundamente und Innenverkabelung sind vergeben		Genehmigung erteilt
UPM (Papierhersteller)	Schongau	70	Eg	2014	ja, Prozessdampf-auskopplung		85 Mio.€	Genehmigung erteilt
Vattenfall Europe	GüD Licherfelde A	300	Eg	2014	ja, 230 MW/Th		350 Mio.€	Genehmigung erteilt
Dow Chemicals	Stade	163	Eg	2014	ja, Prozessdampf-auskopplung	Versorgung der Chemieproduktion mit Strom und Dampf vor Ort; Verfeuerung von Wasserstoff möglich; Gesamteffizienzgrad 85%; Erweiterung um einen weiteren Block mit Mischfeuerung (Steinkohle, Biomasse, Wasserstoff) geplant	300 Mio.€	im Bau
Vattenfall Europe	Hamburg-Moorburg	1.640	St	2014	Fernwärme: 450 MWh	Verzögerung wegen verbautes T24-Stahl, ursprüngliche Inbetriebnahme 2012; Planfeststellungsverfahren für Fernwärmemasten läuft, Errichtungsbeginn im Nov. 2011	2.000 Mio.€	im Bau
Windreich AG	Offshore-Windpark "MEG 1"	400	Wi	2014	nein	80 Anlagen à 5 MW; Auftrag für Umspannplattform an Alstom vergeben; Netzanbindungszusage von Tenne in Mai 2011 erhalten		Genehmigung erteilt
wpd AG	Offshore-Windpark "Butendiek"	288	Wi	2014	nein	80 Anlagen à 3,6 MW; Baubeginn 2013 angestrebt; Lieferverträge für Anlagen, Fundamente, Umspannplattform und Innenverkabelung wurden vergeben; Finanzierung u. a. durch die KfW IpeX, UniCredit und die Bremer Landesbank	1.200 Mio.€	Genehmigung erteilt
Vattenfall / Stw. München (SWM)	Offshore-Windpark "DanTysk"	288	Wi	2014	nein	80 Anlagen; Baubeginn 2012; Bau des Umspannwerks an Larn (NL) begonnen	1.000 Mio.€	Genehmigung erteilt
Dong Energy	Offshore-Windpark "Riffgrund 1"	277	Wi	2014	nein	77 Anlagen à 3,6 MW; Investitionsentscheidung getroffen; Baubeginn 2013; Kirkbi A/S und die Oticton Stiftung haben im Feb. 2012 einen 50%-Anteil übernommen, Dong Energy ist für die Errichtung zuständig und nimmt den Strom ab	1.000 Mio.€	Genehmigung erteilt
Großkraftwerke Mannheim AG (GKM)	Mannheim/ Block 9	911	St	2014/15	500 MW/Th	Anteilseigner an der GKM sind RWE (40%), EnBW (32%) und MVV Energie (28%); der VGH Baden-Württemberg hat eine Klage des BUND gegen die Genehmigung im Juli 2011 abgelehnt, im Feb. 2012 hat der BUND beim BGH Leipzig Revision eingelegt	1.200 Mio.€	im Bau
Windreich AG	Offshore-Windpark "Austerngrund"	400	Wi	2015	nein	80 Anlagen à 5 MW; Baubeginn 2014 angestrebt		im Genehmigungsverfahren
PNE Wind AG	Offshore-Windpark "Gode Wind 1"	332	Wi	2015	nein	54 Anlagen à 6,15 MW; Repower Systems SE wurde im März 2012 mit der Lieferung der 54 Anlagen beauftragt		Genehmigung erteilt
RWE Innogy	Innogy Nordsee I	324	Wi	2015	nein	Genehmigung im April 2012 erteilt; Investitionsentscheidung steht noch aus; 54 Anlagen; Baubeginn frühestens 2014; Erweiterung um "Innogy Nordsee 2" und "Innogy Nordsee 3" auf dann insgesamt 160 Anlagen und 1.000 MW vorgesehen	rd. 1.000 Mio.€	Genehmigung erteilt
Dong Energy	Offshore-Windpark "Riffgrund 2"	300	Wi	2015	nein	Dong Energy wartet auf die Zusage zur Netzanbindung	1.000 Mio.€	Genehmigung erteilt
E.ON Climate & Renewables Central Europe GmbH	Offshore-Windpark "Amrumbank West"	288	Wi	2015	nein	80 Anlagen à 3,6 MW; Investitionsentscheidung im Nov. 2011 getroffen; Baubeginn Ende 2013 angestrebt	1.000 Mio.€	Genehmigung erteilt
Stadtwerke Duisburg	Duisburg Wanheim	rd. 500	Eg	2015/16	ja	Projekt wird derzeit geprüft; Steag möglicher Projektpartner; frühe Bürgerbeteiligung	450–500	in Planung
E.ON Wasserkraft	Waldeck II (Erweiterung)	300	Ps	2015/16	nein	Bau einer weiteren Kaverne; Genehmigung durch RP Kassel im Dez. 2011 erteilt; Investitionsentscheidung 2012 erwartet; Einbau eines Asynchron-Generators	rd. 250 Mio.€	Genehmigung erteilt
Vattenfall AB	Offshore-Windpark "Sandbank 24"	576	Wi	2015/16	nein	Vattenfall AB hat das Projekt im Nov. 2011 von der Sandbank Power GmbH&Co übernommen; Baubeginn 2014 angestrebt		Genehmigung erteilt

Im Bau / im Genehmigungsverfahren / in Planung								
Unternehmen	Kraftwerk	MW netto	Energie-träger	voraussichtliche Inbetriebnahme	KWK (falls bekannt)	Bemerkung	Projektkosten in Mio. Euro	Status
RWE Power AG	Stadt-/ Projekt "Adele"	90	Dr	2016	nein			in Planung
Stw. Düsseldorf	Düsseldorf-Lausward	400-600	Eg	2016	ja	Aufsichtsrat hat im Dez. 2011 dem Neubau zugestimmt	500 Mio.€	im Genehmigungsverfahren
Trianel Power	Krefeld/ Chemiepark Krefeld-Uerdingen	1.200	Eg	2016	ja, Wärmeauskopplung für Chempark Krefeld 500 t Dampf pro Stunde	Dampfauskopplung für den Chempark Krefeld; Antrag für Vorbescheid im Feb. 2012 eingereicht; Gesamtnutzungsgrad rd. 90%; angestrebter Baubeginn 2013; ursprüngliche Standortplanung war ein 750 MW-Steinkohlekraftwerk	600 Mio.€	im Genehmigungsverfahren
Vattenfall Europe	GuD Klingenberg	300	Eg	2016	ja, 230 MWth		350 Mio.€	im Genehmigungsverfahren
E.ON Kraftwerke	Staudinger 6 (Großkrotzenburg)	1.100	St	ca. 2016	max. 300 MWth möglich	2. Teilgenehmigung im Juli 2011 erfolgt	1.200 Mio.€	im Genehmigungsverfahren
Iberdrola	Offshore-Windpark "Wikinger" / Ostsee	400	Wi	2016	nein	80 Anlagen à 5 MW; Baubeginn 2015 angestrebt		im Genehmigungsverfahren
Vattenfall Europe	Innovationskraftwerk Wedel/Stellingen	600	Eg	2016/17	Fernwärme: 400 MWth	flexible Speicherung von Windstromüberschüssen in Wärmespeicher geplant (Be- und Entladeleistung 300 MWth); el. Wirkungsgrad 55%; Gesamtnutzungsgrad: 75%; Standort noch offen; Scoping-Termine im Februar 2012 (Wedel) und April 2012 (Stellingen)		in Planung
Stadtwerke Trier	Schweich	300	Ps	ab 2017	nein	weitere Investoren werden gesucht	350 Mio.€	in Planung
SüdWestStrom	Brunsbüttel	1.820	St	2017		Bauentscheid offen; die Deutsche Umwelthilfe (DUH) hat im April 2012 beim OVG Schleswig-Holstein erneut Klage gegen das Projekt eingereicht	3.000 Mio.€	Genehmigung erteilt
Stw. Ulm (SWU)	GuD Ulm/ Flughafen Leipheim	1.200	Eg	2017/18		Bürgerentscheid im Sept. 2011 zugunsten des Kraftwerks; neuer Bebauungsplan für das ehemalige Flugplatzgelände eingeleitet	900 Mio.€	in Planung
Schluchseewerke AG	Atdorf	1.400	Ps	2018	nein	RWE (50%), EnBW (37,5%), Energiedienst AG (7,5%) und Energiedienst Holding (5%) sind Gesellschafter der Schluchseewerke AG; Planfeststellungsbescheid 2014 erwartet, danach Überprüfung der Wirtschaftlichkeit	1.600 Mio.€	im Genehmigungsverfahren
Donaukraftwerk Jochenstein AG	Jochenstein / Energiespeicher Riedl	300	Ps	2018	nein	Raumordnungsverfahren abgeschlossen; Planfeststellungsverfahren für 2012 geplant	350 Mio.€	in Planung
Vattenfall Europe	Berlin-Karlsorst	40	Bi	2019	ja, 150 MWth	2 Blöcke à 20 MW	350 Mio.€	in Planung
Trianel Power	Landkreis Gotha / Talsperre Schmalwasser	1.000	Ps	ab 2019	nein	Raumordnungsverfahren angestrebt	1.000 Mio.€	in Planung
Trianel Power	Simmerath / Rursee	640	Ps	2019	nein	Raumordnungsverfahren angestrebt	700 Mio.€	im Genehmigungsverfahren
Stw. Mainz	Heimbach	rd. 500	Ps	2019	nein	Die Stw. Mainz haben die Deutsche Umwelthilfe (DUH) für ein ergebnisoffenes Dialogprojekt mit der Öffentlichkeit engagiert	800 Mio.€	in Planung
Trianel Power	Nethe / Höxter	390	Ps	ab 2019	nein	Raumordnungsverfahren angelauft	500 Mio.€	im Genehmigungsverfahren
MIBRAG	Profen	660	Br	ca. 2020		Investitionsentscheidung für 2015 erwartet; el. Wirkungsgrad von 43% und hohe Flexibilität angestrebt	1.500 Mio.€	im Genehmigungsverfahren
RWE Power	BoPlus Niederaußem	1.100	Br	k.A.	ja	2 Blöcke à 550 MW; Änderung des Bebauungsplans beantragt; Wirkungsgrad von 45% und hohe Flexibilität angestrebt; CCS-ready; Biomasse-Mitverbrennung möglich; Hybridektikum zur Vermeidung von Wolkenbildung; Ersatz für 4 ältere Blöcke in Niederaußem	1.500 Mio.€	in Planung
Kraftwerke Mainz-Wiesbaden AG (KMW)	Mainz	k.A.	Eg	k.A.		Projekt wird geprüft		in Planung
RheinEnergie AG	Köln-Niehl	max. 1.200	Eg	k.A.		Projekt wird derzeit auf Wirtschaftlichkeit geprüft, Projektpartner möglich, ggf. kleinere Auslegung; Immissionsschutzrechtlicher Vorbescheid erteilt		im Genehmigungsverfahren
Dong Energy	Mecklar-Marbach / Ludwigsau (Nordhessen)	1.100	Eg	k.A.		Dong Energy hat im Nov. 2011 die Rechte am Projekt von Iberdrola übernommen; Teilgenehmigungen erhalten; Dong Energy wird das Genehmigungsverfahren fortführen	415 Mio.€	im Genehmigungsverfahren
OMV Power International	Burghausen (Industriegebiet Haiming)	850	Eg	k.A.		Baubeginn für 2014 angestrebt; Genehmigungsverfahren für Strom- und Gasanbindung laufen	600 Mio.€	Genehmigung erteilt
EnBW	Karlsruhe/ Rheinhafen RDK 6S	465	Eg	k.A.			220 Mio.€	Genehmigung erteilt
n.v. Nuon	Meppen	450	Eg	k.A.		Nuon sucht einen Investor für das Projekt, derzeit keine Aktivität		in Planung
Repower AG	GuD / Chemiepark Leverkusen	430	Eg	k.A.			340 Mio.€	im Genehmigungsverfahren
GDKW Bocholt Power GmbH (Advanced Power AG (CH), Siemens Project Ventures)	Bocholt/ Industriepark Mussum	415	Eg	k.A.	Prozessdampf-auskopplung	Advanced Power hält an dem Projekt fest, derzeit aber Beobachtung der Rahmenbedingungen	350 Mio.€	Genehmigung erteilt
Alpiq Holding AG (CH)	Premnitz	400	Eg	k.A.		Vorbescheid erteilt	400 Mio.€	im Genehmigungsverfahren
GDF SUEZ Energie Deutschland AG	Calbe	400	Eg	k.A.				im Genehmigungsverfahren
UPM (Papierhersteller)	Dörpen	150	Eg	k.A.	ja, Prozessdampf-auskopplung	1. Teilgenehmigung erhalten		im Genehmigungsverfahren

Im Bau / im Genehmigungsverfahren / in Planung								
Unternehmen	Kraftwerk	MW netto	Energie-träger	voraussichtliche Inbetriebnahme	KWK (falls bekannt)	Bemerkung	Projektkosten in Mio. Euro	Status
EnBW AG	Forbach (Erweiterung)	+ 200	Ps	k.A.		Erweiterung des bisher zweistufigen Kraftwerks um eine dritte Stufe; konkreter Ausbau noch offen; Raumordnungsverfahren wird angestrebt		in Planung
Stw. Ulm (SWU)	Bleatal	45	Ps	k.A.		Beginn des Planfeststellungsverfahrens für 2013 angestrebt		in Planung
E.ON Kraftwerke	Stade	1.100	St	k.A.				im Genehmigungsverfahren
GETEC Energie AG	Gemeinschaftskraftwerk Büttel / Bayer Industriepark	800	St	k.A.	ja, Prozessdampf-auskopplung	derzeit keine konkreten Aktivitäten	rd. 1.000 Mio. €	im Genehmigungsverfahren
E.ON Climate & Renewables Central Europe GmbH	Offshore-Windpark "Arkona-Becken Südost" / Ostsee	max. 480	Wi	k.A.	nein			Genehmigung erteilt
E.ON Climate & Renewables Central Europe GmbH	Offshore-Windpark "Delta Nordsee"	max. 480	Wi	k.A.	nein			Genehmigung erteilt
PNE Wind AG	Offshore-Windpark "Gode Wind 2"	252	Wi	k.A.	nein	84 Anlagen à 3 MW; Zusage des Netzzuschlusses durch TenneT im Juni 2011 erfolgt; Kooperation mit Vestas vereinbart		Genehmigung erteilt
Norderland / Northern-Energy-Gruppe / STRABAG	Offshore-Windpark "Albatros 1"	ca. 55	Wi	k.A.	nein	Flachgründung mit Schwerkraft-fundamenten als schallarme Gründungsvariante; begleitendes Forschungsprojekt zu technischen Fragestellungen und Umweltaspekten; Unterlagen zum Erhalt der Netzzusage eingereicht; später Erweiterung auf 79 Anlagen mit insgesamt rd. 300 MW geplant		Genehmigung erteilt
Summe		42.528						

Anhang B – Kreuzauswertungen der BDEW- Kraftwerksliste nach Status und Inbetriebnahmejahr

Projekte nach Energieträger und Projektstatus

Leistung in MW	Projektstatus	im Probebetrieb	im Bau	Genehmigung erteilt	im Genehmigungsverfahren	in Planung	SUMME
Biomasse						40	40
Braunkohle	2.775				660	1.100	4.535
Druckluftspeicher						90	90
Erdgas	219	1.275	2.100	5.680	2.750	12.024	
Gichtgas		56				56	
Laufwasser		38				38	
Müllverbrennung	70					70	
Pumpspeicher			300	2.430	2.345	5.075	
Steinkohle		8.216	1.820	3.000	45	13.081	
Offshore-Wind		600	6.119	800		7.519	
SUMME	3.064	10.185	10.339	12.570	6.370	42.528	

Anzahl der Projekte

Projektstatus	im Probebetrieb	im Bau	Genehmigung erteilt	im Genehmigungsverfahren	in Planung	SUMME
Biomasse					1	1
Braunkohle	2				1	1
Druckluftspeicher					1	1
Erdgas	3	7	5	9	5	29
Gichtgas		1			1	
Laufwasser		1				1
Müllverbrennung	1					1
Pumpspeicher			1	3	6	10
Steinkohle		8	1	3	1	13
Offshore-Wind		2	19	2		23
SUMME	6	19	26	18	15	84

Quellen: Veröffentlichungen der Unternehmen; BDEW, Berlin

Projekte nach Energieträgern und voraussichtlicher Inbetriebnahme

	Leistung in MW																					
	Inbetriebnahme 2012		2012/13		2013		2014		2014/15		2015	2015/16	2016	2016/17	2017	2017/18	2018	2019	2020	k.A.	SUMME	
Biomasse																			40		40	
Braunkohle	2.775																		660	1.100	4.535	
Druckluftspeicher																				90		
Erdgas	411		920	533							500	2.000	600						5.860	12.024		
Gichtgas			56																	56		
Laufwasser	38																			38		
Müllverbrennung	70																			70		
Pumpspeicher											300		300						1.700	2.530	245	
Steinkohle			5.710	1.640	911							1.100								5.075		
Offshore-Wind	200	2.179	1.253								1.644	576	400						1.820		13.081	
SUMME	3.294	200	8.865	3.426	911						1.644	1.376	3.590	600	2.120	1.200	1.700	2.570	660	10.372	42.528	

Anzahl der Projekte

	Anzahl der Projekte																					
	Inbetriebnahme 2012		2012/13		2013		2014		2014/15		2015	2015/16	2016	2016/17	2017	2017/18	2018	2019	2020	k.A.	SUMME	
Biomasse																			1			
Braunkohle	2																		1	1	4	
Druckluftspeicher																				1		
Erdgas	6		3	3							1	3	1							11	29	
Gichtgas			1																	1		
Laufwasser	1																			1		
Müllverbrennung	1																			1		
Pumpspeicher																				10		
Steinkohle			7	1	1							1							2	13		
Offshore-Wind	1	7	4								5	1	1							4	23	
SUMME	10	1	18	8	1						5	3	6	1	2	1	2	5	1	20	84	

Quellen: Veröffentlichungen der Unternehmen; BDEW, Berlin