



Endbericht

# Jahresprognose EEG-Einspeisung zur Bestimmung der EEG-Umlage 2010





---

**Auftraggeber**

**EnBW Transportnetze AG**  
Kriegsbergstraße 32  
70174 Stuttgart

**Amprion GmbH**  
Rheinlanddamm 24  
44139 Dortmund

**transpower stromübertragungs gmbh**  
Bernecker Str. 70  
95448 Bayreuth

**Vattenfall Europe Transmission GmbH**  
Chausseestraße 23  
10115 Berlin

**Auftragnehmer****Leipziger Institut für Energie GmbH**

Torgauer Straße 116  
04347 Leipzig

Telefon 03 41 / 24 34 - 8 12

Telefax 03 41 / 24 34 - 8 33

E-Mail [mail@ie-leipzig.com](mailto:mail@ie-leipzig.com)

Internet [www.ie-leipzig.com](http://www.ie-leipzig.com)

**Bearbeitung****Matthias Reichmuth (Projektleitung)**

Telefon 03 41 / 24 34 - 8 25

E-Mail [Matthias.Reichmuth@ie-leipzig.com](mailto:Matthias.Reichmuth@ie-leipzig.com)

**Jan Bahmann**

**Werner Bohnenschäfer**

**Ilka Erfurt**

**Alexander Schiffler**

**Gerd Schröder**

**Datum**

30.09.2009

## INHALTSVERZEICHNIS

1	ZIEL UND METHODIK DER UNTERSUCHUNG .....	1
2	WASSERKRAFT .....	2
	2.1 <i>Aktuelle Rahmenbedingungen</i> .....	2
	2.2 <i>Entwicklung bis 2009</i> .....	2
	2.2.1 Entwicklung bis 2008 .....	2
	2.2.2 Einschätzungen zur Marktentwicklung 2009 .....	3
	2.2.3 Einschätzung des IE .....	4
	2.3 <i>Prognose für 2010</i> .....	4
	2.3.1 Prognose der Leistungsentwicklung nach Monaten .....	4
	2.3.2 Prognose der Stromerzeugung nach Monaten.....	5
	2.3.3 Witterungsbedingte Schwankungen .....	7
	2.3.4 Vergleich mit anderen Prognosen.....	7
	2.4 <i>Zusammenfassung</i> .....	8
3	DEPONIEGAS .....	10
	3.1 <i>Aktuelle Rahmenbedingungen</i> .....	10
	3.2 <i>Entwicklung bis 2009</i> .....	10
	3.2.1 Entwicklung bis 2008 .....	10
	3.2.2 Einschätzungen zur Marktentwicklung 2009 .....	11
	3.2.3 Einschätzung des IE .....	11
	3.3 <i>Prognose für 2010</i> .....	11
	3.3.1 Prognose der Leistungsentwicklung .....	11
	3.3.2 Prognose der Stromerzeugung nach Monaten.....	11
	3.3.3 Vergleich mit anderen Prognosen.....	12
	3.4 <i>Zusammenfassung</i> .....	13
4	KLÄRGAS .....	14
	4.1 <i>Aktuelle Rahmenbedingungen</i> .....	14
	4.2 <i>Entwicklung bis 2009</i> .....	14
	4.2.1 Entwicklung bis 2008 .....	14
	4.2.2 Einschätzungen zur Marktentwicklung 2009 .....	16
	4.2.3 Einschätzung des IE .....	16
	4.3 <i>Prognose für 2010</i> .....	16
	4.3.1 Prognose der Leistungsentwicklung .....	16
	4.3.2 Prognose der Stromerzeugung nach Monaten.....	17
	4.3.3 Vergleich mit anderen Prognosen.....	18
	4.4 <i>Zusammenfassung</i> .....	18
5	GRUBENGAS .....	19
	5.1 <i>Aktuelle Rahmenbedingungen</i> .....	19
	5.2 <i>Entwicklung bis 2009</i> .....	19
	5.2.1 Entwicklung bis 2008 .....	19

5.2.2	Einschätzungen zur Marktentwicklung 2009 .....	19
5.2.3	Einschätzung des IE .....	20
5.3	<i>Prognose für 2010</i> .....	20
5.3.1	Prognose der Leistungsentwicklung .....	20
5.3.2	Prognose der Stromerzeugung .....	20
5.3.3	Vergleich mit anderen Prognosen.....	20
5.4	<i>Zusammenfassung</i> .....	20
6	BIOMASSE .....	22
6.1	<i>Aktuelle Rahmenbedingungen</i> .....	22
6.2	<i>Entwicklung bis 2009</i> .....	23
6.2.1	Entwicklung bis 2008 .....	23
6.2.2	Einschätzungen zur Marktentwicklung 2009 .....	25
6.2.3	Einschätzung des IE .....	26
6.3	<i>Prognose für 2010</i> .....	27
6.3.1	Prognose der Leistungsentwicklung nach Monaten .....	27
6.3.2	Prognose der Stromerzeugung nach Monaten.....	29
6.3.3	Vergleich mit anderen Prognosen.....	31
6.4	<i>Zusammenfassung</i> .....	32
7	GEOATHERMIE .....	34
7.1	<i>Aktuelle Rahmenbedingungen</i> .....	34
7.2	<i>Entwicklung bis 2009</i> .....	34
7.2.1	Entwicklung bis 2008 .....	34
7.2.2	Einschätzungen zur Marktentwicklung 2009 .....	35
7.2.3	Einschätzung des IE .....	35
7.3	<i>Prognose für 2010</i> .....	35
7.3.1	Prognose der Leistungsentwicklung nach Monaten .....	35
7.3.2	Prognose der Stromerzeugung nach Monaten.....	36
7.3.3	Vergleich mit anderen Prognosen.....	37
7.4	<i>Zusammenfassung</i> .....	38
8	WINDENERGIE AN LAND.....	40
8.1	<i>Aktuelle Rahmenbedingungen</i> .....	40
8.1.1	Repowering .....	40
8.1.2	Systemdienstleistungsverordnung .....	41
8.1.3	Finanzkrise.....	41
8.2	<i>Entwicklung bis 2009</i> .....	41
8.2.1	Entwicklung bis 2008 .....	41
8.2.2	Einschätzungen zur Marktentwicklung 2009 .....	42
8.2.3	Einschätzung des IE .....	43
8.3	<i>Prognose für 2010</i> .....	43
8.3.1	Prognose der Leistungsentwicklung nach Monaten .....	43
8.3.2	Prognose der Stromerzeugung nach Monaten.....	45
8.3.3	Witterungsbedingte Schwankungen .....	46
8.3.4	Vergleich mit anderen Prognosen.....	47

8.4	<i>Zusammenfassung</i> .....	47
9	OFFSHORE-WINDENERGIE .....	49
9.1	<i>Aktuelle Rahmenbedingungen</i> .....	49
9.1.1	Novelle des EEG.....	49
9.1.2	Auswirkungen der Finanzkrise.....	49
9.1.3	Problematik der Errichterschiffe („Jack-up barge“).....	50
9.1.4	Netzanbindung .....	51
9.1.5	Reparatur, Wartung und Service der Offshore-Windparks .....	52
9.2	<i>Entwicklung bis 2009</i> .....	52
9.2.1	Entwicklung bis 2008 .....	52
9.2.2	Einschätzungen zur Marktentwicklung 2009 .....	52
9.2.3	Einschätzung des IE .....	53
9.3	<i>Prognose für 2010</i> .....	53
9.3.1	Prognose der Leistungsentwicklung nach Monaten .....	53
9.3.2	Prognose der Stromerzeugung nach Monaten.....	54
9.3.3	Witterungsbedingte Schwankungen .....	55
9.3.4	Vergleich mit anderen Prognosen.....	55
9.4	<i>Zusammenfassung</i> .....	56
10	SOLARENERGIE.....	58
10.1	<i>Aktuelle Rahmenbedingungen</i> .....	58
10.2	<i>Entwicklung bis 2009</i> .....	59
10.2.1	Entwicklung bis 2008 .....	59
10.2.2	Einschätzungen zur Marktentwicklung 2009 .....	60
10.2.3	Einschätzung des IE .....	60
10.3	<i>Prognose für 2010</i> .....	61
10.3.1	Prognose der Leistungsentwicklung nach Monaten .....	61
10.3.2	Prognose der Stromerzeugung nach Monaten.....	62
10.3.3	Witterungsbedingte Schwankungen .....	64
10.3.4	Vergleich mit anderen Prognosen.....	65
10.4	<i>Zusammenfassung</i> .....	66
11	GESAMTBETRACHTUNG.....	68
11.1	<i>Zusammenfassung aller EEG-Energieträger nach Netzgebieten</i> .....	68
11.2	<i>Rolle von Eigenverbrauch und Direktvermarktung</i> .....	70
	ABBILDUNGSVERZEICHNIS .....	73
	TABELLENVERZEICHNIS .....	74
	ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS .....	76
	LITERATUR- UND REFERENZVERZEICHNIS.....	77

## 1 ZIEL UND METHODIK DER UNTERSUCHUNG

Zur Vorbereitung der Berechnung der EEG-Umlage für das Jahr 2010 erstellen die vier Übertragungsnetzbetreiber im Herbst 2009 eine Prognose für die Stromeinspeisung nach dem EEG. Um diese Prognose durch eine unabhängige wissenschaftliche Analyse zu begleiten, wurde die Leipziger Institut für Energie GmbH (IE) im Sommer 2009 mit der vorliegenden Studie beauftragt. Auf der Grundlage der bisher Entwicklung und einer Einschätzung der aktuellen Marktentwicklung in den unterschiedlichen Segmenten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wird hier die Stromerzeugung für das Jahr 2010 prognostiziert.

Die Studie ist methodisch an die Vorgängeruntersuchung aus dem Jahr 2008 angelehnt [IE 2008]. Sie berücksichtigt allerdings alle zwischenzeitlich bekannt gewordenen neuen Daten und neu veröffentlichten Szenarien. Als Ausgangswerte werden in der Regel die Daten der Übertragungsnetzbetreiber zu Grunde gelegt, die dem IE für diesen Zweck bereit gestellt wurden. Diese sind auch nach Inbetriebnahmejahren gegliedert und erlauben so auch die Betrachtung von Zeitreihen (abgesehen von den zwischenzeitlich abgebauten Anlagen). Ein Blick auf die im Vorjahr gelieferten Daten zeigt, dass es bei fast allen Energieträgern nachträgliche statistische Bereinigungen gab. In vielen Fällen waren 2007 die jeweils aktuellsten Daten noch unvollständig (z. B. Solarenergie), in einzelnen Fällen mussten die 2007 genutzten Zahlen auch nach unten korrigiert werden (z. B. Wasserkraft). Nur bei der Windenergie führt der Vergleich mit anderen Quellen zur Annahme einer anderen Berechnungsgrundlage als den gelieferten Zahlen, hier waren die Meldungen der Verteilnetzbetreiber für 2008 offenbar noch unvollständig.

Bei den Prognosen werden die Zahlen ebenfalls mit anderen Quellen verglichen, darunter mit der letzten Mittelfristprognose des BDEW.

Anders als in den Vorjahren wird diesmal auch die im neuen EEG geschaffene Möglichkeit der Direktvermarktung von EEG-Strom betrachtet. Für diese Betrachtungen werden allerdings nur grobe Schätzungen angestellt, eine genauere Quantifizierung durch das IE im Rahmen einer unveröffentlichten Studie brachte keine Anhaltspunkte dafür, dass beim aktuellen Niveau der Strompreise mit einer Direktvermarktung nennenswerter Anteile des erzeugten EEG-fähigen Stroms gerechnet werden müsste.

Im Ergebnis steht eine nach Übertragungsnetzbetreibern und Monaten gegliederte Stromeinspeisungsprognose für EEG-Strom für das Jahr 2010 zur Verfügung.

## 2 WASSERKRAFT

### 2.1 Aktuelle Rahmenbedingungen

Die Novelle des EEG, die seit 01.01.2009 in Kraft ist, hat die Attraktivität von Investitionen in Wasserkraftanlagen erhöht, die relevanten Veränderungen des Gesetzes wurden bereits in [IE 2008] dargestellt. Bei den Hemmnissen im Bereich des Wasser- und des Naturschutzrechts waren dagegen keine Entwicklungen festzustellen, die den Bau neuer Wasserkraftwerke (an vorhandenen Staustufen) erleichtern würden. Weiterhin verhalten sich die Behörden der verschiedenen Bundesländer gegenüber der Wasserkraft sehr unterschiedlich, so dass es Regionen gibt, in denen die installierte Leistung derzeit faktisch überhaupt nicht erweitert werden kann (z. B. Sachsen) und andere, in denen es etliche Neuanlagen gibt (z. B. Bayern).

Die Finanzkrise hat den Bereich der Wasserkraft kaum tangiert, weil die Anlagen entweder eher kleine Investitionsvolumen erfordern (und damit keine umfangreichen Kreditfinanzierungen) oder sich in der Hand größerer Energieversorgungsunternehmen befinden, die aufgrund einer besseren Eigenkapitalausstattung die Wasserkraftwerke ebenfalls ohne Rückgriff auf den Kapitalmarkt errichten können, diese Einschätzung wird auch von [Krieger 2009] bestätigt.

Die Preise der erforderlichen Rohstoffe (z. B. Stahl für die Turbinen) sind im letzten Jahr durch die Wirtschaftskrise gesunken, so dass eine Investition in Wasserkraftanlagen – kombiniert mit dem neuen EEG heute attraktiver als in den Vorjahren ist. Es kann sogar davon ausgegangen werden, dass die Attraktivität durch die Finanzkrise zugenommen hat, da einer Investition mit mäßiger Renditeerwartung in eine Wasserkraftanlage (als Sachwert) weniger Konkurrenzformen der Geldanlage als zuvor gegenüber stehen (wie zuvor etwa Spekulationsgeschäfte mit hoher Rendite) [Krieger 2009].

### 2.2 Entwicklung bis 2009

#### 2.2.1 Entwicklung bis 2008

Die Bundesnetzagentur hat im Sommer 2009 einen statistischen Bericht veröffentlicht, aus dem auch die Entwicklung der installierten Leistung der Wasserkraftanlagen zwischen 2002 und 2007 hervorgeht [BNA 2009 b]. Diese Daten beruhen in erster Linie auf Angaben der Übertragungsnetzbetreiber.

Für das Jahr 2007 stellte sich allerdings heraus, dass die Meldungen des Vorjahres aus einigen Verteilnetzen insgesamt zu hoch angesetzt waren und nach Durchführung von statistischen Bereinigungen nun nach unten korrigiert werden mussten. Insgesamt liegen die Angaben aus dem Vorjahr zur Leistung von 2007 um ca. 29 MW höher als die im August gemeldeten Daten für die Wasserkraftwerke der Baujahre bis 2007. Im Vergleich zu [BNA 2009 b] liegen die aktuellen Angaben sogar um 31 MW niedriger.

Als Grundlage für die weitere Berechnung werden daher die aktuellen Angaben der ÜNB auch zur Bestimmung der installierten Leistung der Vorjahre verwendet, wobei die in sehr

geringem Umfang erfolgten Stilllegungen von Wasserkraftwerken in diesem Zeitraum unberücksichtigt bleiben. Im Vergleich zu den Zahlen der BNA-Statistik liegen die Angaben für die installierte Leistung damit in allen Jahren um rund 30 MW niedriger. Alle Daten sind zusammenfassend in Tabelle 1 dargestellt.

**Tabelle 1** *Bisherige Entwicklung der EEG-Wasserkraft in Deutschland*

Bezugsjahr	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Leistung zum Jahresende (MW) <sup>A)</sup>	1.010	1.027	1.049	1.103	1.157	1.211	1.263	1.274
Stromeinspeisung im Jahr (GWh) <sup>B)</sup>	4.398	4.957	3.895	4.616	4.953	4.924	5.547	4.981

A) Quelle: IE-Berechnung nach [ÜNB 2009 b]

B) Quelle: Bis 2003: [IE 2006], 2004 bis 2007: [ÜNB 2009 a], 2008: [ÜNB 2009 b]

Die Werte zur Stromerzeugung unterliegen wieder erheblichen witterungsbedingten Schwankungen, welche den langsam ansteigenden Trend durch die allmählich anwachsende installierte Leistung überdecken.

Auffällig ist der geringe Leistungszubau im Jahr 2008. Hier zeigt sich, dass die EEG-Novelle, die Anfang 2009 in Kraft trat, für zahlreiche Bauherren neuer und modernisierter Projekte eine deutlich attraktivere Rentabilität versprach, so dass mit der Inbetriebnahme von vielen Betreibern der Anfang des Jahres 2009 abgewartet wurde, um von den neuen Konditionen zu profitieren. Diese Einschätzung wird auch von [Uphoff 2009] geteilt.

## 2.2.2 Einschätzungen zur Marktentwicklung 2009

Die seit Januar 2009 geltende Novelle des EEG führt nach Einschätzung des IE zu einer leichten Zunahme der installierten Leistung auf mittlere Sicht. Impulse sind v. a. bei der ökologischen Modernisierung bestehender Anlagen, aber auch bei Neuanlagen im mittleren Leistungsbereich (bis ca. 5 MW) zu erwarten. Diese Einschätzung deckt sich auch mit derjenigen mehrerer befragter Branchenexperten [Straßer 2009], [Uphoff 2009].

Von der Zahl der Projekte her fallen die ökologischen Modernisierungen am stärksten ins Gewicht, da es für Altanlagen, die nach dem 31.12.2008 modernisiert wurden, gemäß § 23 Abs. 2 i. V. m. § 23 Abs. 5 EEG eine um 2 ct höhere Vergütung als im EEG von 2004 gibt, sofern „der ökologische Zustand gegenüber dem vorherigen Zustand wesentlich verbessert worden ist“. Bei diesen Projekten kommt es allerdings nur zu geringen Leistungssteigerungen, da zwar modernere Turbinen eingesetzt werden, der Mindestwasserabfluss außerhalb des Kraftwerkes aus ökologischen Gründen jedoch oft so erhöht wird, dass dem Wasserlauf weniger kinetische Energie entnommen werden kann. Damit kompensieren sich die Effekte der ökologischen und der technischen Modernisierung in vielen Fällen [Giersemehl 2009]. Im Jahr 2009 können solche Projekte jedoch als erste den Impuls des neuen EEG aufgreifen, da Neubau- und Reaktivierungsprojekte längere Vor-



laufzeiten erfordern [Uphoff 2009]. Auch beim Verband der Maschinen- und Anlagenbauer wird im Jahr 2009 noch nicht mit verstärkten Impulsen bei der Kleinwasserkraft gerechnet [Krieger 2009].

### 2.2.3 Einschätzung des IE

Damit setzt sich der Leistungszuwachs für das Jahr 2009 nach unserer Einschätzung wie folgt zusammen:

- 20 MW Zubau im ersten Quartal 2009 durch zurückgestellte Inbetriebnahmen von 2008 errichteten Anlagen (Verschiebung wegen EEG-Novelle)
- 10 MW Zubau durch größere Anlagen ab 5 MW (5 MW in Gottfrieding/Isar und 5 MW in Wassburg am Inn) [Straßer 2009]
- 10 MW durch langfristig geplante kleinere Neubauprojekte (unbeeinflusst vom EEG in gleicher Größenordnung wie in den Vorjahren)
- 10 MW durch langfristig geplante kleinere Reaktivierungsprojekte (unbeeinflusst vom EEG in gleicher Größenordnung wie in den Vorjahren)
- 15 MW durch Modernisierung von Altanlagen unter Beachtung der ökologischen Verbesserungen (leichter Zuwachs als erster Impuls der EEG-Novelle)

Zusammengenommen kann damit ein Zuwachs von 65 MW erwartet werden. Bei der Zuordnung der Anlagen auf die Netzbetreiber wurden die beiden größeren Anlagen eindeutig dem transpower-Netzgebiet zugeordnet, während für die übrigen 55 MW der Zubau auf die vier ÜNB nach den Anteilen zugeordnet wurde, die diese bis Ende 2008 an der gesamten installierten Leistung erreicht hatten. Dadurch steigt der Anteil des transpower-Netzgebietes von 40,7 % bis Ende 2009 auf 41,2 % an der bundesweit installierten Wasserkraftleistung, während die Anteile der übrigen Netzbetreiber etwas rückläufig sind.

## 2.3 Prognose für 2010

### 2.3.1 Prognose der Leistungsentwicklung nach Monaten

Für das Jahr 2010 wird mit einem Zubau von 50 MW installierter Leistung in Deutschland gerechnet.

Wie im Vorjahr werden jeweils 10 MW dieses Zubaus durch langfristig geplante Reaktivierungsprojekte sowie durch entsprechende Neubauprojekte im kleineren Leistungsbe-  
reich erwartet. Der Impuls zur ökologischen und technischen Modernisierung, der nach unserer Einschätzung 2009 zu einem Leistungszuwachs von 15 MW geführt hat, dürfte sich 2010 auf rund 20 MW verstärken. Außerdem entfallen 10 MW auf das Weserkraftwerk im Bremen-Hemelingen (transpower-Netzgebiet), dessen erwartete Inbetriebnahme sich seit unserer letzten Prognose [IE 2008] von Ende 2009 auf Ende 2010 verschoben hat. Da der übrige Zubau allen Netzbetreibern gemäß ihrer Ende 2009 erreichten Anteile an der Gesamtleistung zugeordnet wird, ergibt sich im transpower-Netzgebiet insgesamt ein prognostizierter Leistungszuwachs von über 26 MW, im Amprion-Netzgebiet von

knapp 11 MW, im EnBW-Netzgebiet von knapp 8,5 MW und im Vattenfall-Netzgebiet von knapp 4,5 MW.

Für die unterjährige Verteilung der jeweiligen Zubauleistung wurde im IE eine neue prozentuale Verteilung auf die Kalendermonate vorgenommen. Dafür dienten Aussagen von Praktikern aus Ingenieurbüros als Grundlage, die mit dem Wasserbau befasst sind [ATW 2009]: Die wesentlichen Wasserbauarbeiten finden in den abflussärmeren Sommermonaten statt. Je nach Umfang der Bauarbeiten werden die technischen Einrichtungen anschließend (Spätsommer bis Spätherbst) montiert. Anschließend kann die neue Anlage in Betrieb genommen werden, sofern sich keine witterungsbedingten Verzögerungen ergeben. Daher liegt der Schwerpunkt aller Inbetriebnahmen im zweiten Halbjahr, bei Verzögerungen kann sich die Inbetriebnahme in das erste Quartal des Folgejahres verschieben. Somit ist die Inbetriebnahme neuer Anlagen im zweiten Quartal eines jeden Jahres am wenigsten zu erwarten. Diese Verteilung wird für alle Projekte des Jahres 2010 für Anlagen von weniger als 5 MW (d. h. alle außer dem Weserkraftwerk) angewandt, nachdem es 2009 wegen der Änderung des EEG zu Jahresanfang einen Sondereffekt gab. Die neue Regelverteilung, von der wir für 2010 ausgehen, ist in Tabelle 2 dargestellt.

**Tabelle 2** *Verteilung des Leistungs-Zubaus bei Wasserkraftanlagen auf die Kalendermonate im Jahr 2010*

Kalendermonat	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12
Anteil am Zubau 2010	8%	4%	4%	3%	3%	4%	6%	8%	11%	15%	16%	18%

### 2.3.2 Prognose der Stromerzeugung nach Monaten

Die Annahmen zu den Vollbenutzungsstunden aus dem Vorjahr mussten diesmal nach oben korrigiert werden. Grundlagen dafür waren:

- Die Tatsache, dass die installierte Leistung rückwirkend nach unten korrigiert werden musste, ohne dass sich parallel die Daten zur Stromeinspeisung geändert haben.
- Neuere Erkenntnisse zu den tatsächlichen Inbetriebnahmemonaten, nach denen die Neuanlagen im gewichteten Mittel relativ spät im Jahr in Betrieb gehen, so dass ein größerer Anteil des erzeugten Stroms den ganzjährig im Bestand befindlichen Anlagen zuzurechnen ist [ATW 2009].
- Projektergebnisse einer anderen IE-Untersuchung für einen der vier ÜNB, die dort zu etwas höheren Vollbenutzungsstunden führen als sie sich in demjenigen Rechenmodell ergeben, das für [IE 2008] zur Anwendung kam.

Zudem errechnen sich auch aus den Daten von 2007 und 2008 [ÜNB 2009 b] höhere mittlere Erträge als 3.900 Vollbenutzungsstunden, wobei hier noch keine meteorologischen Vergleichsdaten bzw. Pegeldaten vorlagen, die zum Vergleich mit einem Normaljahr hätten genutzt werden können.

Für die Vollbenutzungsstunden der einzelnen ÜNB ergibt sich jeweils eine gewisse Bandbreite möglicher Annahmen. Betrachtet man die Auswertungen der Jahre 2008 und 2009, so lag der Wert der Wasserkraftanlagen im transpower-Gebiet regelmäßig höher als der Bundesdurchschnitt, in den übrigen Netzgebieten darunter, wobei die Relation zum Bundesdurchschnitt ebenfalls von einem Jahr zum anderen schwankte.

Als realistische Annahmen unter Beachtung aller o. g. Gründe wurden für die vier Netzgebiete daher als mittlere Vollbenutzungsstunden 3.500 (VET), 3.600 (Amprion), 4.500 (transpower) bzw. 3.900 (EnBW) festgelegt. Nach Wichtung mit den Anteilen an der installierten deutschen Gesamtleistung ergeben sich damit für Deutschland jährlich 4.019 Vollbenutzungsstunden für das durchschnittliche EEG-Wasserkraftwerk. Dieser Wert steht in guter Übereinstimmung mit den oben benannten Korrekturen der Vorjahreswerte.

Für die Verteilung der Stromeinspeisung auf die Kalendermonate wurde in [IE 2007] und [IE 2008] ein typisches Profil für die Gebiete der vier Übertragungsnetzbetreiber errechnet. Diese in Tabelle dargestellte langjährig typische Verteilung wird für die diesjährige Prognose – unter Beachtung der erwähnten Korrektur der Jahresbenutzungsstunden – wieder herangezogen.

**Tabelle 3** *Mittlere Vollbenutzungsstunden von EEG-Wasserkraftanlagen in Deutschland 2010 nach Kalendermonaten und Netzregionen*

Kalendermonat	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12
Vollbenutzungsstunden (von 4.019 im dt. Mittel)	405	401	466	430	387	287	236	250	255	271	278	352
Anteil am Jahr in % (deutschlandweit)	10,1	10,0	11,6	10,7	9,6	7,2	5,9	6,2	6,4	6,7	6,9	8,7
Anteil in % in Vattenfall-Netzregion (von 3.500)	9,9	10,2	11,8	12,2	10,5	7,4	5,7	5,7	6,7	6,2	6,0	8,0
Anteil in % in Amprion-Netzregion (von 3.600)	11,0	11,0	11,5	10,4	9,2	6,1	5,2	6,3	6,1	6,1	7,3	9,8
Anteil in % in transpower-Netzregion (von 4.500)	9,7	9,5	11,6	10,4	9,3	7,6	6,3	6,3	6,5	7,0	7,1	8,6
Anteil in % in EnBW-Netzregion (von 3.900)	9,7	9,7	11,6	11,5	10,6	7,5	5,7	6,1	6,4	6,8	6,4	8,3

Auf der Grundlage dieser Daten ergibt sich die Prognose des IE für alle Monate des Jahres 2010 und alle vier Übertragungsnetzgebiete. Die Kernaussagen sind in Tabelle 4 zusammengefasst dargestellt.

Wie auch bei den vorangegangenen Prognosen ist mit der stärksten Einspeisung von Wasserkraft in den ersten vier Kalendermonaten des Jahres 2010 zu rechnen. Der Zubau neuer Anlagen macht sich nur geringfügig bemerkbar, zumal unsere aktuelle Annahme davon ausgeht, dass sich die Inbetriebnahmezeitpunkte auf das letzte Quartal konzentrieren (vgl. Tabelle 2).

**Tabelle 4** *Prognose von Anlagen-Leistung und Stromeinspeisung aus EEG-Wasserkraft 2010 nach Kalendermonaten*

Bezugszeitraum	Leistung zum Monatsende (MW)	Stromeinspeisung (MWh)	Anteil der Stromeinspeisung am Jahreswert
Januar 2010	1.342	539.460	9,9 %
Februar 2010	1.344	537.425	9,9 %
März 2010	1.346	628.830	11,6 %
April 2010	1.347	584.914	10,7 %
Mai 2010	1.348	524.369	9,6 %
Juni 2010	1.350	390.260	7,2 %
Juli 2010	1.352	317.019	5,8 %
August 2010	1.355	339.145	6,2 %
September 2010	1.360	350.472	6,4 %
Oktober 2010	1.366	367.849	6,8 %
November 2010	1.372	380.711	7,0 %
Dezember 2010	1.389	483.793	8,9 %
<b>SUMME 2010</b>		<b>5.444.247</b>	<b>100,0 %</b>

### 2.3.3 Witterungsbedingte Schwankungen

Die mehrjährigen witterungsbedingten Schwankungen für die Wasserkraft wurden in [IE 2007] näher analysiert. Dabei ergab sich für einen dreißigjährigen Zeitraum eine wahrscheinliche Abweichung der Stromeinspeisung vom langjährigen Mittelwert zwischen 56,6 % nach oben und 31,5 % nach unten, bezogen auf den Jahreswert. Für die einzelnen Monate sind noch größere relative Abweichungen wahrscheinlich, insbesondere für die trockenen Sommermonate, in denen in einzelnen Jahren Hochwasserereignisse auftraten.

Bezogen auf die unter 2.3.2 aufgeführte Prognose für 2010 bedeutet dies, dass davon auszugehen ist, dass sich die Stromeinspeisung aus EEG-Wasserkraft in Deutschland 2010 zwischen 3.729 und 8.526 GWh bewegen könnte.

### 2.3.4 Vergleich mit anderen Prognosen

Die ÜNB-Mittelfristprognose rechnet für 2010 mit 5.668 GWh Stromerzeugung aus der EEG-Wasserkraft (nach 4.897 GWh für 2009 [ÜNB 2009 a] unter Berücksichtigung erster Zwischenergebnisse für das Jahr 2009). Dieser Wert liegt um ca. 4 % höher als unsere Prognose. Ein Grund für die höhere Prognose dürfte in der stärkeren Zubauentwicklung des Jahres 2010 liegen – wobei die Zahlen des BDEW vermuten lassen, dass in der Mit-

telfristprognose für 2010 bereits die Inbetriebnahme des Kraftwerks Rheinfelden angenommen wurde, das unserer Einschätzung nach aber erst im Jahr 2011 mit der Stromlieferung beginnen kann – für 2011 wurde bei BDEW wieder ein deutlich niedrigerer Zubau angesetzt.

Unsere eigene Prognose des Vorjahres [IE 2008] lag nur um 0,4 % niedriger als unsere aktuelle Prognose für 2009 (als Zwischenergebnis für die neue Prognose), wobei sich hier der Effekt eines niedrigeren Ausgangswertes zu Jahresanfang 2009 und der Effekt der höher angesetzten Vollbenutzungsstunden weitgehend ausgleichen. Die Verschiebung des Zubaus von 2008 auf 2009 beeinflusst die Gesamtprognose für 2009 dagegen weniger stark.

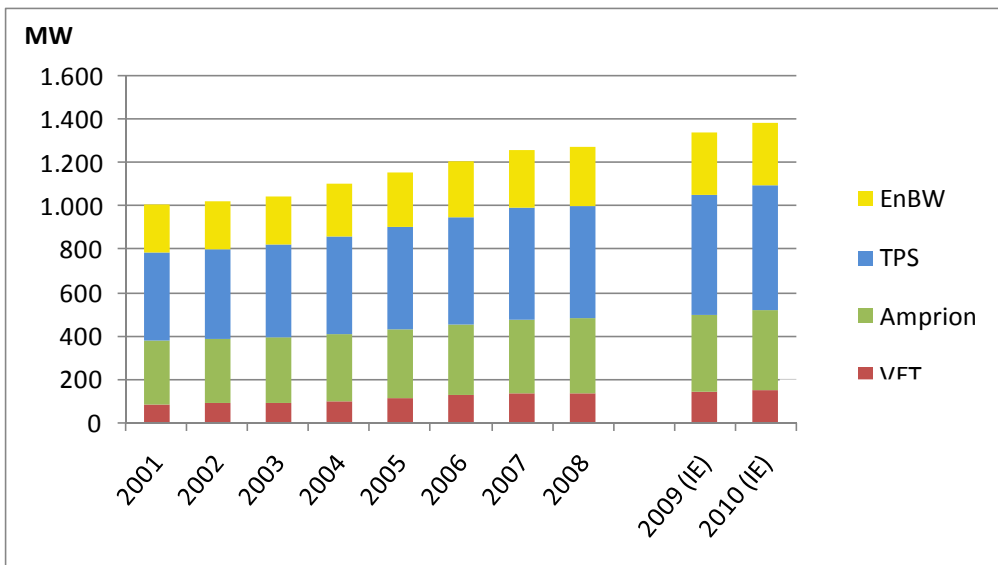
Das Branchenszenario des Bundesverbandes Erneuerbare Energien [BEE 2009] rechnet für 2010 mit einer installierten Leistung von 1.436 MW und einer Stromproduktion von 7.200 GWh aus der EEG-Wasserkraft. Dort wurde allerdings ein schnellerer Ausbau angenommen. Dieser stand allerdings unter dem Vorbehalt, dass die „rechtlichen Rahmenbedingungen“ stimmen und im Zuge der Umsetzung der Wasserrahmenrichtlinie ein Interessenausgleich auch die Interessen der Wasserkraftwerksbetreiber angemessen berücksichtigt. Insofern war das Branchenszenario von zu optimistischen Annahmen ausgegangen, da der Ausbau der Wasserkraft in einigen Bundesländern weiterhin durch wasser- und naturschutzrechtliche Auflagen gehemmt wird.

Die übrigen veröffentlichten Szenarien, z. B. [Nitsch 2008], differenzieren nicht nach der EEG-Wasserkraft und der übrigen Wasserkraft, so dass deren Daten mit unserer Prognose nicht vergleichbar sind.

## 2.4 Zusammenfassung

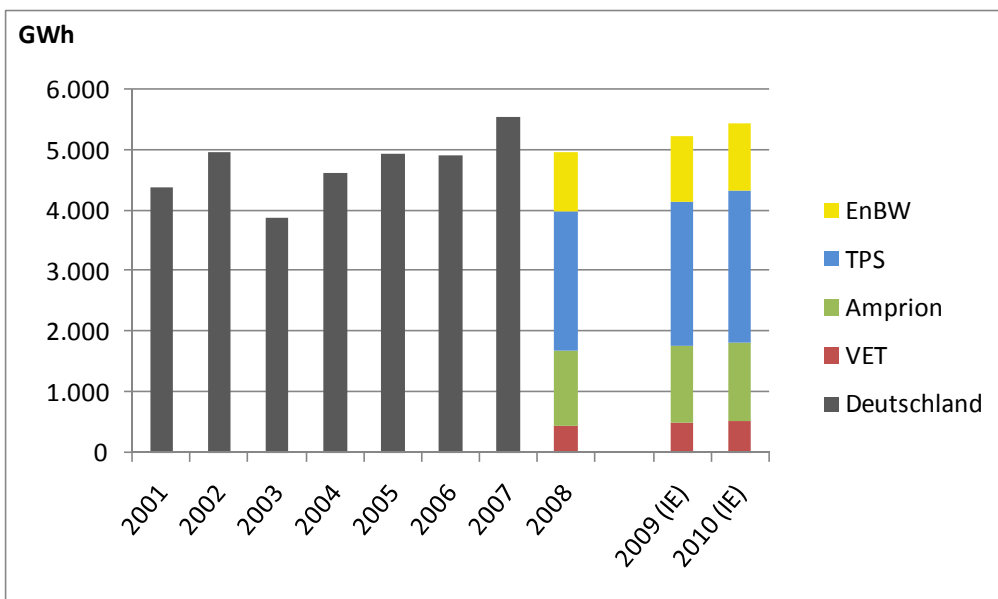
Zusammenfassend wird für Deutschland nach der weitgehenden Stagnation des Jahres 2008 für 2009 eine etwas dynamischere und für 2010 eine weniger spektakuläre Zubauentwicklung für die EEG-Wasserkraft erwartet. Die entsprechende Zeitreihe in Abbildung 1 beruht aufgrund rückwärtiger Korrekturen diesmal ausschließlich auf den Meldungen der Auftraggeber [ÜNB 2009 b], so dass für die ersten Jahre eine gewisse Untererfassung durch zwischenzeitlichen Anlagenrückbau nicht ausgeschlossen werden kann. Somit könnte der Anstieg der Jahre bis 2007 auch etwas flacher verlaufen sein. Die zuvor genutzten Zeitreihen konnten jedoch mit den 2009 gelieferten Daten nicht mehr in Übereinstimmung gebracht werden.

Für die Stromeinspeisung wird für das Jahr 2010 ebenfalls mit einer Steigerung gerechnet, wobei diese – wie in 2.3.4 dargestellt – unter dem Vorbehalt der Witterungsentwicklung und der konkreten Abflussmengen der Flüsse steht. Aus Abbildung 2 wird deutlich, dass diese Schwankungen die gesamte Stromeinspeisung aus Wasserkraft stärker beeinflussen haben, als der allmähliche Leistungszubau. Für die Jahre bis 2007 wurden die Daten der aktuellen ÜNB-Mittelfristprognose [ÜNB 2009 a] zu Grunde gelegt. Da sich diese mit den Datenlieferungen der Übertragungsnetzbetreiber aus den Vorjahren nicht völlig decken, kann die Gliederung nach Netzbetreibern erst für die Jahre ab 2008 grafisch dargestellt werden.



**Abbildung 1** Anlagenleistung der EEG-Wasserkraft in Deutschland

Für die Stromeinspeisung wird für das Jahr 2010 ebenfalls mit einer Steigerung gerechnet, wobei diese – wie in 2.3.4 dargestellt – unter dem Vorbehalt der Witterungsentwicklung und der konkreten Abflussmengen der Flüsse steht. Aus Abbildung 2 wird deutlich, dass diese Schwankungen die gesamte Stromeinspeisung aus Wasserkraft stärker beeinflusst haben, als der allmähliche Leistungszubau. Für die Jahre bis 2007 wurden die Daten der aktuellen ÜNB-Mittelfristprognose [ÜNB 2009 a] zu Grunde gelegt, welche bis 2007 die von Wirtschaftsprüfern bescheinigten Abrechnungsdaten enthält. Da sich diese mit den Datenlieferungen der Übertragungsnetzbetreiber aus den Vorjahren nicht völlig decken, kann die Gliederung nach Netzbetreibern erst für die Jahre ab 2008 grafisch dargestellt werden.



**Abbildung 2** Stromeinspeisung aus EEG-Wasserkraft in Deutschland

## 3 DEPONIEGAS

### 3.1 Aktuelle Rahmenbedingungen

Für Deponiegasanlagen wurde mit der EEG-Novelle 2009 im Vergleich zum EEG 2004 für kleinere Anlagen (Leistungsanteil bis 500 kW<sub>el</sub>) eine Anhebung der Vergütung von 7,11 €/ct/kWh auf 9,00 €/ct/kWh umgesetzt. Für größere Anlagen (Leistungsanteil >500 kW<sub>el</sub> bis 5 MW<sub>el</sub>) wurden gegenüber dem EEG 2004 keine Änderungen vorgenommen.

Damit wird dem Rechnung getragen, dass wegen des rückläufigen Deponiegasaufkommens ein Trend zur Errichtung kleinerer Anlagen (Downsizing) erwartet wird, welche aber aufgrund der Vergütung nach EEG 2004 in der Regel nicht wirtschaftlich waren.

Nach geltendem Abfallrecht werden keine neuen Deponien mit organischen Inhaltsstoffen mehr erschlossen. Daher ist die weitere Entwicklung auf die bestehenden Deponiestandorte begrenzt und neue Nutzungs- bzw. EEG-Einspeisepotenziale können bei rückläufiger Ausgasung nur im Bestand realisiert werden.

### 3.2 Entwicklung bis 2009

#### 3.2.1 Entwicklung bis 2008

In den vorliegenden Statistiken wird die Stromerzeugung aus Deponiegas in der Regel zusammen mit den Klär- und Grubengasen ausgewiesen, da auch gemäß EEG 2004 diese Gase in Summe abgerechnet wurden. Nach dem EEG 2009 werden nun die einzelnen Gasarten getrennt ausgewiesen, da gasspezifische Vergütungsregelungen vorgesehen sind. Dies gilt jedoch nur für neu zugebaute Anlagen. Eine rückwirkende Trennung der Statistik nach den einzelnen Gasarten ist also nicht vorgesehen bzw. wird diese für Bestandsanlagen auch in Zukunft nur eingeschränkt möglich sein.

Erst seit dem Jahr 2003 kann auf Basis der amtlichen Statistik eine hinreichend gesicherte Trennung zwischen den Deponie-, Klär- und Grubengasen (DKG-Gase) vorgenommen werden. Hinzu kommt, dass bis 2003 diese Gruppe der erneuerbaren Energien zusammen mit der Stromerzeugung aus Wasserkraft nach EEG abgerechnet wurde, während in den Statistiken des BMU Deponie- und Klärgas der Biomasseverstromung zugerechnet wurde.

In Verbindung mit den statistischen Angaben zur Stromerzeugung aus Klär- und Grubengasen hat das IE für die EEG-Stromerzeugung die in Tabelle 5 dargestellte Entwicklung für Deponiegase abgeleitet.

**Tabelle 5** Bisherige Entwicklung der EEG-Deponiegas-Stromerzeugung in Deutschland

Bezugsjahr	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Stromeinspeisung im Jahr (GWh) <sup>A)</sup>	k.A.	k.A.	800	1.000	1.100	1.050	1.100	923

A) Quelle: IE-Berechnung

### **3.2.2 Einschätzungen zur Marktentwicklung 2009**

Mit der EEG-Novelle 2009 kann erreicht werden, dass das vorhandene Potenzial vor allem im kleinen Leistungsbereich bei bereits verschlossenen Deponien noch gehoben werden kann oder im Zuge des Rückbaus (Ausgasung) die Installation neuer, aber kleinerer Anlagen ökonomisch sinnvoll ist. Ein Zubau von Deponiegasanlagen im großen Leistungsbereich ist nicht zu beobachten, da keine neuen Deponien mehr angelegt werden. Diese Annahmen zur weiteren Entwicklung wurden vor allem mit Blick auf die Veränderungen in den Vergütungssätzen schon im Vorgängergutachten [IE 2008] berücksichtigt.

### **3.2.3 Einschätzung des IE**

Zusammen mit den Potenzialeinschätzungen und dem Ausgasungsverhalten der Deponien (Halbwertszeit von ca. 5 Jahre für die Ausgasung) sowie dem damit verbundenen Rückbau großer Anlagen bei gleichzeitiger Installation kleinerer Anlagen aufgrund der verbesserten Einspeisevergütungen wird die EEG-Stromeinspeisung aus Deponiegas eine rückläufige Tendenz aufweisen. Für das Jahr 2009 erwartet das IE eine Einspeisung von 864 GWh und somit einen Rückgang um gut 6 % im Vergleich zum Vorjahr.

## **3.3 Prognose für 2010**

### **3.3.1 Prognose der Leistungsentwicklung**

Aufgrund der rückläufigen Ausgasung bei den Deponien erwartet das IE für das Jahr 2010 einen deutlicheren Rückbau der Anlagenleistung. Es wird erwartet, dass sich die Anlagenleistung im Jahresverlauf um 67 MW verringert und am Jahresende dann noch 346 MW beträgt.

Für die unterjährige Verteilung des Anlagenrückbaus konnten in vorangegangenen Analysen keine signifikanten jahreszeitlichen Schwankungen festgestellt werden, so dass für die Prognose der Stromerzeugung von einem gleichmäßig über das Jahr verteilten Anlagenrückbau ausgegangen wurde.

### **3.3.2 Prognose der Stromerzeugung nach Monaten**

Das technische Verhalten von Deponiegasanlagen weist einen hohen Grad an Gleichmäßigkeit auf. Über witterungsbedingte Schwankungen liegen keine spezifischen Erkenntnisse vor, die zu relevanten jahreszeitlichen Schwankungen führen. Die zu Grunde gelegten durchschnittlichen 4.070 Volllaststunden verteilen sich somit gleichmäßig über die Monate im Jahr.

In Verbindung mit den Annahmen zur Entwicklung der Anlagenleistung ergibt sich für das Jahr 2010 eine EEG-Stromeinspeisung von knapp 642 GWh (Tabelle 6). Aufgrund des Leistungsrückgangs verringert sich die Einspeisung kontinuierlich im Jahresverlauf und erreicht im Dezember nur noch 67 % des Januarwertes.



**Tabelle 6** *Prognose von Anlagen-Leistung und Stromeinspeisung aus EEG-Deponiegasanlagen 2010 nach Kalendermonaten*

Bezugszeitraum	Leistung zum Monatsende (MW)	Stromeinspeisung (MWh)	Anteil der Stromeinspeisung am Jahreswert (%)
Januar 2010	188	65.077	10,1
Februar 2010	183	57.175	8,9
März 2010	177	61.335	9,6
April 2010	172	57.514	9,0
Mai 2010	166	57.465	9,0
Juni 2010	161	53.770	8,4
Juli 2010	155	53.595	8,4
August 2010	149	51.629	8,0
September 2010	144	48.122	7,5
Oktober 2010	138	47.759	7,4
November 2010	133	44.377	6,9
Dezember 2010	127	43.890	6,8
<b>SUMME 2010</b>		<b>641.709</b>	<b>100,0</b>

Anmerkung: Monatsverteilung gewichtet über die Anzahl der Tage im Monat

### 3.3.3 Vergleich mit anderen Prognosen

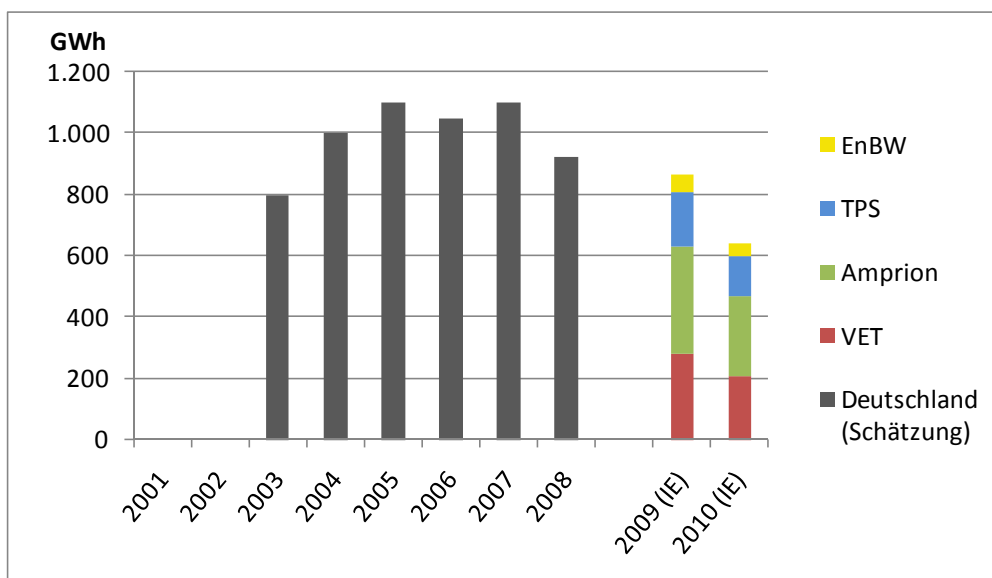
Wie bei den statistischen Grundlagen für die zurückliegenden Jahre wurde auch für die Stromeinspeisung aus Deponiegas bisher keine eigenständige Prognose erstellt, sondern immer nur eine Zusammenfassung der DKG-Gase veröffentlicht. Entsprechend liegen keine Vergleichswerte vor.

Im Vergleich zu einer Prognose des IE vom Anfang dieses Jahres [IE 2009] wird aufgrund der nunmehr vorliegenden Jahresabrechnung 2008 jedoch geschlussfolgert, dass der Rückgang in den kommenden Jahren deutlicher ausfallen wird als bisher angenommen wurde.

### 3.4 Zusammenfassung

Ausgehend von einem annähernd stetigen Anstieg der Stromeinspeisung wird nach Einschätzung des IE nunmehr bei der EEG-Stromeinspeisung aus Deponiegas ein kontinuierlicher Rückgang eintreten. Durch die Ausgasung der Deponien (Rückgang des Methananteils) wird das nutzbare Potenzial immer geringer und auch die Attraktivitätssteigerung für kleinere Anlagen (Erhöhung der Vergütung) kann diesen Prozess nicht stoppen, sondern allenfalls verzögern.

Die bisherige Entwicklung (Schätzung bis 2008) und die Prognose für 2009 und 2010 sind zusammengefasst in Abbildung 3 dargestellt.



**Abbildung 3 Stromeinspeisung aus EEG-Deponiegasanlagen in Deutschland**

## **4 KLÄRGAS**

### **4.1 Aktuelle Rahmenbedingungen**

Für die EEG-Vergütung aus Klärgasanlagen sind mit der EEG-Novelle 2009 keine Änderungen in der Grundvergütung, der Degression sowie des Technologiebonus im Vergleich um EEG 2004 wirksam geworden.

Die weitere Einspeisung von EEG-Strom aus Klärgas wird sich daher weiterhin insbesondere aufgrund der Strommarktpreisentwicklung ergeben. Hier wird die Abwägung zwischen Eigenstromverbrauch bei hohen Strommarktpreisen und gezielter EEG-Stromerzeugung bei niedrigen Strompreisen und somit günstigem Strombezug über einen Lieferanten bei den einzelnen Anlagenbetreibern entscheiden.

### **4.2 Entwicklung bis 2009**

#### **4.2.1 Entwicklung bis 2008**

Die bisherige Entwicklung von Aufkommen und Verwendung von Klärgas ist durch das statistische Bundesamt dokumentiert [Destatis 2009] und ist in Tabelle 7 dargestellt.

Die Gewinnung von Klärgas nahm im Betrachtungszeitraum von 2001 bis 2008 auf ca. 5.100 GWh jährlich stetig zu. Der überwiegende Teil des anfallenden Klärgases wurde – mit steigender Tendenz – zur Stromerzeugung innerhalb der Kläranlage genutzt. Für reine Heiz- und Antriebszwecke wurden im Mittel ca. 940 GWh jährlich verwendet.

Die jährlich abgegebene Klärgasmenge stieg von 113 GWh im Jahr 2001 auf 147 GWh im Jahr 2008 an. Das Klärgas wurde hierbei fast ausschließlich an EVU abgegeben.

**Tabelle 7** *Aufkommen und Verwendung von Klärgas 2001 bis 2008*

Jahr	Gewinnung von Klärgas in GWh	Verbrauch von Klärgas in GWh		Zur Abgabe verfügbar in GWh
		Zur Stromerzeugung	Zu reinen Heiz- und/oder Antriebszwecken	
<b>2001</b>	4.497	2.845	1.042	113
<b>2002</b>	4.683	3.047	1.021	122
<b>2003</b>	4.728	3.150	980	143
<b>2004</b>	4.861	3.289	1.011	140
<b>2005</b>	4.930	3.433	975	132
<b>2006</b>	5.035	3.585	873	161
<b>2007</b>	5.009	3.692	806	165
<b>2008</b>	5.088	3.836	776	147

Quelle: DESTATIS 2009

In Tabelle 8 sind Stromerzeugung und -verbrauch innerhalb der Kläranlagen dargestellt [Destatis 2009]. Die Stromerzeugung aus Klärgas nahm über die betrachteten Jahre stetig zu und betrug im Jahr 2008 gut 1.000 GWh. Der überwiegende Teil des erzeugten Stromes (80-90 %) wurde in den Anlagen selbst verbraucht. Es zeigt sich jedoch hier bis 2006 auch ein zunehmender Trend zur Einspeisung von Strom aus Klärgas in das öffentliche Stromnetz.

**Tabelle 8** *Stromerzeugung und -verwendung von Strom aus Klärgas 2001 bis 2008*

Jahr	Eigenstromerzeugung aus Klärgas in GWh	Verbrauch im eigenen Betrieb in GWh	Abgabe in GWh	Anteil des Eigenverbrauchs an der Erzeugung in Prozent
<b>2001</b>	735	674	61	92%
<b>2002</b>	777	702	75	90%
<b>2003</b>	818	737	81	90%
<b>2004</b>	864	747	117	86%
<b>2005</b>	888	746	142	84%
<b>2006</b>	936	756	180	81%
<b>2007</b>	975	823	152	84%
<b>2008</b>	1.021	902	120	88%

Quelle: DESTATIS 2009

Somit kommen vor dem Hintergrund eines gestiegenen Klärgasaufkommens zusammenfassend zwei Effekte zum Tragen: Einerseits wird – in geringem Umfang – tendenziell zunehmend **Klärgas** an externe Verbraucher abgegeben (Energieversorgungsunternehmen) und andererseits zeigt sich ein Trend hin zur vermehrten Erzeugung von **Strom** aus Klärgas, von dem ein wachsender Anteil ins Stromnetz eingespeist wird, da er entweder den Eigenbedarf übersteigt oder wirtschaftlich attraktiver als der Strombezug ist.

#### 4.2.2 Einschätzungen zur Marktentwicklung 2009

Seitens Branchenexperten wird davon ausgegangen, dass ein eher verhaltener Zubau an Klärgasanlagen stattfinden wird. Zubaupotenziale ergeben sich in erster Linie im Bereich der Remotorisierung hin zu leistungsstärkeren BHKW und in der steigenden Nutzung von Klärgas zur Stromerzeugung, welches bisher der Wärmeerzeugung diente. Ein weiterer Effekt wird aufgrund des Technologiebonus zu erwarten sein: Die (zentrale) Verstromung von auf Erdgasqualität aufbereitetem und ins Erdgasnetz eingespeistem Klärgas kann die dezentrale Stromerzeugung innerhalb der Kläranlagen ablösen. Dafür ist eine technisch und wirtschaftlich sinnvolle Umsetzung derzeit nur in Einzelfällen zu beobachten.

Die weitere Entwicklung ist von den Entscheidungen der Kläranlagenbetreiber und damit von den jeweiligen wirtschaftlichen Gegebenheiten abhängig, d. h. bei günstigen Strommarktpreisen wird zukünftig die Abgabe von Strom aus Klärgas stärker steigen als bei hohen Strommarktpreisen, weil der vermiedene Bezugspreis eine relevante Entscheidungsgröße für die Anlagenbetreiber darstellt.

#### 4.2.3 Einschätzung des IE

Vom IE wird für das Jahr 2009 aufgrund der Strommarktpreisentwicklung davon ausgegangen, dass sich das Niveau der Stromeinspeisung aus Klärgas wieder erhöhen wird und einen Wert von 157 GWh erreichen kann. Damit wird ein Anstieg gegenüber 2008 um fast 1/3 erwartet. Diese Einspeisemenge liegt aber immer noch um fast 15 % unter dem Spitzenwert des Jahres 2006 und wird daher vom IE als realistisch eingeschätzt.

### 4.3 Prognose für 2010

#### 4.3.1 Prognose der Leistungsentwicklung

Wie zuvor bei der Marktentwicklung für 2009 bereits dargestellt, gehen Branchenexperten nur von einem geringfügigen Leistungsausbau aus. Von Seiten des IE wird diese Markteinschätzung geteilt. Für 2010 wird daher analog zur Prognose für 2009 nur ein Leistungsausbau um 9 MW auf 186 MW bis zum Jahresende 2010 erwartet.

Für die unterjährige Verteilung des Anlagenzubaues konnten in vorangegangenen Analysen keine signifikanten jahreszeitlichen Schwankungen festgestellt werden, so dass für die Prognose der Stromerzeugung von einem gleichmäßig über das Jahr verteilten Anlagenzubaues ausgegangen wurde.

### 4.3.2 Prognose der Stromerzeugung nach Monaten

Unterjährige Schwankungen bei der Klär gaserzeugung und –verstromung unterliegen laut Expertenbefragungen keinem statistischen Zusammenhang. Schwankungen von Abwassermengen und damit dem Klärschlammaufkommen sind in Einzelfällen zu beobachten. Auch verschiedene Wärmenutzungskonzepte bei wärmegeführten Anlagen führen zu jahreszeitlichen Unterschieden beim Betrieb von Klär gasanlagen. Bei der vorliegenden Prognose werden diese Effekte aufgrund der individuellen Charakteristik nicht mit einberechnet. Die Entwicklung der Stromeinspeisung orientiert sich daher an der zum Betrachtungszeitpunkt installierten Leistung und den durchschnittlichen Vollbenutzungsstunden. Die zu Grunde gelegten durchschnittlichen 920 Volllaststunden verteilen sich somit gleichmäßig über die Monate im Jahr und beziehen sich auf die Gesamtleistung der Anlagen. Diese Gesamtleistung beinhaltet auch die Anlagenleistung, die zur Eigenstromversorgung genutzt wird.

In Verbindung mit den Annahmen zur Entwicklung der Anlagenleistung ergibt sich für das Jahr 2010 eine EEG-Stromeinspeisung von knapp 170 GWh (Tabelle 9). Nachdem für 2009 noch ein deutlicherer Anstieg zum Vorjahr erwartet wird, ergibt sich aufgrund des moderaten Anlagenzubaues und nur noch einer geringen Anteilssteigerung bei der Stromeinspeisung ein Anstieg der EEG-Stromeinspeisung von gut 6 %. Diese Einspeisemenge liegt weiterhin um 7 % unter dem bisherigen Spitzenwert aus dem Jahr 2006.

**Tabelle 9** Prognose von Anlagen-Leistung und Stromeinspeisung aus EEG-Klär gasanlagen 2010 nach Kalendermonaten

Bezugszeitraum	Leistung zum Monatsende (MW)	Stromeinspeisung (MWh)	Anteil der Stromeinspeisung am Jahreswert (%)
Januar 2010	178	13.887	8,3
Februar 2010	178	12.591	7,5
März 2010	179	14.000	8,4
April 2010	180	13.605	8,1
Mai 2010	181	14.118	8,4
Juni 2010	181	13.718	8,2
Juli 2010	182	14.235	8,5
August 2010	183	14.295	8,5
September 2010	184	13.890	8,3
Oktober 2010	184	14.412	8,6
November 2010	185	14.003	8,4
Dezember 2010	186	14.530	8,7
<b>SUMME 2010</b>		<b>167.285</b>	<b>100,0</b>

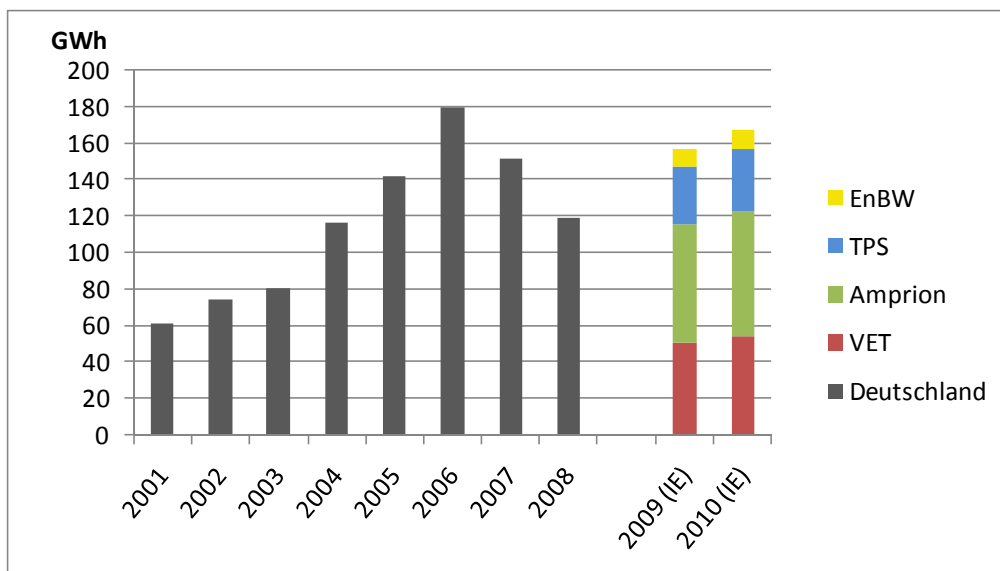
Anmerkung: Monatsverteilung gewichtet über die Anzahl der Tage im Monat

### 4.3.3 Vergleich mit anderen Prognosen

Für die Stromeinspeisung aus Klärgas wurde bisher keine eigenständige Prognose erstellt, sondern immer nur eine Zusammenfassung der DKG-Gase veröffentlicht. Entsprechend liegen keine Vergleichswerte vor.

## 4.4 Zusammenfassung

Ausgehend von einem zunächst erfolgten stetigen Anstieg und nachfolgendem Absinken der Stromeinspeisung wird nach Einschätzung des IE nunmehr bei der EEG-Stromeinspeisung aus Klärgas wieder ein Anstieg eintreten. Vor allem durch die günstigen Strommarktpreise wird eine erhöhte Stromeinspeisung mit EEG-Vergütung für die Anlagenbetreiber attraktiv und zu dieser Entwicklung beitragen. Die bisherige Entwicklung bis 2008 und die Prognose für 2009 und 2010 sind zusammengefasst in Abbildung 4 dargestellt.



**Abbildung 4 Stromeinspeisung aus EEG-Klärgasanlagen in Deutschland**

## 5 GRUBENGAS

### 5.1 Aktuelle Rahmenbedingungen

Die EEG-Novelle 2009 berücksichtigt höhere Einspeisevergütungen für kleinere Anlagen bis 1 MW<sub>el</sub>. Größere Anlagen von >1 bis 5 MW<sub>el</sub> erhalten eine geringere Vergütung gegenüber dem EEG 2004. Daher ist kein Zubau im großen Leistungsbereich zu erwarten.

### 5.2 Entwicklung bis 2009

#### 5.2.1 Entwicklung bis 2008

Für die Entwicklung der EEG-Stromeinspeisung aus Grubengas kann auf Daten vom Gesamtverband Steinkohle e.V. [GVSt 2009] aufgebaut werden. Diese über mehrere Jahre hinweg zusammengetragenen Daten sind in Tabelle 10 dargestellt. Anlagen zur Grubengasverstromung befinden sich nur im Netzgebiet der Amprion GmbH.

Nachdem anfänglich ein dynamischer Ausbau erfolgte und auch die Stromerzeugung kontinuierlich angestiegen ist, haben sich nunmehr eine Stagnation bei der Anlagenleistung und sogar ein Rückgang bei der Stromerzeugung eingestellt. Dies deutet auf eine weitgehende Potenzialausschöpfung zum gegenwärtigen Zeitpunkt hin.

**Tabelle 10** Bisherige Entwicklung der EEG-Grubengas-Stromerzeugung in Deutschland

Bezugsjahr	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Leistung zum Jahresende (MW) <sup>A)</sup>	23	91	154	213	227	225	229	228
Stromeinspeisung im Jahr (GWh) <sup>A)</sup>	70	240	739	1.089	1.351	1.269	1.341	1.135

A) Quelle: GVSt 2009

#### 5.2.2 Einschätzungen zur Marktentwicklung 2009

Eine Aussage über die zukünftige Entwicklung bei Grubengasanlagen ist nach wie vor schwierig. Bei Grubengasanlagen ist bereits der Großteil an wirtschaftlich interessanten Standorten erschlossen, da in der Vergangenheit v. a. ein starker Zubau im großen Leistungsbereich stattgefunden hat. Für künftige Neuanlagenstandorte ist von höheren Kosten für Infrastruktureinrichtungen als auch geringerem Gasaufkommen und höherem Fündigkeitsrisiko bei älteren Schachtanlagen auszugehen.

Aufgrund der neuen Vergütungssätze im EEG 2009 ist kein Zubau im großen Leistungsbereich mehr zu erwarten, für kleine Anlagen wird es vereinzelt noch geeignete Standorte geben. Auch der Ausstieg aus der Steinkohlenförderung wird nicht zu einem Anstieg der Stromerzeugung aus Grubengas führen, da v. a. bei aktiven Bergwerken Grubengas bereits jetzt gefördert wird und nach Schließung z. T. eine Grubengasgewinnung nicht mehr möglich oder wirtschaftlich sinnvoll ist.



### 5.2.3 Einschätzung des IE

Ausgehend von der zu erwartenden Marktentwicklung wird vom IE für 2009 kein weiterer Leistungszubau angenommen. Verbunden mit einem geringen Rückgang der Volllaststunden wird für 2009 eine EEG-Stromeinspeisung von 1.083 GWh prognostiziert. Diese Einspeisemenge liegt nochmals um fast 5 % unter dem Wert von 2008. Perspektivisch wird für die EEG-Einspeisung aus Grubengas von einer stagnierenden bis eher sinkenden Tendenz auszugehen sein.

## 5.3 Prognose für 2010

### 5.3.1 Prognose der Leistungsentwicklung

Analog zur Entwicklung im Jahr 2009 wird vom IE für das Jahr 2010 keine Leistungsveränderung im Grubengassegment erwartet. Wie bei der Marktentwicklung dargestellt, kämen allenfalls Anlagen in kleinen Leistungsklassen (bis 1 MW<sub>e</sub>) für Zubauten noch in Betracht, deren Realisierung für 2010 bisher aber noch ungewiss ist.

### 5.3.2 Prognose der Stromerzeugung

Die seit etwa 2006 zu beobachtende Tendenz sinkender Volllaststunden bei Grubengasanlagen mit EEG-Einspeisung wird sich aus Sicht des IE auch 2010 fortsetzen, erreicht dann noch etwa 4.500 Stunden und liegt damit deutlich unter dem Spitzenwert des Jahres 2005 (5.952 h).

In Verbindung mit den Annahmen zur Entwicklung der stagnierenden Anlagenleistung ergibt sich für das Jahr 2010 eine EEG-Stromeinspeisung von 1.026 GWh. Eine Aufteilung nach Monaten wird hier nicht im Detail dargestellt, bei gleichmäßig laufenden (bzw. allmählich immer geringer ausgelasteten) Anlagen hängt diese wesentlich von Kalenderefekten ab.

Die 2008 einsetzende Entwicklung sinkender Einspeisemengen wird sich demnach aus unserer Sicht fortsetzen.

### 5.3.3 Vergleich mit anderen Prognosen

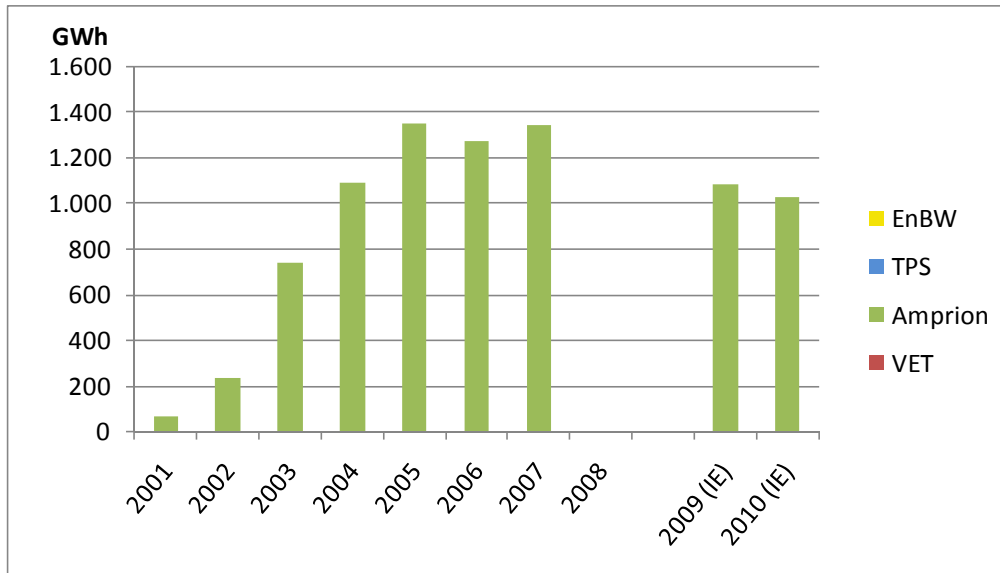
Für die Stromeinspeisung aus Grubengas wurde bisher keine eigenständige Prognose erstellt, sondern immer nur eine Zusammenfassung der DKG-Gase veröffentlicht. Entsprechend liegen keine Vergleichswerte vor.

## 5.4 Zusammenfassung

Ausgehend von einem zunächst erfolgten stetigen Anstieg der Stromeinspeisung wird sich nach Einschätzung des IE nunmehr bei der EEG-Stromeinspeisung aus Grubengas der in 2008 eingetretene Rückgang zunächst auch in 2009 und 2010 in abgeschwächter Form fortsetzen. Die nunmehr noch begrenzt vorhandenen Potenziale und die wirtschaft-

lichen Rahmenbedingungen durch die EEG-Vergütung setzen einem weiteren Wachstum Grenzen.

Die bisherige Entwicklung bis 2008 und die Prognose für 2009 und 2010 sind zusammengefasst in Abbildung 5 dargestellt.



**Abbildung 5** Stromeinspeisung aus EEG-Grubengasanlagen in Deutschland

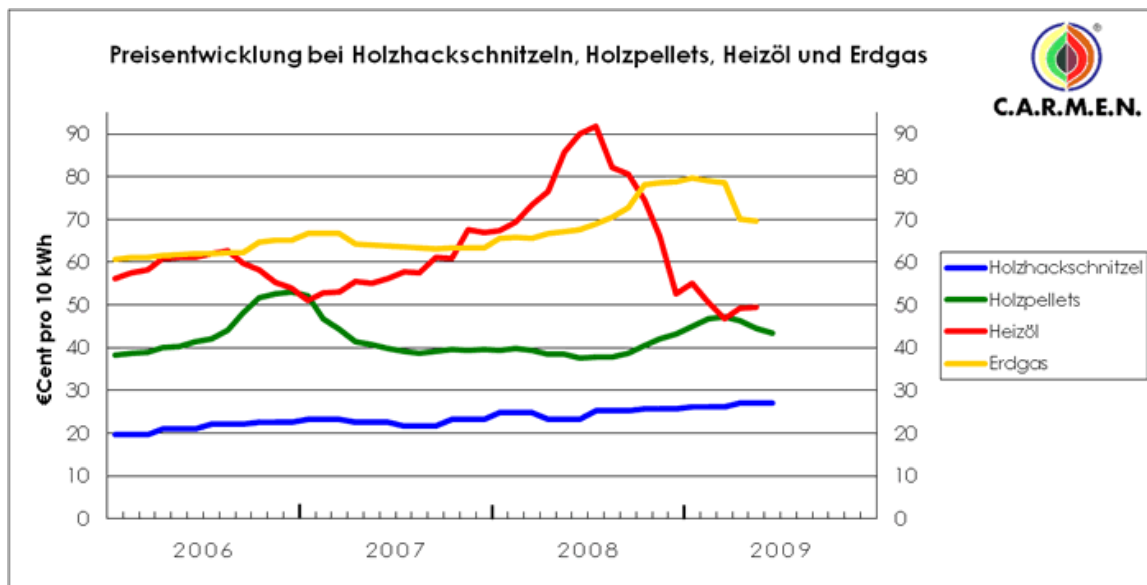
## 6 BIOMASSE

### 6.1 Aktuelle Rahmenbedingungen

Mit der Ablösung des EEG 2004 durch das am 01.01.2009 in Kraft getretene EEG 2009 wurde die Vergütungsregelung für die Einspeisung von Strom aus Biomasse in ihrer Höhe angepasst, die Struktur mit Grundvergütung und zweifachem Bonussystem wurde beibehalten. Alle relevanten Änderungen wurden bereits in [IE 2008] ausführlich dargestellt. Im Zuge der Anwendung des EEG 2009 gab es im Wesentlichen zwei Fragestellungen, welche im Rahmen der Arbeit der EEG-Clearingstelle kontrovers diskutiert wurden. Während die Anlagenzusammenfassung gemäß § 19 bei der energetischen Biomassenutzung nur indirekten Einfluss auf die Entwicklung der Stromeinspeisung haben wird, wirkt sich die Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung (BioSt-NachV) unmittelbar auf die Entwicklung der Anlagen zur Nutzung flüssiger Biomassen aus. Die daraus ableitbaren Tendenzen werden im Folgenden näher beschrieben. Des Weiteren wurde eine Stellungnahme zur Definition von Landschaftspflegematerial eingeholt, die perspektivisch für Biogasanlagenbetreiber von Interesse sein dürfte [Clearingstelle 2009].

Die Auswirkungen der Finanzkrise auf die Entwicklung der Biomasseverstromung sind in Einzelfällen erkennbar, jedoch bei weitem nicht so ausgeprägt, wie in anderen Branchen. Infolge der langfristig angelegten Projekte und einer weitestgehend gesicherten Refinanzierung durch die gesetzlich fixierte Vergütung von eingespeistem Strom aus Erneuerbaren Energien schlagen die negativen Effekte der Krise in dieser Sparte nicht so durch. Voraussetzung sind seriöse Anlagenkonzeptionen. Auch in Zukunft wird kein nennenswerter Einfluss der Rezession auf die Realisierung von Biomasseprojekten gesehen.

Einen maßgeblichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit und infolgedessen auf die Umsetzung von Biomassekonversionsanlagen haben die Brennstoffbeschaffungskosten. Am Beispiel der Preisentwicklung fester Biomassen im Vergleich zu fossilen Energieträgern (Abbildung 6) zeigt sich, dass die Brennstoffkosten von Holzhackschnitzeln, die in großem Umfang zur Verstromung eingesetzt werden, moderat steigen und durch die regionalen Bereitstellungsketten nicht den Schwankungen der globalen Märkte unterliegen. Auch steht der übliche Abschluss langfristiger Lieferverträge einer unkalkulierbaren Preisentwicklung entgegen.



**Abbildung 6 Preisentwicklung verschiedener Energieträger [CARMEN 2009]**

Landwirtschaftliche Produkte, die unter anderem in Biogasanlagen zum Einsatz kommen können, unterliegen auf Grund der Nutzungskonkurrenz prinzipiell einer heterogenen Preisentwicklung. Durch den demographischen Wandel, sinkende Exporte sowie steigende Flächenerträge stehen jedoch mittelfristig ausreichend Rohstoffe zur Erzeugung von Biogas zur Verfügung [Fischer 2009].

Bei den flüssigen Bioenergieträgern herrscht derzeit durch die Anforderungen an die Nachhaltigkeit eine Unsicherheit über die zukünftigen Markt- und Kostenstrukturen vor. Sowohl die Verfügbarkeit von zertifizierten Pflanzenölen als auch der Kostenaufschlag für die Zertifizierungsverfahren sind noch ungewiss. Durch die gesetzlichen Restriktionen ist zukünftig mit höheren Herstellungskosten für flüssige Biomassen zu rechnen [Scheftelowitz 2009].

Die Novellierung der 1. BImSchV lässt durch die Verschärfung der Emissionsgrenzwerte bei Kleinfeuerungen zusätzliche Investitionen in Primär- und Sekundärmaßnahmen zur Reduzierung der Schadstoffemissionen erwarten. Ob sich die Erhöhung der anlagenspezifischen Kosten auf die Marktdurchdringung von kleinen biomassebasierten KWK-Modulen auswirken wird, bleibt abzuwarten [Büchner 2009].

## 6.2 Entwicklung bis 2009

### 6.2.1 Entwicklung bis 2008

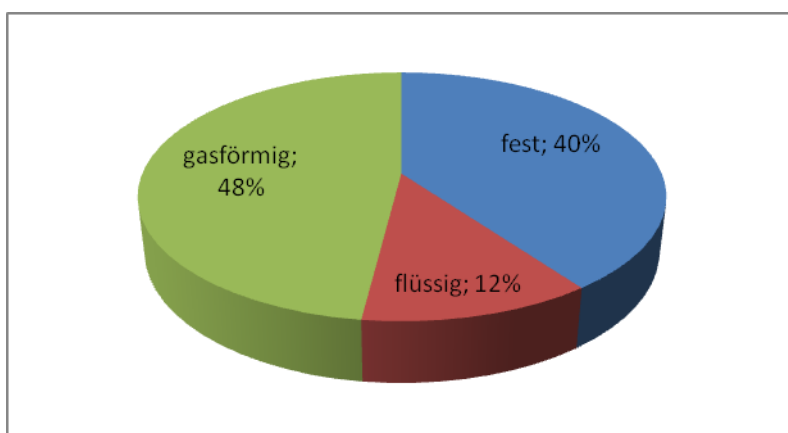
Die EEG-Stromeinspeisung auf Basis der energetischen Biomassennutzung ist in den vergangenen Jahren kontinuierlich gestiegen. In Tabelle 11 ist die bundesweite Entwicklung der installierten Leistung von Biomassekonversionsanlagen zur Bereitstellung von elektrischem Strom seit 2001 dargestellt. Dabei wurden die aktuellen Angaben der Auftraggeber zum – nach Inbetriebnahmejahren gegliederten – Bestand

[ÜNB 2009 b] unter der Annahme herangezogen, dass der Rückbau von Anlagen bislang noch vernachlässigt werden kann. Auch der aktuelle Statistikbericht der Bundesnetzagentur [BNA 2009 b] weicht von dieser Zeitreihe kaum ab. Die Datenreihe wurde daher gegenüber den Daten des BMU [BMU 2009] vorgezogen, welche bis 2005 wesentlich größere installierte Leistungen ausweisen. Zum 31.12.2008 betrug die installierte elektrische Leistung aller Biomasseanlagen 3.565 MW<sub>el</sub>. Mit der Novellierung des EEG 2009 ist auch eine Zurückhaltung beim Zubau neuer Anlagen im Jahr 2008 verbunden. Diese abwartende Haltung manifestiert sich ebenfalls bei der 2008 neu zur Verfügung gestellten elektrischen Arbeit. Bis Ende 2008 wurden insgesamt 18.928 GWh ins öffentliche Stromnetz eingespeist und gemäß EEG vergütet.

**Tabelle 11 Bisherige Entwicklung der EEG-Biomasseanlagen in Deutschland**

Bezugsjahr	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Installierte Leistung zum Jahresende in MW [ÜNB 2009 b]	488	633	902	1.291	1.843	2.631	3.279	3.565
Stromeinspeisung im Jahr in GWh [IE 2008]; für 2008: [ÜNB 2009 b]	1.472	2.442	3.484	5.241	7.366	10.902	15.862	18.928

Zur Aufschlüsselung der Biomasse nach den relevanten Konversionspfaden wird auf eine Verteilung zurückgegriffen, die durch das DBFZ im Rahmen des EEG-Monitorings [DBFZ 2009] veröffentlicht wurde. Demnach verteilen sich die Anteile der festen, gasförmigen und flüssigen Bioenergieträger an der gesamtinstallierten Leistung wie in Abbildung 7 dargestellt.



**Abbildung 7 Anteile der biogenen Energieträger an der installierten Leistung**

Bei der Stromerzeugung aus **fester Biomasse** konnte bis 2004 insbesondere ein Zubau von Biomasse(heiz)kraftwerken oberhalb der 5 MW<sub>el</sub> beobachtet werden. Grund dafür

war die Anhebung der Leistungsobergrenze auf 20 MW<sub>el</sub> im EEG 2000. Die verbesserte Anreizwirkung des EEG 2004 für den kleinen Leistungsbereich führte zu einem verstärkten Einsatz von Verstromungsanlagen, denen ein Technologie-Bonus (z.B. ORC-Technologie) gewährt wird. Ende 2008 errechnet sich aus der Verteilung in Abbildung 7 eine installierte Leistung von 1.426 MW<sub>el</sub> bei den Anlagen zur Nutzung fester Biomassen.

Den größten Anteil an der eingespeisten Strommenge liefern die **Biogasanlagen**, deren installierte Leistung bei gut 1.700 MW<sub>el</sub> liegt. Durch die Einführung des NawaRo-Bonus wurde in diesem Bereich ein deutlicher Aufschwung generiert, der letztendlich zu einer Verschiebung der Stromerzeugungsanteile zwischen fester und gasförmiger Biomasse führte. Mit etwa 50 % fällt seitdem die Hälfte an der Stromerzeugung innerhalb der Biomassefraktionen auf die Biogastechnologie.

Nach zunächst rasanter Marktentwicklung war bei der Entwicklung des Anlagenbestands von **Pflanzenöl-BHKWs** eine Stagnation zu beobachten. Vor allem Unsicherheiten über die zukünftigen Rahmenbedingungen haben dazu geführt, dass neben dem Zubau auch sukzessive Anlagen vom Netz genommen wurden. Ende des Jahres 2008 errechnet sich aus der Verteilung in Abbildung 7 eine installierte Leistung aller deutschen Pflanzenöl-BHKW von mit 428 MW<sub>el</sub>.

## 6.2.2 Einschätzungen zur Marktentwicklung 2009

Mit dem Inkrafttreten des EEG 2009 sowie der Klärung strittiger Fragestellungen wurde die erhoffte Planungssicherheit geschaffen. Insbesondere durch die Anhebung der Grundvergütung um 1 ct/kWh für biomassebasierte Konversionsanlagen wurden Anreize für Anlagen im kleinen Leistungsbereich bis einschließlich 150 kW<sub>el</sub> geschaffen. Bei Großanlagen (von 5 MW<sub>el</sub> bis 20 MW<sub>el</sub>) hingegen wird die Grundvergütung nur gewährt, wenn eine entsprechende Wärmeauskopplung nachgewiesen werden kann. Somit werden zunehmend Gesamtkonzepte mit integrierter Wärmenutzung an Bedeutung gewinnen. Für die Bereiche feste, gasförmige und flüssige Biomasse zeigen sich unterschiedliche Tendenzen.

Auf Grund der Vergütungsstruktur des EEG 2009 ist unter anderem mit einem weiteren Ausbau der Konversionsanlagen zur Nutzung **biogener Festbrennstoffe** zu rechnen. Mit der Erhöhung der Grundvergütung für Kleinanlagen wird der Einsatz dezentraler Versorgungseinheiten weiter forciert. Ferner erhalten Klein- und Kleinst-KWK-Anwendungen damit die notwendigen Impulse zu einem dauerhaften wirtschaftlichen Anlagenbetrieb [Büchner 2009]. Den erfahrungsgemäß größten Anteil werden wieder die mittleren und großen Biomasse(heiz)kraftwerke liefern.

Mit dem EEG 2009 wurden erneut deutliche Anreize für den weiteren Ausbau der Biogaskapazitäten gesetzt. Sowohl die Erhöhung der Grundvergütung für Anlagen bis 150 kW<sub>el</sub> als auch die Anhebung des NawaRo-Bonus für Anlagen bis 500 kW<sub>el</sub> lässt einen stärkeren Trend zu kleineren und mittleren **Biogasanlagen** erwarten, wenngleich auch der Zubau größerer Anlagen fortgeführt wird. Die Etablierung großer Biogasanlagen, welche aufbereitetes Biomethan ins Erdgasnetz einspeisen, spricht mittelfristig für einen leicht rückläufigen Trend bei der biogasbasierten Stromeinspeisung. Das eingespeiste Biogas wird dann als Beimischquote für Erdgas, das als Kraftstoff dient,

gemäß der Selbstverpflichtung der deutschen Gaswirtschaft genutzt [Fischer 2009]. Nach Aussagen des Fachverband Biogas e.V. sind auch im Bereich großer Anlagen Projekte ohne eine ausreichende Wärmenutzung zukünftig nur schwer vorstellbar. Der neu eingeführte Gülle-Bonus bietet vor allem für Viehalter die Möglichkeit, zusätzliches Einkommen zu generieren und die zusätzlich entstehende Wärme in Stallanlagen zu nutzen. Dementsprechend rechnet der Fachverband Biogas e.V. mit einem Zuwachs kleinerer Biogasanlagen auf Güllebasis [Horbelt 2009].

Durch den Zubau von Biomasse(heiz)kraftwerken und Biogasanlagen ist eine Zunahme der Stromeinspeisung für 2009 und darüber hinaus folgerichtig. Da der Anlagenzubau vor allem im kleineren bis mittleren Leistungsbereich mit einer entsprechend geringeren jährlichen Stromerzeugung zu erwarten ist, steigt auch die eingespeiste Strommenge entsprechend langsamer an.

Im Unterschied dazu ist der Anlagenbestand der pflanzenölbetriebenen Blockheizkraftwerke tendenziell rückläufig. Zunächst ist auch keine Trendwende in Sicht. Trotz des Inkrafttretens der lange diskutierten Nachhaltigkeitsverordnung (BioSt-NachV) am 24.08.2009 und der darin enthaltenen Übergangsbestimmungen, die speziell im Interesse der Wirtschaftsbeteiligten getroffen wurden, herrscht eher Skepsis in dieser Sparte vor. Vor allem die Unsicherheiten zur Handhabung der Nachhaltigkeitsverordnung - z.B. fehlende Zertifizierungsvorschriften - und die damit verbundenen, schwer abschätzbaren Kostenentwicklungen bei den eingesetzten Brennstoffen, lassen einen weiteren Rückgang erwarten. Infolge dieser Aussichten sind auf diesem Gebiet auch keine technologischen Weiterentwicklungen zu erwarten, die die Effizienz der Energiebereitstellung signifikant steigern lassen [Scheffelowitz 2009].

### 6.2.3 Einschätzung des IE

Für das Jahr 2009 wird durch das IE mit einem Zuwachs der installierten Leistung von insgesamt 310 MW<sub>el</sub> gerechnet. Damit erhöht sich die gesamte installierte Leistung auf 3.875 MW<sub>el</sub>. Daraus resultiert eine Stromerzeugung von 23.874 GWh. Der Boom der Vorjahre weicht einer Zurückhaltung, die vielschichtige Gründe hat. Neben einer gewissen Marktsättigung und den Bedenken in Bezug auf die Nachhaltigkeitsanforderungen für flüssige Bioenergieträger, kommen vor allem die Erfahrungen der Landwirte mit stark schwankenden Agrarpreisen zum Tragen.

Der Anlagenbestand bei der **festen Biomasse** wird nach Einschätzung des IE auf 1.541 MW<sub>el</sub> am Ende des Jahres 2009 geschätzt. Es wird mit einer Stromerzeugung von 9.023 GWh gerechnet.

Im Bereich der **Biogasnutzung** wird ein Zubau der installierten Leistung von 200 MW<sub>el</sub> auf eine Gesamtkapazität von 1.911 MW<sub>el</sub> am Jahresende prognostiziert. Unter Einbeziehung der monatlichen Zubauraten sowie der mittleren Vollbenutzungsstunden werden voraussichtlich 12.229 GWh Strom erzeugt.

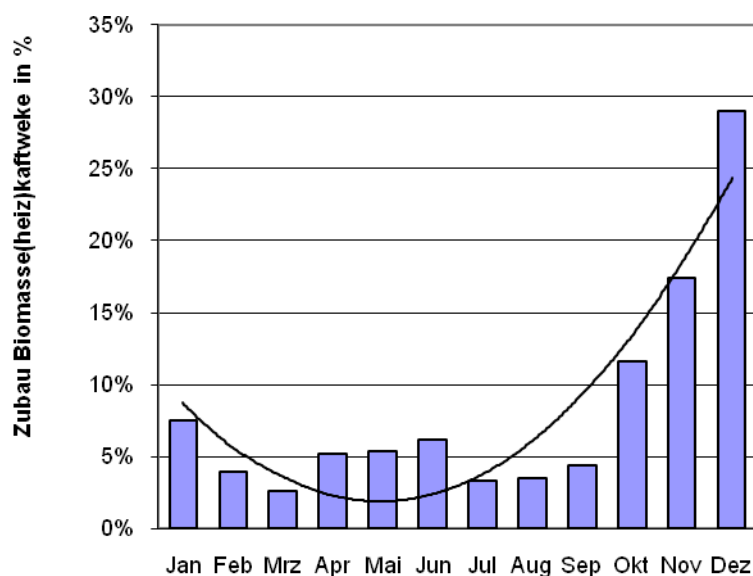
Der Anlagenbestand von **Pflanzenöl-BHKW** ist momentan rückläufig. Im Jahr 2009 wird eine Außerbetriebnahme der Anlagenkapazitäten von 5 MW<sub>el</sub> geschätzt. Damit ergibt sich am Ende des Jahres eine installierte Leistung zur Nutzung flüssiger Bioenergieträger von 423 MW<sub>el</sub> mit der 2.622 GWh Strom bereitgestellt werden.

## 6.3 Prognose für 2010

### 6.3.1 Prognose der Leistungsentwicklung nach Monaten

Infolge der diskutierten Marktentwicklungen wird bei der Bioenergie für das Jahr 2010 mit einem Zubau der installierten Leistung von insgesamt 250 MW<sub>el</sub> gerechnet. Damit wächst die installierte Gesamtleistung der Bioenergie auf 4.125 MW<sub>el</sub> an. Jedoch liegt der Zubau der Kapazitäten zur Bereitstellung elektrischer Energie aus Biomasse nach der abwartenden Haltung im Jahr 2008 auch weiterhin auf einem geringeren Niveau, als in den Jahren zuvor.

Bei Anlagen zur Nutzung **fester Biomasse** wird mit einem Zubau von 60 MW<sub>el</sub> gerechnet. Neben einigen Biomasse(heiz)kraftwerken wird der überwiegende Teil bei Anlagen im kleinen und mittleren Leistungsbereich gesehen. Bei der Quantifizierung der monatlichen Zubauraten wird auf das im Vorjahresgutachten [IE 2008] vorgestellte Modell (Abbildung 8) zurückgegriffen. Nach verspäteter Fertigstellung von Anlagen am Jahresanfang ist der eigentliche Boom der Inbetriebnahmen am Ende des Jahres zu erwarten. Grund dafür ist die Sicherstellung der höheren Einspeisevergütung (Degression) durch die Betreiber.

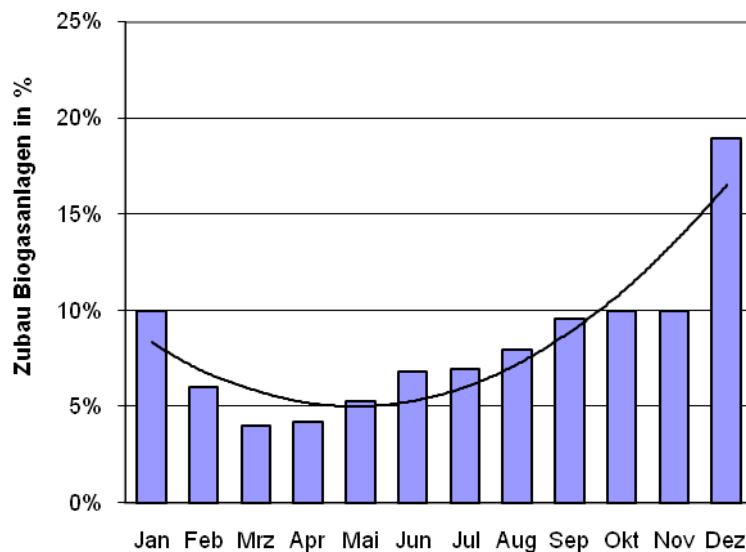


**Abbildung 8** Inbetriebnahmezeitpunkte von Biomasse(heiz)kraftwerken nach Kalendermonaten

Schätzungen des Fachverbandes Biogas e.V. gehen für das Jahr 2010 von der Errichtung von insgesamt 500 neuen **Biogasanlagen** mit einer Gesamtleistung von 200 MW<sub>el</sub> aus. Zum überwiegenden Teil wird durch die Anreize des EEG 2009 der Zubau im kleinen Leistungsbereich erwartet [Horbelt 2009]. Institutionelle Anleger werden in wenige Großanlagen investieren [Fischer 2009]. Damit bleiben die Neuinstallationen auf dem Niveau des Vorjahres. Bei der Abschätzung der zeitlichen Verteilung der Inbetriebnahmen von Biogasanlagen wird ebenfalls auf das entsprechende Vorjahresmodell (Abbildung 9) zurückgegriffen. Vor allem am Jahresende wird mit einem

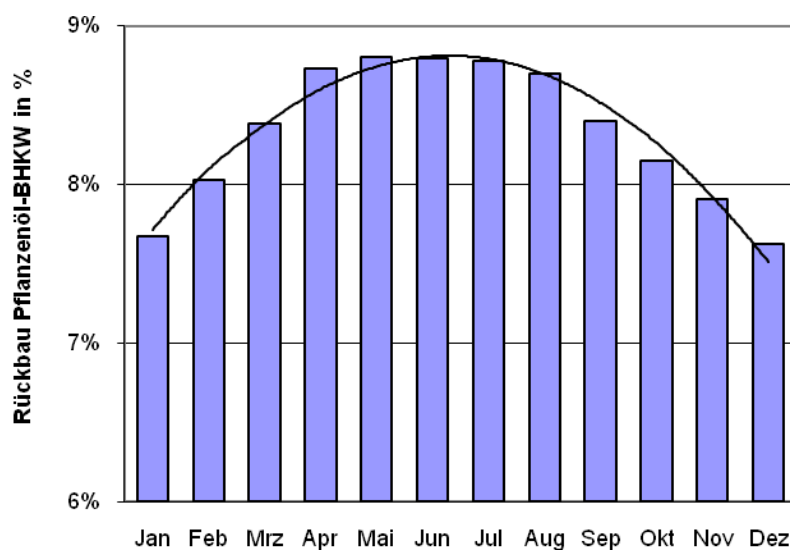


verstärkten Zubau gerechnet, um der im Folgejahr einsetzenden Degression der Vergütung zuvor zu kommen.



**Abbildung 9** Inbetriebnahmezeitpunkte von Biogasanlagen nach Kalendermonaten

Im Bereich der **flüssigen Bioenergieträger** ist bis zur Etablierung von Zertifizierungsverfahren zum Nachweis der geforderten Nachhaltigkeitsstandards mit einem rückläufigen Trend bei der Entwicklung der installierten Leistung zu rechnen. Der Rückgang durch Abschaltung von Pflanzenöl-BHKWs kann durch den Zubau von wenigen Neuanlagen nicht kompensiert werden und beläuft sich im Jahr 2010 auf insgesamt 413 MW<sub>el</sub>. Die Außerbetriebnahmen werden sich voraussichtlich auf die Sommermonate konzentrieren (Abbildung 10), in denen auch der Wärmebedarf am geringsten ist.



**Abbildung 10** Außerbetriebnahmezeitpunkte von Pflanzenöl-BHKWs nach Kalendermonaten

### 6.3.2 Prognose der Stromerzeugung nach Monaten

Signifikante Größe zur Prognose der zukünftigen Stromerzeugung ist neben der installierten Leistung die Betriebsführung der Anlage. Als maßgebliche Größe dient die mittlere Vollbenutzungsstundenzahl, die dem jeweiligen Energiebereitstellungsprozess unter Berücksichtigung der vorhandenen Leistungsgröße unterstellt wird. Aktuelle Untersuchungen von mehr als 1.000 Biogasanlagen (ca. 1/4 des gesamtdeutschen Anlagenbestands) haben ergeben, dass die Unterstellung des Vorjahrs bei den Vollbenutzungsstunden zur Stromerzeugung aus Biogas deutlich anzuheben ist [Hölker 2009]. Für die Strombereitstellung aus fester und flüssiger Biomasse werden die konservativen Annahmen des Vorjahres ebenfalls nach oben korrigiert, um den positiven technologischen Entwicklungen Rechnung zu tragen. Diese Anpassung wird durch Erkenntnisse aus [IE 2007 a] und [DBFZ 2009] untermauert. Nach Einschätzung des IE sind nach aktuellem Kenntnisstand folgende Annahmen als realistisch anzusehen.

**Tabelle 12** *Mittlere Vollbenutzungsstunden für Biomasseanlagen*

Biomasse(heiz)kraftwerke	Biogasanlagen	Pflanzenöl-BHKW
6.202	7.035	6.193

Aus dem prognostizierten Zubau der installierten Anlagenleistung und den angenommenen mittleren Vollbenutzungsstunden ergibt sich für das Jahr 2010 die Prognose zur Stromeinspeisung, die in den nachfolgenden Tabellen (Tabelle 13 bis Tabelle 15) für die einzelnen Bioenergieträger dargestellt ist. Bei den Berechnungen fand die unterschiedliche Verfügbarkeit in der Anlaufphase Beachtung.

**Tabelle 13** *Prognose der Stromeinspeisung aus fester Biomasse für 2010*

Zeitraum	Leistung (MW)	Stromeinspeisung (MWh)	Anteil der Stromeinspeisung am Jahreswert (%)
Januar 2010	1.546	810.187	8,4
Februar 2010	1.548	759.810	7,9
März 2010	1.549	813.316	8,4
April 2010	1.553	788.111	8,1
Mai 2010	1.556	816.040	8,4
Juni 2010	1.559	791.436	8,2
Juli 2010	1.561	819.497	8,5
August 2010	1.564	820.556	8,5
September 2010	1.566	795.236	8,2
Oktober 2010	1.573	823.812	8,5
November 2010	1.584	801.306	8,3
Dezember 2010	1.601	834.597	8,6
<b>2010 insgesamt</b>		<b>9.673.905</b>	<b>100,0</b>

**Tabelle 14** Prognose der Stromeinspeisung aus gasförmiger Biomasse für 2010

Zeitraum	Leistung (MW)	Stromeinspeisung (MWh)	Anteil der Stromeinspeisung am Jahreswert (%)
Januar 2010	1.931	1.111.665	7,9
Februar 2010	1.934	1.080.352	7,7
März 2010	1.951	1.173.718	8,4
April 2010	1.959	1.144.503	8,2
Mai 2010	1.970	1.185.546	8,5
Juni 2010	1.984	1.149.955	8,2
Juli 2010	1.998	1.190.803	8,5
August 2010	2.014	1.193.033	8,5
September 2010	2.033	1.160.264	8,3
Oktober 2010	2.053	1.208.353	8,6
November 2010	2.073	1.179.513	8,4
Dezember 2010	2.111	1.221.342	8,7
<b>2010 insgesamt</b>		<b>13.999.046</b>	<b>100,0</b>

**Tabelle 15** Prognose der Stromeinspeisung aus flüssiger Biomasse für 2010

Zeitraum	Leistung (MW)	Stromeinspeisung (MWh)	Anteil der Stromeinspeisung am Jahreswert (%)
Januar 2010	422	221.754	8,6
Februar 2010	421	207.066	8,0
März 2010	421	220.920	8,5
April 2010	420	213.362	8,2
Mai 2010	419	220.015	8,5
Juni 2010	418	212.471	8,2
Juli 2010	417	219.092	8,5
August 2010	416	218.633	8,4
September 2010	415	211.143	8,2
Oktober 2010	415	217.744	8,4
November 2010	414	210.310	8,1
Dezember 2010	413	216.910	8,4
<b>2010 insgesamt</b>		<b>2.589.420</b>	<b>100,0</b>

### 6.3.3 Vergleich mit anderen Prognosen

Zunächst wird an dieser Stelle explizit darauf hingewiesen, dass verschiedene Institutionen [ÜNB 2009 a], [DBFZ 2009] Aussagen zum gegenwärtigen Anlagenbestand (hier: Ist-Zustand der installierten Leistung Ende 2008) zur Entwicklung der Erneuerbaren Energien allgemein und zur EEG-Biomasseverstromung im Speziellen treffen. Zum Teil bestehen erhebliche Diskrepanzen zwischen den einzelnen Quellen. Grundlage der vorliegenden Prognose sind die von den ÜNB gelieferten Zahlen, die infolge ihrer Herkunft die aus unserer Sicht seriöseste Datenbasis bilden.

Im Folgenden sollen die durch das IE getroffenen Annahmen mit den prognostizierten Entwicklungen anderer Studien verglichen werden.

Die aktuelle ÜNB-Mittelfristprognose rechnet bei EEG-Biomasseanlagen mit einem Ausbau der installierten Leistung auf 3.911 MW<sub>el</sub> für das Jahr 2009 und auf 4.244 MW<sub>el</sub> für das Folgejahr 2010. Während die Abweichung zu der vom IE prognostizierten Anlagenleistung (3.875 MW<sub>el</sub>) für 2009 mit ca. 1% außerordentlich gering ist, wird im Jahr 2010 der Unterschied mit einer Differenz von 119 MW<sub>el</sub> um einiges größer. Der konservativere Ansatz des IE lässt sich einerseits mit dem rückläufigen Trend bei den Pflanzenöl-BHKWs und andererseits mit einer allgemeinen branchenspezifischen Zurückhaltung begründen. Bei der bereitgestellten Strommenge hingegen liegen die Prognosen des IE im Jahr 2009 mit 1.946 GWh und im Jahr 2010 mit 2.216 GWh über denen der EEG-Mittelfristprognose, was auf die Anhebung der mittleren Vollbenutzungsstunden gegenüber [IE 2008] zurückzuführen ist.

Das Branchenszenario des Bundesverbandes Erneuerbare Energien [BEE 2009] fasst unter der Rubrik Bioenergie die festen, flüssigen und gasförmigen Biomassen mit dem biogenen Abfall sowie dem Klär- und Deponiegas zusammen und kann infolgedessen nur unzureichend mit der vorliegenden IE-Prognose verglichen werden. Für das Jahr 2010 wurde die Stromproduktion allerdings für die einzelnen Fraktionen ausdifferenziert. In Tabelle 16 wurden die BEE-Einschätzungen der IE-Prognose gegenübergestellt. Auch hier wird eine Abweichung deutlich, die wiederum auf die progressivere Unterstellung der mittleren Volllaststunden seitens des IE zurückzuführen ist. Die Wahl dieser Annahme liegt in den jeweiligen Technologien begründet und stützt sich auf entsprechende Quellen. Ein Vergleich der installierten Leistung kann hier nicht vorgenommen werden, da im Unterschied zur Stromproduktion eine Aufteilung auf die einzelnen Komponenten nicht vorliegt.

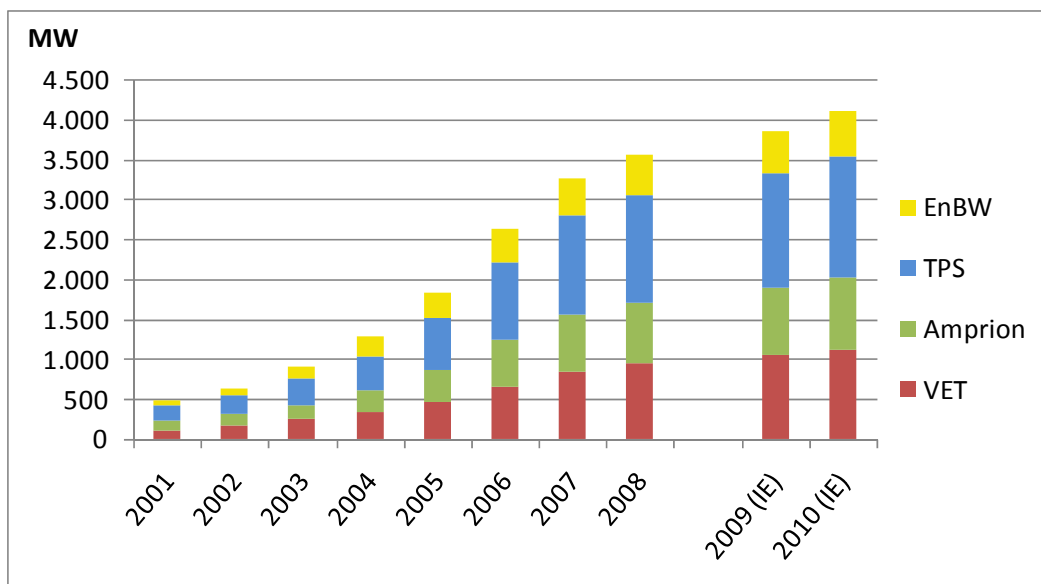
**Tabelle 16** Szenarienvergleich der Stromproduktion aus Biomasse in Deutschland 2010

	Prognose in [BEE 2009]	Prognose des IE
Feste Biomasse [TWh]	9,5 TWh	9,7 TWh
Flüssige Biomasse [TWh]	2,3 TWh	2,6 TWh
Biogas [TWh]	12,6 TWh	14,0 TWh
<b>Biomasse gesamt [TWh]</b>	<b>24,4 TWh</b>	<b>26,3 TWh</b>

Die Leitstudie des BMU [Nitsch 2008] trennt zwischen der Verstromung von Biomasse innerhalb und außerhalb des EEG nicht so eindeutig, dass ein Vergleich auf dieser Grundlage möglich wäre.

## 6.4 Zusammenfassung

Zusammenfassend wird für die Entwicklung der Biomasseverstromung in Deutschland nach der abwartenden Haltung der Branche im Jahr 2008 eine vergleichbare Zurückhaltung beim Zubau neuer Konversionsanlagen erwartet. Der rückläufige Anlagenbestand bei Pflanzenöl-BHKWs beeinflusst dabei den allgemeinen Zubau. Insgesamt ist mit einer Steigerung der insgesamt installierten Leistung zu rechnen. Die Entwicklungsdynamik bei Biomasseverstromungsanlagen ist gegenüber den Jahren 2005 bis 2007 gedämpft. Abbildung 11 visualisiert den prognostizierten Zubau der EEG-Biomasseanlagen für die einzelnen Netzgebiete im Zeitverlauf 2001 bis 2010.



**Abbildung 11 Anlagenleistung der EEG-Biomasse in Deutschland**

Für die Stromeinspeisung wird für die Jahre 2009 und 2010 ebenfalls mit Steigerungen gerechnet. Die Entwicklung ist in Abbildung 12 dargestellt.

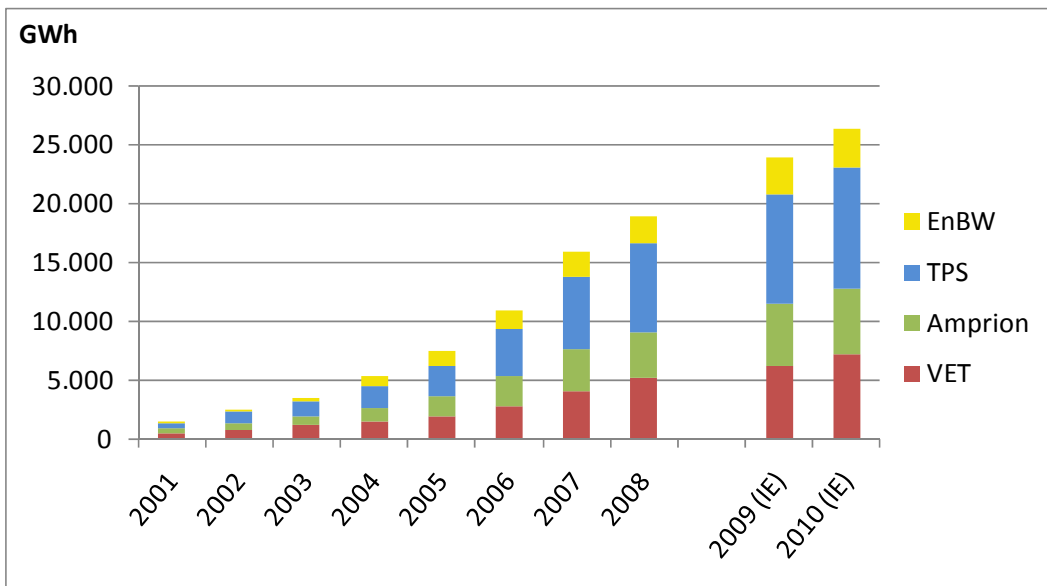


Abbildung 12 Stromeinspeisung der EEG-Biomasse in Deutschland

## 7 GEOTHERMIE

### 7.1 Aktuelle Rahmenbedingungen

Die Rahmenbedingungen für die Tiefe Geothermie haben sich erheblich verbessert. Im EEG 2009 wurden die Vergütungen für Anlagen, die bis zum Jahr 2015 in Betrieb gehen erheblich erhöht; ebenso die Boni für die Wärmeauskopplung und für den Einsatz petrothermaler Techniken. Geothermieanlagen von 0 bis 10 MW Leistung erhalten eine Vergütung von 16ct/kWh. Für Anlagen ab 10 MW existiert nunmehr eine einheitliche Grundvergütung von 10,5 ct/kWh. Die jährliche Degression bleibt konstant bei 1% für jedes Jahr der Inbetriebnahme nach 2009

Es ist weiterhin zu erwarten, dass durch verschiedene miteinander kombinierbare Boni die wirtschaftlichen Anreize weiter erhöht werden. So erhalten Anlagen mit petrothermaler Techniken, welche bis 2015 in Betrieb gehen, einen sogenannten Frühstarter-Bonus.

Jedoch ist festzuhalten, dass den verbesserten wirtschaftlichen Anreizen Unsicherheitsfaktoren wie hohe Investitionskosten und vielfältige technische Herausforderungen aufgrund geologischer Voraussetzungen weiterhin gegenüber stehen. Zusätzlich stellen aktuelle geologische Ereignisse, wie die Erdbeben vom 15.08. und 14.9. 2009 in Landau mit Stärken von 2,5 auf der Richterskala schwer kalkulierbare Unwägbarkeiten dar, die den Entwicklungsprozess der Geothermie beeinträchtigen können.

### 7.2 Entwicklung bis 2009

#### 7.2.1 Entwicklung bis 2008

Zur Stromerzeugung wird seit 2003 das Geothermiekraftwerk Neustadt-Glewe (Mecklenburg) und seit Ende 2007 das Geothermiekraftwerk Landau in der Pfalz betrieben. Im Jahr 2008 kamen keine weiteren Anlagen hinzu.

**Tabelle 17** Bisherige Entwicklung der Tiefen-Geothermie in Deutschland

Bezugsjahr	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Leistung zum Jahresende (MW) <sup>A)</sup>	0,0	0,0	0,2	0,2	0,2	0,2	3,2	3,2
Stromeinspeisung im Jahr (GWh) <sup>B)</sup>	0,00	0,00	0,00	0,20	0,20	0,20	0,86	20,8

## 7.2.2 Einschätzungen zur Marktentwicklung 2009

Zu Beginn des Jahres 2009 konnte in Unterhaching (nach bisher nur Wärmeerzeugung) die Stromerzeugung mit einer installierten Leistung von 3,36 MW aufgenommen werden.

Die prognostizierte Inbetriebnahme des Werkes in Groß-Schönebeck für 2009 verzögert sich. Die Anlage befindet sich momentan im Zirkulations-Dauertestbetrieb und je nach Testergebnissen ist mit einer Inbetriebnahme der geothermischen Stromerzeugung für voraussichtlich 2011 zu rechnen.

Ebenfalls konnte am Standort Bruchsal (Baden) die erwartete Inbetriebnahme im Jahr 2009 aufgrund technischer Probleme nicht realisiert werden. Bis zum gegenwärtigen Zeitpunkt konnte die Anlage nach 3-wöchiger Testphase nicht in den Probebetrieb gehen, dies ist aber bis Ende des Jahres angestrebt.

## 7.2.3 Einschätzung des IE

Die Stromerzeugung für das Jahr 2009 wird von den Werken Neustadt-Glewe, Landau in der Pfalz sowie der Geothermieanlage in Unterhaching realisiert. Wobei für die ersten Monate der Stromerzeugung in Unterhaching die Abschlüsse in den Vollaststunden in der Anlaufphase entstanden. Für die wärmegeführten Anlagen Unterhaching und Neustadt Glewe sind die Vollaststunden entsprechend der Monatsabschlüsse zu berücksichtigen.

Die Geothermie-Kraftwerksanlage in Groß-Schönebeck ist seit Anfang 2009 im Zirkulations-Dauertestbetrieb, eine mögliche Inbetriebnahme der Kraftwerkseinheit ist für Ende 2010 bzw. Anfang 2011, in Abhängigkeit von den Testergebnissen geplant [Saadat 2009]. Die Leistung für die ausschließlich stromgeführte Anlage wird voraussichtlich zwischen 500 kW und 2 MW betragen.

Bisherige Annahmen und Prognosen waren zu optimistisch. Gegenwärtig in Betrieb sind nur die Standorte Neustadt-Glewe, Landau in der Pfalz und Unterhaching. Geplante Inbetriebnahmen verzögern sich teilweise um Monate und Jahre. Die Inbetriebnahme des Standortes Bruchsal für 2009 wurde auf Ende 2009 verschoben, Verzögerungen treten auch bei den Geothermiekraftwerkenanlagen Aying-Dürrnhaar und Sauerlach in Oberbayern sowie wie bereits beschrieben in Groß-Schönebeck (alle Ende 2010/ Anfang 2011) auf. Somit kann nach aktuellen Angaben für 2009 bei einer installierten Leistung von 6,57 MW voraussichtlich eine Strommenge in Höhe von 31.975 MWh erzeugt werden.

## 7.3 Prognose für 2010

### 7.3.1 Prognose der Leistungsentwicklung nach Monaten

Die Verteilung der Stromproduktion auf die Kalendermonate richtet sich bei stromgeführten Kraftwerken nach der Länge der Kalendermonate, nur in der Phase der Inbetriebnahme sind aufgrund von Anlaufschwierigkeiten noch Abschlüsse in den ersten vier Monaten zu erwarten.



Bei wärmegeführten Anlagen wie in Unterhaching oder Simbach-Braunau kann dagegen davon ausgegangen werden, dass die volle Leistung nur außerhalb der Heizperiode (Monate Juni bis August) erreicht wird, während in den übrigen Monaten nur ein Teil der Primärenergie in Elektrizität umgewandelt wird (in den Wintermonaten teilweise 0 %).

Für die ersten vier Betriebsmonate aller Anlagen wurden mögliche Anlaufschwierigkeiten mit einem entsprechenden Abschlagfaktor berücksichtigt (10 % der Leistung im Inbetriebnahmemonat, 30% im zweiten, 65% im dritten und 85% im vierten Monat). Bei diesen Abschlagswerten handelt es sich um Schätzungen aufgrund der wenigen bisher vorliegenden Erfahrungen. Betriebsstörungen sind bei Neuanlagen aufgrund ihres Pilotcharakters und fehlender Betriebserfahrungen nicht auszuschließen.

Für das Jahr **2010** wird zu Jahresbeginn die Inbetriebnahme des Geothermiekraftwerkes Simbach-Braunau in Bayern erwartet. Eine wärmegeführte Anlage mit einer installierten Leistung von 220 kW und einer prognostizierten Jahresstromerzeugung von ca. 600 MW [Weindelmayr, 2009].

Die bereits für das Jahr 2009 geplante Inbetriebnahme des Standortes Bruchsal [Schopp, 2009] verzögert sich aufgrund technischer Probleme. Voraussichtliche Inbetriebnahme erfolgt nun Anfang 2010. Unter Berücksichtigung der Abschläge in der Startlaufphase wird eine Jahresstromerzeugung von ca. 3.300 MWh bei einer installierten Leistung von 0,55 MW erwartet.

Das Projekt der Stadtwerke München am Standort Sauerlach wird nach eigener Aussage erst 2011 und mit einer deutlich reduzierten installierten Leistung von 8 auf 5 MW in Betrieb gehen.

Ebenfalls erst für Anfang 2011 ist mit der Inbetriebnahme Groß-Schönebeck nach Abschluss und Auswertung des Testbetriebes zu rechnen.

Somit wird der komplette Zubau an Kraftwerksleistung im Jahr 2010 im Bereich der geothermischen Stromerzeugung für den Monat Januar prognostiziert (vgl. Tabelle 18).

**Tabelle 18** *Zubau der Kraftwerksleistung der Tiefen-Geothermie in Deutschland in 2010*

Kalendermonat	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12
Anteil in % am Zubau 2010	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

### 7.3.2 Prognose der Stromerzeugung nach Monaten

Die mit dieser Kraftwerksleistung realisierbare Stromeinspeisung wird aufgrund der Startphasen der Neuinbetriebnahmen (Bruchsal, Simbach-Braunau) und des Anteils der wärmegeführten Geothermiekraftwerke gemäß folgender monatlicher Aufteilung für das Jahr 2010 in Tabelle 19 prognostiziert.

**Tabelle 19** *Einspeiseprognose der Tiefen-Geothermie in Deutschland nach Monaten in 2010*

Zeitraum	Leistung (MW)	Stromeinspeisung (MWh)	Anteil der Strom-einspeisung am Jahreswert (%)
Januar 2010	7,32	1816	5,0
Februar 2010	7,32	1894	5,2
März 2010	7,32	2391	6,6
April 2010	7,32	2688	7,4
Mai 2010	7,32	3679	10,2
Juni 2010	7,32	4212	11,6
Juli 2010	7,32	4352	12,0
August 2010	7,32	4352	12,0
September 2010	7,32	3561	9,8
Oktober 2010	7,32	2783	7,7
November 2010	7,32	2368	6,5
Dezember 2010	7,32	2111	5,8
<b>2010 insgesamt</b>		<b>36.207</b>	<b>100,0</b>

Aufgrund des momentan noch hohen Anteils an wärmegeführten Kraftwerken werden in den Sommermonaten bei gleicher installierter Leistung die doppelten Energiemengen im Vergleich zu den Wintermonaten eingespeist werden (siehe Tabelle 13).

### 7.3.3 Vergleich mit anderen Prognosen

Da aufgrund unterschiedlicher Unwägbarkeiten die tatsächliche Entwicklung in der geothermischen Stromerzeugung immer wieder gebremst wurde (Verschiebung der Inbetriebnahme von Bruchsaal, Groß-Schönebeck sowie aktuellen Korrekturen im Projekt Sauerlach von 8 MW auf 5 MW installierte Leistung) liegen die jetzt prognostizierten Zahlen unter allen bisher veröffentlichten Einschätzungen. Dies ist in der noch geringen absoluten Anzahl an Projekten, und damit geringen Erfahrungswerten, sowie den hohen Investitionssummen und hohen Komplexität der Technik an sich begründet.

In der ÜNB-Mittelfristprognose wurde der Leistungssprung der Geothermie bereits für das Jahr 2009 auf 22 MW und eine weitere Steigerung für 2010 auf 26 MW prognostiziert [ÜNB 2009 a]. Entsprechend hoch wurden auch die Stromerzeugungsmengen von 39 GWh für das laufende Jahr und 58 GWh für 2010 berechnet. Die längerfristigen Prognosen gehen von einer kontinuierlichen Steigerung von bis zu 112 MW im Jahr 2014 und einer Stromerzeugung von 465 GWh aus. Dies entspricht 4.150 Volllaststunden im Jahr 2014.

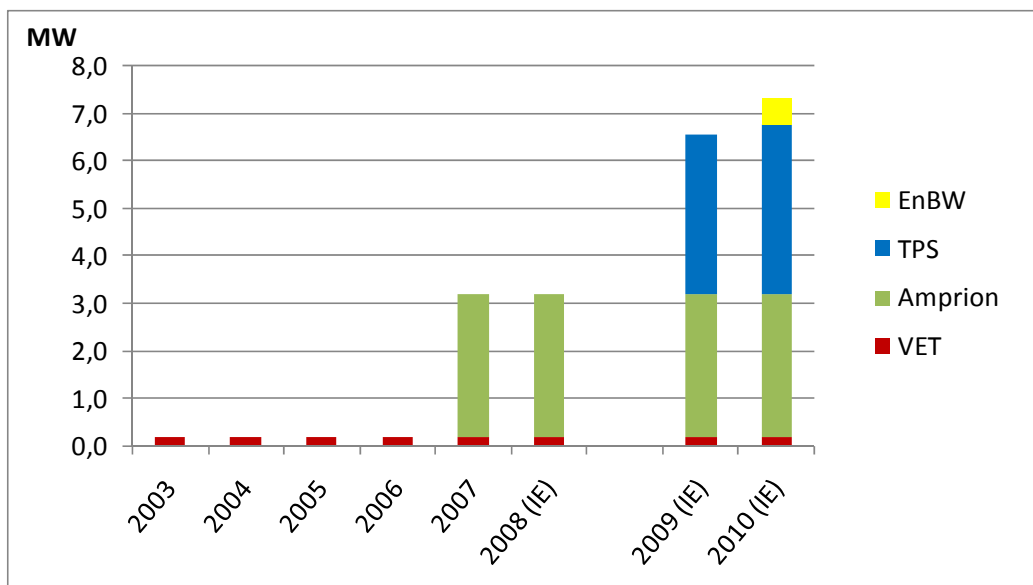
Die BMU-Leitstudie erwartete ebenfalls einen sprunghaften Anstieg im Jahr 2009 auf 9 MW und eine weitere Steigerung um 8 MW auf 17 MW im Jahre 2010, die Stromproduktion steigt dort von 34 auf 81 GWh im Jahr 2010 [Nitsch 2008].

Im Branchenszenario des Bundesverbandes Erneuerbare Energien wird ebenfalls eine erhebliche Steigerung der Stromerzeugung erwartet. Bei der installierten Leistung prognostiziert der BEE für 2010 eine Steigerung auf 33 MW. Bis zum Jahr 2020 soll die erzeugte Strommenge auf 4 TWh steigen, ausgehend von einer installierten Leistung von bis zu 600 MW [BEE 2009].

Die hier vorgestellten Zahlen liegen somit deutlich unter den bisher bekannten Prognosen.

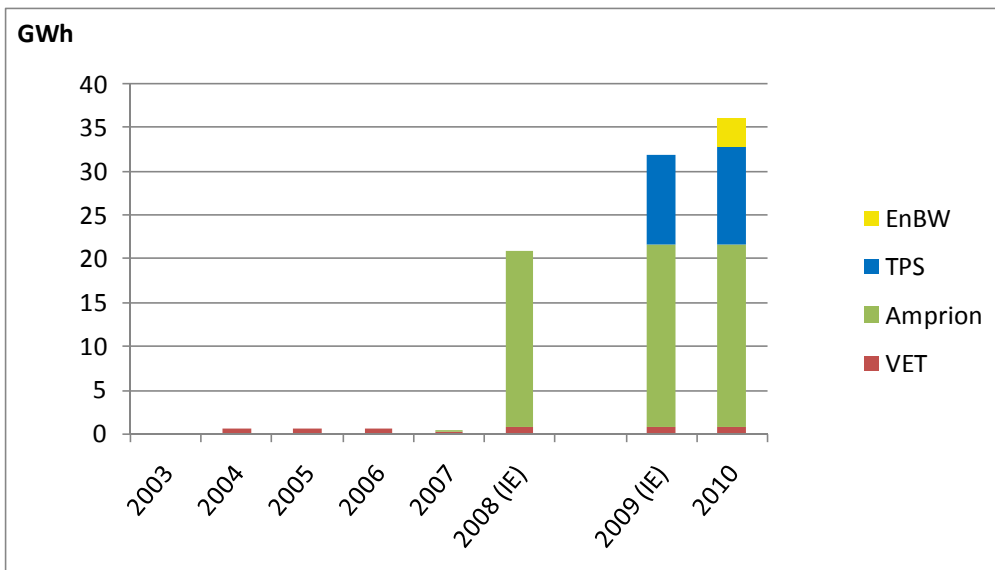
## 7.4 Zusammenfassung

Zusammenfassend lässt sich die Entwicklung der Geothermie noch eher als sprunghaft bezeichnen. Ein erfolgreich umgesetztes größeres Projekt im Bereich einer einstelligen Megawatt-Leistung, verändert das Angebot in Deutschland fundamental. So stieg die installierte Leistung von 0,2 MW aus den Jahren 2003 bis 2006 über 3 MW in 2007 und 2008 auf nahezu 7 MW seit diesem Jahr. Die nächsten größeren Schritte werden aber erst für das Jahr 2011 erwartet.



**Abbildung 13** *Installierte Leistung der tiefen Geothermie in Deutschland*

Eine ähnliche Entwicklung lässt sich für die Stromerzeugung aus Geothermie ableiten, wobei die Art des Kraftwerks (wärme- oder stromgeführt) sich merklich auf die erzeugte Energiemenge auswirkt (siehe Abbildung 14 im Vergleich zur Abbildung 13).



**Abbildung 14** *Stromeinspeisung der Tiefen Geothermie in Deutschland*

## 8 WINDENERGIE AN LAND

### 8.1 Aktuelle Rahmenbedingungen

Die aktuellen gesetzlichen Rahmenbedingungen, die sich aus der Novelle des EEG ergeben, werden als bekannt vorausgesetzt. Eine detaillierte Darstellung der Änderungen, die mit der Novellierung einhergehen, sind dem Vorjahresbericht zu entnehmen [IE 2008]. Grundsätzlich verbessert die Novelle des EEG die Rentabilität der Anlagen. Die Materialpreise (z. B. für Stahl) sind 2009 gegenüber 2008 gesunken, so dass auch dieser Effekt der Wirtschaftskrise zu einer verbesserten Rentabilität der Windenergie beiträgt.

Gebremst wird die weitere Entwicklung der Windenergie v. a. durch das nur begrenzt vorhandene Angebot ausgewiesener Vorrang- oder Vorbehaltsflächen und damit durch die Konkurrenz mit anderen Landnutzungsansprüchen.

#### 8.1.1 Repowering

Die Bedeutung des Repowerings wird mittelfristig an Bedeutung gewinnen. Repowering wird mit immer größeren Anteilen am Jahreszuwachs der installierten Gesamtanlagenleistung beteiligt sein, da der reine Zubau auf dafür begrenzt zur Verfügung stehenden Flächen langfristig zurückgehen wird. Folgende Faktoren bremsen derzeit jedoch das Repowering von Altanlagen [Görsdorf-Kegel 2009]:

- Auf Seiten der regionalen Planungsbehörden werden häufig restriktive Vorgaben in Regionalplänen gemacht, die Repowering eher behindern.
- Landesplanungsgesetze sind immer noch auf herkömmliche Energieerzeugungs- und Versorgungsstrukturen ausgerichtet.
- Es besteht eine Konkurrenz zu anderen Raumnutzungsansprüchen für potentielle Freiflächen, die sich für das Repowering eignen würden.
- Genehmigungsrechtlich handelt es sich bei Repowering um einen Neubau, wobei erfahrungsgemäß Auseinandersetzungen zwischen Betreibern und Gemeinden auftreten können.
- In den Überarbeitungen der alten regionalen Raumordnungsprogramme bzw. Regionalpläne finden angemeldete Repowering-Projekte oft keine Berücksichtigung.
- Zwischen allen Akteuren findet keine ausreichende Kommunikation statt.
- Die Bevölkerung ist in den kompletten Planungsprozess nur mangelhaft eingebunden.

Der Deutsche Städte- und Gemeindebund hat mit Unterstützung des BMU und des BMVBS 2009 einen Repowering-Leitfaden veröffentlicht [DStGB 2009]. Er soll den Planungsträgern in den Ländern und Kommunen Hinweise zur planungsrechtlichen Absicherung und Entwicklung eigener Repowering-Strategien aufzeigen.

## 8.1.2 Systemdienstleistungsverordnung

Damit in Zukunft die Stromnetzstabilität durch WEA gewährleistet ist, wurde im Zuge der EEG-Novellierung zum 01.01.2009 der Systemdienstleistungsbonus (kurz SDL-Bonus) eingeführt.

- Für Neuanlagen gibt es einen Bonus von 0,5 Cent/kWh zur erhöhten Anfangsvergütung, wenn diese entsprechende netzstabilisierende Eigenschaften besitzen.
- Für Altanlagen ist eine Erhöhung der Vergütung um 0,7 Cent/kWh möglich, wenn diese bis zum 1. Januar 2011 entsprechend nachgerüstet sind.

Welche technischen Maßnahmen in einer WEA integriert werden müssen, damit Anspruch auf den SDL-Bonus besteht, wurde durch die im Mai 2009 in Kraft getretene Systemdienstleistungsverordnung – SDLWindV – geregelt. Diese Verordnung sorgt dafür, dass das Netz gestützt wird, zugleich kann durch die gewonnene Rechtssicherheit der Zubau von Onshore-Windenergie fortgesetzt werden [Fricke 2009 a].

## 8.1.3 Finanzkrise

Die Wirtschaftskrise ist in anderen Branchen spürbarer als in der Onshore-Windbranche. Die Einflüsse der Finanzkrise auf den Windenergiemarkt (an Land) erwiesen sich als wesentlich schwächer, als zunächst befürchtet wurde.

## 8.2 Entwicklung bis 2009

### 8.2.1 Entwicklung bis 2008

Die Nutzung der Windkraft hat in den letzten Jahren in Deutschland stetig zugenommen (vgl. Tabelle 20). Die installierte Leistung und die Stromeinspeisung von WEA in Deutschland wird von verschiedenen Institutionen veröffentlicht [ISET 2009], [BDB 2009], [DEWI 2009]. Zum Jahresende 2008 weichen diese drei Quellen untereinander maximal um 1,3 % ab. Dagegen liegen die von den ÜNB bereit gestellten Daten [ÜNB 2009 b] um mehr als 3 % niedriger als der niedrigste von den übrigen Quellen gemeldete Wert [BDB 2009]. Insbesondere bei den im Jahr 2008 in Betrieb gegangenen Anlagen scheint bei [ÜNB 2009 b] eine Untererfassung vorzuliegen, während anlagenscharfe Vergleiche mit dem lokalen Bestand in Stichproben darauf hindeuten, dass bei den anderen Quellen der Rückbau nicht vollständig erfasst wurde. Nach Abwägung der Argumente wurde bei der Windenergie ausnahmsweise nicht auf die bereit gestellten Daten zurückgegriffen, sondern eine der drei übrigen Datenquellen als Grundlage genutzt. Da diese drei Quellen weitgehend deckungsgleich waren, wurde REISI [ISET 2009] als Quelle genutzt, da diese den Vorteil bot, monatliche Aktualisierungen zu veröffentlichen. Dadurch war es möglich, die Istentwicklung im Jahr 2009 bereits bis zum Stand 31.07.2009 zu verfolgen.

Mit Stichtag 30.06.2009 waren in Deutschland insgesamt ca. 20.674 WEA mit einer Gesamtleistung von ca. 24.694 MW am Netz. Für das erste Halbjahr 2009 wurden

ca. 802 MW WEA an Neuinstallation registriert. Dieser Zubau entspricht recht genau auch den im Vorjahreszeitraum erzielten Werten [DEWI 2009]

**Tabelle 20: Installierte Leistung nach verschiedenen Quellen von Onshore-WEA in Deutschland**

Quelle		BDB	Reisi	Dewi/BMU	ÜNB
<b>Installierte Leistung [MW] zum Jahresende</b>	<b>2005</b>	18.197	18.284	18.428	18.242
	<b>2006</b>	20.412	20.462	20.622	20.468
	<b>2007</b>	22.060	22.102	22.247	22.115
	<b>2008</b>	23.571	23.576	23.895	22.862

Somit hat sich im Jahr 2008 der Netto-Zubau an installierter Leistung in leicht abgeschwächter Form fortgesetzt, lag jedoch (außer bei [ÜNB 2009 b]) in allen Quellen bei mehr als 1.400 MW. Da die EEG-Novelle, die zum 01.01.2009 in Kraft trat, Verbesserungen für neue Windenergieanlagen mit sich brachte, kam es zum Jahresende 2008 nicht zu einer Verstärkung der Nachfrage wie in früheren Jahren, als die zum Jahreswechsel eintretende Degression eine Inbetriebnahme kurz vor Jahresende besonders lukrativ machte.

### 8.2.2 Einschätzungen zur Marktentwicklung 2009

Durch die EEG-Novelle erfährt die Windenergie weiter Rückenwind. Diese positiven Impulse wirken jedoch eher mittelfristig, bei den Errichtungszahlen des ersten Halbjahres 2009 ist noch kein Unterschied zum Vorjahreszeitraum erkennbar (+802 MW 1. Hj. 2009). Der Bundesverband Windenergie hält bis zum Ende des Jahres einen Zuwachs von 2.000 MW für möglich [Reeker 2009]. Somit müssten bis Ende des Jahres 1.200 MW zugebaut werden. Der Zuwachs des ersten Halbjahres beruht wesentlich auf den Zubau-Aktivitäten der Bundesländer Brandenburg, Niedersachsen und Sachsen-Anhalt. In diesen Bundesländern sieht der Bundesverband WindEnergie auch für das zweite Halbjahr die größten Zubau-Potenziale.

Das Deutsche Windenergie Institut (DEWI) sieht im Jahreszubau von 2002 das Maximum des möglichen Zubaus für Onshore-Windkraft in Deutschland. Man geht in Zukunft von einer gewissen Stagnation des Marktes aus und sieht eher Potenziale im Repowering [Neddermann 2009].

In der WindEnergy Study 2008, in der international tätige Unternehmen zu deren mittelfristiger Markteinschätzung befragt wurden, wird für Ende des Jahres 2009 mit 1.750 MW neu installierter Leistung in Deutschland gerechnet. Somit müssten bis Ende des Jahres noch 948 MW, also geringfügig mehr als im ersten Halbjahr errichtet werden [WindEnergy Study 2008].

### 8.2.3 Einschätzung des IE

Das IE sieht in der Novellierung des EEG eine gute Absicherung der Onshore-Windbranche für die Zukunft, die durch die verbesserten Vergütungsbedingungen weiterhin wachsen wird. Die verbesserten Rahmenbedingungen werden sich allerdings nicht in den 2009 neu installierten Leistungen widerspiegeln, sondern aufgrund der Genehmigungszeiträume für Neubau-Projekte erst in den nächsten Jahren wirksam.

Die in den Kapiteln 8.1 und 8.2 beschriebenen Punkte tragen dazu bei, dass für Ende 2009 nur mit geringfügigen Zubau-Änderungen für das zweite Halbjahr zu rechnen ist. Insgesamt zeigt sich die Windbranche im Onshore-Bereich von der Finanzkrise weitgehend unbeeindruckt. Die Windindustrie steht in der Wirtschaftskrise besser dar, als andere deutsche Maschinen- und Anlagenbauer.

In [IE 2008] wurde eine verspätete Inbetriebnahme von 600 MW neuer Kapazitäten, die bereits zum Ende des Jahres 2008 errichtet wurden, prognostiziert. Dieser Effekt ist jedoch nicht in dieser Höhe eingetreten. Im Januar wurden 110 MW mehr als im Vorjahreszeitraum neu errichtet, im Februar und März waren es zusammengenommen etwa gleich viele wie 2008, so dass nur durch den etwas erhöhten Januar-Wert ein Indikator für derartige Verschiebungen vorhanden ist.

Zur Einschätzung der Entwicklung des Repowerings wurde zunächst anhand der Betreiberdatenbasis [BDB 2009] ermittelt, wie viel installierte Leistung im ersten Halbjahr des Jahres 2009 abgebaut wurde. Die BDB weist eine Leistung von 5 MW aus, die durch Repowering-Maßnahmen im 1. Halbjahr 2009 zurückgebaut wurden. Bis zum Ende des Jahres 2009 geht das IE davon aus, dass insgesamt 20 MW durch Repowering-Maßnahmen abgebaut und dafür 77 MW (ca. 4-fache Leistungszunahme durch Repowering) zugebaut werden. Somit ergibt sich ein Netto-Repowering-Zubau von 57 MW. Unabhängig davon wird erwartet, dass 1.600 MW neu zugebaut werden. Somit beträgt der prognostizierte Zubau für das Jahr 2009 **1.657 MW**. In Deutschland wird bis **Ende 2009** ein Bestand von WEA mit einer installierten Leistung von insgesamt **25.232 MW** erwartet.

## 8.3 Prognose für 2010

### 8.3.1 Prognose der Leistungsentwicklung nach Monaten

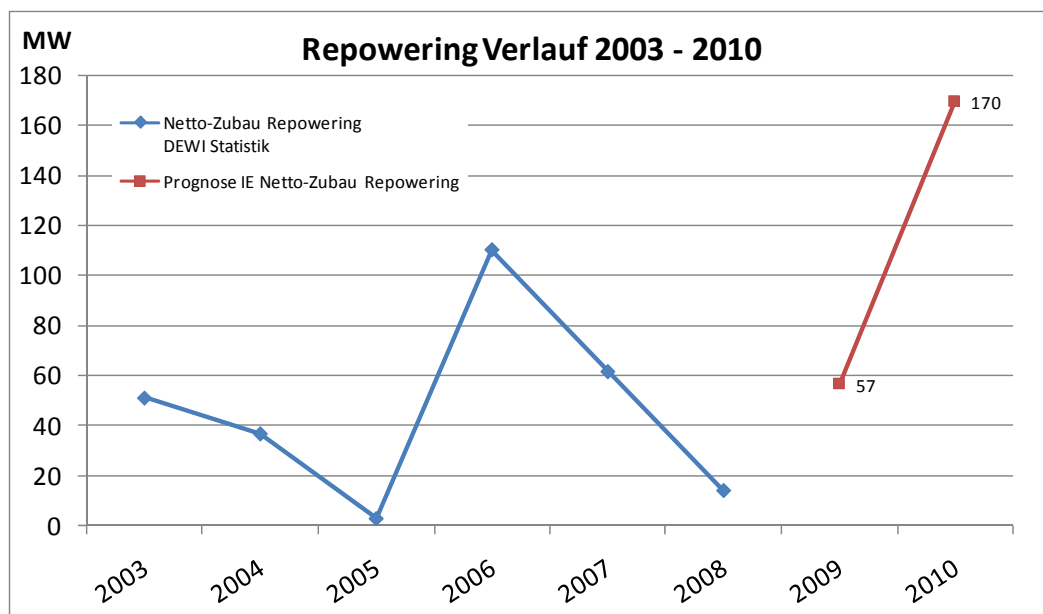
Die unterjährige Zubauverteilung der installierten Leistung für 2010 wird für den monatlichen Zubau des Jahres aus dem statistischen Mittel der Jahre 2004 bis 2007 übernommen (Vgl. Tabelle 22). Der Zubau an Land ist im Unterschied zu Bauaktivitäten auf dem Meer (vgl. 9.3.1) prinzipiell in jedem Monat des Jahres möglich. Auffällig ist aber, dass in der typischen unterjährigen Zubauverteilung, die Wintermonate mit 11 % und 23 % eine besonders hohe Bauaktivität aufweisen. Gründe hierfür liegen einerseits in der jährlich einsetzenden Degression der Vergütung und andererseits im „Dezemberfieber“, noch möglichst hohe Aufstellungszahlen für das ablaufende Jahr zu erreichen.

Die Repowering-Projekte werden vom Deutschen Windinstitut (DEWI) dokumentiert und in einer Statistik halbjährlich veröffentlicht. Diese Statistik bietet momentan die einzige



Informationsquelle über bisher getätigte Repowering-Projekte Informationen hinsichtlich des jährlichen Abbaus und des entsprechenden Zubaus. In Abbildung 15 ist die zeitliche Entwicklung des Repowering-Nettozubaus nach Jahrgängen dargestellt. Einschätzungen zum Repowering für das Jahr 2010 sind anhand des Verlaufes äußerst schwierig (vgl. Abbildung 15). Nach Aussagen von Herstellern befinden sich viele Repowering-Projekte in der Projekt-Pipeline, die in den nächsten Jahren realisiert werden [Ender 2009]. Erschwert wird die Umsetzung dieser Projekte durch die in 8.1.1 dargestellten hemmenden Faktoren für Repowering.

Für die Prognose geht das IE davon aus, dass im Jahr 2010 die dreifache Menge der abgebauten Leistung wie 2009 zurückgebaut wird. Die insgesamt 60 MW abgebauter Leistung werden durch Repowering-Maßnahmen mit einer Leistungssteigerung um den gleichen Faktor wie im Vorjahr ersetzt, was zu 230 MW an neuen Anlagen aus dem Repowering führt. Der Netto-Repowering-Zubau für das Jahr 2010 beträgt somit 170 MW (vgl. Abbildung 15).



**Abbildung 15 Netto-Leistungszubau durch Repowering von 2003 bis 2010**

Der Zubau durch neue Anlagen wird mit **1.300 MW** prognostiziert. Somit ergibt sich ein Gesamtzubau von **1.470 MW** für das Jahr 2010.

Zum Jahresende 2010 rechnet das IE mit einem Gesamtbestand von **26.702 MW** (vgl. Tabelle 22). Für das Jahr 2010 wird weniger im Zubau erwartet, wie im Vorjahr.

### 8.3.2 Prognose der Stromerzeugung nach Monaten

Im Gegensatz zur Vorjahresprognose [IE 2008] wurden die Volllaststunden neu in Betrieb genommener WEA auf Basis einer internen Auswertung der Betreiberdatenbasis [BDB 2009] für die Berechnung der Stromeinspeisung der Jahre 2009 und 2010 unterschieden (Tabelle 21). Für das Jahr 2008 wurde die Volllaststundenzahl der ÜNB über die gemeldeten Stromerträge und gemeldeten installierten Leistungen errechnet. Die berechnete Volllaststundenzahl wurde durch den vom ISET ausgewiesenen Windindex entsprechend normiert.

Die unterjährige Verteilung der Stromeinspeisung auf Kalendermonate wurde von einem langjährig gemessenen Mittel (1993 bis 2003) an einem Referenzstandort in Nordrhein-Westfalen übernommen [ISET 2009] (Vgl. Tabelle 21). Die Stromeinspeisung wird daraus schrittweise über die für die vier Netzbetreiber jeweils typischen Vollbenutzungsstunden und monatlichen installierten Leistungen errechnet.

**Tabelle 21:** *Typische Stromerträge und Volllaststunden der Onshore-Windkraft in Deutschland*

Zeitraum	Ertragsverteilung pro Anlage	Bestand 2008	Baujahr 2009	Baujahr 2010
Jan. 2010	13%	238	277	283
Feb. 2010	11%	201	234	239
März 2010	12%	219	256	261
April 2010	7%	128	149	152
Mai 2010	6%	110	128	131
Juni 2010	5%	91	107	109
Juli 2010	5%	91	107	109
Aug. 2010	4%	73	85	87
Sept. 2010	8%	146	170	174
Okt. 2010	9%	164	192	196
Nov. 2010	8%	146	170	174
Dez. 2010	12%	219	256	261
<b>2010 insgesamt</b>	<b>100%</b>	<b>1.827</b>	<b>2.130</b>	<b>2.175</b>

**Tabelle 22: Jahresprognose der Anlagenleistung und der Stromeinspeisung der Windenergie an Land nach Monaten in Deutschland 2010**

Zeitraum	Zubauverteilung (Annahme: wie Mittel 2004 bis 2007)	installierte Leistung in MW (Bestand)	Anlagenarbeit in GWh	Anteil am Jahresstrom- ertrag in %
Jan. 2010	7%	25.335	6.056	12,7%
Feb. 2010	7%	25.438	5.153	10,8%
März 2010	6%	25.526	5.648	11,8%
April 2010	6%	25.614	3.308	6,9%
Mai 2010	4%	25.673	2.847	6,0%
Juni 2010	8%	25.790	2.378	5,0%
Juli 2010	7%	25.893	2.391	5,0%
Aug. 2010	6%	25.981	1.922	4,0%
Sept. 2010	7%	26.084	3.859	8,1%
Okt. 2010	8%	26.202	4.361	9,1%
Nov. 2010	11%	26.364	3.897	8,2%
Dez. 2010	23%	26.702	5.887	12,3%
<b>2010 insgesamt</b>	<b>100%</b>	<b>26.702</b>	<b>47.704</b>	<b>100,0%</b>

### 8.3.3 Witterungsbedingte Schwankungen

Für die Stromeinspeisung geht das IE von einer mittleren Volllaststundenzahl von 1.827 Stunden für Bestandsanlagen aus (eigene Berechnungen auf Basis von [ÜNB 2009 b] und [ISET 2009]). Anhand der Meldungen der ÜNB für 2008 [ÜNB 2009 b] wurde dieser Wert für die einzelnen Übertragungsnetzgebiete differenziert, so dass die Zahl der mittleren Vollbenutzungsstunden im EnBW-Gebiet mit 1.363 am niedrigsten und in E.ON-Gebiet mit 1.902 am höchsten angesetzt wurde. Durch ein windstarkes oder -schwaches Jahr 2010 kann die Volllaststundenanzahl schwanken und die zu erwartende Anlagenarbeit größer oder geringer ausfallen.

In Deutschland sind zwischen 1994 bis 2007 Abweichungen vom langjährigen Mittel der Volllaststundenzahl von ca. +460 bzw. -245 Stunden aufgetreten (eigene Berechnungen für den Zeitraum 1994 bis 2007 nach [BMU 2008]). Das entspricht einer prozentualen Schwankung von ca. -15% bis +28%. Der Windindex für das Jahr 2008 mit 99 % am Normalwindjahr ist bereits in der Schwankungsbreite des Zeitraumes 1994 bis 2007 abgedeckt und bedarf keiner Aktualisierung.

Für das Jahr 2010 kann die Stromeinspeisung somit – bei Eintreffen der größten relativen Abweichungen in der Volllaststundenzahl – zwischen 40.549 GWh (Minimum) und 60.584 GWh (Maximum) liegen.

### 8.3.4 Vergleich mit anderen Prognosen

Für das Jahr 2010 weist der BDEW eine Stromeinspeisemenge von 47.838 GWh aus. Mit 47.704 GWh weist das IE im Vergleich nur 0,28 % weniger aus (vgl. Abbildung 16).

Werden alle fünf Prognosen miteinander verglichen, so wird der größte Wert mit 53.600 GWh bei [BEE 2009] ausgewiesen. Die geringste Strommenge wird vom BMU in der Leitstudie 2008 mit 44.800 GWh angegeben (vgl. Abbildung 16).

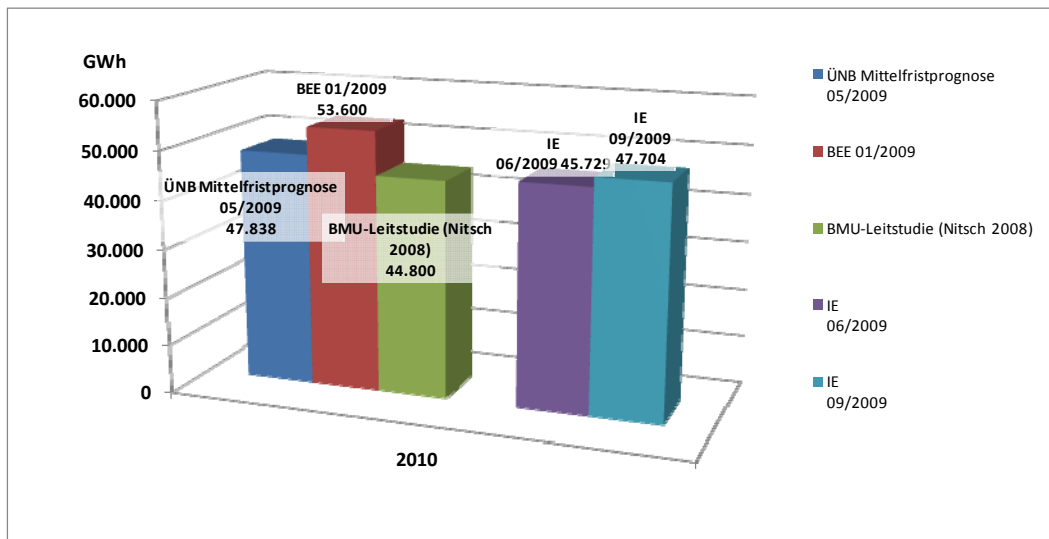


Abbildung 16 Vergleich verschiedener Prognosen zur Stromeinspeisung aus Onshore-Windkraft im Jahr 2010

### 8.4 Zusammenfassung

Bei der Entwicklung der Anlagenleistung der Windenergie in Deutschland wird ein stetiger Anstieg auch für die Jahre 2008 und 2009 erwartet (Abbildung 17).

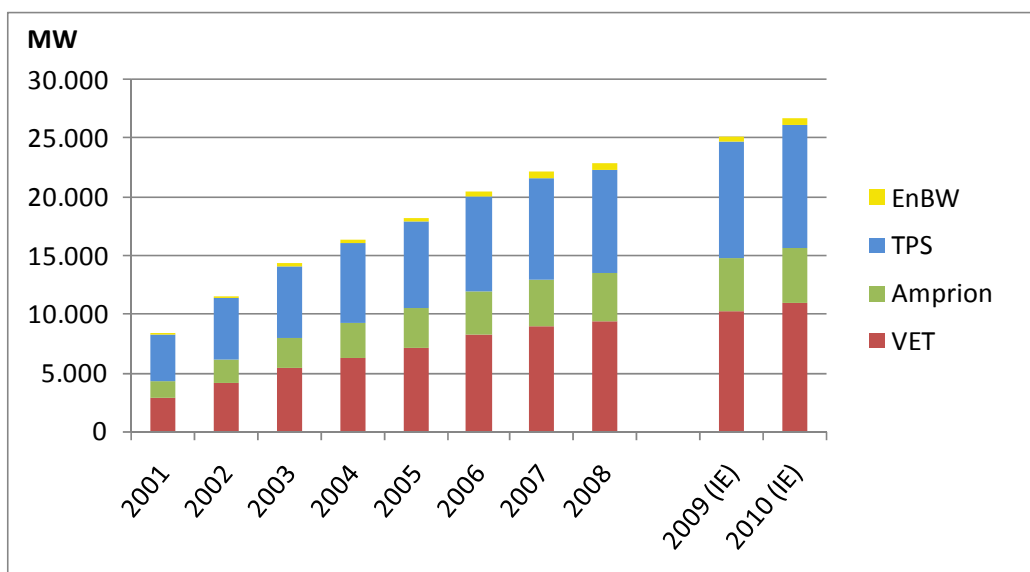


Abbildung 17 Anlagenleistung der Windenergie Onshore in Deutschland in MW

Bei der Verteilung des Zubaus an neuen WEA auf die vier Übertragungsnetzgebiete in den beiden Jahren 2009 und 2010 werden die gleichen Proportionen wie im Bestand zum Jahresende 2008 zu Grunde gelegt, deutliche regionale Verschiebungen wurden zuletzt nicht beobachtet.

Das Jahr 2008 lag knapp unter dem durchschnittlichen 100 % Windjahr, wie sich aus dem ISET-Windindex mit 99 % ergibt. Die Stromerträge blieben knapp unter den Erwartungen. Vergleicht man die Stromeinspeisung von 2009 und 2008 miteinander, fällt auf, dass der Ertrag für das Jahr 2009 sogar unter dem des Jahres 2008 bleibt. Die Stromerträge aus den bereits gemeldeten Monaten bleiben in den ersten vier Monaten weit unter den Erwartungen. Die gemeldeten Winderträge der Monate Januar bis August 2009 wurden bereits integriert. Trotz steigender installierter Leistung im Vergleich von 2008 zu 2009 wird weniger Strom produziert werden.

Umso gravierender ist der Unterschied der zu erwartenden Stromerträge der Jahre 2009 und 2010 im Vergleich. Durch den weiteren Anstieg der installierten Leistung wird mit höheren Stromerträgen für 2010 gerechnet. Da für 2010 ein Normaljahr (Windindex=100) angesetzt wird, fällt der Zuwachs 2010 in der Prognose besonders deutlich aus (vgl. Abbildung 18).

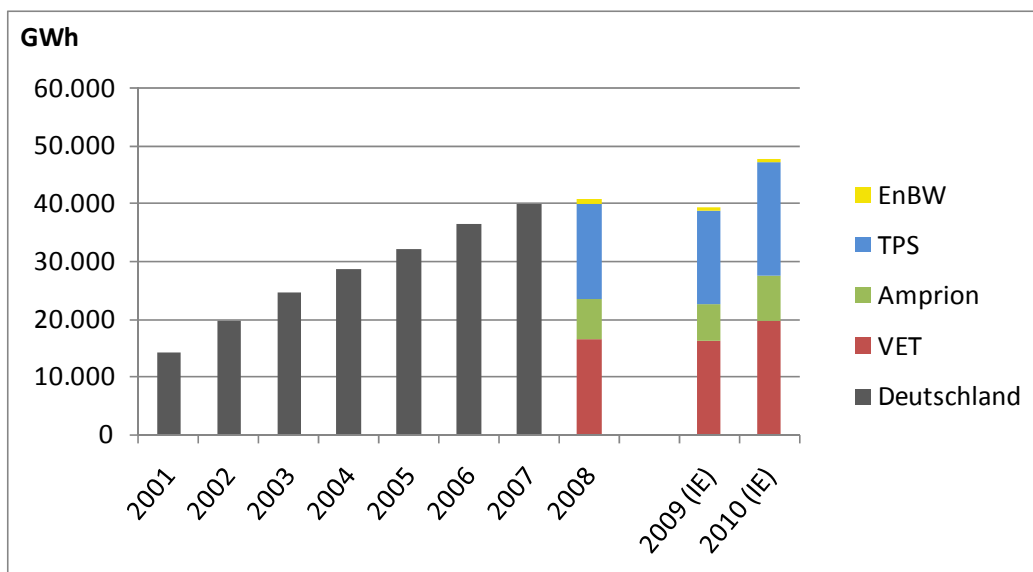


Abbildung 18 Stromeinspeisung aus Windenergie Onshore in Deutschland in GWh

## 9 OFFSHORE-WINDENERGIE

### 9.1 Aktuelle Rahmenbedingungen

#### 9.1.1 Novelle des EEG

Mit der Novellierung des EEG und dem Inkrafttreten des Gesetzes am 1. Januar 2009 haben sich folgende Punkte in Bezug auf die Offshore-Windkraft geändert:

- In den ersten zwölf Jahren ab der Inbetriebnahme der Offshore-Windenergieanlage (WEA) beträgt die Vergütung 13,0 Cent/kWh. (vorher 9,1 Cent/kWh)
- Werden Offshore-WEA vor dem 01.01.2016 in Betrieb genommen, erhöht sich die Anfangsvergütung um 2 Cent/kWh. Die zusätzliche Erhöhung wird auch Sprinter-Bonus genannt.
- Zusätzlich verlängert sich der Zeitraum der erhöhten Anfangsvergütung für Offshore-WEA, die in einer Mindestentfernung von 12 Seemeilen (ca. 22 km) zum Festland und in einer Wassertiefe von mindestens 20 m stehen. Für jede weitere volle Seemeile verlängert sich der Anfangsvergütungszeitraum um 0,5 Monate und für jeden zusätzlichen vollen Meter Wassertiefe um 1,7 Monate.
- Die Grundvergütung für Offshore-WEA beträgt 3,5 Cent/kWh. (im EEG 2004: 6,19 Cent/kWh)
- Die erhöhte Anfangsvergütung sinkt ab dem Jahr 2015 jährlich um 5 %. (im EEG 2004: 2 %)

Mit der Novellierung des EEG wird deutlich, dass der Ausbau der Windenergie auf See schneller vorangetrieben werden soll als bisher. Deutlich wird dies besonders sowohl am Sprinter-Bonus als auch an der hohen Degression der Anfangsvergütung mit 5 % ab dem Jahr 2015. Bei der Errichtung einer 5 MW Offshore-WEA mit 3.500 Volllaststunden führen der Wegfall des Sprinter-Bonus und die Degression zusammengenommen zu einem Verlust von rund 465.000 € jährlich, wenn die Anlagen erst 2016 statt 2015 in Betrieb gehen.

#### 9.1.2 Auswirkungen der Finanzkrise

Die im Rahmen der Finanzkrise erschwerte Finanzierung von Offshore-Windparks bremst weiterhin den dynamischen Ausbau der ca. 20 bereits genehmigten Offshore-Projekte. Der Bau verzögert sich um ungewisse Zeiträume, weil die Finanzierung aufgrund der Finanzkrise ins Stocken geraten ist [Weinhold 2009]. Das zögerliche Verhalten der Banken bei der Kreditvergabe hat eine Erhöhung der Eigenkapitalanteile für die Finanzierung der Offshore-Windparks zur Folge [Fricke 2009 b].

Die Bundesregierung reagierte entsprechend und stellt durch das Konjunkturpaket II Kredite über maximal 200 Millionen Euro pro Offshore-Projekt zur Verfügung. Die Unterstützung der Bundesregierung ist limitiert und nicht im uneingeschränkten Maße

nutzbar. Die Gesamtkosten pro Standard-Offshorewindpark mit ca. 80 Offshore-WEA liegen jedoch bei rund 1,5 Milliarden Euro, so dass aus den Konjunkturpaketen der Bundesregierung nur ein kleiner Teil der Finanzierung abgesichert werden kann [Witt 2009]. Es müssen somit weiterhin andere Mittel und Wege für die Sicherung der Finanzierung von Offshore-Windparks gefunden werden.

Die Finanzierung des Offshore-Testfeldes „Alpha Ventus“ wurde einerseits aus Bundeszuschüssen für Forschungsauswertungen finanziert und andererseits durch die Gemeinschaftsarbeit dreier Energiekonzerne.

Zunehmend beteiligen sich einzelne Stadtwerke an der Finanzierung von Offshore-Windparks. Diese sehen die Möglichkeit eigene Standbeine im Offshore-Geschäft aufbauen zu können, um somit ihr Produktportfolio zu erhöhen. Die Beteiligung von mehreren Unternehmen der Stromversorgungsbranche an der Finanzierung von genehmigten Windparks könnte ein Lösungsansatz für die Krise sein.

Die Bard Engineering GmbH konnte u. a. durch den Ausbau der eigenen Offshore-Ausrüstung in der Krise Banken und Versicherungen überzeugen und so die Finanzierung sichern.

Durch die Realisierung der beiden Windparks „Alpha Ventus“ und „Bard Offshore 1“ werden positive Impulse gesetzt, sodass davon auszugehen ist, dass weitere Finanzierungskonzepte für den Bau anderer genehmigter Windparks gefunden werden. Für den Bau von in großer Entfernung gelegenen und in Wassertiefen von 40 m stehenden Windparks fehlt bisher noch jede Erfahrung. Die noch herrschende Skepsis und Unsicherheit wird sich aufgrund der Errichtung des ersten kommerziellen Windparks „Bard Offshore 1“ legen.

### **9.1.3 Problematik der Errichterschiffe („Jack-up barge“)**

Bislang stellt die Anzahl der Errichterschiffe einen limitierenden Faktor dar, der den Bau der Offshore-Windparks verzögern könnte. Diese Spezialschiffe sind für die Errichtung von Offshore-WEA auf hoher See unabdingbar, da diese in der Lage sind, durch vier Beine eine Verbindung zwischen dem Meeresgrund und dem Schiffsrumpf herzustellen. Das Schiff wird aus dem Wasser gehievt und kann unabhängig vom Wellengang die Installationsarbeiten an Offshore-Windparks auch an stürmischen Tagen vornehmen (vgl. Abbildung 19).



**Abbildung 19 Jack-up barge im Offshore-Windpark „Alpha Ventus“ [MarineLog 2009]**

Die notwendige „Hardware“ (Schlepper, Errichterschiffe, Plattformen, Transportschiffe) zur Errichtung der Windparks auf See ist derzeit ausgebucht. Weltweit gibt es nur ca. acht der notwendigen Spezialschiffe [Thomas 2009].

Allerdings zeichnet sich hier mittelfristig eine Entspannung ab: Unternehmen wie die Bard Engineering GmbH setzen auf eigenes Equipment. Hierzu wurde ein eigenes Errichterschiff, die „Wind Lift 1“ gebaut, um unabhängig von Materialengpässen den Bau der eigenen Offshore-Windparks voranzutreiben.

Zusätzlich hat die Hochtief Construction AG zusammen mit der Bremer Beluga Shipping GmbH vor, ein eigenes Unternehmen zu gründen. Zusammen will man bis 2012 vier Errichterschiffe mit eigenem Antrieb bauen und somit ein neues Geschäftsfeld erschließen [Thomas 2009][Nordwest-Zeitung 2009].

Die bestehenden Engpasssituationen werden auch als Chancen gesehen. Zum Beispiel könnten Werften vom Bau neuer Schiffe für die Offshore-Branche profitieren. Das Problem der Errichterschiffproblematik wurde erkannt, und zu seiner Lösung fanden bereits Gespräche mit der Bundesregierung statt [Finanzen.net 2009] [Saarbrücker Zeitung 2009]. Umweltminister Gabriel fordert den Bau von bis zu 20 neuen Errichterschiffen. Dafür soll ein Förderprogramm für den Schiffsbau erstellt werden und ggf. Subventionszahlungen von der EU akquiriert werden.

#### **9.1.4 Netzanbindung**

Durch das Gesetz zur Beschleunigung von Planungsverfahren für Infrastrukturvorhaben vom 09. Dezember 2006 wurde in den § 17 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) der Absatz 2a eingefügt. Dieser verpflichtet u. a. den zuständigen Übertragungsnetzbetreiber zur Netzanbindung von Offshore-Anlagen im Sinne von § 3 Nr. 9 EEG. Die Anbindung muss zum Zeitpunkt der Herstellung der technischen Betriebsbereitschaft der Offshore-Anlagen errichtet sein [BNA 2009 a].



Die Kosten für die Netzanbindung trägt der Netzbetreiber. Somit werden die Offshore-Windparkbetreiber hinsichtlich der Netzkosten entlastet, die immerhin rund 20-25 % der Gesamtkosten des Windparks betragen.

Weiterhin besteht jedoch das Problem, dass die Finanzierung von Offshore-Windparks abhängig ist von dem Vorhandensein des Netzanschlusses. Zugleich wird aber der Bau des Netzanschlusses durch den Übertragungsnetzbetreiber davon abhängig gemacht, ob der anzuschließende Offshore-Windpark sicher finanziert werden kann. Hierzu werden entsprechende Problemlösungen durch die Bundesnetzagentur in einem Positionspapier gebündelt dargestellt [BNA 2009 a].

Die Verkabelung derjenigen Offshore-Windparks, die bis zum Jahresende 2010 Strom aus Offshore-Windkraft einspeisen, hat bereits begonnen und wird als gesichert eingestuft.

### **9.1.5 Reparatur, Wartung und Service der Offshore-Windparks**

Der Reparatur-, Wartungs- und Serviceaufwand von Offshore-WEA vor der deutschen Küste gilt als Unsicherheitsfaktor. Aufgrund der großen Entfernung zum Festland wird erst die Praxis zeigen, inwiefern lange Stillstandszeiten der Offshore-WEA vermieden werden können. Hier stellt sich die Frage, ob es in Zukunft genügend Fachpersonal und technische Ausrüstung geben wird.

Ambitionierte Offshore-Windparkplaner und -betreiber haben bereits Konzepte ausgearbeitet, wie Reparaturen, Wartungen und Service der Offshore-Windparks zu realisieren sind. Die Bard Engineering GmbH baut derzeit eine Serviceplattform. Diese schwimmfähige Wohn- und Trafoplattform soll auf hoher See installiert werden und künftig per Schiff von Emden aus versorgt werden [Strom magazin 2008]. Damit würde das Problem der langen Wege wegfallen. Zusätzlich wird eigenes Service- und Wartungspersonal ausgebildet und geschult. Aufgrund dieser bestehenden Lösungsansätze wird sich auch in diesem Bereich eine gewisse Dynamik entwickeln.

## **9.2 Entwicklung bis 2009**

### **9.2.1 Entwicklung bis 2008**

Bis zum Ende des Jahres 2008 wurden keine Offshore-Anlagen vor der deutschen Küste errichtet. Für Testzwecke wurden lediglich drei Nearshore-WEA gebaut und aufgestellt.

### **9.2.2 Einschätzungen zur Marktentwicklung 2009**

Zum jetzigen Zeitpunkt (September 2009) stehen bereits sechs Multibrid-WEA der 5-MW-Klasse des Windparks „Alpha Ventus“. Von diesen sechs WEA sind drei Offshore-WEA (15 MW installierte Leistung) am Netz. Diese speisten im August 2009 bereits eine Strommenge von 937 MWh in das Netz der transpower stromübertragungs gmbh (transpower).

Der Ausbau der Offshore-Windenergie wird im Wesentlichen durch die Bauaktivitäten innerhalb der zwei Windparks „Alpha Ventus“ und „Bard Offshore 1“ bestimmt.

Bis zum Ende des Jahres sollen insgesamt sechs Multibrid- und sechs Repower-5M-Maschinen als erste Ausbaustufe des Windparks Alpha Ventus, am Netz sein [Johnsen 2009].

Die Bard Engineering GmbH will noch in diesem Jahr die ersten WEA des Windparks „Bard Offshore 1“ ans Netz bringen. Dafür wurde ein eigenes Errichterschiff, die „Windlift I“ gebaut. Die notwendigen Rotorblätter, Turbinen und Fundamente der WEA liegen bereits zum Verladen bereit [Zander 2009].

Die notwendige Verkabelung der Windparks wird von der Norddeutschen Seekabelwerke GmbH (NSW) übernommen, die Kooperation wurde in den Bau eines Kabellegeschiffs investiert. [NSW 2009].

### 9.2.3 Einschätzung des IE

Im Testfeld von „Alpha Ventus“ werden derzeit die Fundamente der sechs Repower-5M-Maschinen gesetzt. Der Windpark ist bereits verkabelt.

Das Ziel, die ersten Offshore-WEA des Windparks „Bard Offshore I“ an das Netz anzuschließen, wird vom IE Leipzig als realistisch eingeschätzt, dies umfasst auch die erforderliche Fertigstellung der Kabelanbindung durch die NSW.

Für das Testfeld „Alpha Ventus“ geht das IE davon aus, dass bis Ende 2009 neun WEA errichtet und an das Stromnetz angeschlossen werden. Für „Bard Offshore I“ geht das IE davon aus, dass fünf WEA errichtet und an das Stromnetz angeschlossen werden.

Somit erwartet das IE für das Jahr **2009** einen Zubau von insgesamt 14 WEA mit einer Gesamtleistung von insgesamt **70 MW**.

## 9.3 Prognose für 2010

Aufgrund der in den Kapiteln 9.1 und 9.2 beschriebenen Entwicklungstendenzen und Rahmenbedingungen wird für das **Jahr 2010 ein Zubau von 369 MW** angenommen. Damit wird zum **Jahresende 2010** mit einem Gesamtbestand von **439 MW** gerechnet.

Die Stromeinspeisung wird schrittweise über die für die zwei Netzbetreiber (transpower stromübertragungs gmbh und Vattenfall Europe Transmission GmbH) jeweils typischen Vollbenutzungsstunden errechnet.

### 9.3.1 Prognose der Leistungsentwicklung nach Monaten

Die unterjährige Zubauverteilung der installierten Leistung für das Jahr 2009 und 2010 ergibt sich durch die limitierte Bauaktivität auf hoher See. Auf See kann nur an insgesamt rund 150 Tagen im Jahr die Konstruktion von Offshore-WEA erfolgen, weil davon ausgegangen werden muss, dass die Monate von November bis April aufgrund der Bedingungen auf See für Baumaßnahmen nicht geeignet sind. Das bedeutet es wird von einer unterjährigen Zubauverteilung ausgegangen, die Bauaktivitäten über einen Zeitraum von sechs Monaten (Mai bis Oktober) vorgibt (vgl. Tabelle 24).

Vom Zubau im Jahr 2010 entfallen ca. 16 % auf die Ostsee und ca. 84 % auf die Nordsee. Für die Bauaktivitäten im Bereich der Nordsee wird im Jahr 2010 damit gerechnet, dass das Testfeld Alpha Ventus fertiggestellt wird und dort somit weitere 15 MW ans Netz gehen. Weitere Windparkbetreiber werden ebenfalls Offshore-WEA in angefangenen und neuen Offshore-Windparks ans Netz bringen. Hier wird eine zusätzliche Leistung von 295 MW erwartet. Somit werden insgesamt 310 MW installierte Leistung im Bereich der Nordsee hinzugebaut.

Für die Ostsee wird 2010 die Errichtung und Fertigstellung der ersten Anlagen mit insgesamt 59 MW erwartet, die dann den ersten Strom aus der Ostsee liefern.

### 9.3.2 Prognose der Stromerzeugung nach Monaten

Für die Prognose wird mit unterschiedlichen Volllaststunden für Offshore-Windparks in der Nordsee und Ostsee gerechnet. Für WEA in der Nordsee beträgt die Volllaststundenzahl 4.121 und für die Ostsee 3.500 [IE 2009].

Zur Berücksichtigung der erst allmählich steigenden technischen Verfügbarkeit sowie weiterer unvorhergesehener Ereignisse in der Pilotphase der Projekte wird von 2009 bis 2010 eine allmähliche Zunahme der Volllaststunden angenommen (vgl. Tabelle 23), so dass die errechnete Volllaststundenzahl zunächst mit nur 60 % der technisch möglichen Monatswerte beginnt und für 2010 um fünf Prozentpunkte gegenüber dem Vorjahreswert erhöht wird. Für das Jahr 2010 wird mit einer Verfügbarkeit von 65 %, d.h. mit 2.275 bzw. 2.679 Volllaststundenzahlen jährlich gerechnet (vgl. Tabelle 23).

**Tabelle 23** *Entwicklung der prognostizierten Volllaststunden der im jeweiligen Prognosejahr installierten Leistung von Offshore-WEA*

Prognosejahr	2009	2010
Verfügbarkeit (Anteil an den technisch möglichen Vollbenutzungsstunden)	60%	65%
Volllaststunden Ostsee	2.100	2.275
Volllaststunden Nordsee	2.473	2.679

Daraus ergeben sich die wesentlichen Kennwerte nach Monaten, wie sie in Tabelle 24 zusammenfassend dargestellt sind.

**Tabelle 24** *Jahresprognose der Anlagenleistung und der Stromeinspeisung der Offshore-Windenergie in Deutschland 2010 nach Monaten*

Zeitraum	Verteilung des Zubaus im Jahr	Leistung in MW	Stromeinspeisung pro Anlage im Jahreslauf	Stromeinspeisung in MWh
Jan. 2010	0 %	70	10,4 %	<b>19.499</b>
Feb. 2010	0 %	70	9,0 %	<b>16.840</b>
März 2010	0 %	70	8,4 %	<b>15.792</b>
April 2010	0 %	70	7,8 %	<b>14.656</b>
Mai 2010	15 %	125	6,8 %	<b>19.773</b>
Juni 2010	20 %	199	5,7 %	<b>27.350</b>
Juli 2010	20 %	273	6,8 %	<b>47.199</b>
Aug. 2010	20 %	347	6,3 %	<b>55.696</b>
Sept. 2010	15 %	402	8,0 %	<b>82.752</b>
Okt. 2010	10 %	439	9,1 %	<b>103.878</b>
Nov. 2010	0 %	439	10,8 %	<b>124.584</b>
Dez. 2010	0 %	439	10,9 %	<b>125.534</b>
<b>2010 insgesamt</b>	<b>100 %</b>	<b>439</b>	<b>100 %</b>	<b>653.554</b>

### 9.3.3 Witterungsbedingte Schwankungen

Durch ein windstarkes oder -schwaches Jahr kann die in Tabelle 23 dargestellte Volllaststundenzahl der zwei Übertragungsnetzgebiete schwanken und die zu erwartende Anlagenarbeit größer oder geringer ausfallen.

Da Zeitreihen der Stromeinspeisemengen in die Übertragungsnetze der Ost- und Nordsee noch nicht zur Verfügung stehen, können Aussagen zu witterungsbedingte Schwankungen zum jetzigen Zeitpunkt nicht erfolgen. Erst wenn mehrjährige Daten über tatsächlich eingespeiste Strommengen vorliegen, kann ein ermittelt werden, welche Stromerträge in einem Normaljahr zu erwarten sind und welche Abweichungen von diesem Normalwert als typisch angesehen werden können.

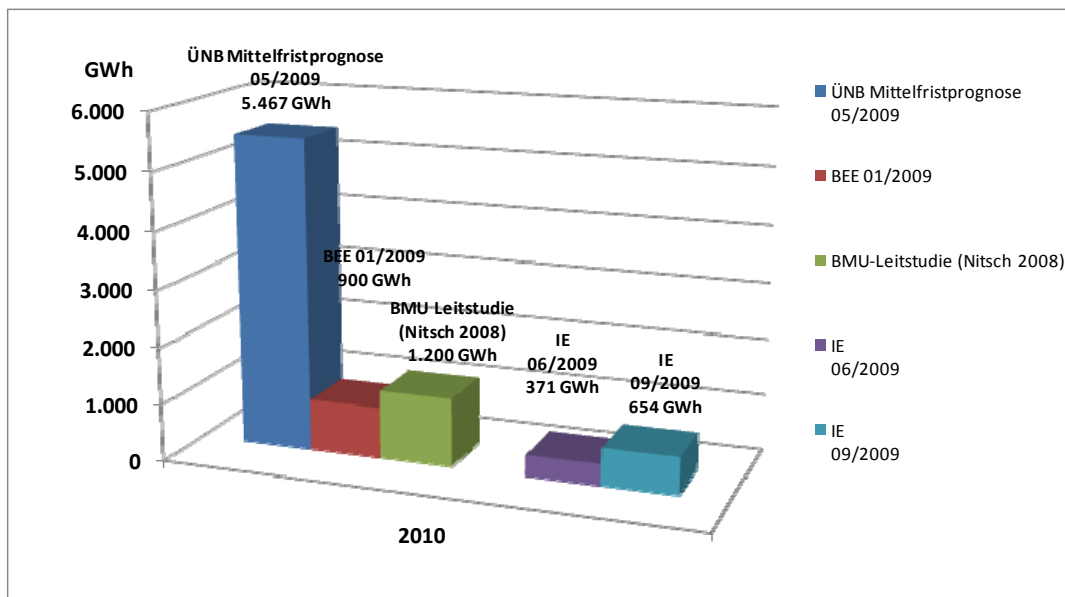
### 9.3.4 Vergleich mit anderen Prognosen

Die ÜNB-Mittelfristprognose [ÜNB 2009 a] liegt hinsichtlich der prognostizierte Stromeinspeisemenge für das Jahr 2010 weit über der Einschätzung des IE. Im Mai 2009 wiesen die ÜNB 5.467 GWh Stromeinspeisung aus Offshore-Windparks aus. Das entspricht in etwa dem Zehnfachen des IE-Prognosewertes. Das IE hält unter den in den Kapiteln 9.1 und 9.2 beschriebenen Bedingungen der Offshore-Branche eine Stromeinspeisemenge von 654 GWh für realistisch (vgl. Abbildung 20).

Auch andere Einschätzungen wie [Nitsch 2009] und [BEE 2009] schätzen den Ausbau der Offshore-Windenergie 2010 stärker ein als das IE. Das BMU hält eine Stromeinspeisung von 1.200 GWh für realistisch, dass sind ca. 550 GWh mehr als oben berechnet.

Der Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. und die Agentur für Erneuerbare Energien geben eine Stromeinspeisemenge von 900 GWh für das Jahr 2010 an. Das entspricht einer Abweichung von 246 GWh im Vergleich zu 654 GWh des IE (vgl. Abbildung 20).

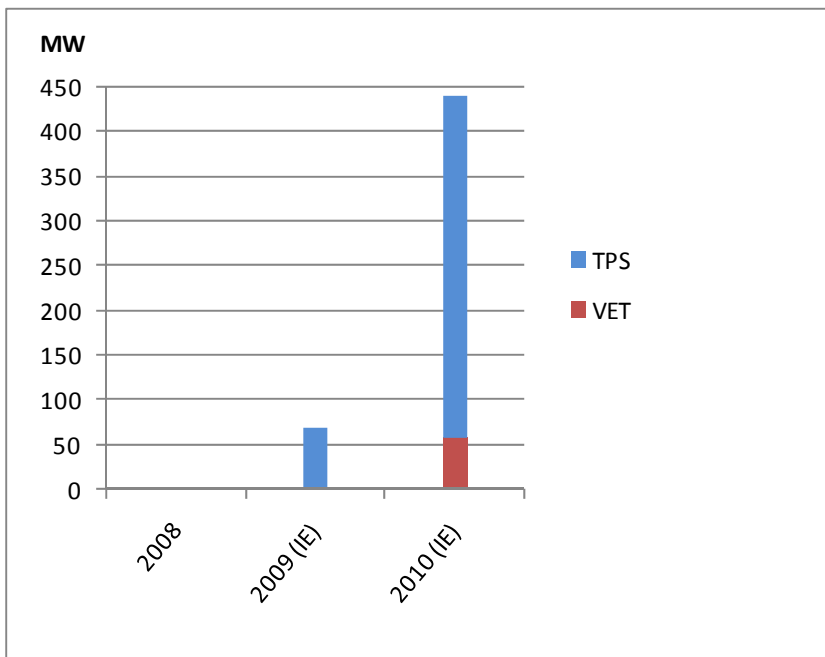
Die aktuelle Einschätzung des IE liegt jedoch über der unveröffentlichten Schätzung aus dem Juni 2009 [IE 2009]. Im Juni waren die Zubauaktivitäten für die Jahre 2009 und 2010 noch unsicherer. Das hat zur Folge, dass die berechnete Stromeinspeisemenge um 283 GWh kleiner ausfiel als in der aktuellen Prognose.



**Abbildung 20** Vergleich der prognostizierten Offshore Stromeinspeisung im Jahr 2010 mit anderen Prognosen

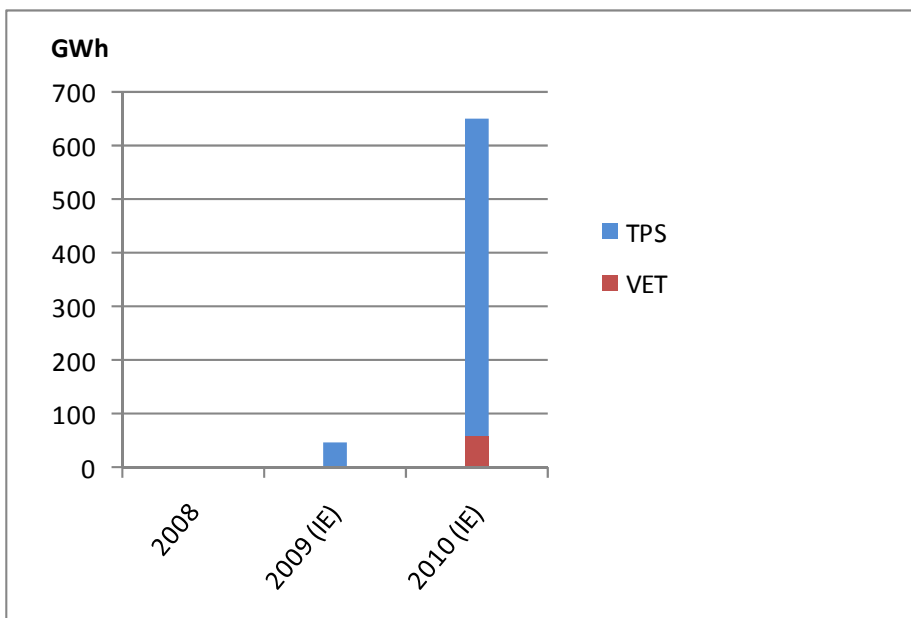
## 9.4 Zusammenfassung

Die Offshore-Windenergie in Deutschland steht noch am Anfang. Im August 2009 wurde die Einspeisung der ersten Offshore-Kilowattstunde gefeiert. Bei der Entwicklung der Anlagenleistung der Offshore-Windenergie wird ein stetiger Anstieg der kommenden Jahre erwartet. Die Anlagenleistung wird sich von 2009 auf 2010 etwa versechsfachen und dann insgesamt 439 MW betragen. Davon werden 59 MW im Netzgebiet von Vattenfall und 380 MW im Netzgebiet von transpower stehen (Abbildung 21).



**Abbildung 21 Anlageleistung der Offshore Windenergie in Deutschland in MW**

Die Stromeinspeisung steigt im Jahr 2010 aufgrund des Zubaus auf ca. das vierzehnfache des Vorjahreswertes, auf 654 GWh. Davon werden ca. 9 % bzw. 60 GWh in das Netz der VET GmbH eingespeist. Die restlichen 594 GWh werden in das transpower-Netz eingespeist (Abbildung 22).



**Abbildung 22 Stromeinspeisung der Offshore Windenergie in Deutschland in GWh**

## 10 SOLARENERGIE

### 10.1 Aktuelle Rahmenbedingungen

Die Rahmenbedingungen für die Neuinstallation von Solarstromanlagen stellen sich im Jahr 2009 deutlich besser dar, als dies im Vorjahr absehbar war. Zwar ist die EEG-Novelle zum 1. Januar 2009 in Kraft getreten, die für alle Marktsegmente eine deutlich stärkere Degression der Einspeisevergütungen als in den Vorjahren festlegt, so dass die Einspeisevergütungen entsprechend niedriger als in den Vorjahren ausfallen.

Zeitgleich hat jedoch der weitgehende Wegfall des größten PV-Absatzmarktes des Jahres 2008 (Spanien) sowie der weltweite Aufbau überdurchschnittlich vieler Produktionskapazitäten auf allen Stufen der Wertschöpfungskette (Silizium, Wafer, Zellen, Module) auf dem Weltmarkt zu einem Überangebot an Solarmodulen und damit zu einem Preiskampf unter den Herstellern geführt. So wurden PV-Module aus deutscher Produktion im August 2009 mit rund 2,30 €/W um rund 30 % billiger gehandelt als ein Jahr zuvor, zum gleichen Zeitpunkt erreichten chinesische Module mit rund 1,70 €/W einen bisher nie gekannten Preistiefststand, der um mehr als 40 % niedriger lag als der Preis chinesischer Module vor einem Jahr [PVX 2009].

Zugleich sind die Kosten für Planung, Montage und Installation der Anlagen nicht im gleichen Umfang gesunken, die Systempreise der heute in Deutschland installierten PV-Anlagen liegen jedoch ebenfalls erheblich niedriger als vor einem Jahr. Eine unabhängige, repräsentative Befragung von 100 Installateuren durch EuPD-Research im Auftrag des Bundesverbands Solarwirtschaft erbrachte für das dritte Quartal 2009 einen durchschnittlichen Endkundenpreis (Systempreis) für fertig installierte Aufdachanlagen bis 100 KW von 3.263,- €, was einer Preissenkung von gut 23 % innerhalb eines Jahres entspricht (4.254,- € vor einem Jahr) [BSW 2009].

Die Finanzkrise hat sich 2009 auf die Solarindustrie nur bedingt ausgewirkt: Die zeitweise notwendige Kurzarbeit bei einigen Unternehmen und die Übernahme kleinerer Firmen (Konzentrationsprozess am Markt), die 2009 zu beobachten waren, sind eher durch den Angebotsüberhang auf dem Weltmarkt als durch die allgemeine Wirtschafts- und Finanzkrise verursacht. Der größte Teil des deutschen Marktes besteht ohnehin aus kleineren Anlagen, für die eine Finanzierung über KfW-Kredite recht problemlos möglich ist [Brohm 2009], [EuPD 2009]. Auch der Sektor der Groß- und Freiflächenanlagen, der wesentlich von Fremdfinanzierungen abhängt, ist nach Unsicherheiten zu Jahresanfang im Laufe des Jahres wieder stark angewachsen, auch dank einiger sehr großer Einzelprojekte (z. B. Solarpark Lieberose als größte deutsche Anlage mit 53 MW auf einer militärischen Konversionsfläche in Turnow-Preilack, Brandenburg [StK 2009]). Für Investoren stellt eine Investition in die Photovoltaik heute eine risikoarme und kalkulierbare Sachinvestition dar. Einzelne Hersteller haben inzwischen über Tochterunternehmen begonnen, eigene Solarparks mit mehreren MW Größe zu errichten, um damit einen zusätzlichen Absatzmarkt für ihre Module zu generieren [PVX 2009].

Nachdem die Preise gefallen sind, Firmen im Konkurrenzkampf jetzt auch öffentlich für ihre Marken werben und die Verbraucher ihre Zurückhaltung aufgegeben haben, stellen offenbar die Arbeitskapazitäten der Installateure in einigen Regionen den aktuellen Engpassfaktor in der Wertschöpfungskette dar [Rutschmann 2009], [EuPD 2009].

## 10.2 Entwicklung bis 2009

### 10.2.1 Entwicklung bis 2008

Die steile Aufwärtsentwicklung der Photovoltaik seit der Einführung des EEG hat sich insbesondere seit der EEG-Novelle von 2004 verstärkt. Als Datengrundlage für die installierte Leistung werden die von den Auftraggebern gelieferten Daten mit der Gliederung nach Inbetriebnahmejahren [ÜNB 2009 b] als aktuellste Grundlage verwendet, weil dort die PV-Anlagen offenbar vollständiger erfasst sind als in [BMU 2009]. Zudem liegen die Angaben nach Übertragungsnetzbetreibern gegliedert vor. Bei dieser Betrachtung wird der vereinzelt vorgekommene Rückbau (bzw. Verlust durch Brand etc.) von PV-Anlagen vernachlässigt. Trotz dieses Effektes liegen alle Daten von [ÜNB 2009 b] höher als die Angaben in [BMU 2009]. Die Daten zur Stromeinspeisung werden aus [ÜNB 2009 a] für die Jahre bis 2007 und aus der Datenlieferung der Auftraggeber [ÜNB 2009 b] für 2008 entnommen, für den Zeitraum von 2003 bis 2007 liegen diese offenbar auch den Angaben des BMU zugrunde, während die Schätzung des BMU für das Jahr 2008 im Juni noch unvollständig war.

**Tabelle 25** *Installierte Leistung und Stromeinspeisung aus Photovoltaik in Deutschland*

Bezugsjahr	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
<b>Installierte Leistung zum Jahresende (in MW)</b>								
[BMU 2009]	178	258	408	1.018	1.881	2.711	3.811	5.311
[ÜNB 2009 b]	<b>183</b>	<b>290</b>	<b>430</b>	<b>1.100</b>	<b>2.050</b>	<b>2.892</b>	<b>4.159</b>	<b>5.972</b>
<b>Stromeinspeisung im Jahr (in GWh)</b>								
[BMU 2009]	116	188	313	557	1.282	2.220	3.075	4.000
[ÜNB 2009 a]	<b>76</b>	<b>162</b>	<b>313</b>	<b>556</b>	<b>1.282</b>	<b>2.220</b>	<b>3.075</b>	4.450
[ÜNB 2009 b]								<b>4.418</b>

Der 2008 eingetretene Zubau von 1.813 MW stellt einen neuen Rekord dar und entspricht ziemlich genau der im Rahmen von [IE 2008] aufgestellten Einschätzung für das Jahr 2008, die Grundlage für die Jahresprognose 2009 wurde. Durch die in den letzten Jahren erzielten Rekorde beim Leistungszubau ergab sich auch bei der Stromeinspeisung ein Zuwachs von rund 44 %. Deutschlandweit erreichte die Stromeinspeisung aus Photovoltaik somit bereits eine ähnliche Größe wie diejenige aus EEG-Wasserkraft.



### 10.2.2 Einschätzungen zur Marktentwicklung 2009

Die genaueste Einschätzung zur Marktentwicklung des Jahres 2009 wird in [EuPD 2009] aus einer Einschätzung der unterschiedlichen Nachfragesegmente (Ein- und Zweifamilienhäuser, Mehrfamilienhäuser, landwirtschaftliche Gebäude, Gewerbegebäude, öffentliche Gebäude, Freiflächenanlagen) dargestellt. Ausgehend von der Annahme eines Zubaus von 1.650 MW im Jahr 2008 wird für 2009 mit 2.010 MW und damit mit einem um gut 20 % gestiegenen Zubau gerechnet. Die noch vor Kenntnis dieser Zahlen befragten Experten rechnen mit Zubauzahlen von 1,6 GW bis 2,5 GW bzw. 2 bis 3 GW, teilweise wurden auch keine konkreten Zahlen genannt, wobei in allen Fällen von einem Marktwachstum gegenüber 2008 ausgegangen wurde [Brohm 2009], [Siemer 2009], [Kalies 2009], [Quaschnig 2009].

Nach anfänglicher Zurückhaltung hat sich nicht nur bei den Dachanlagen, sondern auch bei den Freiflächenanlagen eine starke Marktdynamik entwickelt, die sich auch im Leipziger Institut für Energie in der Nachfrage nach Ertragsprognosen für Freiflächenanlagen widerspiegelt. Somit wird die Annahme von [EuPD 2009] mit einem Zubau von 284 MW Freiflächen als realistischer betrachtet als die Einschätzung von [Brohm 2009], der das Freiflächensegment für 2009 mit rund 150 bis 200 MW bezifferte.

### 10.2.3 Einschätzung des IE

Das Leipziger Institut für Energie rechnet für das Jahr 2009 mit einem Zubau von rund 2.200 MW PV-Anlagenleistung in Deutschland. Damit würde 2009 ein Marktwachstum bei den Neuinstallationen von 21 % gegenüber 2008 erreicht. Dieser Wachstumspfad entspricht auch den Relationen von [EuPD 2009]. Das Segment der Freiflächenanlagen dürfte an diesem Wert mit rund 250 MW beteiligt sein, während 1.950 MW als Dachanlagen errichtet werden. Damit wird in beiden Segmenten voraussichtlich ein neuer Rekord erreicht. Die gesamte installierte Leistung wächst so bis Ende 2009 von 5.972 MW auf 8.172 MW. Der Zubau verteilt sich allerdings sehr unterschiedlich über die Monate: Während im ersten Quartal nach unserer Einschätzung weniger als 300 MW errichtet wurden, rechnen wir im zweiten Halbjahr mit monatlichen Zubauraten von über 200 MW. Diese Verteilung entspricht weitgehend auch dem Bild der in 10.2.3 zu Grunde gelegten Quellen, insbesondere [EuPD 2009] und [Brohm 2009].

Für die Stromerzeugung errechnet das nach sechs Strahlungszonen gegliederte Modell des IE für 2009 einen Prognosewert von 6.202 GWh, womit voraussichtlich erstmals mehr als ein Prozent des deutschen Stromverbrauchs über die Solarenergie gedeckt werden wird.

## 10.3 Prognose für 2010

### 10.3.1 Prognose der Leistungsentwicklung nach Monaten

Für das Jahr 2010 rechnet das Leipziger Institut für Energie mit einem Zubau von 2.170 MW installierter Leistung und somit mit einer Stabilisierung des Marktes auf hohem Niveau. Bis Jahresende 2010 dürfte die installierte Leistung 10.342 MW erreichen und damit erstmals 10 GW übersteigen.

Dahinter stehen folgende Annahmen:

Der Zubau bei den Freiflächenanlagen erreicht 2009 seinen Höhepunkt und nimmt von da an wieder ab, durch Überhangprojekte aus dem Jahr 2010 und einige schon länger geplante Großprojekte wird der Zubau von 250 auf 220 MW zurückgehen. Da nicht angenommen wird, dass sich der Preisrückgang im gleichen Tempo wie 2009 fortsetzen wird, kann mit PV-Freiflächenanlagen 2010 zwar noch eine auskömmliche Rendite erzielt werden, sie ist allerdings aufgrund der Degression der Einspeisevergütungen von Freiflächenanlagen von voraussichtlich 11 % gegenüber 2009 (gemäß § 20 Abs. 2 Punkt 8a i. V. m. § 20 Abs. 2a Punkt aa) nicht mehr ganz so lukrativ. In den Folgejahren wird das Potenzial besonders großer Brachflächen voraussichtlich allmählich ausgeschöpft, während auch die zu erwartende Rendite sinkt, so dass der Rekordwert von 2009 nicht wieder erreicht wird.

Der Zubau der Dachanlagen hängt eher vom Konsumklima bzw. von der Konsumzurückhaltung der Endverbraucher (Hausbesitzer) ab. Hier rechnen wir für das Jahr 2010 mit Auswirkungen der Wirtschaftskrise auf den Arbeitsmarkt bei gleichzeitig strenger Sparpolitik der öffentlichen Haushalte (nach dem Wahljahr 2009). Daher wird das Interesse an der Installation neuer PV-Anlagen und damit zur Kapitalbindung gegenüber 2009 eher etwas zurückgehen, auch wenn sich noch gute Renditen für Aufdachanlagen erzielen lassen. Da der Rückgang aber nicht so stark sein wird, dass die monatlichen Neuinstallationen auf das Niveau des ersten Quartals 2009 zurückgehen, können sich beide Effekte kompensieren, indem eine gegenüber dem zweiten Halbjahr 2009 leicht gedämpfte Nachfrage im Jahr 2010 gleichmäßiger über das Jahr verteilt auftritt. Die Prognose geht daher in Summe von einem gleichbleibenden Wert von 1.950 MW bei den Aufdachanlagen aus.

Nicht explizit enthalten sind kurzfristige Veränderungen am EEG, die sich nach der Bundestagswahl ergeben könnten, nachdem die starken Preisbewegungen auf dem PV-Markt, der Verdrängungswettbewerb durch chinesische Anbieter und die derzeit hohen erzielbaren Renditen auch in Politik und Presse kritisch kommentiert wurden. Angesichts der Dauer der Gesetzgebungsprozesse wird aber damit gerechnet, dass die erst seit Januar 2009 geltende Fassung des EEG zunächst ihre Gültigkeit behält.

Für die Verteilung des Zubaus neuer Anlagen ergaben sich von 2007 zu 2008 gewisse Verschiebungen zwischen den vier Übertragungsnetzgebieten. So war das Wachstum im transpower-Gebiet etwas schwächer, was auf erste Sättigungstendenzen auf bestimmten Teilmärkten im weiterhin führenden Freistaat Bayern hinweist, während der Anteil der installierten Leistung im Vattenfall-Gebiet von 6,7 % auf 8,1 % anstieg, was mit der

Fertigstellung einiger großer Anlagen im MW-Bereich (in Sachsen und Brandenburg) erklärt werden kann. Für die kommenden Jahre wird mit einer Fortsetzung dieser Tendenzen gerechnet, allerdings in abgeflachter Form.

Für die Verteilung des Zubaus auf die Kalendermonate ergibt sich damit das in Tabelle 26 dargestellte Bild. Es bedeutet eine deutliche Verstetigung des Zubaus im Vergleich zum Jahr 2009.

**Tabelle 26** Verteilung des Leistungs-Zubaus bei Solarstromanlagen auf die Kalendermonate im Jahr 2010

Kalendermonat	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12
Zubau pro Monat	174	152	152	152	152	152	152	174	195	217	239	260
Anteil am Zubau 2010	8%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	8%	9%	10%	11%	12%

### 10.3.2 Prognose der Stromerzeugung nach Monaten

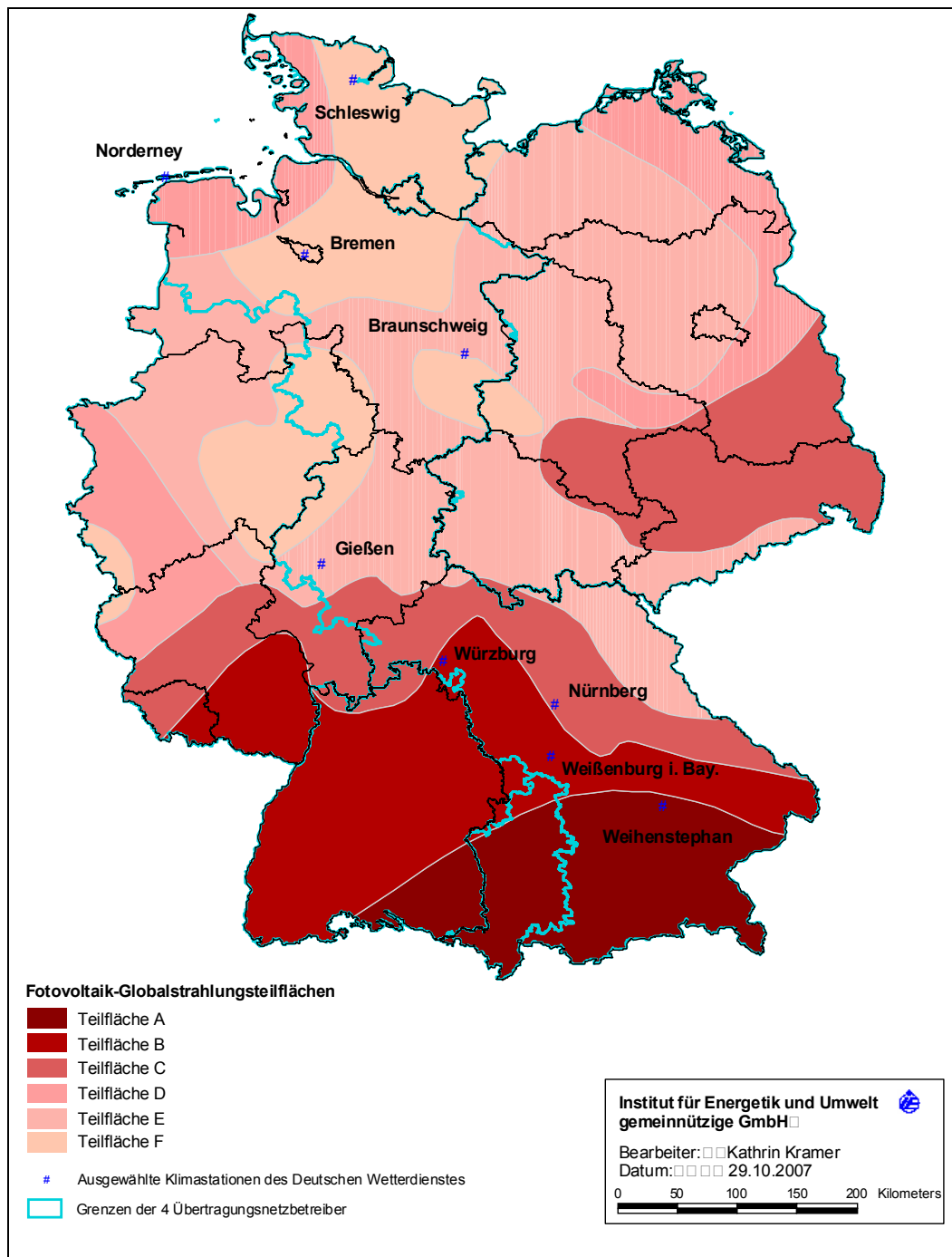
Bei der Berechnung der Stromerzeugung nach Netzbetreibern, Strahlungszonen und Kalendermonaten für 2010 werden wieder sechs Strahlungszonen zu Grunde gelegt. Diese Strahlungszonen sind die gleichen wie in [IE 2008] und werden in Abbildung 23 zur Veranschaulichung nochmals geographisch dargestellt.

Der Wirkungsgrad neuer Photovoltaikanlagen steigt bei neuen Modellen langsam an. Unabhängig davon kommt ein großer Teil der Module noch aus den gleichen Produktionsstätten wie in den letzten Jahren und verändert sich dadurch nicht signifikant. Auch nach einer Einschätzung aus dem Photovoltaik-Institut Berlin kann für die kommenden sechs Jahre ohne nennenswerten Verlust an Genauigkeit noch mit den derzeit geltenden Werten für Vollbenutzungsstunden gerechnet werden [Kühler 2009].

Zu berücksichtigen ist bei dieser Annahme auch, dass ein Teil des Marktes von Dünnschichtmodulen eingenommen wird, deren Wirkungsgrad noch niedriger liegt als derjenige kristalliner Module. Zugleich steigen die Wirkungsgrade von Modulen aus neueren Produktionsstätten an, so dass eine Kompensation der Effekte plausibel erscheint.

Die Zahl der jährlichen Vollbenutzungsstunden wurde daher pro Strahlungszone unverändert gelassen und liegt somit zwischen 845 (Zone F) und 975 (Zone A) im Mittel aller im Bestand befindlichen Anlagen.

Der Verlauf der Vollbenutzungsstunden über die Monate unterscheidet sich in den einzelnen Strahlungszonen geringfügig, da die tägliche Sonnenscheindauer in Norddeutschland im Jahresverlauf stärker als im Süden schwankt und die Globalstrahlung in einigen Regionen noch von weiteren Wetterfaktoren abhängt (z. B. in Meeresnähe, Zone D). Diese Unterschiede wurden in [IE 2007 b] genauer dokumentiert.



**Abbildung 23 Gliederung Deutschlands nach Strahlungszonen ähnlicher Globalstrahlung**

Auf Grundlage dieser Annahmen zur installierten Leistung pro Monat und Strahlungszone sowie zu den Vollbenutzungsstunden pro Monat und Strahlungszone ergibt sich für das Jahr 2010 die Einspeiseprognose, deren Ergebnisse in Tabelle 27 zusammenfassend dargestellt sind.

**Tabelle 27** Entwicklung der Solarenergie in Deutschland nach Monaten 2010

Bezugsgröße	Installierte Leistung	Stromeinspeisung	Anteil am Jahresstromertrag
Dimension	in MW am Monatsende	in GWh	in %
Januar 2010	8.346	186	2,2
Februar 2010	8.498	297	3,6
März 2010	8.650	660	8,0
April 2010	8.802	910	11,0
Mai 2010	8.953	1.022	12,3
Juni 2010	9.105	1.109	13,4
Juli 2010	9.257	1.051	12,7
August 2010	9.431	1.008	12,2
Sept. 2010	9.626	911	11,0
Oktober 2010	9.843	669	8,1
November 2010	10.082	290	3,5
Dezember 2010	10.342	185	2,2
<b>Gesamt 2010</b>		<b>8.296</b>	100,0

Damit wirkt sich der unterjährige Zubau neuer Anlagen auch erkennbar auf die Stromerträge im Jahresverlauf aus, was sich z. B. daran zeigt, dass im Oktober mehr Strom als im März eingespeist wird, obwohl die Einstrahlung und damit auch der spezifische Ertrag niedriger liegen.

### 10.3.3 Witterungsbedingte Schwankungen

Die mehrjährigen Schwankungen der Stromeinspeisung aus Solarenergie in Deutschland wurden im Rahmen von [IE 2007 b] untersucht. Dabei ergab sich ein klarer statistischer Zusammenhang zwischen der aufgetretenen Globalstrahlung und der registrierten Stromeinspeisung in den unterschiedlichen Strahlungszonen Deutschlands. Für einen Bezugszeitraum von 26 Jahren ergaben sich (bedingt durch die Datenverfügbarkeit der Globalstrahlungs-Messwerte) die größten relativen Abweichungen vom erwarteten Wert nach oben im Februar mit maximal +67 % und nach unten im Dezember mit -39,7 %. Über das gesamte Kalenderjahr hinweg nivellieren sich diese Abweichungen jedoch, so dass für den Jahreswert lediglich Schwankungen zwischen -7,3 % und + 7,3 % zu erwarten sind.

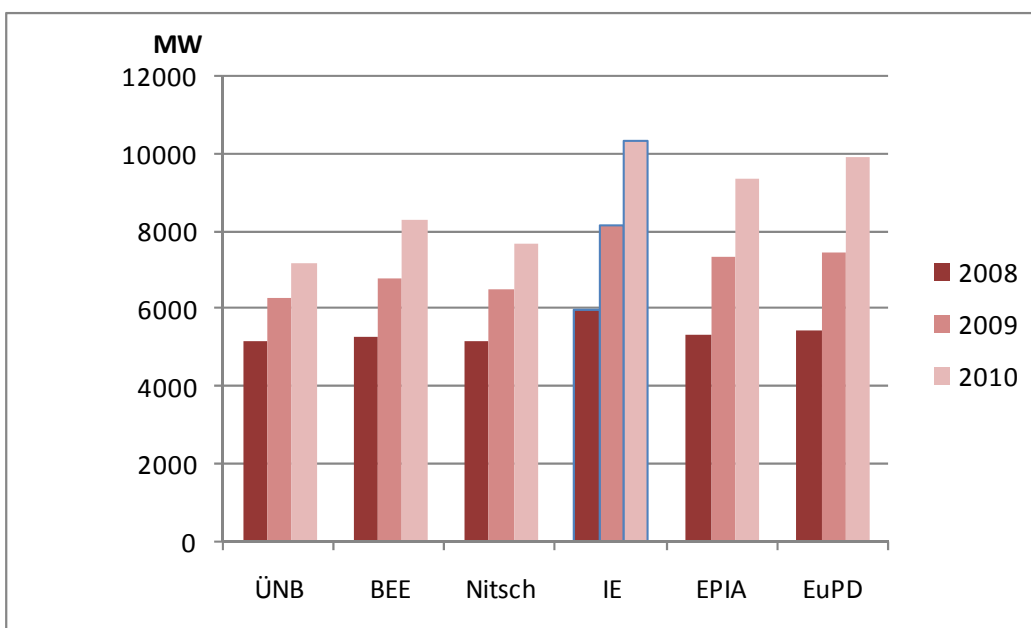
Für die Jahresprognose 2010 bedeutet dies, dass die erwartete Stromeinspeisung – unter Annahme der erwarteten Zubaumengen – zwischen 7.644 und 8.848 GWh liegen dürfte.

### 10.3.4 Vergleich mit anderen Prognosen

Für einen Vergleich können folgende Prognosen zum Jahr 2010 herangezogen werden:

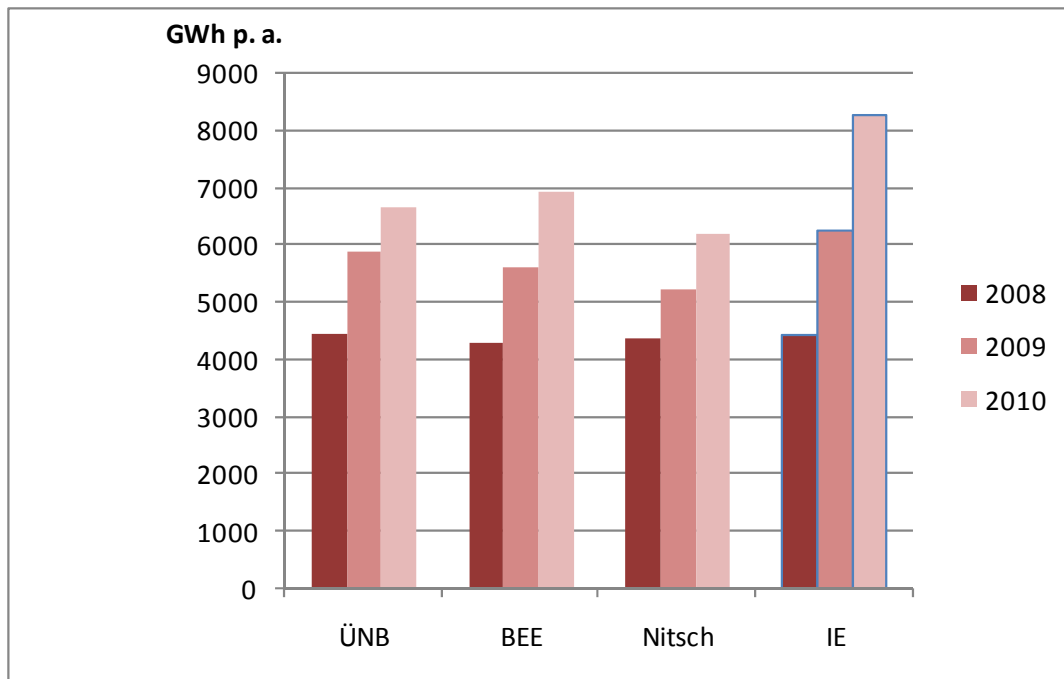
- ÜNB-Mittelfristprognose bis 2015 [ÜNB 2009 a]
- Leitszenario des Bundesumweltministeriums [Nitsch 2008]
- BEE-Branchenprognose bis 2020 [BEE 2009]
- Internationaler EPIA-Marktausblick bis 2013 [EPIA 2009] mit Prognosen zum Zubau in Deutschland (moderates Szenario)
- EuPD-Research-Marktanalyse mit Daten bis 2012 [EuPD 2009] bzgl. Zubau an installierter Leistung

Vergleicht man die installierte Leistung für die Jahre 2008 bis 2009, so zeigt sich, dass bereits für das Jahresende 2008 in allen Vergleichsprognosen die installierte Leistung unterschätzt wurde. Weiterhin konnte in den anderen Prognosen die Marktdynamik des Jahres 2009 noch nicht richtig eingeschätzt werden, so dass auch die Zahlen für den Zubau im Jahr 2009 in der Regel zu niedrig angesetzt wurden. Für das Jahr 2010 gehen [Nitsch 2008] und [ÜNB 2009 a] von einem Rückgang, [BEE 2009] und [EPIA 2009] von einer Stagnation sowie [EuPD 2009] für 2010 von einem Wachstum des Zubaus von Anlagen aus (vgl. Abbildung 24). Abgesehen von den Ausgangswerten (Jahresende 2008) ist [EuPD 2009] die genaueste und aktuellste dieser vorliegenden Studien. Dennoch unterscheidet sich die IE-Prognose in Bezug auf 2010, indem hier ein leichter Rückgang beim Zubau angenommen wird. Dies beruht auf der etwas pessimistischeren Einschätzung des IE hinsichtlich der Investitionsneigung der Hausbesitzer und anderer Investoren. Je nach der weiteren wirtschaftlichen und politischen Entwicklung liegt aber auch hier die Prognose des EuPD durchaus im Bereich des Möglichen.



**Abbildung 24** Wachstum der installierten PV-Leistung in Deutschland bis 2010 in unterschiedlichen Prognosen

Ausgehend von den unterschiedlichen Prognosen zum Zubau ergeben sich auch unterschiedliche Ergebnisse hinsichtlich der Stromerzeugung. Nachdem die Prognosen von [Nitsch 2008], [ÜNB 2009 a] und [BEE 2009] von der Wirklichkeit bis Jahresmitte 2009 inzwischen überholt wurden, liegt die IE-Prognose nun deutlich über den drei anderen Prognosen, die jedoch durchweg von niedrigeren installierten Anlagenleistungen ausgehen. Dies wird in Abbildung 25 deutlich.



**Abbildung 25** Wachstum der Solarstromerzeugung in Deutschland bis 2010 in unterschiedlichen Prognosen

## 10.4 Zusammenfassung

Insgesamt ergibt sich so die Einschätzung, dass die Solarenergie ihren steilen Anstieg weiter fortsetzt. So werden neue Rekordwerte beim Zubau von PV-Anlagen im Jahr 2009 und einer weitgehenden Stabilisierung beim Zubau 2010 auf diesem Niveau (vgl. Abbildung 26) erwartet, so dass auch die Stromerzeugung aus Photovoltaik im Jahr 2010 wie bisher in jedem Jahr ihren Vorjahresrekord übertreffen wird (vgl. Abbildung 27). Eine Gliederung der Abbildungen nach Netzbetreibern ist in Abbildung 26 (bei der Anlagenleistung) möglich, da diese vollständig aus der aktuellsten Datenlieferung der Auftraggeber abgeleitet ist [ÜNB 2009 b].

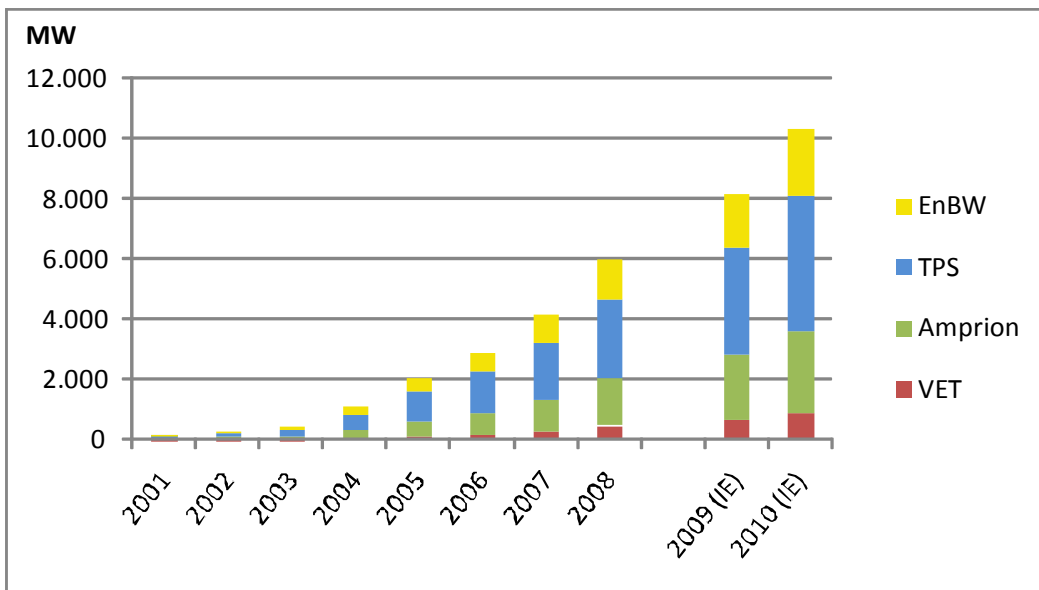


Abbildung 26 Entwicklung der PV-Anlagenleistung in Deutschland bis 2010

Bei der Stromerzeugung weichen die hier verwendeten Vergangenheitsdaten aus der ÜNB-Mittelfristprognose [ÜNB 2009 a] leicht von den Meldungen der Vorjahre ab, so dass sich die Jahre bis 2007 nicht widerspruchsfrei nach den ÜNB-Gebieten gliedern lassen.

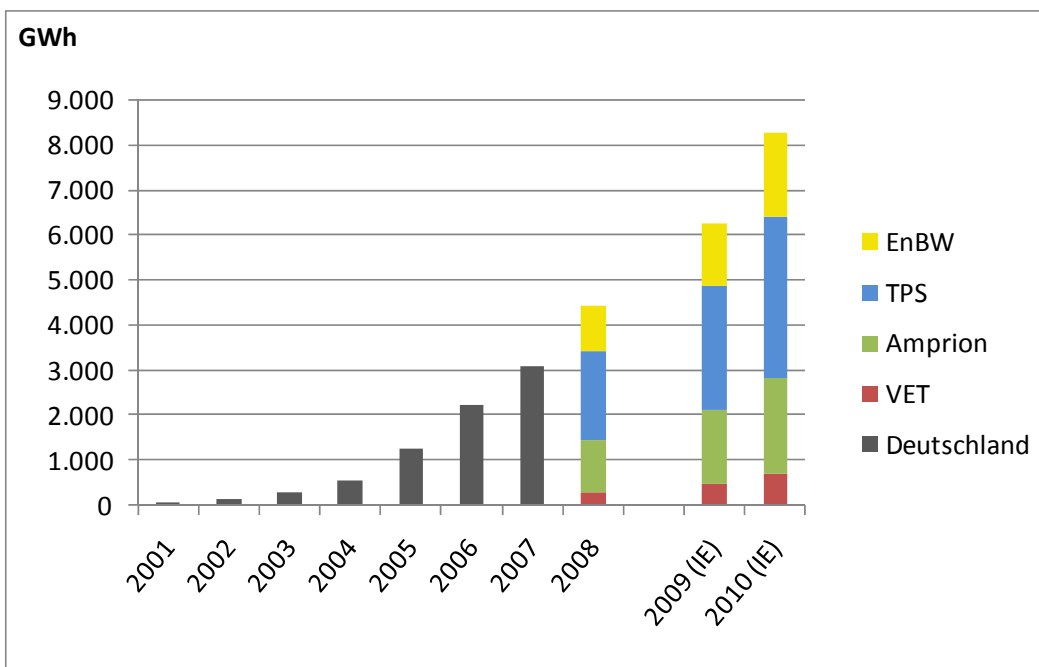


Abbildung 27 Entwicklung der Solarstromerzeugung in Deutschland bis 2010



## 11 GESAMTBETRACHTUNG

### 11.1 Zusammenfassung aller EEG-Energieträger nach Netzgebieten

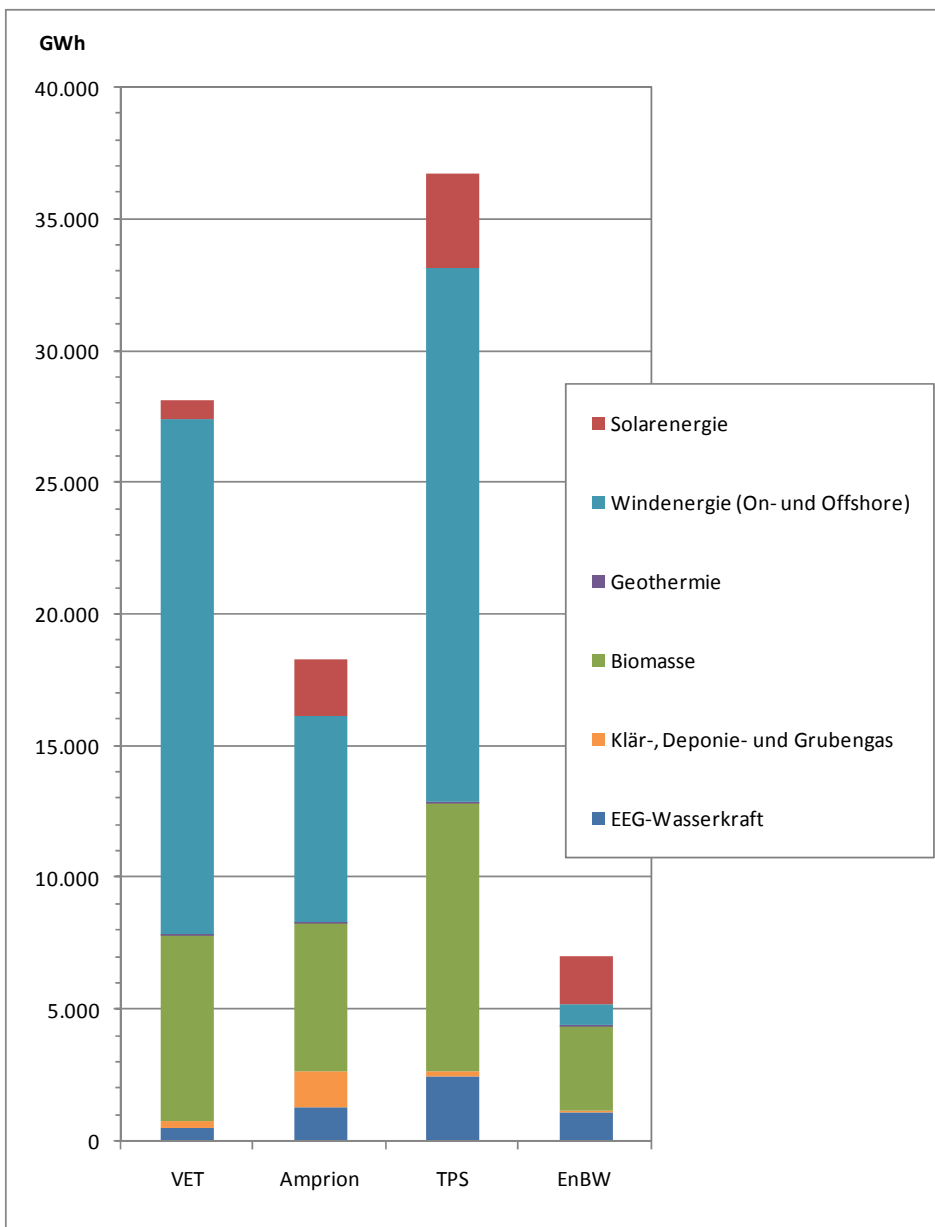
Das in den letzten Jahren eingetretene Wachstum bei den Kapazitäten (Leistungen in MW) und der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wird auch 2010 bei fast allen Energieträgern anhalten. Ausnahmen stellen dabei lediglich Deponie- und Grubengase dar, zwei Energieträger, die unter aktuellen Rahmenbedingungen an die Grenzen ihrer Potenziale gelangen. Bei der Geothermie führen Projektverzögerungen dazu, dass für 2010 keine wesentlich höheren Stromerträge als für 2009 erwartet werden. Besondere Zuwächse verzeichnen die Solarenergie aufgrund stark gefallener Marktpreise und einem für 2009 erwarteten neuen Installationsrekord sowie die Stromeinspeisung aus Windenergie (im Vergleich zu 2010 wegen der 2009 längere Zeit ungünstigen Windverhältnisse). Die Offshore-Windenergie, von der erst im Sommer 2009 die erste Einspeisung in das deutsche Netz erfolgte, beginnt allerdings noch auf niedrigem Niveau, so dass sie in der vergleichenden Darstellung mit der Windenergie an Land gemeinsam aufgeführt ist.

Für das Jahr 2010 ergibt sich eine Gesamtprognose der EEG-Stromeinspeisung für Deutschland, die in Tabelle 28 und gegliedert nach den vier Netzbetreibern in Abbildung 28 grafisch dargestellt ist.

**Tabelle 28** Stromezeugung nach EEG-Energieträgern in Deutschland 2010

Energieträger	Stromeinspeisung 2010 in Deutschland in GWh
EEG-Wasserkraft	5.444
Deponiegas	642
Klärgas	167
Grubengas	1.026
Biomasse	26.262
Geothermie	36
Windenergie an Land	47.704
Windenergie offshore	654
Solarenergie	8.296
<b>Summe</b>	<b>90.232</b>

Das transpower-Netzgebiet (ehemals E.On-Netz) bleibt insgesamt führend bei der Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energieträgern und wird diese Position in den kommenden Jahren durch die wachsenden Offshore-Windparks in der Nordsee voraussichtlich noch ausbauen. Die Windenergie dominiert besonders im VET-Netzgebiet mit fast 70 % des eingespeisten Stroms, aber auch bei transpower (ca. 55 %) und Amprion (ehemals RWE, ca. 43 %) stellt die Windenergie den bedeutendsten EEG-Energieträger dar. Lediglich bei EnBW dominiert mit knapp 47 % des EEG-Stroms die Bioenergie, hier erreicht die Windenergie nach Solarenergie und EEG-Wasserkraft nur Platz 4. Bundesweit nimmt Strom aus Biomasse die zweite Position bei der Stromeinspeisung ein. Eine Sonderrolle spielt das Grubengas im Bereich des Amprion-Netzgebietes, durch die dort vorherrschende hohe Bevölkerungsdichte ist dieses Gebiet allerdings auch bei der Stromerzeugung aus Klärgas und Deponiegas führend.



**Abbildung 28 EEG-Stromerzeugung nach Netzgebieten und Energieträgern 2010**

## 11.2 Rolle von Eigenverbrauch und Direktvermarktung

Die Stromeinspeisung aus allen EEG-Energieträgern muss nicht der tatsächlich über das EEG vermarkteten Menge an Strom entsprechen. Zum einen ermöglicht das EEG durch § 33 Abs. 2 die Eigennutzung von selbst erzeugtem Solarstrom, sofern dieser aus – seit 01.01.2009 neu errichteten – Dachanlagen mit weniger als 30 kW Leistung stammt und zeitgleich verbraucht wird. Im Rahmen einer Analyse [IE 2009] wurde allerdings abgeschätzt, dass die Menge des selbst genutzten Solarstroms im Jahresmittel 2010 weniger als 2 % des in Deutschland erzeugten Solarstroms erreichen dürfte. Damit liegt diese Größenordnung kleiner als die Prognoseungenauigkeit durch den nicht bekannten Zubau des Jahres 2010 und auch deutlich kleiner als die Ungenauigkeit aufgrund der witterungsbedingten Schwankungen.

Auch das in Strom umgewandelte Klärgas wird von den Kläranlagen nur zum Teil ins öffentliche Netz eingespeist, da die vermiedenen Bezugspreise dieser Verbrauchsstellen derzeit meist deutlich niedriger sind als die möglichen Einspeiseerlöse durch die Klärgaseinspeisung. In Kapitel 4 wurde dieser Effekt jedoch bereits berücksichtigt.

Die Direktvermarktung von EEG-Strom ist seit Jahresanfang erstmals durch § 17 EEG klar geregelt. Vereinzelt Stromhändler haben bereits zuvor Strom aus EEG-berechtigten Anlagen direkt vermarktet, allerdings handelte es sich dabei um sehr kleine Markt-nischen. Nach § 17 EEG müssen sich Anlagenbetreiber, die Strom direkt vermarkten möchten, der zuvor nach EEG vergütet wurde, einen Monat vor Beginn der Direktvermarktung aus dem EEG-Mechanismus abmelden und sich für die Direktvermarktung jeweils monatsweise entscheiden. Dadurch kann die Leistung der direkt vermarktenden Stromerzeugungsanlagen durch den BDEW jeweils rund drei Wochen vor Beginn des betreffenden Monats veröffentlicht werden. Die letzte verfügbare Übersicht stammt von 10. September 2009 [BDEW 2009] und weist die in Tabelle 29 aufgeführten Daten aus. Bei den Energieträgern Geothermie und Offshore-Windenergie fand bislang keine Direktvermarktung statt.

Aus dem Vergleich mit den insgesamt installierten Leistungen geht deutlich hervor, dass die Direktvermarktung offenbar nur in Marktnischen statt findet, die sich nur im Promillebereich des Gesamtmarktes befinden. Zu Jahresanfang gab es offenbar auch einige Akteure, die das Instrument der Direktvermarktung monatsweise testeten, sich dann jedoch wieder zurückzogen, insbesondere in den Bereichen der Klär-, Deponie- und Grubengase sowie der Biomasse. Im Oktober betraf die Direktvermarktung von allen EEG-Energieträgern weniger als ein halbes Prozent der bundesweit installierten Leistung.

**Tabelle 29** Entwicklung der Direktvermarktung von EEG-Strom

MW Leistung der abgemeldeten Anlagen im Monat		Wasserkraft	Klär-, Deponie- und Grubengas	Biomasse	Windenergie onshore	Solarenergie
Januar 2009		36	58	21	6	0
Februar 2009		20	56	20	7	0
März 2009		20	54	20	11	0
April 2009		25	10	2	10	0,01
Mai 2009		23	13	0,4	9	0,01
Juni 2009		44	15	0,4	7	0,02
Juli 2009		32	4	20	8	0,07
August 2009		35	4	0	30	0
September 2009		22	1	0	10	0
Oktober 2009		28	1	0	34	0,1
Maximalwert eines Monats	in MW	44	58	21	34	0,1
	in % der Ende 2008 installierten Leistung	0,7%	8,9%	0,6%	0,1%	0,002%

Für die Zukunft hängt die weitere Entwicklung der Direktvermarktung von zwei Faktoren ab:

- von der Strompreisentwicklung auf den Spot- und Terminmärkten und
- von möglichen Initiativen für neue Gesetze oder Verordnungen, die den Rechtsrahmen verändern

Die Strompreise an der Leipziger Energiebörse sind nach einem Höchststand im Sommer 2008 im Zuge der Wirtschaftskrise bis Frühjahr 2009 erheblich gesunken. Unter der Annahme dieser beiden Extremwerte wurde im Rahmen von [IE 2009] ermittelt, in welchem Umfang bei den unterschiedlichen EEG-Energieträgern mit der Direktvermarktung von Strom zu rechnen ist. Das Szenario unter der Annahme der vorerst niedrigen Preise (wie sie während der noch nicht überwundenen Wirtschaftskrise realistisch sind) kommt zum Ergebnis, dass lediglich im Bereich Grubengas mittelfristig etwa 7 % der erzeugten Strommengen direkt vermarktet werden dürften, bei Biomasse können ca. 2 % erreicht werden, bei Wind rund 1 %, bei allen anderen Energieträgern dürfte die Direktvermarktung unter diesem Wert bleiben und damit nicht über die Nischen hinaus kommen, in denen bereits 2009 Strom direkt vermarktet wurde.

Selbst unter der Annahme höherer Strompreise kann davon ausgegangen werden, dass mehr als 93 % des Biomasse- und Windkraft-Stroms weiterhin über das EEG vermarktet werden. Lediglich bei Wasserkraft, sowie Strom aus Klär-, Deponie- und Grubengasen ist eine Direktvermarktung bei höheren Strompreisen wahrscheinlicher [IE 2009].



Anders sieht die Lage bei möglichen Initiativen zum Rechtsrahmen aus, durch die zusätzliche Anreize zur Direktvermarktung geschaffen werden könnten. Ein entsprechender Verordnungs-Entwurf wurde jedoch in der zu Ende gehenden 16. Legislaturperiode des deutschen Bundestages nicht mehr verabschiedet. Da noch offen ist, welche Regelungen hierzu vom 17. Deutschen Bundestag getroffen werden, können auch dazu noch keine Aussagen getroffen werden.

Zusammenfassend kann davon ausgegangen werden, dass unter aktuellen Rahmenbedingungen mehr als 99 % der in den Kapiteln 2 bis 10 prognostizierten Strommengen auch weiterhin über das Erneuerbare-Energien-Gesetz abgerechnet werden dürften.

## ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1	Anlagenleistung der EEG-Wasserkraft in Deutschland .....	9
Abbildung 2	Stromeinspeisung aus EEG-Wasserkraft in Deutschland .....	9
Abbildung 3	Stromeinspeisung aus EEG-Deponiegasanlagen in Deutschland .....	13
Abbildung 4	Stromeinspeisung aus EEG-Klärgasanlagen in Deutschland .....	18
Abbildung 5	Stromeinspeisung aus EEG-Grubengasanlagen in Deutschland.....	21
Abbildung 6	Preisentwicklung verschiedener Energieträger [CARMEN 2009] .....	23
Abbildung 7	Anteile der biogenen Energieträger an der installierten Leistung.....	24
Abbildung 8	Inbetriebnahmezeitpunkte von Biomasse(heiz)kraftwerken nach Kalendermonaten.....	27
Abbildung 9	Inbetriebnahmezeitpunkte von Biogasanlagen nach Kalendermonaten.....	28
Abbildung 10	Außerbetriebnahmezeitpunkte von Pflanzenöl-BHKWs nach Kalendermonaten.....	28
Abbildung 11	Anlagenleistung der EEG-Biomasse in Deutschland .....	32
Abbildung 12	Stromeinspeisung der EEG-Biomasse in Deutschland .....	33
Abbildung 13	Installierte Leistung der tiefen Geothermie in Deutschland.....	38
Abbildung 14	Stromeinspeisung der Tiefen Geothermie in Deutschland.....	39
Abbildung 15	Netto-Leistungszubau durch Repowering von 2003 bis 2010.....	44
Abbildung 16	Vergleich verschiedener Prognosen zur Stromeinspeisung aus Onshore-Windkraft im Jahr 2010.....	47
Abbildung 17	Anlagenleistung der Windenergie Onshore in Deutschland in MW.....	47
Abbildung 18	Stromeinspeisung aus Windenergie Onshore in Deutschland in GWh.....	48
Abbildung 19	Jack-up barge im Offshore-Windpark „Alpha Ventus“ [MarineLog 2009].....	51
Abbildung 20	Vergleich der prognostizierten Offshore Stromeinspeisung im Jahr 2010 mit anderen Prognosen .....	56
Abbildung 21	Anlageleistung der Offshore Windenergie in Deutschland in MW.....	57
Abbildung 22	Stromeinspeisung der Offshore Windenergie in Deutschland in GWh.....	57
Abbildung 23	Gliederung Deutschlands nach Strahlungszonen ähnlicher Globalstrahlung.....	63
Abbildung 24	Wachstum der installierten PV-Leistung in Deutschland bis 2010 in unterschiedlichen Prognosen .....	65
Abbildung 25	Wachstum der Solarstromerzeugung in Deutschland bis 2010 in unterschiedlichen Prognosen .....	66
Abbildung 26	Entwicklung der PV-Anlagenleistung in Deutschland bis 2010 .....	67
Abbildung 27	Entwicklung der Solarstromerzeugung in Deutschland bis 2010 .....	67
Abbildung 28	EEG-Stromerzeugung nach Netzgebieten und Energieträgern 2010 .....	69

## TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1	Bisherige Entwicklung der EEG-Wasserkraft in Deutschland .....	3
Tabelle 2	Verteilung des Leistungs-Zubaus bei Wasserkraftanlagen auf die Kalendermonate im Jahr 2010.....	5
Tabelle 3	Mittlere Vollbenutzungsstunden von EEG-Wasserkraftanlagen in Deutschland 2010 nach Kalendermonaten und Netzregionen.....	6
Tabelle 4	Prognose von Anlagen-Leistung und Stromeinspeisung aus EEG-Wasserkraft 2010 nach Kalendermonaten .....	7
Tabelle 5	Bisherige Entwicklung der EEG-Deponiegas-Stromerzeugung in Deutschland .....	10
Tabelle 6	Prognose von Anlagen-Leistung und Stromeinspeisung aus EEG-Deponiegasanlagen 2010 nach Kalendermonaten .....	12
Tabelle 7	Aufkommen und Verwendung von Klärgas 2001 bis 2008 .....	15
Tabelle 8	Stromerzeugung und -verwendung von Strom aus Klärgas 2001 bis 2008 .....	15
Tabelle 9	Prognose von Anlagen-Leistung und Stromeinspeisung aus EEG-Klärgasanlagen 2010 nach Kalendermonaten .....	17
Tabelle 10	Bisherige Entwicklung der EEG-Grubengas-Stromerzeugung in Deutschland .....	19
Tabelle 11	Bisherige Entwicklung der EEG-Biomasseanlagen in Deutschland.....	24
Tabelle 12	Mittlere Vollbenutzungsstunden für Biomasseanlagen.....	29
Tabelle 13	Prognose der Stromeinspeisung aus fester Biomasse für 2010 .....	29
Tabelle 14	Prognose der Stromeinspeisung aus gasförmiger Biomasse für 2010 .....	30
Tabelle 15	Prognose der Stromeinspeisung aus flüssiger Biomasse für 2010.....	30
Tabelle 16	Szenarienvergleich der Stromproduktion aus Biomasse in Deutschland 2010.....	31
Tabelle 17	Bisherige Entwicklung der Tiefen-Geothermie in Deutschland .....	34
Tabelle 18	Zubau der Kraftwerksleistung der Tiefen-Geothermie in Deutschland in 2010 .....	36
Tabelle 19	Einspeiseprognose der Tiefen-Geothermie in Deutschland nach Monaten in 2010 .....	37
Tabelle 20:	Installierte Leistung nach verschiedenen Quellen von Onshore-WEA in Deutschland.....	42
Tabelle 21:	Typische Stromerträge und Volllaststunden der Onshore-Windkraft in Deutschland .....	45
Tabelle 22:	Jahresprognose der Anlagenleistung und der Stromeinspeisung der Windenergie an Land nach Monaten in Deutschland 2010 .....	46
Tabelle 23	Entwicklung der prognostizierten Volllaststunden der im jeweiligen Prognosejahr installierten Leistung von Offshore-WEA .....	54
Tabelle 24	Jahresprognose der Anlagenleistung und der Stromeinspeisung der Offshore-Windenergie in Deutschland 2010 nach Monaten .....	55
Tabelle 25	Installierte Leistung und Stromeinspeisung aus Photovoltaik in Deutschland .....	59




---

Tabelle 26	Verteilung des Leistungs-Zubaus bei Solarstromanlagen auf die Kalendermonate im Jahr 2010.....	62
Tabelle 27	Entwicklung der Solarenergie in Deutschland nach Monaten 2010.....	64
Tabelle 28	Stromerzeugung nach EEG-Energieträgern in Deutschland 2010.....	68
Tabelle 29	Entwicklung der Direktvermarktung von EEG-Strom.....	71



## ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

<b>Abk.</b>	<b>Bedeutung</b>
Abs.	Absatz
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.
BHKW	Blockheizkraftwerk
BImSchV	Bundesimmissionsschutzverordnung
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BMVBS	Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung
BNA	Bundesnetzagentur
bzw.	Beziehungsweise
Ct	Eurocent
DBFZ	Deutsches BiomasseForschungsZentrum
DEWI	DEWI GmbH Deutsches Windenergie-Institut
DStGB	Deutscher Städte- und Gemeindebund
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
entf.	entfällt
EuPD	EuPD Research
ggf.	gegebenenfalls.
H	Stunden
i. V. m.	in Verbindung mit
IE	Leipziger Institut für Energie GmbH
ISET	Institut für Solare Energieversorgungstechnik, Verein an der Universität Kassel e. V.
KDG-Gas	Klär-, Deponie- und Grubengas
kW <sub>el</sub>	Kilowatt elektrisch
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraftwärmekopplung
MW	Megawatt
MW <sub>el</sub>	Megawatt elektrisch
n. b.	nicht bekannt
NawaRo-Bonus	Nachwachsender Rohstoff-Bonus
o. g.	oben genannt
PV	Photovoltaik
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
vgl.	Vergleiche
WEA	Windenergieanlage
z. T.	zum Teil

## LITERATUR- UND REFERENZVERZEICHNIS

<b>[Kürzel]</b>	Referenz
<b>ATW 2009</b>	Richter, S. (Arbeitsgemeinschaft Thüringer Wasserkraftwerke e. V.): Persönliche Mitteilung, Wohlsborn, März 2009
<b>BDB 2009</b>	Ingenieur-Werkstatt Energietechnik (Hrsg.): Betreiberdatenbasis: Im Internet unter: <a href="http://www.btrdb.de/index.html">http://www.btrdb.de/index.html</a> ; im IE vorliegender Stand zur Windenergie: Update Stand 06/09, Hamburg, 2009
<b>BDEW 2009</b>	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW): Angaben zur Direktvermarktung nach § 17 EEG in den einzelnen Monaten des Jahres 2009. Berlin, September 2009, im Internet unter: <a href="http://www.bdew.de/bdew.nsf/id/DE_EEG-Monatsprognosen?open">http://www.bdew.de/bdew.nsf/id/DE_EEG-Monatsprognosen?open</a> , letzter Zugriff am 21.09.2009
<b>BEE 2009</b>	Bundesverband Erneuerbare Energien e. V. (BEE): Strom-Ausbauprognose der Erneuerbare-Energien-Branche: Stromversorgung 2020, Wege in eine moderne Energiewirtschaft. Berlin, Januar 2009
<b>BMU 2009</b>	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): Erneuerbare Energien In Zahlen – Nationale und internationale Entwicklung, Stand Juni 2009
<b>BNA 2009 a</b>	Bundesnetzagentur (Hrsg.): Positionspapier zur Netzanbindungsverpflichtung gemäß gemäß § 17 Abs. 2a EnWG, Fassung von April 2009- Im Internet unter: <a href="http://www.bundesnetzagentur.de/media/archive/16195.pdf">http://www.bundesnetzagentur.de/media/archive/16195.pdf</a> , letzter Zugriff am 16.09.2009
<b>BNA 2009 b</b>	Bundesnetzagentur (Hrsg.): EEG-Statistikbericht 2007. Bonn, September 2009 (Redaktionsschluss 31.07.2009).
<b>Brohm 2009</b>	Brohm, R. (Bundesverband Solarwirtschaft): Persönliche Mitteilungen, Berlin, März 2009 und August 2009
<b>BSW 2009</b>	Bundesverband Solarwirtschaft (Hrsg.): Statistische Zahlen der Deutschen Solarstrombranche (Photovoltaik). Aktualisierte Fassung September 2009. Im Internet unter: <a href="http://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/content_files/Faktenblatt_PV_Sep09.pdf">http://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/content_files/Faktenblatt_PV_Sep09.pdf</a> , letzter Zugriff am 16.09.2009
<b>Büchner 2009</b>	Büchner, D. (DBFZ gGmbH): Persönliche Auskunft, Leipzig, September 2009.
<b>CARMEN 2009</b>	C.A.R.M.E.N. e.V.: Preisentwicklung bei Holzhackschnitzeln, Holzpellets, Heizöl und Erdgas. Im Internet unter <a href="http://www.carmen-ev.de/dt/energie/bezugsquellen/hackschnipreise.html">http://www.carmen-ev.de/dt/energie/bezugsquellen/hackschnipreise.html</a> , letzter Zugriff am 16.09.2009
<b>Clearingstelle 2009</b>	Clearingstelle EEG: Themenübersicht – Biomasse. Im Internet unter <a href="http://www.clearingstelle-eeq.de/Biomasse">http://www.clearingstelle-eeq.de/Biomasse</a> , letzter Zugriff am 16.09.2009

- DBFZ 2009** Deutsches BiomasseForschungsZentrum gGmbH: Monitoring zur Wirkung des EEG auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse. Zwischenbericht. Leipzig. März 2009.
- Destatis 2009** Statistisches Bundesamt: Fachserie 4, Reihe 6.5, Produzierendes gewerbe – Ausgewählte Zahlen zur Energiewirtschaft, Dezember 2008. Wiesbaden, Juni 2009.
- DEWI 2009** Ender, Carsten: Windenergie in Deutschland – Aufstellungszahlen für das erste Halbjahr 2009, Wilhelmshaven, 2009. Im Internet unter: [http://www.dewi.de/dewi/index.php?id=66&L=1&tx\\_ttnews\[tt\\_news\]=75&tx\\_ttnews\[backPid\]=47&cHash=dcf4c6e793](http://www.dewi.de/dewi/index.php?id=66&L=1&tx_ttnews[tt_news]=75&tx_ttnews[backPid]=47&cHash=dcf4c6e793) letzter Zugriff am 16.09.2009
- DStGB 2009** Deutscher Städte- und Gemeindebund (Hrsg.): Repowering von Windenergieanlagen – kommunale Handlungsmöglichkeiten. DStGB-Dokumentation N° 94. Berlin, Juli 2009.
- Ender 2009** Ender, Carsten (Deutsches Windenergie-Institut): Persönliche Mitteilung, Wilhelmshaven, September 2009.
- EPIA 2009** European Photovoltaic Industry Association (EPIA, Hrsg.): Global Market Outlook for Photovoltaics until 2013. Brüssel, April 2009.
- EuPD 2009** EuPD Research (Hrsg.): Der deutsche Photovoltaikmarkt 2009. Nachfrager verstehen – Potenziale erschließen. Marktreport, Bonn, Juni 2009.
- Farber et al. 2009** Farber, M.; Meyers, M.; Porter, C.; Rogol, M.; Song, J.: No way at mid-way. PHOTON Consulting's monthly market commentary: Revising 2009 and 2010 sector estimates. In: Photon international 8-2009, S. 72-80. Aachen, August 2009.
- Finanzen.net 2009** Smarthouse Media GmbH(Hrsg.): Erster kommerzieller Windpark auf See vor Start, Karlsruhe, 09.08.2009. Im Internet unter: <http://www.finanzen.net/nachricht/aktien/Erster-kommerzieller-Windpark-auf-See-vor-Start-522556> letzter Zugriff am 15.09.2009
- Fischer 2009** Fischer, E. (DBFZ gGmbH): Persönliche Mitteilung, Leipzig, September 2009.
- Fricke 2009 a** Fricke, Christoph: Die Zeit zum Nachrüsten wird knapp. In: Erneuerbare Energien Ausgabe 7, Hannover, 2009, S. 22.
- Fricke 2009 b** Fricke, Christoph: Offshore: Kredite sind immer schwieriger zu bekommen. In: Erneuerbare Energien Ausgabe 9, Hannover, 2009, S. 26.
- Giersemehl 2009** Giersemehl (Fa. Kochendörfer Wasserkraftanlagen): Persönliche Mitteilung, Georgenberg-Galsterlohe, April 2009

- Görsdorf-Kegel 2009** Görsdorf-Kegel, Susanne: Kommunikation kann viel bewegen, Erfolgreiche Repowering-Projekte brauchen Rückhalt von der Gemeinde. In: Erneuerbare Energien Ausgabe 8, Hannover, 2009, S. 22 sowie persönliche Mitteilung, September 2009.
- GVSt 2009** Gesamtverband Steinkohle e.V.: Stromerzeugung aus Grubengas. Persönliche Mitteilungen, Essen, bis September 2009.
- Hölker 2009** Hölker, U. (Bioreact GmbH): Biogaswissen - Anlagendaten (Stand Januar 2009) - 5. Volllaststunden pro Jahr. Im Internet unter <http://www.biogaswissen.de>, letzter Zugriff am 16.09.2009
- Horbelt 2009** Horbelt, A. (Fachverband Biogas e.V.): Persönliche Mitteilung, Freising, August 2009.
- IE 2006** IE Leipzig: Auswirkungen der Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes hinsichtlich des Gesamtvolumens der Förderung, der Belastung der Stromverbraucher sowie der Lenkungswirkung der Fördersätze für die einzelnen Energiearten. Gutachten im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, November 2006.
- IE 2007 a** Institut für Energetik und Umwelt gGmbH: Monitoring zur Wirkung des novellierten EEG auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse. Endbericht. Leipzig. Februar 2007.
- IE 2007 b** IE Leipzig: Detailanalyse zur EEG-Stromeinspeisung und EEG-Prognose 2008. Endbericht im Auftrag des VDN und der vier Übertragungsnetzbetreiber, Dezember 2007.
- IE 2008** Leipziger Institut für Energie GmbH: Jahresprognose 2009 zur EEG-Stromeinspeisung. Bericht für die vier Übertragungsnetzbetreiber. Leipzig, September 2008.
- IE 2009** Leipziger Institut für Energie GmbH: Prognose Erneuerbare Energien. Entwicklung der Stromerzeugung in Deutschland bis 2015. Unveröff. Bericht, Leipzig, Juni 2009
- ISET 2009** ISET (Hrsg.): Windmonitor. Im Internet unter: <http://www.windmonitor.de>/ letzter Zugriff am 16.09.2009
- Johnsen 2009** Johnsen, Björn: Energieversorger feiern erste Kilowattstunde. In: Erneuerbare Energien Ausgabe 9, Hannover, 2009, S. 25.
- Kalies 2009** Kalies, M. (SunPower Corp.): Persönliche Mitteilung, Frankfurt (M.), August 2009.
- Krieger 2009** Krieger, G. (VDMA Power Systems): Persönliche Mitteilung, Frankfurt (M.), September 2009.
- Kühler 2009** Kühler, C. (Photovoltaik-Institut Berlin): Persönliche Mitteilung, Leipzig, März 2009
- MarineLog 2009** Marine Log (Hrsg.): Jack-Up Barge installs Germany's first offshore wind turbine, New York, 23.07.2009. Im Internet unter: <http://www.marinelog.com/DOCS/NEWSMMIX/2009jul00230.html> letzter Zugriff am 16.09.2009

- Neddermann 2009** Neddermann, Bernd (Deutsches Windenergie-Institut): Persönliche Mitteilung, Wilhelmshaven, 03.09.2009.
- Nitsch 2008** Nitsch, Joachim: Leitstudie 2008. Weiterentwicklung der „Ausbaustrategie Erneuerbare Energien“ vor dem Hintergrund der aktuellen Klimaschutzziele Deutschlands und Europas. Untersuchung im Auftrag des BMU, Berlin, Oktober 2008
- Nordwest-Zeitung 2009** Zu Klampen, Rüdiger; Schürmeyer, Jörg: Nordwest-Zeitung Spezialschiffe für Bau von Windparks, Oldenburg, 04/2009, S.27.
- NSW 2009** Ahrens, Silke: Einweihung der neuen Energieseekabelfertigung, Nordenham, 27.05.2009. Im Internet unter: <http://www.nsw.com/AboutNSW/PressReleases/tabid/107/news/Id/16/Default.aspx> letzter Zugriff 16.09.2009
- PVX 2009** pvXchange GmbH (Hrsg.): Spotmarkt PV-Module. Preisindex vom September 2009. Im Internet unter: [http://www.pvxchange.de/de/index.php/preisindex\\_3.html](http://www.pvxchange.de/de/index.php/preisindex_3.html), letzter Zugriff am 16.09.2009
- Quaschnig 2009** Quaschnig, V. (HTW Berlin): Persönliche Mitteilung, Berlin, September 2009.
- Reeker 2009** Reeker, Carlo (Bundesverband Wind Energie): Persönliche Mitteilung, Berlin, 03.09.2009.
- Rutschmann 2009** Rutschmann, Ines: Engpass im Handwerk. Deutschlands Solarteure stoßen an Kapazitätsgrenzen. In: Photon, 8/2009, S. 36 – 39. Aachen, August 2009
- Saadat 2009** Saadat, A.. (GFZ Potsdam): Persönliche Auskunft, Leipzig, September 2009.
- Scheftelowitz 2009** Scheftelowitz, M. (DBFZ gGmbH): Persönliche Auskunft, Leipzig, September 2009.
- Schopp 2009** Schopp, M. (EWB), Persönliche Auskunft , September 2009
- Schwenker 2009** Schwenker, A. (DBFZ gGmbH): Persönliche Auskunft, Leipzig, September 2009.
- Siemer 2009** Siemer, J. (Photon Europe GmbH): Persönliche Mitteilung, Aachen, August 2009.
- StK 2009** Staatskanzlei des Landes Brandenburg (Hrsg.): Platzeck eröffnet größte Solaranlage Deutschlands in der Lieberoser Heide bei Cottbus. Potsdam, August 2009. Im Internet unter: <http://www.stk.brandenburg.de/sixcms/detail.php/bb1.c.171403.de>, letzter Zugriff am 16.09.2009
- Straßer 2009** Straßer, K.-H. (E.ON Wasserkraft GmbH): Persönliche Mitteilung, Landshut, August 2009.

- Strom magazin 2008** I12 GmbH (Hrsg.): Bau für Wohn- und Trafoplattform für "BARD 1" begonnen, Linden, 20.06.2008. Im Internet unter: [http://www.strom-magazin.de/strommarkt/bau-fuer-wohn--und-trafoplattform-fuer-bard-1-begonnen\\_23266.html](http://www.strom-magazin.de/strommarkt/bau-fuer-wohn--und-trafoplattform-fuer-bard-1-begonnen_23266.html) letzter Zugriff am 15.09.2009
- Thomas 2009** Thomas, Torsten: Hochtief und Beluga auf Offshorekurs. In: Sonne, Wind und Wärme Ausgabe 7, Bielefeld, 09.04.2009 oder im Internet unter: <http://www.bva-solar.de/sww/content/windenergie/details.php?id=280> letzter Zugriff am 16.09.2009
- ÜNB 2009 a** EnBW Transportnetze AG, RWE Transportnetz Strom GmbH, transpower stromübertragungs gmbh, Vattenfall Europe Transmission GmbH (ÜNB): EEG-Mittelfristprognose: Entwicklungen 2000 bis 2015. Berlin, Mai 2009.
- ÜNB 2009 b** Übertragungsnetzbetreiber: Datenlieferungen der vier Übertragungsnetzbetreiber vom August 2009 zur installierten Leistung und zur Stromerzeugung von EEG-Anlagen zum Datenstand 31.12.2008. Bayreuth, Dortmund, Berlin, Stuttgart, August 2009.
- Uphoff 2009** Uphoff, H. (Bundesverband Deutscher Wasserkraftwerke e. V.): Persönliche Mitteilung, Berlin, August 2009.
- Weindelmayer 2009** Weindelmayer, A. (Energie AG Oberösterreich), Persönliche Mitteilung, September 2009)
- Weinhold 2009** Weinhold, Nicole: Poseidon und der perfekte Plan, In: neue energie, das Magazin für erneuerbare energien, Berlin, 07.2009, S. 36
- WindEnergy Study 2008** DEWI (Hrsg.) WindEnergy-Studie 2008 – Markteinschätzung der Windenergie-Branche bis zum Jahr 2017, Charts Folie 12.
- Witt 2009** Witt, A.: Finanzierung von Offshore-Wind schwierig. In: Solarthemen Nr. 310, Löhne, Sept. 2009
- Zander 2009** Zander, Henning: Deutschland bekommt ersten Mega-Windpark auf dem Meer, Emden, 11.09.2009. Im Internet unter <http://www.spiegel.de/wirtschaft/unternehmen/0,1518,648257,0.html> letzter Zugriff am 16.09.2009