

Kostensituation der Windenergie an Land Internationaler Vergleich

Final Report: 03.04.2014

Im Auftrag von:





Bearbeitung:

Silke Lüers

Cornelia von Zengen

Dr.-Ing. Knud Rehfeldt

Berichtsnummer: SP13010A3

Auftragsnummer: VW13153

Deutsche WindGuard GmbH

Oldenburger Straße 65

26316 Varel

Varel, April 2014

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	III
1. Zusammenfassung	1
1.1. Hauptinvestitionskosten	1
1.2. Investitionsnebenkosten	2
1.3. Gesamtinvestitionskosten	2
1.4. Betriebskosten	3
1.5. Kapazitätsfaktor im Ländervergleich	3
2. Hintergrund	5
3. Methodik	7
4. Investitionskosten	9
4.1. Hauptinvestitionskosten	9
4.1.1. Internationale Bandbreite	9
4.1.2. USA	11
4.1.3. Dänemark	12
4.1.4. Großbritannien und Nordirland	12
4.1.5. Deutschland	13
4.2. Anlagenkonfiguration	14
4.2.1. USA	14
4.2.2. Dänemark	15
4.2.3. Vereinigtes Königreich	16
4.2.4. Deutschland	17
4.3. Investitionsnebenkosten	18
4.3.1. USA	21
4.3.2. Dänemark	22
4.3.3. Großbritannien und Nordirland	23
4.3.4. Deutschland	24
4.4. Gesamtinvestitionskosten	24
4.4.1. USA	27
4.4.2. Großbritannien und Nordirland	27
4.4.3. Deutschland	28
5. Betriebskosten	30
5.1. USA	32
5.2. Dänemark	35
5.3. Vereinigtes Königreich Großbritannien und Nordirland	36
5.4. Deutschland	38

Literaturverzeichnis	41
Abkürzungsverzeichnis	45
Abbildungs- und Tabellenverzeichnis	46

1. Zusammenfassung

Bei der Betrachtung der Kostensituation der Windenergie an Land liegt Deutschland im internationalen Vergleich im Mittelfeld, wobei nicht nur die Kosten sondern auch die in den jeweiligen Vergleichsländern (in diesem Fall die USA, Großbritannien und Dänemark) eingesetzte Anlagentechnologie bewertet werden muss. WEA in Deutschland zeichnen sich durch große Nabelhöhen und insbesondere in den windschwachen Regionen durch bezogen auf die Anlagenleistung sehr große Rotordurchmesser aus. Weiterhin zeigt der Vergleich der Anlagentechnologie, dass in Deutschland immer die neuste am Markt verfügbare Anlagentechnologie eingesetzt wird, d.h. immer die leistungstärkste WEA. Insgesamt ist damit die Innovationsbereitschaft in Deutschland im Ländervergleich als sehr hoch zu bewerten.

Während in den meisten untersuchten Ländern Standorte mit deutlich höheren mittleren Windgeschwindigkeiten für die Windenergie genutzt werden, zeichnet sich in Deutschland aufgrund eines Mangels an sehr windhöffigen Standorten eine Tendenz der Nutzung auch weniger windhöffiger Standorte ab. Um den im internationalen Vergleich sehr niedrigen Kapazitätsfaktor des Kraftwerksparks in Deutschland zu verbessern, erfolgt die standortspezifische Anlagenauslegung mit den oben genannten Eigenschaften hinsichtlich Nabelhöhe und Rotordurchmesser mit erhöhten Kosten für die Hauptinvestition.

1.1. Hauptinvestitionskosten

Bei der Betrachtung der Hauptinvestitionskosten liegt Deutschland im Mittelfeld. Die Kosten für WEA sind beispielsweise in den USA und China deutlich günstiger als in Deutschland. Hierbei handelt es sich um Länder, die durch eine hohe jährliche Anlagenneustallation Skaleneffekte umsetzen können. In Ländern wie Österreich, der Schweiz oder auch Japan, also Ländern mit eher niedrigen jährlichen Ausbauzahlen, liegen die Hauptinvestitionskosten deutlich über dem Niveau in Deutschland. Zudem sind in Ländern wie China die Lohnkosten für die Produktion der WEA niedriger als in Deutschland. Vergleicht man zudem die Anlagentechnologie z.B. zwischen den USA und Deutschland, so zeigt sich, dass in Deutschland im Durchschnitt Anlagen mit sowohl höherer Leistung als auch erheblich größeren Nabelhöhen installiert sind. Durch diese neuere, auf deutsche Windverhältnisse angepasste Anlagenkonfiguration sind

höhere Hauptinvestitionskosten erklärbar, da höhere Nabenhöhen und größere Rotordurchmesser u.a. durch den größeren Materialverbrauch zu höheren Kosten führen.

1.2. Investitionsnebenkosten

Vergleicht man die Investitionsnebenkosten in Deutschland mit der typischen von EWEA berechneten Investitionsnebenkostenverteilung zeigt sich, dass der Anteil an den Gesamtinvestitionskosten im durchschnittlichen Bereich liegt, allerdings die Verteilung der einzelnen Kostengruppen teilweise abweicht. [EWEA 2009] So ist beispielsweise das Fundament in Deutschland günstiger als im typischen Fall, die Planungskosten liegen dafür deutlich höher als der europaweite Durchschnitt [DWG 2013b].

In Deutschland weisen die Investitionsnebenkosten eine relativ hohe Spannweite auf. Dies ist z.B. durch den von Projekt zu Projekt unterschiedlichen Planungs- und Genehmigungsaufwand zu erklären. Jedoch treten solche standortspezifische Unterschiede auch in anderen Ländern auf wie das Beispiel Großbritannien zeigt.

1.3. Gesamtinvestitionskosten

In Deutschland sind die Gesamtinvestitionskosten für Windenergieprojekte an Land im internationalen Vergleich ebenfalls im Mittelfeld angesiedelt. Es zeigt sich, dass Länder wie China und Indien, die tendenziell eher geringe Kosten für die WEA aufweisen, im Vergleich zu Deutschland auch über sehr niedrige Gesamtinvestitionskosten verfügen.

Ganz anders sieht die Situation in den USA aus. Obwohl die Kosten für WEA in den USA deutlich unter denen in Deutschland liegen, weisen die Gesamtinvestitionskosten Werte auf, die vergleichbar mit denen in Deutschland sind. Hieraus ergibt sich, dass die Investitionsnebenkosten in den USA vergleichsweise hoch ausfallen müssen. In Länder wie Australien, Japan, Irland, Schweiz aber auch Italien und Schweden liegen die Gesamtinvestitionskosten hingegen deutlich über dem deutschen Niveau.

1.4. Betriebskosten

Die Betriebskosten im Ländervergleich variieren sehr stark. In den USA liegen sie bei etwa 10 \$/MWh, in der Schweiz hingegen mehr als vier Mal so hoch bei über 45 \$/MWh. Die Begründungen dafür sind einerseits in den Rahmenbedingungen zu suchen. Andererseits fällt auf, dass diejenigen Länder besonders günstig im Betrieb von Windparks sind, die besonders viele windhöffige Standorte aufweisen. In den USA zeigen sich erhebliche Kostensenkungen seit den 80er Jahren. Die heute sehr niedrigen Betriebskosten sind auch auf den hohen Kapazitätsfaktor zurückzuführen. Des Weiteren zeigt sich insbesondere bei den Betriebskosten ein Skaleneffekt. Besteht die Möglichkeit sehr große Windparks zu errichten, wie beispielsweise in den USA, so verringern sich durch diesen Effekt die Betriebskosten erheblich. In Deutschland liegen die Betriebskosten im oberen Mittelfeld, wobei sie aufgrund diverser Kostenbestandteile, die vom Kapazitätsfaktor abhängen, von Standort zu Standort variieren.

1.5. Kapazitätsfaktor im Ländervergleich

Die betrachteten Länder unterscheiden sich stark hinsichtlich ihres Windpotenzials. Dies wiederum beeinflusst die Stromgestehungskosten stark. Vor diesem Hintergrund wurde in der Studie nicht auf die Stromgestehungskosten eingegangen, sondern nur die unterschiedlichen Kostengruppen betrachtet. Bei der Betrachtung der Betriebskosten jedoch, erfolgt üblicherweise eine Darstellung in \$/MWh, sodass hier das Windpotenzial der betrachteten Standorte von entscheidender Bedeutung ist. Aus diesem Grund wurde eine Analyse der erzielbaren Kapazitätsfaktoren an repräsentativen Standorten der untersuchten Länder durchgeführt. Hierbei wurde anhand einer Beispielwindenergieanlage (Vestas V80 2WM mit 78m Nabenhöhe) die jeweiligen Brutto-Kapazitätsfaktoren ohne Berücksichtigung der Verluste durch Parkwirkungsgrad, Netz- und technischer Verfügbarkeiten etc. ermittelt. Die Ergebnisse sind vergleichend in Abbildung 5-1 gegenübergestellt.

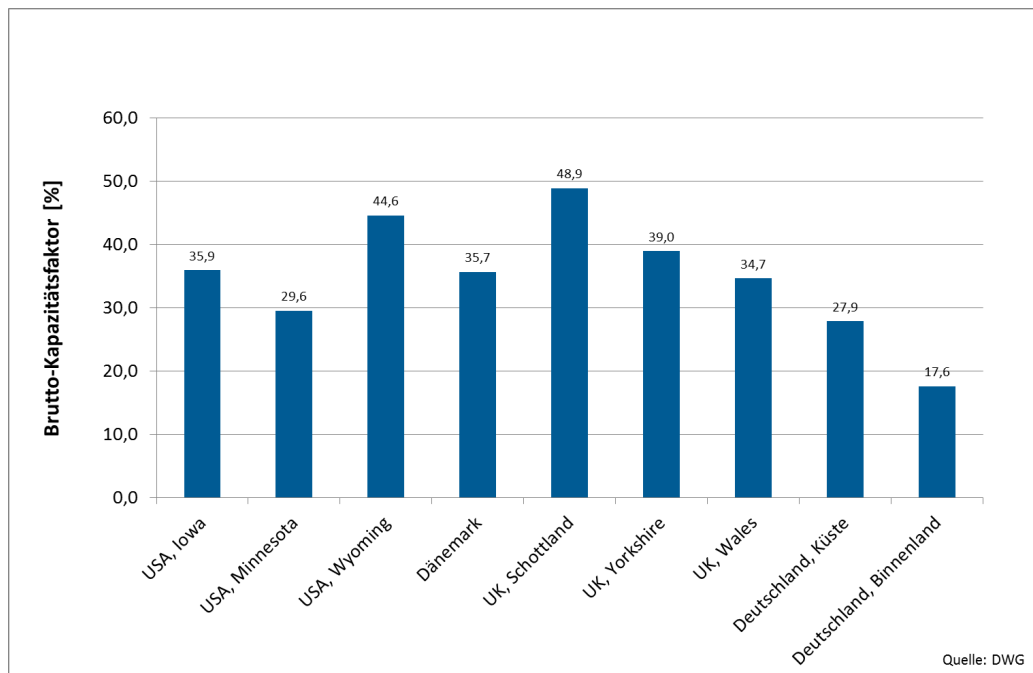


Abbildung 1-1: Kapazitätsfaktor [%] einer Vestas V80 2MW mit 78m Nabenhöhe an verschiedenen Beispielstandorten (Bruttowerte ohne Netzverluste, Parkwirkungsgrad, technische Verfügbarkeit etc.)

Wie aus der Grafik hervorgeht, weist Deutschland im Ländervergleich das niedrigste Windpotenzial auf. Während an den guten Standorten in Schottland (UK) oder Wyoming (USA) Brutto-Kapazitätsfaktoren von weit über 40% erreicht werden, wird in Deutschland mit der im Beispiel verwendeten Anlagentechnologie selbst an der Küste lediglich ein Brutto-Kapazitätsfaktor von 27,9% erreicht. Der Beispielstandort im Binnenland ist mit 17,6% Brutto-Kapazitätsfaktor im Ländervergleich weit abgeschlagen. Um dennoch in Deutschland Windenergie effizient nutzen zu können, muss also auf speziell entwickelte, fortschrittliche Anlagentechnologie eingesetzt werden. Diese zeichnet sich vor allem durch besonders hohe Nabenhöhen und große Rotordurchmesser aus. Dies macht Deutschland einerseits zum Technologievorreiter, andererseits aber führt es zu höheren Investitionskosten. Trotz dieses Kostennachteils liegt Deutschland im Ländervergleich im absoluten Mittelfeld. Das spricht dafür, dass die Windenergienutzung in Deutschland trotz niedrigen Windpotenzials und den dadurch verursachten höheren Anlagenkosten sehr kosteneffizient ist.

2. Hintergrund

Die im Jahr 2013 von der Deutschen WindGuard im Auftrag des BWE und VDMA Power Systems erstellte Studie „Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland“ analysiert, wie sich die Stromgestehungskosten für die Windenergie in Deutschland zusammensetzen [DWG 2013b]. Da die Studie ausschließlich den deutschen Markt betrachtet, bleibt offen, wie die Kosten im internationalen Vergleich einzuordnen sind. Diese Lücke schließt die vorliegende Kurzstudie.

In Deutschland waren Ende 2013 Windenergieanlagen (WEA) mit einer Gesamtleistung von 33.729,83 MW in Betrieb, davon wurden 2.998,41 MW im Jahr 2013 neu installiert [DWG 2014]. Weltweit betrug die kumulierte installierte Leistung im Dezember 2013 318.137 MW (siehe Abbildung 2-1). Davon wurden 35.467 MW im Jahr 2013 neu installiert (siehe Abbildung 2-2). Weltweit Spitzenreiter sowohl in Bezug auf die installierte Leistung als auch den Neuzubau ist China. Deutschland nimmt im weltweiten Vergleich in Bezug auf den Neuzubau Platz 2 ein. In Bezug auf die weltweit installierte Gesamtleistung liegt Deutschland auf Platz 3 [GWEC 2014]. Diese für ein kleines, im Verhältnis windschwaches Land wie Deutschland ungewöhnlich hohen Platzierungen zeigen, wie erfolgreich die Windenergie hierzulande ist. Wie die beiden Grafiken erkennen lassen, sind auch Länder mit verhältnismäßig kleiner Grundfläche, wie bspw. Deutschland und Großbritannien, im weltweiten Vergleich auf den vorderen Plätzen vertreten. Kostenstrukturen und Märkte bieten international betrachtet sehr unterschiedliche Voraussetzungen für den Ausbau der Windenergie. Dabei steht das erneuerbare Energien Gesetz in Deutschland und Europa unter dem Generalverdacht eines kostenträchtigen Förderregimes. Zahlreiche Studien (etwa des BMU und der EU-Kommission) belegen zwar, dass das EEG durch die geringen Risikoaufschläge aufgrund hoher Sicherheit vergleichsweise kosteneffizient ist, aber dennoch hält sich die Idee vom teuer geförderten Windstrom hartnäckig in den Köpfen. Ziel dieser Kurzstudie ist es nicht, einen weiteren Beitrag zum Vergleich von Fördermodelle und Vergütungshöhen zu leisten, sondern vielmehr die Kosten für Windenergie in Deutschland in einen internationalen Vergleich zu setzen. Nicht immer lassen sich die Kosten dabei ohne weiteres vergleichen, die unterschiedlichen Rahmenbedingungen in den Ländern haben schließlich einen hohen Einfluss auf die Kosten. Aufgrund der hohen Bevölkerungsdichte und der geographischen Bedingungen hat sich in Deutschland eine überwiegend sehr kleinteilige Projektstruktur herausgebildet. Durch die begrenzten Skaleneffekte in den Projekten und die hohen Anforderungen an die Netzstabilität gilt

Deutschland als Land mit hohen Windenergiekosten. Wo Deutschland im internationalen Vergleich wirklich steht, soll diese Kurzstudie zeigen.

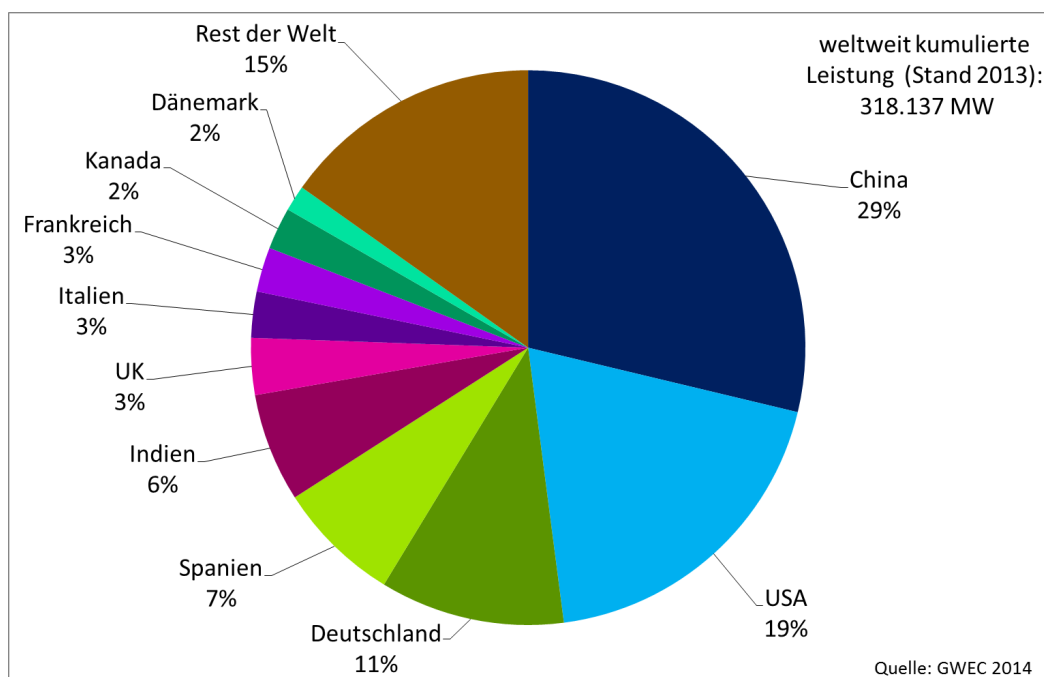


Abbildung 2-1: Verteilung der weltweit kumulierten installierten Leistung (Windenergie)

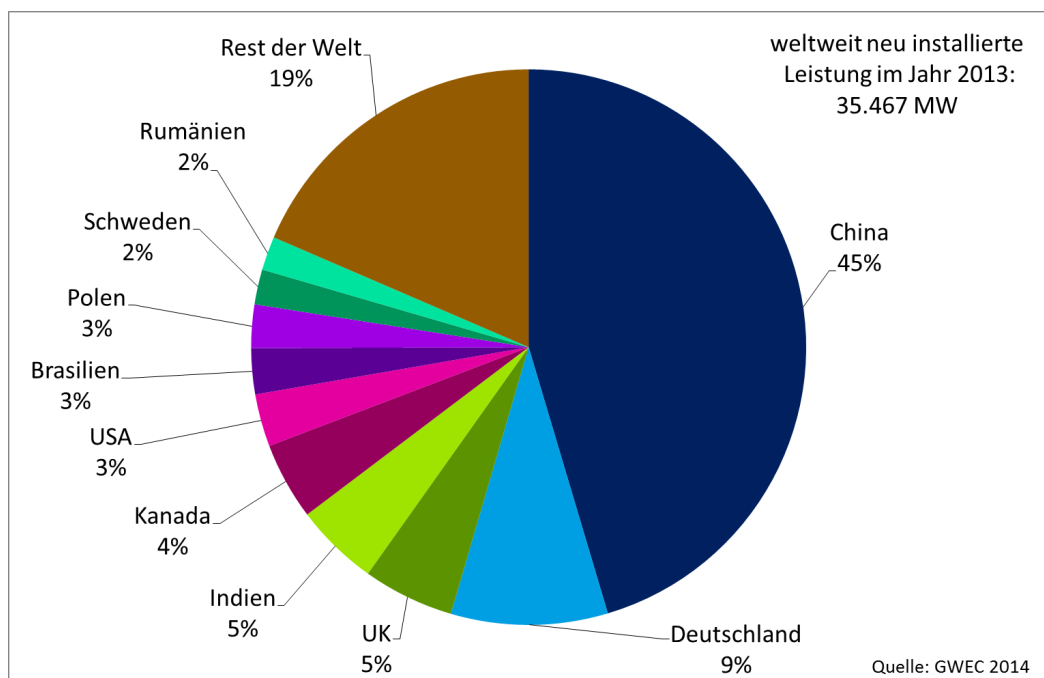


Abbildung 2-2: Verteilung der weltweit neu installierten Leistung im Jahr 2012 (Windenergie)

3. Methodik

Für die unterschiedlichen Kostensituationen im internationalen Markt sind verschiedene Kostenbestandteile ausschlaggebend. Unterschieden wird zwischen den Investitionskosten, die vor der Inbetriebnahme einer Windenergieanlage anfallen und den Betriebskosten, die während der Laufzeit der Windenergieanlage auftreten. Die Investitionskosten setzen sich zusammen aus Hauptinvestitionskosten und Investitionsnebenkosten. Als Basis für den Vergleich der unterschiedlichen Kostensituation für die Windenergie weltweit wurden verschiedene national und international ausgelegte Kostenstudien herangezogen. Es gibt bisher keine Studie, die alle relevanten Kostenbestandteile im internationalen Vergleich sowie deren Entwicklung über die Jahre ausreichend abdeckt. Daher wurden für die detaillierte Analyse der einzelnen Kostenfaktoren verschiedene internationale Studien herangezogen. Diese Studien weisen Unterschiede in Bezug auf die zugrunde gelegte Datenbasis (besonders die Aktualität der Daten), die verglichenen Länder sowie die angenommenen Rahmenbedingungen auf. Da in der Regel keine Rohdaten in den Studien hinterlegt sind, wurden die Ergebnisse unverändert übernommen und im Einzelfall entsprechende erklärende Kommentare hinzugefügt. Bei der Betrachtung jeder Kostengruppe wird zunächst ein Überblick über die internationalen Unterschiede in der jeweiligen Kostengruppe gegeben. Anhand verschiedener Studien wird dann für einzelne Länder eine detailliertere Analyse vorgenommen. Zur besseren Vergleichbarkeit wurden alle Währungen in US \$ umgerechnet¹.

Aus den oben genannten Kostenbestandteilen und weiteren Eingangsparametern lassen sich die Stromgestehungskosten berechnen. Diese sind allerdings zum einen stark abhängig von den ihnen zugrunde gelegten Annahmen, zum anderen beruhen sie zu einem Großteil auf dem vorhandenen Windpotenzial am betrachteten Standort. Dies wiederum variiert je nach betrachtetem Land und Gegend stark. Es ist zudem nicht Ziel dieser Literaturstudie einen internationalen Vergleich der Strompreise pro kWh anzustellen. Vielmehr geht es um eine Betrachtung der reinen, vom Windpotenzial unabhängigen Kosten für die Windenergie. Die grundlegende Frage dieser Studie lautet daher: Ist es in Deutschland teurer einen Windpark zu bauen und zu betreiben als in anderen Ländern und wenn ja, warum?

¹ Die verwendeten Wechselkurse sind Jahresmittelwerte aus [OANDA 2013]

Die Stromgestehungskosten sind diesbezüglich wenig zielführend, da sie stark vom regionalen Windpotenzial abhängig sind, und werden daher im Rahmen dieser Kurzstudie nicht weiterführend betrachtet. Aussagekräftiger für einen Vergleich der Kosten ist hingegen eine Betrachtung der vier Hauptkostengruppen: Hauptinvestitionskosten, Investitionsnebenkosten, die daraus resultierenden Gesamtinvestitionskosten und schließlich die Betriebskosten. Die oben angesprochenen Rahmenbedingungen variieren in den verschiedenen Ländern stark und haben teilweise einen erheblichen Einfluss auf die Vergleichbarkeit der Kostenbestandteile. Sie werden daher herangezogen, um gravierende Unterschiede zwischen einigen Ländern detaillierter analysieren zu können. Um einen festen Referenzrahmen zu etablieren, werden für die Detailanalyse möglichst immer die USA, Dänemark sowie Großbritannien zum Vergleich mit Deutschland herangezogen.

Im Folgenden werden nun zunächst die einzelnen Kostengruppen definiert und die vorhandenen Unterschiede zwischen verschiedenen Ländern analysiert. Schließlich werden die Kosten im Fazit miteinander verglichen und bewertet.

Um Missverständnissen von vornherein vorzubeugen wird darauf hingewiesen, dass generell die in dieser Studie genannten Werte als mittlere Kosten verstanden werden wollen. Auch innerhalb eines Landes ist die Bandbreite der möglichen Kosten groß. Es sollte nicht der Eindruck entstehen, dass ein Windenergieprojekt in einem bestimmten Land generell immer günstiger ist als in einem anderen.

4. Investitionskosten

Die Investitionskosten setzen sich aus den Hauptinvestitionskosten und den Investitionsnebenkosten zusammen. Sie fallen einmalig vor Beginn des WEA-Betriebs an. Die Zuordnung zu den Kostengruppen, wie zum Beispiel der Kosten für Transport und Errichtung oder Kosten für den Netzanschluss, ist von Studie zur Studie unterschiedlich. Dies wurde bei der Analyse der Daten berücksichtigt und wird im Einzelfall erläutert.

4.1. Hauptinvestitionskosten

Den größten Teil der Hauptinvestitionskosten (HIK) machen die Kosten für die WEA selbst aus. Der Umfang der Hauptinvestitionskosten kann je nach Studie neben dem Kaufpreis auch den Transport und die Errichtung der WEA umfassen. Im internationalen Vergleich zeigen sich deutliche Unterschiede zwischen den Anlagenkosten. Diese Unterschiede können zum Beispiel mit dem Wettbewerb auf dem nationalen Markt zusammenhängen. Die unterschiedlichen Produktionsbedingungen (z.B. höhere oder geringere Lohnkosten) bei der Herstellung der WEA haben keinen nennenswerten Einfluss auf die Höhe der Investitionskosten in einem Land, da die in einem Land aufgestellten WEA nicht notwendigerweise auch dort gefertigt wurden. Einen Einfluss können die Lohnkosten höchstens bei Transport und Installation der WEA nehmen.

Auch hat die in einem Land typischerweise installierte Anlagenkonfiguration einen großen Einfluss auf den Anlagenpreis (siehe Kapitel 4.2). Hier lohnt es sich zu fragen, ob die Anlagentechnologie, die in Deutschland mehrheitlich zum Einsatz kommt, mit denen anderer Länder ohne weiteres vergleichbar ist. Der Windenergiestandort Deutschland ist größtenteils durch geringes Windpotenzial gekennzeichnet. Dadurch kommen vorrangig WEA mit hohen Nabenhöhen und großen Rotordurchmessern im Bezug zur installierten Leistung zum Einsatz, wie in Kapitel 4.2.4 ausführlich dargestellt wird. Bei einer reinen Betrachtung der Kosten pro MWh wird diese dahinterliegende Anlagentechnologie nicht deutlich.

4.1.1. Internationale Bandbreite

Für einen übergreifenden Vergleich der Hauptinvestitionskosten wurde eine Studie der International Renewable Energy Agency (IRENA) herangezogen. Die

Daten reichen von 2006 bis 2010, allerdings liegen nicht für jedes Land Daten für jedes Jahr vor. Daher wurden für Deutschland für das Jahr 2010 mit Werten aus einer Studie der Deutschen WindGuard [DWG 2013b] und für Dänemark für die Jahre 2008 und 2010 aus [VIND 2010] aufgefüllt. Die Ergebnisse für Deutschland liegen auch für die Vorjahre etwa im gleichen Bereich wie für die aktuelle Studie zur Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland von Deutsche WindGuard aus dem November 2013.

Vergleicht man die Windenergieanlagenkosten miteinander, so zeigt sich deutlich, dass die Kosten pro kW in China am niedrigsten sind. Auch in den USA sind die spezifischen Anlagenkosten vergleichsweise niedrig, in Japan, Österreich und der Schweiz dagegen eher hoch. Die Betrachtung der Hauptinvestitionskosten im Zeitverlauf zeigt in vielen Ländern einen Kostenhochpunkt in den Jahren zwischen 2007 und 2009. Die Hauptinvestitionskosten in Deutschland liegen im internationalen Vergleich für das Jahr 2008 mit 1.614 \$/kW im Vergleich zum Spitzenreiter Österreich mit 2.384 \$/kW oder auch Italien mit 1.892 \$/kW im Mittelfeld. (Vgl. Abbildung 4-1). Die Werte für 2010 zeigen für Deutschland mit 1.460 \$/kW eine deutliche sinkende Tendenz (Vgl. Abbildung 4-2) und liegen international betrachtet sogar im unteren Drittel. Die Bandbreite reicht hier von Österreich mit 2.123\$/kW bis zu China mit 644 \$/kW.

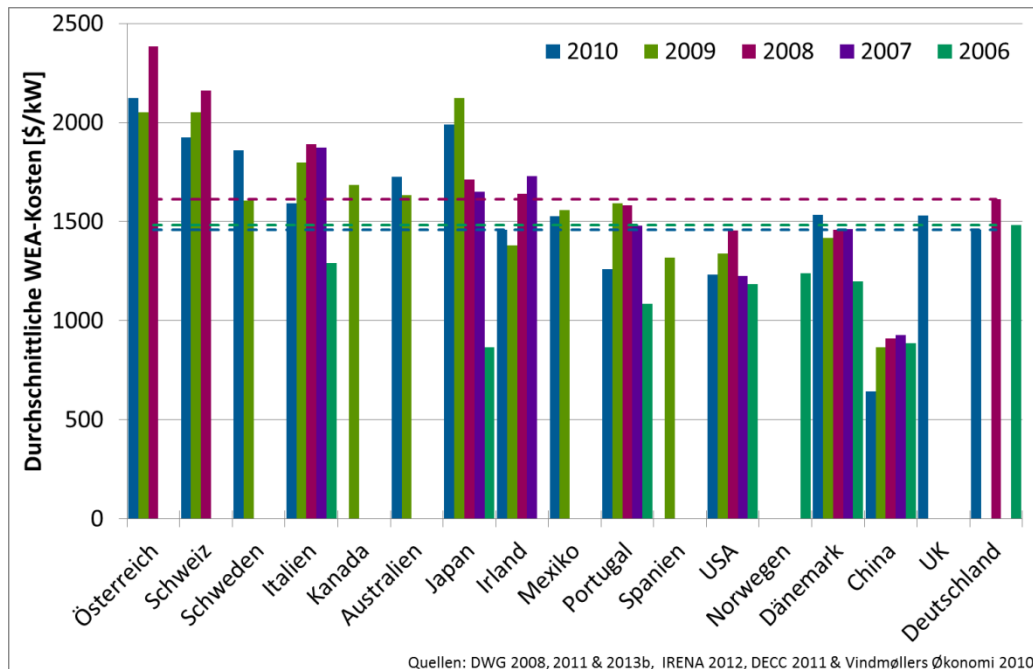


Abbildung 4-1: Durchschnittliche WEA-Kosten (inflationsbereinigt in US \$ Werten von 2010) zwischen 2006 und 2010 nach Ländern

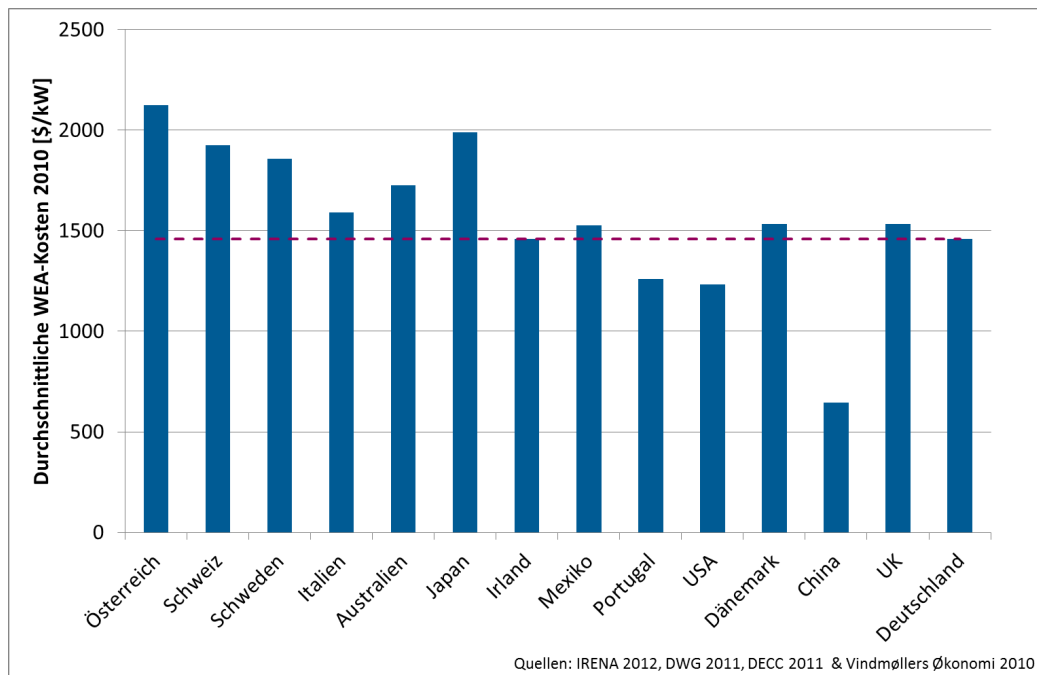


Abbildung 4-2: Durchschnittliche WEA-Kosten (inflationsbereinigt in US \$ Werten von 2010) für das Jahr 2010

4.1.2. USA

Die niedrigen Hauptinvestitionskosten in den USA wurden näher betrachtet. Dafür wurde eine Studie von Bolinger und Winser herangezogen. Neben dem Kaufpreis der Windenergieanlagen inklusive Turm enthalten die Hauptinvestitionskosten hier den Transport sowie die Kosten für Garantie- und Wartungsvereinbarungen. Laut der Studie stiegen die Kosten für die WEA zwischen 2000 und 2008 um mehr als 100% an. Dabei lagen die Hauptinvestitionskosten zwischen 2000 und 2002 an einem Tiefpunkt bei etwa 700 \$/kW. Darauf folgte bis 2008 eine Kostensteigerung auf über 1500 \$/kW. Seither sinken die spezifischen Hauptinvestitionskosten wieder und lagen neuesten Daten (2012/2013) zufolge etwa zwischen 950 \$/kW und 1300 \$/kW. Das große Spektrum der neuesten Kostendaten ist auf die verschiedenen in den USA installierten Anlagentechnologien zurückzuführen. Für die neuere Anlagengeneration mit größeren Rotordurchmessern und Nabhöhhen liegen die Kosten dabei eher leicht über 1300 \$/kW, ältere Anlagentypen sind entsprechend günstiger. Es ist hierbei zu beachten, dass die durchschnittliche, im Jahr 2012 in den USA installierte Windenergieanlage eine Nabhöhe von 83,8m hatte und einen Rotordurchmesser von 93,5m aufwies [DOE 2013]. Vergleicht man diese Anlagenkonfiguration mit der durchschnittlichen in Deutschland im Jahr 2012 installierten Anlage (109,8m Nabhöhe bei 88,4m Rotordurchmesser) [DWG 2013a], so wird schnell deutlich, dass wesentlich

niedrigere WEA installiert wurden, was einen enormen Einfluss auf die Anlagenkosten hat. Des Weiteren kommen in den USA Skaleneffekte zum Tragen. Durch die wesentlich größeren Projektgrößen in den USA von durchschnittlich 80MW können – gerade beim Preis für die WEA – signifikante Rabatte bei der Bestellung erzielt werden [IEA 2011].

4.1.3. Dänemark

In der oben angeführten IRENA-Studie reichen die Daten für den Windenergie-Pionier Dänemark nur bis ins Jahr 2006. Für aktuellere Entwicklungsdaten daher die Daten aus der Studie Vindmøllers Økonomi aus dem Jahr 2010 herangezogen. [VIND 2010] In Dänemark zeigt die Entwicklung der WEA-Kosten in den 80er und 90er Jahren insgesamt sinkende Hauptinvestitionskosten. Seit 2005 stiegen die Kosten von 1.067 \$/kW auf etwa 1.460 \$/kW im Jahr 2008 an. Für das Jahr 2010 wurden die Kosten mit 1.533 \$/kW angenommen (alle Werte in 2010 \$). Der Wert für 2010 ist ein Prognosewert aus [VIND 2010], der nicht durch aktuellere Studien verifiziert werden konnte. Da die Anlagenpreise in 2008 auf 1.418 \$/kW gesunken waren, ist nicht sicher, ob der prognostizierte Anstieg tatsächlich eingetreten ist, oder ob die Anlagenpreise – wie in anderen Ländern – im Zuge der Weltwirtschaftskrise und der anschließenden Konsolidierung des Weltmarktes weiter gesunken sind. Der Anstieg bis 2008 lässt sich mit den Boom-Jahren der Windenergie zwischen 2005 und 2008 begründen. Ein weiterer Faktor könnte zudem eine Überkapazität bei den Herstellern sein, die die Preise weiter drückte. [IEA 2012]

4.1.4. Großbritannien und Nordirland

Großbritannien ist in der IRENA Studie von 2012 leider nicht enthalten. Überhaupt ist es schwierig für Großbritannien separat ausgewiesene Angaben zu Hauptinvestitionskosten und Nebeninvestitionskosten zu erhalten. Da Großbritannien im Rahmen dieser Studie als ein Land des festen Vergleichsrahmens herangezogen wird, wurden – um einen groben Preisrahmen für die HIK in UK zu schaffen – auf Basis der Gesamtinvestitionskosten unter Berücksichtigung der durchschnittlichen Kostenverteilung, Hauptinvestitionskosten für die Jahre 2010 und 2011 ermittelt. Dafür wurde eine Studie von Frontier Economics aus dem Jahr 2013 verwendet [FRONT 2013], sowie eine Studie von Arup et al., die 2011 im Auftrag des Department of Energy and Climate Change erstellt wurde [DECC 2011].

Nimmt man nach Frontier an, dass durchschnittlich 65% der Gesamtinvestitionskosten in Großbritannien WEA-Kosten sind, so kommt man für das Jahr 2011 auf Hauptinvestitionskosten von 1.539 \$/kW. Darin sind allerdings die Baukosten für die Anlage explizit nicht enthalten. [FRONT 2013] Die gleichen Annahmen (WEA Kostenanteil von 65 %) wurde auch auf die Arup-Studie angewendet. Dies ergab für das Jahr 2010 Hauptinvestitionskosten in Höhe von 1.533 \$/kW für Windparkprojekte über 5MW und 1.555 \$/kW für kleinere Windparkprojekte (alle Werte in USD von 2010). [DECC 2011]

4.1.5. Deutschland

Um die Kosten in Deutschland im internationalen Vergleich aussagekräftig einordnen zu können, werden die Hauptinvestitionskosten für Deutschland gesondert betrachtet. Die oben für den Überblick zitierte IRENA-Studie weist für Deutschland lediglich für die Jahre 2006 und 2008 Daten aus. Zur detaillierteren Analyse wurden daher zusätzlich Daten aus verschiedenen Kostenstudien herangezogen [DWG 2008, 2011, 2013b].

In den hier angesetzten Hauptinvestitionskosten sind zusätzlich Kosten für Transport und Installation der WEA enthalten. Die durchschnittlichen spezifischen Hauptinvestitionskosten in Deutschland lagen im Jahr 2010 – abhängig von Leistungsklasse und Nabenhöhe – zwischen 1.246 \$/kW und 1.525 \$/kW (USD von 2010). Diese große Spannbreite hängt unmittelbar mit den sehr unterschiedlichen eingesetzten Anlagentechnologien in Deutschland zusammen. Die höchsten Kosten fallen für Anlagen mit Nabenhöhen über 120m an. Die Betrachtung der spezifischen Hauptinvestitionskosten je kW im Zeitverlauf zeigt unterschiedliche Kostenentwicklungen für die verschiedenen Leistungsklassen. Anlagen mit weniger als 2 MW installierter Leistung und einer Nabenhöhe von unter 100 m erreichen im Jahr 2010 einen Kostenhochpunkt. Anlagen mit einer Leistung zwischen 2 MW und 3 MW erreichen bereits 2008 ein Maximum und sinken seither. [DWG 2013b]

Um einen Vergleichswert zu erhalten, wurden die Kosten für die häufigsten Anlagenkonfigurationen (2-3,5MW Anlagen mit Nabenhöhen bis 120m) gemittelt. Vergleicht man diese HIK mit denen in anderen Ländern, so zeigt sich einerseits, dass Deutschland eine stabile Position im Mittelfeld hält. Die generellen Trends der Steigung der Anlagenkosten in den Boom-Jahren bis 2008 und der Fall nach der Weltwirtschaftskrise spiegeln sich auch in Deutschland wieder. Betrachtet man andererseits die Länder, in denen die Hauptinvestitionskosten niedriger als in Deutschland sind, so lässt sich

erkennen, dass es sich dabei vorrangig um Länder handelt, die entweder durch Skaleneffekte günstigere Preise erzielen können (USA, China), oder aber aufgrund der vorherrschenden Standortbedingungen vorrangig Anlagenkonfigurationen mit niedrigeren Nabhöhen verwenden, was ebenfalls die Kosten für die Windenergieanlage senkt.

4.2. Anlagenkonfiguration

Neben der Windgeschwindigkeit hat die verwendete Anlagenkonfiguration großen Einfluss auf den Ertrag, den eine WEA erreicht. Ein höherer Ertrag je installiertem kW bedeutet, dass sich die Kosten auf mehr produzierte MWh verteilen. Gleichzeitig steigt der Anlagenpreis auch mit höheren Nabhöhen und größeren Rotordurchmessern signifikant an. Dies liegt zum einen an höheren Materialbedarf, zum anderen an der dahinter stehenden komplexeren Anlagentechnologie. Der favorisierte Einsatz von bestimmten Anlagenkonfigurationen wiederum hängt stark von den vorherrschenden Windverhältnissen ab (vgl. Kapitel 5). Der Trend in Deutschland geht aktuell zur Entwicklung von Anlagen für bestimmte Windverhältnisse (z.B. Schwachwind-WEA für Standorte im Binnenland) [AGORA 2013]. Schwachwindanlagen zeichnen sich durch große Rotordurchmesser und großen Nabhöhen bezogen auf die Anlagenleistung aus. Solche Anlagen sind gut geeignet, auch an Standorten mit einer geringeren durchschnittlichen Windgeschwindigkeit eine gute Auslastung der WEA, also vergleichsweise hohe Kapazitätsfaktoren zu erreichen.

4.2.1. USA

Die im Jahr 2012 durchschnittlich in den USA installierte Windenergieanlage hat eine Nennleistung von 1,94 MW. Damit ist erstmals seit 1998/99 die durchschnittliche Nennleistung leicht gesunken. Im Gegensatz dazu wachsen Nabhöhe und Rotordurchmesser weiter an. Die durchschnittliche Nabhöhe neuer WEA lag 2012 bei 83,8 m (81 m in 2011), der durchschnittliche Rotordurchmesser bei 93,5m (89 m in 2011). Dies deutet auf eine Entwicklung zu Anlagen mit geringerer Leistung pro Quadratmeter überstrichener Rotorfläche. WEA mit einer Nennleistung zwischen 1 MW und 2 MW machen über 50 % der 2012 installierten Anlagen in den USA aus. Der Anteil an WEA mit einer Leistung zwischen 2 MW und 3 MW liegt knapp über 40 %. [DOE 2013]

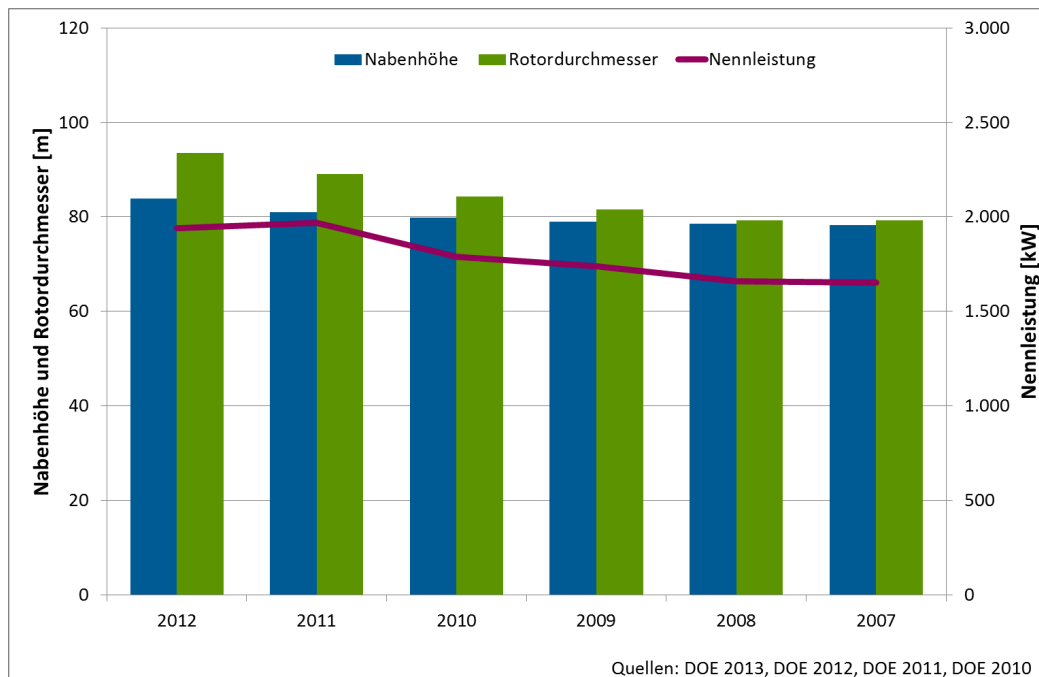


Abbildung 4-3: Durchschnittliche installierte Anlagenkonfiguration in den USA

Auffällig bei den in den USA installierten Anlagen ist der im Verhältnis zur Nabhöhe relativ große Rotordurchmesser. Nennleistung und Nabhöhe sind auch im Zeitverlauf betrachtet (siehe Abbildung 4-3) im internationalen Vergleich eher niedrig. Daraus lässt sich folgern, dass bereits in niedrigen Höhen die Windgeschwindigkeiten hoch genug sind, sodass ein Rückgriff auf anspruchsvollere Anlagentechnologien nicht nötig ist. Die im Verhältnis niedrigen Hauptinvestitionskosten der USA sind dafür ein weiteres Indiz.

4.2.2. Dänemark

Für aktuelle Daten zur Anlagenkonfiguration in Dänemark wurden Daten aus dem Dänischen Anlagenregister herangezogen. Diese wurden um WEA unter 100kW Nennleistung und Offshore-WEA bereinigt und in der untenstehenden Grafik zusammengefasst (vgl. Abbildung 4-4). Dabei ist in Bezug auf das Jahr 2007 zu beachten, dass in diesem Jahr insgesamt nur vier WEA in Dänemark in Betrieb genommen wurde. Es ist daher wenig aussagekräftig.

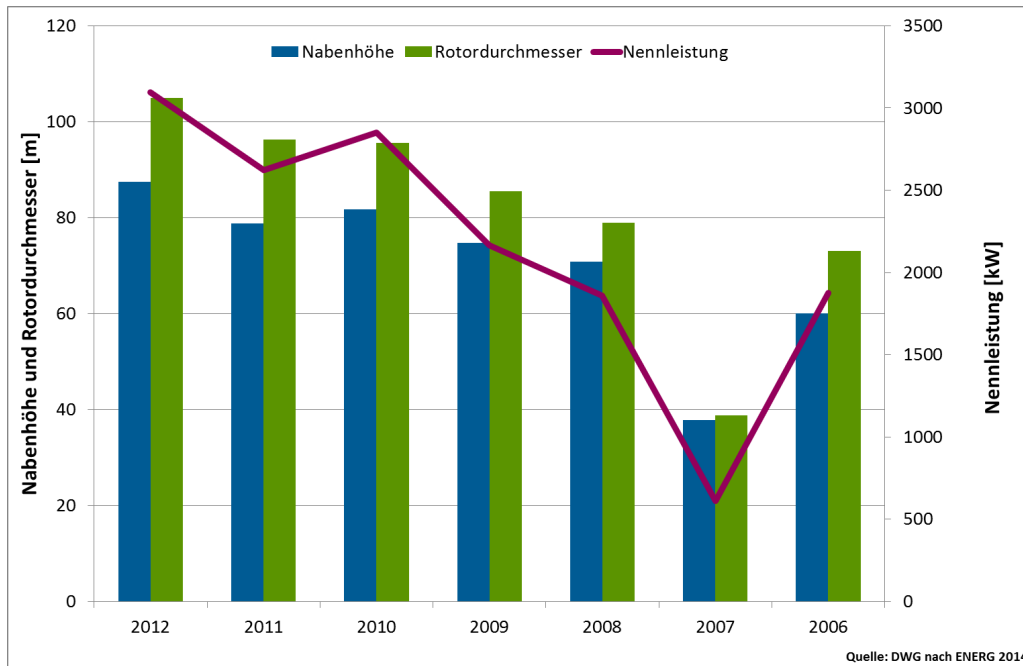


Abbildung 4-4: Durchschnittliche installierte Anlagenkonfiguration in Dänemark.

Die in Dänemark im Jahr 2012 durchschnittlich errichtete WEA hatte demnach eine Nabenhöhe von etwa 87m und einen Rotordurchmesser von 105m. Im Vergleich zum Jahr 2006, in dem die durchschnittliche Anlage nur eine Nabenhöhe von etwa 60m und einen Rotordurchmesser von etwa 73m hatte, ist hier eine deutliche Steigerung zu erkennen. Die Nennleistung der durchschnittlichen Windenergieanlage ist in Dänemark im Durchschnitt deutlich gestiegen. [ENERG 2014] Im Vergleich zu den USA fällt auf, dass die Nabenhöhen sich in einem ähnlichen Bereich bewegen, allerdings in Dänemark die Rotordurchmesser wesentlich größer sind. Vor allem die Nennleistung ist in den USA wesentlich niedriger als in Dänemark. Das lässt darauf schließen, dass in Dänemark neuere Anlagentechnologie zum Einsatz kommt, während die Anlagen in den USA durchschnittlich auf einem weniger modernen Stand sind.

4.2.3. Vereinigtes Königreich

Für das Vereinigte Königreich liegen nur wenige Informationen zur durchschnittlichen Anlagenkonfiguration vor. Offenbar werden diese Daten nicht zentral erfasst und wurden bisher auch nicht innerhalb einer Studie recherchiert. In den Statistiken der Branchen-Vereinigung „Renewable UK“ finden sie ebenfalls keine Erwähnung. Daraus lässt sich schließen, dass der Anlagenkonfiguration in Großbritannien offenbar wenig Bedeutung zugemessen wird. Die durchschnittliche Nennleistung wird für die im Vereinigten Königreich installierte Gesamtkapazität mit 1,22 MW angegeben. [RUK 2014a] Daraus lassen sich allerdings auch nur begrenzt Schlüsse ziehen, da

auch Kleinwindenergieanlagen in der Datenbank aufgeführt werden. Der DUKES Report 2013 gibt die durchschnittliche Anlagengröße allerdings mit 2,5 MW mit Tendenz zu 3 MW an. [DUKES 2013] Diese im Vergleich relativ hohe durchschnittliche Nennleistung lässt darauf schließen, dass in Großbritannien moderne Anlagentechnologie zum Einsatz kommt.

Auf direkte Nachfrage gab Renewable UK die durchschnittliche Nabenhöhe zwischen März 2004 und März 2009 mit 61m an, der durchschnittliche Rotordurchmesser lag bei 67m. Zwischen März 2009 und März 2014 stieg die Nabenhöhe auf durchschnittlich 65m an, der Rotordurchmesser lag bei 71m. Anlagen unter 500 kW wurden dabei nicht in die Berechnungen eingeschlossen. [RUK 2014b] Damit liegen Nabenhöhen und Rotordurchmesser deutlich unter dem internationalen Vergleich.

4.2.4. Deutschland

Die durchschnittliche in Deutschland installierte Windenergieanlage im Jahr 2012 hatte eine Nennleistung von 2.420 kW, eine Nabenhöhe von 109,8 m und einen Rotordurchmesser von 88,4 m (vgl. Abbildung 4-5).

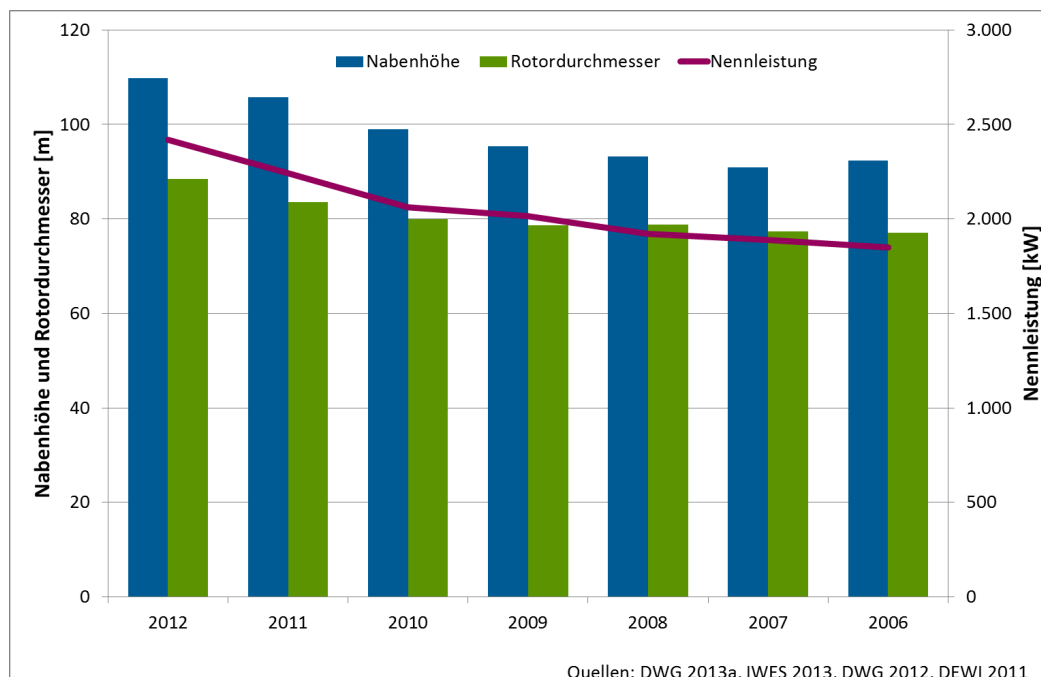


Abbildung 4-5: Durchschnittliche installierte Anlagenkonfiguration in Deutschland

Im Zeitverlauf zeigt die durchschnittliche Nennleistung der installierten WEA eine jährliche Steigerung. Auch durchschnittliche Nabenhöhe und Rotordurchmesser haben insgesamt eine deutlich steigende Tendenz. Verglichen mit den USA und Dänemark fallen die besonders großen Nabenhöhen und Rotordurchmesser sowie die höhere Nennleistung auf.

Aufgrund der speziellen Standortbedingungen hierzulande ist Deutschland ein maßgeblicher Technologietreiber in Bezug auf die Entwicklung neuer WEA-Technologien. Neue Entwicklungen werden oft am deutschen Markt erprobt, während bewährte, älterer und damit oft kostengünstigere Anlagentechnologien in Ländern eingesetzt, wo das Windpotenzial so hoch ist, dass eine technische Weiterentwicklung von Anlagentechnologien nicht notwendig ist. Deutschland setzt somit Standards in der Technologieentwicklung – mit dem Nachteil, dass die Anlagenkosten verglichen mit Ländern mit höherem Windpotenzial gegebenenfalls höher sind.

4.3. Investitionsnebenkosten

Unter Investitionsnebenkosten (INK) versteht man weitere Kosten neben den Hauptinvestitionskosten, die in Verbindung mit der Fertigstellung eines Windenergieprojektes stehen. Diese Kosten fallen einmalig vor Beginn des operativen Betriebs der Windenergieanlagen an. Zu den Investitionsnebenkosten zählen Kosten für das Fundament, die Netzanbindung, die Erschließung, die Planung sowie sonstige Investitionsnebenkosten (bspw. Kosten für Ausgleichsmaßnahmen). Die Investitionsnebenkosten sind stark standortabhängig. So können beispielsweise die Planungskosten je nach regionalen Bestimmungen stark variieren. Die Fundamentkosten können je nach vorherrschendem Untergrund ebenfalls stärker oder geringer ins Gewicht fallen. Mittelwerte anzugeben ist daher nicht nur schwierig, sie sind auf das einzelne Projekt bezogen unter Umständen auch wenig aussagekräftig.

In vielen Studien werden die Investitionsnebenkosten nicht gesondert ausgewiesen. Hier werden oft nur die in den Gesamtinvestitionskosten enthaltenen Hauptinvestitionskosten separat aufgeführt. Die Höhe der Investitionsnebenkosten im Verhältnis zu den Gesamtinvestitionskosten variiert von Land zu Land sehr stark. Dies spiegelt sich in verschiedenen Studien wider.

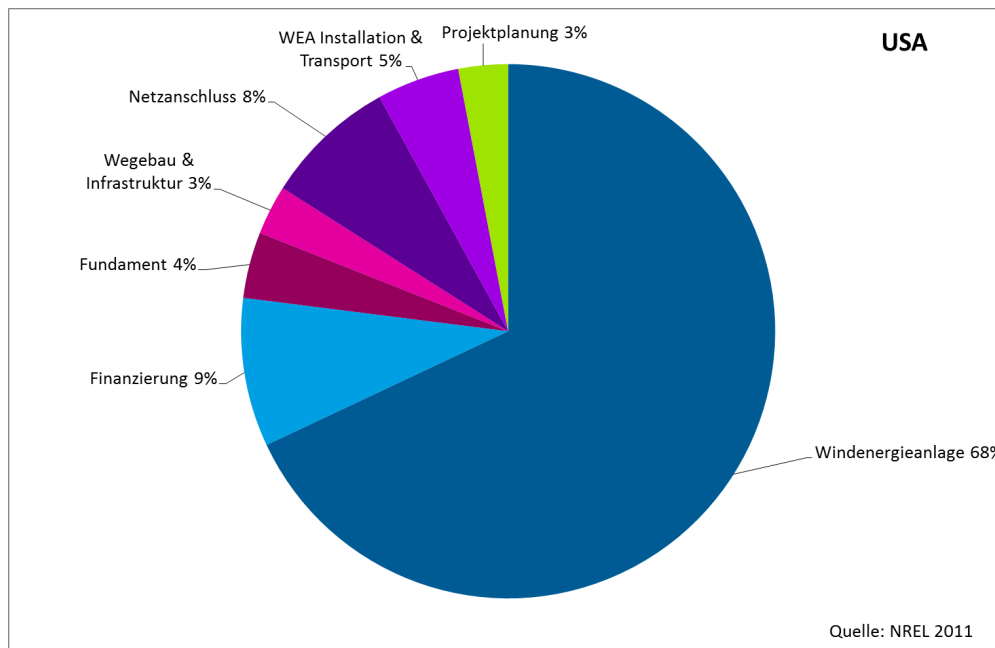


Abbildung 4-6: Prozentuale Verteilung der Gesamtinvestitionskosten in den USA

Für das Verhältnis von Haupt- und Nebeninvestitionskosten in den USA wurde eine Studie von Tegen, Lantz et al. herangezogen (vgl. Abbildung 4-6). Sie geht davon aus, dass die Windenergieanlage (ohne Transport und Aufstellung) 68% der Gesamtkosten ausmacht. Auffällig bei der Kostenverteilung in den USA ist der hohe Anteil von Finanzierungskosten an den Gesamtinvestitionskosten. [NREL 2011a]

Für Dänemark wurde erneut [VIND 2010] herangezogen (vgl. Abbildung 4-7). Im Kostenanteil für die Windenergieanlage sind die Kosten für die Installation der Anlage enthalten. Eine Besonderheit bei den dänischen Investitionsnebenkosten ist, dass die Netzanschlusskosten nicht eingerechnet werden, da sie nicht vom Projektentwickler getragen werden, sondern über eine Steuerumlage finanziert werden [VIND 2010]. Entsprechend fallen sie generell geringer aus, die Hauptinvestitionskosten nehmen einen entsprechend großen Anteil an den Gesamtinvestitionskosten ein.

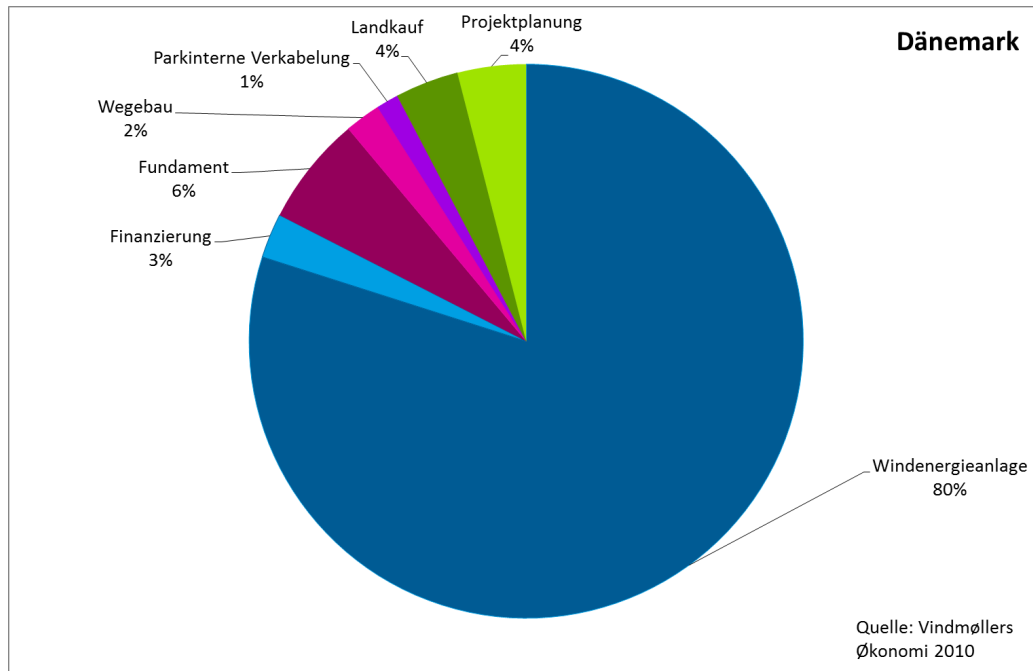


Abbildung 4-7: Prozentuale Verteilung der Gesamtinvestitionskosten in Dänemark

Eine Studie von Frontier [FRONT 2013] ermittelte im Rahmen eines Vergleichs unterschiedlicher internationaler Förderinstrumente auch die Windenergiekosten in fünf ausgewählten Ländern. Für die einzelnen Länder wurde dafür die Verteilung der Gesamtinvestitionskosten detailliert dargestellt. Für England verteilen sich die GIK demnach wie folgt: 65% entfallen auf die WEA, 27% auf Bau und Infrastruktur, 3% auf Planungskosten und 5% auf den Netzanschluss (vgl. Abbildung 4-8). In den Baukosten sind Kosten für das Fundament enthalten.

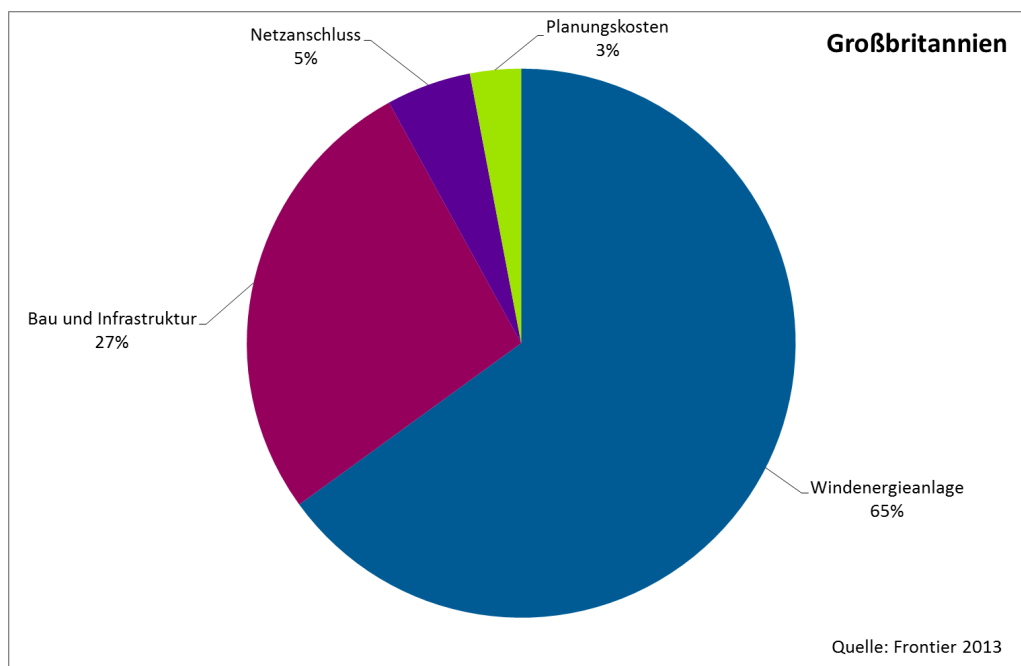


Abbildung 4-8: Prozentuale Verteilung der Gesamtinvestitionskosten in UK

Gemäß der Kostenstudie der Deutschen WindGuard [DWG 2013b], verteilen sich die Gesamtinvestitionskosten wie folgt: 75% entfallen auf die WEA (inkl. Transport und Installation), 4% auf das Fundament, 5% auf den Netzanschluss, 3% auf die Erschließung, 6% auf die Projektplanung und 7% sind „sonstige Kosten“. (Vgl. Abbildung 4-9). Laut Kostenstudie liegt die Spanne für den Anteil der Investitionsnebenkosten an den Gesamtinvestitionskosten damit je nach Projekt zwischen 22% und 27%.

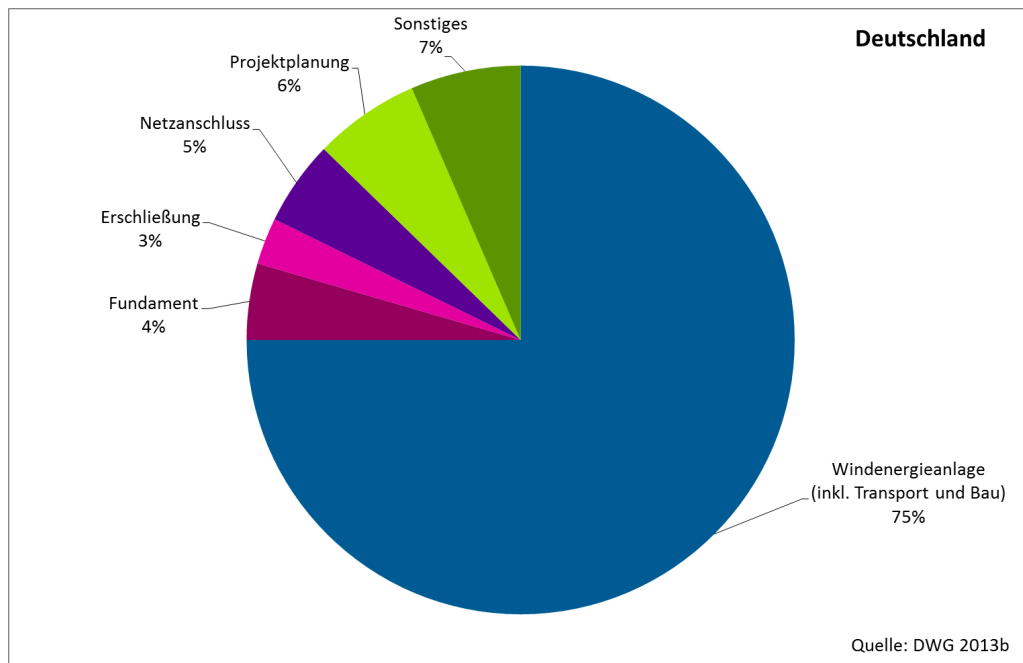


Abbildung 4-9: Prozentuale Verteilung der Gesamtinvestitionskosten in Deutschland

Es lässt sich einerseits daraus erkennen, wie unterschiedlich die Anlagenkosten im Verhältnis zu den Gesamtinvestitionskosten ausfallen, andererseits aber auch, welche unterschiedlichen Kostengruppen je nach Studie unter die Investitionsnebenkosten gezählt werden. Dennoch werden im Folgenden die Investitionsnebenkosten der Höhe nach gegenüber gestellt.

4.3.1. USA

Für die USA sind die Investitionsnebenkosten zwar nicht gesondert ausgewiesen. Allerdings liegen für die USA in der IRENA-Studie lückenlose Kostenangaben sowohl für Gesamtinvestitionskosten als auch für Hauptinvestitionskosten vor. [IRENA 2012] Eine historische Entwicklung lässt sich daraus gut erkennen. Um einen weiteren Vergleichspunkt für die Positionierung der Kosten in Deutschland im internationalen Markt zu haben, wurden daher die Angaben für die Gesamtinvestitionskosten für die USA gegen die Hauptinvestitionskosten gestellt. Die daraus resultierende Differenz wurde

als Investitionsnebenkosten angenommen. Abbildung 4-10 zeigt die Entwicklung der so errechneten Investitionsnebenkosten.

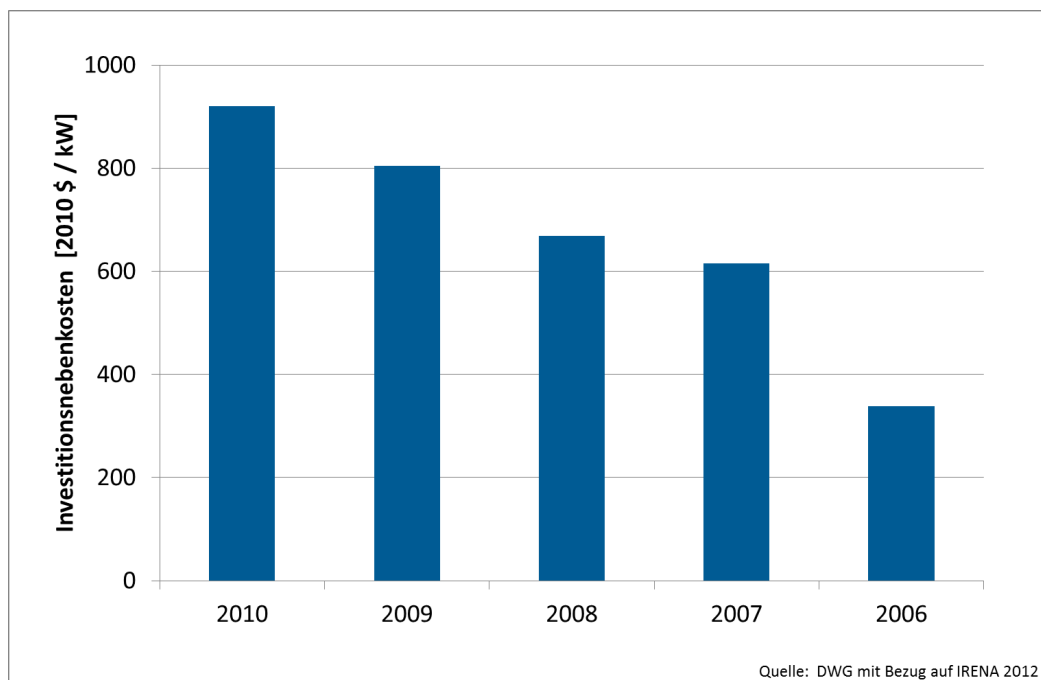


Abbildung 4-10: Entwicklung der abgeleiteten Investitionsnebenkosten USA in US \$ von 2010

Die Studie von Wisser und Bolinger kommt zu dem Schluss, dass der Kostenhochpunkt, der in den USA für die Hauptinvestitionskosten bereits 2008 zu beobachten war, sich in den Gesamt- und damit auch den Nebeninvestitionskosten erst 2009/2010 nachweisen lässt. Wisser und Bolinger kommen zu dem Schluss, dass dies lediglich dem gewöhnlichen Zeitraum zwischen Kauf und Auslieferung bzw. Installation der WEA entspricht. Folgerichtig erwarten sie eine Senkung der Gesamtinvestitionskosten nach 2010. [DOE 2013] Generell sind die Investitionsnebenkosten in den USA allerdings höher als in Deutschland. Es ist zu vermuten, dass die Begründung hierfür unter anderem in den Finanzierungsstrukturen für Windparkprojekte in den USA zu suchen ist.

4.3.2. Dänemark

Die Studie von Nielsen et al. weist für Dänemark eine durchschnittliche Verteilung der Gesamtinvestitionskosten von 80% HIK zu 20% INK aus. Wendet man dieses Verhältnis auf die in derselben Studie angegebenen GIK und HIK an, so erhält man die in Abbildung 4-11 dargestellte Entwicklung der INK für Dänemark [VIND 2010] Eine Besonderheit bei dänischen Onshore-Projekten ist, dass nicht der Projektentwickler die Kosten für den Netzanschluss tragen muss,

sondern der Steuerzahler. [IEA 2012] Daher ist zu erwarten, dass die INK in Dänemark generell geringer ausfallen. Wie die Abbildung zeigt, trifft dies zu. Berücksichtigt man, welchen Anteil die Netzanschlusskosten in anderen Ländern an den INK haben (vgl. Abbildung 4-6 bis Abbildung 4-9), so erklärt das einen Großteil der Differenzen. Der Wert für 2010 ist – wie auch bei den HIK – ein reiner Prognosewert [VIND 2010]. Es wurde mit einem Anstieg der Investitionsnebenkosten gerechnet.

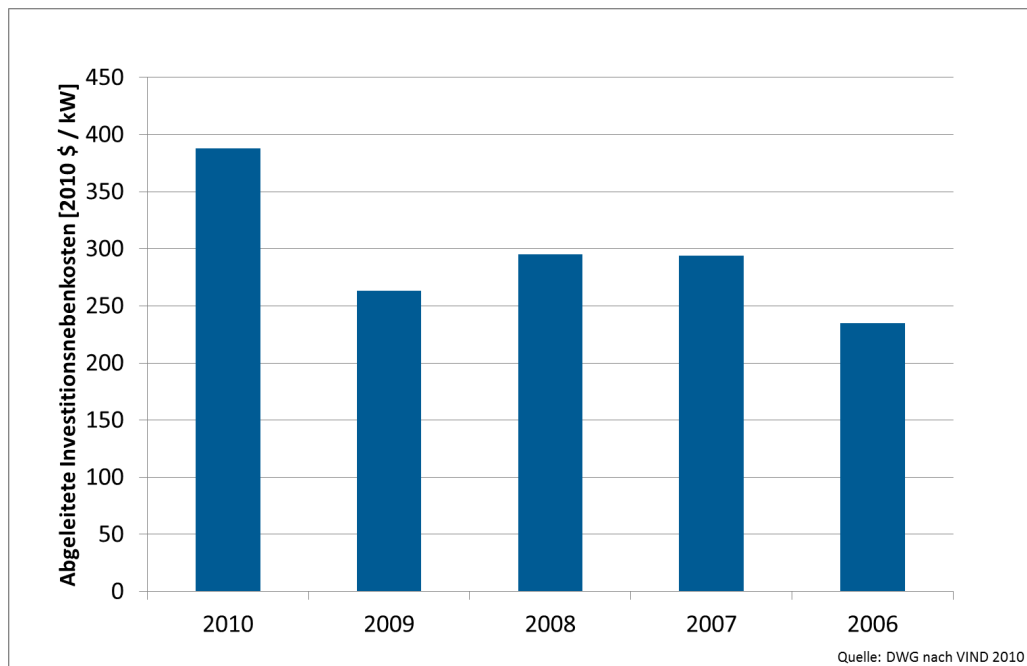


Abbildung 4-11: Entwicklung der abgeleiteten Investitionsnebenkosten in Dänemark

4.3.3. Großbritannien und Nordirland

In der Studie von Arup et al. sind Kosten für öffentliche Anfragen, Lizenzierung, Beratung und ökologische Untersuchungen enthalten [DECC 2011]. Solche Kosten, die zu den Nebeninvestitionskosten gehören, bewegten sich 2010 in den betrachteten Windenergieprojekten zwischen 30 \$/kW und 160 \$/kW. Die große Spannbreite der Kosten hängt vor allen mit dem variablen Planungsaufwand (z.B. durch Beschwerden) zusammen. Hierbei ist zu beachten, dass diese Planungskosten nicht den gesamten Teil der Nebeninvestitionskosten ausmachen, sondern nur etwa 3% der Gesamtinvestitionskosten. Das entspricht 23% der Investitionsnebenkosten.

Zu den Investitionsnebenkosten kommen noch Netzanschlusskosten, die etwa 5% ausmachen. Weitere 5% entfallen auf Infrastrukturkosten. [DECC 2011]. Dies entspricht jeweils 28% der Investitionsnebenkosten. Nimmt man allerdings die in Kapitel 4.1.4 getroffenen Annahmen erneut als Ausgangspunkt, so ergeben sich für das Jahr 2010 Investitionsnebenkosten in Höhe von 824 \$/kW.

Da keine weiteren Werte vorliegen, kann der zeitliche Verlauf hier nicht dargestellt werden. Die Investitionsnebenkosten in Großbritannien bewegen sich damit auf einem ähnlichen Niveau wie in den USA.

4.3.4. Deutschland

In deutschen Studien zur Kostensituation der Windenergie ist es üblich, die Investitionsnebenkosten separat auszuweisen. Die Entwicklung der Investitionsnebenkosten im Zeitverlauf ist in Abbildung 4-12 dargestellt. Im Jahr 2012 lagen die Investitionsnebenkosten bei etwa 480 \$/kW und damit deutlich unter denen in Großbritannien und den USA. Dänemarks günstigere INK lassen sich durch die nicht zu zahlenden Netzanschlusskosten begründen. Auch in Deutschland zeigen sich relativ große Schwankungen der Planungs- und folglich auch der gesamten Investitionsnebenkosten.

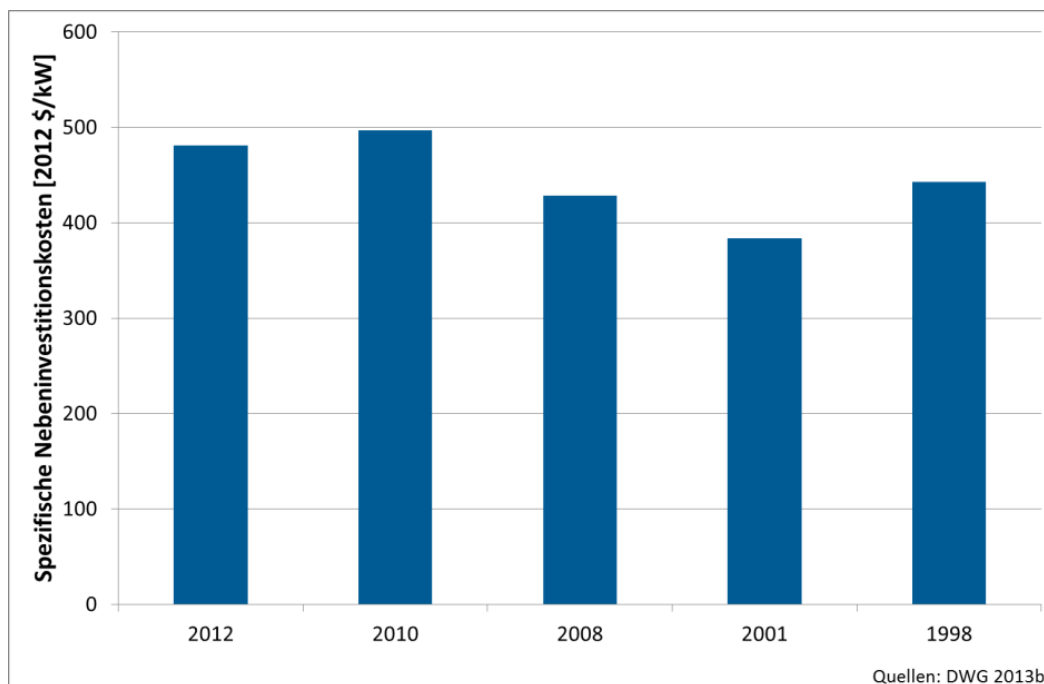


Abbildung 4-12: Spezifische Investitionsnebenkosten im Zeitverlauf (\$ Werte aus 2012)

4.4. Gesamtinvestitionskosten

Die Gesamtinvestitionskosten, international als „capital expenditure“ (CAPEX) bezeichnet, setzen sich aus allen Hauptinvestitionskosten und Investitionsnebenkosten, die bei der Umsetzung eines Windenergieprojekts anfallen, zusammen. Bei der Betrachtung der Gesamtinvestitionskosten ist zu beachten, dass die Projektgröße durch Skaleneffekte einen erheblichen Einfluss

haben kann. Dies wird daher bei der Betrachtung der einzelnen Länder noch einmal separat berücksichtigt.

Zur Übersicht über die internationale Spannweite der Gesamtinvestitionskosten wurde erneut die IRENA-Studie von 2012 verwendet. In Abbildung 4-13 sind die Gesamtinvestitionskosten verschiedener Länder von 2006 bis 2010 aufgetragen [IRENA 2012]. Für Deutschland wurden die Kosten aus verschiedenen Kostenstudien der Deutschen WindGuard herangezogen [DWG 2008, 2011 und 2013b], für Dänemark auf Daten aus [VIND 2010] zurückgegriffen und die Daten aus UK für 2010 um die Angaben aus [DECC 2011] ergänzt. Alle Kosten sind in US Dollar von 2010 ausgewiesen. Nachdem die Kosten im internationalen Vergleich bis 2005 auf relativ niedrigem Niveau lagen, erfolgte von 2005 bis 2007 eine deutliche Kostensteigerung. Dies kann unter anderem im Zusammenhang mit steigenden Materialpreisen und anspruchsvollerer Technologie stehen [IRENA 2012]. Ein Hochpunkt der Gesamtinvestitionskosten pro kW wird landesabhängig in den Jahren 2008 oder 2009 erreicht. Zwischen 2009 und 2010 werden in den meisten Ländern wieder sinkende Gesamtinvestitionskosten beobachtet [IRENA 2012]. Die Verzögerung zwischen dem Kostenhochpunkt der Hauptinvestitionskosten (vgl. Kapitel 3.1) und dem der Gesamtinvestitionskosten, die stark von den Hauptinvestitionskosten abhängt, ist möglicherweise auf die Planungszeiträume zurückzuführen, die zwischen dem Kauf der WEA und Installation des Parks liegen. Weitere Faktoren, die in die Schwankungen der Kosten hineinspielen, sind die Entwicklung von immer effizienteren WEA, Schwankungen in der Nachfrage sowie niedrige Rohstoffpreise im Nachklang der Weltwirtschaftskrise. Dies detailliert zu belegen, führt allerdings weit über das Ziel dieser Kurzstudie hinaus und wird hier daher nur der Vollständigkeit halber erwähnt.

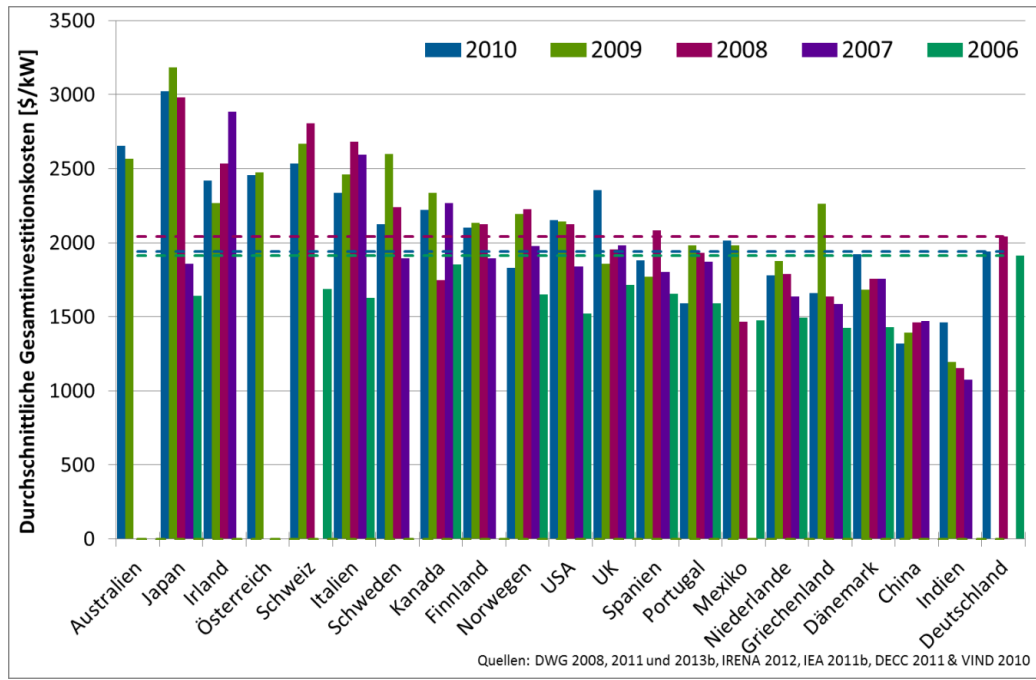


Abbildung 4-13: Spezifische Gesamtinvestitionskosten verschiedener Länder (in 2010 \$/kW)

Wie Abbildung 4-14 für das Jahr 2010 beispielhaft zeigt, liegt Deutschland im internationalen Kostenvergleich im guten Mittelfeld.

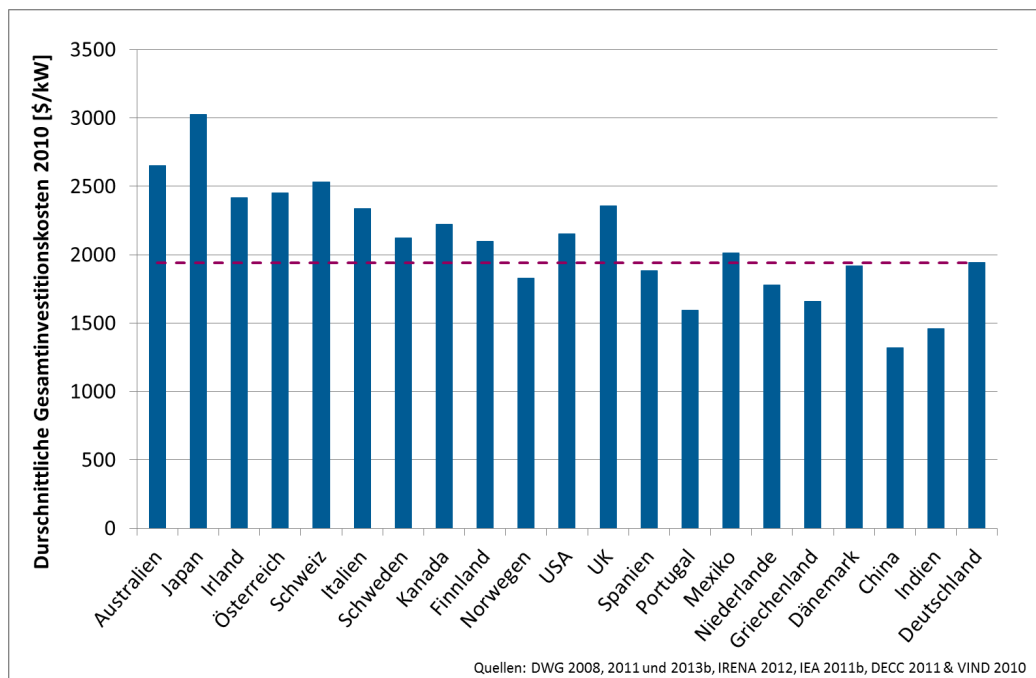


Abbildung 4-14: Vergleich der durchschnittlichen GIK für das Jahr 2010.

4.4.1. USA

Erstaunlicherweise liegen die in der IRENA-Studie ausgewiesenen Gesamtinvestitionskosten in den USA deutlich über Deutschland. In der betrachteten US-Studie beinhalten die Investitionskosten (CAPEX) die WEA, die Installation, Infrastrukturkosten (Balance of Plant) sowie Kosten für den Netzanschluss. Die Gesamtinvestitionskosten von Windenergieprojekten in den USA zeigen zwischen 2004 und 2009/2010 einen stetig steigenden Verlauf. Die Studie weist außerdem aktuellere Zahlen aus, als die für den Überblick verwendete IRENA-Studie. Demnach sinken seit 2010 die durchschnittlichen Gesamtinvestitionskosten im Vergleich zum Hochpunkt (2009/10) um fast 300 \$/kW auf einen Stand von etwa 1940 \$/kW im Jahr 2012. [DOE 2013]

Deutliche Unterschiede zeigen sich bei einer Betrachtung der Gesamtinvestitionskosten in Abhängigkeit von der Projektgröße, d.h. von der Gesamtleistung des errichteten Windparks. In Tabelle 4-1 sind die Durchschnittliche Gesamtinvestitionskosten in Abhängigkeit von der Projektgröße dargestellt. Für Windparks bis 50 MW aber auch über 50 MW können deutliche Skaleneffekte ausgemacht werden, ab einer Parkgröße über 200 MW sind die Skaleneffekte nicht mehr klar erkennbar [DOE 2013]. Die durchschnittliche Projektgröße in den USA wurde 2012 mit 80MW angegeben.[CLEAN 2012]

Tabelle 4-1: Skaleneffekte auf die GIK nach Projektgröße [DOE 2013]

Projektgröße	Gesamtinvestitionskosten (\$/kW)
< 5MW	ca. 2.600 \$
5MW – 20 MW	ca. 2.400 \$
20MW – 50MW	ca. 2.100 \$
> 50 MW	ca. 1.900 \$

4.4.2. Großbritannien und Nordirland

Im Vereinigten Königreich sind nach 2007 stetig sinkende Gesamtinvestitionskosten zu beobachten. Auch hier lohnt sich ein genauerer Blick. Verglichen wurden hier Windparks zwischen 50 kW und 5 MW sowie solche mit mehr als 5 MW installierter Gesamtleistung. Für die Ermittlung der Gesamtinvestitionskosten eines Windparkprojekts im Vereinigten Königreich wurden in der Studie verschiedene Ausbauszenarien angenommen. Bei einem mittleren Ausbauszenario von 11 GW installierter Gesamtleistung bis 2020 und

17 GW bis 2030 liegen die durchschnittlichen Gesamtinvestitionskosten bei etwa 2.400 \$/kW für kleine Parks zwischen 50 kW und 5 MW. Größere Parks über 5 MW Leistung können leichte Skaleneffekte verzeichnen. Hier liegen die Kosten bei etwa 2.350 \$/kW) im Jahr 2010. [DECC 2011]

Eine neuere Studie weist für 2011 eine leichte Steigerung der Kosten aus. Dort liegen die Kosten bei einem mittleren Ausbauszenario für Projekte über 5MW bei umgerechnet bei knapp unter 2.400 \$/kW. Die prozentuale Verteilung der Gesamtinvestitionskosten für Großbritannien verhält sich wie folgt: 65% der GIK entfallen auf die WEA, 27% auf den Bau und die Infrastruktur. Die restlichen Prozente verteilen sich auf die Planungskosten (3%) und den Netzanschluss (5%) [FRONT 2013]. Auch für das Vereinigte Königreich wurde nach möglichen Skaleneffekten auf die Gesamtinvestitionskosten gesucht. Der Investitionskostenunterschied für Parks von 50 kW bis 5 MW und solchen mit mehr als 5 MW installierter Gesamtleistung war dagegen eher gering und lag zwischen 1 % und 2 % [DECC 2011].

4.4.3. Deutschland

Die Gesamtinvestitionskosten für Deutschland fielen zwischen 2008 und 2010 von gemittelten 2.043 \$/kW auf durchschnittlich 1.942\$/kW (vgl. Abbildung 4-15). Die Gesamtinvestitionskosten in Deutschland weisen je nach Standort eine große Bandbreite auf. Für WEA der 2 MW – 2,9 MW Klasse lagen die Gesamtinvestitionskosten 2010 durchschnittlich an einem 100% Standort durchschnittlich bei etwa 1.942 \$/kW. An einem 150% sanken sie auf 1.774 \$/kW, während sie an einem 60% Standort auf 2.331 \$/kW stiegen. Dies zeigt die hohe Variation der Kosten je nach Windverhältnissen (vgl. Kapitel 5). Wie in Kapitel 5.1.4 erläutert wird, kommen in Deutschland aufgrund der im Verhältnis größtenteils windschwachen Standorte vorrangig Anlagen mit großen Nabenhöhen und Rotordurchmessern zum Einsatz. Dies wirkt sich unmittelbar auf die Investitionskosten aus. Dennoch liegt Deutschland im weltweiten Vergleich auf einem guten Mittelplatz. Eine aktuelle Kostenstudie weist für Deutschland bei den spezifischen Gesamtinvestitionskosten in \$/kWh für 2013 eine weiterhin sinkende Tendenz auf. [DWG 2013b]

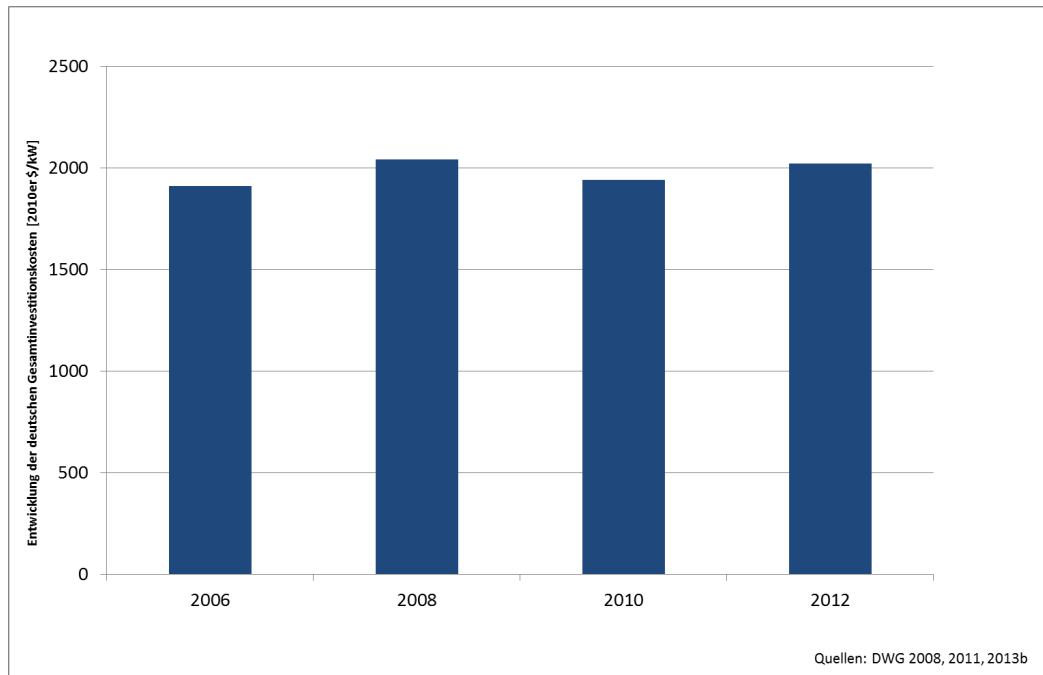


Abbildung 4-15: Entwicklung der Gesamtinvestitionskosten in Deutschland in US \$ von 2010

5. Betriebskosten

In internationalen Studien werden die Betriebskosten häufig separiert nach fixen und variablen Betriebskosten ausgewiesen. Die fixen Betriebskosten beinhalten dabei üblicherweise Posten wie Versicherung, Verwaltung, Netzentgelte und Verträge für regelmäßige Wartungen. Die variablen Betriebskosten beinhalten die nicht mit Festverträgen abgedeckten Wartungen und Reparaturen, sowie Ersatzmaterial und Personalkosten. Die variablen Betriebskosten sind eng an die Volllaststunden der spezifischen WEA geknüpft. Je mehr kWh eine Anlage produziert, desto höher fallen die variablen Betriebskosten durch den stärkeren Verschleiß und den daraus resultierenden Wartungsaufwand aus. Die fixen Betriebskosten sinken hingegen mit der Zunahme der Volllaststunden. Die Betriebskosten hängen also stark von den Volllaststunden und damit der Windhöffigkeit des Standortes ab. Hinzu kommen Skaleneffekte, da mit einer Zunahme der Windparkgröße gleichzeitig die Betriebskosten abnehmen.

In Abbildung 5-1 sind die in $\$/MWh$ umgewandelten fixen und variablen Betriebskosten typischer Windenergieprojekte in verschiedenen Ländern im Jahr 2008 dargestellt. Auffällig ist eine große Bandbreite, die von etwa 10 $\$/MWh$ in den Vereinigten Staaten bis zu über 45 $\$/MWh$ in der Schweiz reicht. Dafür sind neben den Betriebskosten selbst die zugrunde gelegten Annahmen zu den Volllaststunden je Anlage und Land sowie die Unterschiede in der Erhebung von fixen und variablen Betriebskosten ausschlaggebend. [IEA 2011] Die USA haben die höchsten, die Schweiz die niedrigsten Volllaststunden im vorliegenden Vergleich, wobei die Verteilung von variablen und fixen Kosten von Land zu Land variiert. Das bedeutet, dass der Effekt der ohnehin niedrigen Betriebskosten in den USA durch die hohe Anlagenauslastung verstärkt wird. In der Schweiz verhält es sich exakt anders herum.

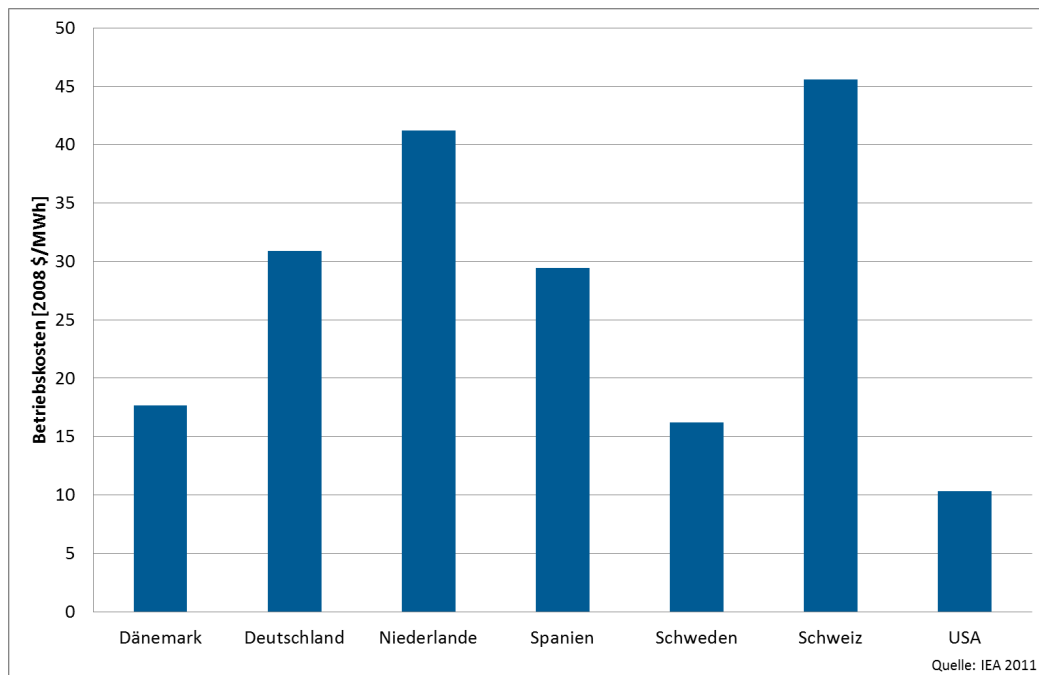


Abbildung 5-1: In \$/MWh konvertierte Betriebskosten typischer Windenergieprojekte im Jahr 2008 nach Ländern

Die Betriebskosten in \$/MWh sind somit stark vom Windpotenzial der entsprechenden Standorte abhängig. Länder wie Dänemark, die USA aber auch Schweden weisen im Vergleich zu den durchschnittlichen Standorten in Deutschland oder der Schweiz ein deutlich höheres Windpotenzial auf, was die dargestellten Unterschiede teilweise erklärt. Weitere Faktoren dürften Skaleneffekte sein, die vor allem bei Ländern mit großen Projekten ins Gewicht fallen, wie z.B. in den USA. Dieser Effekt kann auch umgekehrt eintreten. So gibt es in der Schweiz derzeit lediglich vier Windparks, und sonst nur Einzelanlagen, die zudem oft an schwer zugänglichen Standorten stehen. [SUIS 2013] Die Betriebskosten steigen dementsprechend an.

Die Höhe des Energieertrags hängt vom Kapazitätsfaktor ab, den die WEA in Abhängigkeit der Windhöffigkeit am Standort erreicht. Steht eine Windenergieanlage an einem guten Standort, wird eine höhere Auslastung erreicht. Die fixen Investitionskosten verteilen sich auf eine größere Strommenge – die Kosten sinken.

Zwar hat auch die verwendete Anlagentechnologie (Leistungskurve) einen Einfluss auf den Kapazitätsfaktor, insgesamt steigt aber der Kapazitätsfaktor in Abhängigkeit der durchschnittlichen Windgeschwindigkeit am betrachteten Standort. Bei Anlagen mit dem gleichen Verhältnis von Generatorleistung zu Rotordurchmesser gilt folglich: Je höher der Kapazitätsfaktor einer WEA ist, desto mehr Strom wird produziert. Dies führt dazu, dass die fixen Kosten wie Gesamtinvestitionskosten sowie der fixe Anteil der Betriebskosten auf eine

größere Energiemenge umgelegt werden können und die Kosten pro kWh geringer ausfallen. Da der Kapazitätsfaktor von der verwendeten Anlagentechnologie abhängig ist, wird für eine detailliertere Analyse im Folgenden eine Beispielwindenergieanlage (Vestas V 80, 2MW, 78m Nabenhöhe) an typischen Standorten eines jeden Beispiellandes platziert und der zu erwartende Jahresenergieertrag, die Volllaststunden und der durchschnittliche Kapazitätsfaktor errechnet. So wird ebenfalls verdeutlicht, welchen Einfluss die Standortqualität auf den Energieertrag hat. Alle Angaben zu Jahresenergieertrag, Volllaststunden und Kapazitätsfaktor sind im Folgenden Bruttowerte, ohne Berücksichtigung von Verlusten durch Netzabschaltung, Parkwirkungsgrad oder technische Verfügbarkeit.

5.1. USA

In der Betriebsphase stechen die USA durch besonders geringe Kosten hervor. In der Studie von Wiser & Bollinger sind in den Betriebskosten die Kosten für Lohn und Gehalt, Materialkosten im Zusammenhang mit Betrieb und Wartung sowie Pachten enthalten. Nicht enthalten sind Verwaltungs- und Gemeinkosten, Steuern, Versicherungen sowie Abschreibungen. [DOE 2013]

Die durchschnittlichen Betriebskosten unterscheiden sich abhängig vom Inbetriebnahmedatum der betrachteten WEA. Ältere Anlagen weisen höhere Betriebskosten je produzierter MWh auf. Dies lässt sich zum einen durch das gestiegene Anlagenalter begründen, da bei älteren WEA erfahrungsgemäß höhere Betriebskosten aufgrund eines gestiegenen Instandhaltungsaufwandes anfallen. Zum anderen könnten neuere WEA aufgrund von technischen Weiterentwicklungen insgesamt weniger wartungsintensiv sein. [DOE 2013]

Im Durchschnitt lagen die Betriebskosten von Anlagen, die in den 80er Jahren installiert wurden und Kosten für die Jahre zwischen 2000 und 2012 gemeldet haben, bei etwa 34 \$/MWh. Anlagen die in den 90er Jahren installiert wurden wiesen zwischen 2000 und 2012 Betriebskosten in Höhe von etwa 23 \$/MWh auf. Die seit dem Jahr 2000 installierten Anlagen wiesen hingegen Betriebskosten von nur 10 \$/MWh auf. [DOE 2013] Die Betriebskosten für ältere Windenergieanlagen waren also signifikant höher, als für die neueren Anlagen.

Wirft man einen Blick auf die in den Vereinigten Staaten vorherrschenden Windverhältnisse (vgl. Abbildung 5-2), stellt man fest, dass die durchschnittliche Windgeschwindigkeit auf 80m Höhe besonders im mittleren Westen sehr hoch ist (zwischen 8 und 9 m/s).

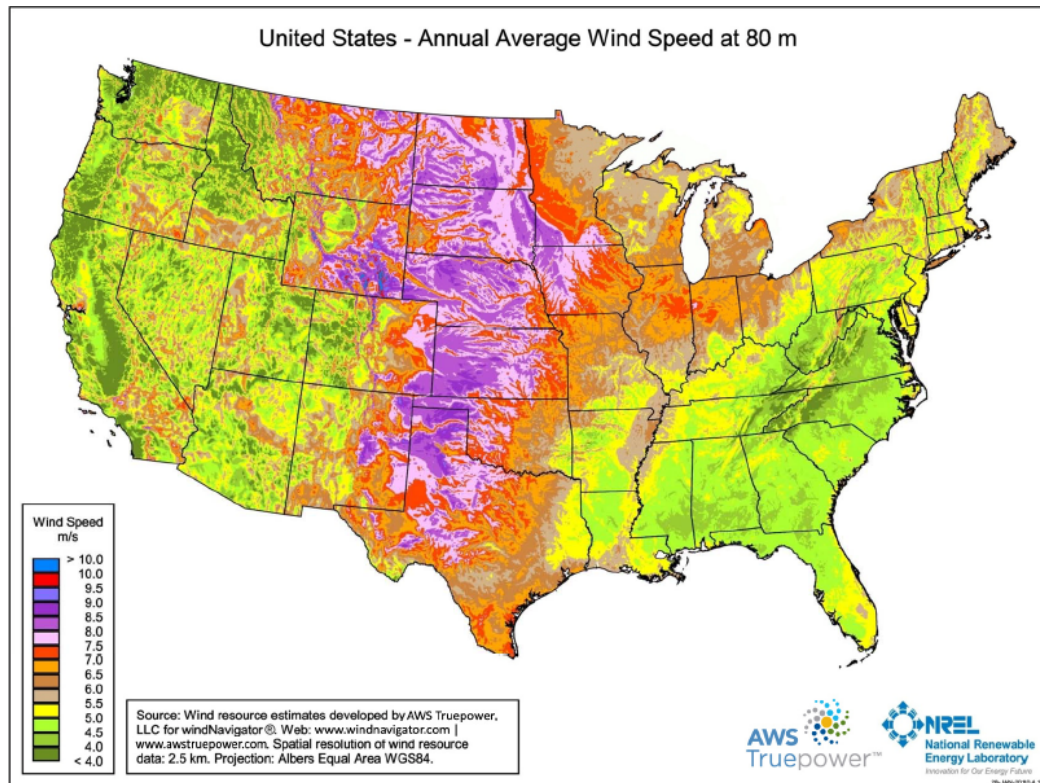


Abbildung 5-2: Durchschnittliche Windgeschwindigkeiten (Jahresmittel) in den USA auf einer Höhe von 80m [NREL 2013b]

Vergleicht man diese Karte mit den in den USA installierten Windparks (Abbildung 5-3), so gibt es eine klare Korrelation zwischen den Gebieten mit den hohen Windverhältnissen und den präferierten Windparkgebieten. Dies bietet eine Erklärung für die niedrigen Betriebskosten in den USA, da offenbar windhöfliche Standorte bevorzugt werden. Der durchschnittliche Kapazitätsfaktor in den USA lag in den Jahren 2000 bis 2005 bei 32,1%. [DOE 2013]

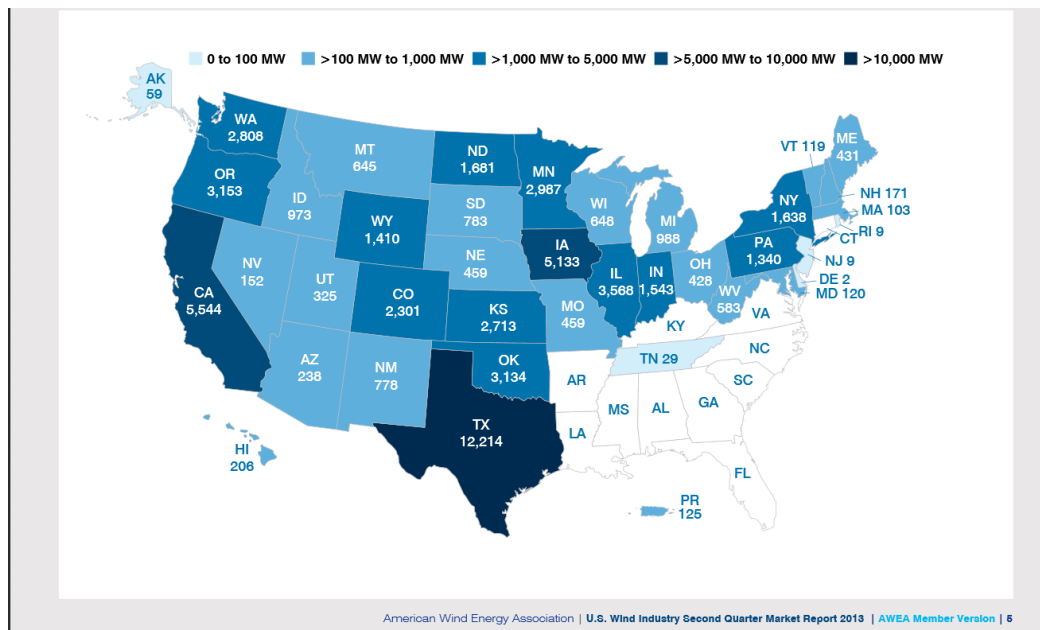


Abbildung 5-3: Verteilung der Windparks auf Bundesstaaten in den USA [AWEA 2013]

Die Windpotenziale in den USA sind sehr unterschiedlich. Daher wird die Beispielanlage an drei unterschiedlichen Standorten platziert (Tabelle 5-1). Es ist deutlich zu erkennen, welche Unterschiede im Energieertrag aus dem unterschiedlichen Windpotenzial am Standort resultieren.

Tabelle 5-1: Theoretischer Energieertrag einer Vestas V80 2MW Anlage (78m Nabenhöhe) an verschiedenen Standorten in den USA

Standort	USA, Iowa	USA, Wyoming	USA, Minnesota
Windgeschwindigkeit in 78m Nabenhöhe [m/s]	7,77	8,97	6,97
Jahresenergieertrag [MWh/a]	6.295,14	7.809,34	5.176,97
Volllaststunden [h/a]	3.147,57	3.904,67	2.588,48
Kapazitätsfaktor ohne jegliche Verluste [%]	35,9%	44,6%	29,6%

5.2. Dänemark

Dänemarks Betriebskosten gelten als besonders günstig in Europa. Für das Jahr 2008 wurden die Betriebskosten pro Megawattstunde mit durchschnittlich 17 \$/MWh angegeben. [IEA 2011] Ein Blick auf die Windverhältnisse in Dänemark zeigt, dass schon in einer Höhe von 45m über Grund Windgeschwindigkeiten zwischen 5,7 und 6,5 m/s in weiten Teilen des Landes überwiegen. In den Küstenregionen erreichen sie sogar um 8m/s (Abbildung 5-4).

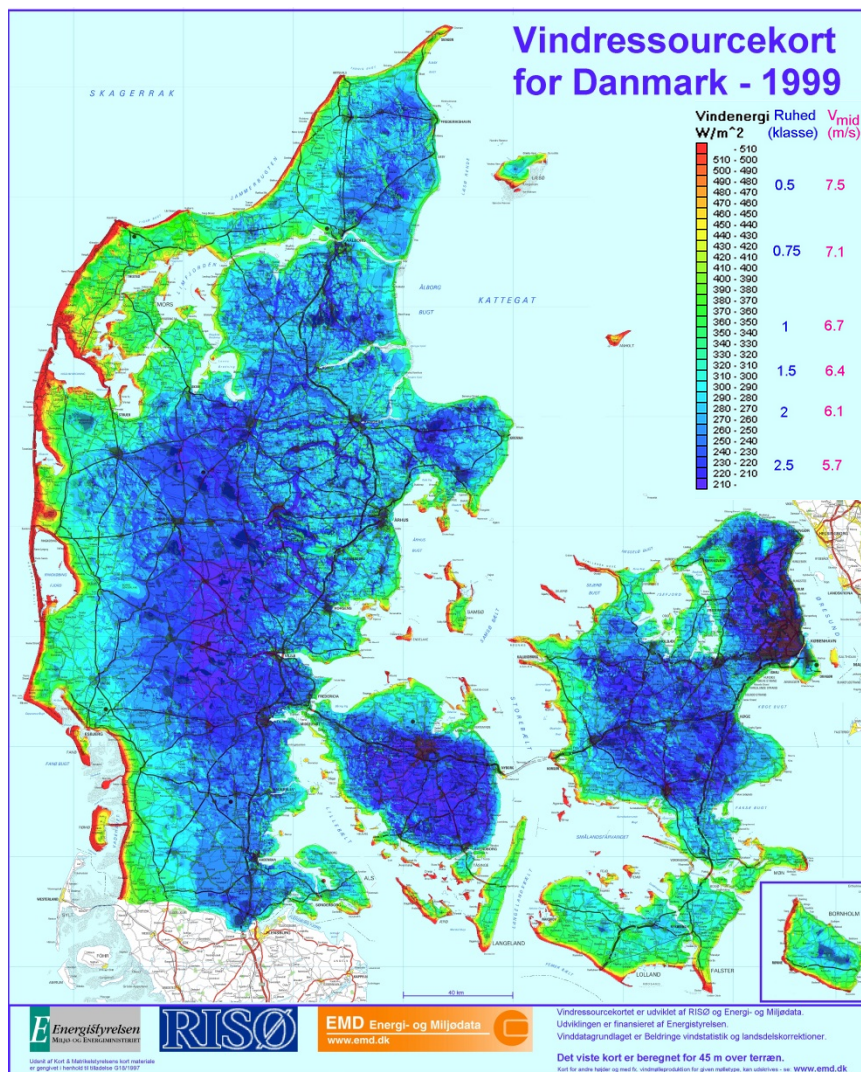


Abbildung 5-4: Windpotenzialkarte für Dänemark in 45m Höhe [EMD 1999]

Dieses enorm hohe Windpotenzial erklärt zum einen die – im Vergleich zu anderen Ländern – relativ niedrigen Nabhöhen in Dänemark, die sich im Schnitt um die 80m-Marke bewegen. Zum anderen lassen sich aus der daraus resultierenden hohen durchschnittlichen Vollaststundenzahl die niedrigen Betriebskosten besser erklären. Der durchschnittliche Kapazitätsfaktor in Dänemark lag 2010 bei 30%. [REF 2012]

Würde man also die Beispielwindenergieanlage in Dänemark aufstellen, so würde sich bei einer angenommenen durchschnittlichen Windgeschwindigkeit von 7,74 m/s ein Jahresenergieertrag von 6.252,64 MWh ergeben (vgl. Tabelle 5-2)

Tabelle 5-2: Theoretischer Energieertrag einer Vestas V80 2MW Anlage (78m Nabhöhe) in Dänemark

Standort	Dänemark
Windgeschwindigkeit in 78m Nabhöhe [m/s]	7,74
Jahresenergieertrag [MWh/a]	6.252,64
Volllaststunden [h/a]	3.126,32
Kapazitätsfaktor ohne jegliche Verluste [%]	35,7%

5.3. Vereinigtes Königreich Großbritannien und Nordirland

Im Gegensatz zu den Daten aus den USA sind die Betriebskosten in Großbritannien, wie auch die deutschen Daten als Fixkosten, also pro kW, ausgewiesen. Die Betriebskosten in einer Studie des britischen Department of Energy and Climate Change (DECC) umfassen Kosten für Wartungsverträge, Versicherung, Pacht, Netzentgelte sowie Personalkosten. Die Betriebskosten für WEA in UK variierten mit der Parkgröße, wobei in größeren Windparks höhere Kosten pro MW im Betrieb anfielen. Zudem wurde ein signifikanter Anstieg der Betriebskosten nach dem fünften Betriebsjahr festgestellt, der auf höheren Wartungs- und Instandhaltungsaufwand bei älteren WEA sowie möglicherweise geringen Wettbewerb unter den Anbietern von Wartungsdienstleistungen zurückzuführen ist [DECC 2011].

Die Betriebskosten liegen bei einem mittleren Ausbauszenario mit 11 GW bis 2020 und 17 GW bis 2030 bei durchschnittlich etwa 64 \$/kW für Projekte unter 50 kW und 88,4 \$/kW ab 50 kW bis 5 MW sowie bei 73,58 \$/kW für Projekte über 5 MW installierter Leistung. [DECC 2011] Die Prognose für die weitere Entwicklung der Betriebskosten im Rahmen der genannten Untersuchung ist unabhängig vom Ausbauszenario leicht steigend. Da die Kosten in der Studie in \$/kW angegeben sind, sind sie auf den ersten Blick nicht mit den

Betriebskosten der übrigen Länder zu vergleichen. Auch der Einfluss des Windpotenzials kommt so nicht zur Geltung. Dies ist auch in Großbritannien im Gegensatz zu Deutschland recht hoch (Abbildung 5-5). Auch hier herrschen auf 45m Höhe über Grund bereits zum großen Teil Windgeschwindigkeiten höher als 6m/s.

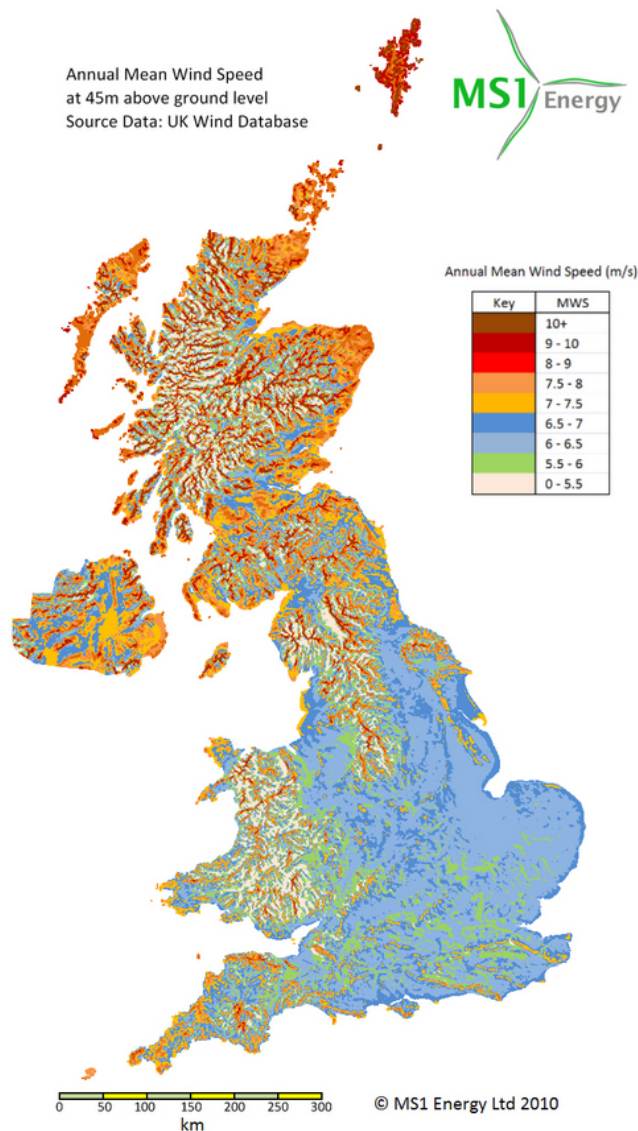


Abbildung 5-5: Mittlere Windgeschwindigkeit in Großbritannien auf 45m Höhe [MS1 2010]

Um eine Vergleichbarkeit herzustellen, wurde auf Basis der vorliegenden Daten eine Umrechnung in \$/MWh vorgenommen. Für die Vergleichsrechnung wurde zunächst ein durchschnittlicher Kapazitätsfaktor für England für Onshore-Wind von 26% angenommen [FRONT 2103]. Pro installiertes Megawatt ergeben sich daraus durchschnittlich 2.277 Vollaststunden. Die durchschnittlichen Betriebskosten pro kW liegen bei 73,58 \$/kW. Pro Megawatt entspricht dies

73.580 \$/MW. Dividiert durch die durchschnittlichen Volllaststunden im Jahr, ergeben sich durchschnittliche Betriebskosten von 32,31 \$/MWh.

Trotz der wesentlich besseren Windverhältnisse liegen die Betriebskosten in Großbritannien also auf einem ähnlichen Niveau wie die deutschen Betriebskosten. Im Gegensatz zu Dänemark und den USA, sind die Kosten relativ hoch. Ein Grund hierfür könnte sein, dass die Erzeuger in Großbritannien hohe Übertragungsgebühren zahlen müssen. [FRONT 2013]

Die Vestas-Beispielanlage wurde an drei unterschiedlichen Beispielstandorten in Großbritannien verortet (vgl. Tabelle 5-3). Die Unterschiede im Energieertrag sind bedeutend.

Tabelle 5-3: Theoretischer Energieertrag einer Vestas V80 2MW Anlage (78m Nabenhöhe) an verschiedenen Standorten in Großbritannien

Standort	Schottland	Yorkshire	Wales
Windgeschwindigkeit in 78m Nabenhöhe [m/s]	9,67	8,17	7,61
Jahresenergieertrag [MWh/a]	8.573,28	6.825,89	6.072,65
Volllaststunden [h/a]	4.286,64	3.412,95	3.036,32
Kapazitätsfaktor ohne jegliche Verluste [%]	48,9%	39%	34,7%

5.4. Deutschland

Die Betriebskosten in Deutschland lagen im Jahr 2012 bei umgerechnet etwa 32 \$/MWh. [DWG 2013b] Die hohen Betriebskosten in Deutschland lassen sich im Bereich der fixen Kosten beispielsweise durch die gesetzlich geforderten zweijährlichen Wiederkehrenden Prüfungen durch einen Sachverständigen erklären. Vergleicht man allerdings die deutschen mit den englischen Betriebskosten, so liegen sie auf einem ähnlichen Niveau – und das obwohl Großbritannien wesentlich bessere Windverhältnisse aufweist als Deutschland.

Bei den variablen Kosten spielen wiederum die Windverhältnisse eine große Rolle. Wie die Windpotenzialkarte zeigt, liegen die durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten in großen Teilen Deutschlands auch in großer Messhöhe (80m) noch deutlich unter denen der Vergleichsländer (vgl. Abbildung 5-6).

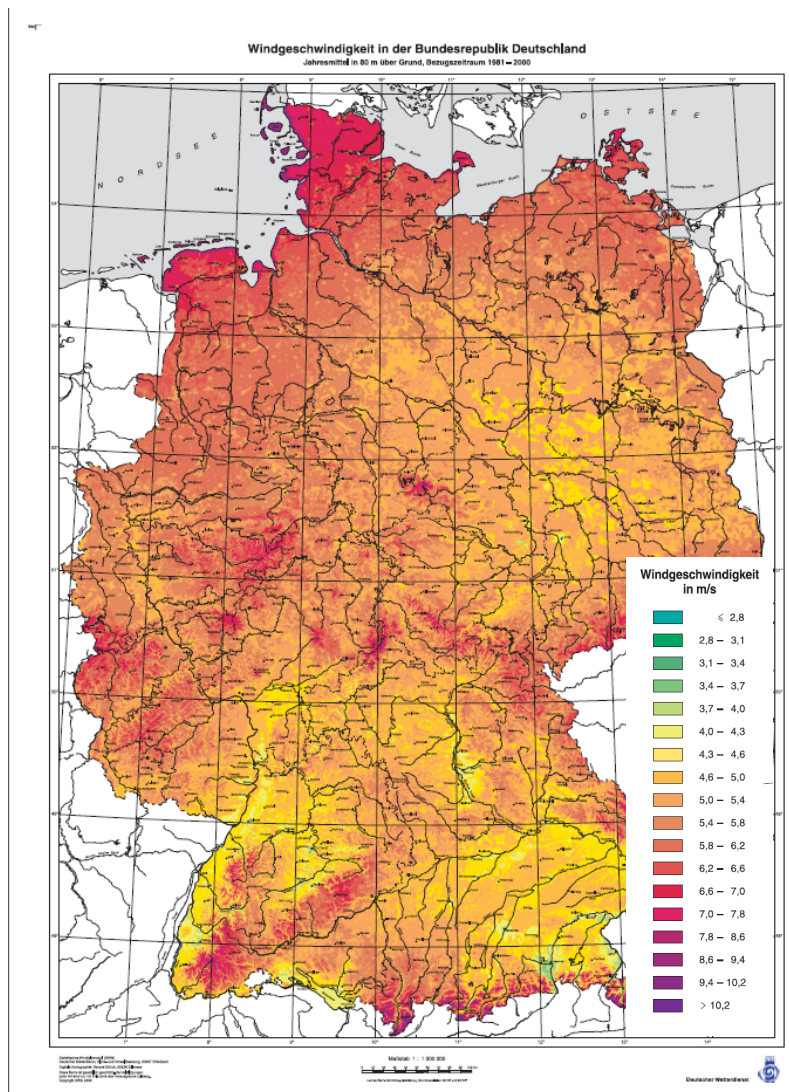


Abbildung 5-6: Mittlere Windgeschwindigkeiten in Deutschland in 80m Höhe über Grund [DWD 2009]

In Deutschland liegt der durchschnittliche Kapazitätsfaktor deutlich niedriger. Mit dem Anlagenbestand von Ende 2010 ermittelte das Internationale Wirtschaftsforum für Regenerative Energien (IWR) in Münster einen durchschnittlichen Kapazitätsfaktor aller WEA in Deutschland von 18,25 %. [IWR 2011] Durch die in Deutschland heute eingesetzte Technologie mit sehr großen Nabenhöhen sowie bezogen auf die Anlagenleistung sehr großen Rotordurchmessern werden deutliche Steigerungen des Kapazitätsfaktors erreicht. Jedoch ist aufgrund der gegenüber den hier untersuchten Ländern geringeren mittleren Windgeschwindigkeiten ein erhöhter technischer Aufwand erforderlich, der mit erhöhten Investitionskosten verbunden ist.

Die Vergleichswindenergieanlage wurde in Deutschland an zwei unterschiedlichen Referenzstandorten fiktiv aufgestellt, einmal in Küstennähe und einmal im Binnenland (vgl. Tabelle 5-4).

Tabelle 5-4: Theoretischer Energieertrag einer Vestas V80 2MW Anlage (78m Nabenhöhe) an zwei Referenzstandorten in Deutschland

Standort	Küstennähe	Binnenland
Windgeschwindigkeit in 78m Nabenhöhe [m/s]	6,77	5,52
Jahresenergieertrag [MWh/a]	4.882,20	3.076,25
Volllaststunden [h/a]	2.441,10	1.538,13
Kapazitätsfaktor ohne jegliche Verluste [%]	27,9%	17,6%

Literaturverzeichnis

- AGORA 2013 Agora Energiewende: Entwicklung der Windenergie in Deutschland - Kurzstudie (Juni 2013)
- AWEA 2013 American Wind Energy Association: AWEA U.S. Wind Industry Second Quarter 2013 Market Report (Juli 2013), zuletzt abgerufen am 13.03.2014 unter: http://awea.files.cms-plus.com/FileDownloads/pdfs/AWEA2Q2013WindEnergyIndustryMarketReport_Executive%20Summary.pdf
- CLEAN 2012 Artikel im Blog Clean Technica vom 18.10.2012: <http://cleantechnica.com/2012/10/18/us-wind-project-size-infographic/> Letzter Abruf: 22.02.2014
- DECC 2011 Ove Arup & Partners Ltd, gefördert von Department of Energy and Climate Change (DECC): Review of the generation costs and deployment potential of renewable electricity technologies in the UK (Oktober 2011)
- DECC 2013 Department of Energy and Climate Change: Renewable sources of energy: chapter 6, Digest of United Kingdom energy statistics (DUKES), Spreadsheet zu Load factors for renewable electricity generation (DUKES 6.5), zuletzt abgerufen am 20.12.2013 unter <https://www.gov.uk/government/publications/renewable-sources-of-energy-chapter-6-digest-of-united-kingdom-energy-statistics-dukes> (November 2013)
- DEWI 2012 Molly, J. P. (DEWI GmbH): Status der Windenergienutzung in Deutschland - Stand 31.12.2011, Foliensatz der Pressekonferenz (2012)
- DOE 2010 Wisner, Ryan; Bolinger, Mark (Berkeley National Laboratory), veröffentlicht vom U.S. Department of Energy: 2010 Wind Technologies Market Report (August 2010)
- DOE 2011 Wisner, Ryan; Bolinger, Mark (Berkeley National Laboratory), veröffentlicht vom U.S. Department of Energy: 2010 Wind Technologies Market Report (Juni 2011)
- DOE 2012 Wisner, Ryan; Bolinger, Mark (Berkeley National Laboratory), veröffentlicht vom U.S. Department of Energy: 2011 Wind Technologies Market Report (August 2012)

- DOE 2013 Wisner, Ryan; Bolinger, Mark (Berkeley National Laboratory), veröffentlicht vom U.S. Department of Energy: 2012 Wind Technologies Market Report (August 2013)
- DUKES 2013 MacLeay, Iain et al. für das Department of Energy & Climate Change: Digest of United Kingdom Energy Statistics 2013 (Juli 2013)
- DWD 2009 Deutscher Wetterdienst: Windgeschwindigkeit in der Bundesrepublik Deutschland (2009), zuletzt abgerufen am 13.03.2014 unter:

http://www.dwd.de/bvbw/generator/DWDWWW/Content/Oeffentlichkeit/KU/KU1/KU12/Klimagutachten/Windenergie/Windkarten__entgeltfrei/Windkarten__80m/BRD__Poster__80m,templateId=raw,property=publicationFile.pdf/BRD_Poster_80m.pdf
- DWG 2008 Rehfeldt, Knud; Wallasch, Jan (Deutsche WindGuard) im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2011 gemäß § 20 EEG, 3. Zwischenbericht (März 2008)
- DWG 2011 Wallasch, Anna-Kathrin; Rehfeldt, Knud; Wallasch, Jan (Deutsche WindGuard) im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2011 gemäß § 65 EEG, Endbericht (Juni 2011)
- DWG 2013a Wallasch, Anna-Kathrin; Ekkert, Martha; Rehfeldt, Knud (Deutsche WindGuard) veröffentlicht von BWE und VDMA Power Systems: Status des Windenergieausbaus in Deutschland (Januar 2013)
- DWG 2013b Wallasch, Anna-Kathrin; Lüers, Silke; Rehfeldt, Knud (Deutsche WindGuard) veröffentlicht von BWE und VDMA Power Systems: Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland (November 2013)
- DWG 2014 Lüers, Silke; Rehfeldt, Leif; Rehfeldt, Knud (Deutsche WindGuard) veröffentlicht von BWE und VDMA Power Systems: Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland (Januar 2014)
- EMD 1999 EMD International: Vindressourcekort for Danmark (1999), zuletzt abgerufen am 12.03.2014 unter:

http://www.emd.dk/files/windres/images/res_dk99.jpg

- ENERG 2014 Stamdateregister for vindmøller (Stammdatenregister für Windenergieanlagen), herausgegeben von der Dänischen Energieagentur (Energi Styrelsen), Stand: Ende Januar 2014, zuletzt abgerufen am 14.02.2014 unter: <http://www.ens.dk/info/tal-kort/statistik-noegletal/oversigt-energisektoren/stamdateregister-vindmoller>
- EWEA 2009 Krohn, Soren; Awerbuch, Shimon; Professor Morthorst, Poul Erik; Blanco, Isabel; Van Hulle, Frans. Veröffentlicht von der European Wind Energy Association: The Economics of Wind Energy (März 2009)
- FRONT 2013 Frontier Economics Ltd im Auftrag des Department of Energy and Climate Change: International Support for Onshore Wind (Juni 2013).
- GWEC 2014 Global Wind Energy Council: Global Wind Statistics 2013 (February 2014)
- IEA 2011 Schwabe, Paul; Lensink, Sander; Hand, Maureen (IEA Wind): IEA Wind Task 26 - Multi-national Case Study of the Financial Cost of wind Energy -Work Package 1 (März 2011)
- IEA 2011b IEA Wind – 2011 Annual Report (Juli 2012)
- IEA 2012 Lantz, Eric; Wiser, Ryan; Hand, Maureen: IEA Wind Task 26 - The Past And Future Cost Of Wind Energy - Work Package 2
- IRENA 2012 International Renewable Energy Agency: RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES: COST ANALYSIS SERIES - Volume 1: Power Sector - Issue 5/5 – Wind Power (Juni 2012)
- IWES 2013 Größenentwicklung der Windenergieanlagen Onshore – IWES Windmonitor, http://windmonitor.iwes.fraunhofer.de/windwebdad/www_reisi_page_new.show_page?lang=ger&owa=Windenergieeinspeisung.daten%3Fp_lang=ger%26bild_id=377# (letzter Zugriff: 18.12.2013)
- IWR 2011 Windkraftwerkspark in Deutschland produziert 43,5 Mrd. kWh im langjährigen Mittel. Internationales Wirtschaftsforum Regenerativer Energien, 2.3.2011 - <http://www.iwrpressedienst.de/Textausgabe.php?id=3679> (letzter Zugriff 23.12.2013)

- MS1 2010 MS1 Energy: UK Wind Map, zuletzt abgerufen am 13.03.2014 unter: <http://www.ms1energy.co.uk/uk-wind-map/>
- NREL 2011a Tegen, S; Lantz, E et al. veröffentlicht von National Renewable Energy Laboratory (NREL): 2011 Cost of Wind Energy Review (März 2013)
- NREL 2011b National Renewable Energy Laboratory / AWS Truepower: United States - Annual Average Wind Speed at 80m map (April 2001), zuletzt abgerufen am 13.03.2014 unter: <http://www.nrel.gov/gis/wind.html>
- OANDA 2013 OANDA Historische Wechselkurse: <http://www.oanda.com/lang/de/currency/historical-rates/> (letzter Zugriff: 18.02.2014)
- REF 2012 Hughes, Gordon veröffentlicht von der Renewable Energy Foundation (REF): The Performance of Wind Farms in the United Kingdom and Denmark (2012)
- RUK 2014a Renewable UK: UK Wind Energy Database (UKWED), zuletzt abgerufen am 13.03.2014 unter: <http://www.renewableuk.com/en/renewable-energy/wind-energy/uk-wind-energy-database>
- RUK 2014b Renewable UK: E-Mail Auskunft an den BWE vom 26.03.2014.
- SUIS 2013 Suisse Eole im Auftrag des Bundesamtes für Energie: Standorte von Windkraftanlagen in Betrieb, Stand: Ende 2013, zuletzt abgerufen am 12.03.2014 unter: <http://wind-data.ch/wka/list.php>
- VIND 2010 Nielsen, Per u.a.: Vindmøllers Økonomi (Februar 2010)

Abkürzungsverzeichnis

aee	Asociación Empresarial Eólica (Spanischer Windenergie Verband)
CAPEX	Capital expenditure
EWEA	European Wind Energy Association
GW	Gigawatt
GWEC	Global Wind Energy Council
IEA	International Energy Agency
IRENA	International Renewable Energy Agency
kW	Kilowatt
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunden
NH	Nabenhöhe (in Metern)
WEA	Windenergieanlage

Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

Abbildung 1-1: Kapazitätsfaktor [%] einer Vestas V80 2MW mit 78m Nabenhöhe an verschiedenen Beispielstandorten (Bruttowerte ohne Netzverluste, Parkwirkungsgrad, technische Verfügbarkeit etc.)	4
Abbildung 2-1: Verteilung der weltweit kumulierten installierten Leistung (Windenergie)	6
Abbildung 2-2: Verteilung der weltweit neu installierten Leistung im Jahr 2012 (Windenergie)	6
Abbildung 4-1: Durchschnittliche WEA-Kosten (inflationbereinigt in US \$ Werten von 2010) zwischen 2006 und 2010 nach Ländern ...	10
Abbildung 4-2: Durchschnittliche WEA-Kosten (inflationbereinigt in US \$ Werten von 2010) für das Jahr 2010	11
Abbildung 4-3: Durchschnittliche installierte Anlagenkonfiguration in den USA	15
Abbildung 4-4: Durchschnittliche installierte Anlagenkonfiguration in Dänemark	16
Abbildung 4-5: Durchschnittliche installierte Anlagenkonfiguration in Deutschland	17
Abbildung 4-6: Prozentuale Verteilung der Gesamtinvestitionskosten in den USA	19
Abbildung 4-7: Prozentuale Verteilung der Gesamtinvestitionskosten in Dänemark	20
Abbildung 4-8: Prozentuale Verteilung der Gesamtinvestitionskosten in UK	20
Abbildung 4-9: Prozentuale Verteilung der Gesamtinvestitionskosten in Deutschland	21
Abbildung 4-10: Entwicklung der abgeleiteten Investitionsnebenkosten USA in US \$ von 2010	22
Abbildung 4-11: Entwicklung der abgeleiteten Investitionsnebenkosten in Dänemark	23
Abbildung 4-12: Spezifische Investitionsnebenkosten im Zeitverlauf (\$ Werte aus 2012)	24

Abbildung 4-13: Spezifische Gesamtinvestitionskosten verschiedener Länder (in 2010 \$/kW)	26
Abbildung 4-14: Vergleich der durchschnittlichen GIK für das Jahr 2010.	26
Abbildung 4-15: Entwicklung der Gesamtinvestitionskosten in Deutschland in US \$ von 2010	29
Abbildung 5-1: In \$/MWh konvertierte Betriebskosten typischer Windenergieprojekte im Jahr 2008 nach Ländern	31
Abbildung 5-2: Durchschnittliche Windgeschwindigkeiten (Jahresmittel) in den USA auf einer Höhe von 80m [NREL 2013b].....	33
Abbildung 5-3: Verteilung der Windparks auf Bundesstaaten in den USA [AWEA 2013].....	34
Abbildung 5-4: Windpotenzialkarte für Dänemark in 45m Höhe [EMD 1999]...	35
Abbildung 5-5: Mittlere Windgeschwindigkeit in Großbritannien auf 45m Höhe [MS1 2010].....	37
Abbildung 5-6: Mittlere Windgeschwindigkeiten in Deutschland in 80m Höhe über Grund [DWD 2009].....	39
Tabelle 4-1: Skaleneffekte auf die GIK nach Projektgröße [DOE 2013]	27
Tabelle 5-1: Theoretischer Energieertrag einer Vestas V80 2MW Anlage (78m Nabenhöhe) an verschiedenen Standorten in den USA.....	34
Tabelle 5-2: Theoretischer Energieertrag einer Vestas V80 2MW Anlage (78m Nabenhöhe) in Dänemark.....	36
Tabelle 5-3: Theoretischer Energieertrag einer Vestas V80 2MW Anlage (78m Nabenhöhe) an verschiedenen Standorten in Großbritannien	38
Tabelle 5-4: Theoretischer Energieertrag einer Vestas V80 2MW Anlage (78m Nabenhöhe) an zwei Referenzstandorten in Deutschland.....	40

Bearbeitung:

Silke Lüers

Cornelia von Zengen

Dr.-Ing. Knud Rehfeldt

Berichtsnummer: SP13010A3

Auftragsnummer: VW13153

Deutsche WindGuard GmbH

Oldenburger Straße 65

26316 Varel

Varel, April 2014