



Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020

Konzept für eine stufenweise Entwicklung des Stromnetzes in Deutschland
zur Anbindung und Integration von Windkraftanlagen Onshore und
Offshore unter Berücksichtigung der Erzeugungs- und
Kraftwerkentwicklungen sowie der
erforderlichen Regelleistung

Konsortium

DEWI / E.ON Netz / EWI / RWE Transportnetz Strom / VE Transmission

Kurzfassung

Köln, Februar 2005

Die vollständige Studie finden Sie unter www.deutsche-energie-agentur.de

Einleitung

Eine kostengünstige und zuverlässige Elektrizitätsversorgung ist ein wichtiger Standortfaktor für die Entwicklung einer Volkswirtschaft. Vor diesem Hintergrund sind die Erfordernisse an das Gesamtsystem zur Erzeugung und Übertragung elektrischer Energie zu untersuchen, das bei Integration der forciert anwachsenden Stromerzeugung aus Windenergie künftig neu zu optimieren ist. Ferner sind die hieraus resultierenden wirtschaftlichen Auswirkungen zu ermitteln. Hierbei ist als wesentliche Randbedingung die Beibehaltung des heutigen Niveaus der Versorgungssicherheit zu berücksichtigen.

Die Bundesregierung fördert die Entwicklung der Erneuerbaren Energien maßgeblich und strebt ihren weiteren Ausbau an. Bis zum Jahr 2010 soll der Anteil der Erneuerbaren Energien am Stromverbrauch auf mindestens 12,5 % und bis 2020 auf mindestens 20% ansteigen. Bis zum Jahr 2050 sollen weitere deutliche Zuwächse erreicht werden. Für die Realisierung der zunehmenden Nutzung der Erneuerbaren Energien ist eine effiziente Integration von Windenergieanlagen an Land und auf See in das elektrische Verbundsystem erforderlich, da Windenergie mittelfristig das größte Potential hat, den Anteil Erneuerbarer Energien am Stromverbrauch zu erhöhen.

Aus der Umsetzung dieser Strategie resultiert eine sehr starke räumliche Konzentration von Einspeisung aus Windenergie in Norddeutschland. Dort besteht nur ein geringer Strombedarf, so dass die regenerativ erzeugte elektrische Energie in Regionen mit höherem Bedarf zu transportieren ist. Zudem ist die Stromerzeugung aus Windenergie von starken tages- und jahreszeitlichen Schwankungen geprägt und nur eingeschränkt prognostizierbar.

Hieraus ergeben sich neue Herausforderungen an das Gesamtsystem und insbesondere für die Übertragungsnetzbetreiber bzgl. ihrer Systemverantwortung im Hinblick auf eine sichere und zuverlässige Stromversorgung. Die elektrische Energie ist zum einen in zunehmender Höhe und über wachsende Entfernungen zu übertragen. Des Weiteren ist der jederzeitige Ausgleich zwischen dem Strombedarf und der Stromerzeugung aus allen verfügbaren Energieträgern zu gewährleisten. Dies erfordert neue Betriebsweisen und geeignete Anpassungen in den Kraftwerken und dem Übertragungsnetz.

Aufgrund der Altersstruktur des heutigen Kraftwerksparks und des vereinbarten Kernenergieausstiegs ist bis zum Jahr 2020 eine installierte Leistung von schätzungsweise 40.000 MW neu zu errichten. Dieser Kraftwerkserneuerungsprozess fällt in den gleichen Zeitraum wie der geplante Ausbau der Windenergienutzung. Somit bestehen die Möglichkeit und die Aufgabe, die Struktur des Kraftwerksparks an die veränderten Bedingungen anzupassen, die durch die vorrangig aufzunehmende und stark fluktuierende Einspeisung aus Windenergie geprägt sind.

Für die Erarbeitung von Lösungen der anstehenden komplexen Aufgabenstellungen wurde von der Deutschen Energie-Agentur die vorliegende Studie in Auftrag gegeben, die grundlegende und von möglichst vielen Akteuren getragene, langfristige energiewirtschaftliche und energiepolitische Beurteilungen und Entscheidungen ermöglichen soll.

Die Erkenntnisse der Untersuchungen in der dena Netzstudie für das Windausbauzenario 2020 zeigen, dass auf der Grundlage der getroffenen Annahmen sowie der gesetzlichen Rah-

menbedingungen eine Systemlösung zur Integration des Windstroms nicht erarbeitet werden konnten, bei geänderten Rahmenbedingungen sind weitere Optimierungspotenziale zu untersuchen.

Die Studie gliedert sich in drei Teile, mit den folgenden zentralen Punkten:

- Teil 1 präzisiert in Szenarien den weiteren zeitlichen und räumlichen Ausbau der Windleistung an Land und im Offshore-Bereich und berücksichtigt hierbei die Planungsstände der Nutzungsgebiete und die technische Entwicklung der WEA.
- Teil 2 untersucht den erforderlichen Netzausbau und seine Kosten zur Übertragung der verbrauchsfern erzeugten WEA-Leistung auf Basis der Szenarien aus Teil 1 und das dynamische Systemverhalten bei Netzfehlern und leitet hieraus Maßnahmen zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit ab.
- Teil 3 untersucht die durch den Ausbau der Windenergie induzierten Veränderungen der Anforderungen an sowie die Auswirkungen auf den konventionellen Kraftwerkspark, die Stromerzeugungskosten und die Kostenerhöhungen für Endverbraucher.

Die Ergebnisse der einzelnen Studienteile sind im Folgenden kurz zusammengefasst.

Teil 1: Szenarien des Windenergieausbaus und anderer Erneuerbarer Energien

In Teil I der vorliegenden Studie wurde vom Deutschen Windenergie- Institut (DEWI) ein Szenario zum weiteren Ausbau der Windenergie an Land und Offshore erstellt.

Die DEWI-Prognose bis 2020 basiert darauf, dass die stärkere Nutzung der Windenergie im Sinne der energiepolitischen Zielorientierung der Bundesregierung auf politischer und administrativer Ebene uneingeschränkt unterstützt und durch die Schaffung positiver Rahmenbedingungen gefördert wird. Es ist darauf hinzuweisen, dass die Betrachtung politischer und administrativer Einschränkungen des möglichen Nutzungspotenzials – z.B. in Folge degressiver Einspeisevergütungen und restriktiver Genehmigungsbestimmungen – nicht Gegenstand der vorliegenden Studie ist. Auch mögliche Verzögerungen beim notwendigen Netzausbau an Land werden für die Prognose der Offshore-Windenergieentwicklung nicht betrachtet.

Für die zukünftige Entwicklung der Windenergienutzung an Land ist das Potenzial zur Realisierung neuer Projekte durch die Nutzung zusätzlicher Standorte sowie der Ersatz älterer Windenergieanlagen durch moderne leistungsstärkere Anlagen an bereits genutzten Standorten (sog. „Repowering“) von Bedeutung. Für die Prognose der Offshore-Windenergienutzung in Deutschland ist eine unabhängige Bewertung der aktuellen Planungen, die eine Gesamtleistung von über 40 GW umfassen, hinsichtlich der (auch zeitlichen) Realisierbarkeit erforderlich.

Das DEWI hat im Rahmen dieser Studie bundesweit eine Erhebung bei den zuständigen Behörden durchgeführt, um die als Eignungsgebiete für die Windenergienutzung ausgewiesenen Flächen in den Raumordnungsprogrammen des Landes (LROP) und in den Regionen (RROP, Regionalpläne, Flächennutzungspläne) zu ermitteln. Windenergieprojekte werden in Deutschland nahezu ausschließlich auf Flächen realisiert, die als Vorrang-, Vorbehalts- bzw. Eignungsgebiete für die Windenergie ausgewiesen sind – dies gilt auch für Repowering-Projekte.

Die auf den für die Windenergienutzung ausgewiesenen Flächen installierbare Leistung wird auf Basis eines mittleren Flächenbedarfs von 7 ha/MW installierte Windenergieleistung bestimmt. Unter Berücksichtigung des WEA-Bestands zum Jahresende 2003 lässt sich somit das zusätzlich in den Regionen in Eignungsgebieten verbleibende Restpotenzial ermitteln. Ergänzend verfügbare konkrete Informationen zu aktuellen Planungen werden dabei berücksichtigt.

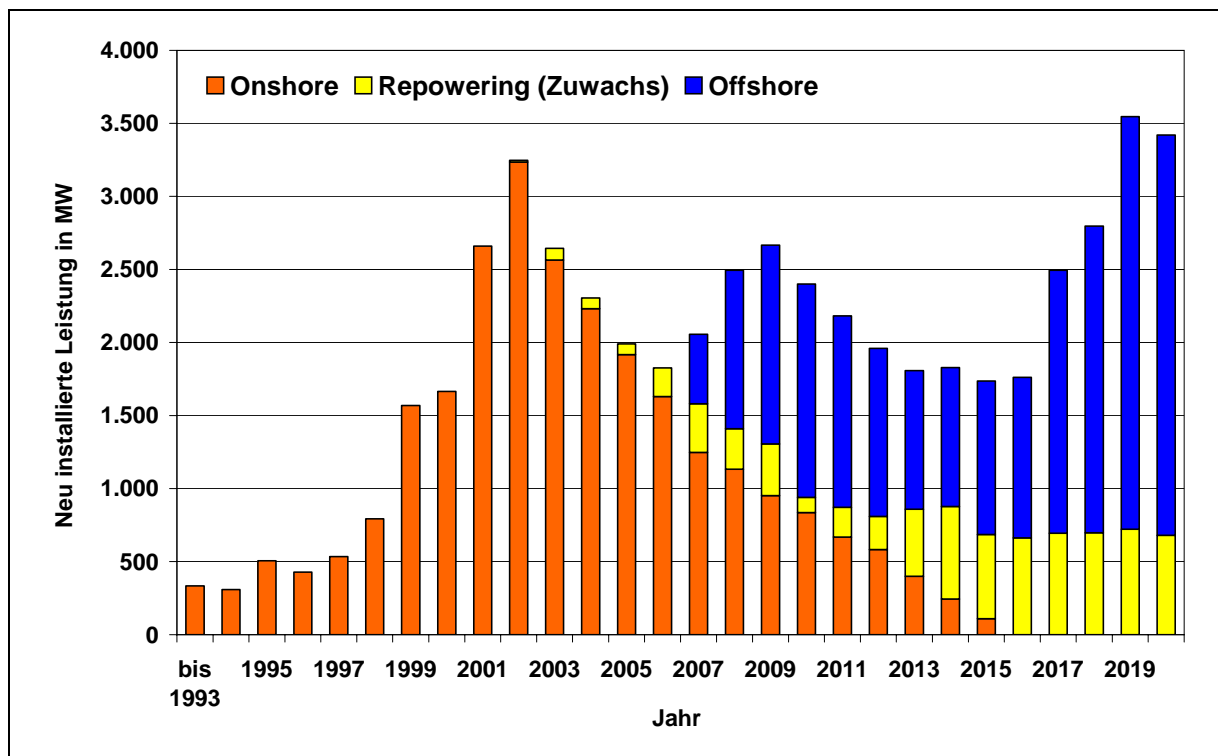
Für die Prognose der Windenergieentwicklung im Rahmen dieser Studie wird zur Berücksichtigung bestehender Unwägbarkeiten bzgl. der Nutzbarkeit der ausgewiesenen Flächen – wie z.B. nicht erreichbare Wirtschaftlichkeit, nicht gegebene Netzanbindung sowie mögliche Probleme bei der Realisierbarkeit der Planungen aufgrund von Genehmigungsschwierigkeiten o.ä. – eine pauschale Reduzierung des ermittelten Ausbaupotenzials von 20 % betrachtet.

Für das Repowering sieht das DEWI-Szenario vor, dass der WEA-Bestand, der nach 1998 in Betrieb genommen wurde, zu je einem Drittel nach 12, 15 und 20 Jahren ersetzt wird mit einem Faktor für den Leistungszuwachs des Repowering von 1,4. Für WEA, die vor 1998 (d.h. vor In-Kraft-Treten der BauGB-Novelle) errichtet wurden, wird angenommen, dass 1/3 des Bestands „repower“ wird und dass im Mittel eine Verdreifachung der Leistung erreicht wird.

Für die Prognose der Offshore-Windenergieentwicklung hat das DEWI als Gutachter eine unabhängige Bewertung der einzelnen Offshore-Windparkplanungen hinsichtlich der (auch zeitlichen) Realisierbarkeit getroffen. Nach Einschätzung des DEWI kann eine Offshore-Windkapazität von rund 20.000 MW bis zum Jahr 2020 errichtet werden. Weitere ca. 16.500 MW, die nach derzeitigem Planungsstand vorgesehen sind, lassen sich nach der vorliegenden Prognose erst nach 2020 realisieren.

Abbildung 1 zeigt, wie sich der zeitliche Verlauf der Neuinstallation bis 2020 für das DEWI-Szenario darstellt.

Abbildung 1: Prognose der Windenergieentwicklung in Deutschland an Land und Offshore bis 2020 (Neuinstallation) – DEWI-Szenario



Für die in der Untersuchung betrachteten Eckdaten für die Jahre 2007, 2010, 2015 und 2020 ergeben sich für das DEWI-Szenario die in Tabelle 1 dargestellten Werte.

Tabelle 1: Prognose des Windenergieausbaus für die Jahre 2007, 2010, 2015 und 2020 gemäß DEWI-Szenario (kumuliert, Angaben in MW)

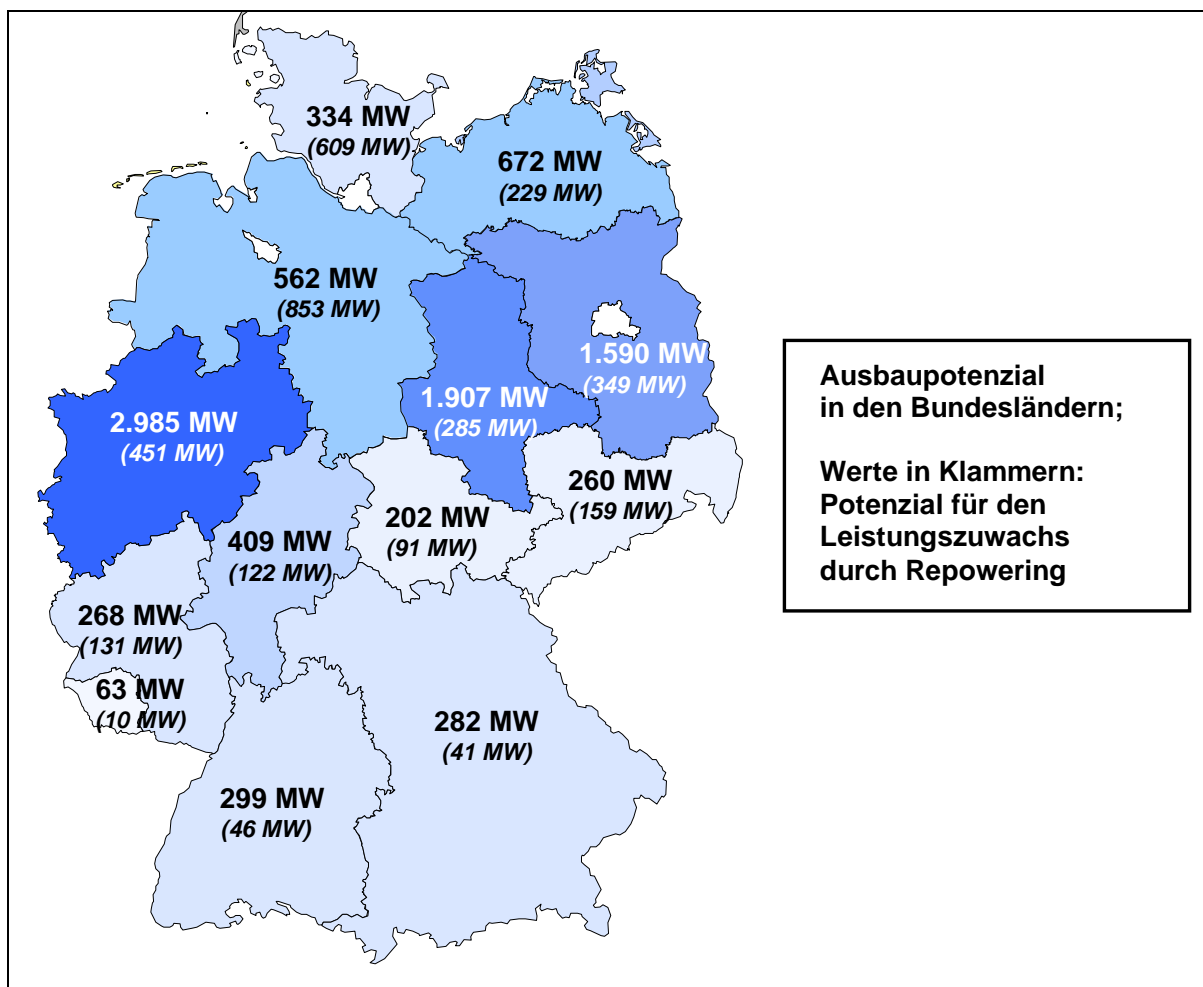
Jahr	Onshore	Repowering (Zuwachs)	Offshore	Summe
2007	21.620	768	476	22.864
2010	24.540	1.503	4.382	30.426
2015	26.544	3.601	9.793	39.938
2020	26.544	7.056	20.358	53.958

Der für die Erstellung der Studie eingesetzte Fachbeirat hat den Beschluss gefasst, dass für die Prognose des Windenergieausbaus in Deutschland an Land und Offshore bis 2020 bestimmte - vom DEWI-Szenario abweichende - Annahmen betrachtet werden sollen. So wurde für Nie-

dersachsen und Brandenburg ein Flächenbedarf von 10 ha/MW anstatt 7 ha/MW festgelegt. Für das Repowering von WEA, die nach 1998 in Betrieb genommen wurden, wird laut Beschluss des Fachbeirats jeweils die Hälfte des WEA-Bestands nach 15 und 20 Jahren ersetzt mit einem Faktor für den Leistungszuwachs des Repowering von 1,2. Zudem wurden bestimmte Zielvorgaben zur Offshore-Windenergieentwicklung beschlossen, die vom DEWI-Szenario z.T. stark abweichen und als politische Vorgaben gewertet werden müssen.

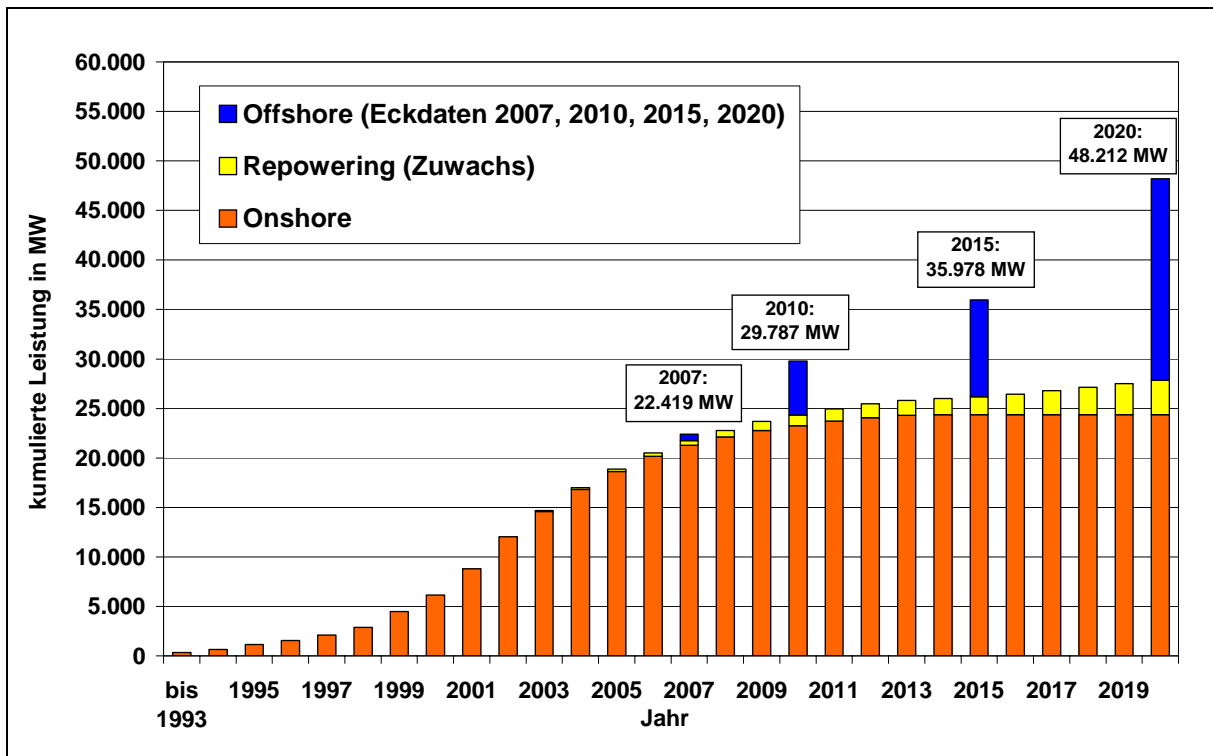
Abbildung 2 veranschaulicht, wie sich die regionale Verteilung des verbleibenden Onshore-Ausbaupotenzials (Onshore-Neuinstallation und Repowering-Zuwachs) in den Bundesländern für das Szenario „Beschluss dena-Fachbeirat“ darstellt.

Abbildung 2: Regionale Verteilung des Onshore-Ausbaupotenzials für die Windenergienutzung bis 2020 – Szenario „Beschluss dena-Fachbeirat“



In Abbildung 3 wird die Gesamtprognose für die Windenergieentwicklung an Land und Offshore (nur für die Eckjahre 2007, 2010, 2015 und 2020) bis 2020 dargestellt, die sich auf Basis der Beschlussfassung des dena-Fachbeirats ergibt.

Abbildung 3: Prognose der Windenergieentwicklung in Deutschland an Land und Offshore bis 2020 (kumuliert) – Szenario „Beschluss dena-Fachbeirat“



Für die Jahre 2007, 2010, 2015 und 2020 ergeben sich für das Szenario „Beschluss dena-Fachbeirat“ die in Tabelle 2 dargestellten Werte.

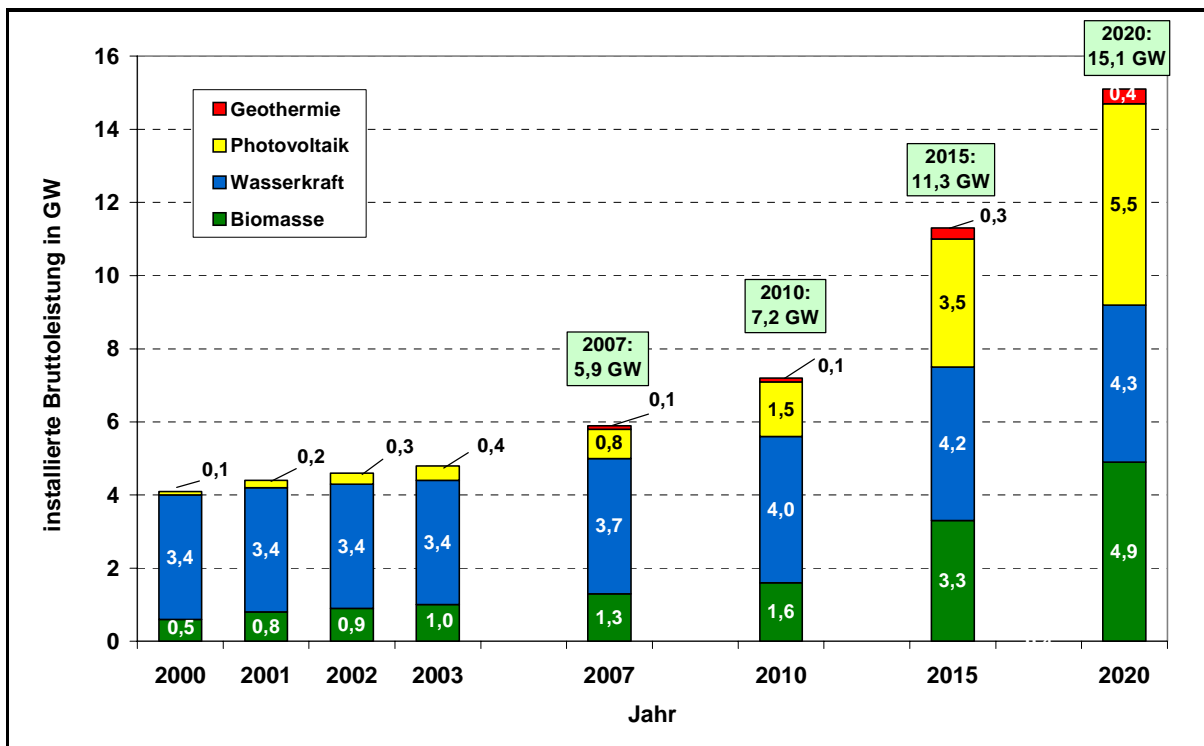
Tabelle 2: Prognose des Windenergieausbaus für die Jahre 2007, 2010, 2015 und 2020 gemäß Szenario „Beschluss dena-Fachbeirat“ (kumuliert, Angaben in MW)

Jahr	Onshore	Repowering (Zuwachs)	Offshore	Summe
2007	21.264	504	651	22.419
2010	23.264	1.083	5.439	29.787
2015	24.386	1.799	9.793	35.978
2020	24.386	3.468	20.358	48.212

Für die Entwicklung der Nutzung sonstiger regenerativer Energien im Zeitraum bis 2020 wird Bezug genommen auf die Ergebnisse der aktuellen Studie „Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland“ der Arbeitsgemeinschaft DLR/IFEU/WI.

Abbildung 4 zeigt die Prognose der installierten Bruttoleistung für die regenerativen Energien (ohne Windenergie) bis 2020.

Abbildung 4: Prognose der installierten Bruttoleistung sonstiger regenerativer Energien (ohne Windenergie) bis 2020 – orientiert am Szenario „Naturschutz Plus I“ in [DLR/IFEU/WI (2004)]



Die Entwicklung der Szenarien erfolgt auf Basis einer ausführlichen Darstellung und Diskussion der aktuellen Situation sowie der Rahmenbedingungen der Windenergienutzung an Land und Offshore in Deutschland. Die Ergebnisse anderer aktueller Studien zur künftigen Nutzung der Windenergie werden in der Untersuchung ebenfalls diskutiert.

Teil 2: Auswirkungen auf das Netz: Erforderlicher Netzausbau und Ausbauskosten

Grundsätze für die Analysen

Die netztechnischen Untersuchungen zur Integration der im Studienteil 1 prognostizierten Leistungen von Windenergieanlagen (WEA) in das deutsche Verbundnetz orientieren sich an den Prämissen eines unveränderten Zuverlässigkeitsniveaus der deutschen Stromversorgung und der Beibehaltung eines sicheren Verbundbetriebes mit den europäischen Partnern. Die technischen Kriterien und Analysen sowie Bewertungen erfolgten unter den vereinbarten Randbedingungen und Annahmen (z.B. einheitlicher Gleichzeitigkeitsfaktor der Windeinspeisung für ganz Deutschland) und umfassten die Ermittlung des zur (n-1)-sicheren Übertragung erforderlichen Ausbaus der Übertragungsnetze und die dynamische Untersuchungen bezüglich der Einhaltung zulässiger Grenzwerte im Fall einzelner Netzfehler.

Notwendiger Netzausbau für die Zeithorizonte 2007, 2010 und 2015

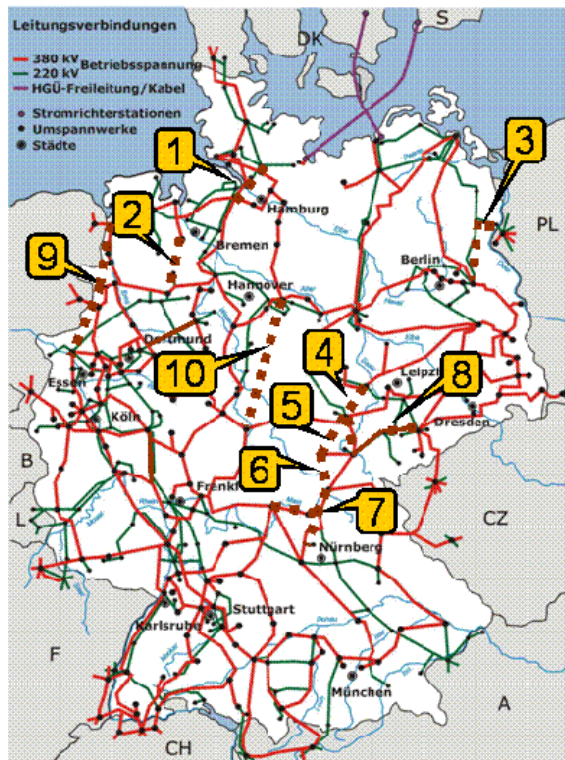
Die windbedingten Übertragungsaufgaben des Verbundnetzes hängen entscheidend davon ab, in welchen Netzregionen die zuzubauende WEA-Leistung installiert wird und welche konventionellen Erzeugungseinheiten bei der Aufnahme von WEA-Leistung freigesetzt werden. Die Einspeisesituation in das Netz wurde entsprechend den Ergebnissen aus den Studienteilen 1 und 3 angenommen. Da hierbei die volkswirtschaftlichen Kosten der residualen Erzeugung in allen Szenarien minimiert wurden, erfolgt der Kraftwerkseinsatz entsprechend Studienteil 3 nach 'merit order'. Die mit diesem optimierten Erzeugungsmodell bestimmten Übertragungsaufgaben sind die Grundlage zur Bemessung des Übertragungsnetzes unter Berücksichtigung des (n-1)-Kriterium. Eine bei Starklast zwar wesentliche, aber letztlich vorübergehende Inanspruchnahme benachbarter ausländischer Übertragungsnetze wurde als tolerierbar angesehen. Die einzelnen Ausbauschritte wurden im Hinblick auf einen optimierten Endausbau im Jahr 2015 festgelegt (Nachhaltigkeitsprinzip). Diese stellen eine wichtige Indikation zur Entwicklung des Übertragungsnetzes unter den vereinbarten Rahmenbedingungen dar.

Für den Zeithorizont **2007** wurden in Folge der zunehmenden Einspeisung aus Windenergie verschiedene Netzengpässe im Normalbetrieb und Verletzungen des (n-1)-Kriteriums identifiziert. Der für die Beseitigung dieser Netzengpässe bereits 2007 insgesamt erforderliche Umfang an zeitgerecht neu zu bauenden Leitungstrassen erscheint aus heutiger Sicht auf Grund öffentlich-rechtlicher Genehmigungspraxis und Widerständen in der Bevölkerung gegen neue Leitungstrassen allerdings unrealistisch. Daher sind in der Studie bis zu diesem Zeithorizont nur regionale Netzoptimierungen durch Seilaufgaben und Installation von Querreglern zur Lastfluss-Steuerung als durchführbar angenommen. Auch einzelne Leitungsbauprojekte, für die das öffentlich-rechtliche Genehmigungsverfahren bereits eingeleitet und deren Realisierung bis 2007 beabsichtigt ist, blieben aus v. g. Grund in der Studie bis zu diesem Zeitpunkt ohne Berücksichtigung.

Zu windstarken Zeiten ist für den Zeithorizont 2007 ohne Leitungsneubau mit Netzengpässen zu rechnen, die einen Eingriff in das Marktgeschehen zur Aufrechterhaltung der Systemicherheit erforderlich machen.

Für die Folgejahre wird die Notwendigkeit in folgender Grafik dargestellter Netzausbaumaßnahmen identifiziert:

Abbildung 5: 380-kV-Trassenbedarf bis zu den Zeithorizonten 2010 bzw. 2015



Deutsches Höchstspannungsnetz Stand: 01.01.2003

bis zum Jahr 2010: 460 km

- | | |
|-----------------------------------------|--------|
| 1) Hamburg/Nord – Dollern | 45 km |
| 2) Ganderkesee – Wehrendorf | 80 km |
| 3) Neuenhagen – Bertikow /
Vierraden | 110 km |
| 4) Lauchstädt – Vieselbach | 80 km |
| 5) Vieselbach – Altenfeld | 80 km |
| 6) Altenfeld – Redwitz | 60 km |
| 7) Netzverstärkung Franken | |
| 8) Netzverstärkung Thüringen | |

bis zum Jahr 2015: zusätzlich 390 km

- | | |
|------------------------|--------|
| 9) Diele – Niederrhein | 200 km |
| 10) Wahle – Mecklar | 190 km |

Bis zum Zeithorizont 2015 entsteht für die Übertragung der WEA-Leistung in die Verbraucherzentren ein 380-kV-Trassenbedarf mit einer Länge von insgesamt etwa 850 km. Außerdem werden in zahlreichen 380-kV-Anlagen neu zu errichtende Komponenten zur Lastflusssteuerung und Blindleistungserzeugung benötigt. Mit diesen Maßnahmen lassen sich insgesamt 36 GW WEA-Leistung mit der angesetzten regionalen Verteilung in das deutsche Übertragungsnetz integrieren. Diese WEA-Leistung steht im Einklang mit dem Ziel der Bundesregierung zur Erreichung eines 20 % Anteils aller Erneuerbaren Energien an der deutschen Stromversorgung, das spätestens bis 2020 erreicht werden soll.

Tabelle 3: Übersicht über wesentliche Netzausbaumaßnahmen (Angaben kumuliert)

	bis 2007	bis 2010	bis 2015	bis 2020*
Neubau von 380-kV-Trassen	5 km	460 km	850 km	1.900 km
Netzverstärkung bestehender Trassen	270 km	370 km	400 km	850 km
Querregler (je 1400 MVA)	3	3	3	4
Blindleistungsbereitstellung	5.600 Mvar	6.600 Mvar	7.350 Mvar	10.850 Mvar

*Vorläufige Ergebnisse

Die Gesamtkosten für den bis zum Zeithorizont 2015 erforderlichen Ausbau des Übertragungsnetzes betragen ca. 1,1 Mrd. € Die für den Zeithorizont 2020 untersuchten Lösungsansätze beschränkten sich auf stationäre Betrachtungen zur Ermittlung notwendiger Übertragungsquerschnitte. Die für den Ausbau des Übertragungsnetzes bis 2020 abgeschätzten Kosten ergeben einen Gesamtaufwand von ca. 3 Mrd. €

Die **spezifischen Zubaukosten** (ohne Netzanschlusskosten) liegen für eine installierte WEA-Leistung zwischen 20 und 40 GW bei etwa **50 €/kW**. Nicht enthalten sind hierin die Land- und Seekabelverbindungen zu den Offshore-WEA. Die Kosten dieser Verbindungen zur Einbindung von bis zum Zeithorizont 2015 anzuschließenden ca. 10 GW in Nord- und Ostsee werden auf insgesamt ca. 5 Mrd. € abgeschätzt. Diese zählen zu den Netzanschlusskosten, die den Errichtungskosten der WEA zuzurechnen sind und durch die EEG-Einspeisevergütungen finanziert werden.

Der in der Studie ermittelte Trassenbedarf führt angesichts des hohen Ausbautempos der Windenergienutzung zu ambitionierten Zielstellungen für den rechtzeitigen Abschluss der Genehmigungsverfahren. Aufgrund der geografischen Gegebenheiten und der Belange des Natur- und Landschaftsschutzes ist mit einem komplexen Abwägungsvorgang bei der Trassenführung und mit umfangreichen öffentlich rechtlichen und langen privat rechtlichen Genehmigungsverfahren zu rechnen. Die bedarfsgerechte Realisierung der notwendigen neuen Leitungstrassen erfordert eine beschleunigte Abwicklung der vom Gesetzgeber vorgegebenen Verfahrensschritte durch die zuständigen Behörden.

Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit

Die Studienergebnisse zeigen, dass bereits heute die deutschen Übertragungsnetzbetreiber insbesondere bei Starkwind gezwungen sind, ihre Netze im Grenzbereich des zulässigen Betriebsbereichs zu fahren. Auch ausländische Nachbarnetze werden dabei massiv durch die in Deutschland in WEA erzeugte elektrische Energie beeinträchtigt. Die netztechnischen Prob-

leme entstehen vor allem, weil Windenergie weder in örtlicher noch in zeitlicher Hinsicht bedarfsgerecht zur Verfügung steht.

Aufgrund des hohen Ausbautempos der Windenergie konnten bisher schon vorliegende Ergebnisse bereits durchgeführter Studien und betriebliche Erfahrungen nicht rechtzeitig in die technologische Weiterentwicklung der WEA einfließen. Dies führt dazu, dass durch den hohen Bestand an Altanlagen die Regeln der UCTE, die zum Erhalt der Systemsicherheit dienen, verletzt werden können. Die Ursache hierfür liegt darin, dass bestehende, am Hoch- und Mittelspannungsnetz angeschlossene WEA bei Netzfehlern unverzüglich vom Netz getrennt werden, um Schäden an den WEA zu vermeiden und Sicherheitskriterien in den Verteilnetzen einzuhalten. Konventionelle Erzeugungseinheiten sind hingegen entsprechend den Netzanschlussbedingungen gerade in Fehlersituationen dazu verpflichtet, ihre Einspeisung aufrecht zu erhalten und durch geeignetes Verhalten die Netzstabilität zu stützen.

Für WEA kann mit Hilfe eines erhöhten technischen Anlagenaufwands und aufwendiger Einbindung in die Netze dieses Problem für Neuanlagen gelöst werden. Die verbesserte Netzstützung durch Neuanlagen sowie der Ersatz der Altanlagen durch Repowering führt daher für die Zeithorizonte 2007 und 2010 zu einer kontinuierlichen Reduzierung der WEA-Ausfallleistung bei Netzfehlern. Dieser positive Effekt wird jedoch bis zum Zeithorizont 2015 durch Stilllegung und windbedingtes Zurücksetzen konventioneller Kraftwerksleistung zum Teil aufgehoben, so dass sich das Problem auf Grund des noch verbleibenden hohen Bestands an Altanlagen für den Zeithorizont 2015 wieder verschärft. Diese, durch einfache Leitungsfehler hervorgerufene hohe Erzeugungsausfälle können zu einer Gefährdung des europäischen Verbundbetriebs führen. Es bleibt zu untersuchen, inwieweit mit Hilfe von Nachrüstungen an Altanlagen und zusätzlichen Einrichtungen zur Stützung des Übertragungsnetzes im Fehlerfall eine Situationsverbesserung erreicht werden kann.

Ausblick

Nach den Zielen der Bundesregierung soll der Ausbau der Windenergie, insbesondere im Offshore-Bereich, in der Zeit nach 2015 forciert fortgesetzt werden. Die entsprechend Studienteil 1 bis 2020 als realisierbar prognostizierte gesamte WEA-Leistung von 48 GW wird einen weiteren erheblichen Ausbau der Übertragungsnetze zum Transport der WEA-Leistung in die entfernten Lastschwerpunkte erfordern. Hierfür bieten sich alternativ längs kompensierte 380-kV-Drehstromleitungen oder HGÜ-Verbindungen an. Die Bestimmung der technisch und wirtschaftlich optimalen Alternative erfordert eine Einzelfallbetrachtung, wobei insbesondere die Auswirkungen auf die Stabilität unter den jeweiligen Netzgegebenheiten vertiefend zu untersuchen sind.

Die Verdrängung konventioneller Kraftwerke durch hohe WEA-Einspeisungen bei Starkwind wird nach 2015 verstärkt zunehmen. Dies führt dazu, dass zu Zeiten mit Starkwind und geringem Strombedarf die Netzlast geringer ist als die eingespeiste WEA-Leistung einschließlich der sonstigen regenerativen Erzeugung, so dass aus Sicht der Leistungsbilanz gemäß EEG-Vorrangregelung die konventionellen Erzeugungseinheiten sogar vollständig vom Netz genommen werden müssten. In welchem Umfang eine Reduktion konventioneller Erzeugungs-

leistung in solchen Situationen unter Beibehaltung der heutigen Versorgungssicherheit zulässig ist, erfordert umfangreiche Untersuchungen.

Vor einem weiteren erheblichen Ausbau der Windenergie nach 2015 sind daher eine Reihe technischer, organisatorischer und wirtschaftlicher Fragestellungen zu lösen. Die Bestimmung der notwendigen Maßnahmen zur Beibehaltung des heutigen Niveaus an Versorgungssicherheit erfordert weitere Forschungsarbeiten und Untersuchungen, deren wesentliche Inhalte in der Studie aufgezählt und begründet sind. Dazu gehören u.a. die systemtechnische Einbindung der Übertragungstechnik für die Offshore-Leistung in das Verbundnetz, die technischen und rechtlichen Notwendigkeiten und Anforderungen für ein WEA-Einspeisemanagement (Beschaffung der Einspeiseleistungswerte, handhabbare Steuerungsmöglichkeit), die Möglichkeiten und Grenzen künftiger WEA-Technologien zur Stützung der Systemstabilität sowie die künftigen Anforderungen an die residuale konventionelle Erzeugung und ihre technischen Restriktionen. In künftigen Untersuchungen sind sowohl die Auswirkungen der zunehmenden Windenergienutzung in Deutschland auf die europäischen Verbundsysteme als auch diesbezügliche Entwicklungen in den europäischen Nachbarnetzen zu beachten. Des Weiteren sind die aktuellen Bestrebungen auf politischer Ebene in der europäischen Kommission zur berücksichtigen. Diese fördern die Ausweitung des europäischen Stromhandels auch über größere Transportentfernungen, wobei gleichzeitig ein unverändertes Niveau der Versorgungssicherheit verlangt wird.

Teil 3: Auswirkungen auf den Kraftwerkspark und die Stromerzeugungskosten

Aufgabenstellung und Methodik

Studienteil 3 untersucht die Auswirkungen des weiteren Ausbaus der Windenergie bis zum Jahr 2015 auf die Anforderungen an den konventionellen Kraftwerkspark, auf die Stromerzeugung und auf die Kosten der Stromerzeugung.

EWI ermittelt durch modellgestützte Analysen für die Jahre 2007, 2010 und 2015 die durch den Ausbau der Windenergie induzierten Veränderungen: den Zugewinn an gesicherter Leistung durch installierte Windenergieanlagen (WEA), die zusätzlich erforderliche Regel-/Reserveleistungsbereitstellung sowie deren Abruf und die vom konventionellen Kraftwerkspark zu deckende residuale Last. Anschließend werden mit einem Optimierungsmodell die kostenminimalen Entwicklungen der Kraftwerkskapazitäten, der Stromerzeugung, des Brennstoffeinsatzes und der CO₂-Emissionen im konventionellen Kraftwerkspark ermittelt. Dazu werden jeweils zwei Szenarien betrachtet: Im Ausbauszenario wird eine Entwicklung der WEA-Leistung gemäß Vorgaben des Studienteils 1 unterstellt. Im Vergleichsszenario werden die installierte WEA-Leistung und die WEA-Stromerzeugung bis 2015 auf dem Niveau des Jahres 2003 festgehalten.

Grundlage sind die prognostizierten WEA-Kapazitäten des DEWI (Beschluss des dena-Fachbeirats) für die Jahre 2007, 2010 und 2015 (Teil 1 der Studie) und die im Rahmen einer Sonderuntersuchung vom ISET ermittelte WEA-Stromerzeugung in diesen Jahren (Tabelle 4).

Tabelle 4: Prognosen der Entwicklung der WEA-Stromerzeugung und jährlichen Volllaststunden bis 2015 bei Windenergieausbau

		2003	2007	2010	2015
Jährliche Stromerzeugung in TWh/a	Onshore	23,7	34,9	40,3	44,7
	Offshore	-	1,9	18,0	32,5
	Gesamt	23,7	36,8	58,4	77,2
Jährliche Volllaststunden in h/a	Onshore	1634	1611	1664	1715
	Offshore	-	2948	3275	3320
	Gesamt	1634	1650	1962	2153

Die Differenz zwischen den beiden Modellläufen (Ausbau vs. konstante WEA-Leistung) zeigt die Auswirkungen des Windenergieausbaus bei kostenoptimaler Anpassung des konventionellen Kraftwerksparks und seiner Fahrweise an den Windenergieausbau.

Zu berücksichtigen ist in diesem Zusammenhang, dass durch die erheblichen Mengen Windenergie, die beim Ausbauszenario zusätzlich erzeugt werden, Anpassungen im gesamten Kraftwerkspark erfolgen. Dadurch werden nicht nur die direkten Effekte der Windenergieeinspeisung auf die Stromerzeugung ermittelt, sondern es werden auch indirekte Effekte, die sich durch einen Umbau des konventionellen Kraftwerksparks ergeben, berücksichtigt. Diese wirken sich u.a. auf die Höhe der KWK-Erzeugung, die insgesamt erforderlichen Revisionszeiten

der Kraftwerke sowie auf den Außenhandelsaldo aus. Damit stellen die Ergebnisse der Differenzbildung beider Modellläufe nicht ausschließlich die direkt von der Windkraft induzierten Effekte im konventionellen Kraftwerkspark dar, sondern sind als Überlagerung verschiedener Effekte zu bewerten, die sich unter Kostenminimierungsaspekten im konventionellen Kraftwerkspark ergeben.

Beide Modellläufe gehen von denselben Rahmenannahmen aus. Dazu gehören insbesondere der in Deutschland zurzeit installierte konventionelle Kraftwerkspark, die verfügbaren konventionellen Kraftwerkstechnologien, die Stilllegung der Kernkraftwerke auf Basis des Beschlusses zum Kernenergieausstieg, die maximalen Übertragungskapazitäten zum benachbarten Ausland sowie die Stromeinspeisung aus anderen Erneuerbaren Energien (neben der Windenergie). Zusätzlich wird von institutionellen und organisatorischen Rahmenbedingungen ausgegangen, die nicht in allen Punkten der heutigen Situation des Elektrizitätsversorgungssystems in Deutschland entsprechen. U. a. erfolgt keine getrennte Betrachtung der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber und die derzeitige gegebene Trennung der Verantwortlichkeit für einen Ausgleich von Kraftwerksausfällen zwischen Übertragungsnetzbetreibern und Kraftwerksbetreibern wird nicht berücksichtigt.

Je nach den getroffenen Annahmen zu den Preisen der Primärenergieträger und den Belastungen durch CO₂-Preise ergeben sich unterschiedliche kostenoptimale Anpassungen des konventionellen Kraftwerksparks und seiner Fahrweise an den Windenergieausbau. Deshalb wurden alle Berechnungen auf der Grundlage von drei Brennstoffpreisszenarien durchgeführt:

- **Basisszenario**

Das Basisszenario unterstellt einen moderaten Preisanstieg bei Erdgas, Öl und Steinkohle (gegenüber dem Jahr 2000) und einen real konstanten Braunkohlepreis, der sich an den Vollkosten der Braunkohlenförderung orientiert. Es ist weiter unterstellt, dass die CO₂-Zertifikate im Rahmen des nationalen Allokationsplans sowohl für Bestands- als auch für Neuanlagen bedarfsgerecht („ex post“-Anpassung) und kostenlos zugeteilt werden und dass der CO₂-Preis deshalb nicht in die Kosten- und Preiskalkulation der Unternehmen eingeht.

- **Basisszenario mit CO₂-Aufschlag**

Dieses Szenario unterstellt dieselbe Preisentwicklung der Energieträger wie das Basisszenario. Die CO₂-Zertifikate werden im Gegensatz zum Basisszenario versteigert und die CO₂-Preise (2007: 5 €/t CO₂; 2010: 10 €/t CO₂; 2015: 12,5 €/t CO₂) gehen in vollem Umfang in die Kosten- und Preiskalkulation der Unternehmen ein.

- **Alternativszenario**

Dieses Szenario unterstellt einen deutlich stärkeren Anstieg des Erdgas- und Ölpreises und verbindet dies mit der Annahme, dass die CO₂-Preise (2007: 5 €/t CO₂; 2010: 10 €/t CO₂; 2015: 12,5 €/t CO₂) in vollem Umfang in die Kosten- und Preiskalkulation der Unternehmen eingehen.

Auswirkungen auf die Anforderungen an den konventionellen Kraftwerkspark

Zugewinn an gesicherter Leistung durch Windenergieanlagen

Der Zugewinn an gesicherter Leistung durch WEA stellt näherungsweise die Leistung im konventionellen Kraftwerkspark dar, auf die durch die installierte WEA-Leistung ohne Einschränkung der Versorgungssicherheit verzichtet werden kann. Aufgrund der Abhängigkeit der Stromerzeugung von Windenergieanlagen vom volatilen Winddargebot kann nur ein geringer Anteil der installierten Leistung der WEA zur gesicherten Leistung innerhalb eines konventionell-regenerativen Kraftwerksparks beitragen. Je nach Jahreszeit beträgt der Zugewinn an gesicherter Leistung durch die WEA an der insgesamt installierten WEA-Leistung zwischen 6 und 8 % bei einer installierten WEA-Leistung von rund 14,5 GW (Jahr 2003) und zwischen 5 und 6 % bei einer installierten WEA-Leistung von rund 36 GW (Jahr 2015).

Zusätzlicher Bedarf an Regel- und Reserveleistung

Die Prognosefehler der WEA-Einspeisung verursachen einen zusätzlichen Bedarf an Regel-/Reserveleistungsvorhaltung, um den in der Stromversorgung zu jeder Zeit notwendigen Ausgleich zwischen Einspeisungen in das Netz und Entnahmen aus dem Netz sicherzustellen. Trotz einer unterstellten Verbesserung der Prognose der WEA-Einspeisungen erhöht sich der notwendige Regel-/Reserveleistungsbedarf mit der Zunahme der installierten WEA-Leistung überproportional. Aufgrund der Abhängigkeit des windbedingten Regel-/Reserveleistungsbedarfs von der Höhe des prognostizierten Windeinspeiseniveaus kann unter Optimierungsgesichtspunkten die für den jeweils nächsten Tag erforderliche Regel-/Reserveleistung dabei in Abhängigkeit des prognostizierten WEA-Einspeiseniveaus festgelegt werden. Daraus ergibt sich ein im Mittel ‚day ahead‘ zu kontrahierender Regel-/Reserveleistungsbedarf. Der Kraftwerkspark muss insgesamt so ausgelegt sein, dass zu jedem Zeitpunkt der maximale Regel-/Reserveleistungsbedarf bereitgestellt werden kann.

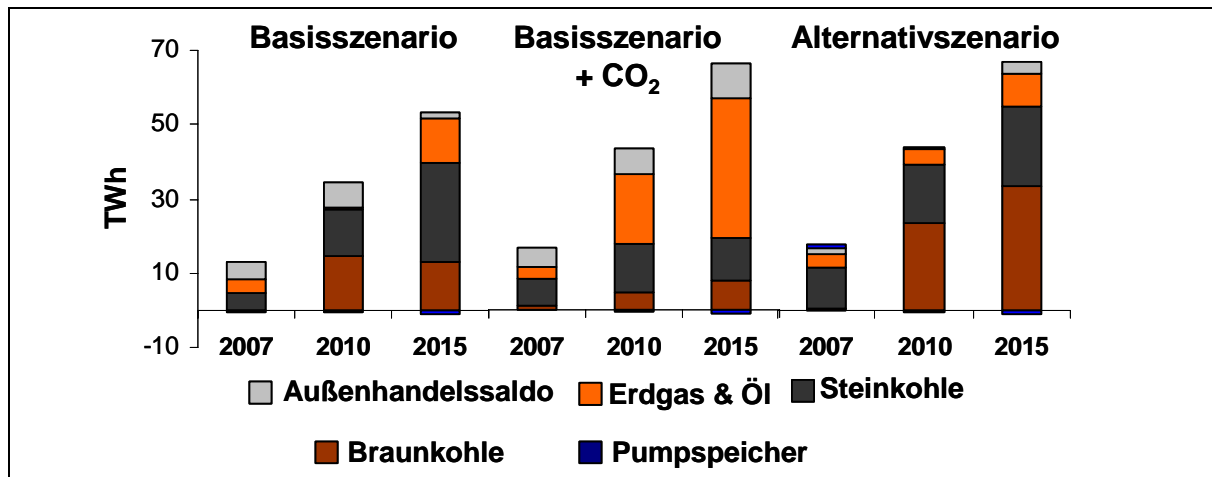
- Im Jahr 2015 müssen zusätzlich maximal 7.064 MW an positiver Regel-/Reserveleistung vorgehalten werden, wovon im Mittel 3.227 MW ‚day ahead‘ zu kontrahieren sind. Im Jahr 2003 lagen die entsprechenden Werte bei maximal 2.077 MW und im Mittel bei 1.178 MW.
- Im Jahr 2015 müssen maximal 5.480 MW zusätzlich an negativer Regel-/Reserveleistung vorgehalten werden, wovon im Mittel 2.822 MW ‚day ahead‘ zu kontrahieren sind. Im Jahr 2003 lagen die entsprechenden Werte bei maximal 1.871 MW und im Mittel bei 753 MW.

Auswirkungen der zusätzlichen WEA-Einspeisung auf die konventionelle Stromerzeugung

Kurzfristig passt sich der konventionelle Kraftwerkspark an die zusätzliche WEA-Einspeisung durch eine geänderte Einsatzweise der Kraftwerke an; langfristig durch eine geänderte Zusammensetzung und Einsatzweise des Kraftwerksparks. Die zusätzliche WEA-Einspeisung verdrängt Stromerzeugung aus fossil befeuerten Kraftwerken und verändert den Außenhandelssaldo. Aus welchen konventionellen Kraftwerken (nach Energieträgern) Stro-

merzeugung durch zusätzliche WEA-Einspeisung verdrängt wird, hängt von der unterstellten Brennstoffpreisentwicklung ab. In Abbildung 6 sind die Unterschiede in der Stromerzeugung nach Brennstoffen zwischen den Simulationsrechnungen mit und ohne Ausbau der Windenergie dargestellt.

Abbildung 6: Durch zusätzliche WEA-Einspeisung vermiedene konventionelle Stromerzeugung nach Brennstoffen; 2007 - 2015

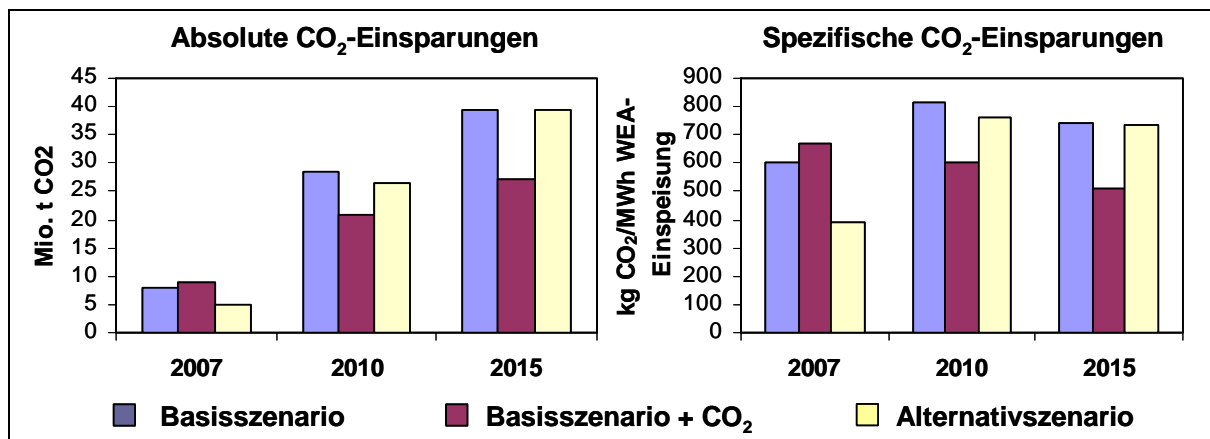


Im Jahr 2007 wird im Wesentlichen Stromerzeugung aus Erdgas- und Steinkohlekraftwerken mit im Vergleich zu Braunkohle- und Kernkraftwerken hohen variablen Erzeugungskosten verdrängt. In allen Szenarien erhöhen sich die Netto-Exporte bei einem weiteren Ausbau der Windenergie. Im Jahre 2010 und 2015 hängt die durch die zusätzliche WEA-Erzeugung verdrängte Stromerzeugung nach Technologien wesentlich von der (erwarteten) Brennstoffpreisentwicklung ab, da Kraftwerksstilllegungen und notwendige Neubauten eine zunehmende Rolle spielen. Durch die volatile Windstromerzeugung und die damit verbundene Verringerung der durchschnittlichen Auslastung des konventionellen Kraftwerksparks nimmt die Wirtschaftlichkeit des Zubaus von kapitalintensiven Kraftwerken zur Deckung von Grund- und unterer Mittellast ab. Im Basisszenario und Alternativszenario, in denen Kohlekraftwerke in diesen Lastbereichen die wirtschaftlichste Alternative sind, betrifft dieses überwiegend Braun- und Steinkohlekraftwerke. Im Basisszenario + CO₂, in dem zunehmend auch die Grund- und untere Mittellast durch Erdgas befeuerte GuD-Anlagen und KWK-Kraftwerken auf Basis Erdgas gedeckt wird, wird hingegen hauptsächlich Stromerzeugung auf Basis Erdgas verdrängt. In allen Brennstoffpreisszenarien steigen die Netto-Exporte sowie der Einsatz der Pumpspeicherkraftwerke moderat an. Flexible Spitzenlastkraftwerke, wie Gasturbinen, die durch den Ausbau der Windenergie vermehrt zugebaut werden, dienen im Wesentlichen der Abdeckung des zusätzlichen kurz- und langfristigen Regel- und Reservebedarfs und verändern die Stromerzeugung nach Brennstoffen kaum.

Auswirkungen der zusätzlichen WEA-Einspeisung die CO₂-Emissionen in der Stromerzeugung

Die zusätzliche WEA-Einspeisung vermeidet Stromerzeugung in fossil befeuerten Kraftwerken und senkt dadurch den Verbrauch an fossilen Brennstoffen und die damit verbundenen CO₂-Emissionen. Durch die unterschiedlichen CO₂-Faktoren der Brennstoffe sowie die unterschiedlichen Wirkungsgrade der Kraftwerke nach Technologien werden je nach Brennstoffpreisentwicklung (inklusive CO₂-Zertifikatskosten) unterschiedliche Mengen an CO₂-Emissionen eingespart. Die absoluten CO₂-Einsparungen durch die zusätzliche WEA-Einspeisung liegen 2007 zwischen rund 5 und knapp 9 Mio. t CO₂ und steigen bis 2015 im Wesentlichen durch die weitere Zunahme der WEA-Einspeisung – je nach unterstellter Brennstoffpreisentwicklung – auf etwa 27 bis 39 Mio. t CO₂ an (Abbildung 7).

Abbildung 7: Durch zusätzliche WEA-Einspeisung vermiedene CO₂-Emissionen; 2007 - 2015; absolut und spezifisch



Die spezifischen Einsparungen an CO₂-Emissionen je zusätzlicher MWh WEA-Einspeisung nehmen im Basisszenario und Alternativszenario ebenfalls zu, da die Windenergie zunehmend Stromerzeugung auf Basis Kohle verdrängt. Im Basisszenario + CO₂ hingegen sinken die spezifischen Einsparungen an CO₂-Emissionen, weil im Wesentlichen Stromerzeugung von modernen Gaskraftwerken verdrängt wird.

Auswirkungen der zusätzlichen WEA-Einspeisung auf die Kosten der Stromerzeugung

Eine erhöhte Stromeinspeisung aus WEA und sonstigen geförderten Erneuerbaren Energien führt zu zusätzlichen Kosten der Stromerzeugung in Form der an die Anlagenbetreiber gezahlten Einspeisevergütungen (Brutto-Kosten).

Die Erhöhung der Stromeinspeisung aus Erneuerbaren Energien vermeidet Stromerzeugung in konventionellen Kraftwerken und vermeidet dadurch erzeugungsabhängige Brennstoffkosten. Zusätzlich führt sie zu einer Veränderung des Kraftwerksparks und verändert dadurch die fixen Instandhaltungskosten und die Kapitalkosten. Die Summe der Kostenänderungen, die sich aus diesen Effekten ergeben, sind als Kosteneinsparungen im konventionellen Kraftwerkspark zu betrachten.

Die Zahlungen für Einspeisevergütungen abzüglich der Kosteneinsparungen im konventionellen Kraftwerkspark ergibt die insgesamt durch die Erhöhung der Stromeinspeisung aus WEA resultierenden, zusätzlichen Stromerzeugungskosten (Netto-Kosten). Die Brutto- und Netto-Kosten werden im Geldwert des Jahres 2003 ausgewiesen [Mio. €(2003)].

Brutto-Kosten der WEA-Einspeisung und anderer Erneuerbarer Energien

Die Brutto-Kosten der Stromeinspeisungen aus WEA und anderen Erneuerbaren Energien entsprechen den jährlichen Zahlungen an die Anlagenbetreiber (Tabelle 5).

Tabelle 5: Absolute und durchschnittliche Vergütungszahlungen (real) für Windenergie und andere Erneuerbare Energien nach EEG – 2007 bis 2015

		2007	2010	2015
Windkraft (Onshore)	Vergütung in Mio. €(2003)	2.901	3.132	3.092
	Durchschnittsvergütung in €(2003)/MWh	83,2	77,6	69,2
Windkraft (Offshore)	Vergütung in Mio. €(2003)	165	1.417	2.296
	Durchschnittsvergütung in €(2003)/MWh	85,7	78,7	70,6
Windkraft (Gesamt)	Vergütung in Mio. €(2003)	3.066	4.550	5.388
	Durchschnittsvergütung in €(2003)/MWh	83,3	78,0	69,8
sonstige EE (gesamt)	Vergütung in Mio. €(2003)	1.346	1.667	2.911
	Durchschnittsvergütung in €(2003)/MWh	99,4	105,9	103,4
EE (gesamt)	Vergütung in Mio. €(2003)	4.412	6.217	8.299
	Durchschnittsvergütung in €(2003)/MWh	87,6	83,9	78,8

Während die durchschnittlichen Vergütungen für alle Erneuerbaren Energien durch die im EEG festgeschriebene jährliche Degression der realen Vergütungssätze für Neuanlagen abnehmen, steigen die gesamten Vergütungszahlungen aufgrund einer Zunahme der Einspeisemengen bis auf rund 8,3 Mrd. €(2003) im Jahre 2015 an. Davon entfallen auf die Förderung der Windkraft mit etwa 5,4 Mrd. €(2003) im Jahre 2015 etwa 65 % der Zahlungen.

Ermittelt man nur die für den weiteren Ausbau der Windenergie notwendigen Vergütungszahlungen (ohne Vergütungszahlungen für die anderen Erneuerbaren Energien und die Förderung des am Ende 2003 installierten WEA-Bestandes), ergibt sich im Jahr 2015 ein zusätzlich erforderliches Fördervolumen von rund 3,7 Mrd. €(2003) durch die Erhöhung der Stromerzeugung auf Basis Windkraft um 53,7 TWh (Tabelle 6). Dabei sinken die realen durchschnittlichen Vergütungssätze von rund 90 €(2003)/MWh im Jahr 2003 um etwa 30 % auf ca. 70 €(2003)/MWh im Jahr 2015.

Tabelle 6: Reale Vergütungszahlungen (Brutto-Kosten) für zusätzliche WEA-Einspeisung bei Ausbau der Windenergie, 2007 - 2015

		2007	2010	2015
Zusätzliche WEA-Einspeisung	Einspeisung in GWh	13.267	34.810	53.675
	Vergütung in Mio. €(2003)	1.074	2.670	3.712
	Durchschnittsvergütung in €(2003)/MWh	81,0	76,7	69,2

Netto-Kosten der zusätzlichen WEA-Einspeisung

Von den Brutto-Kosten können Kosteneinsparungen abgezogen werden, die durch die zusätzliche WEA-Einspeisung im konventionellen Kraftwerkspark erzielt werden können.

Tabelle 7: Kosteneinsparungen im konventionellen Kraftwerkspark durch Ausbau der Windenergie und Netto-Kosten der zusätzlichen WEA-Einspeisung bis 2015

	Basisszenario			Basisszenario + CO ₂			Alternativszenario		
	2007	2010	2015	2007	2010	2015	2007	2010	2015
	€(2003) je zusätzliche MWh WEA-Einspeisung								
Durchschnittliche Einspeisevergütung für die zusätzliche WEA-Einspeisung	81,0	76,7	69,2	81,0	76,7	69,2	81,0	76,7	69,2
Kosteneinsparungen in der konventionellen Stromerzeugung	17,6	16,8	25,7	17,5	24,7	30,3	15,9	33,8	39,3
Einspeisevergütungen minus Kosteneinsparungen	63,4	59,9	43,5	63,4	52,1	38,9	65,1	42,9	29,9
Netto-Kosten der zusätzlichen WEA-Einspeisung in Mio. €(2003)	834	2.079	2.330	834	1.806	2.082	856	1.489	1.601

Die spezifischen Netto-Kosten der zusätzlichen WEA-Einspeisung sinken von 2007 bis 2015 bei allen Brennstoffpreisszenarien, da einerseits die durchschnittlichen Einspeisevergütungen der Windenergie sinken und andererseits die durchschnittlichen Kosteneinsparungen im konventionellen Kraftwerkspark ansteigen. Während die spezifischen Netto-Kosten im Jahr 2007 zwischen 63 und 65 €(2003) liegen, betragen sie im Jahre 2015 nur noch zwischen etwa 30 und 43 €(2003) je zusätzlicher MWh WEA-Einspeisung. Dabei werden jeweils zusätzliche Kostenbelastungen auf Grund einer Erhöhung der notwendigen Regelenergie bereits in den Kosteneinsparungen im konventionellen Kraftwerkspark berücksichtigt.

Die absoluten Netto-Kosten erhöhen sich jedoch zwischen 2007 und 2015 weiter, da die Stromerzeugung auf Basis Windkraft erheblich zunimmt. Während im Jahr 2007 zwischen rund 830 und knapp 860 Mio. €(2003) an Netto-Kosten für den Ausbau der Windenergie anfallen, steigen die zusätzlichen Netto-Kosten im Jahr 2015 – je nach unterstellter Brennstoffpreisentwicklung – auf 1,6 bis 2,3 Mrd. €(2003) an.

CO₂-Vermeidungskosten

In Tabelle 8 sind die spezifischen CO₂-Vermeidungskosten je zusätzlicher MWh WEA-Einspeisung für 2007, 2010 und 2015 in Abhängigkeit der Brennstoffpreisentwicklung dargestellt.

Tabelle 8: Spezifische CO₂-Vermeidungskosten durch Ausbau der Stromerzeugung auf Basis Windkraft in €(2003) je t CO₂

	2007	2010	2015
Basisszenario	104,7	73,4	58,9
Basisszenario + CO₂	95,1	86,8	76,6
Alternativszenario	168,0	56,6	40,6

Im Vergleich zu anderen alternativen Einsparmöglichkeiten liegen die CO₂-Vermeidungskosten durch den Ausbau der Windenergie relativ hoch. Zwar sinken die CO₂-Vermeidungskosten von 2007 bis 2015, sind jedoch auch 2015 noch deutlich höher als alternative Einsparmöglichkeiten von CO₂-Emissionen, wie Kraftwerksmodernisierungen oder nachfrageseitige Effizienzsteigerungen.

Erhöhung der Strombezugskosten für Letztverbraucher durch die Förderung Erneuerbarer Energien

Der Einfluss des weiteren Ausbaus der Windstromerzeugung auf den Energieanteil bei den Strombezugskosten (ohne Netzentgelte, Vertriebsmargen, Konzessionsabgabe, KWK-Aufschlag, Strom- und Mehrwertsteuer) der Letztverbraucher wird zum einen durch die Umlage der EEG-Vergütungen auf den Letztverbraucher und zum anderen durch die Veränderung der Großhandelspreise bestimmt.

Die Erhöhung der Großhandelspreise der Stromerzeugung bei steigender Stromeinspeisung aus WEA und anderen erneuerbaren Energien werden dabei nicht direkt aus der oben angegebenen Erhöhung der Kosten der Stromerzeugung abgeleitet. Vielmehr erfolgt die Ermittlung der Großhandelspreise der Stromerzeugung über die Modellierung preisbildender Mechanismen auf wettbewerblichen Strommärkte auf Basis von Grenzkosten.

Die Kosten der Förderung der Erneuerbaren Energien auf Basis des EEG werden auf den Letztverbrauch umgelegt. Im Durchschnitt über alle Letztverbraucher steigen die Strombezugskosten durch den weiteren Ausbau der Windenergie um rund 1,3 €(2003)/MWh im Jahr 2007 (zusätzliche WEA-Einspeisung von ca. 13 TWh) und – je nach unterstellter Brennstoffpreisentwicklung – um 3,3 bis 4,2 €(2003)/MWh im Jahr 2015 (zusätzliche WEA-Einspeisung von ca. 54 TWh). Durch die Härtefallregelung des EEG werden stromintensive Industrien (sog. privilegierte Verbraucher) geringer belastet. Die Entlastungen sind von den übrigen Letztverbrauchern zu tragen, deren Erhöhung der Strombezugskosten dadurch höher als im Durchschnitt über alle Letztverbraucher ausfallen (Tabelle 9).

Tabelle 9: Erhöhung der Strombezugskosten für Letztverbraucher durch weiteren Ausbau der Windenergie; 2007 – 2015 in €(2003)/MWh

	2007	2010	2015	2007	2010	2015	2007	2010	2015
	Letztverbraucher (Durchschnitt)			nicht privilegierte Verbraucher			privilegierte Verbraucher		
Basisszenario	1,4	4,1	4,2	1,6	4,4	4,6	0,4	1,8	1,5
Basisszenario + CO₂	1,3	2,9	3,6	1,5	3,2	3,9	0,4	1,0	1,5
Alternativszenario	1,3	3,2	3,3	1,4	3,5	3,6	0,3	1,5	1,5

Berücksichtigt man neben der Förderung der zusätzlichen WEA-Einspeisung auch die Förderung des WEA-Bestandes Ende 2003 und die anderen nach EEG geförderten Erneuerbaren Energien sind die damit verbundenen Steigerungen der Strombezugskosten deutlich höher. Als Indikator für den unteren Rand der Strompreiserhöhungen ergeben sich Preiserhöhungen zwischen 5,5 und 6 €(2003)/MWh im Jahr 2007 (EEG-Stromeinspeisung von ca. 50 TWh) und – je nach unterstellter Brennstoffpreisentwicklung – zwischen etwa 8 und 10 €(2003)/MWh im Jahr 2015 (EEG-Stromeinspeisung von ca. 105 TWh) im Durchschnitt über alle Letztverbraucher. Dabei sind die zusätzlichen Integrationskosten, die sich beispielsweise aus zusätzlich notwendigen Regelenergieanforderungen für den WEA-Bestand 2003 und die anderen Erneuerbaren Energien ergeben, nicht berücksichtigt. Aufgrund der Härtefallregelung des EEG kommt es wiederum zu einer geringeren Belastung der privilegierten Verbraucher sowie einer höheren Belastung der nicht privilegierten Verbraucher (Tabelle 10).

Tabelle 10: Erhöhung der Strombezugskosten für Letztverbraucher durch gesamte Förderung der Erneuerbaren Energien bei weiterem Ausbau der Windenergie; 2007 – 2015 in €(2003)/MWh

	2007	2010	2015	2007	2010	2015	2007	2010	2015
	Letztverbraucher (Durchschnitt)			nicht privilegierte Verbraucher			privilegierte Verbraucher		
Basisszenario	6,0	8,8	9,9	6,6	9,6	10,8	1,6	3,1	3,1
Basisszenario + CO₂	5,6	7,0	8,6	6,2	7,7	9,4	1,6	2,0	2,8
Alternativszenario	5,5	7,2	8,1	6,1	7,8	8,8	1,5	2,5	2,7

Zusätzlich erhöhen sich die Netzentgelte aufgrund notwendiger Netzausbauten innerhalb des Übertragungsnetzes, die im Studienteil 2 ermittelt wurden. Dieses führt zu einer weiteren Erhöhung der Letztverbraucherpreise um etwa 0,05 €(2003)/MWh im Jahr 2007, 0,15 €(2003)/MWh im Jahr 2010 und 0,25 €(2003)/MWh im Jahr 2015. Windbedingte Netzausbaumaßnahmen in unterlagerten Netzen und dadurch induzierte Kostenerhöhungen waren kein Untersuchungsgegenstand der Studie.