

Systemanalyse der CO₂-Minderungen durch den Einstieg in die Offshore-Windnutzung

Michael Oeser, Martin Pehnt und Derk J. Swider¹

Der Einstieg in die Offshore-Windnutzung erscheint zur Erreichung der von der Bundesregierung avisierten Klimaschutzziele von besonderer Bedeutung. Aus diesem Grund ist eine umfassende Systemanalyse der möglichen CO₂-Minderungen unter adäquater Berücksichtigung aller relevanten Vorgänge notwendig. Dieses Ziel kann durch die Kopplung eines Ökobilanzmodells der Offshore-Windnutzung mit einem stochastischen Fundamentalmodell des deutschen Elektrizitätsmarktes erreicht werden. Im vorliegenden Beitrag werden ausgewählte Ergebnisse einer entsprechenden Analyse vorgestellt und diskutiert.

Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern leistet bereits heute einen wesentlichen Beitrag zum Klimaschutz. Nach Angaben des Bundesumweltministeriums wurden im Jahr 2005 rund 58 Millionen Tonnen CO₂ durch die Stromerzeugung durch Wind- und Wasserkraft, Biomasse und Photovoltaik vermieden [1]. Dabei hat die Windenergie mit rund 4 % der Stromerzeugung den größten Anteil aller erneuerbaren Energien [1]. Künftig wird sich die Stromerzeugung aus Windkraft noch erhöhen, da das von der Bundesregierung avisierte Ziel, ein mindestens 20 %iger Anteil an der Stromerzeugung im Jahr 2020 [1], wesentlich durch den Ausbau der installierten Windkapazität erfüllt werden soll. Dafür ist neben der Errichtung neuer Onshore-Windenergieanlagen und dem Ersatz alter durch moderner Anlagen insbesondere der Einstieg in die Offshore-Windnutzung notwendig.

Systemeffekte hoher Windstromanteile berücksichtigen

Die Stromerzeugung aus Offshore-Windenergieanlagen steht erst am Anfang ihrer Entwicklung. Europaweit waren Mitte des Jahres 2006 rund 600 MW Windkapazität in der Nord- und Ostsee, vor der Atlantikküste und in der Irischen See installiert. Das erste größere Offshore-Projekt mit dreistelliger Windkapazität von 160 MW wurde 2002 bei Horns Rev (Dänemark) in der Nordsee in Betrieb genommen. Alle bisher realisierten Anlagen stehen küstennah (maximal 14 km Entfernung) und in relativ flachen Gewässern (kleiner 20 m Wassertiefe).

Während im Jahr 2002 für Deutschland noch von einer installierten Offshore-Leistung von 2 GW bis 3 GW im Jahr 2010 ausgegangen wurde [2], dürfte die tatsächliche Entwicklung verzögert verlaufen. Wahrscheinlicher erscheint eine Installation von lediglich knapp über 1 GW

¹ Michael Oeser, Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg (ifeu), jetzt Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg (ifeu), jetzt Braunschweiger Versorgungs-AG, Dr. Martin Pehnt, Senior Scientist, ifeu, sowie Dr.-Ing. Derk J. Swider, Leiter der Abteilung Energieanwendung und Energiemanagement am Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) der Universität Stuttgart. Die Arbeit an der vorliegenden Studie wurde in Teilen durch Mittel des Bundesministeriums für Bildung und Forschung im Rahmen eines Projekts zur Umweltbewertung zukünftiger Transformationspfade der Energieerzeugung (www.tips-project.de) und der Europäischen Kommission im Rahmen eines Projekts zur kostenminimalen Integration von erneuerbaren Energien in Europa (www.greennet-europe.de) gefördert, wofür die Autoren danken.

[3], auch wenn in der Anfang 2005 veröffentlichten DENA-Studie noch deutlich größere und aus heutiger Sicht unrealistische Ausbauleistungen von bis zu 5 GW im Jahr 2010 zu Grunde gelegt wurden [4]. In diesem Beitrag wird in Anlehnung an [3] bis zum Jahr 2020 von einer installierten Offshore-Leistung von 12 GW ausgegangen.

Eine weitere Zunahme des Anteils der Windenergie an der Stromerzeugung stellt die Frage nach den Auswirkungen der Integration großer Windstrommengen auf das deutsche Elektrizitätssystem. Infolge der fluktuierenden und mit Prognosefehlern behafteten Windstromspeisung kann Windkapazität konventionelle Kraftwerkskapazität nicht eins zu eins substituieren (aus diesem Grund wird häufig vom Kapazitätseffekt der Windenergie gesprochen, dessen Bestimmung stark von den zu Grunde gelegten Modellannahmen abhängt und daher hier nicht näher betrachtet wird). Dennoch ersetzt jede kWh Windstrom konventionell erzeugten Strom und spart damit fossilen Brennstoff und somit CO₂-Emissionen ein. Allerdings ergeben sich durch die Charakteristik der Windstromspeisung neue Anforderungen an den Kraftwerksbetrieb, die Vorhaltung von Regelleistung und an den Ausbau des Stromnetzes, welche zu einer Verringerung der einsparbaren CO₂-Emissionen führen.

Im Kontext des fortschreitenden Klimawandels und den politischen Vorstellungen einer erheblichen Klimagasreduktion durch die Förderung der Windkraft ist es notwendig, diese gegenläufigen Effekte zu quantifizieren. Ein möglicher Ansatz ist die ökobilanzielle Bewertung. In konventionellen Ökobilanzen („Attributional Life Cycle Analysis“) können umfassende Systemveränderungen i. d. R. nicht oder nur unzureichend berücksichtigt werden. In einer umfassenderen Analyse muss es allerdings darum gehen, die Systemgrenzen und Betrachtungsweisen der Bilanz so zu erweitern, dass die mittelbaren Folgen des Einstiegs in die Offshore-Windnutzung abgebildet werden, insbesondere

- die Substitutionseffekte der Windkraft in der Energiebereitstellung;
- die veränderte Betriebsweise des konventionellen Kraftwerksparks;
- die mögliche Speicherung des Windstroms;
- einen ggf. notwendigen zusätzlichen Netzausbau.

Eine entsprechend erweiterte Ökobilanz (Consequential Environmental System Analysis, CESA) kann diese Vorgänge prinzipiell berücksichtigen [5]. Diese Vorgänge können sowohl eine direkte Folge der Veränderungen sein, als auch indirekt über ökonomische, physikalische oder soziale Wechselwirkungen entstehen. Damit verknüpft die CESA die ökologische Modellierung des Untersuchungsobjektes mit ökonomischen Modellen. Im vorliegenden Beitrag werden die Ergebnisse einer Studie vorgestellt, bei der ein zu erwartender Ausbau der Offshore-Windkraft in Deutschland bis zum Jahr 2020 mit Hilfe einer umfassenden CESA bewertet wird.

Kopplung von Ökobilanz- und Fundamentalmodell

Um dieses Ziel zu erreichen, wurden zwei bereits bestehende und im Rahmen der Studie weiterentwickelte Modelle zusammengeführt: zum einen das mittels der Software Umberto erstellte Kraftwerks-Ökobilanzmodell des ifeu [6] und zum anderen das stochastische Elektrizitätsmarktmodell E2M2s des IER [7]. Dabei wurden die untersuchten Umweltwirkungen auf die Freisetzung von CO₂-Emissionen beschränkt, da die methodische Verknüpfung der Lebenszyklusanalyse und der Kraftwerksmodellierung zu einer CESA im Vordergrund des Erkenntnisinteresses stand.

Die Berechnungen erfolgen entsprechend Bild 1 in mehreren Schritten. Die Umweltwirkungen der Offshore-Windenergieerzeugung werden bestimmt, indem ein Referenzszenario mit gemäßigtem Wind-Onshore-Ausbau, aber ohne jegliche Offshore-Entwicklung verglichen wird mit einem Szenario mit Offshore-Zubau. Dazu wird zunächst ein Grundgerüst an Eingangsdaten definiert. Unter diesen Rahmenbedingungen werden im E2M2s unter Berücksichtigung stochastischer Windenergieeinspeisung sowie modellendogener Bestimmung von Kraftwerkinvestitionen und vorzuhaltender Reserveleistung der optimale Erzeugungsmix, die Betriebsweise und die Jahresnutzungsgrade der berücksichtigten Kraftwerksklassen bestimmt. Diese Ergebnisse werden an das Kraftwerks-Ökobilanzmodell übergeben. Im Umberto-Stromnetz werden die Veränderungen der CO₂-Emissionen im Elektrizitätssystem durch windbedingte Strukturveränderungen des Kraftwerkportfolios bzw. der Nutzungsgradveränderungen der thermischen Kraftwerke bestimmt. Schließlich fließen diese Emissionen zusammen mit den ökobilanziellen Aufwendungen für Bau, Betrieb und Entsorgung einer Offshore-Windenergieanlage und dem Ausbau des Stromnetzes in das Umberto-Windmodell ein. Die Details dieser Modellierung sind [8] zu entnehmen.

Ein wesentlicher Unterschied zu vergleichbaren Studien (eine Übersicht gibt [9]) ist, dass die Analyse (neben der Kopplung der beiden Modellansätze) nicht auf der Basis eines deterministischen, sondern eines stochastischen Fundamentalmodells durchgeführt wird. In deterministischen Modellen wird eine erwartete Windenergieeinspeisung von der Stromnachfrage abgezogen. Der Prognosefehler der Windenergieeinspeisung wird allein im zusätzlichen Reserveleistungsbedarf berücksichtigt. Im hier angewandten stochastischen Modell wird dagegen die durch die starke Fluktuation und geringe Prognostizierbarkeit bedingte Stochastik der Windenergieeinspeisung über ein so genanntes Szenariogitter erfasst [7]. Dies führt zu einer besseren Abbildung des Einflusses der Windeinspeisung auf den konventionellen Kraftwerkspark.

Von zentraler Bedeutung für die zu diskutierenden Ergebnisse sind die Annahmen der Modellierung. Das Windnetz setzt sich aus sechs Hauptmodulen, sogenannten Transitionen, zusammen, welche die umweltrelevanten Prozesse der Stromerzeugung simulieren. Vorgelegte Ketten sind in den Nebenmodulen zusammengefasst. Im Folgenden werden die einzelnen Transitionen beschrieben.

WEA: Als Beispiel für die Offshore-Windstromerzeugung wird eine fiktive Multi-Megawatt-Anlage (Nennleistung: 5 MW) eines möglichen zukünftigen Nordsee-Windparks in der Deutschen Bucht bilanziert. Die Datenstruktur der Lebenszyklusanalyse orientiert sich an [10]. Dabei werden neben den Materialien für den Bau der Anlage (Turm, Gondel und Rotor, pakinterne Verkabelung) und der Peripherie (Fundamente, Verkabelung und Umspannstation) auch die Baumaßnahmen (Aufwendungen für Transporte und Montage), die Entsorgung (Rücktransporte, Demontage) und die Umweltwirkungen aus dem Betrieb abgedeckt.

WEA- / Trafoverluste: Zur Berücksichtigung der Verluste bei der Energieübertragung (Transformatoren, Seekabel) und eines Sicherheitsabzugs für Unvorhergesehenes wird ein Systemwirkungsgrad eingeführt und auf 95 % festgelegt [11].

Netzausbau: Die Ökobilanzierung des erforderlichen Netzausbaus erfolgt auf Basis der Untersuchungen im Rahmen der DENA-Studie [4]. Nach diesen ist bis zum Jahr 2015 ein Trassenneubau von 850 km bzw. eine Netzverstärkung von 392 km auf Höchstspannungsebene bei einer zu diesem Zeitpunkt installierten Offshore-Windkapazität von 9,79 GW zu erwarten. Bis 2020 wird ein weiterer Netzausbau notwendig sein, der aber bisher nicht quantifiziert wurde. Daher werden hier die Werte für 2015 verwendet. Zur Bestimmung des spezifischen Netzausbaus pro kWh Offshore-Windstrom werden die 850 km durch das Produkt aus 9,79

GW sowie Lebensdauer und Volllaststunden der Windenergieanlagen dividiert. Dabei wird – vereinfachend, aber für die Bestimmung der Größenordnung der Umwelteffekte hinreichend – vernachlässigt, dass diese Stromtrassen auch für andere Zwecke, beispielsweise vermehrte Stromhandelsaktivitäten, zur Verfügung stehen. Die Material- und Bauaufwendungen durch den Netzausbau werden gemäß [12] modelliert.

KW-Park: Die Umwelteffekte durch Strukturanpassungen des Kraftwerksparks bzw. durch Nutzungsgradveränderungen thermischer Kraftwerke werden aus den externen Berechnungen des E2M2s und dem Umberto-Stromnetz importiert. Den Berechnungen liegen verschiedene Szenarien zu Grunde, die den zukünftigen Ausbau der Windenergie abbilden. Es wird jeweils ein Referenz- und ein Offshore-Szenario des Windausbaus mit einem niedrigen und hohen CO₂-Zertifikatspreis-Szenario kombiniert betrachtet. Die Szenarien des Windausbaus basieren auf der installierten Leistung des Jahres 2005 von 18.428 MW. Sie bilden im Jahr 2020 jeweils einen Zubau der Onshore-Leistung von 5.172 MW sowie im Offshore-Szenario einen Zubau der Offshore-Leistung von 12.000 MW ab. Beim Referenz-Szenario erfolgt kein Zubau an Offshore-Leistung. Die CO₂-Zertifikatspreis-Szenarien basieren auf den historischen jahresdurchschnittlichen CO₂-Zertifikatspreisen und bilden die mögliche zukünftige Entwicklung im niedrigen CO₂-Zertifikatspreis-Szenario über einen konstanten Preis von 10 €/tCO₂ sowie im hohen CO₂-Zertifikatspreis-Szenario über einen linearen Preisanstieg von 10 €/tCO₂ im Jahr 2006 auf 40 €/tCO₂ im Jahr 2020 ab. Die zwei CO₂-Zertifikatspreis-Szenarien wurden so gewählt, dass sie den zukünftigen Entwicklungskorridor abdecken. Für alle Szenarien wird ab dem Jahr 2006 für die Nachfrage eine jährliche Steigerung von rund 1,0 % und für die Brennstoffpreise von Stein- und Braunkohle von je 0,4 % und von Erdgas von 1,1 % angenommen. Weitere wesentliche Annahmen werden entsprechend [7] gewählt. Ein modellendogener Zubau an neuen Kraftwerken ist nur in Braun- und Steinkohlekraftwerke, GuD-Kraftwerke, Gasturbinen und Druckluftspeicher möglich.

CAES: Eine berücksichtigte Option ist der Zubau und Betrieb eines Druckluftspeichers (Compressed Air Energy Storage, CAES), welcher hier insbesondere über den Zykluswirkungsgrad von 70 % charakterisiert ist. Der Bau des adiabaten Druckluftspeichers beinhaltet die Errichtung der Kraftwerkstechnik, den Bau des Wärmespeichers sowie die Aufwendungen für die Kaverne (Strombedarf für Entsolung) und für die Baumaßnahmen bzw. für die Entsorgung. Angaben für den Bau der Kaverne stammen von [13]. Das Speicherkraftwerk setzt sich aus der Maschinenteknik, der Bautechnik und der Elektrotechnik zusammen. Die Materialdaten für die Maschinenteknik wurden weitgehend aus der Lebenszyklusanalyse eines GuD-Kraftwerks übernommen (Luftturbine, Generator, Hilfssysteme) [14].

Strommixer: Nur ein kleiner Teil der Windstrommenge kann aufgrund der Annahme begrenzter Kapazitäten in Druckluftspeicherkraftwerken gespeichert werden. Dieser Anteil wird im Strommixer eingestellt. Auf Grundlage erster grober Abschätzungen wird angenommen, dass lediglich 1 % der Offshore-Windmenge den CAES-Speicherzyklus durchlaufen.

Geringe CO₂-Emissionen aus Bau und Betrieb

Bei den Bilanzierungen mit dem Umberto-Windnetz wird der Bau und Betrieb einer Offshore-Windenergieanlage, der erforderliche Netzausbau und der Bau und Betrieb eines adiabaten Druckluftspeichers untersucht. Als Ergebnis wird erhalten, dass die Produktion einer kWh Offshore-Windstrom 22,42 gCO₂/kWh verursacht. Nahezu alle CO₂-Emissionen (99,7 %) stammen aus dem Bau der Windenergieanlage. Der Betrieb der Anlage und auch der angenommene Netzausbau verursachen jeweils nur rund 0,02 gCO₂/kWh. Zudem konnte festge-

stellt werden, dass auch die CO₂-Emissionen durch den Bau und Betrieb eines Druckluftspeicherkraftwerks vernachlässigbar gering sind und bei den oben beschriebenen Annahmen lediglich bei 0,03 gCO₂/kWh liegen. Der Großteil der beim Bau des Speicherkraftwerks entstehenden CO₂-Emissionen (69 %) fällt auf den Kompressor und den Turbinenstrang, der zweit größte Anteil (24 %) fällt auf die Kaverne.

Strukturelle Veränderungen des Erzeugungsmixes

Die Auswirkungen der durch den Offshore-Ausbau steigenden Windstromerzeugung auf den restlichen Kraftwerkspark werden mit Hilfe der Berechnungen in E2M2s quantifiziert. Dabei sind zwei Effekte zu differenzieren: die strukturellen Veränderungen des Kraftwerksparks und die Anpassungen in der Betriebsweise der thermischen Kraftwerksblöcke. Hier werden nur die Ergebnisse der Berechnungen für ein Versorgungssystem ohne CAES erläutert, da ein geringfügiger Zubau von Druckluftspeicherkapazität keinen wesentlichen Einfluss auf die gesamte Stromerzeugung hat. Druckluftspeicherkraftwerke können sich allerdings auch unabhängig vom Windzubau als attraktive Investitionsoption im deutschen Elektrizitätssystem erweisen, sie konkurrieren dabei mit Gasturbinen [15]. Die strukturellen Veränderungen im Kraftwerkspark sind Bild 2 zu entnehmen [16].

Ein Vergleich der Ergebnisse zeigt, dass die unterschiedlich angenommenen CO₂-Zertifikatspreis-Szenarien erheblichen Einfluss auf den modellendogen bestimmten zukünftigen Erzeugungsmix haben. So ist beim hohen CO₂-Zertifikatspreis-Szenario eine klare Dominanz von Erdgas ersichtlich, welches fast zu 2/3 die Stromerzeugung bestimmt. Eine solche Dominanz eines einzelnen Energieträgers wird es in einer energiewirtschaftlichen Realität für Deutschland schon aus Gründen der Diversifizierung und der Rückkopplung zwischen Gaspreis und Nachfrage kaum geben (letztere kann im Rahmen des Modells nicht berücksichtigt werden). Dennoch zeigt dieses Szenario die Richtung der Substitutionsprozesse an.

Zur besseren Einschätzung der Modellierungsergebnisse bietet sich ein Vergleich mit den aktuell bis zum Jahr 2016 angekündigten Investitionsvorhaben im konventionellen Kraftwerksbereich an [17]. Danach liegen die Schwerpunkte beim Bau von Steinkohle-Kraftwerken (13 GW) und Gas-Kraftwerken (8 GW), während vergleichsweise wenige neue Braunkohle-Kraftwerke (3 GW) geplant sind. Daher wird die Zusammensetzung des zukünftigen Kraftwerksparks zwischen den gewählten extremen Szenarien für niedrigen bzw. hohen CO₂-Zertifikatspreis liegen.

Windenergie substituiert überwiegend Mittellast

Zur Bestimmung des Nutzens des Einstiegs in die Offshore-Windnutzung aus Umweltsicht muss deren Substitutionswirkung untersucht werden. Dafür werden die Differenzen der Stromerzeugung für die jeweiligen Referenz- und Offshore-Szenarien bei niedrigem und hohem CO₂-Zertifikatspreis gebildet. Die Ergebnisse werden für jeden Energieträger auf die gesamte substituierte Strommenge bezogen. Auf diese Weise kann die Substitution prozentual den einzelnen fossilen Energieträgern zugeordnet werden.

Mit diesem Vorgehen ist festzustellen, dass Offshore-Windstrom beim niedrigen CO₂-Zertifikatspreis-Szenario in erster Linie elektrische Energie aus Steinkohle und eine geringe Menge aus Braunkohle ersetzt. Ferner ist eine Erhöhung der Stromerzeugung aus Erdgas feststellbar. Dies beruht vor allem auf dem zum Ausgleich der Windfluktuationen erhöhten Einsatz von Gasturbinen, vgl. auch [18]. Beim hohen CO₂-Zertifikatspreis-Szenario substitu-

iert Offshore-Windstrom vor allem elektrische Energie aus Erdgas und deutlich weniger aus Steinkohle sowie einen geringen Teil aus Braunkohle.

Im betrachteten Elektrizitätswirtschaftlichen Kontext werden durch die berücksichtigte Variabilität und begrenzte Prognostizierbarkeit der Winderzeugung in allen Szenarien jeweils die Energieträger substituiert, die den wesentlichen Anteil der Mittellast bilden. Die Verdrängung äußert sich insbesondere in einem erhöhten Anteil des Teillastbetriebs dieser Technologien.

Nutzungsgradverschlechterungen thermischer Kraftwerke

Dementsprechend wirken sich die windbedingten Veränderungen in der Betriebsweise der thermischen Kraftwerke teilweise negativ auf die Jahresnutzungsgrade aus. In Tabelle 1 sind die für die einzelnen Szenarien ermittelten Jahresnutzungsgrade der wichtigsten fossilen Kraftwerke dargestellt. Die Nutzungsgradveränderungen ergeben sich im Modellkontext auf Grund von Modernisierung und Betriebsweise.

Modernisierung: Aus einem Vergleich der Werte für das Jahr 2005 und derer für das Jahr 2020 ist im Mittel aller Kraftwerke ein deutlicher Anstieg der Nutzungsgrade ersichtlich. Dies ist auf die während dieses Zeitraums stattfindende technische Entwicklung zurückzuführen. Die Entwicklung der Jahresnutzungsgrade zeigt, dass modellendogen immer mehr ältere uneffiziente Kraftwerke durch moderne Anlagen mit hohem Wirkungsgrad ersetzt werden.

Betriebsweise: Aussagen über den Einfluss der Offshore-Windenergie auf die Kraftwerkseffizienz können auf Basis der Gegenüberstellungen der Daten für die Referenz- und Offshore-Szenarien bei jeweils gleichem CO₂-Zertifikatspreis-Szenario getroffen werden. Es ist festzustellen, dass Steinkohle-Kraftwerke die größten windbedingten Nutzungsgradverschlechterungen von rund 0,5 Prozentpunkten zeigen. Dazu trägt im Wesentlichen der beschriebene Substitutionseffekt der Offshore-Windenergie bei. Bei Erdgas-Kraftwerken kommt es nur zu leichten Rückgängen des Jahresnutzungsgrades, da sie schneller regelbar als Braun- und Steinkohle-Kraftwerke sind. Diese Flexibilität in der Fahrweise erlaubt eine mit weniger Verlusten verbundene Anpassung an die schwankende Windstromeinspeisung.

Veränderter Kraftwerksbetrieb reduziert CO₂-Einsparungen

Die aus den Ergebnissen der E2M2s-Berechnungen resultierenden Nutzungsgrade der Stromerzeugungstechnologien werden dem Umberto-Stromnetz übergeben, welches daraufhin die CO₂-Emissionen berechnet. Dadurch ist eine Einbeziehung aller für eine Ökobilanz relevanten vor- und nachgelagerten Prozesse möglich. Die Stromnetz-Berechnungen beschränken sich auf einen Kraftwerkspark ohne Druckluftspeicher, da deren Einfluss auf das Gesamtsystem vernachlässigbar gering ist.

Als Ergebnis wird erhalten, dass die CO₂-Minderungswirkung beim niedrigen CO₂-Zertifikatspreis-Szenario höher als beim hohen ist. Die spezifischen CO₂-Einsparungen liegen im Jahr 2020 je erzeugter Offshore-Windstrommenge ohne Berücksichtigung von Nutzungsgradverschlechterungen bei 914 tCO₂/kWh bzw. 646 tCO₂/kWh. Prinzipiell führt ein hoher CO₂-Zertifikatspreis zu verstärkten Investitionen in Gaskraftwerke, so dass auch ohne die explizite Berücksichtigung von zusätzlichen Windkapazitäten eine hohe CO₂-Minderung erreicht wird und die dem Windzubau zuzuschreibenden Minderungen in Relation geringer sind.

Die Nutzungsgradverschlechterungen des konventionellen Kraftwerksparks führen allerdings zu zusätzlichen CO₂-Emissionen, die allein der Offshore-Windenergie zuzuschreiben sind. Die zusätzlichen CO₂-Emissionen liegen im Jahr 2020 für die hier betrachteten CO₂-Zertifikatspreis-Szenarien je erzeugter Offshore-Windstrommenge bei 70 gCO₂/kWh bzw. 18 gCO₂/kWh.

CO₂-Einsparungen über 600 gCO₂/kWh

Die Gesamtergebnisse für die beiden unterschiedlichen CO₂-Zertifikatspreis-Szenarien sind in Form spezifischer CO₂-Emissionen in Bild 3 und 4 dargestellt. Bei beiden Abbildungen sind die CO₂-Emissionen in Form von Säulen für jeden der oben beschriebenen Vorgänge (Bau, Betrieb und Entsorgung der Windenergieanlage; windbedingter Netzausbau; CO₂-Minderungen ohne geänderten Kraftwerksbetrieb; Nutzungsgradverschlechterungen) dargestellt. Sie werden von links nach rechts aufsummiert.

Die Höhe der aus dem Substitutionseffekt folgenden negativen CO₂-Einsparungen hängen stark von den Modellannahmen ab. Hier wird der Einfluss des angenommenen Preislevels der CO₂-Zertifikate deutlich, bei dem unterschiedliche Energieträger substituiert werden. Bei niedrigem CO₂-Preisen wird in erster Linie Steinkohle-Strom durch Windstrom substituiert mit entsprechend hohen Umweltentlastungen. Die damit im Vergleich zu hohen CO₂-Preisen verbundene stärkere Nutzungsgradverschlechterung dieser Kraftwerke führt zu höheren, der Windenergie zuzurechnenden CO₂-Emissionen. So liegt der Einspareffekt im Jahr 2020 je erzeugter kWh Offshore-Windstrom beim niedrigen CO₂-Zertifikatspreis-Szenario mit 822 gCO₂/kWh deutlich über den Einsparungen von 606 gCO₂/kWh beim hohen.

Im Vergleich zu den CO₂-Einsparungen durch vermiedene fossile Brennstoffe sind die CO₂-Emissionen durch Bau und Betrieb von Offshore-Windanlagen (2 % bzw. 3 % der CO₂-Einsparungen) und durch einen veränderten Kraftwerksbetrieb (8 % bzw. 3 % der Einsparungen), jeweils für die beiden betrachteten CO₂-Zertifikatspreis-Szenarien, vergleichsweise gering, aber nicht vernachlässigbar.

CO₂-Minderungskosten

Auf der Basis dieser Ergebnisse ist es möglich, die CO₂-Minderungskosten durch Offshore-Windstrom zu berechnen. Zunächst ergibt sich aus den Rechnungen mit dem stochastischen Fundamentalmodell E2M2s eine dem Einstieg in die Offshore-Windnutzung zurechenbare Minderung der Systemkosten. Diese berücksichtigt auf der einen Seite die eingesparten Kosten durch den Wegfall anderweitiger Stromerzeugung und auf der anderen Seite die zusätzlichen Kosten eines sich ändernden Kraftwerksparks (höhere Flexibilität der Kraftwerke durch verstärkte Investitionen in Gaskraftwerke zum Ausgleich der stark fluktuierenden und schwer prognostizierbaren Windenergieeinspeisung und zur Deckung des steigenden Regelleistungsbedarfs) und dessen geänderter Betriebsweise (vermehrter energiewirtschaftlich suboptimaler Teillastbetrieb und häufigere An- und Abfahrten von Kraftwerken). Die Minderungen der Systemkosten liegen im Jahr 2020 je kWh Offshore-Windstrom beim niedrigen CO₂-Zertifikatspreis-Szenario bei 3,6 €/kWh bzw. bei 5,1 €/kWh beim hohen. Es ist zu bemerken, dass nur beim niedrigen CO₂-Zertifikatspreis-Szenario die zusätzlichen Kosten eines sich ändernden Kraftwerksparks eine signifikante Größenordnung von fast 1/3 haben. Folglich reichen im hohen CO₂-Zertifikatspreis-Szenario die durch höhere CO₂-Minderungsziele bedingten Investitionen, insbesondere in Gaskraftwerke, aus, die benötigte

Flexibilität des Kraftwerksparks zur Handhabung eines hohen Anteils variabler Windstrom-einspeisung bereitzustellen.

Dem gegenüber stehen Aufwendungen für Netzverstärkungen und Netzausbauten, welche je kWh Offshore-Windstrom zu 0,2 €/kWh abgeschätzt werden [4,19], und die anfallende durchschnittliche Vergütung auf der Basis des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, welche sich unter Beachtung der Modellannahmen je kWh Offshore-Windstrom auf 7,6 €/kWh belaufen [20]. Zur Vergütung ist anzumerken, dass dabei von einer Fortschreibung der erhöhten Anfangssätze ausgegangen wird [4, 21]. Entsprechend jüngster Entwicklungen sind zusätzlich Netzanschlusskosten zu berücksichtigen, die von den Übertragungsnetzbetreibern zu tragen sind [22]. Diese werden zu 18 % der durchschnittlichen Vergütung angenommen (diese Annahme stellt einen durchschnittlichen Wert der Analyse in [23] dar und liegt eher am unteren Ende der Schätzungen für Deutschland, so wird in [22] sogar von 30 % der derzeitigen Projektkosten ausgegangen und zudem eine weitergehende finanzielle Förderung gefordert). Dies führt je kWh Offshore-Windstrom zu zusätzlichen Aufwendungen von 1,4 €/kWh. Schließlich wird davon ausgegangen, dass die bisher skizzierten Aufwendungen alle tatsächlich anfallenden Kosten der Investitionen in Offshore-Windenergieanlagen abdecken. Unter diesen Voraussetzungen ergeben sich im Jahr 2020 bei beiden CO₂-Zertifikatspreis-Szenarien Minderungskosten von rund 67 €/tCO₂. Ohne gesonderte Berücksichtigung der Mehrkosten durch den Netzanschluss ergeben sich CO₂-Minderungskosten, die beim niedrigen CO₂-Zertifikatspreis-Szenario bei 52 €/tCO₂ bzw. bei 44 €/tCO₂ beim hohen liegen. Eine weitergehende Erschließung von Wind-Offshore über 2020 hinaus wird aufgrund von Lernkurven- und Skaleneffekten zu einer Senkung der Vermeidungskosten führen.

Erweiterte Ökobilanz ermöglicht umfassende Analyse

Die diskutierten Ergebnisse zeigen, dass mit der Kopplung eines Ökobilanzmodells der Offshore-Windnutzung mit einem stochastischen Fundamentalmodell des deutschen Elektrizitätsmarktes eine umfassende Analyse der möglichen CO₂-Minderungen zu erreichen ist. Die wesentlichen Ergebnisse der Untersuchung sind, dass

- die CO₂-Emissionen aus Bau und Betrieb der Windanlagen im Vergleich zu den Substitutionen im Kraftwerkspark gering sind,
- die Offshore-Windnutzung überwiegend Mittellasttechnologien und insbesondere keine Strommengen der Erzeugung aus Kernenergie substituiert,
- die CO₂-Emissionen aus dem veränderten Betrieb und Zubau konventioneller Kraftwerke den CO₂-Einspareffekt mindern, aber der Substitutionseffekt eine Größenordnung höher ist, und schließlich
- die Modellannahmen, wie hier vor allem der CO₂-Zertifikatspreis, erheblichen Einfluss auf die ausgewiesenen Zahlenwerte haben.

Abschließend ist zu betonen, dass die Ergebnisse der Modellkopplung zwar prinzipiell in einer vergleichbaren Größenordnung zu anderen Studien liegen, hier aber ausschließlich der Einstieg in die Offshore-Windnutzung betrachtet wird. Gerade die explizit abgebildete stochastische Windenergieeinspeisung führt im Vergleich zur sonst üblichen deterministischen Betrachtung tendenziell zu geringeren CO₂-Einsparungen bzw. höheren CO₂-Minderungskosten. Die stochastische Betrachtung ermöglicht allerdings eine verbesserte Abbildung der Elektrizitätswirtschaftlichen Realität und sollte daher bei der Unterstützung von politischen Entscheidungen berücksichtigt werden.

Anmerkungen

- [1] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): Erneuerbare Energien in Zahlen - nationale und internationale Entwicklung. Berlin, 2006. Download: <http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/2720/5466/>.
- [2] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): Strategie der Bundesregierung zur Windenergienutzung auf See. Berlin, 2002. Download: <http://www.bmu.de/erneuerbare/energien/doc/6890.php>.
- [3] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): Ausbau erneuerbarer Energien im Stromsektor bis zum Jahr 2020. Berlin, 2006. Download: http://www.bmu.de/erneuerbare_energien/downloads/doc/36550.php.
- [4] Deutsche Energie-Agentur GmbH (DNA): Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020. Köln, 2005. Download: <http://www.deutsche-energie-agentur.de/page/index.php?id=2764&type=5>.
- [5] Ekvall, T. und Weidema, B. P.: System Boundaries and Input Data in Consequential Life Cycle Inventory Analysis. International Journal of Life Cycle Analysis. Jg. 9 (2004), H. 3, S. 161-171.
- [6] Schmidt, M. und Häuslein, A.: Ökobilanzierung mit Computerunterstützung - Produktbilanzen und betriebliche Bilanzen mit dem Programm Umberto. Springer-Verlag, Berlin, 1997.
- [7] Swider, D. J. und Weber, C.: The Costs of Wind's Intermittency in Germany: Application of a Stochastic Electricity Market Model. European Transactions on Electrical Power, im Druck, 2007.
- [8] Oeser, M.: Systemanalyse der Umweltwirkungen hoher Windstromanteile. Diplomarbeit, vorgelegt an der Universität Stuttgart. Stuttgart, 2006.
- [21] Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (ISI): CO₂-Minderung im Stromsektor durch den Einsatz erneuerbarer Energien. Karlsruhe, 2005. Download: http://www.bmu.de/erneuerbare_energien/downloads/doc/35187.php.
- [10] Tryfonidou, R. und Wagner, H.-J.: Windenergie. In: Lebenszyklusanalysen ausgewählter zukünftiger Stromerzeugungstechniken. Forschungsvorhaben des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit (BMWA). S. 151-198. Verein Deutscher Ingenieure (VDI). Düsseldorf, 2004.
- [11] Vestas Wind Systems A/S: Life cycle assessment of offshore and onshore sited wind power plants based on Vestas V90-3.0 MW turbines. Randers, 2005.
- [12] Frischknecht, R. und Faist Emmenegger, M.: Strommix und Stromnetz. In: Dones, R. et al. (Hrsg.): Sachbilanzen von Energiesystemen. Report Ecoinvent 2000 No. 6XVI. Dübendorf, 2003.
- [13] Crotagino, F.: Schriftliche Mitteilung. KBB Underground Technologies. Hannover, 2005.
- [14] Briem, S., Blesl, M., Fahl, U. und Ohl, M.: Fossil gefeuerte Kraftwerke. In: Lebenszyklusanalysen ausgewählter zukünftiger Stromerzeugungstechniken. Forschungsvorhaben des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit (BMWA). S. 253-339. Verein Deutscher Ingenieure (VDI). Düsseldorf, 2004.

- [15] Swider, D. J.: Compressed Air Energy Storage in an Electricity System with Significant Wind Power Generation. IEEE Transactions on Energy Conversion, im Druck, 2007.
- [16] Als Referenz wurde das Jahr 2005 gewählt (Ref 2005). Es ist zu bemerken, dass auch diese Werte Ergebnisse der Modellierung sind. Daher ergeben sich leichte Abweichungen zur Realität. So hat der Energieträger Erdgas in der Modellierung einen etwas zu geringen Anteil, da wärmegeführte KWK-Anlagen im Modell nicht explizit berücksichtigt werden. Dies hat aber auf die vergleichende Betrachtung für das Jahr 2020 keinen signifikanten Einfluss.
- [17] Verband der Elektrizitätswirtschaft e.V. (VDEW): Inbetriebnahmen, Modernisierungen, Erweiterungen. Stand: September 2006. Berlin, 2006.
- [18] Swider, D.J.: Zusatzkosten im konventionellen Kraftwerkspark durch den Ausbau der Windenergie. Beitrag im >et<-special "Strom ohne Grenzen: Wo steht der europäische Strommarkt?". Energiewirtschaftliche Tagesfragen. Jg. 56 (2006), H. 6, S. S27-S30.
- [19] Auer, H., Obersteiner, C., Weissensteiner, L. und Resch, G.: System Operation Cost and Grid Reinforcement/Extension Cost Allocated to Large-Scale RES-E Integration. Report GreenNet-EU27 D5a. Wien, 2006.
- [20] Gesetz zur Neuregelung des Rechts der erneuerbaren Energien im Strombereich (Erneuerbaren-Energien-Gesetz, EEG): Bundesgesetzblatt Jahrgang 2004 Teil I Nr. 40, Seite 1918 ff., ausgegeben zu Bonn am 31. Juli 2004.
- [21] Positionspapier von sieben Windenergieverbänden: Verbesserte Rahmenbedingungen für Offshore-Windenergie. Bremen, 2006. Download: http://www.windenergie-agentur.de/deutsch/aktuelles/wab_news/20061017.html.
- [22] Positionspapier der Windenergie Agentur Bremerhaven/Bremen e.V. (WAB): WAB begrüßt neue Offshore-Netzregelung. Bremen, 2006. Download: http://www.windenergie-agentur.de/deutsch/aktuelles/wab_news/20061027.html.
- [23] Swider, D.J. und Voß, A. (Hrsg.): Case Studies on Conditions and Costs for RESE Grid Integration. Report GreenNet-EU27 D9. Stuttgart, 2006.

Bilder

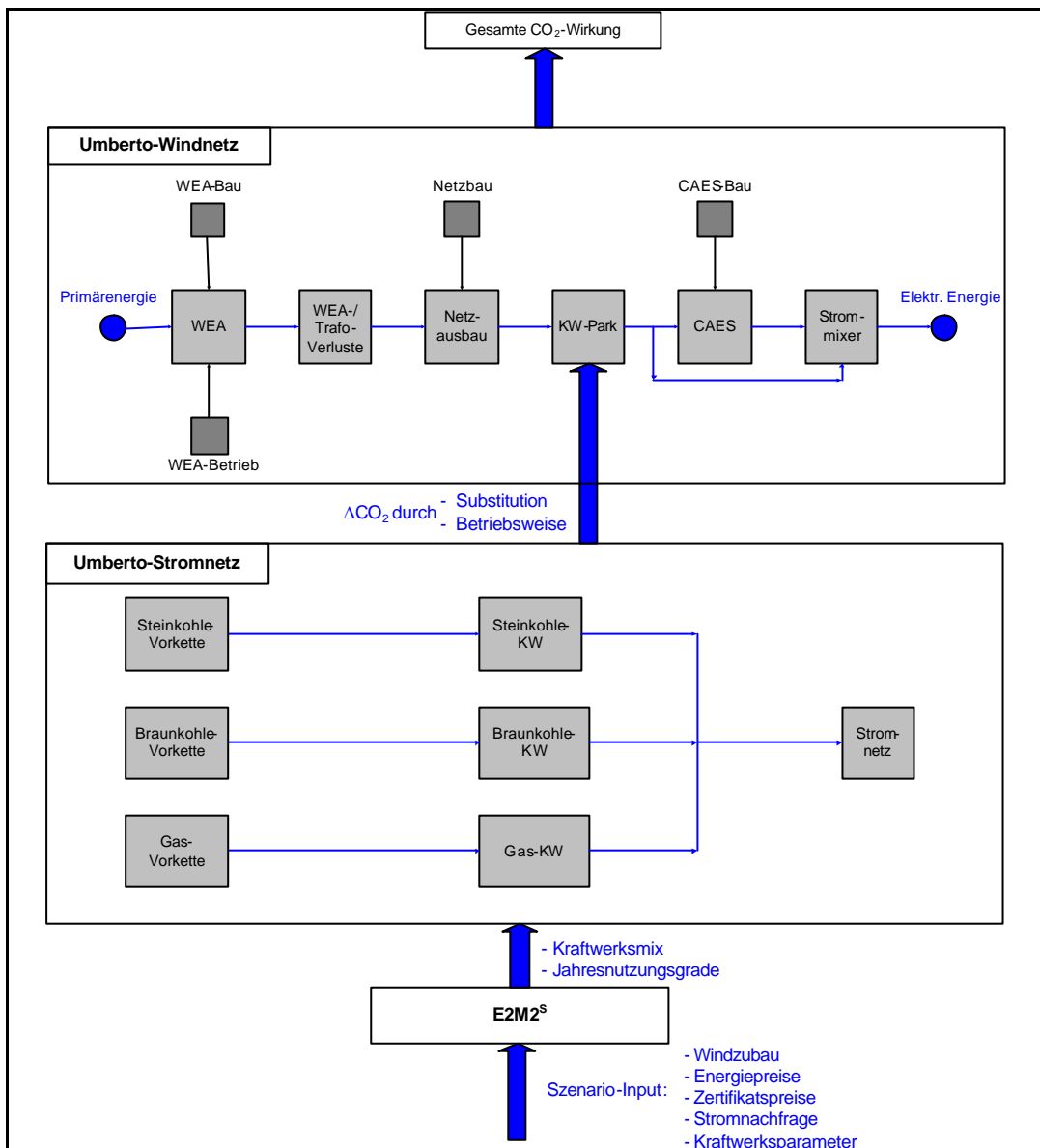


Bild 1: Schematische Darstellung der Modellkopplung

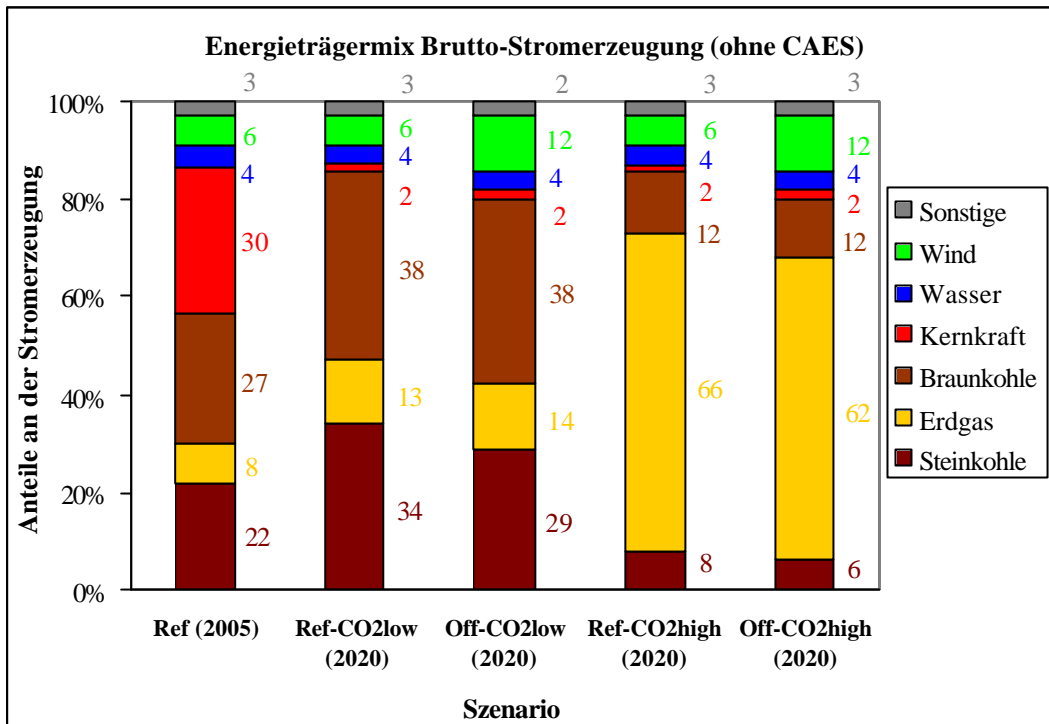


Bild 2: Brutto-Stromerzeugung nach Energieträgern

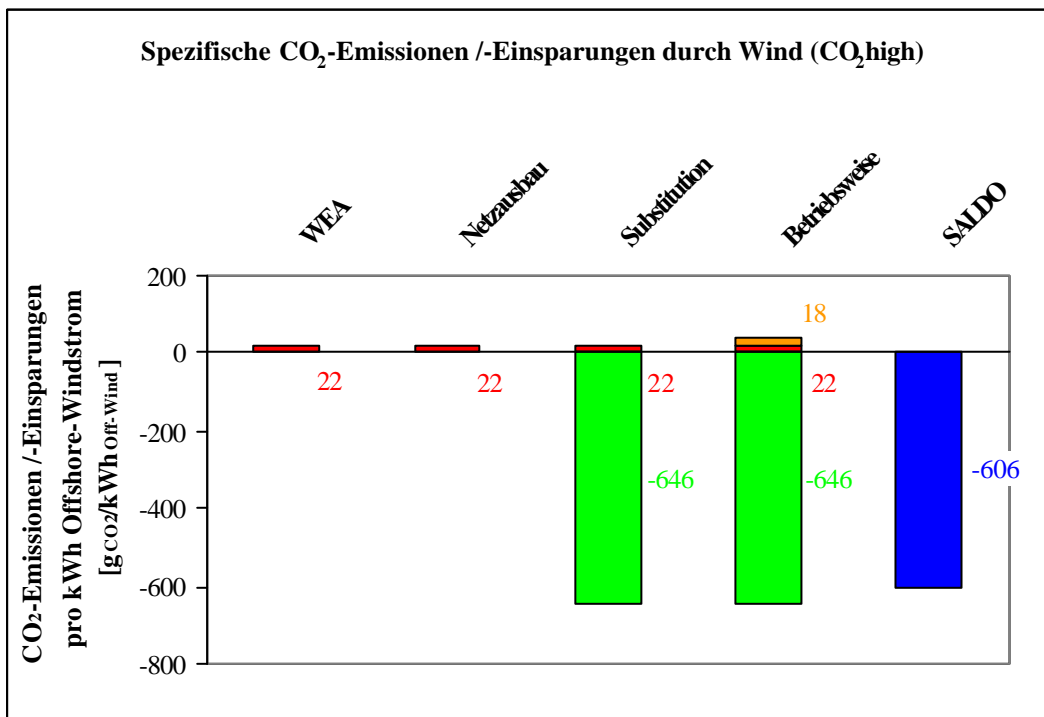


Bild 3: Spezifische CO₂-Emissionen der Offshore-Windenergie (CO₂high)

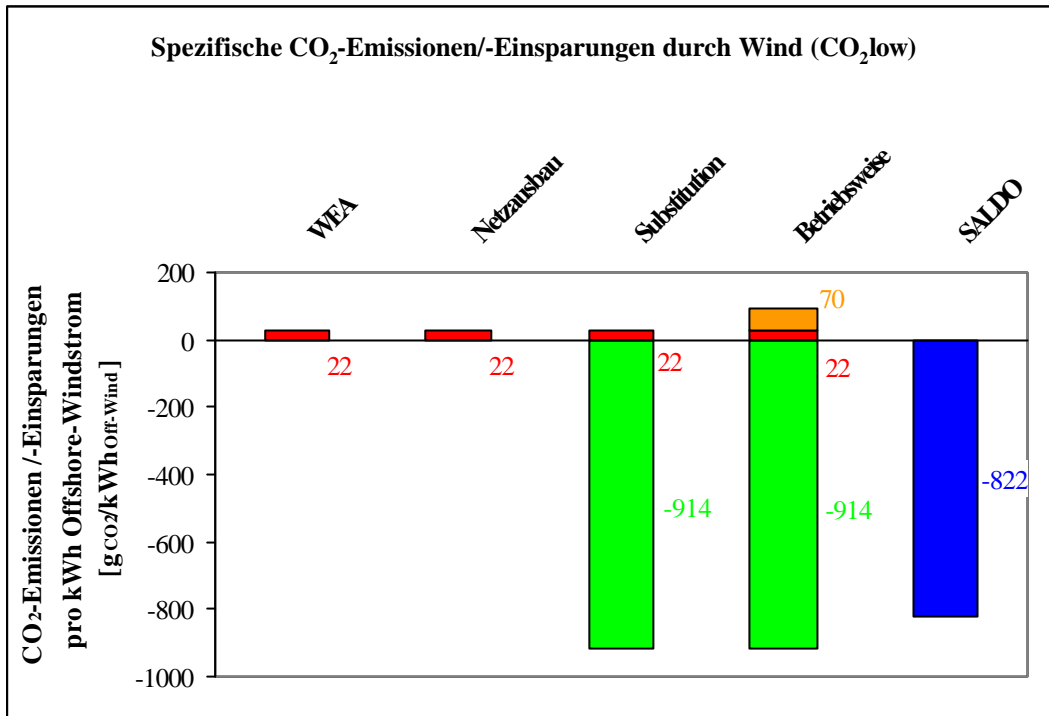


Bild 4: Spezifische CO₂-Emissionen der Offshore-Windenergie (CO₂low)

Tabellen

Tabelle 1: Jahresnutzungsgrade ausgewählter fossiler Kraftwerke

Jahresnutzungsgrade ¹ [%]	Szenario				
	Ref	Ref	Off	Ref	Off
		CO2low	CO2low	CO2high	CO2high
Zeithorizont	2005	2020	2020	2020	2020
Steinkohle	38,81	43,23	42,70	42,19	41,74
Erdgas-GuD	55,08	56,43	56,11	57,60	57,45
Braunkohle	35,84	41,26	41,24	40,82	40,90

¹Jahresnutzungsgrad als Durchschnittswert aller KW-Klassen (gewichtet nach Erzeugungsanteil)