

25 Jahre nach Brent Spar

Offshore Öl- und Gasförderung in der Nordsee –
eine Bestandsaufnahme



**Clean up
your mess,
Shell!**

GREENPEACE

25 Jahre nach Brent Spar

Offshore Öl- und Gasförderung in der Nordsee – eine Bestandsaufnahme

Autor:

Dr. Steffen Bukold, EnergyComment

www.energycomment.de

bukold@energycomment.de

im Auftrag von Greenpeace e.V.

Hamburg, im Mai 2020

➔ Kein Geld von Industrie und Staat

Greenpeace ist international, überparteilich und völlig unabhängig von Politik, Parteien und Industrie.

Mit gewaltfreien Aktionen kämpft Greenpeace für den Schutz der Lebensgrundlagen.

Mehr als 600.000 Fördermitglieder in Deutschland spenden an Greenpeace und gewährleisten damit unsere tägliche Arbeit zum Schutz der Umwelt.

Impressum

Greenpeace e.V., Hongkongstraße 10, 20457 Hamburg, Tel. 040/3 06 18-0 **Pressestelle** Tel. 040/3 06 18-340, F 040/3 06 18-340, presse@greenpeace.de, www.greenpeace.de

Politische Vertretung Berlin Marienstraße 19–20, 10117 Berlin, Tel. 030/30 88 99-0 **V.i.S.d.P.** Dr. Christian Bussau **Redaktion und inhaltliche Mitarbeit** Dr. Christian Bussau

Foto Titel: Marten van Dijk/Greenpeace **Illustrationen** Dr. Steffen Bukold, Carsten Raffel (S. 74), Dipl.-Ing. (FH) Geoinformatik Hendrik Aue **Gestaltung** Klasse 3b

Inhaltsverzeichnis

Executive Summary (Deutsch)	3
Executive Summary (English)	4
1. Die Öl- und Gasindustrie in der Nordsee: Business as usual trotz Klimakrise	5
25 Jahre nach Brent Spar	5
Peak Oil und Corona-Krise in der Nordsee	5
Der Wandel der Nordsee: Abwrackung und Windturbinen im Vordergrund	8
Klimaziele der Ölindustrie: Kein Kurswechsel in Sicht	8
Industrielandschaft Nordsee	9
Die Betreiber der Infrastruktur: Welche Firmen fördern Öl und Gas?	10
Die OSPAR-Kommission: Watchdog für die Nordsee	11
2. Verschmutzung der Nordsee durch Öl und Chemikalien	14
Ölunfälle	14
Die vergessene Größe: Die erlaubte Ölverschmutzung durch Offshore-Anlagen	15
Die gesamte Ölverschmutzung durch Offshore-Anlagen	18
Verstöße gegen Grenzwerte	20
Chemikalien und Chemieunfälle	20
3. Luftschadstoffe und CO2-Emissionen durch Offshore-Anlagen	22
CO2	22
Schadstoffe	23
4. Die Zukunft der Offshore Öl- und Gasförderung: Abwrackung (Decommissioning)	25
Decommissioning weltweit	25
Decommissioning in der Nordsee	27
Wer trägt die Kosten?	30
Die aktuelle Auseinandersetzung um die Entsorgung der Plattformen im Brent Feld	32
5. Die Zukunft der Nordsee: Windturbinen statt Öl	36
Anhang A: Stillgelegte und an Land entsorgte Öl- und Gasplattformen	40
Anhang B: Detaildaten und Quellen zu den Kapitel 1-3	48
B1. Die Öl- und Gasindustrie in der Nordsee: Business as usual trotz Klimakrise	48
B2. Die Industrielandschaft Nordsee	52
B3. Die OSPAR-Kommission	62
B4. Ölunfälle auf Offshore-Anlagen	67
B5. Die vergessene Größe: Erlaubte Ölverschmutzung durch Offshore-Anlagen	74
B6. Gesamte Ölverschmutzung durch Offshore-Anlagen	82
B7. Verstöße gegen Grenzwerte	86
B8. Chemikalien	92
B9. Luftschadstoffe und CO2	97

Executive Summary (Deutsch)

1. Vor 25 Jahren verhinderten **Greenpeace** und ein vehementer öffentlicher Protest, dass der Ölkonzern Shell seine Öltank- und Verladeplattform **Brent Spar** als Industriemüll im Nordost-Atlantik versenken konnte. Vor drei Jahren begann Shell damit, die restlichen Anlagen im Brent-Ölfeld abzuwracken.

Zusätzlich zu diesen Umweltrisiken stellen sich heute drängende Fragen des Klimaschutzes: Wie ist die Öl- und Gasförderung mit den langfristigen Klimazielen der Anrainerstaaten zu vereinbaren? Wie bereiten sich die Ölkonzerne auf den notwendigen Ausstieg aus dem Öl- und Gasgeschäft in der Nordsee vor?

Dieser **Bericht** zeigt: Die Ölindustrie arbeitet nach wie vor nach dem Motto „Business As Usual“ und belastet das Klima und die Meere. Sie hat auf die ökologischen und wirtschaftlichen Herausforderungen der Klimakrise und der Meeresverschmutzung offensichtlich keine Antwort gefunden.

2. Die Nordsee hat **Peak Oil**, also den Höhepunkt der Fördermengen, längst überschritten. Seit dem Jahr 2000 halbierte sich die Ölförderung auf 140 Mio. Tonnen pro Jahr. Die britische Öl- und Gasbranche verlor allein in den letzten fünf Jahren 11.000 Jobs.

3. Nach wie vor emittieren die 727 umweltrelevanten Anlagen im Nordostatlantik **30 Mio. Tonnen CO₂** und verschmutzen das Meer mit **9.200 Tonnen Öl** pro Jahr. Das entspricht einem jährlichen Tankerunglück nur durch den regulären Betrieb.

4. Allein die bereits entdeckten Öl- und Gasvorkommen überschreiten das **CO₂-Budget** der Anrainerstaaten Großbritannien und Norwegen, das diese laut Pariser Klimaziele ausschöpfen dürfen. Darüber hinaus steigen die CO₂-Emissionen pro geförderter Tonne Öl oder Gas an. Im Jahr 2017 waren es rund 50 Prozent mehr als im Jahr 2001.

5. Die Plattformen schütten **182.000 Tonnen Chemikalien** pro Jahr ins Meer, verursachen im Durchschnitt einen Chemieunfall pro Tag, und entsorgen dort täglich (!) über 900.000 Kubikmeter verschmutztes Produktions- und Ballastwasser.

6. Die **Klima- und Umweltschäden** je produzierter Tonne Öl und Gas in der Nordsee steigen an, da die Fördermengen schrumpfen. Viele Schäden bleiben unentdeckt oder werden von den Aufsichtsbehörden stillschweigend geduldet.

7. In den kommenden Jahrzehnten wird die Industrielandschaft Nordsee vor allem durch die **Abwrackung** (Decommissioning) der Öl- und Gasanlagen geprägt sein. Das betrifft bis zu 7 Mio. Tonnen Stahl, Beton und andere Stoffe. Dadurch entsteht ein neuer Industriezweig, der Jahr für Jahr milliardenschwere Investitionen erfordert und neue Arbeitsplätze schafft.

8. Einen großen Teil der **Abwrackkosten** tragen die Steuerzahler der Förderländer. Dadurch wächst der Anreiz für die Regierungen, Ausnahmegenehmigungen zu erteilen und die Unternehmen von ihren Abwrackpflichten zu entlasten. Die aktuelle Coronakrise und ihre Folgen für die Ölbranche erhöhen den Druck zusätzlich.

9. Der Versuch, Kosten zu sparen, zeigt sich aktuell bei der Auseinandersetzung um die Betonsockel der Plattformen im Brent-Ölfeld, in denen sich über **11.000 Tonnen Ölrückstände** befinden. Shell will das Öl trotz der Umweltkrisiken dort zurücklassen. Dagegen wehren sich die deutsche und andere europäische Regierungen ebenso wie Greenpeace.

10. Die **langfristige Zukunft der Nordsee** wird jedoch grün sein. Der Wandel kann schon heute in einigen Nordseehäfen betrachtet werden. Sie sind immer stärker mit dem Abwracken und Recycling der Öl- und Gasanlagen beschäftigt. Gleichzeitig werden dort die ähnlich imposanten Offshore-Windturbinen montiert und für den Transport in die Nordsee vorbereitet.

Executive Summary (English)

1. Twenty-five years ago, **Greenpeace** and vehement public protests prevented Shell, the oil and gas company, from sinking its oil storage and tanker loading platform **Brent Spar** as contaminated industrial waste in the North-East Atlantic. In 2017, Shell began work on decommissioning its remaining facilities in the Brent oil field.

In view of the climate crisis, the question of how further oil and gas production can be reconciled with the long-term climate goals of neighbouring states of the North Sea requires an urgent answer. What preparations are oil companies making to exit the North Sea oil and gas business?

This **report** reveals the following: The oil industry is still operating on the assumption of “business as usual”, polluting the air and the oceans. The oil and gas sector has no answer to the environmental and economic challenges of global warming and marine pollution.

2. **Peak oil** has long since passed in the North Sea. Oil production has halved to 140 million tonnes per year over the past two decades. The British oil and gas industry has lost 11,000 jobs in the last five years alone.

3. The industry’s 727 installations in the North-East Atlantic continue to emit **30 million tonnes of CO2** and pollute the sea with **9,200 tonnes of oil** annually. This corresponds to one oil tanker accident every year simply due to routine operations.

4. The oil and gas deposits discovered so far already exceed the **CO2 budgets** of Great Britain and Norway, the neighbouring countries that are permitted under the climate targets of the Paris Agreement. In addition, the CO2 emissions generated in producing each tonne of oil or gas are rising. Recent data show that these emissions grew by approx. 50 percent between 2001 and 2017.

5. The platforms dump **182,000 tonnes of chemicals** into the sea every year, cause an average of one chemical accident per day, and dispose of over 900,000 m³ of polluted production and replacement water on a daily basis.

6. The **damage to the climate and environment** per tonne of oil and gas produced in the North Sea is increasing as production volumes are shrinking. Many instances of damage remain undetected or are tacitly tolerated by the supervisory authorities.

7. In the coming decades, the industrial landscape of the North Sea will be characterised, above all, by the **dismantling** (decommissioning) of oil and gas platforms and equipment. These contain approx. 7 million tonnes of steel, concrete and other materials. This task is creating a new industry that will generate new jobs and require billions of euros in investment every year.

8. Many of the **decommissioning costs** are being paid for by taxpayers in the producing countries. This increases the incentive for governments to grant exemptions and relieve companies of their decommissioning obligations. The current corona crisis and its consequences for the oil industry further increase this pressure.

9. The attempt to save costs is currently being witnessed in the dispute over concrete base structures in the Brent oil field, which contain over **11,000 tonnes of oil residues**. Shell wants to leave the oil residues in these concrete storage structures. The German and other European governments, as well as Greenpeace, oppose this.

10. The **long-term future of the North Sea** must be a green one. The trend is already visible in some North Sea ports: their future business will increasingly focus on scrapping and recycling oil and gas platforms. They are also involved in assembling similarly impressive offshore wind turbines and preparing them for transport into the North Sea.

1. Die Öl- und Gasindustrie in der Nordsee: *Business as usual* trotz Klimakrise

25 Jahre nach Brent Spar

Im April 2020 jähren sich drei markante Ereignisse in der Ölindustrie der Nordsee und darüber hinaus in der Ölindustrie weltweit:

- **Vor 25 Jahren** wollte der Öl- und Gaskonzern Shell die Öltank- und Verladeplattform Brent Spar im Meer versenken.¹ Doch der Versuch, Abwrackkosten zu Lasten der Umwelt einzusparen, scheiterte am Widerstand von Greenpeace und der Öffentlichkeit. Diese Affäre war der Startschuss für eine intensive öffentliche Diskussion und behördliche Überwachung der Umweltfolgen der Offshore Öl- und Gasförderung im Nordostatlantik.
- **Vor 10 Jahren** explodierte die BP-Plattform *Deepwater Horizon* im Golf von Mexiko. Bei einem Blowout, der auf technisches Versagen, Managementfehler und unzureichende Sicherheitsvorkehrungen zurückzuführen war, starben elf Arbeiter. Es dauerte drei Monate, bis die größte Ölkatastrophe der letzten Jahrzehnte gestoppt werden konnte. Mindestens 4,9 Millionen Barrel Öl verschmutzten den Golf von Mexiko, mit bis heute unabsehbaren ökologischen Folgen für Fauna und Flora.
- **Vor fünf Jahren** veröffentlichte Shell seinen Plan zur Abwrackung der Brent Delta Plattform und weiterer Anlagen östlich der Shetland Inseln.² Damit endete eine Ära in der über 40jährigen Ölgeschichte der Nordsee. Erneut will Shell nun große Mengen ölhaltiger Stoffe in der Nordsee zurücklassen. Greenpeace und mehrere Anrainerstaaten protestieren.

Heute hat das Nordseeöl seine besten Jahre schon lange hinter sich. Ein immer größerer Teil der Investitionen wird von nun an nicht mehr in die Öl- und Gasförderung, sondern in die Entsorgung der zum Teil riesigen Offshore-Anlagen fließen. Parallel dazu ist der Wandel zugunsten Erneuerbarer Energien bereits sichtbar. Immer stärker prägen Windparks das Bild der Nordsee, während Öl und Gas an Bedeutung verlieren.

Dieser Wandel wird durch die Folgen der **Corona-Pandemie** beschleunigt. Weltweit ist die Ölnachfrage eingebrochen. Die Tanklager laufen voll. Der Preis für Brent Öl fiel im Zeitraum von Januar bis April/Mai 2020 von 70 auf zeitweise nur noch 20 Dollar je Barrel. Zahllose Öl- und Gasfirmen in der Nordsee steuern auf die Insolvenz zu. Tausende von Arbeitsplätzen gehen verloren. Die Suche nach nachhaltigen, klimaverträglichen Alternativen zum fossilen Pfad ist heute dringlicher denn je.

Dieser **Bericht** geht den Fragen nach, was in den letzten 25 Jahren passiert ist und welche Trends sich abzeichnen: Konnte die vielfältige und starke Umweltbelastung durch die Öl- und Gasförderung in der Nordsee seit den 90er Jahren reduziert werden? Und wenn ja, in welchem Umfang? Wo gibt es Erfolge, wo geht es nicht voran? Wie hoch ist die Treibhausgasbelastung durch die Offshore-Anlagen? Und wie und auf wessen Kosten erfolgt die aktuelle Abwrackung der zahllosen Anlagen?

Peak Oil und Corona-Krise in der Nordsee

Der Scheitelpunkt der Ölförderung in der Nordsee wurde im Jahr 2000 erreicht.³ Die Mengen waren danach im freien Fall von 304 Mio.t Öl (2000) auf 132 Mio.t Öl (2013). Seither stagnieren sie. Aktuell sind

¹ http://de.wikipedia.org/wiki/Brent_Spar

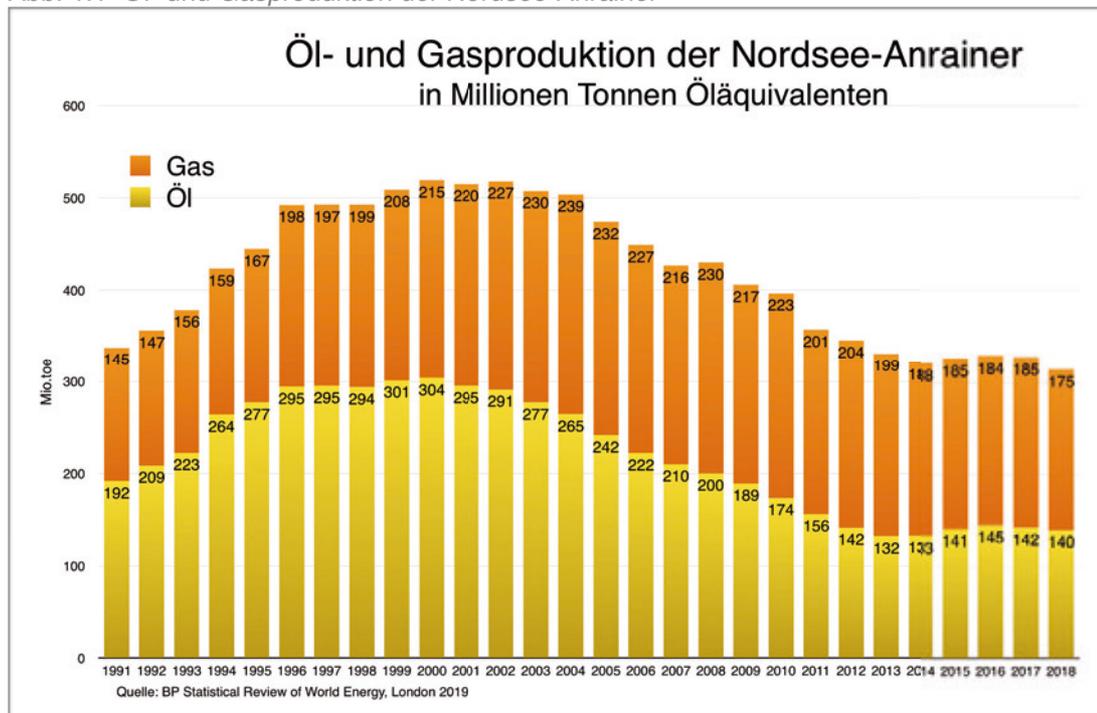
² <http://www.theguardian.com/business/2015/feb/03/shell-brent-delta-platform-decommissioning-north-sea>. Brent ist der Namensgeber für die bekannteste und für die Ölpreisfindung wichtigste Rohölsorte der Welt.

³ Eine ausführlichere Darstellung der Themen und Quellen in den Kapiteln 1-3 befindet sich im Anhang B.

es 140 Mio. Tonnen. Ähnlich verlief die Gasproduktion. Sie stieg bis zur Jahrhundertwende und fällt seither, insbesondere im Vereinigten Königreich (UK). Der aktuelle Start des norwegischen Riesenfeldes *Johan Sverdrup* könnte die norwegischen Ölmengen noch für einige Jahre stabilisieren, aber dann wird es auch hier wieder bergab gehen, nicht zuletzt wegen der aktuellen Ölpreiskrise.⁴

„**Peak Oil**“ ist für die Nordsee also Realität. Das gilt auch für die Arbeitsplätze. In der britischen Öl- und Gasindustrie gab es 2019 nur noch 30.600 Arbeitsplätze in den Sektoren Öl- und Gasförderung und den damit direkt verbundenen Dienstleistungen und Produktionsstätten. Das sind 11.000 Jobs weniger als vor fünf Jahren.⁵

Abb. 1.1 Öl- und Gasproduktion der Nordsee-Anrainer



Die **Corona-Pandemie** beförderte die Ölbranche in der Nordsee und weltweit in ihre schwerste Krise seit dem Zweiten Weltkrieg. Klima- und Umweltthemen drohen nun vollends aus dem Blick zu geraten.

Schon zu Beginn des Jahres 2020 zeichnete sich ein weltweites Überangebot an Öl ab. Die Lage verschärfte sich im März, als das Ölkartell OPEC und Russland keine gemeinsame Linie finden konnten und den Markt daraufhin mit immer mehr Öl fluteten.

Durch die Corona-Lockdowns in China, Europa, in den USA und Indien brach dann die Ölnachfrage weltweit ein. Im April 2020 wurde etwa 30 Prozent weniger Öl verbraucht als in normalen Zeiten. Der Ölpreis (Brent) rutschte Richtung Null und lag Anfang Mai bei 29 Dollar je Barrel. Im Januar war ein Fass Öl noch 70 Dollar wert.

Ein Ende dieser Ölpreiskrise ist nicht in Sicht. Für weitgehend erschöpfte und teure Ölregionen wie die Nordsee stellen sich damit existenzielle Fragen, denn auch hier laufen die Lager voll. Viele Firmen können nicht einmal ihre laufenden Kosten decken.

Norwegen will seine Förderung ab Juni 2020 kürzen und verschiebt den Förderstart neuer Felder. In der britischen Nordsee wurden schon die ersten Felder stillgelegt, da selbst die laufenden Kosten höher sind als die Marktpreise. Ein Viertel der Nordseefelder, also etwa 90 Felder, war schon im März finanziell

⁴ Quelle: IEA: World Energy Outlook 2019, Paris 2019; IEA: Oil Monthly Report February 2020, Paris 2020.

⁵ OGUK: Economic Report 2019, London 2019; OGUK: Workforce Report 2019, London 2019.

“unter Wasser”. Investitionen in neue Projekte oder in bereits erschlossene Felder sind kaum noch zu rechtfertigen. Das Gespenst der *Stranded Assets*⁶ wird zumindest in der Nordsee allmählich zur Realität.⁷

Die britische Öl- und Gasbranche fürchtet den Verlust von Zehntausenden von Arbeitsplätzen, da kaum noch investiert wird. Die Dienstleister und Zulieferketten wird es als erste treffen. Ganze Flotten von Bohrplattformen liegen ungenutzt vor der schottischen Küste vor Anker.⁸ Die finanziellen Reserven der Nordsee-Firmen schwinden. Während der letzten Ölpreiskrise 2015/2016 wurden die Kosten schon so weit wie möglich gedrückt. Zusätzliche Einsparungen gehen jetzt an die Substanz oder könnten sogar die Sicherheit gefährden.

Ebenso gravierend sind die *langfristigen* Folgen. Die Ölbranche in der Nordsee stand bisher für relativ stabile Renditen, auch wenn die Fördermengen schrumpften. Doch die aktuelle Ölmarktkrise verändert das Image der Branche bei Fonds, Banken und Investoren. Schon zuvor galt Öl vor dem Hintergrund der Klimakrise und möglicher *Stranded Assets* als zunehmend riskant. Die Corona-Pandemie und der Ölpreiskollaps machen die Ölbranche nun endgültig zum Hochrisikosektor, der weder kurzfristig noch langfristig ein stabiles Geschäftsmodell vorweisen kann.⁹

Die Branchen rufen jetzt nach staatlicher Unterstützung. Die Regierungen der Nordseeanrainer müssen sich jedoch fragen, ob sich ein Bailout der Ölkonzerne lohnt: Die Branchen bieten weder sichere Arbeitsplätze, noch langfristig stabile Dividenden oder Steuereinnahmen. Im laufenden Jahr wird die britische Öl- und Gasbranche dem Fiskus nicht nur keine Einnahmen bescheren. Voraussichtlich kommt es sogar zu Rückerstattungen früherer Zahlungen.¹⁰

Ebensowenig kann von der Öl- und Gasbranche ein nennenswerter Beitrag zur Lösung der Klimaprobleme erwartet werden. Zusätzlich zu den ökologischen Konsequenzen der Öl- und Gasförderung im Meer müssen immer stärker auch die Klimafolgen beachtet werden. Aber während die europäischen Staaten zumindest auf dem Papier ihre Treibhausgasemissionen Richtung Null reduzieren wollen, machte sich in der Nordsee wieder ein Gefühl des “Business-as-usual” breit. Die Klimakrise spielt hier kaum eine Rolle.

Die bisherigen Ankündigungen etwa von Shell und BP, die Klimaschäden ihrer Produktion und ihrer Produkte bis 2050 minimieren zu wollen, wirken luftig und liegen sehr weit in der Zukunft. Die Vorstände überlassen die eigentliche Arbeit ihren Nachfolgern.

Statt stärker in Wind- oder Solarstrom zu investieren, schütten Ölmultis wie BP lieber die üblichen Dividenden aus, um den Aktienkurs stabil zu halten. Bisher planten die fünf großen Ölkonzerne Shell, BP, Chevron, ExxonMobil und Total, in diesem Jahr über 50 Mrd. Dollar an Dividenden zu verteilen. Shell

⁶ Vermögenswerte, die schlagartig und unerwartet an Wert verlieren. So z.B. bereits erschlossene Ölfelder, die wegen der Ölpreiskrise oder begrenzter nationaler CO₂-Budgets nicht mehr ausgebeutet werden können.

⁷ <https://www.woodmac.com/news/opinion/can-the-north-sea-oil-and-gas-industry-survive-the-downturn/>
<https://www.ft.com/content/363b603e-8234-4a6b-9167-90371b7c4285?segmentId=98583035-ac35-a0ba-ed44-378e53f8caec> ; <https://www.ft.com/content/bf2462ce-69b8-11ea-800d-da70cff6e4d3>

⁸ <https://www.ft.com/content/d9ae865b-fe55-4727-a935-589c0fe27976?segmentId=98583035-ac35-a0ba-ed44-378e53f8caec>
<https://www.ft.com/content/b20fb4a5-648f-4196-9378-1d908b085488?segmentId=98583035-ac35-a0ba-ed44-378e53f8caec>

⁹ <https://www.ft.com/content/3af2f9e2-6012-46e3-849c-501a03bad870>

¹⁰ So Rystad Energy in <https://www.energyvoice.com/coronavirus/235720/20-oil-wouldnt-kill-off-uk-production-but-it-isnt-a-pretty-picture-rystad-says/> ; vgl. auch <https://www.ft.com/content/695be02b-cbc8-4f0f-9d17-968a3fe9b9a2>

preschte nun Ende April vor und strich erstmals seit dem Zweiten Weltkrieg den größten Teil seiner Ausschüttungen, da die finanziellen Mittel fehlen.¹¹

Daraus wird deutlich, dass den Ölfirmen nicht nur die Bereitschaft, sondern allmählich auch die Finanzkraft fehlt, aktiv an der Bewältigung der von ihnen mitverursachten Klimakrise mitzuwirken.

Der Wandel der Nordsee: Abwrackung und Windturbinen im Vordergrund

Dieselben Küstenhäfen, die vor 40 Jahren Öl- und Gasplattformen montiert haben, empfangen und recyceln heute die abgewrackten Anlagen der Öl- und Gasfelder. Und nebenan werden die ähnlich imposanten Offshore-Windturbinen zusammengebaut und für den Transport in die Nordsee vorbereitet.

Dieses Bild symbolisiert den Strukturwandel in der Nordsee: Viele Öl- und Gasfelder sind erschöpft. Die fossile Industrielandschaft wird schrittweise demontiert. Gleichzeitig wächst die Zahl grüner Energieerzeuger. Die OSPAR-Kommission zählte dort 2018 bereits 196 fertiggestellte oder genehmigte Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie, ganz überwiegend Windparks.¹²

Aber die fossile Industrie wähnt sich ebenfalls im Aufwind durch neue Technologieansätze. Wasserstoffwirtschaft und CCS (CCUS), also die Speicherung von CO₂ in den mittlerweile leeren Gasfeldern, sind die beiden Zukunftstechnologien, die am häufigsten genannt und mit luftigen Zielen für spätere Jahrzehnte belebt werden sollen. Beide verlängern jedoch nur den fossilen Pfad. Außerdem hat sich in der Praxis bisher fast nichts getan.

Schon 2007 sprach sich die OSPAR-Kommission der Nordseeanrainer für die unterirdische Speicherung von CO₂ in der Nordsee aus.¹³ CCS im industriellen Maßstab ist in UK jedoch noch nicht in Sicht. Die erste Anlage wird frühestens Mitte der 20er Jahre erwartet. Im Moment sind die norwegischen Felder Sleipner und Snøhvit die einzigen CO₂-Speicher.

Große Wasserstoffprojekte nehmen zwar europa- und weltweit an Fahrt auf. In Nordengland sind mehrere Großprojekte geplant. Wasserstoff wird allerdings aus Erdgas hergestellt. Die dabei entstehenden CO₂-Emissionen sollen abgeschieden und in leeren Nordseefeldern dauerhaft eingelagert werden. Bei diesen Verfahren entstehen jedoch erhebliche Restemissionen und der Speicherplatz ist begrenzt.¹⁴

Klimaziele der Öindustrie: Kein Kurswechsel in Sicht

Technisch und geologisch gesehen könnte selbst im Jahr 2050 in der Nordsee noch Öl gefördert werden, auch wenn die Mengen bis dahin schrumpfen werden. Ohne verschärfte klimapolitische Maßnahmen wird die Nordsee also eine Industrielandschaft für die Öl- und Gasproduktion bleiben.

Allein die bereits entdeckten Öl- und Gasvorkommen in der Nordsee überschreiten das CO₂-Kontingent der Anrainerstaaten Großbritannien und Norwegen, wenn sie die Vorgaben des Pariser Klimaabkommens einhalten wollen. Die Klimaziele der britischen und norwegischen Öl- und Gasindustrie wirken vor diesem Hintergrund extrem bescheiden und angesichts der Klimakrise geradezu anachronistisch.

¹¹ <https://www.ft.com/content/4ba98555-b45d-415b-80ea-a59d8b481f9e>
<https://www.ft.com/content/3af2f9e2-6012-46e3-849c-501a03bad870>

¹² Ospar Commission (ospar.org): [ospar_offshore_renewables_2018_01_002-other-OSPAR_Offshore_Renewables_2018.xlsx](https://ospar.org/other-OSPAR_Offshore_Renewables_2018.xlsx); und eine Karte dazu: https://odims.ospar.org/layers/geonode:ospar_offshore_renewables_2018_01_002.

¹³ <https://www.ospar.org/work-areas/oic/carbon-capture-and-storage>

¹⁴ Steffen Bukold: Blauer Wasserstoff. Perspektiven und Grenzen eines neuen Technologiepfades. Kurzstudie im Auftrag von Greenpeace Energy, Hamburg 2020.

In diesen Tagen beginnt die offizielle Produktion im riesigen Ölfeld Johan Sverdrup. Sverdrup enthält mindestens 2,7 Mrd. Barrel an förderwürdigem Öl. Im Endausbau wird es knapp 700.000 Barrel Öl pro Tag bereitstellen. In einer unerwarteten Gegenbewegung wird die norwegische Ölförderung dank des neuen Feldes für einige Jahre ihren Abwärtstrend stoppen.

Immerhin wird das Feld mit Strom vom Festland versorgt. Das ersetzt die sonst üblichen Gasturbinen, die für über 80% der CO₂-Emissionen der Offshore-Plattformen verantwortlich sind. Die Emissionen je gefördertem Barrel Öl sollen deshalb nur bei 0,7kg CO₂ liegen.

In der britischen Nordsee liegt der Durchschnitt bei 21kg. Er soll langfristig auf 4 kg CO₂ fallen. Aber die Branche schweigt sich darüber aus, wie dieses Ziel erreicht werden soll und welche konkreten Schritte geplant sind. Es wird lediglich vage auf das Potenzial von Wasserstoff und CCS verwiesen.¹⁵ Die Emissionen des britischen Offshore Öl- und Gassektors lagen 2018 bei 14,63 Mio. Tonnen CO₂-Äquivalenten (CO₂e). Das entspricht 3% der britischen Emissionen insgesamt.¹⁶

Nicht viel besser sieht es in Norwegen aus. Weder bei den Emissionen noch bei der Ölverschmutzung des Meeres erwartet die Branche Verbesserungen. Knapp 14 Mio. Tonnen CO₂e emittierte die Offshore Öl- und Gasindustrie im Jahr 2018. Das ist etwa ein Viertel der gesamten norwegischen CO₂-Emissionen.

Die geplanten Fortschritte in diesem Jahrzehnt sind auch in Norwegen überschaubar. Mehr Felder als bisher sollen ihren Strom vom Festland aus beziehen. Der Anteil soll bis 2023 auf 44% steigen. Allerdings lag der Anteil schon im Jahr 2013 bei 30%.

Die Prognosen der norwegischen Behörden zeigen, dass in den nächsten Jahren keine Verbesserungen erwartet werden, weder bei den CO₂-Emissionen noch beim Ableiten ölhaltigen Produktionswassers ins Meer.¹⁷

Industriellandschaft Nordsee

Die Nordsee ist nach der Entdeckung der Öl- und Gasvorkommen zu einer Industriellandschaft geworden. Die Offshore Öl- und Gasindustrie verfügt in der Region¹⁸ über 1741 technische Anlagen, die von Pipelines über Verteiler am Meeresboden bis zu den großen Förder-, Bohr- und Verteilerplattformen reichen. Davon verursacht knapp die Hälfte Schadstoffemissionen in der Luft oder Öl-/Chemikalienverschmutzungen im Wasser.

Obwohl die Produktionsmengen seit dem Jahr 2000 stark schrumpften, kletterte die Zahl der emittierenden Anlagen. Die Öl- und Gasförderung aus weitgehend erschöpften Feldern wird technisch immer komplexer, während die neu entdeckten Felder immer kleiner werden. Daher steigt der

¹⁵ OGUK: Economic Report 2019, London 2019; <https://www.ogauthority.co.uk/the-move-to-net-zero/flaring-and-venting/>

¹⁶ OGUK: Environment Report 2019, London 2019.

¹⁷ <https://www.npd.no/en/facts/publications/reports2/resource-report/resource-report-2019/emissions-discharges-and-the-environment/>; Details hierzu siehe auch im Anhang.

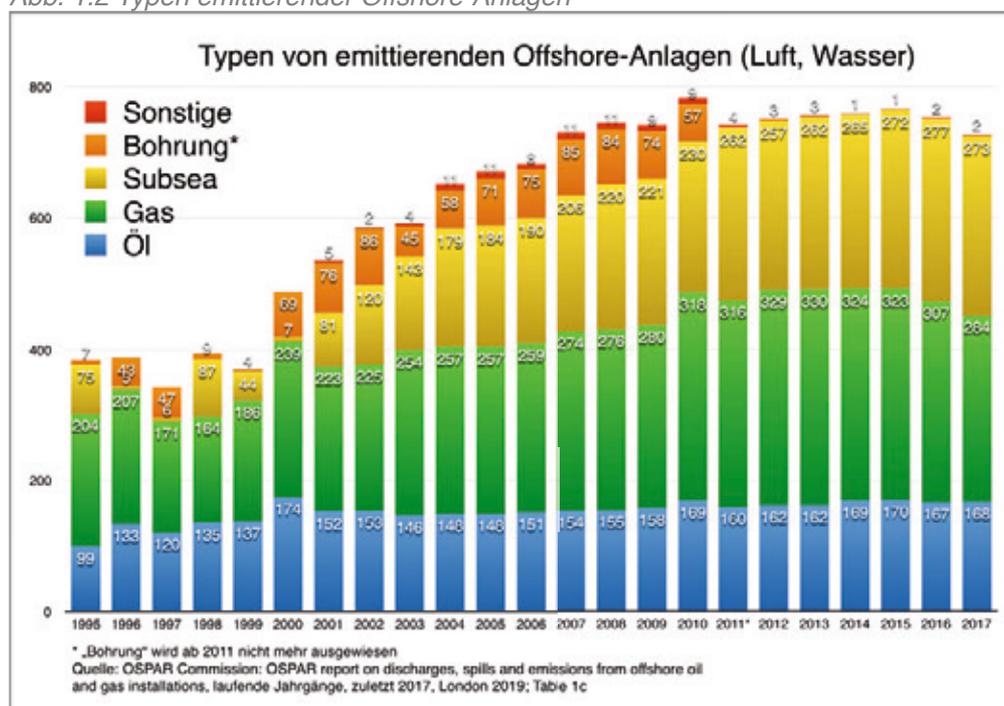
¹⁸ OSPAR-Region Nordostatlantik. Fast alle Anlagen (>95%) befinden sich in der Nordsee. Die Zahlen zum Bestand beziehen sich auf das Erhebungsjahr 2017. Quelle: OSPAR Commission. Die geografische Abgrenzung der verwendeten Quellen ist nicht immer einheitlich. Fast das gesamte Öl und Gas im Nordostatlantik wird in der Nordseeregion gefördert. Die Nordsee bildet daher den geografischen Schwerpunkt der folgenden Analysen. Einige Statistiken der OSPAR-Kommission betrachten jedoch den gesamten Nordostatlantik, ohne die Nordsee getrennt zu erfassen. Mehrere Statistiken aus anderen Quellen folgen hingegen einem nationalstaatlichen Ansatz. In diesem Fall umfassen z.B. die „Offshore-Aktivitäten Norwegens“ nicht nur die Anlagen in der Nordsee, sondern auch die Anlagen in der Norwegischen See. Wir haben diese unterschiedlichen räumlichen Zuordnungen im Text und in den Titeln der Abbildungen deutlich gemacht, wo immer es möglich und sachlich sinnvoll war.

technische Aufwand. Der vorläufige Höhepunkt wurde 2010 mit 784 emittierenden Anlagen erreicht. Diese Zahl schrumpfte seither nur leicht auf 273 Anlagen.¹⁹

Fast alle Anlagen befinden sich in den Gewässern von drei Nordseeanrainern: Großbritannien (477 Anlagen), Niederlande (107 Anlagen) und Norwegen (117 Anlagen), wobei die norwegischen Plattformen im Durchschnitt größer als in den Nachbarländern sind, da sie in tieferem Wasser stehen. Weitere 21 Anlagen stehen in dänischen Gewässern. Deutschland hat 2 emittierende Anlagen, Irland 3 Anlagen.

Die meisten sichtbaren Anlagen, also vor allem die Förderplattformen, dienen der Gasförderung (284). Die Zahl der Anlagen, die vor allem für die Ölförderung errichtet wurden, liegt deutlich darunter (168). Die nicht sichtbare Infrastruktur unter der Meeresoberfläche (Subsea), die sowohl der Gas- als auch der Ölproduktion dienen kann, wuchs Jahr für Jahr und fiel erst 2017 leicht auf 273 Anlagen.

Abb. 1.2 Typen emittierender Offshore-Anlagen



Die Betreiber der Infrastruktur: Welche Firmen fördern Öl und Gas?

Seit knapp einem Jahrzehnt verändert sich die Struktur der Firmen, die in der Nordsee Öl und Gas fördern. An die Stelle der Oil Majors, also der großen westlichen Ölkonzerne wie Shell oder BP, treten zunehmend mittelgroße Öl- und Gaskonzerne aus aller Welt.

Hinzu kommen Öl- und Gasfirmen, die von Private Equity Konzernen wie Carlyle Group, CVC Capital Partners, EIG Global Energy Partners oder auch Staatsfonds wie der China Investment Corp. gelenkt werden. Allein in den Jahren 2012-2018 gab es 55 oftmals milliardenschwere Deals, in denen Felder oder Feldergruppen an die neuen Besitzer verkauft wurden.²⁰

BP und Shell stehen heute nur noch auf den Plätzen 3 und 4. Größter Produzent ist nun Chrysaor (Private Equity), gefolgt von der französischen Total. Exxon hat sich weitgehend verabschiedet. Kleine oder mittelgroße Unternehmen prägen nun das Geschehen, vor allem im britischen Sektor der Nordsee.

¹⁹ Eine Karte mit den Standorten der Installationen: https://odims.ospar.org/layers/geonode:ospar_offshore_installations_2017_01_001.

²⁰ <https://www.woodmac.com/news/opinion/how-to-create-value-through-oil-and-gas-acquisitions-in-the-north-sea/> und <https://www.ft.com/content/d9e06710-60fa-11e9-b285-3acd5d43599e>

Die OSPAR-Kommission: Watchdog für die Nordsee

Der gescheiterte Versuch von Shell, die Brent Spar Plattform 1995 zu versenken, und eine lange Kette von Ölunfällen in der Nordsee führten zur Gründung neuer internationaler Behörden und Regelwerke zur Überwachung des Meeres.

Die wichtigste davon ist die **OSPAR-Kommission**. Sie wurde auf der Grundlage der OSPAR-Konvention geschaffen, eines völkerrechtlichen Vertrages, der 1992 zwischen den Anrainern der Nordsee und darüber hinaus des Nordostatlantiks verabschiedet wurde und 1998 in Kraft trat.

Die OSPAR ist für den ökologischen Schutz im Nordostatlantik zuständig. Dazu gehört alles, was in die Nordsee oder den Nordatlantik eingeleitet, emittiert oder versenkt wird. In ihrer *Offshore Strategy* haben sich diese Nordseeanrainer auf das Ziel verständigt, die Verschmutzung des Meeres durch die Öl- und Gasindustrie zu verringern und zu verhindern. Um die Fortschritte zu überprüfen, werden jährlich Daten über die Einleitungen ins Meer, Emissionen in die Luft, den Einsatz von Chemikalien etc. nach einheitlichen Maßstäben erhoben und veröffentlicht. Auf diese Berichte stützen sich viele Schaubilder in diesem Bericht.

Die OSPAR befasst sich mit zahllosen Aspekten des Umwelt- und Klimaschutzes. Darunter befinden sich auch die Regeln zur Abwrackung alter Öl- und Gasplattformen und die Grenzwerte für die Einleitung von Öl und Chemikalien.²¹

1. Abwrackung

Noch unter dem Eindruck des Konflikts um die Versenkung der Brent Spar verhängte das Ministerialtreffen der OSPAR 1998 ein Verbot, stillgelegte Anlagen im Meer zu versenken oder vor Ort zurückzulassen, wobei in begründeten Fällen Ausnahmen möglich sind (*OSPAR Decision 98/3 on the Disposal of Disused Offshore Installations*).

Betonstrukturen sowie Stahlkonstruktionen mit einem Gewicht von mehr als 10.000 Tonnen sind von der grundsätzlichen Abbaupflicht ausgenommen. Stahl-Topsides über der Oberfläche sollen jedoch ausnahmslos entfernt werden. Es müssen erhebliche und ausführlich begründete Argumente vorgelegt werden, wenn eine Ausnahmegenehmigung erteilt werden soll. Die Ausnahmen müssen von der jeweiligen nationalen Aufsichtsbehörde genehmigt werden. Pipelines werden von der OSPAR-Entscheidung nicht erfasst.²²

Laut OSPAR wurden mittlerweile 368 Installationen außer Betrieb genommen.²³ Darunter befinden sich:

- **170 Unterwasserinstallationen** sowie
- **139 fixe** und **39 schwimmende Stahlkonstruktionen** (vgl. Liste im Anhang A dieses Berichts und die folgende Karte);
- mehrere riesige Zementfundamente, die sich unter der Wasseroberfläche befinden, bleiben vor Ort; hier handelt es sich um besonders schwere Anlagen mit über 100.000 t Gewicht.²⁴

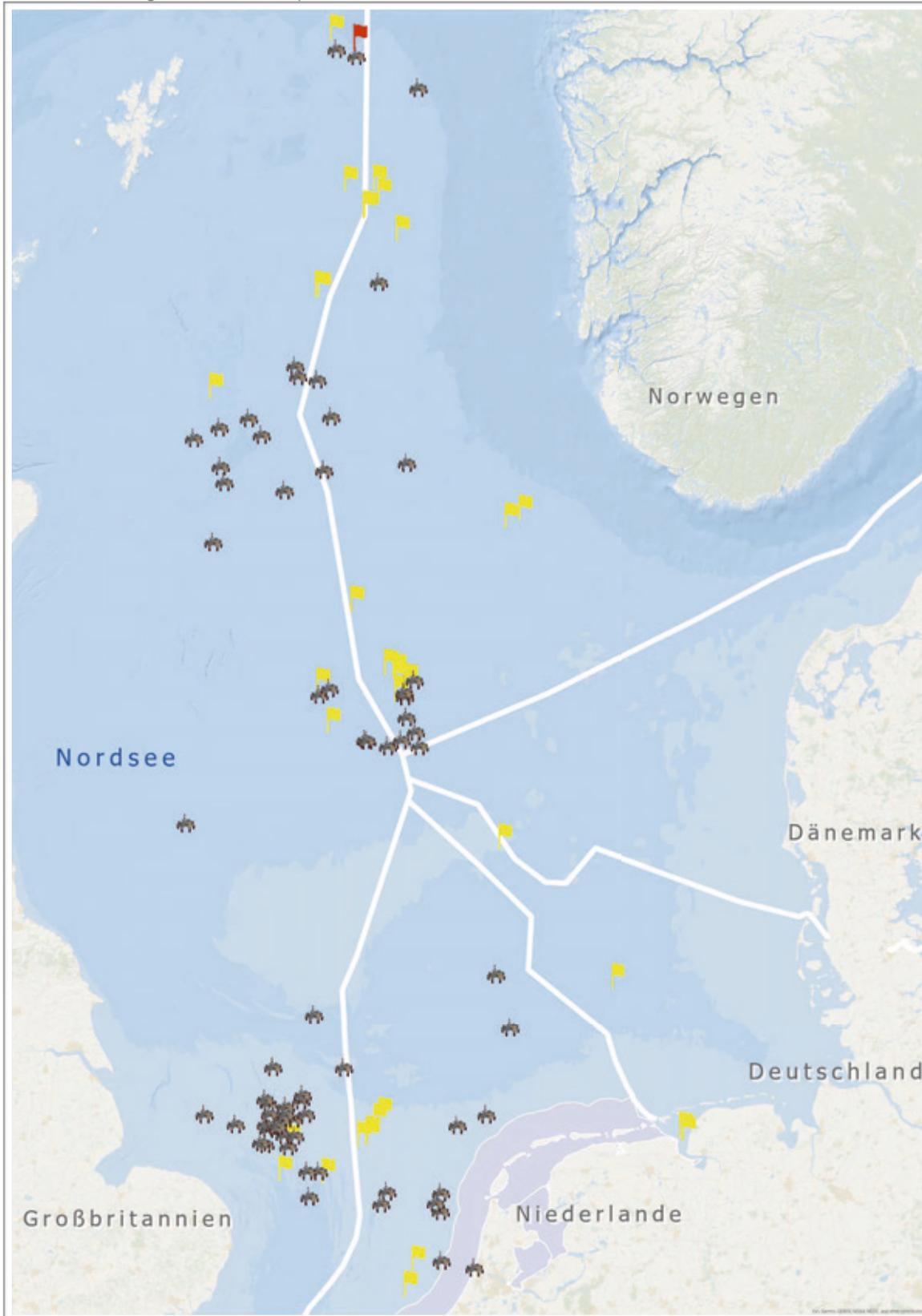
²¹ Vgl. die ausführlichere Darstellung der OSPAR-Aktivitäten im Anhang.

²² Pipelines können an Ort und Stelle bleiben, wenn sie keine Gefährdung für die Sicherheit der Schifffahrt oder die Fischerei darstellen, vgl. http://www.ukoaaenvironmentallegislation.co.uk/contents/topic_files/offshore/decommissioning_pipelines.htm; DECC Guidance Notes - Decommissioning of Offshore Oil and Gas Installations and Pipelines under the Petroleum Act 1998, London 2011.

²³ In der OSPAR Statistik umfasst das die drei Klassifizierungen *decommissioned*, *closed down* und *dismantled*.

²⁴ Quellen: OSPAR_Offshore_Installations_Inventory_2017; <https://www.gov.uk/guidance/oil-and-gas-decommissioning-of-offshore-installations-and-pipelines>; The United Kingdom Offshore Oil and Gas Industry Association Ltd. (Oil & Gas UK): The Decommissioning of Steel Piled Jackets in the North Sea Region, October 2012, eigene Recherchen.

Abb.3.1 Entsorgte Öl- und Gasplattformen



-  Öl-/Gas-Plattformen, an Land entsorgt (77)
-  Brent Spar
-  Plattformen außer Betrieb, zur Entsorgung vorgesehen, wiederverwendet oder Status unklar (94)
-  Ausschließliche Wirtschaftszone

2. Bohrflüssigkeiten

Die OSPAR setzte auch eine drastische Verringerung bei der Verwendung und Entsorgung von sog. *organic-phase* bzw. ölhaltigen Bohrflüssigkeiten durch. In den Jahren zuvor wurden kontaminierte Bohrflüssigkeiten und Bohrklein einfach über Bord geworfen. Der Einsatz ölhaltiger Bohrflüssigkeiten (meist Dieselöl) war in den 1990er Jahren noch die Hauptquelle für die Ölverschmutzung der Nordsee. Mittlerweile dominieren Produktionswasser und Ballastwasser.

3. Chemikalien

Im Jahr 2000 führte OSPAR in der *Decision 2000/2* ein Kontrollsystem ein, das schrittweise gefährliche Substanzen (hazardous substances) durch ungefährlichere Ersatzstoffe ersetzte.

Die Einleitung bestimmter Chemikalien ins Wasser wurde parallel dazu stufenweise verboten. Das betraf zunächst die OSPAR Priority Chemicals (bis 2010) und dann die Ersatzstoffe (bis 2017). Bei den LCPA (List of Chemicals für Priority Action) wurde seit 2005 eine Reduzierung der Einleitungen um 99% erreicht. Chemikalien müssen allerdings nicht durch Ersatzstoffe ersetzt werden, wenn dies aus technischen Gründen nicht möglich oder aus Sicherheitsgründen nicht ratsam erscheint.²⁵

4. Produktionswasser

Die Verringerung des Ölanteils im Produktionswasser ist ein weiteres Ziel der OSPAR Commission. Der Grenzwert für Öl wurde 2007 von 40 auf 30 mg je Liter verschärft.

5. Fazit

Die OSPAR hat die Transparenz in der Nordsee zweifellos deutlich erhöht und die Verringerung oder Beendigung einiger Umweltbelastungen entscheidend gefördert. Dennoch bleibt noch viel zu tun, wie die Auswertungen im folgenden Kapitel zeigen.

²⁵ OSPAR Commission: Assessment of the OSPAR Report on Discharges, Spills and Emissions to Air from Offshore Installations, 2010-2012 , London 2014.

2. Verschmutzung der Nordsee durch Öl und Chemikalien

Die folgenden Seiten geben einen zusammenfassenden Überblick über die mannigfachen Belastungen der Nordsee durch die Öl- und Gasindustrie. Ausführliche Informationen befinden sich im Anhang B.

Schon die offiziellen Zahlen zeigen, dass die Schadstoffbelastung der Nordsee nach wie vor einen enormen Umfang hat. Nach anfänglichen Verbesserungen in den 90er Jahren gab es in diesem Jahrhundert kaum noch Fortschritte. Eher im Gegenteil: Wenn man die schrumpfende Öl- und Gasproduktion mitberücksichtigt, sind die Schäden je geförderter Tonne Öl oder Gas sogar in vielen Fällen gestiegen.

Stichproben durch Greenpeace und andere NGOs zeigen außerdem, dass es eine schwer überschaubare Dunkelziffer an Umwelt- und Klimaschäden gibt, die den Aufsichtsbehörden möglicherweise verborgen bleibt oder stillschweigend geduldet wird.

Ölunfälle

Die Nordsee blickt auf eine lange Liste schwerer Ölunfälle zurück.²⁶ Im Jahr 1988 starben 167 Menschen auf der Ölbohrplattform Piper Alpha. 1980 kenterte die Plattform Alexander L. Kielland. Dabei starben 123 Menschen. Bei einem großen Unfall auf der Statfjord-Plattform in der norwegischen Nordsee im Jahr 2007 flossen bei einem Ladevorgang 22.000 Barrel Öl in die Nordsee. Beim Blowout auf der Plattform Ekofisk Bravo im Jahr 1977, ebenfalls in norwegischen Gewässern, verschmutzten 200.000 Fass Öl die Nordsee.

Die Serie von Störfällen riss auch in jüngerer Zeit nicht ab. Die Nordsee stand mehrfach kurz vor einer Katastrophe. Nur ein Zufall rettete 2011 die große norwegische Ölplattform Gullfaks C vor einer Gasexplosion (Blow-out). Auf der Plattform Gannet Alpha traten ebenfalls 2011 mindestens 216 Tonnen Öl aus.²⁷ Am 15. Okt. 2016 verlor die Bohrplattform Songa Endurance die Kontrolle über eine Bohrung beim großen Trollfeld. Ein Gasleck drückte eine 30m hohe Wasserfontäne über die Plattform. Nach etwa einer Minute konnten die Notschließvorrichtungen des Blowout Preventers am Meeresgrund die Pipelines kappen.

Viele Anlagen in der südlichen und mittleren Nordsee sind veraltet. Die Region wird Schritt für Schritt zu einem Sanierungsfall. Die Nordsee ist in der „Ageing Infrastructure Phase“, ein Euphemismus für Störanfälligkeit, pausenlose Reparaturen und steigende Kosten, die niemand tragen will.

Für die Eigentümer der Infrastruktur besteht wenig Anreiz, in Anlagen zu investieren, die ohnehin in absehbarer Zeit abgewrackt werden müssen. Es besteht daher das Risiko, dass zu wenig investiert wird, um Sicherheitsstandards aufrechtzuerhalten. Die aktuelle Ölpreiskrise lässt die Investitionsbudgets der Ölfirmen noch weiter schrumpfen.

Die geringen Strafen bei Unfällen stellen keine Abschreckung dar. Es kommt fast nie zu Sanktionen. Die nur selten verhängten Geldstrafen sind geradezu absurd niedrig. Selbst die Lobbyverbände schlagen Alarm: Oil & Gas UK mahnte vor wenigen Jahren, dass die Instandhaltung für kritische Infrastrukturen in

²⁶ Hinzu kommen Tankerunfälle, die noch weitaus größere Ölmengen freisetzen, aber nicht das Hauptthema dieses Berichts sind: So verunglückten die Prestige 2002 vor Spanien, die Amoco Cadiz 1978 vor der Bretagne, die Torrey Canyon 1967 vor den Scilly Isles, die Urquiola 1976 vor Spanien, die Jakob Maersk 1975 vor Portugal oder Braer 1993 vor den Shetland Islands, die Aegean Sea 1992 vor Spanien, die Sea Empress 1996 vor Großbritannien (Milford Haven). Vgl. hierzu S.Bukold: License to Spill - Ölverschmutzungen in der Nordsee - Kurzstudie im Auftrag der Bundestagsfraktion Bündnis 90/Die Grünen, EnergyComment April 2014.

²⁷ <http://www.theguardian.com/environment/blog/2011/aug/16/shell-north-sea-oil-spill-live>.

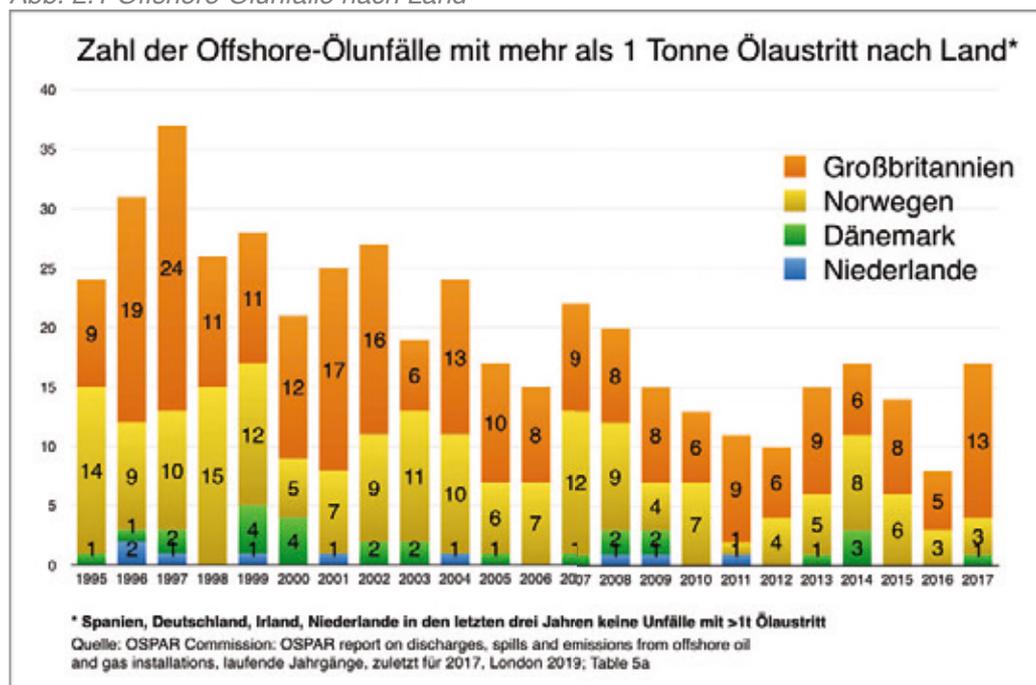
der Nordsee so stark verzögert wird wie nie zuvor. Ähnliche Kürzungen wurden in den späten 90er Jahren für eine Welle von Gaslecks und Unfällen verantwortlich gemacht.²⁸

Insbesondere der Öl- und Gaskonzern Shell fiel über die Jahre mit einer endlosen Liste von Sicherheitsverstößen und Störfällen in der britischen Nordsee auf. Der Konzern hat zusammen mit BP eine der schlechtesten Sicherheitsbilanzen aller Ölfirmen. In Norwegen steht der Öl- und Gaskonzern BP verstärkt in der Kritik, nachdem am Ula-Feld im September 2012 17 Tonnen Öl ungehindert in die Nordsee flossen. Nur glückliche Umstände verhinderten einen weitaus größeren Zwischenfall, so die norwegische *Petroleum Safety Authority*. Die Behörde stellte zahlreiche Verstöße gegen Sicherheitsvorschriften fest und kritisierte in ungewöhnlich scharfen Worten das BP Management und dessen Fähigkeit und Bereitschaft, Ölplattformen angemessen instandzuhalten. Im Jahr 2016 entwichen zeitgleich zum Kinostart des Hollywood-Katastrophendramas „Deepwater Horizon“ an der BP Clair Plattform 95 Tonnen Öl in die Nordsee.

Nach den schweren Unfällen in den 80er Jahren konnten zusätzliche Sicherheitsmaßnahmen und eine verstärkte Aufsicht die Situation zunächst verbessern. Die Zahl der Offshore-Unfälle, bei denen mehr als 1 Tonne Öl in die Nordsee austraten, fiel deutlich, so Erhebungen der OSPAR-Kommission.

Während sich Ende der 1990er noch um die 30 Unfälle pro Jahr ereigneten, fiel ihre Zahl bis 2011 auf nur noch 10 Vorfälle. Seither gab es jedoch wieder einen Anstieg auf zuletzt 17 Unfälle pro Jahr. Trotz der geringeren Produktionsmenge gibt es seit Jahren in Großbritannien mehr Ölunfälle als in Norwegen.

Abb. 2.1 Offshore-Ölunfälle nach Land



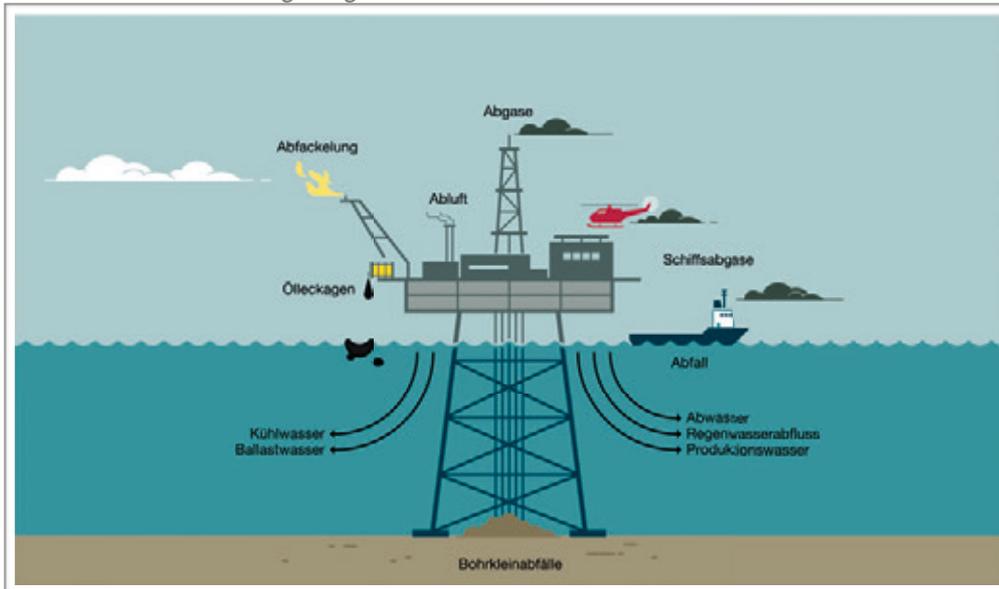
Die vergessene Größe: Die erlaubte Ölverschmutzung durch Offshore-Anlagen

Während sich die Aufmerksamkeit der Medien vor allem auf Ölunfälle konzentriert, wird oftmals vergessen, dass genehmigungsfreie Emissionen eine weitaus größere Belastung für die Nordsee darstellen. Schon der normale Betrieb der Offshore-Plattformen führt zu einer erheblichen Umweltbelastung durch Öl, Chemikalien, Schwermetalle und radioaktive Substanzen.

²⁸ Financial Times 18. Okt. 2015 „North Sea oil producers face a perfect storm“; http://og.decc.gov.uk/en/olgs/cms/data_maps/field_data/oil_spills/oil_spills.aspx; The Guardian 29. April 2013.

Sie werden über das sog. **Produktionswasser** (Lagerstättenwasser) und über Bohrklein bzw. Bohrschlamm aus dem tiefen Gestein an die Oberfläche befördert und anschließend im Meer entsorgt. Auch muss immer wieder Meerwasser in die Öltanks der Anlagen gepumpt und anschließend herausgepumpt werden, um bei Verladevorgängen die Stabilität zu gewährleisten (**Ballastwasser/ Displacement Water**). Es gibt also eine ganze Reihe von Verschmutzungswegen, wie die folgende Abbildung verdeutlicht.

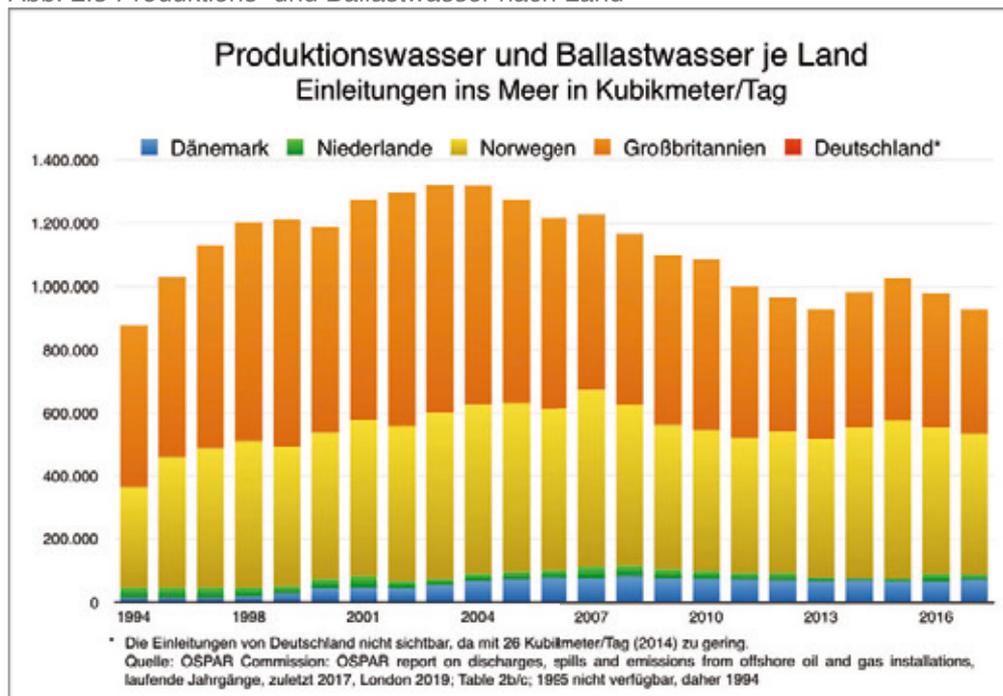
Abb. 2.2 Verschmutzungswege



Quelle: Eigenes Schaubild nach OSPAR-Vorlage

Die gesamten Wassermengen, die bei der Öl- und Gasförderung in der Nordsee ins Meer entsorgt werden, sind enorm. Sie liegen bei etwa 1 Mio. Kubikmeter pro Tag. Nach 2011 gelang es nicht mehr, diese Mengen zu verringern. Sie blieben auf einem ähnlichen Stand wie 20 Jahre zuvor.

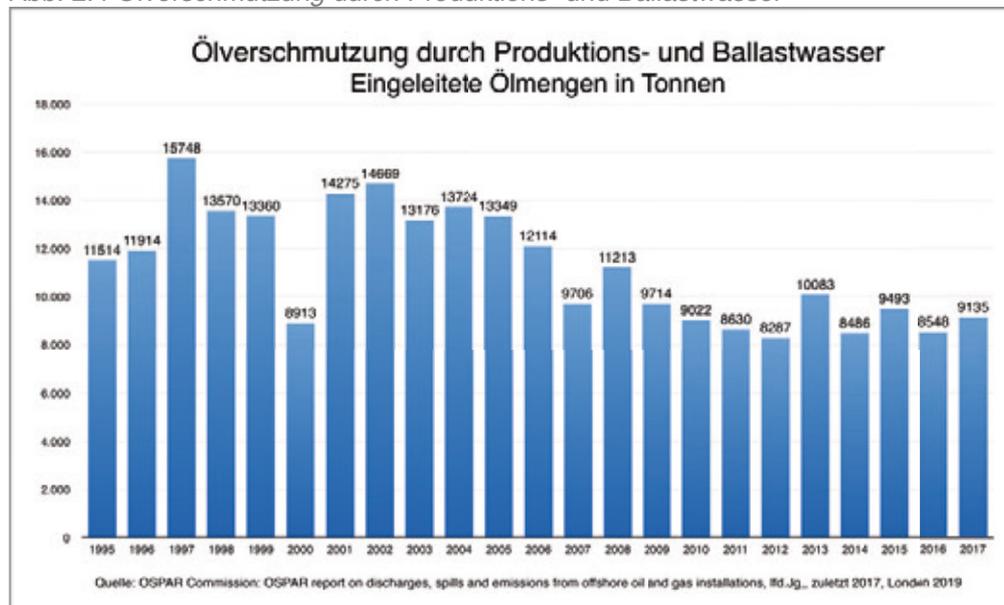
Abb. 2.3 Produktions- und Ballastwasser nach Land



Dieser enorme Wasserumsatz bleibt nicht ohne Folgen für die Ölverschmutzung der Nordsee. Die legal eingeleiteten Ölmengen im regulären Betrieb sind um ein Vielfaches höher als die Ölmengen, die ungeplant durch Ölunfälle in die Nordsee gelangen. **In der Summe entsprechen sie einem mittelgroßen Tankerunglück pro Jahr.**

Seit 2012 steigen diese Mengen sogar wieder an. Im Jahr 2017 lagen sie mit 9135 Tonnen Öl (!) auf einem für das Jahrzehnt typischen Niveau.

Abb. 2.4 Ölverschmutzung durch Produktions- und Ballastwasser



Dieser Trend stellt nur einen Teil der Wahrheit dar, denn die Aufsichtsbehörden änderten mehrfach die Methoden, mit denen die Ölverschmutzung erfasst wurde. Im Jahr 2007 führte OSPAR eine neue Referenzmethode ein. Die Ölkonzentration im Wasser sank dadurch um etwa ein Drittel im Vergleich zur früheren Methode.²⁹

Besonders problematisch ist die unvollständige Erfassung von sog. Dissolved Oil. Es enthält die aggressivsten Schadstoffe wie PAH (Polycyclic Aromatic Hydrocarbons) und Phenole. Seit 2011 erfasst die Aufsichtsbehörde OSPAR davon nur noch die Teilgruppe BTEX, die zu den weniger bedenklichen Bestandteilen von Dissolved Oil gehören. Die OSPAR-Kommission räumt selbst ein, dass sie mit der Einführung der neuen Referenzmethode die umstrittenen PAHs und Phenole im Dissolved Oil nicht mehr erfassen kann.

Damit ist es auch nicht mehr möglich, einen verlässlichen Trend über die Gesamteinleitung von Öl in die Nordsee durch Offshore-Plattformen festzustellen: Was nicht mehr gemessen wird, existiert nicht mehr und wird auch nicht mehr berichtet.³⁰

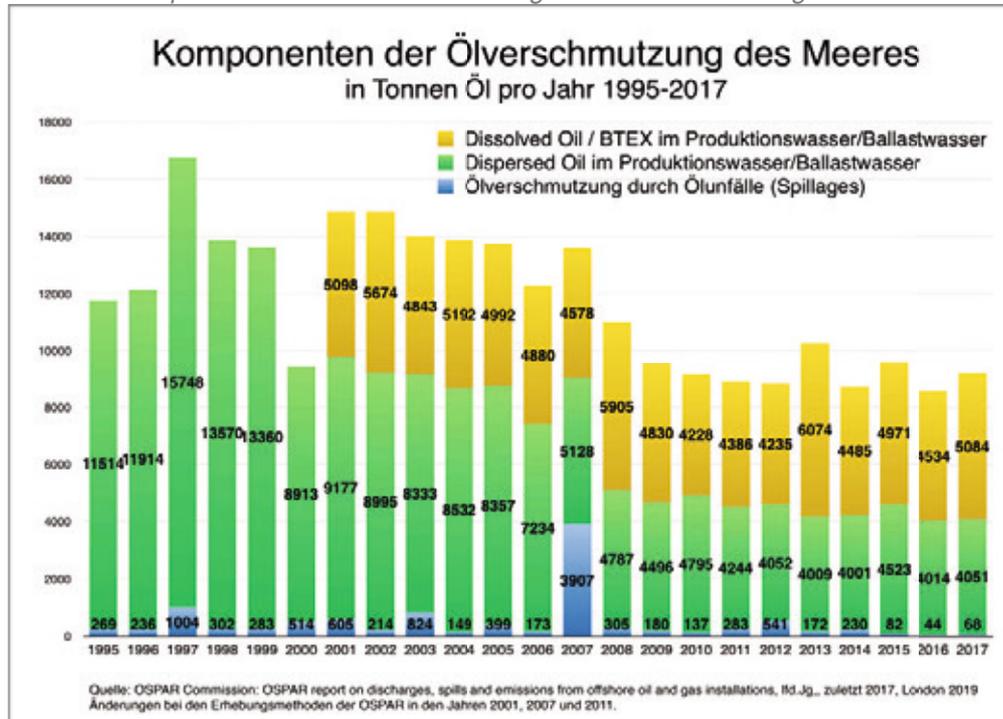
²⁹ OSPAR Commission: Assessment of the OSPAR Report on Discharges, Spills and Emissions to Air from Offshore Installations, 2010-2012, London 2014. Die Angaben beziehen sich auf Dispersed Oil (Öl in Tröpfchenform); vgl. Anhang B5.

³⁰ Details und Quellen hierzu befinden sich im Anhang dieses Berichts.

Die gesamte Ölverschmutzung durch Offshore-Anlagen

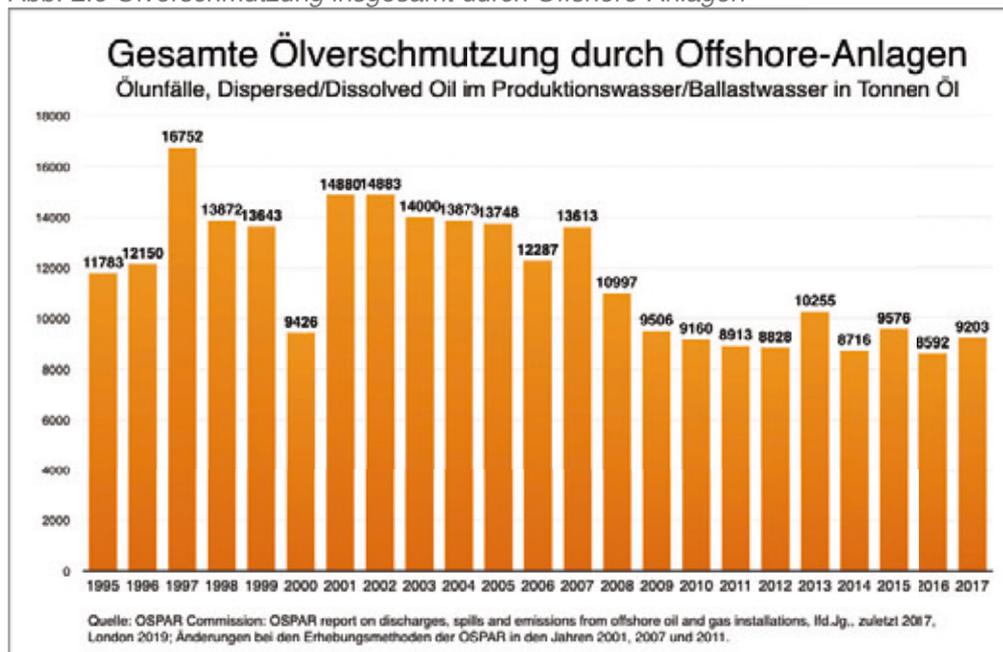
Die folgende Abbildung zeigt die gesamte Verschmutzung der Nordsee durch Ölunfälle (blau) sowie die genehmigungsfreien Einleitungen von Öl durch Produktionswasser und Ballastwasser der Plattformen, also Dispersed Oil (grün) und das chemisch häufig noch bedenklichere Dissolved Oil (gelb).

Abb. 2.5 Komponenten der Ölverschmutzung durch Offshore-Anlagen



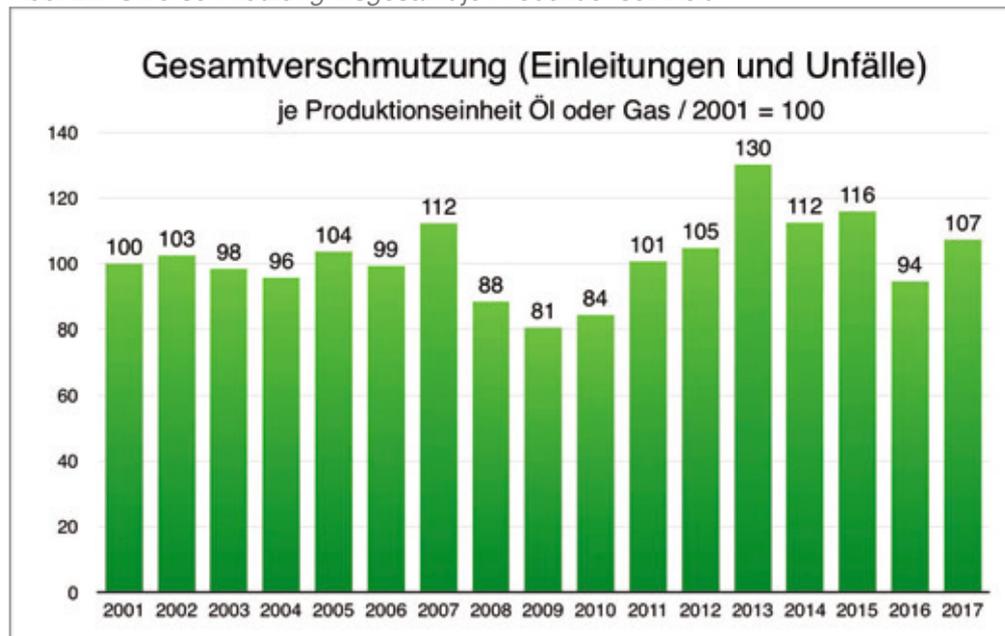
Insgesamt liegt die Verschmutzung des Meeres durch Offshore-Anlagen Jahr für Jahr bei über 8.000 Tonnen Öl. **Im letzten Berichtsjahr des OSPAR (2017) stiegen die Mengen sogar wieder an auf 9203 Tonnen Öl.** Seit 2009 sind im Trend keine Fortschritte erkennbar.

Abb. 2.6 Ölverschmutzung insgesamt durch Offshore-Anlagen



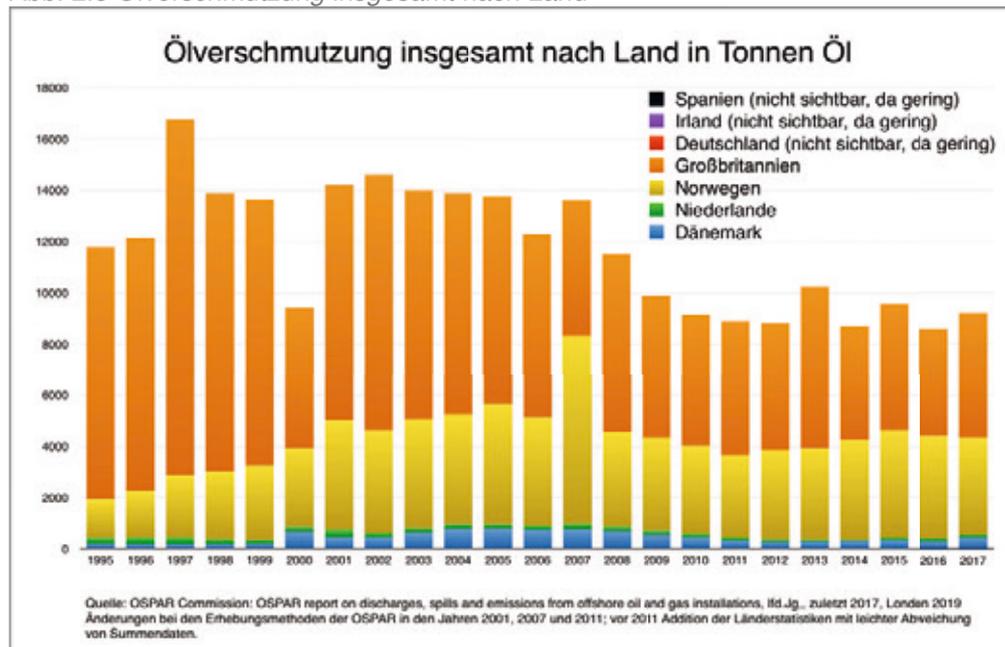
Dieser Trend wirkt noch bedenklicher, wenn die Verschmutzung nach Produktionsmenge gewichtet wird, die in den letzten Jahrzehnten merklich schrumpfte. In dieser Perspektive liegt die Ölverschmutzung nach 2009 sogar höher als im Jahrzehnt davor. **Je produzierter Tonne Öl/Gas wird die Nordsee derzeit stärker verschmutzt als zu Beginn der statistischen Erfassung im Jahr 2001.**

Abb. 2.7 Ölverschmutzung insgesamt je Produktionseinheit



Bei der Gesamtverschmutzung durch Öl steht Großbritannien an erster Stelle, obwohl die Ölförderung deutlich hinter Norwegen zurückbleibt. Das könnte mit der Vielzahl alter Felder, also einem hohen Anteil von Produktionswasser, und den zahlreichen Gasplattformen im britischen Sektor zusammenhängen, wo Öl nur eine unerwünschte Verunreinigung darstellt. Denkbar wäre aber auch eine laxere Einstellung der norwegischen Behörden. Während Dänemark geringe, aber nicht unerhebliche Ölmengen in die Nordsee einleitet, fällt die Verschmutzung durch deutsche oder niederländische Anlagen nicht ins Gewicht oder ist nahe Null.

Abb. 2.8 Ölverschmutzung insgesamt nach Land



Verstöße gegen Grenzwerte

Die Einleitung von överschmutztem Wasser in die Gewässer des Nordostatlantiks unterliegt festen Grenzwerten. Bis 2006 durfte ein Liter Wasser höchstens 40 mg Öl enthalten, nach 2007 höchstens 30 mg Öl. Der Wert bezieht sich auf den durchschnittlichen Ausstoß in einem Monat oder in einem Jahr, darf also während kürzerer Zeiträume überschritten werden. Die genaue Überprüfung ist daher schwierig.

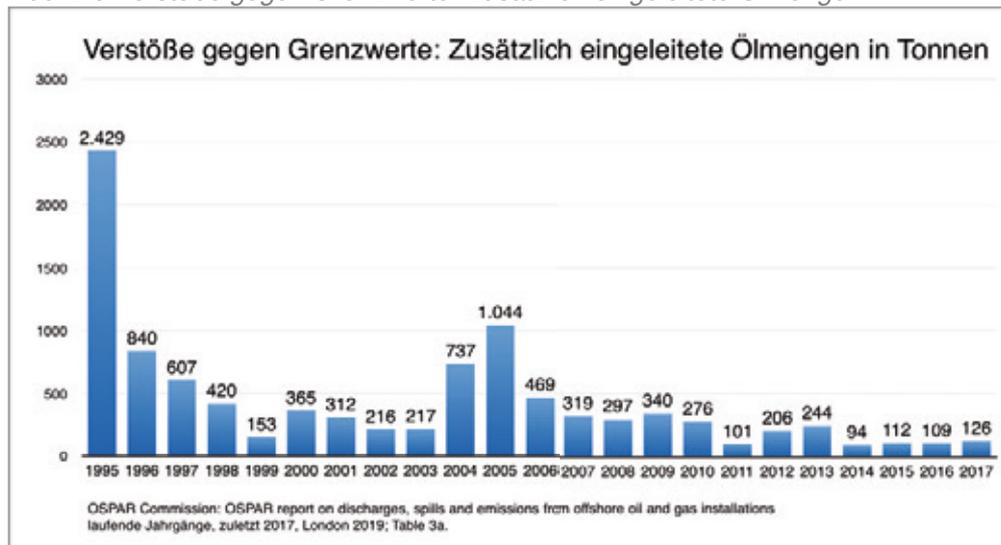
Die etwa 1 Million Kubikmeter Wasser, die in der Nordsee pro Tag verbraucht werden, dürfen also bis zu 30 Kubikmeter oder umgerechnet 26 Tonnen Öl pro Tag enthalten. Daraus wird deutlich, dass die Nordsee selbst bei der Einhaltung aller Vorschriften und ohne Unfälle einer ständigen Kontamination durch Öl ausgesetzt sein kann.

Aber selbst gegen diese Vorschrift wurde nachweislich immer wieder verstoßen. In den 1990er Jahren gab es jährlich 30-40 Fälle dieser Art. In den letzten Jahren schwankte die Zahl zwischen 16 und 20 Verstößen pro Jahr. Eine klare Wende zum Besseren ist nicht erkennbar.

Die folgende Übersicht zeigt, mit welchen Ölmengen die Offshore-Anlagen, die gegen die Grenzwerte verstoßen haben, den Nordostatlantik verschmutzt haben. Nach 1995 gab es zunächst eine deutliche Verbesserung: Die zusätzliche Ölverschmutzung fiel von 2429 Tonnen 1995 auf 217 Tonnen in 2003. Doch danach wendete sich das Blatt: Die Ölmengen wuchsen wieder und lagen 2005 bei über 1000 Tonnen Öl. Erst in den letzten Jahren zeichnete sich eine Stabilisierung auf einem tieferen Niveau von zuletzt 126 Tonnen Öl ab.

Es gibt Plattformen, die auch im regulären Betrieb, also ohne Unfälle oder technische Ausfälle, immer wieder gegen Grenzwerte verstoßen. Sie werden von den Behörden ermahnt, teilweise werden Bußgelder verhängt, jedoch oftmals ohne Erfolg.³¹

Abb. 2.9 Verstöße gegen Grenzwerte: Zusätzlich eingeleitete Ölmengen



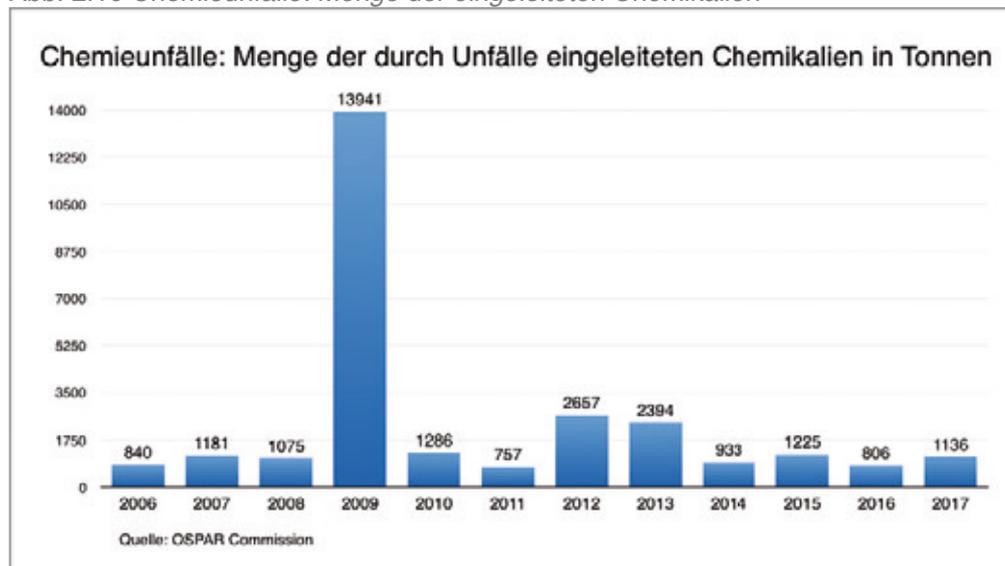
Chemikalien und Chemieunfälle

Chemieunfälle auf Offshore-Anlagen, die zu einer Verschmutzung der Meere führen, werden erst seit 2006 systematisch erfasst. Ihre Zahl stieg bis 2014 stark an und blieb seither auf einem hohen Niveau. Im Durchschnitt ereignet sich **ein meldepflichtiger Unfall pro Tag**. Im letzten Berichtsjahr 2017 waren es 387 Unfälle.

³¹ Details zu den einzelnen Plattformen, die gegen Vorschriften häufiger verstoßen, finden sich im Anhang.

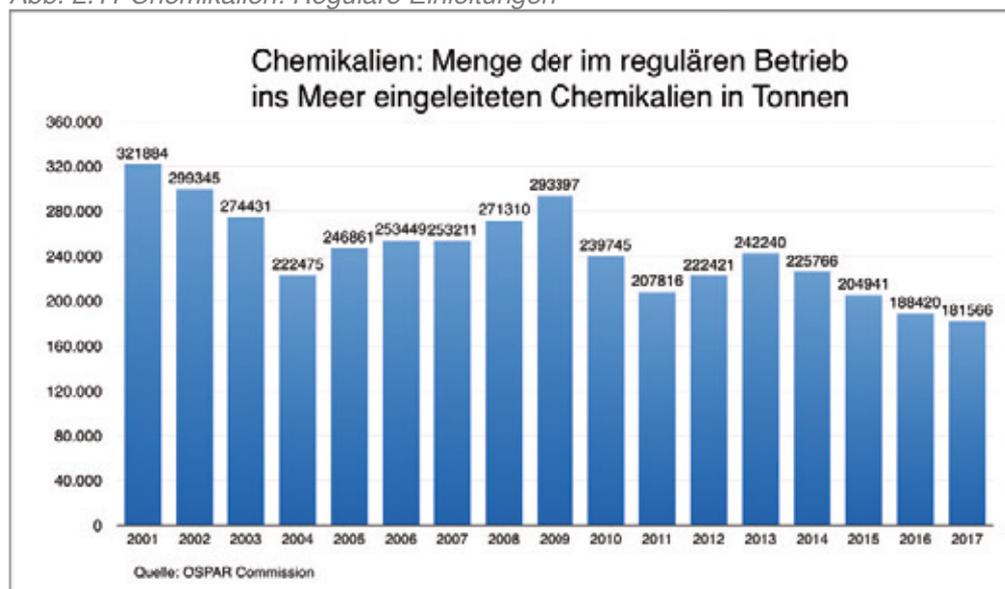
Die Menge der Chemikalien, die dabei ins Meer gelangten, ist stark von Einzelfällen geprägt. Sie reicht von 757 Tonnen im Jahr 2011 bis 13.941 Tonnen im Jahr 2009. Im letzten Berichtsjahr 2017 waren es 1136 Tonnen Chemikalien. Ein Trend zum Besseren ist nicht erkennbar. Der größte Teil der schweren Chemieunfälle und Chemikalieneinleitungen fand in den letzten Jahren vor Norwegen statt. Die Lage dort stimmt insgesamt wenig optimistisch.

Abb. 2.10 Chemieunfälle: Menge der eingeleiteten Chemikalien



Wie beim Öl gibt es auch bei Chemikalien neben den Unfällen „normale“ Einleitungen im regulären Betrieb. Ihre Menge lag im Jahr 2001 bei knapp 322.000 Tonnen. Dieses Volumen ging zunächst rasch zurück, blieb dann aber bis zuletzt auf einem hohen Niveau. Im letzten Berichtsjahr wurden knapp 182.000 Tonnen Chemikalien im regulären Betrieb ins Meer entsorgt. Bei einigen Substanzgruppen konnten in den letzten Jahren deutliche Fortschritte erzielt werden. Bei der regulären Einleitung hochgiftiger Substanzen ist jedoch keine Wende erkennbar.³²

Abb. 2.11 Chemikalien: Reguläre Einleitungen



³² Details hierzu befinden sich im Anhang B.

3. Luftschadstoffe und CO2-Emissionen durch Offshore-Anlagen

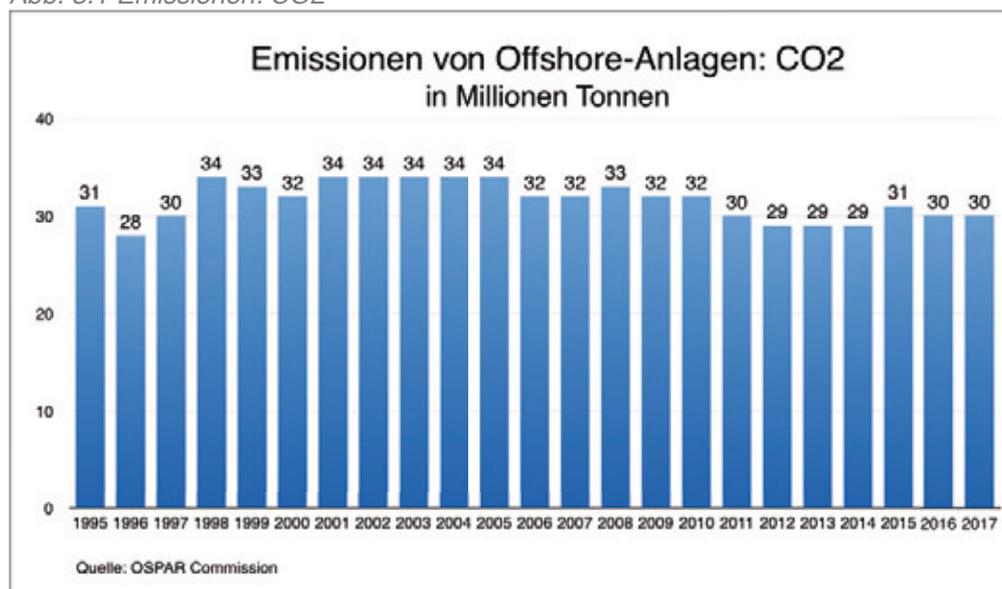
Nicht nur das Wasser, auch die Luft wird durch die Offshore-Förderung von Öl und Gas belastet.³³ Förderplattformen sind Fabriken mit einem hohen Energieverbrauch. Zusätzlich kommen beim Bohr- und Förderprozess Gasgemische an die Oberfläche, die entsorgt werden müssen.

In Norwegen ist die Öl- und Gasindustrie einer der größten Emittenten von Treibhausgasen. Sie verursacht 25% der nationalen Emissionen. Auch steht sie bei vielen Luftschadstoffen in der Spitzengruppe, so z.B. bei Stickoxiden (NOx) mit einem Anteil von 31% der nationalen Emissionen, und bei den leichtflüchtigen organischen Substanzen (nmVOC) mit einem Anteil von 23,5%.³⁴

CO2

Die **CO2-Emissionen der Offshore-Anlagen liegen seit 1995 um die 30 Mio. Tonnen pro Jahr**. Das ist eine beeindruckende Menge, die umgerechnet³⁵ der Verbrennung von ca. 10 Mio. Tonnen Öl pro Jahr (200.000 Barrel pro Tag) entspricht. Oder anders ausgedrückt: einem Fünftel der Energiemenge, die Großbritannien jedes Jahr in Form von Öl fördert. Eine Verbesserung dieser miserablen Klimabilanz ist nicht in Sicht.

Abb. 3.1 Emissionen: CO2



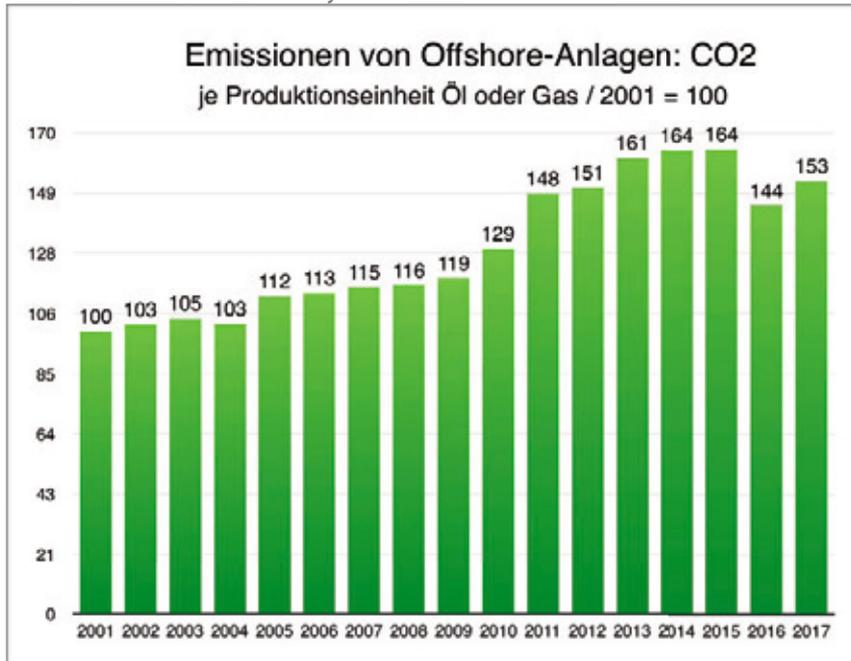
Berücksichtigt man zusätzlich die fallende Produktion in der Nordsee, nimmt der Ausstoß sogar rapide zu. Im Jahr 2017 wurden pro erzeugter Tonne Öl oder Gas 53% mehr CO2 emittiert als im Jahr 2001.

³³ Eine ausführlichere Darstellung der Themen und Quellen befinden sich im Anhang B.

³⁴ <https://www.environment.no/topics/marine-and-coastal-waters/oil-and-gas-activities/emissions-to-air/>

³⁵ Die Verbrennung von 1 Tonne Öläquivalente erzeugt bei Erdöl ca. 3,1 Tonnen CO2, bei Erdgas ca. 2,4 Tonnen CO2, bei Kohle ca. 4,0 Tonnen CO2.

Abb. 3.2 Emissionen: CO₂ je Produktionseinheit

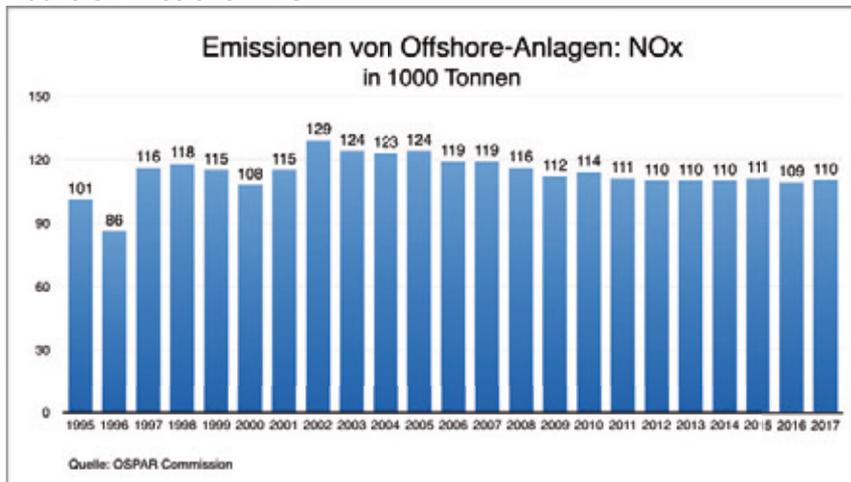


Schadstoffe

Stickoxide (NO_x)

Die Stickoxid-Mengen verharren auf einem hohen Niveau von zuletzt 110.000 t pro Jahr. Das entspricht in etwa den NO_x-Emissionen der gesamten deutschen Industrie.³⁶

Abb. 3.3 Emissionen: NO_x



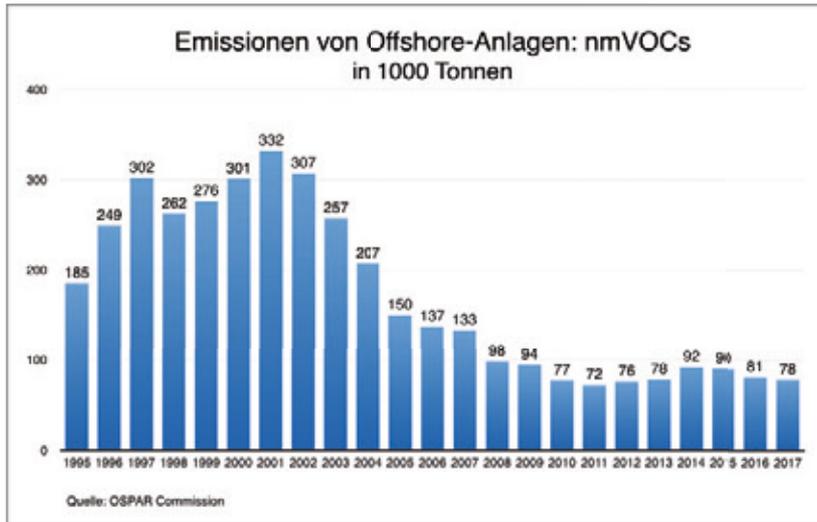
Flüchtige organische Verbindungen (nmVOCs)

Besser verlief die Entwicklung bei den flüchtigen organischen Verbindungen. Hier konnte seit 2001 eine deutliche Reduzierung von damals 332.000 Tonnen auf 72.000 Tonnen im Jahr 2011 erreicht werden. Aber seither stagnieren die Emissionen und legten zuletzt sogar auf 78.000 Tonnen zu (2017). Zum Vergleich: Der gesamte Verkehr in Deutschland emittiert nur wenig mehr (95.800 Tonnen).³⁷

³⁶ <https://www.umweltbundesamt.de/daten/luft/luftschadstoff-emissionen-in-deutschland/stickstoffoxid-emissionen#entwicklung-seit-1990>

³⁷ <https://www.umweltbundesamt.de/bild/emissionen-ausgewaehlter-luftschadstoffe-0>

Abb. 3.4 Emissionen: nmVOC



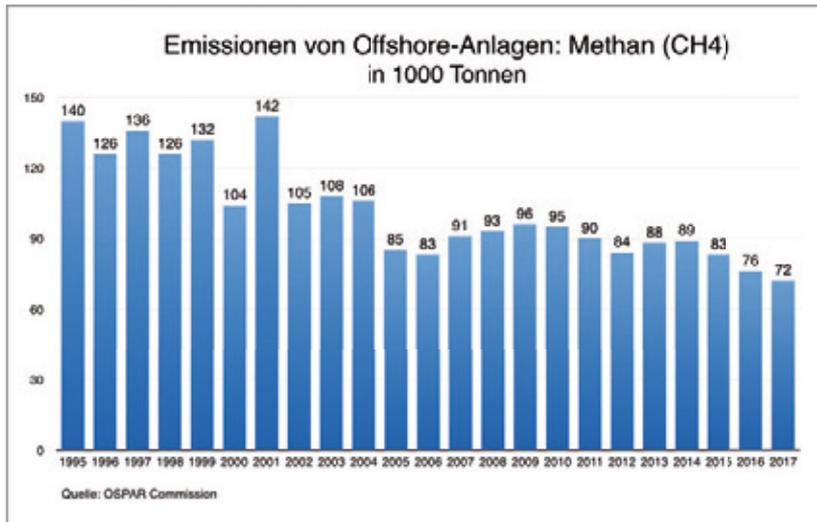
Methan (CH₄, Erdgas)

Methan ist der mit Abstand wichtigste Bestandteil von Erdgas. Kommt es z.B. bei der Ölproduktion nur in vergleichsweise geringen Mengen als Nebenprodukt an die Oberfläche, wird es in die Atmosphäre entlassen (Venting) oder abgefackelt (Flaring). Das geschieht aus Sicherheitsgründen oder weil der Gasstrom zu klein ist, um vermarktet oder direkt genutzt zu werden.

Die Offshore-Anlagen haben 1995 etwa 140.000 Tonnen Methan emittiert (nur Venting). Bis 2006 sank diese Menge auf 83.000 Tonnen. Seither gab es nur geringe Fortschritte. Im Jahr 2017 entwichen 72.000 Tonnen. Diese Menge entspricht einer Treibhausgaswirkung von 7,2 Mio. t CO₂, wenn man die Treibhausgaswirkung der ersten zwei Jahrzehnte nach Austritt betrachtet.³⁸

Hinzu kommen Methanlecks am Meeresboden. So kam es z.B. im Jahr 1990 zu einem Erdgas-Blowout bei einer Bohrung der Firma Stena Drilling im Auftrag von Mobil Oil (heute ExxonMobil) vor der Küste Schottlands. Bis zum heutigen Tag treten in 400 Meter Tiefe große Mengen Methan aus und entweichen zum Teil in die Atmosphäre.³⁹

Abb. 3.5 Emissionen: Methan



³⁸ Die Treibhausgaswirkung von Methan sinkt im Laufe der Jahrzehnte. Betrachtet man die ersten 20 Jahre, wird ein Multiplikator von ca. 100 gegenüber CO₂ verwendet. Er sinkt über einen Zeitraum von 100 Jahren auf durchschnittlich 25.

³⁹ http://de.wikipedia.org/wiki/Erdgas-Leck_in_der_Nordsee.

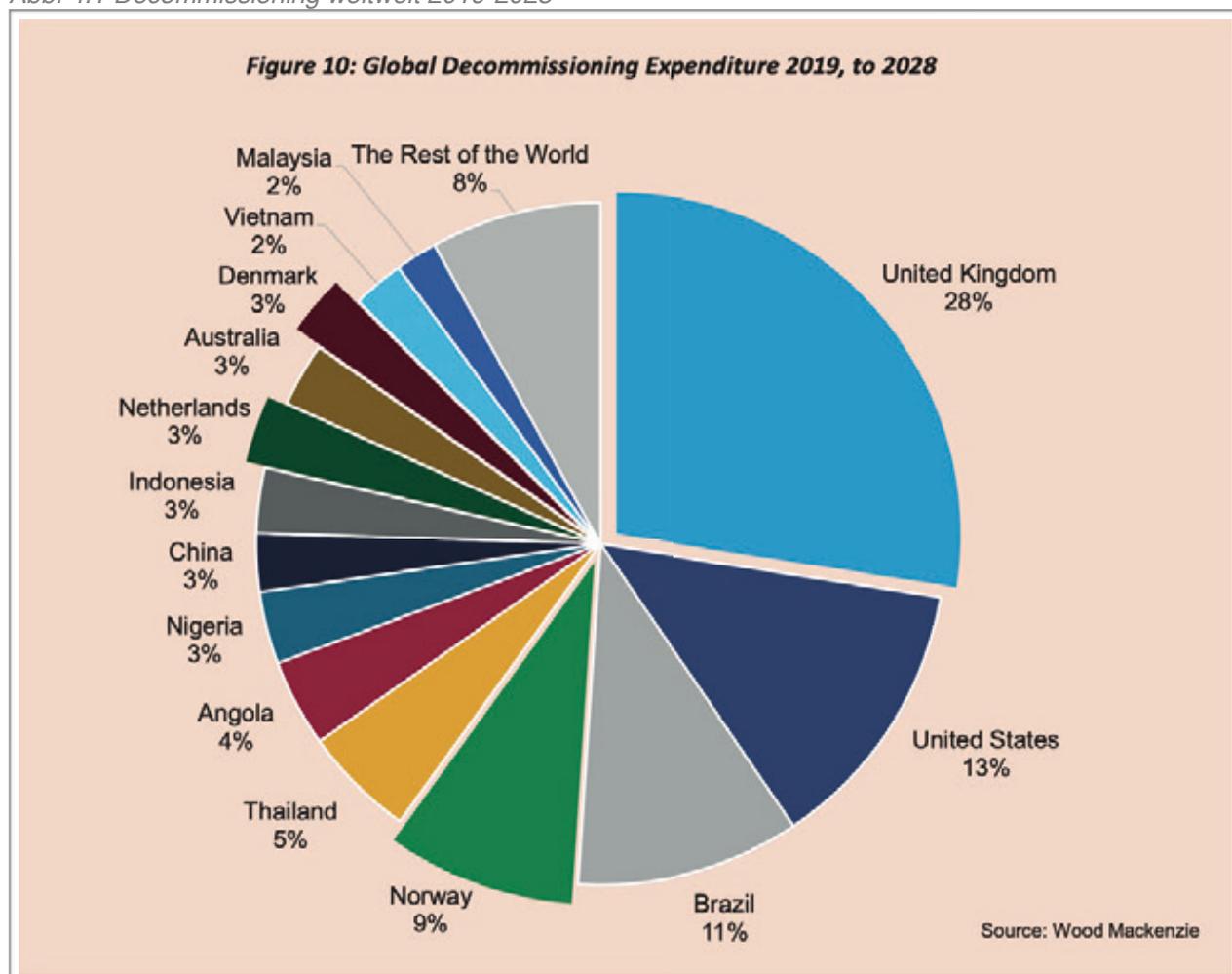
4. Die Zukunft der Offshore Öl- und Gasförderung: Abwrackung (Decommissioning)

Decommissioning weltweit

Weltweit nutzt die Öl- und Gasindustrie über 9000 Offshore-Plattformen und über 72.000 Bohrlöcher. Bis 2025 werden etwa 29 Mrd. Euro für die erste Welle des Decommissioning (Abwrackung) dieser Anlagen ausgegeben.⁴⁰

Insgesamt erfordert die Abwrackung der bisher errichteten Anlagen geschätzte 150-200 Mrd. Euro, wobei unklar ist, wie sich die Kosten mit wachsender Erfahrung entwickeln werden. Auf die Nordsee könnte die Hälfte der globalen Kosten entfallen, da die Anlagen hier besonders groß sind und nur mit großem Aufwand abgebaut werden können.

Abb. 4.1 Decommissioning weltweit 2019-2028



Quelle: WoodMac zit.n. QQ OGUK-Decommissioning-Insight-2019.pdf

Im laufenden Jahrzehnt wird der Weltmarkt für Decommissioning (Abwrackung) auf 78 Mrd. Euro geschätzt. Davon entfallen 28% auf das Vereinigte Königreich, 9% auf Norwegen, und je 3% auf Dänemark und die Niederlande. Insgesamt ziehen die Nordseeanrainer also 43% der Investitionen auf sich.

⁴⁰ Scottish Enterprise: Subsea Engineering Opportunity. International Market Insights Report Series, 2018.

Die größten Decommissioning-Einzelmärkte weltweit sind das Vereinigte Königreich, die USA, Norwegen, Australien und die Niederlande.

Norwegische Behörden schätzen die Decommissioning-Kosten für ihren Teil der Anlagen derzeit auf 19 Mrd. Dollar. In den Niederlanden liegen die Schätzungen bei etwa 4 Mrd. Dollar für die Offshore-Anlagen, die 150 Plattformen und 3500 Kilometer Pipelines umfassen. In Dänemark hat das Decommissioning noch nicht begonnen. Die Kosten könnten bei etwa 4 Mrd. Dollar liegen.⁴¹

Abb. 4.2 Decommissioning (Abwrackung) weltweit - die größten Märkte

Table 5: Summary of decommissioning activity and expenditure estimates for important decommissioning markets worldwide. Source: various

Country	Decom activity	Cost estimates
UK	Period 2017-2025: - 1624 wells to be P&A'd - 98 platforms to be removed.	£1.8-2 bn / year 2017-2022. Overall target £39bn for all current and future installations.
Norway	Period 2017-2025: - 14 platforms and 2 floating structures to be removed, 9 in a multi-platform campaign. - 300 wells to be P&A	£400-800 mn/year in next five years Total cost of NOK 160 billion (£14.5 billion).
Netherlands	Period 2017-2025: - 410 wells to be P&A'd - 17 platforms	£650 – 800 mn/year in next five years. €3.7bn (£3.2bn) for offshore decommissioning
Denmark	Period 2017-2025: - 113 wells to be P&A'd - 17 platforms to be removed	Estimate total cost is £2.8 billion.
Italy	By 2038: - 395 wells to be P&A'd	Not available
USA	Upcoming projects include: - 2,000 structures to be removed - 9,000 wells to be P&A'd	\$39.5 billion (GOM and POCSR)

Brazil	Upcoming activity: - 60 structures to be removed - 165 wells to be P&A's	Rough estimate of US\$4.4 billion (£3.2bn) for the imminent decommissioning projects.
Mexico	10 structures to be removed in the period 2013- 2020	Not available
Angola	Decommissioning yet to start. 1093 offshore wells, the oldest of which are in shallow waters.	Not available
Nigeria	Decommissioning yet to start. Approximately 170 structures in the Niger Delta	Not available
Egypt	Egypt has approximately 150 to 200 structures and 700 to 1,000 wells that are expected to become uneconomical in the next 20 years ⁸	Not available
UAE	The Arabian Gulf stands out as a future hot spot. By 2038, more than 1,000 structures and 3,000 wells in the Gulf will be more than 30 years old. ⁸	Not available
Indonesia	No decommissioning activity yet, 500 platforms and a share of 15,000 wells are over 30 years old.	Not available
China	200 structures and 2,000 wells in - China, are expected to become uneconomical by 2038 ⁸	Not available
Australia	Approximately 50 structures and 700 wells in Australia, are expected to become uneconomical by 2038. ⁸	US\$21 billion (£15 bn) over the next 50 years.
India	India has approximately 150 to 200 structures and 700 to 1,000 wells that are expected to become uneconomical in the next 20 years ⁸	Not available

Quelle: Scottish Enterprise: Subsea Engineering Opportunity. International Market Insights Report Series, 2018

⁴¹ Scottish Enterprise: Subsea Engineering Opportunity. International Market Insights Report Series, 2018.

Decommissioning in der Nordsee

Da immer mehr Felder in der Nordsee erschöpft sind, wird eine wachsende Zahl von Anlagen überflüssig. Es entsteht eine Altlast, die Millionen von Tonnen Stahl, Beton, Kunststoff, Restöle und andere Materialien umfasst.

Das durchschnittliche Alter der Anlagen liegt im Moment bei 30 Jahren. Die ältesten Anlagen befinden sich im britischen Sektor, die jüngsten im dänischen. Es gibt in der Nordsee alle Arten von Infrastrukturen, die weniger als 100 Tonnen, aber auch mehr als 500.000 Tonnen wiegen können.

Generell gilt, dass das durchschnittliche Gewicht zunimmt, je weiter nördlich sie liegen, da die Nordsee nach Norden hin tiefer wird. Das Gesamtgewicht der Anlagen liegt bei ca. 7 Mio. Tonnen, wie die folgende Tabelle zeigt.

Sie bestehen ganz überwiegend aus Stahl (v.a. Topsides und ein Teil der Substructures) und Beton (Substructures). Fast alle Anlagen, die sich oberhalb der Wasseroberfläche befinden, bestehen aus Stahl (83%). Davon kann der größte Teil recycelt werden, wenn an Land dafür die technischen Voraussetzungen vorliegen.

Abb. 4.3 Gewicht der Offshore-Anlagen

Gewicht in Tonnen	Topside	Substructure	Summe
Norwegen	985.000	675.000	1.660.000
Großbritannien	3.068.000	1.687.000	4.755.000
Niederlande	215.000	127.000	342.000
Dänemark	155.000	87.000	242.000
SUMME	4.423.000	2.576.000	6.999.000

Quelle: ARUP u.a.: Decommissioning in the North Sea - Demand vs Capacity, Edinburgh Oktober 2014

Die Abwrackung der Nordsee-Anlagen hat eine solche Größenordnung, dass daraus ein neuer Industriezweig mit innovativen Technologien und Prozessen entstanden ist. Auf Basis der gesammelten Erfahrungen in der Nordsee rechnen sich die Firmen zudem gute Chancen aus, anschließend weltweit aktiv zu werden, da auch in anderen Offshore-Regionen die Anlagen früher oder später stillgelegt werden müssen.

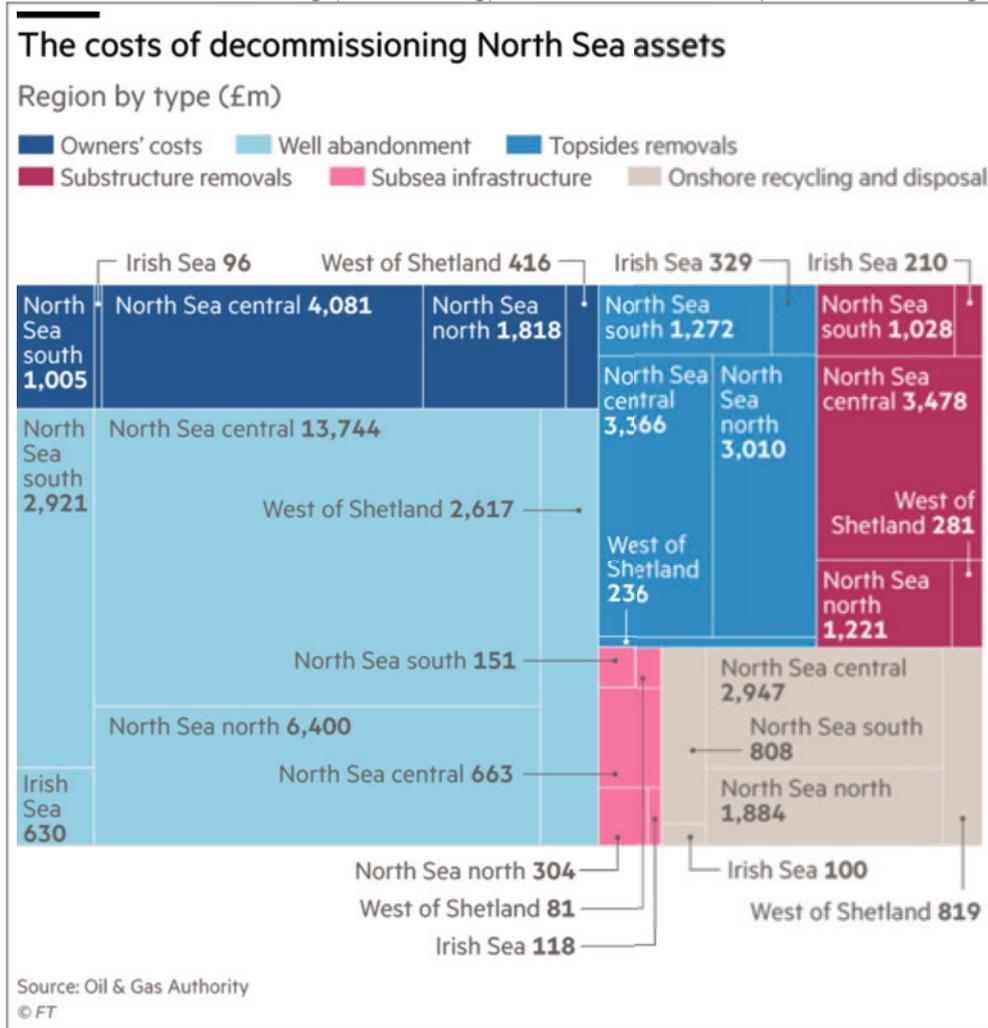
Die Nordsee ist jedoch die erste Region, in der sehr große Plattformen entsorgt werden müssen. Im Golf von Mexiko, wo die Offshore-Förderung noch früher als in der Nordsee begonnen hat, waren es bisher nur kleinere Anlagen. Zudem gilt hier das „Rigs to Reefs“-Prinzip, d.h. große Teile der Anlagen können vor Ort bleiben.

Der medienwirksame Abtransport der riesigen Plattformen (Topsides) verursacht allerdings weniger als 10% der Gesamtkosten des Decommissioning eines Feldes. Höhere Kosten erfordert die Versiegelung der Bohrlöcher und der Abbau der angrenzenden Infrastruktur am Meeresgrund.

Fast die Hälfte (44%) entfällt auf dieses Plugging & Abandonment (P&A) der Bohrlöcher am Meeresboden. Das liegt zum einen an der großen Zahl der Bohrstellen. Im Brent-Feld allein sind es 400. Diese Bohrstellen müssen mit großen Zementmengen sicher verschlossen werden. Dazu werden die teilweise kilometertiefen Stahlröhren im Meeresboden entfernt, über die bislang das Gas oder Öl an die Oberfläche strömten.⁴²

⁴² <https://eandt.theiet.org/content/articles/2020/01/oil-and-gas-platform-decommissioning-salvage-sink-or-save/>

Abb. 4.4 Decommissioning (Abwrackung) in der Nordsee - Komponenten und Regionen



Quelle: Financial Times <https://www.ft.com/content/65ce46f8-7f73-11e8-8e67-1e1a0846c475>

In der Nordsee werden in diesem Jahrzehnt voraussichtlich 2600 Bohrlöcher versiegelt, Plattformen mit einem Gewicht von 1,2 Mio. Tonnen entsorgt und 675.000 Tonnen Substructures (unter der Meeresoberfläche) abgebaut.⁴³

United Kingdom

In den 20er Jahren wird in keinem Land der Welt mehr abgewrackt als in der britischen Nordsee. An die 470 Anlagen müssen in den kommenden 3-4 Jahrzehnten aus der Nordsee geholt werden.

Die britische Öl- und Gaswirtschaft in der Nordsee dehnte sich in den letzten Jahrzehnten stark aus. Sie umfasst heute 270 Plattformen, 50.000 Kilometer Pipeline, 370 Subsea-Anlagen und mehr als 5000 Bohrlöcher. Bis 2029 fließen voraussichtlich 17 Mrd. Pfund in die Abwrackung.⁴⁴ Bis Anfang 2017 wurden bereits 6 Mrd. Pfund dafür ausgegeben, so WoodMackenzie.⁴⁵ Die zuständigen Ministerien veröffentlichen eine laufend aktualisierte Liste von Programmen für das Decommissioning (Abwrackung)

⁴³ OGUK: Decommissioning Insight 2019, London 2019.

⁴⁴ <https://www.woodmac.com/news/opinion/uk-north-sea-decommissioning-the-17-billion-challenge/>; Romana Adamcikova: UK North Sea decommissioning: the £17 billion challenge, 24 Feb. 2020 (WoodMackenzie).

⁴⁵ Bloomberg 31.Jan.2017 „This Is Who Will Pay for Shutting Down North Sea Oil Rigs“.

einzelner Felder: 39 Programme sind abgeschlossen, weitere 68 sind genehmigt; 15 Programme sind im Genehmigungs-verfahren.⁴⁶

Die aktuellen jährlichen Decommissioning-Ausgaben in UK liegen bei 1,5 Mrd. Pfund. Das entspricht etwa 10% der gesamten Ausgaben im Offshore-Sektor. Im laufenden Jahrzehnt werden Ausgaben von 15,2 Mrd. Pfund erwartet.⁴⁷ Die Gesamtkosten für den britischen Sektor sind umstritten. In den letzten Jahren bewegten sich die Schätzungen zwischen 40 und 60 Mrd. Pfund. Die Branche setzt darauf, dass die Abwrackkosten je Anlage im Laufe der Jahre stark sinken können.⁴⁸

Die Unternehmen zögern, weil die Stilllegung der Anlagen eine Reihe von Maßnahmen verpflichtend vorschreibt: Die Bohrlöcher müssen aufwendig versiegelt und die Infrastruktur muss entsorgt werden. Allein die Versiegelung eines einzigen Bohrloches kostet bei komplexen Anlagen mehrere Millionen Euro. Die Abwrackung einer größeren Nordseeplattform einschließlich Versiegelung von etwa 30 Bohrlöchern erreicht bereits Kosten jenseits von 500 Mio. Euro.⁴⁹

Voraussichtlich fließen daher ab 2025 mehr Investitionen in die Abwrackung als in die Öl- und Gasförderung in der britischen Nordsee. Firmen wie Shell, Repsol-Sinopec, ExxonMobil und Perenco werden de facto Decommissioning-Spezialisten, die sich mehr um die Abwrackung ihrer Nordsee-Anlagen kümmern müssen als um Investitionen in neue Gas- oder Ölvorkommen.

Norwegen

Auch in Norwegen läuft die Welle der Abwrackungen an, wenn auch langsamer als im Vereinigten Königreich, da die Anlagen neuer und die Felder weniger erschöpft sind.

Das Decommissioning startete 1993 mit der Anlage Nordøst Frigg. Im laufenden Jahrzehnt werden die Operator voraussichtlich 20-30 Felder stilllegen und die Anlagen abwracken. Darunter die bekannte Statfjord A Plattform.

Große Betonkonstruktionen und Pipelines bleiben oft vor Ort (Ekofisk Storage Tank, TCP2/Frigg), während die Plattformen an Land an fünf dafür ausgerüsteten Recyclingorten entsorgt werden müssen. Da sie fast nur aus hochwertigem Stahl bestehen, können die Rohstoffe nahezu zu 100% wiederverwendet werden.⁵⁰

Während es in den USA und zum Teil auch in der britischen Nordsee üblich ist, stillgelegte Anlagen an anderer Stelle wiederzuverwenden, ist das bei den norwegischen Anlagen wegen ihrer individuellen Gestaltung seltener. Ein Recycling des Stahls ist deshalb der häufigste Weg.

⁴⁶ <https://www.gov.uk/guidance/oil-and-gas-decommissioning-of-offshore-installations-and-pipelines#table-of-draft-decommissioning-programmes-under-consideration>

⁴⁷ <https://eandt.theiet.org/content/articles/2020/01/oil-and-gas-platform-decommissioning-salvage-sink-or-save/>

⁴⁸ <https://www.worldoil.com/news/2019/11/7/decommissioning-will-be-the-north-sea-s-biggest-business-by-2030;>
<https://www.energyvoice.com/oilandgas/north-sea/199178/shell-to-spend-1-5billion-on-uk-decommissioning-through-to-2025/>

⁴⁹ Financial Times 8.Jun.2016 „North Sea oil: The £30bn break-up“.

⁵⁰ <https://www.npd.no/en/facts/production/shutdown-and-removal/responsible-removal-of-old-facilities/>
<https://www.offshore-mag.com/field-development/article/16790968/pioneering-spirit-to-remove-giant-north-sea-statfjord-topsides>

Wer trägt die Kosten?

United Kingdom: Die Zuständigkeiten in Großbritannien sind rechtlich klar geregelt.⁵¹ Nach dem Petroleum Act von 1998 tragen die Eigentümer und Betreiber der Anlagen die Kosten.

Die tatsächliche Lastenverteilung ist komplizierter. Änderungen im britischen Steuerrecht haben die Abzugsfähigkeit der Abwrackkosten erleichtert. Der Fiskus trägt den überwiegenden Teil der Kosten, selbst wenn die Unternehmen keine Gewinne erzielen, da auch Steuern/Abgaben aus früheren Jahren mit den Abwrackkosten verrechnet werden können. London erlaubt selbst bei Lizenzverkäufen die Transferable tax history (TTH). Das eröffnet den Käufern die Möglichkeit, beim Erwerb älterer Öl- und Gasfelder die Gewinne der früheren Eigentümer in der Vergangenheit mit ihren aktuellen Kosten der Abwrackung zu verrechnen. Mit anderen Worten: Der Steuerzahler zahlt in jedem Fall.

Sowohl Operator als auch die Regierung sind also daran interessiert, die Kosten zu senken. Durch die Steuerverluste entsteht ein finanzieller Anreiz für die britische Regierung, die Anforderungen an Umfang und Qualität der Abwrackung möglichst niedrig anzusetzen.

Schon jetzt beschert die Ausbeutung der britischen Öl- und Gasvorkommen dem Fiskus kaum noch Einnahmen.

Seit den 1970er Jahren, also seit Beginn der Öl- und Gasförderung in der Nordsee, haben die Unternehmen netto 334 Mrd. Pfund an das Finanzamt gezahlt. Die Steuern und Abgaben des Öl- und Gassektors sanken in den letzten Jahren jedoch drastisch. Geringere Fördermengen und fallende Ölpreise waren die wichtigsten Ursachen. Als die Investitionen einbrachen, gewährte London steuerliche Anreize, um den Sektor zu beleben und um die Finanzierung des Decommissioning (Abwrackung) abzusichern.

Im Finanzjahr 2016/17 erhielten die Unternehmen sogar mehr zurück als sie einzahlten (minus 290 Mio. Pfund). Das änderte sich zwar im folgenden Jahr, aber dennoch steht zu befürchten, dass die Nordsee den britischen Steuerzahler in den kommenden Jahren mehr kosten als einbringen wird. Im Steuerjahr 2018/19 nahm der Fiskus magere 1,2 Mrd. Pfund ein (vgl. Abb. unten).

Shell zahlte in diesem Jahr trotz eines Vorsteuergewinns von 731 Mio. Dollar keine Unternehmenssteuern (Corporate Tax) und nahm stattdessen 115 Mio. Dollar ein in Form nachträglicher Steuergutschriften für seine Abwrackkosten, vor allem für das Brentfeld.

Insgesamt könnte das Decommissioning den Fiskus um die 28 Mrd. Euro kosten (24 Mrd. Pfund), schätzt der britische Rechnungshof NAO. Der Branchenverband OGUK hält diese Schätzung für zu hoch und erwartet 16,8 Mrd. Pfund Einnahmenausfälle, davon 8,3 Mrd. durch Steuerrückzahlungen und 8,5 Mrd. Pfund durch Steuerabzüge.⁵²

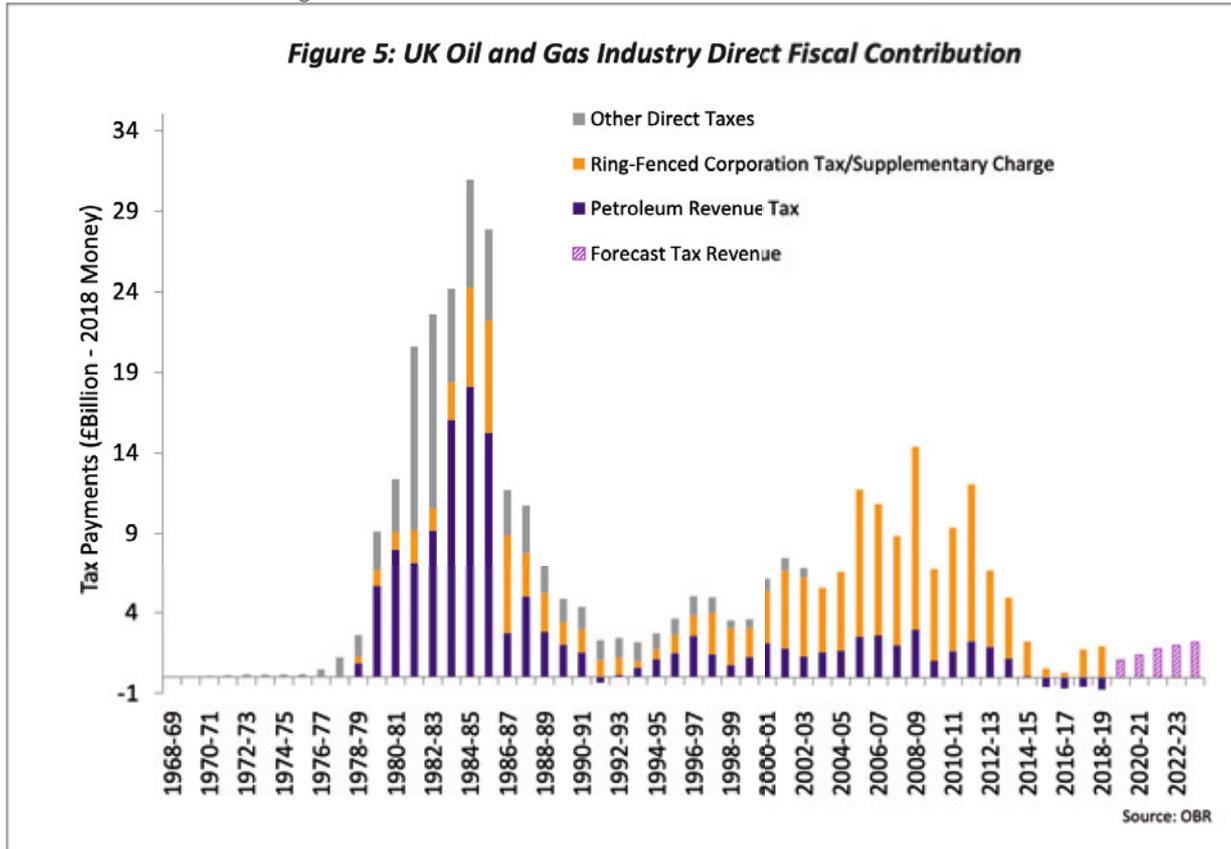
Sollte ein Unternehmen die Abwrackung trotz der Gutschriften nicht finanzieren können, wird in manchen Fällen der Fiskus dafür aufkommen müssen, auch wenn die Behörden immer wieder die Firmen anweisen, finanzielle Reserven vorzuhalten.⁵³

⁵¹ <http://www.lr.org> „Decommissioning: who's liable?“ 21. Februar 2017.

⁵² OGUK: Decommissioning Insight 2019, London 2019.

⁵³ Zu den Fragen der Besteuerung vgl. <https://www.ft.com/content/8670e752-1fe7-11e9-b126-46fc3ad87c65>; <https://www.ft.com/content/d479cb97-5154-433b-b60d-269829ca50b4>; <https://www.ft.com/content/740eb588-8ecc-46e8-a663-0dca6a08276b>; <https://www.ft.com/content/933fe2b8-20ee-11ea-92da-f0c92e957a96>

Abb. 4.5 Steuern und Abgaben der britischen Öl- und Gasindustrie 1968-2023



Quelle: OGUK: Economic Report 2019, London 2019

Probleme könnten auch noch nach dem Ende der Abwrackung entstehen. Wer haftet, wenn zu einem späteren Zeitpunkt Öllecks bei den Bohrlöchern oder bei den verbliebenen Infrastrukturen auftreten? Grundsätzlich ist der ehemalige Betreiber der Infrastruktur ohne zeitliche Begrenzung haftbar, aber es könnte der Fall eintreten, dass das zuständige Unternehmen nicht mehr existiert. Auch eine Versicherungslösung erscheint kaum finanzierbar, wenn die Haftung zeitlich „unendlich“ ist oder wenn Sickerstellen auftreten, die aus geologischen Gründen nur mit extremem Aufwand abgedichtet werden können.

Die Kosten bleiben dann beim Steuerzahler bzw. der Umwelt und der Gesellschaft hängen. Diese Haftungsprobleme stellen sich im Moment in verschärfter Form, da sich die finanzstarken Ölmultis zurückziehen und kleinere Private Equity Firmen ihren Platz einnehmen.

Norwegen und Niederlande: Auch bei den anderen Nordseeanrainern trägt der Fiskus den überwiegenden Teil der Abwrackungskosten.

Über Steuervergünstigungen trägt der **norwegische** Staat indirekt etwa 78% der Kosten für das Decommissioning im norwegischen Sektor. Der Anteil liegt noch höher, wenn es sich um staatliche Unternehmen wie im Fall von Equinor (Statoil) handelt.⁵⁴ Nicht viel anders sieht es in den **Niederlanden** aus. Der Staat übernimmt dort 75% der Kosten.⁵⁵

⁵⁴ <https://www.npd.no/en/facts/production/shutdown-and-removal/responsible-removal-of-old-facilities/>

⁵⁵ Scottish Enterprise: Subsea Engineering Opportunity. International Market Insights Report Series, March 2018.

Die aktuelle Auseinandersetzung um die Entsorgung der Plattformen im Brent Feld

Das Ölfeld Brent liegt im britischen Sektor im nördlichen Teil der Nordsee. Das Feld wird von Shell UK betrieben und befindet sich je zur Hälfte im Besitz von Royal Dutch Shell und Exxon Mobil.

Die Förderung begann schon im Jahr 1976. Vier Plattformen holten Öl aus dem Meeresboden: die Stahlplattform Brent Alpha und drei Plattformen mit Betonbeinen, Brent Bravo, Brent Charlie und Brent Delta. Eine fünfte Anlage war die Brent Spar, eine schwimmende Öltank- und Verladeplattform für Tankschiffe.

Die Produktion im Brent-Feld ist wirtschaftlich nicht mehr rentabel. Seine Stilllegung ist schon seit längerem im Gange. Im Jahr 1995 verhinderte Greenpeace, dass die Plattform Brent Spar im Nordostatlantik versenkt wurde. Die umweltfreundliche Entsorgung der Brent Spar an Land wurde 1999 abgeschlossen. Brent Delta stellte die Produktion Ende 2011 ein. Brent Alpha und Brent Bravo folgten im November 2014. Die Aufbauten der Brent Delta Plattform wurden im April 2017 entfernt, die Aufbauten der Brent Bravo im Juni 2019.

Aufgrund der Brent-Spar-Kampagne von Greenpeace beschloss die OSPAR-Kommission⁵⁶ im Jahr 1998 ein allgemeines Verbot für die Versenkung von Plattformen im Nordostatlantik, also auch der Nordsee. Es gibt nur wenige Ausnahmen, insbesondere für extrem schwere Stahl- und Betonplattformen.

Im Februar 2017 legte Shell der britischen Regierung einen umfassenden Vorschlag zur Entsorgung der Plattformen im Brent-Feld vor:

- Die Aufbauten aller vier Anlagen sollen zur Wiederverwendung oder zum Recycling an Land gebracht werden.
- Der größte Teil des Stahlgerüsts von Brent Alpha wird entfernt. Die Stahlgerüstfundamente bleiben an Ort und Stelle.
- Die auf Schwerkraft basierenden Betonstrukturen von Brent Bravo, Charlie und Delta, die nicht sicher aufgeschwemmt werden können, sollen ebenfalls an Ort und Stelle verbleiben.
- **Der Restinhalt der Betonlagerzellen in der Basis der Betonplattformen Brent Bravo, Charlie und Delta soll an Ort und Stelle belassen werden.**

Die britische Regierung unterstützt diesen Vorschlag.

Was genau will Shell im Meer zurücklassen?

Shell schlägt vor, über 11.000 Tonnen Öl in den Betonstrukturen der Plattformen Brent Bravo, Brent Charlie und Brent Delta zurückzulassen und nicht umweltgerecht an Land zu entsorgen.

Die folgenden Tabellen zeigen die Details. Sie entstammen zwei Berichten, die von Shell vorgelegt wurden:⁵⁷

⁵⁶ Zur OSPAR vgl. Kapitel 1. In diesem Gremium arbeiten 15 Regierungen und die EU zusammen, um die Meeresumwelt des Nordostatlantiks zu schützen. Die Mitgliedsstaaten sind Belgien, Dänemark, Deutschland, Finnland, Frankreich, Island, Irland, Luxemburg, die Niederlande, Norwegen, Portugal, Spanien, Schweden, die Schweiz und das Vereinigte Königreich.

⁵⁷ Brent Field Decommissioning Environmental Statement, Shell U.K. Limited, DNV GL Proj No.: PP077172/Report No.: 187KVXJ-12 Shell Report No.: BDE-F-GEN-HE-0702-00006, Rev 11, February 2017; Shell U.K. Limited, BRENT DECOMMISSIONING DEROGATION ASSESSMENT, An Assessment of Proposals for the Disposal of the Disused Steel and Concrete Substructures of the Brent Field Installations, Submitted to the UK Department for Business, Energy and Industrial Strategy, Shell Report Number BDE-F-GEN-HX-7180-00001 November 2018, OSPAR CONSULTATION.

Abb. 4.6 Volumen der Materialien und Menge der darin enthaltenen Kohlenwasserstoffe

	Volume (m ³)	Hydrocarbon load (t)
Cell contents	39,408 (sediment)	11,228*
Tri-cell drill cuttings***	26,772	4,926**
Drilling leg waste material	4,000	46
Minicell annulus material	500	20

*includes 266 t of oil contained within cell water
 **based on maximum concentration
 ***The seabed and cell top drill cuttings (if left *in situ*) will also, in 500+ years, continue to lose oil to the marine environment; estimated to be less than 10 t (per annum) in total, based on Table 13-5.

Quelle: Brent Field Decommissioning Environmental Statement, Shell U.K. Limited, DNV GL Proj No.: PP077172/ Report No.: 187KVXJ-12 Shell Report No.: BDE-F-GEN-HE-0702-00006, Rev 11, February 2017, S.425

Abb. 4.7 Volumen und Gewicht der Materialien

Brent Field Facility	Approximate quantities of materials left in the sea
Brent A jacket footings	9,700 tonnes steel
	4,700 tonnes grout
	850 tonnes marine growth
	160 tonnes anodes
Three GBS	583,500 tonnes concrete
	251,000 tonnes sand ballast
	34,000 tonnes steel
	20,500 tonnes grout
Contents of GBS drilling legs and minicell annulus	8,580 m ³
GBS cell contents	638,500 m ³ cell water
	40,595 m ³ cell sediment
Seabed drill cuttings	20,918 m ³
Cell top drill cuttings	13,412 m ³
Tri-cell drill cuttings	26,800 m ³ (maximum estimate)
Pipelines left in place (mostly trenched, some rock dump)	47,392 tonnes of pipelines (steel, concrete, protective coating and concrete mattresses)
Rock dump added	149,000 t rock dump during decommissioning (plus existing Brent Field rock dump footprint of approximately 10,000 m ²)

Quelle: Brent Field Decommissioning Environmental Statement, Shell U.K. Limited, DNV GL Proj No.: PP077172/ Report No.: 187KVXJ-12 Shell Report No.: BDE-F-GEN-HE-0702-00006, Rev 11, February 2017, S.430

Abb. 4.8 Zusammenfassende Darstellung der Volumina von Öl und anderen Stoffen in den GBS Zellen

Table 25 Estimated Volumes of Materials in GBS Cells.

Material	Bravo	Charlie	Delta	Total
Attic oil (m ³) (Note 1)	0	11,116	800	11,916
Interphase material	ND	ND	ND	ND
Oily water (m ³) (Note 5)	164,416	311,667	163,616	639,699
Oil within the water (Te) (Note 2)	68	130	68	266
Cell sediment (m ³) (Note 3)	16,704	6,035	16,704	39,443
Oil within the sediment (Te) (Note 4)	4,665	1,686	4,665	11,016
Minicell oily material (m ³)	250	0	250	500
Drilling leg oily material (m ³)	2,000	0	2,000	4,000

ND = No Data

Quelle: Shell U.K. Limited, BRENT DECOMMISSIONING DEROGATION ASSESSMENT, An Assessment of Proposals for the Disposal of the Disused Steel and Concrete Substructures of the Brent Field Installations, Submitted to the UK Department for Business, Energy and Industrial Strategy, Shell Report Number BDE-F-GEN-HX-7180-00001 November 2018, OSPAR CONSULTATION.

Dieser Vorschlag von Shell steht nach Ansicht von Greenpeace, der EU und den Regierungen von Deutschland, Schweden, Belgien, Dänemark und den Niederlanden im Widerspruch zum OSPAR Beschluss von 1998.⁵⁸ Die deutsche Bundesregierung hat gegen diesen Vorschlag im Rahmen des OSPAR-Konsultationsprozesses einen offiziellen Widerspruch eingelegt:

"1) We consider the methodology of the comparative assessment to be strongly biased to-wards 'leaving in situ'.

2) Leaving in place more than 11.000 tonnes of crude oil in the storage cells and platform legs of the three gravity-based structures, to be released into the marine environment in some 250-1000 years time when the structures degrade and collapse, will have unpredicted effects on the future marine environment and is not seen to be in line with the wider intent and agreements of the OSPAR convention.

3) The CGBS platform legs, if left in place, penetrate the sea surface and will degrade over several centuries and represent a long-term risk for ship collisions, which is to be regarded as both a safety and a legacy environmental issue.

4) The samplings, in particular of the content of the Concrete Gravity Base Structures (CGBS) storage cells, done so far is clearly insufficient and thus no valid conclusions regarding appropriate removal options and environmental impacts could be drawn.

*5) Currently best available techniques (BAT), e.g. regarding the removal of cell contents, are not applied adequately, inter alia indicated by reference documents that are up to 10 years old."*⁵⁹

⁵⁸ OSPAR Convention for the Protection of the Marine Environment of the North-East Atlantic; Report on the Special Consultative Meeting according to OSPAR Decision 98/3 on the Disposal of Disused Offshore Installations; The United Kingdom's intention to issue a permit under Paragraph 3(a) and 3(b) of OSPAR Decision 98/3 for leaving in-situ the footings of the Brent Alpha steel jacket and each of the gravity based concrete installations of Brent Bravo, Brent Charlie and Brent Delta
https://www.ospar.org/site/assets/files/41322/ospar_pressrelease_special_consultative_meeting_18_10_2019_21.pdf

⁵⁹ Letter from German Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety to the British Offshore Petroleum Regulator for Environment and Decommissioning, Department for Business, Energy & Industrial Strategy, Consultation on the issue of a permit under OSPAR Decision 98/3 for the footings of the Brent Alpha steel jacket and the gravity based concrete installations Brent Bravo, Brent Charlie and Brent Delta, Formal objection by Germany, 11.04.2019.

Ein Bericht der Offshore-Experten-Gruppe “Scientia et Sagacitas” stellt fest, dass mehrere Teile des Shell-Vorschlags im Widerspruch zum OSPAR-Beschluss von 1998 stehen:

- *“Well Conductor Sections to be ‘Left in Situ’ inside Brent Delta and Bravo Drilling legs*
- *Well Conductor Sections to be ‘Left in Situ’ within Brent Alpha footing*
- *CGBS Legs to be left upright*
- *CGBS Storage Cell Oil Contaminated Water Inventories to be ‘Left in Situ’*
- *CGBS Storage Cell Oil Contaminated Sediments to be ‘Left in Situ’*
- *Drill Cuttings Mounds to be ‘Left in Situ’ around Brent Alpha, Bravo, Delta and Charlie platforms.*
- *Brent Alpha Jacket Footings to be ‘Left in Situ’.”*⁶⁰

Auch die Europäische Kommission hat Bedenken geäußert und schreibt an die britische Umweltministerin:

“The European Commission has already expressed concerns to the OSPAR Heads of Delegation regarding the leaving in situ of parts of the installations, in particular the content of storage cells which qualifies as hazardous waste according to EU law. We have also reminded them of the obligations under EU and international law on the environmental aspects of decommissioning.

We have also written to your administration enquiring about the compatibility of the UK’s planned decommissioning with both the EU Offshore Safety Directive and the EU Waste Framework Directive.

The study commissioned by Germany [Review of the Shell/Exxon Brent Decommissioning Derogation Assessment and of the corresponding proposal by UK BEIS’ prepared by Scientia et Sagacitas Ltd. United Kingdom, May 2019] shows clearly that there are better practices available for the disposal of the hazardous waste consisting of 11 000 tonnes of crude oil, 640 000 m³ of oily water and around 40 000 m³ of sediment. As there are over 1300 existing offshore installations in the North East Atlantic Region, it is crucial that we use the best available technology to dispose of this waste to avoid creating a toxic legacy for this region.

*[The European Commission] would like to encourage you to look again at this specific case and seriously consider the concerns expressed by the EU and other OSPAR contracting parties. We are firmly of the view that the planned decommissioning activities in the Brent field, while taking into account safety and technical constraints, must be carried out in an environmentally sound way, without endangering human health or harming the environment, and in compliance with international and EU law.”*⁶¹

Am 14. Oktober 2019 protestierte Greenpeace 24 Stunden lang auf den Plattformen Brent Alpha und Brent Bravo, um gegen den Plan von Shell zu demonstrieren, die 11.000 Tonnen Öl im Meer zurückzulassen.

Am 18. Oktober 2019 wurde der Vorschlag von Shell auf einem OSPAR-Treffen in London diskutiert. Eine Entscheidung fiel nicht. Es soll weitere Gespräche zwischen Shell, der britischen Regierung und den anderen OSPAR-Vertragsstaaten geben. Wann es zu einer Entscheidung kommt, ist zurzeit nicht absehbar.

⁶⁰ Review of the Shell/Exxon Brent Decommissioning Derogation Assessment and of the corresponding proposal by UK BEIS, Report Prepared by Scientia et Sagacitas Ltd. Aberdeen, United Kingdom, May 2019.

⁶¹ Letter from the European Commission to the British Secretary of State for Environment, Food and Rural Affairs, 19.08.2019.

5. Die Zukunft der Nordsee: Windturbinen statt Öl

Ölvorkommen allmählich erschöpft - Ölbranche in den roten Zahlen

Die Nordsee wurde in den letzten Jahrzehnten zu einer Industrielandschaft der Öl- und Gaswirtschaft. Doch das fossile Zeitalter neigt sich dem Ende zu.

Schon vor 20 Jahren hat die Nordsee ihr Fördermaximum überschritten. Die Ölförderung halbierte sich von 304 Mio. Tonnen (2000) auf aktuell 140 Mio. Tonnen. Nach der jahrzehntelangen ungebremsten Ausbeutung der Öl- und Gasfelder, insbesondere im britischen Sektor, sind jetzt immer mehr Vorkommen erschöpft. Zwar werden auch jetzt immer wieder neue Felder entdeckt, aber der langfristige Abwärtstrend erscheint unvermeidlich.

Die großen internationalen Ölkonzerne ziehen sich bereits zurück. An die Stelle der Oil Majors, also der großen westlichen Ölkonzerne wie Shell, Exxonmobil oder BP, treten in der britischen Nordsee immer häufiger Firmen, die von Private Equity Konzernen oder auch von Staatsfonds gelenkt werden.

Die aktuelle Ölpreiskrise wird den Rückzug aus der Nordsee noch beschleunigen. Immer mehr Felder rutschen bei den aktuellen Ölpreisen in die roten Zahlen. Neuinvestitionen lohnen sich nicht mehr. Die Branche lebt vom Bestand. In absehbarer Zeit werden CO₂-Abgaben den Betrieb vor allem von alten und kleinen Ölfelder noch weniger attraktiv machen.

Die Corona-Pandemie und der Ölpreiskollaps in diesem Jahr beschleunigen den Exodus. Die Branche ist in ihrer schwersten Krise seit dem Zweiten Weltkrieg und kann die Folgen nur dadurch entschärfen, dass sie ihre Investitionen massiv zurückfährt und Arbeitsplätze abbaut. Für weitgehend erschöpfte und teure Ölregionen wie die Nordsee stellen sich damit existenzielle Fragen. Das Gespenst der *Stranded Assets* wird zumindest in der Nordsee zur Realität.⁶²

Der Ölpreiskollaps macht die Ölbranche endgültig zum Hochrisikosektor, der weder kurzfristig noch langfristig ein stabiles Geschäftsmodell vorweisen kann.⁶³ Die Anrainerstaaten werden die Branchen kritischer betrachten: Immer weniger Arbeitsplätze, kaum noch Dividenden oder Steuereinnahmen, aber vor allem ein wachsender Widerspruch zu den nationalen und europäischen Klimazielen. Die Öl- und Gasbranche scheint zum Strukturwandel Richtung Klimaschutz nicht bereit. Seit der Coronakrise und dem Ölpreiskollaps fehlt ihr nicht nur die Bereitschaft, sondern zunehmend auch die Finanzkraft, aktiv an der Bewältigung der von ihr mitverursachten Klimakrise mitzuwirken.

Abwrackung statt Ausbeutung: Decommissioning schafft neue Arbeitsplätze

Die Offshore Öl- und Gasindustrie hinterlässt im Meer 1741 technische Anlagen. Das Spektrum reicht von Pipelines und Verladestationen bis zu den großen Förder-, Bohr- und Verteilerplattformen. Fast alle diese Anlagen werden in den kommenden Jahrzehnten stillgelegt und an Land entsorgt. Die Öl- und Gasbranche der Nordsee steht mitten in einem gigantischen Abwrackungsprozess (Decommissioning).

Das Decommissioning hat eine solche Größenordnung erreicht, dass daraus ein neuer Industriezweig mit zahlreichen Arbeitsplätzen und innovativen Technologien entstanden ist. Die britischen und norwegischen Firmen wollen diese Erfahrungen nutzen, um weltweit aktiv zu werden, da auch in anderen Offshore-Regionen die Anlagen in immer größerer Zahl stillgelegt werden müssen.

Die Abwrackung der Nordseeanlagen erzeugt jedoch enorme Kosten, die einmal mehr auf die Allgemeinheit abgewälzt werden. Sie verringern die Steuer- und Abgabenlast der Konzerne in einem

⁶² <https://www.woodmac.com/news/opinion/can-the-north-sea-oil-and-gas-industry-survive-the-downturn/>
<https://www.ft.com/content/363b603e-8234-4a6b-9167-90371b7c4285?segmentId=98583035-ac35-a0ba-ed44-378e53f8caec> ; <https://www.ft.com/content/bf2462ce-69b8-11ea-800d-da70cff6e4d3>

⁶³ <https://www.ft.com/content/3af2f9e2-6012-46e3-849c-501a03bad870>

solchen Umfang, dass der britische Fiskus zeitweise an die Öl- und Gasindustrie sogar mehr ausgezahlt als eingenommen hat. Dadurch wächst der Anreiz für die Regierungen, insbesondere im britischen Sektor, Ausnahmegenehmigungen zu erteilen und die Unternehmen von ihren Abwrackpflichten zu entlasten.

Das zeigt sich aktuell bei der Auseinandersetzung um die Betonsockel der Plattformen über dem Brent-Ölfeld. Darin befinden sich große Ölrückstände. Shell will die Anlagen wegen des großen Aufwands im Meer stehen lassen. Die deutsche und niederländische Regierung wollen das ebenso wie Greenpeace und andere NGOs verhindern.

Klimakrise, Klimaschäden und das Ende des Ölzeitalters

Die Klimakrise beschleunigt den Rückzug aus dem Nordseeöl. Es ist offensichtlich, dass die energieaufwendige Förderung und die anschließende Verbrennung von Öl und Gas weder mit den Notwendigkeiten des globalen Klimaschutzes noch mit den Klimazielen der Anrainerstaaten der Nordsee vereinbar ist.

Allein schon der Betrieb der Plattformen in der Nordsee erzeugt jährlich 30 Mio. Tonnen CO₂. Die Verbrennung der Öl- und Gasmengen durch die Verbraucher führt zu weiteren Emissionen von 770 Mio. Tonnen CO₂ pro Jahr.⁶⁴ Die Summe von 800 Mio. Tonnen CO₂ entspricht von der Größenordnung den Gesamtemissionen Deutschlands.

Das Umweltbundesamt veranschlagt die Klimaschäden einer Tonne CO₂ auf durchschnittlich 180 €/t.⁶⁵ Die Schäden von Nordseeöl und Nordseegas summieren sich also auf enorme 144 Mrd. Euro pro Jahr. Allein der *Betrieb* der Nordsee-Plattformen verursacht Klimaschäden von 5,4 Mrd. Euro, zusätzlich zu den Umweltschäden für die Nordsee durch die Verschmutzung mit Öl und Chemikalien.

Die Ölbranche muss sich mittlerweile stärker als früher der klima- und umweltpolitischen Kritik stellen. Sie verweist auf die Verbesserungen beim Betrieb ihrer Anlagen und auf die mittlerweile höheren Investitionen in klimafreundliche Alternativen wie Windstrom oder Solarstrom.

Diese Studie zeigt jedoch, dass in der Nordsee nur wenig davon zu sehen ist. Es gab Fortschritte in den 90er Jahren, aber seit der Jahrhundertwende herrscht ein "Business as usual" auf den Öl- und Gasplattformen.

Nach wie vor emittieren die 727 Anlagen auf See 30 Mio. Tonnen CO₂ und verschmutzen das Meer mit 9.200 Tonnen Öl pro Jahr. Das entspricht einem jährlichen Tankerunglück allein schon durch den regulären Betrieb. Zusätzlich schütten die Plattformen 182.000 Tonnen Chemikalien pro Jahr ins Meer, verursachen im Durchschnitt einen Chemieunfall pro Tag und entsorgen dort täglich über 900.000 Kubikmeter verschmutztes Produktions- und Ballastwasser.

Die fehlenden Fortschritte wiegen umso stärker, wenn man sich die seit zwei Jahrzehnten schrumpfenden Fördermengen in der Nordsee vor Augen hält. Viele Indikatoren zeigen, dass die Klima- und Umweltbelastung je produzierter Tonne Öl und Gas sogar gestiegen ist. Diese Trends sind nicht im Einklang mit den Zielen der nationalen Klimapolitik der Anrainerstaaten und dem Pariser Klimaabkommen.

⁶⁴ Bei einer Jahresproduktion von 140mt Öl und 140mtoe Erdgas; 3,1t CO₂ für 1t Öl, 2,4t CO₂ für 1t Erdgas.

⁶⁵ <https://www.umweltbundesamt.de/daten/umwelt-wirtschaft/gesellschaftliche-kosten-von-umweltbelastungen#klimakosten-von-treibhausgas-emissionen>

Die Alternativen zu Öl und Gas stehen bereit - Länder reagieren unterschiedlich

Die drei großen Öl- und Gasproduzenten reagieren unterschiedlich schnell auf die klimapolitischen Herausforderungen und Chancen:

Dänemark und sein staatlicher Öl- und Gaskonzern Ørsted (Dong) handelten konsequent. Aus einem Öl- und Gaskonzern wurde in wenigen Jahren der größte Developer von Windparks weltweit. Ørsted ist heute ein erfolgreiches Vorbild für die Abkehr von fossiler Energie zugunsten klimafreundlicher Lösungen. Die Gewinne steigen Jahr für Jahr, ebenso wie die Zahl der Arbeitsplätze.

Großbritannien leidet unter schwindenden Steuereinnahmen aus der Öl- und Gaswirtschaft. Auch die Zahl der Arbeitsplätze schrumpft. In der britischen Öl- und Gasindustrie gab es 2019 nur noch 30.600 Arbeitsplätze in der Öl- und Gasförderung und den damit verbundenen Dienstleistungen und Produktionsstätten. Allein in den letzten fünf Jahren gingen 11.000 Jobs verloren.

Die Branche will trotzdem wie bisher weitermachen. Klimaschutz spielt fast keine Rolle. Die Klimaziele der britischen Öl- und Gasindustrie wirken extrem bescheiden und angesichts der Klimakrise geradezu anachronistisch.

Die Herstellung von Wasserstoff aus Erdgas ("Blue Hydrogen") und CCS (CCUS), also die Speicherung von CO₂ in den mittlerweile leeren Gasfeldern, sind die beiden Zukunftstechnologien, die von den fossilen Branchen am häufigsten genannt werden. Beide verlängern jedoch nur den fossilen Pfad und blockieren bessere Lösungen.

Bei der Herstellung von Wasserstoff sollen die dabei entstehenden CO₂-Emissionen abgeschieden und in leeren Nordseefeldern dauerhaft eingelagert werden. Bei diesen Verfahren entstehen jedoch erhebliche Restemissionen und der Speicherplatz ist begrenzt.

An die Stelle von Erdgas-Wasserstoff wird deshalb Grüner Wasserstoff treten müssen, der emissionsarm von Elektrolyseuren aus Solar- oder Windstrom hergestellt wird. Hier bieten sich neue Chancen für die Offshore-Windparks in der Nordsee.

Die Speicherkapazität der leeren Gasfelder sollte besser den wenigen Branchen vorbehalten bleiben, für die es auf die Schnelle keine emissionsarmen Alternativen gibt. Auch könnten hier notfalls CO₂-Mengen eingespeichert werden, die der Atmosphäre entzogen werden ("negative Emissionen").

Norwegen setzt ebenfalls auf ein "Weiter so", auch wenn sich der staatliche Öl- und Gaskonzern Equinor (Statoil) nebenbei im Windsektor engagiert. Im Zentrum steht in diesen Monaten jedoch der offizielle Produktionsstart im riesigen Ölfeld Johan Sverdrup. Es soll den Förderrückgang der norwegischen Ölindustrie einige Jahre hinauszögern.

Oslo setzt auf eine Fortsetzung des Ölzeitalters. Die Zahl neuer Explorationslizenzen liegt auf Rekordniveau, nicht nur für die Nordsee, sondern auch für die arktische Barentssee. Weder bei den Klimaemissionen noch bei der Ölverschmutzung des Meeres erwartet die Branche nennenswerte Verbesserungen.

Norwegen wird zum Land der Gegensätze: Der Boom in der Elektromobilität wird indirekt durch die Ölindustrie finanziert, trotz der hohen Umwelt- und Klimabelastung. Etwa ein Viertel der gesamten norwegischen CO₂-Emissionen entsteht durch die Anlagen zur Offshore-Förderung in der Nordsee.

Die Zukunft der Nordsee: Windturbinen statt Ölplattformen

Es ist mittlerweile offensichtlich, dass der Wandel Richtung Klimaschutz von den Öl- und Gaskonzernen nicht mitgetragen wird. Das bisherige Engagement für Renewables bleibt im einstelligen Bereich ihrer Gesamtinvestitionen.⁶⁶ Und selbst dieser kleine Anteil läuft in den meisten Fällen auf eine passive Kapitalanlage zur Risikodiversifizierung hinaus. Dadurch entstehen keine frischen Impulse für die globale Energiewende.

Die fossilen Branchen sind zum Strukturwandel nicht bereit. Ihre Produkte müssen von anderen Branchen und innovativeren Unternehmen ersetzt werden. Die Alternativen stehen fast überall zur Verfügung. Solar- und Windstrom, Wärmepumpen, Wärmedämmung, Elektroautos oder die Verlagerung der Mobilität auf umweltfreundlichere Verkehrsträger sind erprobte und oftmals auch preiswertere Optionen. Sie können Öl und Gas in fast allen Branchen ersetzen.

Dieser Wandel ist in der Nordsee bereits sichtbar. In den Hafenregionen der Nordsee, wo früher Ölplattformen montiert wurden, recyceln die Unternehmen heute die abgewrackten Anlagen der Öl- und Gasindustrie.

Gleichzeitig wird dort der Transport der ähnlich imposanten Offshore-Windturbinen für die Installation in der Nordsee vorbereitet. Windprojekte wie z.B. Hornsea 2 lösen milliardenschwere Investitionen aus und schaffen zahlreiche Arbeitsplätze.

Klimaschutz und ökonomische Anreize zielen heute in dieselbe Richtung: In absehbarer Zeit wird die Nordsee mehr Energie in Form von Windstrom oder Wasserstoff liefern als die fossile Wirtschaft mit Öl und Gas.

⁶⁶ Ein Sample der 7 größten westlichen Ölkonzerne zeigt für 2019 einen Anteil von 6% für "Low Carbon Capex", Quelle: EnergyComment, Global Energy Briefing Nr.182, Hamburg 2019.

Anhang A: Stillgelegte und an Land entsorgte Öl- und Gasplattformen

Status 2017	Name	Location	Water depth	Operator	Production Start	Primary production	Category	Weight sub-structure (tonnes)	Weight topside	Status
Germany	Emshörn Z1A		11	BEB	1981	Gas	Fixed steel	420	150	removed to shore
Germany	Manslagt Z1		9,5	EMPG	1993	Gas	Fixed steel	420	150	removed to shore
Netherlands	F15A	F15-blok	45	Total E&P Nederland b.v.	1996	Gas	Fixed steel	700	2050	Closed down
Netherlands	Halfweg	Q1 blok NCP	25	Petrogas E&P Netherlands BV	1995	Gas	Fixed steel	1900	465	Closed down
Netherlands	Helm	Q1 blok	27	Petrogas E&P Netherlands BV	1982	Oil	Fixed steel	1525	3271	Closed down
Netherlands	Hoor	Q blok NCP	27	Petrogas E&P Netherlands BV	1983	Oil	Fixed steel	1520	8855	Closed down
Netherlands	K11-FA-1	K11	30	NAM	1977	Gas	Fixed steel	510	580	removed to shore in 1997
Netherlands	K13-B	K13	25	Wintershall		Gas	Fixed steel	400	570	p.c.
Netherlands	K13-D	K13	26	Wintershall	1988		Fixed steel	440	600	removed to shore
Netherlands	L10-K	L10	25	Gaz de France	2000	Gas	Fixed steel	565	600	reused
Netherlands	L8-G	L8	27	Wintershall Noordzee B.V.	1988	Gas	Fixed steel	690	2640	Closed down
Netherlands	Logger	L16	31	Wintershall Noordzee B.V.	1985	Other	Fixed steel	1780	3485	Closed down
Netherlands	P12-C	P12	27	Wintershall	1990	Gas	Fixed steel	480	475	
Netherlands	P15-B	P15	25	BP Nederland	1985	Oil	Fixed steel	596	1016	removed to shore
Netherlands	P2-NE	P2a	30	Wintershall	1997	Gas	Fixed steel	1200	1100	re-used as Q4-B i
Netherlands	P2-SE	P2a	29	Wintershall	1998	Gas	Fixed steel	1200	1100	re-used as P6-D
Netherlands	Q1-Helder-B	Q1	25	Unocal	1989	Oil	Fixed steel			reused as Q1Halfweg
NL	K10-C	K10	29	Wintershall	1981	Gas	Fixed steel	740	1140	removed to shore
NL	K13-C	K13	24	Wintershall	1989		Fixed steel	970	2700	removed to shore
Norway	ALBUSKJELL A	1/6	71	ConocoPhillips Skandinavia AS	1979	Gas	Fixed steel	8902	10649	removed to shore

Status 2017	Name	Location	Water depth	Operator	Production Start	Primary production	Category	Weight sub-structure (tonnes)	Weight topside	Status
Norway	ALBUSKJELL A-BS	1/6	70	ConocoPhillips Skandinavia AS	1979	Gas	Fixed steel			removed to shore
Norway	ALBUSKJELL A-FL	1/6	70	ConocoPhillips Skandinavia AS	1979	Gas	Fixed steel			removed to shore
Norway	ALBUSKJELL F-FL	2/4	70	ConocoPhillips Skandinavia AS	1979	Gas	Fixed steel			removed to shore
Norway	ALBUSKJELL F/F-BS	2/4	70	ConocoPhillips Skandinavia AS	1979	Gas	Fixed steel	7190	11418	removed to shore
Norway	B-11	GERMANY_B/11	33	GASSCO AS	1977	Gas	Fixed steel	1223	7869	removal to shore
Norway	COD	7/11	72,5	ConocoPhillips Skandinavia AS	1977	Gas	Fixed steel	5094	5167	removed to shore
Norway	COD FL	7/11	78	ConocoPhillips Skandinavia AS	1977	Gas	Fixed steel			removed to shore (flare stack)
Norway	EDDA	NO_2/7	71	ConocoPhillips Skandinavia AS	1979	Oil	Fixed steel	6155	10390	removal to shore
Norway	EDDA FL	2/7	70	ConocoPhillips Skandinavia AS	1976	Oil	Fixed steel			removed to shore (flare stack)
Norway	EKOFISK A	NO_2/4	74	ConocoPhillips Skandinavia AS	1974	Oil	Fixed steel	3685	3904	Closed down
Norway	EKOFISK BS1	2/4	72	ConocoPhillips Skandinavia AS	1972	Oil	Fixed steel	775	68	removed to shore
Norway	EKOFISK BS4	2/4	72	ConocoPhillips Skandinavia AS	1975	Oil	Fixed steel	1064		removed to shore
Norway	EKOFISK FTP	NO_2/4	77	ConocoPhillips Skandinavia AS	1974	Oil	Fixed steel	4780	7192	Closed down
Norway	EKOFISK G	NO_2/4	77	Aker BP ASA	1982	Oil	Fixed steel	2041	2900	Closed down
Norway	EKOFISK H	NO_2/4	77	ConocoPhillips Skandinavia AS	1979	Oil	Fixed steel	3258	7288	Decommissioned
Norway	EKOFISK NORD FL	2/4	72	ConocoPhillips Skandinavia AS	1975	Oil	Fixed steel			removed to shore (flare stack)

Status 2017	Name	Location	Water depth	Operator	Production Start	Primary production	Category	Weight sub-structure (tonnes)	Weight topside	Status
Norway	EKOFISK P	2/4	76,8	ConocoPhillips Skandinavia AS	1975	Oil	Fixed steel	2061	870	removed to shore
Norway	EKOFISK Q	NO_2/4	77	ConocoPhillips Skandinavia AS	1973	Oil	Fixed steel	1390	2522	Decommissioned
Norway	EKOFISK R	2/4	76,8	ConocoPhillips Skandinavia AS	1977	Gas	Fixed steel	6464	4532	removed to shore
Norway	EKOFISK S	NO_2/4	77	GASSCO AS	1986	Gas	Fixed steel	7639		Decommissioned
Norway	EKOFISK S-B	2/4	74	GASSCO AS	1986		Fixed steel			removed to shore
Norway	EKOFISK SØRFL	2/4-2	72	ConocoPhillips Skandinavia AS	1972	Oil	Fixed steel	500		removed to shore
Norway	EKOFISK W	2/4	72	ConocoPhillips Skandinavia AS	1989	Oil	Fixed steel	1154	486	removed to shore
Norway	ELDFISK FTP-B	NO_2/7	70	ConocoPhillips Skandinavia AS	1979	Oil	Fixed steel	696		Closed down
Norway	ELDFISK FTP-FL	NO_2/7	70	ConocoPhillips Skandinavia AS	1979	Oil	Fixed steel	671	150	Closed down
Norway	FRIGG DP1	10/1	98	Total E&P Norge AS		Gas	Fixed steel	7000		removed to shore
Norway	FRIGG DP2	25/1	97	Total E&P Norge AS	1978	Gas	Fixed steel	11200	5500	removed to shore
Norway	FRØY	25/5	119	DNO ASA	1995	Oil	Fixed steel			removed to shore
Norway	H-7	GERMANY_0H/7	41	GASSCO AS	1977	Gas	Fixed steel	2590	4040	removal to shore
Norway	HOD	NO_2/11	72	Aker BP ASA	1990	Oil	Fixed steel		1029	Closed down
Norway	HULDRA	NO_30/2	125	Equinor Energy AS	2001	Gas	Fixed steel	7050	4100	Closed down
Norway	JOTUN B	NO_25/8	127	Point Resources AS	1999	Oil	Fixed steel	9346	12182	Closed down
Norway	NAVION SAGA	NO_15/9	90	Equinor Energy AS	2008	Oil	Floating steel			Floated off field
Norway	NORDØST FRIGG A	25/1	102	Elf Petroleum Norge AS	1984	Gas	Fixed steel			removed to shore
Norway	ODIN	30/10	103	Esso Norway AS	1984	Gas	Fixed steel	6200	7600	removed to shore
Norway	PETROJARL 1	NO_15/6	110	Aker BP ASA	2001	Oil	Floating steel			Floated off field
Norway	PETROJARL VARG	NO_15/12	84	Aker BP ASA	1998	Oil	Floating steel			Floated off field

Status 2017	Name	Location	Water depth	Operator	Production Start	Primary production	Category	Weight sub-structure (tonnes)	Weight topside	Status
Norway	TOR	NO_2/4	70	ConocoPhillips Skandinavia AS	1978	Oil	Fixed steel	5275	6448	Closed down
Norway	TOR FL	NO_2/4	70	ConocoPhillips Skandinavia AS	1977	Oil	Fixed steel	583	192	Closed down
Norway	VALHALL PCP	NO_2/8	74	Aker BP ASA	1982	Oil	Fixed steel	7150	13300	Closed down
Norway	VARG A	NO_15/12	84	Repsol Norge AS	1998	Oil	Fixed steel	3611	870	Floated off field
Norway	VEST EKOFISK	2/4	75,1	ConocoPhillips Skandinavia AS	1974	Gas	Fixed steel	4146	3655	removed to shore
Norway	YME B	9/2	95	Talisman Energy	1996	Oil	Floating steel			removed to shore
Norway	YME MOPUStor	NO_9/2	93	Repsol Norge AS	2011	Oil	Fixed steel	45300	12400	removed to shore
United Kingdom	Anglia A	48/19	26	Ithaca Energy	1991	Gas	Fixed steel	519	834	Closed down
United Kingdom	Angus FPSO	31/26a	71	Amerada	1992	Oil	Floating steel		31473	Re-use
United Kingdom	Ardmore - Rowan Gorilla VII	30/24	80	Acorn	2003	Oil	Floating steel			Re-use
United Kingdom	Ardmore SAL 1	30/24	80	Fairfield	2003	Oil	Fixed steel			removal to shore
United Kingdom	Ardmore SAL 2	30/24	80	Fairfield	2003	Oil	Fixed steel			relocated to Kittiwake
United Kingdom	Argyll Loading Buoy	30/24	79	BHP	1975	Oil	Floating steel			Removal to shore
United Kingdom	Argyll, Duncan and Innes FPF	30/24	79	BHP	1975	Oil	Floating steel		2500	Removal to shore
United Kingdom	Athena FPSO	14/18b	130	Ithaca Energy	2012	Oil	Floating steel	11000	300	Floated off location
United Kingdom	Audrey A	49/11	27	Spirit	1988	Gas	Fixed steel	899	992	Closed down
United Kingdom	Audrey B	48/15	30	Spirit	1988	Gas	Fixed steel	740	1057	Closed down
United Kingdom	Auk ELSBM	30/16	84	Shell	1975	Oil	Floating steel		2950	Removal to shore
United Kingdom	Beatrice AD	11/30	45	Repsol-Sinopec	1981	Oil	Fixed steel	3225	8167	Closed down
United Kingdom	Beatrice AP	11/30	45	Repsol-Sinopec	1981	Oil	Fixed steel	1976	6349	Closed down
United Kingdom	Beatrice B	11/30	45	Repsol-Sinopec	1981	Oil	Fixed steel	1537	5360	Closed down
United Kingdom	Beatrice C	11/30	45	Repsol-Sinopec	1981	Oil	Fixed steel	730	415	Closed down
United Kingdom	Beryl, SPM1	9/13	119	ExxonMobil	1976	Oil	Floating steel	1200	1950	Removal to shore
United Kingdom	Blenheim FPSO	16/21b	149	Talisman	1995	Oil	Floating steel		31473	Re-use

Status 2017	Name	Location	Water depth	Operator	Production Start	Primary production	Category	Weight sub-structure (tonnes)	Weight topside	Status
United Kingdom	Brae B	16/7a	102	Marathon	1988	Condensate	Fixed steel	18900	42000	Closed down
United Kingdom	Brae B flare	16/7	102	Marathon	1988	Gas	Fixed steel	1500	1500	Closed down
United Kingdom	Brent Alpha	211/29	142	Shell	1976	Oil	Fixed steel	14225	15998	Closed down
United Kingdom	Brent Flare	211/29	142	Shell	1976	Gas	Fixed steel	1250		removed to shore
United Kingdom	Brent Spar	211/29	142	Shell	1976	Oil	Floating steel		14500	removed to shore
United Kingdom	Caister	44/23a	41	ConocoPhillips	1993	Gas	Fixed steel	1150	1150	Closed down
United Kingdom	Camelot CA	53/1	46	ERT	1989	Gas	Fixed steel	540	1050	removed to shore
United Kingdom	Camelot CB	53/1	43	ExxonMobil	1992	Gas	Fixed steel	644	512	removed to shore
United Kingdom	Crawford CALM Buoy	9/28	117	BHP	1989	Oil	Floating steel			Removal to shore
United Kingdom	Crawford FPF	9/28	117	BHP	1989	Oil	Floating steel			Removal to shore
United Kingdom	Donan FPSO - SWOPS	15/20	140	BP	1992	Oil	Floating steel		45000	Re-use
United Kingdom	Durward FPSO - Glas Dowr	21/11	89	Hess	1997	Oil	Floating steel	110000	8000	Re-use
United Kingdom	Emerald FPF	2/10	155	MSE	1992	Oil	Floating steel	18800	2500	Re-use
United Kingdom	Emerald FSV Ailsa Craig	2/10	155	MSE	1992	Oil	Floating steel		225000	Re-use
United Kingdom	Esmond CP	43/13	35	BHP	1985	Gas	Fixed steel	1912	5960	removed to shore
United Kingdom	Esmond CW	43/13	35	BHP	1985	Gas	Fixed steel	1049	543	removed to shore
United Kingdom	Ettrick FPSO Aoka Mizu	20/03a	115	Nexen	2007	Oil	Floating steel		15000	Floated off location
United Kingdom	Europa Steel Platform	49/22	35	ConocoPhillips	2000	Gas	Fixed steel	540	350	Closed down
United Kingdom	Fife FPSO	31/26	69	Hess	1995	Oil	Floating steel	10500	6780	Closed down
United Kingdom	Forbes AW	43/8	27	BHP	1985	Gas	Fixed steel	991	2163	removed to shore
United Kingdom	Frigg flare column	10/1	112	Total E&P	1977	Gas	Fixed steel	1380	1360	removed to shore
United Kingdom	Frigg QP	10/1	104	Total E&P	1977	Gas	Fixed steel	4200	3500	removed to shore
United Kingdom	Fulmar FSU	30/16	83	Talisman	1982	Oil	Floating steel		210658	Removal to shore
United Kingdom	Fulmar SALM	30/16	83	Talisman	1982	Oil	Fixed steel		3775	Removal to shore
United Kingdom	Fulmar STL	30/16	83	Talisman	1982	Oil	Floating steel			
United Kingdom	Galley FPF	15/23a	147	Talisman	1998	Oil	Floating steel	18800	2500	Floated off location
United Kingdom	Ganymede ZD	49/22	35	ConocoPhillips	1995	Gas	Fixed steel	820	1100	Closed down

Status 2017	Name	Location	Water depth	Operator	Production Start	Primary production	Category	Weight sub-structure (tonnes)	Weight topside	Status
United Kingdom	Goldeneye Platform	14/29a	119	Shell	2004	Condensate	Fixed steel	3000	1000	Closed down
United Kingdom	Gordon BW	43/15	21	BHP	1985	Gas	Fixed steel	857	2163	removed to shore
United Kingdom	Guinevere	48/17	18	Perenco	1993	Gas	Fixed steel	600	700	Closed down
United Kingdom	Harding Platform	9/23	111	Taq Bratani	1996	Oil	Fixed steel	88000	23000	Removal to shore
United Kingdom	Harding STL	9/23b	111	TAQA	1996	Oil	Floating steel			Removal to shore
United Kingdom	Horne Platform	53/03c	41	Tullow	2005	Gas	Fixed steel	492	71	Closed down
United Kingdom	Hudson FPSO Petrojarl 1	210/24a	159	Dana	1993	Oil	Floating steel		31473	Re-use
United Kingdom	Hutton NW	211/27	144	BP	1983	Oil	Fixed steel	17500	20000	partly removed to shore
United Kingdom	Hutton; TLP	211/28	150	Maersk Oil North Sea Limited	1984	Oil	Floating steel	51693	9490	Re-use
United Kingdom	Inde [east] JD	49/24	31	Shell	1971	Gas	Fixed steel	644	2923	removed to shore
United Kingdom	Inde [east] JP	49/24	31	Shell	1971	Gas	Fixed steel	260	871	removed to shore
United Kingdom	Inde [east] K	49/24	31	Shell	1971	Gas	Fixed steel	580	3273	removed to shore
United Kingdom	Inde [east] L	49/24	31	Shell	1971	Gas	Fixed steel	555	1572	removed to shore
United Kingdom	Inde [east] M	49/19	31	Shell	1971	Gas	Fixed steel	400	521	removed to shore
United Kingdom	Inde [east] N	49/24	31	Shell	1971	Gas	Fixed steel	462	499	removed to shore
United Kingdom	Innes Offshore Loading Buoy	30/24	79	BHP	1985	Oil	Floating steel			Removal to shore
United Kingdom	Ivanhoe; AH001	15/21a	142	Hess	1989	Oil	Floating steel	16400	5500	Floated off field
United Kingdom	Jacky WHP	12/21	40	Ithaca	2009	Oil	Fixed steel			Closed down
United Kingdom	Janice A	30/17	77	Maersk	1999	Oil	Floating steel			Closed down
United Kingdom	Kittiwake	21/18	87	Centrica	1990	Oil	Floating steel		1040	
United Kingdom	Kittiwake SAL	21/18	87	Centrica	2006	Oil	Fixed steel			relocated
United Kingdom	Leman BH	49/26	37	Shell	1968	Gas	Fixed steel	350	1170	Removal to shore
United Kingdom	Leman BK	49/26	37	Shell	1968	Gas	Fixed steel	609	5000	removed to shore
United Kingdom	MacCulloch FPSO	15/24b	151	ConocoPhillips	1997	Oil	Floating steel		99880	Floated off field
United Kingdom	Markham ST1	49/05	31	Spirit	1992	Gas	Fixed steel	850	1200	Closed down
United Kingdom	Maureen A	16/29	94	ConocoPhillips	1983	Oil	Others	92000	18000	Removal to shore

Status 2017	Name	Location	Water depth	Operator	Production Start	Primary production	Category	Weight sub-structure (tonnes)	Weight topside	Status
United Kingdom	Maureen ALC	16/29	94	ConocoPhillips	1983	Oil	Floating steel	8000	300	removed to shore
United Kingdom	Miller	16/8	103	BP	1992	Oil	Fixed steel	14830	28600	Closed down
United Kingdom	Murchison	211/19	156	CNR	1980	Oil	Fixed steel	20300	24000	Closed down
United Kingdom	Piper Alpha	15/17	144	Talisman	1976	Oil	Fixed steel	14300	19700	removed to shore
United Kingdom	Saturn	48/10	26	ConocoPhillips	2005	Gas	Fixed steel	584	390	Closed down
United Kingdom	Schiehallion FPSO	204/20	375	BP	1998	Oil	Floating steel		12300	Floated off field
United Kingdom	Shelley FPSO - Sevan Voyageur	22/3a	95	Premier	2008	Oil	Floating steel	9500	3000	Floated off field.
United Kingdom	Thames AP	49/28	31	Perenco	1986	Gas	Fixed steel	820	5247	Closed down
United Kingdom	Thames AR Platform	49/28	31	Perenco	1986	Gas	Fixed steel	527	580	Closed down
United Kingdom	Thames AW	49/28	31	Perenco	1986	Gas	Fixed steel	1030	2435	Closed down
United Kingdom	Tyne Platform	44/18	18	Perenco	1996	Gas	Fixed steel	665	785	Closed down
United Kingdom	Valiant north 1	49/16	29	ConocoPhillips	1988	Gas	Fixed steel	644	747	Closed down
United Kingdom	Valiant north 2	49/16	29	ConocoPhillips	1988	Gas	Fixed steel	791	1073	Closed down
United Kingdom	Vampire Fixed Steel Platform	49/16	27	ConocoPhillips	1999	Gas	Fixed steel	529	337	Closed down
United Kingdom	Vanguard PQD	49/16	32	ConocoPhillips	1988	Gas	Fixed steel	758	960	Closed down
United Kingdom	Victor JD	49/22	40	ConocoPhillips	1984	Gas	Fixed steel	1200	500	Closed down
United Kingdom	Viking AC	49/12	26	ConocoPhillips	1972	Gas	Fixed steel	650	2500	removed to shore
United Kingdom	Viking AD	49/12	26	ConocoPhillips	1972	Gas	Fixed steel	714	570	removed to shore
United Kingdom	Viking AP	49/12	26	ConocoPhillips	1972	Gas	Fixed steel	625	2151	removed to shore
United Kingdom	Viking AR	49/12	26	ConocoPhillips	1972	Gas	Fixed steel	450	550	Closed down
United Kingdom	Viking BA	49/17	24	ConocoPhillips	1973	Gas	Fixed steel	630	1350	Closed down
United Kingdom	Viking BC	49/17	24	ConocoPhillips	1973	Gas	Fixed steel	650	2500	Closed down
United Kingdom	Viking BD	49/17	24	ConocoPhillips	1973	Gas	Fixed steel	710	1316	Closed down
United Kingdom	Viking BP	49/17	24	ConocoPhillips	1973	Gas	Fixed steel	610	2150	Closed down
United Kingdom	Viking CD	49/17	29	ConocoPhillips	1975	Gas	Fixed steel	214	140	Closed down
United Kingdom	Viking DD	49/17	34	ConocoPhillips	1977	Gas	Fixed steel	214	140	Closed down
United Kingdom	Viking ED	49/16	28	ConocoPhillips	1977	Gas	Fixed steel	214	140	Closed down

Status 2017	Name	Location	Water depth	Operator	Production Start	Primary production	Category	Weight sub-structure (tonnes)	Weight topside	Status
United Kingdom	Viking FD	49/12	26	ConocoPhillips	1972	Gas	Fixed steel	214	140	removed to shore
United Kingdom	Viking GD	49/17	24	ConocoPhillips	1973	Gas	Fixed steel	214	140	Closed down
United Kingdom	Viking HD	49/17	24	ConocoPhillips	1973	Gas	Fixed steel	214	140	Closed down
United Kingdom	Viking KD Platform	49/12	26	ConocoPhillips	1999	Gas	Fixed steel	0	0	Closed down
United Kingdom	Viking LD Platform	49/17	24	ConocoPhillips	1999	Gas	Fixed steel	0	0	Closed down
United Kingdom	Vulcan 1-PRD	49/21	24	ConocoPhillips	1988	Gas	Fixed steel	821	1157	Closed down
United Kingdom	Vulcan 2-PTD	48/25	24	ConocoPhillips	1988	Gas	Fixed steel	793	1122	Closed down
United Kingdom	Welland South C406	53/4a	39	Perenco	1990	Gas	Fixed steel	570	1000	Decommissioned
United Kingdom	West Sole WE	48/6	28	BP	1967	Gas	Fixed steel	600	200	removed to shore
United Kingdom	Leadon FPSO	9/14a	119	Maersk	2001	Oil	Floating steel	22811	7125	Reused at Donan field
United Kingdom	Viscount Platform	49/16	31	ConocoPhillips	2002	Gas	Fixed steel	525	400	Closed down

Quellen: Ospar 2017 ospar_offshore_installations_2017_01_001-other-OSPAR_Offshore_Installations_Inventory_2017; <https://www.gov.uk/guidance/oil-and-gas-decommissioning-of-offshore-installations-and-pipelines>; The United Kingdom Offshore Oil and Gas Industry Association Ltd. (trading as Oil & Gas UK): The Decommissioning of Steel Piled Jackets in the North Sea Region, October 2012, eigene Recherchen.

Anhang B: Detaildaten und Quellen zu den Kapitel 1-3

Auf den folgenden Seiten finden Sie eine ausführlichere Darstellung der Ergebnisse, die in den Kapiteln 1-3 zusammenfassend präsentiert wurden. Zudem enthält dieser Anhang alle relevanten Quellen und eine punktuelle Vertiefung relevanter Einzelaspekte.

B1. Die Öl- und Gasindustrie in der Nordsee: Business as usual trotz Klimakrise

Wandel der Nordsee: Abwrackung und Windturbinen

Dieselben Küstenhäfen, die vor 40 Jahren Öl- und Gasplattformen montiert haben, empfangen und recyceln heute die abgewrackten Anlagen der Öl- und Gasfelder. Und nebenan werden die ähnlich imposanten Offshore-Windturbinen zusammengebaut und für den Transport in die Nordsee vorbereitet.

Dieses Bild symbolisiert den Strukturwandel in der Nordsee: Viele Öl- und Gasfelder sind erschöpft. Die fossile Industrielandschaft wird schrittweise demontiert. Gleichzeitig wächst die Zahl grüner Energieerzeuger. Die OSPAR-Kommission zählte dort 2018 bereits 196 fertiggestellte oder genehmigte Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie, ganz überwiegend Windparks.⁶⁷

Wasserstoff und CCUS als vage Hoffnungsträger

Aber die fossile Industrie wähnt sich seit kurzem wieder im Aufwind. Wasserstoffwirtschaft und CCS (CCUS), also die Speicherung von CO₂ in den mittlerweile leeren Gasfeldern, sind die beiden Zukunftstechnologien, die am häufigsten genannt und mit luftigen Zielen für 2050 belebt werden sollen. Beide verlängern jedoch nur den fossilen Pfad.

In der Praxis hat sich bisher fast nichts getan. Schon 2007 sprach sich die OSPAR-Kommission der Nordseeanrainer für die unterirdische Speicherung von CO₂ in der Nordsee aus.⁶⁸ CCS im industriellen Maßstab ist in UK jedoch noch nicht in Sicht. Die erste Anlage wird frühestens Mitte der 20er Jahre erwartet. Im Moment sind die norwegischen Felder Sleipner und Snøhvit die einzigen CO₂-Speicher.

Große Wasserstoffprojekte nehmen zwar europa- und weltweit an Fahrt auf. In Nordengland sind mehrere Großprojekte geplant. Wasserstoff wird hier allerdings aus Erdgas hergestellt. Die dabei entstehenden CO₂-Emissionen sollen abgeschieden und in leeren Nordseefeldern dauerhaft eingelagert werden. Bei diesen Verfahren entstehen jedoch erhebliche Restemissionen und der Speicherplatz ist begrenzt.⁶⁹

“Business as usual” ohne klimapolitischen Ehrgeiz

In der Praxis ist ohnehin "Business as usual" die Devise. Die britische und norwegische Öl- und Gasförderung legt im Moment wieder zu. Neu entdeckte Felder, auch im britischen Sektor, beflügeln die

⁶⁷ Ospar Commission (ospar.org): [ospar_offshore_renewables_2018_01_002-other-OSPAR_Offshore_Renewables_2018.xlsx](https://ospar-offshore-renewables_2018_01_002-other-OSPAR_Offshore_Renewables_2018.xlsx); und eine Karte dazu: https://odims.ospar.org/layers/geonode:ospar_offshore_renewables_2018_01_002.

⁶⁸ <https://www.ospar.org/work-areas/oic/carbon-capture-and-storage>

⁶⁹ Steffen Bukold: Blauer Wasserstoff. Perspektiven und Grenzen eines neuen Technologiepfades. Kurzstudie im Auftrag von Greenpeace Energy, Hamburg 2020.

Investitionsaktivitäten. Erst im letzten Jahr wurde dort Glengorm entdeckt, das größte Gas/Kondensat-Feld seit 2008.⁷⁰

An die Stelle der Ölmultis, denen man innovative Großprojekte zumindest finanziell zugetraut hätte, treten im britischen Sektor immer stärker kleine und mittelgroße Private Equity Firmen sowie amerikanische oder chinesische Öl- und Gasunternehmen. Sie konzentrieren sich auf ihr Kerngeschäft, nämlich die maximale Ausbeutung alter Öl- und Gasfelder. Es ist unwahrscheinlich, dass von diesen Akteuren klimapolitische Impulse ausgehen.

Norwegen wiederum verlässt sich auf den Staatskonzern Equinor und europäische Ölkonzerne. In diesen Tagen beginnt die offizielle Produktion im Ölfeld Johan Sverdrup. Sverdrup enthält mindestens 2,7 Mrd. Barrel an förderwürdigem Öl. Schon kurz nach dem inoffiziellen Hochlauf war Johan Sverdrup das produktivste Feld Westeuropas. Im Endausbau wird es knapp 700.000 Barrel Öl pro Tag bereitstellen. In einer unerwarteten Gegenbewegung wird die norwegische Ölförderung dank des neuen Feldes für einige Jahre steil zulegen. Der Marktpreis für Öl spielt dabei keine Rolle, denn der Break-Even-Preis soll bei lediglich 20 Dollar je Barrel liegen.

Immerhin wird das Feld mit Strom vom Festland versorgt. Das ersetzt die sonst üblichen Gasturbinen, die für über 80% der CO₂-Emissionen der Offshore-Plattformen verantwortlich sind. Die Emissionen je gefördertem Barrel Öl sollen deshalb nur bei 0,7kg CO₂ liegen. In der britischen Nordsee liegt der Durchschnitt bei 21kg.

Auch sonst setzt Oslo auf eine Fortsetzung des Ölzeitalters. Die Zahl neuer Explorationslizenzen liegt auf Rekordniveau, nicht nur für die Nordsee, sondern auch für die arktische Barentssee.

Kein Kurswechsel in den nächsten Jahren

Technisch und geologisch gesehen könnte selbst im Jahr 2050 in der Nordsee noch Öl gefördert werden, auch wenn die Mengen bis dahin schrumpfen werden. Ohne verschärfte klimapolitische Maßnahmen wird die Nordsee also eine Industrielandschaft für die Öl- und Gasproduktion bleiben.

Allein die bereits entdeckten Öl- und Gasvorkommen in der Nordsee überschreiten das CO₂-Kontingent der Anrainerstaaten Großbritannien und Norwegen, wenn sie die Vorgaben des Pariser Klimaabkommens einhalten wollen.

Die Klimaziele der britischen und norwegischen Öl- und Gasindustrie wirken vor diesem Hintergrund extrem bescheiden und angesichts der Klimakrise geradezu anachronistisch.

UK

Die britische Oil & Gas Authority sieht zum Beispiel beim Thema Flaring & Venting, also bei der Abfackelung bzw. beim ungehinderten Entweichen von klimaschädlichen Gasen in die Luft, nur wenig Handlungsbedarf. Erst in diesem Jahr werden erste Benchmarks entwickelt. Ansonsten werden die Unternehmen nur unverbindlich aufgefordert, möglichst klimafreundlich zu agieren.⁷¹

Die Emissionen der britischen Plattformen sollen von bislang 21kg CO₂ je gefördertem Barrel Öl langfristig auf 4 kg CO₂ fallen. Aber die Branche schweigt sich darüber aus, wie dieses Ziel erreicht werden soll oder welche konkreten Schritte geplant sind. Es wird lediglich vage auf das Potenzial von Wasserstoff und CCS verwiesen.⁷²

⁷⁰ Zur aktuellen Situation in der Nordsee: <https://www.ft.com/content/8fc38854-f26b-11e8-ae55-df4bf40f9d0d> ; <https://www.ft.com/content/d984e6ea-2258-11ea-b8a1-584213ee7b2b> ; <https://www.ft.com/content/3156ffa0-20a3-11ea-b8a1-584213ee7b2b>

⁷¹ <https://www.ogauthority.co.uk/the-move-to-net-zero/flaring-and-venting/>

⁷² OGUK: Economic Report 2019, London 2019.

Die CO₂-Emissionen des britischen Offshore Öl- und Gassektors lagen 2018 bei 14,63 Mio. Tonnen CO₂-Äquivalenten. Das entspricht 3% der britischen Emissionen insgesamt. Die Menge ist auf einem ähnlichen Niveau wie im norwegischen Nordseesektor, obwohl die Produktion dort mehr als doppelt so hoch ist.⁷³ Es werden dabei 1,2 Mio. Tonnen Gase abgefackelt, die 3,5 Mio. Tonnen CO₂ erzeugen.

Zudem gelangen 95.100 Tonnen Gase direkt in die Atmosphäre (Venting). Darunter befinden sich 43.500 Tonnen Methan. Die britischen Verbände setzen den Treibhausgaseffekt von Methan 28fach höher als bei CO₂ an. Die Methanmenge entspricht also 1,22 Mio. Tonnen CO₂-Äquivalenten (CO₂e). Betrachtet man nur den Zeitraum bis 2040, müsste man den Effekt auf 4,35 Mio. Tonnen CO₂e veranschlagen, da Methan über die Jahrzehnte hinweg abgebaut wird und in den ersten Jahren die größten Klimaschäden verursacht.

Norwegen

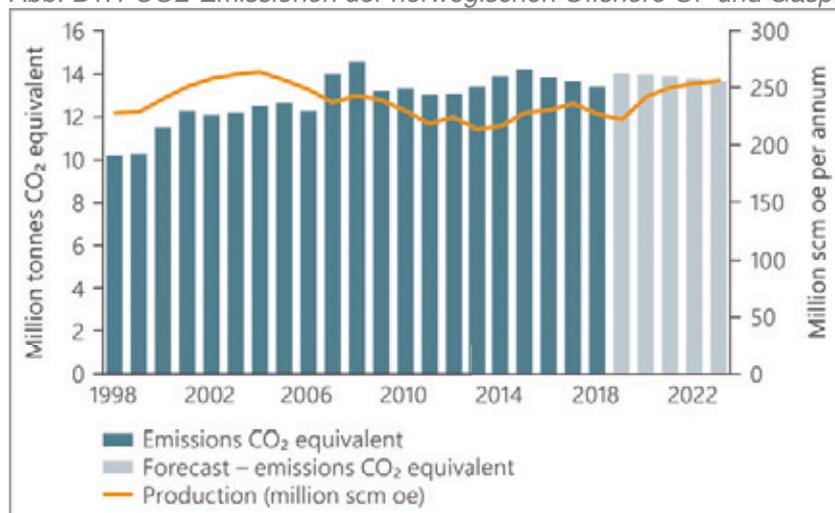
Nicht viel besser sieht es in Norwegen aus. Weder bei den Emissionen noch bei der Ölverschmutzung des Meeres erwartet die Branche Verbesserungen.⁷⁴

Knapp 14 Mio. Tonnen CO₂e emittierte die Offshore Öl- und Gasindustrie im Jahr 2018. Das ist etwa ein Viertel der gesamten norwegischen CO₂-Emissionen. Immerhin ist das Flaring & Venting schon seit Jahrzehnten deutlich geringer als in UK.

Die geplanten Fortschritte in diesem Jahrzehnt sind aber auch in Norwegen überschaubar. Mehr Felder als bisher sollen ihren Strom vom Festland aus beziehen. Der Anteil soll bis 2023 auf 44% steigen. Allerdings lag der Anteil schon 10 Jahre davor, also im Jahr 2013, bei 30%.⁷⁵

Die Prognose der norwegischen Behörden zeigt, dass in den nächsten Jahren keine Verbesserungen erwartet werden, weder bei den CO₂-Emissionen noch beim Ableiten ölhaltigen Produktionswassers ins Meer.

Abb. B1.1 CO₂-Emissionen der norwegischen Offshore Öl- und Gasproduktion bis 2023



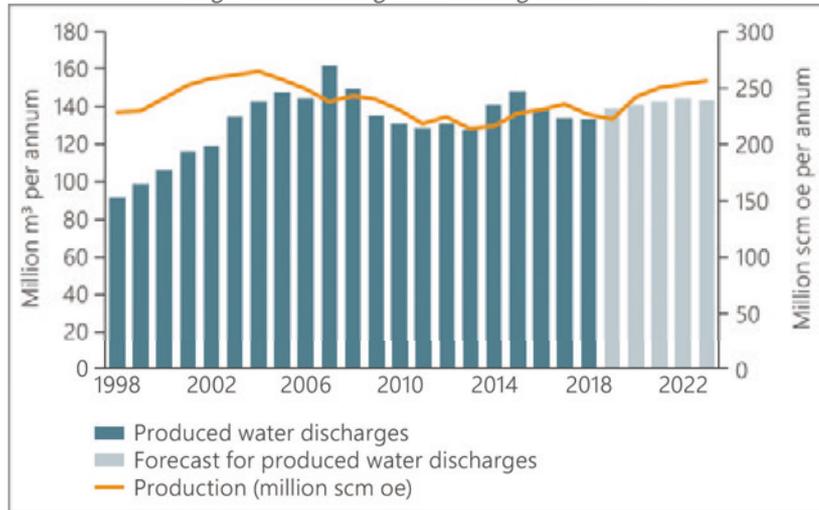
Quelle: <https://www.npd.no/en/facts/publications/reports2/resource-report/resource-report-2019/emissions-discharges-and-the-environment/>

⁷³ OGUK: Environment Report 2019, London 2019.

⁷⁴ <https://www.npd.no/en/facts/publications/reports2/resource-report/resource-report-2019/emissions-discharges-and-the-environment/>

⁷⁵ <https://www.npd.no/en/facts/publications/reports2/resource-report/resource-report-2019/emissions-discharges-and-the-environment/>

Abb. B1.2 Norwegen: Einleitung von ölhaltigem Produktionswasser ins Meer in Mio. Kubikmeter bis 2023



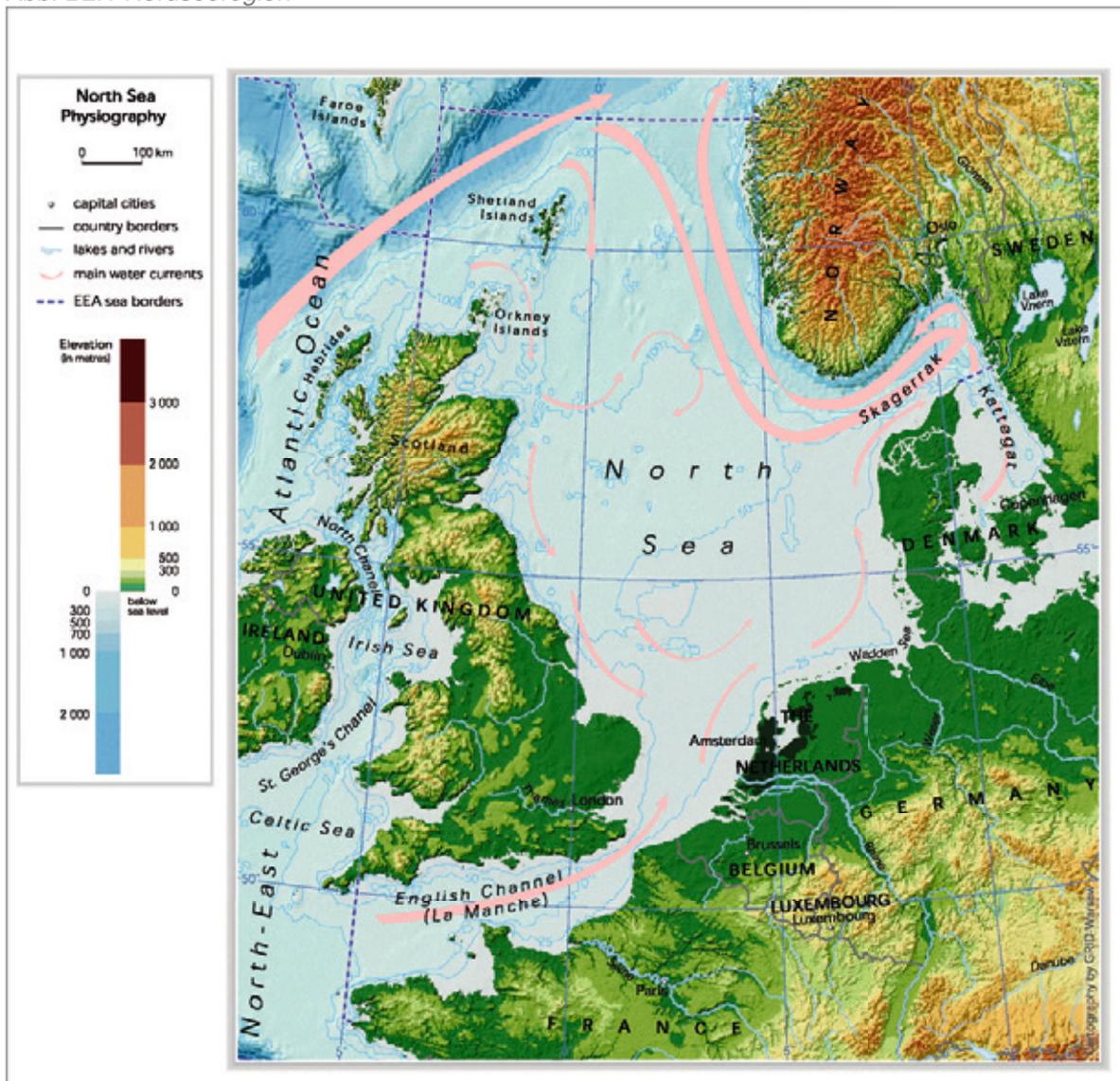
Quelle: <https://www.npd.no/en/facts/publications/reports2/resource-report/resource-report-2019/emissions-discharges-and-the-environment/>

B2. Die Industrielandschaft Nordsee

Die Nordsee ist eine der belebtesten Meeresregionen der Welt mit dichtem Schiffsverkehr, Öl- und Gasplattformen, Pipelines, Verladeterminals und einer ausgedehnten Produktionsinfrastruktur auf dem Meeresboden. An den Küsten befinden sich einige der größten Häfen der Welt, ebenso wie ausgedehnte Naturschutzgebiete und Tourismusregionen.

Sie hat eine Fläche von 750.000 qkm und ist durchschnittlich 70m tief. Sie wird nach Norden hin immer tiefer bis auf 700m. Die Strömungsverhältnisse sind komplex, laufen aber zumeist gegen den Uhrzeigersinn oder in beiden Richtungen entlang der norwegischen Küste. Ölunfälle stellen daher für die deutschen Küsten ein unmittelbares Risiko dar, insbesondere wenn sie im britischen Sektor stattfinden.

Abb. B2.1 Nordseeregion



Quelle: http://www.eea.europa.eu/data-and-maps/figures/north-sea-physiography-depth-distribution-and-main-currents/n1_overview.eps/n1_overview.eps.75dpi.gif/download

In der Nordsee mischen sich Wassermengen aus dem Nordatlantik mit dem Süßwasser und Abwasser aus den Flüssen der Region. Hinzu kommen Strömungen in südlicher Richtung entlang der Ostküste Großbritanniens sowie in nördlicher Richtung entlang der kontinentalen Küsten. Die Region enthält zahlreiche vielfältige Lebensräume mit unterschiedlichsten Lebensgemeinschaften und tausenden Tier- und Pflanzenarten. So sind z.B. die Fischbestände u.a. für die heimische Vogelwelt und für die Zugvögel von großer Bedeutung. Viele dieser Lebensräume gelten als gefährdet.

Seit über 50 Jahren wird in der Nordsee Öl und Gas gefördert. Risiken treten in jeder Phase der Entwicklung auf: Bei der Suche nach den Rohstoffen (Exploration), der Erschließung der Vorkommen, der Förderung und beim Abwracken der Anlagen bzw. Versiegeln der Bohrlöcher.

Die norddeutschen Strände könnten je nach Ort des Störfalls durch Öl unterschiedlich stark und lange verschmutzt werden. Bei grobkörnigen Sandstränden könnte das Öl tief eindringen und nur langsam durch Bakterien abgebaut werden. Das empfindliche Ökosystem von Salzwiesen wäre über einen längeren Zeitraum beeinträchtigt, wenn Organismen und Pflanzen absterben. Auch das Wattenmeer wäre über Jahre geschädigt, wenn ein Ölteppich die Fauna und Flora der Weichböden zerstören sollte.

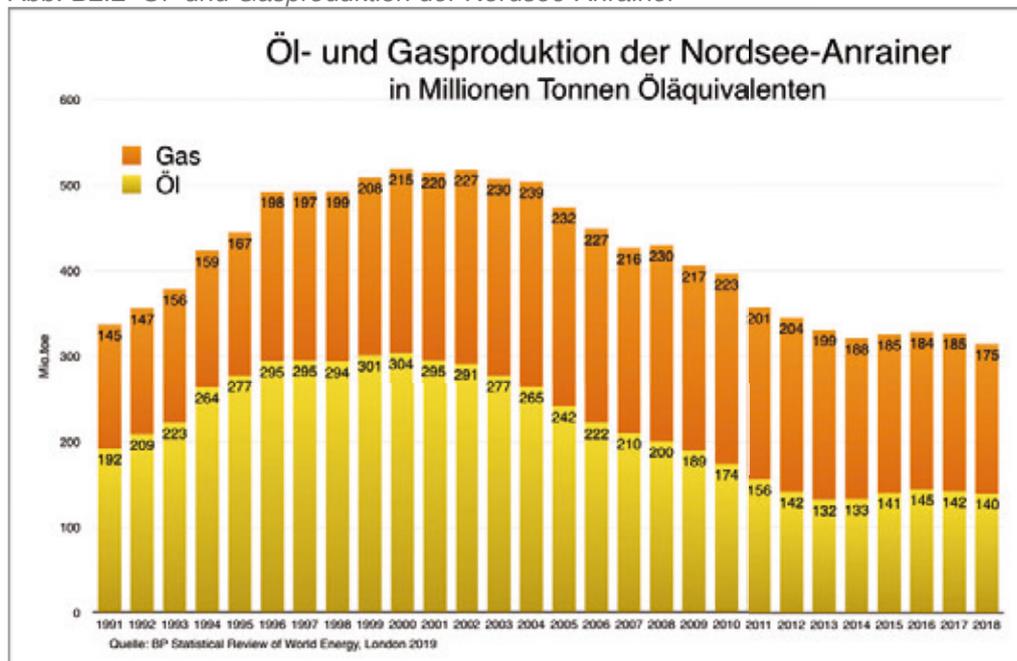
a) Schrumpfende Fördermengen

Die Fördermengen der Nordseeanrainer haben schon vor zwanzig Jahren ihren Höhepunkt überschritten.

Der Scheitelpunkt der Ölförderung wurde im Jahr 2000 erreicht. Die Mengen waren danach im freien Fall. Sie fielen von 304 Mio.t Öl (2000) zunächst auf 132 Mio.t Öl (2013). Seither stagnieren sie. Aktuell sind es 140 Mio. Tonnen. Ähnlich verlief die Gasproduktion. Sie stieg bis zur Jahrhundertwende und fällt seither, insbesondere im Vereinigten Königreich (UK).

„Peak Oil“ ist für die Nordsee also Realität. Das gilt auch für die Arbeitsplätze. In der britischen Öl- und Gasindustrie gab es 2019 nur noch 30.600 Arbeitsplätze in den Sektoren Öl- und Gasförderung und den damit verbundenen Dienstleistungen und Produktionsstätten. Vor fünf Jahren waren es noch 41.300 Jobs.⁷⁶

Abb. B2.2 Öl- und Gasproduktion der Nordsee-Anrainer



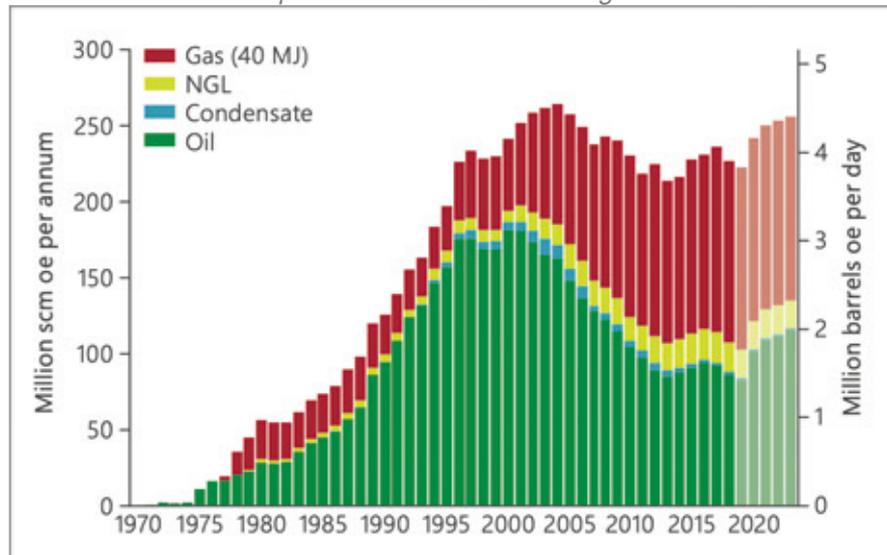
Aber es gibt immer wieder Überraschungen: Vor zehn Jahren wurde in einer eigentlich gut erforschten Region das bereits erwähnte Ölfeld Johan Sverdrup entdeckt, der größte Ölfund in norwegischen Gewässern seit 1974.⁷⁷

⁷⁶ OGUK: Economic Report 2019, London 2019; OGUK: Workforce Report 2019, London 2019.

⁷⁷ http://www.rigzone.com/news/article.asp?a_id=137217.

Ab dem Jahr 2020 wird Norwegen deshalb eine vorübergehende Erholung bei der Ölförderung erleben, da Johan Sverdrup schrittweise die Produktion aufnimmt. Dadurch werden die norwegischen Ölmengen von ihrem bisherigen Tiefpunkt im Jahr 2019 um etwa ein Viertel zulegen, aber voraussichtlich ab 2025 wieder sinken. Auch die Förderung in der britischen Nordsee hält sich im Moment stabil, aber anders als in Norwegen ist hier keine Trendwende erkennbar.⁷⁸

Abb. B2.3 Öl- und Gasproduktion Offshore Norwegen 1970-2023



Quelle: NPD Resource Report 2019. Discoveries and Fields, Oslo 2019.

Die südliche und mittlere Nordsee gilt trotz der gelegentlichen Überraschungen als weitgehend erschöpft. Neben Johan Severdrup hat Norwegen keine großen Felder in der Hinterhand, wie die folgende Abbildung zeigt. Die meisten Felder sind erschöpft.

Abb. B2.4 Norwegische Ölfelder: Umfang der verbliebenen Reserven und Grad der Ausbeutung

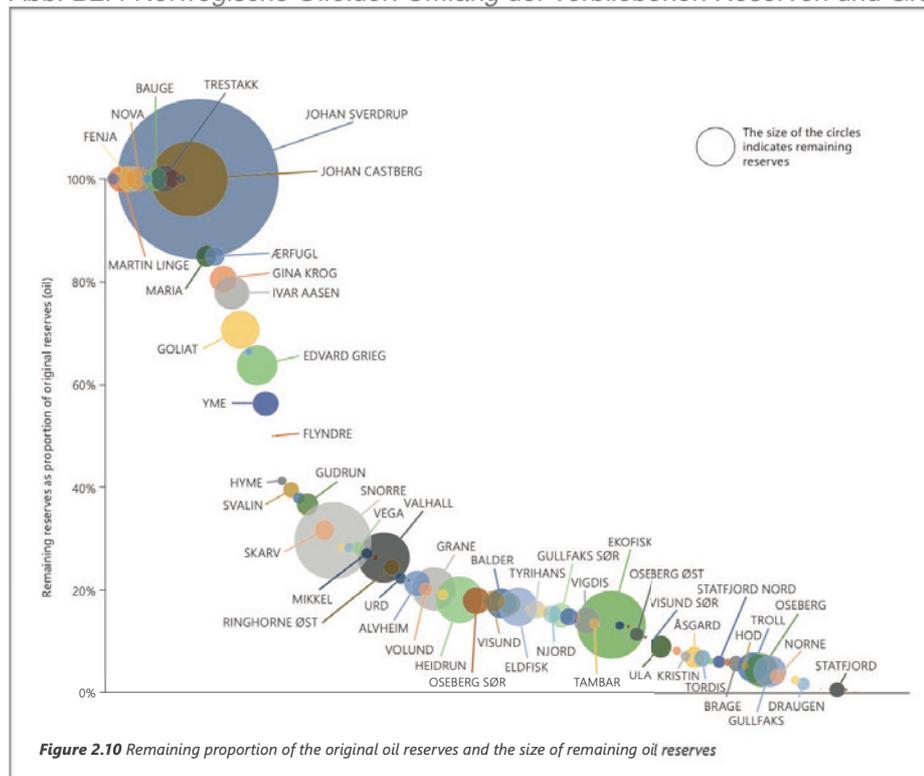


Figure 2.10 Remaining proportion of the original oil reserves and the size of remaining oil reserves

Quelle: NPD Resource Report 2019. Discoveries and Fields, Oslo 2019.

⁷⁸ Quelle: IEA: World Energy Outlook 2019, Paris 2019; IEA: Oil Monthly Report February 2020, Paris 2020.

Bedrohung des arktischen Ökosystems

Neue Potenziale werden weiter im Norden vermutet, also im Norwegischen Meer und in der Barentssee. Dort konzentrierten sich die Explorationsbohrungen der letzten Jahre. Die Ergebnisse waren jedoch aus Sicht der Unternehmen eher enttäuschend.

Zudem gibt es eine starke gesellschaftliche Opposition, die eine Ausdehnung der Ölförderung auf die sensiblen arktischen Gewässer und die norwegische Inselwelt aus umweltpolitischen und klimapolitischen Gründen grundsätzlich ablehnt. Im Moment entscheiden norwegische Gerichte darüber, ob einer Klage von Greenpeace Norge und der norwegischen NGO Nature & Youth stattgegeben werden soll.⁷⁹ Sie haben die norwegische Regierung verklagt, da sie die Vergabe von Bohrrechten in der Barentssee (23. Lizenzrunde) für verfassungswidrig halten. Artikel 112 der norwegischen Verfassung enthält das Recht jedes Einzelnen auf eine gesunde Umwelt und die Verpflichtung, natürliche Ressourcen im Sinne nachfolgender Generationen nachhaltig zu bewirtschaften.⁸⁰

Arktische Gewässer wären durch Ölverschmutzungen besonders gefährdet. Schon heute wird der Nordostatlantik durch reguläre Ölförderaktivitäten verschmutzt.⁸¹ Die Ölaustritte geschehen etwa durch ölhaltiges Wasser, das bei der Erdölförderung mit an die Oberfläche kommt (Produktionswasser) und nach einer mehr oder weniger gründlichen Reinigung ins Meer entsorgt wird.

Die Auswirkungen sieht man etwa bei Öl- und Chemikalienrückständen in Miesmuscheln im weiten Umkreis um Bohr- und Förderplattformen. Auch Erbgutveränderungen bei Schellfischen können auf verunreinigte Sedimente zurückgeführt werden. Schließlich nehmen auch Tanker Meerwasser als Ballast auf. Beim Abpumpen fließt Öl aus verunreinigten Tanks ins Meer.

Schwer kalkulierbare Risikofaktoren in der Arktis sind die extremen Wetterbedingungen und das Eis.⁸² Es gibt kein erprobtes Verfahren, das einen Ölteppich im arktischen Eis effektiv bekämpfen könnte. Hinzu kommen ungewohnte Sichtverhältnisse durch die langen Dunkelheitsperioden im Winter.

Im Falle eines Ölunfalls wie z.B. eines Blowouts, sind Bohrschiffe oftmals weit von jeder unterstützenden Infrastruktur entfernt. Es könnte Wochen, bei geschlossener Eisdecke sogar Monate dauern, bis die notwendigen technischen Einrichtungen zur Bekämpfung und Sanierung eines Ölaustritts vor Ort wären. Die Konsequenzen eines Ölunfalls wären für das arktische Ökosystem drastisch und in ihren Dimensionen nur zu erahnen.⁸³ Das Unglück des Tankers Exxon Valdez im Prince William Sound in Alaska am 24. März 1989 gibt eine Ahnung von den andauernden und gravierenden Umweltschäden.

Nachdem sich immer mehr Firmen aus den arktischen Gewässern vor Alaska oder Kanada zurückgezogen haben, ist nun neben der russischen Arktis die norwegische Barentssee zum wichtigsten Zentrum der arktischen Ölsuche geworden. Oslo hat zahlreiche Regionen für die Exploration freigegeben. Bisher produzieren dort Statoils Gasfeld Snoehvit und Enis Ölfeld Goliat. Das 2011 entdeckte Ölfeld Johan Castberg scheint zu klein, um eine Förderung in der abgelegenen Meeresregion aufzubauen. Die Unternehmen suchen nach zusätzlichen Vorkommen in der Region.

⁷⁹ <https://www.reuters.com/article/us-norway-oil-environment/greenpeace-asks-norways-supreme-court-to-rule-on-arctic-oil-idUSKCN2010UI> (24.Feb.2020)

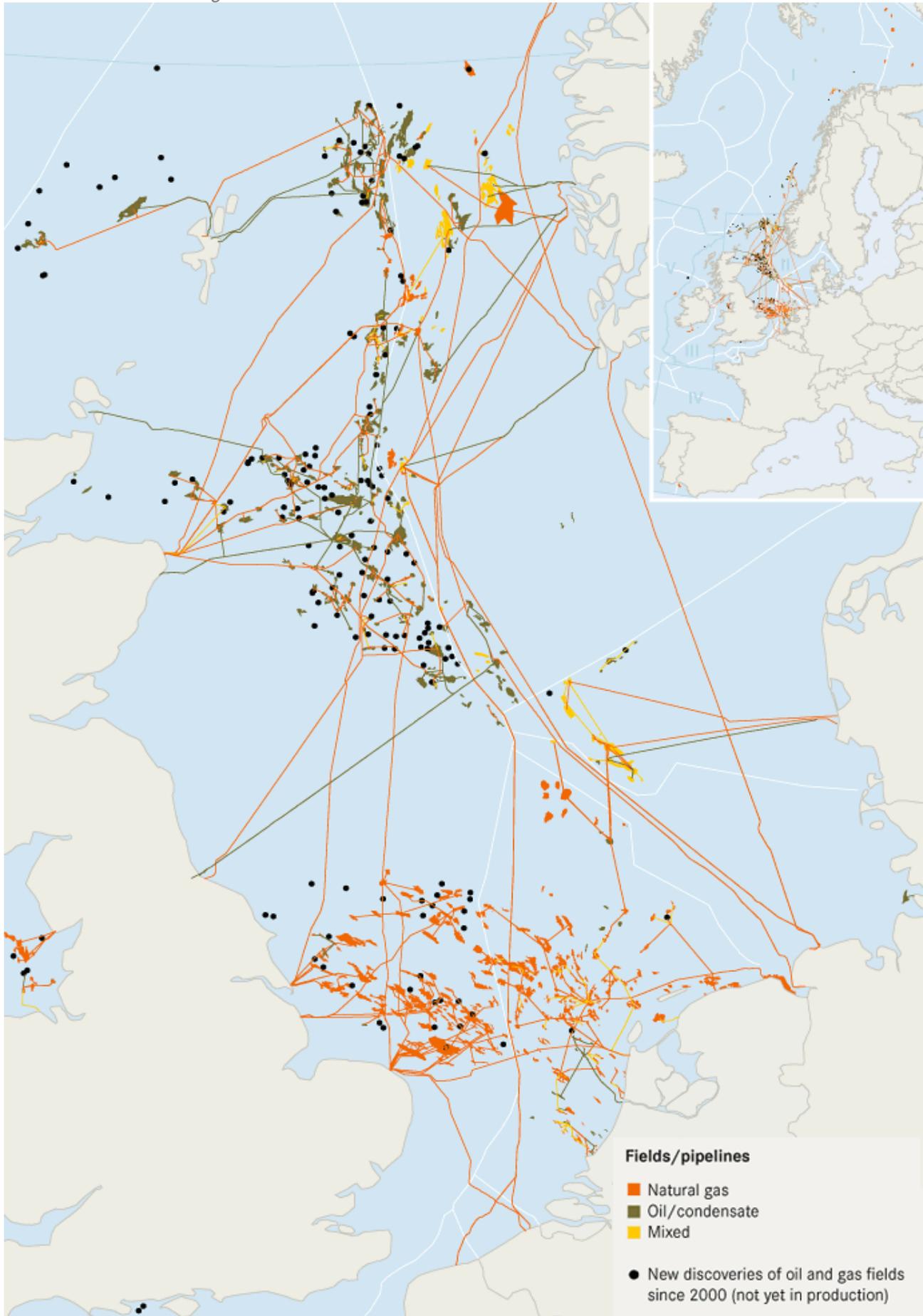
⁸⁰ Argusmedia 18.Okt.2016.

⁸¹ Jörg Feddern: Erdölförderung im Nordost-Atlantik. Wie das Öl unsere Meere verschmutzt. Greenpeace, Hamburg 2012.

⁸² Auch an Land ist das nicht unproblematisch, wie häufige Lecks an Pipelines in Alaska zeigen.

⁸³ Wolff, R. (17.03.2012), „Jetzt wird die Arktis angebohrt“. In: Klimaretter.info [online:] <http://www.klimaretter.info/protest/hintergrund/10810-jetzt-wird-die-arktis-angebohrt/>; Trotz, S.(22.05.2012), „Shells Ölbohrungen in der Arktis - ein Risiko für Umwelt und Investoren“.Greenpeace [online:] http://www.greenpeace.de/themen/oel/nachrichten/artikel/shells_oelbohrungen_in_der_arktis_ein_risiko_fuer_umwelt_und_investoren/

Abb. B2.5 Offshore-Anlagen in der Nordsee



Quelle: OSPAR Commission

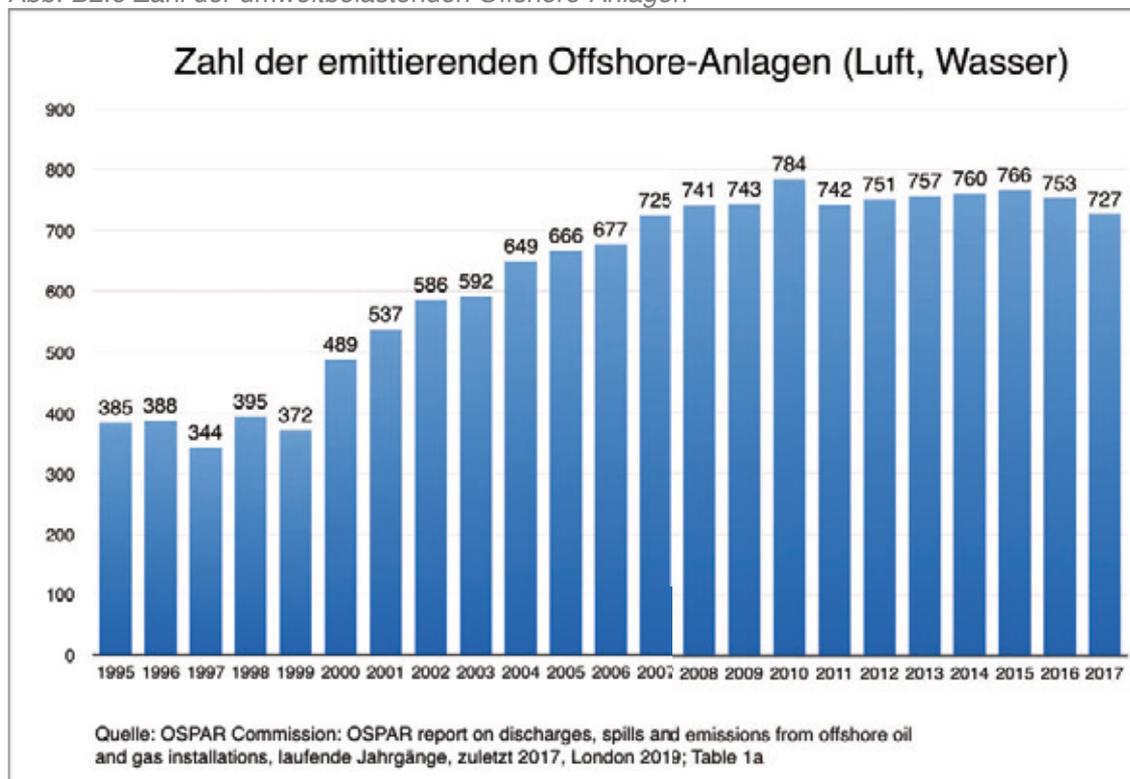
b) Die Offshore-Infrastruktur in Zahlen

Die Nordsee ist nach der Entdeckung der Öl- und Gasvorkommen zu einer Industrielandschaft geworden. Die Offshore Öl- und Gasindustrie verfügt in der Region⁸⁴ über **1741 technische Anlagen**, die von Pipelines über Verteiler am Meeresboden bis zu den großen Förder-, Bohr- und Verteilerplattformen reichen. Davon verursacht knapp die Hälfte Schadstoffemissionen in der Luft oder Öl-/Chemikalienverschmutzungen im Wasser.

Obwohl die Produktionsmengen seit dem Jahr 2000 stark schrumpften, kletterte die Zahl der emittierenden Anlagen. Die Öl- und Gasförderung aus weitgehend erschöpften Feldern wird technisch immer komplexer, während die neu entdeckten Felder immer kleiner werden. Daher steigt der technische Aufwand.

Der vorläufige Höhepunkt wurde 2010 mit 784 emittierenden Anlagen erreicht. Diese Zahl schrumpfte seither nur leicht auf 727 Anlagen.⁸⁵

Abb. B2.6 Zahl der umweltbelastenden Offshore-Anlagen



⁸⁴ OSPAR-Region Nordostatlantik. Fast alle Anlagen (>95%) befinden sich in der Nordsee. Die Zahlen zum Bestand beziehen sich auf das Erhebungsjahr 2017. Quelle: OSPAR Commission. Die geografische Abgrenzung der verwendeten Quellen ist nicht immer einheitlich. Fast das gesamte Öl und Gas im Nordostatlantik wird in der Nordseeregion gefördert. Die Nordsee bildet daher den geografischen Schwerpunkt der folgenden Analysen. Einige Statistiken der OSPAR-Kommission betrachten jedoch den gesamten Nordostatlantik, ohne die Nordsee getrennt zu erfassen. Mehrere Statistiken aus anderen Quellen folgen hingegen einem nationalstaatlichen Ansatz. In diesem Fall umfassen z.B. die „Offshore-Aktivitäten Norwegens“ nicht nur die Anlagen in der Nordsee, sondern auch die Anlagen in der Norwegischen See. Wir haben diese unterschiedlichen räumlichen Zuordnungen im Text und in den Titeln der Abbildungen deutlich gemacht, wo immer es möglich und sachlich sinnvoll war.

⁸⁵ Eine Karte mit den Standorten der Installationen: https://odims.ospar.org/layers/geonode:ospar_offshore_installations_2017_01_001.

Fast alle Anlagen befinden sich in den Gewässern von drei Nordseerainern: Großbritannien (477 Anlagen), Niederlande (107 Anlagen) und Norwegen (117 Anlagen), wobei die norwegischen Plattformen im Durchschnitt größer als in den Nachbarländern sind, da sie in tieferem Wasser stehen. Weitere 21 Anlagen stehen in dänischen Gewässern. Deutschland hat 2 emittierende Anlagen, Irland 3 Anlagen.

Abb. B2.7 Umweltbelastende Offshore-Anlagen nach Land

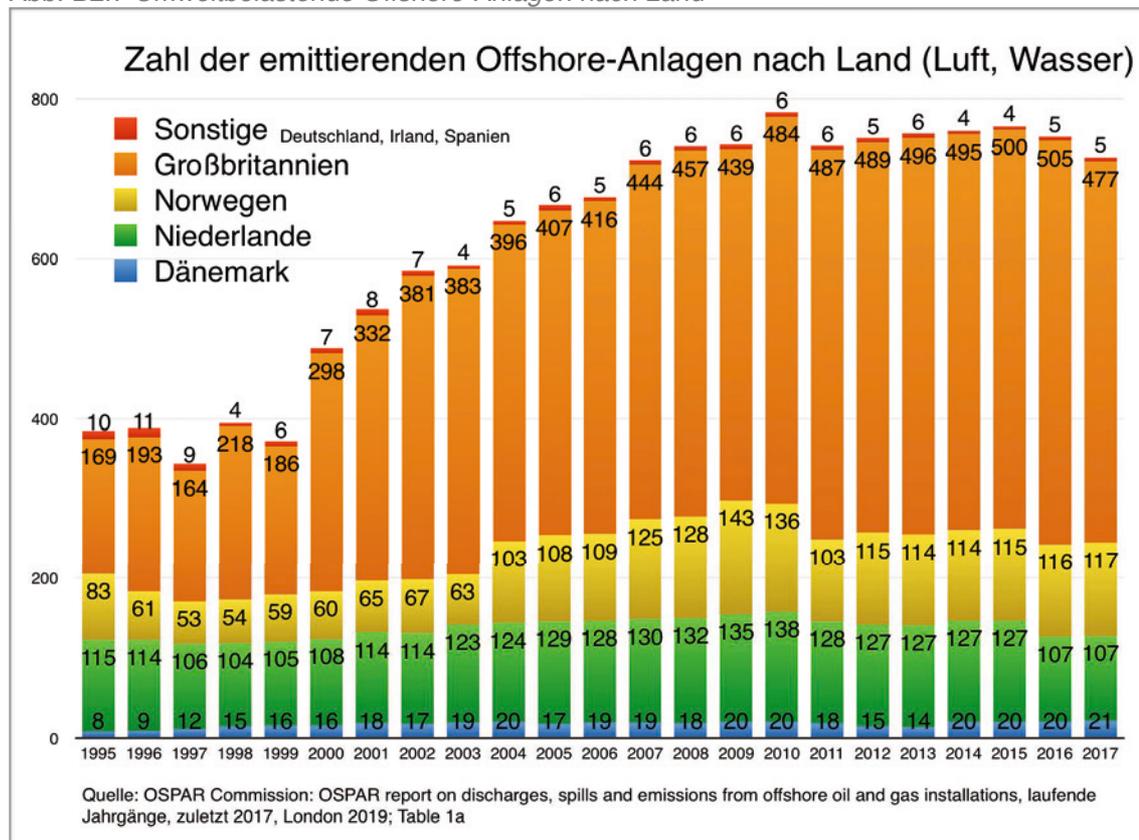
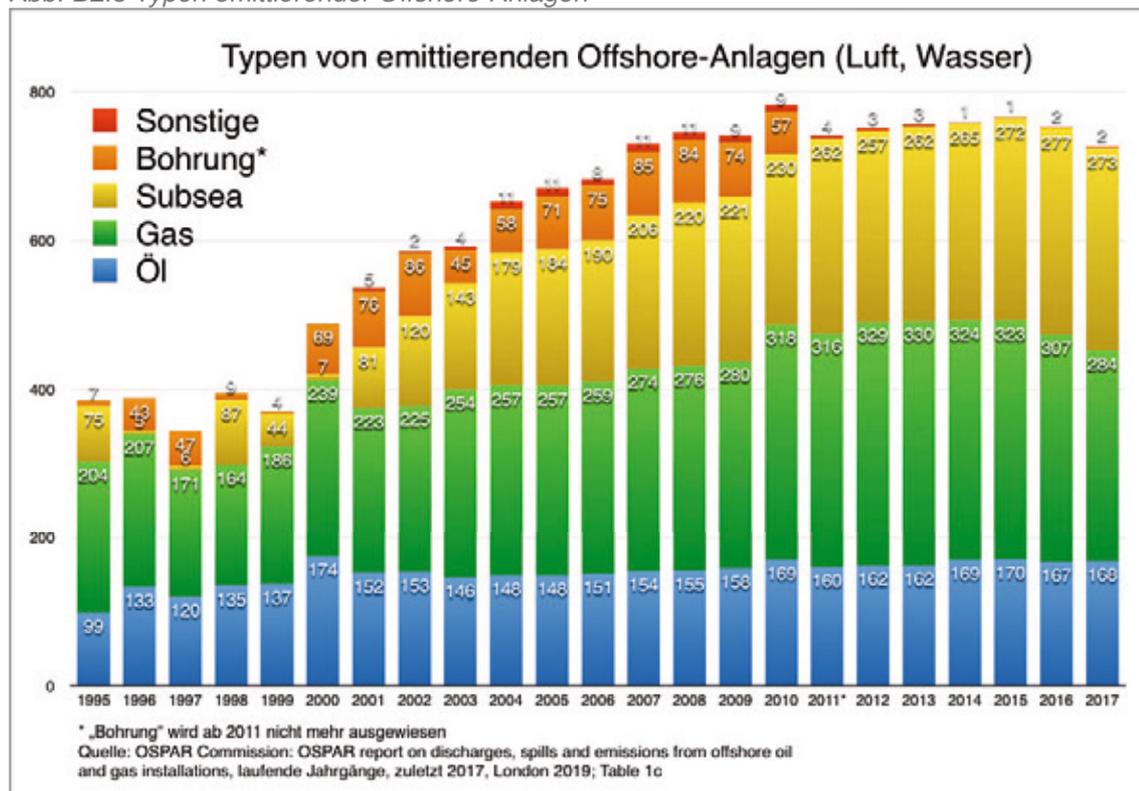


Abb. B2.8 Typen emittierender Offshore-Anlagen



Die meisten sichtbaren Anlagen, also vor allem die Förderplattformen, dienen der Gasförderung (284). Die Zahl der Anlagen, die vor allem für die Ölförderung errichtet wurden, liegt deutlich darunter (168).

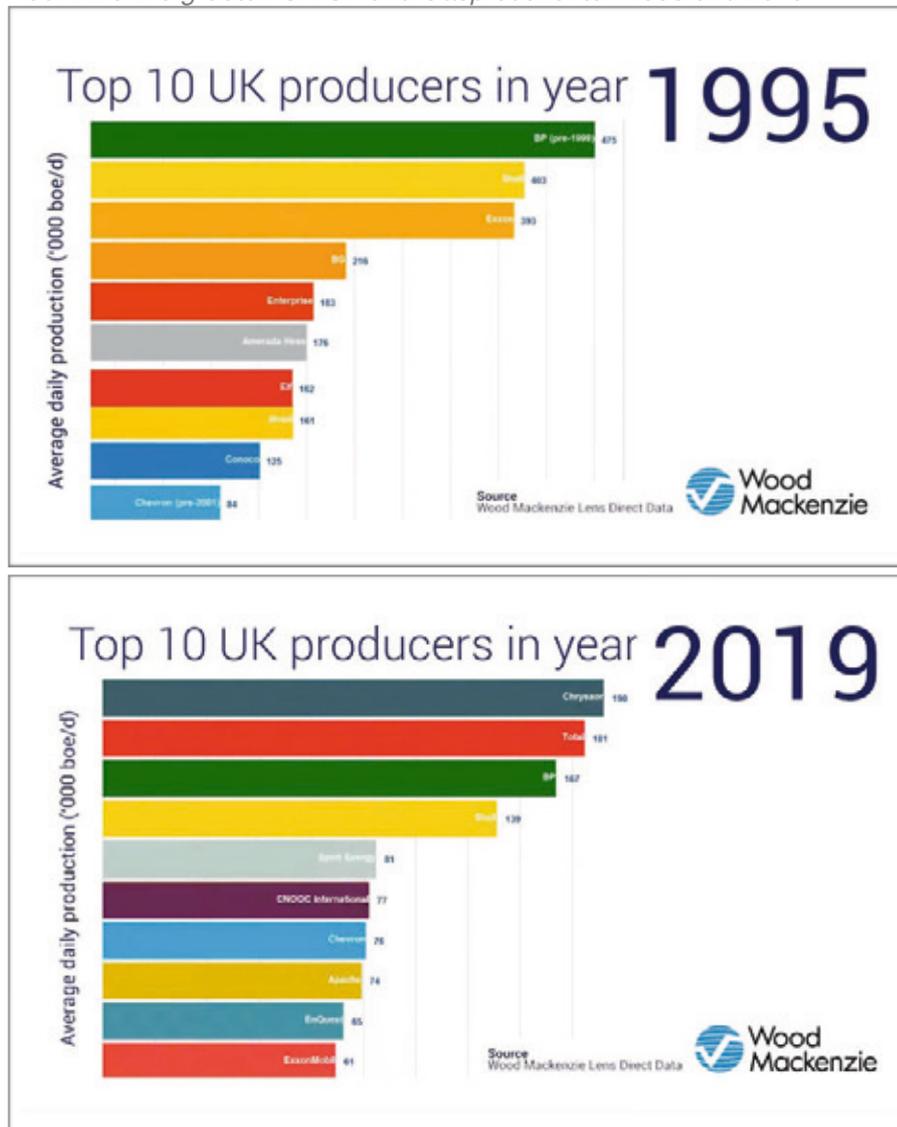
Die nicht sichtbare Infrastruktur unter der Meeresoberfläche (Subsea), die sowohl der Gas- als auch der Ölproduktion dienen kann, wuchs bis 2016 und fiel erst 2017 leicht auf 273 Anlagen.

Zum einen können solche Subsea-Strukturen heute kostengünstiger und sicherer gebaut werden. Zum anderen sind die Fördermengen in vielen kleinen oder alten Feldern so gering, dass sich dafür Produktionsplattformen an der Meeresoberfläche nicht lohnen. Daher werden Öl oder Gas vom Bohrloch aus mit Pipelines auf dem Meeresboden über teilweise weite Distanzen gesammelt und anschließend bis zur nächstgelegenen Plattform transportiert.

c) Die Betreiber der Infrastruktur: Welche Firmen fördern Öl und Gas?

Seit knapp einem Jahrzehnt verändert sich die Struktur der Firmen, die in der Nordsee Öl und Gas fördern. An die Stelle der Oil Majors, also der großen westlichen Ölkonzerne wie Shell oder BP, treten zunehmend mittelgroße Öl- und Gaskonzerne aus aller Welt. Hinzu kommen Öl- und Gasfirmen, die von Private Equity Konzernen wie Carlyle Group, CVC Capital Partners, EIG Global Energy Partners oder auch Staatsfonds wie China Investment Corp. gelenkt werden.

Abb. B2.9 Die größten UK Öl- und Gasproduzenten 1995 und 2019



Quelle: WoodMackenzie <https://www.woodmac.com/news/opinion/how-to-create-value-through-oil-and-gas-acquisitions-in-the-north-sea/>

Viele dieser Unternehmen spezialisieren sich auf komplexe, alte Öl- und Gasfelder, die zum großen Teil schon ausgebeutet sind, oder auf sehr kleine, neu entdeckte Felder. Allein in den Jahren 2012-2018 gab es 55 oftmals milliardenschwere Deals, in denen Felder oder Feldergruppen an die neuen Besitzer verkauft wurden.⁸⁶

Im Jahr 1995 dominierten noch drei Firmen die britische Nordsee: BP, Shell und Exxon (vgl. Abb. auf Vorseite). Dahinter folgten zumeist britische und amerikanische Öl- und Gaskonzerne wie British Gas, Amerada Hess oder Chevron.

Bis 2019 hat sich die Lage merklich verändert. BP und Shell stehen nur noch auf den Plätzen 3 und 4. Größter Produzent ist nun Chrysaor (Private Equity), gefolgt von der französischen Total. Exxon hat sich weitgehend verabschiedet.

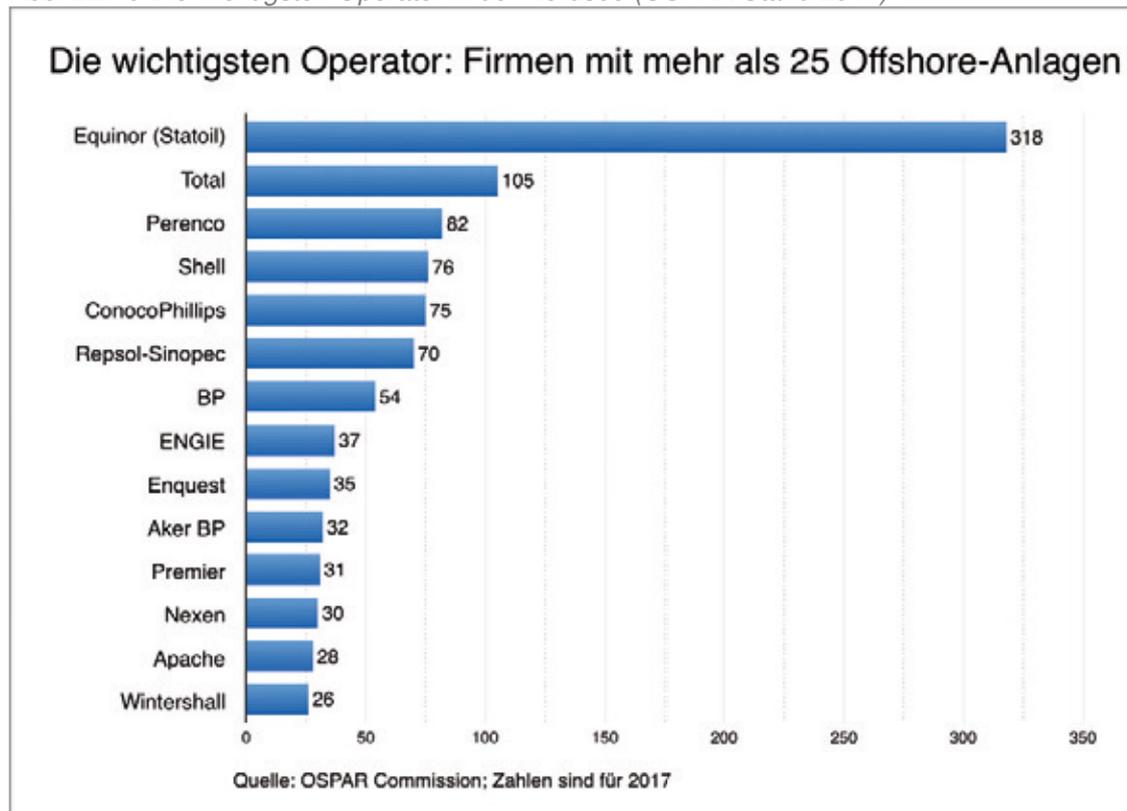
Auch die Fördermengen der angestammten Ölmultis schrumpften: 1995 förderten BP und Shell knapp 900.000 Barrel Öläquivalente (also Öl und Gas addiert, "boe"). 2019 waren es nur noch 300.000 boe.

Kleine oder mittelgroße Unternehmen prägen nun das Geschehen, vor allem im britischen Sektor der Nordsee. Geordnet nach der Fördermenge sind das Chrysaor, Spirit Energy, Apache, Enquest, Premier Oil, Perenco, Serica Energy, RockRose Energy, ONE-Dyas, Cairn Energy, Neptune Energy, Verus Petroleum, Siccar Point Energy, Tailwand Energy und Deciper Energy.

OSPAR Daten

Auch die OSPAR-Kommission verfolgt, welche Firmen die Offshore-Anlagen betreiben. Dutzende von Öl- und Gasfirmen sind in der Region. Die folgende Grafik zeigt die Firmen, die mehr als 25 Offshore-Anlagen betreiben (Stand 2017).

Abb. B2.10 Die wichtigsten Operator in der Nordsee (OSPAR Stand 2017)



⁸⁶ <https://www.woodmac.com/news/opinion/how-to-create-value-through-oil-and-gas-acquisitions-in-the-north-sea/> und <https://www.ft.com/content/d9e06710-60fa-11e9-b285-3acd5d43599e>

Mit weitem Abstand steht der norwegische Staatskonzern Statoil an der Spitze, der mit seinen 318 Anlagen einen großen Teil der Infrastruktur in norwegischen Gewässern betreibt. Danach folgen die großen internationalen Öl- und Gasmultis wie Total, die ihr Engagement in den letzten Jahren ausbauten, oder Shell und BP, die sich teilweise zurückzogen.

Ebenso relevant sind Öl- und Gaskonzerne ("Independents") wie Perenco, die deutsche Wintershall-DEA oder auch internationale Joint Ventures, wie etwa die spanische Repsol, die zusammen mit der chinesischen Sinopec ihre Position in der Nordsee ausgebaut hat.

Eine dritte mittlerweile wichtige Gruppe sind wie erwähnt Private Equity Firmen aus dem angelsächsischen Raum, die erst in den letzten Jahren zu wichtigen Playern wurden. Sie spezialisieren sich auf Felder, die für die großen Konzerne uninteressant geworden sind.

B3. Die OSPAR-Kommission

a) Gründung und Aufgaben

Der gescheiterte Versuch von Shell, die Brent Spar Plattform 1995 zu versenken, und eine lange Kette von Ölunfällen in der Nordsee führten zur Gründung internationaler Behörden und Regelwerke zur Überwachung des Meeres.

Die wichtigste davon ist die **OSPAR-Kommission**. Sie wurde auf der Grundlage der OSPAR-Konvention geschaffen, einem völkerrechtlichen Vertrag, der 1992 zwischen den Anrainern der Nordsee und darüber hinaus des Nordostatlantiks verabschiedet wurde und 1998 in Kraft trat.⁸⁷

Die OSPAR ist für den ökologischen Schutz im Nordostatlantik zuständig. Dazu gehört alles, was in die Nordsee oder den Nordatlantik eingeleitet, emittiert oder versenkt wird.

Die OSPAR-Konvention verlangt von den Anrainerstaaten eine permanente Überwachung und Bewertung des Zustandes der Nordsee und des Nordostatlantiks insgesamt (Joint Assessment and Monitoring Programme). Neben der jährlichen Überwachung findet eine breite Bewertung im *Quality Status Report* statt, zuletzt in den Jahren 2000 und 2010 (für die Situation 1998 bzw. 2008).

Auch die EU und die IMO (International Maritime Organisation) kümmern sich um die ökologischen Folgen der Offshore-Ölproduktion, aber die OSPAR blieb der wichtigste Akteur für den Nordostatlantik und damit auch die Nordsee.⁸⁸

In ihrer sog. *Offshore Strategy* haben sich diese Nordseeanrainer auf das Ziel geeinigt, die Verschmutzung des Meeres durch die Öl- und Gasindustrie zu verringern und zu verhindern. Um die Fortschritte zu überprüfen, werden jährlich Daten über die Einleitungen ins Meer, Emissionen in die Luft, den Einsatz von Chemikalien etc. nach einheitlichen Maßstäben erhoben und veröffentlicht. Auf diese Berichte stützen sich viele Schaubilder in diesem Bericht.

Schon seit 1978 werden Situationsberichte veröffentlicht, besonders zur Ölverschmutzung des Wassers und zur Entsorgung von Abfällen und Reststoffen. Seit den 1990er Jahren werden auch die Schadstoffemissionen in die Luft systematisch erfasst. Seit Anfang des letzten Jahrzehnts gilt das auch für Chemikalien. Zudem wird seitdem vorgeschrieben, dass besonders schädliche Chemikalien schrittweise durch harmlosere Substanzen ersetzt werden sollen.

Seit 1995 erfolgt die Erfassung der Umweltbelastung in einer relativ standardisierten Form. Seit 1992 werden Jahresberichte veröffentlicht (*OSPAR Report on Discharges, Spills and Emissions from Offshore Oil and Gas in the OSPAR maritime area*), die seit 1999 durch Assessment Reports ergänzt werden, zuletzt im *Intermediate Assessment* von 2017.

⁸⁷ „About OSPAR: OSPAR is the mechanism by which fifteen Governments of the western coasts and catchments of Europe, together with the European Union, cooperate to protect the marine environment of the North-East Atlantic. It started in 1972 with the Oslo Convention against dumping. It was broadened to cover land-based sources and the offshore industry by the Paris Convention of 1974. These two conventions were unified, up-dated and extended by the 1992 OSPAR Convention. The new annex on biodiversity and ecosystems was adopted in 1998 to cover non-polluting human activities that can adversely affect the sea....OSPAR is so named because of the original Oslo and Paris Conventions ("OS" for Oslo and "PAR" for Paris).“ Quelle: <http://www.ospar.org/content/content.asp?menu=00010100000000 000000 000000>

⁸⁸ Daneben ist auch die REACH Regulation und die Marine Strategy Framework Directive der EU in diesem Zusammenhang relevant.

Die OSPAR befasst sich mit zahllosen Aspekte des Umwelt- und Klimaschutzes.⁸⁹ Für die Offshore Öl- und Gasindustrie sind die folgenden Beschlüsse besonders relevant:⁹⁰

Decommissioning (Abwrackung)

Decision 98/3: Ban of disposal of disused offshore installations

Discharges contaminated with oil (öhlhaltige Einleitungen)

- *PARCOM Recommendation 86/1 of a 40 mg/l Emission Standard for Platforms¹¹*;
- *OSPAR Reference Method of Analysis for the Determination of the Dispersed Oil Content in Produced Water (OSPAR Agreement number: 2005-15)*;
- *OSPAR Recommendation 2001/1 for the Management of Produced Water from Offshore Installations (as amended)*;
- *OSPAR Recommendation 2012/5 for a risk-based approach to the Management of Produced Water Discharges from Offshore Installations*

Use and discharge of drilling fluids and cuttings (Bohrflüssigkeiten und Bohrklein)

- *OSPAR Decision 2000/3 on the Use of Organic-phase Drilling Fluids (OPF) and the Discharge of OPF-contaminated Cuttings*;
- *Guidelines for the Consideration of the Best Environmental Option for the Management of OPF-Contaminated Cuttings Residue (OSPAR Agreement number: 2002-8)*;
- *Recommendation 2006/5: Management of offshore cuttings piles*

Chemicals used and discharged offshore (Chemikalien)

- *OSPAR Decision 2000/2 on a Harmonised Mandatory Control System for the Use and Reduction of the Discharge of Offshore Chemicals (as amended)*;
- *OSPAR Recommendation 2010/4 on a Harmonised Pre-Screening Scheme for Offshore Chemicals*;
- *OSPAR Recommendation 2010/3 on a Harmonised Offshore Chemical Notification Format (HOCNF) (as amended)*;
- *OSPAR Recommendation 2006/3 on Environmental Goals for the Discharge by the Offshore Industry of Chemicals that Are, or Which Contain Substances Identified as Candidates for Substitution*;
- *OSPAR Recommendation 2005/2 on Environmental Goals for the Discharge by the Offshore Industry of Chemicals that Are, or Contain Added Substances, Listed in the OSPAR 2004 List of Chemicals for Priority Action.*

b) OSPAR: Was ist in der Praxis geschehen?

Die OSPAR hat eine ganze Reihe von Programmen und Vorschriften verabschiedet, um die Schäden durch Offshore-Aktivitäten einzudämmen.⁹¹ Dazu gehören folgende Themen:

1. Abwrackung

Noch unter dem Eindruck des Konflikts um die Versenkung der Brent Spar verhängte das Ministerialtreffen der OSPAR 1998 ein Verbot, stillgelegte Anlagen im Meer zu versenken oder vor Ort zurückzulassen, wobei in begründeten Fällen Ausnahmen möglich sind (OSPAR Decision 98/3 on the Disposal of Disused Offshore Installations).

Betonstrukturen sowie Stahlkonstruktionen mit einem Gewicht von mehr als 10.000 Tonnen sind von der grundsätzlichen Abbaupflicht ausgenommen. Stahl-Topsides über der Oberfläche sollen jedoch ausnahmslos entfernt werden. Es müssen erhebliche und ausführlich begründete Argumente vorgelegt werden, wenn eine Ausnahmegenehmigung erteilt werden soll. Die Ausnahmen müssen von der

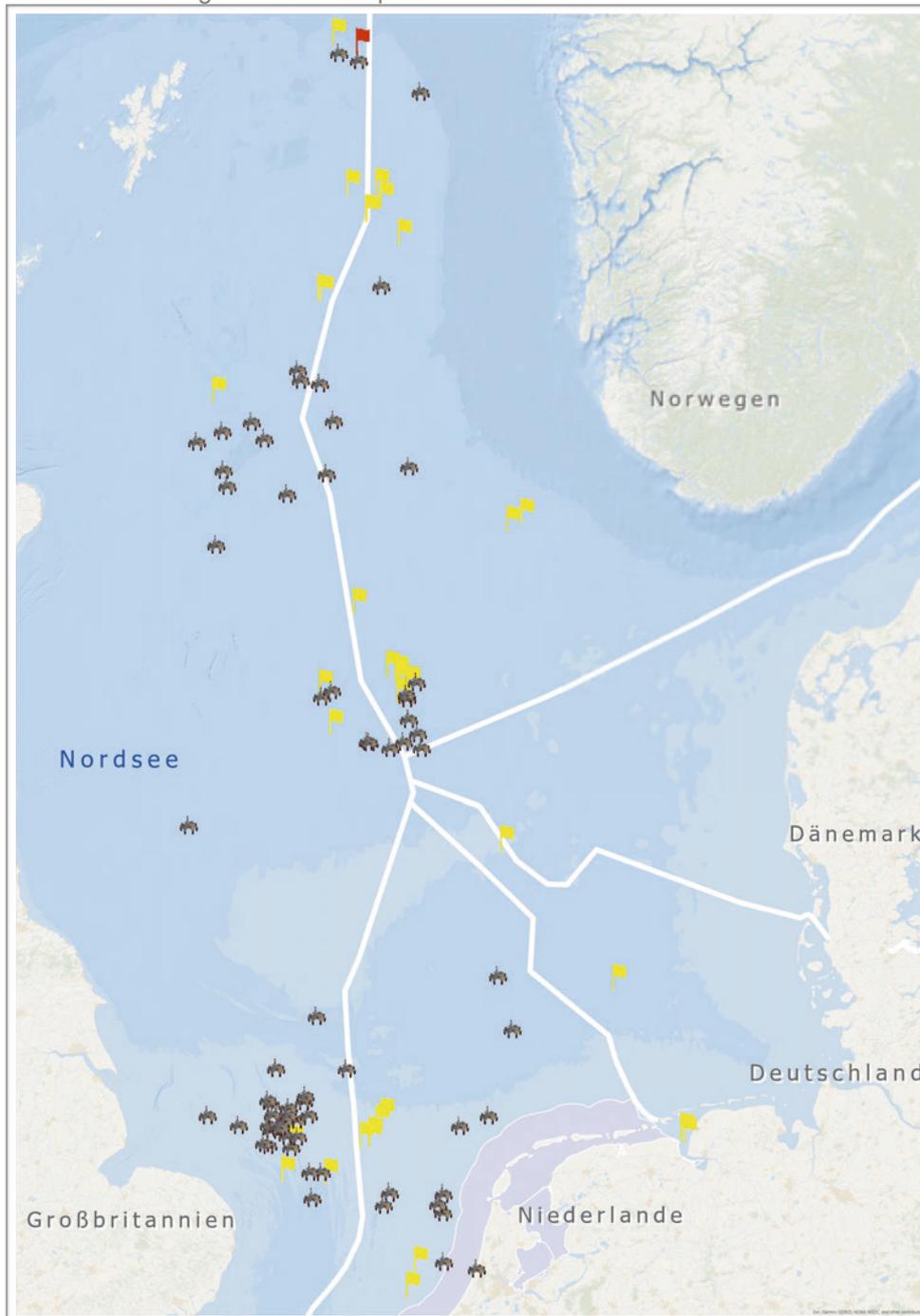
⁸⁹ Eine umfassende Liste der Agreements: http://www.ospar.org/v_measures/browse.asp?menu=01290301790125_000002_000000.

⁹⁰ OSPAR Commission: Assessment of the OSPAR Report on Discharges, Spills and Emissions to Air from Offshore Installations, 2010-2012, London 2014.

⁹¹ Vgl. OSPAR Commission: Quality Status Report 2010, London 2010; Assessment of the OSPAR Report on Discharges, Spills and Emissions to Air from Offshore Installations, 2010-2012, London 2014.

jeweiligen nationalen Aufsichtsbehörde genehmigt werden. Pipelines werden von der OSPAR-Entscheidung nicht erfasst, auch wenn der Text anderes vermuten lässt.⁹²

Abb. B3.1 Entsorgte Öl- und Gasplattformen



-  Öl-/Gas-Plattformen, an Land entsorgt (77)
-  Brent Spar
-  Plattformen außer Betrieb, zur Entsorgung vorgesehen, wiederverwendet oder Status unklar (94)
-  Ausschließliche Wirtschaftszone

⁹² Pipelines können an Ort und Stelle bleiben, wenn sie keine Gefährdung für die Sicherheit der Schifffahrt oder die Fischerei darstellen, vgl. http://www.ukooaenvironmentallegislation.co.uk/contents/topic_files/offshore/decommissioning_pipelines.htm; DECC Guidance Notes - Decommissioning of Offshore Oil and Gas Installations and Pipelines under the Petroleum Act 1998, London 2011.

Laut OSPAR wurden mittlerweile **368 Installationen außer Betrieb** genommen (decommissioned/closed down/dismantled). Darunter befinden sich:

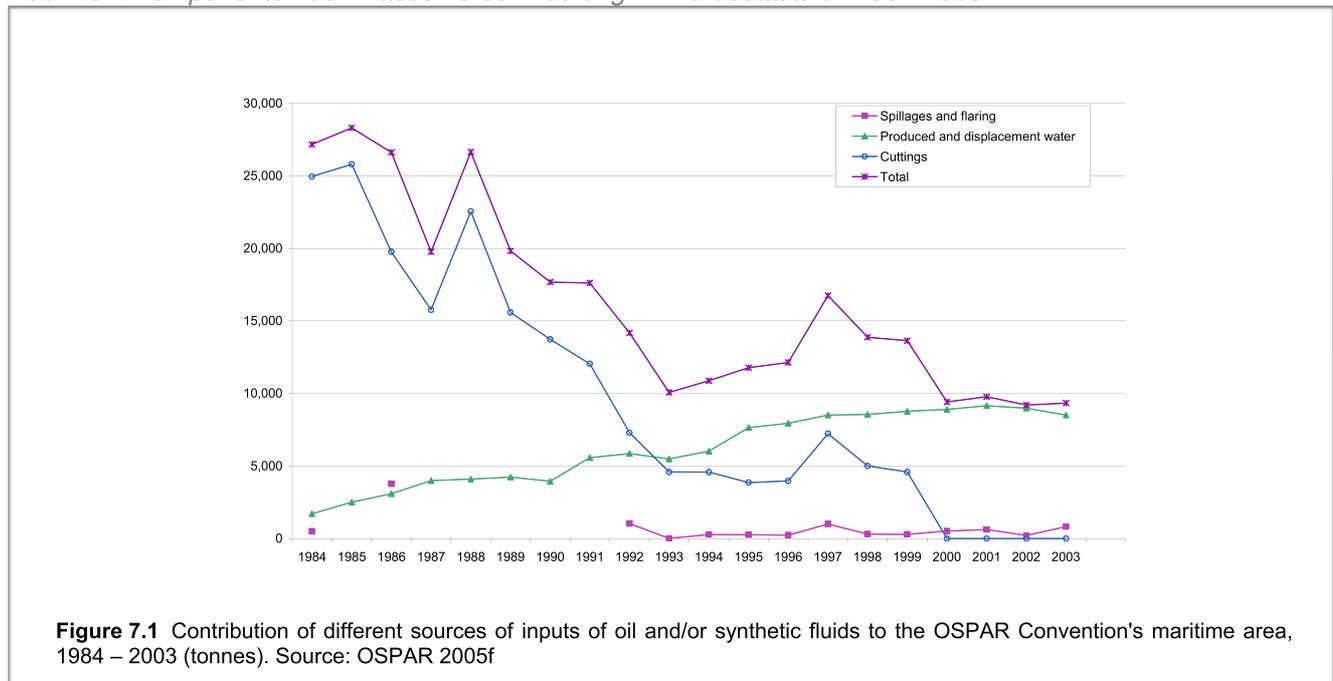
- **170 Unterwasserinstallationen.**
- **139 fixe** und **39 schwimmende Stahlkonstruktionen** (vgl. Liste im Anhang dieses Berichts).
- mehrere riesige Zementfundamente, die sich unter der Wasseroberfläche befinden, bleiben vor Ort; hier handelt es sich um besonders schwere Anlagen mit über 100.000 t Gewicht.⁹³

2. Bohrflüssigkeiten

Die OSPAR setzte eine drastische Verringerung bei der Verwendung und Entsorgung von organic-phase oder ölhaltigen Bohrflüssigkeiten (Drilling Fluids) durch. In der Explorationsphase wurden bis dahin kontaminierte Bohrflüssigkeiten und Bohrklein einfach über Bord geworfen.

Der Einsatz ölhaltiger Bohrflüssigkeiten (meist Dieselöl) war in den 1990er Jahren noch die Hauptquelle für die Ölverschmutzung. Mittlerweile dominieren jedoch Produktionswasser und Ballastwasser (vgl. folgendes Schaubild).

Abb. B3.2 Komponenten der Wasserverschmutzung im Nordostatlantik 1984-2003



Quelle: OSPAR Commission: Overview of OSPAR Assessments 1998-2006, London 2006

Die unmittelbare Umgebung von Bohrorten litt in den 1980ern und 1990ern unter besonders hohen Kontaminationen durch die OPF (Organic-Phase Drilling Fluids).⁹⁴ Ihre Reduzierung führte zu einer allmählichen Erholung der Fauna am Meeresboden.⁹⁵

⁹³ Quellen: OSPAR_Offshore_Installations_Inventory_2017; <https://www.gov.uk/guidance/oil-and-gas-decommissioning-of-offshore-installations-and-pipelines>; The United Kingdom Offshore Oil and Gas Industry Association Ltd. (Oil & Gas UK): The Decommissioning of Steel Piled Jackets in the North Sea Region, October 2012, eigene Recherchen.

⁹⁴ OSPAR definiert OPF folgendermaßen: „Organic-phase drilling fluid (OPF) means an organic-phase drilling fluid, which is an emulsion of water and other additives in which the continuous phase is a water-immiscible organic fluid of animal, vegetable or mineral origin.“ Quelle: OSPAR Commission: OSPAR report on discharges, spills and emissions from offshore oil and gas installations in 2012, London 2014.

⁹⁵ OSPAR Commission: Assessment of the OSPAR Report on Discharges, Spills and Emissions to Air from Offshore Installations, 2010-2012, London 2014.

Seit dem Jahr 2000 ist der Einsatz von OPF und ihre Entsorgung in Bohrschlämmen geregelt. In der OSPAR Decision 2000/3 wird festgelegt, dass keine OPF ohne vorherige Genehmigung durch die nationalen Behörden genutzt oder entsorgt werden dürfen.

Die Öl- und OPF-Mengen fielen daraufhin in den Jahren 2003 bis 2012 von 342 auf 5 Tonnen. Sie stiegen jedoch gegenüber 2010 (1 Tonne) an, da es mittlerweile technisch möglich ist, den vorgeschriebenen Grenzwert von 1% nachweisbar zu unterschreiten.⁹⁶

3. Chemikalien

Im Jahr 2000 wurde in der *Decision 2000/2 on a Harmonised Mandatory Control System (HMCS) for the Use and Reduction of the Discharge of Offshore Chemicals* beschlossen, ein Kontrollsystem einzuführen, das schrittweise gefährliche Substanzen (hazardous substances) durch ungefährlichere Ersatzstoffe ersetzt.

Die Einleitung bestimmter Chemikalien ins Wasser wird parallel dazu stufenweise verboten. Das betrifft zunächst die OSPAR Priority Chemicals⁹⁷ (bis 2010) und dann die Ersatzstoffe (bis 2017).

Bei den LCPA (List of Chemicals für Priority Action) wurde seit 2005 eine Reduzierung der Einleitungen um 99% erreicht. Die ursprünglich angestrebte völlige Abschaffung wurde allerdings nicht umgesetzt. Bei den Substituierungszielen (Austausch schädlicher durch harmlosere Chemikalien) wurden 2006 bis 2012 immerhin mehr als 75% der Ziele erreicht.

Chemikalien müssen nicht durch Ersatzstoffe ersetzt werden, wenn dies aus technischen Gründen nicht möglich oder aus Sicherheitsgründen nicht ratsam erscheint.⁹⁸

4. Produktionswasser

Die Verringerung des Ölanteils im Produktionswasser ist ein weiteres Ziel der OSPAR Commission. Die *Recommendation 2001/1 for the Management of Produced Water from Offshore Installations* sieht vor, die Einleitung von Öl und anderen Substanzen im Produktionswasser in die Nordsee zu reduzieren und letztendlich zu verhindern, allerdings ohne eine konkrete Zeitvorgabe. Der Grenzwerte für Öl wurde 2007 von 40 auf 30 mg je Liter verschärft. Über das Produktionswasser kommen seit dem letzten Jahrzehnt die größten Ölmengen ins Wasser. Unfälle spielen demgegenüber eine geringere Rolle.

Die OSPAR hat die Transparenz in der Nordsee zweifellos deutlich erhöht und die Verringerung oder Beendigung einiger Umweltbelastungen entscheidend gefördert. Dennoch bleibt noch viel zu tun, wie die folgenden Auswertungen zeigen.

⁹⁶ OSPAR Commission: Assessment of the OSPAR Report on Discharges, Spills and Emissions to Air from Offshore Installations, 2010-2012 , London 2014.

⁹⁷ Eine Liste dieser Chemikalien siehe hier: http://www.ospar.org/content/content.asp?menu=00940304440000_000000_000000.

⁹⁸ OSPAR Commission: Assessment of the OSPAR Report on Discharges, Spills and Emissions to Air from Offshore Installations, 2010-2012 , London 2014.

B4. Ölunfälle auf Offshore-Anlagen

Seit Beginn des Ölzeitalters ereignete sich eine unübersehbare Zahl von Ölunfällen und Ölverschmutzungen. Immer wieder kam und kommt es zu schweren Störungen, bei denen Menschen ihr Leben verlieren und große Mengen Öl oder Chemikalien austreten. Große, ausführlich dokumentierte Katastrophen mit zivilrechtlichen Schadensersatzforderungen, wie beim Untergang der Deepwater Horizon im Golf von Mexiko, finden entsprechenden Widerhall in den Medien. Wenige Monate davor fand in der Timorsee nahe Australien ein ähnliches Unglück statt, das jedoch kaum registriert wurde.

Öl im Meer zu finden und zu fördern, stellt eine besonders riskante Herausforderung für Technik und Mensch dar. Es begann mit bescheidenen Mitteln vor fast 100 Jahren in flachen Küstengewässern vor Venezuela, Aserbeidschan und der amerikanischen Golfküste. Mittlerweile wird insbesondere der Golf von Mexiko von Tausenden von Ölförderanlagen und ihrer Infrastruktur durchzogen. Es wird in Wassertiefen bis 3.000m gebohrt und dann nochmals mehrere Kilometer tiefer im Meeresboden. Der extreme Druck und das starke Temperaturgefälle zwischen dem heißen Öl und dem kalten Wasser beanspruchen Material und Management bis an die Grenzen ihrer Leistungsfähigkeit.

Offshore-Plattformen, Pipelines, Ölfrachtzüge, Ölterminals, Raffinerien, Förderanlagen an Land - überall kam es bereits zu technischem oder menschlichem Versagen mit katastrophalen Folgen:⁹⁹

- Beim Blowout auf der Ekofisk Bravo im Jahr 1977 liefen 200.000 Fass Öl in die norwegische Nordsee.
- Im Jahr 1980 kenterte wenige Kilometer entfernt die Plattform Alexander L. Kielland. Dabei starben 123 Menschen.
- Im Jahr 1988 starben 167 Menschen auf der Ölbohrplattform Piper Alpha. Unzureichende Sicherheitseinrichtungen und Fehlentscheidungen des Managements führten zu diesem bislang folgenschwersten Brand auf einer Bohrplattform in der Nordsee.
- Im Jahr 1990 kam es zu einem Erdgas-Blowout bei einer Bohrung der Firma Stena Drilling im Auftrag von Mobil Oil (heute ExxonMobil) vor der Küste von Schottland. Bis zum heutigen Tag treten in 400 Meter Tiefe große Mengen Methan aus und entweichen zum Teil in die Atmosphäre.¹⁰⁰
- Bei einem großen Unfall auf der Statfjord-Plattform in der norwegischen Nordsee im Jahr 2007 liefen bei einem Ladevorgang 22.000 Barrel Öl in die Nordsee.

Mehrfach stand die Nordsee auch in jüngerer Zeit kurz vor einer Katastrophe. Die Dunkelziffer der Vorfälle lässt sich nicht schätzen. Hier einige Unfälle, die bekannt geworden sind:

- Nur ein Zufall rettete 2011 die große norwegische Öl-Plattform Gullfaks C vor einer Gasexplosion (Blow-out). Der Untersuchungsbericht der norwegischen Behörden kam zu dem Schluss, dass es letztlich glückliche Umstände waren, die eine Katastrophe verhinderten.¹⁰¹

⁹⁹ Hinzu kommen Tankerunfälle, die noch weitaus größere Ölmengen freisetzen, aber nicht das Hauptthema dieses Berichts sind (vgl. Anhang zum Thema Tankerunglücke): So verunglückten die Prestige 2002 vor Spanien, die Amoco Cadiz 1978 vor der Bretagne, die Torrey Canyon 1967 vor den Scilly Isles, die Urquiola 1976 vor Spanien, die Jakob Maersk 1975 vor Portugal oder Braer 1993 vor den Shetland Islands, die Aegean Sea 1992 vor Spanien, die Sea Empress 1996 vor Großbritannien (Milford Haven). Vgl. hierzu S.Bukold: License to Spill - Ölverschmutzungen in der Nordsee - Kurzstudie im Auftrag der Bundestagsfraktion Bündnis 90/Die Grünen, EnergyComment April 2014.

¹⁰⁰ http://de.wikipedia.org/wiki/Erdgas-Leck_in_der_Nordsee.

¹⁰¹ <http://www.wsj.com/articles/SB10001424052748703989004575652714091006550>; <http://www.ptil.no/publikasjoner/Safety%20status%20&%20signals%202013/HTML/files/assets/common/downloads/Safety%20status%20&%20signals%202013.pdf>; Petroleum Safety Authority Norway: Trends in Risk Level in the Petroleum Activity - Summary Report, Oslo 2012.

- Auf der Plattform Gannet Alpha traten 2011 mindestens 216 Tonnen Öl aus. Wenig später kam es dort zu weiteren, wenn auch kleineren Lecks.¹⁰²
- Auf der Plattform Elgin-Franklin geriet 2012 ein Gasleck für mehrere Monate außer Kontrolle. Dabei entwichen zeitweise 100.000 Kubikmeter Gas pro Tag in die Atmosphäre.¹⁰³
- Im Januar 2014 traten an der ohnehin stör anfälligen Plattform Statfjord C 30 Tonnen Öl aus.

Erst vier Jahr später wurde Shell wegen des Unfalls bei Gannet Alpha von einem schottischen Gericht zu einer Strafzahlung von 22.500 GBP (Pound Sterling) verurteilt. Hinzu kamen Kosten von 45 Mio. Pfund für Reinigungsmaßnahmen und weitere 100 Mio. Pfund für die Reparatur der beschädigten Pipeline.¹⁰⁴

Wiederholt ereigneten sich schwere Unfälle auch auf den norwegischen Anlagen von Statoil, u.a. in der Raffinerie Mongstad und beim Troll-Feld:¹⁰⁵

- Am 15. Okt. 2016 verlor die Bohrplattform Songa Endurance die Kontrolle über eine Bohrung beim großen Trollfeld. Ein Gasleck drückte eine 30m hohe Wasserfontäne über die Plattform. Nach etwa einer Minute konnten die Notschließvorrichtungen des Blowout Preventers am Meeresgrund die Pipelines kappen und verschließen.
- Nur 10 Tage später entstand in der Raffinerie Mongstad ein Gasleck in einer verrosteten Pipeline; eine Explosion des entweichenden Wasserstoffs konnte erst im letzten Moment verhindert werden.
- Wenige Monate zuvor, im Oktober 2015 flossen 40 Kubikmeter Öl bei einem Ladevorgang mit dem Tanker Hilda Knutsen an der Statfjord A Plattform ins Meer.

Die Ölarbeitergewerkschaft Industri Energie sieht die Ursache bei den scharfen Sparmaßnahmen der letzten Jahre, was das Management jedoch zurückweist. Es habe nur eine falsche Priorität bei den Instandhaltungsmaßnahmen gegeben, so Statoil.

Dennoch: Viele Anlagen in der südlichen und mittleren Nordsee sind veraltet. Die Region wird Schritt für Schritt zu einem Sanierungsfall. Die Nordsee ist in der „Ageing Infrastructure Phase“, ein Euphemismus für Störanfälligkeit, pausenlose Reparaturen und steigende Kosten, die niemand tragen will.

Für die Eigentümer der Infrastruktur besteht wenig Anreiz, in Anlagen zu investieren, die ohnehin in absehbarer Zeit abgewrackt werden müssen. Es besteht daher das Risiko, dass zu wenig investiert wird, um Sicherheitsstandards aufrechtzuerhalten.

Schon jetzt ist die hohe Zahl technischer Störungen in der Nordsee notorisch. Die geringen Strafen bei Unfällen stellen keine Abschreckung dar. Wenn sich illegale Einleitungen von Öl oder Chemikalien ereignen, kommt es fast nie zu Sanktionen. Die nur selten verhängten Geldstrafen sind geradezu absurd niedrig. Nur sieben von 4.123 Oil Spills (also unerlaubte Verschmutzungen der Nordsee durch Öl) im Zeitraum 2000 bis 2012 wurden nach Angaben des britischen Energieministeriums mit Geldstrafen geahndet. In keinem der Fälle lag die Geldstrafe über 20.000 Pfund (ca. 30.000 Euro).¹⁰⁶

Die Kostenbremse seit dem Einbruch der Ölpreise 2014 ging auch auf Kosten der Sicherheit, wie die Chefin der norwegischen Aufsichtsbehörde Petroleum Safety Authority (PSA) Anne Myhrvold in einem Interview feststellte, das von der PSA veröffentlicht wurde. Die Zahl der Unfälle sei auch dadurch

¹⁰² <http://www.theguardian.com/environment/blog/2011/aug/16/shell-north-sea-oil-spill-live>.

¹⁰³ <http://www.theguardian.com/business/2013/mar/11/elgin-north-sea-gas-platform-reopens>.

¹⁰⁴ Financial Times 30. Sep. 2016 „BP gives Deepwater Horizon disaster film a scathing review“.

¹⁰⁵ Reuters 20. Jan. 2017 „Statoil Says Mistakes, Lack of Maintenance Led to Troll, Mongstad Accidents“

¹⁰⁶ <http://www.theguardian.com/environment/2012/oct/25/oil-companies-north-sea-spills>.

gestiegen. Das Statement wurde, wie Reuters erfuhr, später von der Webseite der PSA entfernt. Die Sprecherin der PSA bestätigte allerdings die Aussagen gegenüber Reuters.¹⁰⁷

Die PSA leitete 2016 acht Untersuchungen ein, um die Hintergründe von drei schweren Gaslecks, zwei Feuerausbrüchen, zwei kritischen Bohrlochsituationen und einer schweren Verletzung aufzuklären. Vier dieser Untersuchungen betrafen Anlagen von Statoil. Der norwegische Ölkonzern erklärte, dass einige Vorfälle auf mangelhafte Instandhaltung der technischen Anlagen zurückzuführen waren. Das war auch für die Regierung in Oslo Anlass genug, eine öffentliche Untersuchungskommission einzusetzen.

Selbst die Lobbyverbände schlagen Alarm: Oil & Gas UK mahnte vor wenigen Jahren, dass die Instandhaltung für kritische Infrastrukturen in der Nordsee so stark verzögert wird wie nie zuvor. Ähnliche Kürzungen wurden in den späten 1990er Jahren für eine Welle von Gaslecks und Unfällen verantwortlich gemacht.¹⁰⁸

Insbesondere der Öl- und Gaskonzern Shell fiel über die Jahre mit einer endlosen Liste von Sicherheitsverstößen und Störfällen in der britischen Nordsee auf. Der Konzern hat zusammen mit BP eine der schlechtesten, wenn nicht sogar die schlechteste Sicherheitsbilanz aller Ölfirmen.¹⁰⁹ Die britische Aufsichtsbehörde HSE ordnete 2011 sogar eine Totalüberprüfung der Shell-Plattform Brent Charlie an, als sich die Störfälle häuften und sich auch nach Verwarnungen keine Verbesserung abzeichnete. Im selben Jahr traten an einem Leck nahe der Shell-Plattform Gannet Alpha 218 Tonnen Öl aus.

In Norwegen steht der Öl- und Gaskonzern BP verstärkt in der Kritik, nachdem am Ula-Feld im September 2012 17 Tonnen Öl ungehindert in die Nordsee flossen. Nur glückliche Umstände verhinderten einen weitaus größeren Zwischenfall, so die norwegische Petroleum Safety Authority. Die Behörde stellte zahlreiche Verstöße gegen Sicherheitsvorschriften fest und kritisierte in ungewöhnlich scharfen Worten das BP Management und dessen Fähigkeit und Bereitschaft, Ölplattformen angemessen instandzuhalten. Einige Monate zuvor (Juli 2011) hatte es auf der Plattform am Valhall-Feld ein Feuer gegeben, das die Anlage zwei Monate lahmlegte. Schon damals war BP verwarnt worden.¹¹⁰

Im Jahr 2016 klang eine neue Störmeldung wie eine makabre Werbemaßnahme: Zeitgleich zum Kinostart des Hollywood-Katastrophendramas „Deepwater Horizon“ entwichen bei der Clair Plattform von BP in der Nordsee 95 Tonnen Öl in die Nordsee. Ursache war anscheinend ein technisches Versagen bei einer Gastrennanlage.¹¹¹ Die Kette von Unfällen reißt seitdem weder in der Nordsee noch weltweit ab.¹¹²

¹⁰⁷ Reuters 20. Feb. 2017 „Cost cuts appear to harm Norway oil industry safety - watchdog“.

¹⁰⁸ Financial Times 18. Okt. 2015 „North Sea oil producers face a perfect storm“.

¹⁰⁹ http://og.decc.gov.uk/en/olgs/cms/data_maps/field_data/oil_spills/oil_spills.aspx.

¹¹⁰ The Guardian 29. April 2013.

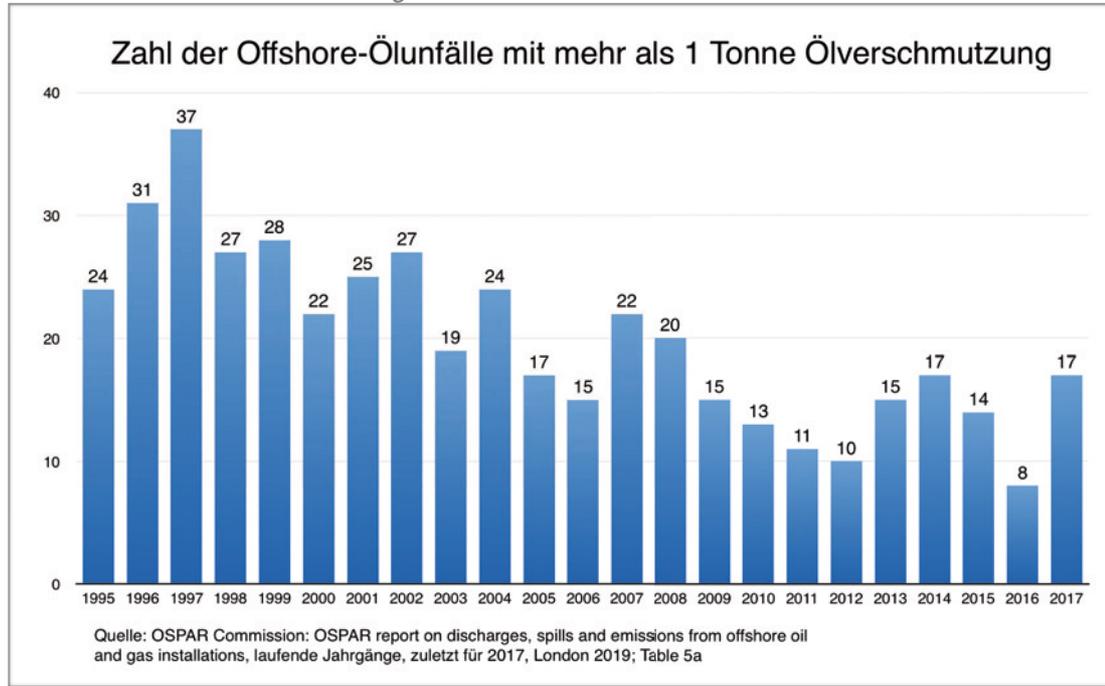
¹¹¹ Financial Times 30. Sep. 2016 „BP gives Deepwater Horizon disaster film a scathing review“ und Reuters 3. Okt. 2016 „BP says oil from North Sea spill to disperse naturally“.

¹¹² Quelle: https://en.wikipedia.org/wiki/List_of_oil_spills

a) Zahl der Ölunfälle auf Offshore-Anlagen in der OSPAR-Region

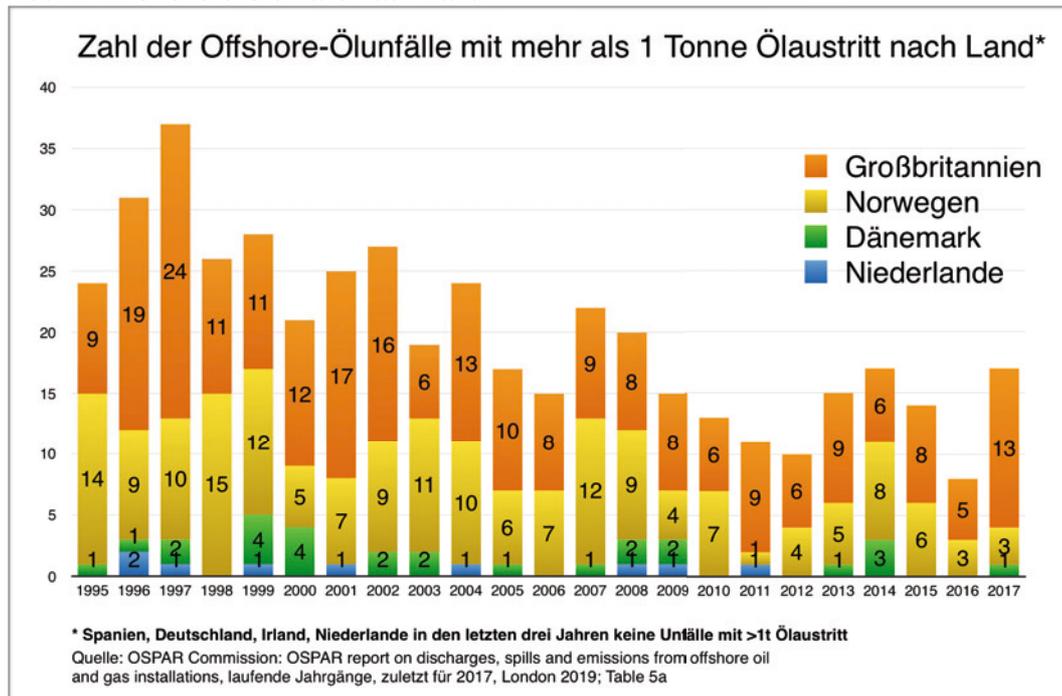
Die Zahl der Offshore-Unfälle, bei denen mehr als 1 Tonne Öl in die Nordsee austraten, fiel zunächst deutlich, so Erhebungen der OSPAR-Kommission. Während sich Ende der 1990er noch um die 30 Unfälle pro Jahr ereigneten, fiel die Zahl bis 2011 auf nur noch 10 Vorfälle. Seither gab es jedoch wieder einen Anstieg auf zuletzt 17 Unfälle pro Jahr.

Abb. B4.1 Offshore-Ölunfälle insgesamt



Die meisten Unfälle finden erwartungsgemäß dort statt, wo die Mehrzahl der Felder und Anlagen liegen, also in norwegischen und britischen Gewässern. Trotz der geringeren Produktionsmenge gibt es seit Jahren in Großbritannien mehr Ölunfälle als in Norwegen.

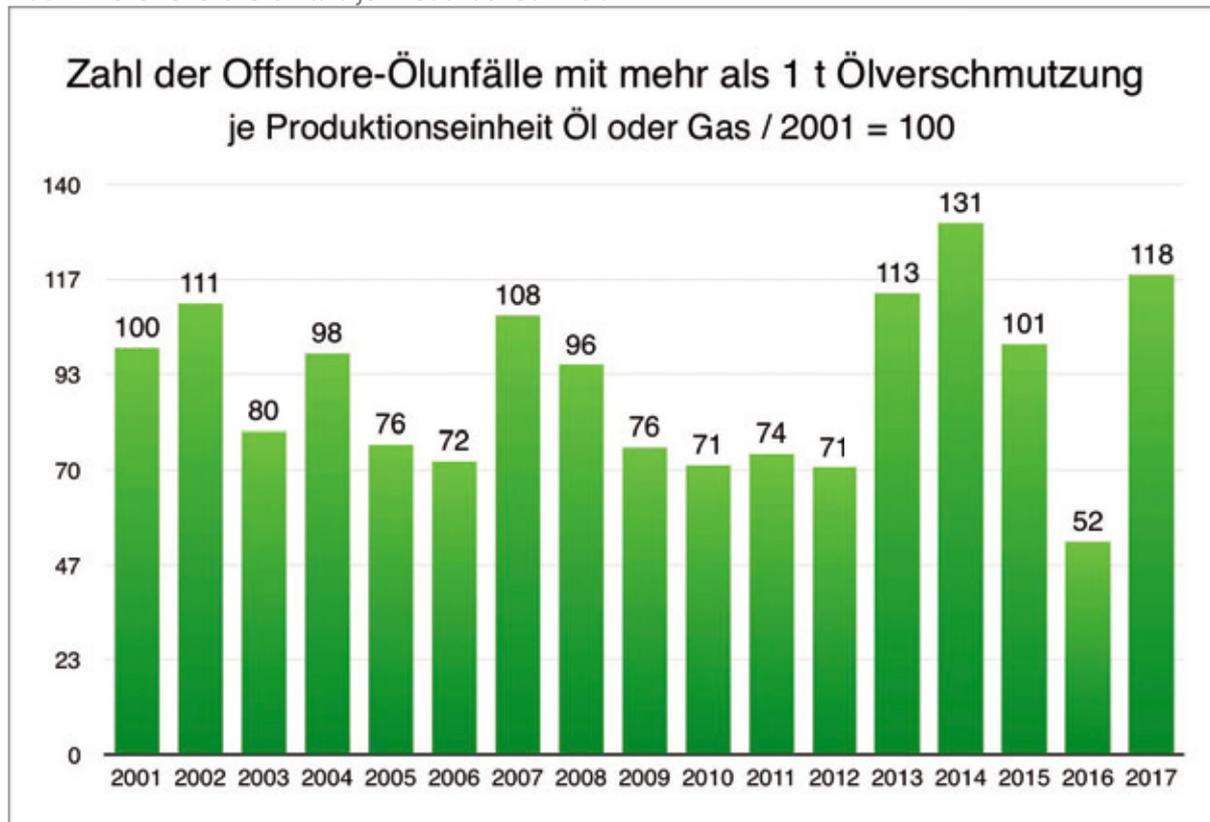
Abb. B4.2 Offshore-Ölunfälle nach Land



Die Stagnation der Unfallzahlen fällt noch stärker ins Auge, wenn man die rückläufigen Offshore-Fördermengen seit dem Jahr 2001 berücksichtigt. Erfasst man die Zahl der Unfälle pro Produktionseinheit Öl oder Gas seit diesem Jahr, dann befindet sich die gewichtete Unfalldichte auf dem zweithöchsten Stand seit dem Jahr 2000. Hierzu wurden die Offshore Öl- und Gasfördermengen in Öläquivalenten herangezogen, wie sie von der OSPAR-Kommission erfasst werden.¹¹³

Die Produktion in der Nordsee wurde - gemessen an der Zahl der Ölunfälle - im Laufe der letzten Jahre also unsicherer, wenn man die gesunkenen Produktionsmengen berücksichtigt.

Abb. B4.3 Offshore-Ölunfälle je Produktionseinheit



b) Ölunfälle: Umfang der Ölverschmutzung

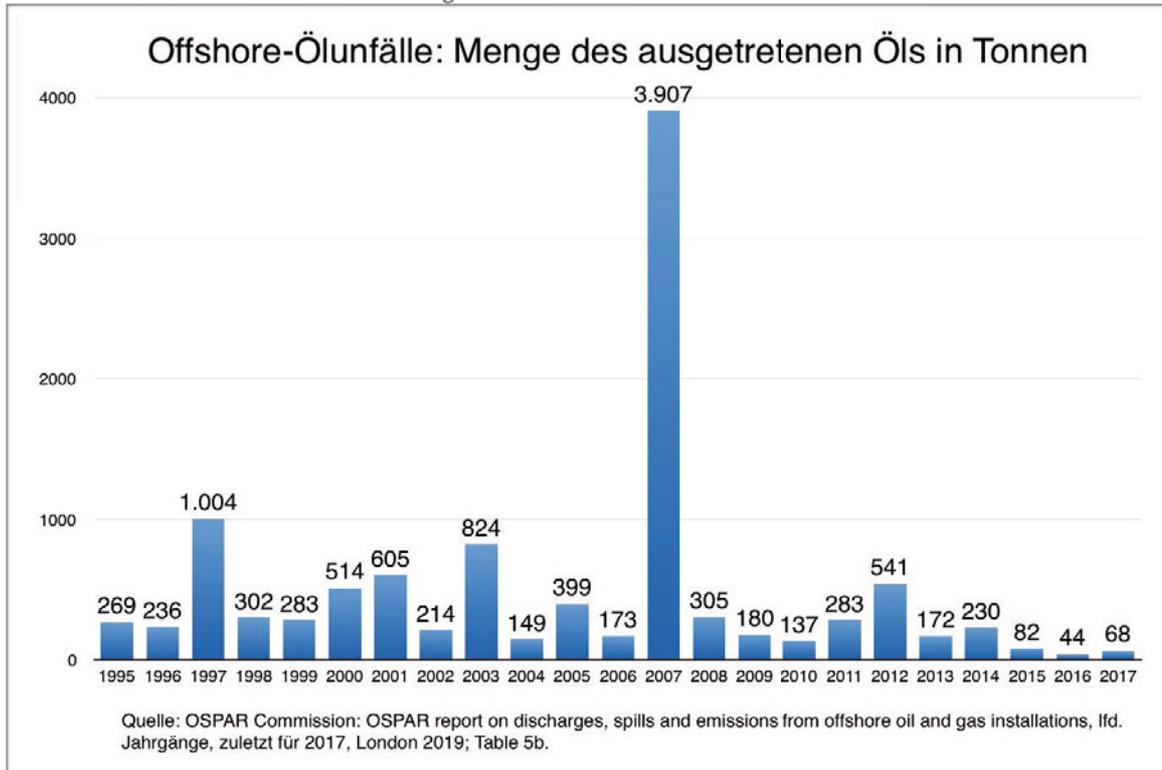
Die Ölmengen, die bei den im letzten Kapitel aufgeführten Ölunfällen austreten, schwanken von Jahr zu Jahr. Während 2016 „nur“ 44 Tonnen die Nordsee verschmutzten, waren es im Jahr 2007 aufgrund eines schweren Zwischenfalls am norwegischen Ölfeld Statfjord¹¹⁴ 3.907 Tonnen. Dennoch ist der Trend nach dem Jahr 2000 zunächst günstig verlaufen.

Im letzten Jahrzehnt stiegen die Ölmengen, die bei Unfällen in die Nordsee gelangen, jedoch wieder an. In den Jahren 2011, 2012 und 2014 traten jeweils über 200 Tonnen pro Jahr aus. Erst seit 2015 beruhigt sich die Lage wieder.

¹¹³ OSPAR Commission: OSPAR report on discharges, spills and emissions from offshore oil and gas installations in 2017, London 2019; Table 9 (lfd. Jahrgänge). Produktionsgewichtet heißt: Bei konstantem Risikolevel sollte die Zahl der Unfälle um 50% sinken, wenn die Produktionsmenge um 50% fällt. Im Schaubild wurde als Ausgangsjahr 2001=100 gewählt. In den Folgejahren bedeutet der Level 100 also, dass je produzierter Tonne Öl oder Gas genauso viele Unfälle geschehen wie 2001. Ein Level von 50 bedeutet demnach eine Halbierung der produktionsgewichteten Unfallträchtigkeit.

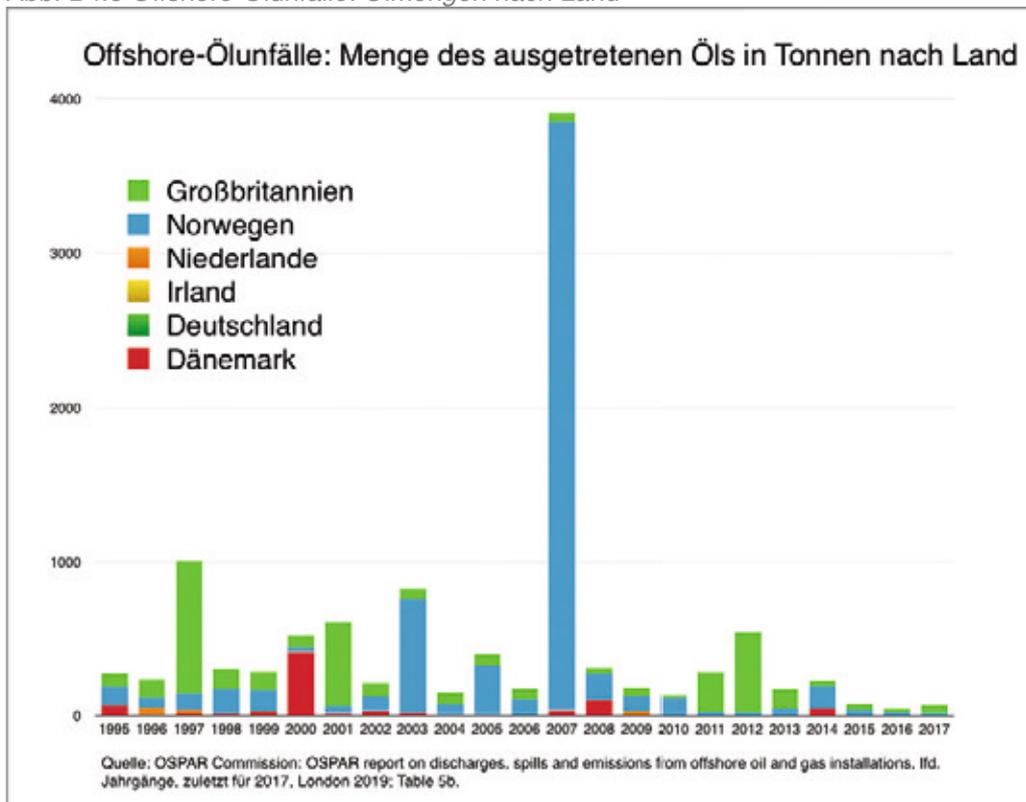
¹¹⁴ Das Öl lief aus, als bei schwerem Seegang ein Tanker beladen wurde <http://news.bbc.co.uk/2/hi/europe/7140645.stm>.

Abb. B4.4 Offshore-Ölunfälle: Ölmengen



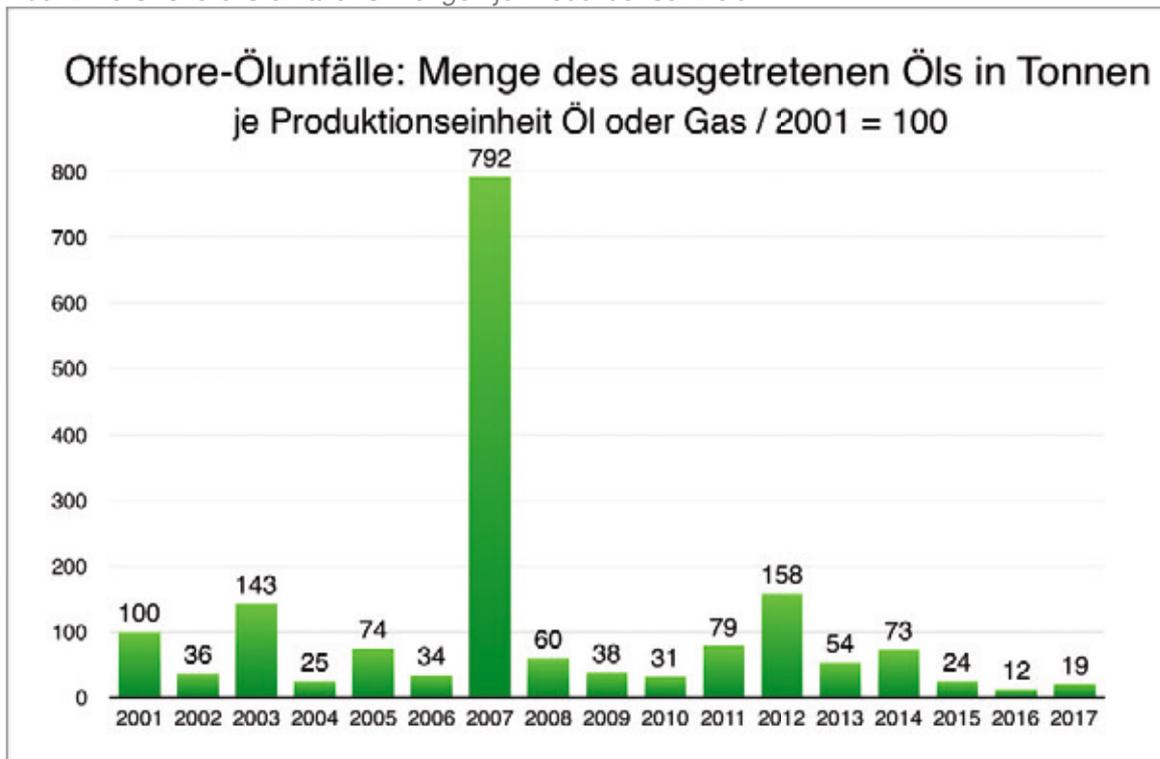
Die größten Mengen traten zunächst in britischen Gewässern aus, danach in norwegischen Meeresgebieten, insbesondere 2007. In den letzten Jahren schob sich wieder Großbritannien an die erste Stelle. Weder Deutschland, Irland oder die Niederlande verzeichnen bislang große Ölunfälle dieser Art. Dänemark, das in den Medien kaum als Ölproduzent wahrgenommen wird, musste 1995, 2000, 2008 und 2014 größere Ölverschmutzungen durch Offshore-Anlagen berichten.

Abb. B4.5 Offshore-Ölunfälle: Ölmengen nach Land



Gewichtet man die ausgelaufenen Ölmengen nach der Produktionsmenge (2001 = 100), dann ist bis 2014 kein klarer Trend erkennbar. Die unfallbedingte Ölverschmutzung blieb bis dahin auf einem ähnlichen Niveau. Erst seit 2015 verbessert sich die Lage. Im Jahr 2016 wurde die bislang beste Bilanz vorgelegt.

Abb. B4.6 Offshore-Ölunfälle: Ölmengen je Produktionseinheit



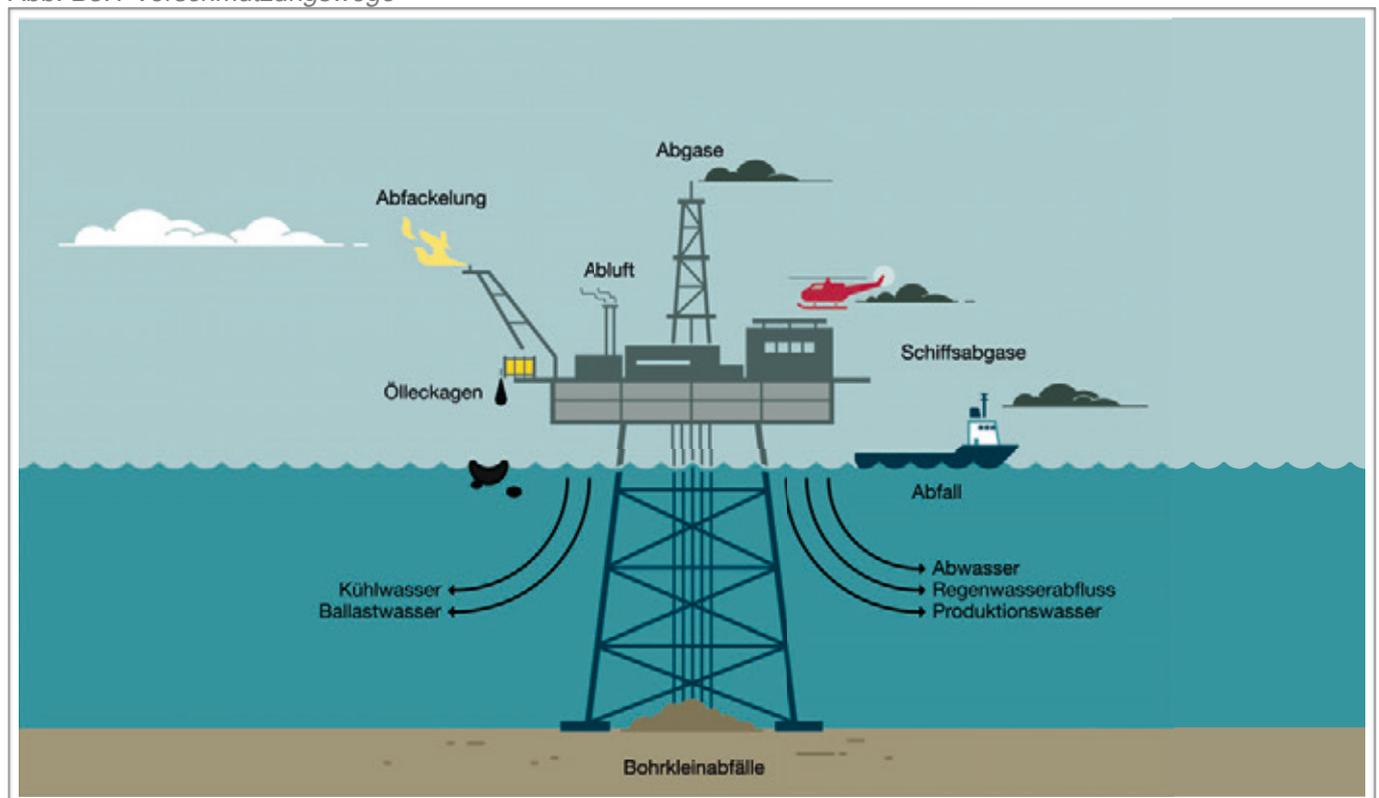
B5. Die vergessene Größe: Erlaubte Ölverschmutzung durch Offshore-Anlagen

Schon der normale Betrieb der Offshore-Plattformen führt zur Umweltbelastung durch Öl, Chemikalien, Schwermetalle und natürlich vorkommende radioaktive Substanzen, die über das Produktionswasser (Lagerstättenwasser) und Bohrklein/Bohrschlamm aus dem tiefen Gestein an die Oberfläche befördert und anschließend im Meer entsorgt werden.

Auch muss immer wieder Meerwasser in die Öltanks der Anlagen gepumpt und anschließend herausgepumpt werden, um bei Verladevorgängen die Stabilität zu gewährleisten (Ballastwasser / Displacement Water).

Es gibt also eine ganze Reihe von Verschmutzungswegen, wie die folgende Abbildung verdeutlicht.

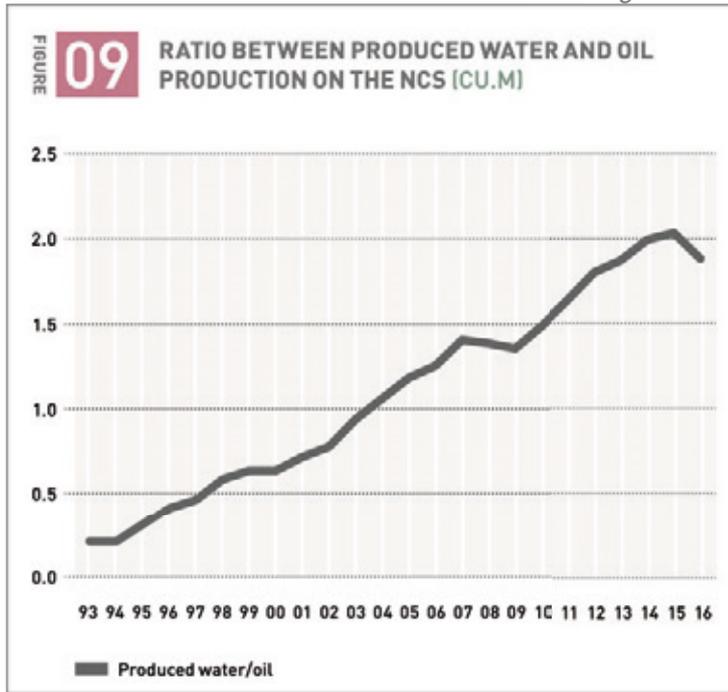
Abb. B5.1 Verschmutzungswege



Quelle: Eigenes Schaubild nach OSPAR-Vorlage

Gerade bei älteren Feldern ist die geförderte Wassermenge oftmals größer als die Ölmenge, wie die nächste Abbildung zeigt. In den norwegischen Feldern war die Ölmenge 1993 noch 5 Mal größer als die Wassermenge. Im Jahr 2016 sprudelte jedoch bereits doppelt so viel (kontaminiertes) Wasser wie Öl aus den Bohrlöchern. Generell gilt, dass in Gasfeldern erst in den späten Förderphasen der Wasseranteil ansteigt. Bei den ökologisch kritischeren Ölfeldern ist das schon früher der Fall.

Abb. B5.2 Wasser- und Ölanteile bei der Ölförderung

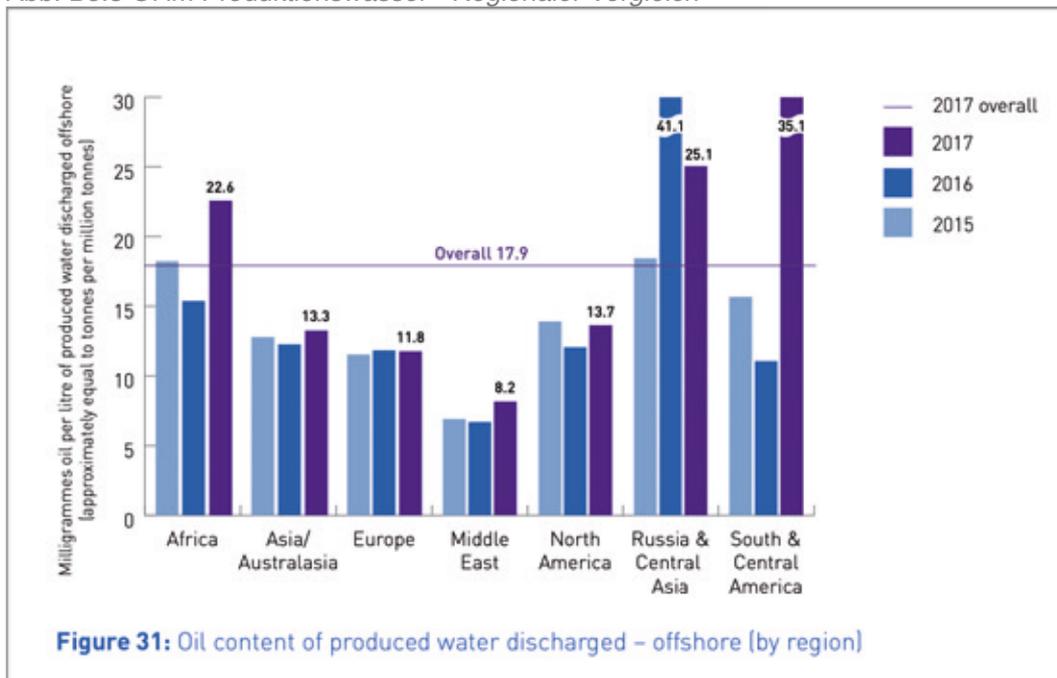


Quelle: Norsk Olje & Gass: Environmental Report 2017, Oslo 2017

a) Wassermengen

Die gesamten Wassermengen, die bei der Öl- und Gasförderung in der Nordsee ins Meer entsorgt werden, sind enorm. Sie liegen bei ca. 1 Mio. Kubikmeter pro Tag. Bei der Reinigung des Produktionswassers nimmt die Nordsee im internationalen Vergleich seit Jahren lediglich einen mittleren Platz ein, ohne die Performance zu verbessern.¹¹⁵

Abb. B5.3 Öl im Produktionswasser - Regionaler Vergleich

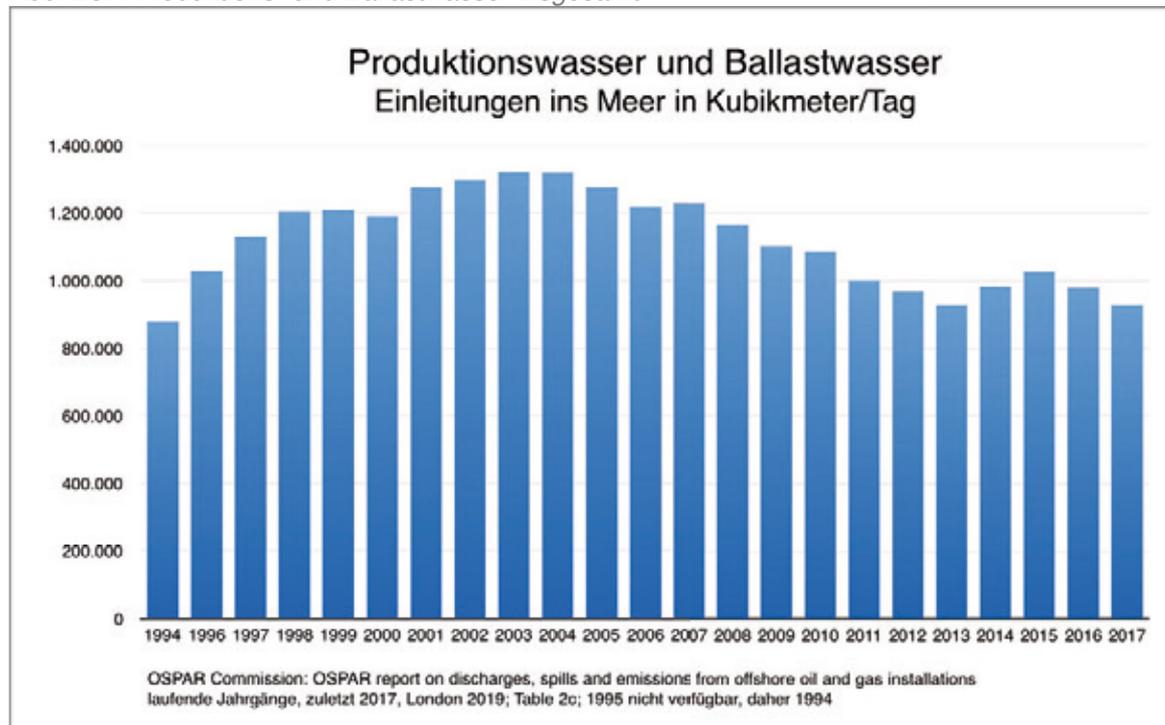


Quelle: IOGP: Environmental performance indicators – 2017 data, London 2018.

¹¹⁵ Ming Yang: Introduction to Produced Water and Oil-in-Water Measurement, NEL Mai 2019 (TÜV Süd); OGP: Fate and effects of naturally occurring substances in produced water on the marine environment, Report No. 364, Februar 2005.

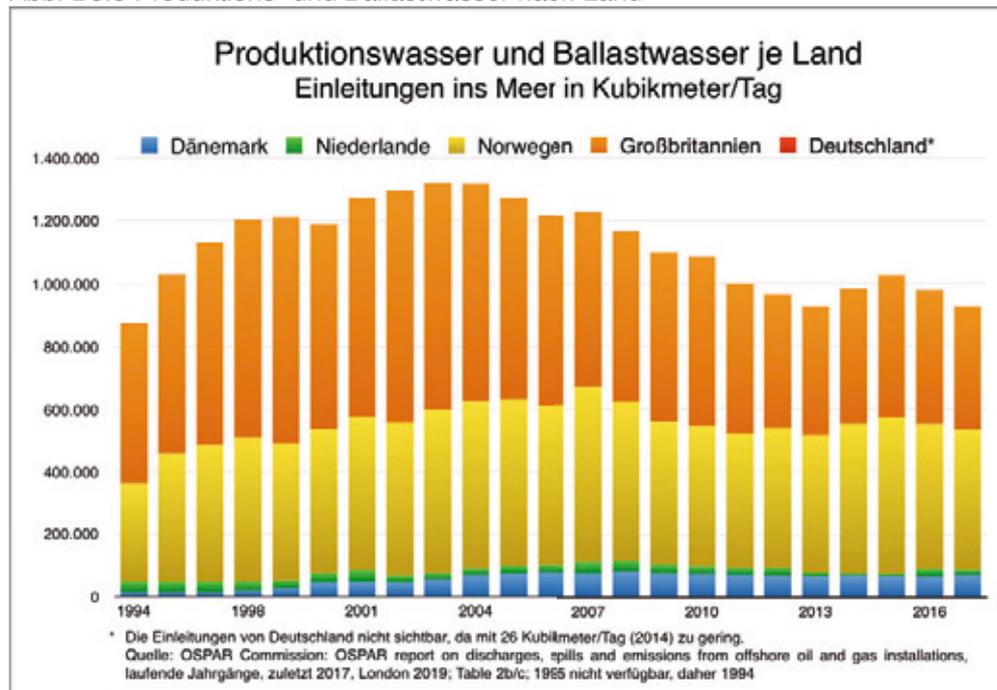
Nach 2003 gingen die Wassermengen (Produktionswasser/Ballastwasser) in der Nordseeproduktion leicht zurück, was auf verbesserte Produktionsmethoden, ein Zurückpressen in die Lagerstätten und auf die insgesamt schrumpfenden Fördermengen in der Nordsee zurückzuführen war. Seit 2011 sind jedoch nur noch geringe Veränderungen bei den Volumina erkennbar.

Abb. B5.4 Produktions- und Ballastwasser insgesamt



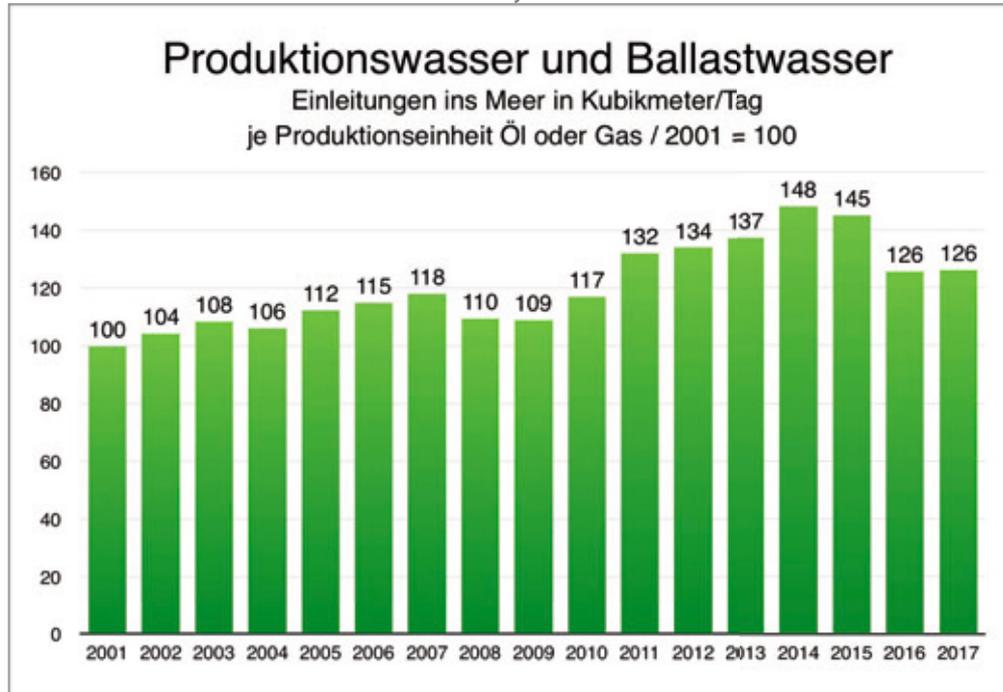
Erwartungsgemäß führen die beiden wichtigsten Öl- und Gasproduzenten der Nordsee, Großbritannien und Norwegen, die Liste auch in dieser Kategorie an. Im britischen Sektor konnten die Wassermengen in den letzten Jahren reduziert werden, nicht zuletzt wegen der insgesamt geringeren Aktivitäten, so dass mittlerweile Norwegen auf dem ersten Platz steht.

Abb. B5.5 Produktions- und Ballastwasser nach Land



Berücksichtigt man die geschrumpfte Öl- und Gasproduktion in der Nordsee, zeigt sich ein negativer Trend: Für jede Tonne Öl oder Gas musste bis 2015 immer mehr verschmutztes Wasser in die Nordsee geleitet werden. Die gewichtete Wassermenge lag 2014 48% höher als im Jahr 2001. Erst in den letzten beiden Berichtsjahren verbesserte sich die Situation. Aber selbst jetzt sind die Wassermengen höher als zu Beginn des Jahrhunderts.

Abb. B5.6 Produktions- und Ballastwasser je Produktionseinheit



b) Ölmengen

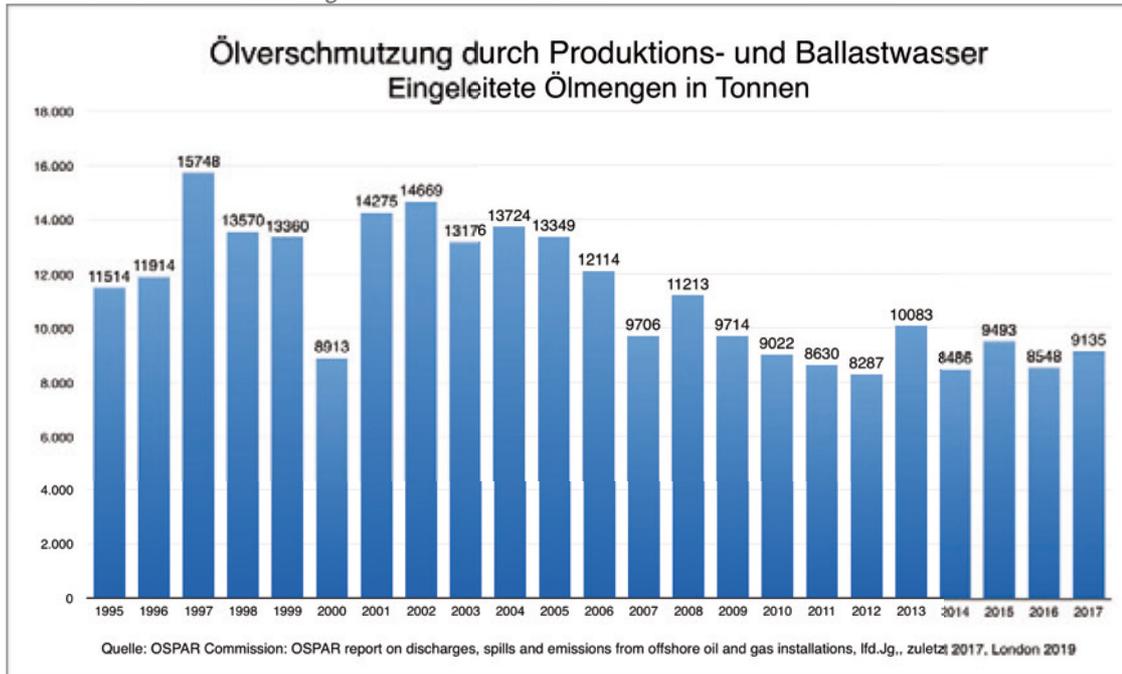
Dieser enorme Wasserumsatz bleibt nicht ohne Folgen für die Ölverschmutzung der Nordsee. Die legal eingeleiteten Ölmengen im regulären Betrieb sind um ein Vielfaches höher als die Ölmengen, die ungeplant durch Ölunfälle in die Nordsee gelangen. In der Summe entsprechen sie einem mittelgroßen Tankerunglück pro Jahr.

In den 1990er Jahren lagen diese Ölmengen (Dispersed Oil und Dissolved Oil) noch bei 11.000 bis 15.000 Tonnen pro Jahr. Sie fielen dann kontinuierlich bis 2012 auf etwas über 8.000 Tonnen. Das lag an neuen Messverfahren, verschärften Vorschriften, verbesserten Abläufen und auch an der insgesamt zurückgehenden Fördermenge.¹¹⁶

Seit 2012 steigen die Mengen jedoch entgegen den Erwartungen wieder leicht an. Im Jahr 2017 lagen sie mit 9135 Tonnen Öl (!) auf einem für das Jahrzehnt typischen Niveau.

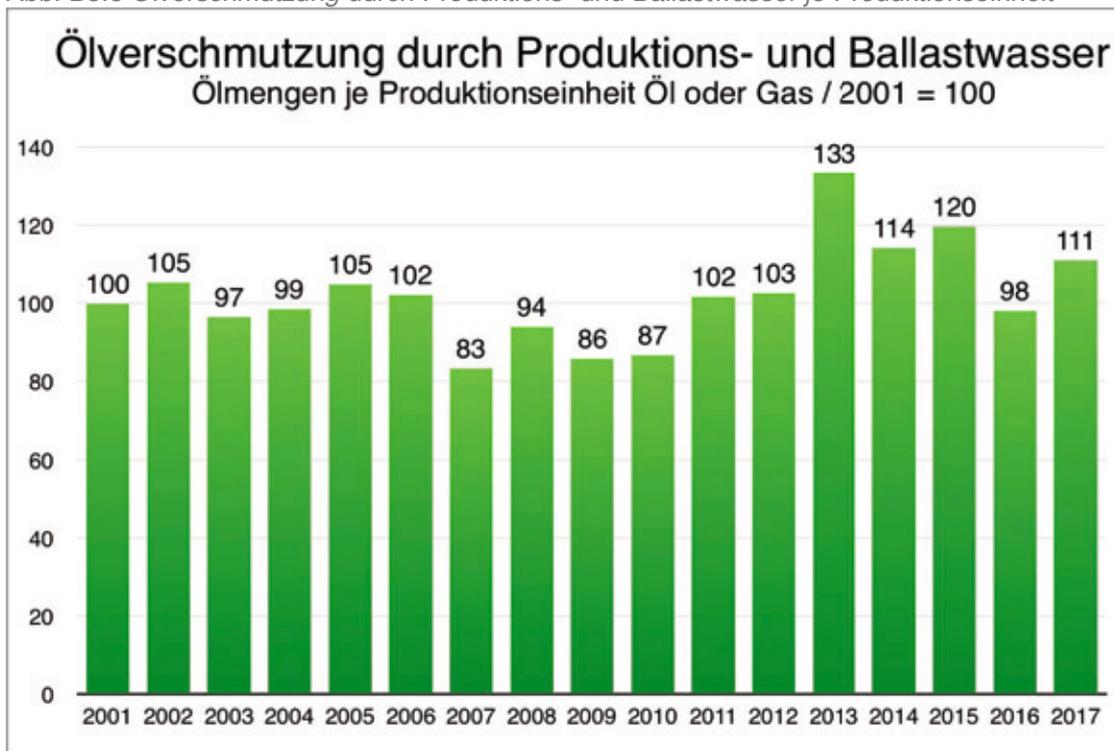
¹¹⁶ Während die Erfassung von verdünntem Öl in Tröpfchenform (Dispersed Oil, v.a. Aliphatics) relativ kontinuierlich durchgeführt wurde, war die Erfassung von gelöstem Öl (Dissolved Oil, v.a. Aromatics) problematischer. 2001, 2007 und 2011 wurden die Mess- und Erfassungsmethoden geändert: „2001 was the very first year where comprehensive data regarding the discharge of both aromatic and aliphatic compounds was made available, at least for production water. It shows that aromatics represent over a third of the total oil discharged.“ OSPAR Commission: Discharges, waste handling and air emissions from offshore oil and gas installations, in 2000 and 2001, London 2003.

Abb. B5.7 Ölverschmutzung durch Produktions- und Ballastwasser



Gewichtet man diese regulären Einleitungen nach der Produktionsmenge von Öl und Gas, wirkt der Trend noch bedenklicher. Seit 2007 wachsen die regulären Einleitungen je Tonne Öl/Gas. Im Jahr 2013 musste sogar ein neuer Negativrekord verzeichnet werden. Auch im Jahr 2017 waren sie überdurchschnittlich hoch.

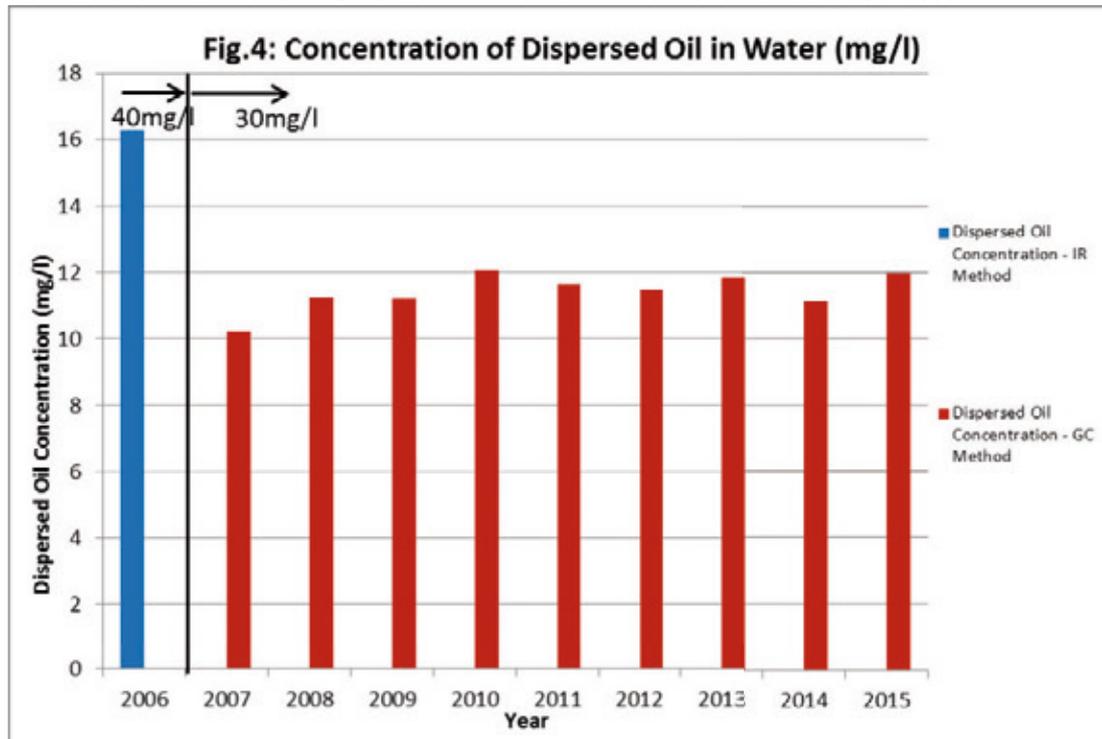
Abb. B5.8 Ölverschmutzung durch Produktions- und Ballastwasser je Produktionseinheit



Der Ölgehalt von Produktionswasser ist nicht leicht zu ermitteln: Jede Methode führt zu einem anderen Ergebnis. Im Jahr 2007 führte OSPAR eine neue Referenzmethode zur Erfassung von Dispersed Oil im

Produktionswasser ein. Die Ölkonzentration fiel dadurch um etwa ein Drittel geringer aus als mit der (ungenaueren) früheren Methode.¹¹⁷

Abb. B5.9 Grenzwerte und Ölkonzentrationen im Produktions- und Ballastwasser



Quelle: OSPAR Commission: Assessment of the OSPAR Report on Discharges, Spills and Emissions to Air from Offshore Installations, 2013-2015 , London 2017

Ein großes methodisches Problem stellt insbesondere das sogenannte *Dissolved Oil* dar. Traditionelle Reinigungsmethoden können nur das in Tröpfchenform vorhandene dispergierte Öl (dispersed oil) teilweise aus dem Wasser entfernen, nicht jedoch das bis auf die molekulare Ebene gelöste Öl (dissolved oil). Es ist v.a. als Beimengung in Gas- und Kondensatfeldern, aber auch in konventionellen Ölfeldern im Produktionswasser enthalten.¹¹⁸

Bessere Trennverfahren benötigen z.B. Kondensate für den Reinigungsprozess, die aber nicht überall vorhanden sind oder nur zu hohen Kosten herbeigeschafft werden könnten. Für andere Methoden, die höchstens prototypisch eingeführt wurden, fehlt der Platz auf einer Plattform, oder die Nebenwirkungen der Behandlung sind unerwünscht.¹¹⁹

Doch gerade im Dissolved Oil sind die aggressivsten Bestandteile enthalten. Die PAH (Polycyclic Aromatic Hydrocarbons) und die Phenole gelten ökologisch als besonders schädlich. Über die langfristigen Folgen ist nicht viel bekannt.¹²⁰

¹¹⁷ OSPAR Commission: Assessment of the OSPAR Report on Discharges, Spills and Emissions to Air from Offshore Installations, 2010-2012 , London 2014.

¹¹⁸ Aliphatics dominieren im Dispersed Oil; Aromatics im Dissolved Oil.

¹¹⁹ M.Stewart/K.Arnold: Emulsions and Oil Treating Equipment: Selection, Sizing and Troubleshooting, Gulf Professional Publishing 2008.

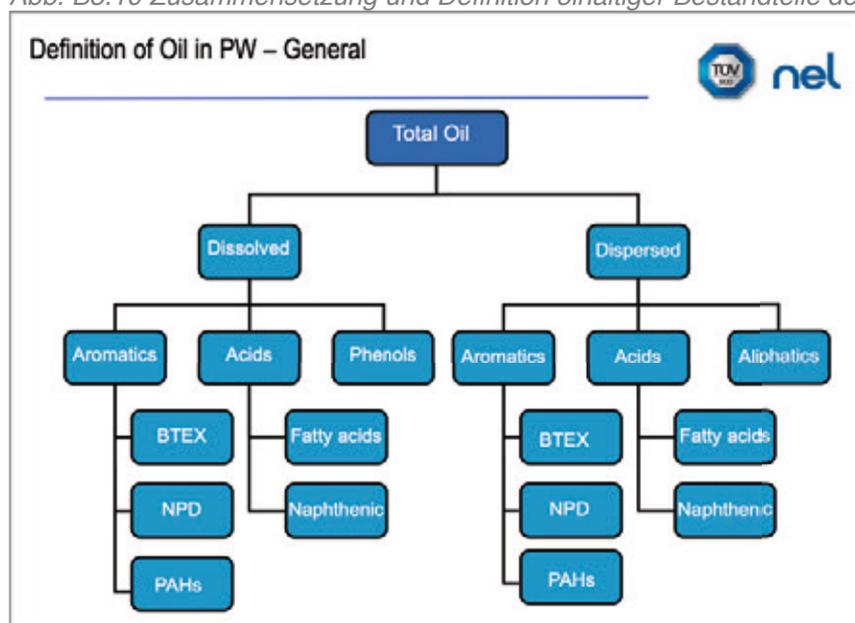
¹²⁰ J.Neff/S.Johnsen u.a.: Oil well produced water discharges to the North Sea. Part II: Comparison of deployed mussels (*Mytilus edulis*) and the DREAM model to predict ecological risk, 2006. Vgl. auch <http://www.offshore-environment.com/discharges.html>.

OSPAR veröffentlicht seit 2001 getrennte Daten zu Dispersed Oil und Dissolved Oil. Die Methoden galten bis 2006 als wenig präzise. Traditionelle Prüfverfahren¹²¹ können nur unzureichend zwischen Dissolved und Dispersed Oil trennen, so dass ältere Statistiken zwangsläufig ungenau sind.

Neuere Monitoring-Techniken (online-inline, Ultraschall) ermöglichen anscheinend differenzierte Messungen. Im Jahr 2007 änderte OSPAR die anerkannten Messmethoden. Seit 2011 wird nicht mehr Dissolved Oil insgesamt, sondern unerklärlicherweise nur noch die Teilgruppe BTEX¹²² veröffentlicht. Diese eingeleiteten BTEX-Mengen seien, so OSPAR, von 4.843 Tonnen (2003) auf 4.235 Tonnen (2012) zurückgegangen. Eine Regulierung und eine genauere oder umfassendere Erfassung der Schadstoffe sei nicht nötig, da BTEX im Meerwasser schnell abgebaut würden.¹²³

Dem widersprechen jedoch andere Quellen.¹²⁴ BTEX stellen nur eine, in der Tat volatile Untergruppe dar. Komplexere PAH-Moleküle und andere gelöste Bestandteile des Produktionswassers sind jedoch stabiler, reichern sich an und führen zu organischen Schäden bei Fischen und anderen Organismen, selbst in größerer Entfernung von der Plattform. Darüber hinaus, so die Kritik an OSPAR, enthält das Produktionswasser eine Vielzahl gelöster Stoffe, deren Langzeitwirkung und Risiken noch unbekannt sind. Einen Überblick gibt die folgende Abbildung.

Abb. B5.10 Zusammensetzung und Definition ölhaltiger Bestandteile des Produktionswassers



Quelle: Ming Yang: *Introduction to Produced Water and Oil-in-Water Measurement*, NEL Mai 2019 (TÜV Süd)

¹²¹ „Traditionally, oil in water monitoring was a manual operation, with samples taken from the produced water discharge, acidified to a low pH, and then extracted through chemicals with oil content determined by the infrared absorbance of the sample extract and the total methylene (CH₂) present.“ zit.n. <http://www.offshore-mag.com/articles/print/volume-73/issue-11/productions-operations/oil-in-water-monitoring-is-a-key-to-production-separation.html> - Erlend Blanchard: Oil in water monitoring is a key to production separation 12.11.2013.

¹²² BTEX = Benzene (Benzol), Toluene (Toluol), Ethylbenzene (Ethybenzol), Xylene (Xylol).

¹²³ Assessment of the OSPAR Report on Discharges, Spills and Emissions to Air from Offshore Installations, 2010-2012, London 2014.

¹²⁴ OGP: Fate and effects of naturally occurring substances in produced water on the marine environment, Report No. 364 February 2005; D. Meijer: Removal of Dissolved and Dispersed Hydrocarbons from Oil and Gas Produced Water with MPPE Technology to Reduce Toxicity and Allow Water Reuse; APPEA Journal March 2010; Ming Yang: Measurement of Oil in Produced Water; in: K. Lee, J. Neff (eds.), Produced Water, Springer Science + Business Media, 2011 (Chapter 2); K. Lee, J. Neff (eds.), Produced Water, Springer Science + Business Media, 2011 (Summary).

Eine Übersicht über die Zusammensetzung des Produktionswassers in Norwegen für das Jahr 2015 zeigt, dass sich in den insgesamt 148 Mio. Kubikmeter Produktionswasser, die in die Nordsee geleitet wurden, neben den üblichen aliphatischen Kohlenwasserstoffen (C7-C40) erhebliche Mengen an BTEX, PAH und andere kritische Stoffe befanden.¹²⁵

Abb. B5.11 Bestandteile des Produktionswassers in Offshore Norwegen 2015

Substance group	Measured by which substances	Total discharges at NCS in 2015
Produced water		148 million Sm ³
Dispersed oils	C7-C40 aliphatic hydrocarbons	1819 tons
Monoaromatic hydrocarbons (BTEX)	benzene, toluene, ethylbenzene, and xylene	2266 tons
Polycyclic Aromatic Hydrocarbons (PAHs)	The 16 US-EPA PAHs: naphthalene, acenaphthene, acenaphthylene, fluorene, anthracene, phenanthrene, fluoranthene, pyrene, benz(a)anthracene, chrysene, dibenzo(a,h)anthracene, benzo(g,h,i)perylene, benzo(a)pyrene, benzo(b)fluoranthene, benzo(k)fluoranthene, indeno(1,2,3,-cd)pyrene	131 tons
Other PAHs	C1-naphthalenes, C2-naphthalenes, C3-naphthalenes, C1-phenanthrenes, C2-phenanthrenes, C3-phenanthrenes, dibenzothiophene, C1-dibenzothiophenes, C2-dibenzothiophenes, C3-dibenzothiophenes	
Phenol/alkylphenols	phenol, C1-alkylphenols, C2-alkylphenols, C3-alkylphenols, C4-alkylphenols, C5-alkylphenols, C6-alkylphenols, C7-alkylphenols, C8-alkylphenols and C9-alkylphenols	634 tons
Organic acids	formic acid, acetic acid, propionic acid, butyric acid, valeric acid, isobutyric acid and isovaleric acid and naphthenic acids	
Metals	arsenic, lead, cadmium, copper, chromium, mercury, nickel, zinc, iron, and barium	As: 746, Pb: 84, Cd: 5, Cu 128, Cr 99, Hg 9, Ni 1210, Zn: 1523 kg
Radioactive elements	Ra ²²⁶ , Ra ²²⁸ , Pb ²¹⁰ , in certain cases, also Th ²²⁸	

Quelle: NIVA report no. 7391-2019 Norwegian Environment Agency report M-1370I2019 - Environmental effects of offshore produced water discharges evaluated for the Barents Sea

Die OSPAR-Kommission räumt ein, dass sie mit der Einführung der neuen Referenzmethode ab 2007 die umstrittenen PAHs und Phenole im Dissolved Oil nicht mehr erfassen kann.¹²⁶ Damit ist es auch nicht mehr möglich, einen Trend über die Gesamteinleitung von Öl in die Nordsee durch Offshore-Plattformen festzustellen: Was nicht mehr gemessen wird, existiert nicht mehr und wird auch nicht mehr berichtet.

¹²⁵ NIVA report no. 7391-2019 Norwegian Environment Agency report M-1370I2019 - Environmental effects of offshore produced water discharges evaluated for the Barents Sea. Vgl. auch D. Meijer: Removal of Dissolved and Dispersed Hydrocarbons from Oil and Gas Produced Water with MPPE Technology to Reduce Toxicity and Allow Water Reuse; APPEA Journal March 2010.

¹²⁶ OSPAR Commission: Overview assessment of the implementation of OSPAR Recommendation 2001/1 for the Management of Produced Water from Offshore Installations (as amended by Recommendation 2006/4), 2010, darin: „Changing to the new OSPAR Reference method based on GC-FID principle in 2007 lead to a break in the trend for the discharges of dispersed oil in produced water in the sea compared to the years before. Besides that the new OSPAR Reference method only measures dispersed oil concentrations is not suitable for measuring concentrations of dissolved oil concentrations. Therefore a trend in the discharge of total oil in produced water cannot be presented in future.“

B6. Gesamte Ölverschmutzung durch Offshore-Anlagen

a) Mengen

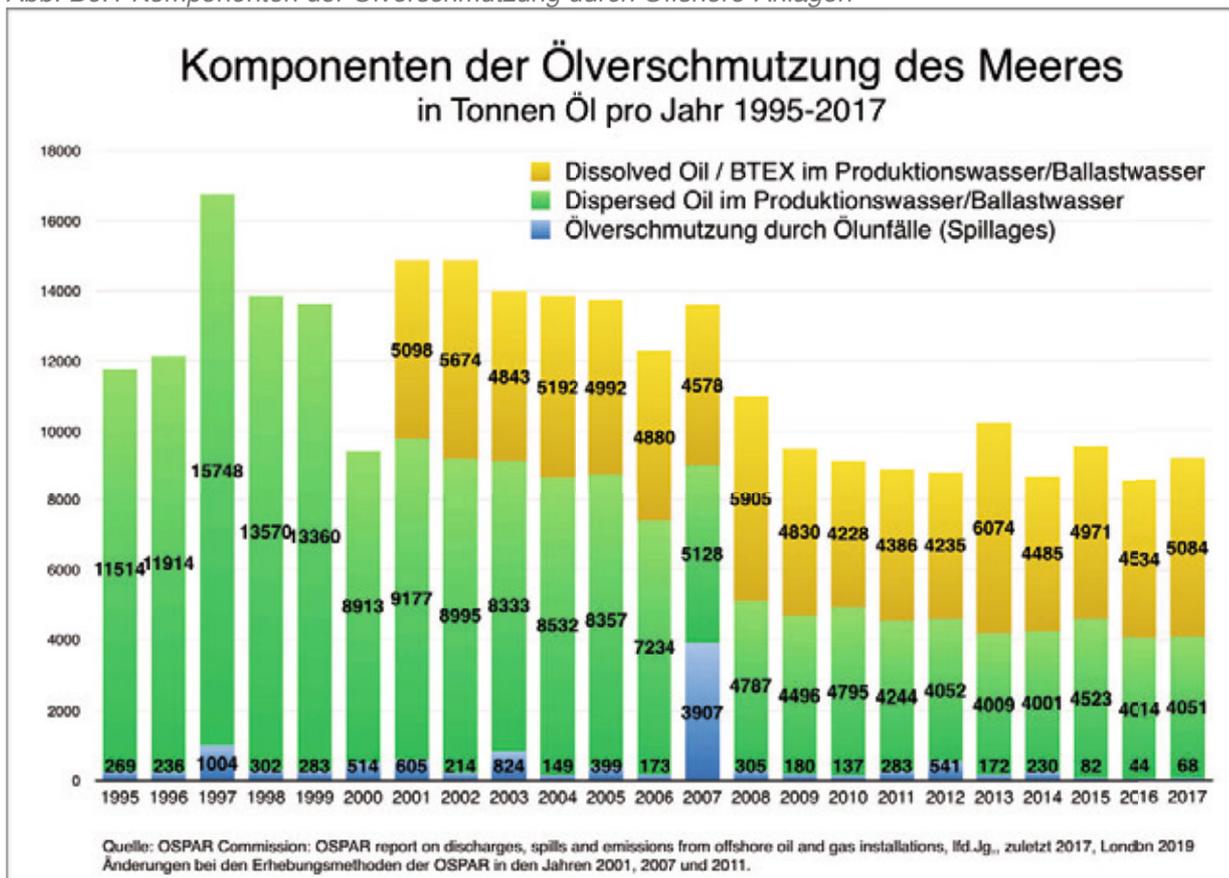
Vergleicht man die Ölverschmutzung durch Ölunfälle und durch die erlaubten Einleitungen wird deutlich, dass Ölunfälle das kleinere Problem darstellen. Lediglich bei großen Unfällen wie im Jahr 2007 wird die Dominanz der „normalen Verschmutzung“ im regulären Betrieb relativiert.

Obwohl die Mengen pro Plattform und Tag normalerweise gering sind, summieren sie sich zu einem „Dauerstörfall“.

Zudem wird der Anspruch der Ölindustrie, ihre Abläufe seien sicher, schon durch die hohe Anzahl von Selbstanzeigen gegenüber den Aufsichtsbehörden in Frage gestellt. Die Aufsichtsbehörden wiederum müssen sich fragen lassen, ob die genehmigten bzw. nicht beobachteten regelmäßigen Einleitungen in die Nordsee akzeptabel sind.

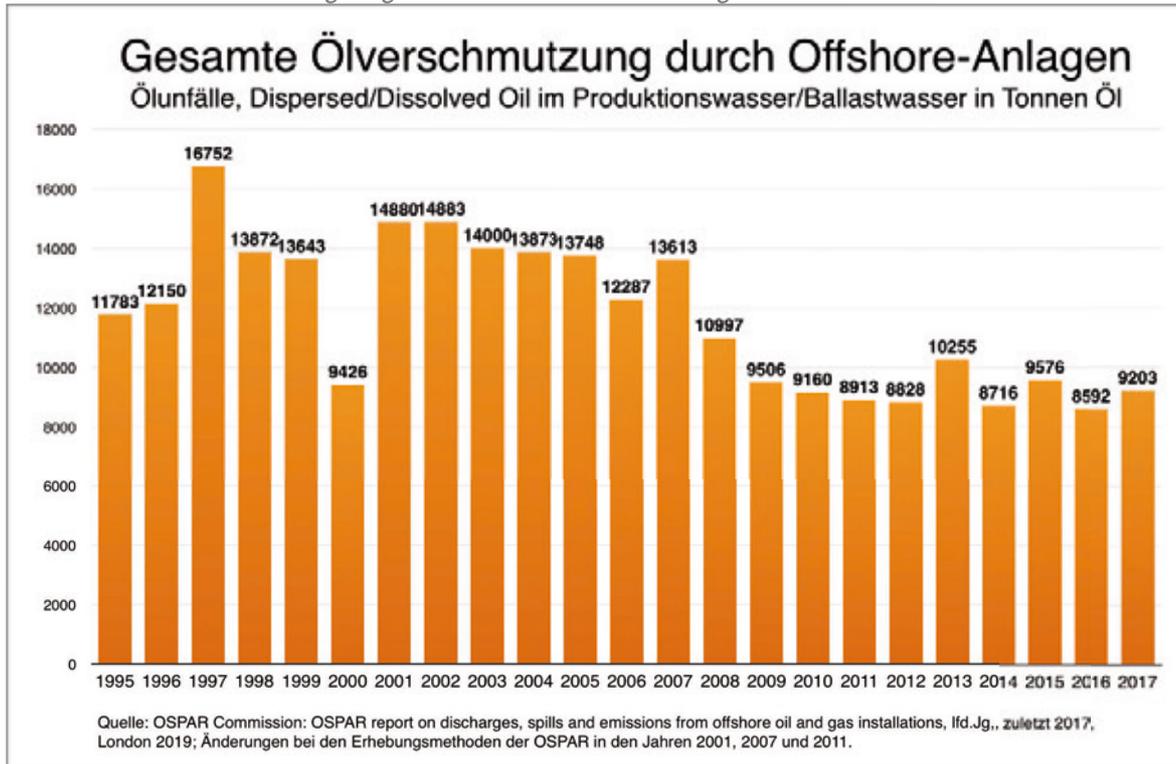
Die folgende Abbildung zeigt den Gesamtverlauf: Ölverschmutzungen durch Ölunfälle (blau), Einleitungen von Öl durch Produktionswasser und Ballastwasser, also Dispersed Oil (grün) und das chemisch häufig noch bedenklichere Dissolved Oil (gelb).

Abb. B6.1 Komponenten der Ölverschmutzung durch Offshore-Anlagen



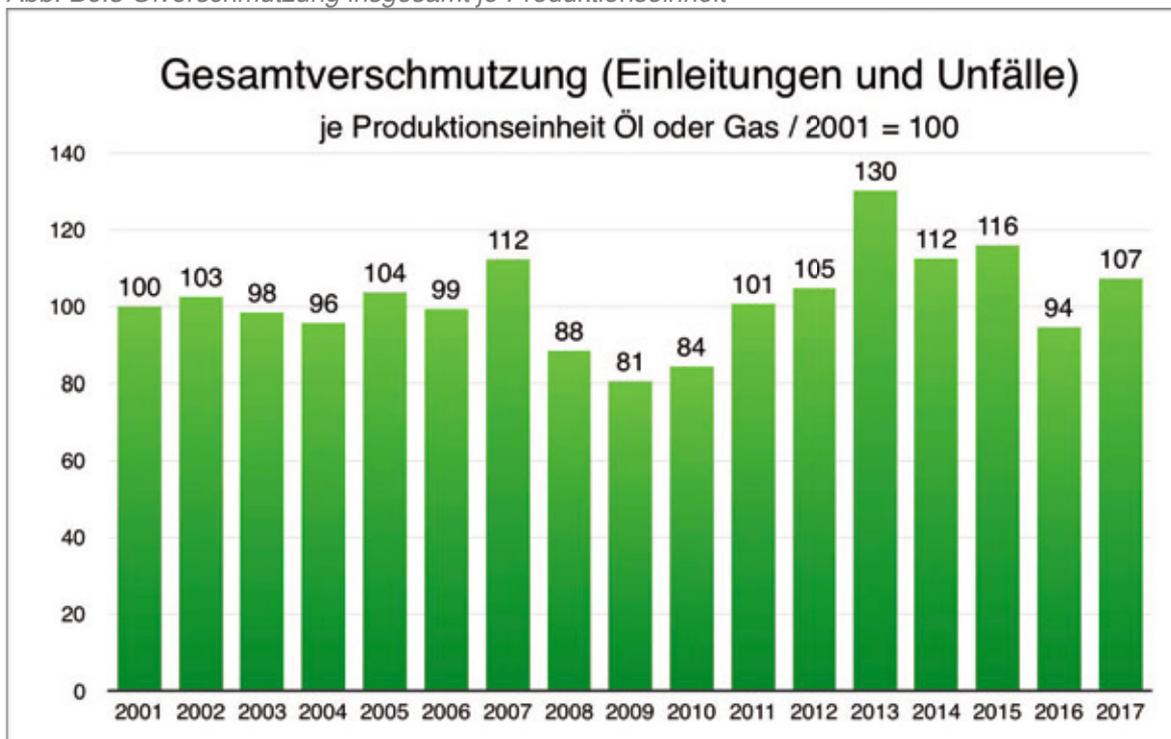
Insgesamt liegt die Verschmutzung des Meeres durch Offshore-Anlagen Jahr für Jahr bei über 8.000 Tonnen Öl. Im letzten Berichtsjahr des OSPAR (2017) stiegen die Mengen sogar wieder an auf 9203 Tonnen Öl. Seit 2009 sind im Trend keine Fortschritte erkennbar.

Abb. B6.2 Ölverschmutzung insgesamt durch Offshore-Anlagen



Auch hier gilt, dass der Trend noch bedenklicher ist, wenn die Verschmutzung nach Produktionsmenge gewichtet wird. In dieser Perspektive lag die Ölverschmutzung nach 2009 sogar höher als im Jahrzehnt davor. Je produzierter Tonne Öl/Gas wird der Nordostatlantik derzeit stärker verschmutzt als zu Beginn der statistischen Erfassung im Jahr 2001.

Abb. B6.3 Ölverschmutzung insgesamt je Produktionseinheit

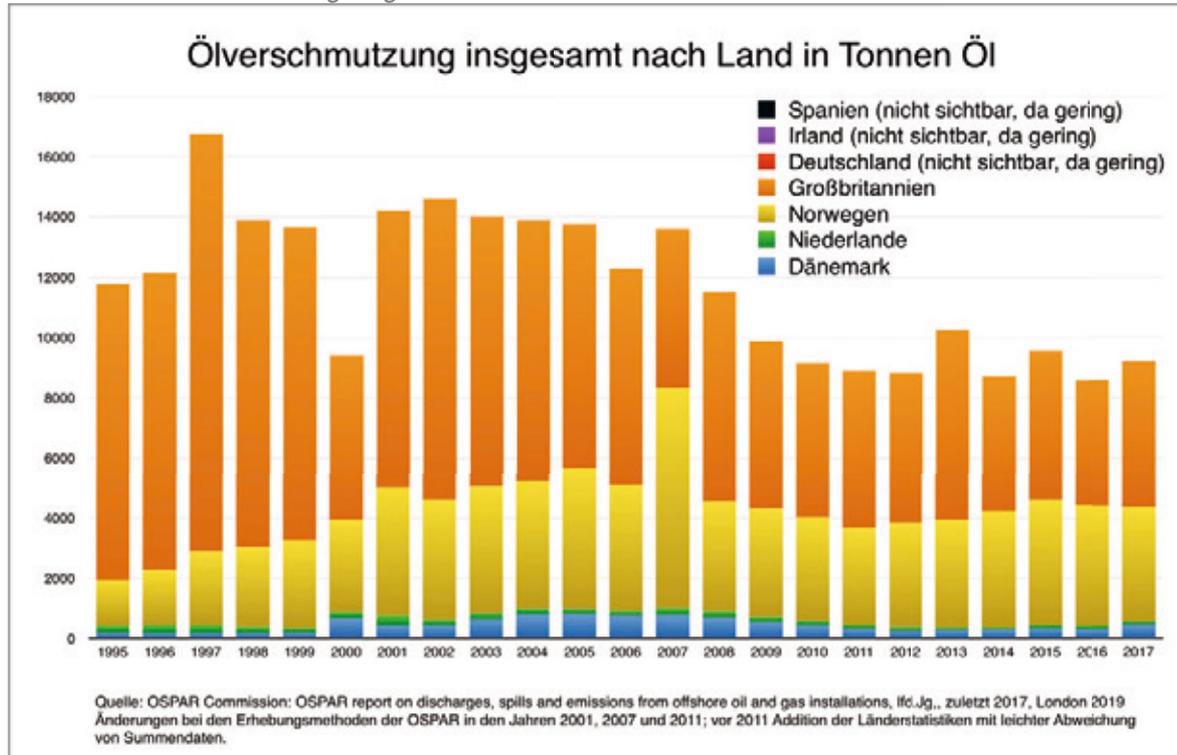


Bei der Gesamtverschmutzung durch Öl steht Großbritannien an erster Stelle, obwohl die Ölförderung deutlich hinter Norwegen zurückbleibt. Das könnte mit der Vielzahl alter Felder (hoher Anteil von Produktionswasser) und den zahlreichen Gasplattformen (wo Öl nur eine unerwünschte Verunreinigung

darstellt) im britischen Sektor zusammenhängen. Denkbar wäre aber auch auf eine laxere Einstellung der norwegischen Behörden.

Während Dänemark geringe, aber nicht unerhebliche Ölmengen in die Nordsee einleitet, fällt die Verschmutzung durch deutsche oder niederländische Anlagen nicht ins Gewicht oder ist nahe Null.

Abb. B6.4 Ölverschmutzung insgesamt nach Land



b) Wo bleibt die Zero-Discharge Plattform?

Öl- und Gasplattformen könnten ihre Öl- und Schadstoffeinleitungen in die Nordsee auf Null reduzieren. Doch eine „Zero-Discharge Plattform“ ist weiterhin Zukunftsmusik.

Die Zielvorgabe der „Null-Einleitung“ wurde schon in den 1990er-Jahren z.B. in Norwegen formuliert, aber dann schrittweise verzögert oder verwässert. Lediglich bei der Entsorgung der Bohrschlämme und des Bohrkleins (Cuttings) wurden Durchbrüche erzielt. Doch auch ihr Abtransport und ihre Entsorgung an Land können naturgemäß nicht ohne hohe Luftemissionen durchgeführt werden.

Unter „Zero Discharge“ wird jetzt vor allem ein Verzicht auf Einleitungen verstanden, die ernste Umweltschäden verursachen, wobei der Nachweis und seine Interpretation im Einzelfall schwierig und umstritten ist. Norwegische Stellen gehen noch einen Schritt weiter: Öleinleitungen, auch Ölunfälle, in der Nordsee haben demnach generell keine relevanten Umweltauswirkungen, da keine Schäden festgestellt wurden.¹²⁷

Eine erhebliche Reduzierung der Einleitungen wäre bereits möglich, wenn das Produktionswasser nicht in die Nordsee, sondern wieder in das Vorkommen zurückgepumpt wird (Reinjection), wobei es idealerweise schon auf dem Meeresboden abgetrennt wird (vgl. Troll Pilotprojekt als Vorreiter dieses Ansatzes im Jahr 2001).

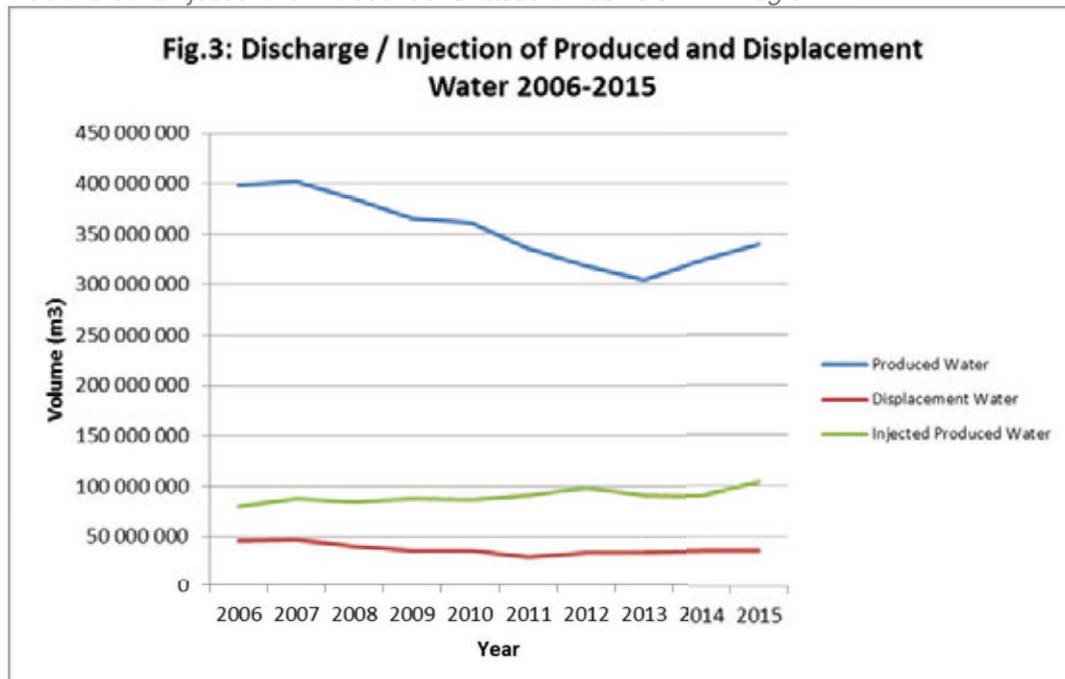
¹²⁷ <http://www.environment.no/Topics/Marine-areas/Oil-and-gas-activities/>. Dort heißt es: „Current knowledge indicates that operational discharges to sea from the oil and gas industry do not have serious impacts on the marine environment...As far as we know, oil and chemical spills from the Norwegian oil and gas industry have not caused significant environmental impacts either...More recently, there have been few major oil and chemical spills, but many smaller spills. No direct impacts have been identified from these spills.“

Bei OSPAR heißt es lediglich, dass Anlagen, die nach 2001 den Betrieb aufgenommen haben, ihre Einleitungen minimieren und, wo es angemessen ist, kein Öl im Produktionswasser in die Nordsee einleiten, oder zumindest keine Umweltschäden anrichten sollen. Bei gefährlichen Stoffen sollen die Operator bis 2020 ein Zero-Discharge Niveau erreichen. Damit ist allerdings nicht die Eliminierung von Einleitungen, sondern die Vermeidung von ökologischen Schäden aufgrund dieser Einleitungen gemeint. Ohne ein konkretes Datum zu nennen, sollen die Einleitungen schließlich so weit reduziert werden, dass sie den natürlich vorkommenden Konzentrationen (background level) entsprechen.¹²⁸

Die Reinjection, also das Zurückpumpen des Produktionswassers in die Lagerstätte, wurde in der Tat zunächst verstärkt. Doch nach 2012 erlahmten die Anstrengungen. Seither stagnieren die Mengen bei zuletzt 103 Mio. Kubikmeter pro Jahr. Die Zahl der Anlagen, die Reinjection praktizieren, fiel in den letzten Berichtsjahren von 66 Anlagen (2012) auf 61 Anlagen (2015). Von einer Trendwende ist man also noch weit entfernt.¹²⁹

Zudem gibt es auch hier Risiken: Bei Reparaturen, Instandhaltungs- oder Umrüstzeiten fehlt ein Alternativsystem, um das Produktionswasser zwischenzulagern oder in einer mobilen Anlage zu reinigen. Es ist zu befürchten, dass in diesen Zeiten das Produktionswasser ungereinigt in die Nordsee gekippt wird, so dass der Nettoeffekt der Reinjection weitaus geringer als erwartet ausfallen könnte.

Abb. B6.5 Reinjection von Produktionswasser in der OSPAR-Region



Quelle: OSPAR Commission: Assessment of the OSPAR Report on Discharges, Spills and Emissions to Air from Offshore Installations, 2013-2015, London 2017

¹²⁸ OSPAR Commission: Overview assessment of the implementation of OSPAR Recommendation 2001/1 for the Management of Produced Water from Offshore Installations (as amended by Recommendation 2006/4), 2010. Dort heißt es: „From 1 January 2002, plans to construct new offshore installations, or to substantially modify existing offshore installations, should take as a point of departure the minimisation of discharges and, **where appropriate, the achievement of zero discharge** of oil in produced water“ und „By **2020**, discharges of oil in produced water **should be reduced to a level that ensures they present no harm to the marine environment**, and there **should be a continuous reduction in the discharges of hazardous substances with the ultimate aim of achieving concentrations in the marine environment near to background** for naturally occurring substances and close to zero for man-made synthetic substances“ (Hervorh. vom Autor)

¹²⁹ Assessment of the OSPAR Report on Discharges, Spills and Emissions to Air from Offshore Installations, 2013-2015, London 2017

B7. Verstöße gegen Grenzwerte

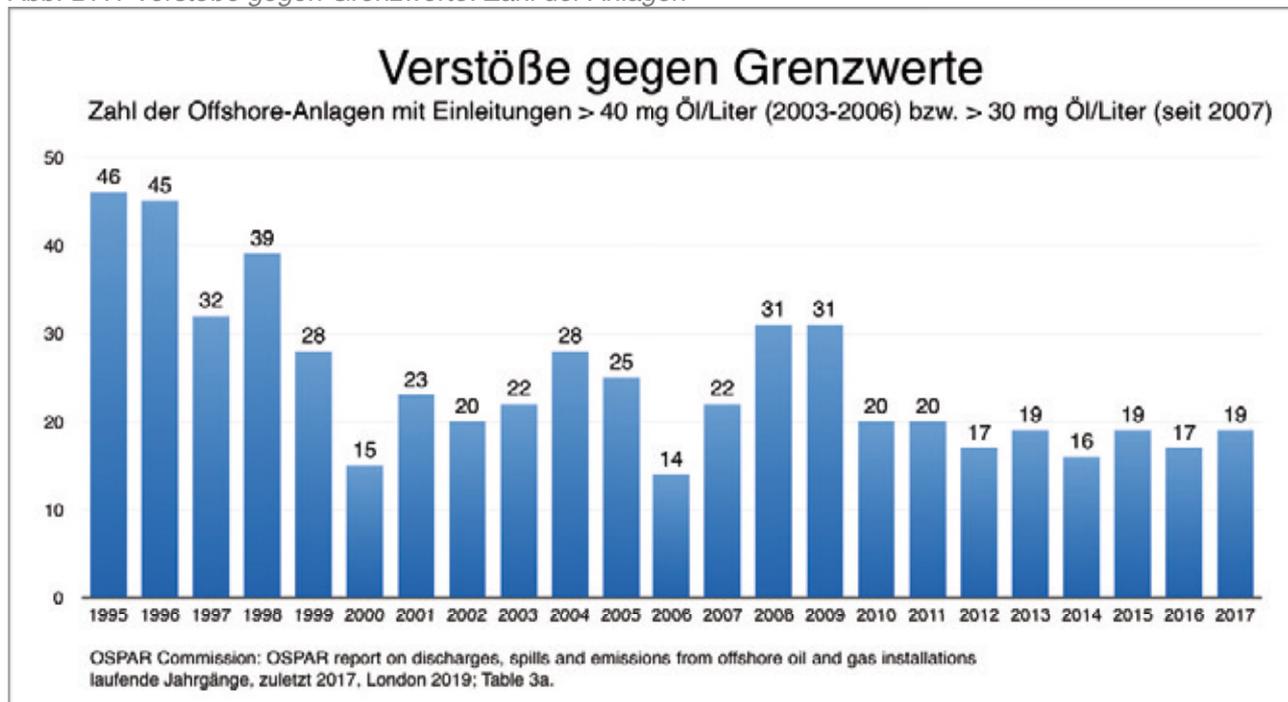
a) Anzahl und Mengen

Die Einleitung von ölverschmutztem Wasser in die Gewässer des Nordostatlantiks unterliegt festen Grenzwerten: Bis 2006 durfte ein Liter Wasser höchstens 40 mg Öl enthalten, nach 2007 höchstens 30 mg Öl. Der Wert bezieht sich auf den durchschnittlichen Ausstoß in einem Monat oder in einem Jahr, darf also während kürzerer Zeiträume überschritten werden.

Eine Million Kubikmeter Wasser, die in der Nordsee pro Tag verbraucht werden, dürfen also bis zu 30 Kubikmeter oder umgerechnet 26 Tonnen Öl enthalten. Daraus wird deutlich, dass die Nordsee selbst bei der Einhaltung aller Vorschriften und ohne Unfälle einer ständigen Kontamination durch Öl ausgesetzt sein kann.

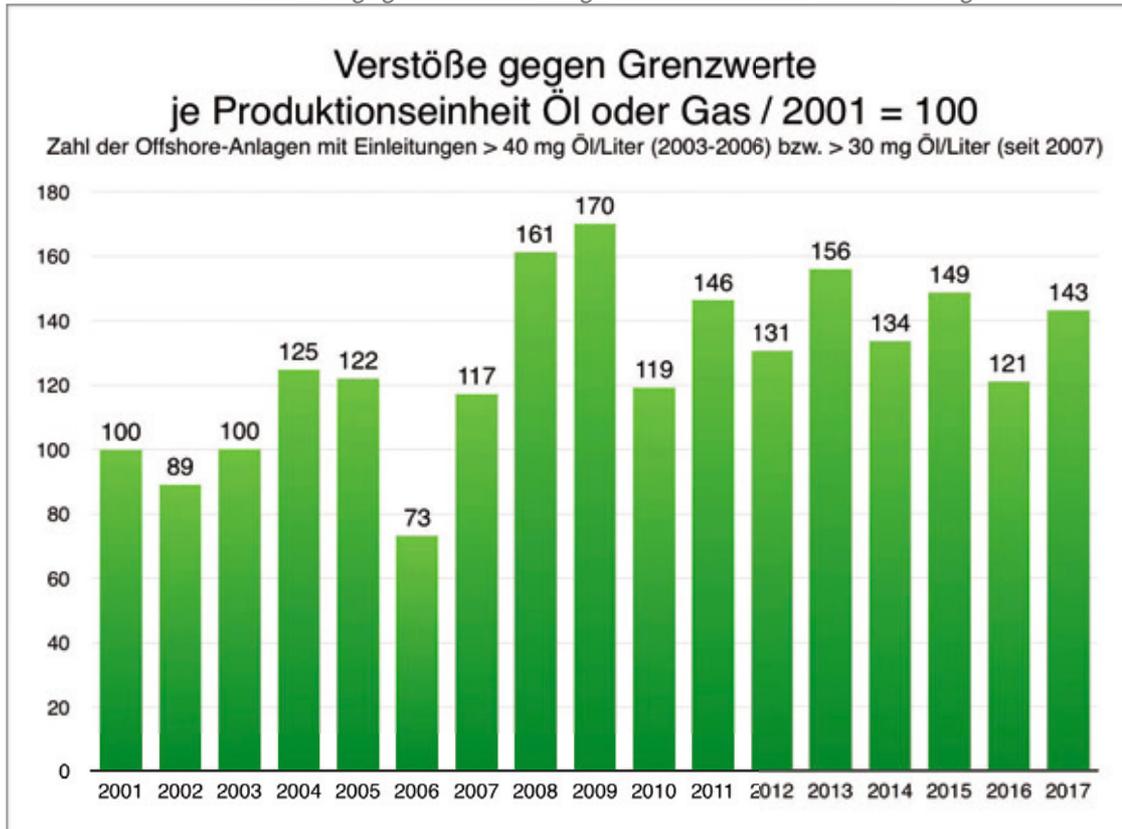
Aber selbst gegen diese Vorschrift wurde immer wieder verstoßen. Die Dunkelziffer ist nicht bekannt, so dass hier nur die bekannten Verstöße aufgeführt werden können. In den 1990er Jahren gab es jährlich 30-40 Fälle dieser Art. In den letzten Jahren schwankte die Zahl zwischen 16 und 20 Verstößen pro Jahr. Eine klare Wende zum Besseren ist nicht erkennbar.

Abb. B7.1 Verstöße gegen Grenzwerte: Zahl der Anlagen



Das gilt umso stärker, wenn man die immer geringere Produktion berücksichtigt. Pro geförderter Tonne Öl oder Gas stieg die Zahl der Verstöße seit 2001 sogar deutlich an (2001 = 100).

Abb. B7.2 Zahl der Verstöße gegen Grenzwerte gewichtet nach Produktionsmenge



Die folgende Übersicht zeigt, mit welchen Ölmengen die Offshore-Anlagen, die gegen die Grenzwerte verstoßen haben, den Nordostatlantik verschmutzt haben.

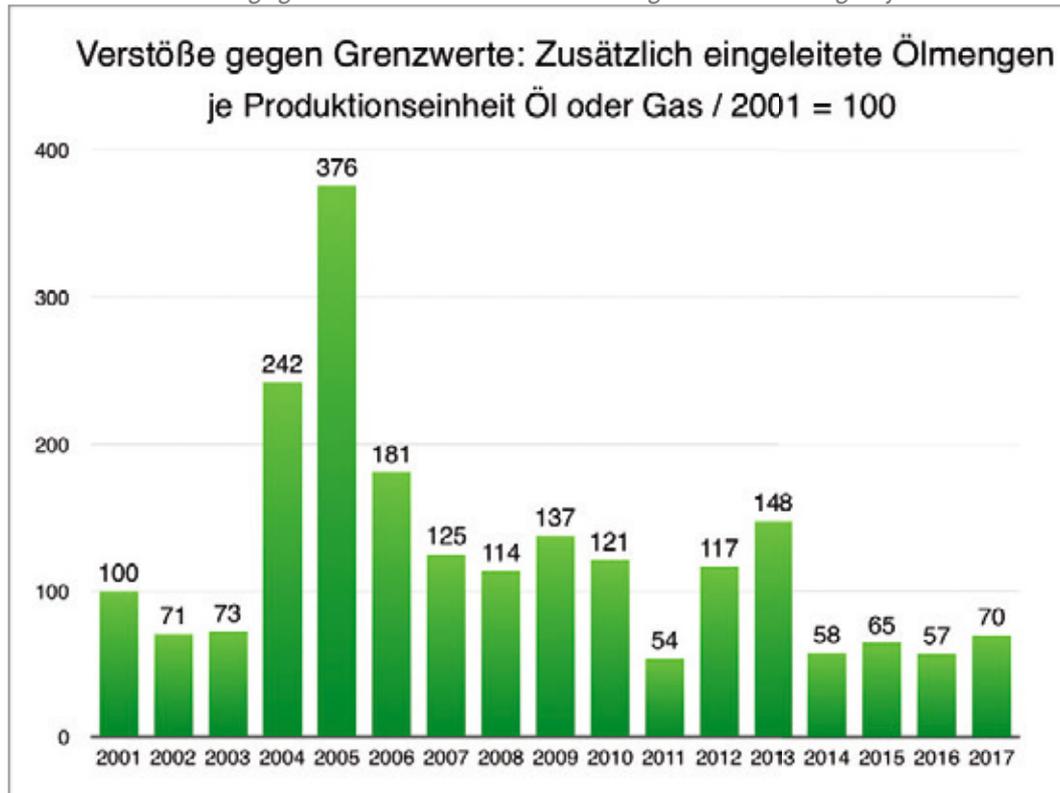
Nach 1995 gab es zunächst eine deutliche Verbesserung: Die zusätzliche Ölverschmutzung fiel von 2429 Tonnen 1995 auf 217 Tonnen in 2003. Doch danach wendete sich das Blatt: Die Ölmengen wuchsen wieder und lagen 2005 bei über 1000 Tonnen Öl. Erst in den letzten Jahren zeichnete sich eine Stabilisierung auf einem tieferen Niveau von zuletzt 126 Tonnen Öl ab.

Abb. B7.3 Verstöße gegen Grenzwerte: Zusätzlich eingeleitete Ölmengen



Auch hier macht eine produktionsgewichtete Darstellung seit 2001 einen weniger erfreulichen Trend sichtbar. Pro Tonne Öl/Gas-Produktion liegt die zusätzliche Ölverschmutzung durch Regelverstöße im regulären Betrieb auch heute nur wenig unter den Werten, die schon zu Beginn des Jahrhunderts machbar waren.

Abb. B7.4 Verstöße gegen Grenzwerte: Zusätzlich eingeleitete Ölmengen je Produktionseinheit



b) Einzelverstöße und auffällige Plattformen

Es gibt Plattformen, die auch im regulären Betrieb, also ohne Unfälle oder technische Ausfälle, immer wieder gegen Grenzwerte verstoßen. Sie werden von den Behörden¹³⁰ ermahnt, teilweise werden Bußgelder verhängt, jedoch oftmals ohne Erfolg.

Bei den größten Einzelverstößen über alle Jahre hinweg besetzt die Brage-Plattform (Statoil, seit 2014 Wintershall) gleich drei Plätze in den „Top Ten“ mit illegalen Verschmutzungen zwischen 250 und 350 Tonnen Öl. Weiterhin auffällig ist die Alwyn North B Plattform von Total, die zwei Mal vertreten ist und mit 447 Tonnen bei einem Einzelverstoß den Spitzenplatz hält. Auch die Bleoholm Plattform von Talisman ist gleich doppelt vertreten.

Neun Plattformen haben seit 2001 in drei oder vier Jahren gegen Grenzwerte bei der Öleinleitung (30/40 mg/l Öl je Liter Wasser) verstoßen.

¹³⁰ So die Petroleum Safety Authority in Norwegen. Beispiel für Störfall und Reaktion der PSA vgl. hier: <http://www.psa.no/enforcement-notice/order-for-statoil-following-investigation-of-hydrocarbon-leak-at-statfjord-c-article10803-892.html>; in Großbritannien wird das Energieministerium (DECC) durch sog. Petroleum Operations Notices (PON1) durch die Betreiber über Störfälle informiert. Vgl. hier: <https://www.gov.uk/oil-and-gas-uk-field-data>.

Abb. B7.5 Zahl der Verstöße gegen Grenzwerte: Auffällige Plattformen

Plattform	Operator	Land	Zahl der Jahre, in denen grob gegen die Grenzwerte verstoßen wurde (>20 t Öl)
Brage	Statoil (Wintershall)	Norwegen	3
Buchan Alpha	Talisman (Repsol/Sinopec)	UK	3
Shearwater C PUQ	Shell	UK	4
Heather A	Lundin/Enquest	UK	4
Britannia	Conoco/Chevron	UK	3
Gannet A	Shell	UK	3
Heidrun	Statoil	Norwegen	3
Oseberg A	Statoil	Norwegen	4
Beatrice AP	Talisman (Repsol/Sinopec)	UK	3

Quelle: OSPAR: Report on Discharges, Spills and Emissions to Air from Offshore Installations, lfd. Jahrgänge bis 2017.

Die folgende Abbildung zeigt die Namen und Operator der Anlagen mit den größten unerlaubten Öleinleitungen in einem Berichtsjahr. Auch hier tauchen bestimmte Plattformen mehrfach auf.

An erster Stelle der Einzelverstöße steht die Bleoholm-Plattform des Operators Talisman. Sie hätte im fraglichen Jahr (2006) lediglich 83,6 Tonnen Öl in verdünnter Form mit maximal 40 mg Öl je Liter Wasser in die Nordsee einleiten dürfen. Tatsächlich wurde diese Grenze ohne Genehmigung um 292,4 Tonnen Öl überschritten. Ähnliches geschah bei der Alwyn North B Plattform von Total, die im Jahr 2004 mit zusätzlichen 226,3 Tonnen Öl die Nordsee verschmutzte.

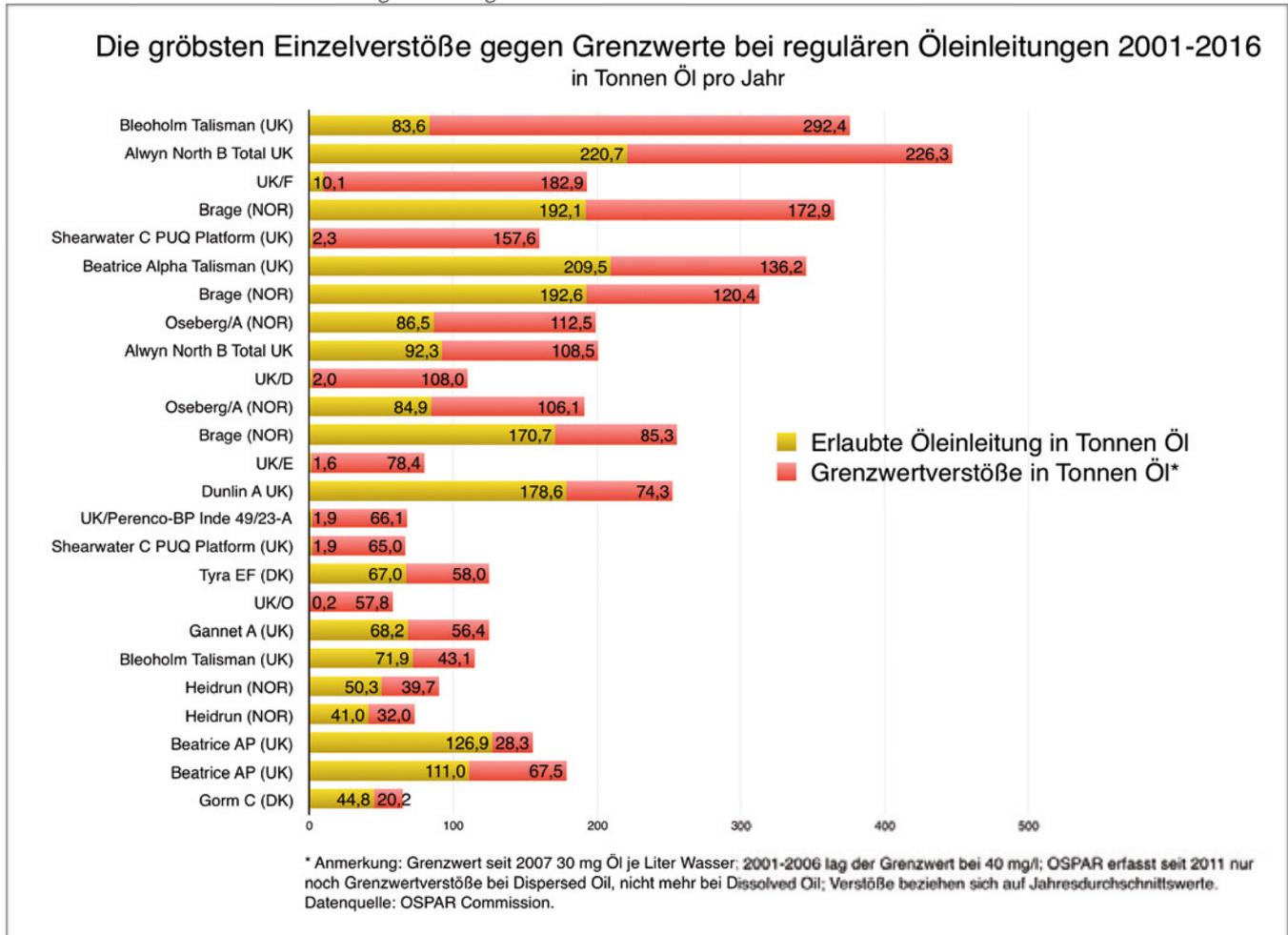
Das stark verdünnte Öl (*Dispersed Oil*) wird bei der Erfassung dieser Verstöße durchgehend als einziges Kriterium herangezogen. Bis 2010 wird die Einleitung von gelöstem Öl (*Dissolved Oil*), wo die Grenzwerte ebenfalls häufig überschritten werden, nur bei den Plattformen aufgeführt, die auch bei Dispersed Oil die Grenzwerte verletzen. Hier fand also von Anfang an ein Underreporting statt. Seit 2011 wird das Dissolved Oil in diesem Zusammenhang überhaupt nicht mehr erwähnt.¹³¹

Trotzdem kommt es auch in jüngerer Zeit noch zu deutlichen Verstößen. So lagen die Einleitungen der Plattform Beatrice AP (Ithaca Energy) im britischen Sektor 2012 trotz der eingeschränkten Erfassung noch 28,3 Tonnen Öl über dem erlaubten Grenzwert. Erfreulicherweise gab es in den letzten drei Berichtsjahren 2015-2017 keine Grenzwertverstöße einzelner Plattformen, die 20 Tonnen/Jahr überschritten.

Dabei gilt es jedoch zu berücksichtigen, dass es sich um Mittelwerte handelt, die über ein Jahr hinweg ermittelt wurden. In kürzeren Zeitperioden kommt es immer wieder zu starken Ölverschmutzungen in hohen Konzentrationen, die nicht geahndet werden. Erst eine tatsächliche „Zero-Discharge“-Plattform, die ihre Umweltbelastung von vornherein minimiert, könnte diese schleichende Belastung der Nordsee vermeiden.

¹³¹ In der folgenden Abbildung haben wir die Grenzwertverstöße von Dispersed Oil und die Überschreitungen der Grenzwerte von Dissolved Oil in den Jahren addiert, in denen beide Komponenten in den OSPAR-Statistik zur Verfügung gestellt wurden.

Abb. B7.6 Unerlaubte Öleinleitungen - die größten Einzelverstöße nach Plattform



Neben den bekannten „Störfällen“ gibt es in Norwegen anscheinend genehmigungsfreie größere Ölverschmutzungen, wie das Kystverket (Küstenbehörde) auf Druck von Medienberichten einräumte. Luftaufnahmen der Behörden zeigen, dass große Plattformen wie Draugen, Troll C oder Statfjord A von kilometerweiten Ölschlieren umgeben waren, ohne dass das nach Einschätzung der Behörden ein Grund zum Eingreifen vorgelegen hätte. Die Behörden gingen ohne nähere Prüfung davon aus, dass der Öl-Anteil der Wassereinleitung ausreichend verdünnt war.¹³²

Umweltorganisationen bezweifeln das. Kritisiert wird außerdem die Einleitung der „Black Chemicals“ (Chemikalien mit starken umweltschädlichen Auswirkungen). Sie werden nach Untersuchungen von Umweltschutzorganisationen in Norwegen nur zu einem Drittel erfasst.¹³³

Die Berichterstattung konzentriert sich in Norwegen vielmehr auf die Risikobewertung einzelner Vorfälle. Die Petroleum Safety Authority kam vor 2012 zu dem Ergebnis, dass es nicht gelungen war, die Risiken der Offshore-Ölförderung zu verringern. Vielmehr war sogar ein leichter Anstieg des Risikolevels bis dahin zu beobachten. Doch in den letzten Jahren bis 2018 gab es hier eine deutliche Trendwende zum Besseren, so die PSA.¹³⁴

¹³² Notat Per-Erik Schulze, Naturvernforbundet 26.6.13. Oljeindustriens løpende utslipp av fluormiljøgifter i brannskum " grovt underrapportert i "svarte kjemikalier" statistikken.

¹³³ Notat Per-Erik Schulze, Naturvernforbundet 26.6.13. Oljeindustriens løpende utslipp av fluormiljøgifter i brannskum grovt underrapportert i "svarte kjemikalier" statistikken.

¹³⁴ Petroleum Safety Authority Norway: Trends in Risk Level in the Petroleum Activity - Summary Report 2018, Stavanger 2019.

Abb. B7.7-7.9

Överschmutzungen im alltäglichen Förderbetrieb durch Plattformen in der Nordsee - am Beispiel der Dunlin A Plattform von Fairfield Energy. Die Bilder entstanden bei Überflügen von Greenpeace in den Jahren 2008, 2010 und 2015.



12.06.2008 (c) Fred Dott/Greenpeace



12.05.2010 (c) Martin Langer/Greenpeace



25.03.2015 (c) Bente Stachowske/Greenpeace

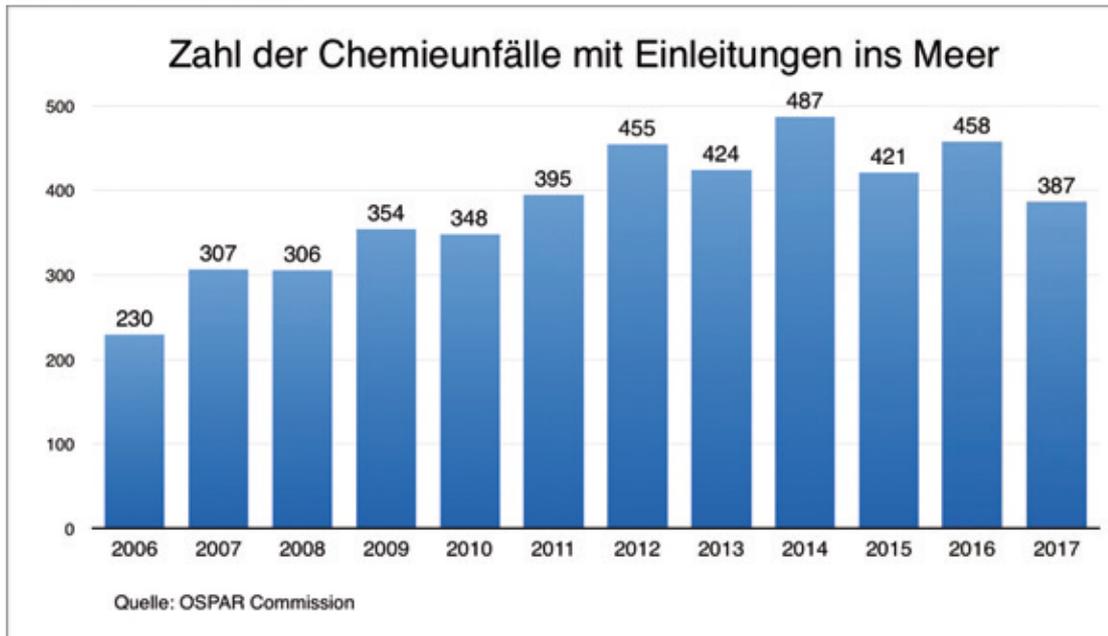
B8. Chemikalien

a) Chemieunfälle

Chemieunfälle auf Offshore-Anlagen, die zu einer Verschmutzung der Meere führen, werden von der OSPAR-Kommission in detaillierter Form erst seit 2006 erfasst.

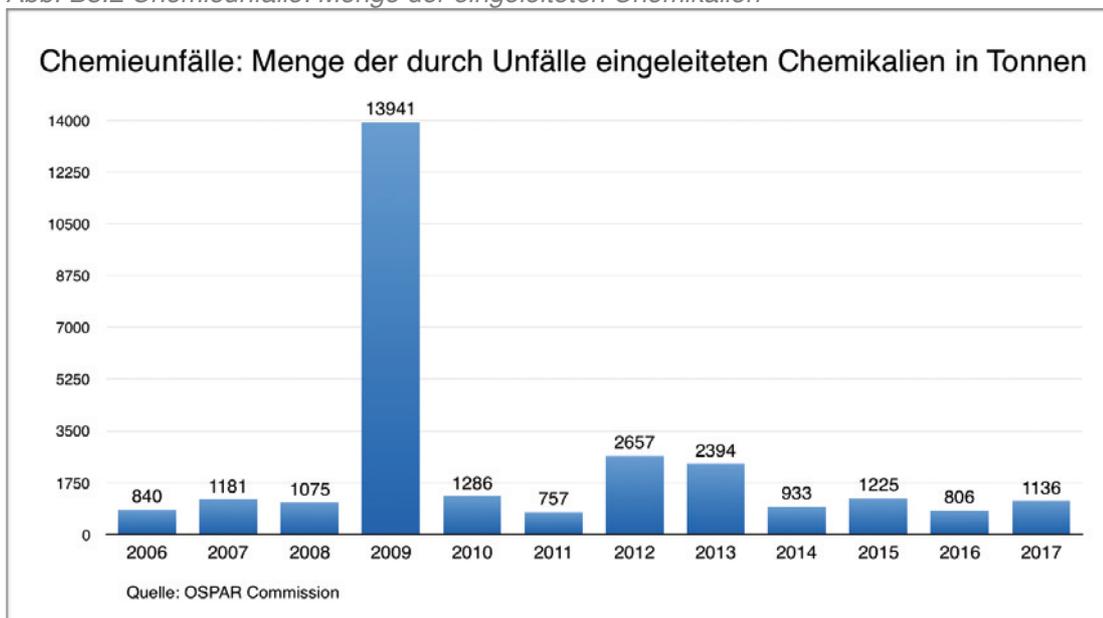
Die Zahl der Chemieunfälle pro Jahr stieg seit Beginn der Statistik bis 2014 stark an. Seither blieb sie auf einem hohen Niveau. Im Durchschnitt ereignet sich ein meldepflichtiger Unfall pro Tag.

Abb. B8.1 Chemieunfälle



Die Menge der Chemikalien, die dabei ins Meer gelangte, ist stark von Einzelfällen geprägt. Sie reicht von 757 Tonnen im Jahr 2011 bis 13941 Tonnen im Jahr 2009. Im letzten Berichtsjahr 2017 waren es 1136 Tonnen Chemikalien. Ein Trend ist nicht erkennbar.

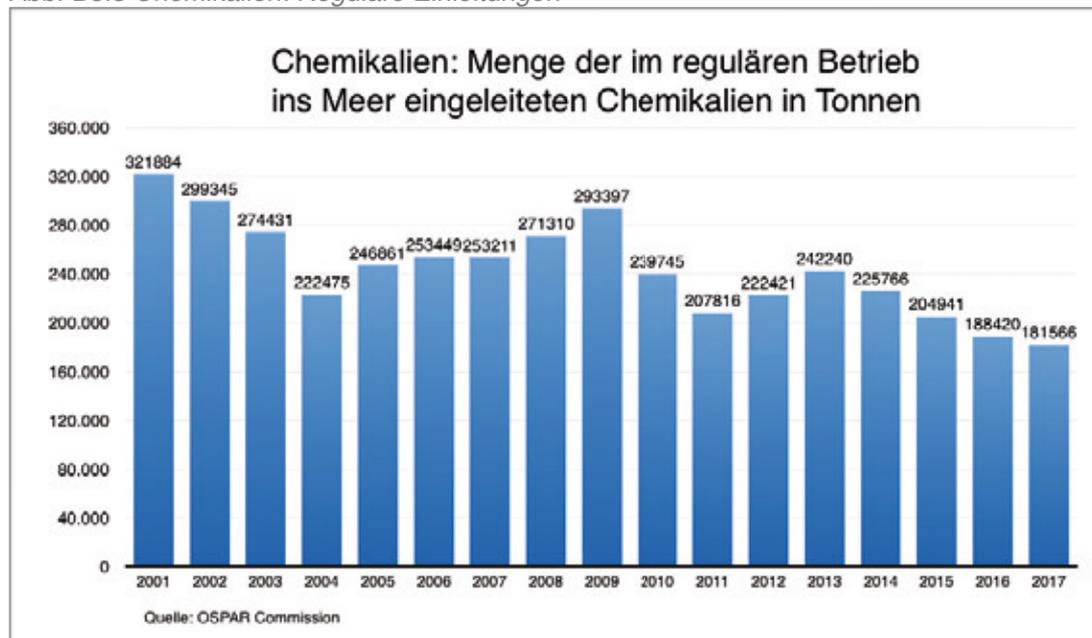
Abb. B8.2 Chemieunfälle: Menge der eingeleiteten Chemikalien



b) Einleitung von Chemikalien im regulären Betrieb

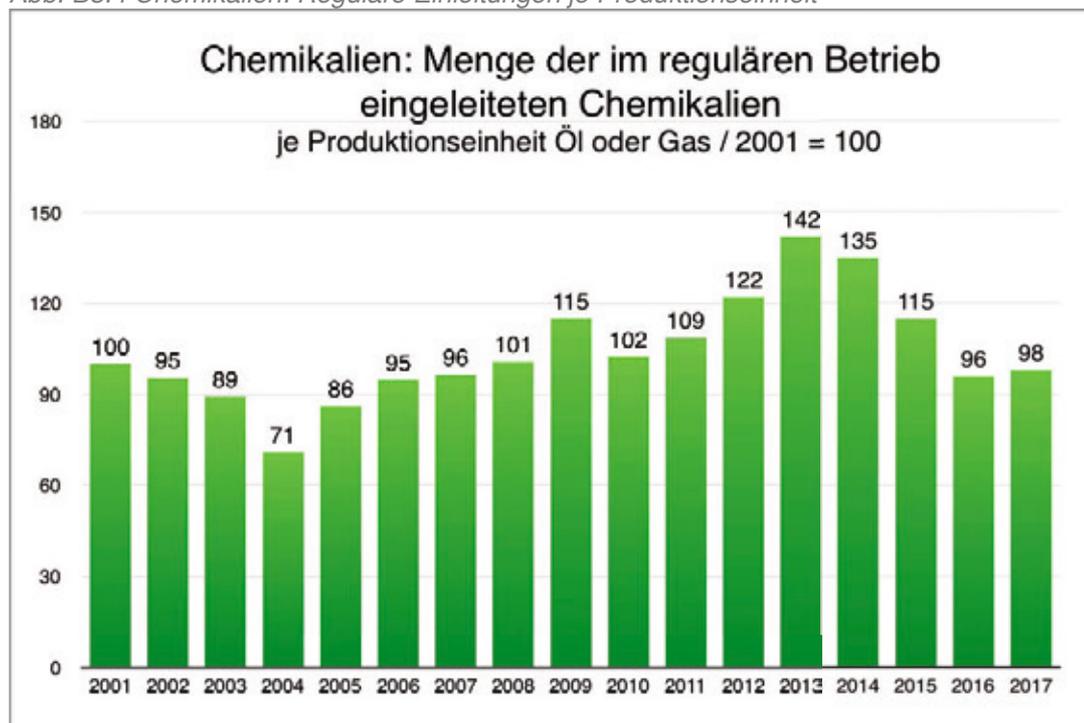
Wie beim Öl gibt es auch bei Chemikalien neben den Unfällen „normale“ Einleitungen im regulären Betrieb. Ihre Menge lag im Jahr 2001 bei knapp 322.000 Tonnen. Dieses Volumen ging zunächst rasch zurück, blieb dann aber bis zuletzt auf einem hohen Niveau. Im letzten Berichtsjahr wurden knapp 182.000 Tonnen Chemikalien im regulären Betrieb ins Meer entsorgt.

Abb. B8.3 Chemikalien: Reguläre Einleitungen



Berücksichtigt man die insgesamt seit 2001 fallende Öl- und Gasproduktion in der Nordsee, dann wird deutlich, dass im Berichtszeitraum 2001-2017 keine Verbesserung erreicht wurde. Je produzierter Tonne Öl oder Gas wurden 2017 fast genauso viele Chemikalien ins Meer entsorgt wie im Jahr 2001.

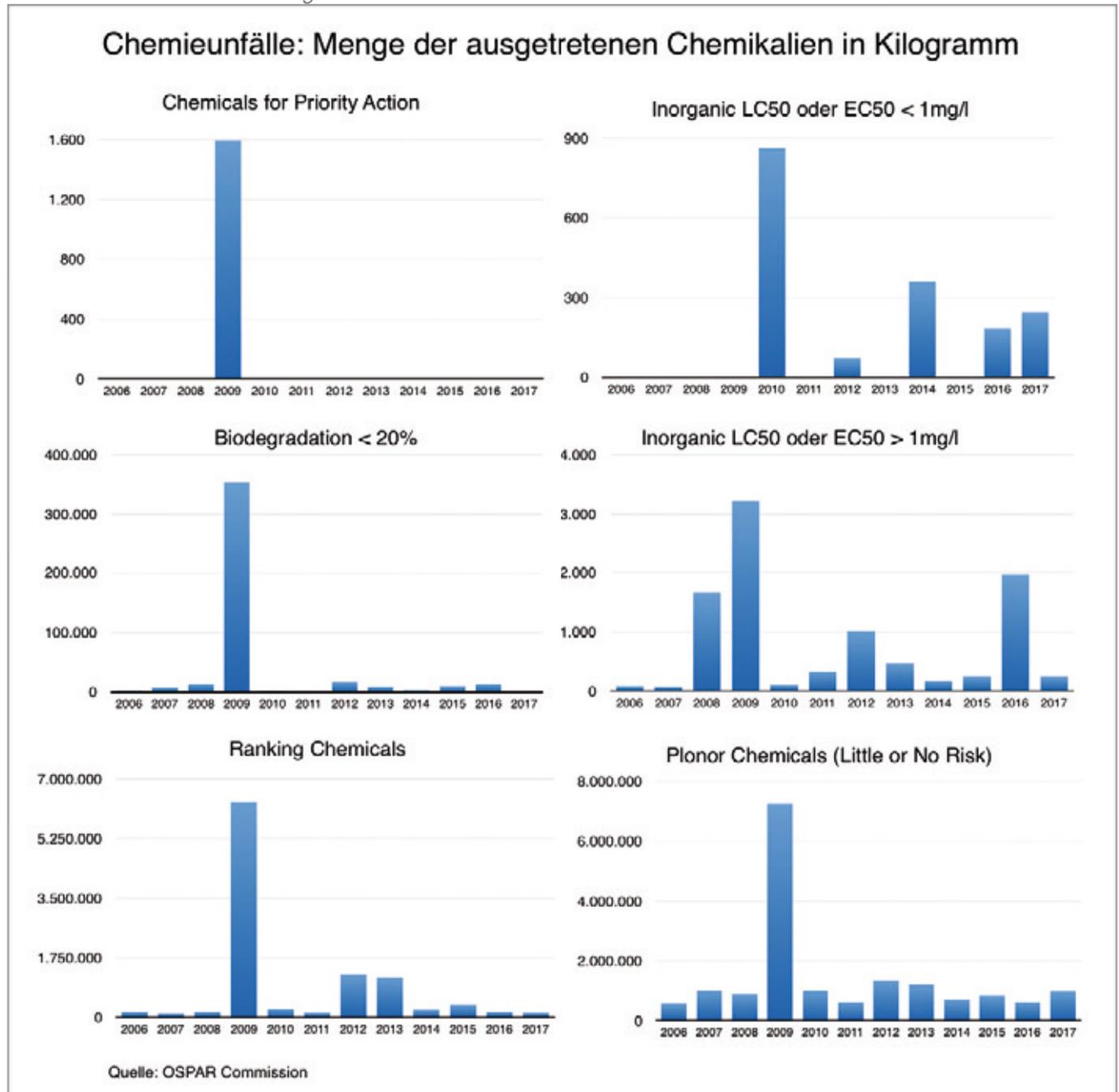
Abb. B8.4 Chemikalien: Reguläre Einleitungen je Produktionseinheit



c) Art der Chemikalien

Die Belastung des Meeres hängt stark von der Art und Konzentration der ausgetretenen Chemikalien ab. Die folgende Grafik zeigt die diversen Stoffgruppen, die bei Chemieunfällen auf Offshore-Anlagen in den Nordostatlantik gelangten. Die Statistik ist von einzelnen großen Unfällen geprägt, insbesondere in den Jahren 2009, 2016 und 2017.

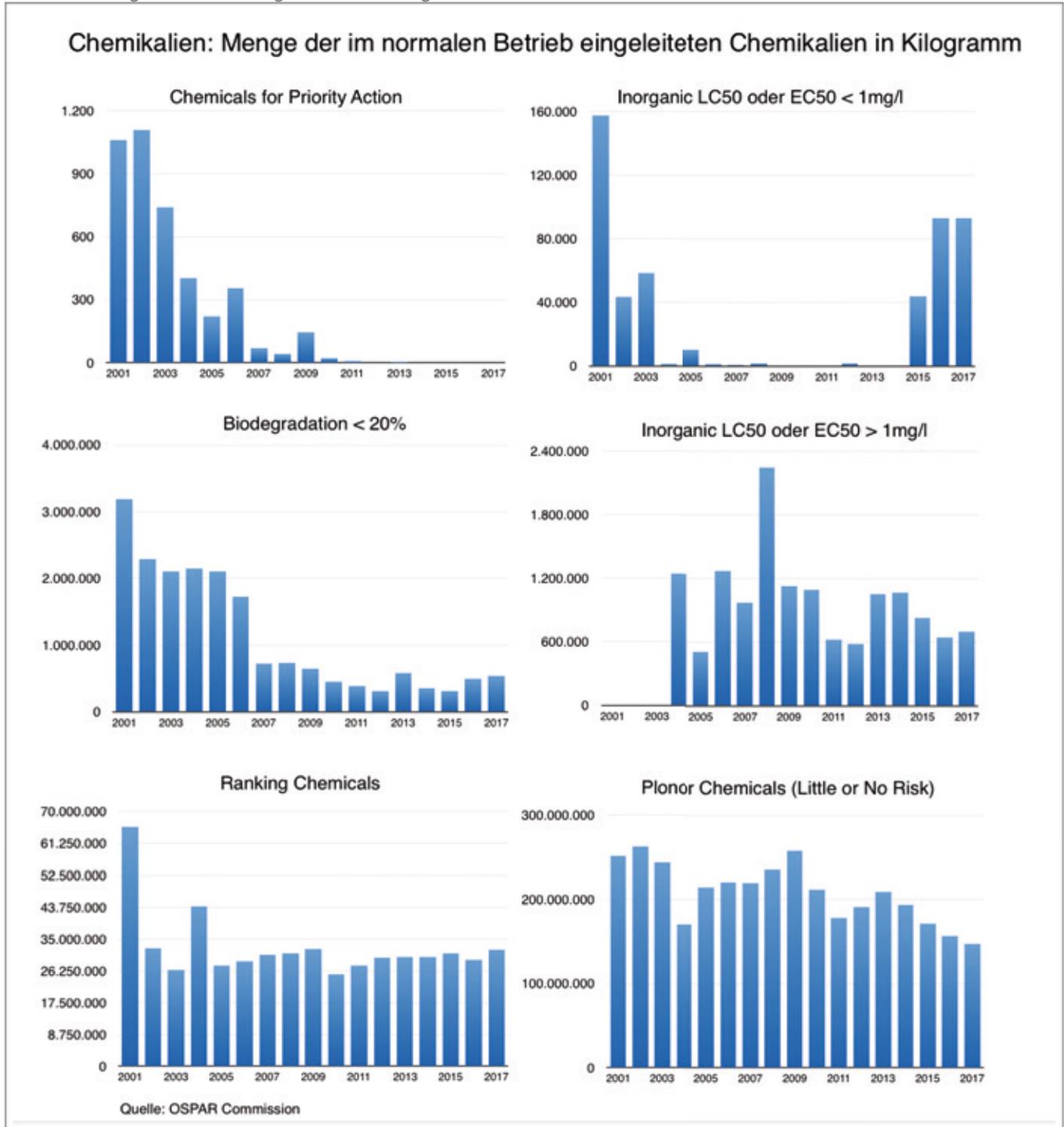
Abb. B8.5 Chemieunfälle: Mengen an Chemikalien



Das nächste Schaubild zeigt die Einleitungen, die im regulären Betrieb entstehen. Hier konnten bei Substanzen, die auf der Prioritätsliste stehen („Priority Action“) und in der Kategorie „Biodegradation <20%“ deutliche Fortschritte erzielt werden.

Bei der regulären Einleitung hochgiftiger Substanzen (LC50/EC50 < 1mg/l) und den übrigen Kategorien ist jedoch keine Verbesserung der Lage erkennbar.

Abb. B8.6 Reguläre Einleitung: Klassifizierung der Chemikalien



Situation in Norwegen

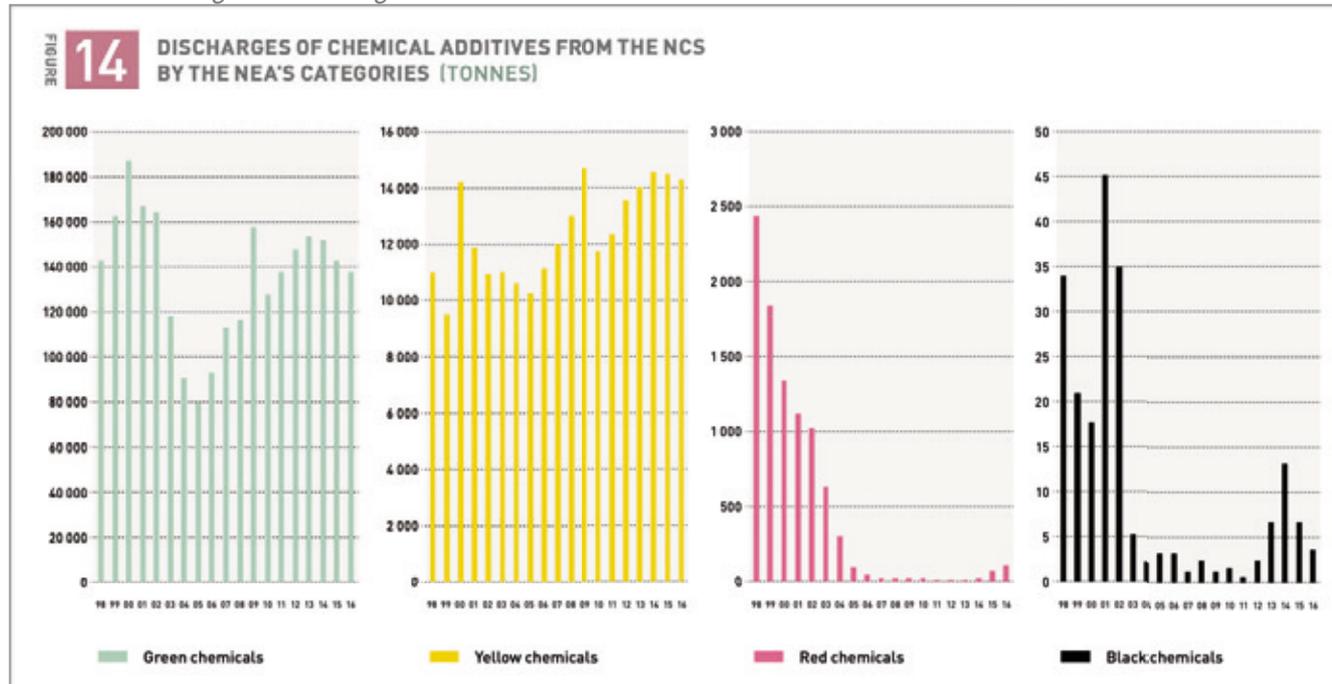
Der größte Teil der schweren Chemieunfälle und Chemikalieneinleitungen fand in den letzten Jahren in Norwegen statt. Die folgende Übersicht zeigt die Einleitungen von Chemikalien durch die norwegische Offshore-Industrie, wobei die Farben Rot und Schwarz die schädlichsten Stoffe kennzeichnen.

Die Lage stimmt insgesamt wenig optimistisch. Bei den oftmals sehr schädlichen "Black Chemicals" stiegen die Einleitungen in die Nordsee in den letzten Jahren wieder stark an. Der Anstieg im Jahr 2013 kann zwar durch eine statistische Umstellung erklärt werden, da ab diesem Zeitpunkt auch

Feuerlöschschaum in diese Kategorie fiel.¹³⁵ Aber das erklärt nur einen Teil der wieder steigenden Werte.

In abgeschwächter Form wuchsen auch die Einleitungen der riskanten “Red Chemicals” ab dem Jahr 2013, während die Kategorien “Green” und “Yellow” seit 20 Jahren unvermindert hohe Schadstoffbelastungen verursachen.

Abb. B8.7 Norwegen: Einleitung von Chemikalien nach Farbcode



Quelle: Norsk Olje & Gass: Environmental report 2017, Oslo 2017

¹³⁵ Die Farben stehen für die Einstufung der Chemikalien nach dem Grad der Umweltrisiken, wobei „Black Chemicals“ die gefährlichsten Stoffe umfassen, die grundsätzlich nicht eingeleitet werden dürfen: „GREEN Chemicals considered to have no or very limited environmental impact. Can be discharged without special conditions... YELLOW Chemicals in use, but not covered by any of the other categories. Can normally be discharged without specified conditions... RED Chemicals which are environmentally hazardous and should therefore be replaced. Can be discharged with the permission of the government, but must be given priority for substitution... BLACK Chemicals which are basically prohibited for discharge. Permits are issued only in special circumstance – where it is crucial for safety, for instance.“ Quelle: Norsk Olje & Gass: Environmental report 2014, Oslo 2014.

B9. Luftschadstoffe und CO2

Nicht nur das Wasser, auch die Luft wird durch die Offshore-Förderung von Öl und Gas belastet. Förderplattformen sind Fabriken mit einem hohen Energieverbrauch. Zudem kommen beim Bohr- und Förderprozess Gasgemische an die Oberfläche, die entsorgt werden müssen.

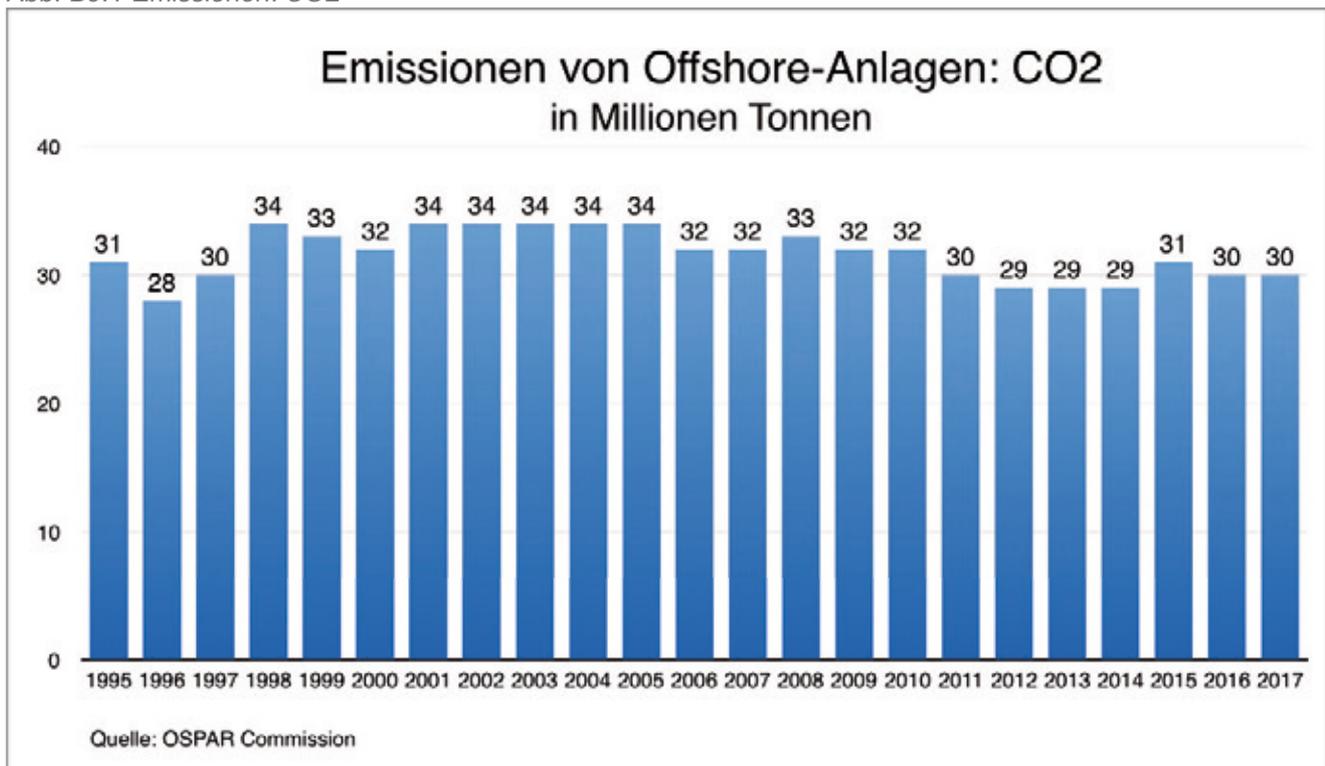
In Norwegen ist die Öl- und Gasindustrie sogar einer der größte Emittenten von Treibhausgasen. Sie verursacht 25% der nationalen Emissionen. Auch steht sie bei vielen Luftschadstoffen in der Spitzengruppe, so z.B. bei Stickoxiden (NOx; 31% der nationalen Emissionen) und bei den leichtflüchtigen organischen Substanzen (nmVOC; 23,5%).¹³⁶

Die OSPAR-Kommission erfasst zwar die Luftschadstoffe der Öl- und Gasindustrie, hat aber kein Mandat, an ihrer Reduzierung mitzuarbeiten. Das geschieht über nationale oder EU-Vorschriften, so z.B. bei CO2 auch über die EU-Vorschriften für den europäischen Emissionshandel (ETS).

a) CO2

Die CO2-Emissionen der Offshore-Anlagen liegen seit den 1990er-Jahren um die 30 Mio. Tonnen pro Jahr. Das ist eine große Menge, die umgerechnet¹³⁷ der Verbrennung von ca. 10 Mio. Tonnen Öl pro Jahr bzw. 200.000 Barrel pro Tag entspricht, also einem Fünftel der britischen Ölfördermengen. Eine Verbesserung ist nicht in Sicht.

Abb. B9.1 Emissionen: CO2

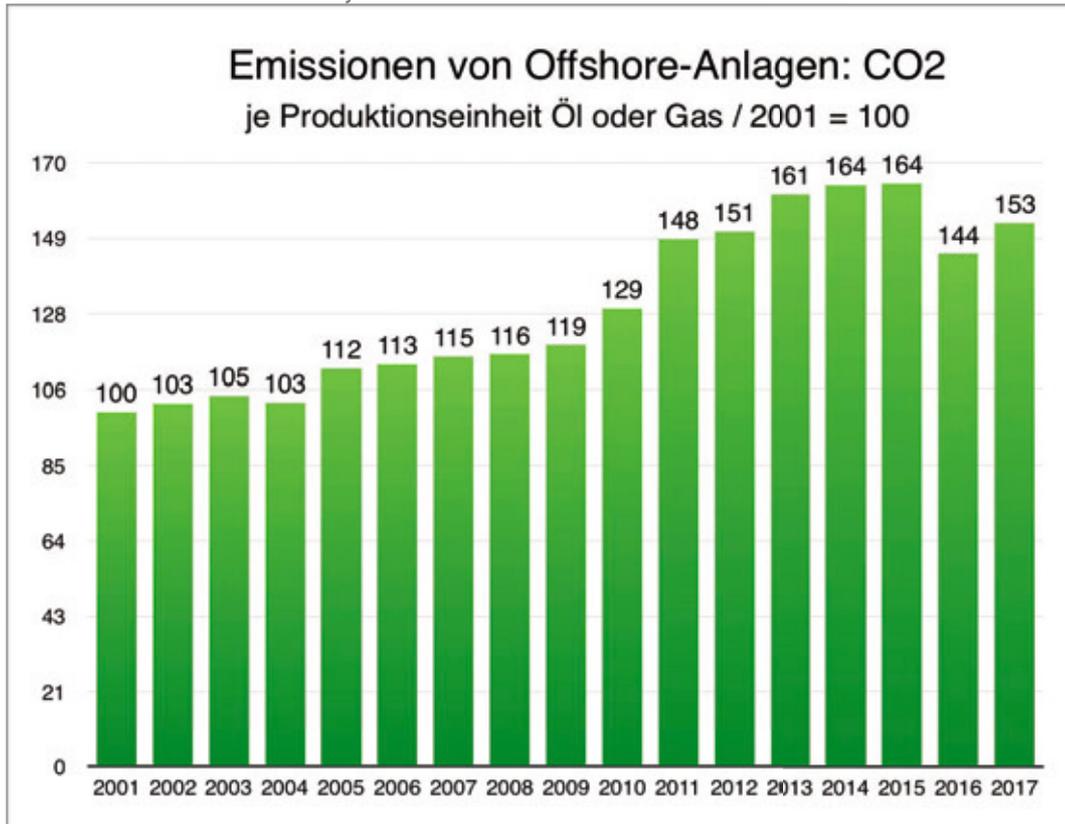


Berücksichtigt man zusätzlich die fallende Produktion in der Nordsee, nimmt der Ausstoß sogar rapide zu. Im Jahr 2017 wurden pro erzeugter Tonne Öl oder Gas 53% mehr CO2 emittiert als im Jahr 2001.

¹³⁶ <https://www.environment.no/topics/marine-and-coastal-waters/oil-and-gas-activities/emissions-to-air/>

¹³⁷ Die Verbrennung von 1 Tonne Öläquivalente erzeugt bei Erdöl ca. 3,1 Tonnen CO2, bei Erdgas ca. 2,4 Tonnen CO2, bei Kohle ca. 4,0 Tonnen CO2.

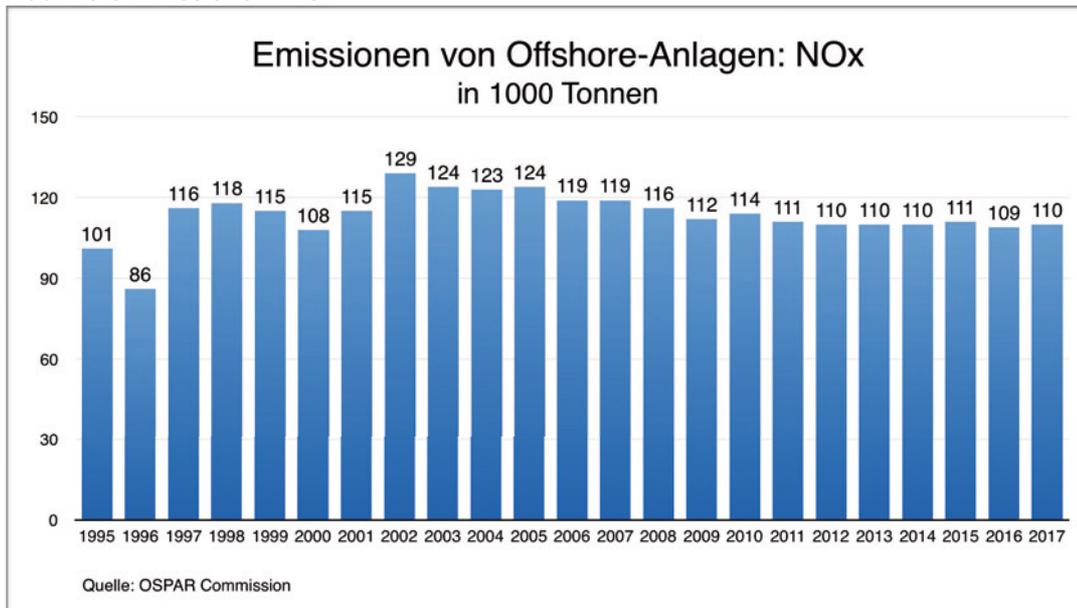
Abb. B9.2 Emissionen: CO2 je Produktionseinheit



b) NOx

Ähnlich ist die Lage bei den Stickoxiden. Die Mengen verharren auf einem hohem Niveau von zuletzt 110.000 t pro Jahr. Das entspricht in etwa den NOx-Emissionen der gesamten deutschen Industrie.¹³⁸

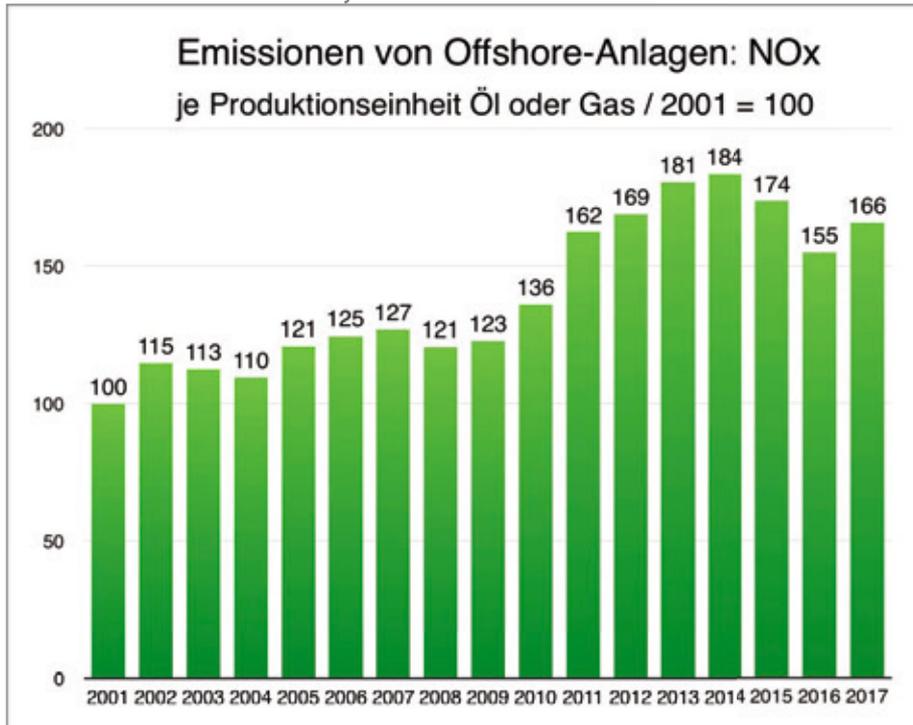
Abb. B9.3 Emissionen: NOx



Wiederum gewichtet nach Produktionsmenge stiegen die NOx-Emissionen je geförderter Tonne Öl/Gas steil an. Sie lagen 2017 um 66% höher als 2001.

¹³⁸ <https://www.umweltbundesamt.de/daten/luft/luftschadstoff-emissionen-in-deutschland/stickstoffoxid-emissionen#entwicklung-seit-1990>

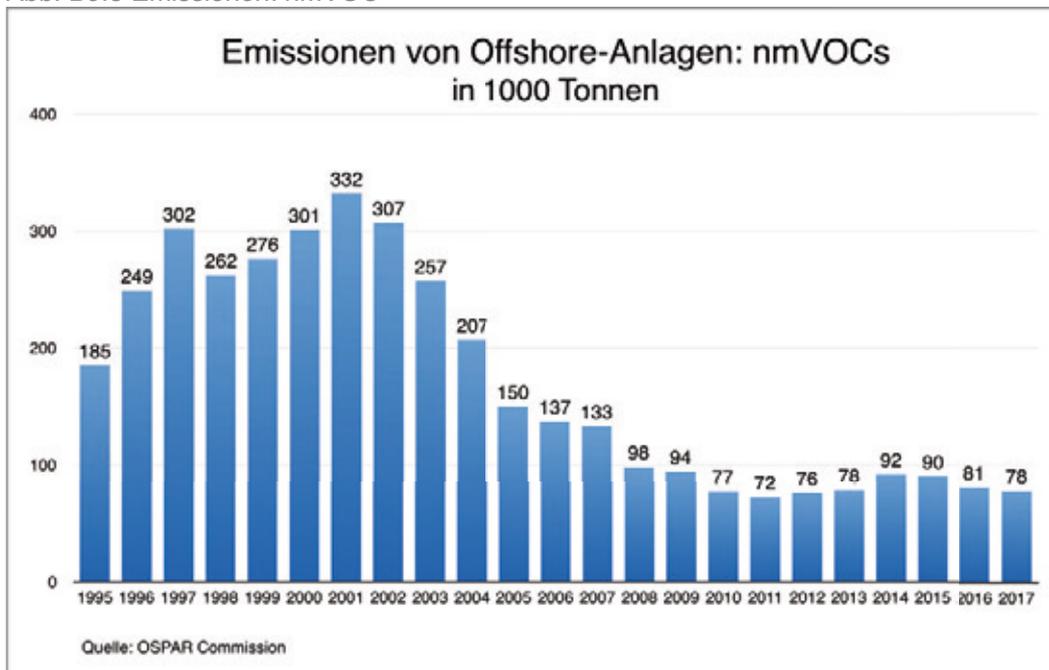
Abb. B9.4 Emissionen: NOx je Produktionseinheit



c) Flüchtige organische Verbindungen (nmVOCs)

Besser verlief die Entwicklung bei den flüchtigen organischen Verbindungen. Hier konnte seit 2001 eine deutliche Reduzierung von damals 332.000 Tonnen auf 72.000 Tonnen im Jahr 2011 erreicht werden. Aber seither stagnieren die Emissionen und erreichten zuletzt 78.000 Tonnen (2017). Zum Vergleich: Der gesamte Verkehr in Deutschland emittiert nur wenig mehr (2017 95.800 Tonnen).¹³⁹

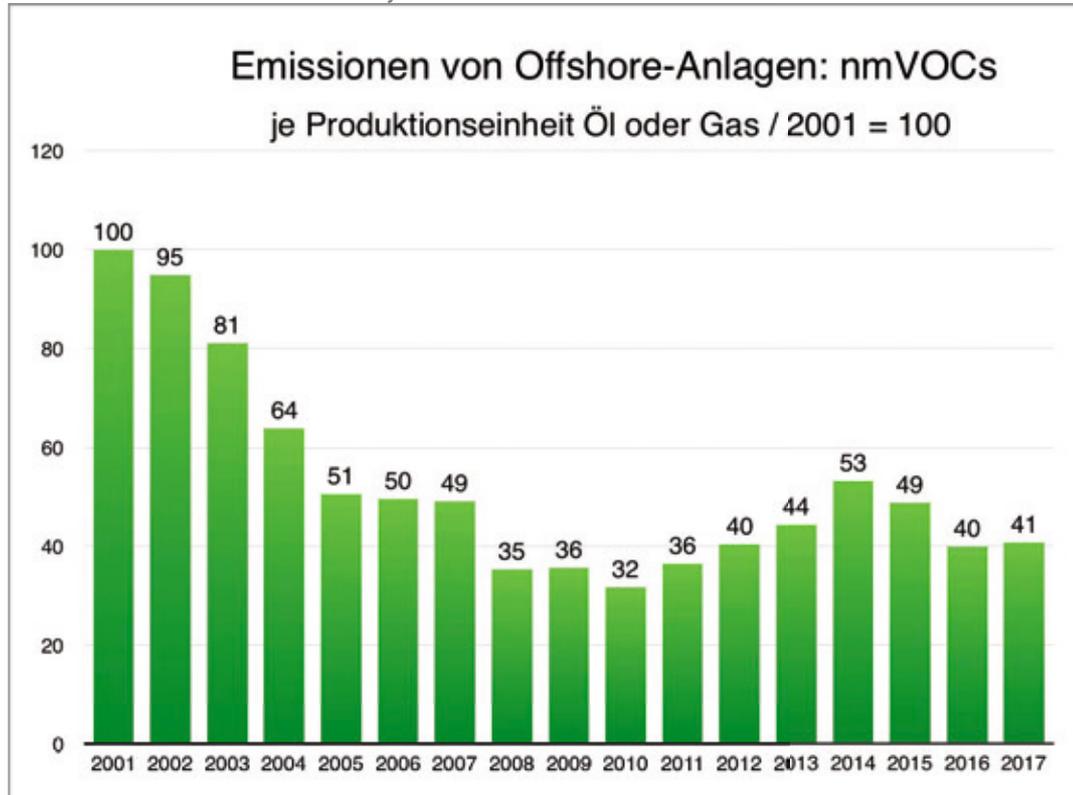
Abb. B9.5 Emissionen: nmVOC



¹³⁹ <https://www.umweltbundesamt.de/bild/emissionen-ausgewaehlter-luftschadstoffe-0>

Gewichtet nach Produktionsmengen war die Entwicklung nach 2001 zunächst positiv, aber seit 2010 gelingt es offenbar nicht mehr, die organischen Schadstoffe parallel zur fallenden Produktion zu verringern.

Abb. B9.6 Emissionen: nmVOC je Produktionseinheit



d) Methan (CH₄, Erdgas)

Methan ist der mit Abstand wichtigste Bestandteil von Erdgas. Kommt es z.B. bei der Ölproduktion nur in vergleichsweise geringen Mengen als Nebenprodukt an die Oberfläche, wird es in die Atmosphäre entlassen (Venting) oder abgefackelt (Flaring) - entweder aus Sicherheitsgründen oder weil der Gasstrom zu klein ist, um vermarktet oder genutzt zu werden.

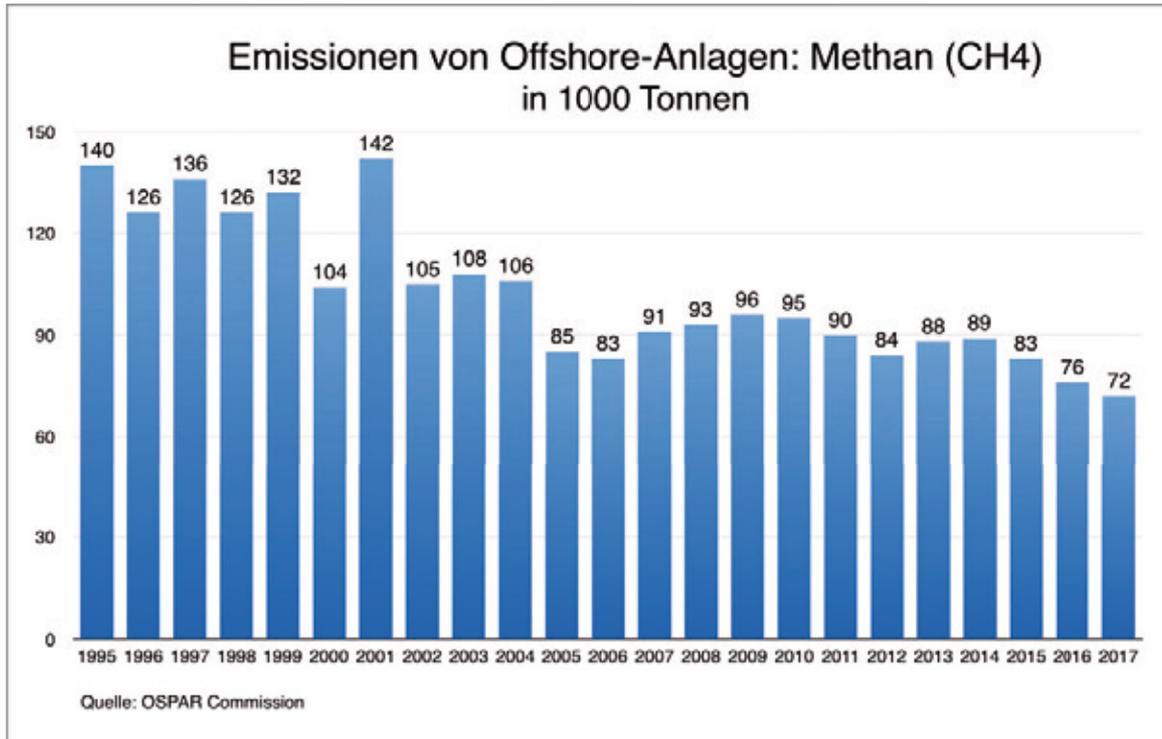
Die Offshore-Anlagen haben 1995 etwa 140.000 Tonnen Methan emittiert (nur Venting). Bis 2006 sank diese Menge auf 83.000 Tonnen. Seither gab es nur geringe Fortschritte. Im Jahr 2017 entwichen 72.000 Tonnen. Diese Menge entspricht einer Treibhausgaswirkung von 7,2 Mio. t CO₂, wenn man nur die Treibhausgaswirkung der ersten zwei Jahrzehnte nach Austritt betrachtet.¹⁴⁰

In diesem Zusammenhang sei an den Blowout von Stena Drilling (Mobil Oil/ExxonMobil) vor der Küste von Schottland erinnert. Seit mittlerweile 25 Jahren treten dort nach einer missglückten Bohrung große Mengen Methan (ca. 100.000 Tonnen pro Jahr) in die Atmosphäre aus.¹⁴¹ Die Menge entspricht je nach Messmethode 2,5 bis 10 Mio. Tonnen CO₂-Äquivalenten pro Jahr.

¹⁴⁰ Die Treibhausgaswirkung von Methan sinkt im Laufe der Jahrzehnte. Betrachtet man nur die ersten 20 Jahre, wird ein Multiplikator von 100 gegenüber CO₂ verwendet. Er sinkt über einen Zeitraum von 100 Jahren auf durchschnittlich 25.

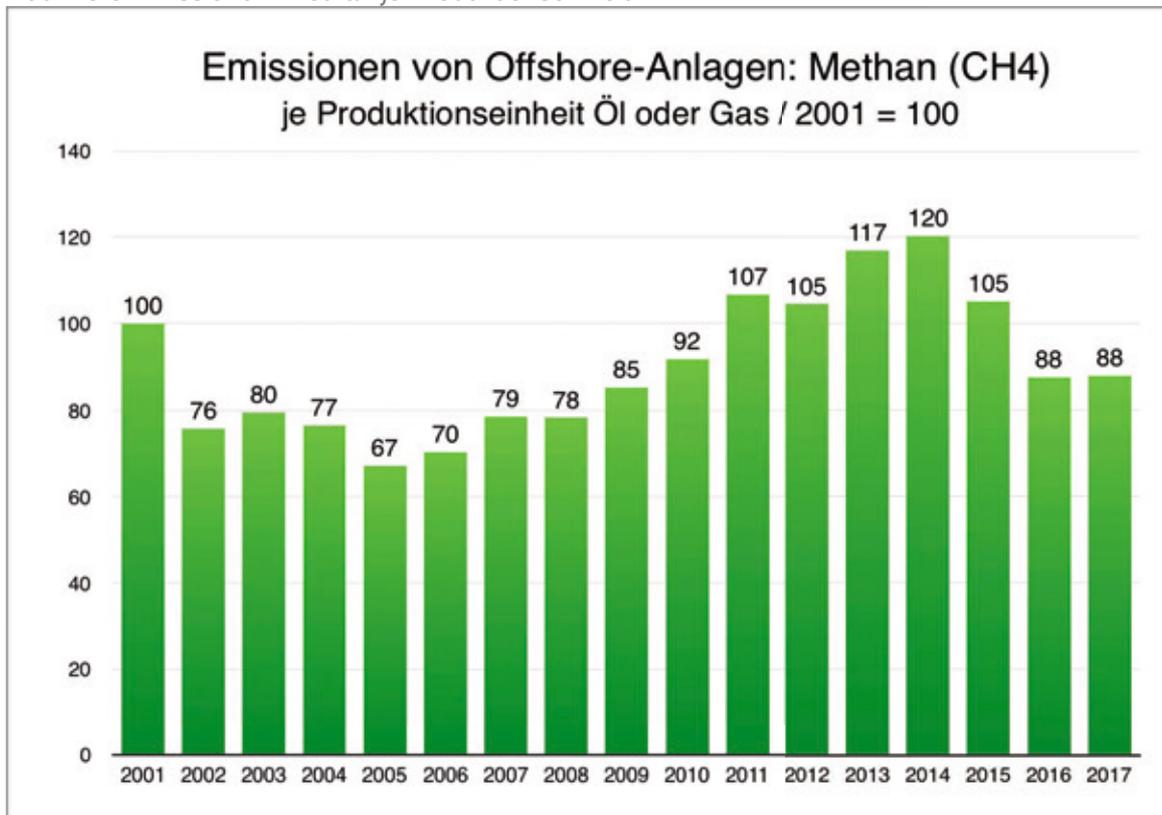
¹⁴¹ http://de.wikipedia.org/wiki/Erdgas-Leck_in_der_Nordsee

Abb. B9.7 Emissionen: Methan



Gewichtet man die Methanmengen nach der Öl- und Gasproduktion ist der Trend seit 2005 noch negativer. Die gewichteten Methanemission liegen aktuell höher als vor einem Jahrzehnt. Gegenüber dem Ausgangsjahr 2001 wurden nur minimale Fortschritte erzielt.

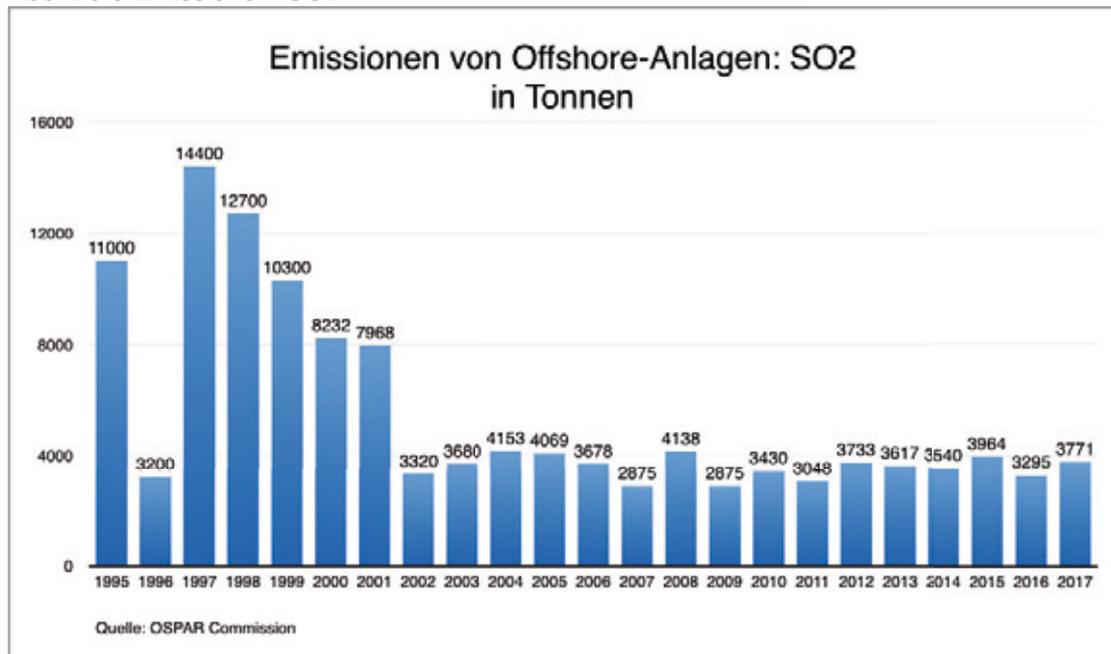
Abb. B9.8 Emissionen: Methan je Produktionseinheit



e) Schwefeldioxid (SO₂)

Bei Schwefeldioxid wurden bis 2002 zunächst deutliche Verbesserungen erreicht. Doch seither stagnieren die Emissionen. Im Jahr 2017 emittierten die Offshore-Anlagen 3771 Tonnen SO₂.

Abb. B9.9 Emissionen: SO₂



Gewichtet nach Produktionsmenge wird aus der Stagnation ein steiler Anstieg seit dem Jahr 2002. Heute liegt die SO₂-Emission je produzierter Tonne Öl oder Gas fast doppelt so hoch wie zu Beginn des Jahrhunderts (ab 2002)..

Abb. B9.10 Emissionen: SO₂ je Produktionseinheit

