wintershall dea

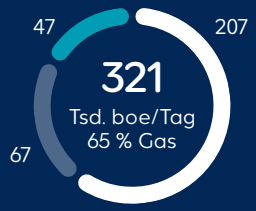
ENERGIE IM WANDEL

WINTERSHALL DEA
GESCHÄFTSBERICHT

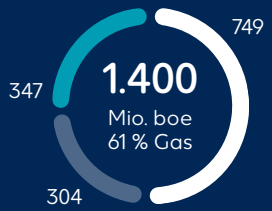
2022

WINTERSHALL DEA
AUF EINEN BLICK

WIRTSCHAFTLICHE KENNZAHLEN 2022[1]



PRODUKTION[2]



2P-RESERVEN

CAPEX

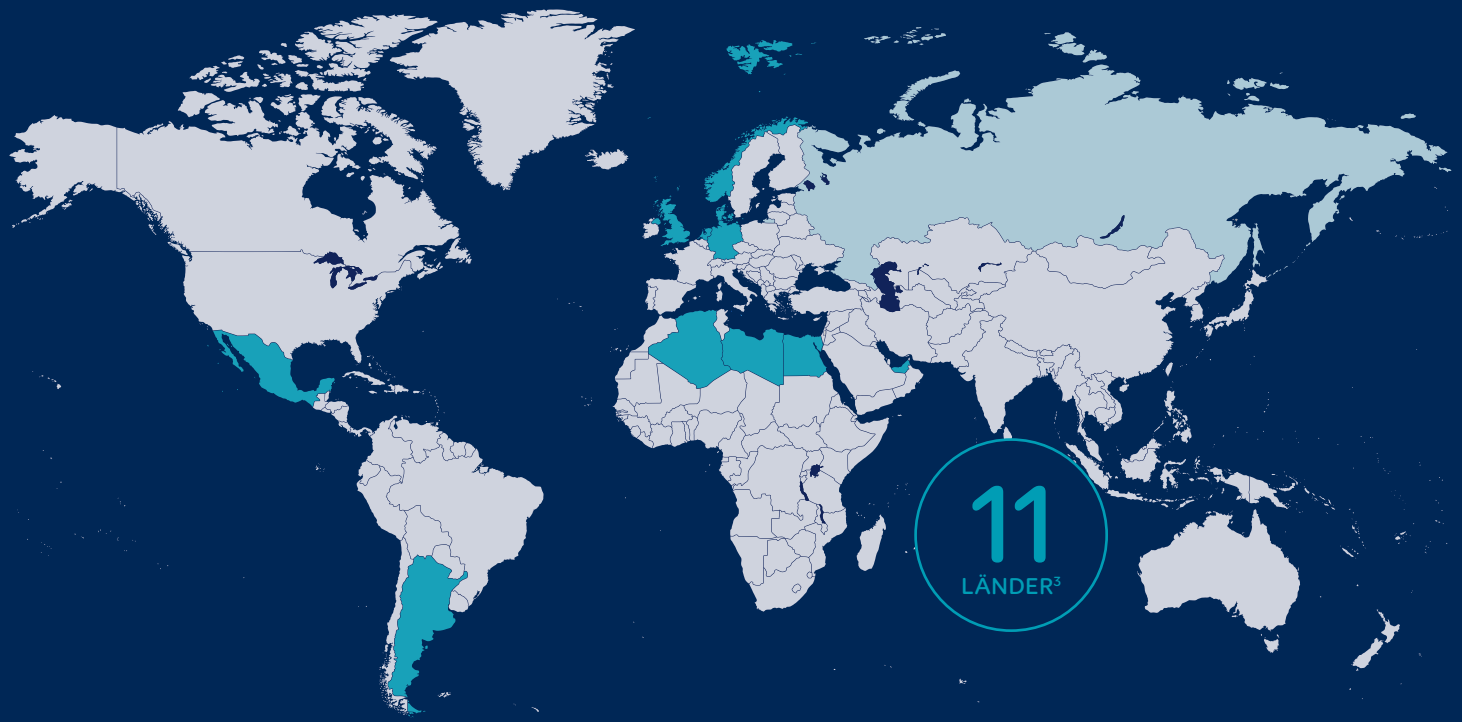
EBITDAX

- Nordeuropa
- Lateinamerika
- Naher Osten/ Nordafrika
- Midstream
- Headquarter und Sonstige

3,4 MRD. €
OPERATIVER CASHFLOW

2,5 MRD. €
FREE CASHFLOW

AKTIVITÄTEN WELTWEIT



928 MIO. €
BEREINIGTES NETTOERGEBNIS

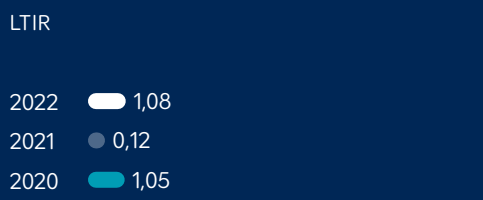
5,8 PRO BOE €
PRODUKTIONSKOSTEN

2.025
MITARBEITENDE
AUS RUND 60 NATIONEN

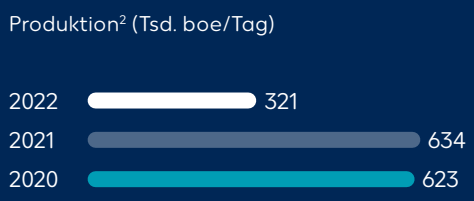
[1] Finanzielle und operative Kennzahlen von Wintershall Dea ohne den Beitrag des Segments Russland.
[2] Ohne Libyen onshore.
[3] Im Januar 2023 hat Wintershall Dea die Absicht bekannt gegeben, sich vollständig aus Russland zurückzuziehen.

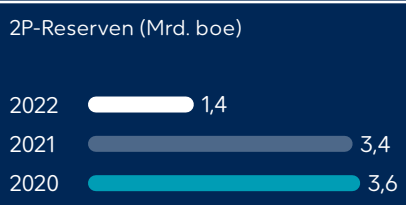
WINTERSHALL DEA
UNSERE ERGEBNISSE[1]

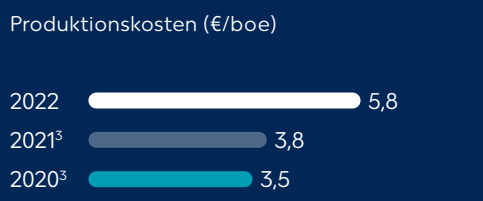
SICHERHEIT



OPERATIVE ENTWICKLUNG







FINANZIELLE ENTWICKLUNG

[1] Die finanziellen und operativen Kennzahlen der Wintershall Dea für das Geschäftsjahr 2022 sind ohne den Beitrag des Segments Russland dargestellt.
[2] Auf Working-Interest-Basis; inklusive anteiliger Produktion von at Equity bewerteten Gesellschaften; ohne Libyen onshore.
[3] Ohne Sondereffekt in Q4 2021 und Q4 2020 im Zusammenhang mit einer Einigung mit Partnern über einen vor dem Zusammenschluss von Wintershall und DEA bestehenden Sachverhalt.
[4] Das bereinigte Nettoergebnis wird aus dem EBITDAX hergeleitet abzüglich Abschreibungen, abzüglich Explorationsaufwand, zuzüglich Finanzerträgen, abzüglich Finanzaufwendungen und abzüglich Ertragsteuern, bereinigt um Sondersachverhalte sowie Steuereffekte auf die vorgenommenen Bereinigungen und nicht berücksichtigten Positionen.
[5] Verhältnis der Nettoverschuldung zum EBITDAX der letzten 12 Monate.

INHALTSVERZEICHNIS

A

Über Wintershall Dea

6 — Über diesen Bericht
7 — Vorwort des Vorstandsvorsitzenden
10 — Bericht des Aufsichtsrats
12 — Unser Ziel
14 — Unser Vorstand
15 — Unsere Strategie
17 — Energie im Wandel
35 — Unser Portfolio

B

Governance und ESG

57 — Corporate Governance
60 — Nachhaltigkeit bei Wintershall Dea
64 — Ein Arbeitgeber mit Verantwortung
66 — Compliance

C

Konzernlagebericht

69 — Grundlagen des Konzerns
71 — Wirtschaftsbericht
103 — Ausblick, Chancen- und Risikobericht

D

Konzernabschluss

118 — Konzern-Gewinn- und Verlustrechnung
119 — Konzern-Gesamtergebnisrechnung
120 — Konzernbilanz
122 — Konzern-Eigenkapitalveränderungsrechnung
123 — Konzern-Kapitalflussrechnung
125 — Konzernanhang

E

Weitere Informationen

198 — Erklärung des Vorstands
199 — Bestätigungsvermerk des Wirtschaftsprüfers
202 — Glossar
207 — Kontakt und Impressum

KURZFASSUNG DES GESCHÄFTSBERICHTS 2022

Jetzt online entdecken

NACHHALTIGKEITSBERICHT 2022

Veröffentlichung im März / April 2023

WEITERFÜHRENDE INFORMATIONEN

auf unseren Internetseiten
in diesem Geschäftsbericht

A

ÜBER WINTERSHALL DEA

6 — Über diesen Bericht
7 — Vorwort des Vorstandsvorsitzenden
10 — Bericht des Aufsichtsrats
12 — Unser Ziel
14 — Unser Vorstand
15 — Unsere Strategie
17 — Energie im Wandel
35 — Unser Portfolio

6 ÜBER DIESEN BERICHT
7 VORWORT DES VORSTANDSVORSITZENDEN
10 BERICHT DES AUFSICHTSRATS
12 UNSER ZIEL
14 UNSER VORSTAND
15 UNSERE STRATEGIE
17 ENERGIE IM WANDEL
35 UNSER PORTFOLIO

ÜBER DIESEN BERICHT

Der Geschäftsbericht von Wintershall Dea soll einen umfassenden und transparenten Überblick über unsere Aktivitäten einschließlich unserer finanzwirtschaftlichen Leistung im Geschäftsjahr 2022 vermitteln.

Er stellt wichtige finanzielle, operative und nachhaltigkeitsbezogene Informationen gebündelt in einem Bericht dar und ermöglicht die umfassende Bewertung unserer Leistung. Der Geschäftsbericht umfasst:

- den Bericht für unsere Stakeholder (einschließlich Nachhaltigkeitsberichterstattung im Einklang mit den relevanten Offenlegungsstandards)
- den Konzernlagebericht
- den Konzernabschluss

Der Konzernlagebericht und der Konzernabschluss wurden nach den International Financial Reporting Standards (IFRS) und den Deutschen Rechnungslegungs-Standards (DRS) erstellt.

Soweit nicht anders angegeben, beziehen sich die Begriffe „Konzern", „Wintershall Dea", „Wintershall Dea-Konzern" und „wir" auf die Wintershall Dea AG sowie ihre Tochtergesellschaften und at Equity bewerteten Unternehmen. Alle in diesem Bericht enthaltenen Zahlen zu Reserven und Ressourcen basieren auf den Definitionen des Petroleum Resources Management System (PRMS). Alle Produktionszahlen werden auf Working-Interest-Basis dargestellt, soweit nicht anders angegeben. „Netto null bis 2030", „Netto-null-Treibhausgasemissionen bis 2030" oder ähnliche Ausdrücke, die in diesem Bericht verwendet werden, beziehen sich auf unser Ziel, die Scope 1- und Scope 2-Treibhausgasemissionen unserer Produktionsaktivitäten, eigenoperiert und fremdoperiert auf Equity (Share-)Basis bis 2030 auf netto null zu reduzieren, mit dem Zwischenziel einer Nettoreduktion von 25% im Vergleich zum Basisjahr 2020.

HAFTUNGSAUSSCHLUSS

Dieser Geschäftsbericht enthält zukunftsgerichtete Aussagen über die zukünftige Entwicklung von Wintershall Dea und ihrer Gesellschaften sowie über das wirtschaftliche und politische Umfeld. Diese Aussagen sind Einschätzungen, die auf den zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Dokuments verfügbaren Informationen basieren. Zukunftsgerichtete Aussagen sind keine Garantien für die darin beschriebenen zukünftigen Entwicklungen und Ergebnisse. Sollten die zugrunde liegenden Annahmen nicht eintreffen oder unvorhergesehene Risiken auftreten, können die tatsächlichen Entwicklungen von den derzeit erwarteten Entwicklungen abweichen. Daher können wir keine Verantwortung für die Richtigkeit dieser Aussagen übernehmen. Wintershall Dea übernimmt keine Verpflichtung, die in diesem Bericht enthaltenen zukunftsgerichteten Aussagen über die gesetzlichen Anforderungen hinaus zu aktualisieren.

6 ÜBER DIESEN BERICHT
7 VORWORT DES VORSTANDSVORSITZENDEN
10 BERICHT DES AUFSICHTSRATS
12 UNSER ZIEL
14 UNSER VORSTAND
15 UNSERE STRATEGIE
17 ENERGIE IM WANDEL
35 UNSER PORTFOLIO

Mario Mehren
CEO von Wintershall Dea

VORWORT DES VORSTANDSVORSITZENDEN

Liebe Aktionäre, liebe Partner, Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter,

2022 war ein herausforderndes Jahr, das dem Team Wintershall Dea seine ganze Kraft und Flexibilität abverlangt hat. Russlands Angriffskrieg gegen die Ukraine markiert eine Zeitenwende für die internationale Politik und die wirtschaftliche Zusammenarbeit. Auch für Wintershall Dea. Das Jahr 2023 haben wir daher mit der Ankündigung begonnen, dass wir Russland vollständig verlassen werden.

Eine Zeitenwende für Wintershall Dea

Unmittelbar nach Beginn des Krieges am 24. Februar 2022 haben wir sofort erste Maßnahmen ergriffen: Wir haben als Vorstand klar Position bezogen und den Angriffskrieg verurteilt. Wir haben „Nein" zu Investitionen in neue Projekte in Russland oder mit russischen Unternehmen außerhalb Russlands gesagt. Und wir haben unser Russlandgeschäft auf den Prüfstand gestellt.

Unsere endgültige Entscheidung, Russland vollständig zu verlassen, war schwierig, aber ohne Alternative. Eine Fortführung unseres Geschäfts in Russland ist nicht tragbar. Russlands Angriffskrieg ist nicht vereinbar mit unseren Werten. Er hat die Zusammenarbeit zwischen Russland und Europa zerstört. Die von der russischen Regierung auferlegten Beschränkungen haben es uns unmöglich gemacht, wie bisher in Russland tätig zu sein. Wir werden uns in geordneter Weise und unter Einhaltung aller anwendbaren Gesetze und Bestimmungen vollständig aus Russland zurückzuziehen.

6 ÜBER DIESEN BERICHT
7 VORWORT DES VORSTANDSVORSITZENDEN
10 BERICHT DES AUFSICHTSRATS
12 UNSER ZIEL
14 UNSER VORSTAND
15 UNSERE STRATEGIE
17 ENERGIE IM WANDEL
35 UNSER PORTFOLIO

Starkes operatives Geschäft und robuste Finanzkennzahlen

Ohne Berücksichtigung des Russlandgeschäfts belief sich unsere Produktion für das Gesamtjahr 2022 auf 321 Tausend boe/Tag. Erneut verzeichnen wir ein starkes operatives Geschäft. Unsere Teams haben sich auf ihre Arbeit konzentriert, um jedes Barrel Öl und jeden Kubikmeter Gas sicher und effizient zu fördern.

Wintershall Dea blickt als widerstandsfähiges und fokussiertes Unternehmen in die Zukunft. Wir tun dies auf einer soliden finanziellen Basis, da wir umsichtig finanzielle Flexibilität und eine starke Bilanz aufgebaut sowie unsere Kostenbasis trotz des weltweiten Inflationsdrucks unter Kontrolle gehalten haben.

Strategischer Ausblick: Moderates Wachstum und Dekarbonisierung

Wir haben 2022 eine neue Unternehmensstrategie erarbeitet, um zu definieren, wie wir künftig wachsen und erfolgreich sein wollen. Unsere Prioritäten orientieren sich an den weltweiten Herausforderungen im Energiesektor: Versorgungssicherheit zu gewährleisten und dem Klimawandel entgegenzuwirken. Für unser gasfokussiertes E&P-Geschäft streben wir ein moderates Wachstum an, das durch gezielte Explorationsaktivitäten und wertsteigernde M&A-Aktivitäten zur Ergänzung unseres geografisch breit gefächerten Portfolios erzielt werden soll. Parallel wollen wir unseren Bereich „Carbon Management & Hydrogen" ausbauen, indem wir zunehmend Projekte entwickeln und umsetzen.

Wir arbeiten daran, von Europas führendem unabhängigen Gas- und Ölunternehmen zu einem in Europa führenden unabhängigen Gas- und Carbon-Management-Unternehmen zu werden.

Ein fokussiertes Portfolio und Projekterfolge

Die Erfolge unserer Projekte im Jahr 2022 stimmen mich sehr zuversichtlich, dass wir unsere Ziele weiterhin erreichen können und werden.

Wir haben unser Portfolio gemäß unserer strategischen Prioritäten weiterentwickelt: In einem ersten Schritt haben wir unsere Wachstumspläne für Algerien vorangetrieben und unsere Beteiligung am Gasprojekt Reggane Nord aufgestockt. Wir haben uns durch den Einstieg in das produzierende Hokchi-Projekt in Mexiko zusätzliche kosteneffiziente und emissionsarme Ölvorkommen gesichert. Gleichzeitig haben wir uns von Beteiligungen in Argentinien, Ägypten und Norwegen sowie von unserem Geschäft in Brasilien getrennt.

In einer Zeit, in der dies für Europa dringend erforderlich war, haben wir zusätzliche Produktionsmengen verfügbar gemacht. In Norwegen haben wir das eigenoperierte Nova-Ölfeld in Betrieb genommen und zum Jahresende die Produktion auf der Njord-Plattform wieder aufgenommen. Zudem stimmt uns unsere E&P-Projektpipeline zuversichtlich. 2022 haben wir weitere Entwicklungspläne für die eigenoperierten Felder Maria Phase 2 und Dvalin North sowie für sechs fremdoperierte Projekte in Norwegen eingereicht. Für das Fénix-Gasfeld in Argentinien haben wir die endgültige Investitionsentscheidung getroffen.

Der Schwerpunkt unserer Explorationsstrategie liegt weiterhin auf weitgehend erschlossenen Gebieten in der Nähe bestehender Infrastruktur, um möglichst effizient Felder zu entwickeln. In Norwegen waren wir an Funden mit einem geschätzten Bruttovolumen von 88 bis 286 Millionen boe an förderbaren Kohlenwasserstoffen beteiligt und sicherten uns in der jüngsten Lizenzrunde elf neue Explorationslizenzen, drei davon als Betriebsführer. In Ägypten haben wir bei unserem Projekt East Damanhour in der Nähe unserer Disouq-Anlagen Erdgas entdeckt und wir haben einen neuen Explorationsblock, North West Abu Qir, in unser Portfolio aufgenommen.

Die Grundlage für unsere Portfolio- und Betriebsentscheidungen ist unser anspruchsvolles Ziel: Bis 2030 wollen wir die Treibhausgasemissionen der Kategorien Scope 1 und 2 in Höhe unseres Anteils auf netto null reduzieren.

6 ÜBER DIESEN BERICHT
7 VORWORT DES VORSTANDSVORSITZENDEN
10 BERICHT DES AUFSICHTSRATS
12 UNSER ZIEL
14 UNSER VORSTAND
15 UNSERE STRATEGIE
17 ENERGIE IM WANDEL
35 UNSER PORTFOLIO

Entwicklung unseres „Carbon Management & Hydrogen" Geschäfts

Ein erhebliches Marktpotenzial sehen wir bei der Kohlenstoffabscheidung und -speicherung (CCS) sowie Wasserstoff. Hier sind wir durch unsere Expertise bestens aufgestellt. Wir planen, 20-30 Millionen Tonnen CO_2 pro Jahr bis 2040 einzusparen. Um dies zu erreichen, haben wir 2022 unser Projektportfolio weiterentwickelt.

Wir haben das Projekt Greensand in Dänemark vorangetrieben, das nun kurz vor dem Beginn der Pilotphase für die erste CO_2-Einspeicherung steht. Wir haben Pläne für einen CO_2- und Wasserstoff-Hub in Wilhelmshaven entwickelt und unsere erste CO_2-Speicherlizenz „Luna" in der norwegischen Nordsee erhalten. Ferner haben wir das Projekt NOR-GE ins Leben gerufen, um Deutschland, Europas größten CO_2-Emittenten, mit den CO_2-Speicherkapazitäten in Norwegen zu verbinden. NOR-GE wird die weltweit erste durchgängige CCS-Wertschöpfungskette entwickeln und dafür eine 900 Kilometer lange CO_2-Transportpipeline errichten. Der Anspruch dieses ambitionierten Projekts spiegelt unsere eigenen ehrgeizigen Ziele im Bereich „Carbon Management & Hydrogen" wider.

Wintershall Dea blickt optimistisch nach vorne

Die Leistungsfähigkeit und der Erfolg unseres Unternehmens beruhen nicht zuletzt auf unseren über 2.000 kompetenten Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern. Ich danke #teamwintershalldea für die engagierte und verantwortungsbewusste Arbeit in einem oft sehr schwierigen und fordernden Jahr. Was unser Team jeden Tag leistet, ist für das Wohlergehen der Menschen in Europa und weltweit unerlässlich.

Wintershall Dea blickt optimistisch in die Zukunft – als ein verändertes Unternehmen, das stabil, widerstandsfähig und anpassungsfähig ist. So werden wir unsere Zukunft gestalten.

Mario Mehren
Vorstandsvorsitzender

6 ÜBER DIESEN BERICHT
7 VORWORT DES VORSTANDSVORSITZENDEN
10 BERICHT DES AUFSICHTSRATS
12 UNSER ZIEL
14 UNSER VORSTAND
15 UNSERE STRATEGIE
17 ENERGIE IM WANDEL
35 UNSER PORTFOLIO

Dr. Hans-Ulrich Engel
Vorsitzender des Aufsichtsrats der Wintershall Dea AG

BERICHT DES AUFSICHTSRATS DER WINTERSHALL DEA AG

FÜR DAS GESCHÄFTSJAHR VOM 1. JANUAR BIS ZUM 31. DEZEMBER 2022

Der Aufsichtsrat nahm im Zeitraum vom 1. Januar bis 31. Dezember 2022 die ihm nach Gesetz und Satzung obliegenden Aufgaben wahr und überwachte laufend die Geschäftsführung des Unternehmens. Im Berichtszeitraum informierte der Vorstand regelmäßig, sowohl schriftlich als auch in den Sitzungen des Aufsichtsrats, über die Unternehmensaktivitäten und Fragen der Unternehmenspolitik. Die vom Vorstand geplante Geschäftspolitik sowie die Lage und Entwicklung des Unternehmens wurden ausführlich besprochen. Darüber hinaus erhielt der Aufsichtsrat regelmäßige Berichte über laufende Projekte. Der Vorsitzende des Aufsichtsrats erörterte zudem mit dem Vorstand wichtige geschäftspolitische Angelegenheiten und ließ sich in Einzelgesprächen über die Lage und Entwicklung des Unternehmens informieren.

Im Jahr 2022 fanden vier ordentliche Sitzungen sowie eine außerordentliche Sitzung des Aufsichtsrats statt. Angesichts der anhaltenden Umstände, die sich aus den COVID-19-Entwicklungen und den damit verbundenen Reiseempfehlungen ergaben, vereinbarten die Aufsichtsratsmitglieder zusätzlich zur physischen Sitzungsteilnahme auch die Möglichkeit der virtuellen Teilnahme per Videokonferenz.

Zudem stimmte der Aufsichtsrat im schriftlichen Verfahren dem Verkauf von 50 Prozent der Anteile und der Übertragung der Betriebsführung an Aguada Federal und Bandurria Norte an Vista Oil & Gas Argentina S. A. U. zu. Der Aufsichtsrat beschloss nach mündlicher Beratung auf Empfehlung des Personalausschusses im schriftlichen Verfahren über Vertragsverlängerungen mit vier Mitgliedern des Vorstands sowie über die STI 2022 und die LTI Programme 2019, 2020, 2021 und 2022. Des Weiteren stimmte der Aufsichtsrat im schriftlichen Verfahren der Abgabe eines bindenden Angebots zur Akquisition von bis zu 40 Prozent einer nicht-operierten Beteiligung in Mexiko, dem Beschlussvorschlag an die Hauptversammlung zur Auszahlung einer Dividende an die Aktionäre im vierten Quartal sowie Investitionen in zwei weitere Projekte zu.

6 ÜBER DIESEN BERICHT
7 VORWORT DES VORSTANDSVORSITZENDEN
10 BERICHT DES AUFSICHTSRATS
12 UNSER ZIEL
14 UNSER VORSTAND
15 UNSERE STRATEGIE
17 ENERGIE IM WANDEL
35 UNSER PORTFOLIO

Seit dem 24. Februar 2022 führte der Angriffskrieg Russlands gegen die Ukraine zu weitreichenden Konsequenzen für das Unternehmen. Der Vorstand informierte den Aufsichtsrat regelmäßig, u. a. in einer außerordentlichen Sitzung am 3. März 2022, über die aktuellen Entwicklungen.

Am 15. März 2022 legte German Khan sein Aufsichtsratsmandat mit sofortiger Wirkung nieder. Die Hauptversammlung wählte am 10. Mai 2022 auf Vorschlag des Aufsichtsrats Herrn Timothy Summers neu in den Aufsichtsrat. Mit dem Rücktritt von German Khan endeten auch seine Mandate im Personalausschuss und im Nominierungsausschuss. Der Aufsichtsrat wählte Timothy Summers in beiden Ausschüssen im schriftlichen Verfahren als seinen Nachfolger.

Der Aufsichtsrat hat die Rechnungslegungsprozesse, die Wirksamkeit des internen Kontrollsystems, des Risikomanagementsystems und des internen Revisionssystems sowie der Abschlussprüfung überwacht und sich mit der Auswahl und Unabhängigkeit des Abschlussprüfers befasst. Ein Schwerpunkt der Beratung war zudem die Hedging-Politik des Unternehmens.

Der Aufsichtsrat beschäftigte sich regelmäßig mit dem Geschäftsverlauf, der Produktions-, Kosten- und Erlösentwicklung sowie der Ertragslage, der Planung und allen wichtigen Geschäftsvorfällen des Unternehmens. Zusätzlich erhielt der Aufsichtsrat Berichte in Bezug auf das Marktumfeld für Öl- und Gaspreise, zu Maßnahmen zur Absicherung von Geschäftsrisiken, zur Unternehmensentwicklung, zum Geschäftsmodell und zur Unternehmensstrategie. Darüber hinaus wurde der Aufsichtsrat im Rahmen der HSE-Berichterstattung auch über die HSE-Ergebnisse informiert, wozu die persönliche Sicherheit, die Prozesssicherheit und die Ergebnisse in Umweltangelegenheiten gehören. Weiterhin wurden im Detail die Finanzergebnisse erörtert.

Der vom Vorstand aufgestellte Jahresabschluss und Konzernabschluss für die Wintershall Dea AG für das Geschäftsjahr vom 1. Januar bis zum 31. Dezember 2022 sowie die Lageberichte des Konzerns sowie der Wintershall Dea AG sind von der zum Abschlussprüfer bestellten KPMG AG Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, Frankfurt am Main, geprüft worden. Der Abschlussprüfer hat den uneingeschränkten Bestätigungsvermerk erteilt. Der Jahres- und der Konzernabschluss der Wintershall Dea AG für das Geschäftsjahr vom 1. Januar bis zum 31. Dezember 2022, die Lageberichte des Konzerns und der Wintershall Dea AG sowie die entsprechenden Prüfungsberichte des Abschlussprüfers wurden dem Aufsichtsrat rechtzeitig vor der Bilanzsitzung am 17. Februar 2023 vorgelegt.

Der Abschlussprüfer nahm an der Beratung über den Jahres- und Konzernabschluss teil. Er berichtete über die wesentlichen Ergebnisse der Prüfung und stand zur Beantwortung von Fragen zur Verfügung. Der Aufsichtsrat nahm den Bericht und die Erläuterungen zustimmend zur Kenntnis. Der Aufsichtsrat stimmte dem Prüfungsergebnis in Bezug auf den Jahres- und Konzernabschluss für das Geschäftsjahr vom 1. Januar bis zum 31. Dezember 2022 zu.

Der Aufsichtsrat hat den vom Vorstand aufgestellten Jahres- und Konzernabschluss sowie die Lageberichte des Konzerns und der Wintershall Dea AG geprüft. Die Abschlussprüfung hat keinen Anlass zu Beanstandungen gegeben. Der Aufsichtsrat hat den Jahresabschluss und den Konzernabschluss für das Geschäftsjahr vom 1. Januar bis zum 31. Dezember 2022 gebilligt.

Der Aufsichtsrat dankt den Vorstandsmitgliedern, Betriebsräten und allen Mitarbeitenden für ihren Einsatz und die geleistete Arbeit.

Kassel, 17. Februar 2023

Im Namen des Aufsichtsrats
Dr. Hans-Ulrich Engel, Vorsitzender

6 ÜBER DIESEN BERICHT
7 VORWORT DES VORSTANDSVORSITZENDEN
10 BERICHT DES AUFSICHTSRATS
12 UNSER ZIEL
14 UNSER VORSTAND
15 UNSERE STRATEGIE
17 ENERGIE IM WANDEL
35 UNSER PORTFOLIO

UNSER ZIEL

UNSER LEITSATZ

Wintershall Dea als Europas führendes unabhängiges Gas- und Ölunternehmen produziert Erdgas und Erdöl auf möglichst effiziente und umweltschonende Art und Weise. Wir sehen es als unsere Verantwortung, zur Lösung von zwei der größten Herausforderungen unserer Zeit beizutragen: den weltweit wachsenden Energiebedarf zu decken und Klimaziele zu erreichen.

WAS WIR TUN

Wir sind Europas führendes unabhängiges Gas- und Ölunternehmen. Wir suchen und fördern Gas und Öl weltweit auf die effizienteste und verantwortlichste Weise.

WARUM WIR TUN WAS WIR TUN

Wir glauben, dass wir zu einer besseren Welt für heutige und künftige Generationen beitragen, indem wir zwei der größten Herausforderungen gleichzeitig angehen: den weltweit wachsenden Energiebedarf zu decken und den globalen Klimawandel zu bekämpfen. Wir setzen uns dafür ein, die Energieversorgung zu sichern und gleichzeitig dazu beizutragen, die Klimaziele zu erreichen.

WIE WIR TUN WAS WIR TUN

Zuverlässiger Partner
Als Europas führendes unabhängiges Gas- und Ölunternehmen sind wir der langfristige und verlässliche Partner für alle unsere Stakeholder. Wir setzen Standards in der Industrie – für Sicherheit und Umwelt wie auch für operative und finanzielle Leistung.

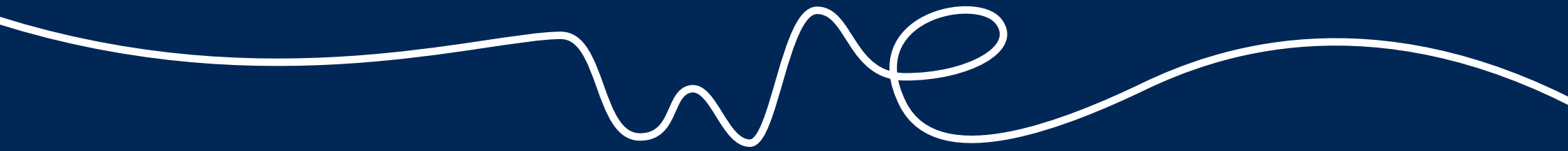
Ambitionierte Menschen
Menschen sind unsere bedeutendste Ressource. Wir schaffen Unternehmergeist, befähigen unsere Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter und heißen Vielfalt willkommen. Wir fördern ein offenes und teamorientiertes Arbeitsumfeld, immer auf der Suche nach den besten Lösungen.

Erfahrener Pionier
Deutsche Ingenieurskunst ist unsere Tradition. Wir treiben Innovationen voran, nutzen die Chancen der digitalen Revolution und streben ständig danach, unseren Horizont zu erweitern. Wir sind Experten für herausfordernde Felder – heute und in der Zukunft.

6 ÜBER DIESEN BERICHT
7 VORWORT DES VORSTANDSVORSITZENDEN
10 BERICHT DES AUFSICHTSRATS
12 UNSER ZIEL
14 UNSER VORSTAND
15 UNSERE STRATEGIE
17 ENERGIE IM WANDEL
35 UNSER PORTFOLIO

UNSERE WERTE

Wir sind uns bewusst, dass wir als Unternehmen auf allen Ebenen an unserem Handeln gemessen werden. Unsere vier Unternehmenswerte sind daher für uns in allen unseren Beziehungen – innerhalb und außerhalb des Unternehmens – von größter Bedeutung. Unsere Werte leiten unser Handeln und legen fest, wie wir zusammenarbeiten wollen – als Team, mit unseren Stakeholdern und mit unseren Partnern. Sie gestalten und prägen die Kultur von Wintershall Dea.



TRUST

Vertrauen ist das Fundament unserer Werte und gleichzeitig deren Ergebnis. Wir glauben an Respekt und Nachhaltigkeit als Grundlage für unseren Erfolg. Wir glauben an Vertrauen als Basis für das Erreichen unserer Ziele und das Befähigen unserer Organisation. Wir vertrauen darauf, dass Menschen fundierte Entscheidungen treffen.

CARE

Wir sorgen für unsere Mitarbeitenden, unsere Umwelt, unsere Assets und unser Kapital. Wir akzeptieren Verantwortung und handeln danach. Wir drücken uns nicht vor schwierigen Gesprächen und wägen unsere Entscheidungen sorgfältig ab. Sichere Arbeitsabläufe, die Mensch und Umwelt keinen Schaden zufügen, sind immer unsere höchste Priorität.

ARE OPEN-MINDED

Wir sind überzeugt, dass Aufgeschlossenheit der Schlüssel ist, um innovativ zu sein und eine robuste Organisation, spannende Projekte und eine inspirierende Arbeitsumgebung zu schaffen. Wir gehen davon aus, dass wir von jedem Menschen und aus jeder Erfahrung etwas lernen können.

ARE BRAVE

Wir sind bereit, große Herausforderungen anzunehmen – seien es anspruchsvolle Felder, neue Möglichkeiten oder unsere Rolle bei der Weiterentwicklung der Gas und Ölindustrie. Wir haben eine starke Leistungsorientierung und streben nach Exzellenz in allem, was wir tun. Wir ergreifen Chancen und managen Risiken intelligent.

6 ÜBER DIESEN BERICHT
7 VORWORT DES VORSTANDSVORSITZENDEN
10 BERICHT DES AUFSICHTSRATS
12 UNSER ZIEL
14 UNSER VORSTAND
15 UNSERE STRATEGIE
17 ENERGIE IM WANDEL
35 UNSER PORTFOLIO

UNSER VORSTAND

Corporate Governance – Vorstand

Oben, von links nach rechts

Mario Mehren
Vorstandsvorsitzender

Dawn Summers
Chief Operating Officer

Thilo Wieland
Vorstandsmitglied, Region Russland, Lateinamerika und Midstream

Unten, von links nach rechts

Hugo Dijkgraaf
Chief Technology Officer

Paul Smith
Chief Financial Officer

6 ÜBER DIESEN BERICHT
7 VORWORT DES VORSTANDSVORSITZENDEN
10 BERICHT DES AUFSICHTSRATS
12 UNSER ZIEL
14 UNSER VORSTAND
15 UNSERE STRATEGIE
17 ENERGIE IM WANDEL
35 UNSER PORTFOLIO

UNSERE STRATEGIE

Wintershall Dea ist auf dem Weg, sich vom führenden europäischen unabhängigen Gas- und Ölunternehmen zu einem führenden unabhängigen Gas- und Carbon Management-Unternehmen Europas zu entwickeln. Wir werden ein moderates Wachstum für unser internationales E&P-Geschäft anstreben und gleichzeitig ein komplementäres CO_2-Management- und Wasserstoffgeschäft aufbauen.

Unser Energy Transition Pathway basiert auf Portfoliooptimierung, Emissionsmanagement, innovativen Technologien und Kompensation. Er ist der Kompass, an dem wir uns wir uns orientieren, wenn es um das Erreichen unseres Netto-Null-Ziels für Scope 1 und 2 bis 2030[1] und den Aufbau eines Carbon Management- und Wasserstoffgeschäfts geht, welches bis 2040 20 bis 30 Millionen Tonnen CO_2 pro Jahr zu einsparen kann.

Unser Ziel ist es, die Welt mit nachhaltiger und bezahlbarer Energie zu versorgen und aktiv zur Energiewende beizutragen. Um dies zu erreichen, wollen wir unsere Zukunft auf einem starken, diversifizierten und dekarbonisierten Portfolio aufbauen.

[1] Scope 1 und Scope 2 eigenoperierter und fremoperierter Aktivitäten auf Equity (Share)-Basis mit dem Zwischenziel einer 25 % Nettoreduktion bis 2025 (basierend auf 2020).

UNSERE ENTWICKLUNG

VON:

Europas führendes unabhängiges Gas- und Ölunternehmen. Wir suchen und fördern Gas und Öl weltweit auf die effizienteste und verantwortlichste Weise.

AUF DEM WEG ZU EINEM:

In Europa führenden Gas- und Carbon Management-Unternehmen.
Wir suchen und fördern weltweit auf die effizienteste und verantwortungsvollste Weise. Und wir implementieren innovative Lösungen für Kohlenstoffmanagement und kohlenstoffarmen Wasserstoff, um die Klimaziele zu erreichen und gleichzeitig die Energieversorgung zu sichern.

6 ÜBER DIESEN BERICHT
7 VORWORT DES VORSTANDSVORSITZENDEN
10 BERICHT DES AUFSICHTSRATS
12 UNSER ZIEL
14 UNSER VORSTAND
15 UNSERE STRATEGIE
17 ENERGIE IM WANDEL
35 UNSER PORTFOLIO

GESAMTWIRTSCHAFTLICHES UMFELD

- Der Kriegsbeginn in der Ukraine im Februar 2022 bedeutet für Europa und Wintershall Dea in vielerlei Hinsicht eine Zeitenwende. Massive Veränderungen in den globalen Mörkten, im geschäftlichen, politischen und gesellschaftlichen Umfeld haben weitreichende Auswirkungen auf Wintershall Dea.
- Die Entwicklungen der letzten Jahre werden oft als „multiple Krisen" bezeichnet, die von großer Volatilität und Unsicherheit geprägt sind. Die Auswirkungen der COVID 19-Pandemie sowie geopolitische Konflikte und die daraus resultierenden Unterbrechungen der Energieversorgungs- und Wertschöpfungsketten bringen die Weltwirtschaft insgesamt unter Druck.
- Global betrachtet hängt eine effektive und konsequente Reduzierung von Emissionen von einer breiten industriellen Umstrukturierung und Technologieoffenheit ab. Für Lösungen auf globaler Ebene gibt es jedoch Hürden, die es zu überwinden gilt, denn der Multilateralismus wird durch die Tendenz zur politischen Fragmentierung eingeschränkt. Um Treibhausgasemissionen effektiv zu reduzieren, ist davon auszugehen, dass die Kosten für CO_2 in der Weltwirtschaft eingepreist werden. Das bringt Herausforderungen, aber auch Chancen für die Industrie mit sich, z. B. bei kohlenstoffarmem Wasserstoff und CO_2-Speicherlösungen.
- Trotz der globalen Herausforderungen und verschärften Prüfung seitens verschiedener Interessengruppen sind die mittelfristigen Aussichten der Branche weiterhin stabil.

[1] eigenoperierter und fremoperierter Aktivitäten auf Equity (Share)-Basis.

UNSERE STRATEGISCHEN SÄULEN

VORTEILHAFTES UPSTREAM PORTFOLIO

- Gasfokussiertes E&P-Geschäft in attraktiven Märkten mit einer Produktion von 350 bis 400 Tausend boe/Tag
- Steigerung der Widerstandsfähigkeit und Rendite durch stetige Optimierung des Portfolios im Bezug auf Kosten- und Emissionsintensität

PROFITABLES WACHSTUM ERMÖGLICHT ATTRAKTIVE RENDITEN FÜR UNSERE AKTIONÄRE

- Konzentration auf wertsteigernde M&A-Aktivitäten zur zusätzlichen Ertragssteigerung
- Besonders gezielte Exploration

WACHSTUM IM BEREICH KOHLENSTOFFARMER LÖSUNGEN

Fokus auf Nachhaltigkeit

- Senkung der Treibhausgasemissionen, Scope 1 & 2, auf netto null bis 2030[1]
- Als Zwischenziel: Netto-Senkung der Scope 1- und 2-Emissionen um 25 % bis 2025 im Vergleich zum Jahr 2020[1]

Carbon Management & Wasserstoff

- Schrittweise Entwicklung von Möglichkeiten im Carbon Management- und Wasserstoff-Geschäft
- Unterstützung der globalen Dekarbonisierungsbemühungen durch den Aufbau eines Carbon Management- und Wasserstoffgeschäfts, um bis 2040 potenziell 20-30 Millionen Tonnen CO_2 pro Jahr zu vermeiden

FÄHIGKEITEN

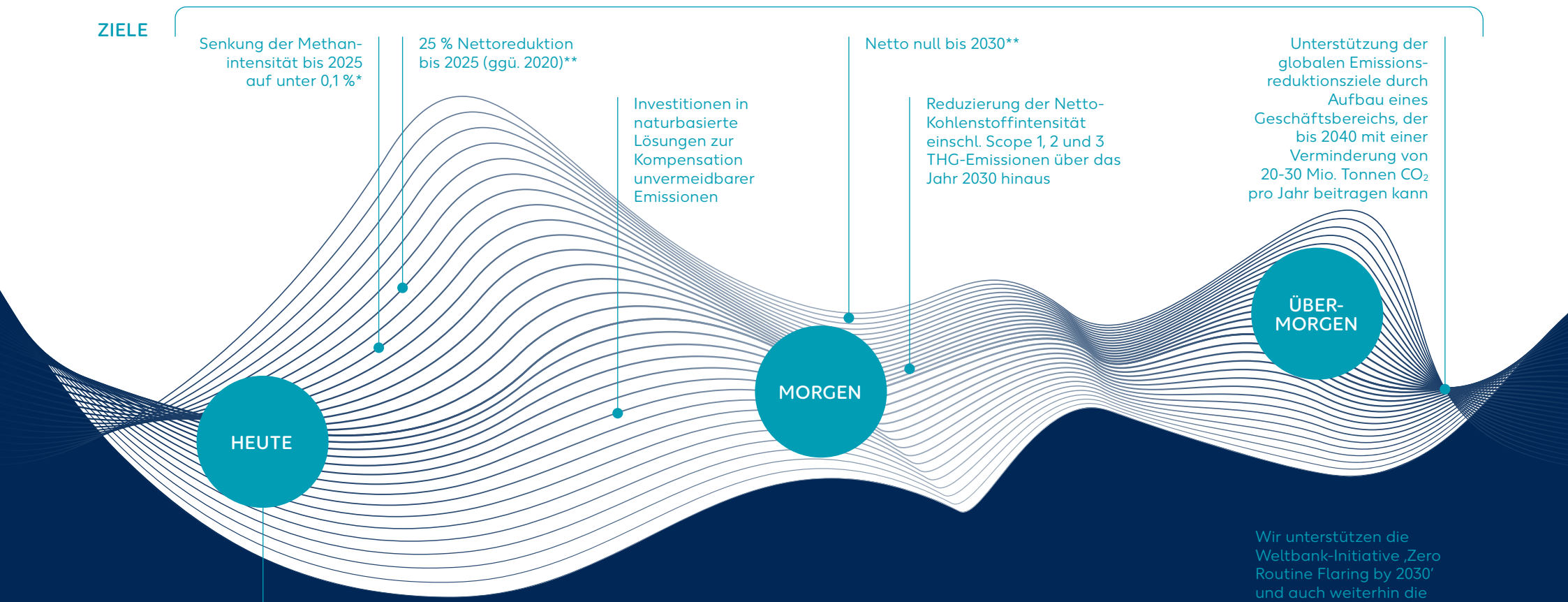
- Aufrechterhaltung der operativen Leistung, um unsere Betriebslizenz zu sichern
- Ausbau der vorhandenen Stärken und Fähigkeiten
- Ausbau, Entwicklung und Einsatz der erforderlichen Fähigkeiten, um den Übergang zu einer kohlenstoffarmen Welt zu unterstützen
- Sicherstellung eines leistungsfähigen Datenmanagements, digitaler Kompetenzen und innovativer Technologien

ROBUSTER FINANZRAHMEN

1. Erhalten der starken Bilanz und des Kreditratings im Investment Grade-Bereich
2. Progressive Basisdividende
3. Beibehalten der Investitionen
4. Disziplinierte Investitionen zur Ertragssteigerung
5. Zusätzliche Aktionärsrenditen

6 ÜBER DIESEN BERICHT
7 VORWORT DES VORSTANDSVORSITZENDEN
10 BERICHT DES AUFSICHTSRATS
12 UNSER ZIEL
14 UNSER VORSTAND
15 UNSERE STRATEGIE
17 ENERGIE IM WANDEL
35 UNSER PORTFOLIO

UNSER ENERGY TRANSITION PATHWAY



* 100 % des Volumens der Methanemissionen der von Wintershall Dea eigenoperierten Assets geteilt durch das Volumen des vermarkteten Gases aus den entsprechenden Assets.
** Scope 1 und Scope 2 THG-Emissionen, eigenoperierte und fremdoperierte Upstream-Aktivitäten auf Equity (Share)-Basis.

6 ÜBER DIESEN BERICHT
7 VORWORT DES VORSTANDSVORSITZENDEN
10 BERICHT DES AUFSICHTSRATS
12 UNSER ZIEL
14 UNSER VORSTAND
15 UNSERE STRATEGIE
17 ENERGIE IM WANDEL
35 UNSER PORTFOLIO

DEN WANDEL GESTALTEN

Zu Klimawandel und Pandemie kam im vergangenen Jahr noch eine neue globale Herausforderung: der russische Angriffskrieg auf die Ukraine mit seinen weltweiten Folgen für den Energiemarkt. Vor diesem Hintergrund treibt Wintershall Dea den eigenen Wandel konsequent voran – von Europas führendem unabhängigen Erdgas- und Erdölunternehmen zu einem führenden Gas- und Carbon Management-Unternehmen Europas. Unser Carbon Management & Hydrogen-Team hat eine Vielzahl von Projekten initiiert, die zur Erfüllung dieser Mission beitragen. Zur Sicherung der heutigen Energieversorgung für Wirtschaft und Gesellschaft haben wir auch gezielt E&P-Aktivitäten fortgeführt und neue voran gebracht. Nach der Entscheidung, Russland zu verlassen, werden wir unser Geschäftsmodell stärken und global weiter diversifizieren.

Die drei folgenden Kapitel zeigen, wie wir uns im E&P- und Carbon Management-Geschäft positionieren, und was uns zu einem guten Arbeitgeber macht.

6 ÜBER DIESEN BERICHT
7 VORWORT DES VORSTANDSVORSITZENDEN
10 BERICHT DES AUFSICHTSRATS
12 UNSER ZIEL
14 UNSER VORSTAND
15 UNSERE STRATEGIE
17 ENERGIE IM WANDEL
35 UNSER PORTFOLIO

AUSBAU DES FOKUSSIERTEN UND EFFIZIENTEN E&P-GESCHÄFTS

Erdgas und Erdöl sind nach wie vor unverzichtbar für die weltweite Energieversorgung und für gerechten, globalen Wohlstand. Das Ziel von Wintershall Dea ist es, die Energie zu liefern, die Industrie und Gesellschaft heute dringend benötigen, und gleichzeitig einen Beitrag zur notwendigen Energiewende von morgen zu leisten. Das bedeutet, dass wir unser E&P-Geschäft strategisch auf ausgewählte Regionen konzentrieren, in denen das Unternehmen verantwortungsvoll explorieren und produzieren kann.

Erfahren Sie in unserer Unternehmensstrategie mehr über unsere Positionierung

6 ÜBER DIESEN BERICHT
7 VORWORT DES VORSTANDSVORSITZENDEN
10 BERICHT DES AUFSICHTSRATS
12 UNSER ZIEL
14 UNSER VORSTAND
15 UNSERE STRATEGIE
17 ENERGIE IM WANDEL
35 UNSER PORTFOLIO

Zufrieden blickt Dawn Summers auf einen Monitor der Onshore-Station im schleswig-holsteinischen Dieksand, auf dem die aktuellen Förderzahlen der zugehörigen Bohr- und Förderplattform Mittelplate im Wattenmeer angezeigt werden. Als Chief Operating Officer bei Wintershall Dea verfolgt sie die Leistung von Deutschlands größtem und produktivsten Ölfeld sehr genau, insbesondere vor dem Hintergrund der weltweiten Ereignisse. „Jede weitere Tonne Erdöl und jeder Kubikmeter Erdgas, den wir sicher und nachhaltig in Deutschland fördern, bedeuten entsprechend weniger Importe“, sagt sie.

Mittelplate ist ein hervorragendes Beispiel für das kontinuierliche Engagement von Wintershall Dea an den Standorten in Deutschland, wo das Unternehmen seine Wurzeln hat. Seit Beginn der Förderung im Jahr 1987 zeigt die Insel Mittelplate, wie man in einer sensiblen Umgebung verantwortungsvoll Öl fördern und gleichzeitig Lebensräume schützen kann. Mehr als 35 Jahre ununterbrochener Betrieb durch Wintershall Dea haben die künstliche Insel zu einem international anerkannten Vorreiter für eine besonders nachhaltige Förderung gemacht. Auch bei der Erdgas- und Erdölförderung in der Region Niedersachsen setzt Wintershall Dea auf höchste Sicherheits- und Umweltstandards.

1987

begann die Förderung auf Mittelplate

Mit diesen Beispielen kann Deutschland zeigen, wie Exploration, Entwicklung und Produktion dringend benötigter Kohlenwasserstoffe bei gleichzeitiger Einhaltung höchster Standards Hand in Hand gehen können. Die hier entwickelten Bohrtechnologien sowie Umwelt- und Sicherheitsstandards setzen den Maßstab für die Projekte von Wintershall Dea weltweit.

Mittelplate, das größte Erdölfeld Deutschlands, befindet sich vor der deutschen Nordseeküste am südlichen Rand des schleswig-holsteinischen Wattenmeeres.

Stärkung der Partnerschaft mit Norwegen

Auf dem Land im hohen Norden liegt ein besonderer internationaler Fokus. Und das ist kein Zufall. Wintershall Dea arbeitet seit fast 50 Jahren partnerschaftlich mit Norwegen zusammen und besitzt rund 100 Gas- und Öllizenzen auf dem norwegischen Festlandsockel. Norwegen ist zweitgrößter Gasexporteur der Welt. Diese Schlüsselrolle hat bei der Energieversorgung Europas und insbesondere Deutschlands im letzten Jahr noch an Bedeutung gewonnen. Wintershall Dea leistet seinen Beitrag zu diesen Bemühungen und hat die Produktion im Jahr 2022 unter anderem durch die Wiederinbetriebnahme der von Equinor betriebenen Njord-Plattform gesteigert. „In Zeiten größerer Nachfrage ist Norwegen ein zuverlässiger Lieferant der in der EU benötigten Energie und ein vertrauenswürdiger Energiepartner für Europa.“

> “Unser Ziel ist es, unser Portfolio zu diversifizieren und zu dekarbonisieren, um die Versorgungssicherheit zu unterstützen und die Klimaziele zu erreichen.”

Dawn Summers
Chief Operating Officer

6 ÜBER DIESEN BERICHT
7 VORWORT DES VORSTANDSVORSITZENDEN
10 BERICHT DES AUFSICHTSRATS
12 UNSER ZIEL
14 UNSER VORSTAND
15 UNSERE STRATEGIE
17 ENERGIE IM WANDEL
35 UNSER PORTFOLIO

COO Dawn Summers und CFO Paul Smith bei ihrem Besuch der Njord-A-Plattform in Norwegen

In der Exploration und Entwicklung neuer Felder folgt das Unternehmen dem effizienten Ansatz, Unterwasser-Förderanlagen in der Nähe bestehender Infrastruktur aufzubauen. Das Nova-Ölfeld in Norwegen ist hierfür ein gutes Beispiel, wo Wintershall Dea im Sommer 2022, in Zusammenarbeit mit Projektpartnern, die Produktion aus diesem Feld als Betriebsführer aufgenommen hat. Die Energieversorgung des Unterwasser-Ölfelds erfolgt über eine Verbindung zur nahe gelegenen Gjøa-Plattform, die mit Strom vom Festland versorgt wird. Eine ähnliche Strategie wird mit der Entwicklung des Maria-Ölfeldes verfolgt, in dem die Förderung 2017 begann. In Phase 2 des Projekts Maria sollen die Reserven des Feldes um weitere 22 Millionen boe erhöht werden. Die Förderung soll im Jahr 2025 beginnen.

Fortschritte in der Portfoliodiversifizierung

Weitere Länder mit großem Potenzial zur Diversifizierung des E&P-Portfolios von Wintershall Dea sind Algerien, Ägypten, Argentinien und Mexiko. In Algerien hat das Unternehmen 2022 seine Zusammenarbeit mit dem staatlichen Energieunternehmen Sonatrach durch die Unterzeichnung einer Absichtserklärung ausgeweitet, um neue Möglichkeiten in der Gasproduktion und kohlenstoffarme Energielösungen zu prüfen. Algerien ist der größte Erdgasproduzent in Afrika und der drittgrößte Exporteur nach Europa. Wintershall Dea arbeitet bereits seit längerem mit Sonatrach im Projekt Reggane Nord in der Sahara zusammen und hat im Mai 2022 einen Vertrag zur Übernahme von Anteilen des Partners Edison unterzeichnet. Neben Gas verfügt Algerien über ein großes langfristiges Potenzial für die Kohlenstoffabscheidung und -speicherung (CCS) sowie Wasserstoff. Auch in diesen Bereichen will Wintershall Dea in Algerien wachsen.

in Argentinien aktiv

In Ägypten hat Wintershall Dea im Einklang mit der strategischen Ausrichtung und den ambitionierten Klimazielen, die das Unternehmen verfolgt, das Engagement in der langjährigen Ölförderung im Golf von Suez beendet. Die anderen Projekte in Ägypten befinden sich weiter auf Wachstumskurs. Das Unternehmen ist am Offshore-Projekt West Nile Delta, einem der größten Energieprojekte des Landes, beteiligt und treibt auch neue Explorationsaktivitäten bei East Damanhour im Onshore-Nildelta voran.

Das Projekt Reggane Nord in Algerien umfasst sechs Felder.

6 ÜBER DIESEN BERICHT
7 VORWORT DES VORSTANDSVORSITZENDEN
10 BERICHT DES AUFSICHTSRATS
12 UNSER ZIEL
14 UNSER VORSTAND
15 UNSERE STRATEGIE
17 ENERGIE IM WANDEL
35 UNSER PORTFOLIO

Gas steht auch im Mittelpunkt der laufenden Erschließung des Fénix-Felds, das Teil des CMA-1-Clusters ist, der südlichsten Gaskonzession der Welt vor der Küste Feuerlands in Argentinien. Wintershall Dea ist bereits seit mehr als 40 Jahren in Argentinien aktiv. Thilo Wieland, für Lateinamerika zuständiges Vorstandsmitglied, ist der Meinung, dass Fénix perfekt in das Portfolio passt: „Fénix ist ein wichtiger Schritt für Argentinien, Wintershall Dea und alle beteiligten Partner. Die erheblichen Gasmengen, die im Rahmen dieses Großprojekts geliefert werden, werden mehr als 15 Jahre lang zur langfristigen Energieversorgung des Landes beitragen." Das Feld soll im Jahr 2025 in Betrieb gehen und bis zu zehn Millionen Kubikmeter Gas pro Tag liefern. Wie in Norwegen wird auch in Argentinien die bestehende Offshore- und Onshore-Infrastruktur genutzt, um die Umweltauswirkungen zu minimieren.

Im Zuge der fortschreitenden Portfoliodiversifizierung in Lateinamerika hat Wintershall Dea im vergangenen Geschäftsjahr auch die eigene Präsenz in Mexiko weiter ausgebaut. Im Oktober 2022 vereinbarte das Unternehmen den Erwerb einer 37 prozentigen Beteiligung am Hokchi-Block im Golf von Mexiko. Das Öl- und Gasfeld produziert derzeit rund 26.000 boe/d, die bis 2023 auf 37.000 boe/d steigen sollen, und erfüllt die strategischen Effizienz- und Emissionsanforderungen von Wintershall Dea.

> „Das Fénix-Feld ist ein wichtiger Schritt für Argentinien, Wintershall Dea und alle beteiligten Partner."

Thilo Wieland
Vorstandsmitglied, Region Russland, Lateinamerika und Midstream

„Wir haben viel Flexibilität geschaffen."

Interview mit
Paul Smith
Chief Financial Officer

#1 Wie beurteilen Sie die Leistung von Wintershall Dea im vergangenen Jahr?

Das Jahr 2022 war äußerst herausfordernd, da es von den Auswirkungen des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine geprägt war. Der Kontrollverlust in unseren russischen Joint Ventures hat dazu geführt, dass wir unser Russlandgeschäft entkonsolidieren mussten und einen großen, wertmindernden Sondereffekt zu verbuchen hatten, um der Realität der wirtschaftlichen Enteignung unserer Vermögenswerte Rechnung zu tragen. Das verbleibende Portfolio entwickelte sich jedoch außergewöhnlich gut und führte zusammen mit Rohstoffpreisen auf Rekordniveau zu einer starken finanzwirtschaftlichen Leistung.

#2 Wie sieht der finanzielle Fahrplan des Unternehmens aus?

Wir haben unser Investment Grade-Rating bewahrt und starten das Jahr 2023, trotz des Rückzugs aus Russland, mit über 3 Milliarden € an flüssigen Mitteln. Das verleiht uns ein großes Maß an Flexibilität. Unser strategisches Ziel ist es, unser Portfolio und unsere Reservenbasis durch gezielte Exploration und wertsteigernde M&A-Aktivitäten zu erneuern. Und zusätzlich planen wir den Ausbau des Geschäfts für kohlenstoffarme Lösungen und die Realisierung einer Reihe von Projekten zur Stärkung unseres Energy Transition Pathway.

#3 Wie definieren Sie nach dem Rückzug aus Russland Ihre Finanzpolitik?

Unsere Finanzpolitik ist eine der wenigen Dinge, die sich seit der Fusion im Jahr 2019 nicht geändert hat und auch in turbulenten, herausfordernden Jahren ein strategischer Eckpfeiler für das Unternehmen geblieben ist.

6 ÜBER DIESEN BERICHT
7 VORWORT DES VORSTANDSVORSITZENDEN
10 BERICHT DES AUFSICHTSRATS
12 UNSER ZIEL
14 UNSER VORSTAND
15 UNSERE STRATEGIE
17 ENERGIE IM WANDEL
35 UNSER PORTFOLIO

Im Oktober 2022 hat die Wintershall Dea eine wesentliche Beteiligung an dem Hokchi-Block vor der Küste Mexikos erworben.

Weltweite Reduzierung der Methanemissionen

Wintershall Dea hat sich für ihre weltweite Gas- und Ölproduktion ehrgeizige Ziele gesetzt, um den Klimawandel zu bekämpfen und ihre Klimaziele zu erreichen. Methanemissionen aus dem Öl- und Gassektor sind die zweitgrößte durch die Menschheit verursachte Quelle von Methan in der Atmosphäre. Ein Ziel ist es daher, die Methanintensität der Produktion des Unternehmens bis 2025 auf unter 0,1 % zu senken. Deshalb ist Wintershall Dea 2017 den internationalen Methane Guiding Principles sowie 2020 der Oil and Gas Methane Partnership 2.0 (OGMP 2.0) beigetreten, um mehr Transparenz und geringere Emissionen zu fördern. „Die Initiative konzentriert sich auf die Messung und Reduzierung von Methanemissionen entlang der gesamten Wertschöpfungskette", erklärt Julia Schmitt, Programm-Manager der Methane Guiding Principles. „Damit werden Transparenz und Zuverlässigkeit der Daten über Methanemissionen erheblich gesteigert und Emissionen selbst aktiv reduziert."

<0,1 %

Das für 2025 festgelegte Methanintensitätsziel

Das Leitbild der OGMP 2.0 ist ehrgeizig, und mit der Unterzeichnung ist Wintershall Dea eine Reihe von Verpflichtungen eingegangen. Dazu gehören die Festlegung von Methanzielen und die Ausweitung der Berichterstattung auf die von Partnern betriebenen Anlagen sowie die Festlegung von messungsbasierten Emissionsfaktoren für alle relevanten Emissionsquellen und die Durchführung von Messungen. 2022 erhielt Wintershall Dea zum zweiten Mal in Folge den Gold-Standard der Initiative. Im Laufe des Jahres wurden zahlreiche Projekte zur Bestimmung, Quantifizierung und Reduzierung von Methanemissionen durchgeführt. „Eines unserer Eckpfeilerprojekte ist eine globale, umfassende Initiative zur Leckerkennung und -reparatur (LDAR), die derzeit an allen Standorten weltweit durchgeführt wird", so Julia Schmitt. „Mithilfe dieser Initiative können selbst die kleinsten Lecks aufgespürt und schnell abgedichtet werden. Für uns ist das ein wichtiger Schritt, um E&P und Umweltschutz nachhaltig zu verbinden."

Leak detection and repair (LDAR) Kampagne in Disouq in Ägypten.

> „OGMP 2.0 trägt wesentlich dazu bei, die Transparenz und Zuverlässigkeit der Methanemissionsdaten zu erhöhen."

Julia Schmitt
Programm-Manager Methane Guiding Principles und Oil and Gas Methane Partnership 2.0

6 ÜBER DIESEN BERICHT
7 VORWORT DES VORSTANDSVORSITZENDEN
10 BERICHT DES AUFSICHTSRATS
12 UNSER ZIEL
14 UNSER VORSTAND
15 UNSERE STRATEGIE
17 ENERGIE IM WANDEL
35 UNSER PORTFOLIO

MIT CARBON MANAGEMENT UND WASSER-STOFF GEGEN DEN KLIMAWANDEL

Wie wichtig sind die CO_2-Abscheidung und -Speicherung (CCS) und die Nutzung von CO_2-armem Wasserstoff für Europas Pläne, bis 2050 klimaneutral zu werden? Wintershall Dea hat eine eigene Carbon Management- und Wasserstoffstrategie entwickelt, um dieses Problem anzugehen. Wir haben mit Hugo Dijkgraaf, Chief Technology Officer, und Klaus Langemann, Senior Vice President Carbon Management & Hydrogen, gesprochen, um mehr über die Idee hinter der Strategie und ihr zukünftiges Potenzial zu erfahren.

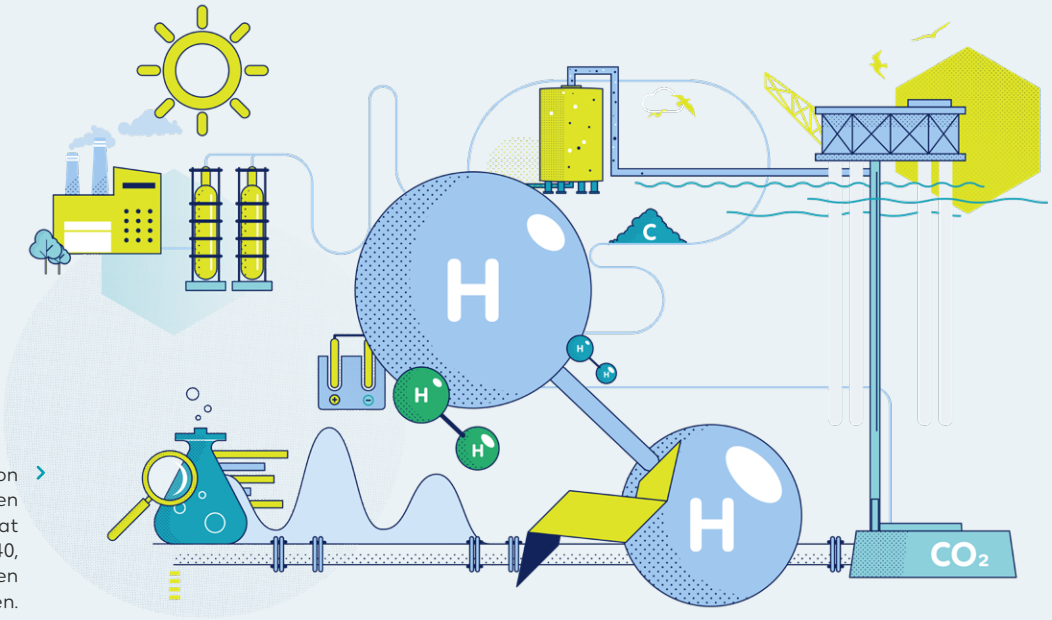
Lesen Sie mehr über unsere Carbon Management- und Wasserstoffstrategie

6 ÜBER DIESEN BERICHT
7 VORWORT DES VORSTANDSVORSITZENDEN
10 BERICHT DES AUFSICHTSRATS
12 UNSER ZIEL
14 UNSER VORSTAND
15 UNSERE STRATEGIE
17 ENERGIE IM WANDEL
35 UNSER PORTFOLIO

Der neue Geschäftsbereich Carbon Management und Wasserstoff ist fester Bestandteil der Wintershall Dea-Strategie. Warum befindet sich das Unternehmen in einem so grundlegenden Wandel?

HUGO DIJKGRAAF Die Welt verändert sich. Trotz des Krieges in der Ukraine und anderer Krisen bleibt der Klimawandel die größte Herausforderung für die Menschheit. Unser Unternehmen fördert Gas und Öl. Das bringt eine enorme Verantwortung mit sich. Wintershall Dea stellt sich dieser Verantwortung.

Wir werden uns in Zukunft stärker auf Carbon Management durch CCS – die Abscheidung und Speicherung von CO_2 – und CO_2-armen Wasserstoff konzentrieren. Wir wollen uns vom führenden unabhängigen Gas- und Ölunternehmen Europas zu einem führenden europäischen Gas- und Carbon Management-Unternehmen entwickeln. Zugleich werden wir unsere Ziele im E&P-Geschäft weiter verfolgen. Schließlich wird die Welt neben den erneuerbaren Energien auch weiterhin Gas und Öl benötigen.



Durch die Entwicklung von CCS- und kohlenstoffarmen Wasserstoff-Projekten hat Wintershall Dea vor bis 2040, 20 bis 30 Millionen Tonnen CO_2 pro Jahr zu vermeiden.

> „Wir werden uns in Zukunft stärker auf Carbon Management und CO_2-armen Wasserstoff konzentrieren."

Hugo Dijkgraaf
Chief Technology Officer

Wintershall Dea hat sich mit dem Energy Transition Pathway bereits klare Ziele gesetzt. Wie unterstützt die strategische Neuausrichtung diese Ziele?

HUGO DIJKGRAAF Streng genommen war das schon immer Teil unserer Strategie; wir haben es nur weiter ausgebaut. Wir wollen unsere Anstrengungen zur Reduzierung der Emissionen in und um unser Unternehmen verstärken. In anderen Worten: Wir möchten unsere Scope 1- und Scope 2-Emissionen – also das CO_2, das bei der Förderung von Öl und Gas entsteht – verringern und gleichzeitig dazu beitragen, das CO_2 zu reduzieren, das andere Branchen verursachen. Dazu müssen wir Technologien wie CCS und CO_2-armen Wasserstoff, der aus Erdgas hergestellt wird, einsetzen und vorantreiben, indem wir das entstehende CO_2 abscheiden und speichern. Diese Technologien können zur Verringerung und Vermeidung von Emissionen eingesetzt werden. Wir möchten ein Geschäftsportfolio für Carbon Management und Wasserstoff aufbauen und damit bis 2040 potenziell 20 bis 30 Millionen Tonnen CO_2 pro Jahr einsparen.

Um dieses Ziel zu erreichen, brauchen wir Lösungen, und deshalb werden CCS und die Erzeugung von Wasserstoff für Wintershall Dea in Zukunft eine zentrale Rolle spielen. Sie werden ein neuer Teil der DNA unseres Unternehmens und tragen dazu bei, die Energiewende zu ermöglichen.

6 ÜBER DIESEN BERICHT
7 VORWORT DES VORSTANDSVORSITZENDEN
10 BERICHT DES AUFSICHTSRATS
12 UNSER ZIEL
14 UNSER VORSTAND
15 UNSERE STRATEGIE
17 ENERGIE IM WANDEL
35 UNSER PORTFOLIO

Das Ziel des norwegisch-deutschen CCS-Projekts NOR-GE ist es, einen entscheidenden Beitrag zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen in Europa zu leisten.

Welche Rolle spielen die Energiepartnerschaft mit Norwegen, das neue NOR-GE-Projekt und die Nordsee in dieser Strategie?

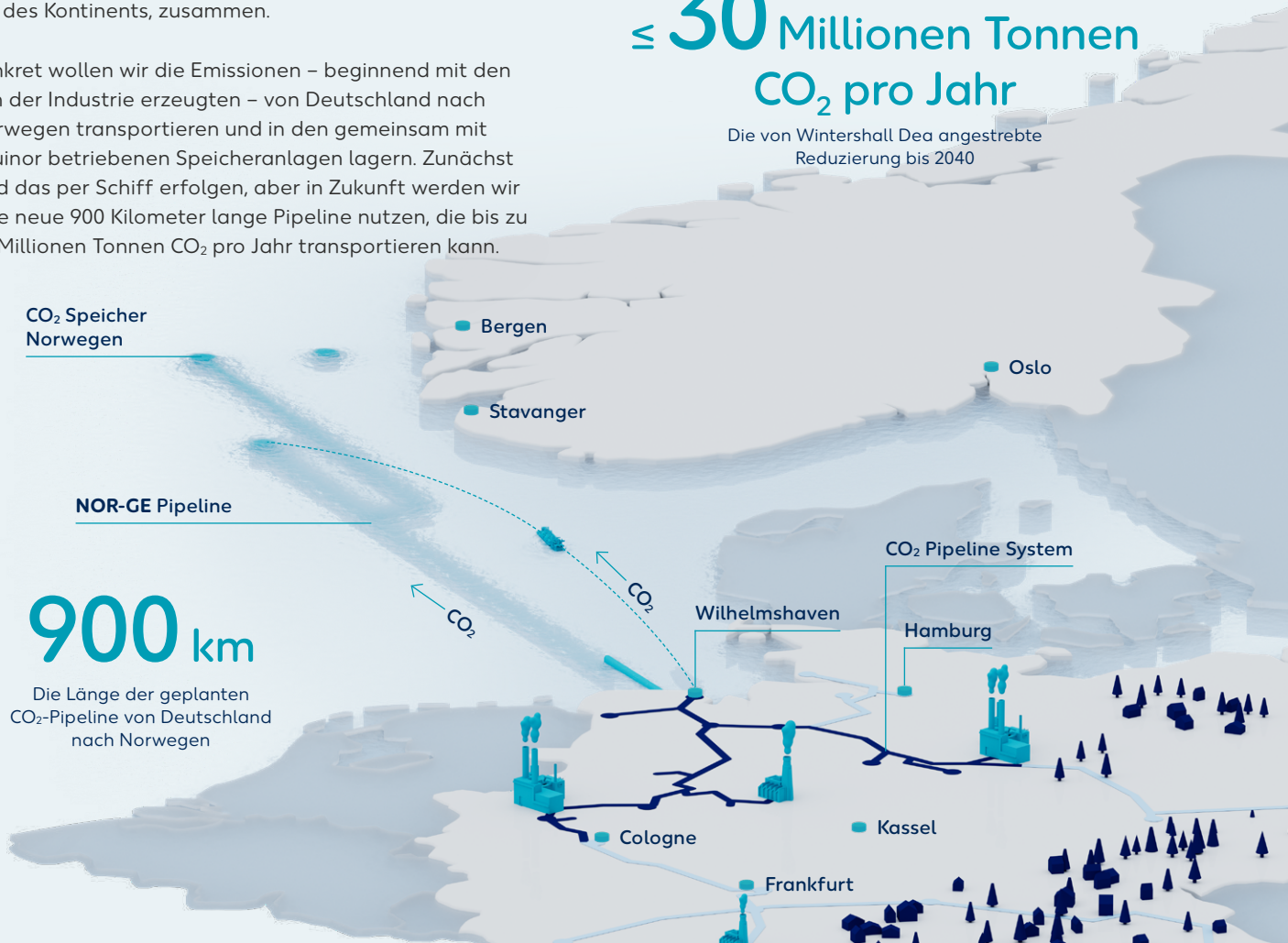
HUGO DIJKGRAAF Als erstes möchte ich sagen: eine sehr wichtige. Norwegen bleibt ein Schlüsselland für Europa und für Wintershall Dea, sowohl in Bezug auf unser Energieportfolio als auch in Bezug auf unsere Pläne für Carbon Management und Wasserstoff. Norwegen ist ein wichtiger Teil unseres Ziels, die CO_2-Emissionen bis 2040 um 20 bis 30 Millionen Tonnen pro Jahr zu reduzieren. Zusammen mit der übrigen Nordseeregion ist das Land auch ein Zentrum für Energieinnovationen. NOR-GE, unsere Partnerschaft mit dem internationalen Energieunternehmen Equinor, ist das erste unserer Großprojekte in diesem Bereich. Diese internationale Zusammenarbeit zwischen Norwegen und Deutschland könnte einen echten Wendepunkt darstellen. Sie stellt eine der größten CCS-Wertschöpfungsketten dar und bringt Deutschland, den größten CO_2-Emittenten Europas, und Norwegen, das Land mit der größten CO_2-Speicherkapazität des Kontinents, zusammen.

Konkret wollen wir die Emissionen – beginnend mit den von der Industrie erzeugten – von Deutschland nach Norwegen transportieren und in den gemeinsam mit Equinor betriebenen Speicheranlagen lagern. Zunächst wird das per Schiff erfolgen, aber in Zukunft werden wir eine neue 900 Kilometer lange Pipeline nutzen, die bis zu 40 Millionen Tonnen CO_2 pro Jahr transportieren kann.

Und dieses Projekt deckt nur einen kleinen Teil der gesamten Wertschöpfungskette ab. Wir können den gesamten Prozess entwickeln und gestalten. Für mich ist das die perfekte Beschreibung unserer Carbon Management- und Wasserstoffstrategie.

≤ 30 Millionen Tonnen CO_2 pro Jahr

Die von Wintershall Dea angestrebte Reduzierung bis 2040



6 ÜBER DIESEN BERICHT
7 VORWORT DES VORSTANDSVORSITZENDEN
10 BERICHT DES AUFSICHTSRATS
12 UNSER ZIEL
14 UNSER VORSTAND
15 UNSERE STRATEGIE
17 ENERGIE IM WANDEL
35 UNSER PORTFOLIO

Wie vielversprechend ist das Carbon Management- und Wasserstoffgeschäft, das Sie und Ihr Team derzeit aufbauen?

KLAUS LANGEMANN Je eher wir Projekte wie NOR-GE auf den Weg bringen, desto besser sind unsere Aussichten. Wir haben große Pläne mit NOR-GE. In ganz Europa besteht ein Bedarf an solchen technischen Lösungen, die die dringende Dekarbonisierung der kohlenstoffintensiven Branchen ermöglichen. Auch das interne Wissen und die Erfahrung, auf die wir zurückgreifen können, versetzen uns in eine hervorragende Lage.

Es ist sehr wahrscheinlich, dass sich die Rahmenbedingungen für unser Geschäft in Zukunft ändern werden. Der E&P-Sektor wird stärker reguliert, die CO_2-Preise werden weiter steigen, und die Dekarbonisierungsmaßnahmen werden europaweit harmonisiert. Bis dahin müssen wir mit den vielversprechendsten Projekten gut positioniert sein, damit wir an all dem teilhaben können. Dazu ist Wintershall Dea mehr als fähig, denn das Unternehmen befindet sich bereits jetzt in einer hervorragenden Position. Wir haben eine Reihe von wichtigen Vorteilen, darunter auch ausgeförderte Öl- und Gasfelder, die sich perfekt für CCS eignen, und wir verfügen über beträchtliches geologisches und technisches Fachwissen.

An welchen anderen Projekten außer NOR-GE haben Sie und Ihr Team im vergangenen Jahr gearbeitet?

KLAUS LANGEMANN In Norwegen haben wir im Oktober 2022 die erste CO_2-Speicherlizenz für das Projekt Luna in der Nordsee erhalten. Wir sind auch an anderen wichtigen CCS-Projekten beteiligt, z. B. Greensand in Dänemark, wo die Pilotphase für die erste CO_2-Injektion bereits angelaufen ist. In den Niederlanden haben wir ein neues Unternehmen gegründet, das sich ausschließlich mit Carbon Management und Wasserstoff beschäftigt. Wasserstoff steht auch im Mittelpunkt von BlueHyNow, das wir in Wilhelmshaven an der deutschen Nordseeküste ins Leben gerufen haben.

PROJEKT LUNA AUF EINEN BLICK

- Erste CO_2-Speicherlizenz in der norwegischen Nordsee für Wintershall Dea
- Ein wichtiger Baustein in der CCS-Wertschöpfungskette und ein zukünftiger Teil des Großprojekts NOR-GE

NORGE

- Potenzial zur Speicherung von mehr als 5 Millionen Tonnen CO_2 pro Jahr
- Pläne zur Erlangung weiterer CO_2-Lizenzen

> „Je eher wir Projekte wie NOR-GE auf den Weg bringen, desto besser sind unsere Aussichten."

Klaus Langemann
Senior Vice President Carbon Management & Hydrogen

Transportschiff Aurora auf dem Weg zur ersten CO_2-Einspeicherung im Rahmen des Projekts Greensand.

6 ÜBER DIESEN BERICHT
7 VORWORT DES VORSTANDSVORSITZENDEN
10 BERICHT DES AUFSICHTSRATS
12 UNSER ZIEL
14 UNSER VORSTAND
15 UNSERE STRATEGIE
17 ENERGIE IM WANDEL
35 UNSER PORTFOLIO

Ein Frachtschiff passiert die Maersk Resolve Bohrinsel im Hafen von Esbjerg in Dänemark.

PROJEKT GREENSAND AUF EINEN BLICK

- CCS-Projekt Greensand in Dänemark in entscheidender Phase
- Wintershall Dea ist Kernmitglied des Projektkonsortiums für das ausgeförderte Ölfeld Nini West
- Erste CO_2-Injektionstests Anfang 2023
- Die Anlage soll ab 2030 ein Potential zur Speicherung von 4 bis 8 Millionen Tonnen CO_2 pro Jahr haben

Auf welche Länder konzentrieren Sie sich derzeit, und welche Länder werden in Zukunft im Mittelpunkt stehen?

KLAUS LANGEMANN Im Moment liegt unser Schwerpunkt auf Nordwesteuropa, wobei Greensand und Luna erst der Anfang sind. Die ersten Länderteams wurden in Norwegen und den Niederlanden aufgebaut, wo wir bereits über starke Partnerschaften und Ressourcen verfügen, auf denen wir aufbauen können. Wir sind dabei, ein Team in Dänemark aufzubauen, das sich an künftigen CO_2-Lizenzrunden beteiligen soll, und nehmen an der ersten britischen Ausschreibungsrunde für CO_2-Speicherlizenzen teil.

Wird Wintershall Dea weiterhin konventionelle Gas- und Ölprojekte verfolgen?

HUGO DIJKGRAAF Wir haben eine lange Geschichte als E&P-Unternehmen, und unser starkes Geschäftsportfolio, das auf Erdgas basiert, bleibt eine Säule von Wintershall Dea. Das wird sich auch nicht ändern. Die Welt wird auch weiterhin Gas und Öl benötigen, weshalb die Dekarbonisierung und die Förderung der dringend benötigten Kohlenwasserstoffe wie Gas und Öl keine sich gegenseitig ausschließenden Ziele sind. Für mich sind sie zwei Seiten derselben Medaille. Deshalb investieren wir in Carbon Management und Wasserstoff, aber auch in Gas und Öl – vor allem in Projekte, bei denen wir die Emissionen so gering wie möglich halten können.

Was wünschen Sie sich von den politischen Entscheidungsträgern und dem internationalen Markt in Bezug auf CCS und Wasserstoff?

HUGO DIJKGRAAF Wir brauchen in naher Zukunft einen geeigneten Rechtsrahmen für CCS in Europa. Es wird bilaterale oder multilaterale Abkommen über den grenzüberschreitenden Transport, die Lizenzierung und die Regulierung von CO_2 geben müssen. Das ist die einzige Möglichkeit, die Emissionen in der europäischen Industrie wirksam zu reduzieren und gleichzeitig die erforderliche Menge an CO_2-armem Wasserstoff zu produzieren.

KLAUS LANGEMANN Die größte Herausforderung besteht darin, unsere Energieversorgung zu sichern und gleichzeitig den weltweiten CO_2-Ausstoß drastisch zu reduzieren. Das können wir nicht alleine schaffen. Um Lösungen für eine erfolgreiche Energiewende zu entwickeln, brauchen wir die Unterstützung anderer, aber auch Kreativität, Offenheit für Veränderungen und die Bereitschaft zur Zusammenarbeit und Koexistenz.

PROJEKT GREENPORT SCANDINAVIA AUF EINEN BLICK

- #1 CCS-Wertschöpfungskette im Aufbau in Dänemark
- #2 Beteiligung am Greenport Scandinavia-Konsortium für einen CO_2-Hub an der dänischen Nordseeküste
- #3 Hub soll als Sammelstelle für CO_2 aus Biogasanlagen dienen
- #4 CO_2 wird zum Projekt Greensand transportiert, wo es dauerhaft gespeichert wird

6 ÜBER DIESEN BERICHT
7 VORWORT DES VORSTANDSVORSITZENDEN
10 BERICHT DES AUFSICHTSRATS
12 UNSER ZIEL
14 UNSER VORSTAND
15 UNSERE STRATEGIE
17 ENERGIE IM WANDEL
35 UNSER PORTFOLIO

CO_2-HUB UND WASSERSTOFF-PRODUKTION GEHEN HAND IN HAND

In Wilhelmshaven an der Nordseeküste nehmen die Pläne von Wintershall Dea zu Carbon Management und Wasserstoff Gestalt an. BlueHyNow und CO_2nnectNow sind die beiden Projekte, die im Jahr 2022 begonnen haben.

Luftbildaufnahme von Wilhelmshaven in Niedersachsen an der deutschen Nordseeküste.

5,6 TWh pro Jahr

Wasserstoffmenge, die mit BlueHyNow produziert werden soll

Gemeinsam werden sie einen Hub für die Produktion von blauem Wasserstoff in Deutschland und für den Transport und die Speicherung von abgeschiedenem CO_2 unter dem Meeresboden der Nordsee bilden. „Die Energieversorgung muss ausreichend flexibel bleiben, um Industrie und Verbraucher zu versorgen und gleichzeitig die CO_2-Emissionen zu reduzieren", so Margarethe Kleczar, Vice President Capacity Delivery for Carbon Management & Hydrogen. „Genau das wollen wir mit unseren Tandemkonzepten erreichen."

Wilhelmshaven ist der ideale Standort für beide Projekte: Er verfügt über zwei Anlandestellen für norwegisches Erdgas, eine direkte Anbindung an das geplante deutsche Wasserstoffnetz und als Tiefwasserhafen über die Kapazität, große Tanker aufzunehmen. Bei BlueHyNow geht es um die Schaffung von Anlagen, die große Mengen CO_2-armen Wasserstoff aus Erdgas erzeugen können. Wintershall Dea beabsichtigt, 5,6 TWh Energie pro Jahr an Industriekunden zu liefern.

Das bei der Herstellung des Wasserstoffs abgeschiedene CO_2 wird mit CO_2nnectNow gesammelt und in die Nordsee transportiert, wo es in Lagerstätten gespeichert werden soll. Diese CCS-Infrastruktur kann genutzt werden, um das CO_2 aus der Wasserstoffproduktion sowie unvermeidbare CO_2-Emissionen aus energieintensiven Industrien sicher zu speichern. NOR-GE, eine deutsch-norwegische Zusammenarbeit zwischen Equinor und Wintershall Dea, ist das erste Großprojekt in diesem Bereich.

In Zusammenarbeit mit Wintershall Dea wurde dieses überdimensionale 3D-Bild bei einem internationalen StreetART Festival in Wilhelmshaven von dem mexikanischen Künstler Juan Andres Vera Leal geschaffen.

> „Die Energieversorgung muss gewährleistet und flexibel bleiben, um Industrie und Verbraucher zu versorgen und gleichzeitig die CO_2-Emissionen zu reduzieren."

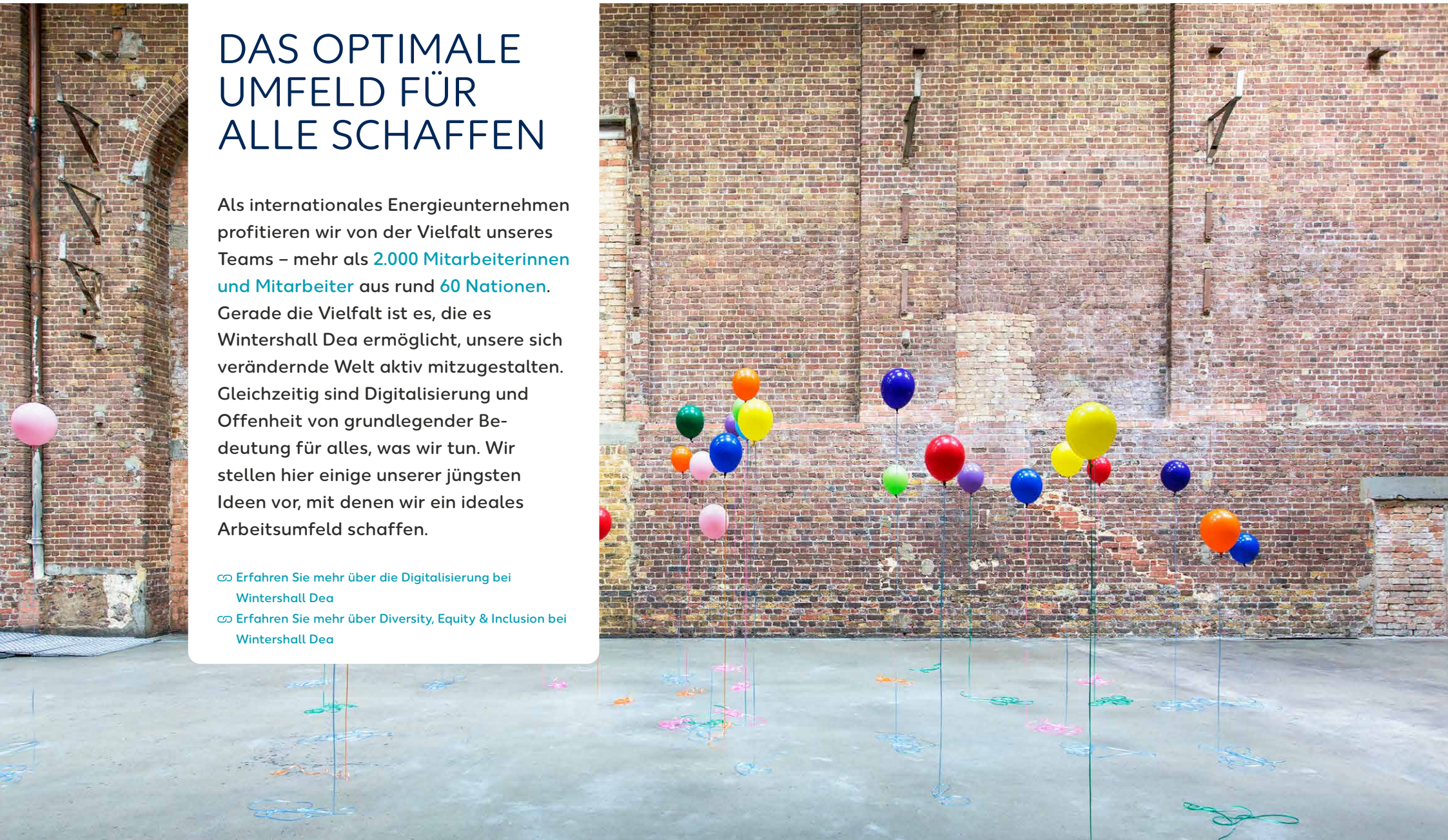
Margarethe Kleczar
Vice President Capacity Delivery for Carbon Management & Hydrogen

6 ÜBER DIESEN BERICHT
7 VORWORT DES VORSTANDSVORSITZENDEN
10 BERICHT DES AUFSICHTSRATS
12 UNSER ZIEL
14 UNSER VORSTAND
15 UNSERE STRATEGIE
17 ENERGIE IM WANDEL
35 UNSER PORTFOLIO

DAS OPTIMALE UMFELD FÜR ALLE SCHAFFEN

Als internationales Energieunternehmen profitieren wir von der Vielfalt unseres Teams – mehr als 2.000 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter aus rund 60 Nationen. Gerade die Vielfalt ist es, die es Wintershall Dea ermöglicht, unsere sich verändernde Welt aktiv mitzugestalten. Gleichzeitig sind Digitalisierung und Offenheit von grundlegender Bedeutung für alles, was wir tun. Wir stellen hier einige unserer jüngsten Ideen vor, mit denen wir ein ideales Arbeitsumfeld schaffen.

Erfahren Sie mehr über die Digitalisierung bei Wintershall Dea
Erfahren Sie mehr über Diversity, Equity & Inclusion bei Wintershall Dea



6 ÜBER DIESEN BERICHT
7 VORWORT DES VORSTANDSVORSITZENDEN
10 BERICHT DES AUFSICHTSRATS
12 UNSER ZIEL
14 UNSER VORSTAND
15 UNSERE STRATEGIE
17 ENERGIE IM WANDEL
35 UNSER PORTFOLIO

DIGITALISIERUNG

MIT DIGITALER TECHNOLOGIE DIE ZUKUNFT GESTALTEN

Das Kernelement unseres Geschäfts – die Exploration und Förderung von Erdgas und Erdöl – basiert zwar immer noch auf fossilen Brennstoffen, aber unsere Lösungen und unsere Denkweise waren schon immer hochmodern. Dies ist heute wichtiger denn je. Wir nutzen digitale Technologien, um unsere Ziele – höhere Effektivität, größere Effizienz und weniger Emissionen – zu erreichen. Künstliche Intelligenz, maschinelles Lernen und Big-Data-Analyse sind die Themen der Zukunft. „Für uns geht es bei der Digitalisierung nicht nur darum, unsere Prozesse zu transformieren, sondern auch darum, menschliches Verhalten zu verändern, um wettbewerbsfähiger zu werden und Mehrwert entlang der Wertschöpfungskette zu schaffen", sagt Kathrin Dufour, Senior Vice President Digitalisation & Technology.

Die Digitalisierung soll dazu beitragen, die Geschäftsprozesse reibungsloser, sicherer und für die Mitarbeitenden einfacher zu gestalten. Gleichzeitig soll sie dabei helfen, Nachhaltigkeitsziele wie Netto-Null für Scope 1- und Scope 2-Treibhausgasemissionen in unseren Upstream-Aktivitäten zu erreichen. Dazu nutzt Wintershall Dea vielversprechende Technologien und investiert durch die Tochtergesellschaft Wintershall Dea Technology Ventures in solche. Dank dieser Bemühungen hat die Digitalisierung Wintershall Dea im Jahr 2022 effektiver und gleichzeitig nachhaltiger gemacht.

Diese digitalen Technologien und Systeme werden eingesetzt:

- **Wintershall Dea Data Hub:** Wintershall Dea nutzt diese cloudbasierte Datenintegrationsplattform für den Energiesektor seit 2020. Basierend auf der Open-Source-Technologie des Open Subsurface Data Universe (OSDU) sammelt, strukturiert und kontextualisiert sie alle Unternehmensdaten. 2022 wurde damit begonnen, den Data Hub im Rahmen des Terra Nova-Projekts um neue KI-basierte Tools zu erweitern.

- **Energy Management System (EMS):** Das EMS bietet einen vollständigen Überblick über alle Energieflüsse in den Produktionsanlagen. Die systematische Erfassung zahlreicher Datenpunkte, darunter auch der CO_2-Emissionen, ermöglicht es dem Unternehmen, Einsparpotenziale direkt zu erkennen. Der Produktionsstandort Mittelplate gehörte zu den ersten, die das neue System eingeführt haben, das nun als zentrale Plattform an allen Wintershall Dea-Standorten eingesetzt wird.

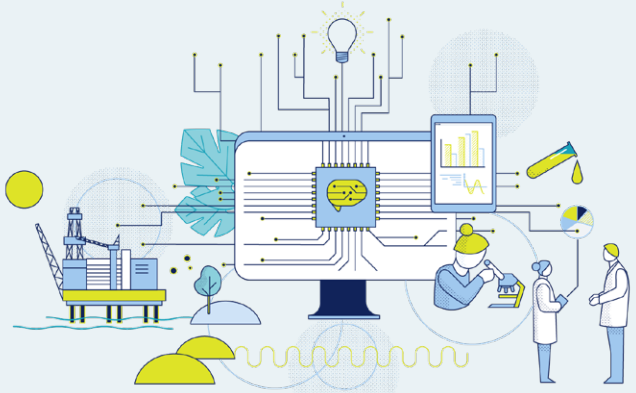
- **Online-Bohrlochüberwachung:** Das mexikanische Onshore-Ölfeld Ogarrio testet eine Anwendung des Internets der Dinge (IoT), die eine Echtzeitüberwachung verschiedener Bohrlöcher im ganzen Feld von der Zentrale in Vilahermosa aus ermöglicht. In Zukunft wird die Lösung die Notwendigkeit komplexer manueller Vorgänge obsolet machen.

- **Intelligent Well Alarming Tool (iWAT):** Wintershall Dea entwickelt derzeit ein intelligentes Alarmsystem für ihre norwegischen Förderanlagen, um Produktionsingenieure über Bohrlochleckagen informieren zu können.

Diese und viele weitere Innovationen kommen laut Kathrin Dufour nicht nur Wintershall Dea hier und heute zugute: „Die Digitalisierung ist entscheidend für unsere Wettbewerbsfähigkeit in einer nachhaltigen Zukunft."

> „Für uns bedeutet die Digitalisierung, dass Wintershall Dea ein wettbewerbsfähiges, widerstandsfähiges und zukunftssicheres Unternehmen bleibt."

Kathrin Dufour
Senior Vice President
Digitalisation & Technology



Das Erreichen der Nachhaltigkeitsziele wird in hohem Maße von einer erfolgreichen Digitalisierung auf allen Ebenen des Unternehmens abhängen.

6 ÜBER DIESEN BERICHT
7 VORWORT DES VORSTANDSVORSITZENDEN
10 BERICHT DES AUFSICHTSRATS
12 UNSER ZIEL
14 UNSER VORSTAND
15 UNSERE STRATEGIE
17 ENERGIE IM WANDEL
35 UNSER PORTFOLIO

DIVERSITY, EQUITY & INCLUSION

DAS SCHÖNE AN VIELFALT

Wintershall Dea setzt sich jedes Jahr klare Ziele, um die Prinzipien von Diversity, Equity & Inclusion noch stärker im Unternehmen zu verankern. Vor diesem Hintergrund wurde das Team für Diversity & Inclusion im Jahr 2022 neu strukturiert und um den Begriff "Equity" erweitert, um dessen Bedeutung zu unterstreichen.

Weitere Aktivitäten waren der erfolgreiche Abschluss des unternehmensweiten Projekts zur Entgeltgleichheit und die damit verbundene Zertifizierung, die Anpassung der Personalprozesse sowie die Organisation von internen und externen Schulungen und Sensibilisierungskampagnen.

EQUAL-SALARY GLOBALLY CERTIFIED

Wintershall Dea ist seit 2019 Unterzeichner der Charta der Vielfalt und damit Teil einer bundesweiten Initiative zur Förderung von Vielfalt unter deutschen Arbeitgebern.

2020 unterzeichnete das Unternehmen gemeinsam mit fünf weiteren großen Arbeitgebern in der Region Nordhessen die Betriebsvereinbarung „Partnerschaft am Arbeitsplatz", die sich ausdrücklich gegen fremdenfeindliche Äußerungen, intolerantes Verhalten und die Verwendung entsprechender Symbole wendet. Die Vereinbarung wurde zunächst mit dem Betriebsrat Kassel getroffen und soll schrittweise auf andere deutsche Standorte ausgeweitet werden. Die interne Sensibilisierungskampagne „See Something. Say Something!", die 2021 zur Bekämpfung von Ausgrenzung und Mobbing ins Leben gerufen wurde, verfolgt die gleichen Ziele und wurde 2022 von vielen Aktivitäten und Initiativen begleitet.

Darüber hinaus laufen zahlreiche weitere Projekte im Zusammenhang mit Vielfalt, darunter eine globale, interdisziplinäre und vielfältige Gruppe, der sogenannte Diversity Circle, der an weiteren Veränderungen arbeitet.

diversity circle
#Diversity #Equity #Inclusion

DREI FRAGEN AN

Petra Angstmann
Senior Vice President Global Human Resources

Petra Angstmann sprach mit uns über die Neupositionierung des Bereichs Diversity, Equity & Inclusion und stellte einige aktuelle Projekte vor.

#1 Warum und wie wird die Funktion Diversity & Inclusion umstrukturiert?
Diversity & Inclusion ist so wichtig für unser Unternehmen, dass wir diese Funktion ausbauen und aufwerten wollten. In meiner Rolle als Senior Vice President werde ich einen noch größeren Beitrag zu unserer Strategie in diesem Bereich leisten. Außerdem haben wir ein internationales Team, den Diversity Circle, zusammengestellt, das unter meiner Leitung weitere Veränderungen und die Umsetzung der Diversity, Equity & Inclusion Roadmap mitgestalten und unterstützen soll.

#2 Warum wurde die Funktion Diversity & Inclusion bei Wintershall Dea um das Wort „Equity" erweitert?
Gleichberechtigung (Equity) ist ergebnisorientiert. Wir bei Wintershall Dea haben schon immer versucht, unsere Mitarbeitenden dabei zu unterstützen, ihre Ziele zu erreichen, unabhängig von der Dimension der Vielfalt, mit der sie sich identifizieren oder ihrer Intersektionalität. Es ist auch ein Thema, das in den öffentlichen Debatten immer mehr in den Vordergrund rückt, weshalb wir das Thema Equity in den Titel unserer Strategie aufgenommen haben.

#3 Auf welche Projekte sind Sie stolz?
Auf einige, zum Beispiel dass wir als erstes Energieunternehmen mit dem weltweiten EQUAL-SALARY-Zertifikat für gleichen Lohn für gleiche Arbeit ausgezeichnet wurden. Ich bin auch sehr stolz auf unsere Anti-Mobbing-Kampagne „See Something. Say Something!", die das Gefühl von Sicherheit und Respekt am Arbeitsplatz stärkt. Darüber hinaus haben wir im Mai 2022 unsere zweite jährliche Diversity & Inclusion-Woche mit zahlreichen Aktivitäten und Veranstaltungen anlässlich des Welttags der kulturellen Vielfalt ausgerichtet.

6 ÜBER DIESEN BERICHT
7 VORWORT DES VORSTANDSVORSITZENDEN
10 BERICHT DES AUFSICHTSRATS
12 UNSER ZIEL
14 UNSER VORSTAND
15 UNSERE STRATEGIE
17 ENERGIE IM WANDEL
35 UNSER PORTFOLIO

LOHNGLEICHHEIT

WELTWEIT ALS ARBEITGEBER FÜR LOHN-GLEICHHEIT ZERTIFIZIERT

Gleiche Arbeit, gleicher Lohn: Bei Wintershall Dea verdienen Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter in gleicher Position unabhängig von ihrem Geschlecht gleich viel. Im Juni 2022 hat Wintershall Dea als erstes Energieunternehmen und als drittes Unternehmen weltweit die global anerkannte EQUAL-SALARY-Zertifizierung erhalten. Der Zertifizierung war eine einjährige Prüfung durch PricewaterhouseCoopers (PwC) vorausgegangen.

> **„Diese Zertifizierung beweist, dass es bei Wintershall Dea kein geschlechtsspezifisches Lohngefälle gibt."**

Doerte Stiller
Vice President
Human Resources
Development

Doerte Stiller, Vice President Human Resources Development, ist sehr stolz auf das Ergebnis: „Diese Zertifizierung beweist, dass es bei Wintershall Dea kein geschlechtsspezifisches Lohngefälle gibt. Mit der Förderung der Lohngleichheit unterstützt unser Unternehmen den gesellschaftlichen Wandel hin zu einer gleichberechtigten Aufteilung von Erwerbs- und Pflegetätigkeiten." Für Wintershall Dea endet dieser Prozess nicht mit der globalen Zertifizierung. 2023 und 2024 wird PwC das Unternehmen weiter beobachten, um sicherzustellen, dass es in Zukunft nicht zu einem geschlechtsspezifischen Lohngefälle kommt.

EQUITY

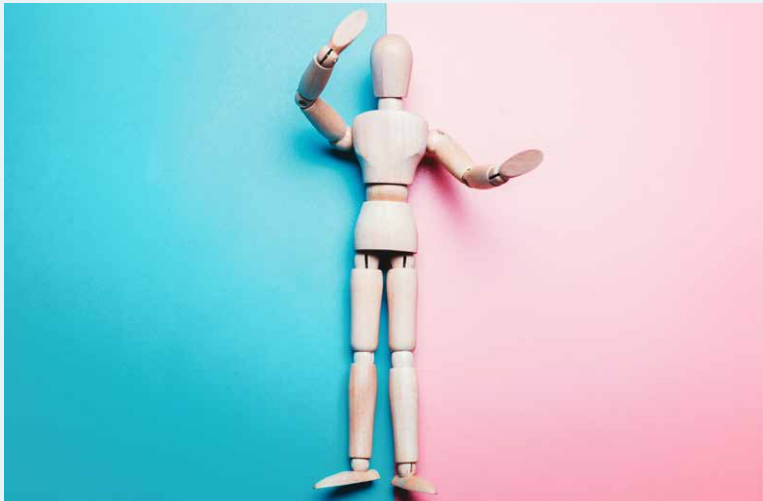
GESCHLECHTER-BALANCE AUF GUTEM WEG

„Immer mehr Studien zeigen, dass ein ausgewogenes Verhältnis zwischen den Geschlechtern und eine vielfältige Belegschafts- und Managementstruktur den Unternehmen zahlreiche Vorteile bietet, darunter eine bessere Performance sowohl bei der Entscheidungsfindung als auch bei der Innovation sowie eine höhere Attraktivität des Arbeitgebers in den Augen der Stakeholder. Bei Wintershall Dea sind wir in einer nach wie vor männerdominierten Branche auf dem richtigen Weg, aber es bleibt noch einiges zu tun. Etwa 29 % der Führungspositionen sind mit Frauen besetzt, und gemäß aktuellster Statistik sind 32 % der Belegschaft weiblich. Unser strategisches Ziel ist es, bis 2025 eine Geschlechtervielfalt zu erreichen, bei der mehr als 30 % der Führungspositionen mit Frauen besetzt sind. Unser Women's Network bei Wintershall Dea, dem ich selbst angehöre, wurde 2019 gegründet und bleibt ein Dreh- und Angelpunkt unserer DE&I Roadmap. Unser Netzwerk mit 36 aktiven Mitgliedern konzentriert sich auf Geschlechtergerechtigkeit und Inklusion, was durch den jährlichen Global Connect Summit weiter gefördert wird."

> **„Wir sind auf dem richtigen Weg."**

Manal Aboujtila
Human Resources Business Unit Libyen

Zielvorgabe für den Frauenanteil in Führungspositionen bis 2025



6 ÜBER DIESEN BERICHT
7 VORWORT DES VORSTANDSVORSITZENDEN
10 BERICHT DES AUFSICHTSRATS
12 UNSER ZIEL
14 UNSER VORSTAND
15 UNSERE STRATEGIE
17 ENERGIE IM WANDEL
35 UNSER PORTFOLIO

LERNEN UND WEITERBILDEN

BERUFLICHE WEITERBILDUNG

Lebenslanges Lernen und gezieltes berufliches Weiterkommen sind zwei wichtige Eigenschaften für die Mitarbeiter bei Wintershall Dea. Deshalb unterstützt das Unternehmen Ambitionen in diesen Bereichen auf vielfältige Weise.

SPEAD ist ein Graduiertenprogramm, das speziell für Masterabsolventen im technischen und nicht-technischen Bereich konzipiert und vor mehr als 20 Jahren eingeführt wurde. Während der 18- bis 24-monatigen Weiterbildung profitieren die Absolventinnen und Absolventen von zahlreichen Praxiserfahrungen im In- und Ausland sowie von ausgewählten Vertiefungsseminaren – das ideale Sprungbrett für die weitere Karriere bei Wintershall Dea.

Weil Lernen auch in den oberen Positionen nie aufhört, betreibt Wintershall Dea erfolgreich eine Reverse-Mentoring-Initiative, unter anderem mit dem Vorstandsvorsitzenden Mario Mehren. Die ersten Sitzungen, in denen die traditionellen Mentorenrollen getauscht werden, brachten für alle Beteiligten frische Erkenntnisse.

Das neue globale Tertiary Education Assistance Programme (TEAP) ist so etwas wie die Rückkehr von Mitarbeitenden an die Universität, um ihr Studium fortzusetzen und ihre Karriere durch Weiterbildung voranzubringen. Solche Weiterbildungsmöglichkeiten sind auch für Wintershall Dea von großer Bedeutung. Das Unternehmen bietet den Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern ein möglichst breites Spektrum an berufsbegleitenden Qualifikationen in Form von Master-, Executive Master- und MBA-Abschlüssen. In Deutschland steht TEAP auch Absolvierenden von Berufsausbildungsprogrammen zur Verfügung.

SPEAD ist ein Graduiertenprogramm, bei dem das ganze Jahr über regelmäßige Gesprächsrunden, wie hier in Kassel, stattfinden.

18 BIS 24

Monate dauert das SPEAD-Programm für ambitionierte Masterabsolventinnen und -absolventen

Die 2022 gestartete Projektmanagement-Laufbahn ist eine weitere interne Aufstiegsmöglichkeit bei Wintershall Dea und ergänzt die bestehenden Führungs- und Expertenlaufbahnen. Projektmanagement-Kenntnisse, die durch Branchenqualifikationen gestützt werden, verschaffen Wintershall Dea einen Wettbewerbsvorteil in ihren Geschäftsfeldern.

ARBEITSBEDINGUNGEN

MEHR ZUSAMMENARBEIT, MEHR FLEXIBILITÄT, MEHR NACHHALTIGKEIT

Ob es darum geht, vorhandene Fähigkeiten zu erweitern oder nach dem Studium eine Karriere in einer dynamischen Branche zu starten, Wintershall Dea ist der richtige Ort dafür.

Das Arbeiten von zu Hause hat Wintershall Dea auch nach der COVID-19 Pandemie weltweit zum Standard etabliert. Auch das hybride Arbeitsmodell Flex Forward ist Teil unserer Unternehmenskultur, die auf gegenseitigem Vertrauen und Eigenverantwortung basiert. Das globale Konzept basiert auf der Grundidee, dass jedes Team zwei Kernarbeitstage pro Woche definiert, an denen alle Teammitglieder ins Büro kommen. An den drei flexiblen Tagen kann jedes Teammitglied weitgehend frei entscheiden, wo es arbeiten möchte – im Büro, zu Hause oder woanders. Bei Flex Forward geht es darum, allen Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern von Wintershall Dea flexible Arbeitsmöglichkeiten zu bieten.

Flex Forward ist das Hybrid-Arbeitsmodell des Unternehmens

UNSER PORTFOLIO

Wintershall Dea profitiert von einem geografisch diversifizierten Portfolio und unterschiedlichen Arten der Beteiligungen. Unser Portfolio in weltweit 11 Ländern[1] haben wir in drei Schwerpunktregionen gegliedert – vom hohen Norden Norwegens bis zur südlichsten produzierenden Plattform der Welt vor Argentinien.

Wir gliedern unsere Geschäftsaktivitäten in folgende Segmente:

- Nordeuropa
- Lateinamerika (LATAM)
- Naher Osten/Nordafrika (MENA)
- Midstream
- Headquarter und Sonstige[2]

Die Segmente Nordeuropa, Lateinamerika und Naher Osten/Nordafrika bilden das E&P-Geschäft und sind, ausgehend von den Ländern der jeweiligen Region, weiter in Bereiche unterteilt. Die E&P-Segmente umfassen Exploration, Aufschluss, Feldesentwicklung und Produktion in den folgenden Bereichen:

- Nordeuropa: Deutschland, Norwegen, Niederlande, Großbritannien und Dänemark
- Lateinamerika: Argentinien, Mexiko
- Naher Osten/Nordafrika: Ägypten, Vereinigte Arabische Emirate (VAE), Algerien, Libyen

Im Januar 2023 hat Wintershall Dea beschlossen, sich vollständig aus Russland zurückzuziehen. Dieser Rückzug soll in geordneter Weise und unter Einhaltung aller anwendbaren Gesetzte und Bestimmungen erfolgen. Bis dahin werden die russischen Beteiligungen als übrige Finanzanlagen ausgewiesen und sind nicht mehr Teil dieser Portfolioübersicht. Weitere Informationen sind in Textziffer 3 - Wesentliche Verkäufe und Entkonsolidierungen enthalten.

Wintershall Dea bleibt weiterhin im Midstream-Geschäft und der dort gehaltenen und operierten kritischen Infrastruktur für den Gastransport in Deutschland und Europa aktiv.

[1] Nach der Entkonsolidierung aller russischen Tochtergesellschaften und at Equity bewerteten Beteiligungen im vierten Quartal 2022 wird der Konzern künftig aus fünf Segmenten (ohne Russland) bestehen.
[2] Das Segment Headquarter und Sonstige umfasst den Vorstand und zentrale Konzernfunktionen wie zum Beispiel die vom Headquarter gesteuerten Handelsaktivitäten, Global Exploration und Carbon Management & Hydrogen (CMH) sowie Holdinggesellschaften.

6 ÜBER DIESEN BERICHT
7 VORWORT DES VORSTANDSVORSITZENDEN
10 BERICHT DES AUFSICHTSRATS
12 UNSER ZIEL
14 UNSER VORSTAND
15 UNSERE STRATEGIE
17 ENERGIE IM WANDEL
35 UNSER PORTFOLIO

NORDEUROPA

- In Nordeuropa hat Wintershall Dea Aktivitäten in Deutschland, Norwegen, in den Niederlanden, im Vereinigten Königreich und in Dänemark
- Die gesamte Förderung im Jahr 2022 belief sich auf 207 Tausend boe/Tag
- Als 2P-Reserven werden 749 Millionen boe ausgewiesen

Deutschland

Übersicht

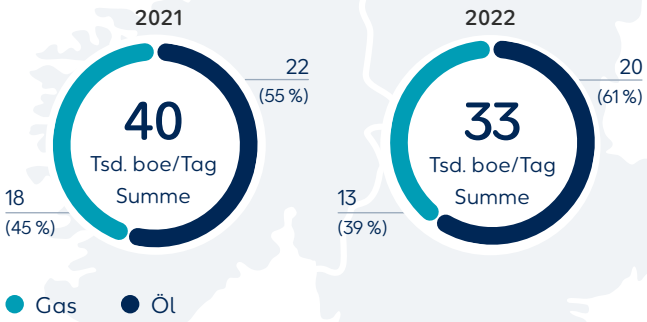
Die deutsche Öl- und Gasbranche existiert seit Jahrzehnten und verzeichnet mittlerweile rückläufige Fördermengen. Unsere Aktivitäten konzentrieren sich auf unsere wichtigsten Produktionsstätten in Norddeutschland: das Erdölfeld Mittelplate in Schleswig-Holstein sowie die Erdgasförderung im Raum Verden und die Erdölförderung in Emlichheim (beide Standorte liegen in Niedersachsen). Entsprechend unserer Strategie haben wir im Laufe des Jahres unsere Aktivitäten in Deutschland weiter optimiert. Darüber hinaus beteiligen wir uns aktiv an der Energiewende und treiben unsere Wasserstoff-Prototyp-Projekte gemeinsam mit unseren Partnern voran, um unsere Klimaziele zu erreichen.

Gegen Ende des Jahres 2021 initiierten wir ein Programm zur Senkung unseres Methanausstoßes (Leak Detection and Repair – LDAR). Dies erfolgte im Rahmen unseres unternehmensweiten Ziels, die Methanemissionen bis 2025 auf unter 0,1 % zu reduzieren. Für eine wirksame Verringerung der Methanemissionen ist die genaue Kenntnis der emittierten Mengen und der Emissionsquellen von entscheidender Bedeutung. Diese Informationen können durch den Einsatz moderner optischer Bildgebungsverfahren (OGI) zur Visualisierung und Quantifizierung von

> „Der Schutz der Gesundheit und Sicherheit unseres Teams hat für uns oberste Priorität. „We care" bedeutet, dass wir Verantwortung für unsere Kolleginnen und Kollegen, die Umwelt und unsere Vermögenswerte übernehmen und entsprechend handeln."

Robert Frimpong
Managing Director der Wintershall Dea Deutschland

PRODUKTION



2P-Reserven
146 Millionen boe

R/P
12 Jahre

Gaslecks gewonnen werden. Das Programm wurde in Deutschland als Pilotprojekt gestartet und profitiert von der OGI-Technologie, durch die selbst kleinste Lecks erkannt werden und deren schnelle Abdichtung ermöglicht wird. Das Programm wird derzeit weltweit eingeführt.

Produktion

Mittelplate (100 % Working Interest)
Unser Erdölfeld Mittelplate, das 1987 die Produktion aufgenommen hat, ist das größte Erdölfeld in Deutschland. Es befindet sich am südlichen Rand des Nationalparks Schleswig-Holsteinisches Wattenmeer und wird international als Maßstab für sichere Erdölproduktion in einem ökologisch sensiblen Gebiet angesehen.

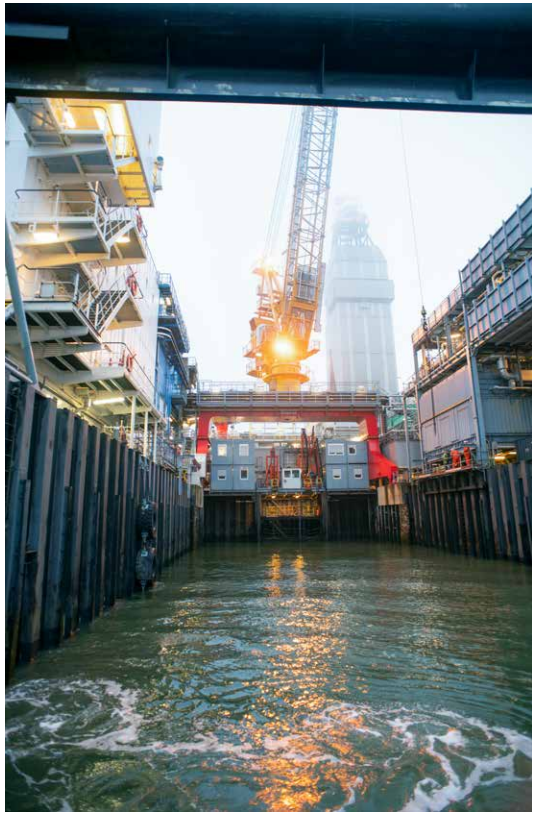
Gemäß unserem Netto-Null-Ziel 2030[1] haben wir die durch Gasturbinen angetriebene Stromversorgung auf der Bohr- und Förderinsel Mittelplate im Jahr 2020 auf erneuerbaren Onshore-Strom umgestellt, wodurch wir jährlich 36.000 Tonnen CO_2 einsparen und Mittelplate praktisch zu einem klimaneutralen Standort machen. Weiterhin ist geplant, dass Mittelplate von geräuschlosen, wasserstoffbetriebenen Logistikschiffen in einer der weltweit ersten klimaneutralen Marineanwendungen im Weltnaturerbe Wattenmeer versorgt wird. Dadurch sparen wir jährlich 275.000 Liter Dieselkraftstoff oder 700 Tonnen CO_2 ein.

Die Geschäftstätigkeiten im Jahr 2022 waren durch die weitere Implementierung von Effizienzmaßnahmen sowie die Optimierung der Infill-Erschließungsbohrungen gekennzeichnet mit dem Ziel, die Plateauproduktion in dem Feld aufrechtzuerhalten. Wir konzentrieren uns zudem auf die Umsetzung technisch komplexer Projekte in Mittelplate. Dadurch wird nicht nur die weitere Entwicklung des Feldes verbessert, sondern auch entscheidendes Know-how aufgebaut. Diese Expertise wird von unseren Partnern weltweit geschätzt und befähigt uns, an internationalen Folgeprojekten mitzuwirken.

Völkersen (100 % Working Interest)
In Völkersen betreiben wir das größte Erdgasfeld in Norddeutschland, das im Jahr 1994 die Produktion aufnahm und wo circa 11 % der gesamten deutschen Erdgasproduktion gefördert wird. Die Aktivitäten in Völkersen konzentrieren sich weiterhin auf die Optimierung der Produktion und die Beschleunigung der Förderung der verbliebenen Erdgasreserven in einem anspruchsvollen Umfeld. Die Aufrechterhaltung der sicheren und effizienten Produktion erfordert Interventionen und Wartungsarbeiten sowohl im Bohrloch als auch an der Oberfläche. Die Automatisierung und Digitalisierung unserer Anlagen bleibt eine wichtige Komponente, um manuelle Interventionen zu reduzieren und Effizienzsteigerungen zu generieren.

Emlichheim (90 % Working Interest)
In Emlichheim an der deutsch-niederländischen Grenze liegt eines der ältesten Erdölfelder Deutschlands. Wintershall Dea hat dort mit der Rohölproduktion vor mehr als 70 Jahren begonnen. Seither haben wir durch ein systematisch angewandtes Reservoirmanagement, Produktionsoptimierung und unsere weitreichenden Fähigkeiten im Management maturer Erdölfelder die Plateauförderung aufrechterhalten.

Im Jahr 2021 haben wir den sicheren und zuverlässigen Transport von Rohöl aus Emlichheim verbessert, indem wir eine 14,4 Kilometer lange Pipeline in Betrieb genommen haben, die die Aufbereitungsanlage des Feldes direkt mit dem Betriebsstandort verbindet, von wo aus das Rohöl in die Raffinerie weitergeleitet wird. Die Pipeline hat die vorherige Bahnverladung ersetzt, wodurch die Betriebskosten gesenkt und gleichzeitig die Umweltfreundlichkeit und Sicherheit verbessert wurden. Weitere Optionen zur Verringerung der CO_2-Emissionen werden derzeit geprüft.



Blick auf die Mittelplate Bohr- und und Produktionsplattform im Wattenmeer vor der Küste von Schleswig-Holstein.

[1] Scope 1 und Scope 2 eigenoperierter und fremoperierter Aktivitäten auf Equity-(Share)Basis mit dem Zwischenziel einer 25% Nettoreduktion bis 2025 (basierend auf 2020).

6 ÜBER DIESEN BERICHT
7 VORWORT DES VORSTANDSVORSITZENDEN
10 BERICHT DES AUFSICHTSRATS
12 UNSER ZIEL
14 UNSER VORSTAND
15 UNSERE STRATEGIE
17 ENERGIE IM WANDEL
35 UNSER PORTFOLIO

Norwegen

Übersicht

Norwegen ist seit etlichen Jahren einer der wichtigsten und verlässlichsten Erdgas- und Erdöllieferanten für Europa. Seit dem Ausbruch des Krieges in der Ukraine und dem massiven Rückgang der Rohstofflieferungen aus Russland nach Europa ist Norwegen zum wichtigsten Erdgaslieferanten der EU geworden. Wintershall Dea trägt ihren Teil dazu bei und hat die Produktion erhöht und weitere Projekte vorangebracht. Unsere Tochtergesellschaft Wintershall Dea Norge engagiert sich seit über 50 Jahren auf dem norwegischen Festlandsockel und ist heute eines der führenden Gas- und Ölunternehmen im Land. Der Wintershall Dea-Konzern hält aktuell rund 100 Lizenzen und ist bei 24 dieser Lizenzen Betriebsführer.

Unser Portfolio in Norwegen umfasst eine Reihe von Feldern in unterschiedlichen Lebenszyklusphasen sowie die wichtigen, eigenoperierten Entwicklungsprojekte Dvalin und Dvalin North. Im Jahr 2022 haben unser eigenoperiertes Nova-Feld und das Njord-Feld die Produktion aufgenommen.

Im Jahr 2022 haben wir unser Portfolio weiter optimiert und den Verkauf des eigenoperierten Erdölfeldes Brage (35,2 %), der vollständigen Beteiligung an dem Erdölfeld Ivar Aasen (6,46 %) und einer Beteiligung in Höhe von 6 % an unserem Nova-Feld abgeschlossen.

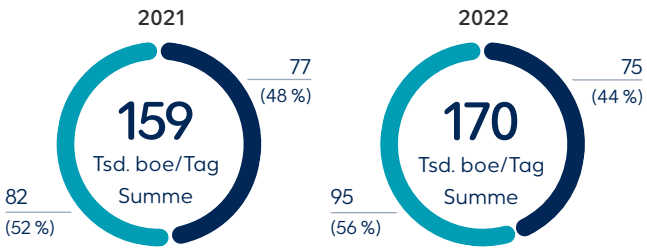
Im vierten Quartal 2022 hat Wintershall Dea acht Projektentwicklungspläne bei den norwegischen Behörden zur Genehmigung in 2023 eingereicht. Unter den eingereichten Entwicklungsprojekten befinden sich zwei eigenoperierte Projekte, Maria Phase 2 und Dvalin North. Um die Projekte unseres norwegischen Entwicklungs- und Explorationsportfolios sowie mögliche künftige Bohrungen unserer

> „Mit einer starken Fokussierung auf die Produktionsleistung und die Inbetriebnahme der Schlüsselprojekte Nova und Njord haben wir einen Beitrag zur sicheren Energieversorgung Europas geleistet und Rekordergebnisse erzielt."

Michael Zechner
Managing Director der Winterhall Dea Norwegen

CCS-Projekte umsetzen zu können, haben Wintershall Dea und OMV beschlossen, sich zusammenzutun. Beide haben das Ziel, sich für die erwartete hohe Nachfrage nach verfügbaren Bohranlagen auf dem norwegischen Festlandsockel in den Jahren 2023 bis 2027 zu wappnen und sich Bohrkapazität zu sichern. Ende September 2022 zeichneten beide Unternehmen einen Vertrag mit Transocean zur Anmietung der Bohranlage „Transocean Norge" – eine moderne Halbtaucher-Bohranlage, die für raue Umgebungsbedingungen ausgelegt ist.

PRODUKTION



2P-Reserven
599 Millionen boe

R/P
10 Jahre

6 ÜBER DIESEN BERICHT
7 VORWORT DES VORSTANDSVORSITZENDEN
10 BERICHT DES AUFSICHTSRATS
12 UNSER ZIEL
14 UNSER VORSTAND
15 UNSERE STRATEGIE
17 ENERGIE IM WANDEL
35 UNSER PORTFOLIO

Das Portfolio wird kontinuierlich mit intelligenten technischen Lösungen weiter ausgebaut. Dazu gehören modernste Unterwassertechnologie für Entwicklung und Produktion sowie energiesparende Lösungen.

Das Jahr 2022 war auch ein Meilenstein bei der Verwirklichung der Ambitionen von Wintershall Dea in den Bereichen Carbon Management und Wasserstoff. Wir haben unsere erste CO_2-Speicherlizenz in der norwegischen Nordsee erhalten und sind eine Partnerschaft mit Equinor eingegangen, um gemeinsam ein groß angelegtes CCS-Projekt zu entwickeln, das europäische CO_2-Emittenten mit Speicherstätten in der norwegischen Nordsee verbindet.

Betrieb

Während des Jahres 2022 brachten wir zwei unserer Entwicklungsprojekte Nova und Njord, die Produktionsvolumen mit hohen Margen erwirtschaften, sicher in Produktion. Darüber hinaus haben wir unser wichtiges Entwicklungsprojekt Dvalin weiter vorangetrieben, so dass es sich kurz vor der Fertigstellung befindet. Unsere produzierenden Felder wiesen im Jahr 2022 eine hohe Produktionseffizienz auf und sicherten die Energieversorgung Europas.

Was unsere Explorationsaktivitäten anbelangt, haben wir mehrere erfolgreiche Nahfeldexplorationsbohrungen abgeteuft, wobei etliche potentiell wirtschaftliche Fündigkeiten in unseren Kernregionen gemacht wurden.

Produktion

Vega (57 % Working Interest)
Vega ist ein von Wintershall Dea betriebenes Erdgas- und Erdgas-Kondensatfeld im nördlichen Teil der Nordsee und liegt 28 Kilometer westlich des Gjøa-Feldes. Die geförderte Menge aus sechs Bohrungen, die in 2010 die Produktion aufnahmen, wird nach Gjøa transportiert und dort verarbeitet. Um die Produktion und den Ertrag aus dem Feld zu erhöhen, begannen wir 2021 eine Infill-Bohrkampagne mit drei Bohrungen, die in der ersten Jahreshälfte 2022 erfolgreich beendet wurde und wertvolle kohlenstoffarme Volumen beiträgt.

Maria (50 % Working Interest)
Maria ist ein eigenoperiertes Erdöl- und Erdgasfeld, das die Produktion im Jahr 2017 von zwei auf dem Meeresgrund installierten Fördereinrichtungen, sogenannten Subsea-Templates, aufgenommen hat. Die geförderte Menge wird zur Kristin-Plattform transportiert, wo sie aufbereitet wird. Das benötigte Wasser für den Betrieb der Injektionsbohrungen wird von den Anlagen des Heidrun-Feldes und das Gas, welches zur Förderung benötigt wird, von den Feldern Åsgard B bzw. Tyrihans bezogen. Anfängliche Probleme bei der Druckunterstützung, die ein geringes Produktionsvolumen zur Folge hatten, wurden durch mehrere Leistungsverbesserungen teilweise überwunden. Weiterhin wird diese Arbeit mit der internen Genehmigung der zweiten Phase des Maria-Entwicklungsprojektes fortgeführt, welche im November 2022 Jahres erfolgte. Es wird erwartet, dass das Projekt angenommene, förderbare Bruttoreserven in Höhe von 22 Millionen Barrel Öl-Äquivalenten (boe) beitragen wird. Vorgesehen ist hierfür die Installation einer neuen integrierten Subsea-Template-Struktur, die drei Produktionsbohrungen und eine Wasserinjektionsbohrung beinhalten wird.

Nova (39 % Working Interest)
Nova ist unser eigenoperiertes Erdölfeld im nördlichen Teil der Nordsee in der Nähe des Gjøa-Feldes. Das Feld besteht aus zwei Subsea-Templates mit vier Slots, die an die Gjøa-Plattform angebunden sind, von wo aus Nova mit Strom vom Festland versorgt wird. Nova nahm gegen Ende Juli 2022 die Produktion auf und unterstützt Europas Energiebedarf. Im Jahr 2022 veräußerten wir 6 % unserer ursprünglichen Beteiligung am Nova-Feld in Höhe von 45 % im Rahmen des Verkaufs des Brage-Feldes.

Njord (50 % Working Interest)
Njord Future ist ein großes Wiedererschließungsprojekt, das die Förderung aus dem Njord-Feld für weitere 20 Jahre sichern soll. Die Anlagen waren von 2016 bis 2022 für umfassende Modernisierungsarbeiten an Land stillgelegt und bestehen aus Njord A, einer schwimmenden, integrierten, halbtauchfähigen Produktions- und Bohrplattform, und Njord B, einem Lagerschiff (FSU). Njord nahm am 27. Dezember 2022 erneut die Produktion auf. Njord Future umfasst zehn neue Bohrungen, die im Zeitraum von 2023 bis 2026 niedergebracht werden sollen. Njord wird die Host-Plattform für drei weitere Felder, die eingebunden werden: Hyme, Bauge und Fenja. Wintershall Dea ist an den beiden Projekten Hyme und Bauge beteiligt. Sowohl die Partner des Njord-Feldes, als auch die der weiteren anzubindenden Felder, genehmigten ein Projekt zur Versorgung der Produktionsanlagen mit Strom vom Festland. Hierbei ist geplant, die Anlagen der Felder ab dem Jahr 2027 teilweise mit Strom vom Festland zu betreiben. Der entsprechende Entwicklungsplan wurde im Dezember 2022 bei den Behörden eingereicht. Der Betreiber des Feldes erwartet hierdurch eine Reduktion der produktionsbedingten CO_2-Emissionen in Höhe von etwa 130.000 Tonnen pro Jahr.

Skarv (28 % Working Interest)
Das Einzugsgebiet des Skarv-Feldes, das sich im Europäischen Nordmeer befindet, umfasst mehrere Erdgas- und Erdölvorkommen: Skarv, Idun, Ærfugl und Gråsel. Die Produktion wurde im Dezember 2012 über ein speziell angefertigtes Produktions- und Lagerschiff (FPSO) aufgenommen. Seit Produktionsbeginn wurden etliche zusätzliche Felder an Skarv angebunden, um die Produktion zu erhöhen. Zu Beginn des Jahres 2022 wurde die Förderung des lagerstättenspezifischen Erdgasanteils eingeleitet, welcher die

gesamte Erdgasproduktion weiter erhöhte, um der europäischen Erdgasnachfrage gerecht zu werden. Die Infill-Bohrung Idun Tunge wurde gemäß des geplanten Budgets und Zeitplans fertiggestellt und eingebunden. Weitere Infill-Bohrungen werden im Einzugsgebiet des Skarv-Feldes vorangetrieben.

Im Jahr 2022 wurden weitere Investitionen zur Unterwasseranbindung (Subsea-Tie-back) von zwei Feldern, Idun North (40 % Working Interest) und Alve North (20 % Working Interest), an die Anlagen des Skarv-Feldes genehmigt. Für beide Felder wurde der Plan für die Entwicklung und den Betrieb (PDO) beim norwegischen Energie- & Erdölministerium zur Genehmigung eingereicht. Gegen Ende des Jahres 2022 finalisierte Wintershall Dea eine M&A-Transaktion mit Aker BP zur Optimierung und Stärkung ihrer Lizenzposition in mehreren erwarteten, zukünftigen Anbindungsfeldern in der Skarv-Region (z. B. PL127C - Alve North und PL941 - Newt).

Gjøa (28 % Working Interest)
Gjøa ist ein Erdgas- und Erdölfeld in der Nordsee, das 2010 die Produktion aufgenommen hat. Die Gjøa-Anlage wird hauptsächlich von Land aus mit Strom versorgt und weist deshalb geringe Emissionen und einen niedrigen CO_2-Ausstoß auf. Gjøa dient zudem als Produktionsstandort zur Einbindung weiterer Felder, wie beispielsweise unserer eigenoperierten Felder Vega und Nova. Die Aktivitäten im Jahr 2022 beinhalteten die erfolgreiche Anbindung unseres eigenoperierten Nova-Feldes, das im Sommer 2022 die Produktion aufnahm. Im Verlauf des Jahres 2022 wurden weitere künftige Einbindungsprojekte vorangetrieben, darunter befindet sich auch die Hamlet-Fündigkeit, die sich innerhalb des Gjøa-Lizenzgebietes befindet.

Aasta Hansteen (24 % Working Interest)
Aus dem Feld Aasta Hansteen wird über vier auf dem Meeresgrund installierte Fördereinrichtungen, sogenannte Subsea-Templates, seit Dezember 2018 Erdgas gefördert. Die Templates sind an eine am Meeresboden verankerte, schwimmende SPAR-Plattform mit einem vertikalen zylindrischen Rumpf angebunden. Das Feld erzielte eine hohe Produktion durch eine hohe Produktionseffizienz. Für das nahegelegene Irpa-Projekt (19 % Working Interest), das als Subsea-Tie-back geplant ist, wurden die Förderanlagen von Aasta Hansteen zur Einbindung der Produktion ausgewählt. Die Investitionsentscheidung wurde Ende 2022 getroffen und der Plan für die Entwicklung und den Betrieb (PDO) beim norwegischen Energie- & Erdölministerium zur Genehmigung im November 2022 eingereicht. Es wird erwartet, dass Irpa zusätzliche angenommene Bruttoreserven in Höhe von 125 Millionen Barrel Öl-Äquivalenten beiträgt und somit die Betriebsdauer der Aasta Hansteen-Plattform vom Jahr 2032 bis zum Jahr 2039 verlängert.

Edvard Grieg (15 % Working Interest)
Edvard Grieg ist ein Erdölfeld, das die Produktion 2015 aufgenommen hat und sich in der zentralen Nordsee befindet. Das Feld wird durch eine feste Installation mit Stahlummantelung mit einer vollständigen Aufbereitungsanlage erschlossen und es ist das erste kohlenstoffarme Erdölfeld, das von Intertek gemäß der „CarbonClear"-Zertifizierung ausgezeichnet wurde. Die Feldesanlagen werden seit Dezember 2022 mit Strom vom Festland aus versorgt, wodurch sich die Emissionen aus diesem Feld weiter reduzieren. Dies führt dazu, dass Edvard Grieg zu einem der niedrigsten CO_2-Emittenten auf dem norwegischen Festlandsockel wird. Nachdem das Solveig-Feld (Phase 1) im Jahr 2021 erfolgreich den Betrieb aufnahm, wurde die Anbindung der Entwicklung der zweiten Phase des Feldes, das die Segmente D und A umfasst, weiter vorangetrieben und die Investitionsgenehmigung zum Ende des Jahres 2022 erteilt. Der Plan für die Entwicklung und den Betrieb wurde beim norwegischen Energie- & Erdölministerium zur Genehmigung eingereicht. Weitere künftige Infill-Bohrungen werden im Edvard Grieg-Lizenzgebiet vorangetrieben.

Snorre Unit (9 % Working Interest)
Das Snorre-Feld wurde 1979 im nördlichen Teil der Nordsee entdeckt und besteht aus Snorre A und B. Im Jahr 2018 erhielt das Feld nach Jahrzehnten sicherer und zuverlässiger Produktion die Genehmigung, die Anlagen bis in das Jahr 2040 weiter nutzen zu dürfen. Im gleichen Jahr wurde das Snorre-Expansionsprojekt (SEP), bestehend aus sechs zusätzlichen Subsea-Templates, genehmigt und ging Ende 2020 mit den ersten Bohrungen in den Förderbetrieb über. Im Laufe des Jahres 2021 haben wir die Entwicklungsaktivitäten erfolgreich fortgesetzt und es wurden insgesamt 18 weitere Bohrungen in Produktion genommen. Die verbliebenen sechs Bohrungen wurden 2022 in Betrieb genommen. Das Projekt wurde unter dem Budget und ein Jahr vor dem vorgesehenen Zeitplan fertiggestellt. Weiterhin wurde das schwimmende Offshore-Windanlagenprojekt „Hywind Tampen" in Betrieb genommen und versorgt das Gullfaks-Feld seit November 2022 mit elektrischem Strom. Es ist geplant, dass das Snorre-Feld ab dem zweiten Quartal 2023 ebenfalls mit Windenergie beliefert wird. Hierbei wird erwartet, dass dies zu einer CO_2-Emissionsreduktion von etwa 120.000 Tonnen pro Jahr beiträgt.

Entwicklung

Dvalin (55 % Working Interest)
Dvalin ist unser eigenoperiertes Erdgasfeld im zentralen Europäischen Nordmeer, das an ein Subsea-Template angebunden ist, das vier Produktionsbohrungen umfasst. Das Erdgas wird von der Heidrun-Plattform verarbeitet und über die Polarled-Pipeline zu den Anlagen nach Nyhamna exportiert. Die Prozessierungsanlagen an Land in Nyhamna wurden mit Quecksilber-Filteranlagen

6 ÜBER DIESEN BERICHT
7 VORWORT DES VORSTANDSVORSITZENDEN
10 BERICHT DES AUFSICHTSRATS
12 UNSER ZIEL
14 UNSER VORSTAND
15 UNSERE STRATEGIE
17 ENERGIE IM WANDEL
35 UNSER PORTFOLIO

aufgerüstet, um sicherzustellen, dass das geförderte Erdgas den Spezifikationen der europäischen Abnehmer entspricht. Die Entwicklung des Feldes steht kurz vor dem Abschluss.

Dvalin North (55 % Working Interest)
Dvalin North ist unser eigenoperiertes Erdgasfeld im zentralen Europäischen Nordmeer nördlich der Heidrun-Anlage und zehn Kilometer nördlich des Dvalin-Feldes. Im Jahr 2021 wurde das bedeutsame Erdgasvorkommen Dvalin North entdeckt und im Jahre 2022 ein Feldesentwicklungsprojekt gestartet. Im Dezember 2022 wurde die Investitionsentscheidung getroffen und der Entwicklungsplan beim norwegischen Energie- & Erdölministerium zur Genehmigung eingereicht. Es wird erwartet, dass Dvalin North angenommene, förderbare Bruttoreserven in Höhe von 84 Millionen Barrel Öl-Äquivalenten beiträgt. Das Feld besteht aus einem Subsea-Template, das drei Produktionsbohrungen umfasst, die über das Dvalin-Feld-Template an die Heidrun-Aufbereitungsanlagen angebunden werden, um von vorhandener Infrastruktur zu profitieren. Die Produktionsaufnahme ist für das Jahr 2026 vorgesehen. Die Nutzung bereits vorhandener Infrastruktur ermöglicht es uns, potentielle künftige Produktionsvolumen mit geringen Emissionen zu fördern.

Während des vierten Quartals 2022 hat Wintershall Dea acht Projektentwicklungspläne bei den norwegischen Behörden zur Genehmigung im Jahr 2023 eingereicht, die angenommene, förderbare Nettoreserven in Höhe von 110 Millionen Barrel Öl-Äquivalenten umfassen. Die Projekte sind in den vorhergehenden Kapiteln näher beschrieben und werden im Folgenden aufgezählt.

Von Wintershall Dea betriebene Felder:
- Dvalin North (via Dvalin)
- Maria Phase 2 (via Maria)

Von Partnern betriebene Felder:
- Alve North (via Skarv)
- Idun North (via Skarv)
- Irpa (via Aasta Hansteen)
- Njord (Strom vom Festland)
- Solveig Phase 2 (via Edvard Grieg)
- Snøhvit Future (Versorgung mit Strom vom Festland und Onshore-Verdichtung)

Außerbetriebnahme von Feldern und Anlagen

In der ersten Hälfte des Jahres 2022 endete die Produktion des von Shell betriebenen Knarr-Feldes (30 % Working Interest) und des von Equinor operierten Veslefrikk-Feldes (18 % Working Interest). Bei beiden begannen die Stilllegungsarbeiten.

Exploration

Wir sind derzeit an 38 Explorationslizenzen in Norwegen beteiligt (ausgenommen Förder- und Entwicklungsprojekte); davon sind 13 eigenoperiert. Sieben dieser Lizenzen, einschließlich vier als Betriebsführer, wurden im Januar 2022 vom Energie- & Erdölministerium im Rahmen der APA-Lizenzrunde 2021 (APA = Awards in Predefined Areas) erteilt. Darüber hinaus haben wir an der APA-Lizenzrunde 2022 teilgenommen und erhielten im Januar 2023 elf neue Lizenzen, die voraussichtlich ab März 2023 gültig sein werden. In drei dieser neuen Lizenzen sind wir als Betriebsführer vorgesehen.

Im Jahr 2022 waren wir mit der Exploration in Norwegen erneut sehr erfolgreich. Wintershall Dea partizipierte an mehreren Fündigkeiten, die insgesamt erwartete, förderbare Bruttovolumen in Höhe von 88 bis 286 Millionen Barrel Öl-Äquivalenten beinhalten. Insgesamt konnten wir von zehn niedergebrachten Explorationsbohrungen sechs erfolgreich abschließen. Die Fündigkeiten mit kommerziellem Potenzial umfassen die Fündigkeiten Storjo (PL261) und Newt (PL941) in der Region des Skarv-Feldes und die Fündigkeiten Hamlet (PL153) und Ofelia (PL929) in der Nähe des Gjøa-Feldes. Zudem ist Wintershall Dea an der Gas-Fündigkeit Obelix Upflank (PL1128) nahe des Aasta Hansteen-Feldes und an der Gaskondensat-Fündigkeit Oswig East (PL1100), die sich nahe des Oseberg-Feldes befindet, beteiligt. Für das Jahr 2023 planen wir, vier Bestätigungs- und eine Explorationsbohrung niederzubringen.

Carbon Management und Wasserstoff

Wintershall Dea blickt auf ein sehr erfolgreiches Jahr in Bezug auf ihren Energy Transition Pathway in Norwegen zurück. Wir erhielten unsere erste Zuteilung einer CO_2-Speicherlizenz (Luna), die sich 120 Kilometer westlich von Bergen befindet. Wintershall Dea ist der Betriebsführer des Feldes mit einer 60 % Beteiligung, der übrige Anteil von 40 % wird von unserem Partner CapeOmega gehalten.

Des Weiteren begannen Wintershall Dea und Equinor ein Kooperationsprojekt, um gemeinsam die Entwicklung eines groß angelegten Projekts für die Abscheidung, den Transport und die untermeerische Speicherung von CO_2 (Carbon Capture and Storage – CCS) voranzutreiben. Es ist dabei vorgesehen, Europas größte CO_2-Emittenten mit Speicherstätten in der norwegischen Nordsee zu verbinden. Die beiden Partner planen eine Pipeline mit einer jährlichen CO_2-Transportkapazität von bis zu 40 Millionen Tonnen in Betrieb zu nehmen. Es wird erwartet, dass das Projekt in Phasen aufgegliedert und umgesetzt wird. Zu Beginn soll das CO_2 mit dem Schiff befördert werden. In der zweiten Phase des Projekts ist es vorgesehen, den CO_2-Transport über die Pipeline vorzunehmen, die bis zum Jahr 2032 den Betrieb aufnehmen soll.

Im Jahr 2022 wurden weitere Bewerbungen auf Speicherlizenzen vorbereitet, vorangetrieben und eingereicht.

6 ÜBER DIESEN BERICHT
7 VORWORT DES VORSTANDSVORSITZENDEN
10 BERICHT DES AUFSICHTSRATS
12 UNSER ZIEL
14 UNSER VORSTAND
15 UNSERE STRATEGIE
17 ENERGIE IM WANDEL
35 UNSER PORTFOLIO

Niederlande, Vereinigtes Königreich und Dänemark

Übersicht

Der Großteil der bestehenden Aktivitäten der Wintershall Dea in den Niederlanden, im Vereinigten Königreich und in Dänemark wird durch die 50-prozentige Beteiligung von Wintershall Dea an Wintershall Noordzee gemanagt. Neue Geschäftsaktivitäten in Dänemark werden von der Wintershall Dea selbst verfolgt.

Wintershall Noordzee

In den Niederlanden ist Wintershall Noordzee seit über 50 Jahren sicher und effizient aktiv. Wintershall Noordzee verfügt über umfassende Expertise im Betrieb sowie in der Stilllegung von Förderanlagen und ist federführend in Bezug auf niedrige Betriebskosten und eine effiziente Offshore-Betriebsführung. Möglich wird dies durch das hochmoderne Kontrollzentrum in Den Helder, von dem aus die Offshore-Anlagen gesteuert werden.

Im Vereinigten Königreich hält Wintershall Noordzee mehrere Lizenzen und ist jeweils Betriebsführer. Die Erdgasproduktion konzentriert sich auf das bestehende Wingate-Gasfeld, das 2008 entdeckt wurde. Zukünftige Aktivitäten konzentrieren sich auf die effiziente Erschließung dieses Gebiets.

In Dänemark hält Wintershall Noordzee eine Beteiligung im Feld Ravn.

Dänemark

Derzeit konzentriert sich Wintershall Dea darauf, ihre CCS-Aktivitäten im Greensand-Projekt in Dänemark voranzutreiben. Ziel des Projekts ist die Überprüfung der technischen und wirtschaftlichen Machbarkeit einer kostengünstigen und umweltfreundlichen CO_2-Speicherung im ausgeförderten Nini-Feld im dänischen Teil der Nordsee. Im Dezember 2022 genehmigte die Dänische Energieagentur die viermonatige Einspeisung von bis zu 15.000 Tonnen CO_2 in den Speicher von Greensand. Dies ist die allererste Genehmigung eines CO_2-Speicherprojekts in Dänemark, wo Wintershall Dea ein wichtiger Akteur ist. Der Beginn der Einspeisung ist für das erste Quartal 2023 vorgesehen.

6 ÜBER DIESEN BERICHT
7 VORWORT DES VORSTANDSVORSITZENDEN
10 BERICHT DES AUFSICHTSRATS
12 UNSER ZIEL
14 UNSER VORSTAND
15 UNSERE STRATEGIE
17 ENERGIE IM WANDEL
35 UNSER PORTFOLIO

LATEINAMERIKA

- In Lateinamerika ist Wintershall Dea in Argentinien und Mexiko aktiv
- Die gesamte Förderung im Jahr 2022 belief sich auf 67 Tausend boe/Tag
- Als 2P-Reserven werden 304 Millionen boe ausgewiesen

Argentinien

Übersicht

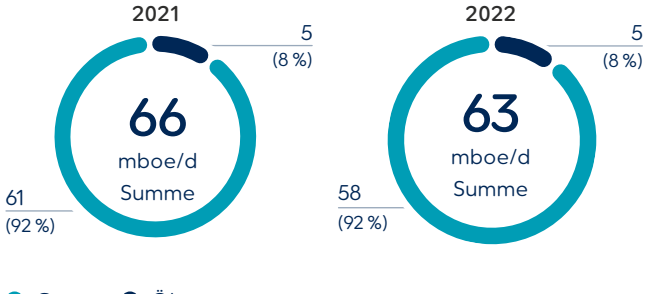
Wintershall Dea ist seit über 40 Jahren in Argentinien aktiv und einer der größten Gasproduzenten des Landes mit fremdoperierten Projekten in den Neuquén-, Austral- und Malvinas-Becken. Aktuell sind wir an circa 20 Onshore- und Offshore-Feldern beteiligt.

Im Süden Argentiniens arbeiten wir in der Konzession „Cuenca Marina Austral 1" (CMA-1) erfolgreich mit unseren Partnern TotalEnergies und Pan American Energy zusammen; dort fördern wir hauptsächlich Erdgas aus sieben Gasfeldern. Die CMA-1-Konzession hat einen Anteil von ungefähr 16 % an der gesamten inländischen Erdgasproduktion in Argentinien. Im April 2022 erhielt das CMA-1-Konsortium eine Verlängerung der CMA-1-Konzession bis 2041. Im September 2022 vereinbarte Wintershall Dea mit ihren Partnern TotalEnergies und Pan American Energy die Entwicklung von Fénix vor der Küste Feuerlands. Die Gesamtinvestition des Konsortiums beläuft sich auf rund 700 Millionen USD und stellt eine wichtige Säule für die weitere Entwicklung der Erdgasförderung im Land dar. Sie unterstützt Argentinien in seinen Bemühungen, die wachsende Gasnachfrage zu decken.

„Mit dem Fénix-Projekt und der kontinuierlichen Entwicklung von Aguada Pichana Este treiben wir nachhaltige Investitionen in eine CO_2-ärmere Energieversorgung in und aus Argentinien voran."

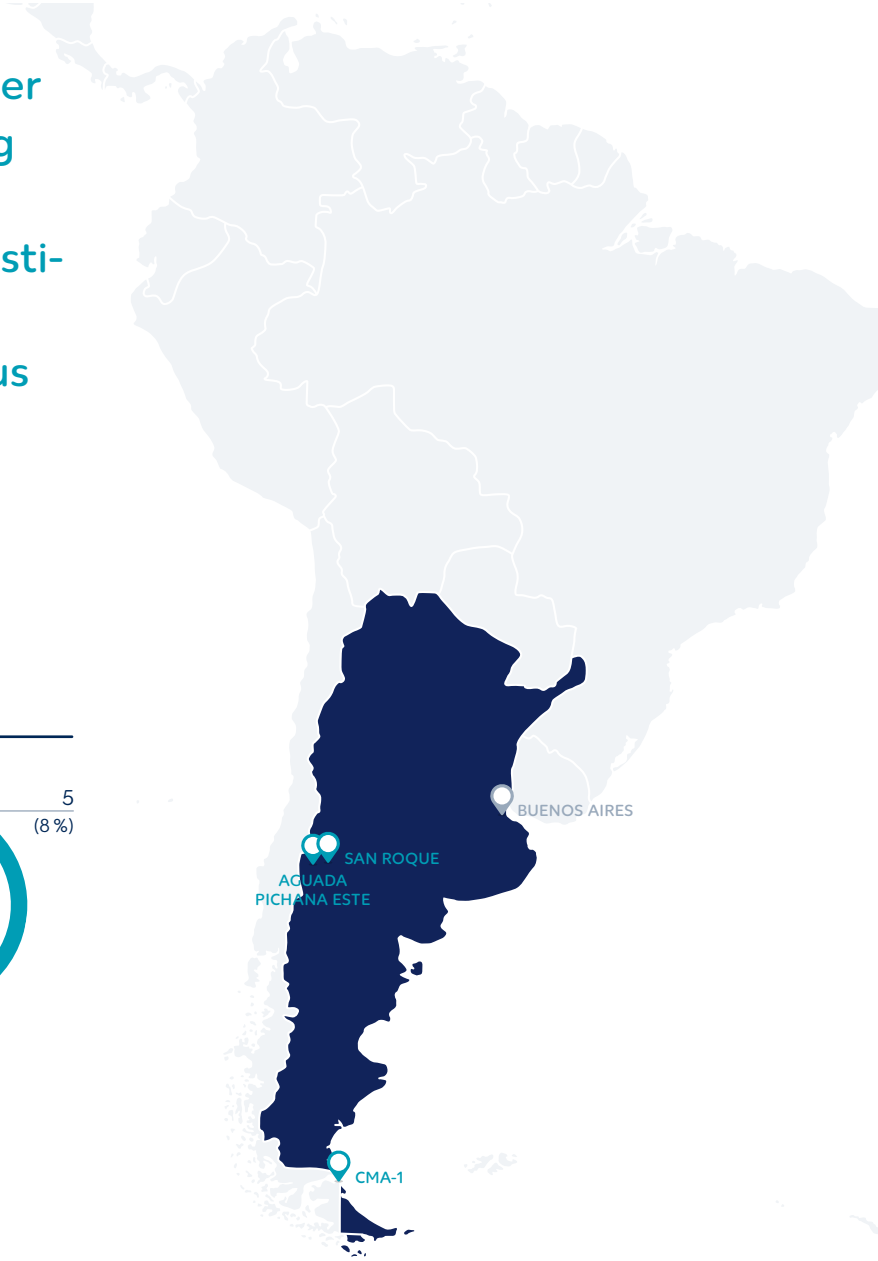
Manfred Boeckmann
Managing Director Argentinien

PRODUKTION



2P reserves
284 Millionen boe

R/P
12 Jahre



6 ÜBER DIESEN BERICHT
7 VORWORT DES VORSTANDSVORSITZENDEN
10 BERICHT DES AUFSICHTSRATS
12 UNSER ZIEL
14 UNSER VORSTAND
15 UNSERE STRATEGIE
17 ENERGIE IM WANDEL
35 UNSER PORTFOLIO

In der Provinz Neuquén ist Wintershall Dea seit mehr als 25 Jahren aktiv und betreibt aktuell konventionelle Förderung aus den Blöcken Aguada Pichana Este und San Roque. Auf dieses Wissen kann das Unternehmen setzen und beteiligt sich zusammen mit Partnern am Block Aguada Pichana Este an der sehr ergiebigen Schieferformation Vaca Muerta.

Im Januar 2022 schloss Wintershall Dea nach einer strategischen Überprüfung des Portfolios eine Vereinbarung mit Vista Oil & Gas zur Übertragung der gesamten Anteile an den beiden unkonventionellen Schieferölblöcken Aguada Federal und Bandurria Norte. Die Transaktion wurde von der Provinz Neuquén im September 2022 rückwirkend zum 1. Januar 2022 formell genehmigt. Die Entscheidung zur Veräußerung dieser Anteile steht im Einklang mit unserer globalen Unternehmensstrategie, uns auf kohlenstoffeffiziente Projekte und Aktivitäten zu konzentrieren.

Produktion

Cuenca Marina Austral (38 % Working Interest)
CMA-1 fördert seit 1989 und besteht aus sieben Feldern (Antares-Ara-Cañadón Alfa, Hidra, Ara South, Kaus, Carina, Aries und Vega-Pléyade) und fünf Offshore-Plattformen. Verarbeitet wird die Produktion aus den sieben Feldern von den beiden Onshore-Verarbeitungsanlagen Cañadón Alfa und Río Cullen. Alle Felder befinden sich offshore; einzige Ausnahme ist Antares-Ara-Cañadón Alfa, wo aus Onshore- und Offshore-Lagerstätten gefördert wird. 2022 war die Produktion in der Konzession CMA-1 stabil und verlief planmäßig.

Nach der finalen Investitionsentscheidung für den weiteren Ausbau von Fénix soll das große Erdgasprojekt in den nächsten 15 Jahren einen wesentlichen Beitrag zur Energieversorgung leisten. Das erste Gas aus Fénix wird für das Jahr 2025 erwartet und soll eine Spitzenproduktion von rund 10 Millionen Kubikmetern Gas pro Tag erreichen. Es wird erwartet, dass der Beitrag von Fénix die Plateauproduktion der Konzession CMA-1, von der Fénix ein wesentlicher Teil ist, verlängert. Das Projekt ist an die bestehende Offshore- und Onshore-Infrastruktur angebunden, was es besonders effizient und damit wertschöpfend macht, da es die Umweltauswirkungen minimiert.

Aguada Pichana Este
Agua Pichana Este besteht seit 2017 aus zwei separaten Lizenzen: der Residual-Lizenz, in der seit 1996 konventionelles Gas gefördert wird, und der Vaca Muerta-Lizenz für die Förderung von Trockengas aus der Schieferlagerstätte. Die künftige Entwicklung konzentriert sich auf die Vaca Muerta-Schieferformation, in der bisher 53 Bohrungen in Produktion sind. Weitere 11 Bohrungen werden in der ersten Jahreshälfte 2023 in Betrieb genommen, und sechs weitere Bohrungen werden in der zweiten Jahreshälfte angeschlossen.

Vega Pléyade ist über eine 77 km lange Gasexport-Pipeline mit der Aufbereitungsanlage an Land verbunden.

6 ÜBER DIESEN BERICHT
7 VORWORT DES VORSTANDSVORSITZENDEN
10 BERICHT DES AUFSICHTSRATS
12 UNSER ZIEL
14 UNSER VORSTAND
15 UNSERE STRATEGIE
17 ENERGIE IM WANDEL
35 UNSER PORTFOLIO

Mexiko

Übersicht

Mexiko ist eines der attraktivsten Länder für Kohlenwasserstoffe und bietet ein erhebliches Explorations-, Entwicklungs- und Produktionspotenzial.

2017 erhielt Wintershall Dea im Rahmen einer Farm-out-Ausschreibungsrunde der Nationalen Kohlenwasserstoffbehörde Mexikos (CNH) den Zuschlag für die Betriebsführung des Onshore-Ogarrio-Ölfelds.

Des Weiteren hält Wintershall Dea wesentliche Anteile an zehn Offshore-Explorationsblöcken[1], die sich im Golf von Mexiko befinden, wobei Wintershall Dea bei drei der Lizenzen als Betriebsführer fungiert.

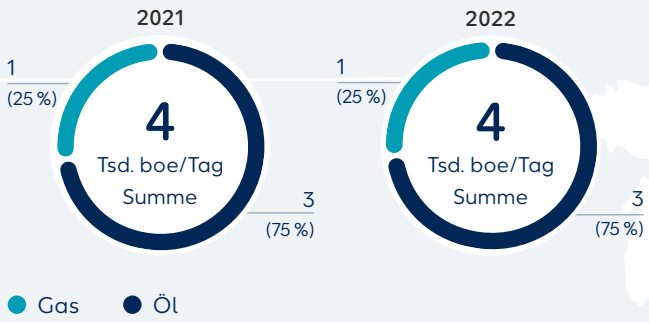
Wintershall Dea verfügt über Explorationsflächen sowohl im Tampico-Misantla- als auch im Sureste-Becken. Im Sureste-Becken sind wir an dem besonders vielversprechenden Block 7 beteiligt, der einen beträchtlichen Anteil an der Fündigkeit Zama enthält – eine der weltweit größten Flachwasserfündigkeiten der letzten Zeit. Das Unternehmen ist auch an Block 29 beteiligt, der die vielversprechenden Fündigkeiten Polok und Chinwol umfasst.

[1] Wintershall Dea und ihre Partner schließen derzeit die Kündigung des Vertrages CNH-R01-L01-A2/2015 ab. Sobald der Prozess abgeschlossen ist, wird Wintershall Dea an neun Offshore-Explorationsblöcken beteiligt sein.

„Gemeinsam mit unseren Partnern, Stakeholdern und in Kooperation mit den lokalen Behörden legen wir den Grundstein für ein langfristiges Engagement in Mexiko."

Martin Jungbluth
Managing Director Mexiko

PRODUKTION



2P-Reserven
20 Millionen boe

R/P
14 Jahre

6 ÜBER DIESEN BERICHT
7 VORWORT DES VORSTANDSVORSITZENDEN
10 BERICHT DES AUFSICHTSRATS
12 UNSER ZIEL
14 UNSER VORSTAND
15 UNSERE STRATEGIE
17 ENERGIE IM WANDEL
35 UNSER PORTFOLIO

Im Oktober 2022 unterzeichnete Wintershall Dea einen Vertrag mit Hokchi Energy, der mexikanischen Tochtergesellschaft von Pan American Energy, über den Erwerb einer fremdoperierten Beteiligung von 37 % am Hokchi-Block. Mit dieser Akquisition verstärken wir unser Engagement in Mexiko und gewinnen ein Förderprojekt, das unsere strategischen Anforderungen erfüllt. Der Hokchi-Block befindet sich im Sureste-Becken, in der Nähe unserer Fündigkeiten Zama, Polok und Chinwol sowie unseres eigenoperierten Explorationsblocks 30 und ergänzt unser Portfolio in einem uns sehr vertrauten Gebiet. Die Transaktion steht unter dem Vorbehalt behördlicher Genehmigungen, einschließlich der Zustimmung der Nationalen Kohlenwasserstoffbehörde Mexikos (CNH) und der Kartellbehörde (COFECE) und wird voraussichtlich in der ersten Jahreshälfte 2023 abgeschlossen.

Produktion

Ogarrio (50 % Working Interest)
Im Jahr 2022 lag die Produktion aus unserem Onshore-Ogarrio-Feld über dem erwarteten Niveau. Um die Vorteile des Feldes voll auszuschöpfen, wurde zwischen Oktober 2021 und April 2022 ein Wasserinjektionstest im zentralen südlichen Bereich mit einem Injektor, einem Produzenten und zwei Beobachtungsbohrungen gestartet. Es wurde eine starke Druckreaktion erzielt, die für die Bestimmung des Potenzials der Reserven entscheidend ist. Infolgedessen wurde das Ogarrio-Waterflood-Projekt gestartet, um die Gewinnung aus dem Ogarrio-Feld insgesamt zu verbessern. Das derzeitige Konzept des Projekts zielt darauf ab, die vorhandenen Bohrungen optimal zu nutzen. Das Projekt sieht die Einspeisung von Produktionswasser aus dem Ogarrio-Feld und dem benachbarten Guaricho-Feld in Kombination mit Wasser aus weiteren salinen Aquiferen der Filisola-Formation vor. Das Projektteam strebt an, das Projekt bis zum ersten Halbjahr 2023 zur internen Genehmigung zu bringen.

Hokchi Block (37 % Working Interest[2])
Die Akquisition des Hockchi Blocks stärkt unsere Wachstumsambitionen und unser Engagement in Mexiko. Durch die Transaktion haben wir die zweitgrößte Beteiligung im Block nach dem Betreiber Hokchi Energy. Der Flachwasserblock wird als Unterwasseranbindung zu zwei Offshore-Plattformen, Satellite und Central, erschlossen und wurde im Mai 2020 nach einer Erkundungskampagne in Betrieb genommen. Die Produktionsvolumen werden über eine Strecke von 24 Kilometern von den beiden Offshore-Plattformen zu einer Aufbereitungsanlage an Land geleitet, wo Öl und Gas getrennt und für den Weiterverkauf an das mexikanische Staatsunternehmen Pemex aufbereitet werden. Derzeit werden dort rund 26 Tausend Barrel Öl-Äquivalente pro Tag gefördert, wobei eine Steigerung auf eine Bruttoproduktion von 37 Tausend Barrel Öl-Äquivalente pro Tag im Jahr 2023 geplant ist.

Entwicklung

Mit Abschluss der Unitisierung im Mai 2022 macht die Offshore-Zama-Feldesentwicklung in Block 7 des Sureste-Beckens Fortschritte. 2022 fanden intensive technische Arbeiten statt, um das Erschließungskonzept zwischen dem Betriebsführer Pemex und den anderen Partnern final abzustimmen. Darüber hinaus haben die Partner beschlossen, ein integriertes Projektteam zu bilden, das sich aus Experten aller Unternehmen zusammensetzt und das Projekt weiterentwickelt. Front-End-Engineering-Design-Studien (FEED) werden voraussichtlich 2023 durchgeführt, bevor eine finale Investitionsentscheidung getroffen werden kann. Mit bedingten Bruttoressourcen zwischen 600 und 800 Millionen Barrel Öl-Äquivalenten ist das Zama-Projekt eine der größten Fündigkeiten in den letzten Jahren.

Exploration

Das Explorationsportfolio besteht aus drei Explorationsblöcken im Tampico-Misantla-Becken und sieben Blöcken im Sureste-Becken. Wintershall Dea ist bei drei dieser Lizenzen Betriebsführer – unter anderem bei Flachwasserblock 30, einer der am härtesten umkämpften Blöcke in der Ausschreibungsrunde 3.1. Wintershall Dea hat im Oktober 2022 ihre erste eigenoperierte Bohrkampagne mit zwei Bohrungen in Block 30 begonnen. Darüber hinaus hat Wintershall Dea mit den Partnern Murphy (als Betriebsführer) und Petronas Ende November 2022 die Bohrung Tulum in Block 5 abgeteuft. Ende Dezember 2022 wurde die Entscheidung getroffen, die Bohrung zu verschließen und aufzugeben, da keine kommerziellen Kohlenwasserstoffe gefunden wurden. Die jüngsten vielversprechenden Polok- und Chinwol-Fündigkeiten in Block 29 runden das Explorationsportfolio ab. Nach der erfolgreichen Bewertung der Polok-Fündigkeit im Jahr 2021 arbeitet das Konsortium an den Erschließungsoptionen für Polok und an der Entwicklung weiterer potenzieller Möglichkeiten für Block 29. 2023 beabsichtigen wir, drei Explorationsbohrungen durchzuführen.

[2] Die Transaktion steht unter dem Vorbehalt der behördlichen Genehmigungen, die voraussichtlich in der ersten Hälfte des Jahres 2023 erwartet werden.

6 ÜBER DIESEN BERICHT
7 VORWORT DES VORSTANDSVORSITZENDEN
10 BERICHT DES AUFSICHTSRATS
12 UNSER ZIEL
14 UNSER VORSTAND
15 UNSERE STRATEGIE
17 ENERGIE IM WANDEL
35 UNSER PORTFOLIO

NAHER OSTEN/NORDAFRIKA

- In der Region Naher Osten/Nordafrika ist Wintershall Dea in Ägypten, in den Vereinigten Arabischen Emiraten sowie in Algerien und Libyen tätig
- Die gesamte Förderung im Jahr 2022 belief sich auf 47 Tausend boe/Tag
- Als 2P-Reserven werden 347 Millionen boe ausgewiesen

Ägypten

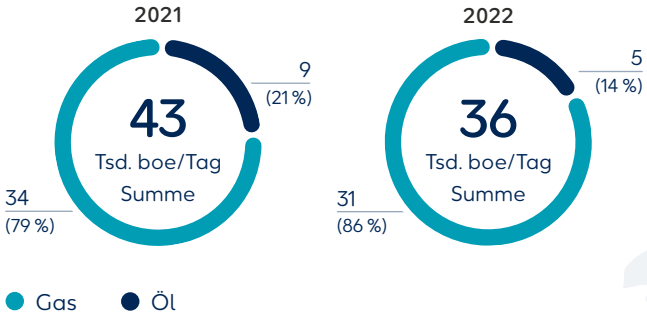
Übersicht

Ägypten ist der zweitgrößte Erdgasproduzent in Afrika und damit gut positioniert, um als Energiedrehscheibe für die Region zu dienen. Wintershall Dea ist seit mehr als 45 Jahren in Ägypten aktiv. Im Jahr 2022 hat das Unternehmen nach 38 Jahren effizienter und erfolgreicher Fördertätigkeit seine gesamten Anteile an den Ölvorkommen im Golf von Suez an die ägyptischen Behörden zurückgegeben. Derzeit hält das Unternehmen Anteile an Konzessionen im Nildelta: West Nile Delta (offshore) und Disouq (onshore). Darüber hinaus ist Wintershall Dea Betriebsführer von East Damanhour, einem Explorationsblock, der an das Disouq-Feld angrenzt, und Partner von BP bei der Exploration des nordwestlichen Abu Qir-Blocks. Wintershall Dea prüft zudem weitere Wachstumsmöglichkeiten in Ägypten.

Produktion

Obwohl Wintershall Dea Anfang 2022 ihre Förderlizenzen im Golf von Suez an die ägyptischen Behörden zurückgegeben hat, haben wir in Ägypten gute Produktionszahlen erzielt. Die beiden produzierenden Erdgasfelder, West Nile Delta und Disouq, haben das ganze Jahr über eine starke Performance gezeigt. Dies unterstreicht die Position von Wintershall Dea als wichtiger Partner für die Energieversorgung Ägyptens.

PRODUKTION



2P-Reserven
37 Millionen boe

R/P
3 Jahre

„Wir konzentrieren uns darauf, die Nutzung unserer bestehenden Infrastruktur zu maximieren, indem wir nahe gelegene Felder erschließen und zukünftiges Wachstum in Ägypten durch Exploration und M&A vorantreiben."

Sameh Sabry
Managing Director Ägypten

6 ÜBER DIESEN BERICHT
7 VORWORT DES VORSTANDSVORSITZENDEN
10 BERICHT DES AUFSICHTSRATS
12 UNSER ZIEL
14 UNSER VORSTAND
15 UNSERE STRATEGIE
17 ENERGIE IM WANDEL
35 UNSER PORTFOLIO

West Nile Delta (17 % Working Interest)
Die vor der Küste Alexandrias gelegene West Nile Delta Konzession (WND) ist eines der größten Projekte im Mittelmeer und ein wichtiger Erdgaslieferant für den nationalen Markt. Es besteht aus fünf Feldern mit 25 Produktionsbohrungen, die über drei Langstrecken-Unterwasserleitungen mit der Onshore-Verarbeitungsanlage verbunden sind. Im Jahr 2022 erreichte alleine die Produktion des Raven-Felds ein Niveau nahe der Plateauproduktion von 820 Millionen Standard Kubikfuß am Tag (mmscf/Tag) und etwa 30.000 boe/Tag Kondensat (Bruttoproduktion). Die weitere Feldentwicklungsplanung ist im Gange und umfasst die Bohrung von zwei Infill-Bohrungen mit Anbindung an die bestehende Infrastruktur.

Disouq (100 % Working Interest)
Die Onshore-Gaskonzession Disouq befindet sich in der gasreichen Nildelta-Region Ägyptens und ist seit 2013 in Produktion. Das gesamte Projekt umfasst zurzeit 18 Produktionsbohrungen und wird von Disouco betrieben, einem Joint Venture von Wintershall Dea und der Egyptian Natural Gas Holding Company (EGAS).

Das Erschließungsprojekt North West Sidi Ghazi (NWSG) wird derzeit in der Nähe des aktuellen Fördergebiets realisiert und die erste Produktion aus der Bohrung NWSG6-1 erfolgte im November 2022. Ein Schwerpunkt des Projekts ist die Kapazitätserweiterung unserer zentralen Aufbereitungsanlage (Central Treatment Plant, CTP), um die Aufnahme zusätzlicher Kondensatmengen zu ermöglichen. Dies soll bis zum vierten Quartal 2023 abgeschlossen sein. Die Erschließung des gasreichen NWSG-Projekts soll dazu beitragen, die Produktion des Disouq-Felds zu steigern und die Nutzung der CTP-Kapazitäten zu maximieren.

Exploration

East Damanhour (40 % Working Interest)
Die derzeitigen Explorationsaktivitäten in Ägypten konzentrieren sich auf wertorientiertes, feldnahes Explorationspotenzial im Gebiet der Nildelta-Konzessionen gemeinsam mit unseren Partnern Cheiron und INA. Die Explorationsbohrkampagne begann im November 2021. Eine zweite Bohrung wurde im November 2022 erfolgreich niedergebracht und brachte eine Erdgasfündigkeit, weniger als drei Kilometer von der nächsten, zur Disouq CTP führenden Infrastruktur entfernt. Dies ermöglicht eine beschleunigte Erschließung und Förderung, sobald alle einschlägigen vertraglichen Vereinbarungen mit EGAS getroffen sind.

North West Abu Qir (17 % Working Interest)
Im November 2022 erhielten Wintershall Dea und der Betriebsführer BP den Zuschlag für den Offshore-Block North West Abu Qir, der nördlich des Raven-Feldes liegt. Die Konzessionserteilung wird für das zweite Quartal 2023 erwartet und umfasst eine Fläche mehr als 1.000 Quadratkilometern mit Wassertiefen zwischen 600 und 1.600 Metern. Das Gebiet ist für einen Explorationszeitraum von maximal acht Jahren im Rahmen eines Production Sharing Agreements vorgesehen, an der Wintershall Dea den gleichen Anteil wie an der benachbarten WND-Konzession hat. Potenzielle künftige Fördermengen aus dem Gebiet sollen mit den Anlagen des Raven-Felds verbunden werden, um von der bestehenden Infrastruktur zu profitieren. Dies ist ein deutliches Beispiel für Wintershall Deas Absicht, das Portfolio in Ägypten auszubauen und zu optimieren.

Zukünftiges Wachstum

Wintershall Dea prüft aktiv weitere Wachstumsmöglichkeiten in Ägypten, sowohl organisch als auch anorganisch. Dazu gehören produzierende Anlagen und Explorationsmöglichkeiten in der Nähe unserer bestehenden Infrastruktur. Dabei bauen wir auf unsere strategischen Beziehungen und Partnerschaften in Ägypten.

Carbon Management und Wasserstoff

Wintershall Dea arbeitet an der Reduzierung der Treibhausgasemissionen am eigenen Produktionsstandort Disouq. Im Jahr 2022 finanzierte Wintershall Dea mehrere Initiativen zur Verringerung der Emissionen durch die Erkennung und Reparaturen von Leckagen (Leak Detection and Repair – LDAR), die Beseitigung von Methanabgasen und die Vermeidung des nicht-routinemäßigen Abfackelns. Die Reduzierung der Emissionen war Gegenstand einer Absichtserklärung (LoI), die 2022 mit EGAS geschlossen wurde.

Im weiteren Kontext der Energiewende unterzeichnete Wintershall Dea Anfang des Jahres eine Absichtserklärung (MoU) mit EGAS, die den Rahmen für die Zusammenarbeit zwischen Wintershall Dea und der ägyptischen Regierung für eine sauberere Energieerzeugung und insbesondere die Abscheidung von Kohlendioxid und die kohlenwasserstoffbasierte Wasserstoffproduktion festlegt.

6 ÜBER DIESEN BERICHT
7 VORWORT DES VORSTANDSVORSITZENDEN
10 BERICHT DES AUFSICHTSRATS
12 UNSER ZIEL
14 UNSER VORSTAND
15 UNSERE STRATEGIE
17 ENERGIE IM WANDEL
35 UNSER PORTFOLIO

Vereinigte Arabische Emirate

Übersicht

Die Vereinigten Arabischen Emirate (VAE) verfügen über eine der größten Erdöl- und Erdgasreserven der Welt und sind für die Energieversorgung von globaler Bedeutung. Daher ist Wintershall Dea in den VAE aktiv. Im Jahr 2010 eröffneten wir dort eine Zweigniederlassung und gründeten ein Joint Venture mit dem staatseigenen Unternehmen ADNOC und unserem internationalen Partner OMV.

Im November 2018 ist es Wintershall Dea gelungen, sich mit 10 % an der Ghasha-Konzession zu beteiligen. Neben ADNOC (55 %) und Wintershall Dea sind auch ENI, OMV und LUKOIL Partner in diesem Großprojekt.

Entwicklung

Die Ghasha-Konzession befindet sich im Arabischen Golf, vor der Küste von Abu Dhabi. Sie umfasst mehrere, unterschiedlich weit entwickelte Projekte, deren Ziel die Erschließung von neun Kohlenwasserstofffeldern mit Gas-, Gaskondensat- und Ölvorkommen ist. Schätzungen zufolge wird die Konzession ungefähr 1,5 Milliarden Standard Kubikfuß (mmscf/Tag) Erdgas sowie 120.000 Barrel Erdöl und Kondensat pro Tag produzieren. Das bedeutendste Projekt in der Konzession ist das Megaprojekt Hail & Ghasha-East, die weltweit größte Offshore-Entwicklung von Sauergas. Das produzierte Gas wird wesentlich dazu beitragen, bis etwa zur Mitte des Jahrzehnts mehr als zwei Millionen Haushalte in den VAE mit Energie zu versorgen.

Um die Umweltauswirkungen im Einklang mit unseren Netto-Null-Zielen für das Jahr 2030[1] deutlich zu reduzieren, soll bei den Projekten im Gebiet der Ghasha-Konzession die Möglichkeit der CO_2-Abscheidung zum Einsatz kommen. Darüber hinaus wird die Sauergasverarbeitung optimiert, um die Erzeugung von Wasserstoff zu ermöglichen und den Gasverbrauch weiter zu senken. Zusätzlich ist für den Betrieb unserer Offshore- und Onshore-Anlagen vorgesehen, CO_2-neutralen Strom zu importieren.

Hail & Ghasha-East

Das größte Projekt im Gebiet der Ghasha-Konzession ist die Entwicklung von Hail & Ghasha-East. Im Rahmen dieses Projekts werden insgesamt zehn künstliche Inseln errichtet, auf denen neun Bohrzentren und eine Offshore-Verarbeitungsanlage entstehen. Für die Verarbeitung des ultrasauren Gases als auch für Öl und Kondensat wird eine Onshore-Anlage gebaut. Wintershall Dea arbeitet direkt mit dem Betriebsführer zusammen, um Prozesse zu optimieren und Emissionen und Kosten zu minimieren. Der Bau dieser Inseln und erste Bauarbeiten an Land sind im Gange und zu mehr als 80 % abgeschlossen. Eine überarbeitete Front-End Engineering Design (FEED)-Studie steht kurz vor dem Abschluss und umfasst zahlreiche Optimierungsmaßnahmen zur Steigerung der Projekteffizienz.

Dalma

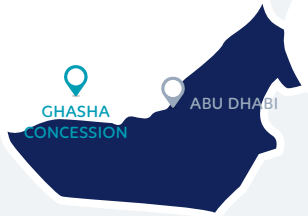
Das Dalma-Gasprojekt ist das am weitesten fortgeschrittene Projekt in der Ghasha-Konzession. Es umfasst die Entwicklung von drei Erdgasfeldern über vier Bohrtürme und befindet sich in der Ausführungsphase. Das Projekt schreitet voran, so wurden die EPC-Verträge (Engineering, Procurement and Construction EPC) neu vergeben und die Bohrungen sind fast abgeschlossen.

Satah al Razboot

Auf dem SARB-Gasfeld, das die tieferen Khuff-Lagerstätten zum Ziel hat, wurden die ersten Bestätigungsbohrungen durchgeführt. Außerdem wurde eine FEED-Vorstudie gestartet. Die Ummantelung des ersten Bohrturms wurde im April 2021 installiert, und eine weitere Bestätigungsbohrung im September 2022 abgeschlossen.

> „Mit unseren maßgeschneiderten Technologielösungen leisten wir einen aktiven Beitrag zum größten Sauergas-Erschließungsprojekt in der Region."

Helge Beuthan
Managing Director VAE



[1] Scope 1 und Scope 2 eigenoperierter und fremoperierter Aktivitäten auf Equity (Share)-Basis mit dem Zwischenziel einer 25 % Nettoreduktion bis 2025 (basierend auf 2020).

6 ÜBER DIESEN BERICHT
7 VORWORT DES VORSTANDSVORSITZENDEN
10 BERICHT DES AUFSICHTSRATS
12 UNSER ZIEL
14 UNSER VORSTAND
15 UNSERE STRATEGIE
17 ENERGIE IM WANDEL
35 UNSER PORTFOLIO

Algerien

Übersicht

Algerien ist der führende Erdgasproduzent in Afrika und ein bedeutender Gaslieferant für Europa. Das OPEC-Mitglied ist außerdem einer der drei größten Ölproduzenten Afrikas. Wintershall Dea ist seit 2002 in Algerien aktiv und produziert derzeit aus dem Reggane-Nord-Projekt.

Produktion

Reggane Nord (24 % Working Interest[2])
Die Erdgasfelder des Reggane-Nord-Projekts liegen im Südwesten Algeriens, in einer der heißesten Gegenden der Erde – im Reggane-Becken der Sahara. Es liegt 1.500 Kilometer von der Hauptstadt Algier und genauso weit von der algerischen Mittelmeerküste entfernt. Das Projekt wird von Groupement Reggane Nord (GRN) betrieben, in dem Sonatrach, Repsol und Wintershall Dea Partner sind.

Wintershall Dea hat gemeinsam mit den Projektpartnern eine zentrale Verarbeitungsanlage und eine umfangreiche Infrastruktur zur Verarbeitung des Gases errichtet, darunter eine 270 Kilometer lange Gassammelleitung und mehr als 160 Kilometer Straßen sowie eine 74 Kilometer lange Pipeline, die das Projekt mit den Exportanlagen Algeriens verbindet. Im Rahmen eines umfassenden Erschließungsprogramms feierte das GRN seinen ersten Erdgasfund im Jahr 2017. Das Reggane-Nord-Projekt ist wegen seiner niedrigen Produktionskosten wirtschaftlich sehr attraktiv und wird voraussichtlich bis mindestens 2041 in Produktion sein.

Im Mai 2022 schlossen Wintershall Dea und Edison einen Kaufvertrag über den Erwerb des 11,25-prozentigen Anteils von Edison an der Konzession. Auf Grundlage der Reggane Joint-Operating-Vereinbarung hat unser Partner Repsol sein Vorkaufsrecht ausgeübt, um seinerseits 6,75 % von Edison zu erwerben, so dass Wintershall Dea daraufhin voraussichtlich die verbleibenden 4,5 % des Anteils von Edison aus dem Production-Sharing-Vertrag erwerben wird.[2]

[2] Vorbehaltlich der behördlichen Genehmigungen.

„Algerien bietet spannende Perspektiven. Die Entscheidung, unser Geschäft in Algerien auszubauen steht, und wir untersuchen vielversprechende Projekte, um unsere Beziehung zu Sonatrach weiter zu vertiefen."

Thomas Ruttmann
Managing Director Algerien /Libyen

Libyen

Übersicht

Die Ölreserven in Libyen sind die größten in Afrika und gehören zu den zehn größten weltweit. Seit 2011 werden unsere Aktivitäten in Libyen von der politischen Instabilität vor Ort beeinträchtigt. Seit dem Waffenstillstand vom Oktober 2020 hat die Sicherheitslage die Wiederaufnahme einiger Aktivitäten zwar ermöglicht, dennoch bleibt die Situation kritisch und unvorhersehbar. Wintershall Dea beobachtet die Ereignisse genau.

Wintershall Dea ist seit 1958 in Libyen in der Exploration und Produktion von Erdöl aktiv.

Produktion und Entwicklung

Das Unternehmen ist über die Beteiligung an Wintershall Aktiengesellschaft (WIAG) an der Ölförderung aus neun Onshore-Feldern in den Blöcken 91 und 107 beteiligt. Darüber hinaus betreibt Wintershall Dea die Explorationslizenz Block 58 auf dem Cyrenaica-Plateau und die Blöcke 69/70/86/87 (ehemals NC193) und 88/89 (ehemals NC195) im Sirte-Becken. Seit 2014 sind die Aktivitäten in diesen Bereichen aufgrund der schwierigen Sicherheitslage (höhere Gewalt) ausgesetzt.

Wintershall Dea ist außerdem mit 12,5 % an der Offshore-Ölförderung der Al-Jurf-Plattform in den Blöcken 15/16/32 (ehemals C137) im Mittelmeer beteiligt. Mabruk Oil Operations hat dort die Betriebsführerschaft.

Im Jahr 2022 war die Offshore-Förderung stabil, während die Onshore-Förderung aufgrund von Protesten vor Ort und erklärter höherer Gewalt bei den Exportterminals Ras Lanuf und Zueitina für mehrere Monate unterbrochen war.

6 ÜBER DIESEN BERICHT
7 VORWORT DES VORSTANDSVORSITZENDEN
10 BERICHT DES AUFSICHTSRATS
12 UNSER ZIEL
14 UNSER VORSTAND
15 UNSERE STRATEGIE
17 ENERGIE IM WANDEL
35 UNSER PORTFOLIO

MIDSTREAM

Übersicht

Der zuverlässige und effiziente Transport von Erdgas über Hochdruck-Pipelines ist und bleibt von zentraler Bedeutung, um die Energieversorgung zu sichern, die europäischen Klimaschutzziele zu erreichen und Emissionen im Energiesektor zu reduzieren. Wintershall Dea ist an Midstream-Projekten und -Unternehmen beteiligt, die neben einer langjährigen Erfolgsbilanz auch eine klare strategische Ausrichtung haben, zu denen auch der Transport von dekarbonisierten Gasen in der Zukunft gehört.

Unsere eigenständig operierenden Tochtergesellschaften transportieren Gas auf möglichst effiziente, kostengünstige und emissionsarme Weise in den europäischen Verbrauchermarkt. Das hochmoderne Onshore-Transportsystem ist so gebaut, dass es auch den Transport von West nach Ost (Reverse Flow) ermöglicht. Die geografische Lage in der Mitte Europas, die zahlreichen Verbindungen zu den Nachbarländern und Speicheranlagen sowie die Einbindung der Onshore-Anlagen in das europäische Pipeline-Netz ermöglichten es, schnell auf die jüngsten Veränderungen im Energiemarkt zu reagieren und so die Auswirkungen der deutlich reduzierten Gaslieferungen aus dem Osten auszugleichen. Bereits im Jahr 2022 spielten die Fernleitungsnetze unserer deutschen Tochtergesellschaften beim Transport von regasifiziertem Flüssigerdgas (Liquified Natural Gas, LNG) von der norddeutschen Küste durch Deutschland und nach ganz Europa eine entscheidende Rolle.

Unser starkes Engagement im Midstream-Geschäft ist neben dem von Natur aus konjunkturabhängigeren Upstream-Geschäft eine wichtige Quelle für preis- und mengenunabhängige Erträge. Dieses Geschäft kann auch durch den zukünftigen Transport von Wasserstoff einen bedeutenden Beitrag zum Carbon Management und zur Erreichung der europäischen Klimaziele leisten. Wir arbeiten seit drei Jahrzehnten gemeinsam mit anderen Energieunternehmen am Auf- und Ausbau der europäischen On- und Offshore-Transportsysteme und sind in der Lage, die zukünftige Energieinfrastruktur mitzugestalten. So unterstützen wir beispielsweise die deutsch-norwegische Energiekooperation nicht nur im Rahmen des Carbon Managements und der Wasserstoffproduktion, sondern auch beim Transport von H2 und CO_2 über große Distanzen.

Onshore Deutschland

Unsere Gastransportaktivitäten begannen Anfang der 1990er Jahre in Deutschland. Heute sind sie in der WIGA Transport Beteiligungs-GmbH & Co. KG (WIGA), einem Joint Venture von Wintershall Dea und SEFE Securing Energy for Europe GmbH (SEFE), mit Anteilen von 50,02 % bzw. 49,98 % zusammengefasst.

Mit Wirkung zum 14. November 2022 erwarb die deutsche Bundesregierung sämtliche Anteile an SEFE und wurde damit alleiniger Eigentümer der Unternehmensgruppe, die bereits seit dem 4. April 2022 unter der Treuhänderschaft der Bundesnetzagentur (BNetzA) stand.

Die operativ eigenständigen Tochtergesellschaften der WIGA betreiben Hochdruckleitungsnetze als Teil der kritischen deutschen Infrastruktur, darunter das Transportnetz der GASCADE sowie OPAL und NEL.

Transportnetz der WIGA-Gruppe

Die GASCADE Gastransport GmbH (GASCADE) betreibt ein vollständig reguliertes Gasnetz durch ganz Deutschland. Die Netzgesellschaft bietet ihren Kunden moderne, wettbewerbsfähige Transportdienste über ihr eigenes, rund 3.250 Kilometer langes Hochdruck-Fernleitungsnetz im Herzen Europas. Das Transportnetz ist nicht nur das Rückgrat der deutschen Erdgasversorgung, sondern auch ein Bindeglied zwischen mehreren europäischen Ländern. Im Jahr 2022 hat GASCADE gemeinsam mit den Partnern NEL Gastransport und OPAL Gastransport erfolgreich eine Pipeline-Anbindung der Floating Storage Regasification Unit (FSRU) des LNG-Projekts „Deutsche Ostsee" an das deutsche Gasnetz hergestellt. GASCADE beteiligt sich, gemeinsam mit Partnern, auch aktiv an der Entwicklung von Wasserstofftransportprojekten.

NEL und OPAL

Die OPAL Gastransport GmbH & Co. KG betreibt eine der zwei Anbindungsleitungen für Nord Stream. Diese teilregulierte Ostsee-Pipeline-Anbindungsleitung (OPAL) verläuft von Greifswald in Mecklenburg-Vorpommern bis zur deutsch-tschechischen Grenze. Die zweite Anbindungsleitung, die voll regulierte Nordeuropäische Erdgasleitung (NEL), wird von der NEL Gastransport GmbH betrieben und verläuft von Greifswald westwärts nach Niedersachsen.

6 ÜBER DIESEN BERICHT
7 VORWORT DES VORSTANDSVORSITZENDEN
10 BERICHT DES AUFSICHTSRATS
12 UNSER ZIEL
14 UNSER VORSTAND
15 UNSERE STRATEGIE
17 ENERGIE IM WANDEL
35 UNSER PORTFOLIO

Offshore

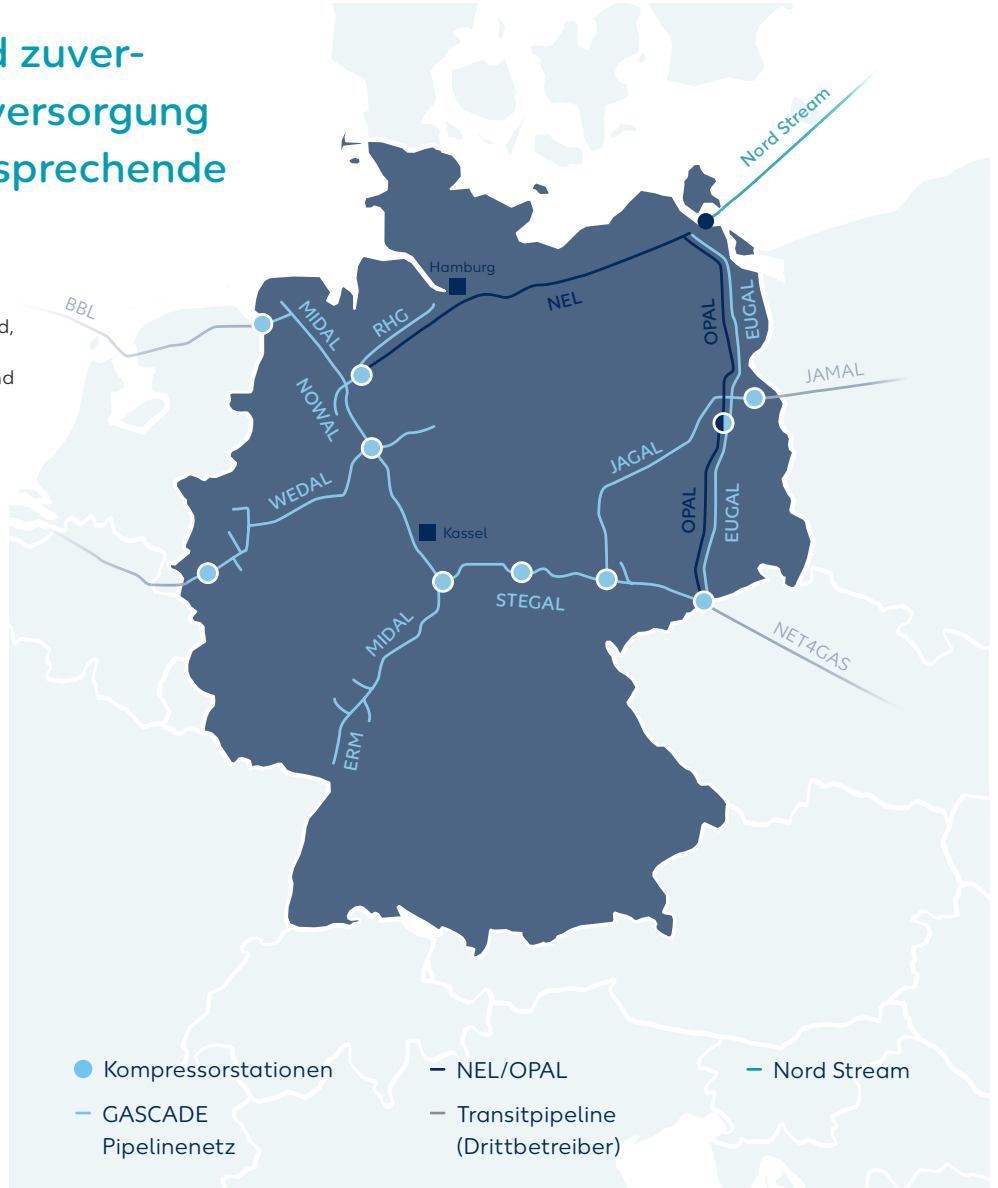
Nord Stream (15,5 %-Beteiligung) ist ein Offshore-Pipeline-System mit einer Transportkapazität von rund 55 Milliarden Kubikmetern pro Jahr, das Russland und Deutschland über zwei 1.224 Kilometer lange Unterwasser-Pipelines in der Ostsee miteinander verbindet. Seit der Inbetriebnahme im September 2011 wurden über Nord Stream mehr als 450 Milliarden Kubikmeter Erdgas transportiert, davon etwa 30 Milliarden Kubikmeter im Jahr 2022.

Am 26. September 2022 registrierte die Nord Stream AG einen erheblichen Druckabfall, der durch ein Gasleck in beiden Leitungen der Pipeline verursacht wurde. Nach Medieninformationen bestätigten Ermittlungen den Verdacht einer vorsätzlichen Sabotage. Als Minderheitsaktionär der Nord Stream AG unterstützt Wintershall Dea die Aktivitäten der Nord Stream AG als verantwortungsvollen Betreiber, das Pipeline-System zunächst zu stabilisieren, um Risiken für Schiffe, Fischerboote und die Umwelt zu vermeiden. Da es aufgrund der geopolitischen Lage nicht möglich ist, den Zeitrahmen und die Kosten für die Stabilisierung und Wiederherstellung der Gastransportinfrastruktur vorherzusagen, hat Wintershall Dea die Investition vollständig abgeschrieben.

Wintershall Dea hat sich als Finanzinvestor an Nord Stream 2 beteiligt. Da die Inbetriebnahme von Nord Stream 2 nach dem Stopp des behördlichen Zertifizierungsverfahrens in Deutschland und der Verhängung von US-Sanktionen gegen die Nord Stream 2 AG und einige ihrer Manager nun unwahrscheinlich ist, hat Wintershall Dea am 2. März 2022 den Wert ihrer Darlehen an Nord Stream 2 AG in Höhe von insgesamt rund 1 Milliarde € wertberichtigt.

> **Eine sichere und zuverlässige Energieversorgung braucht die entsprechende Infrastruktur."**

Thilo Wieland
Vorstandsmitglied, Region Russland, Lateinamerika und Midstream



ÜBERBLICK DER WICHTIGSTEN E&P ASSETS ZUM 31. DEZEMBER 2022

Land	Asset	Wintershall Dea Anteil	Lebenszyklus	Produktionsstart	Betriebsführer	Partner
Algerien	Reggane Nord	24 %[1]	Produktion	2017	Groupement Reggane Nord	Sonatrach (40 %), Repsol (36 %)
Argentinien	Aguada Pichana Este Residual	27,27 %	Produktion	1996	TotalEnergies	TotalEnergies (27,27 %), YPF (27,27 %), Pan American Energy (18,19 %)
	Aguada Pichana Este Vaca Muerta	22,50 %	Produktion	2018	TotalEnergies	TotalEnergies (41 %), YPF (22,50 %), Pan American Energy (14 %)
	CMA-1	37,50 %	Produktion	1989	TotalEnergies	TotalEnergies (37,50 %), Pan American Energy (25 %)
	Fénix	37,50 %	Entwicklung	-	TotalEnergies	TotalEnergies (37,50 %), Pan American Energy (25 %)
Ägypten	Disouq	100 %	Produktion	2013	DISOUCO	JV between Wintershall Dea (50 %), EGAS (50 %)
	West Nile Delta	17,25 %	Produktion	2017	BP	BP (82,75 %)
	East Damanhour	40 %	Exploration	-	Wintershall Dea	Cheiron (40 %), INA Industrija Nafte (20 %)
Deutschland	Emlichheim	90 %	Produktion	1944	Wintershall Dea	MEEG (10 %)
	Mittelplate	100 %	Produktion	1987	Wintershall Dea	-
	Völkersen	100 %	Produktion	1994	Wintershall Dea	-
Libyen	Contract areas 15, 16, 32 (Al-Jurf)	12,50 %	Produktion	2003	Mabruk Oil Operations	NOC (50 %), TotalEnergies (37,50 %)
Mexiko	Hokchi Block[2]	37 %	Produktion	2020	Hokchi Energy	Hokchi Energy (59,40 %), AEI Hidrocarburos (3,60 %)
	Ogarrio	50 %	Produktion	1957	Wintershall Dea	PEMEX (50 %)
	Zama	19,83 %	Entwicklung	-	PEMEX	PEMEX (50,43 %), Talos Energy (17,35 %), Harbour Energy (12,39 %)
	Block 29 (Polok, Chinwol)	25 %	Exploration	-	Repsol	Repsol (30 %), PC Carigali / Petronas (28,33 %), PTTEP Mexico (16,67 %)

[1] Beinhaltet die Übernahme eines 4,5 % Anteils von Edison; Die Transaktion wird voraussichtlich im Q1 2023 abgeschlossen sein.
[2] Am 24. Oktober 2022 wurde die Übernahme eines 37 %-igen Anteils des von Hokchi Energy operierten Feldes angekündigt. Die behördliche Genehmigung ist noch ausstehend.

Land	Asset	Wintershall Dea Anteil	Lebenszyklus	Produktionsstart	Betriebsführer	Partner
Norwegen	Aasta Hansteen	24 %	Produktion	2018	Equinor	Equinor (51 %), OMV (15 %), ConocoPhillips (10 %)
	Ærfugl Nord	25 %	Produktion	2021	Aker BP	Aker BP (30 %), Equinor (30 %), PGNiG (15 %)
	Edvard Grieg	15 %	Produktion	2015	Aker BP	Aker BP (65 %), OMV (20 %)
	Gjøa	28 %	Produktion	2010	Neptune Energy	Neptune Energy (30 %), Petoro (30 %), OKEA (12 %)
	Maria	50 %	Produktion	2017	Wintershall Dea	Petoro (30 %), Sval Energy (20 %)
	Njord	50 %	Produktion	1997 / 2022	Equinor	Equinor (27,50 %), Neptune Energy (22,50 %)
	Nova	39 %	Produktion	2022	Wintershall Dea	Sval Energi (45 %), Pandion Energy (10 %), OKEA (6 %)
	Skarv	28,08 %	Produktion	2012	Aker BP	Equinor (36,16 %), Aker BP (23,84 %), PGNiG (11,92 %)
	Snorre	8,57 %	Produktion	1992	Equinor	Equinor (33,28 %), Petoro (30 %), Vår Energi (18,55 %), Idemitsu (9,60 %)
	Vega	56,70 %	Produktion	2010	Wintershall Dea	Petoro (31,20 %), Spirit Energy (5,50 %), Idemitsu (3,30 %), Neptune Energy (3,30 %)
	Bauge	27,50 %	Entwicklung	-	Equinor	Equinor (42,50 %), Vår Energi (17,50 %), Neptune Energy (12,50 %)
	Dvalin	55 %	Entwicklung	-	Wintershall Dea	Petoro (35 %), Sval Energi (10 %)
	Dvalin North	55 %	Entwicklung	-	Wintershall Dea	Petoro (35 %), Sval Energi (10 %)
	Hyme	27,50 %	Entwicklung	-	Equinor	Equinor (42,50 %), Vår Energi (17,50 %), Neptune Energy (12,50 %)
VAE	Ghasha	10 %	Entwicklung	-	ADNOC	ADNOC (55 %), Eni (25 %), OMV (5 %), Lukoil (5 %)

6 ÜBER DIESEN BERICHT
7 VORWORT DES VORSTANDSVORSITZENDEN
10 BERICHT DES AUFSICHTSRATS
12 UNSER ZIEL
14 UNSER VORSTAND
15 UNSERE STRATEGIE
17 ENERGIE IM WANDEL
35 UNSER PORTFOLIO

FÜNDIGKEITEN DER EXPLORATION 2022

Land	Block / Lizenz	Prospekt	Betriebsführer	Wintershall Dea Anteil	Angenommene Bruttovolumen
Ägypten	East Damanhour	ND Messinian	Wintershall Dea	40 %	3-6 Millionen boe
Norwegen	PL153	Hamlet	Neptune Energy	28 %	14-21 Millionen boe
Norwegen	PL261	Storjo	Aker BP	30 %	25-80 Millionen boe
Norwegen	PL929	Ofelia	Neptune Energy	20 %	16-39 Millionen boe
Norwegen	PL941	Newt	Aker BP	10 %	10-35 Millionen boe
Norwegen	PL1100	Oswig East	OMV	20 %	10-42 Millionen boe
Norwegen	PL1128	Obelix Upflank	Equinor	10 %	13-69 Millionen boe

B

GOVERNANCE UND ESG

57 — Corporate Governance
60 — Nachhaltigkeit bei Wintershall Dea
64 — Ein Arbeitgeber mit Verantwortung
66 — Compliance

57 CORPORATE GOVERNANCE
60 NACHHALTIGKEIT BEI WINTERSHALL DEA
64 EIN ARBEITGEBER MIT VERANTWORTUNG
66 COMPLIANCE

CORPORATE GOVERNANCE

STARKE CORPORATE-GOVERNANCE-STRUKTUR

Die Wintershall Dea AG ist eine Aktiengesellschaft mit Sitz in Celle, deren Corporate Governance sich nach deutschem Recht richtet.

Die Wintershall Dea AG ist die oberste Muttergesellschaft verschiedener Tochtergesellschaften weltweit, die das Geschäft des Konzerns betreiben.

Gemäß deutschem Recht besteht die Corporate Governance der Wintershall Dea aus folgenden grundlegenden Elementen: dem dualen Leitungssystem mit einer transparenten und effektiven Aufteilung der Unternehmensleitung und deren Überwachung durch Vorstand und Aufsichtsrat, der Mitbestimmung im Aufsichtsrat durch zwei Drittel an Anteilseignervertretern sowie einem Drittel an Arbeitnehmervertretern sowie den Anteilseignerrechten in der Hauptversammlung. Einzelheiten zur Corporate-Governance-Struktur der Wintershall Dea finden sich in der Satzung des Unternehmens, in den Geschäftsordnungen für Vorstand und Aufsichtsrat sowie in der Anteilseignervereinbarung, welche die Rechtsbeziehungen zwischen BASF und LetterOne als Anteilseigner regelt und von den Anteilseignern und dem Unternehmen abgeschlossen wurde.

DIE ANTEILSEIGNER DES UNTERNEHMENS

BASF hielt 67 % und LetterOne hielt 33 % der Stammaktien der Wintershall Dea bis zum 30. April 2022. Im Gegenzug für den Wert des Midstream-Geschäfts der Wintershall Dea AG erhielt BASF zusätzlich Vorzugsaktien, sodass die Gesamtbeteiligung der BASF am gesamten Grundkapital der Wintershall Dea AG 72,7 % und die Gesamtbeteiligung der LetterOne 27,3 % ausmacht. Die Vorzugsaktien wurden gemäß der Satzung des Unternehmens am 1. Mai 2022 in Stammaktien des Unternehmens umgewandelt, wodurch die vorgenannten Anteilsquoten nunmehr ausschließlich auf Stammaktien beruhen.

BASF We create chemistry

Die BASF SE mit Sitz in Ludwigshafen, Deutschland, ist ein weltweit führendes Chemieunternehmen.

Als eines der weltweit führenden Chemieunternehmen vereint BASF wirtschaftlichen Erfolg mit Umweltschutz und sozialer Verantwortung. Das Portfolio von BASF ist in elf Divisionen organisiert, die in in sechs Segmente zusammengefasst sind. Chemicals, Materials, Industrial Solutions, Surface Technologies, Nutrition & Care und Agricultural Solutions.

Die BASF-Gruppe ist in fast jedem Land der Welt tätig und hat mehr als 110.000 Mitarbeitende.

LETTERONE

L1 Energy ist Teil der LetterOne Holdings, einer Gesellschaft der LetterOne Group.

LetterOne wurde 2013 mit Sitz in Luxemburg gegründet. Die internationale Investmentgesellschaft wird von erfolgreichen Unternehmern und früheren CEOs mit einer internationalen Belegschaft geführt. Im Jahr 2015 erwarb LetterOne DEA und E.ON Norge.

Das Unternehmen konzentriert sich innerhalb unterschiedlicher Geschäftseinheiten auf Beteiligungen in den Bereichen Energie, Telekommunikation und Technologie, Gesundheit und Einzelhandel.

57 CORPORATE GOVERNANCE
60 NACHHALTIGKEIT BEI WINTERSHALL DEA
64 EIN ARBEITGEBER MIT VERANTWORTUNG
66 COMPLIANCE

Hauptversammlung

Die Organe des Unternehmens umfassen auch die Hauptversammlung, in der die Anteilseigner Beschlüsse im Hinblick auf das Unternehmen fassen.

Eine ordentliche Hauptversammlung wird mindestens einmal in den ersten acht Monaten jedes Geschäftsjahres des Unternehmens abgehalten. Grundsätzlich werden die Hauptversammlungen geleitet vom Vorsitzenden des Aufsichtsrats oder einem anderen Mitglied des Aufsichtsrats, das von den Aufsichtsratsmitgliedern bestimmt wird und die Anteilseigner repräsentiert. Jede Stammaktie mit einem Nominalwert von 1 € gewährt dem Anteilseigner eine Stimme. Sofern die Satzung oder gesetzliche Vorschriften nichts anderes vorsehen, erfolgen die Beschlüsse der Anteilseigner mit einfacher Mehrheit der in der Hauptversammlung abgegebenen Stimmen.

Die Hauptversammlung entscheidet unter anderem über die Verwendung des Bilanzgewinns, die Entlastung der Mitglieder des Vorstands und des Aufsichtsrats, die Ernennung eines Prüfers für die Jahresabschlüsse und die Wahl der Mitglieder des Aufsichtsrats.

Aufsichtsrat

Der Aufsichtsrat ist verantwortlich für die Überwachung des Vorstands und handelt im Interesse der Gesellschaft. Auch wenn der Aufsichtsrat keine Managementfunktionen ausüben darf, benötigt der Vorstand für bestimmte wichtige Transaktionen und Maßnahmen die Zustimmung des Aufsichtsrats nach geltendem Recht, der Satzung und der Geschäftsordnung für den Vorstand.

Der Aufsichtsrat setzt sich aus zwölf Mitgliedern zusammen, die gemäß dem Drittelbeteiligungsgesetz vier Arbeitnehmervertreter und acht Mitglieder umfassen, die von den Anteilseignern ernannt werden.

Die folgende Übersicht zeigt die derzeitige Zusammensetzung des Aufsichtsrats des Unternehmens.

Name	Position
Dr. Hans-Ulrich Engel	Vorsitzender; Stellvertretender Vorstandsvorsitzender der BASF SE
Dmitry Avdeev	Erster Stellvertretender Vorsitzender; Senior Partner, L1 Energy
Michael Winkler	Zweiter Stellvertretender Vorsitzender; Gewerkschaftssekretär IG BCE
Saori Dubourg	Mitglied des Vorstands der BASF SE
Dr. Dirk Elvermann	President Corporate Finance, BASF SE
Michael Heinz	Mitglied des Vorstands der BASF SE
Timothy Summers	Managing Partner, L1 New Energy (Mitglied des Aufsichtsrats seit dem 10. Mai 2022)
Matti Lievonen	Board Professional
Scott Nyquist	Management Consultant
Birgit Böl	Vorsitzende des Gesamtbetriebsrats der Wintershall Dea AG
Günther Prien	Vorsitzender des Gesamtbetriebsrats Hamburg und Mitglied des Gesamtbetriebsrats der Wintershall Dea AG
Heiko Rehder	Head of Production District Mittelplate, Stellvertretender Vorsitzender des Gesamtbetriebsrats Hamburg der Wintershall Dea Deutschland GmbH
German Khan	Entrepreneur (Mitglied des Aufsichtsrats bis zum 15. März 2022)

57 CORPORATE GOVERNANCE
60 NACHHALTIGKEIT BEI WINTERSHALL DEA
64 EIN ARBEITGEBER MIT VERANTWORTUNG
66 COMPLIANCE

VORSTAND

Der Vorstand verantwortet die Umsetzung der Unternehmensstrategie und den laufenden Betrieb. Er besteht aus fünf Mitgliedern, darunter der Vorstandsvorsitzende und vier weitere Mitglieder.

Die Vorstandsmitglieder führen das Tagesgeschäft des Unternehmens in eigener Verantwortung und sind für die Gesamtleitung des Konzerns gemeinsam verantwortlich. Der Vorstand entscheidet über alle Angelegenheiten nach Maßgabe des geltenden Rechts, der Satzung und der Geschäftsordnung für den Vorstand.

Mario Mehren

Vorstandsvorsitzender
Mario Mehren ist für die Bereiche Personal, Recht, Compliance, Unternehmenskommunikation, HSEQ, Strategie und M&A sowie Investor Relations verantwortlich. Nach einem Studium der Betriebswirtschaftslehre an der Universität des Saarlandes in Saarbrücken begann er 1998 seine berufliche Laufbahn als Referent im Konzernrechnungswesen der BASF. Nach verschiedenen Stationen innerhalb der BASF-Gruppe wechselte er im Jahr 2006 zur Wintershall und wurde 2011 in den Vorstand berufen. Mario Mehren war seit 2015 CEO der Wintershall Holding, bevor er 2019 CEO der Wintershall Dea wurde.

Dawn Summers

Chief Operating Officer
Dawn Summers ist verantwortlich für Europa, den Nahen Osten und Nordafrika. Sie hat einen Abschluss als Chemieingenieurin der Universität Edinburgh und in Executive Management der MIT Sloane School of Management. Während ihrer mehr als zwanzigjährigen Karriere bei BP hatte sie verschiedene operative, projektlenkende und leitende Positionen inne, bevor sie in das Führungsteam von Genel Energy und später als COO zu Origin Energy und Beach Energy wechselte. Zusätzlich ist sie derzeit Präsidentin von Gas Naturally und Präsidentin von IOGP Europe.

Thilo Wieland

Vorstandsmitglied, Region Russland, Lateinamerika und Midstream
Thilo Wieland ist verantwortlich für Russland, Lateinamerika und Midstream. Nach einem Studium des Wirtschaftsingenieurwesens an der TU Berlin arbeitete er ab 1999 beim Wintershall Erdgas Handelshaus in Berlin. Danach war er in unterschiedlichen Positionen in der Wintershall Gruppe tätig und zeichnete unter anderem für den Bereich Strategy & M&A, Nord Stream und andere Gastransportprojekte verantwortlich. Im Jahr 2015 wurde Thilo Wieland in den Vorstand der Wintershall Holding berufen.

Hugo Dijkgraaf

Chief Technology Officer
Hugo Dijkgraaf ist zuständig für Carbon Management (CCS) & Hydrogen, Digitalisierung & Technologie, Integrated Reservoir Management, globale Exploration, globale Feldesentwicklung und Engineering, globale Produktion und operative Exzellenz sowie Major Projects. Seit 2019 hat er das Programm zur Reduzierung von Treibhausgasen sowie die CCS-Projekte und die gasbasierten Wasserstoffprojekte entwickelt und umgesetzt. Er hat einen Masterabschluss in Erdölingenieurwesen der Technischen Universität Delft und begann seine Tätigkeit bei Wintershall im Jahre 2000. Er hatte verschiedene technische, operative und leitende Positionen in fünf Ländern inne. Im Jahr 2017 übernahm er die Verantwortung für die Aktivitäten in Norwegen als Geschäftsführer.

Paul Smith

Chief Financial Officer
Paul Smith verantwortet die Bereiche Rechnungswesen und Reporting, Finanzen und Treasury, Informationstechnologie, Beschaffung, interne Revision sowie Commercial & Vertrieb. Er studierte Business Organisation an der Heriot-Watt University Edinburgh und begann seine Karriere 1993 bei BP in Aberdeen. Während seiner 15 Jahre bei BP hatte er verschiedene Positionen im Management in den Regionen Nordsee, Trinidad und Tobago sowie Russland inne. Darüber hinaus verbrachte er zehn Jahre in Kanada, wo er bei Talisman Energy zuerst als Executive Vice President für Nordamerika und später als CFO fungierte.

57 CORPORATE GOVERNANCE
60 NACHHALTIGKEIT BEI WINTERSHALL DEA
64 EIN ARBEITGEBER MIT VERANTWORTUNG
66 COMPLIANCE

NACHHALTIGKEIT BEI WINTERSHALL DEA

UNSERE NACHHALTIGKEITSSTRATEGIE

Unsere Branche und unser Unternehmen spielen bei der Entwicklung hin zu einer kohlenstoffarmen Wirtschaft eine zentrale Rolle. Gleichzeitig steht die Energiewirtschaft bei vielen ökologischen und sozialen Themen sowie hinsichtlich der Corporate Governance unter kritischer Beobachtung durch verschiedene Interessengruppen. Bei Wintershall Dea engagieren wir uns dafür, den steigenden Energiebedarf durch innovative und nachhaltige Lösungen auf verantwortungsvolle Art und Weise zu decken.

Unsere Nachhaltigkeitsstrategie umfasst umweltbezogene, soziale und Governance-Aspekte und ist zentraler Teil unserer Unternehmensstrategie. Wir berücksichtigen diese Aspekte bei allen unseren Aktivitäten weltweit. Über einen konsequenten HSEQ-Ansatz (Gesundheits-, Sicherheits-, Umwelt- und Qualitätsmanagement) hinaus setzen wir folgende Prioritäten im Bereich der Nachhaltigkeit: Klima- und Umweltschutz, die Förderung verantwortungsbewusster Partnerschaften und wirksames Nachhaltigkeitsmanagement.

Unsere Nachhaltigkeitsstrategie beschreibt den Plan zur Erreichung unserer Ambitionen und Ziele, die Folgendes umfassen:

- Wir fördern Gas und Öl so effizient und verantwortungsvoll wie möglich.
- Wir wollen die Umweltauswirkungen unserer Geschäftstätigkeit so gering wie möglich halten und Ressourcen effizient nutzen.
- Wir setzen uns für hohe soziale Standards ein.
- Wir kooperieren umfassend mit einer Vielzahl von Stakeholdern.
- Unser Ziel ist es, Vertrauen durch Transparenz zu schaffen.

ÜBERBLICK: NACHHALTIGKEITSSTRATEGIE

Wir suchen und fördern Gas und Öl auf effiziente und verantwortungsvolle Weise

Minimierung des Fußabdrucks

Hohe Transparenz

UMWELT
ZUM KLIMASCHUTZ BEITRAGEN

SOZIALE VERANTWORTUNG
VERANTWORTUNGSVOLLE ZUSAMMENARBEIT FÖRDERN

UNTERNEHMENSFÜHRUNG
NACHHALTIGKEITS-MANAGEMENT STÄRKEN

Wir streben an:

Unseren ETP zu implementieren:

- Netto-null-Upstream-Aktivitäten[1] bis 2030 und 25 % Netto-Reduktion bis 2025[2]
- Senkung der Methanintensität auf unter 0,1 % bis 2025[3]
- Aufbau eines weiteren Geschäftsfeldes mit einem Reduktionspotenzial von 20 bis 30 Millionen Tonnen CO_2 pro Jahr bis 2040

Hohe Standards in all unseren Aktivitäten zu fördern:

- 0 Todesfälle
- > 30 % Frauenanteil in Führungspositionen bis 2025
- > 35 % Internationale in Führungspositionen bis 2025

Steigerung der ESG[4] Performance:

- Kopplung der ESG-Ziele an die Managementvergütung
- Einrichtung eines Beirats aus externen Stakeholdern
- Überzeugende ESG-Ratings

[1] Scope 1 und Scope 2, eigenoperierte und fremdoperierte Aktivitäten auf Equity (Share-) Basis.
[2] Basierend auf 2020.
[3] 100 % der Methanemissionen der von Wintershall Dea betriebenen Anlagen geteilt durch die vermarktete Menge an eigenem Gas.
[4] Environment, Social & Governance (Umwelt, Soziales und Unternehmensführung).

57 CORPORATE GOVERNANCE
60 NACHHALTIGKEIT BEI WINTERSHALL DEA
64 EIN ARBEITGEBER MIT VERANTWORTUNG
66 COMPLIANCE

UNSERE VERPFLICHTUNGEN

Wintershall Dea hat strenge interne Standards festgelegt, die auf internationalen Programmen basieren, und hält sowohl diese als auch länderspezifische Vorschriften ein. Wir verpflichten uns zu verantwortungsvollem Handeln und wollen einen positiven Beitrag leisten, um globale Herausforderungen innerhalb unseres Einflussbereichs zu lösen. Wir sind stolzer Unterzeichner des Global Compact der Vereinten Nationen und unterstützen dessen zehn Grundsätze zu Umweltschutz, zu Menschen- und Arbeitsrechten sowie zur Korruptionsbekämpfung.

Wir unterstützen weiterhin die Nachhaltigkeitsziele der Vereinten Nationen (SDGs), die mit ihren 17 Zielen eine Vorlage zur Erreichung einer besseren und nachhaltigeren Zukunft für alle bieten. Der integrierte und unteilbare Charakter der SDGs bedeutet, dass unsere Geschäftstätigkeiten viele von ihnen direkt und indirekt berühren. Wir richten unsere Bemühungen auf diejenigen Ziele aus, zu deren Erreichung wir den größten Beitrag leisten können: 6. Sauberes Wasser und Sanitäreinrichtungen; 7. Bezahlbare und saubere Energie; 8. Menschenwürdige Arbeit und Wirtschaftswachstum; und 13. Maßnahmen zum Klimaschutz.

Basierend auf unseren Werten haben wir globale ESG-Grundsätze (Environment, Social and Governance; das heißt Umwelt, Gesellschaft und Unternehmensführung) formuliert, die einen übergeordneten Rahmen für unser Handeln und unsere Aktivitäten schaffen. Die ESG-Grundsätze beinhalten unternehmensweite Prinzipien hinsichtlich Klima- und Umweltschutz, Menschenrechte, Stakeholderdialog und gesellschaftlichen Engagements sowie politischer Kommunikation.

Zusammen mit unserem Verhaltenskodex, unseren HSEQ-Grundsätzen (Health, Safety, Environment, Quality; das heißt Gesundheit, Sicherheit, Umwelt und Qualität) und dem Verhaltenskodex für Lieferanten bieten die ESG-Grundsätze Orientierung und stellen sicher, dass soziale und Umweltaspekte bei all unseren Tätigkeiten berücksichtigt werden. Die ESG-Grundsätze unterstützen unsere Prozesse für geschäftliche Entscheidungen auf allen Ebenen und stellen einen Bezugsrahmen für den Umgang mit Geschäftschancen und -risiken im Zusammenhang mit direkten und indirekten ESG-Auswirkungen dar.

NACHHALTIGKEITSMANAGEMENT UND TRANSPARENZ

Ein effektives Nachhaltigkeitsmanagement ist für den Status quo und die künftige Entwicklung unseres Unternehmens unerlässlich. Die Umsetzung der Nachhaltigkeitsstrategie basiert auf weltweit verbindlichen Standards, wie den Prinzipien des Global Compact der Vereinten Nationen, Managementprozessen sowie auf einer Organisationsstruktur mit klar festgelegten Verantwortlichkeiten. Wir haben Prozesse und Ziele in allen Geschäftseinheiten eingeführt und überwachen unsere Fortschritte regelmäßig und ergreifen bei Bedarf Abhilfemaßnahmen.

Die übergeordnete Verantwortung für das Thema liegt beim Vorstandsvorsitzenden sowie dem gesamten Vorstand. Die Nachhaltigkeitsabteilung legt die relevanten Richtlinien und Prozesse fest. Sie koordiniert strategisch die unternehmensweiten Maßnahmen, um die Integration von Nachhaltigkeit in die Kerngeschäftsprozesse wie Strategie, Geschäftstätigkeit, Planung, Berichtswesen und Entscheidungsfindung sicherzustellen. Das Team wird von einer internen interdisziplinären Expertengruppe, der Sustainability Expert Community, unterstützt. Über den regelmäßigen Austausch mit dem Vorstand hinaus finden regelmäßige Sitzungen mit dem Sustainability Board Committee statt, dem zentralen Steuerungsorgan für Nachhaltigkeitsfragen. Der Ausschuss erörtert relevante Nachhaltigkeitsthemen wie Klimaschutz, unseren Energy Transition Pathway oder Menschenrechte und gibt Handlungsempfehlungen. Die Verantwortung für die Umsetzung regionaler und themenbezogener Maßnahmen liegt bei den verantwortlichen Facheinheiten und Länderorganisationen. Sie sind am besten dafür geeignet, den Bedarf und die Erwartungen ihrer Bereiche und Regionen zu beurteilen.

Um dem Informationsbedarf unserer Stakeholder nachzukommen, veröffentlichen wir regelmäßig Nachhaltigkeitsinformationen, einschließlich Informationen zu unserer Leistung. Wir orientieren uns an verschiedenen Rahmenwerken und Standards, wie zum Beispiel die Global Reporting Initiative (GRI), die IPIECA Reporting Guidance oder den Empfehlungen der Expertenkommission „Task Force on Climate-related Financial Disclosures" (TCFD).

57 CORPORATE GOVERNANCE
60 NACHHALTIGKEIT BEI WINTERSHALL DEA
64 EIN ARBEITGEBER MIT VERANTWORTUNG
66 COMPLIANCE

UNSERE ESG-SCHWERPUNKTE 2022

Klima- und Umweltschutz

Unser Energy Transition Pathway (ETP) wurde entwickelt, um zu einer verantwortungsvollen und rentablen Gas- und Ölproduktion mit möglichst geringen Treibhausgasemissionen beizutragen. Dafür haben wir uns ehrgeizige Klimaziele gesetzt. Bis 2030 wollen wir Netto-Null-Emissionen in allen unseren eigenoperierten und nicht eigenoperierten Upstream-Aktivitäten erreichen. Dies umfasst Treibhausgasemissionen der Kategorien Scope 1 (direkt) und Scope 2 (indirekt) auf Equity (Share-) Basis mit dem Zwischenziel einer Nettoreduktion von 25 % bis 2025 im Vergleich zum Basisjahr 2020. Bei der Reduzierung von Treibhausgasen spielen Methanemissionen eine zentrale Rolle. Wir haben das ehrgeizige Ziel, eine Methanintensität von unter 0,1 % bis 2025 für eigenoperierte Anlagen zu erreichen, und streben eine weitere Reduzierung an.

Wir haben vier Säulen definiert, um unser Ziel zu erreichen, und diese sind in unserer Unternehmensstrategie fest verankert. Erstens fokussieren wir uns auf ein kohlenstoffeffizientes Portfolio, insbesondere auf Erdgas- und Erdölvorkommen, die vergleichsweise CO_2-effizient produziert werden können. Zweitens implementieren wir im Rahmen des Emissionsmanagements kontinuierlich weitere Maßnahmen, um die Energieeffizienz zu steigern und Emissionen zu senken, etwa durch den Einsatz erneuerbarer Energien oder neuester Technologien. Drittens beabsichtigen wir, unvermeidbare Emissionen, die nicht in angemessener Weise weiter gesenkt werden können, durch Investition in naturbasierte und natürliche Klimalösungen wie Aufforstungs- und Naturschutzprojekte zu verringern. Und viertens konzentrieren wir uns weiterhin auf Innovationen und Technologien wie die Kohlenstoffabscheidung und -speicherung (CCS) und Wasserstoff, um die weltweiten Bemühungen um eine Dekarbonisierung zu unterstützen.

2022 haben wir weitere Prozesse im Unternehmen eingeführt, um unseren Emissionsfußabdruck zu optimieren und zu steuern. Treibhausgasemissionen und Projekte zur Verringerung von Treibhausgasemissionen sind mittlerweile wichtige Themen in unserem Geschäftsplanungszyklus und ein integraler Bestandteil der Balance Scorecards für entsprechenden Einheiten. Darüber hinaus haben wir unseren mehrstufigen Ansatz zum Management und zur Reduzierung von Emissionen in unserer Lieferkette weiterentwickelt. Wir haben außerdem Projekte zur Emissionsreduktion und Energieeffizienz in unseren Betrieben durchgeführt. In Norwegen zum Beispiel haben wir im November 2022 die Stromproduktion aus der ersten Turbine des schwimmenden Windparks Hywind Tampen aufgenommen. Durch die Beteiligung an Snorre ist Wintershall Dea einer der Partner in diesem Projekt. Der Windpark Hywind Tampen, der den Gullfaks- und Snorre-Partnern gehört, soll rund 35 % des Strombedarfs der beiden Felder decken. Dadurch werden die CO_2-Emissionen der Felder um etwa 200.000 Tonnen pro Jahr reduziert. Außerdem wurde Ende 2022 in Norwegen die Plattform Edvard Grieg an die Stromversorgung vom Festland angeschlossen, die größtenteils aus erneuerbaren Energiequellen stammt. Das Edvard Grieg-Projekt zur Stromversorgung vom Festland wird die CO_2-Emissionen des Edvard Grieg-Gebiets von 2022 bis zum Ende der Lebensdauer des Feldes um etwa 3,6 Millionen Tonnen senken. Damit werden die CO_2-Emissionen des Gebiets auf unter 1 kg pro Barrel reduziert, was etwa zwanzigmal niedriger ist als der Weltdurchschnitt.

Mit unseren Initiativen rund um CCS und Wasserstoff haben wir weitere Fortschritte erzielt. Darüber hinaus wurde Wintershall Dea die erste Betriebsführerschaft für die CO_2-Speicherlizenz „Luna" in der norwegischen Nordsee erteilt. Diese hat ein geschätztes CO_2-Speicherpotenzial von bis zu 5 Millionen Tonnen pro Jahr. Gleichzeitig kündigte Wintershall Dea eine Partnerschaft mit Equinor für das NOR-GE-Projekt an. Ziel ist es, Deutschland und Norwegen über eine CO_2-Pipeline zu verbinden, um den sicheren Transport von CO_2 von der deutschen Küste in die norwegische Nordsee zu ermöglichen. Außerdem haben Wintershall Dea und HES Wilhelmshaven Tank Terminal eine Absichtserklärung zur gemeinsamen Entwicklung von CO_2nnectNow, einem CO_2-Hub am HES Wilhelmshaven Tank Terminal, unterzeichnet.

Wintershall Dea nimmt aktiv an der Oil and Gas Methane Partnership (OGMP) 2.0 teil und wurde 2022 erneut mit dem Gold-Standard für die Berichterstattung über Methanemissionen ausgezeichnet. Ein weiterer Meilenstein unseres Methanemissionsprogramms ist unsere Beteiligung an der neuen OGCI-Initiative „Aiming For Zero Methane Emissions". Darin verpflichten sich die Unterzeichner, konkrete, ambitionierte Maßnahmen zu entwickeln, um den Methan-Fußabdruck der Industrie bis 2030 zu beseitigen. Seit 2022 führen wir in unseren eigenoperierten Aktivitäten umfassende Programme zur Ortung und Reparatur von Leckagen (Leak Detection and Repair, LDAR) durch. Im Rahmen des LDAR-Programms, das auf die Erkennung und Verringerung diffuser Emissionen abzielt, haben wir auch damit begonnen, Messungen zu anderen Quellen von Methanemissionen wie unvollständige Verbrennung und Fackeleffizienz durchzuführen.

57 CORPORATE GOVERNANCE
60 NACHHALTIGKEIT BEI WINTERSHALL DEA
64 EIN ARBEITGEBER MIT VERANTWORTUNG
66 COMPLIANCE

GESUNDHEIT UND SICHERHEIT

Gesundheit und Sicherheit haben höchste Priorität. 2022 konzentrierte sich unsere globale jährliche Gesundheitskampagne „Fatigue – The Silent Threat" auf das Thema Schlaf und Vermeidung von Müdigkeit. Müdigkeit ist ein Hauptsymptom von Schlaflosigkeit, der häufigsten Schlafstörung. Müdigkeit und Schlafstörungen gehören zu den häufigsten Ursachen für Gesundheitsprobleme und Arbeitsunfälle. Die Kampagne bot Aktivitäten für positive Veränderungen und eine bessere Gesunderhaltung, wie z. B. Selbsteinschätzungen, Übungen und Live-Streams von zahlreichen Fachreferenten für Mitarbeitende weltweit. Wir haben das globale und umfassende 18-monatige Schulungsprogramm für Führungskräfte unter dem Namen „Safety Leadership Learning Journey" weitergeführt, zur Verstärkung der bewussten Wahrnehmung und zu spezifischen Themen als auch Prozessen und Systemen für die weitere Verbesserung der Sicherheits-Performance. 2022 haben wir außerdem Kennzahlen definiert und entwickelt, um unsere Sicherheits-Performance zu stärken und zu verbessern.

MENSCHENRECHTE

Als global tätiges Unternehmen verstehen wir, dass unsere Geschäftstätigkeiten sowohl positive als auch negative Auswirkungen auf Stakeholder und Rechteinhaber haben können. Daher bekennen wir uns dazu, die international anerkannten Menschenrechte bei der Führung unserer Geschäfte zu berücksichtigen. Unser Due-Diligence-Prozess für Menschenrechte bildet die Grundlage, auf der wir die Auswirkungen auf die Menschenrechte berücksichtigen. Im Jahr 2022 haben wir die Berücksichtigung unseres Bekenntnis zu Menschenrechten in unserem Verhaltenskodex und Prozessen überprüft sowie ein Menschenrechtsprojekt aufgesetzt. Außerdem nutzten wir unsere Treffen der Sustainability Expert Community, um das Bewusstsein intern zu schärfen und Schulungen zum Thema Menschenrechte anzubieten. Zum externen Austausch beteiligen wir uns an der IPIECA-Arbeitsgruppe Menschenrechte sowie an der Peer Learning Group zu Wirtschaft und Menschenrechten des deutschen Netzwerks des Global-Compacts der Vereinte Nationen.

GOVERNANCE UND ZUSAMMENARBEIT MIT STAKEHOLDERN

Wir arbeiten kontinuierlich daran, Nachhaltigkeitsaspekte und -prozesse in unsere bestehenden Governance-Elemente wie Risikomanagement, Compliance und interne Revision aufzunehmen. Im Rahmen unserer Verpflichtung, die Empfehlungen der „Task Force on Climate-related Financial Disclosures" (TCFD) zu unterstützen, haben wir im Jahr 2022 die Implementierung klarer Prozesse und Richtlinien im Unternehmen fortgesetzt, um klimabezogene Risiken und Chancen zu identifizieren, zu bewerten, zu steuern und über diese zu berichten. Dies führte zu erheblichen Fortschritten bei der Umsetzung der TCFD-Empfehlungen und der Integration von klimabezogenen Risiken und Chancen in die allgemeinen Risikomanagementprozesse.

Im Jahr 2022 haben wir ein externes, unabhängiges Stakeholder Advisory Panel eingerichtet, das dem Vorstand ermöglicht, das Nachhaltigkeitsmanagement von einer externen Perspektive zu betrachten. Das Gremium besteht aus allen Vorstandsmitgliedern sowie vier unabhängigen externen Beratern mit profundem Fachwissen in den Bereichen Klimaschutz, Biodiversität, Menschenrechte, nachhaltige Finanzen sowie Berichterstattung und Governance. Es bietet neue Perspektiven zu kritischen Themen, berät bei strategischen Fragen, weist auf neue Risiken hin und sensibilisiert frühzeitig über aktuelle Entwicklungen.

57 CORPORATE GOVERNANCE
60 NACHHALTIGKEIT BEI WINTERSHALL DEA
64 EIN ARBEITGEBER MIT VERANTWORTUNG
66 COMPLIANCE

EIN ARBEITGEBER MIT VERANTWORTUNG

Alle Beschäftigten bei Wintershall Dea haben eine Mitverantwortung, den Wert des Unternehmens zu sichern und zu steigern. Eine leistungsfähige Produktion – sicher, effizient und zuverlässig – ist die Grundlage unseres Unternehmens. Wir arbeiten kontinuierlich daran, um die wirtschaftliche Kohlenwasserstoffgewinnung durch ein aktives Asset-Management zu maximieren. Dabei erfüllen wir strengste Umwelt-, Gesundheits- und Sicherheitsstandards.

Unsere Personalstrategie spiegelt unsere Unternehmensstrategie und unsere Werte wider und setzt dabei drei Schwerpunkte: Wir fördern engagierte Mitarbeitende, kompetente Führungskräfte und zeitgemäße Arbeitsbedingungen. Wintershall Dea lebt als internationales Unternehmen eine Kultur der Integration und Chancengleichheit. So wollen wir das Leistungsvermögen unserer Mitarbeitenden fördern und neue Talente für uns begeistern.

UNTERNEHMENSKULTUR

Wir legen großen Wert auf eine respektvolle Zusammenarbeit und ein angenehmes Arbeitsumfeld. Wir leben eine inklusive und vielfältige Unternehmenskultur, unterstützen unsere Mitarbeitenden zielgerichtet und individuell und ermöglichen eine gute Work-Life-Balance, sodass wir glauben, ihnen eine attraktive langfristige Perspektive bieten zu können.

Unsere vier Unternehmenswerte Vertrauen, Fürsorge, Aufgeschlossenheit und Mut legen fest, wie wir zusammenarbeiten wollen – als Team, mit unseren Stakeholdern und unseren Partnern. Deshalb prägen diese Werte die Kultur von Wintershall Dea und bilden die Basis dafür.

BESCHÄFTIGUNG

Wir verfügen über ein starkes und eingespieltes Team hoch kompetenter Fachleute in allen maßgeblichen Disziplinen. Einige unserer Mitarbeitenden in Deutschland, Norwegen und Argentinien sind gewerkschaftlich organisiert. Wintershall Dea ist von ihrem guten Verhältnis zu ihren Mitarbeitenden und den beteiligten Gewerkschaften überzeugt. Die Anzahl der Mitarbeitenden (Vollzeitäquivalente) der Wintershall Dea einschließlich aller vollkonsolidierten Unternehmen ist um 460 von 2.485 zum 31. Dezember 2021 auf 2.025 zum 31. Dezember 2022 gesunken. Die Gesamtmitarbeitendenzahl beinhaltet 34 Trainees und 45 Auszubildende. Der Rückgang ist im Wesentlichen auf Umstrukturierungen, M&A-Aktivitäten und die Entkonsolidierung von Gesellschaften zurückzuführen.

MITARBEITENDE NACH REGION 2022

BETRIEBLICHE ALTERSVERSORGUNG

Durch unsere arbeitgeberfinanzierte betriebliche Altersversorgung leisten wir einen Beitrag zum Altersunterhalt unserer Mitarbeitenden und bieten Unterstützung im Falle von Invalidität und Tod. Über unsere betriebliche Altersversorgung erhält jeder Mitarbeitende der Wintershall Dea AG nach Ablauf der Wartezeit eine persönliche Altersvorsorge, die von den Dienstjahren und der gezahlten Vergütung abhängt.

Ergänzend zur arbeitgeberfinanzierten Altersversorgung haben unsere Mitarbeitenden die Möglichkeit, über den Weg der Entgeltumwandlung eine arbeitnehmerfinanzierte Altersvorsorge zu treffen und so ihren Lebensstandard im Alter zusätzlich abzusichern. Bei Wintershall Dea können die Mitarbeitenden Bruttoentgeltbestandteile wahlweise in den Anlageformen Pensionsfonds, Pensionskasse, Direktlebensversicherung und Direktzusage anlegen. Auch in einigen unserer Auslandsgesellschaften profitieren unsere Mitarbeitenden von Altersversorgungsregelungen.

57 CORPORATE GOVERNANCE
60 NACHHALTIGKEIT BEI WINTERSHALL DEA
64 EIN ARBEITGEBER MIT VERANTWORTUNG
66 COMPLIANCE

VIELFALT IST WILLKOMMEN[1]

Unterschiede machen uns stärker

Wir begrüßen und fördern Vielfalt, weil sie unsere Organisation stärkt. Wintershall Dea ist überzeugt, dass Unternehmen, die Menschen mit unterschiedlichen Werdegängen, Perspektiven und Herangehensweisen zusammenbringen, bessere Ergebnisse erzielen. Wir stellen Menschen mit technischem wie auch nichttechnischem Hintergrund ein, die einen Mehrwert für Wintershall Dea bringen – unabhängig von Nationalität, ethnischer Zugehörigkeit, Geschlecht, sexueller Orientierung, Alter, Behinderungen oder Religion/Weltanschauung.

Vielfalt und Integration

Vielfalt und Gleichberechtigung sind Teil des Verhaltenskodex von Wintershall Dea. Durch die Unterzeichnung der Charta der Vielfalt in Deutschland im Mai 2019 haben wir auch öffentlich ein Zeichen für Vielfalt gesetzt. Das heißt in der Konsequenz, dass wir Diskriminierung oder die Ausgrenzung von Menschen aufgrund ihrer persönlichen Eigenschaften oder Vorlieben nicht tolerieren. Schulungen für Mitarbeitende und Führungskräfte zu Themen wie Chancengleichheit helfen, ein Bewusstsein für den Wert von Vielfalt und Integration zu schaffen.

Gleichstellung

Die Öl- und Gasindustrie ist traditionell eine Männerdomäne. Bei Wintershall Dea liegt der Frauenanteil bei ungefähr 32 % (Stand 31. Dezember 2022). Der Anteil an Frauen in Führungspositionen (Top-2-Ebenen unterhalb des Vorstands) liegt bei 29 % (31. Dezember 2022) und soll bis 2025 kontinuierlich auf über 30 % erhöht werden. Eine der fünf Vorstandspositionen ist mit einer Frau besetzt.

Entgeltgleichheit

Wintershall Dea führte 2021 und 2022 eine umfassende Analyse zur Entgeltgleichheit durch. Die Schlussfolgerung: Es gibt keine strukturellen geschlechtsspezifischen Unterschiede bei der Bezahlung von Mitarbeitenden. Die Analyse wurde von dem unabhängigen Prüfer PricewaterhouseCoopers (PwC) gemäß den Anforderungen der in Genf ansässigen EQUAL SALARY Foundation durchgeführt. Kontinuierliche, ergebnisorientierte Verbesserung bringt uns noch weiter. Wintershall Dea ist das erste Energieunternehmen weltweit, das die global gültige EQUAL-SALARY-Zertifizierung erhalten hat und das dritte Unternehmen, das global zertifiziert wurde.

Internationalität

Unsere Branche ist ausgesprochen international ausgerichtet. Für viele Mitarbeitende gehört der Einsatz im Ausland zum Berufsalltag. Dies ist unverzichtbar für die Weiterentwicklung unseres Unternehmens. Heute arbeiten bei uns Menschen aus ungefähr 60 Nationen. Diese Vielfalt soll sich auch in unserer Führungsebene widerspiegeln. Der Anteil von Führungskräften verschiedener Nationalitäten in unserem Führungsteam liegt bei 37 % (31. Dezember 2022). Es ist unser Ziel, einen hohen Anteil von Führungskräften aus anderen Ländern von über 35 % zu halten.

> „Wir sprechen bei Wintershall Dea nicht nur über Vielfalt, Gerechtigkeit und Inklusion, sondern prüfen auch, wo wir stehen, und, was noch wichtiger ist, wo wir besser werden können. Ehrliches Feedback macht uns vielfältig und inklusiv."

Petra Angstmann
Senior Vice President
Global Human Resources

[1] Die Diversity-Daten wurden global für alle Standorte der Wintershall Dea und ihrer Tochtergesellschaften erhoben.

57 CORPORATE GOVERNANCE
60 NACHHALTIGKEIT BEI WINTERSHALL DEA
64 EIN ARBEITGEBER MIT VERANTWORTUNG
66 COMPLIANCE

COMPLIANCE

COMPLIANCE-MANAGEMENT

Zuallererst soll unser Compliance-Management-System sicherstellen, dass Führungskräfte und Mitarbeitende und Mitglieder der Organe von Wintershall Dea, einschließlich Dritter, sofern zutreffend, alle rechtlichen, internen und externen Vorschriften, die auf das Unternehmen anwendbar sind, einhalten, indem sie angemessene Maßnahmen ergreifen. Dies umfasst nicht nur regelkonformes Verhalten an sich, sondern auch, dass die interne Organisation regelkonformes Verhalten durch die Einführung angemessener Maßnahmen sicherstellt. Aus diesem Grund sind alle Mitarbeitenden verpflichtet, zeitnah nach ihrem Eintritt in das Unternehmen und später regelmäßig an Schulungen teilzunehmen.

COMPLIANCE-PROGRAMM

Das Compliance-Programm umfasst sowohl vorbeugende als auch aufdeckende Maßnahmen und auch Maßnahmen, die bei aufgedeckten Compliance-Verstößen ergriffen werden. Ein wichtiges Element des Programms ist unser konzernweiter Verhaltenskodex, der auf unseren Unternehmenswerten und internationalen Standards basiert und unser Verhalten gegenüber Personen, der Umwelt, Geschäftspartnern, Dritten und in Bezug auf Vermögenswerte und Informationen regelt.

VERHALTENSKODEX

Mit ihrer langen Tradition hat Wintershall Dea als verantwortungsvolles Unternehmen die heutige Energiebranche entscheidend mitgeprägt. Diese Reputation kann jedoch nur dann dauerhaft bestehen, wenn wir uns bei unserem unternehmerischen Handeln an die durch den Verhaltenskodex gesetzten Maßstäbe halten und bereit sind, uns daran messen zu lassen.

Der Verhaltenskodex ist Grundlage aller unserer Geschäftsaktivitäten. Wintershall Dea setzt höchste Maßstäbe an ihre Geschäftspartner und erwartet, dass diese den Grundsätzen und vergleichbaren Leitlinien des Unternehmens gerecht werden. Entspricht ein Geschäftspartner diesen Anforderungen nicht, können wir geeignete Maßnahmen, bis hin zur Beendigung der Geschäftsbeziehung, ergreifen.

COMPLIANCE-VERPFLICHTUNG

Wintershall Dea toleriert keine Form von aktiver oder passiver, direkter oder indirekter Korruption. Wir sind unserer Null-Toleranz-Politik verpflichtet. Die Null-Toleranz-Politik von Wintershall Dea wird gegenüber allen Geschäftspartnern zu Beginn der Geschäftsbeziehung und gegebenenfalls danach deutlich kommuniziert.

COMPLIANCE-ORGANISATION

Unsere weltweite Compliance-Funktion setzt sich aus dem Chief Compliance Officer und der Abteilung Compliance und Datenschutz, die als globale Compliance-Manager fungieren, sowie aus lokalen Compliance-Managern in den Geschäftseinheiten zusammen. Der Chief Compliance Officer berichtet regelmäßig direkt an den Vorstandsvorsitzenden sowie an den Gesamtvorstand der Wintershall Dea über die Umsetzung von Compliance-Initiativen, über Schulungen und gegebenenfalls auch über Compliance-Vorfälle und wichtige Erkenntnisse.

Die Abteilung für Compliance und Datenschutz ist verantwortlich für das Compliance-Management-System einschließlich der internen Vorschriften, die konzernweit gelten, für die Bearbeitung von Compliance-Beschwerden und die Verwaltung und Umsetzung der Compliance-Schulungen. Lokale Compliance-Manager in den verschiedenen Geschäftseinheiten sind dafür verantwortlich, die Einhaltung unserer Bestimmungen und Standards vor Ort und in Abstimmung mit der globalen Compliance-Funktion sicherzustellen, lokalen Compliance-Beschwerden nachzugehen und Schulungsmaßnahmen durchzuführen.

57 CORPORATE GOVERNANCE
60 NACHHALTIGKEIT BEI WINTERSHALL DEA
64 EIN ARBEITGEBER MIT VERANTWORTUNG
66 COMPLIANCE

COMPLIANCE-VERSTÖßE

Bei möglichen Verdachtsfällen sind unsere Mitarbeitenden angehalten, frühzeitig Maßnahmen zu ergreifen und Rat zu suchen. Dazu können sie sich an ihre Vorgesetzten, die Rechtsabteilung und die Compliance-Manager des Unternehmens wenden. Mitarbeitende und Dritte können auch – auf Wunsch anonym – unser digitales Hinweisgebersystem nutzen, um potenzielle Verstöße gegen Gesetze oder Unternehmensvorschriften zu melden. Unser Hinweisgeberportal "SpeakUP" ist in allen Sprachen der Länder verfügbar, in denen Wintershall Dea tätig ist. Entsprechend unserer Richtlinie gegen Vergeltungsmaßnahmen wird kein Mitarbeitender und keine dritte Partei disziplinarisch belangt oder anderweitig benachteiligt, wenn in gutem Glauben echte Bedenken geäußert werden, selbst wenn diese sich als falsch erweisen.

MENSCHENRECHTE

Wintershall Dea respektiert international anerkannte Menschenrechte sowie wesentliche Arbeits- und Sozialstandards. Diese beinhalten insbesondere Menschenrechte, die in der internationalen Menschenrechtscharta, den OECD-Leitsätzen für multinationale Unternehmen, den wesentlichen Arbeitsstandards der ILO sowie der dreigliedrigen Grundsatzerklärung über multinationale Unternehmen und Sozialpolitik niedergelegt sind. Darüber hinaus sind wir Unterzeichner des Global Compact der Vereinten Nationen.

Die Achtung der Menschenrechte in unseren Geschäftsbeziehungen ist eine wichtige Grundlage dafür, wie wir unsere gesellschaftliche Verantwortung wahrnehmen. Unsere Standards entsprechen den bestehenden Gesetzen und Vorschriften und orientieren sich an international anerkannten Grundsätzen. Unser Due Diligence-Prozess für Menschenrechte bildet die Grundlage, auf der wir die Auswirkungen auf die Menschenrechte überall dort berücksichtigen, wo wir tätig sind.

DATEN- UND INFORMATIONSSICHERHEIT

Wintershall Dea legt großen Wert auf den Schutz von Informationen und Daten. Mehr als je zuvor wird der Wert eines Unternehmens heutzutage durch sein Know-how und seine Wissensbasis bestimmt.

Wir haben ein Cybersecurity betreffendes Sensibilisierungsprogramm eingeführt, um alle Mitarbeitenden und ausgewählte Partner im Hinblick auf sicherheitsbewusstes Arbeiten zu schulen, wenn sie mit Daten und Informationstechnologie umgehen. Wir überwachen unsere IT- und OT-Umgebung fortlaufend im Hinblick auf bekannte und unbekannte Cyberbedrohungen mithilfe eines kompetenten Security Operations Centers (SOC). Wir nutzen moderne Cloud- und On-Premise-Sicherheitstechnologien, um unsere IT-Landschaft so sicher wie möglich zu verwalten. Darüber hinaus passen wir unsere Prozesse und Richtlinien kontinuierlich an, um aktuelle rechtliche und regulatorische Anforderungen zu erfüllen und um neu entdeckte externe Bedrohungen für unsere Sicherheit zu bekämpfen.

PARTNERSCHAFT MIT LIEFERANTEN

Wir setzen auf ein partnerschaftliches Miteinander, auch mit unseren Kontraktoren. Wir streben langfristige Geschäftsbeziehungen an und haben ein zentrales Interesse daran, unsere Leistung durch gute Zusammenarbeit kontinuierlich zu verbessern. Unsere Lieferanten und Auftragnehmer wählen wir nicht nur nach wirtschaftlichen Kriterien aus. Auch Umweltschutz, Arbeitssicherheit und Sozialstandards fließen in die Bewertung neuer und bestehender Vertragsbeziehungen ein. Bei der Einhaltung dieser Standards stellt Wintershall Dea genauso hohe Anforderungen an ihre Auftragnehmer wie an die eigenen Mitarbeitenden. Daher ist für die Zusammenarbeit mit einem Lieferanten auch bedeutsam, dass er unseren Verhaltenskodex für Lieferanten akzeptiert.

C

KONZERNLAGEBERICHT

69 — Grundlagen des Konzerns
71 — Wirtschaftsbericht
103 — Ausblick, Chancen- und Risikobericht

1. GRUNDLAGEN DES KONZERNS

1.1 GESCHÄFTSMODELL UND -STRUKTUR

Wintershall Dea ist ein führendes unabhängiges Gas- und Ölunternehmen in Europa. Der Konzern umfasst die Wintershall Dea AG als Mutterunternehmen und ihre Tochtergesellschaften.

Die Geschäftsaktivitäten des Konzerns sind in sechs Segmente gegliedert:

- Nordeuropa
- Russland[1]
- Lateinamerika
- Naher Osten/Nordafrika
- Midstream
- Headquarter und Sonstige

Nach der Entkonsolidierung aller russischen Tochtergesellschaften und at Equity bewerteten Beteiligungen im vierten Quartal 2022 wird der Konzern zukünftig aus fünf Segmenten (ohne Russland) bestehen (weitere Informationen sind in Textziffer 3 – Wesentliche Verkäufe und Entkonsolidierungen enthalten).

Die Segmente Nordeuropa, Russland, Lateinamerika und Naher Osten/Nordafrika bilden das E&P-Geschäft und sind, ausgehend von den Ländern der jeweiligen Region, in weitere Bereiche unterteilt. Die E&P-Segmente umfassen Exploration, Aufschluss, Feldesentwicklung und Produktion in den folgenden Bereichen:

- **Nordeuropa:** Deutschland, Norwegen, Niederlande, Großbritannien und Dänemark
- **Russland:** Russland
- **Lateinamerika:** Argentinien, Mexiko und Brasilien[2]
- **Naher Osten/Nordafrika:** Ägypten, Libyen, Algerien und die Vereinigten Arabischen Emirate

Das Midstream-Segment umfasst die Gastransportaktivitäten in Europa im Onshore- und Offshore-Bereich.

Das Segment Headquarter und Sonstige (HQ und Sonstige) umfasst den Vorstand und zentrale Konzernfunktionen wie zum Beispiel die vom Headquarter gesteuerten Handelsaktivitäten, Global Exploration und Carbon Management & Hydrogen (CMH) sowie Holdinggesellschaften.

Digitalisierung und Technologie

Wintershall Dea verbessert durch Digitalisierung & Technologie die Unternehmensperformance von heute und bereitet gleichzeitig auf die Zukunft vor. Prozesse und menschliches Verhalten werden durch neue Lösungen verändert, indem Technologien eingeführt werden, die die Implementierung weniger komplex, kürzer und kostengünstiger machen. Wintershall Dea priorisiert ihre digitalen und technologischen Bemühungen auf der Grundlage von fünf Schwerpunktbereichen: Subsurface and Reservoir Solutions, Drilling and Wells, Sustainable Asset of the Future, Digital Workforce sowie Capability Development. Darüber hinaus dient unser eigenes fortschrittliches Technologie- und Servicezentrum als ein Kompetenzzentrum für Produktions- und Lagerstättenservices wie die Digital Rocks Datenplattform. Die Ergebnisse sollen Wintershall Dea produktiver und nachhaltiger machen. Über unseren Venture-Capital-Bereich untersuchen wir darüber hinaus auch Möglichkeiten in den Gebieten Wasserstoffproduktion und CO_2-Abscheidung und -Speicherung.

1.2 STEUERUNGSSYSTEM

Im Konzern werden unterschiedliche Leistungsindikatoren zur Kontrolle und aktiven Steuerung der Leistung und zur Erzielung nachhaltigen und wertorientierten Wachstums eingesetzt.

- **Bereinigtes EBITDAX (EBITDAX)**
- **Free Cashflow**
- **Investitionen**
- **Produktion**

Das **„bereinigte EBITDAX" (EBITDAX)** ist eine nicht auf den allgemeinen Rechnungslegungsgrundsätzen (GAAP) beruhende Kennzahl und wird für die interne Unternehmenssteuerung im Konzern genutzt. Es ist der wichtigste Leistungsindikator, der aus der konsolidierten Gewinn- und Verlustrechnung hergeleitet wird. EBITDAX definiert sich aus Umsatzerlösen und sonstigen Erträgen abzüglich Produktions- und operativer Aufwendungen, abzüglich

[1] Alle russischen Tochtergesellschaften und at Equity bewerteten Beteiligungen wurden im vierten Quartal entkonsolidiert.
[2] Nach der Entscheidung, alle Aktivitäten in Brasilien einzustellen, wurde die brasilianische Tochtergesellschaft zum 1. Juni 2022 entkonsolidiert.

produktionsbezogener Steuern und abzüglich allgemeiner Verwaltungskosten, bereinigt um Sondereffekte (weitere Informationen zum EBITDAX sind im Abschnitt Ertragslage enthalten).

Free Cashflow ist eine nicht auf den allgemeinen Rechnungslegungsgrundsätzen (GAAP) beruhende Kennzahl und umfasst den Cashflow aus der betrieblichen Tätigkeit und aus der Investitionstätigkeit abzüglich Nettoauszahlungen für Akquisitionen, Einzahlungen aus dem Abgang von langfristigen Vermögenswerten/Desinvestitionen und abgehende Flüssige Mittel Russland aufgrund von Kontrollverlust wie in der Kapitalflussrechnung des Konzerns ausgewiesen.

Die finanzielle Kennzahl **Investitionen** umfasst die Zahlungen für immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen wie in der Kapitalflussrechnung des Konzerns ausgewiesen, abzüglich aktivierter Explorationskosten.

Die wichtigste nichtfinanzielle Kennzahl **Produktion** stellt die auf Working-Interest-Basis produzierten Mengen an Gas und Öl (beinhaltet Kondensat und NGL) in Tausend Barrel Öl-Äquivalente pro Tag der Segmente des Konzerns dar, inklusive der anteiligen Produktion von at Equity bewerteten Gesellschaften (ausgenommen Libyen onshore).

Weitere nichtfinanzielle Leistungsindikatoren werden im separaten Nachhaltigkeitsbericht (ungeprüft) detailliert dargestellt, der auf der Website des Unternehmens veröffentlicht wird.

Darüber hinaus hat sich Wintershall Dea verpflichtet, die Teilhabe von Frauen an Führungspositionen zu fördern. Das Gesetz für die gleichberechtigte Teilhabe von Frauen und Männern an Führungspositionen in der Privatwirtschaft und im öffentlichen Dienst wird bei Wintershall Dea wie folgt umgesetzt: Gemäß § 111 Absatz 5 AktG wurde für den Frauenanteil im Aufsichtsrat eine Zielgröße von 2 von 12 und für den Frauenanteil unter den Vorständen eine Zielgröße von 1 von 5 festgelegt. Zudem wurden gemäß den gesetzlichen Vorgaben in § 76 Absatz 4 AktG Zielgrößen für den Frauenanteil auf den beiden Führungsebenen unterhalb des Vorstands beschlossen, welche 30 % beträgt. Die Fristen für die Erreichung der Ziele für den Aufsichtsrat und den Vorstand der Wintershall Dea sowie für die beiden Führungsebenen unterhalb des Vorstands wurden auf den 31. Dezember 2025 gesetzt.

Zur Gewährleistung der wertorientierten Führung des Konzerns setzen wir Planungs- und Kontrollprozesse ein, um den Entscheidungsgremien im gesamten Konzern die wichtigsten Zahlen und Informationen an die Hand zu geben.
Auf Basis der langfristigen Planung werden die entsprechenden Budgets festgelegt und im Laufe des Jahres mittels eines konsequenten Performance-Management-Prozesses überwacht. So lassen sich etwaige Budgetabweichungen zeitnah ermitteln, analysieren und – bei negativen Entwicklungen – im größtmöglichen Umfang durch geeignete Gegenmaßnahmen ausgleichen.

2. WIRTSCHAFTSBERICHT

2.1 EINLEITUNG

Die Berichtsperiode umfasst den Zeitraum 1. Januar bis 31. Dezember 2022 und die Vergleichsperiode umfasst den Zeitraum 1. Januar bis 31. Dezember 2021.

Alle russischen Gesellschaften wurden im vierten Quartal 2022 entkonsolidiert. In der Konzern-Gewinn- und Verlustrechnung sowie in der Konzern-Kapitalflussrechnung ist daher AO Gazprom YRGM Trading als vollkonsolidierte Gesellschaft nur für den Zeitraum Januar bis Oktober 2022 enthalten, während AO Achimgaz als anteilig konsolidierte Gesellschaft für den Zeitraum Januar bis November 2022 enthalten ist. Als Folge der Entkonsolidierung sind die Vermögenswerte und Schulden dieser Gesellschaften in der Bilanz zum 31. Dezember 2022 nicht mehr enthalten (weitere Informationen sind in Textziffer 3 – Wesentliche Verkäufe und Entkonsolidierungen enthalten).

Für Zwecke des besseren Verständnisses enthält Kapitel 2.6 zusätzliche freiwillige Angaben für den Wintershall Dea-Konzern ohne das russische Geschäft.

Zusätzlich werden im Kapitel 2.6 Informationen zur Konzern-Gewinn- und Verlustrechnung, Konzern-Kapitalflussrechnung sowie ausgewählte Segmentkennzahlen auf Quartalsbasis bereitgestellt.

Die freiwilligen Angaben in Kapitel 2.6 sind ungeprüft und dienen nur zu Illustrationszwecken.

Der Lagebericht wurde in Euro (€) erstellt. Alle Beträge, einschließlich der Zahlen für die Vorjahre, werden grundsätzlich in Millionen Euro (Millionen €) angegeben. Aufgrund von Rundungen ist es möglich, dass die Zwischensummen und die Gesamtsummen in Millionen € nicht der Summe der angegebenen Beträge entsprechen.

Darüber hinaus umfasst der im Lagebericht verwendete Begriff "Öl" sowohl Öl, Kondensat als auch NGL.

2.2 WIRTSCHAFTLICHE RAHMENBEDINGUNGEN

Wirtschaftliche Entwicklung

Nach den aktuellen Schätzungen des Internationalen Währungsfonds hat sich das globale Wirtschaftswachstum von 6 % im Jahr 2021 auf 3 % im Jahr 2022 verlangsamt. Die Europäische Zentralbank geht davon aus, dass sich das Wachstum des Bruttoinlandsprodukts in der Eurozone von 5 % im Jahr 2021 auf 3 % im Jahr 2022 verlangsamt hat. Die anhaltenden Auswirkungen der COVID-19-Pandemie und die wirtschaftlichen Folgen des Krieges in der Ukraine verstärken den Inflationsdruck auf die Preise, und die Wirtschaftsindikatoren in vielen Volkswirtschaften deuten auf eine längere Phase gedämpften Wachstums hin. Eine straffere Geldpolitik und nachlassende Versorgungsengpässe dürften den Inflationsdruck im nächsten Jahr zwar abschwächen, aber die anhaltende geopolitische Fragmentierung, der Verlauf des Krieges in der Ukraine und die Kalibrierung der Geldpolitik stellen weiterhin ein hohes Maß an Unsicherheit für das Wirtschaftswachstum und damit auch für die Rohstoffpreise dar, nicht nur in Europa, sondern weltweit.

Makroökonomische Grundlagen

Gaspreise

Die durchschnittlichen TTF-Preise stiegen von 15,69 $/mscf im Jahr 2021 auf 36,97 $/mscf in der Berichtsperiode.

Der Einmarsch Russlands in die Ukraine erfolgte zu einer Zeit niedriger Gasspeicherstände und hat die seit Mitte 2021 bestehende Verknappung des Gasangebots noch verschärft. Stark steigende Gasmarktpreise und ein weiterer Anstieg der Volatilität waren die Folge. Mit rund 90 $/mscf erreichten die TTF-Preise im August 2022 ein Allzeithoch.

Die durchschnittlichen jährlichen TTF-Gaspreise haben sich im Vergleich zu 2021 mehr als verdoppelt, was auf die Unsicherheit und die Konkurrenz um das weltweite LNG-Angebot zurückzuführen ist. Dies führte zu einem erheblichen Nachfragerückgang und einer Umstellung von Gas auf Kohle und Öl. Während die Gaslieferungen aus Russland stetig sanken, trugen umfangreiche LNG-Lieferungen, Effizienzsteigerungen und eine höhere Produktion aus Norwegen dazu bei, die Versorgungsknappheit in Europa zu lindern und die vorgeschriebenen und mit Anreizen

versehenen strategischen Speicherziele vor der Wintersaison zu erreichen. Die geringere Nachfrage und das milde Wetter zu Beginn der Heizsaison haben die kurzfristige Situation etwas entspannt und ließen die Preise im vierten Quartal wieder unter 30 $/mscf fallen.

Der Ausbruch des Krieges in der Ukraine im Februar 2022 löste nicht nur eine unmittelbare Energieversorgungs- und Sicherheitskrise aus, sondern markierte auch einen unumkehrbaren Wendepunkt in der Zusammensetzung der europäischen Gasversorgung. Dabei handelt es sich nicht nur um eine strategische Verschiebung, sondern auch um eine Frage der Energiesicherheit, ein Aspekt, der nach den Schäden und dem daraus resultierenden Verlust von Nord Stream 1 als Transportroute noch wichtiger geworden ist. Europa hat den Ausfall der russischen Gaslieferungen in diesem Jahr durch eine geringere Nachfrage, vor allem im industriellen Bereich, und verstärkte Einfuhren von Flüssiggas weitgehend aufgefangen. Die Absicht Europas, die Abhängigkeit von russischen Energielieferungen rasch zu verringern, wird wahrscheinlich noch einige Zeit für einen Anstieg der Volatilität und erhöhte Gaspreise im Vergleich zur Vergangenheit sorgen.

$/mscf	2022	2021
Durchschnittlicher TTF-Preis[1]	36,97	15,69

[1] Quelle: Heren/Argus; Währungsumrechnung: EZB.

Ölpreise

Die Durchschnittspreise für Rohöl der Sorte Brent stiegen von 70,9 $/bbl im Jahr 2021 auf 101,2 $/bbl in der Berichtsperiode.

Die Auswirkungen des Ukraine-Konflikts auf den Ölmarkt waren nicht weniger weitreichend: so hat der Preis für Rohöl der Sorte Brent sich in den ersten Wochen des Krieges mit 137 $/bbl fast verdoppelt. Dies war der höchste Stand seit 2008 und ein deutliches Zeichen für das Ausmaß der weltweiten Energiekrise. Der anhaltende Inflationsdruck, die anschließenden Zinserhöhungen und die wiederholten COVID-19-Beschränkungen in China belasteten die Weltwirtschaft und drückten weiter auf die Marktstimmung. Als technische Reaktion auf die veränderten Marktbedingungen kündigte die OPEC+ an, ihre Fördermengen ab November drastisch zu reduzieren. Diese Maßnahme konnte trotzdem nicht verhindern, dass die Preise Anfang Dezember unter 80 $/bbl fielen, ein Umstand, der stattdessen darauf hindeutete, dass diese Entscheidung der Weltwirtschaft zusätzlichen Gegenwind bescherte. Die Ölmärkte haben weiterhin mit Unsicherheitsfaktoren wie Angebotsverlusten, Verwerfungen und Russland-Sanktionen einerseits und der Eintrübung der globalen Wirtschaftsbedingungen andererseits zu kämpfen.

Vor dem Hintergrund geringerer Investitionen in der Industrie in den letzten fünf Jahren ist zu erwarten, dass die Ölpreise im Vergleich zu den letzten Jahren noch einige Zeit hoch bleiben werden, je nachdem, wie sich die Sanktionen gegen den russischen Ölsektor auswirken und welche Entwicklung das globale Wirtschaftswachstum nimmt.

$/bbl	2022	2021
Durchschnittlicher Brent-Preis[1]	101,2	70,9

[1] Quelle: Platts.

Fremdwährungen

Stichtagskurse € 1 =	31. Dez. 2022	31. Dez. 2021
Ägyptisches Pfund (EGP)	26,44	17,82
Argentinischer Peso (ARS)	189,15	116,49
Mexikanischer Peso (MXN)	20,86	23,14
Norwegische Krone (NOK)	10,51	9,99
Russischer Rubel (RUB)	78,43	85,30
US-Dollar (USD)	1,07	1,13

Durchschnittskurse € 1 =	2022	2021
Ägyptisches Pfund (EGP)	20,17	18,57
Argentinischer Peso (ARS)	137,07	112,52
Mexikanischer Peso (MXN)	21,19	23,98
Norwegische Krone (NOK)	10,10	10,16
Russischer Rubel (RUB)	73,82	87,16
US-Dollar (USD)	1,05	1,18

Realisierte Preise

	2022	2021
Durchschnittlicher realisierter Gaspreis[1] (in $/mscf)	**7,46**	**3,28**
Nordeuropa	17,32	7,92
Russland[2]	3,82	1,27
Lateinamerika	3,45	3,08
Naher Osten/Nordafrika[3]	4,32	3,57
Durchschnittlicher realisierter Ölpreis[1] (in $/bbl)	**60,4**	**45,0**
Nordeuropa	76,7	58,3
Russland[2]	18,5	14,5
Lateinamerika	66,7	56,1
Naher Osten/Nordafrika	93,2	68,2

[1] Inkl. Commodity-Hedge-Ergebnis.
[2] Berücksichtigt bereits Produktionskosten und relevante Steuern.
[3] Berücksichtigt bereits relevante Steuern in Algerien.

Im Jahr 2022 stieg unser realisierter Gaspreis um 128 % von 3,28 $/mscf auf 7,46 $/mscf. Dieser Anstieg ist geringer als der Anstieg der TTF-Preise, was vor allem auf Inlandspreise in einigen Regionen, vereinbarte Preisformeln in Verträgen, Hedges sowie eine Preisobergrenze in einer unserer Gasförderregionen in Russland gemäß einem im September veröffentlichten Dekret (Nr. 1554) zurückzuführen ist. Gas-Hedges mit einem Gesamtvolumen von 315 mmscf/Tag wurden im Jahr 2022 zu einem Durchschnittspreis von 5,73 $/mscf realisiert. Unser realisierter Ölpreis stieg um 34 % von 45,0 $/bbl auf 60,4 $/bbl, 9 Prozentpunkte niedriger als der Anstieg des Brent-Preises. Dies lässt sich auf das Vorhandensein von Sicherungsgeschäften mit im Vergleich zu den Marktpreisen niedrigeren Sicherungspreisen sowie vereinbarte Preisformeln in Verträgen zurückführen. Öl-Hedges mit einem Gesamtvolumen von 21 Tausend boe/Tag wurden im Jahr 2022 zu einem Durchschnittspreis von 58,2 $/bbl realisiert.

2.3 BEDEUTSAME GESCHÄFTSAKTIVITÄTEN IN DER BERICHTSPERIODE

Allgemein

Seit Russland am 24. Februar 2022 einen Angriffskrieg gegen die Ukraine begann, mussten Europa, die Ukraine, die europäisch-russische Zusammenarbeit und die Weltwirtschaft mit noch nie dagewesenen schwerwiegenden Folgen zurechtkommen. Von Beginn an haben der Vorstand der Wintershall Dea AG, die Betriebsräte und der Sprecherausschuss der Leitenden Angestellten gemeinsam den Angriffskrieg auf das Äußerste verurteilt und unmissverständlich Position bezogen. Als Reaktion auf die russischen Kampfhandlungen verhängten die EU, die USA, das Vereinigte Königreich und viele andere Länder harte Sanktionen gegen die russische Wirtschaft, bestimmte Unternehmen und Einzelpersonen. Am 17. Januar 2023 hat Wintershall Dea ihre Absicht bekannt gegeben, sich in geordneter Weise und unter Einhaltung aller geltenden Gesetze und Vorschriften vollständig aus Russland zurückzuziehen.

Aufgrund der Unsicherheiten durch den Krieg in der Ukraine hat die Wintershall Dea AG Anfang März 2022 die Hauptversammlung auf den 25. April 2022 verschoben. Vorstand und Aufsichtsrat haben beschlossen, den Dividendenvorschlag für die Stammaktien auf das gesetzliche Minimum zu reduzieren und den verbleibenden Bilanzgewinn auf neue Rechnung vorzutragen. Im vierten Quartal 2022 zahlte die Wintershall Dea AG die ausstehende Dividende auf Stammaktien für das Jahr 2021 in Höhe von 1 Milliarde € an ihre Eigentümer BASF und LetterOne.

Vor dem Hintergrund der Sanktionen gegen die russische Wirtschaft und der Gegensanktionen der Russischen Föderation haben die beiden Ratingagenturen Fitch und Moody's Anfang März bzw. Anfang Juni 2022 ihre Kreditratings für Wintershall Dea neu bewertet. Fitch hat nach der Überprüfung das Kreditrating von Wintershall Dea bei BBB mit stabilem Ausblick belassen. Moody's bestätigte das derzeitige Kreditrating der Wintershall Dea mit Baa2 und stabilem Ausblick. Die Bestätigung der Kreditratings spiegelt Wintershall Dea's Verpflichtung zu einer konservativen Finanzpolitik, einer sehr soliden Bilanz sowie einem attraktiven und wachsenden Produktions- und Reserven-portfolio außerhalb Russlands wider. Im Januar 2023, nachdem Wintershall Dea angekündigt hatte, Russland zu verlassen, bestätigten die beiden Ratingagenturen Moody's und Fitch ihre letzten Kreditratings der Wintershall Dea, da diese die aktuellen Umstände bereits angemessen berücksichtigt hatten.

Am 1. Mai 2022 wurden die von BASF gehaltenen Vorzugs-aktien gemäß Satzung in Stammaktien umgewandelt. Das Grundkapital der Wintershall Dea AG ist seitdem wie folgt auf die beiden Eigentümer aufgeteilt: 72,7 % BASF und 27,3 % LetterOne Energy.

Im zweiten Quartal 2022 hat Wintershall Dea über ihre Tochtergesellschaft Wintershall Dea Finance B.V. („Emittent") eigene Anleihen (ISIN: XS2054209320) in Höhe von 99,4 Millionen Euro zurückgekauft. Die Anleihen waren mit 0,452 % verzinst und wären im Jahr 2023 fällig geworden. Der Rückkauf wurde zwischen dem 12. Mai und dem 20. Juni 2022 über ein Rückkaufprogramm auf dem frei handelbaren Markt durchgeführt, wobei alle hierdurch erworbenen Anleihen vom Emittenten annulliert wurden. Nach dieser Transaktion befinden sich noch Anleihen mit

einem Volumen von 900,6 Millionen Euro in Umlauf, die im Jahr 2023 fällig werden.

Im Dezember 2022 hat Wintershall Dea ihre überarbeitete Unternehmensstrategie vorgestellt und beabsichtigt, sich vom führenden unabhängigen Erdgas- und Erdölunternehmen in ein führendes unabhängiges Erdgas- und Carbon Management-Unternehmen in Europa zu transformieren. Das Unternehmen strebt ein moderates Wachstum seines internationalen E&P-Geschäfts außerhalb Russlands an und plant seine Widerstandsfähigkeit und Rendite durch den kostengünstigen, emissionsarmen Betrieb seiner Felder und eine ständige Verbesserung des Portfolios zu erhöhen. Darüber hinaus wird es weiterhin alle notwendigen Fähigkeiten ausbauen, um die Genehmigung für den Betrieb seiner Felder aufrechtzuerhalten und HSEQ-Standards zu gewährleisten. Gleichzeitig ist es geplant, ein ergänzendes Geschäft im Carbon Management- und Wasserstoff-Bereich (CMH) aufzubauen.

Gemäß unseres definierten „Energy Transition Pathway", der den Weg zu einer kohlenstoffarmen Wirtschaft unterstützt und das Ziel verfolgt, die Treibhausgasemissionen unserer Upstream-Aktivitäten entsprechend Scope 1 (direkte Emissionen) und Scope 2 (indirekte Emissionen) bis 2030 auf netto null zu reduzieren[3], planen wir einen Geschäftsbereich aufzubauen, der dabei hilft, 20 bis 30 Millionen Tonnen CO_2 pro Jahr bis 2040 zu vermeiden. Das Unternehmen plant, seine Investitionen im Bereich CMH schrittweise zu erhöhen, wobei die Ausgaben in den kommenden Jahren auf die Entwicklung eines breiten Spektrums von CMH-Projekten im Frühstadium ausgerichtet sind.

Wintershall Dea verstärkt ihre Aktivitäten in der „Aiming for Zero Methane Emissions Initiative", um die Methanemissionen der Branche schnellstmöglich weiter zu reduzieren. Um dies zu erreichen, hat Wintershall Dea in 2021 in Deutschland eine globale LDAR-Kampagne (leak detection and repair) ins Leben gerufen, welche im Jahr 2022 weltweit ausgerollt wurde. Wintershall Dea hat zum zweiten Mal in Folge den von der Oil & Gas Methane Partnership 2.0 (OGMP 2.0) festgelegten Goldstandard für ihre Methanberichterstattung erhalten. Gemäß OGMP 2.0 erfüllt Wintershall Dea den höchsten Standard für eine transparente und verständliche Methan-Emissionsberichterstattung und verfügt zudem über einen soliden und detaillierten Plan, um den höchsten OGMP 2.0-Berichtsstandard für alle ihre Aktivitäten zu erreichen (eigenoperierte Projekte bis 2024, von Partnern operierte Projekte bis 2026).

Im Sommer 2022 wurde Wintershall Dea von der EQUAL-SALARY-Stiftung für die gleichberechtigte Entlohnung ihrer Mitarbeitenden zertifiziert. Die Auszeichnung wurde nach einem erfolgreichen Audit gemäß der Zertifizierungsbedingungen durch PricewaterhouseCoopers (PwC) verliehen. Die gemeinnützige Stiftung, die 2010 gegründet wurde, hat eine Zertifizierung geschaffen, mit der Unternehmen nachweisen können, dass sie ihre Mitarbeiter und Mitarbeiterinnen für gleiche oder gleichwertige Arbeit unabhängig von ihrem Geschlecht gleich bezahlen. Wintershall Dea ist das erste Energieunternehmen weltweit, das die international gültige EQUAL-SALARY-Zertifizierung erhalten hat, und ist das dritte Unternehmen, das weltweit zertifiziert wurde.

Nordeuropa – Norwegen

Unsere produzierenden Felder zeigten im Jahr 2022 eine gute Leistung, wiesen hohe Produktionsmengen und eine hohe Anlagenverfügbarkeit auf. Die Produktionsmengen betrugen im Durchschnitt 170 Tausend Barrel Öl-Äquivalente pro Tag im Berichtszeitraum.

Ende Juli 2022 nahm unser eigenoperiertes Feldesentwicklungsprojekt Nova den Betrieb auf und unterstützt seitdem den dringend benötigten Energiebedarf Europas. Das Projekt befindet sich in der Hochlaufphase.
Die erwarteten förderbaren Brutto-Reserven belaufen sich auf rund 90 Millionen Barrel Öl-Äquivalente (boe), wobei es sich mehrheitlich um Öl handelt. Nova ist eines unserer Projekte, das sich durch eine geringe Kohlenstoff-Intensität auszeichnet und an die nahegelegene Gjøa-Plattform angebunden wurde, die mit erneuerbarem Strom vom Festland aus versorgt wird.

Am 27. Dezember 2022 nahm das Feld Njord die Produktion wieder auf. Es wird erwartet, das Njord geschätzte förderbare Brutto-Reserven in Höhe von 177 Millionen Barrel Öl-Äquivalenten beiträgt, wobei es sich mehrheitlich um Erdgas handelt. Njord befindet sich in der Anlaufphase. Drei weitere Felder, die an Njord angebunden wurden, beginnen demnächst mit der Produktion: Hyme, Bauge und Fenja. Wintershall Dea hält Anteile an Hyme und an Bauge. Es ist geplant, Njord in naher Zukunft über das Feld Draugen mit Strom vom Festland zu versorgen. Die hierfür nötige Investitionsentscheidung wurde im Dezember 2022 getroffen

[3] Scope 1 und Scope 2 eigenoperierter und fremdoperierter Aktivitäten auf Equity-(Share) Basis mit dem Zwischenziel einer 25 %-Nettoreduktion bis 2025 (basierend auf 2020).

und die Unterlagen zur Genehmigung des Entwicklungsplans bei den entsprechenden Behörden am 15. Dezember 2022 eingereicht. Es wird erwartet, dass sich hierdurch die jährlichen CO_2-Emissionen ab dem Jahr 2027 um etwa 130.000 Tonnen verringern werden.

Unser eigenoperiertes Entwicklungsprojekt Dvalin steht kurz vor der Fertigstellung.

Die Entwicklung des Snorre-Erweiterungsprojektes wurde im November 2022 mit dem Niederbringen der verbliebenen 6 von insgesamt 24 Bohrungen abgeschlossen. Das Projekt wurde unter Budget und vor dem ursprünglich geplanten Zeitrahmen finalisiert. Die schwimmende Offshore-Windkraftanlage Hywind Tampen nahm den Betrieb auf und versorgt seit November 2022 das Feld Gullfaks mit Strom. Es ist vorgesehen, die Stromversorgung des Snorre-Feldes im zweiten Quartal 2023 auf Offshore-Windenergie der Hywind-Tampen-Windkraftanlage umzustellen. Es wird erwartet, dass die Versorgung mit Offshore-Windenergie die CO_2-Emissionen von Snorre um jährlich etwa 120.000 Tonnen verringern wird.

Nach einem Brand im September 2020 und umfangreichen Reparatur- und Verbesserungsarbeiten an der LNG-Verarbeitungsanlage Hammerfest, die 18 Monate dauerten, wurde das Snøhvit-Feld wie vorgesehen im Juni 2022 wieder in Betrieb genommen.

Im vierten Quartal 2022 hat Wintershall Dea acht Projektentwicklungspläne (PDO) beim norwegischen Ministerium für Erdöl und Energie zur Genehmigung eingereicht. Unter den eingereichten Entwicklungsprojekten befinden sich zwei eigenoperierte (Maria Phase 2 und Dvalin North) und sechs von Partnern operierte Projekte. Es wird erwartet, dass sich die Reserven der Wintershall Dea hierbei um insgesamt etwa 110 Millionen boe erhöhen werden. Dvalin North war die größte Fündigkeit des Jahres 2021 in Norwegen, und es wird davon ausgegangen, dass das Feld förderbare Bruttovolumen in Höhe von 84 Millionen boe enthält. Es ist geplant, Dvalin North über unser eigenoperiertes Dvalin-Feld an die Heidrun-Plattform anzubinden. Die Produktionsaufnahme von Dvalin North ist gegen Ende 2026 vorgesehen. Das Gasfeld nutzt bereits in der Region vorhandene Infrastruktur und generiert somit Produktionsmengen mit einer geringen CO_2-Intensität.

Um die Projekte unseres norwegischen Entwicklungs- und Explorationsportfolios sowie mögliche künftige Bohrungen unserer CCS-Projekte umsetzen zu können, haben sich Wintershall Dea und OMV zusammengeschlossen, um sich für die erwartete hohe Nachfrage nach verfügbaren Bohranlagen auf dem norwegischen Kontinentalschelf in den Jahren 2023 bis 2027 zu wappnen und sich Bohrkapazität zu sichern. Ende September 2022 unterzeichneten beide Firmen einen Vertrag mit Transocean zur Anmietung der Bohranlage „Transocean Norge" – eine moderne Halbtaucher-Bohranlage, die für raue Umgebungsbedingungen ausgelegt ist.

Wintershall Dea AG optimiert weiterhin ihr Portfolio und hat in diesem Zusammenhang den Verkauf des eigenoperierten Ölfeldes Brage, der vollständigen Beteiligung an dem Ölfeld Ivar Aasen und einer Beteiligung in Höhe von 6 % an unserem Nova-Feld abgeschlossen. Der Verkauf wurde im vierten Quartal 2022 von den norwegischen Behörden genehmigt und die Betriebsführerschaft im November sicher und erfolgreich an OKEA übertragen.

Im Jahr 2022 hat Wintershall Dea eine Reihe von Kohlenwasserstoff-Fündigkeiten in Norwegen verzeichnet, die insgesamt ein angenommenes Bruttovolumen von 88 bis 286 Millionen Barrel förderbarer Öl-Äquivalente aufweisen.

Von insgesamt zehn abgeschlossenen Explorationsbohrungen haben wir sechs fündige Bohrungen in 2022 abgeteuft. Die Fündigkeiten mit möglichem kommerziellem Potenzial umfassen die Projekte Storjo (PL261) und Newt (PL941), die sich in der Nähe des Skarv-Feldes befinden, und die Projekte Hamlet (PL153) und Ofelia (PL929) in der Nähe des Gjøa-Feldes. Zudem ist Wintershall Dea an der Gas-Fündigkeit Obelix Upflank (PL1128) nahe des Aasta Hansteen-Feldes und an der Gas-Kondensat-Fündigkeit Oswig Ost (PL1100), die sich nahe des Oseberg-Feldes befindet, beteiligt.

Die Gesellschaft bemüht sich weiterhin um die Zuteilung neuer Explorationslizenzen im Rahmen der jährlich stattfindenden APA-Lizenzrunden (Awards in Predefined Areas). Im Januar 2022 wurden Wintershall Dea sieben neue Explorationslizenzen aus der APA 2021-Lizenzrunde zugeteilt, darunter vier als Betriebsführer. Im Januar 2023 erhielt Wintershall Dea eine weitere Zuteilung von 11 neuen Explorationslizenzen (drei als Betriebsführer) im Rahmen der APA 2022-Lizenzrunde.

Russland

Anfang März 2022 hat Wintershall Dea bekannt gegeben, in Russland keine zusätzlichen Projekte zur Förderung von Erdgas und Öl voranzutreiben oder umzusetzen. Dies beinhaltet die Einstellung aller Planungen für neue Projekte und grundsätzlich aller Zahlungen an Russland mit sofortiger Wirkung.

Aufgrund der durch mehrere Präsidialerlasse auferlegten Beschränkungen und weiterer von der russischen Zentralbank seit März 2022 erlassener Beschränkungen bedürfen Transaktionen mit Wertpapieren, einschließlich Aktien und Beteiligungen, an denen Unternehmen aus „unfreundlichen" Staaten beteiligt sind, der vorherigen Genehmigung durch den russischen Präsidenten. Diese Beschränkungen sind bis 31. Dezember 2023 gültig.

Im Falle eines Beschlusses über eine Gewinnausschüttung muss der Gewinn gemäß Dekret Nr. 95 an ausländische Gläubiger ausgezahlt werden. Sofern das Finanzministerium einer direkten Überweisung von Dividenden ins Ausland nicht zugestimmt hat, muss die Zahlung über ein Konto vom Typ „C" erfolgen. Ein solches Konto vom Typ „C" ist nur für eine begrenzte Anzahl von Zwecken und nur innerhalb der Russischen Föderation zulässig.

Im September 2022 veröffentlichte die russische Regierung einen Erlass (Nr. 1554), der besagt, dass ab dem 5. September 2022 die Verkaufspreise für Erdgas in bestimmten gaserzeugenden Regionen auf das maximale Preisniveau, das in der Region gültig ist, in der das Erdgas weiter verkauft wird, gedeckelt werden. Bei Wintershall hatte dies Auswirkungen auf unsere Tochtergesellschaft YRGM Trading.

Im vierten Quartal 2022 hat Wintershall Dea festgestellt, dass die Kriterien in Bezug auf Kontrolle, gemeinsame Kontrolle bzw. maßgeblichen Einfluss bei den russischen Beteiligungen aufgrund geänderter Tatsachen und Umstände nicht länger erfüllt sind. Wintershall Dea's Beteiligungen an den russischen Joint Ventures, für die die Voll- oder anteilige Konsolidierung bzw. die Equity-Bewertung beendet wurde, werden als übrige Finanzanlagen ausgewiesen. Weitere Informationen sind in Textziffer 3 – Wesentliche Verkäufe und Entkonsolidierungen enthalten.

Ende Dezember 2022, und damit nach der Entkonsolidierung unseres Russlandgeschäfts, wurden nach dem Erlass des russischen Präsidialdekrets Nr. 943, weiter spezifiziert durch Beschluss Nr. 2554, die Verkaufspreise und/oder Dienstleistungsgebühren für alle Produkte, die von den Projekten unserer russischen Joint Ventures produziert werden, rückwirkend zum 1. März 2022 gedeckelt.

Am 17. Januar 2023 hat Wintershall Dea ihre Absicht bekannt gegeben, sich in geordneter Weise und unter Einhaltung aller geltenden Gesetze und Vorschriften vollständig aus Russland zurückzuziehen.

Lateinamerika – Argentinien

Die Produktionsleistung unserer von Partnern betriebenen Felder Cuenca Marina Austral 1 (CMA-1), Aguada Pichana Este und San Roque bleibt auf hohem Niveau stabil und belief sich innerhalb des Berichtszeitraumes auf durchschnittlich 63 Tausend Barrel Öl-Äquivalente pro Tag.

Wir haben eine strategische Überprüfung unseres Portfolios in Argentinien durchgeführt. In der Folge veräußerten wir im Jahr 2022 unsere Beteiligung von jeweils 50 % einschließlich der Betriebsführerschaft an den beiden unkonventionellen Blöcken Aguada Federal und Bandurria Norte in der Provinz Neuquén. Mit dem Verkauf konzentrieren wir unsere Aktivitäten in Argentinien auf die Förderung von Erdgas. Hier haben wir eine starke Position im Land, mit Projekten in Feuerland und Neuquén, die wesentlich zur Energieversorgung Argentiniens beitragen.

Im September 2022 haben Wintershall Dea und ihre Partner TotalEnergies und Pan American Energy beschlossen, das Fénix-Gasprojekt vor der argentinischen Küste Feuerlands zu entwickeln und die nötigen Investitionen zu tätigen. Die Gesamtinvestition des Konsortiums beläuft sich auf rund 700 Millionen US-Dollar und beinhaltet unter anderem das Niederbringen von drei Bohrungen und den Bau einer 35 Kilometer langen Mehrphasen-Unterwasserpipeline zur bereits vorhandenen Offshore-Plattform Vega Pléyade. Die Produktionsaufnahme von Fénix ist für das erste Quartal 2025 vorgesehen und es wird eine Brutto-Spitzenproduktion von rund 63 Tausend Barrel Öl-Äquivalenten pro Tag erwartet. Es ist geplant, dass Fénix einen wesentlichen Beitrag leisten wird, das Produktionsplateau der CMA-1-Konzession, von der Fénix ein wesentlicher Teil ist, zu verlängern. Wintershall Dea und TotalEnergies (Betriebsführer) sind jeweils mit 37,5 % an dem Feld beteiligt und Pan American Energy hält den restlichen Anteil von 25 %. Vier Erdgasfelder in der CMA-1-Konzession (Cañadón Alfa, Aries, Carina und Vega Pléyade) tragen bereits etwa 16 % zur Deckung der gesamten Erdgasnachfrage in Argentinien bei.

Lateinamerika – Mexiko

Unser eigenoperiertes Feld Ogarrio produzierte auf gleichem Niveau wie im Jahr 2021. Das Feld profitierte von mehreren Optimierungsmaßnahmen und konnte so den natürlichen Rückgang der Produktionsvolumen verringern.

Die Entwicklung des Offshore-Feldes Zama in Block 7 des Sureste-Beckens macht Fortschritte. Das mexikanische Energie-Ministerium (SENER) veröffentlichte den endgültigen Unitisierungs-Beschluss für die Zama-Fündigkeit, der unter anderem Petróleos Mexicanos („Pemex") als Betriebsführer ernennt. Die Konsortialpartner finalisieren zurzeit das Entwicklungskonzept, um den Entwicklungsplan des unitisierten Projektes voraussichtlich in der ersten Hälfte des Jahres 2023 bei den mexikanischen Behörden einreichen zu können. Anschließend kann mittelfristig die endgültige Investitionsentscheidung getroffen werden.

Am 24. Oktober 2022 gab Wintershall Dea bekannt, ihre Präsenz in Mexiko durch den Erwerb einer 37 %-Beteiligung am produzierenden Hokchi-Feld, welches von Hokchi Energy, der mexikanischen Tochtergesellschaft von Pan American Energy, betrieben wird, auszudehnen. Das Feld produziert aktuell etwa 26.000 Barrel Öl-Äquivalente brutto pro Tag, wobei es geplant ist, die Bruttoproduktion auf 37.000 Barrel Öl-Äquivalente pro Tag im Jahr 2023 auszudehnen. Die Transaktion ist vorbehaltlich behördlicher Genehmigungen, die im ersten Halbjahr 2023 erwartet werden.

Im vierten Quartal 2022 hat Wintershall Dea ihre erste eigenoperierte Offshore-Explorationsbohrung im Block 30 des Sureste-Beckens im Golf von Mexiko niedergebracht. Erste Ergebnisse werden im ersten Quartal des Jahres 2023 erwartet. Es ist geplant, die zweite Bohrung im selben Block direkt darauf folgend im ersten Halbjahr 2023 abzuteufen.

Lateinamerika – Brasilien

Im Januar 2022 hat Wintershall Dea mitgeteilt, alle ihre Aktivitäten in Brasilien einzustellen und das Büro in Rio de Janeiro nach Abschluss aller erforderlichen Maßnahmen schließen zu wollen. Diese Entscheidung ist das Ergebnis einer gründlichen Analyse unseres globalen Portfolios und der Bewertung einzelner Projekte unter Berücksichtigung unserer langfristigen Strategie in einem sich wandelnden globalen Energiemarkt. Der Rückzug wird voraussichtlich im Jahr 2023 abgeschlossen sein.

Naher Osten/Nordafrika – Algerien

Das Gasfeld Reggane produzierte über das Jahr 2022 hinweg stabil auf Plateau-Niveau.

Wintershall Dea festigt weiterhin ihre Position in Algerien. Anfang Mai 2022 schloss das Unternehmen eine Vereinbarung mit Edison über den Kauf von deren 11,25 %-Beteiligung an der Konzession Reggane Nord ab. Nachdem Repsol ihr Vorkaufsrecht ausübte, wird Wintershall Dea voraussichtlich einen Anteil von 4,5 % des Production-Sharing-Vertrages übernehmen. Die Transaktion steht unter dem Vorbehalt der behördlichen Genehmigung. Nach Abschluss der geplanten Transaktion wird das betriebsführende Konsortium Groupement Reggane Nord aus Sonatrach (40 %), Repsol (36 %) und Wintershall Dea (24 %) bestehen.

Naher Osten/Nordafrika – Ägypten

Nach einer strategischen Überprüfung unserer Portfolios haben wir im Februar 2022 bekannt gegeben, dass Wintershall Dea mit der ägyptischen Regierung eine Vereinbarung über die Übertragung ihrer gesamten Beteiligung im Golf von Suez an die Egyptian General Petroleum Corporation (EGPC) getroffen hat. Die Entscheidung steht im Einklang mit unserem Energy Transition Pathway und der Fokussierung auf eine kostengünstige Erdgasproduktion. Ein entsprechender Vertrag wurde mit Wirkung zum 1. Januar 2022 unterzeichnet.

Im November 2022 wurde Wintershall Dea und dem Betriebsführer BP von den ägyptischen Behörden die Offshore-Explorationslizenz North West Abu Qir zugeteilt, in der Wintershall Dea eine Beteiligung von 17,25 % hält. Der Lizenzblock befindet sich nördlich des produzierenden Feldes Raven und es wird erwartet, dass die finale behördliche Genehmigung im zweiten Quartal 2023 erteilt werden wird.

Gegen Ende 2022 konnten wir eine Erdgas-Fündigkeit in der Abu Madi-Formation des East Damanhour-Explorationsblockes verzeichnen. Die Fündigkeit befindet sich in der Nähe bereits vorhandener Infrastruktur, die zu den Anlagen des Disouq-Feldes führt und es somit ermöglicht, das Feld schneller zu entwickeln und in Produktion zu nehmen. Voraussetzung hierfür ist die Genehmigung aller vertraglichen Vereinbarungen durch die Egyptian Natural Gas Holding Company (EGAS).

Midstream

Wintershall Dea ist an der der Nord Stream AG und dem WIGA Konzern beteiligt, wobei letztere über kritische Infrastruktur für den Gastransport innerhalb Deutschlands und Europas verfügt. Wintershall Dea ist – gemeinsam mit ihrem Joint-Venture-Partner SEFE Securing Energy for Europe GmbH (SEFE, ehemals GAZPROM Germania GmbH) – mit 50 % an dem WIGA Konzern beteiligt.

Seit dem 14. November 2022 ist die Bundesrepublik Deutschland der alleinige Anteilseigner der SEFE. Bis November 2022 gehörte das Unternehmen formell noch der Firma Gazprom Export LLC.

Am 26. September 2022 registrierte die Nord Stream AG in beiden Leitungen des von ihr betriebenen Untersee-Pipelinesystems einen erheblichen Druckabfall, der auf einen Gasaustritt zurückzuführen ist. Es wurden Schäden an beiden Leitungen identifiziert, die sich jeweils nordöstlich von Bornholm in den ausschließlichen maritimen Wirtschaftszonen von Schweden und Dänemark befinden. Seitdem sind beide Pipelines nicht für den Erdgastransport verfügbar.

Als unmittelbare Folge der letzten Ereignisse hat Wintershall Dea ihre Beteiligung (15,5 %) an der Nord Stream AG vollständig wertberichtigt.

Die Annahmen für die Geschäftsentwicklung für das nicht-regulierte Transportgeschäft haben zu einer Wertminderung auf das Onshore-Gastransportgeschäft geführt.

Am 2. März 2022 beschloss der Vorstand der Wintershall Dea AG, die vollständige Wertminderung der Finanzforderung gegenüber der Nord Stream 2 AG vorzunehmen. Später, am 26. September 2022, war auch das Nord Stream 2-Pipelinesystem von einem erheblichen Druckabfall betroffen, der auf einen Gasaustritt in einem der beiden Pipelinestränge zurückzuführen ist und sich in der Nähe von Bornholm befindet. Hierbei wurde einer der beiden Pipelinestränge beschädigt.

Kohlenstoffmanagement/Carbon Management und Wasserstoff

Im Verlauf des Jahres 2022 hat Wintershall Dea etliche Projekte im Bereich für die Abscheidung, den Transport und die Speicherung von CO_2 (Carbon Capture and Storage - CCS) und die Produktion von kohlenstoffarmem Wasserstoff in Nordwesteuropa initiiert und mit deren Durchführung begonnen.

Im Mai 2022 kündigte Wintershall Dea an, eine Machbarkeitsstudie zu einem neuen Großprojekt zur Herstellung von kohlenstoffarmem Wasserstoff in Deutschland durchzuführen, wobei das abgeschiedene CO_2 in Untergrundspeicher der Nordsee verbracht wird. Mit dem Projekt „BlueHyNow", das sich in Wilhelmshaven an der deutschen Nordseeküste befindet, plant Wintershall Dea jährlich 5,6 TWh Wasserstoff unter Verwendung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen und norwegischem Erdgas herzustellen. Es ist geplant, das Kohlendioxid, das bei der Herstellung des Wasserstoffs abgetrennt wird, zu Offshore-Anlagen in Norwegen oder Dänemark zu transportieren, um es dort sicher unter dem Meeresgrund in Untergrundspeichern einzulagern. Die finale Investitionsentscheidung für das Projekt wird im Jahr 2025 erwartet, gefolgt vom geplanten Betriebsbeginn gegen Ende 2028.

Im August 2022 unterzeichnete Wintershall Dea mit der Firma Nord-West Oelleitung (NWO) eine Absichtserklärung (MoU), um das von Wintershall Dea initiierte Projekt BlueHyNow gemeinsam voranzubringen. BlueHyNow gehört zum sogenannten „EnergyHub", der gerade in Wilhelmshaven (Deutschland) entsteht. NWO verfügt über eine Pipeline-Infrastruktur in der Region des geplanten EnergyHub, Expertise im Bereich Rohstofftransport und -lagerung sowie über ein Unternehmensgelände am Tiefwasserhafen in Wilhelmshaven. Die beiden Unternehmen prüfen mit einer Machbarkeitsstudie, die im Jahr 2023 abgeschlossen sein soll, die Errichtung einer Produktionsanlage für kohlenstoffarmen Wasserstoff auf dem Gelände der NWO in Wilhelmshaven. Der dort hergestellte Wasserstoff kann per Pipeline an Industriekunden geliefert werden, die ihn als dekarbonisierten Energieträger oder als Rohstoff nutzen werden und auf diesem Weg ihre CO_2-Emissionen reduzieren.

Ende August 2022 unterzeichneten Wintershall Dea und Equinor eine Kooperationsvereinbarung, um gemeinsam die Entwicklung einer umfassenden und sicheren Wertschöpfungskette für die Abscheidung, den Transport und die Speicherung von CO_2 (Carbon Capture and Storage - CCS) voranzutreiben. Die beiden Partner planen dabei, Deutschland, den größten CO_2-Emittenten Europas, und Norwegen, welches das größte CO_2-Speicherpotenzial in Europa aufweist, zu verbinden. Das norwegisch-deutsche CCS-Projekt „NOR-GE" hat das Ziel, einen entscheidenden Beitrag zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen in Europa zu leisten. Die beiden Partner planen, bereits im Jahr 2032 eine rund 900 Kilometer lange Pipeline für den sicheren Transport von CO_2 von der deutschen Nordseeküste bis in die norwegische Nordsee in Betrieb zu nehmen. Die Pipeline hat eine erwartete Transportkapazität von jährlich bis zu 40 Millionen Tonnen, was etwa 20 % der gesamten deutschen

Industrieemissionen pro Jahr entspricht[4]. Es ist geplant, das transportierte CO_2 in Norwegen in geeignete Reservoire und salzhaltige Aquifere zur Langzeitspeicherung einzuspeisen. Gegebenenfalls können der Transport und die unterirdische Lagerung bereits früher starten, wobei das CO_2 dann bis zur Fertigstellung der Pipeline per Schiff transportiert werden würde.

Wintershall Dea und Equinor planen außerdem, sich gemeinsam um Lizenzen für die Offshore-Speicherung von CO_2 zu bewerben, mit dem Ziel, 15 bis 20 Millionen Tonnen CO_2 pro Jahr auf dem norwegischen Festlandsockel zu einzuspeichern.

Im September 2022 unterzeichnete Wintershall Dea eine weitere Absichtserklärung mit der Firma HES Wilhelmshaven Tank Terminal (HES), um ab dem Jahr 2023 gemeinsam eine Machbarkeitsstudie für das Projekt „CO_2nnectNow" voranzubringen. CO_2nnectNow soll als Drehscheibe für den Umschlag von jährlich etwa 10 Millionen Tonnen CO_2 dienen, die nicht nur aus dem benachbarten BlueHyNow-Projekt stammen, sondern auch von industriellen Emittenten aus ganz Deutschland über Pipelines, Schiene oder Lastkähne geliefert werden. Das CO_2 wird auf dem Gelände von HES umgeschlagen und per Schiff oder Pipeline zu Offshore-CO_2-Speichern in der Nordsee verbracht. CO_2nnectNow wird die bestehende Infrastruktur und die fast 50-jährige Erfahrung von HES in Wilhelmshaven mit modernsten CO_2-Management-Aktivitäten kombinieren. In Kombination mit dem NOR-GE-Projekt könnte die Umschlagskapazität von CO_2nnectNow auf bis zu 50 Millionen Tonnen CO_2 jährlich erhöht werden.

Im Oktober 2022 wurde Wintershall Dea und unserem Partner CapeOmega vom norwegischen Erdöl- und Energieministerium eine CO_2-Speicherlizenz in der norwegischen Nordsee zugeteilt. Wintershall Dea wird Betriebsführer der Luna-Lizenz, die sich etwa 120 Kilometer westlich von Bergen befindet und eine erwartete CO_2-Speicherkapazität von bis zu 5 Millionen Tonnen CO_2 pro Jahr hat. Wintershall Dea betrachtet die Zuteilung der Lizenz als einen wichtigen Meilenstein in der Entwicklung einer umfassenden CCS-Wertschöpfungskette, die Europas Schwerindustrie mit Lagerstätten in der Nordsee verbindet, die Kohlenstoff-Emissionen einspeichern können.

Wintershall Dea baut ihre Aktivitäten zur langfristigen und sicheren unterirdischen Einlagerung von CO_2 offshore in Dänemark weiter aus. Am 1. Dezember 2022 hat das Unternehmen zusammen mit weiteren Firmen eine Vereinbarung zur gemeinsamen Verfolgung und Entwicklung des Konzeptes „Greenport Scandinavia" unterzeichnet. Gemeinsam beabsichtigen die Unternehmen, einen CO_2-Hub nahe Hirtshals an der dänischen Nordseeküste aufzubauen. Der Hub soll unter anderem an die Wertschöpfungskette des CCS-Projektes Greensand angeschlossen werden, dessen Betriebsgenehmigung im Dezember 2022 von den dänischen Behörden als erste dänische CO_2-Einspeisungs- und Speicher-Lizenz erteilt wurde und an dem Wintershall Dea maßgeblich beteiligt ist. Der Beginn der Pilotphase der Einspeicherung in das Greensand-Reservoir wird im ersten Quartal 2023 erwartet.

[4] 181 mtpa, 2021, Umweltbundesamt.

2.4 OPERATIVE ENTWICKLUNG

Produktion

Gas (Tausend boe/Tag)[1]	2022	2021
Nordeuropa	111	106
Russland[2]	221	243
Lateinamerika	59	62
Naher Osten/Nordafrika	40	43
	431	**454**

Öl (Tausend boe/Tag)[1]	2022	2021
Nordeuropa	96	100
Russland[2]	55	60
Lateinamerika	8	8
Naher Osten/Nordafrika[3]	7	12
	166	**180**

Produktion Gesamt (Tausend boe/Tag)[1]	2022	2021
Nordeuropa	207	206
Russland[2]	276	303
Lateinamerika	67	70
Naher Osten/Nordafrika[3]	47	55
	597	**634**

[1] Tausend boe/Tag auf Working-Interest-Basis, einschließlich der anteiligen Produktion von at Equity einbezogenen Gesellschaften.
[2] Russland wurde im vierten Quartal 2022 entkonsolidiert; die Berechnung der täglichen Produktionsmenge für Russland basiert auf 365 Tagen.
[3] Ohne Libyen onshore.

Im Jahr 2022 lag die Tagesproduktion des Konzerns bei durchschnittlich 597 mboe/d, davon 431 Tausend boe/Tag Gas und 166 Tausend boe/Tag Öl, was einem Rückgang von 37 Tausend boe/Tag im Vergleich zu 2021 entspricht. Der Rückgang ist hauptsächlich auf die Entkonsolidierung Russlands im vierten Quartal 2022 zurückzuführen. Ohne Russland ging die Tagesproduktion leicht zurück.

Die höhere Gasproduktion in Nordeuropa war in erster Linie das Ergebnis der optimierten Anlagenverfügbarkeit sowie der Wiederaufnahme der Förderung in einem unserer Felder in Norwegen. Der Rückgang der Ölproduktion in Nordeuropa ist auf das Laufzeitende in zwei norwegischen Feldern, den Verkauf von Lizenzen/Anlagen in Norwegen sowie auf einen natürlichen Förderrückgang zurückzuführen, der teilweise durch den erfolgreichen Produktionsstart unseres eigen-operierten Nova-Feldes kompensiert wurde.

In Lateinamerika war die Gasproduktion aufgrund einer Anlagenabschaltung in einem unserer argentinischen Felder im März leicht rückläufig. Die Ölproduktion in Lateinamerika lag auf dem Niveau des Vorjahres.

Die Gesamtproduktion in der Region Naher Osten/Nordafrika war vor allem aufgrund der Rückgabe der gesamten Beteiligung im Golf von Suez an die Egyptian General Petroleum Corporation (EGPC) zu Beginn des Jahres niedriger.

Zusatzinformationen: Reserven (ungeprüft)

Der Wintershall Dea-Konzern aktualisiert einmal jährlich die Informationen zu seinen Reserven und Ressourcen. Die Reserven zum 31. Dezember 2020, zum 31. Dezember 2021 und zum 31. Dezember 2022 sind intern durch ausgebildete Spezialisten ermittelt worden. Diese Ermittlungen werden jährlich durch ein eigenes, internes Expertenteam überprüft. Außerdem werden annähernd 100 % unserer gesamten Reserven und potenziell wirtschaftlich nutzbaren bedingten Ressourcen regelmäßig von internen und unabhängigen externen Auditoren überprüft. Der Umfang der Reserven und bedingten Ressourcen wird als Working-Interest-Volumen ausgewiesen. Bei Production-Sharing-Verträgen können die Nettoanspruchsanteile von Wintershall Dea geringer sein. Die Reserven und bedingten Ressourcen werden entsprechend den Regularien des Petroleum Resources Management System (PRMS) der Society of Petroleum Engineers (SPE), des World Petroleum Council (WPC) und anderen Regularien (die Wintershall Dea ebenfalls anwendet) wie folgt bewertet und unterteilt:

1P-Reserven (proved reserves – sicher gewinnbare Reserven) sind die Mengen an Kohlenwasserstoffen, die nach Analyse der geowissenschaftlichen und technischen Daten mit einer angemessenen (reasonable) Wahrscheinlichkeit unter Berücksichtigung der Erkenntnisse zum Stichtag aus bekannten Lagerstätten und unter definierten ökonomischen Bedingungen, operativen Methoden und regulatorischen

Rahmenbedingungen ökonomisch förderbar sind. Wenn deterministische Methoden angewendet werden, ist der Begriff „angemessen" so zu interpretieren, dass ein hoher Grad an Sicherheit besteht, dass die Mengen gefördert werden können. Werden probabilistische Methoden angewendet, muss eine mindestens 90-prozentige Wahrscheinlichkeit bestehen, dass die tatsächlich geförderten Mengen die Schätzung erreichen oder sie übertreffen.

2P-Reserven (proved plus probable reserves – sicher und wahrscheinlich gewinnbare Reserven) entsprechen den 1P-Reserven zuzüglich der Mengen an Kohlenwasserstoffen, die nach Analyse der geowissenschaftlichen und technischen Daten mit einer geringeren Wahrscheinlichkeit gefördert werden können als die 1P-Reserven. Es ist ebenso wahrscheinlich, dass die tatsächlich verbleibenden, gewinnbaren Mengen größer oder kleiner sind als die geschätzten 2P-Reserven. Sollten in diesem Zusammenhang probabilistische Methoden angewendet werden, muss eine mindestens 50-prozentige Wahrscheinlichkeit bestehen, dass die tatsächlich geförderten Mengen die Schätzung erreichen oder sie übertreffen.

2C-Ressourcen (contingent resources – bedingte Ressourcen) sind die Mengen an Kohlenwasserstoffen, die zu einem bestimmten Zeitpunkt aus einer bekannten Lagerstätte durch die Umsetzung von Entwicklungsprojekten potenziell förderbar sind. Sie sind jedoch nach aktueller Einschätzung nicht kommerziell förderbar, da sie eine oder mehrere Bedingungen der Kommerzialität nicht erfüllen. 2C-Ressourcen unterliegen der gleichen technischen Zuverlässigkeit wie sicher und wahrscheinlich gewinnbare Reserven (proved plus probable reserves), sind allerdings noch nicht so weit fortgeschritten, dass sie als kommerzielle Reserven klassifiziert werden können. Es ist ebenso wahrscheinlich, dass die potenziell förderbaren Mengen größer oder kleiner sind als die Summe der geschätzten 2C-Ressourcen. Sollten in diesem Zusammenhang probabilistische Methoden angewendet werden, muss eine mindestens 50-prozentige Wahrscheinlichkeit bestehen, dass die tatsächlich geförderten Mengen die Schätzung erreichen oder sie übertreffen.

Das russische Geschäft wurde im vierten Quartal 2022 entkonsolidiert. Daher werden ab dem Jahr 2022 keine Reserven mehr für Russland berichtet.

Zum 31. Dezember 2022 betragen die 2P-Reserven des Wintershall Dea-Konzerns 1.400 Millionen boe, was rund 111 % der Reserven zum Stand 31. Dezember 2021 (ohne Russland) entspricht. Die noch nicht entwickelten Reserven beliefen sich auf 539 Millionen boe.

Der Anstieg der Reserven in Nordeuropa ist auf das weitere Fortschreiten unserer Projekte (z. B. Dvalin North, Irpa, Maria Phase 2) zurückzuführen. Die Reserven betrugen rund 105 % des Vorjahreswerts. In Norwegen konnten wir unsere 2C-Ressourcen sowohl durch mehrere Fündigkeiten im Jahr 2022 (z. B. Storjo, Ofelia, Oswig und Hamlet) als auch durch positive Revisionen erweitern. Die Weiterentwicklung von 2C-Ressourcen zu 2P-Reserven führte jedoch insgesamt zu einem Rückgang der norwegischen 2C-Ressourcen.

In Lateinamerika sind unsere Reserven aufgrund der Weiterentwicklung des Fénix-Entwicklungsprojektes und der Verlängerung der CMA-1-Lizenz (beide in Argentinien) auf rund 165 % des Stands vom 31. Dezember 2021 angewachsen. Dadurch verringerten sich die 2C-Ressourcen, was jedoch durch Revisionen und die Aufnahme neuer Projekte in das argentinische Portfolio mehr als kompensiert wurde.

In der Region Naher Osten/Nordafrika (MENA) haben sich unsere 2P-Reserven aufgrund der produzierten Volumina in 2022, die nicht komplett durch positive Revisionen und die Fündigkeit East Damanhour kompensiert werden konnten, auf rund 97 % des Stands vom 31. Dezember 2021 reduziert.

2022 konnte der Konzern durch Weiterentwicklung etlicher Projekte und Revisionen, welche die geförderten Volumina überstiegen, einen Reserven-Anstieg (ohne Russland) verzeichnen. Die Reserve-Replacement-Rate betrug demzufolge 223 % für die 2P-Reserven und 158 % für die 1P-Reserven. Unsere potenziell wirtschaftlich nutzbaren 2C-Ressourcen beliefen sich per 31. Dezember 2022 auf 1.233 Millionen boe. Die 1P-Reserven des Konzerns haben eine rechnerische Reichweite von neun Jahren und die der 2P-Reserven von rund zwölf Jahren.

2P-RESERVEN[1]

Gas in Millionen boe	Nordeuropa	Lateinamerika	Naher Osten/ Nordafrika[2]	Insgesamt	davon entwickelt	davon nicht entwickelt
2P-Reserven per 31. Dez. 2022	407	268	181	855	532	323
Davon Equity-Gesellschaften	4	—	—	4	4	—
Revisionen und andere Veränderungen	7	9	8	25	—	—
Entwicklungen und Fündigkeiten	78	123	—	201	—	—
Erwerb/Veräußerung von Reserven	1	—	—	1	—	—
Produktion	-41	-22	-15	-77	—	—
2P-Reserven per 31. Dez. 2021	361	157	187	705	475	230
Davon Equity-Gesellschaften	5	—	—	5	5	—
Revisionen und andere Veränderungen	1	-3	-2	-4	—	—
Entwicklungen und Fündigkeiten	3	—	—	3	—	—
Erwerb/Veräußerung von Reserven	-10	—	—	-11	—	—
Produktion	-39	-23	-16	-77	—	—
2P-Reserven per 31. Dez. 2020	406	183	205	794	510	284
Davon Equity-Gesellschaften	6			6	6	—
Revisionen und andere Veränderungen	-16	-4	-15	-35	—	—
Entwicklungen und Fündigkeiten	4	—	—	4	—	—
Erwerb/Veräußerung von Reserven	—	—	—	—	—	—
Produktion	-40	-24	-14	-77	—	—

[1] 2P-Reserven (proved plus probable reserves) beinhalten die 1P-Reserven (proved reserves); einige Zahlen können Rundungsdifferenzen aufweisen.
[2] Ohne Libyen onshore.

Öl	Nordeuropa	Lateinamerika	Naher Osten/ Nordafrika[1]	Insgesamt	davon entwickelt	davon nicht entwickelt
2P-Reserven per 31. Dez. 2022	342	36	166	544	329	215
Davon Equity-Gesellschaften	–	–	–	–	–	–
Revisionen und andere Veränderungen	9	–	-1	9	–	–
Entwicklungen und Fündigkeiten	21	11	–	33	–	–
Erwerb/Veräußerung von Reserven	-9	–	–	-9	–	–
Produktion	-35	-3	-2	-40	–	–
2P-Reserven per 31. Dez. 2021	355	27	169	551	271	280
Davon Equity-Gesellschaften	–	–	–	–	–	–
Revisionen und andere Veränderungen	-16	–	12	-4	–	–
Entwicklungen und Fündigkeiten	1	3	–	4	–	–
Erwerb/Veräußerung von Reserven	-7	-3	–	-10	–	–
Produktion	-37	-3	-5	-44	–	–
2P-Reserven per 31. Dez. 2020	414	30	162	606	291	314
Davon Equity-Gesellschaften	–	–	–	–	–	–
Revisionen und andere Veränderungen	-8	-11	-23	-41	–	–
Entwicklungen und Fündigkeiten	–	–	–	–	–	–
Erwerb/Veräußerung von Reserven	–	–	–	–	–	–
Produktion	-35	-3	-4	-43	–	–

[1] Ohne Libyen onshore.

Gesamt in Millionen boe	Nordeuropa	Lateinamerika	Naher Osten/ Nordafrika[1]	Insgesamt	davon entwickelt	davon nicht entwickelt
2P-Reserven per 31. Dez. 2022	749	304	347	1.400	861	539
Davon Equity-Gesellschaften	4	—	—	4	4	—
Revisionen und andere Veränderungen	17	10	7	34	—	—
Entwicklungen und Fündigkeiten	99	134	—	234	—	—
Erwerb/Veräußerung von Reserven	-8	—	—	-8	—	—
Produktion	-75	-24	-17	-117	—	—
2P-Reserven per 31. Dez. 2021	716	184	357	1.257	746	511
Davon Equity-Gesellschaften	5	—	—	5	5	—
Revisionen und andere Veränderungen	-15	-3	10	-8	—	—
Entwicklungen und Fündigkeiten	4	3	—	7	—	—
Erwerb/Veräußerung von Reserven	-18	-3	—	-21	—	—
Produktion	-75	-25	-20	-121	—	—
2P-Reserven per 31. Dez. 2020	820	212	367	1.399	801	598
Davon Equity-Gesellschaften	7	—	—	7	6	—
Revisionen und andere Veränderungen	-24	-15	-38	-76	—	—
Entwicklungen und Fündigkeiten	4	—	—	4	—	—
Erwerb/Veräußerung von Reserven	—	—	—	—	—	—
Produktion	-75	-27	-18	-120	—	—

[1] Ohne Libyen onshore.

Investitionen

Millionen €	2022	2021
Nordeuropa	645	800
Russland[1]	6	6
Lateinamerika	75	39
Naher Osten/Nordafrika	128	105
HQ und Sonstige	15	3
Summe	**869**	**952**

[1] Im vierten Quartal 2022 entkonsolidiert.

Im Jahr 2022 beliefen sich die Investitionen auf 869 Millionen €, verglichen mit 952 Millionen € im Jahr 2021. Dies ist auf die Inbetriebnahme unserer großen Entwicklungsprojekte Njord und Nova im Jahr 2022 zurückzuführen. Der Rückgang wurde teilweise durch steigende Investitionstätigkeiten in Lateinamerika und in der Region Naher Osten/Nordafrika kompensiert.

Netto-Explorationsausgaben

Millionen €	2022	2021
Investitionen Exploration	100	98
Nordeuropa	67	70
Russland	—	—
Lateinamerika	31	27
Naher Osten/Nordafrika	3	1
HQ und Sonstige	—	—
Explorationsaufwand	102	134
Nordeuropa	55	79
Russland	—	—
Lateinamerika	40	49
Naher Osten/Nordafrika	5	-5
HQ und Sonstige	2	10
Bereinigt um Aufwendungen aus Vorjahren für nicht-fündige Bohrungen	-2	-11
Bereinigt um Gewinne/Verluste aus dem Abgang von Explorationsvermögenswerten	1	-31
Einzahlungen aus dem Abgang von Explorationsvermögenswerten und Akquisitionen	-2	-13
Bereinigt um Veränderungen von Rückstellungen	6	5
Summe	**205**	**181**

Die Netto-Explorationsausgaben umfassen aktivierte Explorationsausgaben und den Explorationsaufwand gemäß der Konzern-Gewinn- und Verlustrechnung, bereinigt um nicht-fündige Bohrungen aus Vorjahren und um Gewinne/Verluste aus dem Abgang von Explorationsvermögenswerten, zuzüglich Einzahlungen aus dem Abgang von Explorationsvermögenswerten und Akquisitionen sowie bereinigt um Veränderungen von Rückstellungen.

Im Jahr 2022 wurden in der Exploration insgesamt 100 Millionen € aktiviert. Diese Ausgaben betrafen sieben fündige Bohrungen in Nordeuropa und in der Region Naher Osten/Nordafrika sowie eine noch nicht abgeschlossene Bohrung in Lateinamerika. Insgesamt wurden 14 Bohrungen abgeteuft.

Der Explorationsaufwand umfasst Aufwendungen für den Kauf seismischer Daten, Lizenzgebühren sowie Aufwendungen für nicht-fündige Bohrungen. Im Jahr 2022 enthielt der Explorationsaufwand sechs nicht-fündige Bohrungen.

Insgesamt stiegen die Netto-Explorationsausgaben um 13 % auf 205 Millionen €. Die höheren Ausgaben sind vor allem zurückzuführen auf nicht-fündige Bohrungen in Nordeuropa und Lateinamerika in der Berichtsperiode sowie auf höhere Weiterbelastungen von fremdoperierten Konzessionen in Nordeuropa und in der Region Naher Osten/Nordafrika, die teilweise durch geringere Ausgaben für den Erwerb seismischer Daten in Lateinamerika ausgeglichen wurden.

2.5 ERTRAGS-, FINANZ- UND VERMÖGENSLAGE

Ertragslage

Millionen €	2022	2021
Umsatzerlöse Gas und Öl	18.549	7.611
Sonstige Umsatzerlöse	165	193
Ergebnis aus at Equity bewerteten Beteiligungen: Gas und Öl	101	83
Ergebnis aus at Equity bewerteten Beteiligungen: Midstream	-8	202
Sonstige betriebliche Erträge	58	99
	18.866	**8.188**
Produktions- und operative Aufwendungen	-10.702	-3.971
Produktionsbezogene Steuern	-221	-123
Abschreibungen	-1.429	-1.456
Nettowertminderungen auf Anlagevermögen	-1.658	-111
Verlust aus Entkonsolidierung Russland	-4.514	—
Explorationsaufwand	-102	-134
Allgemeine Verwaltungskosten	-451	-429
	-212	**1.964**
Finanzerträge	360	182
Finanzaufwendungen	-1.499	-323
	-1.139	**-141**
Gewinn/Verlust (-) vor Steuern	**-1.351**	**1.823**
Ertragsteuern	-3.452	-1.230
Nettogewinn/-verlust (-)	**-4.803**	**593**
Nettogewinn/-verlust (-) auf Gesellschafter des Mutterunternehmens entfallend	-4.845	553
Nettogewinn/-verlust (-) auf nachrangige Kapitalgeber entfallend	42	40

Umsatzerlöse und sonstige betriebliche Erträge
Die Umsatzerlöse Gas und Öl zeigten im Jahr 2022 einen starken Anstieg von 10.938 Millionen € bzw. 144 % auf 18.549 Millionen € (2021: 7.611 Millionen €). Ohne die Handelsumsätze des Headquarters stiegen die Umsatzerlöse Gas und Öl um 92 % auf 9.151 Millionen €, was in erster Linie auf die deutlich höheren Rohstoffpreise zurückzuführen war. Der realisierte Gaspreis stieg um 128 % und der realisierte Ölpreis um 34 %. Der preisbedingte Anstieg der Umsatzerlöse wurde teilweise durch die Entkonsolidierung von YRGM Trading und Achimgaz im vierten Quartal 2022 sowie durch niedrigere Preise für YRGM Trading für September und Oktober 2022 aufgrund der Einführung des Dekrets 1554 kompensiert.

Die unrealisierten Veränderungen der Marktwerte von erfolgswirksam bewerteten Commodity-Derivaten führten zu einem Gewinn von 118 Millionen € verglichen mit einem Verlust von 8 Millionen € in 2021.

Darüber hinaus war ein Anstieg der Handelsumsätze des Headquarters aufgrund höherer Rohstoffpreise und gestiegener Mengen zu verzeichnen. Dies wurde jedoch durch einen entsprechenden Anstieg der in den Produktions- und operativen Aufwendungen enthaltenen Aufwendungen für Handelswaren größtenteils wieder ausgeglichen.

Die sonstigen Umsatzerlöse sanken um 15 % und beliefen sich auf 165 Millionen €. Der Rückgang ist vor allem auf rückläufige Dienstleistungen von Achimgaz an Achim Development zurückzuführen. Dies wurde teilweise durch einen Anstieg der Erlöse aus der Vermarktung ungenutzter Pipelinekapazitäten in Norwegen kompensiert.

Das Ergebnis aus at Equity bewerteten Beteiligungen ging von 285 Millionen € im Jahr 2021 auf 93 Millionen € in der

Berichtsperiode zurück. Das Ergebnis aus at Equity bewerteten Beteiligungen: Gas und Öl stieg insbesondere aufgrund der positiven Entwicklung der Rohstoffpreise. Dies wurde teilweise durch negativ beeinflusste Nettoergebnisse einer Beteiligung im Segment Naher Osten/Nordafrika kompensiert, was durch Wertberichtigungen auf Forderungen in der Gesellschaft verursacht wurde. Der Hauptgrund für den Rückgang des anteiligen Nettoergebnisses aus at Equity bewerteten Beteiligungen: Midstream waren Wertminderungen auf umsatzbezogene Forderungen und auf Anlagevermögen in der entsprechenden Gesellschaft.

Produktions- und operative Aufwendungen
Die Produktionskosten beliefen sich auf 693 Millionen €, verglichen mit 684 Millionen € im Jahr 2021. Wesentliche Faktoren für den Anstieg um 35 Millionen € in Nordeuropa waren die (Wieder-)Aufnahme der Produktion in zwei Feldern, zwei nicht-fündige Produktionsbohrungen, höhere Strompreise sowie höhere CO_2-Kosten. Die Produktionskosten in Lateinamerika stiegen um 9 Millionen € aufgrund höherer Betriebskosten aus fremdoperierten Feldern, die teilweise durch die Aufstockung der Rohölvorräte ausgeglichen wurden, während die Produktionskosten in der Region Naher Osten/Nordafrika um 36 Millionen € zurückgingen, was vor allem auf die Rückgabe unserer Anteile im Golf von Suez zurückzuführen ist.

Insgesamt stiegen die spezifischen Produktionskosten um 0,4 €/boe auf 4,4 €/boe im Vergleich zu 4,0 €/boe im Jahr 2021.

	Produktionskosten in Millionen €		Produktionskosten in €/boe	
	2022	2021	2022	2021
Nordeuropa	523	488	7,0	6,7
Russland[1]	26	22	0,6	0,4
Lateinamerika	97	88	4,0	3,4
Naher Osten/ Nordafrika	50	86	3,0	4,3
HQ und Sonstige/ Konsolidierung	-2	—	—	—
Summe	**693**	**684**	**4,4**	**4,0**

[1] Im vierten Quartal 2022 entkonsolidiert.

Neben den Produktionskosten wurden die Produktions- und operativen Aufwendungen durch die folgenden Punkte beeinflusst:

Die Transportkosten und Leasingaufwendungen in Höhe von 281 Millionen € und die Entwicklungskosten in Höhe von 74 Millionen € sind um 52 Millionen € bzw. 60 Millionen € gestiegen. Dies ist vor allem auf höhere Kosten für Pipelinekapazitäten und die vom Betreiber weiterbelasteten Vorlaufkosten für Njord zurückzuführen.

Sonstige Umsatzkosten für die Erbringung von Dienstleistungen sanken um 56 Millionen € parallel zu den entsprechenden Einnahmen aus diesen Dienstleistungen.

Die sonstigen Kosten übertrafen den Vorjahreswert um 176 Millionen €. Dies ist in erster Linie auf höhere Verluste aus dem Abgang von Vermögenswerten, die hauptsächlich aus Veräußerungen in Norwegen resultieren (122 Millionen €; weitere Informationen sind in Textziffer 3 – Wesentliche Verkäufe und Entkonsolidierungen enthalten) sowie auf Wertberichtigungen auf umsatzbezogene Forderungen (104 Millionen €) in Russland zurückzuführen. Gegenläufig wirkten sich die Integrations- und Restrukturierungskosten (-41 Millionen €) aus.

Die Aufwendungen für Handelswaren erhöhten sich parallel zu den Handelsumsätzen von 2.865 Millionen € in der Vergleichsperiode auf 9.324 Millionen € in der Berichtsperiode.

Produktionsbezogene Steuern
Die produktionsbezogenen Steuern erhöhten sich um 98 Millionen € auf 221 Millionen € in der Berichtsperiode (2021: 123 Millionen €). Der Anstieg der produktionsbezogenen Steuern ist hauptsächlich auf höhere Preise in Deutschland und Lateinamerika zurückzuführen.

Allgemeine Verwaltungskosten
Die allgemeinen Verwaltungskosten (451 Millionen €) lagen um 5 % über dem Niveau des Vorjahres (429 Millionen €).

EBITDAX-ÜBERLEITUNGSRECHNUNG

Millionen €	2022	2021
Umsatzerlöse Gas und Öl	18.549	7.611
bereinigt um unrealisierte Veränderungen des beizulegenden Zeitwerts von Commodity-Derivaten	-118	8
Sonstige Umsatzerlöse	165	193
Ergebnis aus at Equity bewerteten Beteiligungen: Gas und Öl	101	83
bereinigt um im Ergebnis aus at Equity bewerteten Beteiligungen enthaltene Nettowertminderungen auf Anlagevermögen	16	29
Ergebnis aus at Equity bewerteten Beteiligungen: Midstream	-8	202
bereinigt um im Ergebnis aus at Equity bewerteten Beteiligungen enthaltene Nettowertminderungen auf Anlagevermögen	31	—
Sonstige betriebliche Erträge	58	99
bereinigt um Gewinne aus dem Verkauf von Anlagevermögen/Änderungen des Konsolidierungskreises	-11	-47
Produktions- und operative Aufwendungen	-10.702	-3.971
bereinigt um Nettowertminderungen auf/Ausbuchungen von operativen Forderungen	102	1
bereinigt um Verluste aus dem Abgang von Anlagevermögen	132	35
bereinigt um sonstige Einmaleffekte (Aufwendungen im Zusammenhang mit dem Merger, Akquisitionskosten etc.)[1]	—	41
Produktionsbezogene Steuern	-221	-123
Allgemeine Verwaltungskosten	-451	-429
bereinigt um Nettowertminderungen auf/Ausbuchungen von operativen Forderungen	-1	2
bereinigt um Verluste aus dem Abgang von Anlagevermögen/Änderungen des Konsolidierungskreises	14	36
bereinigt um sonstige Einmaleffekte (Aufwendungen im Zusammenhang mit dem Merger, Akquisitionskosten etc.)[2]	19	61
EBITDAX	**7.675**	**3.832**

[1] 2021: beinhaltet Integrationskosten von 30 Millionen € und Restrukturierungsaufwendungen von 11 Millionen €.
[2] 2022: beinhaltet Integrationskosten von 20 Millionen € und Restrukturierungsaufwendungen von -1 Million €; 2021: beinhaltet Integrationskosten von 19 Millionen € und Restrukturierungsaufwendungen von 42 Millionen €.

Mit 7.675 Millionen € lag das EBITDAX im Berichtsjahr um 3.843 Millionen € über dem Vorjahreswert (3.832 Millionen €), im Wesentlichen bedingt durch höhere Commodity-Preise. Dies wird teilweise durch die Entkonsolidierung von Achimgaz und YRGM Trading im vierten Quartal 2022 sowie durch niedrigere realisierte Preise bei YRGM Trading im September und Oktober 2022 kompensiert.

EBITDAX JE SEGMENT

Millionen €	2022	2021
Nordeuropa	5.300	2.337
Russland[1]	1.751	728
Lateinamerika	353	306
Naher Osten/Nordafrika	362	404
Midstream	21	201
HQ und Sonstige	-111	-145
Summe	**7.675**	**3.832**

[1] Im vierten Quartal 2022 entkonsolidiert.

BEREINIGTES NETTOERGEBNIS – ÜBERLEITUNGSRECHNUNG

Millionen €	2022	2021
EBITDAX	7.675	3.832
Abschreibungen	-1.429	-1.456
Explorationsaufwand	-102	-134
bereinigt um Gewinne und Verluste aus dem Abgang von Anlagevermögen	-1	31
bereinigt um sonstige Einmaleffekte (Aufwendungen im Zusammenhang mit dem Merger, Akquisitionskosten etc.)	—	3
Finanzerträge	360	182
Finanzaufwendungen	-1.499	-323
bereinigt um Nettowertminderungen auf Finanzforderungen, Bankguthaben und übrige Finanzanlagen	1.011	3
Ertragsteuern	-3.452	-1.230
bereinigt um Steuern auf vorgenommene Bereinigungen und nicht berücksichtigte Positionen	-206	41
Bereinigtes Nettoergebnis	**2.357**	**950**

Das bereinigte Nettoergebnis ist eine nicht auf den allgemeinen Rechnungslegungsgrundsätzen (GAAP) beruhende Kennzahl, die einen zusätzlichen Leistungsindikator darstellt und als solche in der Segmentberichterstattung als Ergebnisgröße ausgewiesen wird. Das bereinigte Nettoergebnis wird aus dem EBITDAX hergeleitet abzüglich Abschreibungen, abzüglich Explorationsaufwand, zuzüglich Finanzerträgen, abzüglich Finanzaufwendungen und abzüglich Ertragsteuern, bereinigt um Sondersachverhalte sowie Steuereffekte auf die vorgenommenen Bereinigungen und nicht berücksichtigten Positionen (zum Beispiel Nettowertminderungen des Anlagevermögens und Verlust aus Entkonsolidierung Russland).

Explorationsaufwand
In der Berichtsperiode sank der Explorationsaufwand um 32 Millionen € oder 24 % auf 102 Millionen € (2021: 134 Millionen €) (weitere Informationen sind in Abschnitt Netto-Explorationsausgaben enthalten).

Finanzerträge und -aufwendungen
Das Finanzergebnis belief sich in der Berichtsperiode auf -1.139 Millionen € nach -141 Millionen € im Jahr 2021. Dieser Rückgang ist hauptsächlich auf eine vollständige Wertminderung der Finanzforderungen aus der Finanzierung des Nord Stream 2-Pipeline-Projekts (1.003 Millionen €) im ersten Quartal des Jahres zurückzuführen.

Ertragsteuern
Der Gewinn/Verlust vor Steuern belief sich im Berichtszeitraum auf -1.351 Millionen € gegenüber 1.823 Millionen € im Jahr 2021. Insgesamt ergab sich für Wintershall Dea im Berichtsjahr ein Steueraufwand von 3.452 Millionen € (Vergleichszeitraum 1.230 Millionen €). Der Anstieg resultiert im Wesentlichen aus dem starken Anstieg des norwegischen Ergebnisses vor Steuern im Jahr 2022 im Vergleich zu 2021.

Der um die steuerfreien Verluste aus Wertminderungen und aus der Entkonsolidierung Russland bereinigte effektive Steuersatz betrug 75 % und lag leicht über dem effektiven Steuersatz des Vorjahres (67 %). Dieser Anstieg resultiert hauptsächlich aus dem Effekt, dass der zusätzliche Covid-Uplift-Freibetrag in Norwegen im Jahr 2022 entfallen ist.

Bereinigtes Nettoergebnis
Das bereinigte Nettoergebnis betrug 2.357 Millionen € im Jahr 2022 (2021: 950 Millionen €). Der Anstieg des EBITDAX wurde teilweise durch den höheren Steueraufwand ausgeglichen.

Nettowertminderungen auf Anlagevermögen und der Verlust aus der Entkonsolidierung Russland sind Teil des in der konsolidierten Gewinn- und Verlustrechnung ausgewiesenen Nettogewinns/-verlusts, werden als Sondereffekte jedoch nicht in die Berechnung des bereinigten Nettoergebnisses einbezogen. Im Berichtszeitraum beliefen sie sich auf 6.172 Millionen € und waren damit deutlich höher als im Jahr 2021 (111 Millionen €).

In der Berichtsperiode beliefen sich die Nettowertminderungen auf 1.658 Millionen € und lagen damit deutlich über dem Wert von 2021 (111 Millionen €). Die Nettowertminderungen umfassten Wertminderungen in Höhe von 1.786 Millionen € und Wertaufholungen in Höhe von -128 Millionen €. Die Wertminderungen in Lateinamerika (292 Millionen €) beziehen sich hauptsächlich auf das Feld Ogarrio in Mexiko. Die Wertminderungen in Russland (348 Millionen €), die im ersten Quartal 2022 erfasst wurden, sind durch den Beginn des russischen Krieges gegen die Ukraine begründet. Das Segment Midstream (1.132 Millionen €) enthält eine vollständige Wertminderung unserer at Equity bewerteten Beteiligung an der Nord Stream AG (529 Millionen €) und eine Wertminderung der nach der Equity-Methode bilanzierten Beteiligung, die unsere Onshore-Gastransportaktivitäten umfasst (603 Millionen €). Die Wertaufholungen betreffen Nordeuropa (-3 Millionen €) und die Region Naher Osten/Nordafrika (-125 Millionen €) (weitere Informationen sind in Textziffer 6 – Nettowertminderungen auf Anlagevermögen enthalten).

Im vierten Quartal wurden die Voll- bzw. anteilige Konsolidierung und die Equity-Bewertung für alle russischen Tochtergesellschaften und at Equity bewerteten Beteiligungen aufgrund des Verlusts der Beherrschung, der gemeinsamen Kontrolle und des maßgeblichen Einflusses beendet. Die Unternehmen wurden daher als zum Fair Value bewertete übrige Finanzanlagen ausgewiesen, was zu einem Verlust aus Entkonsolidierung in Höhe von 4.514 Millionen € führte (weitere Informationen sind in Textziffer 3 – Wesentliche Verkäufe und Entkonsolidierungen enthalten).

Finanzlage

Millionen €	2022	2021
Nettogewinn/-verlust (-)	**-4.803**	**593**
Abschreibungen/Wertminderungen/Wertaufholungen	3.127	1.592
Veränderung der Rückstellungen	-37	-21
Veränderung der latenten Steuern	-83	326
Gewinne (-)/Verluste aus dem Abgang von langfristigen Vermögenswerten	136	67
Gewinne (-)/Verluste aus Entkonsolidierung	4.527	—
Sonstige zahlungsunwirksame Erträge/Aufwendungen und Finanzierungskosten	721	-291
Veränderung Nettoumlaufvermögen	105	-504
Veränderungen der Ertragsteuerforderungen und -verbindlichkeiten	1.125	910
Veränderung bei sonstigen Bilanzposten	22	325
Cashflow aus der betrieblichen Tätigkeit	**4.839**	**2.998**
Auszahlungen für immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen	-970	-1.050
Nettoauszahlungen für Akquisitionen	-60	25
Nettoeinzahlungen aus dem Abgang von langfristigen Vermögenswerten/Desinvestitionen	211	99
Abgehende Flüssige Mittel Russland aufgrund von Kontrollverlust	-2.011	—
Auszahlungen für Finanzforderungen	—	-32
Einzahlungen aus Finanzforderungen	—	166
Veränderung von Finanzforderungen aus Cash-Pooling	—	-1
Cashflow aus der Investitionstätigkeit	**-2.831**	**-792**
Einzahlungen in die Kapitalrücklagen	224	—
Kapitaleinlage der nachrangigen Kapitalgeber	—	1.491
Dividendenzahlungen an Gesellschafter	-1.316	-686
Ausschüttungen an nachrangige Kapitalgeber	-42	-8
Einzahlungen aus dem Zugang von Bankverbindlichkeiten	12	55
Auszahlungen für die Tilgung von Bankverbindlichkeiten	-14	-1.896
Rückkauf von Anleihen	-98	—
Veränderungen von Finanzverbindlichkeiten gegenüber nahestehenden Unternehmen (Cash-Pooling)	-114	128
Auszahlungen für die Tilgung von Leasingverbindlichkeiten	-34	-59
Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit	**-1.382**	**-975**
Zahlungswirksame Veränderung der flüssigen Mittel	**626**	**1.230**
Einfluss von Änderungen des Wechselkurses und sonstigen zahlungsunwirksamen Änderungen	357	55
Flüssige Mittel zum Beginn der Berichtsperiode	**2.106**	**821**
Flüssige Mittel zum Ende der Berichtsperiode	**3.089**	**2.106**

Cashflow aus der betrieblichen Tätigkeit
Der Cashflow aus der betrieblichen Tätigkeit stieg um 1.841 Millionen € auf 4.839 Millionen € an (2021: 2.998 Millionen €). Der Anstieg war in erster Linie auf höhere Rohstoffpreise sowie positive Veränderungen des Nettoumlaufvermögens zurückzuführen. Dies wurde teilweise durch deutlich höhere Ertragsteuerzahlungen im Berichtszeitraum im Vergleich zu 2021 ausgeglichen. Darüber hinaus waren die erhaltenen Dividenden aus at Equity bewerteten Beteiligungen rückläufig.

Cashflow aus der Investitionstätigkeit
Der Cashflow aus der Investitionstätigkeit belief sich im Jahr 2022 auf -2.831 Millionen € gegenüber -792 Millionen € im Jahr 2021. Der Berichtszeitraum enthielt die abgehenden Flüssigen Mittel Russland aufgrund von Kontrollverlust (-2.011 Millionen €) und höhere Nettoauszahlungen für Akquisitionen hauptsächlich in Lateinamerika (-85 Millionen €), die sich 2022 vor allem auf die beabsichtigte Hokchi-Akquisition bezogen. Außerdem enthielt der Vergleichszeitraum Einzahlungen aus Finanzforderungen (166 Millionen €). Dies wurde teilweise durch höhere Erlöse aus Veräußerungen (112 Millionen €) kompensiert, die sich hauptsächlich auf unsere Desinvestitionen in Argentinien und Norwegen beziehen, sowie durch niedrigere Investitionsausgaben (80 Millionen €) aufgrund der geringeren Investitionstätigkeit nach der Aufnahme der Produktion in mehreren unserer Entwicklungsprojekte.

Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit
Der Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit belief sich auf -1.382 Millionen € gegenüber -975 Millionen € in der Vergleichsperiode. Die Berichtsperiode war geprägt von Dividendenzahlungen an die Gesellschafter auf Stamm- und Vorzugsaktien sowie dem Rückkauf von Anleihen auf dem freien Markt (-98 Millionen €). Die Einzahlung in die Kapitalrücklage wurde, wie vertraglich zwischen den Gesellschaftern vereinbart, wieder als Dividende ausgeschüttet. Im Vorjahr wurde die Kapitaleinlage von nachrangigen Kapitalgebern zur Rückzahlung von Bankverbindlichkeiten verwendet.

Millionen €	2022	2021
Cashflow aus der betrieblichen Tätigkeit	4.839	2.998
Cashflow aus der Investitionstätigkeit	-2.831	-792
abzüglich Nettoauszahlungen für Akquisitionen	60	-25
abzüglich Einzahlungen aus dem Abgang von langfristigen Vermögenswerten/Desinvestitionen	-211	-99
abzüglich abgehende Flüssige Mittel Russland aufgrund von Kontrollverlust	2.011	—
Free Cashflow	**3.869**	**2.082**

Wintershall Dea geht davon aus, dass der Konzern über ausreichende Mittel zur Deckung seines Liquiditätsbedarfs, einschließlich des Betriebskapitals, verfügt. Grundlage hierfür sind die aktuellen Liquiditätsreserven, darunter 3.089 Millionen € an flüssigen Mitteln zum Ende der Berichtsperiode (31. Dezember 2021: 2.106 Millionen €) und eine nicht in Anspruch genommene revolvierende Kreditlinie in Höhe von 900 Millionen €.

Vermögenslage

Millionen €	31. Dez. 2022	31. Dez. 2021
Aktiva		
Langfristige Vermögenswerte		
Firmenwert	2.156	2.435
Vermögenswerte Exploration	298	226
Übrige immaterielle Vermögenswerte	1.912	2.631
Sachanlagen	8.245	9.170
At Equity bewertete Beteiligungen	599	2.856
Übrige Finanzanlagen	261	13
Finanzforderungen	212	1.159
Derivatforderungen	26	50
Sonstige Forderungen	14	11
Aktive latente Steuern	189	234
	13.912	**18.785**
Kurzfristige Vermögenswerte		
Vorräte	215	177
Finanzforderungen	19	65
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und sonstige Forderungen	1.937	1.745
Derivatforderungen	405	441
Ertragsteueransprüche	24	4
Flüssige Mittel	3.089	2.106
Zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte	—	129
	5.690	**4.666**
Summe Aktiva	**19.601**	**23.452**

Am 31. Dezember 2022 beliefen sich die langfristigen Vermögenswerte auf 13.912 Millionen € und machten 71 % der Bilanzsumme aus. Verglichen mit 18.785 Millionen € zum 31. Dezember 2021, sanken die langfristigen Vermögenswerte damit um 4.873 Millionen € bzw. 26 %.

Die immateriellen Vermögenswerte verringerten sich auf 4.366 Millionen € und lagen um 926 Millionen € unter dem Vorjahreswert (5.292 Millionen €). Dies ist hauptsächlich auf die Entkonsolidierung Russland (Firmenwert -488 Millionen € und sonstige immaterielle Vermögenswerte -489 Millionen €) und eine Wertminderung im Zusammenhang mit dem Ogarrio-Feld in Mexiko (-292 Millionen €) zurückzuführen. Gegenläufig wirkten sich vor allem Währungsumrechnungseffekte aus (528 Millionen €).

Die Sachanlagen beliefen sich auf 8.245 Millionen €, ein Rückgang von 925 Millionen € (31. Dezember 2021: 9.170 Millionen €), der hauptsächlich auf Abschreibungen (-1.238 Millionen €), Anpassungen bei aktivierten Rückbauverpflichtungen (-600 Millionen €, im Wesentlichen aufgrund von Parameteränderungen) sowie die Entkonsolidierung Russland (-508 Millionen €) zurückzuführen ist. Gegenläufige Effekte ergaben sich aus den Zugängen (976 Millionen €), die vor allem auf unsere norwegischen Entwicklungsprojekte sowie auf die zunehmende Investitionstätigkeit in Lateinamerika und in der Region Naher Osten/Nordafrika zurückzuführen sind, sowie aus Währungsumrechnungseffekten (571 Millionen €).

Verglichen mit dem Vorjahr (2.856 Millionen €) gingen die at Equity bewerteten Beteiligungen deutlich zurück und beliefen sich auf 599 Millionen €, ein Rückgang um 2.257 Millionen €. Von diesem Betrag sind -1.480 Millionen € auf Wertminderungen bei at Equity bewerteten Beteiligungen in den Segmenten Russland und Midstream und -1.085 Millionen € auf die Entkonsolidierung Russland zurückzuführen. Dies wurde teilweise durch Währungsumrechnungseffekte (254 Millionen €) ausgeglichen.

Die langfristigen Finanzforderungen sanken um 947 Millionen € auf 212 Millionen €, im Wesentlichen bedingt durch die Wertminderung von Finanzforderungen im Zusammenhang mit der Finanzierung des Nord Stream 2-Pipelineprojekts.

Die kurzfristigen Vermögenswerte sind im Vergleich zum 31. Dezember 2021 um 22 % gestiegen und beliefen sich per 31. Dezember 2022 auf 5.690 Millionen €.

Die Forderungen aus Lieferungen und Leistungen sowie sonstigen Forderungen betrugen 1.937 Millionen €, verglichen mit 1.745 Millionen € zum 31. Dezember 2021. Der Anstieg um 192 Millionen € ist im Wesentlichen auf höhere Umsatzerlöse und Währungsumrechnungseffekte zurückzuführen. Kompensierend wirkten sich die Nettowertminderungen auf umsatzbezogene Forderungen (98 Millionen €) und die Entkonsolidierung Russland (149 Millionen €) auf die Forderungen aus Lieferungen und Leistungen aus.

Die flüssigen Mittel stiegen von 2.106 Millionen € auf 3.089 Millionen €, vor allem aufgrund des starken Free Cashflows und trotz der abgegangenen flüssigen Mittel aus der Entkonsolidierung Russland aufgrund des Kontrollverlusts (-2.011 Millionen €).

Es werden keine zur Veräußerung gehaltenen Vermögenswerte mehr ausgewiesen, da die für den Verkauf von Aguada Federal/Bandurria Norte in Argentinien gehaltenen Vermögenswerte nach Abschluss der Transaktion ausgebucht wurden.

Millionen €	31. Dez. 2022	31. Dez. 2021
Passiva		
Eigenkapital der Gesellschafter des Mutterunternehmens und der nachrangigen Kapitalgeber		
Gezeichnetes Kapital	189	189
Kapitalrücklagen	1.386	1.161
Gewinnrücklagen und sonstiges Ergebnis	441	4.976
Eigenkapital der nachrangigen Kapitalgeber	1.525	1.525
	3.541	**7.852**
Langfristige Schulden		
Pensionsrückstellungen	371	558
Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen	1.954	2.467
Sonstige Rückstellungen	124	143
Finanzverbindlichkeiten	3.067	4.055
Derivatverbindlichkeiten	1.220	988
Ertragsteuerverbindlichkeiten	36	27
Sonstige Verbindlichkeiten	19	27
Passive latente Steuern	1.713	2.198
	8.504	**10.464**
Kurzfristige Schulden		
Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen	133	193
Sonstige Rückstellungen	299	291
Finanzverbindlichkeiten	1.356	575
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige Verbindlichkeiten	1.528	1.277
Derivatverbindlichkeiten	2.491	2.134
Ertragsteuerverbindlichkeiten	1.750	661
Verbindlichkeiten in Verbindung mit als zur Veräußerung gehaltenen Vermögenswerten	—	5
	7.557	**5.136**
Summe Passiva	**19.601**	**23.452**

Das Eigenkapital verringerte sich gegenüber dem 31. Dezember 2021 um 4.311 Millionen € auf 3.541 Millionen €. Der Rückgang resultiert aus dem Nettoergebnis (-4.803 Millionen €), Dividendenzahlungen an die Gesellschafter auf Stamm- und Vorzugsaktien (-1.092 Millionen €), Ausschüttungen an die nachrangigen Kapitalgeber (-42 Millionen €) sowie aus Marktwertänderungen bei Derivaten (-71 Millionen €). Dies wurde zum Teil durch positive Währungsumrechnungseffekte (1.577 Millionen €) kompensiert. Die Einzahlung in die Kapitalrücklage wurde, wie vertraglich zwischen den Gesellschaftern vereinbart, wieder als Dividende ausgeschüttet (224 Millionen €).

Verglichen mit dem 31. Dezember 2021 sanken die langfristigen Schulden um 1.960 Millionen € auf 8.504 Millionen € per 31. Dezember 2022.

Die Rückstellungen sanken um 720 Millionen € auf 2.449 Millionen €. Die Pensionsrückstellungen reduzierten sich im Wesentlichen aufgrund von Änderungen der Parameter um 187 Millionen €. Die Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen lagen um 513 Millionen € unter dem Vorjahreswert. Dies ist in erster Linie auf einen Anstieg der Diskontierungssätze sowie auf Veränderungen der Fremdwährungskurse zurückzuführen, die teilweise durch Preissteigerungen sowie höhere Inflationsraten ausgeglichen wurden.

Die langfristigen Finanzverbindlichkeiten reduzierten sich um 988 Millionen € auf 3.067 Millionen €, hauptsächlich aufgrund der Umgliederung der Anleihe mit Fälligkeit im Jahr 2023 in die kurzfristigen Finanzverbindlichkeiten und dem Rückkauf von Anleihen durch den Emittenten.

Der Anstieg der Derivatverbindlichkeiten (langfristig: 232 Millionen €; kurzfristig: 357 Millionen €) resultiert im Wesentlichen aus Commodity-Derivaten in Sicherungsbeziehungen, die erfolgsneutral im sonstigen Ergebnis erfasst wurden, sowie aus Commodity-Derivaten, die erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bewertet wurden.

Die passiven latenten Steuern sanken um 485 Millionen € auf 1.713 Millionen €. Dies ist auf die Entkonsolidierung Russland sowie andere bestehende steuerpflichtige temporäre Differenzen zurückzuführen. Gegenläufig haben sich die Währungseffekte auf latente Steuern, hauptsächlich in Norwegen, ausgewirkt.

Die kurzfristigen Finanzverbindlichkeiten stiegen um 781 Millionen €, hauptsächlich aufgrund der Umgliederung der Anleihe mit Fälligkeit im Jahr 2023 aus den langfristigen Finanzverbindlichkeiten. Dies wurde teilweise durch einen Rückgang der Cashpool-Verbindlichkeiten kompensiert .

Die Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstigen Verbindlichkeiten erhöhten sich um 251 Millionen € auf 1.528 Millionen € (31. Dezember 2021: 1.277 Millionen €). Dies ist im Wesentlichen auf einen Anstieg der Verbindlichkeiten aus dem Gashandel zurückzuführen, welcher teilweise durch die Entkonsolidierung Russland ausgeglichen wurde.

Die Ertragsteuerverbindlichkeiten stiegen auf 1.750 Millionen € (31. Dezember 2021: 661 Millionen €). Dies resultiert aus dem hohen Gewinn vor Steuern unserer norwegischen Tochtergesellschaft.

Nettoverschuldung/EBITDAX-Ratio

Millionen €	31. Dez. 2022	31. Dez. 2021
Anleihen	3.903	3.999
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	—	3
Finanzverbindlichkeiten aus Cash-Pooling	410	536
Leasingverbindlichkeiten	93	90
Summe Schulden	**4.406**	**4.628**
Finanzforderungen aus Cash-Pooling	-13	-13
Flüssige Mittel	-3.089	-2.106
Nettoverschuldung	**1.303**	**2.510**
EBITDAX (LTM)[1]	**7.675**	**3.832**
Nettoverschuldung/EBITDAX-Ratio	**0,2**	**0,7**

[1] LTM = vergangene zwölf Monate (last twelve months).

Die Nettoverschuldung zum 31. Dezember 2022 belief sich auf 1.303 Millionen €, verglichen mit 2.510 Millionen € zum 31. Dezember 2021. Die Schulden sind um 5 % auf 4.406 Millionen € gesunken. Darüber hinaus stiegen die flüssigen Mittel um 47 % auf 3.089 Millionen €, was zu einer Nettoverschuldung von 1.303 Millionen € führte.

Im EBITDAX (LTM) von 7.675 Millionen € ist das Segment Russland mit 1.751 Millionen € enthalten. Ohne Russland belief sich der EBITDAX (LTM) auf 5.924 Millionen €. Dies führte zu einem Verhältnis Nettoverschuldung zu EBITDAX von 0,2x für den Berichtszeitraum (ohne den Beitrag von Russland zu EBITDAX und flüssigen Mitteln).

Gesamtaussage

Bedingt durch die schwierige geopolitische Situation war es ein herausforderndes Jahr für Wintershall Dea. Der Verlust der Kontrolle über die russischen Gesellschaften führte zu ihrer Entkonsolidierung. Zudem wurden die russischen Beteiligungen wirtschaftlich enteignet. Im Januar 2023 hat die Gesellschaft beschlossen, sich aus Russland zurückzuziehen. Das Portfolio ohne Russland hat 2022 jedoch deutlich besser abgeschlossen, insbesondere aufgrund des positiven Einflusses der gestiegenen Gas- und Ölpreise. Für das internationale Kerngeschäft kann Wintershall Dea zufrieden auf das Jahr 2022 zurückschauen. Bereinigt um Sondereffekte haben sich die wesentlichen operativen und Finanz-Kennzahlen verbessert. Wintershall Dea konnte im Berichtsjahr den signifikanten negativen Sondereffekt im Zusammenhang mit dem russischen Geschäft verkraften und damit unsere solide finanzielle Basis nachweisen. Insgesamt hat das internationale Kerngeschäft (ohne Russland) die Erwartungen des Managements übertroffen. Der Ausblick für 2023 ist im Kapitel Ausblick, Chancen- und Risikobericht enthalten.

2.6 FREIWILLIGE ANGABEN (UNGEPRÜFT)

Quartalsinformationen

KONZERN-GEWINN- UND VERLUSTRECHNUNG

Millionen €	Q4 2022	Q4 2021
Umsatzerlöse Gas und Öl	4.395	3.243
Sonstige Umsatzerlöse	88	80
Ergebnis aus at Equity bewerteten Beteiligungen: Gas und Öl	-68	24
Ergebnis aus at Equity bewerteten Beteiligungen: Midstream	-160	40
Sonstige betriebliche Erträge	8	27
	4.262	**3.414**
Produktions- und operative Aufwendungen	-2.924	-1.857
Produktionsbezogene Steuern	-56	-39
Abschreibungen	-378	-413
Nettowertminderungen auf Anlagevermögen	-927	-41
Verlust aus Entkonsolidierung Russland	-4.514	—
Explorationsaufwand	-39	-25
Allgemeine Verwaltungskosten	-102	-73
	-4.678	**966**
Finanzerträge	381	13
Finanzaufwendungen	-421	-77
	-41	**-64**
Gewinn/Verlust (-) vor Steuern	**-4.718**	**902**
Ertragsteuern	-560	-747
Nettogewinn/-verlust (-)	**-5.278**	**155**
Nettogewinn/-verlust (-) auf Gesellschafter des Mutterunternehmens entfallend	-5.289	144
Nettogewinn/-verlust (-) auf nachrangige Kapitalgeber entfallend	11	11

KONZERN-KAPITALFLUSSRECHNUNG

Millionen €	Q4 2022	Q4 2021
Nettogewinn/-verlust (-)	**-5.278**	**155**
Abschreibungen/Wertminderungen/Wertaufholungen	1.308	452
Veränderung der Rückstellungen	10	20
Veränderung der latenten Steuern	-318	242
Gewinne (-)/Verluste aus dem Abgang von langfristigen Vermögenswerten	123	14
Gewinne (-)/Verluste aus Entkonsolidierung	4.514	—
Sonstige zahlungsunwirksame Erträge/Aufwendungen und Finanzierungskosten	226	-30
Veränderung Nettoumlaufvermögen	179	-344
Veränderungen der Ertragsteuerforderungen und -verbindlichkeiten	-26	368
Veränderung bei sonstigen Bilanzposten	-223	145
Cashflow aus der betrieblichen Tätigkeit	**515**	**1.021**
Auszahlungen für immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen	-262	-290
Nettoauszahlungen für Akquisitionen	-51	—
Nettoeinzahlungen aus dem Abgang von langfristigen Vermögenswerten/ Desinvestitionen	106	32
Abgehende Flüssige Mittel Russland aufgrund von Kontrollverlust	-2.011	—
Auszahlungen für Finanzforderungen	2	—
Einzahlungen aus Finanzforderungen	—	147
Veränderung von Finanzforderungen aus Cash-Pooling	-4	1
Cashflow aus der Investitionstätigkeit	**-2.220**	**-111**
Dividendenzahlungen an Gesellschafter	-1.002	—
Einzahlungen aus dem Zugang von Bankverbindlichkeiten	—	27
Auszahlungen für die Tilgung von Bankverbindlichkeiten	—	-32
Veränderungen von Finanzverbindlichkeiten gegenüber nahestehenden Unternehmen (Cash-Pooling)	—	4
Auszahlungen für die Tilgung von Leasingverbindlichkeiten	-4	-14
Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit	**-1.006**	**-15**
Zahlungswirksame Veränderung der flüssigen Mittel	**-2.710**	**895**
Einfluss von Änderungen des Wechselkurses und sonstigen zahlungsunwirksamen Änderungen	-364	1
Flüssige Mittel zum Beginn der Berichtsperiode	**6.163**	**1.210**
Flüssige Mittel zum Ende der Berichtsperiode	**3.089**	**2.106**

AUSGEWÄHLTE FINANZKENNZAHLEN PRO SEGMENT

	Q4 2022						
Millionen €	Nord-europa	Russland	Latein-amerika	Naher Osten/ Nordafrika	Midstream	HQ und Sonstige	**Summe**
Realisierte Preise							
Durchschnittlicher realisierter Gaspreis[1] (in $/mscf)	23,06	4,13[2]	4,02	4,51[3]	—	—	**9,16**
Durchschnittlicher realisierter Ölpreis[1] (in $/bbl)	71,8	18,0[2]	63,7	82,7	—	—	**58,3**
Externe Umsatzerlöse	689	171	130	126	—	3.366[4]	**4.483**
Produktion[5]							
Gas (Tausend boe/Tag)	114	123	60	40	—	—	**338**
Öl (Tausend boe/Tag)	95	38	7	7[6]	—	—	**146**
Produktion Gesamt (Tausend boe/Tag)	209	161	67	47[6]	—	—	**484**
Produktionskosten in €/boe	6,9	0,7	4,9	3,3	—	—	**4,9**
EBITDAX	1.295	179	48	12	-130	33	**1.437**
Bereinigtes Nettoergebnis	158	156	-60	-76	-125	176	**229**
Exploration							
Investitionen Exploration	16	—	16	3	—	—	**34**
Explorationsaufwand	19	—	22	2	—	-3	**39**
Netto-Explorationsausgaben	34	—	40	5	—	-3	**76**
Investitionen	155	1	28	32	—	11	**227**
Free Cashflow	103	100	22	23	—	4	**251**

[1] Inkl. Commodity-Hedge-Ergebnis.
[2] Berücksichtigt bereits Produktionskosten und relevante Steuern.
[3] Berücksichtigt bereits relevante Steuern in Algerien.
[4] Die externen Umsatzerlöse beziehen sich ausschließlich auf die vom Headquarter gesteuerten Handelsaktivitäten (3.366 Millionen €, einschließlich der Handelsaktivitäten für die eigene Produktion des Konzerns).
[5] Tausend boe/Tag auf Working-Interest-Basis, einschließlich der anteiligen Produktion von at Equity einbezogenen Gesellschaften.
[6] Ohne Libyen onshore.

	Q4 2021						
Millionen €	Nord-europa	Russland	Latein-amerika	Naher Osten/ Nordafrika	Midstream	HQ und Sonstige	**Summe**
Realisierte Preise							
Durchschnittlicher realisierter Gaspreis[1] (in $/mscf)	13,03	2,54[2]	2,85	4,16[3]	—	—	**5,05**
Durchschnittlicher realisierter Ölpreis[1] (in $/bbl)	62,4	18,8[2]	63,8	76,6	—	—	**49,3**
Externe Umsatzerlöse	679	394	122	224	—	1.903[4]	**3.323**
Produktion[5]							
Gas (Tausend boe/Tag)	108	277	60	44	—	—	**489**
Öl (Tausend boe/Tag)	100	68	8	13[6]	—	—	**189**
Produktion Gesamt (Tausend boe/Tag)	208	345	68	57[6]	—	—	**678**
Produktionskosten in €/boe	9,0	0,5	4,7	5,9	—	—	**5,2**
EBITDAX	834	381	66	195	40	-7	**1.509**
Bereinigtes Nettoergebnis	35	293	-60	71	40	-2	**376**
Exploration							
Investitionen Exploration	3	—	7	—	—	—	**10**
Explorationsaufwand	15	—	10	-1	—	2	**25**
Netto-Explorationsausgaben	17	—	18	—	—	2	**37**
Investitionen	239	2	9	29	—	1	**280**
Free Cashflow	432	235	1	84	3	123	**878**

[1] Inkl. Commodity-Hedge-Ergebnis.
[2] Berücksichtigt bereits Produktionskosten und relevante Steuern.
[3] Berücksichtigt bereits relevante Steuern in Algerien.
[4] Die externen Umsatzerlöse beziehen sich ausschließlich auf die vom Headquarter gesteuerten Handelsaktivitäten (1.903 Millionen €, einschließlich der Handelsaktivitäten für die eigene Produktion des Konzerns).
[5] Tausend boe/Tag auf Working-Interest-Basis, einschließlich der anteiligen Produktion von at Equity einbezogenen Gesellschaften.
[6] Ohne Libyen onshore.

Finanzdaten ohne das Segment Russland

KONZERN-GEWINN- UND VERLUSTRECHNUNG OHNE DAS SEGMENT RUSSLAND

Millionen €	2022	2021	Q4 2022	Q4 2021
Umsatzerlöse Gas und Öl	16.829	6.865	4.233	2.861
Sonstige Umsatzerlöse	107	76	78	68
Ergebnis aus at Equity bewerteten Beteiligungen: Gas und Öl	-1	32	-99	4
Ergebnis aus at Equity bewerteten Beteiligungen: Midstream	-8	202	-160	40
Sonstige betriebliche Erträge	58	99	8	26
	16.985	**7.274**	**4.061**	**2.999**
Produktions- und operative Aufwendungen	-10.515	-3.833	-2.809	-1.837
Produktionsbezogene Steuern	-221	-123	-56	-39
Abschreibungen	-1.392	-1.415	-371	-401
Nettowertminderungen auf Anlagevermögen	-1.311	-111	-927	-41
Explorationsaufwand	-102	-134	-39	-25
Allgemeine Verwaltungskosten	-405	-347	-94	-59
	3.039	**1.311**	**-235**	**597**
Finanzerträge	274	173	365	9
Finanzaufwendungen	-1.478	-321	-424	-76
	-1.205	**-149**	**-59**	**-68**
Gewinn/Verlust (-) vor Steuern	**1.834**	**1.162**	**-294**	**529**
Ertragsteuern	-3.120	-1.082	-547	-667
Nettogewinn/-verlust (-)	**-1.286**	**80**	**-841**	**-138**
Nettogewinn/-verlust (-) auf Gesellschafter des Mutterunternehmens entfallend	-1.327	40	-852	-149
Nettogewinn/-verlust (-) auf nachrangige Kapitalgeber entfallend	42	40	11	11

KONZERN-KAPITALFLUSSRECHNUNG OHNE DAS SEGMENT RUSSLAND

Millionen €	2022	2021	Q4 2022	Q4 2021
Nettogewinn/-verlust (-)	**-1.286**	**80**	**-841**	**-138**
Abschreibungen/Wertminderungen/Wertaufholungen	2.714	1.524	1.297	432
Veränderung der Rückstellungen	-38	-22	9	20
Veränderung der latenten Steuern	-59	333	-298	244
Gewinne (-)/Verluste aus dem Abgang von langfristigen Vermögenswerten	136	34	123	14
Gewinne (-)/Verluste aus Entkonsolidierung	13	—	—	—
Sonstige zahlungsunwirksame Erträge/Aufwendungen und Finanzierungskosten	700	-239	144	-10
Veränderung Nettoumlaufvermögen	9	-340	192	-216
Veränderungen der Ertragsteuerforderungen und -verbindlichkeiten	1.209	873	-21	321
Veränderung bei sonstigen Bilanzposten	50	585	-309	249
Cashflow aus der betrieblichen Tätigkeit	**3.448**	**2.826**	**298**	**915**
Auszahlungen für immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen	-964	-1.044	-261	-287
Nettoauszahlungen für Akquisitionen	-60	25	-51	—
Nettoeinzahlungen aus dem Abgang von langfristigen Vermögenswerten/Desinvestitionen	211	88	106	32
Auszahlungen für Finanzforderungen	—	-32	2	—
Einzahlungen aus Finanzforderungen	—	166	—	147
Veränderung von Finanzforderungen aus Cash-Pooling	—	-1	-4	1
Cashflow aus der Investitionstätigkeit	**-814**	**-798**	**-208**	**-108**
Einzahlungen in die Kapitalrücklagen	224	—	—	—
Kapitaleinlage der nachrangigen Kapitalgeber	—	1.491	—	—
Dividendenzahlungen an Gesellschafter	-1.316	-686	-1.002	—
Ausschüttungen an nachrangige Kapitalgeber	-42	-8	—	—
Einzahlungen aus dem Zugang von Bankverbindlichkeiten	12	55	—	27
Auszahlungen für die Tilgung von Bankverbindlichkeiten	-14	-1.896	—	-32
Rückkauf von Anleihen	-98	—	—	—
Veränderungen von Finanzverbindlichkeiten gegenüber nahestehenden Unternehmen (Cash-Pooling)	-114	128	—	4
Auszahlungen für die Tilgung von Leasingverbindlichkeiten	-34	-59	-4	-14
Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit	**-1.382**	**-975**	**-1.006**	**-15**
Zahlungswirksame Veränderung der flüssigen Mittel	**1.252**	**1.053**	**-915**	**792**
Einfluss von Änderungen des Wechselkurses und sonstigen zahlungsunwirksamen Änderungen	2	45	-241	2
Flüssige Mittel zum Beginn der Berichtsperiode	**1.835**	**738**	**4.246**	**1.042**
Flüssige Mittel zum Ende der Berichtsperiode	**3.089**	**1.835**	**3.089**	**1.835**

AUSGEWÄHLTE KENNZAHLEN OHNE DAS SEGMENT RUSSLAND

Millionen €	2022	2021	Q4 2022	Q4 2021
Realisierte Preise				
Durchschnittlicher realisierter Gaspreis[1] (in $/mscf)	10,97	5,60	10,48	8,28
Durchschnittlicher realisierter Ölpreis[1] (in $/bbl)	76,9	58,9	69,4	64,1
Externe Umsatzerlöse	16.936	6.941	4.311	2.928
Produktion[2]				
Gas (Tausend boe/Tag)	210	211	214	212
Öl (Tausend boe/Tag)	111	120	109	121
Produktion Gesamt (Tausend boe/Tag)	321	331	323	333
Produktionskosten in €/boe	5,8	5,6	6,0	7,5
EBITDAX	5.924	3.103	1.258	1.128
Bereinigtes Nettoergebnis	928	403	73	83
Exploration				
Investitionen Exploration	100	98	34	10
Explorationsaufwand	102	134	39	25
Netto-Explorationsausgaben	205	181	76	37
Investitionen	863	946	226	278
Free Cashflow	2.484	1.577	151	643

[1] Inkl. Commodity-Hedge-Ergebnis.
[2] Tausend boe/Tag auf Working-Interest-Basis, einschließlich der anteiligen Produktion von at Equity einbezogenen Gesellschaften.

3. AUSBLICK, RISIKO- UND CHANCENBERICHT

3.1 AUSBLICK

Zugrunde liegende Annahmen/Entwicklungen

Unsere Prognose basiert auf der Annahme, dass sich die Weltwirtschaft nur allmählich verlangsamt, die Inflation wieder abnimmt und Rohstoffnachfrage und -angebot stabil bleiben.

Für 2023 erwarten wir die folgenden Rohstoffpreise und Wechselkurse:

› Brent-Notierungen in einer Spanne von 70 bis 85 $/bbl
› TTF-Gaspreise in einer Spanne von 20,0 bis 35,0 $/mmbtu
› $/€-Wechselkurs von 1,0

Während des Berichtsjahres haben wir den ursprünglichen Ausblick aktualisiert. Aufgrund der Anforderungen von DRS 20 sind die Ist-Zahlen mit dem ursprünglichen Ausblick für 2022 zu vergleichen.

Im Laufe des Jahres lagen die Brent-Preise um circa 45 % und die TTF-Preise um circa 175 % über unseren zugrunde liegenden Annahmen, was auf die anhaltend starke weltweite Nachfrage nach Kohlenwasserstoffen und die durch den Krieg in der Ukraine verursachte Energieversorgungskrise, insbesondere in Europa, zurückzuführen ist. Die wegen des Ausfalls der russischen Lieferungen notwendige Anpassung der globalen Energiemärkte führte zu deutlich höheren Preisen. In Bezug auf den $/€-Wechselkurs lag der US-Dollar um durchschnittlich 11 % unter unseren Annahmen des Ausblicks des letzten Jahres.

Die Produktion[5] lag 2022 leicht unter dem ursprünglichen Ausblick und der aktualisierten Prognose aus dem dritten Quartal 2022. Die Differenz ergibt sich vor allem aus den Auswirkungen der Entkonsolidierung der russischen Gesellschaften im vierten Quartal 2022.

Die Investitionen im Jahr 2022 betrugen 0,2 Milliarden € weniger als der Mittelwert des letztjährigen Ausblicks.

Sowohl beim EBITDAX als auch beim Free Cashflow haben wir unsere Ziele im Berichtsjahr erreicht.

Ausblick

Die neue Mittelfristplanung (MFP) für den Wintershall Dea Konzern wurde im Januar 2023 verabschiedet. Unser Ausblick, der mögliche M&A-Aktivitäten nicht berücksichtigt, basiert auf dieser MFP.

Für 2023 erwarten wir:

› eine Produktion[5] in Höhe von 325 bis 350 Tausend boe pro Tag;
› Investitionen in Höhe von 1,2 bis 1,4 Milliarden €
› Explorationsausgaben (einschließlich Bestätigungsbohrungen) in Höhe von 200 bis 250 Millionen €;
› einen Rückgang des EBITDAX in einer Spanne von 0-40 % gegenüber 2022, basierend auf unseren Preisannahmen für das Jahr. Im Vergleich zu 2022 ohne das Segment Russland erwarten wir für das EBITDAX 2023 eine Veränderung in der Spanne von -20% bis +30%;
› einen Rückgang des Free Cashflows (50 bis 90 %) gegenüber 2022, basierend auf unseren Preisannahmen für das Jahr und resultierend aus erheblichen geplanten Steuerzahlungen für Norwegen in 2023. Im Vergleich zu 2022 ohne das Segment Russland erwarten wir für den Free Cashflow 2023 eine Veränderung in der Spanne von -20 % bis -85 %.

[5] Ohne Libyen onshore.

3.2 CHANCEN UND RISIKEN

Ziel des Risikomanagements der Wintershall Dea ist es, Chancen und Risiken so früh wie möglich zu erkennen und zu bewerten sowie die erforderlichen Maßnahmen zu ergreifen, um Chancen zu wahren und Schaden für das Unternehmen, Menschen, die Umwelt, Geschäftspartnerinnen und -partner und Dritte zu vermeiden. Es ist unser Ziel, Risiken zu vermeiden, die eine Bedrohung für den Fortbestand der Wintershall Dea darstellen, und optimale Entscheidungen auf Managementebene zu treffen, die einen Mehrwert erzeugen. Es kann jedoch nicht garantiert werden, dass Wintershall Dea in der Lage sein wird, ihre strategischen Ziele rechtzeitig oder überhaupt zu erreichen.

Wir definieren Chancen als Ereignisse, die einen positiven Einfluss auf das Erreichen unserer strategischen und geschäftlichen Ziele haben. Risiken sind nach unserem Verständnis hingegen Ereignisse, die einen negativen Einfluss auf das Erreichen unserer strategischen und geschäftlichen Ziele haben.

Zur wirksamen Bemessung und Erfassung der erkannten Chancen und Risiken quantifizieren wir diese wo immer möglich entsprechend ihrer Eintrittswahrscheinlichkeit und ihrer Auswirkungen. Wenn möglich, verwenden wir statistische Methoden, um Chancen und Risiken zu Risikofaktoren zu aggregieren. So erhalten wir einen Gesamtüberblick über die Chancen und Risiken auf Portfolioebene, der es uns ermöglicht, effektive Maßnahmen zur Risikosteuerung zu ergreifen.

Risikomanagementprozess

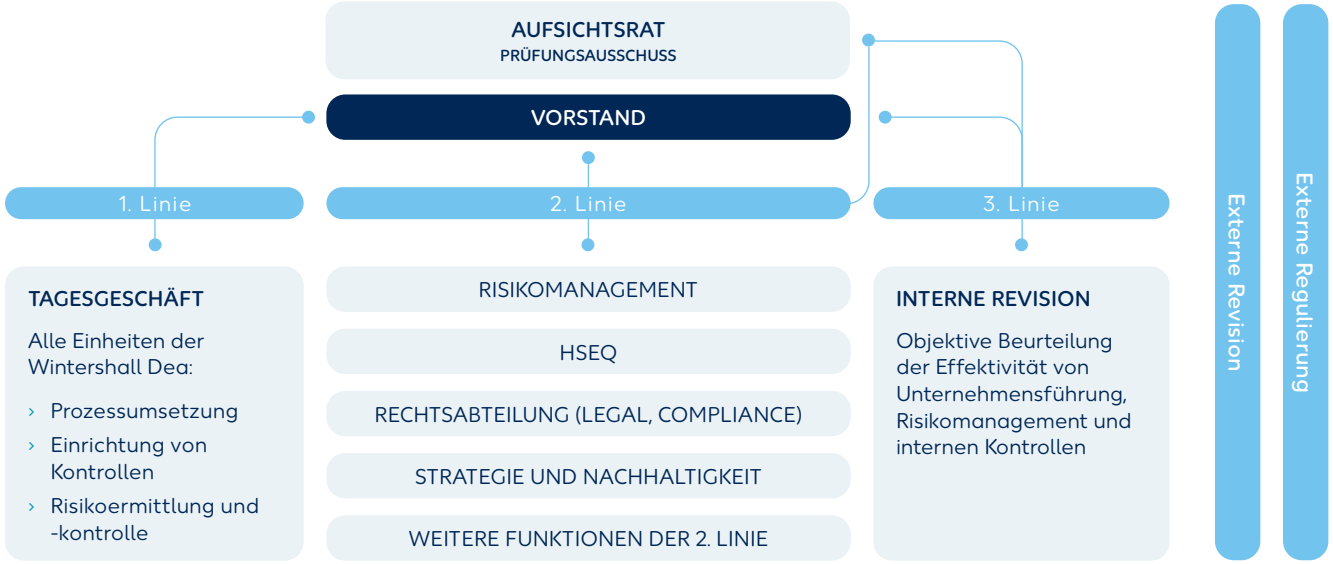
Der Risikomanagementprozess der Wintershall Dea basiert auf dem internationalen Risikomanagementstandard COSO Enterprise Risk Management – Integrating with Strategy and Performance (2017) und hat die folgenden wesentlichen Merkmale:

Organisation und Verantwortlichkeiten

Das Risikobewusstsein aller Mitarbeitenden der Wintershall Dea sicherzustellen, ist integraler Bestandteil der täglich gelebten Risikokultur des Unternehmens.

- Die Organisation des Risikomanagements innerhalb der Wintershall Dea folgt den Grundsätzen des „Three Lines"-Modells.
- Das Risikomanagement liegt in der Verantwortung des Vorstands, der auch die Prozesse zur Genehmigung von Investitionen, Akquisitionen und Desinvestitionen festlegt.
- Der Vorstand wird durch die Einheit Group Risk Management unterstützt. Diese Einheit koordiniert den Risikomanagementprozess auf Unternehmensebene, untersucht quantitative und qualitative Chancen und Risiken und stellt die Struktur und geeignete Methodik zur Verfügung. So wird sichergestellt, dass das Chancen- und Risikomanagement Teil der Strategie-, Planungs- und Entscheidungsprozesse ist.
- Ein Netzwerk von lokalen Risikomanagerinnen und -managern in den internationalen Geschäftseinheiten fördert die Umsetzung geeigneter Risikomanagement-Praktiken im Tagesgeschäft.
- Marktrisiken, einschließlich Rohstoff- und Währungsrisiken, werden auf Konzernebene zentral bewertet und aktiv abgesichert. Die Hedging-Aktivitäten sind in der Hedging-Richtlinie des Konzerns geregelt. Das Management der operativen Chancen und Risiken wird weitgehend an die Geschäfts- und Unternehmenseinheiten auf regionaler oder lokaler Ebene delegiert.
- Vorrangiges Ziel unseres Compliance-Management-Systems ist die Sicherstellung des regelkonformen Verhaltens der Wintershall Dea, ihrer Organe und Mitarbeitenden sowie gegebenenfalls Dritter hinsichtlich aller das Unternehmen betreffenden gesetzlichen, internen und externen Vorschriften durch geeignete Maßnahmen.
- Die Interne Revision (Corporate Audit) ist für die regelmäßige Prüfung des vom Vorstand eingerichteten Risikomanagementsystems gemäß § 91 Abs. 2 AktG zuständig. Außerdem befasst sich der Prüfungsausschuss des Aufsichtsrats im Rahmen seiner Überwachung des Vorstands mit der Wirksamkeit des Risikomanagement-systems.
- Die Nachhaltigkeitsabteilung ist verantwortlich für die strategische Integration von Nachhaltigkeit in unsere Kerngeschäftsprozesse und koordiniert unternehmensweite Maßnahmen. Um die Ausrichtung der operativen Aktivitäten auf die für die Nachhaltigkeitsstrategie des Unternehmens relevanten Themen zu gewährleisten, werden Projekte wie Ländereinstiege oder Investitionen mit potenziell signifikanten Auswirkungen auf die Nachhaltigkeit einer speziellen Bewertung unterzogen.

ORGANISATION RISIKOMANAGEMENT



Prozess

› Die unternehmensweit gültige Risikomanagement-Richtlinie bildet den Rahmen für das Risikomanagement und wird von den Geschäfts- und Unternehmenseinheiten entsprechend ihren spezifischen Gegebenheiten umgesetzt.
› Ein Katalog von Chancen- und Risikofaktoren hilft, alle relevanten quantitativen und qualitativen Chancen und Risiken möglichst umfassend zu ermitteln.
› Wintershall Dea hat einen Bottom-up-Risikomanagement-prozess eingerichtet, der durch regelmäßige Risikodialoge alle Unternehmensebenen mit einbezieht. Im Rahmen dieses Prozesses meldet Group Risk Management mindestens zweimal im Jahr die aggregierten Chancen und Risiken an den Vorstand und an den Prüfungsausschuss.
› Im Rahmen der regelmäßigen Planungszyklen erfolgt darüber hinaus eine Aktualisierung des Risikoportfolios für alle quantitativen Risiken und Chancen. Wird ein neues erhebliches Risiko erkannt, muss es sofort gemeldet werden.
› Die Eintrittswahrscheinlichkeit und die potenziellen Auswirkungen werden, sofern möglich, für alle Chancen und Risiken quantitativ und qualitativ bewertet. Als Bewertungskriterien werden quantitative und qualitative Kennzahlen festgelegt, die sich auf tatsächliche Risiken beziehen. Dabei werden zur Verfügung stehende, effektive Risikobewältigungsmaßnahmen berücksichtigt.
› Die Quantifizierung beruht auf der Eintrittswahrscheinlich-keit und den potenziellen Auswirkungen auf den geplanten Free Cashflow (FCF) und das EBITDAX, die auch potenzielle Auswirkungen auf die relevanten Kennzahlen Produktion pro Tag und Investitionen abdecken. Unter Verwendung eines 98-prozentigen Konfidenzintervalls werden die quantifizierten Risiken und Chancen simuliert und aggregiert, um risikobasierte Informationen zu erhalten. Langfristige quantitative Chancen und Risiken, die sich auf den FCF und/oder das EBITDAX in späteren Jahren auswirken, werden durch den Nettobarwert (NPV) von Projekten und Vermögenswerten separat berücksichtigt. Außerdem quantifizieren wir die Risiken und Chancen im Zusammenhang mit den prognostizierten Scope-1- und Scope-2-Emissionen, da die Treibhausgasemissionen zu einem wichtigen Maßstab für das Unternehmen und Teil der internen Prozesse geworden sind.
› Die qualitative Bewertung berücksichtigt die potenziellen Auswirkungen auf Umwelt und Sicherheit sowie die rechtlichen und reputationsbezogenen Folgen.

RISIKOMANAGEMENTPROZESS AUF UNTERNEHMENSEBENE

Gesamtbewertung

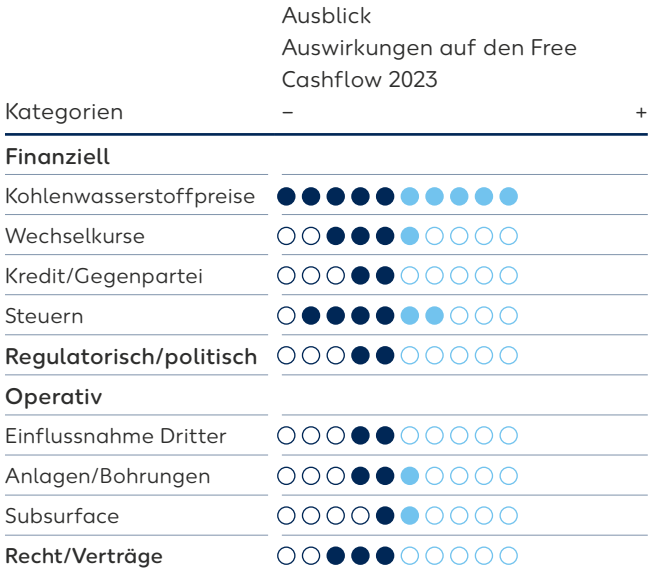
› Wesentliche Chancen und Risiken ergeben sich aus Marktpreisänderungen bei Rohstoffen.
› Keine Bedrohung für den Fortbestand der Wintershall Dea.

Für 2023 erwarten wir weiter beträchtliche Unsicherheit bezüglich geopolitischer Spannungen und einer Erholung von der Pandemie. Anhaltende Störungen der globalen Lieferkette, hohe Rohstoffpreise, übermäßige restriktive Maßnahmen der Zentralbanken oder weitere geopolitische Konflikte könnten die Wachstumsdynamik erheblich abbremsen. Auch wenn der Preisdruck 2023 voraussichtlich weltweit nachlässt, sind die Inflationsaussichten ungewiss. Entspannen sich jedoch die Lieferkettenprobleme und geopolitischen Konflikte, besteht die Chance auf eine Erholung des globalen Wirtschaftswachstums.

Nach unserer Einschätzung bestehen keine wesentlichen Einzelrisiken, die den Fortbestand der Wintershall Dea gefährden. Gleiches gilt für die Summe der Einzelrisiken, auch im Falle einer globalen Wirtschaftskrise. Letztlich verbleiben aber bei allen unternehmerischen Aktivitäten Risiken, die auch durch ein umfassendes Risikomanagement nicht auszuschließen sind.

Die potenziellen kurzfristigen Auswirkungen auf den Free Cashflow (FCF), wie unten dargestellt, vermitteln in Summe eine ganzheitliche Sicht der quantitativen Chancen und Risiken der Wintershall Dea im Jahr 2023 einschließlich der Chancen und Risiken hinsichtlich der Fähigkeit des Unternehmens, Dividenden zu zahlen. Risiken mit einer Wahrscheinlichkeit von 2 % oder weniger (Tail Events) werden nicht in der zusammenfassenden Tabelle dargestellt, da für jeden Risikofaktor ein Konfidenzintervall von 98 % auf Basis der Planwerte verwendet wird.

AUSBLICK AUF DIE MASSGEBLICHEN CHANCEN- UND RISIKOFAKTOREN MIT POTENZIELLEN KURZFRISTIGEN AUSWIRKUNGEN AUF DEN FCF 2023



Beschreibung	Auswirkungen auf den Free Cashflow von	bis	Ausblick – +
sehr niedrig		< 50 Millionen €	
niedrig	50 Millionen €	150 Millionen €	
moderat	150 Millionen €	500 Millionen €	
hoch	500 Millionen €	750 Millionen €	
sehr hoch	> 750 Millionen €		

MASSGEBLICHE CHANCEN- UND RISIKOFAKTOREN

Kohlenwasserstoffpreise

› Das Geschäft des Konzerns ist stark von den Kohlenwasserstoffpreisen abhängig, die vom weltweiten Konjunkturgeschehen geprägt sind und sehr volatil sein können.

Die geschätzten Umsätze, der Cashflow, die Reserven und Ressourcen sowie die Rentabilität und das Wachstum des Konzerns hängen im Wesentlichen von den jeweils geltenden internationalen und lokalen Preisen für die von ihm geförderten Kohlenwasserstoffe ab. Die Kohlenwasserstoffpreise sind volatil und hängen von Faktoren ab, auf die der Konzern keinen Einfluss hat. Die Preise werden zurzeit und voraussichtlich auch in Zukunft weitgehend von der allgemeinen Unsicherheit im Hinblick auf die Erholung der Weltwirtschaft und die Entwicklung geopolitischer Konflikte bestimmt.

Eine anhaltende Volatilität der Öl- und/oder Gaspreise, eine Eskalation geopolitischer Konflikte, eine Verschlechterung der weltweiten wirtschaftlichen Bedingungen und die Geschwindigkeit der Energiewende könnten erhebliche negative Auswirkungen auf die Geschäftstätigkeit, die Finanzlage und das Betriebsergebnis des Konzerns haben.

Risikomanagement

Der Konzern steuert das kurz- bis mittelfristige Preisrisiko für Kohlenwasserstoffe, indem er Teile seines Öl- und Gaspreisrisikos systematisch absichert, um sein Investment-Grade-Rating zu schützen und die Vorhersagbarkeit der Dividenden zu verbessern. Dieses Risikomanagement dient dazu, eine ausreichende Liquidität sicherzustellen, und verschafft dem Management die nötige Flexibilität, um bei kritisch niedrigen Rohstoffpreisen die Strategie anzupassen.

Die abzusichernden Beträge hängen von der Finanzlage des Konzerns, seinen Rohstoffpreisrisiken und den Bedingungen auf den Rohstoffmärkten ab. Das maximale Absicherungsvolumen wird auf 75 %, 50 % und 25 % der effizient absicherbaren Produktion für einen Horizont von einem, zwei beziehungsweise drei Jahren festgelegt. Effektiv sichern wir bis zu einem Drittel unseres wirtschaftlichen Kohlenwasserstoff-Nachsteuerrisikos ab, hauptsächlich durch den Einsatz von linearen Verträgen wie Swaps und Terminverkäufen.

Unsere langfristige Strategie ist außerdem darauf ausgerichtet, sich verändernden Marktbedingungen standzuhalten. Unser Fokus liegt nachdrücklich darauf, die Widerstandsfähigkeit des bestehenden Portfolios und unserer Investitionsentscheidungen aufrechtzuerhalten und zu verbessern.

Wechselkurse

› Schwankende Wechselkurse können die Ertrags- und Finanzlage des Konzerns beeinflussen.

Der Konzern ist Schwankungen der Wechselkurse ausgesetzt. Unsere Berichtswährung ist der Euro. Die Umsatzerlöse werden in mehreren Währungen erwirtschaftet, darunter auch in US-Dollar, während die Betriebskosten und Investitionen auf andere Währungen lauten können, zum Beispiel norwegische Kronen. Bedeutende Fluktuationen der Wechselkurse zwischen dem US-Dollar, dem Euro und den anderen operativen Währungen des Konzerns könnten seine ausgewiesenen Ergebnisse stark belasten.

Risikomanagement
Der Konzern überwacht und steuert das Fremdwährungsrisiko täglich mit dem Ziel, die Auswirkungen von Währungsschwankungen auf die Gewinn- und Verlustrechnung zu eliminieren.

Währungsrisiken werden auf Konzern- und Unternehmensebene überwacht und das Nettofremdwährungsrisiko des Konzerns wird (nach natürlichen Absicherungen), soweit möglich, aktiv mit linearen Verträgen abgesichert.

Kredit/Gegenpartei

› Der Konzern unterliegt Kreditrisiken.

Das Geschäft des Konzerns unterliegt dem Risiko, dass die von seinen Kunden geschuldeten Beträge für verkaufte Produkte oder erbrachte Leistungen bei Fälligkeit nicht bezahlt werden und dass Kunden unter Umständen aufgrund von Insolvenz oder anderen Problemen nicht in der Lage sein werden, ihren Zahlungsverpflichtungen zeitnah und vollumfänglich nachzukommen. In derartigen Fällen ist der Konzern bestrebt, etwaige Streitigkeiten beizulegen und die ihm zustehenden Beträge nach Maßgabe der Gesetzgebung in den jeweiligen Gerichtsbarkeiten, in denen der Konzern aktiv ist, sowie in Einklang mit dem üblichen Geschäftsgebaren beizutreiben. Der Konzern unterliegt auch aufgrund seiner Vereinbarungen mit Lieferantinnen und Lieferanten sowie mit seinen Joint Ventures und anderen Partnerinnen und Partnern einem Kreditrisiko. Als Folge der Ungewissheit, in welcher Höhe und zu welchem Zeitpunkt der Konzern überfällige Forderungen von seinen Kunden erstattet bekommt, benötigt er möglicherweise erhebliche finanzielle Mittel, um seine finanzielle Stabilität zu erhalten.

Die meisten Gasverkaufsverträge des Konzerns basieren auf den üblichen europäischen Handelsbedingungen. Im Falle einer erheblichen Herabstufung des Kreditratings des Konzerns können einige Gegenparteien das Recht haben, Kreditunterstützung zu verlangen, um die zugesagten Lieferungen zu garantieren. Umgekehrt kann der Konzern selbst auch das Recht haben, in bestimmten Fällen von seinen Kundinnen und Kunden beziehungsweise Partnerinnen und Partnern Kreditunterstützung zu verlangen, was das Kreditausfallrisiko erheblich senkt.

Risikomanagement
Das Management des Kreditrisikos erfolgt auf Konzernbasis. Die konzernweiten Verfahren umfassen die Beantragung von Kreditgenehmigungen, die Gewährung und Erneuerung von Kreditlimits für Gegenparteien, die aktive Überwachung von Risiken in Zusammenhang mit diesen Limits und die Anforderungen, die gesicherte Zahlungsbedingungen auslösen. Im Rahmen dieser Prozesse werden die Solvenz und das Kreditrisiko aller Gegenparteien regelmäßig überwacht und zeitnah bewertet.

Steuern

› Der Konzern ist steuerlichen Risiken ausgesetzt.

Der Konzern operiert und hält Beteiligungen in verschiedenen Ländern. Daher ist er einer Vielzahl von steuerlichen Rahmenbedingungen ausgesetzt, die sich in einer für den Konzern deutlich nachteiligen Weise ändern können, zum Beispiel bei Änderungen und Unsicherheiten im Zusammenhang mit Subventionen, Förderabgaben oder Steuern (einschließlich der Richtlinien zur Gewährung von verbindlichen Auskünften zu Steuerfragen), beispielsweise Steuern auf übermäßige Gewinne in EU-Ländern, um Zufallsgewinne durch hohe Preise abzuschöpfen. Günstige Änderungen von Subventionen, Förderabgaben oder Steuern können ebenfalls als Chance dienen.

Risikomanagement
Steuerliche Risiken und Chancen werden im Rahmen des Steuerrisikomanagementsystems des Konzerns gesteuert. Diese werden mit der Steuerabteilung des Konzerns abgestimmt, um eine einheitliche Risikobewertung zu gewährleisten. Relevante Steuerrisiken und -chancen werden in das konzernweite Risk Management überführt. Darüber hinaus werden in Übereinstimmung mit IFRIC 23 in den Konzern- und Jahresabschlüssen entsprechende Rückstellungen gebildet. Das Tax-Compliance-Management-System des Konzerns umfasst zudem Maßnahmen, um die Korrektheit der steuerlichen Buchführung und der Einreichung von Steuererklärungen sicherzustellen.

Regulatorisch/politisch

› Der Konzern ist erheblichen politischen Risiken ausgesetzt.

Der Konzern ist in verschiedenen Regionen und Ländern an Projekten beteiligt, von denen einige sehr komplex oder in einem instabilen politischen oder sozialen Umfeld angesiedelt sind, und unterliegt daher einem breiten Spektrum an politischen, wirtschaftlichen, regulatorischen, sozialen und steuerlichen Risiken. Diese Rahmenbedingungen können sich auf eine für den Konzern sehr nachteilige Weise entwickeln, zum Beispiel bei Unsicherheiten und Änderungen in der staatlichen Politik und den Bestimmungen zur Industrieproduktion oder bei den Themen Auslandsinvestitionen, Inflation, Kapital- und Preiskontrollen, Import- und Exportbeschränkungen, Zölle, Subventionen, Einkommens-steuern und andere Formen der Besteuerung (einschließlich der Richtlinien zur Gewährung von

verbindlichen Auskünften zu Steuerfragen), Verstaatlichung oder Enteignung von Eigentum, Repatriierung von Einkommen und Förderabgaben, sowie Änderungen in den Bereichen Umwelt, Arbeit, Gesundheit und Sicherheit.

Außerdem beobachtet der Konzern einen deutlich wachsenden Widerstand gegen die Erschließung von Öl- und Gasvorkommen. Trotz Fortschritten bei Klima- und Industriepolitik können Unternehmen der Öl- und Gasbranche zur Zielscheibe von Protest gegen die Erschließung von Kohlenwasserstoffvorkommen werden, der von Interessengruppen wie nationalen, staatlichen und lokalen Regierungen, Aufsichtsbehörden, nicht staatlichen Organisationen, örtlichen Gemeinden und privaten Organisationen ausgehen kann. Dieser Widerstand kann darauf ausgerichtet sein, die Erschließung oder Förderung von Kohlenwasserstoffen in bestimmten Gebieten oder den Transport aus diesen Gebieten zu behindern oder ganz zu unterbinden.

Der Konzern bekennt sich dazu, alle geltenden Sanktionen, die seine Geschäftstätigkeit betreffen, zu beachten und alle erforderlichen Maßnahmen zu ergreifen, um Risiken für seine Geschäftstätigkeit, die sich aus der Verhängung oder Änderung geltender Sanktionsregelungen ergeben, einzudämmen. Es ist jedoch nicht sicher, dass dem Konzern durch die Beachtung geltender Sanktionsregelungen keine wesentlichen Kosten entstehen werden.

Risikomanagement
Wir beobachten laufend die geopolitischen und gesellschaftlichen Entwicklungen, soweit diese für unsere Interessen von Bedeutung sind. Hierbei gewonnene Erkenntnisse fließen in die Festlegung unserer Strategie und entsprechender Maßnahmen mit ein.

Die bedeutenden Investitionen des Konzerns in seine Vermögenswerte in Entwicklungs- und Schwellenländern profitieren von Investitionsschutzgarantien der Bundesrepublik Deutschland. Diese Garantien bieten unter bestimmten Voraussetzungen Schutz für Direktinvestitionen durch deutsche Unternehmen gegen eine Reihe von politischen Risiken, darunter Enteignung, Verstaatlichung, Krieg (einschließlich Bürgerkrieg und sonstiger bewaffneter Auseinandersetzungen) sowie Zahlungsembargos oder Moratorien.

Einflussnahme Dritter

› Der Einfluss des Konzerns auf seine Joint-Venture-Partner kann begrenzt sein.

Sofern der Konzern nicht Betreiber seiner Beteiligungen an Gas- und Ölfeldern ist, ist er von den Geschäftspartnerinnen und -partnern abhängig, die die Betriebsführerschaft innehaben. Die unzureichende Leistung von Geschäftspartnerinnen und -partnern kann so Verluste, Verzögerungen und/oder höhere Kosten bedeuten.

Risikomanagement
Non-Operated Joint Ventures der Wintershall Dea machen einen großen Teil des Geschäfts des Konzerns aus. Auch wenn wir die Rolle des Betreibers absolut respektieren, sind wir der Meinung, dass wir die Verantwortung für den Erfolg oder Misserfolg unserer Joint Ventures mittragen. Wir erfüllen unsere Sorgfaltspflicht, unabhängig davon, ob die Behörden es verlangen.

Die Geschäftseinheiten verfolgen die Leistung der Anlagen und ihres jeweiligen Betreibers. Wir haben einen Workflow eingerichtet, mit dem wir eine einheitliche Vorgehensweise bei der Einflussnahme auf Joint Ventures sicherstellen. Dazu gehören Betreiberbewertungen und Stakeholder-Analysen sowie Chancen und Risiken und deren Eindämmung. Auf dieser Grundlage legt das verantwortliche Asset-Team Schwerpunkte fest, die als wesentlich erachtet werden und von Wintershall Dea beeinflusst werden können. Diese werden regelmäßig überprüft. Unsere Unternehmenseinheit „Joint Venture Influencing" unterstützt die Asset-Teams bei der Optimierung der Leistung. Diese Einheit bündelt sämtliche Joint-Venture-Influencing-Aktivitäten des Konzerns und bietet Leitlinien, Service, Unterstützung, Beratung und Qualitätssicherung.

Anlagen/Bohrungen

› Der Konzern ist den Kostenrisiken seiner Explorations-, Erschließungs- und Produktionsaktivitäten ausgesetzt.

Einige der Entwicklungsprojekte erforderten und erfordern weiterhin aufgrund von Komplexität oder Umfang der Projekte und/oder rauer Umweltbedingungen erhebliche Investitionen. Der Konzern muss außerdem erhebliche laufende Kosten für den Betrieb sowie die Optimierung,

Inspektion, Wartung und Reparatur seiner Anlagen aufwenden.

Mit dem Abschätzen der Kosten für Explorations-, Erschließungs- und Produktionsaktivitäten ist ein erhebliches Risiko verbunden. Maßgeblich sind hier inhärente Unsicherheiten in Verbindung mit Bohrungen in neuen Formationen, angetroffenen Flüssigkeitszusammensetzungen sowie der technischen Komplexität im Zusammenhang mit dem Bau und dem Betrieb von Bohrungen und Anlagen. Weiterhin könnten geplante Produktionsziele zum Beispiel aufgrund temporärer Produktionsstopps oder -einschränkungen nicht erreicht werden.

Risikomanagement
Wir wenden festgelegte Unternehmensprozesse an, um unsere unternehmensweiten Qualitätsstandards entlang der gesamten E&P-Wertschöpfungskette sicherzustellen.

Wir setzen verfügbare Technologien ein, die die Produktion wirtschaftlich steigern und verbessern, die Kosten senken und die Risiken mindern. Unser Digital Team entwickelt bei Bedarf IT-Lösungen mit. Darüber hinaus ist unser Technology Service Center das Kompetenzzentrum für Reservoir Services und Production Services entlang der gesamten E&P-Wertschöpfungskette. Wir bieten ein Portfolio an Analysen und Lösungen, mit denen vor allem die Bewertung von Lagerstätten und installierten Anlagen sowie die Optimierung von Betrieb und Förderung unterstützt werden.

Subsurface

› Dem Konzern könnten bei der konkreten Einschätzung von Reserven und Ressourcen Fehler unterlaufen.

Reserven sind jene Mengen an Erdöl und Erdgas, von denen anzunehmen ist, dass sie aus bekannten Kohlenwasserstoffansammlungen kommerziell förderbar sind. Reservenschätzungen können sich im Zeitablauf positiv wie negativ verändern und insofern die laufenden Abschreibungen und den Wert der Aktiva des Unternehmens beeinflussen. Grundsätzlich basieren die Schätzungen der wirtschaftlich förderbaren Öl- und Gasreserven auf verschiedenen Faktoren und Annahmen, die zum Zeitpunkt der Einschätzung getroffen worden sind. Dies umfasst insbesondere geologische und technische Schätzungen, die Produktion der Felder, die unterstellten Effekte staatlicher Regulierung sowie die Schätzung zukünftiger Öl- und Gaspreise und Kosten, die alle erheblich von den tatsächlichen Werten abweichen können.

Die beschriebenen Unsicherheiten können dazu führen, dass die künftige tatsächliche Produktion über- oder unterschätzt wird.

Es kann auch erforderlich sein, Bohrungen zu verkleinern, zu verzögern oder abzubrechen beziehungsweise die Produktion zu drosseln oder ganz einzustellen, und zwar aufgrund verschiedener Faktoren wie unerwarteter Bohrbedingungen oder ungünstiger Lagerstätteneigenschaften, zum Beispiel durch schwierige Druckverhältnisse.

Risikomanagement
Die Qualität der Buchungen von Reserven und Ressourcen auf Unternehmensebene wird durch ein unabhängiges, eigenes Expertenteam anhand von definierten Geschäftsprozessen sichergestellt. Im Zuge dieser Qualitätssicherung werden unsere Reserven und bedingten Ressourcen auch von unabhängigen externen Prüfern bewertet.

Recht/Verträge

› Der Konzern ist Risiken ausgesetzt, die sich aus bestehenden und künftigen Verträgen ergeben.

Der Konzern ist an verschiedenen Verträgen beteiligt, darunter Production-Sharing-Verträge, Joint-Operating-Vereinbarungen und Kaufverträge. Diese Verträge bergen verschiedene Risiken, die sich nachteilig auf das Geschäft des Konzerns auswirken könnten, wie zum Beispiel versteckte Nachteile, Eventualverbindlichkeiten, Preisanpassungs- oder Entschädigungsklauseln sowie Streitigkeiten über bestimmte Vertragsbedingungen. Der Konzern könnte auch Verpflichtungen nicht erfüllen oder gegen definierte Covenants verstoßen, die sich aus diesen Verträgen ergeben.

Es kann zu Meinungsverschiedenheiten über bestimmte Vertragsklauseln kommen, die letztlich zu Rechtsstreitigkeiten führen könnten. Schadenersatzforderungen können beträchtlich sein, und es können erhebliche Kosten für die Rechtsverteidigung anfallen.

Risikomanagement
Das Management von Vertragsrisiken umfasst alle notwendigen Schritte, um vertragliche Pflichten zu erfüllen und vertragliche Rechte durchzusetzen. Verträge können auch dazu dienen, Risiken im Zusammenhang mit Erstattungs- und Entschädigungsklauseln zu mindern.

WEITERE CHANCEN- UND RISIKOFAKTOREN

Gesundheit, Sicherheit und Umwelt (HSE)

› Der Konzern ist durch seine internationalen Aktivitäten inhärenten HSE-Risiken ausgesetzt.

Die geografische Verteilung unserer Betriebe und Anlagen in Verbindung mit der technischen und betrieblichen Komplexität unserer Betriebsabläufe birgt zahlreiche HSE-Risiken, die zu schweren Unfällen führen können. Auch die Auswirkungen von Naturkatastrophen, sozialen Unruhen und weltweiten Pandemien können unsere betriebliche Kontinuität gefährden und sich negativ auf unsere Finanzergebnisse auswirken.

Darüber hinaus rückt das Sabotagerisiko aufgrund der jüngsten Ereignisse, wie zum Beispiel der Beschädigung von Infrastruktur in der Ostsee, stärker in den Fokus. Der Konzern ist nur für eigenes Eigentum in den Ländern verantwortlich, in denen er tätig ist. Wintershall Dea hat keine direkte Kontrolle über kritische Offshore-Pipeline-Infrastrukturen. Allerdings könnte das Risiko einer Beschädigung der zentralen Energie-infrastruktur durch Sabotage den Gasexport über bestimmte Pipelines einschränken oder ganz verhindern. Die Risiken für kritische Infrastrukturen werden ermittelt und bewertet, und es werden Maßnahmen geprüft, um die Auswirkungen einer Unterbrechung zu verringern.

Risikomanagement

Wintershall Dea bekennt sich ausdrücklich zu einer führenden Position in Bezug auf HSEQ (Gesundheit, Sicherheit, Umwelt, Qualität). Für Wintershall Dea haben die Gesundheit und Sicherheit der Menschen, die für und mit uns arbeiten, der Schutz der Umwelt und das Wohlergehen der Gemeinden, in denen wir tätig sind, einen sehr hohen Stellenwert. Unsere globalen HSEQ-Rahmenbedingungen helfen uns, unsere Mitarbeitenden, unsere Geschäftsaktivitäten und unsere Reputation gegen drohende oder bestehende Risiken zu schützen. Wir wollen stets einen proaktiven und strategischen Ansatz verfolgen, der auf das globale Risikoprofil der Wintershall Dea abgestimmt ist und unsere operativen Aktivitäten unterstützt.

Zusätzlich zu unserer übergeordneten HSEQ-Leitlinie haben wir funktionale Anforderungen, die unternehmensweit gelten und die Einhaltung von Gesetzen und Vorschriften auf lokaler, regionaler und globaler Ebene klar verlangen.

Unser vertrauensvolles Arbeitsumfeld, das von offener und transparenter Kommunikation und positivem Fehler-management geprägt ist, sehen wir als wegweisend für unsere HSEQ-Kultur. Unsere Führungskräfte sind darin geschult, ihre Rolle für HSEQ zu verstehen und im Einklang mit unseren HSEQ-Grundsätzen zu handeln.

HSEQ-Risikomanagement: Der Wintershall Dea - Konzern setzt sich aktiv für die Sicherheit aller Personen ein, die in seinen Betrieben arbeiten, indem er Gesundheits- und Sicherheitsstandards aufstellt, Sicherheitsmaßnahmen anwendet, Gesundheits- und Sicherheitsrisiken durch interne und externe Kontrollen überwacht und andere Maßnahmen ergreift.

Bei nicht eigenoperierten Anlagen, Aktivitäten und Stand-orten wollen wir unsere HSEQ-Erwartungen vermitteln und streben danach, vergleichbare Standards zu erreichen. Aktives Engagement für HSEQ-Themen in unseren Joint-Venture-Unternehmen durch etablierte Praktiken wie Wissensaustausch, Partner-Audits und Nachbereitung der Ergebnisse sind dabei sehr wichtig.

Vermeidung von schweren Unfällen: Wir setzen auf aktives Barrieremanagement, um die Anlagenintegrität (einschließlich der Integrität von Bohrungen, Anlagen und Leitungen) und Prozesssicherheit in allen Phasen des Lebenszyklus sicherzustellen und alle einschlägigen Vorschriften, Gesetze, Standards und branchenspezifischen Best Practices einzuhalten. Wir verfügen über effektive Management-systeme für Anlagenintegrität, die durch die Anwendung mehrerer unabhängiger technischer, betrieblicher und organisatorischer Maßnahmen dafür sorgen, dass die Integrität während des gesamten Lebenszyklus sichergestellt wird. Ein kontinuierlicher Verbesserungsprozess wird umgesetzt, um sicherzustellen, dass erlangte Informationen und erworbene Kenntnisse an die Verantwortlichen für die entsprechende Phase des Lebenszyklus kommuniziert werden, in der die Verbesserung realisiert werden kann.

Reaktion auf Vorfälle und betriebliche Kontinuität: Wir sind stets bestrebt, Menschen, die Umwelt und unsere Vermögenswerte zu schützen. Wir wissen aber auch, dass außergewöhnliche Ereignisse trotzdem eintreten können. Um mögliche Auswirkungen zu minimieren, setzen wir auf klar definierte Strukturen für Krisenmanagement und Gefahrenabwehr in der gesamten globalen Organisation. Unternehmensweit einheitliche Instrumente und Prozesse für

das Krisenmanagement gewährleisten einen systematischen Ansatz und fördern die effektive Zusammenarbeit im gesamten Unternehmen. Um das Bewusstsein der Mitarbeitenden für Risiken zu schärfen und sie auf mögliche Notfallsituationen vorzubereiten, werden regelmäßige Schulungen durchgeführt.

Unser Business Continuity Management hilft uns, zeitkritische Prozesse zu identifizieren und Notfallpläne für bestimmte Szenarien zu erstellen, um die schnelle Wiederherstellung unseres Betriebs sicherzustellen und auch während einer Unterbrechung weiter Produkte und Dienstleistungen bereitzustellen.

Klimawandel und Energiewende

› Die Aktivitäten des Konzerns können klimabezogenen Risiken unterliegen.

Bei der Kategorisierung der klimabezogenen Risiken und Chancen orientieren wir uns an den Methoden der „Task Force on Climate-related Financial Disclosures" (TCFD) und unterteilen Risiken hauptsächlich in physische und transitorische Risiken (weitere Informationen zu unserer TCFD-Verpflichtung und -Berichterstattung finden sich im Kapitel „Klima und Energie" in unserem Nachhaltigkeitsbericht 2022 [ungeprüft]).

› Transitorische Risiken werden in drei Unterkategorien unterschieden: (1) Markt/Technologie, (2) Politik und Regulierung und (3) Reputation. Die Risiken in der Unterkategorie „Markt/Technologie" beziehen sich auf Veränderungen bei langfristiger Nachfrage und Preisen für Kohlenwasserstoffe, Emissionsrisiken, niedrigere Finanzergebnisse und Aktionärsrenditen sowie das Risiko von „gestrandeten" Vermögenswerten. Die Unterkategorie „Politik und Regulierung" umfasst Risiken in Verbindung mit der Weiterentwicklung der CO_2-Vorschriften, höheren CO_2-Preisen und -Steuern, Rechtsstreitigkeiten, Änderungen der Gesetzgebung, strengeren Vorschriften oder Verboten und steigenden Kosten. In verschiedenen Ländern wurden Klagen eingereicht, um den Druck auf Gesetzgeber und die Branche zu erhöhen. In Deutschland wurde gegen die Wintershall Dea AG geklagt und das Rechtsverfahren ist noch anhängig. In der Unterkategorie „Reputation" bestehen Risiken im Zusammenhang mit erhöhter Besorgnis der Stakeholderinnen und Stakeholder und einem Verlust von Glaubwürdigkeit.
› Physische Risiken beziehen sich auf die Beschädigung von Anlagen, Infrastruktur und Ausrüstung durch extreme Wetterereignisse wie extreme Hitze, schwere Überschwemmungen, Stürme, Wirbelstürme und Waldbrände. Solche Ereignisse können auch mit Betriebsunterbrechungen, Produktionsausfällen und Umweltauswirkungen einhergehen.

Risikomanagement

Entsprechend dem potenziellen spezifischen Risikoereignis will Wintershall Dea geeignete Maßnahmen zum Risiko- und Chancenmanagement und zur Risikominderung ergreifen. Wir unterstützen beispielsweise das Ziel der Europäischen Union, bis 2050 Klimaneutralität zu erreichen. Wir halten die geltenden internationalen und internen Standards, Gesetze und Vorschriften sowie die landesspezifischen Vorschriften ein. Wir haben einen „Energy Transition Pathway" entwickelt (siehe Kapitel „Unser Energy Transition Pathway" im Geschäftsbericht [ungeprüft]) und messbare Ziele festgelegt, um in der Energiewende erfolgreich zu sein. Wir wollen die Treibhausgasemissionen (Scope 1 und 2) unserer Upstream-Aktivitäten – eigenoperierte und fremdoperierte Aktivitäten auf Equity-Share-Basis – bis 2030 auf netto null reduzieren, mit dem Zwischenziel einer Netto-Reduktion um 25 % bis 2025 gegenüber dem Stand von 2020. Wir werden die Methan-Intensität bis 2025 auf unter 0,1 % senken und wir unterstützen die Weltbank-Initiative „Zero Routine Flaring by 2030". Wir streben an, die Netto-Kohlenstoffintensität für Scope 1, 2 und 3 von Treibhausgasemissionen über 2030 hinaus zu überwachen und zu reduzieren. Unser Ansatz zur Erreichung dieser Ziele stützt sich auf vier Säulen: Portfoliooptimierung, Emissionsmanagement, innovative Technologien und Kompensation. Wir unterstützen die weltweiten Bemühungen zur Dekarbonisierung, indem wir ein CCS- und Wasserstoffgeschäft aufbauen, mit dem bis 2040 potenziell 20 bis 30 Millionen Tonnen CO_2 pro Jahr vermieden werden können. Gleichzeitig haben sich Treibhausgasemissionen als einer der Indikatoren des Unternehmens bei Strategie, Geschäftsplanung, Zielsetzung, Entscheidungsfindung und Balance Scorecards etabliert. Wir konzentrieren uns auf Erdgas sowie auf kostengünstige und kohlenstoffarme Vermögenswerte sowie auf die Umsetzung von Energie- und Emissionseffizienzprogrammen und Emissionsminderungsprojekten (siehe Kapitel „Nachhaltigkeit bei Wintershall Dea" im Geschäftsbericht [ungeprüft]). Wir wenden interne CO_2-Bepreisung, Szenarioanalysen und Sensitivitätsprüfungen an und berücksichtigen finanzielle und klimabezogene Aspekte bei Investitionsentscheidungen, um die Widerstandsfähigkeit unseres Portfolios sicherzustellen. Im Bereich der physischen Risiken bewerten wir die potenziellen Auswirkungen auf Anlagen und konzentrieren uns auf die entsprechende Gestaltung der Anlagen, die Umsetzung von HSE-Kampagnen und Schutzmaßnahmen sowie Versicherungsschutz. Wintershall Dea setzt außerdem auf solide Governance und hohes Engagement des Managements für klimabezogene Themen und die Energiewende inklusive der Beteiligung an verschiedenen Nachhaltigkeitsinitiativen und -verbänden. Darüber hinaus streben wir ein hohes Maß an Transparenz und die Implementierung führender Systeme für Berichterstattung und Governance an.

Reservenersatz und -erschließung

› Es besteht die Möglichkeit, dass es dem Konzern nicht gelingt, wirtschaftlich förderbare Öl- und Gasreserven zu finden, zu erwerben, zu erschließen und in Produktion zu bringen.

Der langfristige wirtschaftliche Erfolg des Konzerns hängt von seiner Fähigkeit ab, zusätzliche wirtschaftlich förderbare Öl- und Gasreserven sowie Öl- und Gasressourcen zu finden und zu erschließen oder zu erwerben.

Risikomanagement
Wintershall Dea will das Geschäft des Konzerns sowohl mit organischem als auch mit anorganischem Wachstum ausbauen. Organisches Wachstum bezieht sich auf erfolgreiche Explorationsaktivitäten, das heißt die regionale Analyse von Lagerstätten, den Erwerb von Lizenzen und das Abteufen von Explorationsbohrungen in Formationen, die potenziell kohlenwasserstoffhaltig sind und in Feldesentwicklungen und Produktion münden können. Darüber hinaus bleibt der anorganische Ersatz von Reserven ein wichtiges Element unserer Strategie. Dabei stützen wir uns auf unsere solide Finanzsituation und unser einträgliches Anlagenportfolio. Wir wollen weiter Wert für unsere Aktionärinnen und Aktionäre schaffen und erzielen, Chancen frühzeitig ergreifen und Regionen mit überdurchschnittlicher Attraktivität ermitteln. Wir betreiben außerdem ein aktives Portfoliomanagement, um unser Lizenzportfolio laufend zu optimieren und die Erfolgswahrscheinlichkeit mit den uns zur Verfügung stehenden Mitteln zu steigern.

Der Konzern ist bestrebt, seine Betriebskapazitäten in den Ländern zu erhalten und zu erweitern, in denen er aufgrund der Kenntnisse und Erfahrungen in den Bereichen Exploration, Ingenieurwesen, Projektabwicklung, Lagerstättenmanagement und operative Exzellenz einen Beitrag zur Wertschöpfung leisten kann.

Im Hinblick auf anorganisches Wachstum wollen wir wertsteigernde Investitionen tätigen, wenn sich die Gelegenheit bietet. Dabei liegt unser Fokus mehr auf Förderung und Reserven als auf nicht erschlossenen Ressourcen. Gleichzeitig suchen wir Chancen, unser Portfolio zu optimieren und unsere strategische und finanzielle Flexibilität durch Veräußerungen zu erhöhen.

Außerdem wollen wir durch strategische Partnerschaften und die Zusammenarbeit mit renommierten Partnerinnen und Partnern Zugang zu neuen Projekten bekommen, von regionalen Kompetenzen und Einfluss profitieren und gemeinsam Projekte umsetzen.

Liquidität

› Die Fähigkeit des Konzerns, einen ausreichenden Cashflow zur Finanzierung seiner Geschäftstätigkeit zu generieren, hängt von vielen Faktoren ab, auf die der Konzern keinen Einfluss hat.

Der Konzern benötigt und erwartet auch in Zukunft erhebliche Investitionen in seine Geschäftstätigkeiten, unter anderem in den Bereichen Exploration, Entwicklung, Produktion, Rückbau, Transport und Erwerb von Öl- und Erdgasreserven und -ressourcen, um beispielsweise Rückgänge bei seinen wichtigsten Anlagen auszugleichen und seine Verpflichtungen aus sich verändernden Umweltgesetzen und -vorschriften zu erfüllen.

In den letzten Jahren ist ein Stimmungsumschwung der Anlegerinnen und Anleger zulasten der Rohstoffbranchen, einschließlich der Öl- und Gasförderung, zu verzeichnen. Sollte sich dieser Trend fortsetzen, könnte dies für Unternehmen in diesen Branchen, einschließlich des Wintershall Dea-Konzerns, zu einem eingeschränkten oder ungünstigeren Zugang zu Kapitalmärkten und anderen Finanzierungsquellen führen.

Risikomanagement
Eintretende Risiken, die Cashflow-Schwankungen verursachen, werden im Rahmen unserer Liquiditätsplanung zeitnah erkannt. Vorhersehbare und unvorhergesehene kurzfristige Liquiditätsbedürfnisse können durch unsere liquiden Mittel, unsere syndizierte revolvierende Kreditfazilität in Höhe von bis zu 900 Millionen € und bestehende nicht zugesagte Betriebsmittellinien gedeckt werden.

Der Konzern ist außerdem bestrebt, die Widerstandsfähigkeit des bestehenden Portfolios aufrechtzuerhalten und zu verbessern und geeignete Investitionsentscheidungen zu treffen, um seine übergeordneten strategischen Ziele zu erreichen.

Unser Investment-Grade-Rating ermöglicht uns Zugang zu den Fremdkapitalmärkten. Die Refinanzierungsrisiken werden durch unser ausgewogenes Fälligkeitsprofil gemildert.

Informationstechnologie

› Die IT-Systeme des Konzerns sind dem Risiko des unbefugten Datenzugriffs ausgesetzt.

Der mobile Arbeitsplatz und die Einführung moderner Kommunikations- und Kollaborationsanwendungen bringen ein inhärentes Risiko für den Datenschutz mit sich.

Die Einführung unseres neuen ERP-Systems läuft und führt weiterhin zu Änderungen von Prozessen, Systemen und Verantwortlichkeiten. Damit der Geschäftsbetrieb nicht unterbrochen wird, müssen die Kontrollen schnell an die neuen Gegebenheiten angepasst werden, um wirksam zu bleiben. Solche Veränderungen bergen das Risiko, dass sich Unbefugte durch physische, soziale oder digitale Angriffe Zugriff auf vertrauliche Daten der Wintershall Dea verschaffen. Dies könnte externen Dritten einen Wettbewerbsvorteil verschaffen oder zu Unterbrechungen oder Verzögerungen im Geschäftsbetrieb der Wintershall Dea führen.

Eine Feinabstimmung von Technologie und organisatorischer Ausrichtung – insbesondere mit Blick auf die kompetente Verwendung dieser Technologien durch Mitarbeitende und Partnerinnen und Partner – ist notwendig, um das erforderliche Schutzniveau zu erreichen.

Der Krieg in der Ukraine stellt eine veränderte Bedrohungslage dar und erhöht das Risiko eines unbefugten physischen und logischen Zugriffs auf Daten und Informationssysteme der Wintershall Dea.

Risikomanagement
Nach der Fusion hat Wintershall Dea eine neue moderne IT-Infrastruktur mit hohen Sicherheitsstandards eingeführt, um die Vertraulichkeit, Verfügbarkeit und Integrität der Unternehmensdaten zu gewährleisten. Die globale IT-Abteilung mit einem eigenen Cybersicherheitsteam stellt mit Unterstützung eines externen Informationssicherheitsdienstleisters ein hohes Maß an Cybersicherheit sowohl für die interne Organisation als auch für Dienstleister und unsere Partnerinnen und Partner sicher. Umfassende und verpflichtende Awareness-Kampagnen sensibilisieren alle Mitarbeitenden und Partnerinnen und Partner der Wintershall Dea für mögliche Bedrohungen unserer IT-Systeme und vertraulichen Informationen.

Im Zuge der veränderten Arbeitsweisen haben die IT-Mitarbeitenden sowie die IT-Nutzerinnen und -Nutzer bei Wintershall Dea erkannt, dass sie sich mit Bedrohungen der Cybersicherheit auseinandersetzen müssen. Dies hat zusammen mit neu eingeführten Schutzmaßnahmen zu einer Sensibilisierung geführt und kann das Risiko von Langzeitschäden durch Cyberangriffe deutlich senken.

Im Mai wurde ein Projekt zur Umsetzung eines Konzepts für das Informationsrisikomanagement ins Leben gerufen, das die Einführung eines Informationssicherheitsmanagementsystems (ISMS) zum Ziel hat.

Wir beobachten und bewerten kontinuierlich die aktuelle Bedrohungslage bezüglich des Krieges in der Ukraine und deren Auswirkungen auf unsere Informationssysteme. Maßnahmen zur Risikominderung werden ergriffen.

Lieferkette

› Der Konzern ist Lieferengpässen und Kostensteigerungen ausgesetzt.

Der Konzern könnte mit erheblichen Lieferengpässen konfrontiert werden, die sich auf seine Geschäftstätigkeit und seine finanziellen Kennzahlen auswirken. Das Angebot an Material und Ausrüstung hängt von der Entwicklung des allgemeinen regionalen und globalen Wirtschaftsklimas ab. Darüber hinaus belastet die schwierige demografische Entwicklung das Angebot an Arbeitskräften in den entwickelten Volkswirtschaften, die auf Produktivitätssteigerungen angewiesen sind, um positive Wachstumsraten zu erzielen. Aufgrund der arbeitsintensiven Aufgaben gehört das Segment Wartung und Betrieb zu den am stärksten betroffenen Bereichen im Energiedienstleistungssektor. Die Verfügbarkeit von qualifizierten Arbeitskräften könnte zu einem der potenziellen Engpässe im Energiesektor werden.

Die Inflationsraten sind seit 2021 weltweit in die Höhe geschnellt. Hauptgründe dafür sind der Anstieg der Rohstoffpreise, Engpässe in der Lieferkette, steigende Transportkosten, die wieder anziehende Nachfrage sowie die Auswirkungen des Konflikts in der Ukraine. Die längerfristigen Aussichten für die zugrunde liegenden Inflationsraten werden von der Entwicklung der Kapazitätsreserven und potenziellen „Zweitrunden"-Effekten auf die Lohnentwicklung bestimmt werden, da dies ein potenzieller Faktor für einen höheren Anstieg der Lohnstückkosten ist.

Risikomanagement
Der Konzern hat seine Beobachtung der Markttrends verstärkt. Er hat ermittelt, welche Einkäufe für die Fortführung seiner Geschäftstätigkeit am wichtigsten sind, und die Beschaffungsstrategien kommen regelmäßig auf den Prüfstand. Für einige der größeren projektbezogenen Aufträge hat der Konzern einen aktiven Dialog mit seinen Hauptlieferantinnen und -lieferanten über den Status und die Risiken in deren eigenen Lieferketten aufgenommen.
Die Abteilung Supply Chain der Wintershall Dea hat darüber hinaus einen eigenen Preisinflationsindex entwickelt, um Veränderungen zu verfolgen und die Leistung im Vergleich zum Gesamtmarkt zu messen. Der Konzern arbeitet eng mit Arbeitsagenturen zusammen, um das Risiko eines Arbeitskräftemangels zu mindern und seine hohen HSEQ-Standards aufrechtzuerhalten.

Personal

› Der Konzern ist für eine effektive Geschäftstätigkeit auf qualifiziertes Personal angewiesen.

Neue Mitarbeitende zu gewinnen und bestehendes Fachpersonal zu halten, ist für das weitere Geschäftswachstum des Konzerns von grundlegender Bedeutung. Qualifiziertes Personal wird sowohl in den technischen als auch in den nicht technischen Geschäftsbereichen benötigt. Es ist nicht garantiert, dass es dem Konzern gelingen wird, neues Personal zu gewinnen oder vorhandenes Personal zu halten, das erforderlich ist, um die Expansion des Unternehmens fortzuführen und die Geschäftsstrategie erfolgreich umzusetzen.

Risikomanagement

Wir beurteilen und fördern unsere Mitarbeitenden laufend mit Blick auf unsere geschäftlichen Anforderungen. Eine aktiv gelebte Philosophie der Vielfalt und Inklusion sowie unsere attraktiven Vergütungen und Sozialleistungen machen uns zu einem attraktiven Arbeitgeber.

Compliance

› Der Konzern ist Korruptionsrisiken ausgesetzt.

Der Konzern ist dem Risiko ausgesetzt, gegen Gesetze und Bestimmungen zur Bekämpfung von Korruption zu verstoßen, die in den Ländern gelten, in denen der Konzern sowie seine Geschäftspartnerinnen und -partner geschäftlich tätig sind. Einige der internationalen Standorte, an denen der Konzern aktiv ist, verfügen möglicherweise nicht über ein ausreichend entwickeltes Rechtssystem und sind durch ein hohes Maß an Korruption belastet.

Risikomanagement

Wintershall Dea toleriert keine Form von aktiver oder passiver, direkter oder indirekter Korruption. Wir sind unserer Null-Toleranz-Politik verpflichtet. Die Null-Toleranz-Politik von Wintershall Dea wird gegenüber allen Geschäftspartnerinnen und -partnern zu Beginn der Geschäftsbeziehung und gegebenenfalls auch während der Geschäftsbeziehung deutlich kommuniziert.

Der Konzern verfügt über Richtlinien und Vorschriften, um sicherzustellen, dass Wintershall Dea sowie die Organe der Wintershall Dea, ihre Mitarbeitenden und Dritte, sofern zutreffend, alle rechtlichen, internen und externen Vorschriften, die auf das Unternehmen anwendbar sind, einhalten, indem sie angemessene Maßnahmen ergreifen. Wintershall Dea hat ihre Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter darin geschult, diese Gesetze und Vorschriften zu beachten und bei der Auswahl von neuen Geschäftspartnerinnen und -partnern auch auf deren Compliance-Richtlinien und -Programme zu achten. Die Leitlinien zu Themen wie interne Genehmigungsprozesse für Geschenke und Einladungen sind einzuhalten, und es muss eine Compliance-Due-Diligence-Prüfung der Geschäftspartnerinnen und -partner durchgeführt werden. Dienstleister werden im Vertrag auf den Wintershall Dea-Verhaltenskodex für Lieferanten hingewiesen und zu seiner Einhaltung aufgefordert. Die Compliance-Abteilung führt jährliche Bewertungen der rechtlichen und Compliance-Risiken in allen für das Unternehmen relevanten Risikobereichen durch. Die Risikoanalyse umfasst Befragungen aller Managerinnen und Manager der Geschäfts- und Unternehmenseinheiten zu allen relevanten Themen. In vielen Fällen nehmen andere lokale Abteilungen wie Rechtsabteilung oder Finanzen an diesen Gesprächen teil. Ziel ist die Identifizierung neuer Risiken sowie die Aktualisierung bestehender Risikobewertungen, um vorhandene Abhilfemaßnahmen zu überwachen und das Compliance-Management-System weiterzuentwickeln. Darüber hinaus fließen alle Erkenntnisse aus der Überwachung, insbesondere die Ergebnisse der Abteilungen Group Risk Management und Corporate Audit, in die Risikobewertung ein und umgekehrt. Mitarbeitende und Dritte können über ein im Intranet und auf der Website des Unternehmens zugängliches Hinweisgebersystem mögliche Compliance-Verstöße melden. Die Meldungen können in verschiedenen Sprachen völlig anonym per Telefon oder über eine sichere Website eingereicht werden. Die Compliance-Abteilung überprüft die eingegangenen Meldungen und ergreift gegebenenfalls entsprechende Maßnahmen. Mitarbeitende oder dritte Parteien werden nicht mit Disziplinarmaßnahmen oder anderen negativen Folgen aufgrund der Äußerung berechtigter Bedenken in gutem Glauben konfrontiert, auch nicht, wenn sich diese als falsch erweisen (keine Vergeltungsmaßnahmen).

RECHTSSTREITIGKEITEN UND VERFAHREN

Onshore-Transport

Durch das Urteil des Bundesgerichtshofs vom 5. April 2022 steht endgültig fest, dass der OPAL-Vergleichsvertrag vom 28. November 2016 zwischen der Bundesnetzagentur, der OPAL Gastransport GmbH & Co. KG („OGT"), PAO Gazprom und Gazprom export LLC („OPAL-Vergleichsvertrag"), der die vollständige Vermarktung aller OPAL-Transitkapazitäten ermöglichen sollte, nicht mehr gilt. Folglich gilt für die Vermarktung und den Betrieb der OPAL-Kapazitäten weiterhin die Freistellungsentscheidung aus dem Jahr 2009 mit ihren Kapazitätsbuchungsbeschränkungen für bestimmte Transportkunden. Die OGT prüft derzeit, ob sich die Vorteile der Nichtregulierung vermarkten lassen oder ob OPAL alternativ unter der Regulierung genutzt werden könnte.

Finanzierung der Nord Stream 2 AG

Am 7. Oktober 2020 verhängte die polnische Wettbewerbsbehörde im Zusammenhang mit den Finanzierungsvereinbarungen der Nord Stream 2 AG Bußgelder gegen alle Kreditgeber sowie den alleinigen Eigentümer der Nord Stream 2 AG (in Höhe von 10 % ihres Vorjahresumsatzes) und forderte die Kündigung der Finanzierungsvereinbarungen. Am 21. November 2022 hob das Wettbewerbsgericht in Warschau, Polen, die Entscheidung der Wettbewerbsbehörde in vollem Umfang auf. Gegen diese Entscheidung hat die polnische Wettbewerbsbehörde nun Berufung eingelegt.

Weitere Verfahren

Außerdem sind die Wintershall Dea AG und ihre Beteiligungen regelmäßig als Beklagte oder sonstige Beteiligte an gerichtlichen, schiedsgerichtlichen sowie behördlichen Verfahren beteiligt. Nach derzeitigem Kenntnisstand haben diese Verfahren keine wesentlichen Auswirkungen auf die wirtschaftliche Lage der Wintershall Dea.

Rückstellungen für Rechtsrisiken und Prozesskosten sind in den sonstigen Rückstellungen enthalten und betragen 5 Millionen € im Jahr 2022 (Vorjahr: 6 Millionen €). Weitere Rückstellungen für rechtliche Risiken waren nicht zu berücksichtigen.

D

KONZERNABSCHLUSS

118 — Konzern-Gewinn- und Verlustrechnung
119 — Konzern-Gesamtergebnisrechnung
120 — Konzernbilanz
122 — Konzern-Eigenkapitalveränderungs-rechnung
123 — Konzern-Kapitalflussrechnung
125 — Konzernanhang

118 KONZERN-GEWINN- UND VERLUSTRECHNUNG
119 KONZERN-GESAMTERGEBNISRECHNUNG
120 KONZERNBILANZ
122 KONZERN-EIGENKAPITAL-VERÄNDERUNGSRECHNUNG
123 KONZERN-KAPITALFLUSSRECHNUNG
125 KONZERNANHANG

KONZERN-GEWINN- UND VERLUSTRECHNUNG

Millionen €	Anhang	2022	2021
Umsatzerlöse Gas und Öl	4	18.549	7.611
Sonstige Umsatzerlöse	4	165	193
Ergebnis aus at Equity bewerteten Beteiligungen: Gas und Öl	2	101	83
Ergebnis aus at Equity bewerteten Beteiligungen: Midstream	2	-8	202
Sonstige betriebliche Erträge	4	58	99
		18.866	**8.188**
Produktions- und operative Aufwendungen	5	-10.702	-3.971
Produktionsbezogene Steuern		-221	-123
Abschreibungen		-1.429	-1.456
Nettowertminderungen auf Anlagevermögen	6,12	-1.658	-111
Verlust aus Entkonsolidierung Russland	3	-4.514	—
Explorationsaufwand	7	-102	-134
Allgemeine Verwaltungskosten		-451	-429
		-212	**1.964**
Finanzerträge	9	360	182
Finanzaufwendungen	9	-1.499	-323
		-1.139	**-141**
Gewinn/Verlust (-) vor Steuern		**-1.351**	**1.823**
Ertragsteuern	10	-3.452	-1.230
Nettogewinn/-verlust (-)		**-4.803**	**593**
Nettogewinn/-verlust (-) auf Gesellschafter des Mutterunternehmens entfallend		-4.845	553
Nettogewinn/-verlust (-) auf nachrangige Kapitalgeber entfallend		42	40

118 KONZERN-GEWINN- UND VERLUSTRECHNUNG
119 KONZERN-GESAMTERGEBNISRECHNUNG
120 KONZERNBILANZ
122 KONZERN-EIGENKAPITAL-VERÄNDERUNGSRECHNUNG
123 KONZERN-KAPITALFLUSSRECHNUNG
125 KONZERNANHANG

KONZERN-GESAMTERGEBNISRECHNUNG

Millionen €	2022	2021
Nettogewinn/-verlust (-)	**-4.803**	**593**
Versicherungsmathematische Gewinne/Verluste	121	49
Versicherungsmathematische Gewinne/Verluste von at Equity bewerteten Beteiligungen	—	-1
Erfolgsneutral im Eigenkapital erfasste Erträge und Aufwendungen, die nicht zu einem späteren Zeitpunkt in die Gewinn- und Verlustrechnung umgegliedert werden	**120**	**49**
Unrealisierte Gewinne/Verluste aus Währungsumrechnung	1.349	409
Unrealisierte Gewinne/Verluste aus Währungsumrechnung aus at Equity bewerteten Beteiligungen	228	98
Marktwertänderungen von Derivaten zur Absicherung zukünftiger Zahlungsströme	-126	-547
Marktwertänderungen von Derivaten zur Absicherung zukünftiger Zahlungsströme aus at Equity bewerteten Beteiligungen	55	16
Erfolgsneutral im Eigenkapital erfasste Erträge und Aufwendungen, die zu einem späteren Zeitpunkt in die Gewinn- und Verlustrechnung umgegliedert werden	**1.506**	**-24**
Sonstiges Ergebnis (nach Steuern)	**1.626**	**24**
Gesamtergebnis	**-3.177**	**617**
Gesamtergebnis auf Gesellschafter des Mutterunternehmens entfallend	-3.219	578
Gesamtergebnis auf nachrangige Kapitalgeber entfallend	42	40

118 KONZERN-GEWINN- UND VERLUSTRECHNUNG
119 KONZERN-GESAMTERGEBNISRECHNUNG
120 KONZERNBILANZ
122 KONZERN-EIGENKAPITAL-VERÄNDERUNGSRECHNUNG
123 KONZERN-KAPITALFLUSSRECHNUNG
125 KONZERNANHANG

KONZERNBILANZ

Millionen €	Anhang	31. Dez. 2022	31. Dez. 2021
Aktiva			
Langfristige Vermögenswerte			
Firmenwert	12	2.156	2.435
Vermögenswerte Exploration	12	298	226
Übrige immaterielle Vermögenswerte	12	1.912	2.631
Sachanlagen	12	8.245	9.170
At Equity bewertete Beteiligungen	13	599	2.856
Übrige Finanzanlagen	14	261	13
Finanzforderungen	16	212	1.159
Derivatforderungen	26	26	50
Sonstige Forderungen	17	14	11
Aktive latente Steuern	10	189	234
		13.912	**18.785**
Kurzfristige Vermögenswerte			
Vorräte	15	215	177
Finanzforderungen	16	19	65
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und sonstige Forderungen	17	1.937	1.745
Derivatforderungen	26	405	441
Ertragsteueransprüche	10	24	4
Flüssige Mittel	18	3.089	2.106
Zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte		—	129
		5.690	**4.666**
Summe Aktiva		**19.601**	**23.452**

Millionen €	Anhang	31. Dez. 2022	31. Dez. 2021
Passiva			
Eigenkapital der Gesellschafter des Mutterunternehmens und der nachrangigen Kapitalgeber	19		
Gezeichnetes Kapital		189	189
Kapitalrücklagen		1.386	1.161
Gewinnrücklagen und sonstiges Ergebnis		441	4.976
Eigenkapital der nachrangigen Kapitalgeber		1.525	1.525
		3.541	**7.852**
Langfristige Schulden			
Pensionsrückstellungen	20	371	558
Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen	21	1.954	2.467
Sonstige Rückstellungen	21	124	143
Finanzverbindlichkeiten	22	3.067	4.055
Derivatverbindlichkeiten	26	1.220	988
Ertragsteuerverbindlichkeiten	10	36	27
Sonstige Verbindlichkeiten	23	19	27
Passive latente Steuern	10	1.713	2.198
		8.504	**10.464**
Kurzfristige Schulden			
Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen	21	133	193
Sonstige Rückstellungen	21	299	291
Finanzverbindlichkeiten	22	1.356	575
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige Verbindlichkeiten	23	1.528	1.277
Derivatverbindlichkeiten	26	2.491	2.134
Ertragsteuerverbindlichkeiten	10	1.750	661
Verbindlichkeiten in Verbindung mit als zur Veräußerung gehaltenen Vermögenswerten		—	5
		7.557	**5.136**
Summe Passiva		**19.601**	**23.452**

KONZERN-EIGENKAPITALVERÄNDERUNGSRECHNUNG[1]

				Sonstiges Ergebnis					
Millionen €	Gezeichnetes Kapital Wintershall Dea AG	Kapitalrück-lagen Wintershall Dea AG	Gewinnrück-lagen und Bilanzgewinn	Versicherungs-mathema-tische Gewinne/ Verluste	Währungs-umrechnung	Cashflow Hedges	Anteile der Gesellschafter des Mutter-unternehmens	Anteile der nachrangigen Kapitalgeber	**Summe**
Zum 1. Jan. 2022	189	1.161	6.910	-172	-989	-773	6.327	1.525	**7.852**
Sonstiges Ergebnis	—	—	—	120	1.577	-71	1.626	—	**1.626**
Nettogewinn/ -verlust (-)	—	—	-4.845	—	—	—	-4.845	42	**-4.803**
Gesamtergebnis	—	—	-4.845	120	1.577	-71	-3.219	42	**-3.177**
Kapitalerhöhung/ -herabsetzung	—	224	—	—	—	—	224	—	**224**
Dividenden/Aus-schüttungen	—	—	-1.316	—	—	—	-1.316	-42	**-1.358**
Übrige Ver-änderungen	—	—	1	-1	—	—	—	—	—
Zum 31. Dez. 2022	**189**	**1.386**	**749**	**-52**	**588**	**-844**	**2.016**	**1.525**	**3.541**
Zum 1. Jan. 2021	189	1.161	7.047	-225	-1.496	-241	6.435	—	**6.435**
Sonstiges Ergebnis	—	—	—	49	507	-531	24	—	**24**
Nettogewinn/ -verlust (-)	—	—	553	—	—	—	553	40	**593**
Gesamtergebnis	—	—	553	49	507	-531	578	40	**617**
Kapitalerhöhung/ -herabsetzung	—	—	—	—	—	—	—	1.491	**1.491**
Dividenden/Aus-schüttungen	—	—	-686	—	—	—	-686	-8	**-694**
Übrige Ver-änderungen	—	—	-4	4	—	—	—	2	**2**
Zum 31. Dez. 2021	**189**	**1.161**	**6.910**	**-172**	**-989**	**-773**	**6.327**	**1.525**	**7.852**

[1] Weitere Informationen sind in Textziffer 19 enthalten.

118 KONZERN-GEWINN- UND VERLUSTRECHNUNG
119 KONZERN-GESAMTERGEBNISRECHNUNG
120 KONZERNBILANZ
122 KONZERN-EIGENKAPITAL-VERÄNDERUNGSRECHNUNG
123 KONZERN-KAPITALFLUSSRECHNUNG
125 KONZERNANHANG

KONZERN-KAPITALFLUSSRECHNUNG

Millionen €	2022	2021
Nettogewinn/-verlust (-)	**-4.803**	**593**
Abschreibungen/Wertminderungen/Wertaufholungen	3.127	1.592
Veränderung der Rückstellungen	-37	-21
Veränderung der latenten Steuern	-83	326
Gewinne (-)/Verluste aus dem Abgang von langfristigen Vermögenswerten	136	67
Gewinne (-)/Verluste aus Entkonsolidierung	4.527	—
Sonstige zahlungsunwirksame Erträge/Aufwendungen und Finanzierungskosten	721	-291
Veränderung Nettoumlaufvermögen	105	-504
Veränderungen der Ertragsteuerforderungen und -verbindlichkeiten	1.125	910
Veränderung bei sonstigen Bilanzposten	22	325
Cashflow aus der betrieblichen Tätigkeit	**4.839**	**2.998**
Auszahlungen für immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen	-970	-1.050
Nettoauszahlungen für Akquisitionen	-60	25
Nettoeinzahlungen aus dem Abgang von langfristigen Vermögenswerten/ Desinvestitionen	211	99
Abgehende flüssige Mittel Russland aufgrund von Kontrollverlust	-2.011	—
Auszahlungen für Finanzforderungen	—	-32
Einzahlungen aus Finanzforderungen	—	166
Veränderung von Finanzforderungen aus Cash-Pooling	—	-1
Cashflow aus der Investitionstätigkeit	**-2.831**	**-792**
Einzahlungen in die Kapitalrücklagen	224	—
Kapitaleinlage der nachrangigen Kapitalgeber	—	1.491
Dividendenzahlungen an Gesellschafter	-1.316	-686
Ausschüttungen an nachrangige Kapitalgeber	-42	-8
Einzahlungen aus dem Zugang von Bankverbindlichkeiten	12	55
Auszahlungen für die Tilgung von Bankverbindlichkeiten	-14	-1.896
Rückkauf von Anleihen	-98	—
Veränderungen von Finanzverbindlichkeiten gegenüber nahestehenden Unternehmen (Cash-Pooling)	-114	128
Auszahlungen für die Tilgung von Leasingverbindlichkeiten	-34	-59
Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit	**-1.382**	**-975**

Millionen €	2022	2021
Zahlungswirksame Veränderung der flüssigen Mittel	**626**	**1.230**
Einfluss von Änderungen des Wechselkurses und sonstigen zahlungsunwirksamen Änderungen	357	55
Flüssige Mittel zum Beginn der Berichtsperiode	**2.106**	**821**
Flüssige Mittel zum Ende der Berichtsperiode	**3.089**	**2.106**
Ergänzende Informationen zum Cashflow aus der betrieblichen Tätigkeit		
Gezahlte Ertragsteuern (abzüglich Erstattungen)	-2.348	70
Gezahlte Zinsen[1]	-55	-56
Erhaltene Zinsen	160	51
Erhaltene Dividenden Gas und Öl	3	28
Erhaltene Dividenden Midstream	92	139

[1] Beinhaltet aktivierte Fremdkapitalkosten in Höhe von -23 Millionen € (2021: -19 Millionen €), die als Teil der Auszahlungen für immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen im Cashflow aus der Investitionstätigkeit gezeigt werden.

118 KONZERN-GEWINN- UND VERLUSTRECHNUNG
119 KONZERN-GESAMTERGEBNISRECHNUNG
120 KONZERNBILANZ
122 KONZERN-EIGENKAPITAL-VERÄNDERUNGSRECHNUNG
123 KONZERN-KAPITALFLUSSRECHNUNG
125 KONZERNANHANG

KONZERNANHANG

1 – ZUSAMMENFASSUNG DER RECHNUNGSLEGUNGSGRUNDSÄTZE

Allgemeine Angaben

Wintershall Dea AG ist eine Aktiengesellschaft deutschen Rechts, eingetragen beim Amtsgericht Lüneburg unter der Registernummer HRB 209823.

Der Gesellschaftssitz ist in Celle, Niedersachsen, Deutschland. Die Hauptverwaltungen sind in Kassel (Friedrich-Ebert-Straße 160, 34119 Kassel) und Hamburg (Überseering 40, 22297 Hamburg), Deutschland. Die Geschäftstätigkeit ist die Exploration und Produktion von Erdgas, Rohöl und sonstigen Rohstoffen, zusammen mit den entstehenden Produkten und Nebenprodukten und der Handel aller dieser Rohstoffe und Waren, sowie der Betrieb von Erdgaspipelinesystemen. Der vorliegende Konzernabschluss ist am 17. Februar 2023 vom Vorstand der Wintershall Dea AG zur Veröffentlichung freigegeben worden. Der Konzernabschluss wird beim Betreiber des Bundesanzeigers elektronisch eingereicht und nach Einreichung im Bundesanzeiger bekannt gemacht.

Der Konzernabschluss der Wintershall Dea AG umfasst den Zeitraum 1. Januar bis 31. Dezember 2022.

Basis der Rechnungslegung

Der Konzernabschluss der Wintershall Dea AG und ihrer Tochterunternehmen („Wintershall Dea" oder der „Konzern") wurde nach den International Financial Reporting Standards (IFRS) des International Accounting Standards Board (IASB), wie sie in der Europäischen Union (EU) anzuwenden sind, und den ergänzend nach § 315e Abs. 1 HGB anzuwendenden handelsrechtlichen Vorschriften aufgestellt. Die Anwendung der IFRS erfolgt grundsätzlich erst, nachdem sie durch die Europäische Union anerkannt wurden. Alle für das Berichtsjahr 2022 verbindlichen IFRS und Verlautbarungen des International Financial Reporting Interpretations Committee (IFRIC) wurden angewendet.

Der Abschluss wird in Euro (€) aufgestellt. Die Beträge einschließlich der Vorjahreszahlen sind grundsätzlich in Millionen Euro (Millionen €) angegeben. Ausnahmen davon sind im Text speziell gekennzeichnet (einzelne Darstellungen in Tausend Euro – Tausend €). Die Darstellung in Millionen € führt nicht zu einem Verlust von Informationen. Aufgrund von Rundungen ist es möglich, dass die Zwischensummen und die Gesamtsummen in Millionen € nicht der Summe der angegebenen Beträge entsprechen. Die Gewinn- und Verlustrechnung wird nach einem modifizierten Umsatzkostenverfahren aufgestellt, wonach auch einige Positionen auf Basis von Aufwandsarten berücksichtigt werden (zum Beispiel Abschreibungen). Um die Klarheit der Darstellung zu verbessern, sind verschiedene Posten der Gewinn- und Verlustrechnung und der Bilanz zusammengefasst. Diese Posten sind im Anhang gesondert ausgewiesen und erläutert.

Der Abschluss wurde unter Anwendung des Anschaffungskostenprinzips erstellt, mit Ausnahme von bestimmten Positionen, die – wie im Abschnitt „Bedeutende Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden" erläutert – mit dem beizulegenden Zeitwert bewertet werden.

Die Abschlüsse der einbezogenen Gesellschaften sind zum Bilanzstichtag des Konzernabschlusses aufgestellt. Die angewandten Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden entsprechen grundsätzlich denen des Vorjahres. Davon ausgenommen sind Änderungen, die sich durch die Anwendung neuer beziehungsweise überarbeiteter Rechnungslegungsstandards ergeben haben.

Konsolidierungsgrundsätze

In den Konzernabschluss werden die Wintershall Dea AG und ihre Tochtergesellschaften, über die sie Beherrschung ausübt, einbezogen. Der Konsolidierungskreis basiert auf der Anwendung der Standards IFRS 10 und 11. Nach IFRS 10 besteht ein Konzern aus einem Mutterunternehmen und seinen Tochterunternehmen, die von dem Mutterunternehmen beherrscht werden. Die Wintershall Dea beherrscht ein Beteiligungsunternehmen, wenn sie schwankenden Renditen aus ihrem Engagement in dem Beteiligungsunternehmen ausgesetzt ist bzw. Anrechte auf diese besitzt und die Fähigkeit hat, diese Renditen mittels ihrer Verfügungsgewalt über das Beteiligungsunternehmen zu beeinflussen. Eine Tochtergesellschaft wird entkonsolidiert, sobald die Beherrschung nicht mehr vorliegt.

Nach IFRS 11, der die Bilanzierung von gemeinschaftlichen Vereinbarungen (Joint Arrangements) regelt, wird zwischen Gemeinschaftsunternehmen (Joint Ventures) und gemeinschaftlichen Tätigkeiten (Joint Operations) unterschieden. Im Falle von Joint Ventures besitzen die Parteien, die die gemeinschaftliche Führung über die Vereinbarung ausüben, Rechte am Nettovermögen der Vereinbarung. Bei Joint Operations haben die gemeinschaftlich beherrschenden Parteien unmittelbare Rechte an den der Vereinbarung zuzurechnenden Vermögenswerten und Verpflichtungen für deren Schulden. Bei Gesellschaften, die nach der Analyse der Corporate-Governance-Strukturen als Joint Arrangement eingestuft werden, wird untersucht, ob die Kriterien für ein Joint Venture oder für eine Joint Operation gemäß IFRS 11 vorliegen. Sofern die Strukturierung mittels eines eigenständigen Vehikels erfolgt, werden dessen Rechtsform, die sonstigen vertraglichen Vereinbarungen sowie alle übrigen Fakten und Begleitumstände geprüft. Es bestehen gemeinschaftliche Vereinbarungen im Rahmen der Entwicklungs- und Produktionstätigkeit sowie im Midstream-Geschäft.

Als assoziiert gelten Unternehmen, bei denen ein maßgeblicher Einfluss auf die Geschäfts- und Finanzpolitik ausgeübt werden kann und bei denen es sich nicht um Tochterunternehmen, Joint Ventures oder Joint Operations handelt. In der Regel liegt ein Kapitalanteil zwischen 20 % und 50 % vor. Solche Beteiligungen werden nach der Equity-Methode im Konzernabschluss bilanziert und zu Anschaffungskosten angesetzt. Im Rahmen der Folgebilanzierung werden die Buchwerte der at Equity bewerteten Beteiligungen um die anteiligen Nettoergebnisse, das sonstige Ergebnis sowie ausgeschüttete Dividenden erhöht beziehungsweise vermindert. Die anteiligen Nettoergebnisse werden unterteilt nach Gas und Öl sowie Midstream als separate Zeilen in der Gewinn- und Verlustrechnung ausgewiesen.

In den Konzernabschluss werden neben der Wintershall Dea AG alle wesentlichen Tochterunternehmen voll und bis zum 30. November 2022 eine Joint Operation anteilsmäßig einbezogen. Gesellschaften mit ruhender oder nur geringer Geschäftstätigkeit, die für die Vermittlung eines den tatsächlichen Verhältnissen entsprechenden Bildes der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage nur von untergeordneter Bedeutung sind, werden nicht konsolidiert, sondern unter „übrige Finanzanlagen" ausgewiesen. Diese Gesellschaften werden zu fortgeführten Anschaffungskosten bewertet und bei Wertminderung abgeschrieben. Die Summe des Vermögens sowie des Eigenkapitals dieser Gesellschaften beträgt weniger als 2,5 % des korrespondierenden Konzernwerts.

Die in den Konzernabschluss einbezogenen Abschlüsse der in- und ausländischen Unternehmen werden nach den hier beschriebenen einheitlichen Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden aufgestellt. Bei den nach der Equity-Methode bilanzierten Gesellschaften werden bei wesentlichen Bewertungsabweichungen, die aus der Anwendung abweichender Rechnungslegungsgrundsätze resultieren, Anpassungen vorgenommen.

Aufwendungen und Erträge sowie Forderungen und Verbindlichkeiten zwischen den konsolidierten Unternehmen werden voll, bei Joint Operations anteilig eliminiert. Zwischenergebnisse werden herausgerechnet, soweit sie nicht von untergeordneter Bedeutung sind. Im Rahmen der Kapitalkonsolidierung werden die Beteiligungsbuchwerte an den Tochterunternehmen mit dem anteiligen Eigenkapital dieser Tochterunternehmen verrechnet.

Nach IFRS 3 bemessen sich die Anschaffungskosten einer Akquisition nach den beizulegenden Zeitwerten der erworbenen Vermögenswerte und übernommenen Schulden zum Erwerbszeitpunkt. Die bei einem Unternehmenszusammenschluss erworbenen, identifizierbaren Vermögenswerte sowie die übernommenen Schulden (einschließlich Eventualverbindlichkeiten) werden erstmalig mit ihren beizulegenden Zeitwerten zum Erwerbszeitpunkt bewertet, unabhängig vom Umfang etwaiger nicht beherrschender Anteile. Zum Schluss erfolgt ein Vergleich der Anschaffungskosten mit dem beizulegenden Zeitwert des anteiligen erworbenen Nettovermögens. Dabei entstehende positive Unterschiedsbeträge werden als Firmenwerte aktiviert. Negative Unterschiedsbeträge werden sofort ergebniswirksam erfasst.

Die Anschaffungsnebenkosten eines Unternehmenszusammenschlusses werden in den allgemeinen Verwaltungskosten ergebniswirksam erfasst. Die Ergebnisse der im Laufe des Jahres erworbenen oder veräußerten Tochterunternehmen werden vom Erwerbszeitpunkt an beziehungsweise bis zu ihrem Abgangszeitpunkt in die Gewinn- und Verlustrechnung des Konzerns einbezogen.

Währungsumrechnung

In den Einzelabschlüssen der Gesellschaften werden Transaktionen in fremder Währung mit dem Kurs zum Zeitpunkt des Zugangs umgerechnet. Monetäre Fremdwährungsposten werden zu jedem Bilanzstichtag mit den dann gültigen Stichtagskursen umgerechnet. Bis zum Bilanzstichtag eingetretene Kursgewinne und -verluste werden ergebniswirksam im Finanzergebnis erfasst.

Die Umrechnung der Abschlüsse von Gesellschaften, bei denen die funktionale Währung von der Darstellungswährung des Konzerns (Euro) abweicht, erfolgt nach der Stichtagskursmethode. Dabei werden die Bilanzposten am Bilanzstichtag zu aktuellen Stichtagskursen (Tagesmittelkursen) in die Darstellungswährung umgerechnet. Differenzen gegenüber der Vorjahresumrechnung werden erfolgsneutral im sonstigen Ergebnis erfasst. Aufwands- und Ertragsposten werden grundsätzlich mit Jahresdurchschnittskursen umgerechnet. Differenzen aus der Anwendung von Durchschnittskursen gegenüber aktuellen Stichtagskursen werden ebenso im sonstigen Ergebnis erfasst.

AUSGEWÄHLTE WECHSELKURSE

	Stichtagskurse € 1 =		Durchschnittskurse € 1 =	
	31. Dez. 2022	31. Dez. 2021	2022	2021
Ägyptisches Pfund (EGP)	26,44	17,82	20,17	18,57
Argentinischer Peso (ARS)	189,15	116,49	137,07	112,52
Mexikanischer Peso (MXN)	20,86	23,14	21,19	23,98
Norwegische Krone (NOK)	10,51	9,99	10,10	10,16
Russischer Rubel (RUB)	78,43	85,30	73,82	87,16
US-Dollar (USD)	1,07	1,13	1,05	1,18

Änderungen in der Rechnungslegung

Der International Accounting Standards Board (IASB) hat die folgenden Änderungen an bestehenden International Financial Reporting Standards (IFRS) verabschiedet, die ab dem 1. Januar 2022 anzuwenden sind.

Amendments to IFRS 3 (2020) „Reference to the Conceptual Framework“
Amendments to IAS 16 (2020) „Property, Plant and Equipment — Proceeds before Intended Use“
Amendments to IAS 37 (2020) „Onerous Contracts – Cost of Fulfilling a Contract“
Amendments to Annual Improvements 2018 – 2020 (2020)

Die Änderungen hatten keine wesentliche Auswirkung auf den Konzernabschluss der Wintershall Dea.

Neue Rechnungslegungsvorschriften

Der IASB hat weitere Standards sowie Änderungen an Standards verabschiedet, die für das am 1. Januar 2022 beginnende Berichtsjahr noch nicht in der EU verpflichtend anzuwenden sind. In einigen Fällen sind sie noch nicht von der EU anerkannt.

	Datum des Inkrafttretens (IASB)
IFRS 17 (2017) „Insurance Contracts" including Amendments to IFRS 17 (2020)	1. Januar 2023
Amendments to IAS 1 (2020) „Classification of Liabilities as Current or Non-current"	1. Januar 2024
Amendments to IAS 1 (2021) „Disclosure of Accounting Policies"	1. Januar 2023
Amendments to IAS 8 (2021) „Definition of Accounting Estimates"	1. Januar 2023
Amendments to IAS 12 (2021) „Deferred Tax related to Assets and Liabilities arising from a Single Transaction"	1. Januar 2023
Amendments to IFRS 17 (2021) „Initial Application of IFRS 17 and IFRS 9 - Comparative Information"	1. Januar 2023
Amendments to IFRS 16 (2022) „Lease Liability in a Sale and Leaseback"	1. Januar 2024

Die Auswirkungen der neuen Standards und Standardänderungen auf den Wintershall Dea-Konzernabschluss werden derzeit geprüft. Es werden keine wesentlichen Auswirkungen erwartet.

Bedeutende Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden

Ertragsrealisierung

Erlöse werden erfasst, wenn durch Übertragung eines zugesagten Guts oder einer zugesagten Dienstleistung auf einen Kunden eine Leistungsverpflichtung erfüllt wird. Das Kriterium der Übertragung ist erfüllt, wenn der Kunde die Verfügungsgewalt über den Vermögenswert erlangt. Die Bewertung erfolgt mit dem der jeweiligen Leistungsverpflichtung zugeordneten Transaktionspreis.

Bei Wintershall Dea umfassen die Umsatzerlöse im Wesentlichen Gas- und Ölverkäufe. Die Realisierung der Gas- und Ölumsätze erfolgt zum Zeitpunkt der Übergabe am vertraglich vereinbarten Ort der Lieferung. Dies ist in der Regel der Fall, wenn Erdöllieferungen den Beladepunkt eines Tankers oder, im Falle des Transports von Gas und Öl via Pipeline, einen vereinbarten Übergabepunkt passieren.

Die Aufwendungen und Erträge bei Erdgas- und Erdölkonzessionen werden häufig über Explorations- und Produktionsteilungsverträge zwischen dem Staat und einem oder mehreren Entwicklungs- und Produktionsunternehmen nach definierten Schlüsseln aufgeteilt. Die aus diesen Verträgen zustehenden Erlöse werden als Umsatzerlöse ausgewiesen.

Strategische Zukäufe und Weiterverkäufe von Gas und Öl (Handelsaktivitäten) werden brutto in den Aufwendungen für Handelswaren sowie in den Umsatzerlösen ausgewiesen. Weitere Handelsaktivitäten mit dem Ziel der Verbesserung der Marge sowie die Handelsgeschäfte der russischen Tochtergesellschaft YRGM Trading werden nach Abzug der Kosten netto in den Umsatzerlösen gezeigt.

Mit Anwendung der Vereinfachungsregelung des IFRS 15 passt der Konzern den zugesagten Betrag der Gegenleistung nicht an die Auswirkungen einer wesentlichen Finanzierungskomponente an, wenn bei Vertragsbeginn erwartet wird, dass der Zeitraum zwischen der Übertragung der zugesagten Waren oder der Dienstleistung an den Kunden und dem Zeitpunkt, zu dem erwartet wird, dass der Kunde für diese Waren oder die Dienstleistungen bezahlt, ein Jahr oder weniger beträgt.

Ertragsteuern

Steuerpositionen werden unter Berücksichtigung der jeweiligen lokalen Steuergesetze sowie der einschlägigen Verwaltungsauffassungen ermittelt und unterliegen wegen ihrer Komplexität möglicherweise einer abweichenden Interpretation durch Steuerpflichtige einerseits und lokale Finanzbehörden andererseits. Unterschiedliche Auslegungen von Steuergesetzen können zu nachträglichen Steuerzahlungen für vergangene Jahre führen und werden in die Betrachtungen des Managements einbezogen.

Nach der Verbindlichkeitsmethode (Liability Method) werden aktive und passive latente Steuern mit der künftigen Steuerwirkung angesetzt, die sich aus den Unterschieden zwischen bilanziellen und steuerlichen Wertansätzen von Aktiv- und Passivposten ergibt. Dies umfasst ebenso die abweichenden Wertansätze, die sich aus Unternehmenserwerben ergeben, mit Ausnahme von Firmenwerten.

Die Berechnung der latenten Steueransprüche und Steuerschulden erfolgt mit den jeweiligen landesspezifischen Steuersätzen, die für die Periode gelten, in der ein Vermögenswert realisiert oder eine Schuld erfüllt wird. Am oder vor dem Bilanzstichtag beschlossene beziehungsweise weitgehend beschlossene Steuersatzänderungen werden berücksichtigt.

Aktive latente Steuern werden angesetzt, wenn künftig ausreichend steuerpflichtiges Einkommen zur Verfügung steht. Dabei werden unter anderem die geplanten Ergebnisse aus der operativen Geschäftstätigkeit, die Ergebniswirkungen aus der Umkehrung von zu versteuernden temporären Differenzen sowie mögliche Steuerstrategien miteinbezogen.

Auf Basis des geplanten künftigen steuerpflichtigen Einkommens beurteilt Wintershall Dea zu jedem Bilanzstichtag die Werthaltigkeit von aktiven latenten Steuern. Ausgehend von dem steuerpflichtigen Einkommen früherer Jahre und dem zukünftig erwarteten steuerpflichtigen Einkommen für die Perioden, in denen die aktiven latenten Steuern zu Steuerentlastungen führen, hält es Wintershall Dea für wahrscheinlich, dass die ausgewiesenen aktiven latenten Steuern genutzt werden können. Da künftige Geschäftsentwicklungen unsicher sind, sind Annahmen zur Schätzung von künftigem steuerpflichtigen Einkommen sowie über den Zeitpunkt der Realisierung von aktiven latenten Steuern erforderlich. Schätzungen werden in der Periode angepasst, in der ausreichende Hinweise für eine Anpassung vorliegen.

Latente Steueransprüche und latente Steuerschulden werden saldiert, sofern diese gegenüber der gleichen Steuerbehörde bestehen und die gleiche Fristigkeit aufweisen.

IFRIC 23 stellt die Anwendung von Ansatz- und Bewertungsvorschriften des IAS 12 klar, wenn Unsicherheit bezüglich der ertragsteuerlichen Behandlung besteht. Für den Ansatz und die Bewertung sind Schätzungen und Annahmen zu treffen, zum Beispiel, ob eine Einschätzung gesondert oder zusammen mit anderen Unsicherheiten vorgenommen wird, ein wahrscheinlicher oder erwarteter Wert für die Unsicherheit herangezogen wird und ob Änderungen im Vergleich zur Vorperiode eingetreten sind. Das Entdeckungsrisiko ist für die

Bilanzierung unsicherer Bilanzpositionen unbeachtlich. Die Bilanzierung erfolgt unter der Annahme, dass die Steuerbehörden den fraglichen Sachverhalt untersuchen und ihnen alle relevanten Informationen vorliegen. Es ergeben sich keine wesentlichen Auswirkungen auf den Konzernabschluss von Wintershall Dea.

Veränderungen von latenten Steuern in der Bilanz werden als latenter Steueraufwand/-ertrag erfasst, sofern der zugrunde liegende Sachverhalt ebenfalls in der Gewinn- und Verlustrechnung erfasst wird. Für die im Eigenkapital abgebildeten Effekte werden die Veränderungen der latenten Steueransprüche und Steuerschulden ebenfalls ergebnisneutral erfasst.

Immaterielle Vermögenswerte

Immaterielle Vermögenswerte umfassen Firmenwerte, aktivierte Explorationsausgaben und sonstige immaterielle Vermögenswerte, wie beispielsweise Nutzungsrechte in der Produktionsphase sowie kaufmännische und technische Software.

Die Explorationsphase umfasst den Zeitraum nach Erhalt von Explorationsrechten bis zu deren Auslaufen beziehungsweise bis zum Nachweis der technischen Durchführbarkeit einer Feldesentwicklung und der wirtschaftlichen Förderbarkeit. Die während dieser Phase aktivierten Explorationsausgaben umfassen beispielsweise Konzessionserwerbskosten, Lizenzen und Rechte zur Exploration sowie Explorationsbohrungen. Explorationsbohrungen werden mit ihren historischen Anschaffungskosten oder Herstellungskosten nach der Successful-Efforts-Methode bilanziert; das heißt, die für Explorationsbohrungen anfallenden Ausgaben werden grundsätzlich nur dann aktiviert, wenn die Bohrungen erfolgreich waren, also insbesondere zur Entdeckung von Rohöl- und Gasvorkommen geführt haben. Aufwendungen für geologische und geophysikalische Untersuchungen werden grundsätzlich im Explorationsaufwand erfasst. Sobald die technische Durchführbarkeit sowie die ökonomische Realisierbarkeit nachgewiesen werden kann, werden die Explorationsbohrungen in das Sachanlagevermögen sowie die Nutzungsrechte der Exploration in die sonstigen immateriellen Vermögenswerte umgegliedert. Während der Explorationsphase werden die aktivierten Explorationsausgaben nicht planmäßig abgeschrieben. Mindestens einmal im Jahr werden alle aktivierten Explorationsbohrungen in Bezug auf ökonomische, technische und strategische Gesichtspunkte betrachtet, um zu entscheiden, ob eine Entwicklung weiterhin vorgesehen ist. Wenn dies nicht der Fall ist, werden die aktivierten Explorationsausgaben für diese Bohrung ausgebucht. Die planmäßige Abschreibung erfolgt mit Produktionsbeginn nach der Unit-of-Production-Methode (siehe Sachanlagen). Aktivierte Explorationsbohrungen, bei denen keine Reserven nachgewiesen werden konnten, werden als Anlagenabgang im Explorationsaufwand ausgewiesen.

Die sonstigen immateriellen Vermögenswerte weisen eine bestimmbare Nutzungsdauer auf und werden daher planmäßig linear beziehungsweise produktionsabhängig abgeschrieben. Die Nutzungsdauer von Konzessionen und sonstigen Nutzungsrechten entspricht der vertraglichen Laufzeit beziehungsweise umfasst den Zeitraum bis zum Ende der wirtschaftlichen Förderung. Software für kaufmännische und technische Anwendungen wird linear über 2 bis 10 Jahre abgeschrieben. Die Nutzungsdauern sowie die Abschreibungsmethoden unterliegen einer jährlichen Überprüfung.

Der immaterielle Vermögenswert aus dem Vermarktungsvertrag für Erdgas aus dem Erdgasfeld Juschno Russkoje wurde gemäß dem auf Wintershall Dea entfallenden Anteil an der produzierten und vermarkteten Menge abgeschrieben. Der Vermögenswert wurde zum 1. November 2022 ausgebucht.

Firmenwerte werden nicht planmäßig abgeschrieben. Sie werden jährlich sowie bei Vorliegen von Anhaltspunkten für eine Wertminderung einem Werthaltigkeitstest unterzogen. Firmenwerte sind zahlungsmittelgenerierenden Einheiten zugeordnet. Die Überprüfung auf Wertminderung der Firmenwerte erfolgt auf der Ebene einer zahlungsmittelgenerierenden Einheit oder einer Gruppe von zahlungsmittelgenerierenden Einheiten. Die zahlungsmittelgenerierende Einheit oder Gruppe von zahlungsmittelgenerierenden Einheiten stellt die unterste Ebene dar, auf der Geschäfts- und Firmenwerte für interne Zwecke der Unternehmenssteuerung überwacht werden.

Sachanlagen

Sachanlagen umfassen Grundstücke und Gebäude, Gas- und Ölvermögenswerte, andere technische Anlagen und Maschinen sowie Betriebs- und Geschäftsausstattung. Sie werden mit fortgeführten Anschaffungs- oder Herstellungskosten bilanziert. Fremdkapitalkosten, die unmittelbar dem Erwerb oder der Herstellung eines Vermögenswerts zugeordnet werden können, werden als Teil der Anschaffungs- oder Herstellungskosten aktiviert, sofern ein beträchtlicher Zeitraum erforderlich ist, um ihn in seinen beabsichtigten gebrauchs- oder verkaufsfähigen Zustand zu versetzen („qualifizierter Vermögenswert"). Zu den Anschaffungs- oder Herstellungskosten des Sachanlagevermögens gehören auch die geschätzten Rückbau- bzw. Abbruch- und Aufräumkosten des Vermögenswerts sowie die

Wiederherstellungskosten des Standorts, die auf öffentlich-rechtlichen oder privat-rechtlichen Verpflichtungen beruhen, und zwar in dem Maße, wie dafür Rückstellungen gebildet werden. Instandhaltungs- und Reparaturkosten werden als Aufwand erfasst.

Gas- und Ölvermögenswerte werden in der Regel nach der Unit-of-Production-Methode abgeschrieben. Grundsätzlich wird dabei die laufende Produktion der Periode bei aktivierten Bohrungen in das Verhältnis zu den sicheren „developed producing"-Reserven und bei Konzessionserwerbskosten sowie Produktions-/Hilfseinrichtungen in das Verhältnis zu den gesamten sicheren Reserven gesetzt. Sonstige Sachanlagen werden, mit Ausnahme von Grund und Boden und grundstücksgleichen Rechten, linear über die erwartete Nutzungsdauer abgeschrieben.

Die voraussichtlichen Nutzungsdauern und Abschreibungsverläufe von Sachanlagen beruhen auf Erfahrungen, Planungen und Schätzungen. Abschreibungsmethoden, Nutzungsdauern und Restwerte werden zu jedem Bilanzstichtag überprüft. Die typischen Nutzungsdauern im Konzern für nicht produktionsabhängige Sachanlagen sind wie folgt:

Nutzungsdauern	Jahre
Gebäude	6–50
Technische Anlagen und Maschinen	1–33
Betriebs- und Geschäftsausstattung	1–23

Leasingverhältnisse

Ein Leasingverhältnis wird durch einen Vertrag begründet, der das Recht zur Kontrolle der Nutzung eines identifizierten Vermögenswerts für einen vereinbarten Zeitraum gegen Entgelt überträgt.

Bei Leasingverhältnissen, bei denen Wintershall Dea Leasingnehmer ist, wird grundsätzlich der Barwert der zukünftigen Leasingzahlungen als finanzielle Verbindlichkeit am Bereitstellungsdatum angesetzt. Die Leasingzahlungen werden nach der Effektivzinsmethode in Tilgungs- und Zinsanteile aufgeteilt. Korrespondierend dazu wird das Nutzungsrecht am geleasten Vermögenswert aktiviert, das grundsätzlich dem Barwert der Verbindlichkeit zuzüglich direkt zurechenbarer Kosten entspricht. Vor Beginn des Leasingverhältnisses geleistete Zahlungen sowie vom Leasinggeber gewährte Mietanreize werden ebenfalls im Buchwert des Nutzungsrechts berücksichtigt.

Das Nutzungsrecht wird in den immateriellen Vermögenswerten oder in den Sachanlagen ausgewiesen und grundsätzlich über die Laufzeit des Leasingverhältnisses abgeschrieben. Nutzungsrechte, die der Anlagenklasse „Gas- und Ölvermögenswerte" zugeordnet sind, werden linear über die Laufzeit oder nach der Unit-of-Production-Methode abgeschrieben. Die Regelungen des IAS 36 zur Ermittlung und Erfassung von Wertminderungen von Vermögenswerten gelten auch für aktivierte Nutzungsrechte.

Ändern sich die erwarteten Leasingzahlungen, zum Beispiel aufgrund neuer Einschätzungen von vertraglichen Optionen oder bei indexabhängigen Zahlungen, wird die Verbindlichkeit neu bewertet. Die Anpassung an den neuen Buchwert erfolgt grundsätzlich erfolgsneutral durch eine korrespondierende Anpassung des aktivierten Nutzungsrechts.

Für Leasinggegenstände von geringem Wert von maximal fünf Tausend € und für kurzfristige Leasingverhältnisse mit einer Laufzeit von maximal zwölf Monaten wird von den Anwendungserleichterungen Gebrauch gemacht. Die Leasingzahlungen im Rahmen dieser Verträge werden linear als Aufwand in der Gewinn- und Verlustrechnung erfasst.

Werthaltigkeitstest

Für immaterielle Vermögenswerte sowie Sachanlagen sowie at Equity bewertete Beteiligungen wird ein Wertminderungsaufwand erfasst, wenn der erzielbare Betrag des Vermögenswerts den Buchwert unterschreitet. Für Explorationsvermögenswerte ist eine Überprüfung auf Wertminderung vorzunehmen, sobald die technische Durchführbarkeit und Rentabilität einer Ressource nachgewiesen werden kann. Das Vorliegen von Tatsachen und Umständen, die auf eine Wertminderung hindeuten, begründet ebenfalls einen Werthaltigkeitstest. Ist der Vermögenswert Teil einer zahlungsmittelgenerierenden Einheit (kleinste identifizierbare Gruppe von Vermögenswerten, die Mittelzuflüsse erzeugen, die weitestgehend unabhängig von Mittelzuflüssen anderer Vermögenswerte oder anderer Gruppen von Vermögenswerten sind), so wird die Wertminderung auf Basis des erzielbaren Betrags der zahlungsmittelgenerierenden Einheit ermittelt. Übersteigt dabei der Buchwert einer zahlungsmittelgenerierenden Einheit, der ein Firmenwert zugeordnet wurde, den erzielbaren Betrag, wird zunächst der zugeordnete Firmenwert in Höhe des Differenzbetrags wertgemindert. Ein darüber hinausgehender Wertminderungsbedarf wird durch anteilige Reduzierung der übrigen Buchwerte der zur zahlungsmittelgenerierenden Einheit gehörenden Vermögenswerte berücksichtigt. Wenn der Grund für eine früher vorgenommene Wertminderung entfallen ist, erfolgt eine Wertaufholung, wobei der infolge

einer Wertaufholung erhöhte Buchwert nicht die fortgeführten Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten übersteigen darf. Die Wertaufholungen werden saldiert mit den Wertminderungen als Nettowertminderungen auf Anlagevermögen ausgewiesen.

Im Rahmen des Werthaltigkeitstests wird der erzielbare Betrag der zahlungsmittelgenerierenden Einheiten entweder durch den beizulegenden Zeitwert abzüglich Veräußerungskosten oder durch den Nutzungswert bestimmt, je nachdem, welcher Wert höher ist. Der beizulegende Zeitwert spiegelt die bestmögliche Schätzung des Betrags wider, für den ein unabhängiger Dritter die zahlungsmittelgenerierenden Einheiten am Bilanzstichtag erwerben würde; Veräußerungskosten werden abgezogen. Der Nutzungswert ist der Barwert der zukünftigen Cashflows, der voraussichtlich aus einer zahlungsmittelgenerierenden Einheit erzielt werden kann. Übersteigt einer dieser Beträge den Buchwert, ist es nicht immer notwendig, beide Werte zu ermitteln. Diese Werte beruhen auf den abgezinsten Zahlungsströmen und basieren grundsätzlich auf der aktuellen Unternehmungsplanung. Sofern erforderlich, wird eine wahrscheinlichkeitsgewichtete Szenarioanalyse verwendet. Die Cashflow-Planungen umfassen für die einzelnen oder Gruppen von Konzessionen/Lizenzen den Life-of-Field-Zeitraum und sie reflektieren grundsätzlich die Produktionsvolumina und Kostenbestandteile für die verbleibende zu erwartende wirtschaftliche Lebensdauer eines Gas- oder Ölfelds und enden mit dem Jahr der Aufgabe des Felds oder dem vertraglichen Ende der Produktionslizenz. In die Berechnungen fließen sowohl Erfahrungen aus der Vergangenheit als auch Erwartungen hinsichtlich der zukünftigen Marktentwicklung ein.

Die verwendeten Diskontierungszinssätze basieren auf gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten (WACC) unter Berücksichtigung von spezifischen Länderrisiken. Die Ermittlung erfolgt unabhängig von der tatsächlichen Kapitalstruktur des Unternehmens durch Ableitung aus einer Peergroup.

Die Werthaltigkeitsprüfung beim Firmenwert (Goodwill-Impairment-Test) basiert auf Gruppen von zahlungsmittelgenerierenden Einheiten, die bei Wintershall Dea größtenteils den Unternehmenseinheiten entsprechen. Wertminderungen auf Firmenwerte werden in den Nettowertberichtigungen auf Anlagevermögen erfasst. Wertaufholungen auf Firmenwerte werden nicht vorgenommen.

Vorräte

Die Vorräte werden zu Anschaffungs- oder Herstellungskosten oder zu niedrigeren Nettoveräußerungswerten angesetzt. Die Herstellungskosten umfassen produktionsbezogene Vollkosten; sie werden auf der Grundlage der Normalbeschäftigung ermittelt. Soweit bei früher abgewerteten Vorräten der Nettoveräußerungswert gestiegen ist, erfolgt eine Wertaufholung gegen den Aufwandsposten, in dem die Wertminderung ursprünglich erfolgt ist.

Finanzielle Vermögenswerte und finanzielle Verbindlichkeiten

Finanzielle Vermögenswerte und finanzielle Verbindlichkeiten werden in der Konzernbilanz angesetzt, wenn Wintershall Dea bei einem Finanzinstrument Vertragspartei wird. Finanzielle Vermögenswerte werden ausgebucht, wenn die vertraglichen Rechte auf Zahlungen aus den finanziellen Vermögenswerten auslaufen oder die finanziellen Vermögenswerte mit allen wesentlichen Risiken und Chancen übertragen werden. Finanzielle Verbindlichkeiten werden ausgebucht, wenn die vertraglichen Verpflichtungen beglichen, aufgehoben oder ausgelaufen sind. Marktübliche Käufe und Verkäufe von Finanzinstrumenten werden grundsätzlich zum Erfüllungstag bilanziert.

Der Marktwert eines Finanzinstruments ist der Preis, der in einem geordneten Geschäftsvorfall zwischen Marktteilnehmern am Bemessungsstichtag für den Verkauf eines Vermögenswerts eingenommen beziehungsweise für die Übertragung einer Schuld gezahlt würde. Sofern Preisnotierungen auf einem aktiven Markt vorliegen, zum Beispiel Börsenkurse, werden sie bei der Bewertung zugrunde gelegt. Andernfalls werden bei der Bewertung interne Bewertungsmodelle unter Verwendung aktueller Marktparameter oder externe Bewertungen, zum Beispiel durch Banken, herangezogen. Bei interner Bewertung werden insbesondere die Barwertmethode und Optionspreismodelle angewandt.

Die Klassifizierung und Bewertung finanzieller Vermögenswerte basieren zum einen auf der sogenannten Zahlungsstrombedingung (ausschließlich Zahlungsströme aus Zinsen und Kapitalrückzahlung), das heißt, der konkreten Ausgestaltung der vertraglich vereinbarten Zahlungsströme eines einzelnen finanziellen Vermögenswerts. Zum anderen hängen sie auch vom Geschäftsmodell ab, nach dem Portfolios finanzieller Vermögenswerte gesteuert werden. Auf Grundlage dieser beiden Kriterien finden bei Wintershall Dea für finanzielle Vermögenswerte folgende Bewertungskategorien Anwendung:

› Finanzielle Vermögenswerte erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bewertet
› Finanzielle Vermögenswerte erfolgsneutral zum beizulegenden Zeitwert bewertet
› Finanzielle Vermögenswerte zu fortgeführten Anschaffungskosten bewertet

Finanzielle Vermögenswerte werden als „zu fortgeführten Anschaffungskosten" klassifiziert, wenn der finanzielle Vermögenswert im Rahmen eines Geschäftsmodells gehalten wird, dessen Zielsetzung darin besteht, die vertraglichen Cashflows zu vereinnahmen, und die Vertragsbedingungen zu Cashflows führen, die ausschließlich Zins- und Tilgungszahlungen auf den ausstehenden Kapitalbetrag darstellen.

Beim erstmaligen Ansatz bewertet der Konzern einen finanziellen Vermögenswert, mit Ausnahme von umsatzbezogenen Forderungen aus Lieferungen und Leistungen, zum beizulegenden Zeitwert zuzüglich – im Falle eines in der Folge nicht erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bewerteten finanziellen Vermögenswerts – der direkt auf den Erwerb dieses Vermögenswerts entfallenden Transaktionskosten. Umsatzbezogene Forderungen aus Lieferungen und Leistungen sind beim erstmaligen Ansatz mit dem Betrag der unbedingten Gegenleistung zu erfassen, vorausgesetzt, sie enthalten keine signifikante Finanzierungskomponente.

Die Folgebewertung von finanziellen Vermögenswerten erfolgt abhängig von ihrer Klassifizierung entweder zu fortgeführten Anschaffungskosten unter Anwendung der Effektivzinsmethode bzw. erfolgswirksam oder erfolgsneutral zum beizulegenden Zeitwert. Für bestimmte Finanzinvestitionen in Eigenkapitalinstrumente kann die unwiderrufliche Wahl getroffen werden, spätere Änderungen des beizulegenden Zeitwerts im sonstigen Ergebnis auszuweisen, die ansonsten erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bewertet würden. Wintershall Dea hat dieses Wahlrecht für einige Beteiligungen, die als übrige Finanzanlagen ausgewiesen werden, in Anspruch genommen.

Für finanzielle Vermögenswerte, die zu fortgeführten Anschaffungskosten bewertet werden, werden Wertminderungen für erwartete Kreditverluste erfasst. Die Bemessung der Kreditverluste erfolgt auf zukunftsgerichteter Basis und ist unabhängig von tatsächlichen Ausfallereignissen. Die Wertminderungen gemäß IFRS 9 werden in gesonderten Positionen je Funktionsbereich in der Gewinn- und Verlustrechnung ausgewiesen. Wertaufholungen werden im gleichen Posten erfasst.

Finanzielle Verbindlichkeiten werden in die folgenden Bewertungskategorien eingestuft:

› Finanzielle Verbindlichkeiten erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bewertet
› Finanzielle Verbindlichkeiten zu fortgeführten Anschaffungskosten bewertet

Beim erstmaligen Ansatz wird eine finanzielle Verbindlichkeit zum beizulegenden Zeitwert bewertet und es erfolgt, sofern diese nicht erfolgswirksam zum beizulegenden bewertet wird, eine Anpassung in Höhe der Transaktionskosten, die direkt dem Erwerb oder der Ausgabe dieser finanziellen Verbindlichkeit zuzurechnen sind.

Die Folgebewertung von finanziellen Verbindlichkeiten erfolgt abhängig von der Klassifizierung entweder zu fortgeführten Anschaffungskosten unter Anwendung der Effektivzinsmethode oder erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert.

Derivative Finanzinstrumente

Derivate werden erstmalig zum beizulegenden Zeitwert zum Zeitpunkt des Abschlusses eines Derivatgeschäfts angesetzt und in der Folge am Ende jeder Berichtsperiode zu ihrem beizulegenden Zeitwert neu bewertet. Die Bilanzierung nachfolgender Änderungen des beizulegenden Zeitwerts hängt davon ab, ob das Derivat als Sicherungsinstrument designiert ist und, wenn dies der Fall ist, von der Art der zugrunde liegenden Sicherungsbeziehung.

Zu Beginn der Sicherungsbeziehung dokumentiert der Konzern die den Sicherungsbeziehungen zugrunde liegenden Risikomanagementziele und -strategien sowie die wirtschaftliche Beziehung zwischen den Sicherungsinstrumenten und den abgesicherten Grundgeschäften einschließlich der Frage, ob damit zu rechnen ist, dass Änderungen in den Cashflows der Sicherungsinstrumente Änderungen in den Cashflows der Grundgeschäfte kompensieren.

Der Konzern hat Derivate als Sicherungsinstrumente im Rahmen von Cashflow Hedges designiert. Cashflow Hedges werden zur Absicherung des Risikos von schwankenden Zahlungsströmen im Zusammenhang mit hochwahrscheinlichen zukünftigen Transaktionen eingesetzt. Der wirksame Teil der Änderungen des beizulegenden Zeitwerts der eingesetzten Derivate wird als sonstiges Ergebnis im Eigenkapital erfasst. Der Gewinn oder Verlust, der den unwirksamen Teil betrifft, wird unmittelbar im Ergebnis erfasst.

Im Eigenkapital erfasste kumulierte Beträge werden in den Perioden umgegliedert, in denen das gesicherte Grundgeschäft Auswirkungen auf den Gewinn oder Verlust hat. Wenn ein Sicherungsinstrument ausläuft, verkauft oder beendet wird oder die Sicherungsbeziehung nicht länger die Kriterien für die Bilanzierung von Sicherungsbeziehungen erfüllt, verbleiben etwaige zu diesem Zeitpunkt im Eigenkapital kumulierte abgegrenzte Sicherungsgewinne und -verluste so lange im Eigenkapital, bis die erwartete Transaktion eintritt. Wenn der Eintritt der Transaktion nicht mehr erwartet wird, werden die kumulierten Sicherungsgewinne und -verluste, die im Eigenkapital ausgewiesen wurden, unmittelbar in den Gewinn oder Verlust umgegliedert.

Änderungen des beizulegenden Zeitwerts eines derivativen Instruments, das nicht als Sicherungsbeziehung bilanziert wird, werden unmittelbar im Gewinn oder Verlust erfasst.

Verträge, die für Zwecke des Empfangs oder der Lieferung nichtfinanzieller Posten gemäß dem erwarteten Einkaufs-, Verkaufs- oder Nutzungsbedarf des Unternehmens abgeschlossen und in diesem Sinne gehalten werden (Own-Use-Verträge), werden nicht als derivative Finanzinstrumente, sondern als schwebende Geschäfte bilanziert. Enthalten die Verträge eingebettete Derivate, werden die Derivate getrennt vom Basisvertrag bilanziert, wenn die wirtschaftlichen Merkmale und Risiken des eingebetteten Derivats nicht eng mit den wirtschaftlichen Merkmalen und Risiken des Basisvertrags verbunden sind.

Rückstellungen

Rückstellungen werden für sämtliche am Bilanzstichtag gegenüber Dritten bestehenden rechtlichen oder faktischen Verpflichtungen gebildet, die auf vergangenen Ereignissen beruhen, zukünftig wahrscheinlich zu einem Abfluss von Ressourcen führen und deren Höhe verlässlich geschätzt werden kann. Mögliche Verpflichtungen gegenüber Dritten oder gegenwärtige Verpflichtungen, bei denen ein Ressourcenabfluss ungewiss ist oder deren Höhe nicht verlässlich bestimmt werden kann, sind nicht als Rückstellung zu passivieren. Sie sind im Anhang als Eventualschulden anzugeben, sofern die Möglichkeit eines Abflusses von Ressourcen mit wirtschaftlichem Nutzen nicht unwahrscheinlich ist.

Die Rückstellungen werden mit ihrem voraussichtlichen Erfüllungsbetrag angesetzt und nicht mit Erstattungsansprüchen saldiert. Der Erfüllungsbetrag umfasst auch die am Bilanzstichtag zu berücksichtigenden Kostensteigerungen. Im Falle von langfristigen Rückstellungen erfolgt eine Abzinsung auf den Barwert mit dem zum jeweiligen Bilanzstichtag gültigen risikofreien landesspezifischen beziehungsweise währungsspezifischen Marktzinssatz. Rückstellungen, denen eine große Zahl gleichartiger Ereignisse zugrunde liegt, werden mit ihrem Erwartungswert bilanziert. Rückstellungsauflösungen erfolgen gegen den Aufwandsposten, gegen den die Rückstellung ursprünglich gebildet worden ist.

Die Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen decken die aktuell ermittelten Verpflichtungen zur Verfüllung von Bohrungen, zum Rückbau von Onshore- und Offshore-Produktionsanlagen und zur Rekultivierung von Betriebs- und Sondenplätzen. Ihre Höhe bestimmt sich nach den zu erwartenden Vollkosten unter Berücksichtigung von Erfahrungswerten und Vergleichskostensätzen des Wirtschaftsverbands Erdöl- und Erdgasgewinnung beziehungsweise vergleichbaren Annahmen bei ausländischen Aktivitäten. Sollten Änderungen der Zinssätze oder Änderungen der Schätzungen bezüglich des zeitlichen Anfalls oder der Höhe der Auszahlung zu Änderungen dieser Rückstellung führen, so wird in gleicher Höhe der Buchwert des zugehörigen Vermögenswerts angepasst. Überschreitet eine Verminderung den Buchwert des zugehörigen Vermögenswerts, ist der überschüssige Betrag direkt erfolgswirksam zu erfassen.

Rückstellungen für Pensionen werden für leistungsorientierte Versorgungssysteme gebildet. Dabei handelt es sich um Verpflichtungen des Unternehmens aus Anwartschaften und laufenden Leistungen gegenüber berechtigten aktiven und ehemaligen Mitarbeitenden und Hinterbliebenen. Die Verpflichtungen beziehen sich insbesondere auf Ruhegelder.

Die verschiedenen Versorgungspläne im Konzern beinhalten sowohl leistungsorientierte als auch beitragsorientierte Versorgungspläne. Der Rückstellungsbewertung von leistungsorientierten Versorgungsplänen liegt der mithilfe des Anwartschaftsbarwertverfahrens (Projected Unit Credit Method) ermittelte versicherungsmathematische Anwartschaftsbarwert der jeweiligen Verpflichtung zugrunde. Bei diesem Anwartschaftsbarwertverfahren werden nicht nur die am Stichtag bekannten Renten und erworbenen Anwartschaften, sondern auch künftig zu erwartende Steigerungen von Gehältern und Renten berücksichtigt. Die Berechnung beruht auf versicherungsmathematischen Annahmen, einschließlich angemessener Sterblichkeitsraten und anderer demografischer Daten. Die Rückstellung wird um den beizulegenden Zeitwert des zur Deckung der Pensionsverpflichtung gebildeten Planvermögens gekürzt. Der Dienstzeitaufwand, das heißt der Anstieg der

Verpflichtung, der auf die von Arbeitnehmern in der Berichtsperiode erbrachten Arbeitsleistungen entfällt, wird in den operativen Funktionsbereichen und der Zinsaufwand/-ertrag wird in den Finanzaufwendungen ausgewiesen. Der Nettozinsaufwand des jeweiligen Berichtsjahres basiert auf dem Rechnungszinsfuß und der Nettoverpflichtung aus leistungsorientierten Versorgungsansprüchen zu Beginn des Jahres.

Ergebnisse aus der Neubewertung von leistungsorientierten Plänen werden vollständig in dem Berichtsjahr erfasst, in dem sie auftreten. Sie werden erfolgsneutral im sonstigen Ergebnis ausgewiesen und in den Folgeperioden nicht in die Gewinn- und Verlustrechnung umgegliedert.

Der Konzern ist weiterhin an einem rechtlich unabhängigen gemeinschaftlichen Plan mehrerer Arbeitgeber, ausgegeben von der BASF Pensionskasse VVaG, beteiligt. Dieser finanziert sich durch Arbeitgeber- und Arbeitnehmerbeiträge sowie aus Erträgen aus dem Planvermögen. Da keine ausreichenden Informationen für diesen gemeinschaftlichen Plan zur Verfügung stehen, wird dieser wie ein beitragsorientierter Plan berücksichtigt.

Bei beitragsorientierten Versorgungsplänen geht das Unternehmen über die Entrichtung von Beitragszahlungen an zweckgebundene Fonds sowie Lebensversicherungen hinaus keine weiteren Verpflichtungen ein. Die Beitragszahlungen werden als Aufwand erfasst. Darüber hinaus werden bei einigen beitragsorientierten Versorgungsplänen des Unternehmens die Versorgungsansprüche mit dem beizulegenden Zeitwert dieser Fonds angesetzt, soweit das Vermögen den garantierten Mindestleistungsbetrag übersteigt. Soweit das Vermögen den garantierten Mindestleistungsbetrag nicht übersteigt, werden die Versorgungsansprüche für diese beitragsorientierten Versorgungspläne in Höhe des garantierten Mindestleistungsbetrages erfasst.

Nicht fortgeführte Aktivitäten und zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte

Nicht fortgeführte Aktivitäten werden ausgewiesen, sobald ein Unternehmensbestandteil als „zur Veräußerung gehalten" klassifiziert wird oder bereits abgegangen ist und der Geschäftsbereich einen gesonderten wesentlichen Geschäftszweig oder geografischen Geschäftsbereich darstellt. Das Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten wird in der Gewinn- und Verlustrechnung getrennt vom Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten berichtet. In der Kapitalflussrechnung werden Cashflows aus nicht fortgeführten Aktivitäten ebenfalls getrennt von den Cashflows aus fortgeführten Aktivitäten dargestellt. Vorjahresangaben werden jeweils auf vergleichbarer Basis berichtet. Die Angaben im Anhang, die Bezug auf die Gewinn- und Verlustrechnung und die Kapitalflussrechnung nehmen, beziehen sich auf fortgeführte Aktivitäten. Um die finanziellen Auswirkungen von nicht fortgeführten Aktivitäten darzustellen, werden die aus konzerninternen Transaktionen stammenden Erträge und Aufwendungen sowie Forderungen und Verbindlichkeiten eliminiert. Langfristige, zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte werden zum niedrigeren Wert aus Buchwert und beizulegendem Zeitwert, abzüglich Veräußerungskosten, bewertet, es sei denn, die Vermögenswerte fallen nicht unter den Anwendungsbereich des IFRS 5. Die Abschreibung wird ab dem Zeitpunkt der Klassifizierung als „zur Veräußerung gehalten" eingestellt.

Wesentliche Schätzungen und Annahmen

Für die Aufstellung des Konzernabschlusses auf der Grundlage der IFRS sind vom Management Schätzungen, Annahmen und Ermessensentscheidungen zu treffen, die sich auf den Wertansatz der bilanzierten Vermögenswerte und Schulden, der Erträge und Aufwendungen sowie die Angabe der Eventualschulden und beizulegenden Zeitwerte auswirken. Die Schätzungen, Annahmen und Ermessensentscheidungen beziehen sich im Wesentlichen auf die folgenden Bereiche:

Auswirkungen von Klimawandel und Energiewende

Unsere rechnungslegungsbezogenen Schätzungen beinhalten mögliche Auswirkungen von Klimapolitik und Energiewende (beispielsweise die langfristigen Annahmen für Gas- und Ölpreise und CO_2-Preise). Die Schätzungen wirken sich auf die erzielbaren Beträge von Gas- und Ölvermögenswerten und immateriellen Vermögenswerten (einschließlich Firmenwert) sowie die Nutzungsdauer und den Zeitpunkt des Rückbaus aus. Der zukünftige Einfluss von Klimapolitik und Energiewende ist ein großer Unsicherheitsfaktor und kann zu Veränderungen bei den rechnungslegungsbezogenen Schätzungen in der Zukunft führen.

Wintershall Dea will Treibhausgasemissionen (Scope 1 und Scope 2) ihrer Upstream-Aktivitäten – eigenoperierte und fremdoperierte Aktivitäten auf Equity-Share-Basis – bis 2030 auf netto null reduzieren. Unser Ansatz zur Erreichung dieses Ziels umfasst, neben einem strengen Emissionsmanagement, innovativen Technologien und Kompensation, auch die kontinuierliche Überprüfung und Optimierung unseres Portfolios und Fokussierung auf Erdgas und kohlenstoffarme Projekte und Aktivitäten, woraus sich auch Auswirkungen auf die zukünftige Entwicklung oder Realisierbarkeit von Explorationsprojekten ergeben können.

Gas- und Ölreserven
Schätzungen von Gas- und Ölreserven werden für die Bestimmung des erzielbaren Betrags im Rahmen des Werthaltigkeitstests sowie für die produktionsabhängige Abschreibung im Rahmen der Unit-of-Production-Methode verwendet. Reservenschätzungen werden durch firmeneigene qualifizierte Ingenieure und Geowissenschaftler unter Anwendung von standardisierten Bewertungsverfahren vorgenommen und entsprechend internationalen Industriestandards klassifiziert. Dieser Prozess unterliegt definierten Richtlinien. Darüber hinaus erfolgt eine regelmäßige Auditierung durch unabhängige Beratungsgesellschaften.

Werthaltigkeitstest
Annahmen im Rahmen von Werthaltigkeitstests von immateriellen Vermögenswerten (inklusive Firmenwert), Sachanlagen und at Equity bewerteten Beteiligungen betreffen neben geschätzten Reserven die Preisannahmen für Erdgas und Rohöl, Verbraucherpreisindex und Wechselkurse, CO_2-Preise, erwartete Produktionsvolumina sowie Diskontierungssätze und Produktionskosten.

Die unternehmensintern erstellten Annahmen beruhen auf empirisch fundierten Analysen zum globalen Gas- und Ölangebot sowie der globalen Gas- und Ölnachfrage unter Berücksichtigung von möglichen Einflüssen aus Klimapolitik, der Energiewende und Steigerung der Energieeffizienz. Externe Quellen, wie Daten von Beratern, Consensus, veröffentlichte Forwards wie auch Schätzungen von Mitbewerbern werden regelmäßig bewertet. Lokale Preisannahmen leiten sich von der globalen Marktdynamik sowie geltenden Vorschriften und Vertragsvereinbarungen ab.

Diskontierungssätze basieren auf gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten unter Berücksichtigung spezifischer Länderrisiken.

Bewertung übriger Finanzanlagen zum beizulegenden Zeitwert
In der Berichtsperiode wurden die Vollkonsolidierung bzw. die anteilige Konsolidierung sowie die at Equity Bewertung für unsere russischen Gesellschaften beendet und die Beteiligungen an diesen Gesellschaften werden nun als übrige Finanzanlagen zum beizulegenden Zeitwert nach IFRS 9 bewertet. Die Ermittlung des beizulegenden Zeitwerts beinhaltet Schätzungen und Annahmen, die näher in Textziffer 3 beschrieben werden.

Wertminderung von finanziellen Vermögenswerten
Die Wertminderungen für finanzielle Vermögenswerte beruhen auf Annahmen zur Ausfallwahrscheinlichkeit und zu den erwarteten Kreditverlusten. Die Input-Faktoren für die Berechnung der Wertminderung basieren auf den Erfahrungen aus der Vergangenheit, bestehenden Marktbedingungen sowie vorausschauenden Schätzungen.

Derivative Finanzinstrumente
Bei der Bilanzierung von derivativen Finanzinstrumenten sind Annahmen zu treffen, ob die Vorschriften zum Hedge Accounting Anwendung finden. Ferner ist bei bestimmten Verträgen zu entscheiden, ob sie als Derivate bilanziert werden oder als schwebende Geschäfte zu behandeln sind („Own-Use-Verträge").

Rückstellungen
Die Ermittlung von Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen erfordert im Wesentlichen Annahmen und Schätzungen zu Laufzeiten, zu berücksichtigenden Kosten sowie Diskontierungssätzen. Aufgrund von Änderungen in Bezug auf die getroffenen Annahmen können die tatsächlichen zukünftigen Zahlungsmittelabflüsse abweichen.

Bei Rückstellungen für Pensionen ist unter anderem der Diskontierungssatz eine wichtige Schätzgröße. Der Diskontierungssatz für Pensionsverpflichtungen wird auf Grundlage der auf den Finanzmärkten am Bilanzstichtag beobachtbaren Renditen hochwertiger festverzinslicher Unternehmensanleihen ermittelt.

Leasing
Bei der Ermittlung von Nutzungsrechten und korrespondierenden Leasingverbindlichkeiten sind insbesondere Annahmen über die Ausübung von Verlängerungs- oder Kündigungsoptionen sowie zu Diskontierungssätzen zu treffen.

Sämtliche Annahmen und Schätzungen basieren auf den Verhältnissen und Beurteilungen am Bilanzstichtag. Bei der Einschätzung der erwarteten künftigen Geschäftsentwicklung wird außerdem die zu diesem Zeitpunkt als realistisch unterstellte zukünftige Entwicklung des wirtschaftlichen Umfelds in der Branche und den Regionen, in denen Wintershall Dea tätig ist, berücksichtigt. Wenn die tatsächliche Entwicklung der Rahmenbedingungen von der erwarteten abweicht, werden die Annahmen und, falls erforderlich, die Buchwerte der betroffenen Vermögenswerte und Schulden entsprechend angepasst. Zum Zeitpunkt der Aufstellung des Konzernabschlusses ist nicht von einer wesentlichen Änderung der zugrunde gelegten Annahmen und Schätzungen auszugehen.

2 – KONSOLIDIERUNGSKREIS

Zum 31. Dezember 2022 beinhaltet der Konzernabschluss 41 vollkonsolidierte Gesellschaften (31. Dezember 2021: 49 vollkonsolidierte und eine anteilig konsolidierte Gesellschaft).

Nach der Equity-Methode werden 4 Joint Ventures und assoziierte Unternehmen einbezogen (31. Dezember 2021: 7).

Weitere Informationen sind in Textziffer 32 zu finden.

ANZAHL VOLLKONSOLIDIERTER UND ANTEILIG KONSOLIDIERTER GESELLSCHAFTEN

Zum 1. Jan. 2022	**49**
Erstkonsolidierung	1
Entkonsolidierungen	-3
Verschmolzene Tochtergesellschaften	-6
Zum 31. Dez. 2022	**41**

Die Wintershall Dea Technology Ventures GmbH, bisher unter den übrigen Finanzanlagen ausgewiesen, wurde zum 1. Januar 2022 erstmalig als vollkonsolidierte Gesellschaft in den Konsolidierungskreis aufgenommen..

Wintershall Dea do Brasil Exploração e Produção Ltda ist im zweiten Quartal 2022 aus dem Konsolidierungskreis abgegangen und YRGM Trading und Achimgaz wurden im vierten Quartal 2022 entkonsolidiert (siehe Textziffer 3).

Darüber hinaus hat Wintershall Dea Ende Juni 2022 fünf mexikanische Holdinggesellschaften auf Sierra Oil & Gas S. de R.L. de C.V. und eine Holdinggesellschaft auf DEM Mexico Erdoel S.A.P.I. de C.V. verschmolzen.

Gemeinschaftliche Tätigkeiten (Joint Operations)

Ein Großteil der Aktivitäten im Arbeitsgebiet Exploration und Produktion erfolgt in Joint Operations, die teilweise in separaten Gesellschaften geführt werden. Als separate Einheiten werden die folgenden Joint Operations geführt:

Name	Art der Joint Operation	Hauptsitz	Anteilsquote/ Stimmrecht (%)
Disouq Petroleum Company (DISOUCO)	Operative Betriebsführerschaft für die Entwicklungs- und Produktionsphase	Kairo, Ägypten	50,00
Groupement Reggane	Operative Betriebsführerschaft für die Entwicklungs- und Produktionsphase	Algier, Algerien	19,50

Joint Operations, die nicht in separaten Gesellschaften geführt werden, existieren vor allem in Deutschland, Norwegen und Argentinien.

Die Anteile des Konzerns an Joint Operations werden durch die anteilige Bilanzierung der Vermögenswerte und Schulden sowie der anteiligen Erträge und Aufwendungen berichtet.

118 KONZERN-GEWINN- UND VERLUSTRECHNUNG
119 KONZERN-GESAMTERGEBNISRECHNUNG
120 KONZERNBILANZ
122 KONZERN-EIGENKAPITAL-VERÄNDERUNGSRECHNUNG
123 KONZERN-KAPITALFLUSSRECHNUNG
125 KONZERNANHANG

Gemeinschaftsunternehmen (Joint Ventures) und assoziierte Unternehmen

Die folgenden Tabellen beinhalten Finanzinformationen für Joint Ventures (WIGA Transport Beteiligungs-GmbH & Co. KG und ihre Tochterunternehmen [WIGA Konzern], Wintershall Noordzee B.V.) und assoziierte Gesellschaften (Nord Stream AG, Wintershall AG), die nach der Equity-Methode bilanziert werden:

WIGA TRANSPORT BETEILIGUNGS-GMBH & CO. KG UND IHRE TOCHTERUNTERNEHMEN (WIGA KONZERN) (100 %)[1] [2]

Millionen €	2022/ 31. Dez. 2022	2021/ 31. Dez. 2021
Bilanz		
Langfristige Vermögenswerte	4.183	4.426
Kurzfristige Vermögenswerte	800	975
davon flüssige Mittel	128	386
Eigenkapital	2.177	2.417
Langfristiges Fremdkapital	2.723	2.870
davon Finanzschulden	1.949	1.962
Kurzfristiges Fremdkapital	83	114
davon Finanzschulden	33	53
Gewinn- und Verlustrechnung/Gesamtergebnisrechnung		
Umsatzerlöse	901	851
Abschreibungen	-53	-53
Zinserträge	6	—
Zinsaufwendungen	-32	-21
Ertragsteuern	-1	81
Nettogewinn/-verlust (-)	-144	232
Sonstiges Ergebnis	86	10
Gesamtergebnis	-58	242
Anteil Wintershall Dea	50,02 %	50,02 %
Anteil Wintershall Dea am Gesamtergebnis	-29	121
Wertminderungen	-603	—
Erhaltene Dividenden/Ausschüttung	-92	-93
Buchwert der at Equity bewerteten Beteiligung am Ende der Periode	**483**	**1.207**

[1] Vorläufige Zahlen, nicht auf finalem Jahresabschluss basierend.
[2] „Fair-Value-Anpassungen" sind auf hochgerechneter Basis enthalten (100 %).

Der WIGA Konzern umfasst das Onshore-Gastransport-geschäft in Deutschland.

WINTERSHALL NOORDZEE B.V., RIJSWIJK/NIEDERLANDE (100 %)[1]

Millionen €	2022/ 31. Dez. 2022	2021/ 31. Dez. 2021
Bilanz		
Langfristige Vermögenswerte	381	293
Kurzfristige Vermögenswerte	242	242
davon flüssige Mittel	177	150
Eigenkapital	120	7
Langfristiges Fremdkapital	309	421
davon Finanzschulden	—	—
Kurzfristiges Fremdkapital	194	107
davon Finanzschulden	—	—
Gewinn- und Verlustrechnung/Gesamtergebnisrechnung		
Umsatzerlöse	440	262
Abschreibungen/Wertminderungen	-131	-159
Zinsaufwendungen	-1	2
Ertragsteuern	-167	-38
Nettogewinn/-verlust (-)	112	—
Sonstiges Ergebnis	—	—
Gesamtergebnis	112	—
Anteil Wintershall Dea	50,00 %	50,00 %
Anteil Wintershall Dea am Gesamtergebnis	56	—
Wertaufholungen	—	4
Buchwert der at Equity bewerteten Beteiligung am Ende der Periode	**60**	**4**

[1] „Fair-Value-Anpassungen" sind auf hochgerechneter Basis enthalten (100 %).

NORD STREAM AG, ZUG/SCHWEIZ (100 %)

Millionen €	Jan.-Jun. 2022/ 30. Jun. 2022[1]	2021/ 31. Dez. 2021
Bilanz		
Langfristige Vermögenswerte	4.330	4.477
Kurzfristige Vermögenswerte	750	582
Eigenkapital	3.172	2.834
Langfristiges Fremdkapital	1.430	1.706
Kurzfristiges Fremdkapital	478	519
Gewinn- und Verlustrechnung/Gesamtergebnisrechnung		
Umsatzerlöse	536	1.073
Nettogewinn/-verlust (-)	283	535
Sonstiges Ergebnis	56	73
Gesamtergebnis	339	608
Anteil Wintershall Dea	15,50 %	15,50 %
Anteil Wintershall Dea am Gesamtergebnis	76[2]	94
Wertminderungen	-529	—
Erhaltene Dividenden/Ausschüttung	—	-56
Buchwert der at Equity bewerteten Beteiligung am Ende der Periode	—	**452**

[1] Letzte verfügbare Informationen.
[2] Auf vorläufigen Zahlen basierend.

WINTERSHALL AG, KASSEL/DEUTSCHLAND (100 %)[1]

Millionen €	2022/ 31. Dez. 2022	2021/ 31. Dez. 2021
Bilanz		
Langfristige Vermögenswerte	345	518
Kurzfristige Vermögenswerte	181	156
Eigenkapital	110	222
Langfristiges Fremdkapital	236	263
Kurzfristiges Fremdkapital	180	189
Gewinn- und Verlustrechnung/Gesamtergebnisrechnung		
Umsatzerlöse	137	188
Nettogewinn/-verlust (-)	-112	63
Sonstiges Ergebnis	—	—
Gesamtergebnis	-112	63
Anteil Wintershall Dea	51,00 %	51,00 %
Anteil Wintershall Dea am Gesamtergebnis	-57	32
Buchwert der at Equity bewerteten Beteiligung am Ende der Periode	**56**	**113**

[1] Vorläufige Zahlen, nicht auf finalem Jahresabschluss basierend.

Die Gesellschaft umfasst Explorations- und Produktionsaktivitäten in Libyen (onshore).

3 – WESENTLICHE VERKÄUFE UND ENTKONSOLIDIERUNGEN

Wesentliche Verkäufe

Norwegen

Im November 2022 wurde der Verkauf des eigenoperierten Ölfeldes Brage, der vollständigen Beteiligung an dem Ölfeld Ivar Aasen und der 6-prozentigen Beteiligung am Feld Nova abgeschlossen.

Ein proportionaler Anteil des norwegischen Firmenwertes wurde der Veräußerungsgruppe zugeordnet und führte zu einer Wertminderung. Der im zweiten Quartal erfasste Wertminderungsaufwand von 11 Millionen € wird unter den Nettowertminderungen auf Anlagevermögen ausgewiesen. Darüber hinaus wurde ein endgültiger Abgangsverlust vor Steuern in Höhe von 122 Millionen € im Wesentlichen unter den Produktions- und operativen Aufwendungen erfasst. Nach Berücksichtigung der Auflösung von latenten Steuern führte der Verkauf insgesamt zu einem Gewinn nach Steuern von 2 Millionen €.

Die folgenden Vermögenswerte und Verbindlichkeiten wurden ausgebucht:

Millionen €	
Langfristige Vermögenswerte (inkl. Firmenwert)	284
Kurzfristige Vermögenswerte	27
Langfristige Schulden	77

Argentinien

Die Vermögenswerte und mit ihnen in Verbindung stehende Verbindlichkeiten im Zusammenhang mit unserer 50-prozentigen Beteiligung an Aguada Federal/Bandurria Norte in Argentinien, die zum 31. Dezember 2021 als zur Veräußerung gehalten ausgewiesen waren, wurden nach der behördlichen Genehmigung der Veräußerung im September 2022 ausgebucht.

Ein endgültiger Veräußerungsverlust in Höhe von 1 Million € wird unter den Produktions- und operativen Aufwendungen ausgewiesen.

Entkonsolidierung von Tochtergesellschaften und at Equity bewerteten Beteiligungen

Russland

Wintershall Dea ist in Russland an den folgenden Projekten beteiligt: Jushno-Russkoje-Feld (über die Handelsgesellschaft „AO Gazprom YRGM Trading" und den Halter der Lizenz „OAO Severneftegazprom [SNGP]") sowie im Feld Urengoyskoye in den Achimov-Formationen 1A („AO Achimgaz") und 4A/5A (über die Handelsgesellschaft „AO Achim Trading" und den Halter der Lizenz „OOO Achim Development").

Im vierten Quartal 2022 hat Wintershall Dea festgestellt, dass die Kriterien in Bezug auf Kontrolle, gemeinsame Kontrolle bzw. maßgeblichen Einfluss bei den russischen Beteiligungen aufgrund geänderter Tatsachen und Umstände nicht länger erfüllt sind. Die ursprünglich vorgesehenen Corporate-Governance- und Preismechanismen können nicht länger so ausgeübt werden, wie vertraglich vorgesehen.

Obgleich Wintershall Dea nicht die Verfügungsgewalt über die relevanten Aktivitäten von YRGM Trading hatte, war die Gesellschaft bis zum 31. Oktober 2022 vollkonsolidiert, da Wintershall Dea aufgrund der vertraglich vereinbarten Gewinnbeteiligung die Ergebnisse der Gesellschaft zustanden. Mit der Inkraftsetzung des Dekrets 1554, welches die Preise begrenzt, zu denen YRGM Trading seine Produkte verkaufen kann, ist die Verknüpfung zwischen Verfügungsgewalt und Rendite nicht länger gegeben und die Gesellschaft wird nicht länger vollkonsolidiert. Da Wintershall Dea nur Vorzugsaktien an der Gesellschaft hält, hat sie auch keinen maßgeblichen Einfluss auf YRGM Trading.

Die wirtschaftlich mit YRGM Trading verbundene Gesellschaft SNGP (Lizenzinhaber) wurde bis zum 31. Oktober 2022 nach der Equity-Methode bilanziert. Aufgrund externer Einflussnahmen und einseitiger Entscheidungen, die dazu geführt haben, dass die Corporate-Governance-Mechanismen nicht mehr so ausgeübt werden können wie vertraglich vereinbart, ist der maßgebliche Einfluss von Wintershall Dea auf die Gesellschaft nicht mehr gegeben und die Anwendung der Equity-Methode wurde beendet.

Die Joint Operation Achimgaz wurde gemeinschaftlich mit Gazprom beherrscht und daher bis zum 30. November 2022 anteilig konsolidiert. Aufgrund externer Einflussnahmen und einseitiger Entscheidungen, die dazu geführt haben, dass die Corporate-Governance-Mechanismen nicht mehr so ausgeübt werden können wie vertraglich vereinbart, ist die gemeinschaftliche Beherrschung nicht mehr gegeben und die anteilige Konsolidierung wurde beendet. Aufgrund der genannten Gründe ist auch kein maßgeblicher Einfluss gegeben.

Achim Trading sowie der wirtschaftlich verbundene Lizenzhalter Achim Development wurden bis zum 30. November 2022 nach der Equity-Methode bewertet. Aufgrund externer Einflussnahmen und einseitiger Entscheidungen, die dazu geführt haben, dass die Corporate-Governance-Mechanismen nicht mehr so ausgeübt werden können wie vertraglich vereinbart, ist der maßgebliche Einfluss von Wintershall Dea auf die Gesellschaften nicht

mehr gegeben und die Anwendung der Equity-Methode wurde beendet.

Aufgrund dessen sind die Erträge und Aufwendungen von YRGM Trading nur für den Zeitraum Januar bis Oktober 2022 und die Erträge und Aufwendungen von Achimgaz für den Zeitraum Januar bis November 2022 in der Konzern-Gewinn- und Verlustrechnung enthalten. Des Weiteren berücksichtigt das Ergebnis aus at Equity bewerteten Beteiligungen SNGP für den Zeitraum Januar bis Oktober 2022 sowie Achim Trading und Achim Development für den Zeitraum Januar bis November 2022.

Beginnend am 1. November bzw. am 1. Dezember 2022 werden alle russischen Beteiligungen als übrige Finanzanlagen nach IFRS 9 erfolgsneutral zum beizulegenden Zeitwert bilanziert.

Der Zeitwert aller Beteiligungen beläuft sich auf 248 Millionen €; er wurde auf Basis wahrscheinlichkeitsgewichteter Szenarien bestimmt. Neben einem pessimistischen Szenario ist auch ein Szenario enthalten, das auf zukünftigen Cashflows für die russischen Gesellschaften basiert. Der angewandte Diskontierungssatz (10 %) basiert auf den Eigenkapitalkosten unter Berücksichtigung des spezifischen Länderrisikos für Russland.

Die Entkonsolidierung und Bilanzierung als übrige Finanzanlagen nach IFRS 9 haben zu einem Verlust in Höhe von 4.514 Millionen € geführt, der in der Konzern-Gewinn- und Verlustrechnung als separate Zeile „Verlust aus Entkonsolidierung Russland" ausgewiesen wird. Der Entkonsolidierungsverlust ist nicht Bestandteil der Kennzahlen EBITDAX und Bereinigtes Nettoergebnis. Der Verlust beinhaltet auch Währungsumrechnungsverluste, die aus dem sonstigen Ergebnis in den Gewinn oder Verlust umzugliedern waren (324 Millionen €).

Die folgenden Vermögenswerte und Schulden wurden ausgebucht:

Millionen €	
Langfristige Vermögenswerte	
Firmenwert	488
Übrige immaterielle Vermögenswerte	489
Sachanlagen	508
At Equity bewertete Beteiligungen	1.085
Kurzfristige Vermögenswerte	
Vorräte	10
Finanzforderungen	1
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und sonstige Forderungen	149
Ertragsteueransprüche	35
Flüssige Mittel	2.011
	4.776
Langfristige Schulden	
Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen	23
Finanzverbindlichkeiten	1
Passive latente Steuern	123
Kurzfristige Schulden	
Sonstige Rückstellungen	1
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige Verbindlichkeiten	190
	338

Brasilien

Nach der Entscheidung, alle Aktivitäten in Brasilien einzustellen, wurde die Wintershall Dea do Brasil Exploração e Produção Ltda aus Wesentlichkeitsgründen zum 1. Juni 2022 entkonsolidiert.

Aus der Entkonsolidierung resultierte ein Verlust in Höhe von 13 Millionen €, welcher in den allgemeinen Verwaltungskosten ausgewiesen wird. Der Verlust umfasst im Wesentlichen Währungsumrechnungsverluste, die aus dem sonstigen Ergebnis in den Gewinn oder Verlust umzugliedern waren (12 Millionen €).

4 – UMSATZERLÖSE UND SONSTIGE ERTRÄGE

Millionen €	2022	2021
Umsatzerlöse Gas		
Gasverkäufe eigene Produktion	4.963	2.158
Handelsumsätze Gas	10.265	3.135
Unrealisierte Gewinne/Verluste Gasderivate	118	-8
	15.346	**5.285**
Umsatzerlöse Öl		
Ölverkäufe eigene Produktion	3.193	2.313
Handelsumsätze Öl	11	13
	3.203	**2.326**
Summe Umsatzerlöse Gas und Öl	**18.549**	**7.611**
Sonstige Umsatzerlöse	165	193
Summe	**18.714**	**7.804**

Die Umsatzerlöse Gas und Öl (Rohöl/ Kondensat/NGL) aus eigener Produktion beinhalten auch Erlöse aus Dienstleistungsgebühren für die Gas- und Ölgewinnung in Russland. Die „sonstigen Umsatzerlöse" umfassen im Wesentlichen Erlöse aus der Vermarktung von ungenutzten Pipeline-Kapazitäten in Norwegen sowie Erlöse aus Bauleistungen von Achimgaz an Achim Development.

Handelsumsätze umfassen die Handelsaktivitäten für Gas und Öl. Die korrespondierenden Einstandskosten für an Dritte veräußerte Gas- und Ölmengen werden unter „Aufwendungen für Handelswaren" ausgewiesen. Die Handelsaktivitäten des Headquarters zur Verbesserung der Marge sowie die Handelsgeschäfte der russischen Tochtergesellschaft YRGM Trading werden nach Abzug der Kosten netto in den Handelsumsätzen gezeigt.

Im Konzern bestehen Gasliefer- und Verkaufsverträge, bei denen eine physische Lieferung erfolgt, die jedoch vor der Lieferung nicht die „Own-Use-Kriterien" erfüllen. Diese Verträge werden gemäß IFRS 9 als Finanzinstrumente bilanziert. Die Veränderungen der beizulegenden Zeitwerte bis zur Lieferung werden gesondert als unrealisierte Gewinne/Verluste aus Gasderivaten ausgewiesen, soweit sie nicht die Kriterien für Hedge Accounting erfüllen und erfolgsneutral im sonstigen Ergebnis ausgewiesen werden.

Die realisierten Gewinne und Verluste aus diesen Gaslieferverträgen sowie die realisierten Gewinne und Verluste aus Commodity-Derivaten, die finanziell erfüllt werden, werden unter den Gas- und Ölumsätzen ausgewiesen, wodurch die Gas- und Ölumsätze zum Vertragspreis gezeigt werden.

In der Berichtsperiode werden realisierte Verluste aus Gasliefer- und Verkaufsverträgen, die nach IFRS 9 erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bewertet werden, in Höhe von 58 Millionen € in den Gasumsätzen sowie in den Aufwendungen für Handelswaren ausgewiesen. Die Gasumsätze beinhalten zudem 3.392 Millionen € realisierte Verluste aus Festpreisgasverträgen, für die Hedge Accounting angewendet wird. In den Ölumsätzen sind realisierte Gewinne aus Öl-Swaps in Höhe von 314 Millionen € enthalten. Diese Gewinne und Verluste fallen nicht in den Anwendungsbereich des IFRS 15.

Sonstige betriebliche Erträge

Die sonstigen betrieblichen Erträge beinhalten im Wesentlichen Gewinne aus Anlagenabgängen sowie staatliche Zuwendungen in Argentinien.

5 – PRODUKTIONS- UND OPERATIVE AUFWENDUNGEN

Millionen €	2022	2021
Produktionskosten	693	684
Veränderung von Mehr-/Minderentnahmen	19	-12
Transportkosten und Leasingaufwendungen	281	229
Entwicklungskosten	74	14
Aufwendungen für Handelswaren	9.324	2.865
Sonstige Umsatzkosten	58	114
Sonstige	254	78
Summe	**10.702**	**3.971**

Die Produktionskosten beinhalten auch Dienstleistungsaufwendungen für die Gas- und Ölgewinnung in Russland. Unter den „sonstigen Umsatzkosten" werden vorwiegend Aufwendungen für Bauleistungen an Achim Development gezeigt.

Die Aufwendungen für Handelswaren umfassen die Handelsaktivitäten für Gas und Öl. Die entsprechenden Erträge werden unter den Handelsumsätzen Gas und Öl ausgewiesen. Handelsaktivitäten des Headquarters zur Verbesserung der Marge sowie die Handelsgeschäfte der russischen Tochtergesellschaft YRGM Trading werden nach Abzug der Kosten netto unter den Handelsumsätzen ausgewiesen.

6 – NETTOWERTMINDERUNGEN AUF ANLAGEVERMÖGEN

	2022					
Millionen €	Nord-europa	Russland	Lateinamerika	Naher Osten/ Nordafrika	Midstream	**Summe**
Anschaffungskosten für Konzessionen	—	—	292	—	—	**292**
Gas- und Ölvermögenswerte	—	—	—	3	—	**3**
Wertminderungen	—	—	**292**	**3**	—	**295**
Gas- und Ölvermögenswerte	-3	—	—	-125	—	**-128**
Wertaufholungen	**-3**	—	—	**-125**	—	**-128**
Nettowertminderungen auf immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen (Textziffer 12)	**-3**	—	**292**	**-122**	—	**167**
Wertminderungen auf Firmenwert (Textziffer 3)	11	—	—	—	—	**11**
Wertminderungen auf at Equity bewertete Beteiligungen (Textziffer 13)	—	348	—	—	1.132	**1.480**
Nettowertminderungen auf Anlagevermögen	**8**	**348**	**292**	**-122**	**1.132**	**1.658**

Russland und Midstream

Aufgrund des von Russland im Februar begonnenen Krieges gegen die Ukraine wurde im ersten Quartal 2022 ein anlassbezogener Impairment-Test für unsere russischen und Midstream-Vermögenswerte durchgeführt. Die Szenarien und Annahmen wurden quartärlich überprüft und, sofern erforderlich, angepasst.

Für unsere russischen at Equity bewerteten Beteiligungen wurden im ersten Quartal Wertminderungen in Höhe von 348 Millionen € erfasst. Im vierten Quartal wurden die Vollkonsolidierung bzw. anteilige Konsolidierung sowie die at Equity Bewertung beendet und unsere Beteiligungen an den russischen Gesellschaften wurden als nach IFRS 9 zum beizulegenden Zeitwert bewertete übrige Finanzanlagen ausgewiesen, was einen zusätzlichen Entkonsolidierungsverlust von 4.514 Millionen € zur Folge hatte (siehe Textziffer 3).

Für unsere at Equity bewerteten Beteiligungen des Segments Midstream wurden in der Berichtsperiode Wertminderungen in Höhe von 1.132 Millionen € erfasst. Die Wertminderungen beinhalten eine vollständige Wertberichtigung unserer at Equity Beteiligung an Nord Stream AG infolge der Beschädigung der Pipeline (529 Millionen €). Nach der im dritten Quartal erfassten anteiligen Wertminderung hat das Management weiter erhöhte Unsicherheiten und Risiken beobachtet. Daraus folgend werden Dividendenzahlungen in vorhersehbarer Zukunft als höchst ungewiss eingestuft, was

zu einer vollständigen Wertberichtigung des verbleibenden Buchwerts der at Equity Beteiligung geführt hat. Darüber hinaus wurde in 2022 eine Wertminderung auf unsere at Equity Beteiligung, welche das Onshore-Gastransportgeschäft beinhaltet, in Höhe von 603 Millionen € vorgenommen. Die Ermittlung der Wertminderung basierte auf angepassten Cashflow-Annahmen sowie einer wahrscheinlichkeitsgewichteten Szenarioanalyse, die verschiedene mögliche zukünftige Entwicklungen abbildet.

Die zukünftige Entwicklung dieser Annahmen und Szenarien ist allerdings ein großer Unsicherheitsfaktor und kann in der Zukunft Anpassungen der berücksichtigten Annahmen erfordern, was wiederum zu weiteren Wertminderungen oder Wertaufholungen führen kann.

Sonstige E&P-Vermögenswerte

Wertminderungen auf andere E&P-Vermögenswerte (295 Millionen €; ohne Firmenwert) betreffen im Wesentlichen das Ogarrio-Feld in Mexiko und resultieren aus aktualisierten operativen Annahmen basierend auf der aktuellsten Unternehmensplanung,

Die Wertaufholungen auf Vermögenswerte in Algerien, Ägypten und Deutschland (128 Millionen €) basieren auf einem insgesamten Anstieg des erwarteten Leistungspotenzials.

Wertminderungen auf den Firmenwert umfassen die Wertminderungen auf den Teil des norwegischen Firmenwerts, der der Desinvestition in Norwegen zugeordnet wurde (siehe Textziffer 3).

Der erzielbare Betrag für immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen, die in der Berichtsperiode wertberichtigt oder zugeschrieben wurden, beläuft sich auf 61 Millionen € für Nordeuropa, 630 Millionen € für Lateinamerika und 564 Millionen € für Naher Osten/Nordafrika.

Weitere Informationen zum Wertminderungstest und den makroökonomischen Parametern sind in Textziffer 12 zu finden.

7 – EXPLORATION

In der Gewinn- und Verlustrechnung werden als Explorationsaufwand (102 Millionen €) unter anderem Aufwand für Seismik, Geologie, Geophysik, nichtfündige Explorationsbohrungen, Zuführungen und Auflösungen von Rückstellungen und der zuordenbare Verwaltungsaufwand ausgewiesen. Nicht im Explorationsaufwand enthalten sind Wertminderungen und Wertaufholungen.

In den Rückstellungen sind Rückbauverpflichtungen sowie Verpflichtungen aus belastenden Verträgen und nicht erfüllten Arbeitsprogrammen im Zusammenhang mit Explorationslizenzen in Höhe von 103 Millionen € enthalten.

Der Cashflow aus der betrieblichen Tätigkeit, der der Exploration zuzuordnen ist, beträgt -107 Millionen €. Des Weiteren beträgt der Cashflow aus der Investitionstätigkeit des Explorationsbereichs -98 Millionen €.

8 – ZUSÄTZLICHE ANGABEN: PERSONALAUFWAND UND MITARBEITENDE

Der Personalaufwand, ausgewiesen in den Produktions- und operativen Aufwendungen, dem Explorationsaufwand und den allgemeinen Verwaltungskosten, setzt sich folgendermaßen zusammen:

PERSONALAUFWAND

Millionen €	2022	2021
Löhne und Gehälter	388	350
Sozialabgaben und andere Zuwendungen	42	41
Aufwendungen für Leistungen nach Beendigung des Arbeitsverhältnisses	26	32
Summe	**456**	**423**

ZAHL DER MITARBEITENDEN

	Durchschnitt 2022	Durchschnitt 2021
Wintershall Dea-Konzern	2.314[1]	2.469[2]
davon Auszubildende	43	49
davon befristet Beschäftigte	78	153

[1] Davon 231 Mitarbeitende in einer bis Ende November anteilig konsolidierten Gesellschaft (davon 38 befristet beschäftigt).
[2] Davon 243 Mitarbeitende in der anteilig konsolidierten Gesellschaft (davon 49 befristet beschäftigt).

9 – FINANZERGEBNIS

Millionen €	2022	2021
Zinserträge von Dritten	187	128
Zinserträge von nahestehenden Unternehmen	3	7
Netto-Währungskursgewinne	159	41
Beteiligungserträge	6	6
Andere Finanzerträge	5	—
Finanzerträge	**360**	**182**
Zinsaufwendungen an Dritte	59	58
Zinsaufwendungen an nahestehende Unternehmen	2	—
Abzüglich aktivierter Fremdkapitalkosten	-23	-19
Nettoverluste aus Finanzderivaten	389	252
Zinsanteil an Zuführungen zu Rückstellungen	37	26
Verlustübernahmen	—	1
Nettowertminderungen auf übrige Finanzanlagen	6	3
Nettowertminderungen auf Finanzforderungen und Bankguthaben	1.005	—
Andere Finanzaufwendungen	23	1
Finanzaufwendungen	**1.499**	**323**
Summe Finanzergebnis	**-1.139**	**-141**

Die Zinserträge und Zinsaufwendungen resultieren vorwiegend aus Vermögenswerten und Schulden, die zu fortgeführten Anschaffungskosten bewertet werden. Die anderen Finanzaufwendungen umfassen Verluste aus der Bewertung einer ausgegebenen Finanzgarantie zum beizulegenden Zeitwert in Höhe von 12 Millionen €.

Nach den Sanktionen gegen den Betreiber der Nord Stream 2-Pipeline hat Wintershall Dea ihre Finanzforderungen (einschließlich abgegrenzter Zinsen bis Februar) aus der Finanzierung des Nord Stream 2-Pipeline- Projekts (1.003 Millionen €) im ersten Quartal 2022 vollständig wertberichtigt, da mit Rückzahlungen nicht mehr zu rechnen ist.

10 – ERTRAGSTEUERN

In Deutschland wird auf ausgeschüttete und einbehaltene Gewinne einheitlich Körperschaftsteuer von 15 % und darauf ein Solidaritätszuschlag von 5,5 % erhoben. Neben der Körperschaftsteuer ist für die in Deutschland erzielten Gewinne Gewerbeertragsteuer zu entrichten. Diese variiert in Abhängigkeit von den Kommunen, in denen das Unternehmen vertreten ist. Der gewichtete durchschnittliche Körperschaftsteuersatz und Gewerbesteuersatz im Jahr 2022 betrug 30 % (2021: 30 %). Die deutschen Konzerngesellschaften ermittelten ihre latenten Steuern im Jahr 2022 unverändert mit 30 %. Die von den ausländischen Konzerngesellschaften erzielten Gewinne werden mit den im jeweiligen Land geltenden Steuersätzen versteuert.

Die ausländischen Konzerngesellschaften verwenden die folgenden Steuersätze für die Ermittlung latenter Steuern:

STEUERSATZ FÜR DIE ERMITTLUNG LATENTER STEUERN

Norwegische Gesellschaft	78 %/71,8 %/22 %
Mexikanische Gesellschaften	30 %
Niederländische Gesellschaften	25,8 %
Russische Gesellschaften	20 %
Argentinische Gesellschaft	35 %

Im Geschäftsjahr 2022 trat mit Wirkung vom 1. Januar 2022 eine Änderung des norwegischen Mineralölsteuergesetzes in Kraft. Die Änderungen des Mineralölsteuersystems sehen eine sofortige steuerliche Abzugsfähigkeit der getätigten Investitionsausgaben vor, heben jedoch die Uplift-Regelung, eine zusätzliche steuerliche Sonderabschreibung, auf. Darüber hinaus wird die Körperschaftsteuer (22 %) von der besonderen Bemessungsgrundlage im Mineralölsteuersystem abzugsfähig. Für Zwecke der Aufrechterhaltung des Gesamtsteuersatzes von 78 % wurde der Sondersteuersatz im Mineralölsteuersystem von 56 % auf 71,8 % erhöht.

STEUERAUFWAND

Millionen €	2022	2021
Ertragsteuern laufendes Jahr (Körperschaftsteuer, Solidaritätszuschlag und Gewerbeertragsteuer)	3.530	870
Ertragsteuern Vorjahre	-5	41
Laufende Ertragsteuern	**3.524**	**910**
Veränderungen temporärer Differenzen	9	409
aus Veränderungen steuerlicher Verlustvorträge/ungenutzter Steuergutschriften	-92	-89
Latente Steuern	**-83**	**320**
Ertragsteuern	**3.441**	**1.230**
EU-Energiekrisenbeitrag	**11**	**0**
Summe	**3.452**	**1.230**

Im Jahr 2022 hat Deutschland eine EU-Verordnung zu einem befristeten obligatorischen EU-Energiekrisenbeitrag in Höhe von 33 % für Überschussgewinne im Bereich Öl, Gas, Kohle und Raffinerien für die Jahre 2022 und 2023 in Kraft gesetzt. Wintershall Dea verzeichnete einen zusätzlichen Aufwand aus dem EU-Energiekrisenbeitrag in Höhe von 11 Millionen € für Überschussgewinne aus der Öl- und Gasproduktion in deutschen Betrieben in 2022.

Der Rat der Europäischen Union verabschiedete im Jahr 2022 eine Richtlinie zur Gewährleistung einer globalen Mindestbesteuerung für multinationale Unternehmensgruppen und große inländische Gruppen in der Europäischen Union. Die Mitgliedstaaten sind verpflichtet, die Regelungen dieser Richtlinie in nationales Recht bis Ende 2023 umzusetzen. Inwieweit Wintershall Dea von dieser Richtlinie betroffen ist, wird gegenwärtig evaluiert.

Der Ertragsteueraufwand leitet sich aus dem erwarteten Steueraufwand wie folgt ab:

ÜBERLEITUNGSRECHNUNG AUF DEN EFFEKTIVEN STEUERAUFWAND UND DIE STEUERQUOTE

Millionen €	2022	2021
Gewinn/Verlust (-) vor Steuern	**-1.351**	**1.823**
Erwartete Ertragsteuern gemäß gewichtetem durchschnittlichen Körperschaft- und Gewerbesteuersatz in Deutschland (30 %)	405	-547
Einfluss Entkonsolidierung und Wertminderung des russischen, Midstream- und brasilianischen Geschäfts	-1.802	—
Einfluss abweichender Steuersätze für Einkommen ausländischer Konzerngesellschaften	-1.711	-580
Einfluss unterschiedlicher Steuerbemessungsgrundlagen für Einkommen ausländischer Konzerngesellschaften	-141	29
Einfluss unterschiedlicher Steuersätze und Steuerbemessungsgrundlagen für Einkommen ausländischer Betriebsstätten	24	23[1]
Einfluss von Steuersatzänderungen	—	-13
Steuern für Vorjahre	-5	-45
Quellensteuern auf Dividenden	-6	-19
Steuereffekte auf		
Steuerlich nicht abzugsfähige Aufwendungen deutscher Konzerngesellschaften	-23	-15
Veränderung von steuerlichen Verlustvorträgen	-265	-43
Wertminderungen und -aufholungen von immateriellen Vermögenswerten und Sachanlagen Nordafrika	37	-42[1]
Wertminderungen und Abgangsverluste von Firmenwerten	-10	-7
Abgangsverluste und Gewinne aus der Wertaufholung von Anteilen an assoziierten Unternehmen und Gemeinschaftsunternehmen	—	-9
Ergebnis aus Beteiligungen an assoziierten Unternehmen und Gemeinschaftsunternehmen	27	67
Zukünftige Dividenden von Tochtergesellschaften und assoziierten Unternehmen	45	-43
Sonstiges	-16	13
Effektive Ertragsteuern	**-3.441**	**-1.231**
Effektiver Ertragsteuersatz in %	**-255**	**67**

[1] Ein Betrag in Höhe von 42 Millionen € wurde für Zwecke der besseren Vergleichbarkeit umklassifiziert.

Der effektive Ertragsteuersatz in 2022 wird erheblich durch steuerlich nicht abzugsfähige Aufwendungen im Zusammenhang mit der Entkonsolidierung des Russlandgeschäfts, Wertminderungen von at Equity bilanzierten Investitionen in Russland und steuerlich nicht abzugsfähigen Wertminderungen auf at Equity bilanzierte Gesellschaften im Segment Midstream bestimmt.

Der Einfluss abweichender Steuersätze für Einkommen ausländischer Konzerngesellschaften in Höhe von -1.711 Millionen € wurde hauptsächlich durch einen starken Anstieg des Vorsteuerergebnisses in Norwegen verursacht. Durch eine ergänzende Besteuerung der Erdgas- und Erdölförderung sind hier besonders hohe Steuersätze anzuwenden.

Der Einfluss unterschiedlicher Steuerbemessungsgrundlagen für Einkommen ausländischer Konzerngesellschaften in Höhe von -141 Millionen € resultiert hauptsächlich aus permanenten Differenzen wie steuerlich nicht abzugsfähigen Fremdwährungsverlusten in Argentinien und latenten Steueraufwendungen aus der Neubewertung von Steuerbilanzpositionen in Norwegen. Im Gegensatz dazu resultierte die Steuerentlastung im Jahr 2021 in erster Linie aus der Anhebung der Uplift-Regelung auf 24 % der Investitionen und der damit verbundenen unmittelbaren steuerlichen Abzugsfähigkeit. Hierbei handelte es sich um eine vorübergehende, mit der COVID-19-Pandemie zusammenhängende, Änderung des Mineralölsteuersystems in Norwegen, beschränkt auf die Jahre 2020 und 2021.

Für einen steuerlichen Verlustvortrag in Höhe von -265 Millionen € wurden keine aktiven latenten Steuern ausgewiesen, da es nicht wahrscheinlich ist, dass zukünftig ausreichend steuerliche Gewinne zur vollständigen Nutzung der Verlustvorträge erzielt werden. Der Anstieg der steuerlichen Verlustvorträge in Deutschland wurde im Wesentlichen durch die Abschreibung eines Darlehens zur Finanzierung des Nord Stream 2-Projektes verursacht. Dies wurde teilweise durch einen latenten Steuerertrag aus einem bisher nicht ausgewiesenen latenten Steueranspruch von steuerlichen Verlustvorträgen in Mexiko kompensiert.

Ertragsteueransprüche und -verbindlichkeiten

Ertragsteueransprüche und -verbindlichkeiten beinhalten im Wesentlichen die Ertragsteuern für das laufende Jahr und die von den Steuerbehörden noch nicht abschließend geprüften Vorjahreszeiträume. Die Ertragsteuerverbindlichkeiten enthalten außerdem Rückstellungen für Betriebsprüfungsrisiken.

Aktive und passive latente Steuern

Die aktiven und passiven latenten Steuern verteilen sich auf folgende Positionen:

AKTIVE UND PASSIVE LATENTE STEUERN 2022

				Erfolgsneutrale Effekte (Eigenkapital)					
Millionen €	Zum 1. Jan. 2022, netto	Erfolgswirksame Effekte	Konsolidierungskreisänderungen	Absicherung von Zahlungsströmen	Neubewertung von Pensionsplänen	Währungsumrechnung	**Zum 31. Dez. 2022, netto**	Aktive latente Steuern	Passive latente Steuern
Immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen	-5.391	369	163	—	—	-361	**-5.220**	36	5.256
Vorräte, Forderungen und Finanzanlagen	-328	218	-24	-9	—	2	**-141**	5	146
Pensionsrückstellungen	127	-14	—	—	-54	2	**61**	95	34
Sonstige Rückstellungen, Verbindlichkeiten und Finanzverbindlichkeiten	3.360	-583	-15	596	—	51	**3.409**	3.409	—
Sonstiges	3	—	—	—	—	—	**3**	3	—
Steuerliche Verlustvorträge	265	92	—	—	—	7	**364**	364	—
Aktive/passive latente Steuern vor Saldierung	**-1.964**	**82**	**124**	**587**	**-54**	**-299**	**-1.524**	**3.912**	**5.436**
Saldierung (gleiche Steuerbehörde)	—	—	—	—	—	—	**-1.524**	-3.723	-3.723
Aktive/passive latente Steuern nach Saldierung	—	—	—	—	—	—	—	**189**	**1.713**

AKTIVE UND PASSIVE LATENTE STEUERN IN 2021

				Erfolgsneutrale Effekte (Eigenkapital)					
Millionen €	Zum 1. Jan. 2021, netto	Erfolgswirksame Effekte	Konsolidierungskreisänderungen	Absicherung von Zahlungsströmen	Neubewertung von Pensionsplänen	Währungsumrechnung	**Zum 31. Dez. 2021, netto**	Aktive latente Steuern	Passive latente Steuern
Immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen	-4.837	-165	—	—	—	-389	**-5.391**	6	5.397
Vorräte, Forderungen und Finanzanlagen	-69	-271	—	14	—	-2	**-328**	10	338
Pensionsrückstellungen	147	-3	—	—	-20	3	**127**	155	28
Sonstige Rückstellungen, Verbindlichkeiten und Finanzverbindlichkeiten	1.479	26	—	1.759	—	96	**3.360**	3.371	11
Sonstiges	2	-1	—	2	—	—	**3**	3	—
Steuerliche Verlustvorträge	168	89	—	—	—	8	**265**	265	—
Aktive/passive latente Steuern vor Saldierung	**-3.110**	**-325**	**—**	**1.775**	**-20**	**-284**	**-1.964**	**3.810**	**5.774**
Saldierung (gleiche Steuerbehörde)	—	—	—	—	—	—	**—**	-3.576	-3.576
Aktive/passive latente Steuern nach Saldierung	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**234**	**2.198**

Laufende und latente Steueransprüche und Steuerverbindlichkeiten werden saldiert, wenn es ein einklagbares Recht zur Aufrechnung tatsächlicher Steuererstattungsansprüche gegen tatsächliche Steuerschulden gibt und die latenten Steueransprüche und die latenten Steuerschulden sich auf Ertragsteuern beziehen, die von der gleichen Steuerbehörde erhoben werden für entweder dasselbe Steuersubjekt oder unterschiedliche Steuersubjekte, die beabsichtigen, in jeder künftigen Periode, in der die Ablösung oder Realisierung erheblicher Beträge an latenten Steuerschulden beziehungsweise Steueransprüchen zu erwarten ist, entweder den Ausgleich der tatsächlichen Steuerschulden und Erstattungsansprüche auf Nettobasis herbeizuführen oder gleichzeitig mit der Realisierung der Ansprüche die Verpflichtungen abzulösen.

Vom Gesamtbetrag der aktiven und passiven latenten Steuern werden 1.745 Millionen € (2021: 1.481 Millionen €) bzw. 112 Millionen € (2021: 250 Millionen €) voraussichtlich innerhalb von zwölf Monaten realisiert.

Für temporäre Differenzen im Zusammenhang mit Beteiligungen an Tochterunternehmen, Zweigniederlassungen und assoziierten Unternehmen, bei denen Wintershall Dea die Umkehrung der temporären Differenzen kontrollieren kann, wurden im Jahr 2022 in Höhe von 283 Millionen € (2021: 409 Millionen €) keine latenten Steuerverbindlichkeiten erfasst, weil sich die temporären Differenzen nicht in absehbarer Zukunft umkehren werden.

Laufende Ertragsteuern für die Berichtsperiode und für frühere Perioden sind mit dem Betrag zu bemessen, in dessen Höhe eine Zahlung an bzw. Erstattung durch die Steuerbehörden erwartet wird. Sie werden anhand der am Bilanzstichtag geltenden gesellschaftsbezogenen Steuersätze ermittelt. Die Unternehmen des Konzerns sind weltweit in einer Vielzahl von Ländern ertragsteuerpflichtig. Bei der Beurteilung der weltweiten Ertragsteueransprüche und -schulden kann insbesondere die Interpretation von steuerlichen Vorschriften mit Unsicherheiten behaftet sein. Eine unterschiedliche Sichtweise der jeweiligen Finanzbehörden bezüglich der richtigen Interpretation von steuerlichen Normen kann nicht ausgeschlossen werden. Änderungen der Annahmen im Hinblick auf die richtige Interpretation von steuerlichen Normen, wie zum Beispiel aufgrund geänderter Rechtsprechung, fließen in die Bilanzierung der ungewissen Ertragsteueransprüche und -schulden im entsprechenden Wirtschaftsjahr ein. Unsichere Steuerverbindlichkeiten werden mit ihrem wahrscheinlichen Wert angesetzt, wenn mehr für ihr Entstehen als dagegen spricht.

Bei der Ermittlung der weltweiten Ertragsteuerrückstellungen ist eine Beurteilung erforderlich, ob jede unsichere steuerliche Behandlung einzeln oder zusammen mit einer oder mehreren anderen unsicheren steuerlichen Behandlungen zu berücksichtigen ist und ob die jeweilige Auswirkung der Ungewissheit auf der Grundlage des wahrscheinlichsten Betrags abzubilden ist. Bei der Anwendung dieser Beurteilungen berücksichtigt der Konzern die Art und die einzelnen Fakten und Umstände jeder unsicheren steuerlichen Behandlung sowie die Besonderheiten der jeweiligen Rechtsordnung einschließlich der geltenden Steuergesetze und unserer Auslegung derselben.

Für Sachverhalte, für die der Konzern keine Rückstellung gebildet hat, da die Ansicht vertreten wird, dass die Forderungen der Steuerbehörden unbegründet sind und keine Anpassung gerechtfertigt ist, würde der Konzern mit einem zusätzlichen Aufwand von 44 Millionen € belastet, sofern die Steuerbehörden der vom Konzern vertretenen Auffassung nicht entsprechen.

Steuerliche Verlustvorträge

Die latenten Steueransprüche resultieren aus in- und ausländischen Aktivitäten. Die latenten Steueransprüche beinhalten unter anderem aktivierte Steuerminderungsansprüche, die aus der erwarteten Nutzung der Verlustvorträge in den folgenden Jahren resultieren. Die Realisierung dieser steuerlichen Verlustvorträge ist mit hinreichender Sicherheit gewährleistet. In der Berichtsperiode gab es steuerliche Verlustvorträge in Höhe von 1.328 Millionen € (2021: 993 Millionen €) in Deutschland, 537 Millionen € (2021: 382 Millionen €) in Mexiko und 3 Millionen € (2021: 0 Millionen €) in den Niederlanden, für die latente Steuern in Höhe von 364 Millionen € (2021: 265 Millionen €) erfasst wurden. Der Betrag der Verlustvorträge, für die keine latenten Steueransprüche angesetzt worden sind, beläuft sich auf 2.411 Millionen € (2021: 736 Millionen €). Ein Gesamtbetrag in Höhe von 2.094 Millionen € (2021: 472 Millionen €) wird nicht verfallen. Zwischen 2025 und 2037 (2021: 2025 und 2036) wird ein Gesamtbetrag in Höhe von 317 Millionen € (2021: 264 Millionen €) verfallen.

Wintershall Dea aktivierte latente Steueransprüche in Höhe 171 Millionen €, die aus steuerlichen Verlustvorträgen und temporären Differenzen in Steuerjurisdiktionen resultieren, in denen Verluste in den Jahren 2022 und 2021 zu verzeichnen waren.

Der Steueraufwand beinhaltet einen latenten Steuerertrag in Höhe von 2 Millionen € (2021: 1 Million €) aus der Auflösung eines zuvor abgeschriebenen latenten Steueranspruchs aus temporären Differenzen.

Der latente Steuerertrag aus einem bisher nicht berücksichtigten steuerlichen Verlust beträgt 21 Millionen € (2021: 5 Millionen €).

Die Einschätzung der Verfügbarkeit künftiger steuerpflichtiger Gewinne basiert auf Planungsannahmen, wie z. B. Annahmen über das makroökonomische Umfeld, Reserven und der Produktion. Der Krieg in der Ukraine erhöhte die Unsicherheit in Bezug auf die Planung künftiger zu versteuernder Ergebnisse in Deutschland für Zeiträume, die über den Planungshorizont von 5 Jahren hinausgehen. Daher bilanziert Wintershall Dea latente Steueransprüche für steuerliche Verlustvorträge in Deutschland nur in dem Maße, in dem es wahrscheinlich ist, dass innerhalb des Planungshorizonts von 5 Jahren genügend zu versteuerndes Ergebnis zur Nutzung dieser latenten Steueransprüche zur Verfügung steht.

Eine Änderung einer rechnungslegungsbezogenen Schätzung führte zu einem latenten Steueraufwand in Höhe von 4 Millionen €.

11 – SEGMENTBERICHTERSTATTUNG

Die Geschäftsaktivitäten des Konzerns sind in sechs Segmente gegliedert:

- Nordeuropa
- Russland[6]
- Lateinamerika
- Naher Osten/Nordafrika
- Midstream
- Headquarter und Sonstige

Nach der Entkonsolidierung aller russischen Tochtergesellschaften und at Equity bewerteten Beteiligungen im vierten Quartal 2022 wird der Konzern zukünftig aus fünf Segmenten (ohne Russland) bestehen (siehe Textziffer 3).

Die Segmente Nordeuropa, Russland, Lateinamerika und Naher Osten/Nordafrika bilden das E&P-Geschäft und sind, ausgehend von den Ländern der jeweiligen Region, in weitere Bereiche unterteilt. Die E&P-Segmente umfassen Exploration, Aufschluss, Feldesentwicklung und Produktion in den folgenden Bereichen:

- **Nordeuropa:** Deutschland, Norwegen, Niederlande, Großbritannien und Dänemark
- **Russland:** Russland
- **Lateinamerika:** Argentinien, Mexiko und Brasilien[7]
- **Naher Osten/Nordafrika:** Ägypten, Libyen, Algerien und die Vereinigten Arabischen Emirate

Das Midstream-Segment umfasst die Gastransportaktivitäten in Europa im Onshore- und Offshore-Bereich.

Das Segment Headquarter und Sonstige (HQ und Sonstige) umfasst den Vorstand und zentrale Konzernfunktionen wie zum Beispiel die vom Headquarter gesteuerten Handelsaktivitäten, Global Exploration und Carbon Management & Hydrogen (CMH) sowie Holdinggesellschaften.

Die Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden für die Segmente entsprechen denen des Konzerns wie in Textziffer 1 beschrieben.

Die Spalte „Konsolidierung" beinhaltet die Eliminierung von Erlösen zwischen den Segmenten, die vor allem aus den Gashandelsaktivitäten zwischen dem Headquarter und den Geschäftssegmenten resultieren. Die Verkäufe erfolgen zu Preisen, die annähernd den Marktpreisen entsprechen.

Die zentrale interne Steuerungskennzahl „EBITDAX bereinigt" (EBITDAX), die als interne Steuerungsgröße für das Management verwendet wird, sowie die zusätzliche Leistungskennzahl „bereinigtes Nettoergebnis" werden als Ergebnisgrößen für die Berichtssegmente herangezogen. Sowohl beim EBITDAX als auch beim bereinigten Nettoergebnis handelt es sich um keine nach IFRS zu berücksichtigenden Kennzahlen.

Darüber hinaus beinhaltet die Segmentberichterstattung die Non-IFRS-Kennzahlen „Free Cashflow (FCF)" und „Produktion", die ebenfalls zentrale Steuerungsgrößen für Zwecke der internen Unternehmenssteuerung darstellen.

[6] Alle russischen Tochtergesellschaften und at Equity bewerteten Beteiligungen wurden im vierten Quartal 2022 entkonsolidiert.
[7] Nach der Entscheidung, die Geschäftstätigkeit in Brasilien einzustellen, wurde die brasilianische Tochtergesellschaft zum 1. Juni 2022 entkonsolidiert.

	2022							
Millionen €/Tausend boe/Tag	Nordeuropa	Russland	Lateinamerika	Naher Osten/ Nordafrika	Midstream	HQ und Sonstige	Konsolidierung	**Summe**
Externe Umsatzerlöse	3.354	1.779	579	506	2	12.495	—	**18.714**
Interne Umsatzerlöse	3.146	—	—	—	—	190	-3.336	—
Segmenterlöse	6.500	1.779	579	506	2	12.685[1]	-3.336	**18.714**
Abschreibungen	-1.042	-37	-184	-160	—	-6	—	**-1.429**
Nettowertminderungen auf Anlagevermögen	-8	-348	-292	122	-1.132	—	—	**-1.658**
Explorationsaufwand	-55	—	-40	-5	—	-2	—	**-102**
Ertragsteuern	-3.200	-332	62	-39	2	56	—	**-3.452**
Bereinigtes Nettoergebnis	831	1.429	-13	77	21	12	—	**2.357**
EBITDAX	5.300	1.751	353	362	21	-111	—	**7.675**
davon Ergebnis aus at Equity bewerteten Beteiligungen	56	102	—	-57	-8	—	—	**93**
Langfristige Vermögenswerte[2]	10.058	—	1.600	1.108	484	2.747	-2.085	**13.912**
Gesamtinvestitionen[3]	712	6	106	131	—	15	—	**970**
davon Investitionen in Produktion und Feldesentwicklung	645	6	75	128	—	15	—	**869**
davon Investitionen in Exploration	67	—	31	3	—	—	—	**100**
Free Cashflow (FCF)	2.173	1.385	49	219	99	-56	—	**3.869**
Produktion[4]	207	276	67	47[5]	—	—	—	**597**
davon Gas	111	221	59	40	—	—	—	**431**
davon Öl/Kondensat/NGL	96	55	8	7	—	—	—	**166**

[1] Die Segmenterlöse beziehen sich fast ausschließlich auf die vom Headquarter gesteuerten Handelsaktivitäten (12.684 Millionen €, einschließlich der Handelsaktivitäten für die eigene Produktion des Konzerns).
[2] Zum 31. Dez. 2022.
[3] Mittelabfluss für immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen.
[4] Auf Working-Interest-Basis; inklusive anteiliger Produktion von at Equity bewerteten Gesellschaften.
[5] Ohne Libyen onshore.

	2021							
Millionen €/Tausend boe/Tag	Nordeuropa	Russland	Lateinamerika	Naher Osten/ Nordafrika	Midstream	HQ und Sonstige	Konsolidierung	**Summe**
Externe Umsatzerlöse	2.249	862	464	472	2	3.754	—	**7.804**
Interne Umsatzerlöse	955	—	—	—	—	62	-1.017	—
Segmenterlöse	3.204	862	464	472	2	3.816[1]	-1.017	**7.804**
Abschreibungen	-1.106	-41	-169	-133	—	-8	—	**-1.456**
Nettowertminderungen auf Anlagevermögen	241	—	-211	-141	—	—	—	**-111**
Explorationsaufwand	-79	—	-49	5	—	-10	—	**-134**
Ertragsteuern	-979	-148	11	-62	—	-51	—	**-1.230**
Bereinigtes Nettoergebnis	246	547	-99	165	202	-112	—	**950**
EBITDAX	2.337	728	306	404	201	-145	—	**3.832**
davon Ergebnis aus at Equity bewerteten Beteiligungen	—	51	—	32	202	—	—	**285**
Langfristige Vermögenswerte[2]	10.499	2.213	1.969	1.083	2.607	1.242	-829	**18.785**
Gesamtinvestitionen[3]	870	6	66	105	—	3	—	**1.050**
davon Investitionen in Produktion und Feldesentwicklung	800	6	39	105	—	3	—	**952**
davon Investitionen in Exploration	70	—	27	1	—	—	—	**98**
Free Cashflow (FCF)	1.348	505	65	91	121	-49	—	**2.082**
Produktion[4]	206	303	70	55[5]	—	—	—	**634**
davon Gas	106	243	62	43	—	—	—	**454**
davon Öl/Kondensat/NGL	100	60	8	12	—	—	—	**180**

[1] Die Segmenterlöse beziehen sich fast ausschließlich auf die vom Headquarter gesteuerten Handelsaktivitäten (3.811 Millionen €, einschließlich der Handelsaktivitäten für die eigene Produktion des Konzerns).
[2] Zum 31. Dez. 2022.
[3] Mittelabfluss für immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen.
[4] Auf Working-Interest-Basis; inklusive anteiliger Produktion von at Equity bewerteten Gesellschaften.
[5] Ohne Libyen onshore.

Die externen Umsatzerlöse sind den folgenden Bereichen zuzuordnen:

EXTERNE UMSATZERLÖSE

Millionen €	2022	2021
Norwegen	2.883	1.856
Deutschland	452	380
Niederlande/Großbritannien/ Dänemark	19	12
Nordeuropa	**3.354**	**2.249**
Russland	**1.779**	**862**
Argentinien	479	402
Mexiko	100	62
Lateinamerika	**579**	**464**
Ägypten	374	315
Libyen	53	106
Algerien	78	51
Naher Osten/Nordafrika	**506**	**472**
Midstream	**2**	**2**
HQ und Sonstige	**12.495**	**3.754**
Summe	**18.714**	**7.804**

EBITDAX und bereinigtes Nettoergebnis

EBITDAX definiert sich aus Umsatzerlösen und sonstigen Erträgen abzüglich Produktions- und operativer Aufwendungen, abzüglich produktionsbezogener Steuern sowie abzüglich allgemeiner Verwaltungskosten, bereinigt um Sondereffekte.

Das bereinigte Nettoergebnis wird aus dem EBITDAX hergeleitet abzüglich Abschreibungen, abzüglich Explorationsaufwand, zuzüglich Finanzerträgen, abzüglich Finanzaufwendungen und abzüglich Ertragsteuern, bereinigt um Sondereffekte sowie Steuereffekte auf die vorgenommenen Bereinigungen oder nicht berücksichtigten Positionen (zum Beispiel Nettowertminderungen des Anlagevermögens und Verlust aus Entkonsolidierung Russland).

Millionen €	2022	2021
Umsatzerlöse Gas und Öl	18.549	7.611
bereinigt um unrealisierte Veränderungen des beizulegenden Zeitwerts von Commodity-Derivaten	-118	8
Sonstige Umsatzerlöse	165	193
Ergebnis aus at Equity bewerteten Beteiligungen: Gas und Öl	101	83
bereinigt um im Ergebnis aus at Equity bewerteten Beteiligungen enthaltene Nettowertminderungen auf Anlagevermögen	16	29
Ergebnis aus at Equity bewerteten Beteiligungen: Midstream	-8	202
bereinigt um im Ergebnis aus at Equity bewerteten Beteiligungen enthaltene Nettowertminderungen auf Anlagevermögen	31	—
Sonstige betriebliche Erträge	58	99
bereinigt um Gewinne aus dem Verkauf von Anlagevermögen/Änderungen des Konsolidierungskreises	-11	-47
Produktions- und operative Aufwendungen	-10.702	-3.971
bereinigt um Nettowertminderungen auf/Ausbuchungen von operativen Forderungen	102	1
bereinigt um Verluste aus dem Abgang von Anlagevermögen	132	35
bereinigt um sonstige Einmaleffekte (Aufwendungen im Zusammenhang mit dem Merger, Akquisitionskosten etc.)	—	41
Produktionsbezogene Steuern	-221	-123
Allgemeine Verwaltungskosten	-451	-429
bereinigt um Nettowertminderungen und Ausbuchungen von operativen Forderungen	-1	2
bereinigt um Verluste aus dem Abgang von Anlagevermögen/Änderungen des Konsolidierungskreises	14	36
bereinigt um sonstige Einmaleffekte (Aufwendungen im Zusammenhang mit dem Merger, Akquisitionskosten etc.)	19	61
EBITDAX	**7.675**	**3.832**

Millionen €	2022	2021
EBITDAX	**7.675**	**3.832**
Abschreibungen	-1.429	-1.456
Explorationsaufwand	-102	-134
bereinigt um Gewinne und Verluste aus dem Abgang von Anlagevermögen	-1	31
bereinigt um sonstige Einmaleffekte (Aufwendungen im Zusammenhang mit dem Merger, Akquisitionskosten etc.)	—	3
Finanzerträge	360	182
Finanzaufwendungen	-1.499	-323
bereinigt um Nettowertminderungen auf Finanzforderungen, Bankguthaben und übrige Finanzanlagen	1.011	3
Ertragsteuern	-3.452	-1.230
bereinigt um Steuern auf vorgenommene Bereinigungen und nicht berücksichtigte Positionen	-206	41
Bereinigtes Nettoergebnis	**2.357**	**950**

12 – IMMATERIELLE VERMÖGENSWERTE UND SACHANLAGEN

IMMATERIELLE VERMÖGENSWERTE

Millionen €	Firmenwert	Vermögens-werte Exploration	Übrige immaterielle Vermögens-werte	Summe
Anschaffungs- und Herstellungskosten				
Zum 1. Jan. 2022	2.435	511	4.049	**6.995**
Konsolidierungskreisänderungen	-488	-28	-1.104	**-1.620**
Zugänge	—	100	18	**119**
Abgänge	—	-2	-18	**-20**
Umbuchungen	-32	-40	-4	**-76**
Währungsumrechnung	242	29	470	**740**
Zum 31. Dez. 2022	**2.156**	**569**	**3.412**	**6.137**
Kumulierte Abschreibungen				
Zum 1. Jan. 2022	—	284	1.418	**1.703**
Konsolidierungskreisänderungen	—	-28	-615	**-643**
Abschreibungen	—	—	224	**224**
Wertminderungen	—	—	292	**292**
Wertaufholungen	—	—	—	**—**
Abgänge	—	—	-18	**-18**
Währungsumrechnung	—	15	199	**214**
Zum 31. Dez. 2022	**—**	**272**	**1.500**	**1.772**
Buchwert zum 31. Dez. 2022	**2.156**	**298**	**1.912**	**4.366**

IMMATERIELLE VERMÖGENSWERTE

Millionen €	Firmenwert	Vermögens-werte Exploration	Übrige immaterielle Vermögens-werte	**Summe**
Anschaffungs- und Herstellungskosten				
Zum 1. Jan. 2021	2.298	827	3.839	**6.964**
Zugänge	—	98	9	**106**
Abgänge	-10	-101	-6	**-116**
Umbuchungen	-15	-357	-44	**-415**
Währungsumrechnung	161	43	251	**454**
Zum 31. Dez. 2021	**2.435**	**511**	**4.049**	6.995
Kumulierte Abschreibungen				
Zum 1. Jan. 2021	—	185	1.150	**1.335**
Abschreibungen	—	8	209	**217**
Wertminderungen	—	118	120	**238**
Wertaufholungen	—	—	-86	**-86**
Abgänge	—	-39	-5	**-44**
Umbuchungen	—	—	-34	**-33**
Währungsumrechnung	—	12	64	**76**
Zum 31. Dez. 2021	**—**	**284**	**1.418**	1.703
Buchwert zum 31. Dez. 2021	**2.435**	**226**	**2.631**	5.292

SACHANLAGEN

Millionen €	Grundstücke und Gebäude[1]	Gas- und Ölvermögens-werte[2]	Andere technische Anlagen und Maschinen	Betriebs- und Geschäftsaus-stattung	Summe
Anschaffungs- und Herstellungskosten					
Zum 1. Jan. 2022	185	19.393	26	92	**19.696**
Konsolidierungskreis-änderungen	-15	-731	-16	-8	**-770**
Zugänge	9	961	—	6	**976**
Abgänge	-7	-1.469	—	-9	**-1.485**
Umbuchungen	-1	-1.036	-1	1	**-1.036**
Währungsumrechnung	8	1.102	4	3	**1.117**
Zum 31. Dez. 2022	**179**	**18.220**	**13**	**84**	**18.496**
Kumulierte Abschreibungen					
Zum 1. Jan. 2022	81	10.366	18	61	**10.526**
Konsolidierungskreis-änderungen	-2	-247	-6	-7	**-262**
Abschreibungen	13	1.217	1	8	**1.238**
Wertminderungen	—	3	—	—	**3**
Wertaufholungen	—	-128	—	—	**-128**
Abgänge	-5	-841	—	-8	**-854**
Umbuchungen	—	-817	—	—	**-817**
Währungsumrechnung	1	541	2	2	**546**
Zum 31. Dez. 2022	**88**	**10.094**	**13**	**56**	**10.251**
Buchwert zum 31. Dez. 2022	**91**	**8.127**	**—**	**28**	**8.245**

[1] Grundstücke und Gebäude beinhalten Investment Property.
[2] Gas- und Ölvermögenswerte beinhalten Anlagen im Bau (1.576 Millionen € zum 31. Dez. 2022).

SACHANLAGEN

Millionen €	Grundstücke und Gebäude[1]	Gas- und Ölvermögens-werte[2]	Andere technische Anlagen und Maschinen	Betriebs- und Geschäftsaus-stattung	Summe
Anschaffungs- und Herstellungskosten					
Zum 1. Jan. 2021	186	17.671	25	95	**17.977**
Zugänge	13	1.103	—	6	**1.121**
Abgänge	-22	-700	—	-16	**-738**
Umbuchungen	2	199	—	6	**207**
Währungsumrechnung	5	1.121	1	1	**1.128**
Zum 31. Dez. 2021	**185**	**19.393**	**26**	**92**	**19.696**
Kumulierte Abschreibungen					
Zum 1. Jan. 2021	62	9.053	17	69	**9.201**
Abschreibungen	24	1.242	1	9	**1.275**
Wertminderungen	1	206	—	—	**207**
Wertaufholungen	—	-260	—	—	**-260**
Abgänge	-9	-354	—	-15	**-378**
Umbuchungen	1	-95	—	-4	**-98**
Währungsumrechnung	1	575	—	1	**578**
Zum 31. Dez. 2021	**81**	**10.366**	**18**	**61**	**10.526**
Buchwert zum 31. Dez. 2021	**105**	**9.026**	**8**	**31**	**9.170**

[1] Grundstücke und Gebäude beinhalten Investment Property.
[2] Gas- und Ölvermögenswerte beinhalten Anlagen im Bau (3.028 Millionen € zum 31. Dez. 2021).

Aktivierte Fremdkapitalkosten

Im Zusammenhang mit dem Erwerb und der Herstellung qualifizierter Vermögenswerte wurden in der Berichtsperiode Fremdkapitalkosten in Höhe von 23 Millionen € (2021: 19 Millionen €) als Bestandteil der Anschaffungs- und Herstellungskosten aktiviert. Der dabei zugrunde gelegte Finanzierungskostensatz lag bei 1,2 % (2021: zwischen 1,1 % und 1,2 %).

Wertminderungstest

Werthaltigkeitsprüfungen (Impairment-Tests) werden für individuelle zahlungsmittelgenerierende Einheiten durchgeführt, wenn bestimmte Indikatoren (Triggering Events) auf eine mögliche Wertminderung hinweisen. Zu den externen Indikatoren zählen beispielsweise Veränderungen bei den Öl- und Gaspreisen und bei den geschätzten Reserven. Veränderte Produktionsabläufe oder physische Schäden an den Vermögenswerten stellen interne Indikatoren für eine Wertminderung dar.

Eine Wertminderung ist zu erfassen, wenn der Buchwert eines Vermögenswerts oder einer zahlungsmittelgenerierenden Einheit, einschließlich des Firmenwerts, den erzielbaren Betrag übersteigt. Der erzielbare Betrag entspricht dem beizulegenden Zeitwert abzüglich der Veräußerungskosten (Level 3 in der Fair-Value-Hierarchie). Für den Firmenwert und Konzessionen in der Produktions- sowie in der Feldesentwicklungsphase wird der erzielbare Betrag auf Grundlage der diskontierten zukünftigen Cashflows nach Steuern ermittelt.

In der Berichtsperiode wurden Wertminderungen von 295 Millionen € und Wertaufholungen von 128 Millionen € auf immaterielle Vermögenswerte und Sachlagen erfasst (weitere Informationen zu Nettowertminderungen auf Anlagevermögen sind in Textziffer 6 enthalten).

Makroökonomische Parameter

Die folgenden makroökonomischen Annahmen wurden dem Wertminderungstest zum 31. Dezember 2022 zugrunde gelegt.

Öl- und Gaspreise

Prognostizierte Öl- und Gaspreise basieren auf dem aktuell gültigen Öl- und Gaspreisszenario für den Konzern unter Berücksichtigung von Managementeinschätzungen sowie verfügbaren Marktdaten. Das Öl- und Gaspreisszenario beinhaltet einen Brentpreis von 85 $/bbl und einen europäischen Gaspreis von 35 $/mmbtu für das Jahr 2023. Langfristig werden reale Preise in Höhe von maximal 70 $/bbl (nach 2024) und maximal 8,5 $/mmbtu (nach 2029) angenommen.

In Verbindung mit dem Werthaltigkeitstest für unsere Vermögenswerte in der Produktions- und Feldesentwicklungsphase wurde eine Sensitivitätsanalyse für Commodity-Preise durchgeführt. Ein möglicher Rückgang der Commodity Preise um 20 % über die erwartete wirtschaftliche Nutzungsdauer würde zu etwa 500 Millionen € höheren Nettowertminderungen (vor Steuern) führen.

Diskontierungssätze

Die angewendeten Diskontierungssätze basieren auf gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten unter Berücksichtigung der individuellen funktionalen Währung und der spezifischen Länderrisiken. Der Konzern verwendet Nachsteuerdiskontierungssätze. Der Beta-Faktor basiert auf öffentlich zugänglichen Marktdaten der Vergleichsgruppe. Die Diskontierungssätze, die für den Impairment-Test im Jahr 2022 pro funktionale Währung angewendet wurden, liegen zwischen 5,3 % und 34,2 %.

Für den Wertminderungstest des Firmenwerts für die Unternehmenseinheiten, auf die ein wesentlicher Teil des Firmenwerts allokiert wurde – Deutschland und Norwegen –, wurde ein Zinssatz von 7,6 % bzw. 7,9 % angewendet.

Wertminderungstest Firmenwert

Der Test für Firmenwerte muss einmal im Jahr durchgeführt werden. Dieser erfolgte zum 31. Dezember 2022 auf der Basis von Gruppen von zahlungsmittelgenerierenden Einheiten, die bei Wintershall Dea größtenteils den Unternehmenseinheiten entsprechen.

Der Firmenwert ist den folgenden Gruppen von zahlungsmittelgenerierenden Einheiten zugeordnet:

Millionen €	31. Dez. 2022	31. Dez. 2021
Norwegen	1.714[1]	1.644
Deutschland	303	303
Achimgaz	—	201
YRGM Trading	—	156
Argentinien	122	115
Niederlande	11	10
Naher Osten	6	6
Summe	**2.156**	**2.435**

[1] Der Firmenwert in Norwegen wurde aufgrund des Verkaufs von Vermögenswerten wertberichtigt (11 Millionen €) und ist nachfolgend teilweise abgegangen (21 Millionen €).

Öl- und Gaspreise, Produktionsvolumen und Diskontierungssätze sind die signifikantesten Parameter für den Wertminderungstest des Firmenwerts. Die Sensitivitätsanalyse wurde daher auf Basis dieser Parameter durchgeführt. Im Einklang mit IFRS 36.134 f hat sich die Analyse ausschließlich auf die Unternehmenseinheiten Norwegen und Deutschland fokussiert.

Bei der Ermittlung der erzielbaren Beträge für die oben genannten Parameter unter Berücksichtigung von angemessenen Veränderungen (-20 % auf Preis, -20 % auf Produktion und +1 % auf den Diskontierungssatz) haben sich keine Indikationen für die Unternehmenseinheiten Deutschland und Norwegen ergeben, dass die Buchwerte den erzielbaren Betrag übersteigen und eine Wertminderung des Firmenwerts nach sich ziehen würden.

13 – AT EQUITY BEWERTETE BETEILIGUNGEN

Millionen €	2022	2021
Buchwert zu Beginn der Berichtsperiode	2.856	2.671
Konsolidierungskreisänderungen/ Abgänge	-1.085	-9
Dividenden	-92	-173
Anteiliges Nettoergebnis	93	285
Anteiliges sonstiges Ergebnis	55	15
Wertminderungen	-1.480	—
Wertaufholungen	—	4
Währungsumrechnung	253	63
Buchwert am Ende der Berichtsperiode	**599**	**2.856**

14 – ÜBRIGE FINANZANLAGEN

Die übrigen Finanzanlagen umfassen im Wesentlichen Wintershall Dea's Beteiligungen an allen russischen Gesellschaften, für welche die vollständige oder anteilsmäßige Konsolidierung sowie die at Equity Bewertung aufgrund von Kontrollverlust, Verlust von gemeinschaftlicher Kontrolle sowie von maßgeblichem Einfluss im vierten Quartal 2022 beendet wurde (siehe Textziffer 3). Bei erstmaliger Erfassung hat Wintershall Dea das Wahlrecht in Anspruch genommen, die Beteiligungen als erfolgsneutral zum beizulegenden Zeitwert zu bewerten.

15 – VORRÄTE

Millionen €	31. Dez. 2022	31. Dez. 2021
Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe	138	167
Unfertige und fertige Erzeugnisse	77	11
Summe	**215**	**177**

16 – FINANZFORDERUNGEN

	31. Dez. 2022		31. Dez. 2021	
Millionen €	langfristig	kurzfristig	langfristig	kurzfristig
Darlehen und Finanzforderungen an nahestehende Unternehmen und sonstige Beteiligungen	212	4	212	12
Darlehen und Finanzforderungen an Dritte	—	2	948	40
Finanzforderungen aus Cash-Pooling	—	13	—	13
Summe	**212**	**19**	**1.159**	**65**

Darlehen und Finanzforderungen an Dritte im Zusammenhang mit der Finanzierung des Pipeline-Projekts Nord Stream 2 wurden im ersten Quartal 2022 vollständig wertberichtigt (siehe Textziffer 9).

17 – FORDERUNGEN AUS LIEFERUNGEN UND LEISTUNGEN UND SONSTIGE FORDERUNGEN

	31. Dez. 2022		31. Dez. 2021	
Millionen €	langfristig	kurzfristig	langfristig	kurzfristig
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen				
Umsatzbezogene Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	—	1.667	—	1.407
Sonstige Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	—	29	—	78
	—	**1.696**	—	**1.485**
Sonstige Forderungen				
Forderungen aus übrigen Steuern	—	78	—	82
Geleistete Anzahlungen und Rechnungsabgrenzungsposten	3	40	1	51
Forderungen aus Minderentnahmen	—	43	—	53
Übrige sonstige Forderungen und Vermögenswerte	11	79	9	73
	14	**241**	**11**	**260**
Summe	**14**	**1.937**	**11**	**1.745**

18 – FLÜSSIGE MITTEL

Die flüssigen Mittel umfassen Kassenbestände, Guthaben auf Bankkonten sowie Termingelder bei Banken mit einer Laufzeit von bis zu 3 Monaten. Zum 31. Dezember 2022 beinhalten die flüssigen Mittel Bankguthaben in Ägypten und Argentinien, die Devisenverkehrsbeschränkungen unterliegen (186 Millionen €), sowie flüssige Mittel mit Verfügungsbeschränkung in Höhe von 18 Millionen € (Vorjahr 13 Millionen €), die im Wesentlichen für Gashandelsgeschäfte an einer Rohstoffbörse benötigt werden.

19 – EIGENKAPITAL

Eigenkapital der Gesellschafter des Mutterunternehmens

Nach der Umwandlung der von der BASF Handels- und Exportgesellschaft mbH gehaltenen Vorzugsaktien (32.721.027) in Stammaktien am 1. Mai 2022 teilt sich das Grundkapital wie folgt auf die beiden Eigentümer auf: BASF 72,7 % und L1 Energy Capital Management Services S.à r.l. (LetterOne) 27,3 %.

Zum 31. Dezember 2022 beträgt das gezeichnete Kapital der Wintershall Dea AG 189 Millionen € und ist in 189.437.527 voll stimmberechtigte Aktien mit einem Nominalwert von jeweils 1,00 € eingeteilt.

Wintershall Dea wird, wie in der Corporate Governance festgelegt, maßgeblich durch BASF und LetterOne beeinflusst.

Mit Schreiben vom 12. Oktober 2021 hat die BASF Handels- und Exportgesellschaft mbH gemäß § 20 Absatz 4 AktG mitgeteilt, dass ihr eine unmittelbare Mehrheitsbeteiligung im Sinne von § 16 Absatz 1 AktG an der Wintershall Dea AG gehört.

Mit Schreiben vom 26. Oktober 2021 hat die L1 Energy Capital Management Services S.à r.l. gemäß § 20 Absatz 1 AktG mitgeteilt, dass ihr unmittelbar mehr als der vierte Teil der Aktien im Sinne von § 16 Absatz 1 AktG an der Wintershall Dea AG gehören.

Mittelbare Anteile gemäß § 16 Absatz 4 AktG halten BASF SE und LetterOne Holdings S.A.

Aufgrund eines Ausgleichsanspruchs von BASF gegenüber LetterOne hat LetterOne gemäß einer vertraglichen Vereinbarung zwischen den Parteien Zahlungen in Höhe von 224 Millionen € in die freie Kapitalrücklage der Wintershall Dea geleistet. Der gleiche Betrag wurde an BASF als Dividenden ausgeschüttet, wobei LetterOne für diese Sonderausschüttungen auf die Zahlung von Dividenden auf ihre Stammaktien verzichtet hat.

Darüber hinaus wurden in der Berichtsperiode eine Dividende auf Vorzugsaktien in Höhe von 86 Millionen € und eine Dividende auf Stammaktien in Höhe von 1.006 Millionen € ausgeschüttet.

Die Kapitalrücklagen des Konzerns stimmen grundsätzlich mit den Kapitalrücklagen im Einzelabschluss der Muttergesellschaft überein. Aufgrund von zeitlichen Erfassungsunterschieden im Zusammenhang mit Beschlüssen zur Gewinnverwendung bei der Muttergesellschaft kann es zu Abweichungen kommen.

Eigenkapital der nachrangigen Kapitalgeber

Im Januar 2021 hat die Wintershall Dea AG über ihre 100-prozentige Tochtergesellschaft Wintershall Dea Finance 2 B.V. zwei Serien nachrangiger Anleihen mit einem Nominalvolumen in Höhe von insgesamt 1.500 Millionen € emittiert. Die nachrangigen Anleihen sind 3 Monate (NC2026) beziehungsweise 6 Monate (NC2029) vor ihren ersten Zinsanpassungstagen (Reset Date) kündbar. Der erste Zinsanpassungstag für die nachrangigen Anleihen mit einem Nominalvolumen von 650 Millionen € und einem Kupon von 2,4985 % ist der 20. Juli 2026 (NC2026) und der erste Zinsanpassungstag für die nachrangigen Anleihen mit einem Nominalvolumen von 850 Millionen € und einem Kupon von 3,0000 % ist der 20. Januar 2029 (NC2029).

Nach IAS 32 sind die nachrangigen Anleihen vollständig als Eigenkapital zu klassifizieren. Das aufgenommene Kapital wird vermindert um Disagio und Transaktionskosten im Eigenkapital ausgewiesen. Latente Steuern auf Disagio und Transaktionskosten werden ebenfalls im Eigenkapital erfasst. Die abgegrenzten zu leistenden Zinszahlungen an die Halter der Anleihen werden eigenkapitalerhöhend erfasst, wohingegen die ausgeschütteten Zinszahlungen das Eigenkapital reduzieren.

Der Nettozufluss aus der Emission der Anleihen wird als Kapitaleinlage in der Konzern-Kapitalflussrechnung gezeigt. Die zugeflossenen Mittel wurden zur Tilgung der Bankverbindlichkeiten verwendet.

20 – PENSIONSRÜCKSTELLUNGEN

Den meisten Mitarbeitenden werden neben den Anwartschaften auf Leistungen aus der gesetzlichen Altersversorgung Versorgungsleistungen aus beitrags- oder leistungsorientierten Versorgungsplänen gewährt. Die Leistungen bemessen sich in der Regel nach Beschäftigungsdauer, Bezügen oder Beiträgen der begünstigten Mitarbeitenden unter Berücksichtigung der arbeits-, steuer- und sozialversicherungsrechtlichen Rahmenbedingungen in den einzelnen Ländern. Um die Risiken veränderter Kapitalmarktbedingungen und demografischer Entwicklungen zu begrenzen, werden den Mitarbeitenden seit einigen Jahren für zukünftige Dienstzeiten fast ausschließlich beitragsorientierte Pläne respektive gleichwertige Versorgungsleistungen angeboten.

Beschreibung der leistungsorientierten Pläne

Deutschland

Einige Wintershall Dea-Konzerngesellschaften in Deutschland nehmen an den Pensionsplänen des BASF-Konzerns teil. Die BASF Pensionskasse VVaG gewährt eine Grundversorgung, die aus Arbeitnehmer- und Arbeitgeberbeiträgen sowie den erzielten Erträgen aus dem Planvermögen finanziert wird. Für einen Teil der über die BASF Pensionskasse VVaG finanzierten Leistungen bestehen Anpassungspflichten, die von ihren Mitgliedsunternehmen getragen werden, wenn die BASF Pensionskasse VVaG diese aufgrund aufsichtsrechtlicher Rahmenbedingungen nicht übernehmen kann. Im Jahr 2004 wurde die leistungsorientierte Grundversorgung für neu in die deutschen Wintershall Dea-Gesellschaften eintretende Mitarbeitende geschlossen und durch einen beitragsorientierten Plan ersetzt. Über die Grundversorgung hinausgehende Zusagen von Betriebsrenten sind bei den deutschen Konzerngesellschaften durch Pensionsrückstellungen finanziert. Die Leistungen werden überwiegend in Form von Bausteinplänen zugesagt. Darüber hinaus wird den Mitarbeitenden die Möglichkeit eingeräumt, an unterschiedlichen Plänen zur Entgeltumwandlung teilzunehmen.

Da die BASF SE nicht die erforderlichen Informationen zur Asset-Allokation bei der BASF Pensionskasse zur Verfügung stellt, die seitens des Konzerns im Rahmen des Jahresabschlusses benötigt werden, wird die Beteiligung an der BASF Pensionskasse als leistungsorientierter Versorgungsplan mehrerer Arbeitgeber ohne Zugang zu ausreichenden Informationen über die Asset-Allokation und somit als beitragsorientierter Plan gemäß IAS 19.36 bilanziert.

Darüber hinaus bestehen in Deutschland von Wintershall Dea eigenständig verwaltete Pensionspläne. Im Zusammenhang mit diesen Pensionsplänen wurden als Insolvenzversicherung Vermögenswerte auf die Willis Towers Watson Treuhand GmbH im Rahmen eines Contractual Trust Arrangements (CTA) sowie auf die Willis Towers Watson Pensionsfonds AG übertragen. Die Willis Towers Watson Pensionsfonds AG unterliegt dem Versicherungsaufsichtsgesetz und der Beaufsichtigung durch die Finanzdienstleistungsaufsicht (BaFin). Soweit im Pensionsfonds eine aufsichtsrechtliche Unterdeckung entsteht, ist an den Arbeitgeber eine Nachschussforderung zu stellen. Unabhängig von den genannten Regelungen bleibt die Haftung des Arbeitgebers erhalten. Die Organe der Willis Towers Watson Treuhand GmbH und der Willis Towers Watson Pensionsfonds AG haben für eine vertragskonforme Verwendung der vorhandenen Mittel zu sorgen und damit die Voraussetzung zur Anerkennung als Planvermögen zu erfüllen. Die leistungsorientierten Pläne, die als Rückstellung berücksichtigt wurden, beinhalten im Wesentlichen Rentenzusagen, woraus ein Langlebigkeitsrisiko resultiert.

Alle genannten Pensionspläne (einschließlich der Entgeltumwandlungspläne) sind für neue Mitarbeitende ab 31. März 2020 geschlossen.

Vor diesem Hintergrund nehmen die Mitarbeitenden der Wintershall Dea-Konzerngesellschaften in Deutschland, die nach dem 31. März 2020 eingestellt wurden, einschließlich derjenigen, die zwischenzeitlich Anspruch auf eine Blankettzusage erhielten, ab Oktober 2022 an einer kapitalmarktorientierten, leistungsorientierten Altersversorgung teil, die durch Arbeitgeber- und Arbeitnehmerbeiträge sowie deren Anlageerfolg finanziert wird. Wintershall Dea garantiert mindestens die Summe der gezahlten Arbeitgeber- und Arbeitnehmerbeiträge und beabsichtigt, die Pensionsverpflichtungen im Rahmen eines zusätzlichen Contractual Trust Arrangements (CTA) vollständig mit Planvermögen zu decken.

Darüber hinaus werden Leistungen aus den Pensionsplänen des BASF-Konzerns für die Mitarbeitenden der Wintershall Dea in Deutschland ab April 2023 durch die Pläne der Wintershall Dea für zukünftige Leistungen ersetzt. Der leistungsorientierte Plan der BASF Pensionskasse VVaG, der im Jahr 2004 für neue Mitarbeitende der Wintershall Dea geschlossen wurde, wird in ähnlicher Form als Direktzusage der Wintershall Dea weitergeführt. Der beitragsorientierte Plan der BASF Pensionskasse VVaG, der für neue Mitarbeitende der Wintershall Dea im Jahr 2020 geschlossen wurde, wird durch den aktuellen Plan für Neueinstellungen ersetzt.

Norwegen

Die leistungsorientierten Pläne der Wintershall Dea Norge sind für neue Mitarbeitende seit dem 1. Januar 2016 geschlossen. Für Mitarbeitende, deren Restdienstzeit bis zum Renteneintritt am 1. Januar 2016 15 Jahre oder weniger betrug, bestehen die Entgeltzusagen nach der Planschließung fort. Die Pläne werden zum Teil durch Nordea Liv AS finanziert. Mitarbeitenden, deren Restdienstzeit zu diesem Stichtag mehr als 15 Jahre betrug, und Mitarbeitenden, die nach diesem Stichtag eingetreten sind, werden Leistungen aus einem beitragsorientierten Pensionsplan gewährt. Die beitragsorientierten Pläne werden entweder über die Nordea Liv AS abgesichert oder sind nicht fondsfinanziert und werden durch Storebrand Pensjonstjenester im Namen von Wintershall Dea Norge AS verwaltet.

Darüber hinaus bestehen geschlossene leistungsorientierte Pläne für frühere Mitarbeitende der ehemaligen DEA Norge AS. Diese Pläne sind über DNB ASA gesichert. Mitarbeitende, deren Restdienstzeit bis zum Renteneintritt am 1. Januar 2021 15 Jahre oder weniger betrug, bleiben in dem bestehenden Plan. Alle anderen Mitarbeitende wurden in den existierenden beitragsorientierten Pensionsplan überführt.

Versicherungsmathematische Annahmen

Die Höhe der Rückstellung für leistungsorientierte Versorgungssysteme wurde nach versicherungsmathematischen Methoden auf der Grundlage der nachstehend aufgeführten Annahmen berechnet.

	31. Dez. 2022		31. Dez. 2021	
Annahmen (%)	Deutschland	Norwegen	Deutschland	Norwegen
Diskontierungssatz	3,69 %	3,20 %	1,15 %	1,50 %
Rentensteigerungsrate	2,30 %	1,70 %	1,70 %	0,00 %

Die zur Bestimmung der Pensionsansprüche am 31. Dezember 2021 festgelegten Annahmen werden im Folgejahr für die Ermittlung des Aufwands für Pensionspläne verwendet.

Allgemein erfolgt die Bewertung der leistungsorientierten Verpflichtungen auf Grundlage der aktuellsten versicherungsmathematischen Sterbetafeln zum 31. Dezember 2022.

STERBETAFELN ZUM 31. DEZ. 2022

Deutschland	Heubeck Richttafeln 2018 G
Norwegen	K2013

PENSIONSRÜCKSTELLUNGEN

Millionen €	Leistungs-orientierte Versorgungs-ansprüche	Planvermögen	Summe
Zum 1. Jan. 2022	1.028	-469	558
Laufender Dienstzeitaufwand	17	—	17
Zinsaufwand/-ertrag	12	-5	7
	29	-5	24
Neubewertungen			
Gewinne/Verluste aus Planvermögen ohne bereits im Zinsertrag erfasste Beträge	—	50	50
Versicherungsmathematische Gewinne/Verluste			
davon Effekte aus der Änderung finanzieller Annahmen	-280	—	-280
davon Effekte aus der Änderung erfahrungsbedingter Annahmen	55	—	55
	-225	50	-175
Währungseffekte	-4	2	-2
Arbeitgeberbeiträge zu fondsfinanzierten Plänen	—	-9	-9
Rentenzahlungen	-46	21	-25
Effekte aus Desinvestitionen	-6	5	-1
Zum 31. Dez. 2022	776[1]	-405	371

[1] Beinhaltet Pläne ohne Vermögensdeckung in Höhe von 279 Millionen €.

Millionen €	Leistungs-orientierte Versorgungs-ansprüche	Planvermögen	Summe
Zum 1. Jan. 2021	1.078	-447	**631**
Laufender Dienstzeitaufwand	21	—	**21**
Zinsaufwand/-ertrag	8	-3	**5**
	29	**-3**	**26**
Neubewertungen			
Gewinne/Verluste aus Planvermögen ohne bereits im Zinsertrag erfasste Beträge	—	-29	**-29**
Versicherungsmathematische Gewinne/Verluste			
davon Effekte aus der Änderung finanzieller Annahmen	-59	—	**-59**
davon Effekte aus der Änderung erfahrungsbedingter Annahmen	19	—	**19**
	-40	**-29**	**-69**
Währungseffekte	4	-2	**2**
Arbeitgeberbeiträge zu fondsfinanzierten Plänen	—	-12	**-12**
Rentenzahlungen	-43	24	**-19**
Zum 31. Dez. 2021	**1.028**[1]	**-469**	**558**

[1] Beinhaltet Pläne ohne Vermögensdeckung in Höhe von 352 Millionen €.

Der Barwert der leistungsorientierten Versorgungsansprüche abzüglich des beizulegenden Zeitwerts des Planvermögens ergibt die in der Bilanz als Pensionsrückstellung ausgewiesene Nettoverpflichtung aus fondsgedeckten und nicht fondsgedeckten leistungsorientierten Versorgungsansprüchen. Der Barwert der leistungsorientierten Versorgungsansprüche entfällt in Höhe von 711 Millionen € (31. Dezember 2021: 948 Millionen €) auf Versorgungspläne in Deutschland und in Höhe von 64 Millionen € (31. Dezember 2021: 80 Millionen €) auf Versorgungspläne in Norwegen.

Betriebsrenten im Inland unterliegen einer im Drei-Jahres-Rhythmus stattfindenden Anpassungsprüfungspflicht nach dem Gesetz zur Verbesserung der betrieblichen Altersversorgung (Betriebsrentengesetz § 16 BetrAVG). Einige Zusagen beinhalten daneben jährliche Rentenanpassungen, die die gesetzliche Anpassungspflicht übersteigen könnten.

Die gewichtete durchschnittliche Laufzeit der Leistungsverpflichtung (Duration) beträgt per 31. Dezember 2022 13 Jahre in Deutschland (31. Dezember 2021: 17 Jahre) und 15 Jahre in Norwegen (31. Dezember 2021: 19 Jahre).

Sensitivitätsanalyse der leistungsorientierten Versorgungsansprüche

Eine Erhöhung oder Verminderung des Abzinsungsfaktors und der Rentensteigerungen würde den Barwert der Versorgungsansprüche folgendermaßen verändern:

VERÄNDERUNG DER VERSICHERUNGSMATHEMATISCHEN ANNAHMEN

	Veränderung der leistungsorientierten Versorgungsansprüche	
Millionen €	31. Dez. 2022	31. Dez. 2021
Diskontierungssatz		
Erhöhung um 0,5 Prozentpunkte	-47	-59
Verringerung um 0,5 Prozentpunkte	53	68
Rentensteigerung		
Erhöhung um 0,5 Prozentpunkte	40	35
Verringerung um 0,5 Prozentpunkte	-36	-30

Für die Bestimmung der Auswirkungen auf die Höhe der Pensionsverpflichtungen bei Änderung der zugrunde liegenden Parameter wurde eine alternative Bewertung der Pensionsverpflichtungen durchgeführt. Eine lineare Extrapolation dieser Werte bei abweichenden Veränderungen der Annahmen sowie eine Addition der kombinierten Veränderungen der einzelnen Annahmen ist nicht möglich.

Planvermögen

Die Kapitalanlagepolitik in Deutschland basiert auf detaillierten Asset-Liability-Management-Studien (ALM-Studien). Es werden Portfolios identifiziert, die innerhalb eines gegebenen Risikobudgets die beste Zielrendite erzielen können. Aus diesen effizienten Portfolios wird eines ausgewählt und die strategische Asset-Allokation bestimmt. Innerhalb der strategischen Asset-Allokation gibt es zwei wesentliche Bestandteile. Ein Teil der Allokation wird zur Absicherung von Schwankungen eingesetzt. Dabei werden gezielt Kapitalmarktinstrumente eingesetzt, welche die finanziellen Risiken aus der Bewertung der Pensionsverpflichtungen absichern. Der zweite Teil der Allokation dient zur Ertragsgenerierung und Diversifikation. Das breit gestreute Portfolio umfasst dabei Anlagen in Anleihen, Aktien, Immobilien und sonstigen Anlageklassen. Das Anlagevermögen wird fortlaufend unter Risiko- und Ertragsgesichtspunkten überwacht und gesteuert.

Dotierungen in den CTA werden im Regelfall in einer Größenordnung geleistet, dass mindestens ein konstantes Finanzierungsniveau erreicht wird. Die Höhe der Dotierung im Jahr 2023 wird unter anderem von der Marktentwicklung des Planvermögens sowie der Entwicklung des Marktzinsniveaus abhängen. Wintershall Dea erwartet, dass Beiträge in Höhe von 43 Millionen € in die leistungsorientierten Pläne in 2023 eingezahlt werden.

ZUSAMMENSETZUNG DES PLANVERMÖGENS (MARKTWERTE)

	31. Dez. 2022			
Millionen €	Deutschland	davon aktiver Markt	Norwegen	davon aktiver Markt
Von Versicherern gehaltene Vermögenswerte	3	—	32	100 %
Spezialfonds	370	100 %	—	—
Summe	**373**	—	**32**	—

Beitragsorientierte Pläne

Die Beiträge zu beitragsorientierten Plänen beliefen sich in der Berichtsperiode auf 9 Millionen € (2021: 8 Millionen €).

Aufgrund der fehlenden Informationen zur Allokation der Vermögenswerte aus der BASF Pensionskasse bilanziert die Wintershall Dea AG den leistungsorientierten Versorgungsplan mehrerer Arbeitgeber als beitragsorientierten Plan. Die bestehenden Pensionsrückstellungen in Höhe von 38 Millionen € decken die Verpflichtung für zukünftige Rentenanpassungen ab. Weitere nachträgliche Zahlungsverpflichtungen könnten durch einen nicht vorhersehbaren Finanzierungsbedarf entstehen. Da diese Verpflichtungen jedoch weder messbar noch wahrscheinlich sind, werden sie nicht in den Pensionsrückstellungen der Gesellschaft berücksichtigt. Die Beiträge der Gesellschaft zu dem gemeinschaftlichen Plan betragen einen gewissen Prozentsatz der Beiträge der Arbeitnehmer. Dieser Prozentsatz ist für alle Arbeitgeber gleich. Er berücksichtigt die Unterschiede zwischen den versicherungsmathematischen Annahmen und den tatsächlichen Werten der Faktoren, die zur Bestimmung der Verpflichtungen und Beiträge herangezogen worden sind. Für das Jahr 2023 werden Beiträge zum Versorgungsplan in Höhe von 1 Million € erwartet.

21 – RÜCKSTELLUNGEN FÜR RÜCKBAU-VERPFLICHTUNGEN UND SONSTIGE RÜCKSTELLUNGEN

	31. Dez. 2022		31. Dez. 2021	
Millionen €	langfristig	kurzfristig	langfristig	kurzfristig
Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen	**1.954**	**133**	**2.467**	**193**
Sonstige Rückstellungen				
Personalverpflichtungen	62	112	60	104
Prozessrisiken, Schadensersatzforderungen	—	5	—	6
Übrige	61	182	83	181
	124	**299**	**143**	**291**
Summe	**2.078**	**432**	**2.610**	**483**

Millionen €	Zum 1. Jan. 2022	Konsolidierungskreisänderungen	Zuführungen	Inanspruchnahmen	Auflösungen	Sonstige Veränderungen	**Zum 31. Dez. 2022**
Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen	**2.660**	**-23**	**143**	**-64**	**-668**	**40**	**2.087**
Sonstige Rückstellungen							
Personalverpflichtungen	164	-4	106	-87	-9	4	**174**
Prozessrisiken, Schadensersatzforderungen	6	—	—	1	—	—	**5**
Übrige	264	—	26	-45	-13	11	**243**
	434	**-4**	**132**	**-132**	**-22**	**15**	**423**
Summe	**3.094**	**-26**	**275**	**-196**	**-690**	**54**	**2.510**

Rückbauverpflichtungen betreffen insbesondere die voraussichtlichen Kosten für das Verfüllen von Bohrlöchern und die Beseitigung von Fördereinrichtungen nach Beendigung der Förderung. Zur Ermittlung des Barwerts werden Diskontierungssätze zwischen 2,05 % und 6,94 % (2021: zwischen 0,00 % und 8,69 %) verwendet. Die Ermittlung der Diskontierungssätze erfolgt länder- bzw. währungsspezifisch auf Basis der Laufzeiten der jeweiligen Felder.

Der voraussichtliche Erfüllungszeitpunkt der Rückstellung ist abhängig von dem Verhältnis der geförderten Reserven zu den geschätzten Reserven und bewegt sich in der Regel in einer Bandbreite von kleiner einem Jahr bis zu circa 30 Jahren.

Die Rückstellungen für Personalverpflichtungen enthalten insbesondere Verpflichtungen zur Gewährung von Dienstalterprämien und Jubiläumsgeldern, variable Vergütungen einschließlich darauf entfallender Sozialversicherungsbeiträge sowie Rückstellungen aufgrund von Restrukturierungsmaßnahmen beziehungsweise Frühpensionierungs- und Altersteilzeitmodellen.

22 – FINANZVERBINDLICHKEITEN

	31. Dez. 2022		31. Dez. 2021	
Millionen €	langfristig	kurzfristig	langfristig	kurzfristig
Anleihen	3.000	912	4.000	12
abzüglich Transaktionskosten	-9	-1	-13	—
	2.991	**911**	**3.987**	**12**
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	—	—	—	3
	—	—	—	**3**
Finanzverbindlichkeiten gegenüber nahestehenden Unternehmen	—	410	—	538
Leasingverbindlichkeiten	75	18	67	23
Sonstige Finanzverbindlichkeiten	1	16	—	—
Summe	**3.067**	**1.356**	**4.055**	**575**

Anleihen

Im September 2019 hat die Wintershall Dea Finance B.V. (ein 100-prozentiges Tochterunternehmen der Wintershall Dea AG) Anleihen im Gesamtwert von 4.000 Millionen € ausgegeben. Die Transaktion umfasste vier Tranchen.

Die Transaktionskosten wurden als Minderung des Anleihebetrags aktiviert und werden unter Anwendung der Effektivzinsmethode über die voraussichtliche Laufzeit amortisiert.

Im zweiten Quartal 2022 hat die Wintershall Dea Finance B.V. eigene Anleihen in Höhe von 99 Millionen € zurückgekauft. Die Anleihen wären im Jahr 2023 fällig geworden. Der Rückkauf wurde zwischen dem 12. Mai 2022 und dem 20. Juni 2022 über ein Rückkaufprogramm auf dem frei handelbaren Markt durchgeführt, wobei alle hierdurch erworbenen Anleihen vom Emittenten annulliert wurden.

Der gewichtete Durchschnittspreis für die Transaktionen betrug 98,18 %, was zu einem Gewinn von 2 Millionen € führte.

Anleihen	%	Fälligkeit	Währung	Nominalbetrag (Millionen €)	Beizulegender Zeitwert 31. Dez. 2022 (Millionen €)	**Buchwert 31. Dez. 2022 (Millionen €)**
Bond ISIN XS2054209320	0,452	2023	EUR	901	881	**900**
Bond ISIN XS2054209833	0,840	2025	EUR	1.000	905	**998**
Bond ISIN XS2054210252	1,332	2028	EUR	1.000	816	**997**
Bond ISIN XS2055079904	1,823	2031	EUR	1.000	747	**996**
Summe				**3.901**	**3.349**	**3.891**

Der beizulegende Zeitwert wird auf Basis von notierten Preisen an einem aktiven Markt ermittelt. Die Rückzahlungsverpflichtung des Konzerns liegt davon unberührt bei 3.901 Millionen €.

Kreditfazilitäten

Mit einem Bankenkonsortium wurde eine fünfjährige revolvierende Kreditfazilität (RCF) in Höhe von 900 Millionen € mit zusätzlichen Verlängerungsoptionen von bis zu zwei Jahren vereinbart, auf die im Bedarfsfall zurückgegriffen werden kann. Die erste sowie die zweite einjährige Verlängerung wurden in voller Höhe bestätigt. Die RCF ist bis März 2026 verfügbar und wird derzeit nicht genutzt.

VERÄNDERUNGEN DER VERBINDLICHKEITEN AUS FINANZIERUNGSTÄTIGKEIT GEMÄSS IAS 7

Millionen €	1. Jan. 2022	Einzahlungen/ Auszahlungen	Währungs-effekte	Sonstige Änderungen	**31. Dez. 2022**
Anleihen	3.999	-98	—	1	**3.903**
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	3	-3	—	—	**—**
Finanzverbindlichkeiten gegenüber nahestehenden Unternehmen	538	-114	1	-15	**410**
Leasingverbindlichkeiten	90	-34	4	33	**93**
Sonstige Finanzverbindlichkeiten	—	—	2	15	**16**
Summe	**4.629**	**-249**	**7**	**34**	**4.422**

Die Überleitungsrechnung gliedert die Veränderungen der Finanzverbindlichkeiten auf in zahlungswirksame und nicht zahlungswirksame Veränderungen. Die dargestellten Ein- und Auszahlungen entsprechen den Werten im Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit.

23 – VERBINDLICHKEITEN AUS LIEFERUNGEN UND LEISTUNGEN UND SONSTIGE VERBINDLICHKEITEN

	31. Dez. 2022		31. Dez. 2021	
Millionen €	langfristig	kurzfristig	langfristig	kurzfristig
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	—	1.088	—	770
Sonstige Verbindlichkeiten				
Verbindlichkeiten aus übrigen Steuern	—	88	6	192
Erhaltene Anzahlungen – Vertragsverbindlichkeiten	5	15	6	16
Sonstige Anzahlungen und Rechnungsabgrenzungsposten	4	25	4	51
Verbindlichkeiten im Rahmen der sozialen Sicherheit	—	3	—	4
Verbindlichkeiten aus Mehrentnahmen	—	76	—	50
Übrige sonstige Verbindlichkeiten	10	233	11	194
	19	**440**	**27**	**507**
Summe	**19**	**1.528**	**27**	**1.277**

24 – LEASINGVERHÄLTNISSE

Die Leasingverhältnisse des Konzerns umfassen im Wesentlichen Bürogebäude, Transport- und Produktionsschiffe sowie Bohranlagen. Die aktivierten Nutzungsrechte sind den folgenden Anlageklassen zugeordnet:

NUTZUNGSRECHTE

Millionen €	Zugänge 2022	31. Dez. 2022	31. Dez. 2021
Grundstücke und Gebäude	5	53	56
Gas- und Ölvermögenswerte	38	36	16
Summe	**43**	**89**	**72**

In der Konzern-Gewinn- und Verlustrechnung wurden die folgenden Beträge erfasst:

LEASINGAUFWENDUNGEN

Millionen €	2022	2021
Abschreibungen Nutzungsrechte	20	48
Zinsaufwendungen für Leasingverbindlichkeiten	3	3
Aufwendungen für kurzfristige Leasingverhältnisse	1	3
Aufwendungen aus variablen Leasingzahlungen (nicht berücksichtigt in Leasingverbindlichkeiten)	1	1
Summe	**25**	**54**

Die Abschreibungen auf Nutzungsrechte sind in den Berichtsperioden auf die folgenden Anlagenklassen verteilt:

ABSCHREIBUNGEN NUTZUNGSRECHTE

Millionen €	2022	2021
Vermögenswerte Exploration	—	8
Grundstücke und Gebäude	7	8
Gas- und Ölvermögenswerte	12	31
Betriebs- und Geschäftsausstattung	—	1
Summe	**20**	**48**

Für die Verträge bestehen teilweise Preisanpassungsklauseln sowie Verlängerungs- und Kündigungsoptionen. In die Ermittlung des Leasingzeitraums werden solche Optionen nur dann einbezogen, wenn mit hinreichender Sicherheit von einer Verlängerung beziehungsweise Nicht-Kündigung ausgegangen werden kann.

In der Kapitalflussrechnung sind Zahlungsmittelabflüsse für Leasingverhältnisse in Höhe von 39 Millionen € (Vorjahr: 65 Millionen €) enthalten. In der Kapitalflussrechnung erfasste Beträge umfassen neben den Zins- und Tilgungszahlungen für die bilanzierten Leasingverbindlichkeiten auch Auszahlungen für nicht bilanzierte kurzfristige Leasingverhältnisse sowie Leasingverhältnisse über geringwertige Vermögenswerte. Der Tilgungsanteil der Leasingverbindlichkeiten (34 Millionen €) wird innerhalb des Cashflows aus der Finanzierungstätigkeit und der Zinsanteil im Cashflow aus der betrieblichen Tätigkeit ausgewiesen.

Wintershall Dea ist zudem ein Leasingverhältnis eingegangen, das noch nicht begonnen hat, aber in der Zukunft zu nominalen Zahlungsmittelabflüssen in Höhe von rund 46 Millionen € über einen Vertragszeitraum von 10 Jahren und 3 Monaten führen wird.

25 – SONSTIGE FINANZIELLE VERPFLICHTUNGEN

Eventualverbindlichkeiten

Eventualverbindlichkeiten betreffen Rechtsstreitigkeiten und potenzielle Steuerrisiken. Die Wintershall Dea AG und ihre Tochtergesellschaften sind als Beklagte oder sonstige Beteiligte regelmäßig in gerichtliche und schiedsgerichtliche Klageverfahren sowie behördliche Verfahren eingebunden. Diese Verfahren haben auf Basis des heutigen Kenntnisstands keinen erheblichen Einfluss auf die wirtschaftliche Lage des Konzerns.

Darüber hinaus obliegt Wintershall Dea die gesetzliche Haftung aus der Mitgliedschaft in verschiedenen Miteigentümerschaften.

Die Rückstellungen für Prozessrisiken und Schadensersatzforderungen sind in den sonstigen Rückstellungen enthalten (siehe Textziffer 21) und betragen 5 Millionen € (2021: 6 Millionen €). Darüber hinausgehende Rückstellungen für Rechtsrisiken waren nicht zu berücksichtigen.

Verpflichtungen aus Kaufverträgen

Zum 31. Dezember 2022 hat der Konzern Verpflichtungen aus festen Bestellungen für Sachanlagen und aus Feldesentwicklungsprojekten in Höhe von 627 Millionen € (31. Dezember 2021: 313 Millionen €).

Darüber hinaus ist Wintershall Dea im Rahmen von Explorationslizenzen zu einer gewissen Anzahl von Explorationsbohrungen und Seismikstudien verpflichtet. Die geschätzten Aufwendungen belaufen sich auf 188 Millionen € (31. Dezember 2021: 121 Millionen €).

Weitere Verpflichtungen aus Bezugsverträgen resultierten überwiegend aus langfristigen Abnahmeverpflichtungen für Gas („Own-Use-Verträge"). Inkludiert sind alle Warenbezugsverträge, die rechtlich durchsetzbar sind und alle wesentlichen Bedingungen determinieren, mit Ausnahme der Verträge, denen bereits ein kontrahierter Verkaufsvertrag gegenübersteht. Zum 31. Dezember 2022 betragen die Abnahmeverpflichtungen 311 Millionen € (31. Dezember 2021: 291 Millionen €). Hinsichtlich der Zahlungsmittelabflüsse aus Warenbezugsverträgen im Anwendungsbereich des IFRS 9 wird auf Textziffer 26 verwiesen.

VERPFLICHTUNGEN AUS WARENBEZUGSVERTRÄGEN

Millionen €	31. Dez. 2022	31. Dez. 2021
2022	—	160
2023	174	80
2024	96	33
2025	36	13
2026 und folgende Jahre	6	4
Summe	**311**	**291**

26 – BERICHTERSTATTUNG ZU FINANZINSTRUMENTEN

Finanzielle Risiken und Sicherungsinstrumente

Wintershall Dea ist als international tätiges E&P-Unternehmen bei seiner gewöhnlichen Geschäftstätigkeit Marktrisiken (Preis- und Währungsrisiken) und Zinsänderungsrisiken ebenso ausgesetzt wie Kredit- und Liquiditätsrisiken. Die Tochterunternehmen unterliegen einem strikten Risikomanagement. Handlungsrahmen, Verantwortlichkeiten und Kontrollen sind in internen Anweisungen verbindlich festgelegt. Derivative Finanzinstrumente werden nicht zu Spekulationszwecken eingesetzt, sondern dienen ausschließlich der Absicherung von Risiken im Zusammenhang mit operativen Grundgeschäften.

Währungs-, Zinsänderungs- und Rohstoffpreisrisiken

Währungsrisiken

Änderungen von Wechselkursen können zu Wertverlusten bei Finanzinstrumenten sowie zu nachteiligen Veränderungen künftiger Zahlungsströme führen. Währungsrisiken aus Finanzinstrumenten resultieren aus der Umrechnung von finanziellen Forderungen, flüssigen Mitteln und finanziellen Verbindlichkeiten zum Stichtagskurs in die funktionale Währung der jeweiligen Konzerngesellschaft. Der Konzern beobachtet und verwaltet wöchentlich das Fremdwährungsrisiko. Das Ziel ist die Eliminierung von Effekten aus Währungsschwankungen auf die Gewinn- und Verlustrechnung. Währungsrisiken werden sowohl auf Konzern- als auch auf Gesellschaftsebene beobachtet und das Nettofremdwährungsexposure des Konzerns (nach natürlicher Absicherung [„Natural Hedge"]) wird, wenn möglich, mit linearen Verträgen aktiv gesichert.

Die Sensitivitätsanalyse wird durchgeführt, indem eine 10-prozentige Aufwertung beziehungsweise 10-prozentige Abwertung der funktionalen Währung gegenüber den anderen Währungen simuliert wird. Die Auswirkung auf den Nettogewinn/-verlust vor Steuern des Konzerns hätte 20 Millionen € und -20 Millionen € betragen.

EXPOSURE UND SENSITIVITÄT NACH WÄHRUNG

	31. Dez. 2022[1]			31. Dez. 2021		
Millionen €	Exposure	Sensitivität (+10 %)	Sensitivität (-10 %)	Exposure	Sensitivität (+10 %)	Sensitivität (-10 %)
RUB	—	—	—	115	-10	10
ARS	195	-18	18	37	-3	3
USD	-203	18	-18	124	-11	11
EUR	—	—	—	1.298	-118	118
GBP	123	-11	11	149	-14	14
NOK	-317	29	-29	-1.086	99	-99
MXN	-93	8	-8	-42	4	-4
EGP	67	-6	6	-24	2	-2
Summe	**-228**	**20**	**-20**	**571**	**-52**	**52**

[1] Ab der Berichtsperiode werden die USD/EUR Exposure auf Nettobasis dargestellt.

Zur Absicherung von Währungsrisiken wurden insbesondere lineare Produkte angewendet, deren Sensitivität symmetrisch ist.

Zinsänderungsrisiken

Zinsänderungsrisiken bestehen aufgrund potenzieller Änderungen des Marktzinses und können bei festverzinslichen Finanzinstrumenten zu einer Änderung des beizulegenden Zeitwerts und bei variabel verzinslichen Finanzinstrumenten zu Zinszahlungsschwankungen führen. Zinsänderungsrisiken haben keinen wesentlichen Einfluss auf die operativen Aktivitäten des Konzerns.

Rohstoffpreisrisiken
Die Umsätze, Cashflows sowie die Wirtschaftlichkeit des Konzerns werden erheblich von den vorherrschenden internationalen und nationalen Rohstoffpreisen beeinflusst. Etwaige sich ergebende nachteilige Veränderungen der Marktpreise können zu Belastungen von Ergebnis und Eigenkapital des Konzerns führen.

Rohstoffpreisrisiken bezogen auf die Produktion werden regelmäßig beurteilt und durch ein systematisches Risikomanagement begrenzt. Die Grundsätze sind in der Commodity-Hedging-Richtlinie definiert.

Alle Sicherungsgeschäfte werden ausschließlich getätigt zur Reduzierung des Risikos aus mit hoher Wahrscheinlichkeit erwarteten Grundgeschäften, die Rohstoffpreisrisiken ausgesetzt sind. Der Konzern setzt Sicherungsgeschäfte für Öl- und Gaspreisrisiken zur Aufrechterhaltung des eigenen Investment-Grade-Ratings und zur Verbesserung der Dividendenplanung ein. Dies dient dazu, eine ausreichende Verschuldungskapazität zu gewährleisten und dem Management damit Flexibilität zu verschaffen, um seine Strategie in Situationen kritisch niedriger Rohstoffpreise anzupassen. Die Höhe der abzusichernden Volumina richtet sich nach dem Economic Exposure und dem aktuellen Niveau der Öl- und Gaspreise. Das maximale Sicherungsvolumen ist festgelegt auf 75 %, 50 % und 25 % der effektiv sicherbaren Produktion für einen Ein-, Zwei- und Dreijahres-anlagezeitraum.

Die zum 31. Dezember 2022 bestehenden Sicherungs-geschäfte umfassen Gasterminverkäufe zur Stabilisierung von Teilen der Gasumsätze bis 2025 sowie Öl-Swaps (Brent Dated) zur Stabilisierung von Teilen der Ölumsätze bis 2025. Bei Letzterem wird derzeit die deutsche und norwegische Ölproduktion als gesichertes Grundgeschäft herangezogen. Der Preis bestimmt sich nach einer Preisformel im Verkaufsvertrag. Mithilfe einer Regressionsanalyse wird die hohe Korrelation zwischen dem Brent-Preis und den vertraglich vereinbarten Preisen nachgewiesen. Dies dient dazu, optimale Sicherungsverhältnisse zu bestimmen.

Ferner ergeben sich Rohstoffpreisrisiken in der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit aus vertraglich vereinbarten Gaseinkaufs- und Lieferverträgen. Wintershall Dea wirkt den spezifischen Preisrisiken, die sich aus der Bewertung der Gasgeschäfte im Falle einer nachteiligen Änderung der Marktpreise ergeben, entgegen, indem die Art und der Umfang der abgeschlossenen Geschäfte Beschränkungen unterliegen, deren Einhaltung konstant überwacht wird.

Wintershall Dea führt Value-at-Risk-Analysen für die bestehenden Commodity-Derivate durch. Value-at-Risk wird kontinuierlich verwendet, um das Marktpreisrisiko zu evaluieren und den höchsten zu erwartenden Verlust innerhalb eines Zeitraums und eines vorgegebenen Konfidenzniveaus einzuschätzen. Der Value-at-Risk-Rechnung liegt ein Konfidenzintervall von 95 % und eine Haltedauer von einem Tag zugrunde. Wintershall Dea wendet den exponentiell gewichteten Varianz-Kovarianz-Ansatz an. Zusammen mit dem Stop-Loss-Limit wird Value-at-Risk zur Steuerung des Marktpreisrisikos bei Commodity-Derivaten verwendet. Der Value-at-Risk zum 31. Dezember 2022 beträgt 1 Million €.

Derivative Finanzinstrumente und Sicherungsbeziehungen
Rohstoffpreise und Fremdwährungen werden nach einer zentral festgelegten Strategie bei Bedarf durch derivative Instrumente abgesichert. Eine Absicherung wird nur für bestehende Grundgeschäfte aus dem operativem Geschäft, Geldanlagen und Finanzierungen sowie für geplante Kapital-maßnahmen vorgenommen. Die aus den Grundgeschäften sowie den Derivaten resultierenden Risiken werden laufend überwacht. Wintershall Dea unterliegt Kreditrisiken aus Derivatgeschäften, soweit diese einen positiven Marktwert haben und die Vertragspartner ihre Leistungen nicht erfüllen können.

Zur Beschränkung des Ausfallrisikos bei den positiven Markt-werten der Derivate werden Transaktionen nur im Rahmen festgelegter Limits mit Banken und Partnern guter Bonität getätigt.

Der Abschluss und die Abwicklung der zu Sicherungszwecken abgeschlossenen derivative Finanzinstrumente erfolgen nach internen Richtlinien und unterliegen strengen Kontrollen.

BEIZULEGENDER ZEITWERT DERIVATIVER FINANZINSTRUMENTE

Millionen €	31. Dez. 2022	31. Dez. 2021
Commodity-Derivate	-3.142	-2.560
davon designierte Sicherungsgeschäfte gemäß IFRS 9 (Hedge Accounting)	-3.251	-2.546
Fremdwährungsderivate	-137	-70
davon designierte Sicherungsgeschäfte gemäß IFRS 9 (Hedge Accounting)	-172	-76
Summe	**-3.280**	**-2.630**

Die derivativen Finanzinstrumente werden zum beizulegenden Zeitwert bewertet. Bei der Interpretation der positiven und negativen beizulegenden Zeitwerte der derivativen Finanzinstrumente ist zu beachten, dass ihnen Grundgeschäfte mit kompensierenden Risiken gegenüberstehen. Alle derivativen Finanzinstrumente werden als Vermögenswerte oder Verbindlichkeiten bilanziert.

Die beizulegenden Zeitwerte der derivativen Finanzinstrumente werden anhand von Bewertungsmodellen ermittelt, die auf am Markt beobachtbaren Input-Parametern basieren. Bewertungsanpassungen für Kontrahentenausfallrisiken (CVA) und das eigene Kreditrisiko (DVA) werden für sämtliche derivativen Finanzinstrumente vorgenommen. Die Kalkulation von CVA und DVA basiert auf dem Standardansatz zur Messung des Kontrahentenausfallrisikos (SA-CCR).

Commodity-Derivate

Der Konzern hat Öl-Swaps sowie bestimmte Festpreisgasverträge als Sicherungsinstrumente im Rahmen von Cashflow Hedges designiert. Cashflow Hedges werden zur Absicherung des Risikos von schwankenden Zahlungsströmen im Zusammenhang mit hochwahrscheinlichen zukünftigen Transaktionen eingesetzt.

Der wirksame Teil der Änderungen des beizulegenden Zeitwerts der eingesetzten Derivate wird als sonstiges Ergebnis im Eigenkapital erfasst. Der Gewinn oder Verlust, der den unwirksamen Teil betrifft, wird unmittelbar im Ergebnis erfasst.

Bei den Ölderivaten bestimmt sich der Preis des gesicherten Grundgeschäfts nach einer Preisformel im Verkaufsvertrag. Als Sicherungsinstrumente dienen Öl-Swaps (Brent Dated), für die ein liquider Markt existiert. Mithilfe einer Regressionsanalyse wird die hohe Korrelation zwischen dem Brent-Preis und der Preisformel nachgewiesen. Diese dient dazu, das Sicherungsverhältnis zu bestimmen, um ein Höchstmaß an Hedge-Effektivität zu erreichen.

Für Gasverkäufe werden Festpreisverträge mit physischer Lieferung als Sicherungsinstrumente verwendet. Für die Ermittlung der beizulegenden Zeitwerte dieser Verträge werden veröffentlichte Marktpreise für die jeweiligen Perioden und Handelsplätze verwendet. Für Festpreisgasverträge wird der Nachweis der Effektivität der Sicherung durch übereinstimmende Parameter von Grund- und Sicherungsgeschäft geführt (Critical Terms Match).

Darüber hinaus bestehende Derivate zur Absicherung des Gashandelsgeschäfts werden erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bewertet und auf Basis der Netto-Risikoposition gemäß IFRS 13.48 ausgewiesen.

Fremdwährungsderivate

Die mit dem Nettofremdwährungsexposure im Zusammenhang stehenden Derivate werden erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert erfasst.

Um die entstandenen Risiken der zukünftigen USD-Rückzahlungen aus konzerninternen Darlehen abzusichern, hat der Konzern Cross-Currency-Swaps abgeschlossen. Die zukünftigen Zahlungsströme im Zusammenhang mit den konzerninternen Darlehen werden als Grundgeschäfte designiert. Die Spot- und Forward-Elemente der Fremdwährungs-Swaps wurden separiert, sodass lediglich die Marktwertänderungen der Spot-Elemente als Sicherungsinstrument designiert werden. Die Forward-Elemente werden als Kosten der Absicherung im sonstigen Ergebnis erfasst und auf systematischer Basis (linear) erfolgswirksam umgegliedert. Der ineffektive Teil der Sicherung wird unmittelbar ergebniswirksam erfasst.

AUSWIRKUNGEN DER BILANZIERUNG VON SICHERUNGSBEZIEHUNGEN AUF DIE KONZERNBILANZ UND DIE KONZERNGEWINN- UND VERLUSTRECHNUNG

	31. Dez. 2022/2022		
Millionen €	Commodity-Derivate (Festpreisgas-verträge)	Commodity-Derivate (Öl-Swaps)	Fremd-währungs-derivate
Buchwert			
Derivatforderungen	39	17	—
Derivatverbindlichkeiten	3.144	163	172
Nominalvolumen	1.852	837	2.188
Fälligkeitsdatum	01/2023-12/2025	01/2023-12/2025	01/2023-09/2028
Menge	217.592 mmscf	12.342 mbbl	
Durchschnittspreis oder -kurs	29,03 €/MWh	67,83 $/bbl	1,11 $/€
Im Gewinn oder Verlust und im sonstigen Ergebnis erfasste Beträge (netto)			
Im sonstigen Ergebnis erfasste Änderungen der beizulegenden Zeitwerte der Sicherungsinstrumente	-4.169	-266	-149
Latente Steuern auf im sonstigen Ergebnis erfasste Änderungen der beizulegenden Zeitwerte der Sicherungsinstrumente	3.137	55	—
Umgliederung vom sonstigen Ergebnis in den Gewinn oder Verlust	3.392	314	164
Latente Steuern auf die Umgliederung vom sonstigen Ergebnis in den Gewinn oder Verlust	-2.542	-62	—
	-182	**40**	**15**

Die Veränderungen in den beizulegenden Zeitwerten der Fremdwährungsderivate, die im sonstigen Ergebnis erfasst wurden, resultieren ausschließlich aus den Kosten der Absicherung.

Gewinne und Verluste aus Commodity-Derivaten werden vom sonstigen Ergebnis in die Umsatzer-löse umgegliedert, während Gewinne und Verluste aus Fremdwährungsderivaten in die Finanzerträge/Finanzaufwendungen umgegliedert werden.

Die Effektivität von Sicherungsbeziehungen wird jeweils zu Beginn der Sicherungsbeziehung und durch regelmäßige prospektive Beurteilungen bestimmt, um sicherzustellen, dass zwischen dem gesicherten Grundgeschäft und dem Sicherungsinstrument eine wirtschaftliche Beziehung besteht. Bewertungsanpassungen für Ausfallrisiken (CVA/DVA) können zu Ineffektivitäten führen.

Der ineffektive Teil der Sicherungsbeziehung zwischen konzerninternen Darlehen und diesen gegenüberstehenden Sicherungsinstrumenten (Cross-Currency-Swaps) resultiert aus Bewertungsanpassungen für Ausfallrisiken (CVA/DVA) sowie aus dem Ausschluss konzerninterner Zinsen aus dem Sicherungszusammenhang. Änderungen der Korrelation zwischen gesichertem Grundgeschäft und den Ölderivaten stellen eine weitere Ursache für Ineffektivitäten dar. Im Unterschied dazu entstehen bei den Festpreisgasverträgen aufgrund der übereinstimmenden Parameter von Grund- und Sicherungsgeschäft (Critical Terms Match) keine Ineffektivitäten aus einer Änderung der Korrelation.

Die nachfolgende Tabelle zeigt die erfolgswirksam erfasste Ineffektivität aus Sicherungsgeschäften zum 31. Dezember 2022:

	31. Dez. 2022	
Millionen €	Commodity-Derivate	Fremd-währungs-derivate
Wertänderung des Sicherungsinstruments	27	-84
Wertänderung des gesicherten Grundgeschäfts	-29	86
Ineffektivität	—	2

Ineffektivitäten für Commodity-Derivate werden in den Umsatzerlösen und für Fremdwährungsderivate in den Finanzerträgen/Finanzaufwendungen ausgewiesen.

Ausfall- und Bonitätsrisiken

Ausfall- oder Bonitätsrisiken bestehen, wenn Vertragspartner ihren Verpflichtungen nicht nachkommen. Der Konzern ist einem Ausfallrisiko im Zusammenhang mit seinen operativen Aktivitäten (im Wesentlichen Forderungen aus Lieferungen und Leistungen) sowie aus Finanzierungsaktivitäten ausgesetzt. Die Finanzierungsaktivitäten umfassen Bankguthaben, Derivate mit positiven Marktwerten sowie sonstige Finanzforderungen. Das Ausfallrisiko wird auf Konzernebene gesteuert. Zur Steuerung des Kreditrisikos bestehen bei Wintershall Dea konzernweite Verfahren, die Anträge für Kreditgenehmigungen, Gewährung und Erneuerung der Limits von Handelspartnern, die proaktive Überwachung von Handelspositionen unter Berücksichtigung dieser Limits und Anforderungen für die Besicherung von Zahlungen umfassen. Bestandteil dieser Prozesse ist die regelmäßige Überwachung und zeitnahe Beurteilung des Kreditrisikos aller Vertragsparteien.

Bei Kunden, für die ein unabhängiges Rating vorliegt, wird dieses herangezogen. Liegen keine unabhängigen Ratings vor, erfolgt die Beurteilung der Kreditqualität des Kunden unter Berücksichtigung seiner Vermögens- und Finanzlage, von Erfahrungen in der Vergangenheit und sonstiger Faktoren aus dem Bereich Risk Management. Individuelle Risikolimits werden aufgrund interner oder externer Ratings in Übereinstimmung mit einem vorgegebenen Rahmen bestimmt. Es gibt keine wesentlichen Konzentrationen von Ausfallrisiken – weder durch Einzelkunden noch durch Regionen. Landesspezifische Zahlungsrisiken bewegen sich innerhalb vom Management vorgegebener Grenzen und werden genau beobachtet.

Ein Ausfall tritt ein, wenn das Management gute Gründe zur Annahme hat, dass der Kunde seinen Rückzahlungsverpflichtungen gegenüber Wintershall Dea, vor allem aufgrund von finanziellen Schwierigkeiten, nicht nachkommen wird. Ein Zahlungsverzug im Rahmen des laufenden Geschäftsbetriebs ist allein kein ausreichender Indikator für einen Ausfall. Es erfolgt immer eine Einzelfallbetrachtung unter Würdigung der Gesamtsituation.

Das maximale Ausfallrisiko entspricht den bilanzierten Buchwerten der finanziellen Vermögenswerte.

Finanzielle Vermögenswerte werden ausgebucht, wenn nach angemessener Einschätzung keine Realisierbarkeit mehr gegeben ist. Der Verlust aus ausgebuchten Forderungen ist sowohl für die Berichtsperiode als auch die Vorjahresperiode unwesentlich.

Wertminderungen von finanziellen Vermögenswerten
Zur Bestimmung von Wertminderungen für finanzielle Vermögenswerte wendet Wintershall Dea den allgemeinen Drei-Stufen-Ansatz beziehungsweise den vereinfachten Ansatz nach IFRS 9 an. Für finanzielle Vermögenswerte, für die der vereinfachte Ansatz nicht zur Anwendung kommt, wird zu jedem Stichtag beurteilt, ob sich das Ausfallrisiko bei einem Finanzinstrument seit dem erstmaligen Ansatz signifikant erhöht hat.

Forderungen aus Lieferungen und Leistungen, sonstige Forderungen, Finanzforderungen und Bankguthaben unterliegen dem Modell der erwarteten Kreditverluste. Dieses basiert grundsätzlich auf externen bzw. internen Ratings für einzelne Debitoren, die in bestimmten Fällen angepasst werden, um aktuellere Informationen zu berücksichtigen.

Zur Bemessung der erwarteten Kreditverluste für Forderungen aus Lieferungen und Leistungen wendet Wintershall Dea den vereinfachten Ansatz nach IFRS 9 an. Dementsprechend wird die Wertminderung anhand des Betrags bemessen, der dem „Lifetime expected Credit Loss" entspricht. Bei Forderungen aus Lieferungen und Leistungen ist das vertragliche Zahlungsziel üblicherweise 30 Tage. Aufgrund des unterschiedlichen regionalen Zahlungsverhaltens werden davon abweichend auch Laufzeiten von bis zu einem Jahr zur Ermittlung des Kreditrisikos verwendet.

Für sonstige Forderungen, Finanzforderungen und Bankguthaben werden die Wertminderungen in Höhe des erwarteten Zwölf-Monats-Kreditverlustes ermittelt. Wenn die Laufzeit des Finanzinstruments kürzer als zwölf Monate ist, wird der über die Laufzeit erwartete Kreditverlust verwendet.

Die Wertminderungen ermitteln sich wie folgt:

Millionen €	Zum 1. Jan. 2022	Konsolidierungskreisänderungen	Zuführung	Auflösung	Abgänge	Reklassifizierung zwischen Stufen	Umbuchung	Währungsumrechnung	Zum 31. Dez. 2022
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen									
davon Stufe 2[1]	3	-2	32	-31	—	—	—	—	2
davon Stufe 3[2]	14	-119	102	-5	-1	—	—	18	8
	16	**-121**	**134**	**-36**	**-1**	—	—	**19**	**10**
Sonstige Forderungen									
davon Stufe 2[1]	3	—	—	—	—	—	-4	—	—
davon Stufe 3[2]	—	—	2	—	—	—	4	—	6
	3	—	**2**	—	—	—	—	—	6
Finanzforderungen und Bankguthaben									
davon Stufe 1[3]	1	—	—	—	—	—	—	—	1
davon Stufe 2[1]	—	-3	5	-3	—	—	—	—	—
davon Stufe 3[2]	35	—	1.003	—	-1	—	—	—	1.037
	37	**-3**	**1.008**	**-3**	**-2**	—	—	—	1.038
Summe	**56**	**-124**	**1.145**	**-39**	**-3**	—	—	**19**	**1.054**

[1] Sofern sich das Ausfallrisiko seit erstmaligem Ansatz signifikant erhöht hat, wird die Wertminderung unter Berücksichtigung der über die Laufzeit erwarteten Kreditverluste ermittelt.
[2] Der finanzielle Vermögenswert ist wertgemindert.
[3] Die Wertminderung für den finanziellen Vermögenswert wird unter Berücksichtigung des erwarteten 12-Monats-Kreditverlusts bemessen.

Millionen €	Zum 1. Jan. 2021	Zuführung	Auflösung	Abgänge	Reklassifizierung zwischen Stufen	Umbuchung	Währungsumrechnung	**Zum 31. Dez. 2021**
Leistungen								
davon Stufe 2[1]	3	5	-5	—	—	—	—	3
davon Stufe 3[2]	23	1	-2	-8	—	—	1	14
	26	**5**	**-7**	**-9**	**—**	**—**	**1**	**16**
Sonstige Forderungen								
davon Stufe 2[1]	—	3	—	—	—	—	—	3
	—	**3**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**3**
Finanzforderungen								
davon Stufe 1[3]	2	—	—	—	—	—	—	1
davon Stufe 3[2]	62	—	—	-26	—	—	—	35
	64	**—**	**—**	**-26**	**—**	**—**	**—**	**37**
Summe	**90**	**9**	**-8**	**-35**	**—**	**—**	**1**	**56**

[1] Sofern sich das Ausfallrisiko seit erstmaligem Ansatz signifikant erhöht hat, wird die Wertminderung unter Berücksichtigung der über die Laufzeit erwarteten Kreditverluste ermittelt.
[2] Der finanzielle Vermögenswert ist wertgemindert.
[3] Die Wertminderung für den finanziellen Vermögenswert wird unter Berücksichtigung des erwarteten 12-Monats-Kreditverlusts bemessen.

Liquiditätsrisiko

Die jederzeitige Zahlungsfähigkeit und Optimierung der Liquiditätsposition des Konzerns wird durch das Liquiditätsrisikomanagement sichergestellt. Basis des Liquiditätsrisikomanagements ist die Erstellung einer zentralen Finanzplanung. Die Finanzplanung erfolgt für die nächsten zwölf Monate in einer monatlichen und für den nächsten Monat in einer tagesgenauen Ausprägung.

Die Überwachung des Liquiditätsrisikos erfolgt durch regelmäßige Überprüfung des Liquiditätsbedarfs unter Berücksichtigung verfügbarer Finanzierungsquellen, bestehender Kreditfazilitäten sowie der Cashflow-Generierung aus produzierenden Vermögenswerten. Insbesondere wird dabei sichergestellt, dass ausreichend Liquidität vorhanden ist, um bestehende Zahlungs- und Kreditverpflichtungen zu erfüllen.

Fälligkeitsanalyse

Die unten stehenden Tabellen fassen die Fälligkeitsstruktur der finanziellen Verbindlichkeiten basierend auf deren vertraglichen undiskontierten Zahlungsmittelabflüssen zusammen. Derivate sind darin enthalten, insofern sie einen negativen beizulegenden Zeitwert aufweisen und mithin Verbindlichkeiten darstellen. Commodity-Derivate, die finanziell abgerechnet werden, werden mit ihren Netto-Zahlungsmittelflüssen berücksichtigt, während bei Handelsgeschäften, denen eine zukünftige physische Lieferung zugrunde liegt und die in den Anwendungsbereich des IFRS 9 fallen, die Zahlungsmittelabflüsse für den Erwerb der Rohstoffe berücksichtigt werden. Bei Fremdwährungsderivaten werden deren Bruttozahlungsmittelabflüsse ausgewiesen. Derivate mit positiven beizulegenden Zeitwerten stellen Vermögenswerte dar und werden

Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige Verbindlichkeiten im Anwendungsbereich des IFRS 7 sind im Wesentlichen unverzinslich und innerhalb eines Jahres fällig. Daher entspricht ihr Buchwert der Summe der künftigen Zahlungsströme.

	31. Dez. 2022			
Millionen €	≤ 1 Jahr	1–5 Jahre	> 5 Jahre	**Summe**
Anleihen	912	1.000	2.000	**3.912**
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	—	—	—	**—**
Finanzverbindlichkeiten gegenüber nahestehenden Unternehmen	410	—	—	**410**
Leasingverbindlichkeiten	20	50	36	**107**
Sonstige Finanzverbindlichkeiten	16	1	—	**16**
Verbindlichkeiten aus Commodity-Derivaten (finanzielle Erfüllung)	112	40	—	**152**
Handelsgeschäfte im Anwendungsbereich des IFRS 9 (physische Erfüllung)[1]	3.366	3	—	**3.369**
Verbindlichkeiten aus Fremdwährungsderivaten[2]	1.799	—	—	**1.799**
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige Verbindlichkeiten im Anwendungsbereich von IFRS 7	1.314	10	—	**1.325**
Summe	**7.950**	**1.104**	**2.036**	**11.090**

[1] Die Zahlungsmittelabflüsse werden zum Erwerb der zugrunde liegenden Rohstoffe genutzt.
[2] Die dargestellten Bruttozahlungsmittelabflüsse werden mit Zahlungsmittelzuflüssen in vergleichbarer Höhe saldiert.

	31. Dez. 2021			
Millionen €	≤ 1 Jahr	1–5 Jahre	> 5 Jahre	**Summe**
Anleihen	12	2.000	2.000	**4.012**
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	3	—	—	**3**
Finanzverbindlichkeiten gegenüber nahestehenden Unternehmen	538	—	—	**538**
Leasingverbindlichkeiten	24	41	37	**102**
Sonstige Finanzverbindlichkeiten	—	—	—	**—**
Verbindlichkeiten aus Commodity-Derivaten (finanzielle Erfüllung)	116	70	—	**186**
Handelsgeschäfte im Anwendungsbereich des IFRS 9 (physische Erfüllung)[1]	3.360	2.015	—	**5.374**
Verbindlichkeiten aus Fremdwährungsderivaten[2]	1.216	—	—	**1.216**
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige Verbindlichkeiten im Anwendungsbereich von IFRS 7	954	10	—	**964**
Summe	**6.222**	**4.136**	**2.037**	**12.395**

[1] Die Zahlungsmittelabflüsse werden zum Erwerb der zugrunde liegenden Rohstoffe genutzt.
[2] Die dargestellten Bruttozahlungsmittelabflüsse werden mit Zahlungsmittelzuflüssen in vergleichbarer Höhe saldiert.

Finanzinstrumente nach Klassen und Kategorien

Bei Finanzforderungen, Forderungen aus Lieferungen und Leistungen, sonstigen Forderungen und flüssigen Mitteln, die zu Anschaffungskosten bewertet werden, entspricht der Buchwert annähernd dem Marktwert. Die Bilanzposition „übrige Finanzanlagen" beinhaltet verbundene Unternehmen und Beteiligungen, die aus Wesentlichkeitsgründen nicht vollkonsolidiert oder at Equity bewertet werden. Andere Eigenkapitalinstrumente, die unter dieser Position aufgewiesen werden, werden zum beizulegenden Zeitwert bewertet und erfolgsneutral im sonstigen Ergebnis oder erfolgswirksam erfasst.

Für Finanzverbindlichkeiten (mit Ausnahme von Anleihen), Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen sowie sonstige Verbindlichkeiten, die zu fortgeführten Anschaffungskosten bewertet werden, stellen die Buchwerte eine angemessene Schätzung des beizulegenden Zeitwerts dar.

Finanzielle Vermögenswerte und Verbindlichkeiten sind den folgenden Bewertungskategorien gemäß IFRS 9 zugeordnet:

BEWERTUNGSKATEGORIEN

	Buchwert zum 31. Dez. 2022					
Millionen €	Fortgeführte Anschaffungskosten	Beizulegender Zeitwert (erfolgswirksam)	Beizulegender Zeitwert (erfolgsneutral; mit Umgliederung)[1]	Beizulegender Zeitwert (erfolgsneutral; ohne Umgliederung)[2]	Außerhalb des Anwendungsbereichs von IFRS 9/IFRS 7	**Summe**
Übrige Finanzanlagen	—	10	—	248	2	**261**
Finanzforderungen	230	—	—	—	—	**230**
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und sonstige Forderungen	1.726	54	—	—	171	**1.952**
Derivatforderungen	—	376	55	—	—	**431**
Flüssige Mittel	3.089	—	—	—	—	**3.089**
Anleihen	3.903	—	—	—	—	**3.903**
Finanzverbindlichkeiten gegenüber nahestehenden Unternehmen	410	—	—	—	—	**410**
Leasingverbindlichkeiten	93	—	—	—	—	**93**
Sonstige Finanzverbindlichkeiten	1	16	—	—	—	**16**
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige Verbindlichkeiten	1.323	—	—	—	224	**1.548**
Derivatverbindlichkeiten	—	233	3.478	—	—	**3.711**

[1] Erfolgsneutral zum beizulegenden Zeitwert im sonstigen Ergebnis bewertet (wird zu einem späteren Zeitpunkt in die Gewinn- und Verlustrechnung umgegliedert).
[2] Erfolgsneutral zum beizulegenden Zeitwert im sonstigen Ergebnis bewertet (wird nicht zu einem späteren Zeitpunkt in die Gewinn- und Verlustrechnung umgegliedert).

FAIR-VALUE-HIERARCHIE

	31. Dezember 2022			
Millionen €	**Summe**	Level 1[1]	Level 2[2]	Level 3[3]
Übrige Finanzanlagen	**258**	—	—	258
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	**51**	—	—	51
Sonstige Forderungen und Vermögenswerte	**3**	—	—	3
Derivatforderungen	**431**	—	431	—
davon Commodity-Derivate	**384**	—	384	—
davon Fremdwährungsderivate	**48**	—	48	—
Derivatverbindlichkeiten	**3.711**	—	3.711	—
davon Commodity-Derivate	**3.526**	—	3.526	—
davon Fremdwährungsderivate	**185**	—	185	—
Sonstige Finanzverbindlichkeiten	**16**	—	—	16

[1] Die Ermittlung des Fair Value erfolgt auf Basis notierter unangepasster Preise identischer Vermögenswerte oder Verbindlichkeiten auf aktiven Märkten.
[2] Die Ermittlung des Fair Value erfolgt auf Basis von Parametern, für die direkt oder indirekt abgeleitete notierte Preise auf einem aktiven Markt zur Verfügung stehen.
[3] Die Ermittlung des Fair Value erfolgt auf Basis von Parametern, für die keine beobachtbaren Marktdaten zur Verfügung stehen.

Die übrigen Finanzanlagen umfassen im Wesentlichen Wintershall Dea's Beteiligungen an allen russischen Gesellschaften (248 Millionen €), die seit dem vierten Quartal erfolgsneutral zum beizulegenden Zeitwert bewertet werden (siehe Textziffer 3).

Für ein Teilportfolio der Forderungen aus Lieferungen und Leistungen wurde das Geschäftsmodell vom „Halten zur Vereinnahmung der vertraglichen Zahlungsströme" auf „Verkauf" in der Berichtsperiode umgestellt und die entsprechenden Forderungen aus Lieferungen und Leistungen werden am 31. Dez. 2022 erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bewertet. Die Bewertung basiert auf den erwarteten zu realisierenden Zahlungsströmen abzüglich erwarteter Kreditverluste. Die Veränderungen des beizulegenden Zeitwerts waren unwesentlich und werden unter den Produktions- und operativen Aufwendungen ausgewiesen.

Bei den sonstigen Forderungen und Vermögenswerten handelt es sich um eine bedingte Forderung, die aus einer Endabrechnung im Zusammenhang mit einer abgeschlossenen Veräußerung in Norwegen erwartet wird.

Der beizulegende Zeitwert der derivativen Finanzinstrumente wird mit marktüblichen Bewertungsmethoden unter Berücksichtigung der am Bewertungsstichtag vorliegenden Marktdaten sowie des Ausfallrisikos ermittelt.

Die sonstigen zum beizulegenden Zeitwert bewerteten Finanzverbindlichkeiten beinhalten eine im Q1 2022 ausgegebene Finanzgarantie. Die Ermittlung des beizulegenden Zeitwerts basiert auf einer gewichteten Szenarioanalyse. Die Wahrscheinlichkeit einer Inanspruchnahme aus der Garantie wird dabei als sehr gering bewertet. Zum 31. Dezember 2022 beläuft sich der negative beizulegende Zeitwert der Finanzgarantie auf 16 Millionen €.

Die bei der erstmaligen Berücksichtigung zugrunde gelegten Annahmen haben sich dem Grund nach nicht geändert. Der Anstieg von 4 Millionen € resultiert überwiegend aus der Fremdwährungsbewertung und Aufzinsungseffekten.

In der Berichtsperiode sowie in der Vorjahresperiode lagen keine Umgruppierungen zwischen den einzelnen Leveln vor.

BEWERTUNGSKATEGORIEN

	Buchwert zum 31. Dez. 2021				
Millionen €	Fortgeführte Anschaffungs-kosten	Beizulegender Zeitwert (erfolgs-wirksam)	Beizulegender Zeitwert (erfolgsneutral; mit Um-gliederung)[1]	Außerhalb des Anwendungs-bereichs von IFRS 9/IFRS 7	**Summe**
Finanzforderungen	1.224	—	—	—	**1.224**
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und sonstige Forderungen	1.556	—	—	200	**1.756**
Derivatforderungen	—	484	7	—	**492**
Flüssige Mittel	2.106	—	—	—	**2.106**
Anleihen	3.999	—	—	—	**3.999**
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	3	—	—	—	**3**
Finanzverbindlichkeiten gegenüber nahestehenden Unternehmen	538	—	—	—	**538**
Leasingverbindlichkeiten	90	—	—	—	**90**
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige Verbindlichkeiten	969	—	—	340	**1.310**
Derivatverbindlichkeiten	—	493	2.629	—	**3.122**

[1] Erfolgsneutral zum beizulegenden Zeitwert im sonstigen Ergebnis bewertet (wird zu einem späteren Zeitpunkt in die Gewinn- und Verlustrechnung umgegliedert).

FAIR-VALUE-HIERARCHIE

	31. Dez. 2021			
Millionen €	**Summe**	Level 1[1]	Level 2[2]	Level 3[3]
Derivatforderungen	**492**	—	492	—
davon Commodity-Derivate	**481**	—	481	—
davon Fremdwährungsderivate	**10**	—	10	—
Derivatverbindlichkeiten	**3.122**	—	3.122	—
davon Commodity-Derivate	**3.041**	—	3.041	—
davon Fremdwährungsderivate	**81**	—	81	—

[1] Die Ermittlung des Fair Value erfolgt auf Basis notierter unangepasster Preise identischer Vermögenswerte oder Verbindlichkeiten auf aktiven Märkten.
[2] Die Ermittlung des Fair Value erfolgt auf Basis von Parametern, für die direkt oder indirekt abgeleitete notierte Preise auf einem aktiven Markt zur Verfügung stehen.
[3] Die Ermittlung des Fair Value erfolgt auf Basis von Parametern, für die keine beobachtbaren Marktdaten zur Verfügung stehen.

SALDIERUNG FINANZIELLER VERMÖGENSWERTE UND VERBINDLICHKEITEN

31. Dez. 2022	Saldierte Beträge			Nicht saldierungsfähige Beträge		
Millionen €	Bruttoausweis	Saldierung	Nettoausweis	aufgrund von globalen Netting-Vereinbarungen	im Zusammenhang mit finanziellen Sicherheiten	potenzieller Nettobetrag
Derivate mit positiven Marktwerten	2.390	-2.024	367	—	—	367
Derivate mit negativen Marktwerten	5.387	-2.024	3.363	—	—	3.363

31. Dez. 2021	Saldierte Beträge			Nicht saldierungsfähige Beträge		
Millionen €	Bruttoausweis	Saldierung	Nettoausweis	aufgrund von globalen Netting-Vereinbarungen	im Zusammenhang mit finanziellen Sicherheiten	potenzieller Nettobetrag
Derivate mit positiven Marktwerten	1.325	-844	481	—	—	481
Derivate mit negativen Marktwerten	3.705	-844	2.862	—	—	2.862

Die oben stehenden Tabellen zeigen, in welchem Maße finanzielle Vermögenswerte und finanzielle Verbindlichkeiten in der Bilanz saldiert werden sowie mögliche Auswirkungen aus der Aufrechnung von Instrumenten, die einer rechtlich durchsetzbaren globalen Netting-Vereinbarung (im Wesentlichen in Form von EFET-Vereinbarungen für abgeschlossene Gasbezugs- und Gaslieferverträge) oder einer ähnlichen Vereinbarung unterliegen. Es sind nur finanzielle Vermögenswerte und Verbindlichkeiten in diesen Tabellen enthalten, die unter die Regelungen solcher Vereinbarungen fallen.

118 KONZERN-GEWINN- UND VERLUSTRECHNUNG
119 KONZERN-GESAMTERGEBNISRECHNUNG
120 KONZERNBILANZ
122 KONZERN-EIGENKAPITAL-VERÄNDERUNGSRECHNUNG
123 KONZERN-KAPITALFLUSSRECHNUNG
125 KONZERNANHANG

27 – KAPITALSTRUKTURMANAGEMENT

Ziel des Kapitalstrukturmanagements ist es, finanzwirtschaftlich flexibel zu bleiben, um das Geschäftsportfolio weiterentwickeln und strategische Optionen wahrnehmen zu können. Ziele der Finanzpolitik sind die Sicherung der Zahlungsfähigkeit, die Begrenzung finanzwirtschaftlicher Risiken sowie die Optimierung der Kapitalkosten.

Das Ziel des Konzerns ist die Sicherstellung der finanziellen Stabilität durch ein dauerhaftes Kredit-Rating im Investment Grade-Bereich.

Der Konzern konzentriert sich darauf, Disziplin hinsichtlich seines Cashflows zu wahren, wobei ein aktives Cash-Management priorisiert wird. Der Konzern wird seine Kapitalverpflichtungen so steuern, dass ein positiver operativer Cashflow erwirtschaftet wird, damit seine Dividenden- und Investitionsfähigkeit gewahrt und finanzielle Flexibilität während der Konjunkturzyklen geschaffen wird.

NETTOVERSCHULDUNG

Millionen €	31. Dez. 2022	31. Dez. 2021
Anleihen	3.903	3.999
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	—	3
Finanzverbindlichkeiten aus Cash-Pooling	410	536
Leasingverbindlichkeiten	93	90
Summe Schulden	**4.406**	**4.628**
Finanzforderungen aus Cash-Pooling	-13	-13
Flüssige Mittel	-3.089	-2.106
Summe	**1.303**	**2.510**

28 – BEZIEHUNGEN ZU NAHESTEHENDEN UNTERNEHMEN UND PERSONEN

Nahestehende Unternehmen und Personen sind juristische oder natürliche Personen, die auf Wintershall Dea Einfluss nehmen können oder die der Kontrolle, der gemeinschaftlichen Führung oder einem maßgeblichen Einfluss durch Wintershall Dea unterliegen.

Wintershall Dea wird maßgeblich durch BASF und LetterOne beeinflusst. Aus diesem Grund werden BASF und LetterOne sowie deren Tochterunternehmen als nahestehende Unternehmen betrachtet. Zusätzlich gehören dazu die aus Wesentlichkeitsgründen nicht konsolidierten Tochterunternehmen, Joint Ventures und assoziierten Unternehmen.

Die folgenden Tabellen zeigen den Geschäftsumfang mit nahestehenden Unternehmen, die im Konzernabschluss zu fortgeführten Anschaffungskosten oder at Equity bilanziert werden, sowie mit unseren Gesellschaftern und deren verbundenen Unternehmen.

UMSÄTZE MIT NAHESTEHENDEN UNTERNEHMEN

Millionen €	2022	2021
Joint Ventures/assoziierte Unternehmen	141	161
Gesellschafter und deren verbundene Unternehmen	2.106	708
Summe	**2.247**	**869**

FORDERUNGEN UND VERBINDLICHKEITEN AUS LIEFERUNGEN UND LEISTUNGEN GEGENÜBER NAHESTEHENDEN UNTERNEHMEN

	Forderungen aus Lieferungen und Leistungen		Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	
Millionen €	31. Dez. 2022	31. Dez. 2021	31. Dez. 2022	31. Dez. 2021
Nicht konsolidierte Tochterunternehmen	17	8	18	—
Joint Ventures/assoziierte Unternehmen	15	15	23	24
Gesellschafter und deren verbundene Unternehmen	185	169	—	—
Summe	**217**	**192**	**42**	**25**

FINANZ- UND SONSTIGE FORDERUNGEN UND VERBINDLICHKEITEN GEGENÜBER NAHESTEHENDEN UNTERNEHMEN

	Finanzforderungen und sonstige Forderungen		Finanzverbindlichkeiten und sonstige Verbindlichkeiten	
Millionen €	31. Dez. 2022	31. Dez. 2021	31. Dez. 2022	31. Dez. 2021
Nicht konsolidierte Tochterunternehmen	28	36	7	15
Joint Ventures/assoziierte Unternehmen	201	200	404	523
Gesellschafter und deren verbundene Unternehmen	2	2	4	5
Summe	**231**	**239**	**414**	**542**

Die Umsätze sowie Forderungen und Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen mit nahestehenden Unternehmen umfassen hauptsächlich Geschäfte mit eigenen Produkten sowie sonstige betriebstypische Geschäfte.

Finanzielle und sonstige Forderungen und Verbindlichkeiten resultieren hauptsächlich aus Finanzierungsgeschäften, ausstehenden Dividendenzahlungen und Ergebnisabführungsverträgen sowie sonstigen finanzierungsbedingten und operativen Geschäften.

Nahestehende Personen sind die Mitglieder des Vorstands und des Aufsichtsrats der Wintershall Dea AG und der Gesellschafter. Zu den Mitgliedern des Vorstands und des Aufsichtsrats sowie deren nahestehenden Personen bestehen keine geschäftlichen Beziehungen. Die Bezüge des Vorstands und des Aufsichtsrats sind Textziffer 29 zu entnehmen.

118 KONZERN-GEWINN- UND VERLUSTRECHNUNG
119 KONZERN-GESAMTERGEBNISRECHNUNG
120 KONZERNBILANZ
122 KONZERN-EIGENKAPITAL-VERÄNDERUNGSRECHNUNG
123 KONZERN-KAPITALFLUSSRECHNUNG
125 KONZERNANHANG

29 – BEZÜGE DES VORSTANDS UND DES AUFSICHTSRATS

Tausend €	2022	2021
Gesamtbezüge des Vorstands	6.501	5.974
Rückstellungen für Long-Term/Short-Term Incentive Plans (LTI/STI)	15.327	4.179
	21.828	**10.153**
Bezüge des Aufsichtsrats	366	80
Gesamtbezüge früherer Vorstandsmitglieder	1.446	713
Pensionsrückstellungen für ehemalige Mitglieder des Vorstands und ihre Hinterbliebenen	26.616	35.294

30 – DIENSTLEISTUNGEN DES ABSCHLUSSPRÜFERS

Wintershall Dea hat für Dienstleistungen, die der Abschlussprüfer des Konzernabschlusses, KPMG AG Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, Frankfurt am Main, (KPMG AG), und Gesellschaften des internationalen KPMG-Netzwerks erbracht haben, nachfolgende Honorare im Aufwand erfasst.

Tausend €	2022	2021
Abschlussprüfungsleistungen	2.678	2.405
davon KPMG AG	1.264	1.161
Sonstige Leistungen	764	500
davon KPMG AG	756	482
Summe	**3.442**	**2.905**

Die Honorare für Abschlussprüfungsleistungen betreffen die Prüfung des Konzernabschlusses des Wintershall Dea-Konzerns sowie der gesetzlich vorgeschriebenen Jahresabschlüsse der Wintershall Dea AG und der in den Konzernabschluss einbezogenen Tochterunternehmen und Joint Operations. Die sonstigen Leistungen betreffen im Wesentlichen sonstige Bestätigungsleistungen des Abschlussprüfers, die nach den geltenden Unabhängigkeitsvorschriften zulässig sind.

31 – EREIGNISSE NACH DEM BILANZSTICHTAG

Am 17. Januar 2023 hat Wintershall Dea ihre Absicht angekündigt, sich in geordneter Weise und unter Einhaltung aller geltenden Gesetze und Bestimmungen vollständig aus Russland zurückzuziehen. Die Bekanntmachung hatte keine weiteren Auswirkungen auf den Konzernabschluss.

118 KONZERN-GEWINN- UND VERLUSTRECHNUNG
119 KONZERN-GESAMTERGEBNISRECHNUNG
120 KONZERNBILANZ
122 KONZERN-EIGENKAPITAL-VERÄNDERUNGSRECHNUNG
123 KONZERN-KAPITALFLUSSRECHNUNG
125 KONZERNANHANG

32 – AUFSTELLUNG DES ANTEILSBESITZES DES WINTERSHALL DEA-KONZERNS GEMÄSS § 313 ABS. 2 HGB

Die Zusammenstellung der in den Konzernabschluss einbezogenen Gesellschaften und des gesamten Anteilsbesitzes gemäß § 313 Abs. 2 HGB und die Informationen über die Befreiung von verbundenen Unternehmen in Bezug auf Rechnungslegungs- und Offenlegungspflichten sind ein integraler Bestandteil des geprüften und beim Bundesanzeiger eingereichten Konzernabschlusses.

I. Im Konzernabschluss vollkonsolidierte sowie nach der Equity-Methode einbezogene Unternehmen

Vollkonsolidierte Tochterunternehmen

Gesellschaft	Sitz	Anteil am Kapital (%)
DEA Cyrenaica GmbH[1]	Hamburg, Deutschland	100,00
DEA E&P GmbH[1]	Hamburg, Deutschland	100,00
DEA North Africa/Middle East GmbH[1]	Hamburg, Deutschland	100,00
DEA Trinidad & Tobago GmbH	Hamburg, Deutschland	100,00
DEM México Erdoel, S.A.P.I. de C.V.	Mexiko-Stadt, Mexiko	100,00
E & A Internationale Explorations- und Produktions-GmbH[1]	Kassel, Deutschland	100,00
Izta Energia, S. de R.L. de C.V.	Mexiko-Stadt, Mexiko	100,00
Sierra Blanca P&D, S. de R.L. de C.V.	Mexiko-Stadt, Mexiko	100,00
Sierra Coronado E&P, S. de R.L. de C.V.	Mexiko-Stadt, Mexiko	100,00
Sierra Nevada E&P, S. de R.L. de C.V.	Mexiko-Stadt, Mexiko	100,00
Sierra O&G Exploracíon y Produccion, S. de R.L. de C.V.	Mexiko-Stadt, Mexiko	100,00
Sierra Offshore Exploracíon, S. de R.L. de C.V.	Mexiko-Stadt, Mexiko	100,00
Sierra Oil & Gas Holdings, L.P.	Ontario, Kanada	100,00
Sierra Oil & Gas, S. de R.L. de C.V.	Mexiko-Stadt, Mexiko	100,00

Sierra Perote E&P, S. de R.L. de C.V.	Mexiko-Stadt, Mexiko	100,00
WD México-Alemania, S. de R.L. de C.V.	Mexiko-Stadt, Mexiko	100,00
Wintershall Dea AG	Celle, Deutschland	100,00
Wintershall Dea Algeria GmbH[1]	Hamburg, Deutschland	100,00
Wintershall Dea Argentina S.A.	Buenos Aires, Argentinien	100,00
Wintershall Dea Asset Holding GmbH	Kassel, Deutschland	100,00
Wintershall Dea Deutschland GmbH	Hamburg, Deutschland	100,00
Wintershall Dea Finance 2 B.V.	Rijswijk, Niederlande	100,00
Wintershall Dea Finance B.V.	Rijswijk, Niederlande	100,00
Wintershall Dea Immobilien GmbH & Co. KG[1]	Hamburg, Deutschland	100,00
Wintershall Dea Insurance Limited	St. Peter Port, Guernsey	100,00
Wintershall Dea International GmbH[1]	Hamburg, Deutschland	100,00
Wintershall Dea Mexico Holding B.V.	Rijswijk, Niederlande	100,00
Wintershall Dea México, S. de R.L. de C.V.	Mexiko-Stadt, Mexiko	100,00
Wintershall Dea Middle East GmbH[1]	Kassel, Deutschland	100,00
Wintershall Dea Nederland Asset Holding B.V.	Rijswijk, Niederlande	100,00
Wintershall Dea Nederland B.V.	Rijswijk, Niederlande	100,00
Wintershall Dea Nederland Transport and Trading B.V.	Rijswijk, Niederlande	100,00
Wintershall Dea Nile GmbH[1]	Hamburg, Deutschland	100,00
Wintershall Dea Norge AS	Stavanger, Norwegen	100,00
Wintershall Dea Schweiz AG	Zug, Schweiz	100,00
Wintershall Dea Suez GmbH[1]	Hamburg, Deutschland	100,00
Wintershall Dea Technology Ventures GmbH	Kassel, Deutschland	100,00
Wintershall Dea TSC GmbH & Co. KG	Kassel, Deutschland	100,00
Wintershall Dea Vermögensverwaltungsgesellschaft mbH[1]	Kassel, Deutschland	100,00
Wintershall Dea WND GmbH[1]	Hamburg, Deutschland	100,00
Wintershall Petroleum (E&P) B.V.	Rijswijk, Niederlande	100,00

Nach der Equity-Methode bilanzierte Joint Ventures

Gesellschaft	Sitz	Kapital (%)
WIGA Transport Beteiligungs-GmbH & Co. KG	Kassel, Deutschland	50,02
Wintershall Noordzee B.V.	Rijswijk, Niederlande	50,00

Nach der Equity-Methode bilanzierte assoziierte Unternehmen

Gesellschaft	Sitz	Kapital (%)
Nord Stream AG	Zug, Schweiz	15,50[2]
Wintershall Aktiengesellschaft	Celle, Deutschland	51,00

[1] Anwendung von § 264 Abs. 3 HGB.
[2] Wintershall Dea übt einen maßgeblichen Einfluss auf die Finanz- und Geschäftspolitik aus.

118 KONZERN-GEWINN- UND VERLUSTRECHNUNG
119 KONZERN-GESAMTERGEBNISRECHNUNG
120 KONZERNBILANZ
122 KONZERN-EIGENKAPITAL-VERÄNDERUNGSRECHNUNG
123 KONZERN-KAPITALFLUSSRECHNUNG
125 KONZERNANHANG

II. Beteiligungsunternehmen, die nicht voll- oder anteilsmäßig konsolidiert/nach der Equity-Methode bilanziert werden

Gesellschaft	Sitz	Anteil am Kapital (%)
AMBARtec AG[1]	Dresden, Deutschland	24,40
AO Achimgaz[2]	Nowy Urengoi, Russland	50,00
AO Gazprom YRGM Trading[2]	Sankt Petersburg, Russland	25,00
AWIAG Limited[3]	Birkirkara, Malta	100,00
DEA Ukraine LLC[3 4]	Kiew, Ukraine	100,00
Erdgas Münster GmbH[3]	Münster, Deutschland	33,66
Joint Stock Company Achim Trading[2]	Sankt Petersburg, Russland	18,01
Limited Liability Company Achim Development[2]	Nowy Urengoi, Russland	25,01
Nordkaspische Explorations- und Produktions GmbH[3 4]	Kassel, Deutschland	100,00
OAO Severneftegazprom[2 5]	Krasnoselkup, Russland	25,00
Wellstarter AS[1]	Trondheim, Norwegen	24,40
WIGA Verwaltungs-GmbH[3]	Kassel, Deutschland	50,02
Wintershall Dea Carbon Management Solutions B.V.[3]	Rijswijk, Niederlande	100,00
Wintershall Dea do Brasil Exploração e Produção Ltda.[3]	Rio de Janeiro, Brasilien	100,00
Wintershall Dea Exploration and Production International C.V.[3]	Rijswijk, Niederlande	100,00
Wintershall Dea Global Support B.V.[3]	Rijswijk, Niederlande	100,00
Wintershall Dea Immobilien Management GmbH[3]	Hamburg, Deutschland	100,00
Wintershall DEA Mexico Holdings GP Ltd.[3]	N. Brunswick, Kanada	100,00
Wintershall Dea Russia GmbH[3]	Kassel, Deutschland	100,00
Wintershall Dea South East Asia GmbH[3]	Kassel, Deutschland	100,00
Wintershall Dea TSC Management GmbH[3]	Kassel, Deutschland	100,00
Wintershall Dea Wolga Petroleum GmbH[3]	Kassel, Deutschland	100,00
Wintershall Libyen Oil & Gas GmbH[3]	Kassel, Deutschland	100,00

[1] Wagniskapital Investition erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bewertet.
[2] Nicht anteilsmäßig-/vollkonsolidiert bzw. nach der Equity-Methode bilanziert aufgrund fehlender (gemeinsamer) Kontrolle/fehlendem maßgeblichen Einfluss.
[3] Nicht vollkonsolidiert bzw. nach der Equity-Methode bilanziert wegen geringer Bedeutung.
[4] In Liquidation.
[5] Anteil am Ergebnis und Gesamtkapital entspricht insgesamt 35 % über zusätzliche Vorzugsaktien.

118 KONZERN-GEWINN- UND VERLUSTRECHNUNG
119 KONZERN-GESAMTERGEBNISRECHNUNG
120 KONZERNBILANZ
122 KONZERN-EIGENKAPITAL-VERÄNDERUNGSRECHNUNG
123 KONZERN-KAPITALFLUSSRECHNUNG
125 KONZERNANHANG

33 – MITGLIEDER DES AUFSICHTSRATS UND DES VORSTANDS

Aufsichtsrat

Dr. Hans-Ulrich Engel
Vorsitzender; Stellvertretender Vorstandsvorsitzender der BASF SE

Dmitry Avdeev
Erster Stellvertretender Vorsitzender; Senior Partner, L1 Energy

Michael Winkler
Zweiter Stellvertretender Vorsitzender; Gewerkschaftssekretär IG BCE

Saori Dubourg
Mitglied des Vorstands der BASF SE

Dr. Dirk Elvermann
President Corporate Finance, BASF SE

Michael Heinz
Mitglied des Vorstands der BASF SE

Timothy Summers
Managing Partner, L1 New Energy (Mitglied des Aufsichtsrats seit dem 10. Mai 2022)

Matti Lievonen
Board Professional

Scott Nyquist
Management Consultant

Birgit Böl
Vorsitzende des Gesamtbetriebsrats der Wintershall Dea AG

Günther Prien
Vorsitzender des Gesamtbetriebsrats Hamburg und Mitglied des Gesamtbetriebsrats der Wintershall Dea AG

Heiko Rehder
Head of Production District Mittelplate, Stellvertretender Vorsitzender des Gesamtbetriebsrats Hamburg der Wintershall Dea Deutschland GmbH

German Khan
Entrepreneur (Mitglied des Aufsichtsrats bis zum 15. März 2022)

Vorstand

Mario Mehren
CEO

Paul Smith
CFO

Hugo Dijkgraaf
CTO

Dawn Summers
COO

Thilo Wieland
Vorstandsmitglied, Region Russland, Lateinamerika und Midstream

Kassel/Hamburg, 17. Februar 2023
Vorstand

Mehren **Smith** **Dijkgraaf** **Summers** **Wieland**

E

WEITERE INFORMATIONEN

198 — Erklärung des Vorstands
199 — Bestätigungsvermerk des Wirtschaftsprüfers
202 — Glossar
207 — Kontakt und Impressum

198 ERKLÄRUNG DES VORSTANDS
199 BESTÄTIGUNGSVERMERK DES WIRTSCHAFTSPRÜFERS
202 GLOSSAR
207 KONTAKT UND IMPRESSUM

ERKLÄRUNG DES VORSTANDS UND VERSICHERUNG NACH §§ 297 ABS. 2, 315 ABS. 1 HGB

Für die Aufstellung des Konzernabschlusses und des Konzernlageberichts der Wintershall Dea ist der Vorstand der Wintershall Dea AG verantwortlich.

Der Konzernabschluss der Wintershall Dea wurde für das Geschäftsjahr zum 31. Dezember 2022 nach den International Financial Reporting Standards (IFRS) aufgestellt, die vom International Accounting Standards Board (IASB), London, veröffentlicht und von der Europäischen Union anerkannt worden sind.

Um die Übereinstimmung des Konzernlageberichts und des Konzernabschlusses von Wintershall Dea mit den anzuwendenden Rechnungslegungsregeln und die Ordnungsmäßigkeit der Unternehmensberichterstattung zu gewährleisten, haben wir wirksame interne Kontroll- und Steuerungssysteme eingerichtet.

Das von uns eingerichtete Risikomanagementsystem ist darauf ausgerichtet, dass der Vorstand wesentliche Risiken frühzeitig erkennen kann, um gegebenenfalls geeignete Maßnahmen zu ihrer Abwehr einleiten zu können. Die Zuverlässigkeit und Funktionsfähigkeit des internen Kontroll- und Risikomanagementsystems werden kontinuierlich von der internen Revision konzernweit geprüft.

Nach bestem Wissen versichern wir, dass gemäß den anzuwendenden Rechnungslegungsgrundsätzen der Konzernabschluss von Wintershall Dea ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage von Wintershall Dea vermittelt und im Konzernlagebericht der Wintershall Dea der Geschäftsverlauf einschließlich des Geschäftsergebnisses und die Lage des Konzerns so dargestellt sind, dass ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild vermittelt wird, sowie die wesentlichen Chancen und Risiken der voraussichtlichen Entwicklung der Wintershall Dea beschrieben sind.

Kassel/Hamburg, den 17. Februar 2023

Mehren **Smith** **Dijkgraaf** **Summers** **Wieland**

198 ERKLÄRUNG DES VORSTANDS
199 BESTÄTIGUNGSVERMERK DES WIRTSCHAFTSPRÜFERS
202 GLOSSAR
207 KONTAKT UND IMPRESSUM

BESTÄTIGUNGS-VERMERK DES UNABHÄNGIGEN ABSCHLUSSPRÜFERS

AN DIE WINTERSHALL DEA AG, CELLE

Prüfungsurteile

Wir haben den Konzernabschluss der Wintershall Dea AG, Celle, und ihrer Tochtergesellschaften (der Konzern) – bestehend aus der Konzernbilanz zum 31. Dezember 2022, der Konzern-Gewinn- und Verlustrechnung, der Konzerngesamtergebnisrechnung, der Konzerneigenkapitalveränderungsrechnung und der Konzernkapitalflussrechnung für das Geschäftsjahr vom 1. Januar bis zum 31. Dezember 2022 sowie dem Konzernanhang, einschließlich einer Zusammenfassung bedeutsamer Rechnungslegungsmethoden – geprüft. Darüber hinaus haben wir den Konzernlagebericht der Wintershall Dea AG für das Geschäftsjahr vom 1. Januar bis zum 31. Dezember 2022 geprüft.

Die im Abschnitt „Sonstige Informationen" unseres Bestätigungsvermerks genannten Bestandteile des Konzernlageberichts haben wir in Einklang mit den deutschen gesetzlichen Vorschriften nicht inhaltlich geprüft.

Der Konzernlagebericht enthält als ungeprüft gekennzeichnete, nicht vom Gesetz vorgesehene Querverweise. Diese Querverweise sowie die Informationen, auf die sich die Querverweise beziehen, haben wir in Einklang mit den deutschen gesetzlichen Vorschriften nicht inhaltlich geprüft.

Nach unserer Beurteilung aufgrund der bei der Prüfung gewonnenen Erkenntnisse

- entspricht der beigefügte Konzernabschluss in allen wesentlichen Belangen den IFRS, wie sie in der EU anzuwenden sind und vermittelt unter Beachtung dieser Vorschriften ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens- und Finanzlage des Konzerns zum 31. Dezember 2022 sowie seiner Ertragslage für das Geschäftsjahr vom 1. Januar bis zum 31. Dezember 2022 und
- vermittelt der beigefügte Konzernlagebericht insgesamt ein zutreffendes Bild von der Lage des Konzerns. In allen wesentlichen Belangen steht dieser Konzernlagebericht in Einklang mit dem Konzernabschluss, entspricht den deutschen gesetzlichen Vorschriften und stellt die Chancen und Risiken der zukünftigen Entwicklung zutreffend dar. Unser Prüfungsurteil zum Konzernlagebericht erstreckt sich nicht auf den Inhalt der im Abschnitt „Sonstige Informationen" genannten Bestandteile des Konzernlageberichts. Der Konzernlagebericht enthält als ungeprüft gekennzeichnete, nicht vom Gesetz vorgesehene Querverweise. Unser Prüfungsurteil erstreckt sich nicht auf diese Querverweise sowie die Informationen, auf die sich die Querverweise beziehen.

Gemäß § 322 Abs. 3 Satz 1 HGB erklären wir, dass unsere Prüfung zu keinen Einwendungen gegen die Ordnungsmäßigkeit des Konzernabschlusses und des Konzernlageberichts geführt hat.

Grundlage für die Prüfungsurteile

Wir haben unsere Prüfung des Konzernabschlusses und des Konzernlageberichts in Übereinstimmung mit § 317 HGB unter Beachtung der vom Institut der Wirtschaftsprüfer (IDW) festgestellten deutschen Grundsätze ordnungsmäßiger Abschlussprüfung durchgeführt. Unsere Verantwortung nach diesen Vorschriften und Grundsätzen ist im Abschnitt „Verantwortung des Abschlussprüfers für die Prüfung des Konzernabschlusses und des Konzernlageberichts" unseres Bestätigungsvermerks weitergehend beschrieben. Wir sind von den Konzernunternehmen unabhängig in Übereinstimmung mit den deutschen handelsrechtlichen und berufsrechtlichen Vorschriften und haben unsere sonstigen deutschen Berufspflichten in Übereinstimmung mit diesen Anforderungen erfüllt. Wir sind der Auffassung, dass die von uns erlangten Prüfungsnachweise ausreichend und geeignet sind, um als Grundlage für unsere Prüfungsurteile zum Konzernabschluss und zum Konzernlagebericht zu dienen.

198 ERKLÄRUNG DES VORSTANDS
199 BESTÄTIGUNGSVERMERK DES WIRTSCHAFTSPRÜFERS
202 GLOSSAR
207 KONTAKT UND IMPRESSUM

Sonstige Informationen

Der Vorstand bzw. der Aufsichtsrat ist für die sonstigen Informationen verantwortlich. Die sonstigen Informationen umfassen die folgenden nicht inhaltlich geprüften Bestandteile des Konzernlageberichts:

- die im Konzernlagebericht enthaltenen lageberichtsfremden und als ungeprüft gekennzeichneten Angaben.
- Die freiwillige Angabe der Frauenquote in Abschnitt 1.2 „Steuerungssystem"

Die sonstigen Informationen umfassen zudem den vor dem Datum dieses Bestätigungsvermerks erlangten Geschäftsbericht.

Die sonstigen Informationen umfassen nicht den Konzernabschluss, die inhaltlich geprüften Konzernlageberichtsangaben sowie unseren dazugehörigen Bestätigungsvermerk.

Unsere Prüfungsurteile zum Konzernabschluss und zum Konzernlagebericht erstrecken sich nicht auf die sonstigen Informationen, und dementsprechend geben wir weder ein Prüfungsurteil noch irgendeine andere Form von Prüfungsschlussfolgerung hierzu ab.

Im Zusammenhang mit unserer Prüfung haben wir die Verantwortung, die oben genannten sonstigen Informationen zu lesen und dabei zu würdigen, ob die sonstigen Informationen

- wesentliche Unstimmigkeiten zum Konzernabschluss, zu den inhaltlich geprüften Konzernlageberichtsangaben oder unseren bei der Prüfung erlangten Kenntnissen aufweisen oder
- anderweitig wesentlich falsch dargestellt erscheinen.

Verantwortung des Vorstands und des Aufsichtsrats für den Konzernabschluss und den Konzernlagebericht

Der Vorstand ist verantwortlich für die Aufstellung des Konzernabschlusses, der den IFRS, wie sie in der EU anzuwenden sind in allen wesentlichen Belangen entspricht, und dafür, dass der Konzernabschluss unter Beachtung dieser Vorschriften ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns vermittelt. Ferner ist der Vorstand verantwortlich für die internen Kontrollen, die er als notwendig bestimmt hat, um die Aufstellung eines Konzernabschlusses zu ermöglichen, der frei von wesentlichen falschen Darstellungen aufgrund von dolosen Handlungen (d. h. Manipulationen der Rechnungslegung und Vermögensschädigungen) oder Irrtümern ist.

Bei der Aufstellung des Konzernabschlusses ist der Vorstand dafür verantwortlich, die Fähigkeit des Konzerns zur Fortführung der Unternehmenstätigkeit zu beurteilen. Des Weiteren hat er die Verantwortung, Sachverhalte in Zusammenhang mit der Fortführung der Unternehmenstätigkeit, sofern einschlägig, anzugeben. Darüber hinaus ist er dafür verantwortlich, auf der Grundlage des Rechnungslegungsgrundsatzes der Fortführung der Unternehmenstätigkeit zu bilanzieren, es sei denn, es besteht die Absicht den Konzern zu liquidieren oder der Einstellung des Geschäftsbetriebs oder es besteht keine realistische Alternative dazu.

Außerdem ist der Vorstand verantwortlich für die Aufstellung des Konzernlageberichts, der insgesamt ein zutreffendes Bild von der Lage des Konzerns vermittelt sowie in allen wesentlichen Belangen mit dem Konzernabschluss in Einklang steht, den deutschen gesetzlichen Vorschriften entspricht und die Chancen und Risiken der zukünftigen Entwicklung zutreffend darstellt. Ferner ist der Vorstand verantwortlich für die Vorkehrungen und Maßnahmen (Systeme), die er als notwendig erachtet hat, um die Aufstellung eines Konzernlageberichts in Übereinstimmung mit den anzuwendenden deutschen gesetzlichen Vorschriften zu ermöglichen, und um ausreichende geeignete Nachweise für die Aussagen im Konzernlagebericht erbringen zu können.

Der Aufsichtsrat ist verantwortlich für die Überwachung des Rechnungslegungsprozesses des Konzerns zur Aufstellung des Konzernabschlusses und des Konzernlageberichts.

Verantwortung des Abschlussprüfers für die Prüfung des Konzernabschlusses und des Konzernlageberichts

Unsere Zielsetzung ist, hinreichende Sicherheit darüber zu erlangen, ob der Konzernabschluss als Ganzes frei von wesentlichen falschen Darstellungen aufgrund von dolosen Handlungen oder Irrtümern ist, und ob der Konzernlagebericht insgesamt ein zutreffendes Bild von der Lage des Konzerns vermittelt sowie in allen wesentlichen Belangen mit dem Konzernabschluss sowie mit den bei der Prüfung gewonnenen Erkenntnissen in Einklang steht, den deutschen gesetzlichen Vorschriften entspricht und die Chancen und Risiken der zukünftigen Entwicklung zutreffend darstellt, sowie einen Bestätigungsvermerk zu erteilen, der unsere Prüfungsurteile zum Konzernabschluss und zum Konzernlagebericht beinhaltet.

Hinreichende Sicherheit ist ein hohes Maß an Sicherheit, aber keine Garantie dafür, dass eine in Übereinstimmung mit § 317 HGB unter Beachtung der vom Institut der Wirtschaftsprüfer (IDW) festgestellten deutschen Grundsätze ordnungsmäßiger Abschlussprüfung durchgeführte Prüfung eine

wesentliche falsche Darstellung stets aufdeckt. Falsche Darstellungen können aus dolosen Handlungen oder Irrtümern resultieren und werden als wesentlich angesehen, wenn vernünftigerweise erwartet werden könnte, dass sie einzeln oder insgesamt die auf der Grundlage dieses Konzernabschlusses und Konzernlageberichts getroffenen wirtschaftlichen Entscheidungen von Adressaten beeinflussen.

Während der Prüfung üben wir pflichtgemäßes Ermessen aus und bewahren eine kritische Grundhaltung. Darüber hinaus

- identifizieren und beurteilen wir die Risiken wesentlicher falscher Darstellungen im Konzernabschluss und im Konzernlagebericht aufgrund von dolosen Handlungen oder Irrtümern, planen und führen Prüfungshandlungen als Reaktion auf diese Risiken durch sowie erlangen Prüfungsnachweise, die ausreichend und geeignet sind, um als Grundlage für unsere Prüfungsurteile zu dienen. Das Risiko, dass aus dolosen Handlungen resultierende wesentliche falsche Darstellungen nicht aufgedeckt werden, ist höher als das Risiko, dass aus Irrtümern resultierende wesentliche falsche Darstellungen nicht aufgedeckt werden, da dolose Handlungen kollusives Zusammenwirken, Fälschungen, beabsichtigte Unvollständigkeiten, irreführende Darstellungen bzw. das Außerkraftsetzen interner Kontrollen beinhalten können.
- gewinnen wir ein Verständnis von dem für die Prüfung des Konzernabschlusses relevanten internen Kontrollsystem und den für die Prüfung des Konzernlageberichts relevanten Vorkehrungen und Maßnahmen, um Prüfungshandlungen zu planen, die unter den gegebenen Umständen angemessen sind, jedoch nicht mit dem Ziel, ein Prüfungsurteil zur Wirksamkeit dieser Systeme abzugeben.
- beurteilen wir die Angemessenheit der vom Vorstand angewandten Rechnungslegungsmethoden sowie die Vertretbarkeit der vom Vorstand dargestellten geschätzten Werte und damit zusammenhängenden Angaben.
- ziehen wir Schlussfolgerungen über die Angemessenheit des vom Vorstand angewandten Rechnungslegungsgrundsatzes der Fortführung der Unternehmenstätigkeit sowie, auf der Grundlage der erlangten Prüfungsnachweise, ob eine wesentliche Unsicherheit im Zusammenhang mit Ereignissen oder Gegebenheiten besteht, die bedeutsame Zweifel an der Fähigkeit des Konzerns zur Fortführung der Unternehmenstätigkeit aufwerfen können. Falls wir zu dem Schluss kommen, dass eine wesentliche Unsicherheit besteht, sind wir verpflichtet, im Bestätigungsvermerk auf die dazugehörigen Angaben im Konzernabschluss und im Konzernlagebericht aufmerksam zu machen oder, falls diese Angaben unangemessen sind, unser jeweiliges Prüfungsurteil zu modifizieren. Wir ziehen unsere Schlussfolgerungen auf der Grundlage der bis zum Datum unseres Bestätigungsvermerks erlangten Prüfungsnachweise. Zukünftige Ereignisse oder Gegebenheiten können jedoch dazu führen, dass der Konzern seine Unternehmenstätigkeit nicht mehr fortführen kann.
- beurteilen wir Darstellung, Aufbau und Inhalt des Konzernabschlusses insgesamt einschließlich der Angaben sowie ob der Konzernabschluss die zugrunde liegenden Geschäftsvorfälle und Ereignisse so darstellt, dass der Konzernabschluss unter Beachtung der IFRS, wie sie in der EU anzuwenden sind, ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns vermittelt.
- holen wir ausreichende geeignete Prüfungsnachweise für die Rechnungslegungsinformationen der Unternehmen oder Geschäftstätigkeiten innerhalb des Konzerns ein, um Prüfungsurteile zum Konzernabschluss und zum Konzernlagebericht abzugeben. Wir sind verantwortlich für die Anleitung, Beaufsichtigung und Durchführung der Konzernabschlussprüfung. Wir tragen die alleinige Verantwortung für unsere Prüfungsurteile.
- beurteilen wir den Einklang des Konzernlageberichts mit dem Konzernabschluss, seine Gesetzesentsprechung und das von ihm vermittelte Bild von der Lage des Konzerns.
- führen wir Prüfungshandlungen zu den vom Vorstand dargestellten zukunftsorientierten Angaben im Konzernlagebericht durch. Auf Basis ausreichender geeigneter Prüfungsnachweise vollziehen wir dabei insbesondere die den zukunftsorientierten Angaben vom Vorstand zugrunde gelegten bedeutsamen Annahmen nach und beurteilen die sachgerechte Ableitung der zukunftsorientierten Angaben aus diesen Annahmen. Ein eigenständiges Prüfungsurteil zu den zukunftsorientierten Angaben sowie zu den zugrunde liegenden Annahmen geben wir nicht ab. Es besteht ein erhebliches unvermeidbares Risiko, dass künftige Ereignisse wesentlich von den zukunftsorientierten Angaben abweichen.

Wir erörtern mit den für die Überwachung Verantwortlichen unter anderem den geplanten Umfang und die Zeitplanung der Prüfung sowie bedeutsame Prüfungsfeststellungen, einschließlich etwaiger bedeutsamer Mängel im internen Kontrollsystem, die wir während unserer Prüfung feststellen.

Frankfurt am Main, den 17. Februar 2023

KPMG AG
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft

Wetzel
Wirtschaftsprüfer

Strzalkowski
Wirtschaftsprüfer

198 ERKLÄRUNG DES VORSTANDS
199 BESTÄTIGUNGSVERMERK DES WIRTSCHAFTSPRÜFERS
202 GLOSSAR
207 KONTAKT UND IMPRESSUM

GLOSSAR

DEFINITIONEN UND GLOSSAR TECHNISCHER UND FINANZIELLER BEGRIFFE

1, 2, 3

1P Reserven (proved reserves – sichere Reserven)
Erdölmengen, die mit hinreichender Sicherheit (mindestens 90 Prozent) als kommerziell verwertbar eingeschätzt werden können.

2C-Ressourcen (contingent resources – bedingte Ressourcen)
Beste Schätzung der bedingten Ressourcen.

2P-Reserven (proved plus probable reserves – sichere und wahrscheinliche Reserven)
1P Reserven zuzüglich jener weiterer Reserven, die als wahrscheinlich gelten (mindestens 50 % Wahrscheinlichkeit), kommerziell verwertbar zu sein.

A

Achimov 4 & 5
Block 4A und 5A der Achimov-Formation des Urengoiskoje Gas- und Gaskondensat-Felds

ADNOC
Abu Dhabi National Oil Company

AG
Aktiengesellschaft

AktG
Aktiengesetz

APA
Lizenzrunde in Norwegen (Award for predefined areas)

B

BaFin
Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht

bbl
Fass (1 Barrel = 159 Liter)

BetrAVG
Gesetz zur Verbesserung der betrieblichen Altersversorgung

BlueHyNow
Projekt zur Erzeugung von umweltfreundlichen Wasserstoff aus Erdgas am Energiestandort Wilhelmshaven

boe
Barrel Öläquivalent

C

Capex
Investitionen

CCS
CO_2-Abscheidung und -Speicherung

CMH
Carbon Management & Wasserstoff (Carbon Management and Hydrogen)

CMA-1
Cuenca Marina Austral 1

CNH
Nationale Kohlenwasserstoff-Kommission in Mexiko (Comision Nacional de Hidrocarburos)

CO_2
Kohlendioxid

CO_2nnectNow
CCS-Projekt am HES Wilhelmshaven Tank Terminal

COFECE
Staatliche Wettbewerbskommission (Comisión Federal de Competencia Económica)

198 ERKLÄRUNG DES VORSTANDS
199 BESTÄTIGUNGSVERMERK DES WIRTSCHAFTSPRÜFERS
202 GLOSSAR
207 KONTAKT UND IMPRESSUM

COSO
Komitee der Trägerorganisationen der Treadway Commission (Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission)

CTA
Pensionstreuhand (Contractual Trust Arrangements)

CTP
Zentrale Aufbereitungsanlage (Central treatment plant)

CVA
Bewertungsanpassungen für Kontrahentenausfallrisiken (Credit Valuation Adjustment)

D

DISOUCO
Disouq Petroleum Company

DRS
Deutscher Rechnungslegungsstandard

DVA
Bewertungsanpassungen für das eigene Risiko – (Debit valuation adjustment)

E

E&P
Exploration, Aufschluss, Feldesentwicklung und Produktion

EBITDAX
Ergebnis vor Zinsen, Steuern, Exploration und Abschreibungen auf Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte, bereinigt um Sondereffekte

EFET
Verband Europäischer Energiehändler (European Federation of Energy Traders)

EGAS
Egyptian Natural Gas Holding Company

EGPC
Egyptian General Petroleum Corporation

EOR
Verbesserte Ölgewinnung (Enhanced Oil Recovery)

EPC
Detail-Planung und Kontrolle, Beschaffungswesen, Ausführung der Bau- und Montagearbeiten (Engineering, Procurement and Construction)

ESG
Umwelt, Gesellschaft und Unternehmensführung (Environmental, Social and Governance)

ETP
Energy Transition Pathway – unser Beitrag zur Energiewende

EU
Europäische Union

EuG
Gericht der Europäischen Union

EZB
Europäische Zentralbank

F

FCF
Free Cashflow

FEED
Phase der Planung im Anlagenbau (Front End Engineering Design)

FID
Finale Investitionsentscheidung (Final investment decision)

FPSO
Schwimmende Anlage zur Förderung, Lagerung und Entladung (Floating production, storage and offloading unit)

FSRU
Schwimmende Anlage zur Regasifizierung von Flüssigerdgas (Floating storage regasification unit)

198 ERKLÄRUNG DES VORSTANDS
199 BESTÄTIGUNGSVERMERK DES WIRTSCHAFTSPRÜFERS
202 GLOSSAR
207 KONTAKT UND IMPRESSUM

G

GHG (THG)
Treibhausgas

GWh
Gigawattstunde

H

HGB
Handelsgesetzbuch

HSEQ
Gesundheit, Sicherheit, Umwelt und Qualität (Health, Safety, Environment & Quality)

I

IAS
International Accounting Standards

IASB
International Accounting Standards Board

IFRIC
International Financial Reporting Interpretations Committee

IFRS
International Financial Reporting Standards, wie vom International Accounting Standards Board herausgegeben und von der Europäischen Union übernommen

IG BCE
IG Bergbau, Chemie, Energie

ILO
Internationale Arbeitsorganisation (International Labour Organisation)

IOGP
Internationale Vereinigung der Öl- und Gasproduzenten (International Association of Oil and Gas Producers)

IPIECA
Internationale Umweltschutzorganisation der Erdöl-industrie (International Petroleum Industry Environmental Conservation Association)

ISMS
Informationssicherheitsmanagementsystem.

J

JV
Joint Venture

K

KPI
Leistungskennzahl (Key performance indicator)

L

LATAM
Lateinamerika

LDAR
Programme zur Ortung und Reparatur von Leckagen (Leak detection and repair)

LNG
Verflüssigtes Erdgas (Liquefied natural gas)

LoI
Absichtserklärung (Letter of Intent)

LTI
Langfristiges Anreizprogramm (Long term incentive)

LTIR
Unfälle mit Ausfallzeit pro 1 Million Arbeitsstunden (Lost Time Injury Rate)

LTM
Vergangene zwölf Monate (last twelve months)

M

M&A
Fusionen und Übernahmen (Merger and Acquisition)

mbbl
Tausend Barrel

mboe
Tausend Barrel Öläquivalent

198 ERKLÄRUNG DES VORSTANDS
199 BESTÄTIGUNGSVERMERK DES WIRTSCHAFTSPRÜFERS
202 GLOSSAR
207 KONTAKT UND IMPRESSUM

mboe/d
Tausend Barrel Öläquivalent pro Tag

MENA
Naher Osten/Nordafrika

MFP
Mittelfristplanung (Medium-term planning)

mmboe
Million Barrel Öläquivalent

mmbtu
Million British Thermal Units

mmscf
Million Standard Kubikfuß

MoU
Absichtserklärung (Memorandum of Understanding)

mscf
Tausend Standard Kubikfuß (One thousand standard cubic feet)

MWh
Megawattstunde

N

NGL
Erdgaskondensate (Natural gas liquids)

NOC
National Oil Corporation in Libyen

NOR-GE
Norwegisch-deutsches (NOR-GE) CCS-Infrastrukturprojekt mit dem Ziel Norwegen und Deutschland zu verbinden

NPV
Nettobarwert (Net present value)

NWO
Nord-West Oelleitung GmbH

NWSG
Entwicklungsprojekt North West Sidi Ghazi

O

oe
Öläquivalent

OECD
Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung (Organisation for Economic Co-operation and Development)

OGCI
Öl- und Gas-Klima-Initiative (Oil and Gas Climate Initiative)

OGI
optischer Bildgebungsverfahren zur Visualisierung und Quantifizierung von Gaslecks (Optical Gas Imaging)

OGMP 2.0
Globale Initiative zur Reduktion der Methanemissionen in der Öl- und Gasindustrie (Oil and Gas Methane Partnership 2.0)

OPEC
Organisation der erdölexportierenden Länder (Organisation of the Petroleum Exporting Countries)

P

PRMS
Erdölressourcen-Management-System (Petroleum Resources Management System)

R

RCF
Revolvierende Kreditfazilität (Revolving Credit Facility)

S

SA-CCR
Standardisierter Ansatz zur Messung des Kontrahentausfallrisikos (Standardised approach for measuring counterparty credit risk)

scf
Standard Kubikfuß

Scope 1-Emissionen
Direkte THG-Emissionen, die aus Quellen stammen, die vom Unternehmen kontrolliert werden oder ihm gehören.

Scope 2-Emissionen
Indirekte Treibhausgasemissionen im Zusammenhang mit dem Kauf von Strom, Dampf, Wärme oder Kälte durch das Unternehmen.

198 ERKLÄRUNG DES VORSTANDS
199 BESTÄTIGUNGSVERMERK DES WIRTSCHAFTSPRÜFERS
202 GLOSSAR
207 KONTAKT UND IMPRESSUM

Scope 3-Emissionen
Andere indirekte THG-Emissionen, die das Ergebnis von Aktivitäten von Anlagen sind, die sich nicht im Besitz oder unter der Kontrolle des Unternehmens befinden, die das Unternehmen aber indirekt in seiner Wertschöpfungskette beeinflusst.

SDGs
Ziele der Vereinten Nationen zur nachhaltigen Entwicklung (Sustainable Development Goals of the United Nations)

SEFE
Securing Energy for Europe GmbH

SNGP
Severneftegazprom

SPE
Gesellschaft der Erdölingenieure (Society of Petroleum Engineers)

SPEAD
Internationales Absolventen-Entwicklungs-Programm (Special Professional Experts Accelerated Development)

STI
Kurzfristiges Anreizprogramm (Short term incentive)

T

TCFD
Arbeitsgruppe zur klimabezogenen Finanzberichterstattung (Task Force on Climate-related Financial Disclosures)

THG
Treibhausgas

TRIR
Gesamtzahl meldepflichtiger Vorfälle pro 1 Million Arbeitsstunden (Total Recordable Injury Rate)

TTF
Virtueller Handelspunkt für Erdgas in den Niederlanden (Title transfer facility (The Netherlands))

TWh
Terrawattstunde

V

VAE
Vereinigte Arabische Emirate

W

WACC
Gewichtete Kapitalkosten (Weighted average cost of capital)

WIAG
Wintershall Aktiengesellschaft

WIGA
WIGA Transport Beteiligungs-GmbH & Co. KG

WINZ
Wintershall Noordzee B.V.

WPC
World Petroleum Council

198 ERKLÄRUNG DES VORSTANDS
199 BESTÄTIGUNGSVERMERK DES WIRTSCHAFTSPRÜFERS
202 GLOSSAR
207 KONTAKT UND IMPRESSUM

IMPRESSUM

HERAUSGEBER

Wintershall Dea AG
Friedrich-Ebert-Straße 160
34119 Kassel

Wintershall Dea AG
Überseering 40
22297 Hamburg

www.wintershalldea.com

KONZEPT UND GESTALTUNG

Wintershall Dea AG,
Friedrich-Ebert-Straße 160, 34119 Kassel

MPM Corporate Communication Solutions,
Mainz, www.mpm.de

VERÖFFENTLICHUNGSTERMIN

23. Februar 2023

Der Geschäftsbericht 2022 liegt jeweils in deutscher und englischer Sprache vor.

Nachdruck, auch auszugsweise, nur mit schriftlicher Genehmigung des Herausgebers.

Sie erhalten den Geschäftsbericht 2022 als pdf-Datei im Internet: https://wintershalldea.com/de/investor-relations

KONTAKT

Investor Relations
T +49 40 6375-3437
ir@wintershalldea.com
https://wintershalldea.com/de/investor-relations

Unternehmenskommunikation
T +49 561 301-3301
presse@wintershalldea.com
https://wintershalldea.com/de/newsroom

BILDNACHWEISE

Seite 2: Adobe Stock/Porcupen
Seite 7: Wintershall Dea/Frank Schinski
Seite 10: BASF/Andreas Pohlmann
Seite 14: Wintershall Dea/Frank Schinski
Seite 19: Wintershall Dea
Seite 20: Wintershall Dea/Achim Multhaupt; Wintershall Dea/Frank Schinski
Seite 21: Wintershall Dea
Seite 22: Wintershall Dea/Frank Schinski
Seite 23: Adobe Stock/lesniewski; Wintershall Dea/Ahmed El-Naggar; Wintershall Dea/Bernd Schoelzchen
Seite 24: Wintershall Dea/Thor Oliversen
Seite 25: Wintershall Dea/Frank Schinski; Wintershall Dea/C3
Seite 26: Wintershall Dea/Thor Oliversen; Wintershall Dea/C3
Seite 27: Wintershall Dea/Ingmar Nolting; Blue Water Shipping
Seite 28: Wintershall Dea/Achim Multhaupt
Seite 29: Wintershall Dea/mmpro; Wintershall Dea/Dennis Williamson; Wintershall Dea/Michael Setzpfandt
Seite 30: Getty Images/Anthony Harvie
Seite 31: Wintershall Dea/Thor Oliversen; Wintershall Dea/C3
Seite 32: Wintershall Dea/Bernd Schoelzchen
Seite 33: Wintershall Dea/Bernd Schoelzchen; Swiss/Petr Kolesnikov; Adobe Stock/alexmia
Seite 34: Wintershall Dea/Milan Soremski; Wintershall Dea/Thor Oliversen
Seite 35: Adobe Stock/lubos K
Seite 36: Wintershall Dea/Yvonne Schmedemann
Seite 37: Wintershall Dea/Achim Multhaupt
Seite 38: Wintershall Dea/Thor Oliversen
Seite 43: Wintershall Dea/Ludwig Schöpfer
Seite 44: Total
Seite 45: Martin Jungbluth
Seite 47: Wintershall Dea
Seite 49: Wintershall Dea/Heiko Meyer
Seite 50: Wintershall Dea/Bernd Schoelzchen
Seite 52: Wintershall Dea/Frank Schinski; Jung von Matt
Seite 65: Wintershall Dea/Bernd Schoelzchen