

23. April 2026

Webcall zum Konzernergebnis 2025

Deutsche Rohstoff AG

Disclaimer

Dieses Dokument ist eine verkürzte Darstellung wichtiger Sachverhalte der Deutsche Rohstoff AG, Mannheim (DRAG; Gesellschaft; Unternehmen; Konzern). Das Dokument wurde von der DRAG erstellt und in seiner Gesamtheit veröffentlicht. Diese Präsentation ist nicht als Anlageberatung durch die Gesellschaft zu verstehen. Insbesondere stellt diese Präsentation weder ein Angebot noch eine Aufforderung zur Zeichnung oder zum Kauf von Wertpapieren in irgendeiner Form dar. Die in diesem Dokument enthaltenen Informationen wurden nach bestem Wissen und Gewissen der DRAG erstellt. Das Unternehmen übernimmt jedoch keine Gewähr für die Richtigkeit, Zuverlässigkeit oder Vollständigkeit der in diesem Dokument enthaltenen Informationen und lehnt daher ausdrücklich jegliche Haftung ab. Das Unternehmen übernimmt daher weder direkt noch indirekt, ausdrücklich oder stillschweigend, vertraglich, deliktisch, gesetzlich oder anderweitig die Verantwortung oder Haftung für die Richtigkeit oder Vollständigkeit der Informationen, Abbildungen und Erklärungen oder für etwaige Fehler, Auslassungen, Fehldarstellungen und für etwaige Verluste, die sich aus der Verwendung dieser Präsentation ergeben.

Diese Präsentation enthält Aussagen, die die gegenwärtigen Ansichten des Managements der DRAG im Hinblick auf künftige Ereignisse widerspiegeln. Solche in die Zukunft gerichteten Darstellungen unterliegen Risiken und Unsicherheitsfaktoren, die nicht vollständig abgeschätzt werden können und außerhalb der Kontrolle der DRAG liegen. Ferner können konjunkturelle Verwerfungen an den internationalen Märkten sowie Schwankungen der Zinssätze, Wechselkurse oder der Erdöl- und Erdgaspreise einen entsprechenden Einfluss auf die geschäftliche Entwicklung und die Verfügbarkeit von Kapital der DRAG haben. Diese Veränderungen können sich sowohl positiv als auch negativ auf die Erwartungen zukünftiger Cash Flows auswirken, was einen signifikanten Einfluss auf die Konzernergebnisse haben kann.

Ergänzend zu den nach HGB aufbereiteten Kennzahlen stellt die DRAG weitere Kennzahlen wie z.B. EBITDA, Free Cash Flow, Net Debt, CAPEX etc. dar, welche nicht Bestandteil der Rechnungslegungsvorschriften sind. Sie sind als Ergänzung, nicht aber als Ersatz für HGB Offenlegungen zu sehen. Diese nicht zu den Rechnungslegungsvorschriften gehörenden Kennzahlen unterliegen weder dem HGB noch anderen allgemein gültigen Rechnungslegungsstandards. Wir nutzen diese Kennzahlen, um die Geschäftsentwicklung des Unternehmens zu überwachen und um den Vergleich mit unseren Wettbewerbern zu erleichtern. Da nicht alle Gesellschaften diese oder andere Kennzahlen auf die gleiche Weise berechnen, kann unsere Berechnung der hier vorgestellten Kennzahlen von ähnlich definierten Begriffen abweichen, die von anderen Gesellschaften verwendet werden.

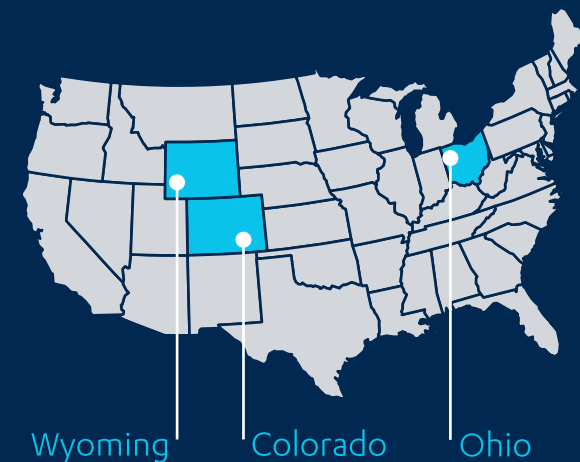
Die in dieser Präsentation enthaltenen Finanzinformationen sind nicht ausreichend, um ein vollständiges Verständnis der Ergebnisse des Unternehmens zu vermitteln. Ausführlichere Informationen sind in den Jahres- oder Quartalsberichten zu finden.

Deutsche Rohstoff: Optimales Setup für 2026

- 3 Bohrgeräte im Einsatz – beschleunigte Entwicklung der US-Flächen
- Investitionen von ~220 €m in 2026
- Ölreserven auf Rekordniveau
- ~100 €m Ertrag aus Almonty-Teilveräußerung
- Liquide Mittel von ~150 €m (31.03.26)
- Nettoverschuldung¹/EBITDA² von <0,5x in 2026 erwartet

- Marktkapitalisierung
DR0:DE (22.04.26) ~450 €m
- Nettoverschuldung ~70 €m
- Enterprise Value **~520 €m**

US Öl & Gas Aktivitäten in 3 Bundesstaaten



Öl & Gas

Reservenwert PV10³ bei WTI @60/80\$

470 €m / 930 €m

Reserve in Barrel Öläquivalent (BOE)

79m BOE

Metalle

Marktwert Almonty Beteiligung

~250 €m

Buchwert sonstige Metallbeteiligungen

25 €m

¹ Nettoverschuldung (Net Debt) = Finanzverbindlichkeiten – Liquide Mittel (31.03.26); ² Ergebnis vor Zinsen, Steuern und Abschreibungen – EBITDA (Guidance2026; Basisszenario);

³ Cash Flow-Prognosen des Reservenberichts zum 31.12.2025 – diskontiert mit 10%; 1,18 EUR/USD zum 17.04.2026;

2025: Starke Performance in anspruchsvollem Marktumfeld

Finanzielle Highlights

Umsatz

195 €m

VJ¹: 235 (-17%)

Trotz niedrigerer Ölpreise und schwachem US-Dollar blieb der Umsatz robust

EBITDA

132 €m

VJ: 168 (-21%)

Am oberen Ende der Prognosespanne von 115-135 €m

Produktion in BOEPD³

~13.550

VJ: 14.700 (-8%)

Stabil trotz weniger Bohrungen: Chinook-Bohrungen & Reifeffekte tragen Produktion

Anleihe 2025/2030

50 €m

Kupon 6,0% p.a.

Deutlich überzeichnete Nachfrage, Zeichnungsphase vorzeitig beendet

Konzernergebnis²

29 €m

VJ: 50 (-42%)

Öl-Preise, FX-Verluste & Vorlaufkosten für 2026 belasten Ergebnis ~10 €m

FCF⁴

24 €m

OCF⁵: ~130 €m

FCF deutlich positiv, dank stabiler OCF und deutlich geringerer CAPEX

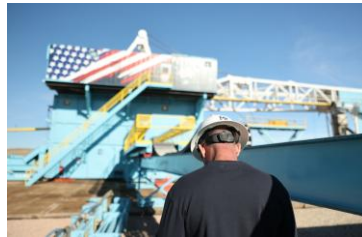
¹ Vorjahr: 2024 – VJ; ² Konzernergebnis nach Minderheiten; ³ Barrel Öläquivalent (pro Tag) – Erdgas wird mit dem Faktor 6.000 Kubikfuß pro BOE umgerechnet; ⁴ FCF – Free Cash Flow; ⁵ OCF – Operativer Cash Flow

Deutsche Rohstoff AG

Highlights 2025

Februar

Reserven steigen um 25% auf 54 Mio. BOE. Barwert der sicheren Reserven: 493 \$m



August

Vier neue Chinook-Bohrungen seit Ende Juni mit überdurchschnittlich starker Anfangsproduktion in Betrieb



Erfolgreiche Aufstockung der Anleihe 2023/2028 (7,5%) um 43 €m

April

Konzernabschluss 2024: Rekord bei Umsatz & EBITDA; Dividende von 2,00 € sowie Aktienrückkaufprogramm über 4 €m beschlossen



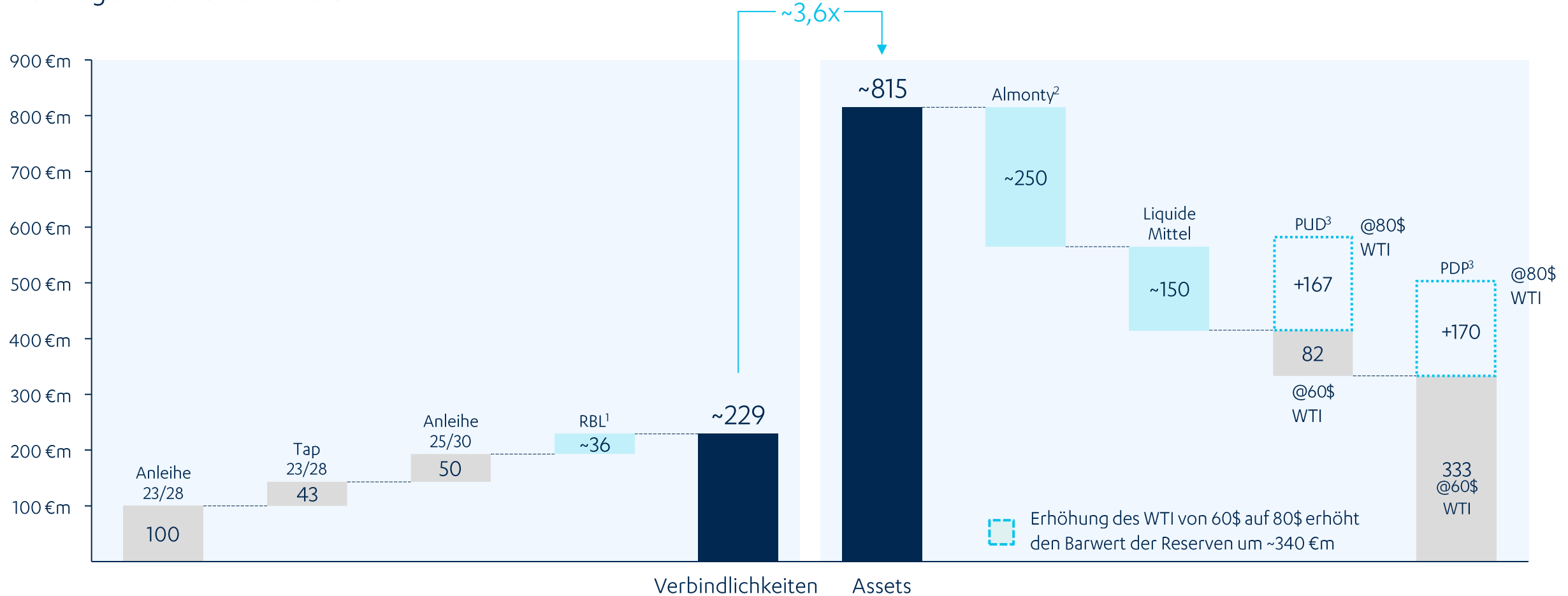
6 neue Bohrungen erfolgreich in Produktion überführt – darunter 3 Niobrara- und 3 Mowry-Bohrungen

November

Vorzeitige Schließung der Platzierung der Anleihe 2025/2030; Emissionsvolumen von 50 €m bei einem Kupon von 6,0% p.a.

Extrem stabile Asset-Basis um die Zukunft zu gestalten

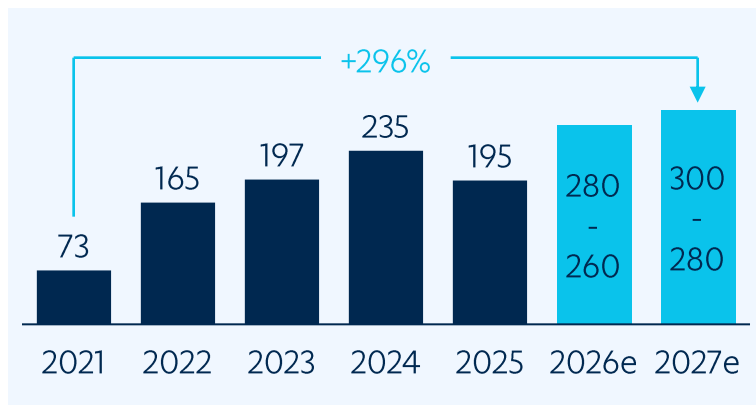
Vermögenswerte von ~815 €m



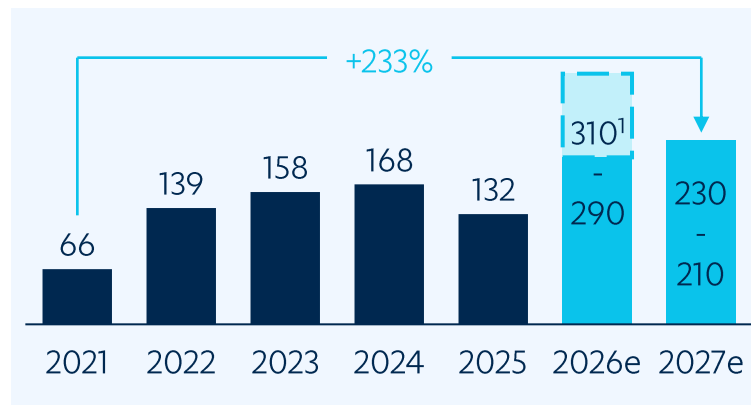
¹ RBL = Reservebasierte Kreditlinie in den USA (31.03.2026); ² Almonty – Marktwert der der Beteiligung (zum 17.04.2026); ³ Barwert der nachgewiesenen Reserven (ohne wahrscheinliche Reserven) – diskontiert mit 10%; basierend auf Terminpreiskurven zum Jahresende 2025; 1,18 EUR/USD zum 17.04.2026

Starkes Wachstum mit beeindruckender Performance

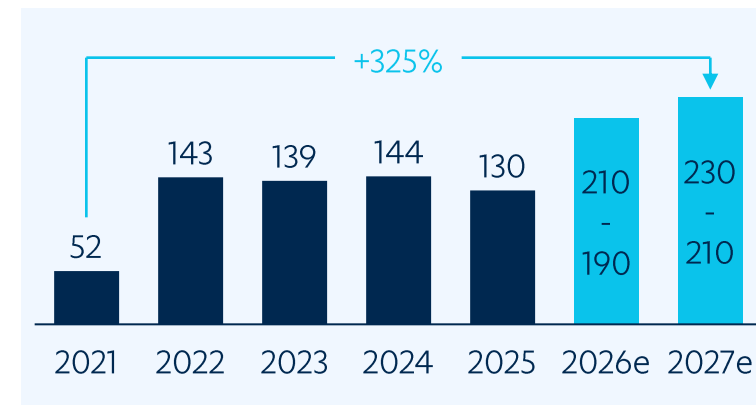
Umsatz in €m



EBITDA in €m



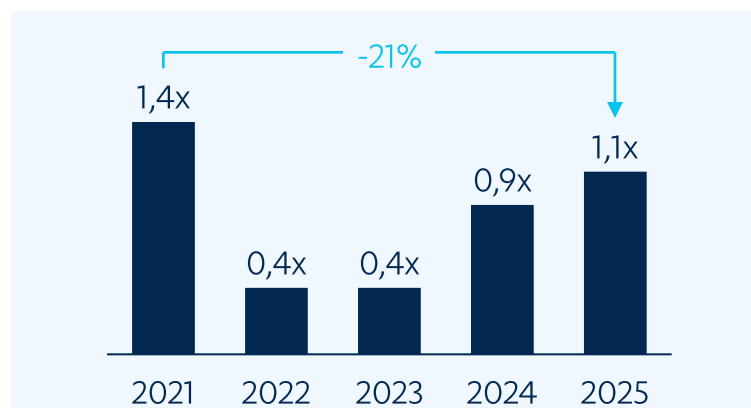
Operativer Cash Flow² in €m



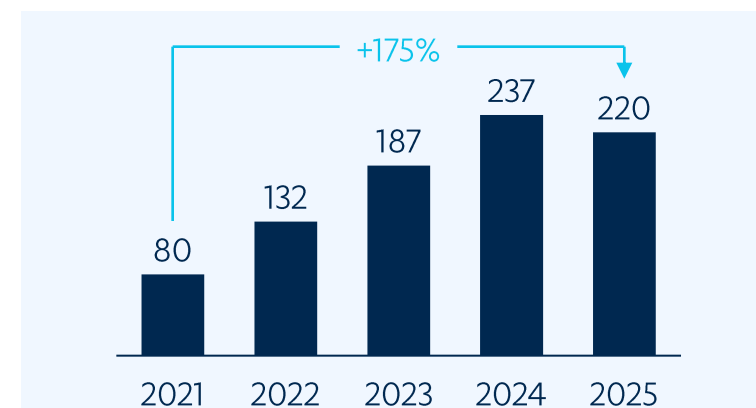
Nettoverschuldung in €m



Nettoverschuldung / EBITDA



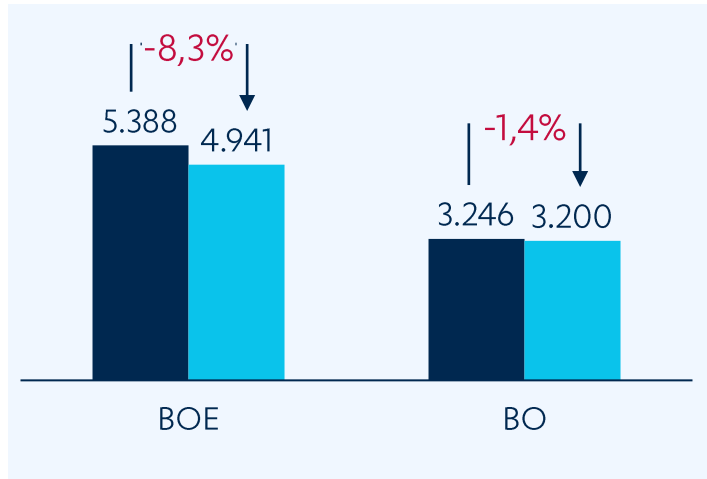
Eigenkapital in €m



¹ -100m außerordentlicher Effekt aus der Teilveräußerung der Almonty Anteile; ² Extrapolation des Operativen Cash Flow wurde vereinfacht dargestellt und stellt keine Prognose dar

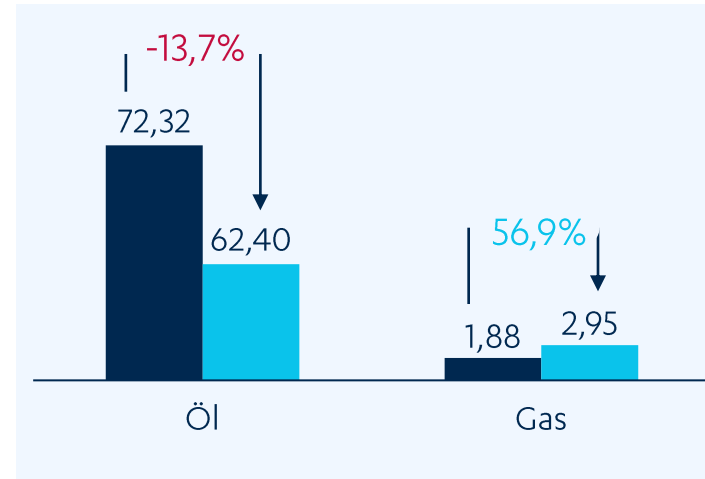
Stabile Produktion trotz deutlich geringerer CAPEX

Volumen nach Produkten in Tausend



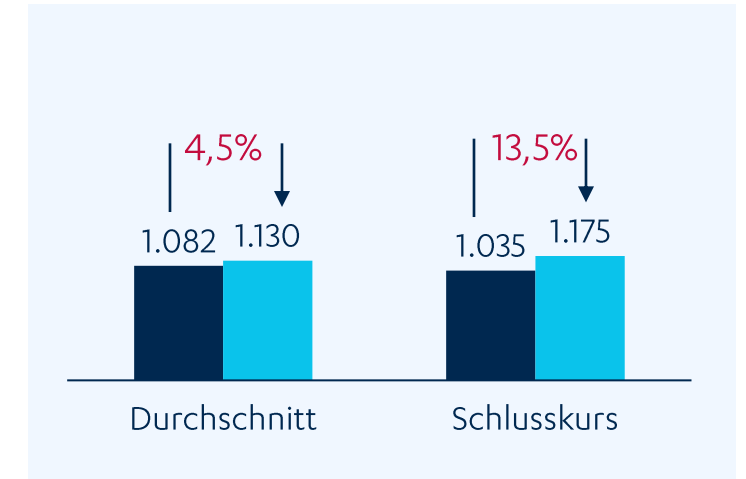
- Ölmenge fast auf Vorjahresniveau trotz deutlich weniger Bohrungen (2025 vs. 2024: 10 vs. 17 Brutto-Bohrungen + 10 Non-Op) infolge starker Basis von mittlerweile > 225 Bohrungen und starkem Chinook Pad
- Gas & NGL-Volumen sinken um 19%

Realisierter Preis vor Hedges in USD



- Ölpreis stark rückläufig und verantwortlich für Umsatzrückgang
- Gaspreise erholen sich vom Vorjahrestief
- NGL-Preise sinken analog zum Ölpreis

Wechselkurs (USD/EUR)



- Schwächerer USD führt zu Kontraktion der Bilanzsumme (EK sinkt um 34,9 €m)
- Wechselkursverluste belasten Ergebnis (-3,3 €m)

■ 2024 ■ 2025

Wesentliche Konzernzahlen 2025

GuV-Positionen

In €m	2025	2024	in %
Umsatz	195,1	235,4	-17%
Sonstige betr. Erträge	7,9	6,4	24%
Materialaufwand	43,3	44,9	-4%
Personalaufwand	12,2	11,4	7%
Sonstige betr. Aufwand	15,5	17,9	-13%
EBITDA	132,0	167,6	-21%
Abschreibungen ¹	76,2	89,0	-14%
EBIT	54,8	78,6	-30%
Nettozinsaufwand	13,5	12,0	13%
EBT	41,4	66,6	-38%
Steuern	9,9	13,9	-29%
Ergebnis nach Minderheiten	28,9	50,2	-42%
Gewinn pro Aktie	6,03	10,26	-41%

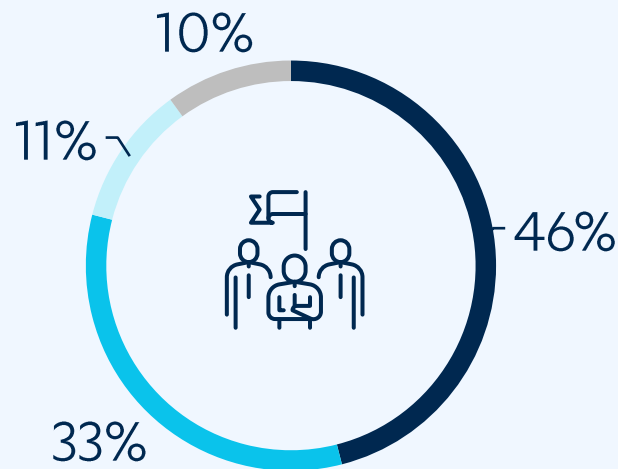
Bilanz & Cash Flow Positionen

In €m	2025	2024	in %
Bilanzsumme	578,1	552,5	5%
Sachanlagen	420,0	426,4	-2%
Eigenkapital	220,4	237,5	-7%
Eigenkapitalquote	38,1%	43,0%	-5%P
Verb. LuL & Rückstellungen	72,0	68,6	5%
Finanzverbindlichkeiten	215,6	176,7	22%
Liquide Mittel ²	69,3	19,7	252%
Nettoverschuldung	146,0	157,0	-7%
Verschuldungsgrad³	1,1x	0,9x	
Operativer Cash Flow	130,0	143,6	-9%
Investitions Cash Flow	110,2	180,5	-39%
Free Cash Flow	23,8	-40,7	

¹ Die Position Abschreibungen enthält auch Abschreibungen auf Finanzanlagen und auf Wertpapiere des Umlaufvermögens; ² Liquide Mittel = Guthaben bei Kreditinstituten zuzüglich Wertpapiere des Umlaufvermögens; ³ Verschuldungsgrad = Nettoverschuldung / EBITDA

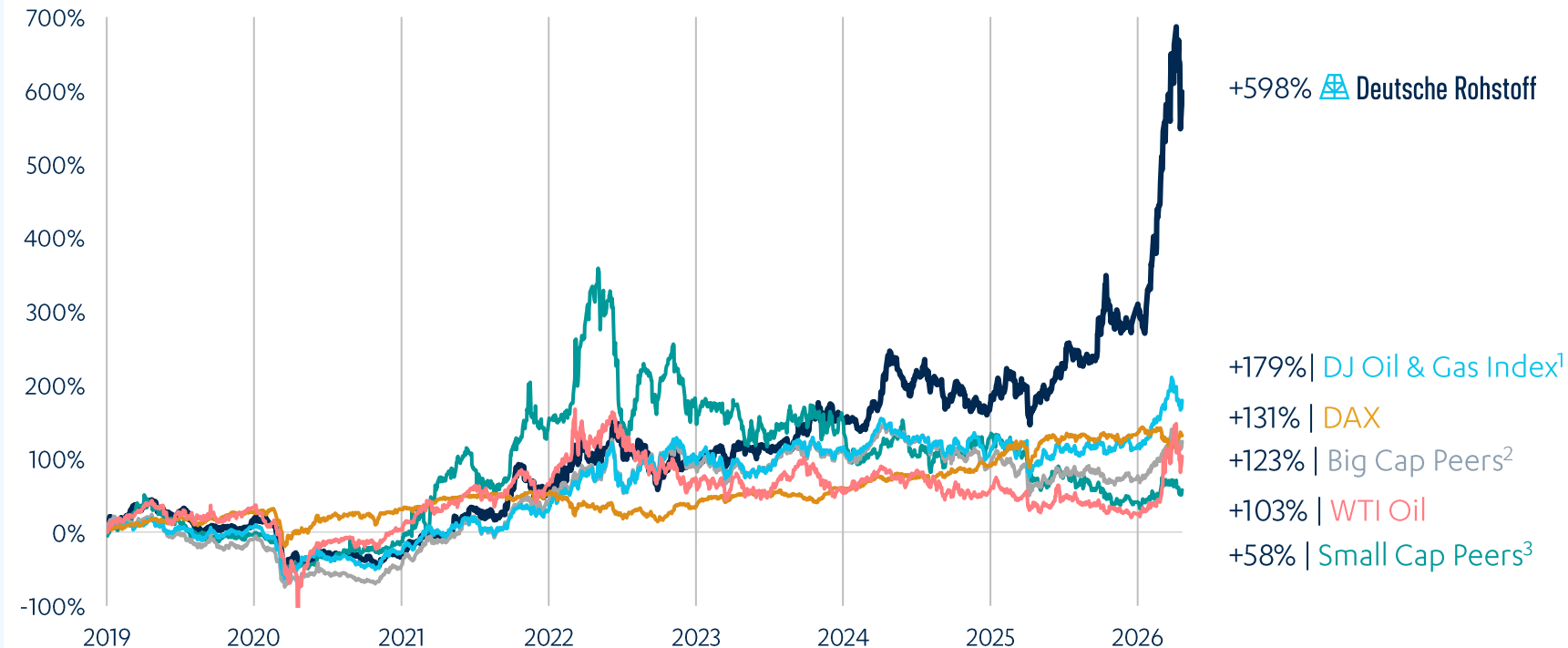
Share Facts & Highlights 2025: Aktie legt über 50% zu

Aktionärsstruktur



- Privatanleger <10.000 Aktien
- Juristische Personen
- Privatanleger >10.000 Aktien
- Aufsichtsrat & Management

Aktienkursentwicklung inkl. Dividende seit 2019



Dividendenvorschlag: 2026e

2,25€ (+0,25€ vs. VJ)

Aktienrückkauf 2025 / 2026e:

4,0€m / 7,5€m

Handelsvolumen 2025

17.000 Aktien pro Tag

¹ Dow Jones U.S. Select Oil Exploration & Production Index;

² Besteht aus: BP; CHR; DVN; EOG; NOG; OVV; OXY; PR; SHEL; SM;

³ Besteht aus: AMPY; BATL; EP; EPM; EPSN; GRNT; HPK; PED; PNRG; PROP; REI; REPX; SD; TXO; VTS

Almonty 2026: Führender Anbieter von konfliktfreiem Wolfram

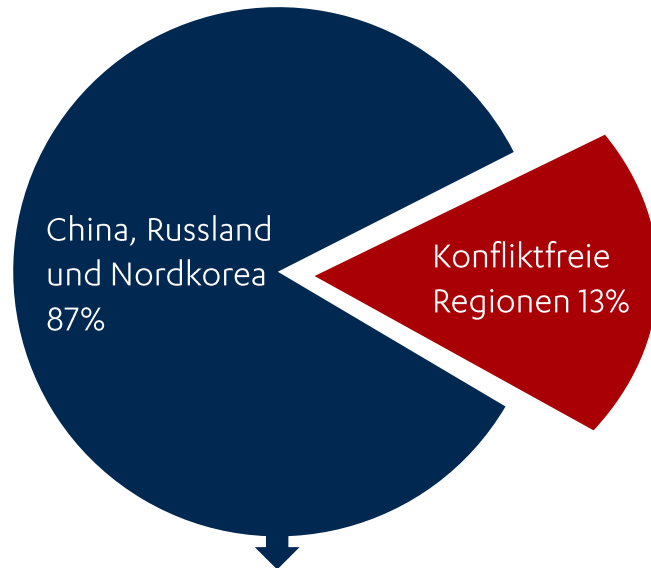
Wolframproduktion

Sangdong-Mine Südkorea wird größter Lieferanten von konfliktfreiem Wolfram

Weltweite Wolframproduktion

(in %)

102,650t WO₃



US-Kriegsministerium wird die Beschaffung dieser Güter für militärische Zwecke ab 2027 verbieten



Almonty: Marktwert der Beteiligung bei ~250 €m

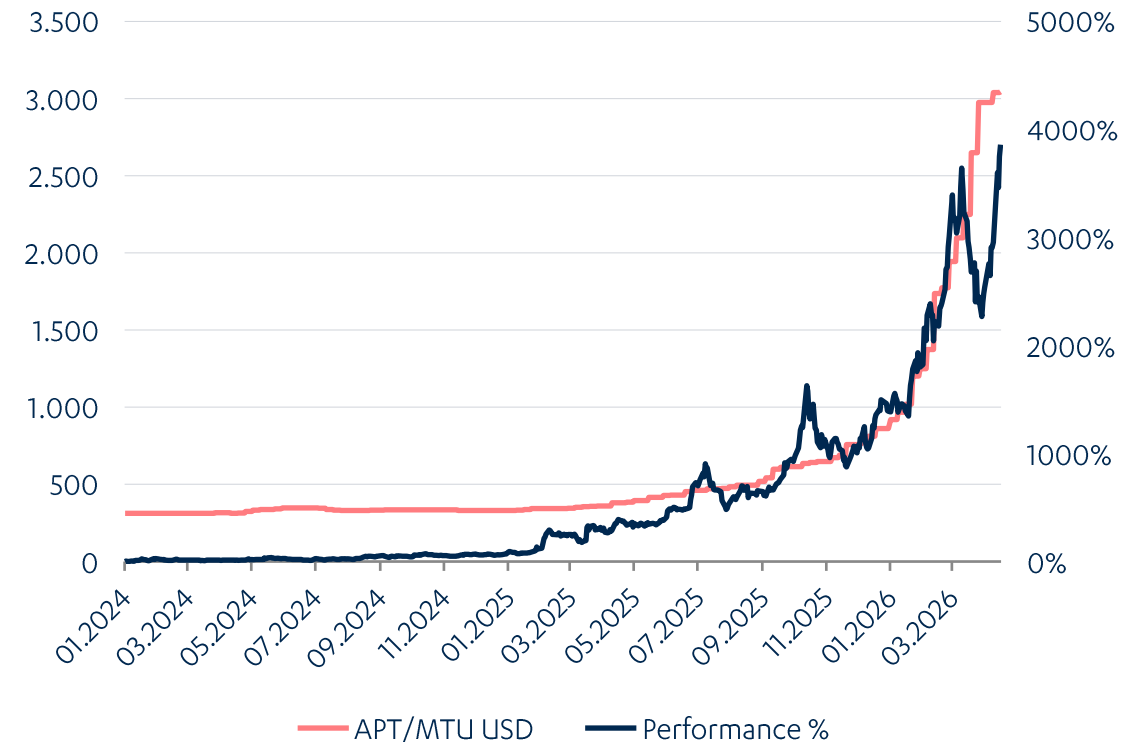
- Produktion in Portugal + Assets in Spanien, USA & Südkorea
- Strukturelles Angebotsdefizit — strategisch kritisches Metall
- Wahrscheinliche Erzreserven: 8,6 Mt @ 0,42% WO₃
- Sangdong-Molybdän-Projekt als optionale Wertsteigerung

Beteiligung DRAG

- Signifikante Beteiligung mit hohem Wert für Konzern
- 100 €m Ertrag realisiert in 1Q2026

Aktien & Darlehen	Wert in €m	Aktien in Mio.
Kredite + Zinsen	10	-
Aktien und Wandelanleihen ^{1,2}	~240	14
Total	~250	14

APT-Preis & Almonty-Aktienkurs seit Jan. 2024

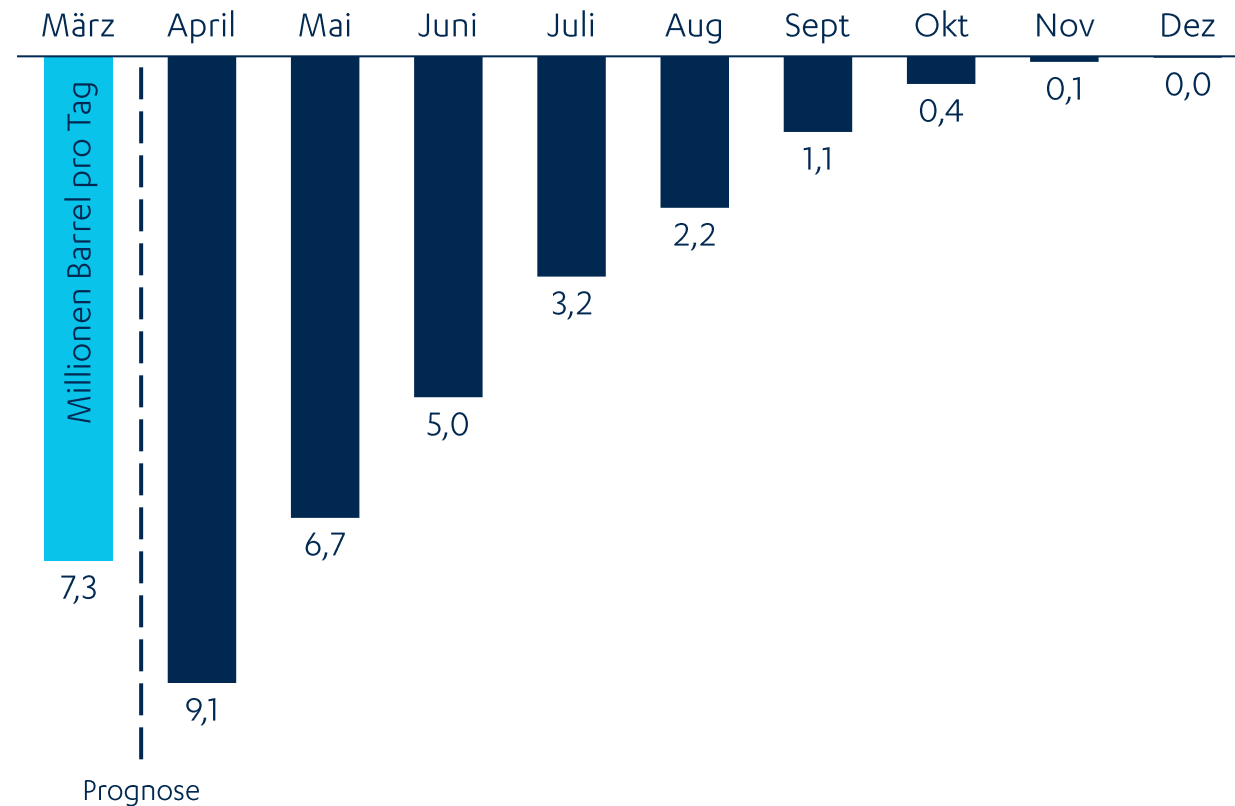


¹ Almonty Nasdaq-Kurs: Annahmeveron ~22,00 \$/Aktie

² Die Anzahl der bei Wandlung der Wandelanleihen erhaltenen Aktien unterliegt verschiedenen Wandlungsbedingungen sowie Währungs- und Kursannahmen

Iran-Krieg: Geschätzte Dauer und Ausmaß von Angebotsstörungen

Erwartetes Angebotsdefizit durch Schließung der Straße von Hormus



Geschwindigkeit der Erholung abhängig von:

- Dauerhafte Wiedereröffnung der Straße von Hormus
- Fracht und Ladekapazitäten (Verfügbarkeit von Schiffen, Crews, Beladungsterminals, Versicherungen)
- Wiederaufnahme der Produktion von temporär eingeschlossenen Bohrungen
- Wiederaufbau von Lagerbeständen (kann die Marktnormalisierung verzögern)
- U.S. EIA prognostiziert eine vollständige Erholung des Angebots bis zum 1. Quartal 2027

Weniger US-Bohrgeräte aktiv als vor 12 Monaten

Anzahl der Bohrgeräte und Ölpreis

U.S. RIG COUNT

573

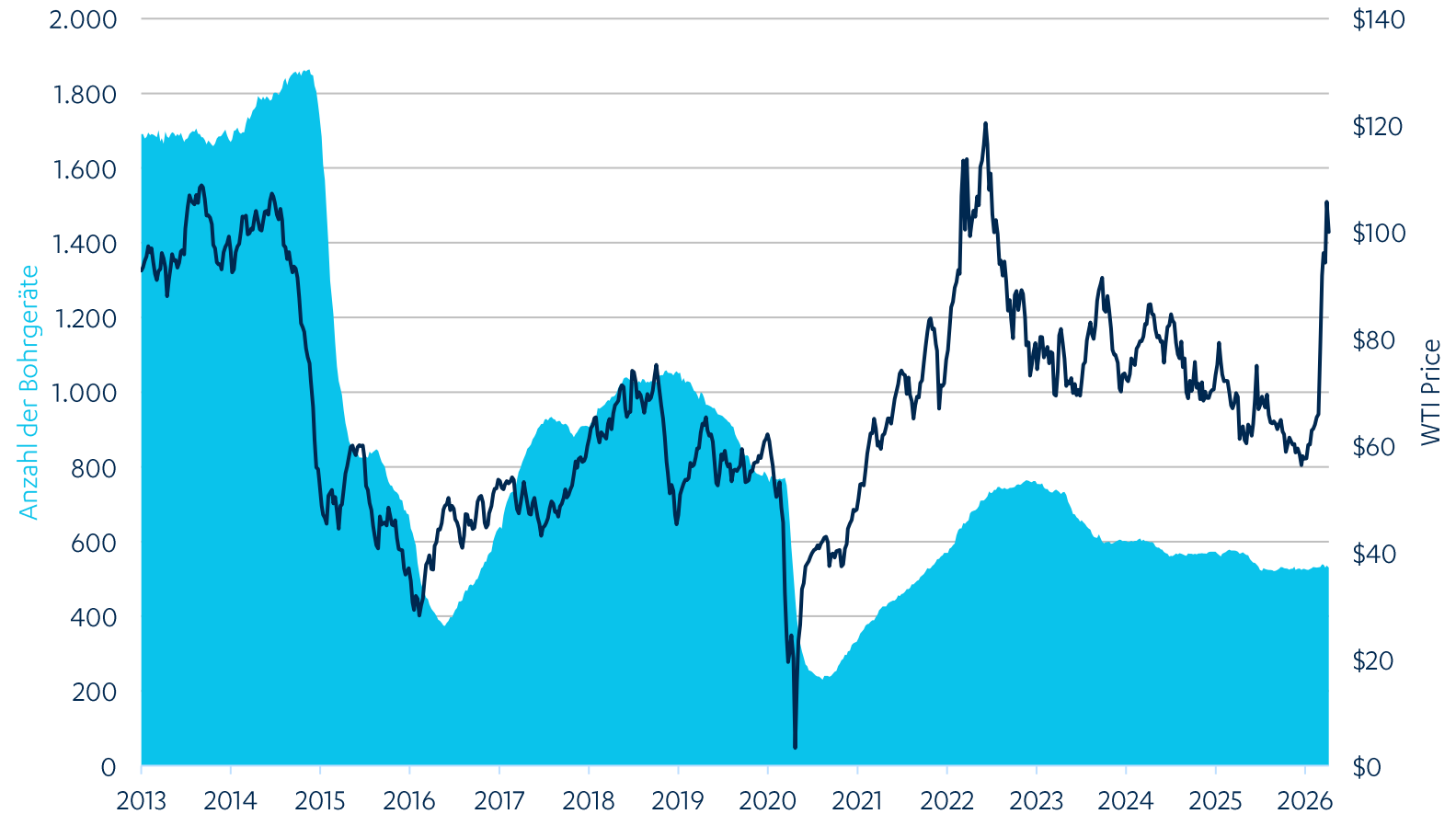
04.2025

-8%

530

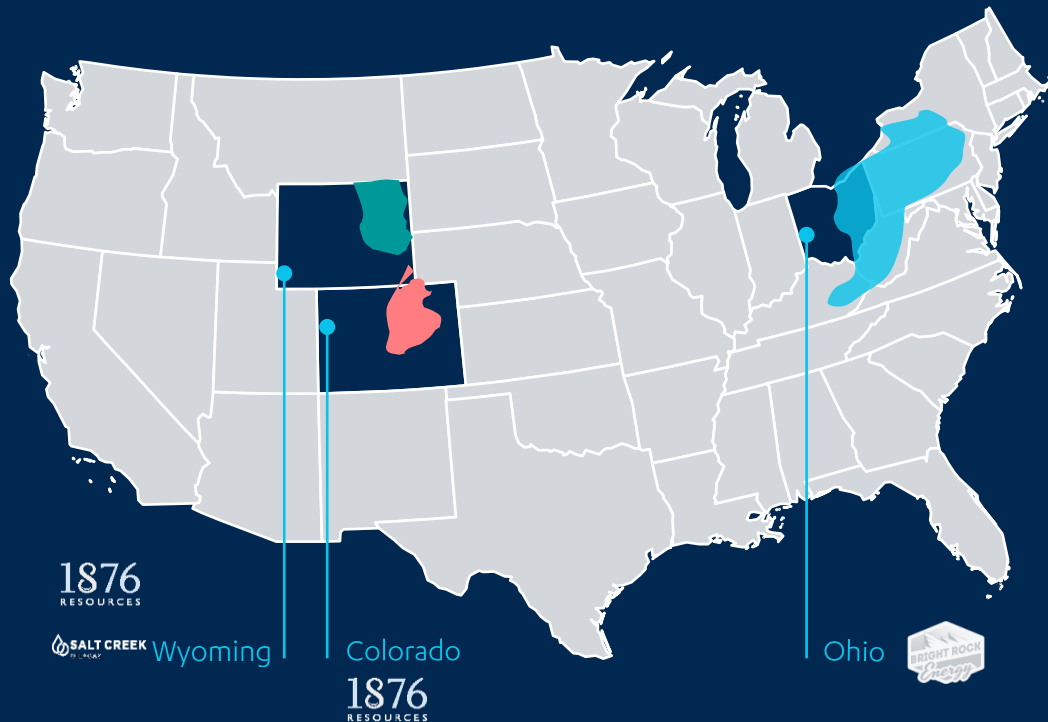
04.2026

Geringer Nachfrage nach Bohrgeräten schafft
Opportunitäten für US-
Töchter der DRAG



Hohe Wettbewerbsfähigkeit in Multi-Basin-Portfolio

Produktion in WY/CO plus strategische
Landposition in Ohio



Ölfelder im Überblick

Powder River
Basin

Wyoming (PRB)

Mio. BOEPD

~0,3 (~80% Ölanteil)

km²

~30.000

Aktive Bohrgeräte

13 davon 3
DRAG

Denver-Julesburg
Basin

Colorado (DJ)

Mio. BOEPD

~1,0 (~50% Ölanteil)

km²

~12.000

Aktive Bohrgeräte

8

Appalachian Basin/
Utica

Ohio

Mio. BOEPD

~6,0 (~3% Ölanteil)

km²

~110.000

Aktive Bohrgeräte

33

Deutsche Rohstoff Assets

BOEPD

~11.500

Acres (280 km²)

~70.000

BOEPD

~2.500

Acres (24 km²)

~6.000

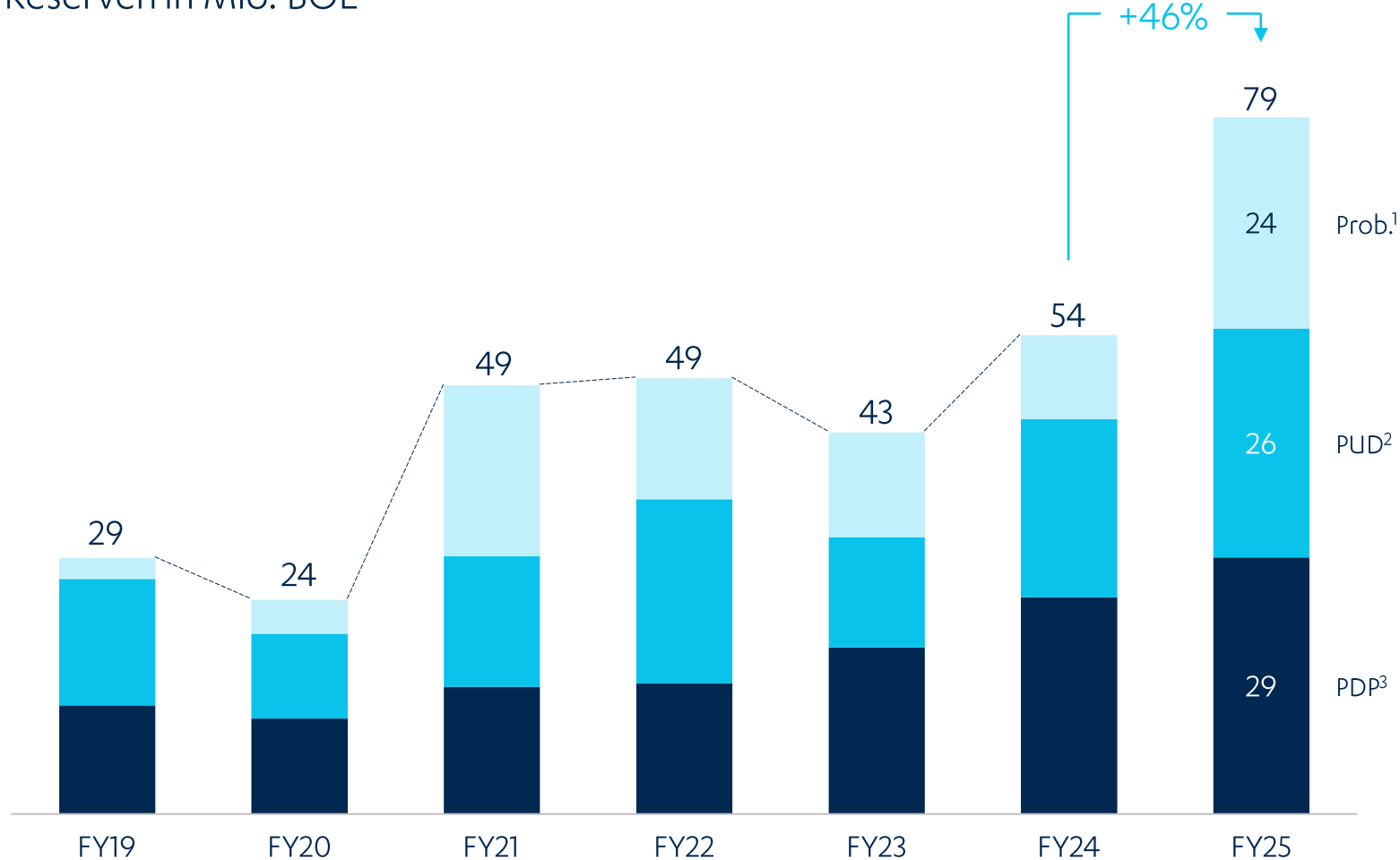
Acres (16 km²)

~4.000

Bohrungen: 121 operated (brutto) / 106 non-operated (brutto)

Öl- und Gasreserven haben sich seit 2019 nahezu verdreifacht

Reserven in Mio. BOE



Stetiges Reservenwachstum

- Öl- und Gasreserven bewertet durch unabhängige Ingenieure
- Reserven erreichen Ende 2025 ein neues Allzeithoch
- Jährliches Reservenwachstum von ~18% p.a. seit 2019 (CAGR)
- Barwert (PV10) der Reserven von ~470 €m
- Eine Erhöhung des Ölpreises von 60\$ auf 80\$ steigert den Barwert auf ~930 €m

¹ Prob: Wahrscheinliche Reserven; ² PUD: Proved Undeveloped (Sichere Reserven); ³ PDP: Sichere, bereits produzierende Reserven

Hohe Ölpreise und agiles Setup: Operativer Strategieschwenk 2026



Strategie 2025 (WTI 60\$)

Wert & Disziplin

- Stabile Produktion
- Effizienzgewinne
- Strikte Kapitaldisziplin
- Free Cash Flow maximieren
- Flexibilität wahren
- Hedgebuch nutzen (moderates Hedging)



Strategie 2026 (WTI 75\$)

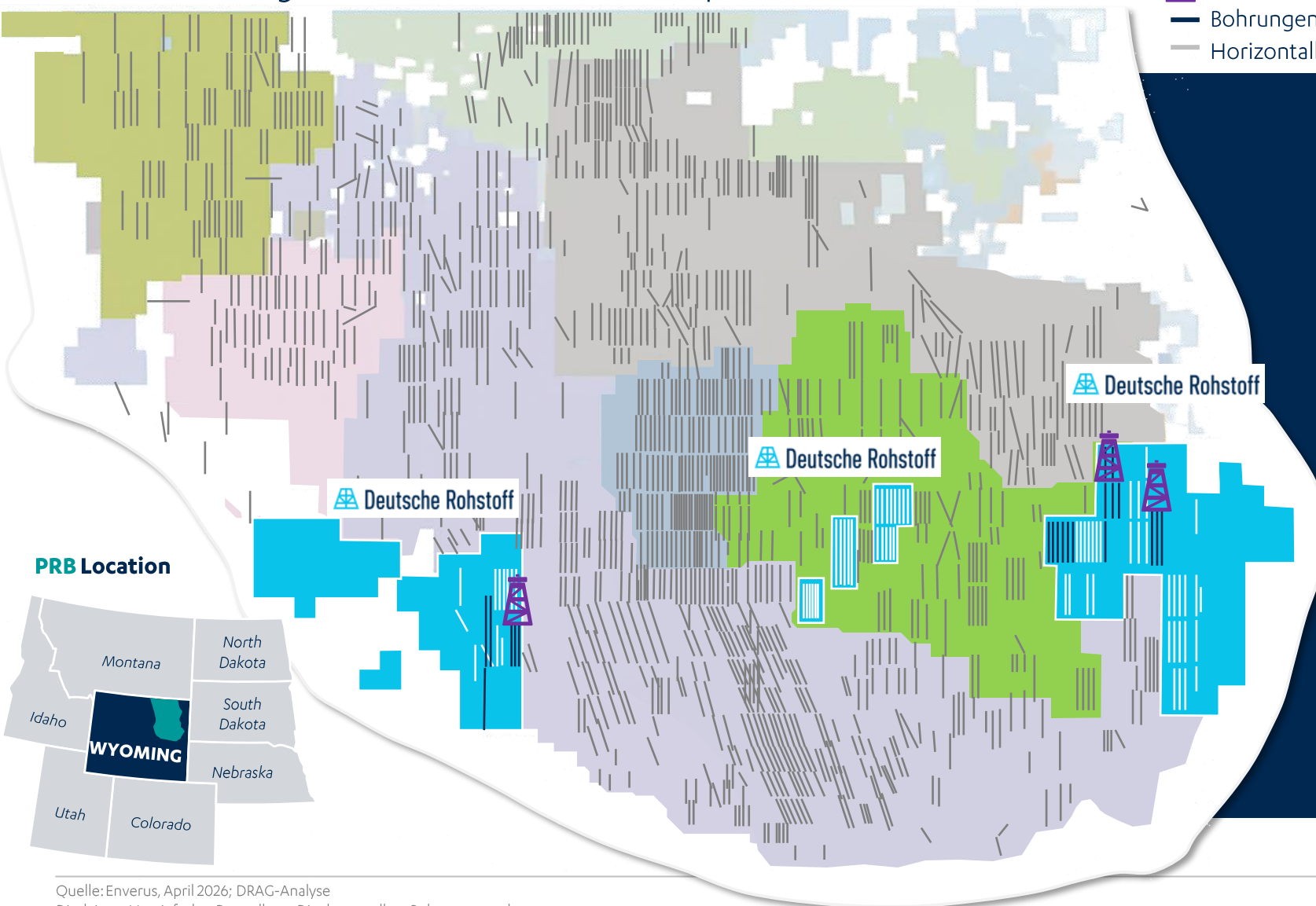
Wachstum & Dynamik

- Produktionswachstum
- Operations skalieren
- Produktionsbasis ausbauen
- Fokus auf Mengenwachstum
- Agil handeln (Dynamik nutzen)
- Hedgebuch aufbauen

Powder River Basin – Kern unserer Aktivitäten

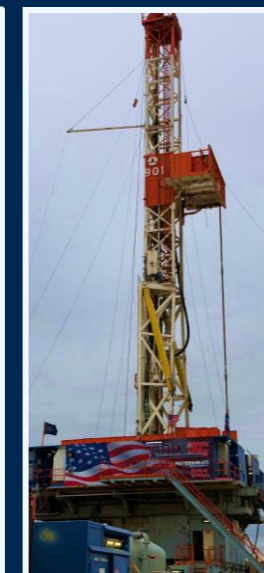
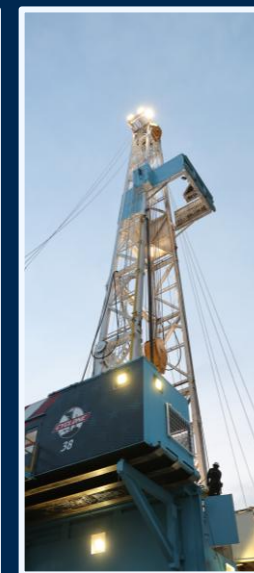
Wachstumsregion mit starkem Produktionspotenzial

-  Bohrgeräte
-  Bohrungen 2026 beispielhaft
-  Horizontalbohrungen seit Januar 2010



Bohrprogramm 2026

- ~220 €m CAPEX (netto)
- 26 Wells, ~180 km Bohrstrecke
- 3 Bohrgeräte im Einsatz – hoher logistischer Aufwand



Operations 2025 & Outlook 2026:

Hohe Flexibilität erlaubt schnelle Reaktion auf gestiegene Ölpreise

2025

2026e

1876
RESOURCES

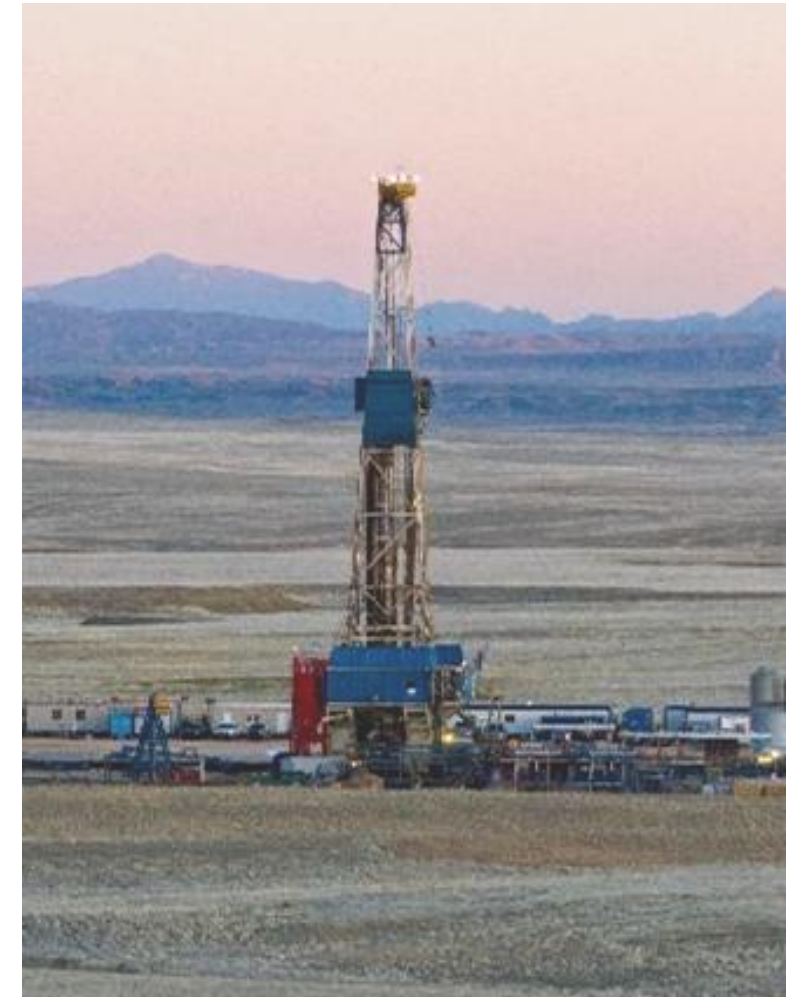
- Östliches Powder River Basin (PRB):
4 Niobrara Bohrungen
 - Westliches PRB:
3 Niobrara & 3 Morwy Bohrungen
- 26 Bohrungen mit 3 Bohrgeräten,
„Brutto-CAPEX“ über 275 \$m
 - Option auf über 30 Bohrungen
auszuweiten

 **SALT CREEK**
OIL+GAS

- Neues Joint Venture im PRB
(9 Niobrara Bohrungen)
 - Bohrungen 2025 gestartet
- 40 \$m CAPEX
 - Produktionsstart Sommer 2026
 - Weitere Transaktionen geplant

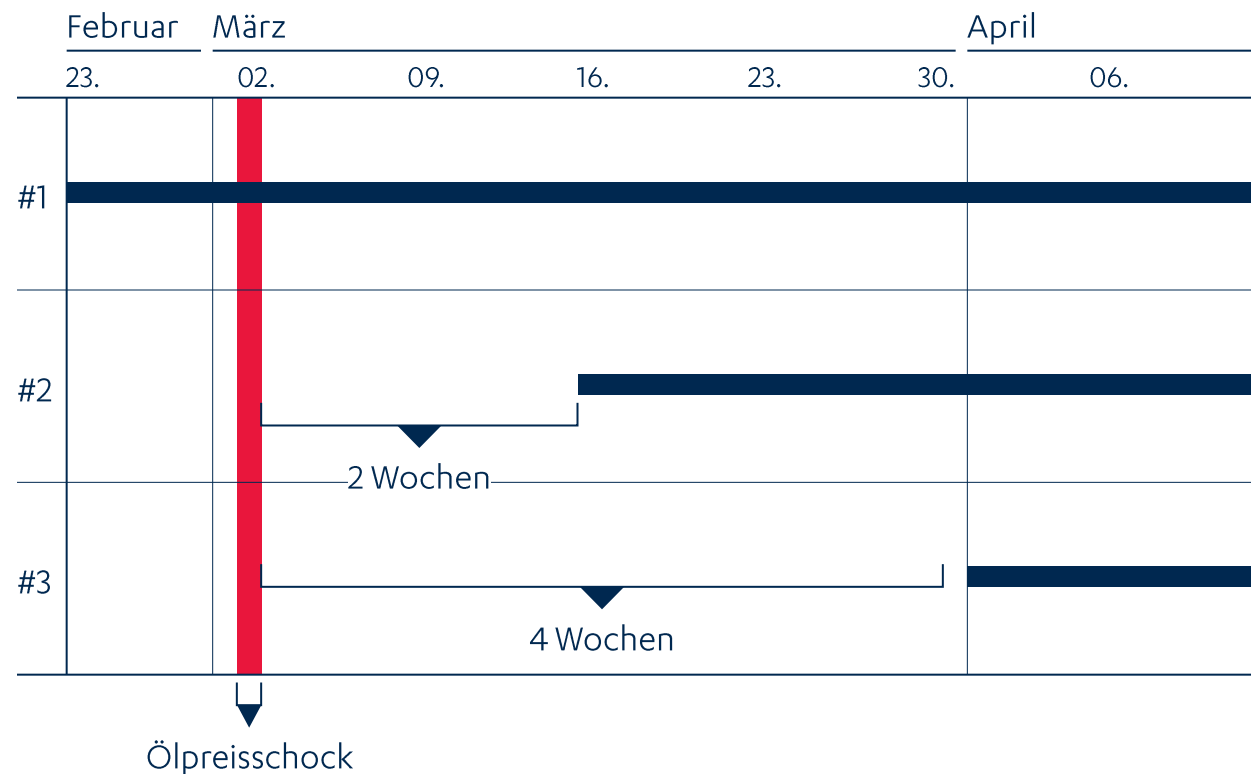
 **BRIGHT ROCK**
Energy

- Erwerb von rund 4.000 Acres in
der Utica/Point Pleasant-
Formation in Ohio
- Kontinuierlicher Ausbau der
Flächen in 2026



Momentum nutzen: Agilität als Wettbewerbsvorteil

Von einem auf drei Bohrgeräte in einem Monat



Vorbereitungen für den Bohrbetrieb

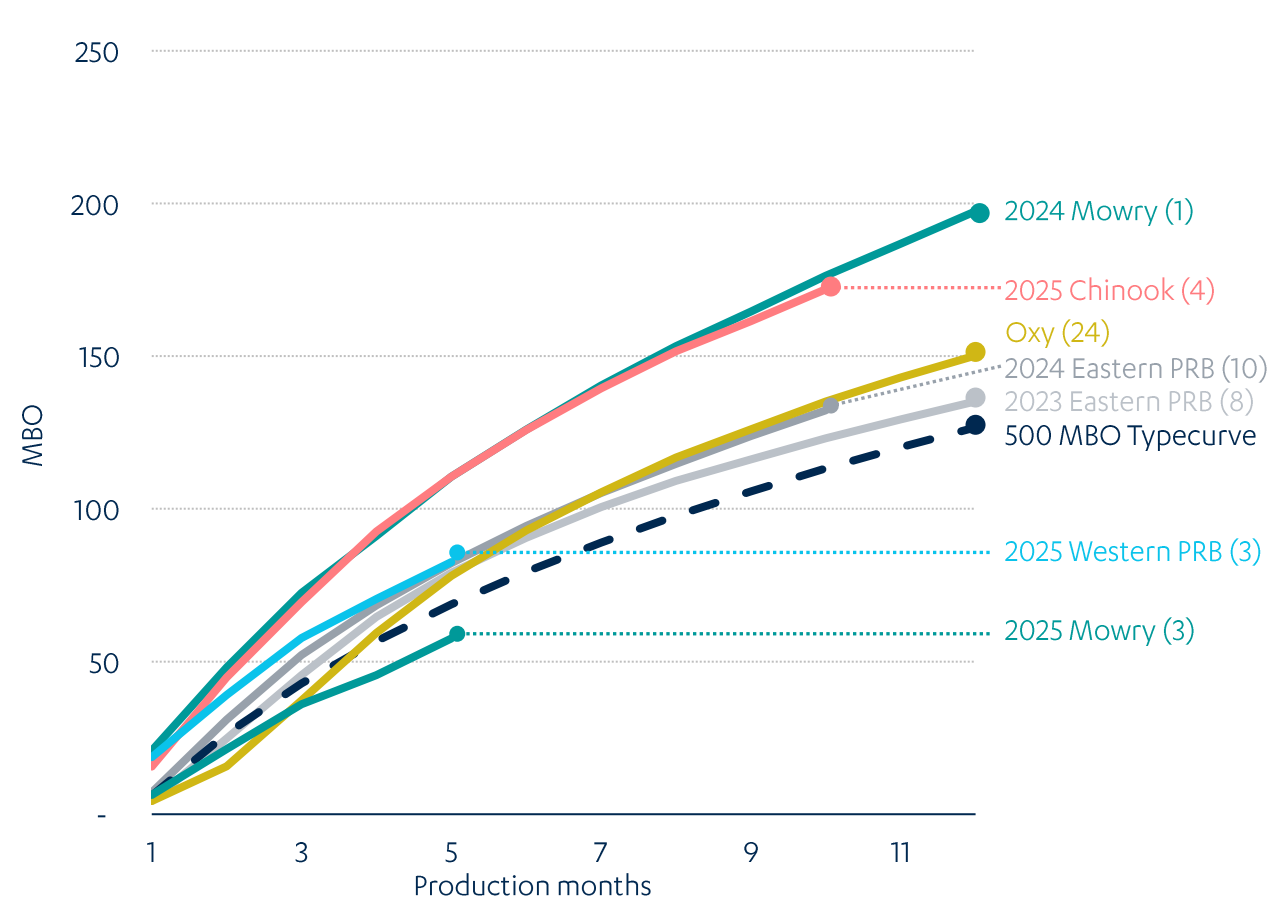
- Logistik & Infrastruktur
- Arbeitssicherheit, Umwelt- & Abfallmanagement
- Ca. 200 Dienstleister pro Bohrung
- Genehmigungen & Standortentwicklung
- Energie & Versorgung
- Bohrtechnologie & -ausrüstung (z.B. Rohre)
- Materialien & Dienstleistungen (z.B. Zement)

Starke Produktion und hohe Ölpreise steigern die Renditen pro Bohrung

Szenarienvergleich

Base ¹	vs.	High ²
WTI-Preis		
75 \$	vs.	85 \$
CAPEX/Bohrung ³		
~9,5 \$m	vs.	~9,5 \$m
Ölreserven/Bohrung		
500 MBO	vs.	600 MBO
IRR		
45%	vs.	>100%
Payback		
2,2 Jahre	vs.	1,4 Jahre

Kumulative Produktion: Erste 12 Monate vs. Type Curve



Annahmen: ¹WTI 75 \$/bbl, Henry Hub 3 \$/MMBtu, OPEX ~11,0 \$/BOE, Royalties 18%; ²WTI 85 \$/bbl, Henry Hub 4 \$/MMBtu, OPEX/bbl ~11,0 \$/BOE, Royalties 18%; CAPEX und Produktionsmengen sind Durchschnittsannahmen für das Bohrprogramm 2026, normalisiert für Zwei-Meilen-Bohrungen in den Niobrara-, Mowry- und anderen Formationen
Disclaimer: Die einzelnen Kosten und Produktionsmengen können aufgrund verschiedener Einflussfaktoren wesentlich abweichen

Konzern Hedgebuch

			Summe	Q2 2026	Q3 2026	Q4 2026	Q1 2027	Q2 2027	Q3 2027	Q4 2027	Q1 2028
SWAP	Öl	Volumen in 1.000 bbl	1.049	283	213	237	82	54	58	86	37
		Preis in USD/BBL	72,6	74,8	74,1	71,5	70,4	70,2	70,4	70,7	69,9
COLLAR	Öl	Volumen in 1.000 bbl	275	51	88	66	67	4	-	-	-
		Preisobergrenze in USD/BBL	78,2	79,2	76,5	76,4	81,4	81,0	-	-	-
		Preisuntergrenze in USD/BBL	62,7	62,4	64,6	61,6	61,2	65,0	-	-	-
PUT	Öl	Volumen in 1.000 bbl	270	24	22	-	80	74	70	-	-
		Preisuntergrenze in USD/BBL	50,0	50,0	50,0	-	50,0	50,0	50,0	-	-
SWAP	Gas	Volumen in 1.000 MMBtu	1.574	169	475	459	243	229	-	-	-
		Preis in USD/MMBtu	3,8	3,2	3,4	4,1	4,4	3,5	-	-	-
COLLAR	Gas	Volumen in 1.000 MMBtu	270	270	-	-	-	-	-	-	-
		Preisobergrenze in USD/MMBtu	4,6	4,6	-	-	-	-	-	-	-
		Preisuntergrenze in USD/MMBtu	2,6	2,6	-	-	-	-	-	-	-
Summe	Öl	Volumen in 1.000 bbl	1.594	357	323	303	228	132	128	86	37
Summe	Gas	Volumen in 1.000 MMBtu	1.844	439	475	459	243	229	-	-	-

Prognose 2026 mit massiver Ausweitung bei Umsatz und EBITDA

- Phasenweise 3 Bohrergeräte im Einsatz
- Geplante Brutto-Bohrungen: 26 (18 netto), davon 5 Drei-Meilen-Bohrungen
- 17.000-18.000 BOEPD Tagesproduktion (bislang: 13.500-14.500 BOEPD)
- Capex von 215-235 €m (bislang: 90-100 €m)
- Hohe Flexibilität einen „Gang hoch oder runter zu schalten“

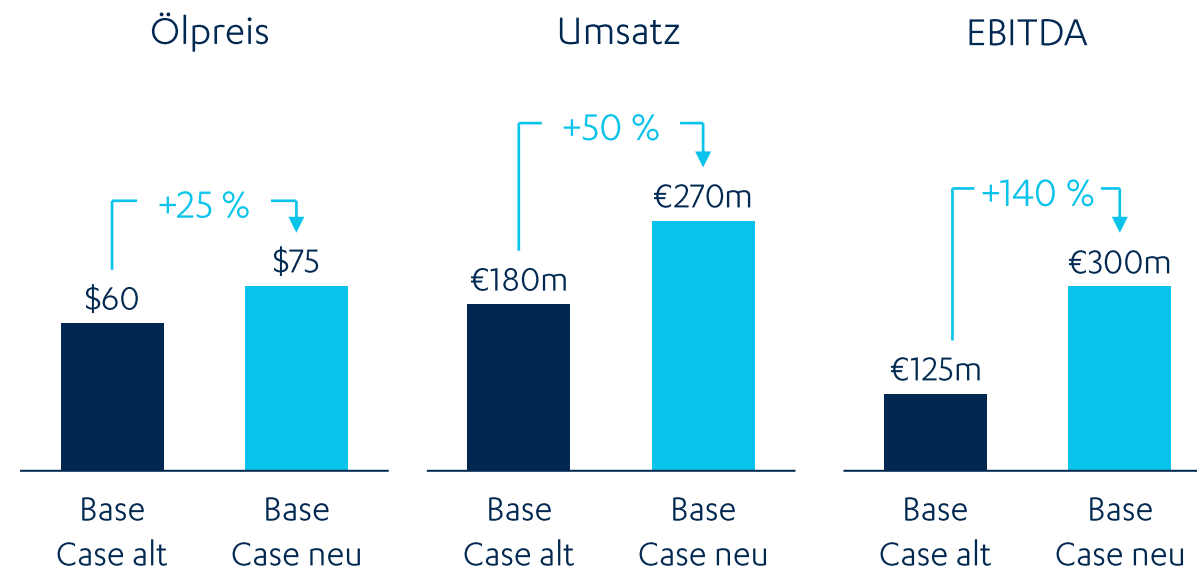
Prognose 2026

	Basis-Szenario 2026	Erhöhtes-Szenario 2026	Basis-Szenario 2027	Erhöhtes-Szenario 2027
Umsatz €m	260-280	290-310	280-300	310-330
EBITDA €m	290-310	320-340	210-230	230-250

Zugrunde liegende Annahmen:

Ölpreis	75\$	85\$	75\$	85\$
Gaspreis	3,5\$	4,0\$	3,5\$	4,0\$
Wechselkurs USD/EUR	1,15\$	1,15\$	1,15\$	1,15\$

Neues Basisszenario 2026 - WTI: 75 \$/bbl vs. 60 \$/bbl





Deutsche Rohstoff

Q7, 24

68161 Mannheim

+49 621 490 817 0

✉ info@rohstoff.de

Glossar

BBL (BBL/d)	Barrel (pro Tag)
BO (BOPD)	Barrel Öl (pro Tag)
BOE (BOEPD)	Barrel Ölequivalent (pro Tag) – Erdgas wird mit dem Faktor 6.000 Kubikfuß pro BOE umgerechnet
CAPEX	Capital Expenditure
CO	Colorado
DJ	Denver-Julesburg Basin, Colorado
EBIT	Ergebnis vor Zinsen und Steuern
EBITDA	Ergebnis vor Zinsen, Steuern und Abschreibungen
EBT	Ergebnis vor Steuern
Enterprise Value (EV)	Enterprise Value ist das Maß für den Gesamtwert eines Unternehmens; EV = Marktkapitalisierung + Nettoverschuldung
EUR	Ölreserven einer Bohrung
FCF	Der operative Free Cash Flow entspricht dem operativen Cash Flow abzüglich des Cashflows aus der Investitionstätigkeit ohne Berücksichtigung von Ein- und Auszahlungen in kurzfristige Finanzdispositionen
IRR	Interner Zinsfuß
Liquide Mittel	Liquide Mittel sind definiert als Wertpapiere des Umlaufvermögens zzgl. Guthaben bei Kreditinstituten
MBO (MBOPD)	Tausend Barrel Öl (pro Tag)
MCF (MCF/d)	Tausend Kubikfuß (pro Tag)
MMBTU	Millionen British Thermal Units

Glossar

Nettoverschuldung bzw. Net Debt	Nettoverschuldung = Finanzverbindlichkeiten – liquide Mittel
NGL	Natural Gas Liquids
Non-Op	Finanzbeteiligung, ohne operative Kontrolle
OCF	Operativer Cash Flow
OPEX	Operative Aufwendungen
PRB	Powder River Basin, Wyoming
PV10	Cash Flow-Prognosen – diskontiert mit 10%
RBL	Reservebasierte Kreditlinie
Reserven	Die Reserven umfassen 1876 Resources, Elster Oil & Gas und Salt Creek Oil & Gas. Bewertungen für 1876 und Salt Creek wurden durch unabhängige Gutachter erstellt; Elster wurde intern bewertet. Für die Ermittlung des Barwerts wird der Cash Flow mit 10% abdiskontiert.
VJ	Vorjahr
WTI	Rohöl der Sorte West Texas Intermediate
WY	Wyoming
€m / \$m	1 Million Euro / US-Dollar