

[www.serinusenergy.com](http://www.serinusenergy.com)

# Serinus Energy plc

## Wyniki finansowe Spółki

za okres 3 miesięcy zakończony 31 marca 2024 r.

13 maja 2024 r.



**SERINUS**  
ENERGY PLC

Uwaga: Niniejszy dokument stanowi wolne tłumaczenie oryginału sporządzonego w języku angielskim. W przypadku wątpliwości interpretacyjnych obowiązuje wersja angielska.

# Serinus Energy

## Krótko o spółce – duża i zróżnicowana baza aktywów na obszarach lądowych

Niezagospodarowany potencjał oraz możliwości rozwoju

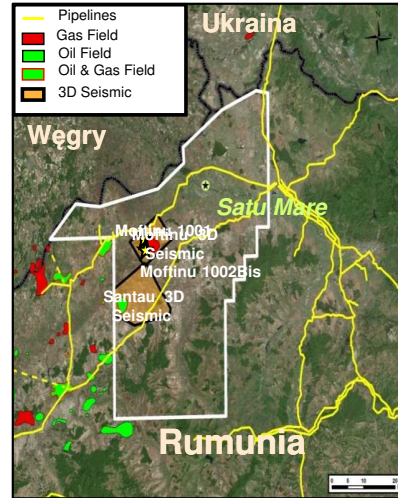
- Rumuńska koncesja Satu Mare (100% udział operacyjny) ma powierzchnię 2.950km<sup>2</sup>, zlokalizowana jest w północno-zachodniej Rumunii
  - Solidna baza aktywów, obejmująca własny (100%) zakład przetwarzania gazu, koszty odtworzenia – 15 mln USD.
- Wydobywanie w Tunezji prowadzone jest w ramach dwóch koncesji: Sabria oraz Chouech Es Saida
  - Sabria (45% udział operacyjny) obejmuje duże złożo lekkiej ropy, a szacowane pierwotne zasoby geologiczne ropy (OOIP) wynoszą 445 MMbbl (P50), z czego do tej pory wydobyto 1,6%.
  - Chouech Es Saida (100% udział operacyjny) obejmuje stożek basenowy o dużym zasięgu przestrzennym (ok. 125 km<sup>2</sup>) i znacznej miąższości (ok. 50 m) – w dłuższej perspektywie oferuje doskonały potencjał poszukiwawczy w zakresie gazu ziemnego w bliskim sąsiedztwie mało obciążonego gazociągu Nawara
- Liczne możliwości inwestycyjne sprzyjające organicznemu wzrostowi, finansowane ze środków uzyskiwanych z wydobywania.
- Po zakończeniu okresu, po zrealizowanej dostawie łącznie 62 930 bbl tunezyjskiej ropy naftowej, Grupa otrzymała wynagrodzenie w wysokości 3,2 mln USD (bez uwzględnienia miesięcznej zaliczki w wysokości 500 tys. USD na przyszłą dostawę). Na sierpień br. potwierdzone zostały dwie kolejne dostawy.
- Spółka nie jest zadłużona, a nakłady inwestycyjne w 2024 r. będą finansowane z wolnych przepływów pieniężnych, co w IV kw. 2024 r. powinno przynieść zwiększenie wydobywania węglowodorów.
- Rezerwy potwierdzone i prawdopodobne (2P) **obecnie są wyceniane przez Spółkę na poziomie 0,66 USD/boe<sup>3</sup> (średnia dla sektora 8,36 USD/boe)**, przy wskaźniku żywotności rezerw wynoszącym 25,6 lat<sup>4</sup>
- Ścisła kontrola kosztów, niskie koszty działalności operacyjnej, atrakcyjne warunki podatkowe i lądowa lokalizacja aktywów w połączeniu z wysokimi cenami węglowodorów.

1. Raport Roczny za 2023 r.  
2. za Sprawozdaniem z oceny rezerw sporządzonym przez niezależnego eksperta- Gaffney, Cline & Associates wg stanu na 31 grudnia 2023 r. , zasoby gazu konwertowane na boe przy użyciu przelicznika 6 mcf/1 bbl  
3. W oparciu o kapitalizację rynkową Serinus Energy plc z 7 maja 2024 r. w wysokości 3,17 mln GBP, z wykorzystaniem kursu USD/GBP 1,2533  
4. Wyliczone w oparciu o szacunki rezerw 2P 2023 wynoszące 6,0 mmoeb, podzielone przez zannualizowaną wartość łącznego wydobywania z I kw. 2023 r., wynoszącą 234.330 Boe

# Główne aktywa

## Rumunia

- Koncesja Satu Mare w północno-zach. Rumunii - 2,950km<sup>2</sup>
- Blok zlokalizowany w obrębie Basenu Panońskiego, wzdłuż trendu, obejmującego odkryte i eksploatowane złoża ropy i gazu oraz w pobliżu istniejącej infrastruktury – możliwość występowania licznych pułapek złożowych
- Wydobywanie gazu w ramach projektu gazowego Moftinu rozpoczęto w 2019 r.



### Rezerwy/zasoby/wydobycie<sup>1</sup>

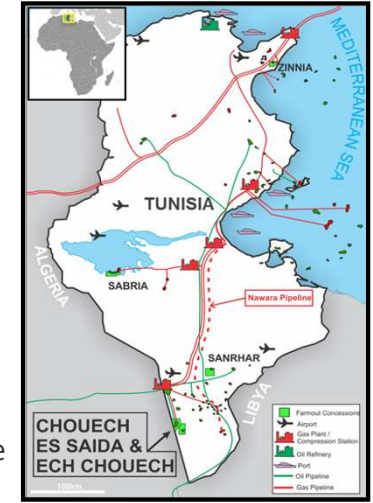
Rezerwy potwierdzone i prawdopodobne:	0,36 MMboe
Zasoby warunkowe 2C:	0,72 MMboe
Wydobycie:	49 boe/d <sup>2</sup>

### Perspektywy rozwoju

- Pole gazowe Moftinu – wydobyto łącznie ponad 9,4 Bcf gazu (do końca 2023 r.), generując przychody w wysokości ponad 96 mln USD i ponad 40 mln USD środków wypracowanych z działalności operacyjnej
- Na obszarze koncesji znajduje się 7 rozpoznanych typów pułapek złożowych/obszarów z licznymi obiektami ropo- i gazonośnymi
- Serinus posiada ugruntowaną obecność w Rumunii. Kadra zarządzająca legitymuje się bogatym doświadczeniem w zakresie prowadzenia prac na terenie kraju oraz ściśle współpracuje ze wszystkimi lokalnymi regulatorami.

## Tunezja

- Wydobywanie prowadzone na obszarze dwóch koncesji: Sabria oraz Chouech Es Saida
- Pole Sabria (udział operacyjny 45%) obejmuje duże złożo lekkiej ropy, znajdujące się w utworach ordowiku - 445 MMbbl pierwotnych zasobów geologicznych ropy (OOIP) (P50)
- Na obszarze koncesji Chouech znajduje się stożek basenowy o dużym zasięgu przestrzennym (ok. 125 km<sup>2</sup>) i znacznej miąższości (ok. 50 m) - w dłuższej perspektywie doskonały potencjał do poszukiwań gazu



### Rezerwy/zasoby/wydobycie<sup>1</sup>

Rezerwy potwierdzone i prawdopodobne:	5,63 MMboe
Zasoby warunkowe 2C:	2,32 MMboe
Wydobycie:	586 boe/d <sup>2</sup>

### Perspektywy rozwoju

- Potencjał na rozwój związany z zagospodarowaniem złoża ropy w ramach koncesji Sabria, oraz jednoczesne zwiększanie wydobywania poprzez realizowany aktualnie program instalacji w istniejących odwiertach pomp w głębszych.
- Chouech Es Saida – potencjał poszukiwaczy zarówno w odniesieniu do ropy jak i gazu

1. Zgodnie ze Sprawozdaniem z oceny rezerw sporządzonym przez niezależnego eksperta - firmę Gafney, Cline & Associates na 31 grudnia 2023 r.
2. Średnie wydobywanie w I kw. 2024 r. – za Sprawozdaniem Śródrocznym Spółki za I kw. 2024 r.

# Wyniki za I kw. 2024 r. – okres 3 miesięcy zakończony 31 marca 2024 r.

## Działalność operacyjna

### Najważniejsze wydarzenia I kw. 2024 r. – działalność operacyjna

- W omawianym okresie średnie dzienne wydobycie w Grupie wynosiło 635 boe/d, a łączna wielkość wydobycia wyniosła 57.785 boe, w tym:
  - w Rumunii – 49 boe/d
  - w Tunezji – 586 boe/d.
- Wydobycie w Tunezji wzrosło w I kw. 2024 r. o ok. 11% w stosunku do I kw. 2023 r. dzięki skutecznemu zarządzaniu przez Spółkę systemami do mechanicznej eksploatacji złoża, optymalizującemu wolumeny wydobycia na polu Chouech Es Saida – stymulacja zakończyła się sukcesem, a średni cykl życia stosowanych pomp wydłużył się z 8 do ponad 24 miesięcy.
- Prace dotyczące odwiertu Sabria W-1 – boczny otwór i montaż systemu mechanicznej eksploatacji złoża - zaplanowano na IV kw. 2024 r.
  - Projekt otworu bocznego został już opracowany i trwa procedura przetargowa na zakup elementów potrzebnych do jego wykonania
  - Celem jest znaczące zwiększenie wydobycia netto węglowodorów w Tunezji
- Ze względu na powolne tempo odwadniania odwiertu Sabria N-2 Spółka przystąpiła do rozmów z partnerem na temat zastosowania technik stymulacji w celu przyspieszenia tego procesu.

# Wyniki za I kw. 2024 r. – okres 3 miesięcy zakończony 31 marca 2024 r.

## Działalność operacyjna

**Najważniejsze wydarzenia I kw. 2024 r. – działalność operacyjna**  
(ciąg dalszy)

- W Rumunii Spółka otrzymała w październiku 2023 r. przedłużenie okresu prac poszukiwawczych w ramach koncesji Satu Mare. Obszar samego pola gazowego Moftinu uznano za pole komercyjne, natomiast wszystkie pozostałe obszary koncesji utrzymały status obszarów poszukiwawczych. W warunkach przedłużenia przewidziano dwa etapy prac.
  - Pierwszy jest obowiązkowy i obejmuje dwa lata, począwszy od 28 października 2023 r., a w jego zakres wchodzi ponowne przetworzenie historycznych profili sejsmicznych 2D o długości 100 km oraz wykonanie nowych profili sejsmicznych 2D, również o długości 100 km, wraz z ich przetworzeniem.
  - Drugi etap prac ma charakter opcjonalny i obejmuje okres dwóch lat, począwszy od 28 października 2025 r., a w jego zakres wchodzi wykonanie na obszarze koncesji odwiertu, którego docelowej głębokości nie określono w warunkach przedłużenia.
- Na polu Moftinu w Rumunii, w wyniku przeprowadzonej analizy złoża, rozpoznano w istniejących odwiertach szereg dodatkowych stref z gazem. Ich eksploatacja stanie się możliwa po przeprowadzeniu stosunkowo nieskomplikowanych w implementacji prac z wykorzystaniem urządzenia wiertniczo-rekonstrukcyjnego.
- Przeznaczony do zatłaczania wody złożowej odwiert Canar-1 jest obecnie wykorzystywany do zatłaczania całości wody wydobywanej z otworów na polu Moftinu. W 2023 r. przyniosło to ok. 600 tys. USD oszczędności w zakresie rocznych wydatków związanych z pozbywaniem się wody złożowej.

# Wyniki za I kw. 2024 r. – okres 3 miesięcy zakończony 31 marca 2024 r.

## Działalność finansowa

### Najważniejsze wydarzenia I kw. 2024 r. – wyniki

- Przychody ze sprzedaży za okres trzech miesięcy zakończony 31 marca 2024 r. wyniosły 4,6 mln USD (w okresie 3 msc. zakończonym 31 marca 2023 r. – 4,9 mln USD), przy wydobyciu wynoszącym 234.330 boe.
- Zysk brutto ze sprzedaży za okres trzech miesięcy zakończony 31 marca 2024 r. wyniósł 1,0 mln USD (w okresie 3 msc. zakończonym 31 marca 2023 r. – 0,9 mln USD).
- EBITDA za okres trzech miesięcy zakończony 31 marca 2024 r. wyniosła 0,9 mln USD (w okresie 3 msc. zakończonym 31 marca 2023 r. – 0,8 mln USD).
- Środki pieniężne netto wypracowane z działalności operacyjnej za okres trzech miesięcy zakończony 31 marca 2024 r. ukształtowały się na poziomie 1,2 mln USD (w okresie 3 msc. zakończonym 31 marca 2023 r. – 0,8 mln USD).
- W I kw. 2024 r. koszty ogólnego zarządu w Grupie spadły do poziomu 0,9 mln USD, a w przeliczeniu na baryłkę ekwiwalentu ropy naftowej wyniosły 15,75 USD/boe (w okresie 3 msc. zakończonym 31 marca 2023 r. – 1,4 mln USD; 22,01 USD/boe).
- Strata netto za okres trzech miesięcy zakończony 31 marca 2024 r. wyniosła 0,5 mln USD (w okresie 3 msc. zakończonym 31 marca 2023 r. – strata netto na poziomie 1,3 mln USD).
- W okresie trzech miesięcy zakończonym 31 marca 2024 r. nakłady inwestycyjne Grupy ukształtowały się na poziomie 0,3 mln USD (w okresie 3 msc. zakończonym 31 marca 2023 r. – 2,4 mln USD), w tym:
  - Tunezja – 0,3 mln USD
  - Rumunia – brak

# Wyniki za I kw. 2024 r. – okres 3 miesięcy zakończony 31 marca 2024 r.

## Działalność finansowa

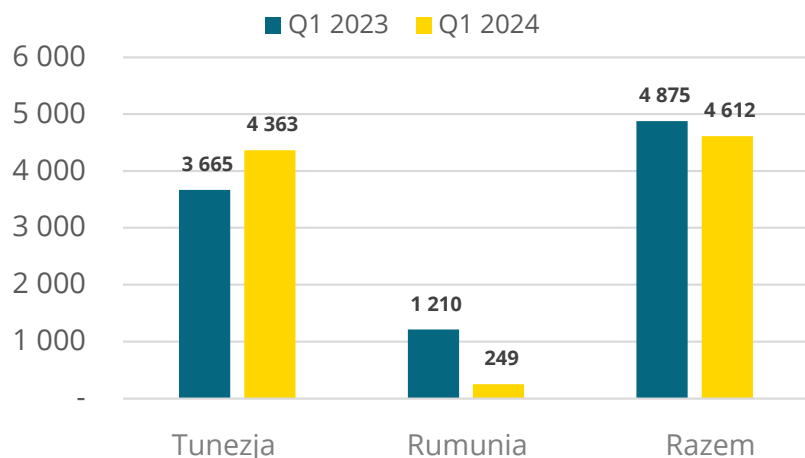
Najważniejsze  
wydarzenia  
I kw. 2024 r.  
– wyniki  
(ciąg dalszy)

- W okresie trzech miesięcy zakończonym 31 marca 2024 r. średnia uzyskiwana przez Grupę cena węglowodorów netto wyniosła 80,24 USD/boe (w okresie 3 msc. zakończonym 31 marca 2023 r. – 78,87 USD/boe), w tym:
  - średnia uzyskiwana cena sprzedaży ropy naftowej: 84,27 USD/bbl (w okresie 3 msc. zakończonym 31 marca 2023 r. – 80,07 USD/bbl),
  - średnia uzyskiwana cena sprzedaży gazu ziemnego: 10,99 USD/Mcf (w okresie 3 msc. zakończonym 31 marca 2023 r. – 12,72 USD/Mcf).
- Wypracowana przez Grupę w okresie trzech miesięcy zakończonym 31 marca 2024 r. wartość retroaktywna netto wyniosła 33,04 USD/boe (w okresie 3 msc. zakończonym 31 marca 2023 r. – 39,52 USD/boe), w tym:
  - w Rumunii: -55,66 USD/boe (w okresie 3 msc. zakończonym 31 marca 2023 r.: 26,59 USD/boe),
  - w Tunezji: 40,16 USD/boe (w okresie 3 msc. zakończonym 31 marca 2023 r.: 43,92 USD/boe).
- 0,6 mln USD środków pieniężnych i ich ekwiwalentów na 31 marca 2024 r.

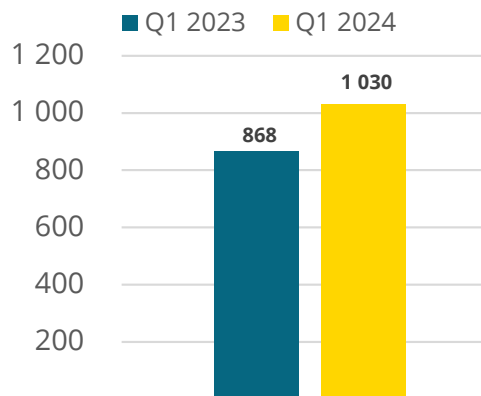
# Przychody i koszty sprzedaży

## Solidne wyniki finansowe

### Przychody (w tys. USD)



### Zysk brutto (w tys. USD)



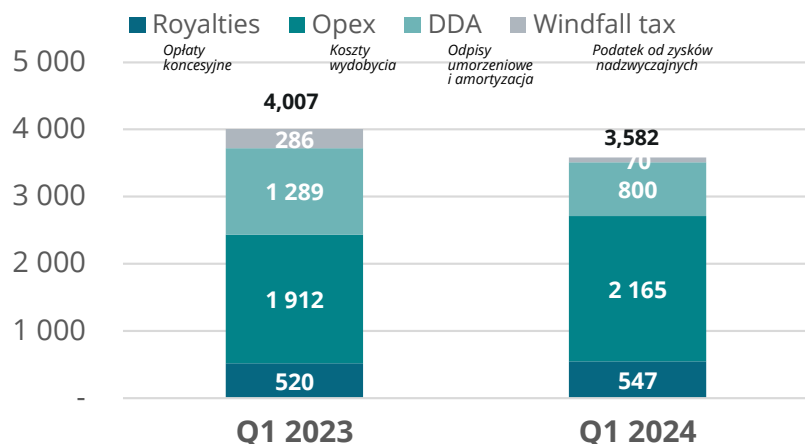
#### Przychody:

- 4,6 mln USD przychodów (za I kw. 2023 r. 4,9 mln USD), na co wpłynęło niższe wydobywanie

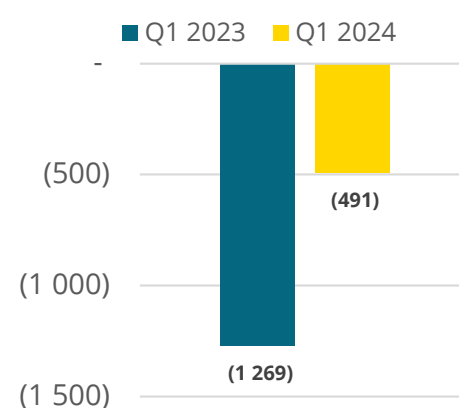
#### Koszty sprzedaży:

- Spadek do poziomu 3,6 mln USD (za I kw. 2023 r.: 4,0 mln USD), głównie ze względu na niższe podatki od zysków nadzwyczajnych oraz odpisy umorzeniowe/amortyzację skompensowane przez wyższe koszty operacyjne

### Koszty sprzedaży (w tys. USD)



### Zysk/strata netto (w tys. USD)



#### Zysk brutto:

- Zysk brutto ze sprzedaży: 1,0 mln USD (za I kw. 2023 r.: 0,9 mln USD)

#### Wynik za I kw. 2024 r.:

- Strata netto 0,5 mln USD (za I kw. 2023 r.: strata netto 1,3 mln USD)

1. Podatek od zysków nadzwyczajnych – dot. wyłącznie wydobywania gazu w Rumunii

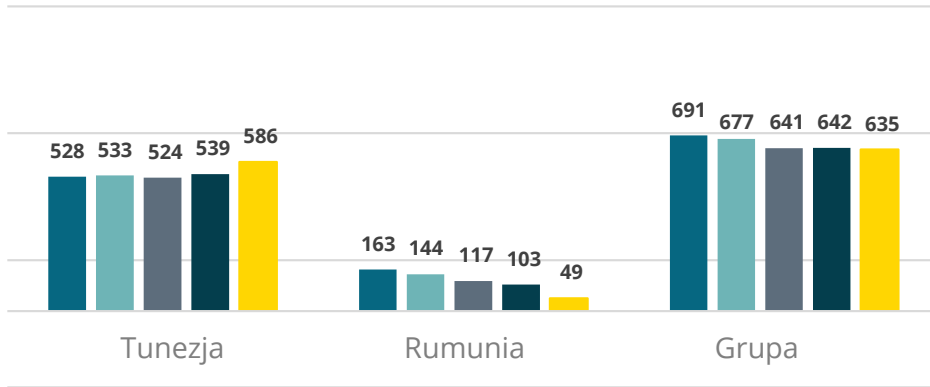


# Wydobycie i uzyskiwana cena sprzedaży

## Stabilne wydobycie w Tunezji i stabilne ceny węglowodorów

### Średnia wielkość wydobywania (boe/d)

■ 3M 2023 ■ 6M 2023 ■ 9M 2023 ■ 12M 2023 ■ 3M 2024

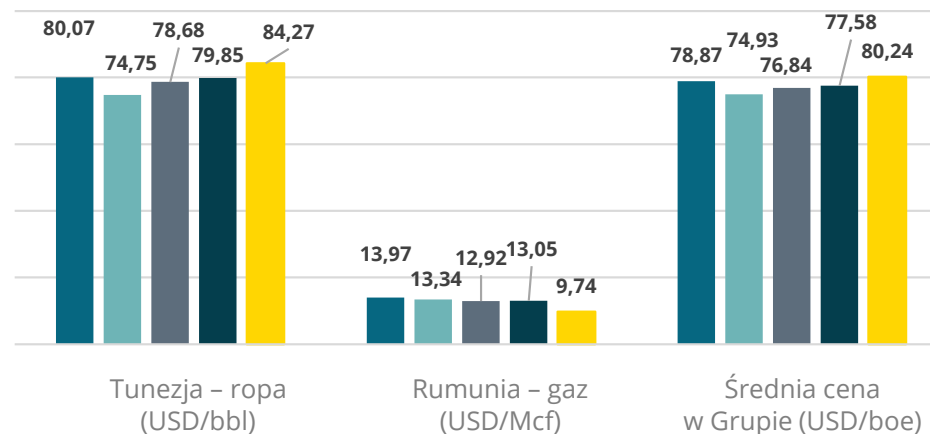


### Średnia wielkość wydobywania:

- Średnie dzienne wydobycie w Grupie: 635 boe/d, a łączne wydobycie w I kw. 2024 r. wyniosło 234.330 boe
  - Rumunia: 49 boe/d
  - Tunezja: 586 boe/d
- Rumunia: wydobycie spada ze względu na proces naturalnego szczyptywania się złóż oraz dlatego, że aktualnie eksploatowany jest tylko jeden odwiert. Dwa odwierty oczekują na przebrojenie, by umożliwić dostanie się do zasobów dotychczas niedostępnych.
- Tunezja: ok. 11% wzrost wydobywania, co wynika z realizacji programu prac rekonstrukcyjnych i zarządzania złożami.

### Średnia uzyskiwana cena

■ 3M 2023 ■ 6M 2023 ■ 9M 2023 ■ 12M 2023 ■ 3M 2024



### Średnia uzyskiwana cena sprzedaży:

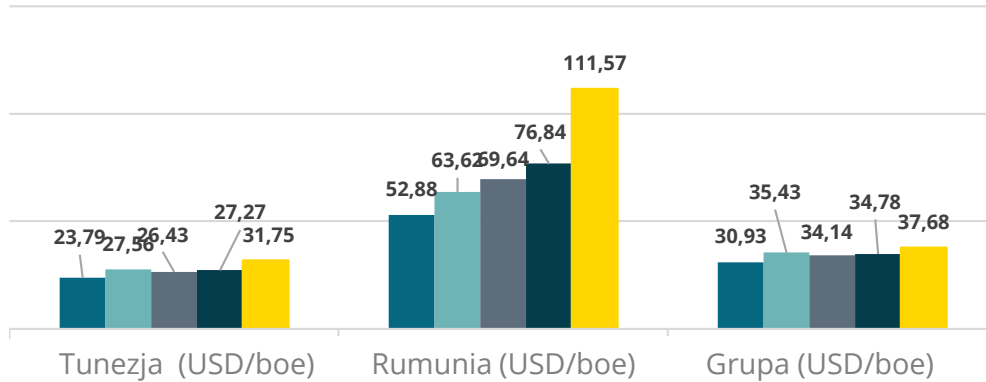
- Średnia uzyskiwana przez Grupę cena sprzedaży węglowodorów wyniosła 80,24 USD/boe, odzwierciedlając wyższą uzyskaną cenę za ropę i wpływ spadku cen gazu w Rumunii.
  - Rumunia - średnia uzyskiwana cena sprzedaży gazu: 9,74 USD/Mcf
  - Tunezja - średnia uzyskiwana cena sprzedaży ropy naftowej: 84,27 USD/bbl

# Koszty wydobycia i netback

## Stabilne wydobycie w Tunezji i stabilne ceny węglowodorów

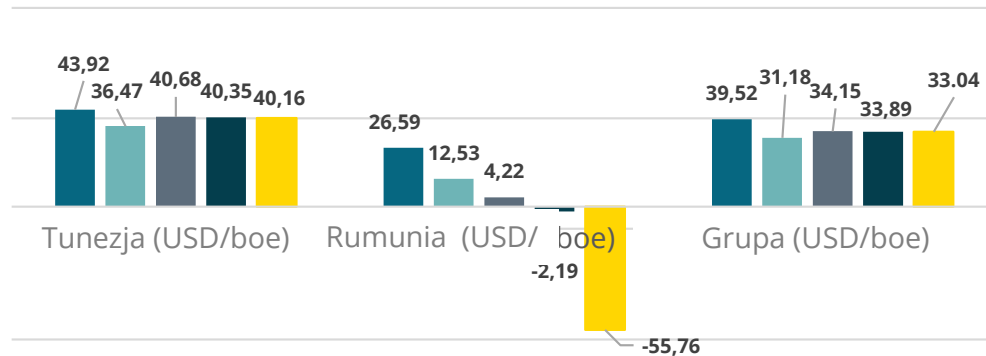
### Koszty wydobycia (USD/boe)

■ 3M 2023 ■ 6M 2023 ■ 9M 2023 ■ 12M 2023 ■ 3M 2024



### Operacyjna wartość retroaktywna netto (USD/boe)

■ 3M 2023 ■ 6M 2023 ■ 9M 2023 ■ 12M 2023 ■ 3M 2024



### Koszty wydobycia:

- 2,2 mln USD łącznych kosztów wydobycia w Grupie (za I kw. 2023 r.: 1,9 mln USD)
  - 1,7 mln USD kosztów poniesionych w Tunezji
  - 0,5 mln USD kosztów poniesionych w Rumunii
- Koszty wydobycia w przeliczeniu na boe wyniosły 37,68 USD/boe
  - w Tunezji: 31,75 USD/boe
  - w Rumunii: 111,57 USD/boe

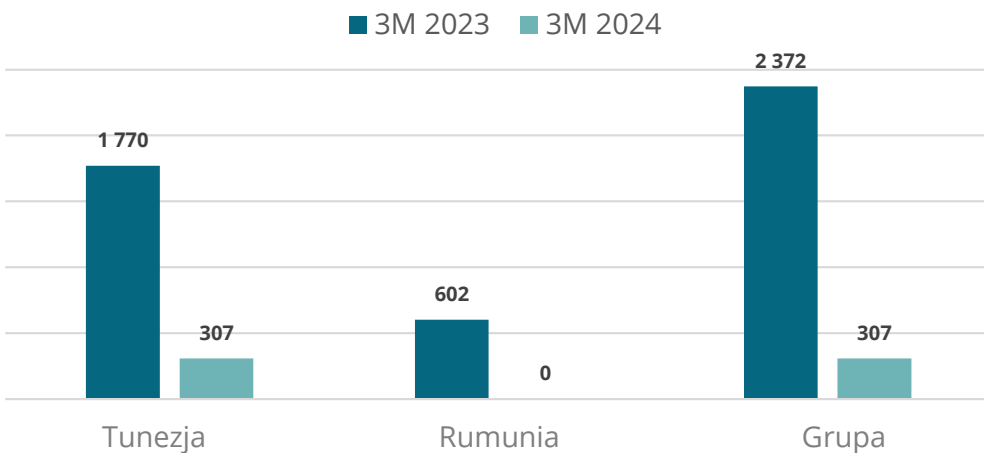
### Operacyjna wartość retroaktywna netto (netback):

- Netback w Grupie wyniósł 33,04 USD/boe. Jego poziom odzwierciedla wpływ niższych cen gazu i niższego wolumenu produkcji w Rumunii w stosunku do I kw. 2023 r., skompensowanych przez wyższe ceny ropy i wyższe wydobycie w Tunezji, co przełożyło się na średnią cenę sprzedaży uzyskaną przez Grupę wynoszącą 80,24 USD/boe
  - Netback w Tunezji: 40,16 USD/boe
  - Netback w Rumunii: -55,76 USD/boe

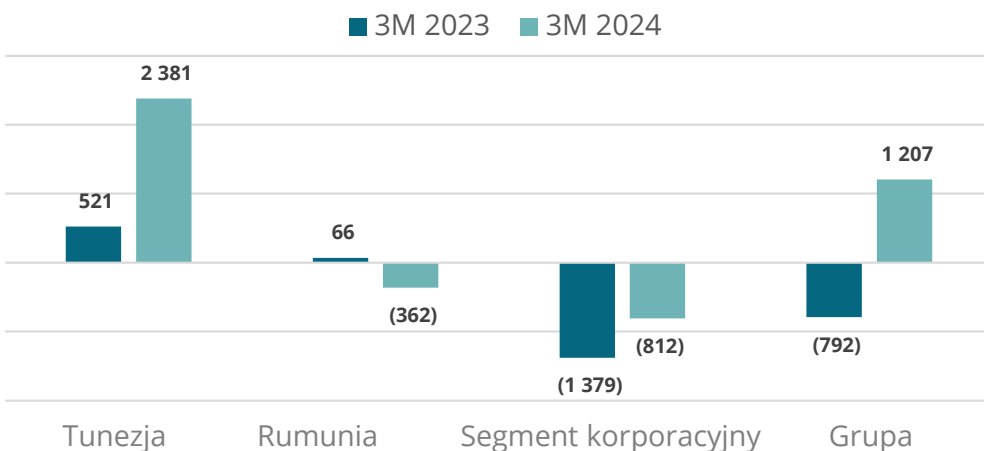
# Nakłady inwestycyjne i środki z działalności operacyjnej

## Realizacja programu mechanicznej eksploatacji złoża w Tunezji

### Nakłady inwestycyjne (w tys. USD)



### Środki z działalności operacyjnej (w tys. USD)



#### Nakłady inwestycyjne:

- Grupa: nakłady w kwocie 0,3 mln USD, w całości przeznaczone na inwestycje w Tunezji

#### Środki pieniężne z działalności operacyjnej:

- Grupa: 1,2 mln USD środków wygenerowanych z działalności operacyjnej
  - Tunezja: 2,4 mln USD
  - Rumunia: (0,4) mln USD
  - Segment korporacyjny: (0,8) mln USD

#### EBITDA:

- Wynik EBITDA: 0,9 mln USD (I kw. 2023 r.: 0,8 mln USD)

# Środowisko i bezpieczeństwo

## Również w 2024 r. środowisko pozostaje w centrum uwagi Spółki

- Skuteczne prowadzenie działalności, również w czasie globalnej pandemii, bez wypadków powodujących utratę czasu pracy.
- Nowoczesny i wydajny zakład przetwarzania gazu Moftinu minimalizuje poziom emisji niezorganizowanych oraz zużycie energii elektrycznej.
- Instalacja paneli na terenie zakładu Moftinu w celu dalszego ograniczenia zużycia energii elektrycznej pobieranej z sieci.
- Ścisły monitoring środowiskowy na instalacjach Spółki w Tunezji, przewyższający wymagania wynikające z lokalnych przepisów.
- Coroczne kontrole środowiskowe przeprowadzane przez przedstawicieli lokalnych organów nadzoru.
- Poziom niezorganizowanych emisji gazów podlega niezależnej zewnętrznej kontroli od ponad 11 lat.

### Tunezja

3 080 dni  
bez wypadków  
powodujących  
utratę czasu  
pracy

### Rumunia

1 844 dni<sup>1</sup>  
bez wypadków  
powodujących  
utratę czasu  
pracy



1. Od czasu uruchomienia produkcji w zakładzie Moftinu, tj. od 26 kwietnia 2019 r.

# Podsumowanie

## Wydobycie i rozwój

Stale generowanie przepływów pieniężnych umożliwia Spółce kontynuowanie inwestycji w projekty służące dalszemu wzrostowi



- Kontynuacja generowania stabilnych przepływów pieniężnych w połączeniu ze ścisłą kontrolą kosztów.
- Duża baza aktywów oferuje możliwość organicznego rozwoju i prowadzenia poszukiwań.
- Środki generowane z wydobywania finansują podstawową działalność Spółki oraz poszukiwania i zagospodarowywanie złóż w krótkim horyzoncie czasowym.
- Plany inwestycyjne na 2024 r. oferują doskonałe możliwości wzrostu.
  - W Tunezji przebrojono odwiert Sabria N-2. Obecnie trwa odwadnianie szczelin i rozważane jest przeprowadzenie zabiegu kwasowania.
  - Dla odwiertu Sabria W-1 sporządzono projekt otworu bocznego oraz wdrożono procedurę przetargową na zakup niezbędnych elementów o najdłuższych terminach dostawy.
  - System mechanicznej eksploatacji złoża w odwiercie WIN-12bis, przewidziany do wdrożenia w 2025 r. powinien przyczynić się do dalszego wzrostu wydobywania w Tunezji
  - W Rumunii, w oparciu o posiadane wyniki całościowej analizy geologicznej i geofizycznej bloku, Spółka opracuje program badań sejsmicznych 2D, służący identyfikacji najlepszych obiektów poszukiwawczych.
- W długim horyzoncie czasowym – potężny potencjał poszukiwawczy.
- Kierownictwo Spółki koncentruje swoje wysiłki na efektywnej alokacji środków na rzecz wzrostu i kontroli kosztów.

## DANE KONTAKTOWE

### Jeffrey Auld

Prezes i Dyrektor Generalny (CEO)

 Serinus Energy plc, London

 +44 204 541 7860

### Vlad Ryabov

Dyrektor Finansowy (CFO)

 Serinus Energy plc, London

 +44 204 541 7860

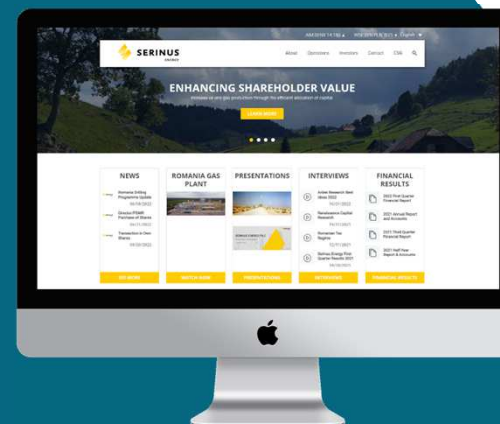
### Calvin Brackman

Wiceprezes ds. Relacji Zewnętrznych i Strategii

 Serinus Energy plc, Calgary

 +1 403 264 8877

 [info@serinusenergy.com](mailto:info@serinusenergy.com)



[www.serinusenergy.com](http://www.serinusenergy.com)

 @SerinusEnergy

 [serinus-energy-plc](https://www.linkedin.com/company/serinus-energy-plc)