

Departament Public Relations

E-mail: media@pgnig.pl

Departament Marketingu

Tel.: 22 106 45 92

Dział Relacji Inwestorskich

Tel.: 22 106 43 22,

Tel.: 22 106 48 46,

Tel.: 22 106 47 97

E-mail: ri@pgnig.pl

Internet: ri.pgnig.pl

Centrala PGNiG SA

ul. M. Kasprzaka 25, 01-224 Warszawa

Tel.: 22 106 45 55

Internet: pgnig.pl



Raport Roczny 2018

RAPORT ROCZNY 2018

Polskie Górnictwo
Naftowe i Gazownictwo SA

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA



Zobacz Raport Roczny w Internecie

Odwiedź stronę www.pgnig.pl,
aby zapoznać się z Raportem Rocznym
w wersji interaktywnej lub pobrać dokument
w formacie PDF.

Legenda

Na marginesach Raportu znajdują się adnotacje
odnoszące się do informacji wyróżnionych
w tekście.



wyjaśnienie skrótów umieszczonych w Raporcie



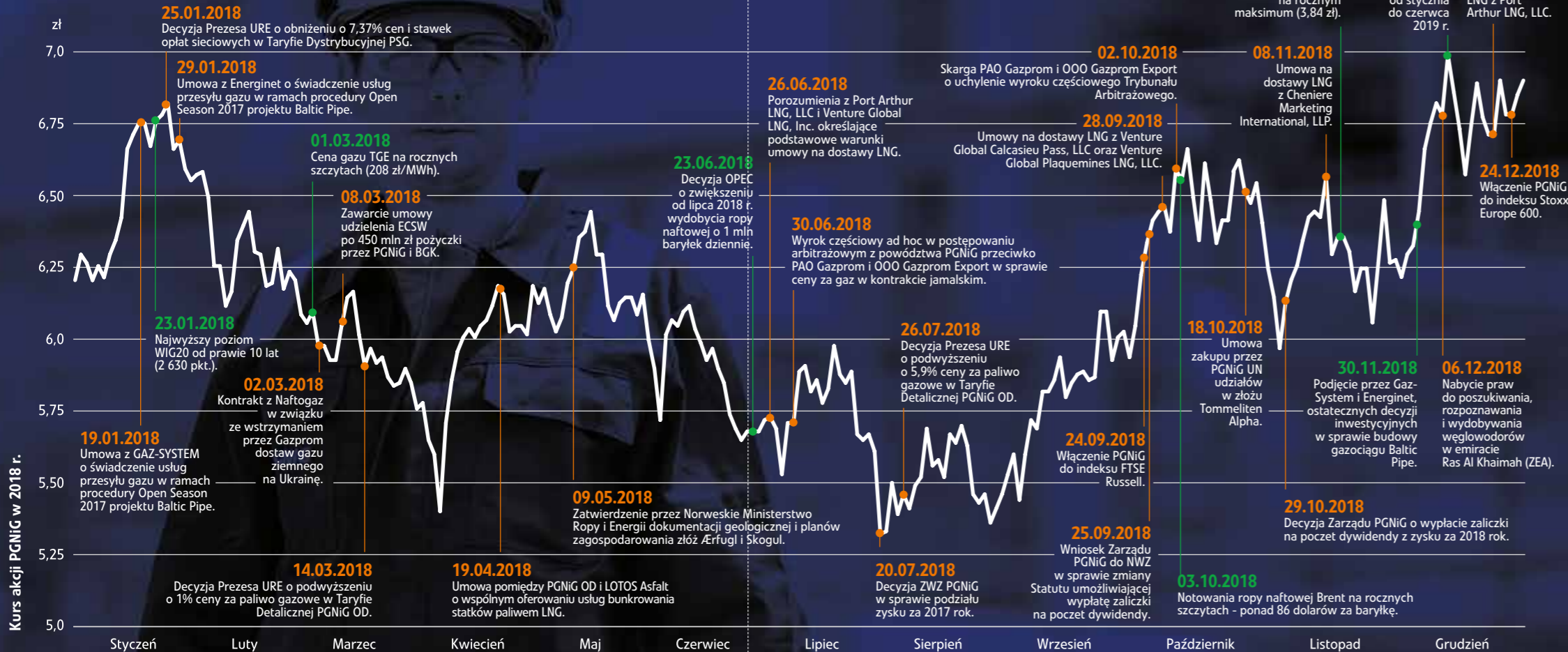
adresy stron www zawierających dodatkowe informacje



dodatkowe objaśnienia, definicje i uwagi



Kalendarz wydarzeń w 2018 r.



Spis treści

8	List Przewodniczącego Rady Nadzorczej
10	List Prezesa Zarządu
12	Otoczenie i interesariusze
56	Strategia
78	PGNiG w 2018 roku
104	Poszukiwanie i Wydobywanie
122	Obrót i Magazynowanie
138	Dystrybucja
146	Wytwarzanie
154	Pozostałe segmenty
160	Wyniki finansowe
172	Zasady zarządzania
193	Przeliczniki i słownik
194	Kontakt

Publikacja została wydrukowana na papierze ekologicznym produkowanym w 100% z makułatury, bielonym bez użycia chloru gazowego.

Produkty oznaczone certyfikatem FSC pochodzą z lasu zarządzanego zgodnie z dobrem przyrody, a także dobrem żyjących na jego terenie społeczności, czyli według zasad Dobrej Praktyki Leśnej.

RAPORT ROCZNY

2018

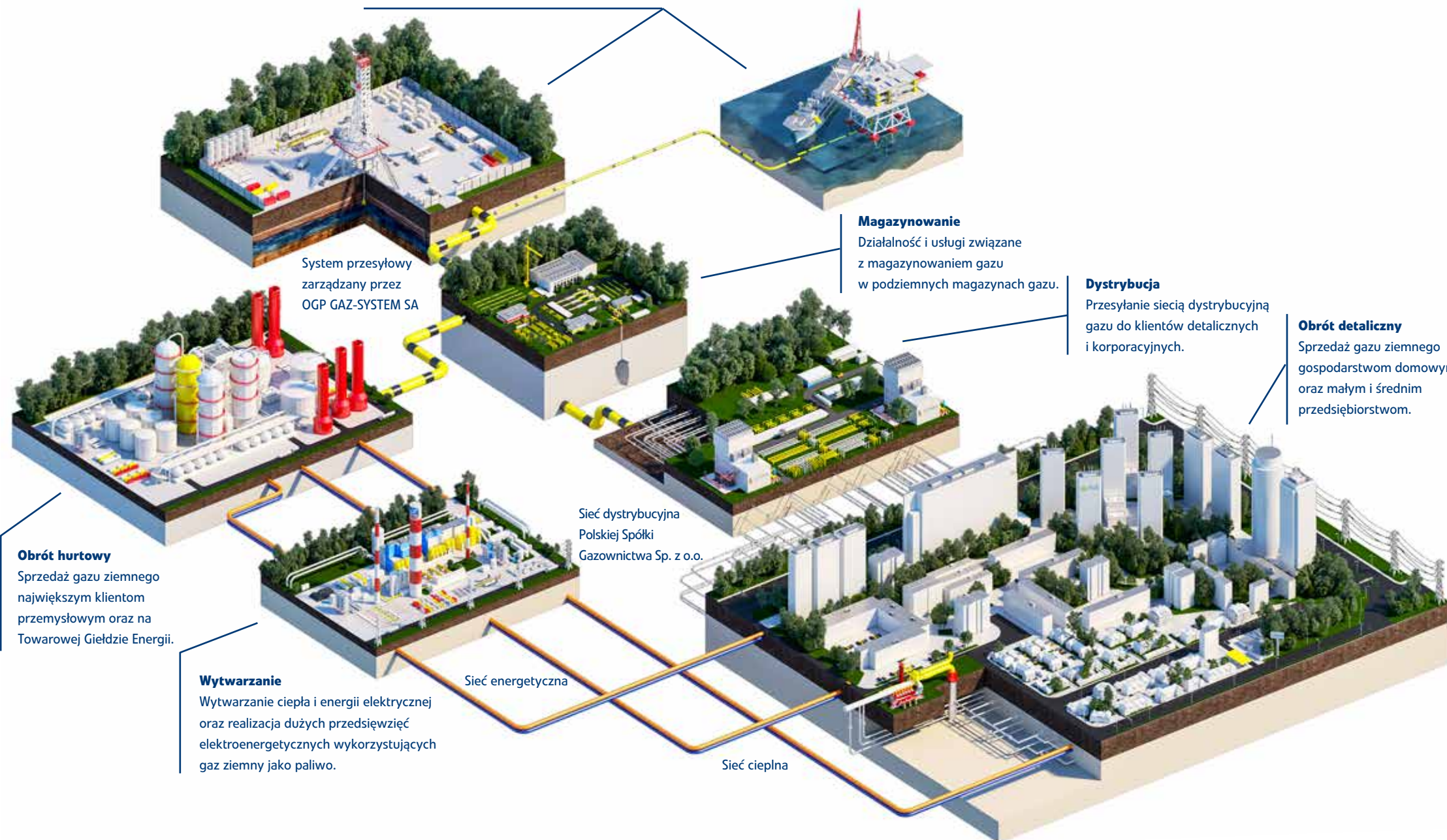
Polskie Górnictwo
Naftowe i Gazownictwo SA



Model biznesowy

Poszukiwanie i Wydobywanie

Cały proces poszukiwania oraz wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej: od przeprowadzenia analiz geologicznych, badań geofizycznych i wierceń, po zagospodarowanie i eksploatację złóż.



Spis treści

- 8 List Przewodniczącego Rady Nadzorczej
- 10 List Prezesa Zarządu
- 12 Otoczenie i interesariusze
- 56 Strategia
- 78 PGNiG w 2018 roku
- 104 Poszukiwanie i Wydobywanie
- 122 Obrót i Magazynowanie
- 138 Dystrybucja
- 146 Wytwarzanie
- 154 Pozostałe segmenty
- 160 Wyniki finansowe
- 172 Zasady zarządzania
- 193 Przeliczniki i słownik
- 194 Kontakt



Model tworzenia wartości

Misja i Wizja



List Przewodniczącego Rady Nadzorczej



Szanowni Państwo,

W 2018 roku polska gospodarka potwierdziła swoje coraz większe znaczenie na arenie europejskiej – z ponad pięcioprocentowym wzrostem PKB byliśmy jednym z najszybciej rozwijających się krajów Unii Europejskiej. Niemniej jednak efektywna działalność na rynkach gazu ziemnego i ropy naftowej w ubiegłym roku z całą pewnością nie należała do najłatwiejszych. Cena surowców przez znaczną część roku kształtowała się na wysokim poziomie, co niewątpliwie sprzyja spółkom skoncentrowanym na działalności upstream, do których należy Grupa PGNiG. Warto zwrócić jednak uwagę na mnogość czynników, które z punktu widzenia zadań zarządczych okazały się dużym wyzwaniem – mam tu na myśli m.in.: wahania cen towarów i postępujące fundamentalne oderwanie się ceny gazu ziemnego od kursu ropy naftowej, dynamiczny rozwój rynku skroplonego gazu LNG, a także istotne decyzje dotyczące branży energetycznej podejmowane na szczeblu krajowym (m.in. uchwalenie

nie Krajowego planu na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030) i międzynarodowym.

Analizując powyższe wydarzenia, Zarząd PGNiG po raz kolejny okazał się wyjątkowo skuteczny – potwierdza to nie tylko wygenerowanie w 2018 r. rekordowego wyniku finansowego, ale również realizacja wielu kluczowych działań na rzecz zatwierdzonej w marcu 2017 r. Strategii Grupy Kapitałowej PGNiG na lata 2017-2022 (z perspektywą do 2026 r.).

Skuteczny nadzór nad postępem w realizacji strategii należał także do priorytetów Rady Nadzorczej PGNiG w 2018 r. W minionym roku Zarząd PGNiG podejmował szereg ważnych decyzji dotyczących dywersyfikacji źródeł pozyskania gazu, m.in. zawierał długoterminowe kontrakty importowe na dostawy LNG z amerykańskimi partnerami czy pozyskał koncesję Tommeliten Alpha na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Efekty działań mających na celu zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego kraju oraz poprawę warunków

handlowych Grupy PGNiG będą widoczne w nadchodzących latach i zostaną docenione przez naszych Interesariuszy.

Jako przewodniczący Rady Nadzorczej PGNiG czuję satysfakcję, że Spółka PGNiG po raz trzeci z rzędu znalazła się w gronie laureatów konkursu „Transparentna Spółka Roku”, organizowanego przez Instytut Rachunkowości i Podatków oraz „Gazetę Giełdy Parkiet”.

Działania Rady Nadzorczej w silnym stopniu koncentrują się na polityce informacyjnej i łaździe korporacyjnym – bowiem każdy z Członków jest świadomy, że są to fundamentalne kwestie w każdej dojrzałej, otwartej na dialog spółce. Wypełnianie obowiązków informacyjnych od dawna nie stanowi dla nas wyłącznie regulacyjnego przymusu. Dostrzegamy w tym obszarze duże możliwości rozwoju Grupy, w tym m.in.: wzmacnianie wizerunku zaufanego partnera biznesowego czy zwiększanie bezpieczeństwa. To właśnie dzięki temu możemy skutecznie konkurować na wymagającym rynku surowcowym. Pragnę zapewnić, że zachowanie wysokiego stopnia transparentności i zgodności z regulacjami

pozostanie dla Rady Nadzorczej PGNiG kluczowym zadaniem w 2019 roku. Bez tego trudno jest sobie wyobrazić długookresowy rozwój Spółki w jakimkolwiek segmencie biznesowym.

Początek 2019 r. i dająca się zaobserwować niestabilność makroekonomiczna na rynkach gazu ziemnego i ropy naftowej wskazują, że przed Zarząd PGNiG i zatrudnionymi w całej Grupie Kapitałowej pracownikami czas wytężonej pracy. Dalsze doskonalenie procesów umożliwi nie tylko osiąganie satysfakcjonujących wyników operacyjnych i finansowych w krótkim okresie, ale również pozwoli z dużymi nadziejami patrzeć na rozwój Spółki za 5, 10 czy 15 lat. W imieniu Rady Nadzorczej PGNiG zapewniam naszą gotowość – nieustannie będziemy wspierać wszelkie pozytywne propozycje rozwiązań, które mają szansę spowodować wzrost wartości Grupy Kapitałowej PGNiG i zwiększyć bezpieczeństwo energetyczne naszego kraju.

Z poważaniem
Bartłomiej Nowak
Przewodniczący Rady Nadzorczej

List Prezesa Zarządu



Szanowni Akcjonariusze, Klienci i Kontrahenci,

zapraszam do zapoznania się z Raportem Rocznym Grupy Kapitałowej PGNiG za 2018 rok. Był to okres, w którym intensywnie realizowaliśmy założenia Strategii określającej nasze cele i aspiracje na lata 2017-2022. Ubiegłoroczne dokonania Grupy dają nam powód do dużej satysfakcji. Chciałbym zwrócić szczególną uwagę na sukcesy w zakresie zwiększania zasobów węglowodorów i dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego do Polski.

W 2018 roku Grupa Kapitałowa PGNiG wygenerowała wynik EBITDA o 8 proc. wyższy niż w 2017 roku. Odnotowaliśmy także najwyższe w naszej historii przychody – wyniosły one ponad 41 mld zł. Pod względem wysokości rynkowej kapitalizacji na koniec 2018 roku, PGNiG SA była trzecią spółką na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie.

Utrzymując się na wysokim poziomie przez większość 2018 roku ceny gazu ziemnego i ropy naftowej pozwoliły nam osiągnąć

dobry wynik EBITDA w segmencie upstream. Jednocześnie wysokie ceny pozyskania gazu z importu spowodowały stratę na poziomie EBITDA w segmencie Obrót. Co istotne – mimo obniżonych o ponad 7 proc. stawek taryfy dystrybucyjnej – udało się utrzymać dobry wynik segmentu odpowiedzialnego za dystrybucję gazu. Z kolei wysokie ceny energii elektrycznej pomogły segmentowi Wytwarzania zrekomensować koszty związane ze wzrostem cen węgla i nieznacznie zmienionym poziomem taryf na sprzedaż i dystrybucję ciepła.

W drugiej połowie 2018 roku podpisaliśmy kontrakty z czołowymi amerykańskimi firmami specjalizującymi się w dostawach skroplonego gazu (LNG), dzięki którym po 2022 roku będziemy dysponować co najmniej 10 mld m³ gazu ziemnego rocznie po regazyfikacji. Doprowadziliśmy tym samym do długo oczekiwanej zmiany struktury koszyka importowego

Grupy. To krok milowy dla dalszej działalności – nie tylko znacznie poprawiamy warunki cenowe sprowadzane surowca, ale także stajemy się istotnym graczem na międzynarodowym rynku LNG – według wielu ekspertów uważanego za przyszłość światowego handlu gazem ziemnym.

W segmencie Poszukiwanie i Wydobywanie w 2018 roku należy zwrócić uwagę na wysoką skuteczność w utrzymaniu dotychczasowego poziomu krajowego wydobywania. Było to możliwe m.in. dzięki intensyfikacji wydobywania z obecnych złóż i rewitalizacji np. na złożu Przemysł. Na Norweskim Szelfie Kontynentalnym sfinalizowaliśmy natomiast kolejną z zapowiadanych w Strategii Grupy akwizycji – nabyliśmy od Equinor Energy AS znaczący pakiet udziałów w złożu Tommeliten Alpha. Szacujemy, że złożo pozwoli zwiększyć naszą produkcję gazu ziemnego o ponad 0,5 mld m³ w szczytowym okresie wydobywania. Znaczenie przejętego aktywa jest istotne, jeśli weźmiemy pod uwagę strategię dywersyfikacyjną Grupy, opartą w silnym stopniu na gazociągu Baltic Pipe, którego budowa zostanie ukończona w 2022 roku.

W segmencie Dystrybucji warto podkreślić przyspieszenie działań w zakresie przyłączania nowych odbiorców. W październiku 2018 roku ogłosiliśmy program gazyfikacji polskich gmin, który zakłada, że do 2022 roku ok. 90 proc. polskiego będzie miało dostęp do gazu ziemnego. Inwestycje rozpoczęliśmy pod koniec 2018 roku. W 2018 roku zakończyliśmy i przekazaliśmy do użytkownika nowy, wielopaliwowy blok energetyczny w Elektrociepłowni Zofiówka. Wzmocniliśmy tym samym naszą pozycję na rynku ciepła i energii elektrycznej na Górnym Śląsku. Kontynuujemy także prace związane z budową nowego bloku gazowego w warszawskiej Elektrociepłowni Żerań. Jesteśmy zadowoleni z postępu w pracach nad dużymi inwestycjami

infrastrukturalnymi – to od nich w głównej mierze uzależnione jest bowiem osiągnięcie naszych strategicznych celów w obszarze elektroenergetyki. W obszarze CSR promujemy gaz jako ekologiczne paliwo. Włączamy się aktywnie w walkę ze smogiem – mamy świadomość, że główną przyczyną zanieczyszczenia środowiska w Polsce jest „niska emisja”, czyli spaliny pochodzące głównie z pieców starego typu. Dlatego proponujemy naszym Klientom wymianę starych pieców grzewczych na węgiel na nowoczesne kotły gazowe. Współpracujemy również z samorządami, które zachęcamy do wykorzystywania w komunikacji miejskiej autobusów zasilanych gazem. Dzięki naszym działaniom kolejne miasta decydują się na ekologiczny i ekonomiczny transport. W 2019 roku – zgodnie z założeniami Strategii – będziemy koncentrować się na działaniach związanych z dywersyfikacją dostaw gazu oraz zwiększaniem zasobów zarówno w Polsce jak i za granicą. Zamierzamy być również aktywni w nowych regionach świata, m.in. w Zjednoczonych Emiratach Arabskich, gdzie w grudniu 2018 roku nabyliśmy prawa do poszukiwania, rozpoznawania i wydobywania węglowodorów. Nie rezygnujemy z prac nad innowacyjnymi projektami badawczo-rozwojowymi. Chcemy na szeroką skalę wdrażać rewolucyjne projekty, takie jak Geo-Metan, które z jednej strony poprawią bezpieczeństwo górników i pomogą ograniczyć emisję metanu do atmosfery, a z drugiej pozwolą zwiększyć wolumen surowca wydobywanego w kraju.

Na zakończenie pragnę podziękować Zarządowi PGNiG SA, Radzie Nadzorczej oraz całemu Zespołowi za zaufanie oraz wyteżoną pracę w 2018 roku.

Z wyrazami szacunku
Piotr Woźniak
Prezes Zarządu PGNiG SA

Otoczenie i interesariusze



Akcjonariusze i rynek kapitałowy



Akcjonariat

31 grudnia 2018 r. kapitał zakładowy PGNiG SA wynosił ok. 5,78 mld zł. Składało się na niego 5 778 314 857 akcji o wartości nominalnej 1 zł każda. Akcje serii A są akcjami zwykłymi na okaziciela i uprawniają do jednego głosu

na Walnym Zgromadzeniu. Większościowym akcjonariuszem PGNiG pozostaje Skarb Państwa.

W 2018 r. nie było zmian w strukturze akcjonariatu.

Struktura akcjonariatu na koniec 2018 r.

Akcjonariusze	Liczba akcji/głosów wynikających z akcji na dzień 31.12.2017 r.	Udział w kapitale zakładowym/ liczbie głosów na WZA na dzień 31.12.2017 r.	Zmiany w 2018 r.	Liczba akcji/głosów wynikających z akcji na dzień 31.12.2018 r.	Udział w kapitale zakładowym/ liczbie głosów na WZA na dzień 31.12.2018 r.
Skarb Państwa	4 153 706 157	71,88%	-	4 153 706 157	71,88%
Pozostali, w tym:	1 624 608 700	28,12%	-	1 624 608 700	28,12%
- OFE*	525 205 570	9,09%	43 851 066	569 056 636	9,85%
Razem	5 778 314 857	100,00%	-	5 778 314 857	100,00%

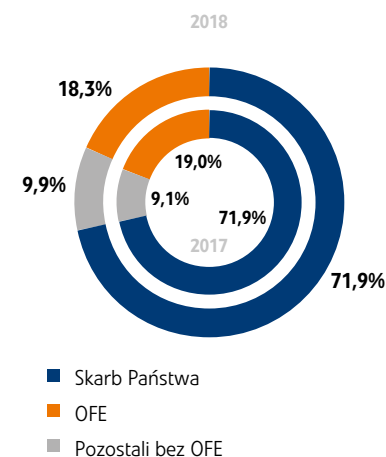
* Dane w oparciu o zestawienia rocznej struktury aktywów otwartych funduszy emerytalnych na dzień 29 grudnia 2018 r.

Inwestorzy instytucjonalni, do których należą głównie otwarte fundusze emerytalne (OFE), powszechne towarzystwa emerytalne oraz polskie i zagraniczne fundusze inwestycyjne, posiadali ponad 16% akcji wyemitowanych przez PGNiG.

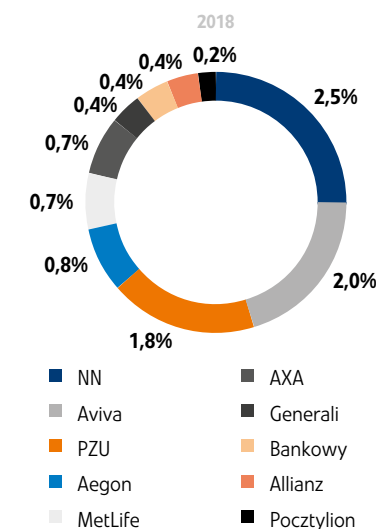
Znaczny pakiet akcji PGNiG znajdował się w portfelach OFE, które na dzień 29 grudnia 2018 r. posiadały 9,85% udziału w kapitale

PGNiG, wyceniony na blisko 4 mld zł. W porównaniu z 2017 r. liczba akcji posiadanych przez OFE wzrosła o 0,8 p.p. Biorąc pod uwagę kurs zamknięcia na ostatniej sesji giełdowej w 2018 r., wartość akcji posiadanych przez OFE wzrosła o 637 mln zł w porównaniu z 2017 r.

Porównanie struktury akcjonariatu



Udział OFE w akcjonariacie PGNiG na koniec 2018 r.



Źródło: opracowanie własne na podstawie zestawienia rocznej struktury aktywów otwartych funduszy emerytalnych na dzień 29 grudnia 2018 r.

Najwięcej akcji PGNiG posiadały fundusze zarządzające największym portfelem przyszłych emerytur, m.in. Nationale-Nederlanden (NN), Aviva oraz PZU Złota Jesień. Od momentu debiutu giełdowego udział OFE w akcjonariacie PGNiG wzrósł o 6,3 p.p. (z poziomu 3,5% kapitału, wycenionego na 711 mln zł). Fundusze emerytalne to zazwyczaj inwestorzy długoterminowi, o niewielkiej fluktuacji portfela

akcji (głównie dużych spółek dywidendowych). Ich udział stabilizuje akcjonariat Spółki, jednak zarazem ogranicza liczbę akcji pozostającą w wolnym obrocie (free float), co może przekładać się na wielkość obrotów na akcjach. W przypadku PGNiG obroty w 2018 r. wyniosły średnio 24,2 mln zł dziennie, w porównaniu z 21,7 mln zł w 2017 r.



Kurs akcji na GPW w Warszawie

Akcje PGNiG od 23 września 2005 r. notowane są w systemie notowań ciągłych rynku pod-

**Kapitalizacja 39,9 mld zł
na 31 grudnia 2018 r.**

Notowania indeksów Giełdy Papierów Wartościowych SA oraz PGNiG

Indeks/kurs akcji*	Wartość na dzień 31.12.2017 r.	Wartość na dzień 31.12.2018 r.	Wartość minimalna w 2018 r.	Wartość maksymalna w 2018 r.	Udział PGNiG w indeksach na 31.12.2018 r.
WIG	63 746 pkt	57 691 pkt	54 027 pkt	67 529 pkt	3,89%
WIG20	2 461 pkt	2 277 pkt	2 083 pkt	2 630 pkt	5,36%
WIG30	2 825 pkt	2 582 pkt	2 375 pkt	3 017 pkt	5,07%
WIG-Poland	65 184 pkt	58 890 pkt	55 056 pkt	69 047 pkt	3,98%
RESPECT Index	3 078 pkt	2 793 pkt	2 550 pkt	3 270 pkt	8,07%
WIGdiv	1 214 pkt	1 070 pkt	1 011 pkt	1 281 pkt	10,78%
WIG-Paliwa	7 140 pkt	7 998 pkt	5 814 pkt	8 164 pkt	23,08%
PGNiG	6,29 zł	6,91 zł	5,32 zł	7,00 zł	-

Źródło: GPW – Giełda Papierów Wartościowych w Warszawie

* Kurs akcji PGNiG oraz wartości indeksów podane według kursów zamknięcia. Kurs zamknięcia nie uwzględnia korekty z tytułu tzw. „odcienienia praw do dywidendy”.

W 2018 r. akcje PGNiG radziły sobie lepiej w porównaniu z głównymi indeksami GPW. Roczna stopa zwrotu z akcji Spółki liczona bez uwzględnienia dywidend była w 2018 r. dodatnia i wyniosła 10%. W tym samym okresie indeks szerokiego rynku WIG oraz indeks WIG20, skupiający największe i najbardziej płynne spółki notowane na warszawskim parkiecie, w tym PGNiG, przyniosły inwestorom ujemne stopy zwrotu na poziomie odpowiednio -9% oraz -7%. Notowania PGNiG poruszały się w ramach od -13% (kurs minimalny na zamknięciu: 5,32 zł w dniu 20 lipca 2018 r.) do +14% (kurs maksymalny na zamknięciu: 7,00 zł w dniu 7 grudnia 2018 r.) od ceny uśrednionej z zamknięcia w całym 2018 r. (6,12 zł). Z kolei indeks WIG20 był kwotowany w widełkach od -9% (kurs minimalny: 2 082,77 pkt w dniu 26 października 2018 r.)

stawowego Giełdy Papierów Wartościowych w Warszawie. Cena emisyjna akcji w ofercie publicznej wyniosła 2,98 zł. W 2018 r. akcje PGNiG wchodziły w skład indeksów: WIG, WIG20, WIG30, WIG-Poland, RESPECT Index, WIGdiv, a także indeksu sektorowego WIG-Paliwa.

do +15% (kurs maksymalny: 2 630,37 pkt w dniu 23 stycznia 2018 r.).

Istotnymi zmiennymi rynkowymi, analizowanymi na bieżąco przez inwestorów w akcje PGNiG, są notowania cen ropy naftowej oraz gazu ziemnego – surowców naturalnych wydobywanych oraz handlowanych przez Grupę:

- w I kwartale 2018 r. cena kontraktu month ahead ropy naftowej Brent wzrosła z 66,57 USD za baryłkę w dniu 2 stycznia do 70,27 USD za baryłkę w dniu 29 marca. Kolejne dwa kwartały przyniosły kontynuację tego trendu aż do osiągnięcia przez cenę ropy Brent rocznego maksimum na poziomie 86,29 USD za baryłkę w dniu 3 października. W IV kwartale 2018 r. cena ropy Brent odnotowała mocny spadek, osiągając w dniu 24 grudnia roczne minimum

na poziomie 50,47 USD za baryłkę;

- cena gazu TGE pozostawała w trendzie wzrostowym przez okres pierwszych trzech kwartałów 2018 r., kiedy poziom cen spot wzrósł z 80,80 zł/MWh w dniu 1 stycznia do 120,99 zł w dniu 30 września. Na przełomie lutego i marca miał miejsce krótkotrwały, znaczny wzrost ceny gazu TGE do poziomów przekraczających 200 zł/MWh. W IV kwartale nastąpiło odwrócenie trendu i cena gazu na TGE spadła z 115,69 zł/MWh w dniu 1 października do 92,42 zł/MWh w dniu 31 grudnia.

W I kwartale 2018 r. cena akcji PGNiG poruszała się zgodnie z kierunkiem zmian indeksu WIG20. W tym okresie akcje PGNiG oraz indeks WIG20 przyniosły identyczną stopę zwrotu na poziomie -10%. Do istotnych z punktu widzenia inwestorów giełdowych handlujących akcjami PGNiG zdarzeń korporacyjnych i rynkowych tego okresu należy zaliczyć m.in. decyzję Prezesa URE z dnia 25 stycznia o obniżeniu cen i stawek opłat sieciowych w Taryfie Dystrybucyjnej oraz zawarcie przez PGNiG z operatorami polskiego i duńskiego systemu przesyłowego gazu, tj. Gaz-System oraz Energinet odpowiednio w dniach 19 stycznia i 29 stycznia umów przesyłowych w ramach procedury Open Season 2017 projektu Baltic Pipe.

W II kwartale akcje PGNiG zachowywały się nieznacznie lepiej od indeksu WIG20. Stopa zwrotu z akcji Spółki była w tym okresie dodatnia i wyniosła +1%. Indeks WIG20 zakończył kwartał ujemną stopą zwrotu na poziomie -3%. W dniu 28 maja Zarząd PGNiG zarekomendował ZWZ wypłatę dywidendy w wysokości 0,15 zł na akcję, tj. 0,05 zł poniżej konsensusu. Miesiąc później, 26 czerwca, PGNiG zawarł z firmami Port Arthur LNG, LLC oraz Venture Global LNG, Inc wstępne długoterminowe umowy na zakup amerykańskiego gazu skroplonego LNG. Natomiast w dniu 30 czerwca Trybunał Arbitrażowy w Sztokholmie wydał korzystny dla PGNiG wyrok częściowy w postępowaniu

arbitrażowym przeciwko PAO Gazprom i OOO Gazprom Export w sprawie ceny za gaz w kontrakcie jamalskim.

Początek III kwartału 2018 r. przyniósł znaczne osłabienie kursu PGNiG względem indeksu WIG20, co odrobiono we wrześniu 2018 r. W rezultacie stopa zwrotu z akcji PGNiG była w trzecim kwartale wyższa od stopy zwrotu indeksu WIG20 i wyniosła 13% vs. 7%. Najważniejszym wydarzeniem tego okresu dla kursu akcji Spółki była opublikowana przez PGNiG w dniu 20 lipca informacja o decyzji ZWZ Spółki o niewypłacie dywidendy z zysku netto za 2017 r. Do innych kluczowych dla PGNiG zdarzeń w okresie trzeciego kwartału zaliczyć należy również decyzję Prezesa URE z dnia 26 lipca 2018 r. o podwyższeniu ceny za paliwo gazowe w Taryfie Detalicznej oraz złożenie 25 września przez Zarząd Spółki wniosku do NWZ o zmianę Statutu Spółki umożliwiającą wypłatę zaliczki na poczet dywidendy za 2018 r.

W IV kwartale 2018 r. kurs PGNiG radził sobie znacznie lepiej od indeksu WIG20, osiągając stopę zwrotu na poziomie 7%. Stopa zwrotu z indeksu WIG20 wyniosła w tym okresie -0,4%. Na początku grudnia kurs akcji Spółki notował historyczne maksima. W dniu 7 grudnia akcje Spółki kosztowały 7 zł i były najdroższe w ponad 13-letniej historii Spółki na GPW. Historycznie wysokie notowania PGNiG zbiegły się w czasie z informacją opublikowaną w dniu 4 grudnia przez Deutsche Boerse Group o włączeniu Spółki z dniem 24 grudnia do indeksu Stoxx 600. Do innych kluczowych dla PGNiG zdarzeń w okresie IV kwartału zaliczyć należy również takie zdarzenia korporacyjne, jak: ogłoszenie zawarcia z firmami Venture Global LNG, Inc. oraz Port Arthur LNG, LLC odpowiednio w dniach 16 października i 19 grudnia finalnych umów długoterminowych na dostawy skroplonego gazu LNG, a także zakup złoża Tommeliten Alpha i praw do poszukiwania, rozpoznawania i wydobywania węgłowodorów w emiracie Ras Al Khaimah

Brent - rodzaj ropy naftowej wydobywanej z obszaru Morza Północnego służący jako benchmark przy wycenie surowca.

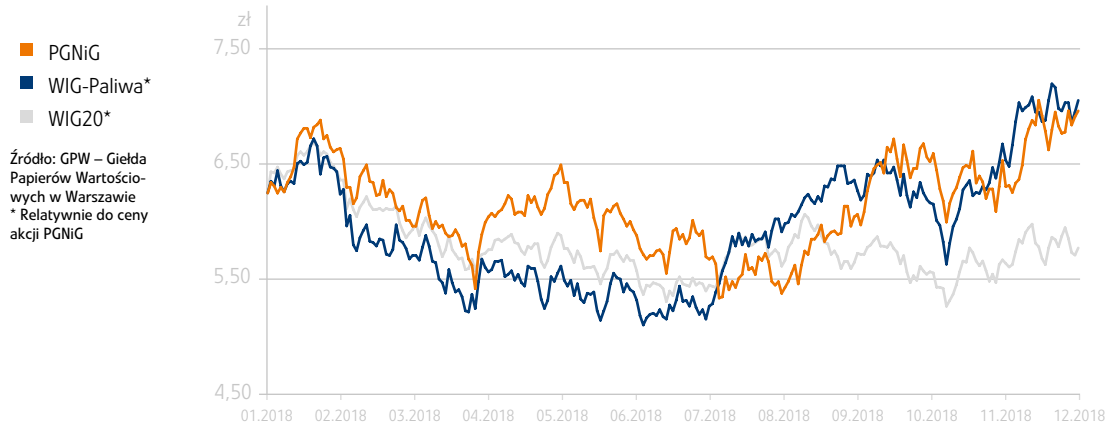
LNG (ang. liquefied natural gas) - gaz ziemny w postaci ciekłej, produkowany w wyniku skraplania lub kondensacji.

w Zjednoczonych Emiratach Arabskich. Ponad miesiąc wcześniej, tj. 29 października, Zarząd PGNiG zdecydował o wypłacie akcjonariuszom zaliczki na poczet dywidendy z zysku za 2018 r. w wysokości 0,07 zł za akcję, którą Spółka wypłaciła w dniu 3 grudnia.

Na zamknięciu ostatniej sesji w dniu 28 grudnia 2018 r. akcje PGNiG kosztowały

6,91 zł. Taka cena akcji PGNiG oznacza wzrost o blisko 132% wobec ceny emisyjnej z 2005 r. oraz o 81% w porównaniu z ceną zamknięcia z pierwszego dnia notowań. Doliczając wypłacone w latach 2005–2018 dywidendy na poziomie 1,73 zł za akcję, inwestor, który kupił akcje PGNiG po cenie zamknięcia z pierwszego dnia notowań i trzymał je do końca 2018 r., mógłby liczyć na zysk na poziomie 127%.

Kurs akcji PGNiG oraz indeksów WIG20 i WIG-Paliwa



Źródło: GPW – Giełda Papierów Wartościowych w Warszawie
* Relatywnie do ceny akcji PGNiG

Porównanie stopy zwrotu indeksów GPW oraz akcji PGNiG w 2018 r. oraz od dnia debiutu¹

Indeks	Stopa zwrotu w 2018 r.	Stopa zwrotu od debiutu PGNiG ² do 31.12.2018 r.
WIG	-9,50%	73,64%
WIG20	-7,50%	-7,32%
WIG30	-8,63%	1,65% ³
WIG-Poland	-9,66%	79,90%
WIG-Paliwa	12,01%	140,74%
RESPECT Index	-9,26%	71,33% ⁴
PGNiG	9,86%	81,36% ⁵

Źródło: GPW – Giełda Papierów Wartościowych w Warszawie

¹ Stopy zwrotu nie uwzględniają zwrotów z tytułu wypłaty dywidendy w latach 2005–2018.

² Kurs zamknięcia z 23 września 2005 r.: 3,81 zł.

³ Dane wyliczone w stosunku do wartości indeksu WIG30 na zakończenie pierwszego dnia notowań indeksu (23 września 2013 r.).

⁴ Dane wyliczone w stosunku do wartości RESPECT Index na zakończenie pierwszego dnia notowań indeksu (19 listopada 2009 r.).

⁵ W stosunku do ceny emisyjnej 2,98 zł stopa zwrotu PGNiG od dnia debiutu wynosi 132%.

Wskaźniki giełdowe

Kluczowe dane	Jednostka miary	2018	2017	2016	Zmiana % 2017/2018
Zysk netto przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej	w mln zł	3 209	2 923	2 351	9,20%
Zysk na jedną akcję ¹	zł	0,55	0,51	0,40	7,84%
Kurs akcji na zamknięciu ostatniej sesji w roku	zł	6,91	6,29	5,63	9,86%
Średni kurs akcji w roku	zł	6,12	6,33	5,16	-3,32%
Liczba wyemitowanych akcji	mln szt.	5 778	5 778	5 778	0,00%
Kapitalizacja na koniec roku	w mln zł	39 928	36 346	32 532	9,86%
Średni dzienny wolumen obrotu	mln szt.	3,9	3,5	4,9	11,43%
Średnia dzienna wartość obrotu	w mln zł	24,2	21,7	25,5	11,52%
Wielkość dywidendy ²	w mln zł	-	1 156	1 062	-
Wskaźniki giełdowe ²	-	-	-	-	-
Wskaźnik P/E według uśrednionej ceny akcji	-	11,02	12,32	12,69	-
Wskaźnik P/E na koniec roku	-	12,44	12,44	13,85	-
Wskaźnik P/BV na koniec roku	-	1,09	1,08	1,02	-
Wskaźnik EV/EBITDA	-	5,58	5,59	5,53	-
Wskaźnik dywidendy na akcję ³	zł	-	0,2	0,18	-

Źródło: GPW – Giełda Papierów Wartościowych w Warszawie

¹ Przypisany zwykłym akcjonariuszom jednostki dominującej w zł.

² Kurs akcji według kursów zamknięcia.

³ Dywidenda z zysku za rok poprzedni.

P/E według uśrednionej ceny akcji = średnia cena akcji za rok obrotowy / zysk netto przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej z jednej akcji

P/E na koniec roku obrotowego = cena akcji na zamknięciu ostatniej sesji w roku obrotowym / zysk netto przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej z jednej akcji

P/BV na koniec roku obrotowego = cena akcji na zamknięciu ostatniej sesji w roku obrotowym / wartość księgowa jednej akcji

EV/EBITDA = wartość kapitalizacji giełdowej spółki na zamknięciu ostatniej sesji w roku obrotowym + dług netto na koniec roku obrotowego / zysk operacyjny w roku obrotowym + łączna wartość amortyzacji w roku obrotowym

Dywidenda na akcję = dywidenda za poprzedni rok obrotowy / liczba wyemitowanych akcji

Rekomendacje dla akcji

2018		2017	
17	kupuj	15	kupuj
0	sprzedaj	4	sprzedaj
11	trzymaj	7	trzymaj

W porównaniu z 2017 r. liczba rekomendacji wydanych przez analityków domów maklerskich nieznacznie wzrosła (z 26 do 28 w 2018 r.). W ciągu roku analitycy wydali 17 rekomendacji kupna i 11 rekomendacji „Trzymaj”, przy braku rekomendacji sprzedaży. Średnia cena

docelowa wyniosła 7,1 zł przy średniej cenie zamknięcia w ciągu roku na poziomie 6,12 zł.



Więcej o P/E na str. 193 w słowniku pojęć



Więcej o P/BV na str. 193 w słowniku pojęć

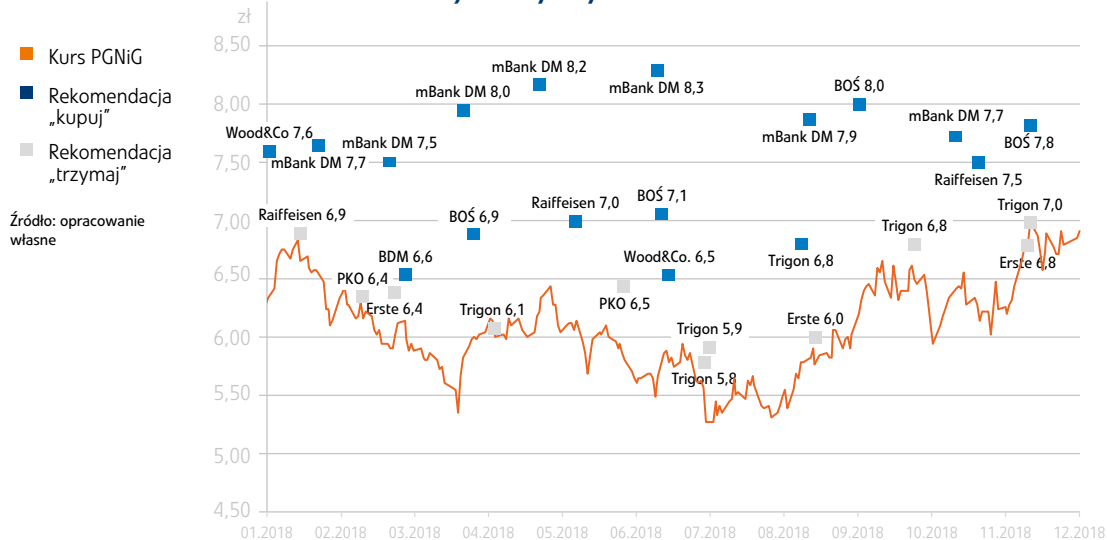


Więcej o EV/EBITDA na str. 193 w słowniku pojęć



Więcej o Dywidenda na akcję na str. 193 w słowniku pojęć

Zestawienie rekomendacji analitycznych w 2018 r.



Ratingi

Agencja ratingowa	Rating	Perspektywa	Data ostatniej aktualizacji
Fitch Ratings	BBB-	stabilna	09.10.2018
Moody's Investors Service	Baa2	stabilna	26.06.2019

Dywidenda

Decyzja o wypłacie dywidendy przez PGNiG podejmowana jest przez WZ. Strategia Grupy Kapitałowej PGNiG na lata 2017-2022 przewiduje wypłatę do 50% skonsolidowanego zysku

netto w postaci dywidendy, przy czym Zarząd PGNiG, rekomendując wypłatę dywidendy, każdorazowo bierze pod uwagę bieżącą sytuację finansową Grupy PGNiG i jej plany inwestycyjne.

Dywidenda z zysku netto za lata 2012-2018

Kluczowe dane	2018	2017	2016	2015	2014	2013	2012
Dywidenda za rok obrotowy (w mld zł)	0,4*	-	1,16	1,06	1,18	0,89	0,77
Dywidenda na akcję (w zł)	0,07*	-	0,20	0,18	0,20	0,15	0,13
Średnia roczna cena akcji (w zł)	6,12	6,33	5,16	5,94	4,85	5,83	4,06
Stopa dywidendy	1,05%	-	3,88%	3,03%	4,12%	2,57%	3,20%

* Zaliczka na poczet dywidendy z zysku Spółki za 2018 r.

Relacje Inwestorskie

PGNiG jako spółka giełdowa dąży do zapewnienia efektywnej i skutecznej komunikacji z uczestnikami rynku kapitałowego, w tym z jej akcjonariuszami i inwestorami. Kluczowym zadaniem Działu Relacji Inwestorskich jest zapewnienie równego i niedyskryminującego dostępu do informacji istotnych z punktu widzenia kursu akcji Spółki. Zadanie to realizowane jest zarówno poprzez dbałość o terminowe i zgodne z przepisami prawa wypełnianie obowiązków informacyjnych, jak i liczne działania uzupełniające.

W 2018 r. w ramach raportowania giełdowego PGNiG opublikowało 65 raportów bieżących, wśród nich wiele dotyczyło kluczowych dla działalności Grupy umów handlowych oraz wyników operacyjnych i finansowych. Za pośrednictwem raportowania giełdowego Spółka komunikowała także często o decyzjach podejmowanych podczas ZWZ oraz NWZ PGNiG.

PGNiG podejmuje nieustanne prace nad doskonaleniem strony internetowej Spółki – w silnym stopniu dotyczy to sekcji poświęconej tematyce relacji inwestorskich. Inwestorzy doceniają najwyższą jakość serwisu relacji inwestorskich PGNiG, czego dowodem są liczne nagrody konkursu Złota Strona Emitenta, orga-

nizowanego rokrocznie przez Stowarzyszenie Emitentów Giełdowych w Warszawie.

W latach 2016-2018

Spółka została laureatem IX i X edycji konkursu Złota Strona Emitenta w kategorii „Polskie spółki należące do indeksów WIG20 i mWIG40” oraz laureatem XI edycji za „Najlepszy serwis IR”, w kategorii „Spółki duże”.

W 2018 r. przedstawiciele Grupy PGNiG odbyli łącznie ponad 100 spotkań z inwestorami i analitykami domów maklerskich.

Spółka zorganizowała również cztery telekonferencje (dla analityków i inwestorów) oraz cztery konferencje prasowe (dla wszystkich interesariuszy, a przede wszystkim dla przedstawicieli mediów) w związku z publikacją wyników rocznych, półrocznych i kwartalnych. PGNiG zapewniło ponadto transmisję „na żywo” konferencji prasowej na stronie internetowej (wraz z tłumaczeniem symultanicznym na język angielski), a także możliwość odsłuchania nagrania z telekonferencji, w której brali udział przedstawiciele rynku kapitałowego.

Zobacz również:
www.pgnig.pl/relacje-inwestorskie

ZWZ - Zwyczajne Walne Zgromadzenie

NWZ - Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie



Zobacz również:
[www.irip.pl/
 o-konkurs-the-best-annual-report](http://www.irip.pl/o-konkurs-the-best-annual-report)

Zobacz również:
[www.irip.pl/
 transparentna-spolka-2018](http://www.irip.pl/transparentna-spolka-2018)

Zobacz również:
[www.efcongress.com/
 sites/default/
 files/imce/rating_
 relacji_inwestorskich_
 ekf_2018_0.pdf](http://www.efcongress.com/sites/default/files/imce/rating_relacji_inwestorskich_ekf_2018_0.pdf)

PGNiG aktywnie komunikowało się z inwestorami indywidualnymi – wśród istotnych działań na rzecz tej grupy inwestorów wymienić należy m.in. tworzenie dedykowanych materiałów dydaktycznych zwiększających wiedzę na temat Spółki oraz rynku gazu (np. Raport zintegrowany 2017) oraz udział w dniu inwestora indywidualnego podczas wydarzenia „Giełda Pełna Wartości” na GPW w Warszawie.

Inicjatywy podejmowane przez Grupę PGNiG na rzecz szerokiej gamy interesariuszy w ramach relacji inwestorskich oraz sprawozdawczości finansowej zostały docenione przez jury konkursu „The Best Annual Report 2017” organizowanego przez Instytut Rachunkowości i Podatków. W listopadzie 2018 r. Grupa PGNiG otrzymała drugą nagrodę główną oraz wyróżnienie za najlepsze zastosowanie Międzynarodowych Standardów Sprawozdawczości Finansowej/Międzynarodowych Standardów Rachunkowości w kategorii

przedsiębiorstw (oceniane były raporty roczne, w tym sprawozdanie finansowe, sprawozdanie zarządu z działalności oraz zintegrowany raport online za 2017 r.).

Grupa PGNiG znalazła się także w gronie pięciu najbardziej transparentnych spółek w indeksie WIG20 – w organizowanym przez Instytut Rachunkowości i Podatków konkursie „Transparentna Spółka Roku 2017”, który został rozstrzygnięty w kwietniu 2018 r. Ankietowani bardzo wysoko ocenili Grupę nie tylko w zakresie sprawozdawczości finansowej i raportowania oraz relacji inwestorskich, ale także w obszarze stosowanych zasad ładu korporacyjnego.

W 2018 r. Grupa PGNiG została jedną z 14 spółek notowanych w indeksie WIG30, którym **European Financial Congress** przyznała rating „A” w najszerszym przeprowadzonym do tej pory na polskim rynku kapitałowym badaniu i ocenie ratingowej relacji inwestorskich spółek należących do tego indeksu.



Klienci



Jako wiodąca zintegrowana grupa w polskim sektorze gazowo-naftowym Grupa Kapitałowa PGNiG posiada szerokie grono klientów zarówno indywidualnych, jak i biznesowych. Klienci Grupy PGNiG nabywają od niej

przede wszystkim surowce naturalne, głównie gaz ziemny oraz ropę naftową jak również inne produkty i usługi świadczone przez liczne spółki wchodzące w skład Grupy.

Klienci Grupy PGNiG w podziale na podstawowe surowce i produkty sprzedawane przez Grupę

Ropa naftowa, kondensat, NGL	<ol style="list-style-type: none"> 1. podmioty sektora paliwowego w Polsce, m.in.: <ul style="list-style-type: none"> • Grupa Lotos; • Grupa Orlen; • TOTS TOTAL Oil Trading; 2. zagraniczne podmioty z sektora paliwowego – partnerzy Grupy PGNiG na zagranicznych koncesjach wydobywczych.
Gaz ziemny wysokometanowy E i zaazotowany Ls/Lw	<ol style="list-style-type: none"> 1. TGE; 2. rafinerie i petrochemia; 3. elektrownie i ciepłownie; 4. zakłady azotowe; 5. handel, usługi, hurt; 6. pozostali odbiorcy przemysłowi w kraju i za granicą; 7. odbiorcy domowi – cena regulowana Taryfa URE; 8. eksport; 9. klienci PST.
LNG	<ol style="list-style-type: none"> 1. bunkrowanie statków paliwem LNG; 2. klienci biura LNG w Londynie; 3. LNG małej skali; 4. odbiorcy przemysłowi.
CNG	<ol style="list-style-type: none"> 1. właściciele pojazdów użytkowych; 2. klienci indywidualni; 3. lokalne przedsiębiorstwa transportu komunalnego.
Ciepło	<ol style="list-style-type: none"> 1. mieszkańcy woj. mazowieckiego, tj. mieszkańcy Warszawy i okolic – cena regulowana Taryfa URE; 2. mieszkańcy Górnego Śląska – cena regulowana Taryfa URE.
Energia elektryczna	<ol style="list-style-type: none"> 1. obrót giełdowy (TGE, EEX); 2. przedsiębiorstwa obrotu hurtowego; 3. klienci biznesowi; 4. gospodarstwa domowe – cena regulowana Taryfa URE; 5. klienci PST.

NGL (ang. natural gas liquids) – kondensat gazu ziemnego.

CNG (ang. compressed natural gas) – gaz ziemny sprężony do ciśnienia 20-25 MPa.

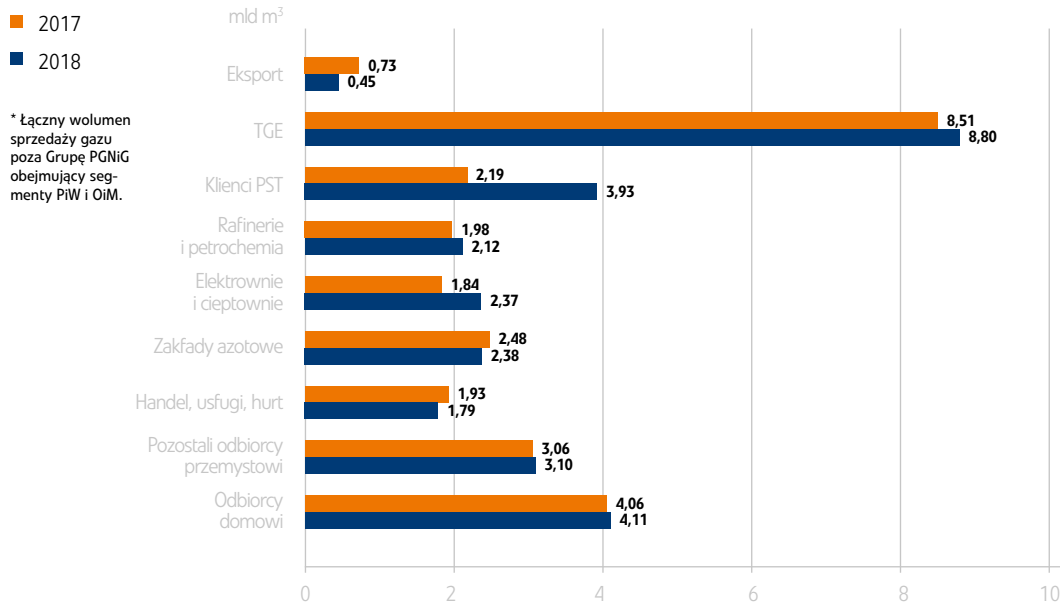
Klienci Grupy PGNiG w podziale na podstawowe usługi świadczone przez Grupę

Usługa dystrybucji gazu ziemnego	7 mln odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej gazu – cena regulowane Taryfa URE
Usługa dystrybucji ciepła	odbiorcy ciepła na terenie woj. mazowieckiego (obszary Pruszkowa, Michałowic i Piastowa) oraz na terenie Górnego Śląska – cena regulowana Taryfa URE
Usługa magazynowania gazu ziemnego	przedsiębiorstwa importujące gaz ziemny do Polski lub dokonujące obrotu gazem z zagranicą – cena regulowana Taryfa URE
Usługi wiertnicze i serwisowe oraz geofizyczno-geologiczne	klienci lokalni oraz klienci międzynarodowi

Sprzedaż i dystrybucja gazu

Grupa PGNiG jest największym dostawcą gazu ziemnego na rosnącym polskim rynku gazu (CAGR +2,7% w latach 2005-2017).

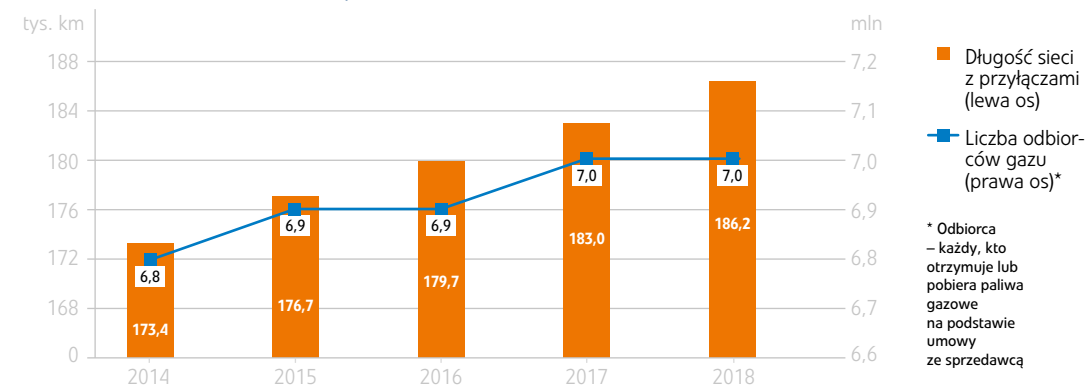
Grupa PGNiG* – wolumen sprzedaży gazu w grupach odbiorców



Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. ma dominujący udział na rynku, należy do niej 97% krajowej sieci dystrybucyjnej oraz niemal 99% przyłączy. Dostarcza gaz od sprzedawców

do odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej (gospodarstw domowych i przedsiębiorstw).

Długość sieci własnych z przyłączami (tys. km) oraz liczba odbiorców (mln)



Obrót hurtowy

Realizując cel strategiczny dotyczący zwiększenia wolumenu sprzedaży gazu, PGNiG SA zawarła w 2018 r. szereg kontraktów sprzedażowych do odbiorców krajowych, przedłużając współpracę z dotychczasowymi klientami strategicznymi.

Spółka zawarła również umowy z nowymi klientami z branży hutniczej i metalurgicznej, w tym z CMC Poland Sp. z o.o., a także kontynuowała eksport gazu na rynek ukraiński.

W 2018 r. głównymi odbiorcami gazu ziemnego w Polsce byli odbiorcy przemysłowi. W tej grupie do największych odbiorców gazu ziemnego w Polsce należą m.in.: Grupa Azoty SA wraz z jednostkami zależnymi, PKN Orlen SA wraz z jednostkami zależnymi, Grupa Lotos SA, Polska Grupa Energetyczna SA, ArcelorMittal Poland SA oraz KGHM Polska Miedź SA.

W 2018 r. największy udział w wolumenie sprzedaży Grupy PGNiG miała giełda. Wolumen gazu sprzedanego przez PGNiG na TGE w 2018 r. stanowił 30% całkowitego wolumenu i wzrósł w porównaniu z 2017 r. o około 0,8 TWh.

Polityka handlowa w segmencie business-to-business (B2B)

W 2018 r. na rynku B2B PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. kontynuował strategię mającą na celu przyrost portfela paliwa gazowego oraz efek-

tywniejsze zarządzanie marżą. PGNiG OD jest sprzedawcą mającym najszerze portfolio produktowe w obszarze paliwa gazowego, dopasowane do zróżnicowanych potrzeb poszczególnych segmentów rynku biznesowego. Dla klientów zainteresowanych gwarancją stałej ceny (w okresie obowiązywania umowy) przeznaczone były produkty masowe, tj.: Stała Niska Cena, Elastyczna Cena, Stała oszczędności dla biznesu, Biznes Online oraz Pewna Cena. Większym klientom PGNiG dawało możliwość elastycznego kształtowania warunków kontraktu (warunki płatności, okresy dostaw) w formule stałej ceny (na podstawie wyceny indywidualnej) lub powiązaniu z notowaniami gazu na TGE (produkt indeksowany, produkt transzowy lub ich mix).

Sprzedaż LNG i CNG

W zakresie paliwa LNG, PGNiG OD koncentruje się na odbiorcach przemysłowych, których zapotrzebowanie na energię nie może zostać zaspokojone ze względu na ograniczenia infrastruktury gazowej zarówno pod względem jej fizycznej dostępności, jak również ze względu na wolne moce. Osobnym rynkiem jest usługa bunkrowania statków, w ramach której PGNiG OD dostarcza LNG na potrzeby zasi-

lania silników okrętowych. W segmencie CNG głównymi odbiorcami są zakłady komunikacji miejskiej (około 70% odbioru), które rozwinęły swój tabor autobusów CNG w okresie zawieszenia akcyzy i opłacalności ekonomicznej transportu CNG. Pozostali klienci to rynek pojazdów użytkowych (około 15% odbioru) i klienci indywidualni (około 15% odbioru).

Oferta PGNiG dla klientów indywidualnych

Spółka w 2018 r. uruchomiła szereg akcji promocyjnych, które przyczyniły się do wzrostu zainteresowania ofertą oraz wartości dodanej dla klienta, m.in.:

- „Promocja automatyczna” – czasowo (I kwartał 2018 r.) obniżyła cenę sprzedaży, bez konieczności podpisywania jakichkolwiek dokumentów przez klientów;
- „Stale Niska Cena II i III edycja” – oferta zabezpieczająca przed wahaniami cen gazu;
- „Dofinansowanie nawet do 3000 zł” (I i II edycja) – akcja promocyjna polegająca na dofinansowaniu konsumentów, którzy planują zmienić system ogrzewania z paliwa stałego na paliwo gazowe;
- „Gazek – Opiekun Domu” – rozszerzenie oferty o produkt ubezpieczeniowy, w ramach którego istnieje możliwość ubezpieczenia domowych instalacji i sprzętu RTV/AGD oraz ubezpieczenia assistance;
- „Przełącz się na Gaz” – akcja prowadzona we współpracy z jednostkami samorządu terytorialnego, wspierająca aktywną walkę ze smogiem poprzez zapewnienie mieszkańcom łatwiejszego dostępu do ekologicznego paliwa gazowego;
- „Rachunek wdzięczności PGNiG” – pomoc finansowa w regulowaniu należności za paliwo gazowe dostarczone górnikom PGNiG OD biorącym udział w strajku w Kopalni „Wujek” w 1981 r.

W efekcie w 2018 r. w segmencie klientów indywidualnych PGNiG OD pozyskało łącznie 145 tys. nowych odbiorców produktu gazu ziemnego z grup taryfowych 1-4 (zarówno gazu wysokometanowego, jak i gazu zaazotanowego).

Satysfakcja klientów

Spółki obsługujące klientów detalicznych Grupy PGNiG, czyli m.in. PGNiG OD czy PSG, stale poprawiają jakość obsługi, rozwijają internetowe kanały sprzedaży i współczesne narzędzia kontaktu z klientem poprzez strony internetowe w wersji mobilnej oraz dostosowane do potrzeb osób niepełnosprawnych i starszych.

Jednocześnie prowadzone są działania zwiększające świadomość klienta na rynku energetycznym w kontekście liberalizacji rynku i uczciwej konkurencji. Stworzono stosowne poradniki i prowadzona jest akcja „Świadomy klient”. Celem akcji jest przestrzeganie klientów PGNiG przed nieuczciwymi sprzedawcami firm konkurencyjnych podszywającymi się pod pracowników PGNiG oraz edukacja klienta w zakresie jego praw konsumenckich.

Ponadto, od 19 września 2018 r. PSG oraz Fundacja PGNiG rozpoczęły ogólnopolską kampanię edukacyjną pod hasłem „Gaz ziemny – pewnie i bezpiecznie”. Głównym założeniem akcji to rozpowszechnianie wiedzy na temat gazu ziemnego oraz uświadamianie, jak odpowiedzialnie korzystać z urządzeń domowych zasilanych tym paliwem.

Do wskazanych wyżej działań należy dołączyć wdrożenie w Biurach Obsługi Klienta PGNiG systemu MIGAM, umożliwiającego połączenie wideo z tłumaczem języka migowego z poziomu przeglądarki internetowej, aplikacji mobilnej lub dowolnego urządzenia z kamerą.

Stworzona przez PGNiG OD oferta sprzedażowa „Dofinansowanie do wymiany pieca” wspiera zaangażowanie całej Grupy PGNiG w ważny społecznie problem poprawy jakości powietrza w Polsce.



Nasi pracownicy



Pracownicy są fundamentem funkcjonowania organizacji, który stanowi o wartości Grupy Kapitałowej PGNiG i skuteczności jej rozwoju. Kluczowym aspektem działalności Grupy PGNiG jest zapewnienie pracownikom stabilnego zatrudnienia, stwarzając jednocześnie dogodnie możliwości rozwoju zawodowego w przyjaznym i bezpiecznym miejscu pracy.

Grupa PGNiG jest jednym z największych pracodawców w Polsce. Zatrudnia pracowników z bogatym doświadczeniem i wysokimi kwalifikacjami. Jednocześnie często jest pierwszym miejscem pracy dla wielu młodych ludzi.

Struktura zatrudnienia w Grupie PGNiG

Zatrudnienie w Grupie PGNiG i PGNiG według segmentów

	2018	2017	2016*	2015	2014
Poszukiwanie i Wydobywanie	6 847	6 998	7 720	8 903	10 221
Obrót i Magazynowanie	3 051	2 961	3 520	3 462	3 929
Dystrybucja	11 542	11 114	10 846	10 678	12 173
Wytwarzanie	1 813	1 785	1 870	1 071	1 068
Pozostała działalność	1 510	1 836	1 315	1 305	1 605
Razem	24 763	24 694	25 271	25 419	28 996

* Dane za 2016 r. po zmianach w związku z reklasyfikacją działalności Grupy PGNiG w 2017 r. – nastąpiło przesunięcie części zatrudnienia z segmentu Obrót i Magazynowanie do segmentu Pozostała działalność.

Według stanu na 31 grudnia 2018 r. zatrudnienie w Grupie PGNiG wyniosło 24 763 osób i było wyższe o 69 osób (0,3%) w relacji do stanu z 31 grudnia 2017 r.

W segmencie Poszukiwanie i Wydobywanie odnotowano spadek zatrudnienia. W relacji do stanu z 31 grudnia 2017 r. poziom zatrudnienia zmniejszył się o 151 pracowników (2%).

Wynikało to przede wszystkim ze spadku zatrudnienia w Geofizyce Toruń o 109 osób (11%) spowodowanego charakterem działalności, w tym pracami terenowymi, które wymagają czasowego zatrudnienia pracowników w zależności od bieżącej działalności operacyjnej.

W relacji do stanu z 31 grudnia 2017 r. zatrudnienie w segmencie Dystrybucja

wzrosło o 428 osób (4%). Zwiększenie stanu zatrudnienia jest spowodowane przejściem wydzielonej części przedsiębiorstwa PGNiG Technologie SA przez Polską Spółkę Gazownictwa Sp. z o.o. W ramach tego procesu PSG uruchomiła nowy Oddział Inwestycyjno-Remontowy w Krośnie, w którym zatrudnionych zostało 278 pracowników przejętych z PGNiG Technologie. Pozostały wzrost jest efektem zdefiniowania w PSG nowych potrzeb biznesowych oraz procesów inwestycyjnych, a także wdrażania polityki zarządzania wiekiem, zapewniającej organizacji optymalny wiek kadry pracowniczej oraz odpowiednio wysoki poziom kwalifikacji.

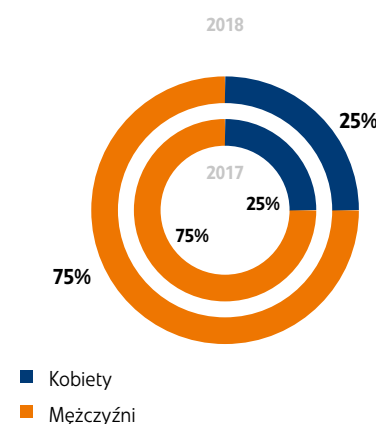
W segmencie Pozostała działalność w relacji do stanu z 31 grudnia 2017 r. odnotowano spadek stanu zatrudnienia o 326 osób (18%), na co złożył się szereg zmian w poszczególnych spółkach segmentu. Do najistotniejszych zdarzeń wpływających na stan zatrudnienia tego segmentu należy zaliczyć:

- redukcję zatrudnienia w spółce PGNiG Technologie o 302 osoby (56%), która jest w głównej mierze wynikiem przeprowa-

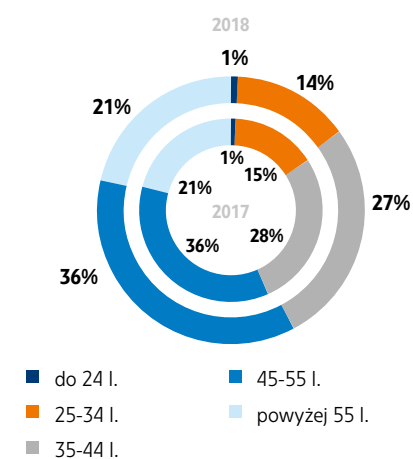
- dzionego w 2018 roku projektu o nazwie „Technologie Krosno”. W ramach tego projektu wydzielono część zakładu pracy i przekazano wraz z 278 pracownikami do PSG na podstawie art. 23¹ Kodeksu Pracy. Ponadto w ramach realizacji innego projektu o nazwie „Nowa archiwizacja” do PGNiG Serwis przeszło 11 pracowników;
- restrukturyzację zatrudnienia w spółce Geovita SA, w efekcie czego odeszło 42 pracowników (18%). Zmniejszenie stanu zatrudnienia zrealizowane zostało przede wszystkim poprzez wygaszanie umów na czas określony;
- zwiększenie stanu zatrudnienia w PGNiG Serwis o 48 pracowników (20%), co wynikało przede wszystkim z rozwoju działalności usługowej, głównie w obszarze ochrony mienia oraz realizacji łącznie z PGNiG Technologie projektu „Nowa archiwizacja”;
- przekazanie przez Centralę PGNiG 27 pracowników terenowych sekcji informatycznych do PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. w segmencie Obrót i Magazynowanie.

Struktura zatrudnienia w Grupie PGNiG

Płeć

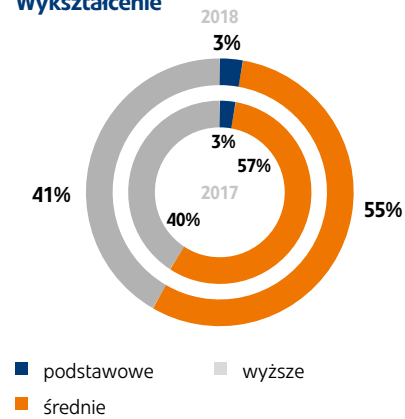


Wiek

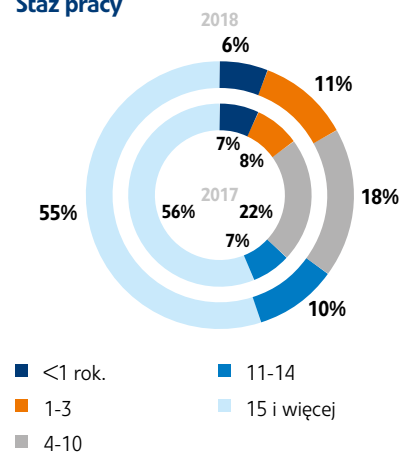




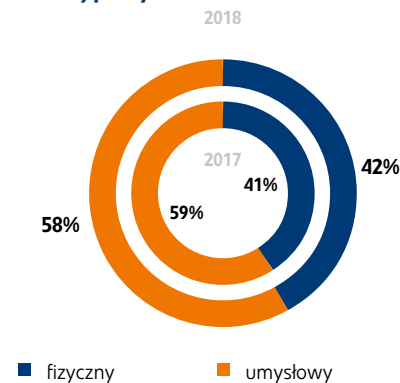
Wykształcenie



Staż pracy



Rodzaj pracy



Rekrutacja

PGNiG SA realizuje politykę rekrutacyjną ukierunkowaną na pozyskanie wysokiej klasy specjalistów, których wiedza oraz kompetencje w połączeniu z doświadczeniem i profesjonalizmem obecnych pracowników zapewnią ciągłość oraz najwyższy poziom realizowanych procesów biznesowych. W naborze nowych

pracowników obowiązuje zasada pierwszeństwa rekrutacji wewnętrznej. Oznacza to, że w procesach rekrutacyjnych w pierwszej kolejności brani są pod uwagę pracownicy Grupy PGNiG, co pozwala w pełni wykorzystać potencjał własnych pracowników.

Fluktuacja - nowozatrudnieni/odejścia (podział ze względu na wiek i płeć, na koniec 2018 r.)

Wiek	Liczba zatrudnionych pracowników		Liczba odchodzących pracowników	
	Kobiety	Mężczyźni	Kobiety	Mężczyźni
do 24 lat	42	159	17	39
25-34	314	443	118	231
35-44	231	335	182	274
45-55	78	270	56	310
powyżej 55 lat	18	127	143	490
Razem	683	1 334	516	1 344

Fluktuacja pracowników w 2018 w Grupie PGNiG

Jednostki organizacyjne	Nowo zatrudnieni w 2018 r. w proc. wszystkich pracowników	Odejścia z pracy w 2018 r. w proc. wszystkich pracowników
PGNiG	3,90%	4,41%
Grupa PGNiG	8,05%	7,29%

Stáže i praktyki

PGNiG uczestniczy w szeregu inicjatyw i konkursów stażowych. Pozwalają one na wyłonienie kandydatów, którym Spółka umożliwi odbycie stażu i praktyk zawodowych. Oferowane przez Spółkę staże są atrakcyjnym sposobem na zdobycie doświadczenia zawodowego, nowych umiejętności, a także zapoznanie się ze specyfiką pracy w branży gazowo-naftowej. W 2018 r. PGNiG uczestniczyło w następujących programach stażowo-edukacyjnych:

GeoTalent

Autorski program edukacyjno-stażowy PGNiG, którego działania skierowane są do studentów

Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie, Wydziału Nauk Geograficznych i Geologicznych Uniwersytetu im. Adama Mickiewicza w Poznaniu oraz Wydziału Geologii Uniwersytetu Warszawskiego. Celem programu jest poszukiwanie i pozyskiwanie do pracy najlepszych studentów i absolwentów uczelni wyższych, zainteresowanych rozwojem zawodowym w branży gazowo-naftowej. W ramach programu GeoTalent prowadzone są działania o charakterze edukacyjno-rozwojowym, takie jak: warsztaty, konkursy dla studentów, Program Mentoringu, Program Ambasadorski, Program Praktyk Letnich. W 2018 r. płatne praktyki w PGNiG odbyło łącznie 38 osób.

Energia dla Przyszłości

Program stażowy realizowany przez Spółkę w kooperacji z dwiema innymi grupami kapitałowymi pod patronatem Ministerstwa Energii. Celem programu jest poszukiwanie najbardziej utalentowanych studentów i absolwentów kierunków studiów istotnych dla polskiej energetyki. Każdy z biorących w nim udział studentów będzie mógł zdobyć konkretne umiejętności i doświadczenie z zakresu interesujących go obszarów. W trzeciej edycji programu uczestniczy 23 stażystów.

Programy stażowe z dofinansowaniem unijnym

W 2018 r. PGNiG zaangażowało się jako organizator płatnych staży dla uczestników programu stażowego realizowanego przez Uniwersytet im. Adama Mickiewicza w Poznaniu z dofinansowaniem ze środków pomocowych UE w ramach Programu Operacyjnego „Wiedza-Edukacja-Rozwój”. Na staż w 2018 r. przyjęto łącznie 3 osoby.

Złoża Kariery

Celem programu jest umożliwienie studentom i absolwentom wszystkich kierunków studiów (z wyjątkiem kierunków branżowych tj. objętych programem GeoTalent) zdobycia doświadczenia zawodowego w dużej stabilnej spółce. W ramach programu PGNiG oferuje możliwość odbycia praktyk oraz uczestnictwo w wydarzeniach o charakterze edukacyjnym, wspierających proces budowy ścieżki kariery. W 2018 r. w ramach programu przyjęto 19 praktykantów, z czego aż 13 kontynuowało współpracę z PGNiG na podstawie staży lub innych form zatrudnienia. Program odpowiada również na potrzeby kadrowe w obszarach niezwiązanych bezpośrednio z branżą oil & gas. „Złoża Kariery” stanowią ważne źródło pozyskiwania pracowników. W ramach 4. edycji Programu zatrudniono w Spółce 15 uczestników praktyk.

W PGNiG istnieje również możliwość odbycia stażu poza wyżej wymienionymi programami. Łączna liczba uczestników praktyk i staży w 2018 r. wyniosła 253 osób.

Liczba uczestników staży i praktyk w Grupie PGNiG w latach 2017-2018

Jednostki organizacyjne	Liczba praktyk i staży w 2018 r.		Liczba praktyk i staży w 2017 r.	
	Uczniowie	Studenci	Uczniowie	Studenci
Grupa PGNiG	279	502	225	258
PGNiG	36	217	7	109

Różnorodność w miejscu pracy

Zarządy Spółek Grupy PGNiG wg płci (w procentach) w 2018 r.

Jednostki organizacyjne	Kobiety	Mężczyźni
PGNiG	17%	83%
Grupa PGNiG	15%	85%

Rady Nadzorcze Spółek Grupy PGNiG wg płci (w procentach) w 2018 r.

Jednostki organizacyjne	Kobiety	Mężczyźni
PGNiG	0%	100%
Grupa PGNiG	17%	83%

Urlopy rodzicielskie

Pracownicy Grupy PGNiG korzystający z urlopów związanych z rodzicielstwem (macierzyński / tacierzyński i rodzicielski) w 2018 r.

Jednostki organizacyjne	Ogółem (stosunek do wszystkich pracowników)	Kobiety (stosunek do wszystkich pracowników na urlopie rodzicielskim)	Mężczyźni (stosunek do wszystkich pracowników na urlopie rodzicielskim)
PGNiG	1,84%	95,35%	4,65%
Grupa PGNiG	2,39%	71,40%	28,60%

Wskaźnik powrotów do pracy po urlopie związanym z rodzicielstwem w Grupie PGNiG w 2018 r. kształtował się na poziomie 87,2% w porównaniu do 91,5% w 2017 r.

Wskaźnik powrotów do pracy po urlopie związanym z rodzicielstwem w PGNiG w 2018 r. kształtował się na poziomie 92,1% w stosunku do 89,6% w 2017 r.

Za urlop związany z rodzicielstwem uznaje się wszystkie rodzaje urlopów przysługujące z tytułu urodzenia/przyjęcia dziecka – np.: urlop macierzyński, dodatkowy urlop macierzyński, urlop rodzicielski, urlop wychowawczy.

Polityka wynagradzania

Podstawową regulacją wewnętrzną w PGNiG w zakresie polityki wynagradzania stanowi Zakładowy Układ Zbiorowy Pracy (ZUZP) zawarty z zakładowymi organizacjami związków zawodowych w dniu 15 lipca 2009 r. Dodatkowo system wynagrodzeń regulowany jest przez wewnętrzne regulaminy jednostek organizacyjnych oraz umowy społeczne zawarte z organizacjami związkowymi.

Zgodnie z przyjętymi zasadami polityki płacowej stawki wynagrodzeń zasadniczych kształtowane są w oparciu o wartościowanie stanowisk pracy. Wysokość stawek zależy od poziomu kwalifikacyjnego, do którego zostało przypisane dane stanowisko, zgodnie z rodzajem wykonywanej pracy, wymaganymi kwalifikacjami oraz doświadczeniem zawodowym.

Regulacje płacowe zapewniają pracownikom dodatkowe składniki wynagrodzeń, w tym do najistotniejszych należy zaliczyć:

- nagrody i premie w ramach systemu motywacyjnego;
- nagrodę barbórkową – wypłacaną z reguły w wysokości jednomiesięcznego wynagrodzenia zasadniczego;
- nagrody jubileuszowe oraz odprawy emerytalne – których wysokość uwarunkowana jest stażem pracy w Spółce;
- premię roczną – której wysokość uzależniona jest od osiągniętych przez Spółkę wyników finansowych i jest każdorazowo negocjowana ze stroną społeczną.

System motywacyjny i świadczenia

W PGNiG funkcjonuje system premiowania, do którego podstawowych elementów należy zaliczyć:

- MBO (Management by Objectives, Zarządzanie przez Cele) – obejmuje stanowiska kadry menedżerskiej, na których realizowane są kluczowe cele dla PGNiG. Wysokość premii MBO zależy od jakości i stopnia realizacji przypisanych celów;
- Uznaniowa nagroda okresowa – dotyczy pozostałych pracowników, przyznawana kwartalnie zgodnie z uznaniową oceną wyników pracy przez przełożonego;
- Uznaniowa nagroda zadaniowa – indywidualne, uznaniowe nagrody dla pracowników uzyskujących wyróżniające wyniki

w pracy zawodowej (fundusz w dyspozycji Zarządu PGNiG);

- Uznaniowa nagroda projektowa – obejmuje pracowników zaangażowanych w realizację zadań projektowych, wysokość nagrody zależna jest od stopnia i jakości wykonania konkretnych zadań.

Niewątpliwie elementem systemu motywacyjnego jest system retencji pracowników o kluczowym znaczeniu dla PGNiG. Celem systemu retencji jest przeciwdziałanie utracie pracowników, których wiedza, doświadczenie oraz

dostęp do informacji o szczególnym znaczeniu dla PGNiG mogłyby potencjalnie zostać wykorzystane przez podmioty konkurencyjne.

Wspomagającym elementem systemu motywacyjnego są również przyznawane z okazji Dnia Górnika stopnie górnicze, odznaki branżowe oraz związane z tym gratyfikacje finansowe. Stopnie górnicze i odznaki branżowe nadawane są za wieloletnią pracę zawodową oraz szczególne zasługi i osiągnięcia w pracy zawodowej.



Pracowniczy Program Emerytalny

Każdy pracownik, po przepracowaniu 3 miesięcy w PGNiG, może dobrowolnie przystąpić do Pracowniczego Programu Emerytalnego (PPE). Składki podstawowe w wysokości 7% wynagrodzenia brutto pracownika finansuje pracodawca.



Szkolenia i rozwój pracowników

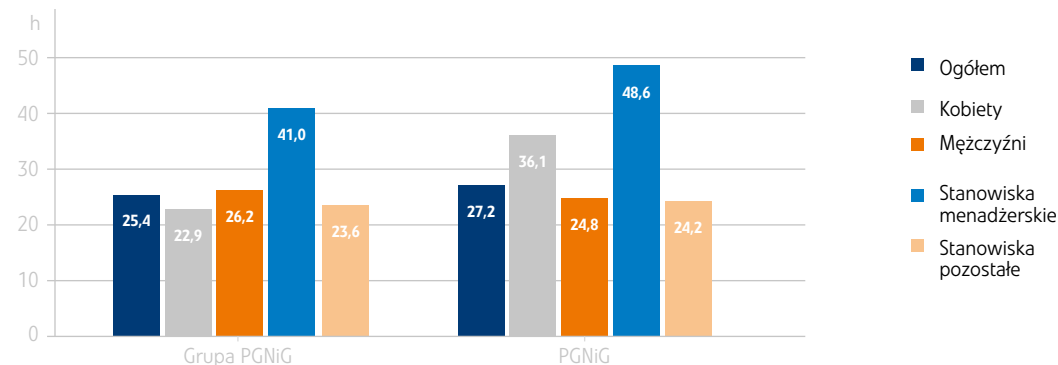
Ze względu na szerokie spektrum działalności spółek zależnych, podmioty Grupy PGNiG mają dużą swobodę w ustalaniu zakresu i rodzaju szkoleń pracowniczych. Kluczową rolę w procesie rozwoju kompetencji kadr odgrywa system zarządzania szkoleniami. Pracownicy mają możliwość podwyższania swoich kwalifikacji zawodowych przez udział w studiach podyplomowych, branżowych konferencjach, seminariach lub sympozjach, a także odbywając praktyki zawodowe.

W zależności od zakresu obowiązków na zajmowanym stanowisku oraz indywidualnych potrzeb, pracownicy mogą brać udział w szkoleniach dotyczących wszelkich aspektów nowoczesnego funkcjonowania przedsiębiorstwa, np. dotyczących ryzyka, analizy otoczenia prawnego, zagadnień związanych z obsługą klienta.

Liczba godzin szkoleniowych przypadająca średnio na pracownika

Jednostki organizacyjne	2018	2017
PGNiG	27 h	32 h
Grupa PGNiG	25 h	24 h

Średnia liczba godzin szkoleniowych przypadająca na pracowników w danych kategoriach



Współpraca ze związkami zawodowymi

W PGNiG funkcjonuje wiele organizacji związkowych. PGNiG w sposób szczególny dba o prowadzenie dialogu społecznego opartego na niezależności stron, działaniu zgodnym

z prawem, a także zaufaniu, szukaniu kompromisu i przestrzeganiu przyjętych reguł. W 2018 r. w PGNiG nie było zwolnień grupowych oraz nie odnotowano sporów zbiorowych.



Pracownicy objęci zbiorowym układem pracy

Jednostki organizacyjne	2018	2017
PGNiG	100,00%	100,00%
Grupa PGNiG	96,55%	96,20%

Bezpieczeństwo i higiena pracy

Spółki Grupy PGNiG zarządzają obszarami: jakości, ochrony środowiska oraz bezpieczeństwa i higieny pracy w oparciu o Politykę QHSE (Zarządzanie Jakością, Bezpieczeństwo Pracy, Ochrona Zdrowia i Środowiska) Grupy PGNiG. Polityka określa cele i kierunki działań spółek w powyższym zakresie i stanowi ich zobowiązanie do spełniania wymagań jakościowych dla wyrobów i usług, budowania pozytywnych relacji z klientem, działalności zgodnej z wymaganiami prawnymi, ciągłego doskonalenia skuteczności Systemu Zarządzania Jakością, Ochroną Środowiska oraz Bezpieczeństwem i Higieną Pracy. Jest również zobowiązaniem do działań proaktywnych zapobiegających urazom i schorzeniom zawodowym pracowników oraz zanieczyszczeniom i szkodom w środowisku.

Grupa PGNiG realizuje zadania w sposób systemowy, zgodny z najlepszymi standardami, określonymi w międzynarodowych normach ISO 9001:2015, 14001:2015 i OHSAS 18001:2007, przy uwzględnieniu dobrych praktyk branżowych. Realizowane zadania wynikają z zobowiązań zadeklarowanych przez

Zarząd Spółki w Polityce QHSE oraz potrzeby wdrożenia i utrzymania funkcjonującego w Spółce Systemu Zarządzania Jakością, Ochroną Środowiska oraz Bezpieczeństwem i Higieną Pracy.

Wszyscy pracownicy mają dostęp do szkoleń BHP, szerokiego zakresu opieki medycznej, jak również każdy pracownik został poinformowany o poziomie ryzyka zawodowego na stanowisku pracy. Szkolenia są prowadzone regularnie, a ich częstotliwość zależy od stanowiska i występujących na nim zagrożeń. Podnoszeniu poziomu bezpieczeństwa służą także coroczne narady organizowane przez Centralę Spółki, poświęcone stanowi bezpieczeństwa i wymianie doświadczeń, w których biorą udział przedstawiciele organów zewnętrznych np. Państwowej Inspekcji Pracy.

PGNiG buduje wśród pracowników kulturę bezpiecznej pracy, która przekłada się na ich właściwe zachowania, postawy oraz działania. Podejmowany jest szereg działań ukierunkowanych na stałą poprawę poziomu bezpieczeństwa wszystkich osób przebywających na terenie zakładu, także dbając o bezpieczeństwo osób z zewnątrz.

Mierniki działań z zakresu bezpieczeństwa prowadzonych prac

Monitorowanie działań z zakresu bezpieczeństwa jest procesem ciągłym i realizowanym dwutorowo poprzez:

- monitorowanie proaktywne – polega na kontroli skutecznego wdrożenia procedur postępowania i środków eliminujących bądź minimalizujących ryzyko, ustalonych na etapie planowania. Jego celem jest ocena skuteczności działań prewencyjnych;
- monitorowanie reaktywne – dostarcza informacji o zdarzeniach skutkujących stratą (wypadkach, awariach oraz chorobach zawodowych), pozwala na wyciąganie odpowiednich wniosków i doskonalenie zarządzania tym obszarem. Jest działaniem prewencyjnym po fakcie, pozwalającym wyeliminować zdarzenia

skutkujące stratą o podobnym charakterze w przyszłości.

Raportowaniu podlegają wszystkie zdarzenia awaryjne związane z prowadzoną działalnością skutkujące stratą oraz zdarzenia lub warunki potencjalnie mogące skutkować stratą. Dotyczy to zarówno działań realizowanych przez oddziały PGNiG i spółki Grupy PGNiG, jak również przez wykonawców czy dostawców realizujących prace na rzecz Grupy PGNiG.

Liczba wypadków przy pracy w Grupie PGNiG

W odniesieniu do 2017 r. liczba wypadków przy pracy w całej Grupie PGNiG spadła o 3,4%. Natomiast liczba poszkodowanych w wypadkach przy pracy spadła o 0,5%. Poniższe tabele przedstawiają szczegóły dot. wypadków w Grupie PGNiG oraz innych zagadnień BHP.

Wskaźniki F, Wc, LDR, IR dla Grupy PGNiG w 2018 r.

Jednostki organizacyjne	Wskaźniki częstotliwości wypadków (F)			Wskaźnik ciężkości wypadków (Wc)			Wskaźnik straconych dni LDR			Wskaźnik obrażeń ciała IR		
	K	M	ogółem	K	M	ogółem	K	M	ogółem	K	M	ogółem
PGNiG	5,0	4,1	4,3	46,8	46,1	46,3	30,2	22,3	23,9	0,6	0,5	0,5
GEOFIZYKA Toruń	-	8,7	7,7	-	58,1	58,1	-	59,0	52,5	-	1,0	0,9
Exalo Drilling	4,7	17,4	15,9	6,0	93,8	90,8	3,6	193,7	173,0	0,6	2,1	1,9
PGNiG Technologie	-	18,1	16,0	-	37,6	37,6	-	76,4	68,6	-	2,0	1,8
Polska Spółka Gazownictwa	3,2	14,4	12,0	70,5	43,5	45,0	29,0	84,3	65,6	0,4	1,9	1,6
PGNiG Serwis	7,9	-	3,6	10,0	-	10,0	10,6	-	4,6	1,1	-	0,5
Geovita	12,7	-	10,1	15,5	-	15,5	24,0	-	19,0	1,6	-	1,2
PGNiG TERMIKA	10,4	4,3	5,3	20,5	36,3	31,0	1,4	1,0	1,1	1,4	0,6	0,7
PGNiG Obrót Detaliczny	0,6	1,1	0,8	22,0	62,0	42,0	1,7	8,3	4,1	0,1	0,1	0,1
Gas Storage Poland	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Polski Gaz TUW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Grupa PGNiG	3,3	10,8	8,9	45,4	51,5	50,9	19,4	71,7	58,3	0,4	1,4	1,2

K – kobiety

M – mężczyźni

Łączna liczba wypadków w Grupie PGNiG w 2018 r.

Jednostki organizacyjne	w tym poszkodowani:				Ilość wypadków zbiorowych z ogólnej ilości wypadków		Rodzaj obrażeń				Wskaźniki	
	Ogólna ilość wypadków	Ilość osób poszkodowanych w wypadkach	w wypadkach przy pracy	w wypadkach traktowanych na równi z wypadkami przy pracy	Ilość wypadków	Ilość osób	śmierć	ciężkie uszkodzenia ciała	lekkie uszkodzenia ciała	Liczba dni niezdolności do pracy	częstość na 1000 zatrudnionych	ciężkość dni choroby na jeden wypadek
PGNiG	16	16	15	1	-	-	-	-	16	616	3,4	39
GEOFIZYKA Toruń	7	7	7	0	0	0	0	0	7	407	7,7	58,1
Exalo Drilling	29	29	29	0	0	0	0	0	29	2 633	15,9	90,8
PGNiG Technologie	5	5	5	0	0	0	0	0	5	188	16,0	37,6
Polska Spółka Gazownictwa	130	137	136	1	5	12	1	1	135	6 873	12,0	52,9
PGNiG Serwis	1	1	1	0	0	0	0	0	1	10	3,6	10,0
Geovita	2	2	2	0	0	0	0	0	2	31	10,1	15,5
PGNiG TERMIKA	6	6	6	0	0	0	0	0	6	186	5,3	31,0
PGNiG Obrót Detaliczny	2	2	2	0	0	0	0	0	2	84	0,8	42,0
Gas Storage Poland	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
Polski Gaz TUW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
Grupa PGNiG	197	209	203	6	7	19	1	1	207	11 337	8,4	58

Zestawienie stwierdzonych chorób zawodowych dla Grupy PGNiG w 2018 r.

Jednostki organizacyjne	Wydane orzeczenia PIS o chorobach				
	Ogółem ilość chorób	Zawodowe uszkodzenia słuchu	Zespół wibracyjny	Pylica	Inne
PGNiG	2	1	-	-	1
GEOFIZYKA Toruń	-	-	-	-	-
Exalo Drilling	2	2	-	-	-
PGNiG Technologie	1	1	-	-	-
Polska Spółka Gazownictwa	-	-	-	-	-
PGNiG Serwis	-	-	-	-	-
Geovita	-	-	-	-	-
PGNiG TERMIKA	-	-	-	-	-
PGNiG Obrót Detaliczny	-	-	-	-	-
Gas Storage Poland	-	-	-	-	-
Polski Gaz TUW	-	-	-	-	-
Grupa PGNiG	5	4	-	-	1

Działalność organizacyjna w zakresie BHP

(m.in. liczba przeszkolonych pracowników w zakresie BHP) w 2018 r.

Jednostki organizacyjne	Szkolenia BHP					Liczba narad BHP ze służbą techniczną-eksploatacyjną
	Wstępne nowoprzyjętych pracowników	Okresowe	Szkolenia z udzielania pierwszej pomocy	Inne	Razem	
PGNiG	210	2 613	282	171	3 276	70
GEOFIZYKA Toruń	50	329	394	228	1 001	na bieżąco
Exalo Drilling	233	1251	77	2	1 563	12
PGNiG Technologie	10	97	-	-	107	-
Polska Spółka Gazownictwa	772	8 288	763	-	9 823	143
PGNiG Serwis	70	96	11	-	177	5
Geovita	61	63	1	1	126	-
PGNiG TERMIKA	149	716	5	10	880	38
PGNiG Obrót Detaliczny	331	393	-	1	725	-
Gas Storage Poland	8	22	-	2	32	23
Polski Gaz TUW	8	20	-	-	28	-
Grupa PGNiG	1 902	13 888	1 533	415	17 738	291



Społeczności



W PGNiG SA wierzymy, że podstawą długofalowych relacji biznesowych i odnoszenia sukcesu jest prowadzenie działalności z korzyścią zarówno dla Spółki i Grupy, jak również z pożytkiem dla jej interesariuszy.

Komunikacja społeczna i dialog przy inwestycjach

Społeczności lokalne stanowią dla nas ważną grupę interesariuszy. Nasze strategiczne podejście do zarządzania relacjami z tą grupą cechuje troska o odpowiadanie na realne potrzeby i oczekiwania indywidualnych środowisk, a także wspieranie ich rozwoju gospodarczego.

Efektywna, oparta na partnerskich zasadach i dialogu, współpraca z partnerami społecznymi i biznesowymi stanowi jedną z podstaw [Strategii zrównoważonego rozwoju](#) i odpowiedzialnego biznesu Grupy Kapitałowej PGNiG. Jednym z celów Strategii jest prowadzenie dialogu ze społecznością lokalną zgodnie z najlepszymi standardami wypracowanymi w branży i Grupie PGNiG.

Dobry sąsiad

Na bieżąco staramy się identyfikować potrzeby i oczekiwania danej społeczności. Jeszcze przed pojawieniem się w wybranej lokalizacji, spotykamy się z władzami gmin, aby wyjaśnić cel i zakres prac związanych z planowaną inwestycją.

Do społeczności podchodzimy w sposób indywidualny – w zależności od miejsca prac i prowadzonych rozmów, ustalamy schemat działania w porozumieniu z władzami danej gminy. W naszej pracy wykorzystujemy formy dialogu społecznego, jako sposób komunikacji, która pozwala naszym interesariuszom zrozumieć naszą działalność. Budujemy dobre sąsiedztwo także poprzez działania sponsorin-gowe w miejscu prowadzenia prac.

Ważnym członkiem lokalnych społeczności są również nasi pracownicy, którzy pełnią funkcję nieformalnych ambasadorów PGNiG w terenie. To ich bezpośrednie kontakty i zaangażowanie w lokalne inicjatywy, członkostwo w radach pracowniczych i związkach zawodowych ma bezpośrednie przełożenie na nasz wizerunek oraz realnie przyczynia się do rozwoju danej społeczności.

Działalność społeczna PGNiG

Fundacja PGNiG im. Ignacego Łukasiewicza

Grupa realizuje swoją działalność dobroczynną i charytatywną głównie przez Fundację PGNiG im. Ignacego Łukasiewicza. Zakres działalności Fundacji PGNiG obejmuje wspieranie przedsię-wzięć służących zachowaniu i rozwojowi dziedzictwa narodowego i kultury oraz działania na rzecz nauki i edukacji w zakresie nauk podstawowych, technicznych i sportu. Fundacja ma również na celu promowanie historii

ojczystej, budowanie tożsamości narodowej oraz utrwalanie pamięci o polskich bohaterach.

Działalność Fundacji opiera się na współpracy z partnerami programowymi i realizacji własnych projektów, co pozwala na dotarcie do najbardziej potrzebujących osób na terenie całej Polski.

W 2018 r. działania Fundacji PGNiG skupione były na realizacji trzech autorskich programów: „Być jak Ignacy”, „Rozgrzewamy Polskie Serca” oraz „Powietrze bez śmieci”.

„Być jak Ignacy”

Jest to program popularyzujący ideę nauki wśród uczniów szkół podstawowych, jednocześnie przybliżający najmłodszym wyjątkową postać patrona Fundacji Ignacego Łukasiewicza oraz innych wybitnych polskich naukowców.

Kilka faktów o Ignacym Łukasiewiczu



- **Jako pierwszy wydestylował z ropy naftowej – naftę i zastosował ją do oświetlenia.**
- **Wynalazca lampy naftowej.**
- **Twórca przemysłu naftowego i rafineryjnego.**
- **Współzałożyciel i wieloletni dyrektor pierwszej kopalni ropy naftowej w Bóbrce.**
- **Działacz niepodległościowy, filantrop, społecznik, twórca opieki socjalnej w przemyśle naftowym.**
- **Kawaler Orderu św. Grzegorza, Szambelan Papieski, poseł na Sejm Krajowy.**

Filarem programu jest strona internetowa, na której znajdują się interaktywne komiks oraz filmy edukacyjne z eksperymentami naukowymi.

W ramach programu organizowany jest konkurs na „Naukową Szkołę Ignacego”. Pod koniec 2018 r. do trzeciej edycji konkursu zgłosiło się ponad 1250 szkół z całej Polski. W ramach konkursu zostanie wyłonione 16 placówek (po jednej z każdego województwa), które w najciekawszy sposób zorganizują i udokumentują pracę specjalnie powołanego koła naukowego, a także przygotują projekt. Aby pomóc nauczycielom w prowadzeniu takiego koła powstały scenariusze lekcji dostosowane do potrzeb klas 0-3 oraz 4-6. W poprzedniej edycji zgłosiło się ponad 650 szkół.



Więcej na str. 65
w rozdziale
Strategia/Strategia
zrównoważonego
rozwoju



„Rozgrzewamy Polskie Serca”

W ramach programu realizowane są projekty edukacyjne i filmowe, a także inicjatywy dotyczące wsparcia weteranów oraz działania w sferze kultury. Fundacja wspiera pamięć o „Żołnierzach Niezłomnych”, przez wiele lat przemilczanych bohaterach antykomunistycznego podziemia. W marcu 2018 r., z inicjatywy Fundacji, odbyła się pierwsza pielgrzymka Żołnierzy Niezłomnych na Jasną Górę.

W ramach programu realizowany jest także projekt, we współpracy ze spółką PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o., o nazwie „Rachunek wdzięczności”. Poza wsparciem Powstańców Warszawskich, pomoc kierowana jest do górników strajkujących w Kopalni „Wujek”. Polscy bohaterowie otrzymują bezpośrednie wsparcie w wysokości do 900 złotych rocznie w celu pokrycia opłat za gaz, co w wielu przypadkach pokrywa je w całości.

W 2018 r. w ramach programu „Rozgrzewamy Polskie Serca” wsparto Fundację Przestrzeni Obywatelskiej i Spraw Społecznych w ich wieloletnim programie „Recovering Forgotten History”. Program ten polega na prostowaniu zapisów w ksiązkach i wydawnic-

twach historycznych, wydawanych na całym świecie, w odniesieniu do historii Polski oraz Europy Środkowo-Wschodniej.

„Powietrze bez Śmieci”

Fundacja włączyła się do walki z problemem smogu w Polsce oraz zainicjowała pod koniec 2017 r. razem ze spółkami z Grupy PGNiG program edukacyjny „Powietrze bez śmieci”, który składał się z kampanii informującej Polaków o problemie smogu, poprzez reklamę, social media i stronę internetową. Drugim filarem były dwa konkursy przeprowadzone w 2018 r. – pierwszy, w którym mieszkańcy poprzez głosowanie mogli wygrać budowę naukowego placu zabaw na terenie swojej gminy oraz drugi skierowany do dzieci klas 1-3 szkół podstawowych, gdzie uczniowie mogli wygrać wyposażenie pracowni biologicznej. Nauczyciele przeprowadzili serię lekcji dotyczących smogu oraz przedstawiali specjalne sprawozdanie z tych lekcji. W 2018 r. w programie wzięło udział ponad 170 gmin i prawie 1000 szkół.

Inne działania Fundacji

Kolejnym działaniem Fundacji jest założenie Edukacyjnej Pasieki – Energia z Miodu. Projekt łączy kwestie ochrony środowiska z elementami edukacyjnymi, z uwagi na odbywające się w okresie wiosenno-letnim warsztaty edukacyjne o pszczołach i pszczelarstwie miejskim. W 2018 roku pasieka edukacyjna liczyła 24 ule.

Wśród działań podejmowanych przez Fundację należy wskazać na przekazanie dotacji na działania statutowe Fundacji Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. Ignacego Łukasiewicza w Bóbrce. PGNiG jest jednym z głównych fundatorów Muzeum, którego celem jest wsparcie i troska o kolebkę branży naftowej – najstarszą kopalnię ropy naftowej i dorobek pozostały po wielkim polskim wynalazcy i filantropie Ignacym Łukasiewiczu.

Stypendia naukowe

Program stypendialny „Zagrzewamy do nauki” stworzony został w 2009 r. przez spółkę PGNiG TERMIKA SA z myślą o najzdolniejszych uczniach klas III i IV kształcących się w szkołach średnich. W 2018 r. Fundacja PGNiG im. Ignacego Łukasiewicza przyznała 10 jednorazowych

stypendiów: trzy stypendia dla uczniów klas III o profilu technik-energetyk, cztery stypendia dla uczniów klasy IV o profilu technik-energetyk, trzy stypendia dla uczniów klasy IV o profilu technik-elektryk.

Fundacja wypłacała także stypendia naukowe dla dzieci tragicznie zmarłych pracowników Grupy PGNiG. Obecnie Fundacja ma pod swoją opieką 13 stypendystów.

Pozostała działalność społeczna PGNiG

Do innych projektów składających się na działania służące realizacji Strategii zrównoważonego rozwoju, odbywających się w 2018 r. należy zaliczyć:

- Dzień Zdrowia – II edycja programu profilaktycznych badań medycznych dla pracowników Centrali PGNiG, obejmowała nieodpłatne m.in. badania kardiologiczne, antynowotworowe, a także warsztaty antystresowe. W 2018 roku w akcji wzięło udział ponad 300 osób;
- Kropelka Energii – w Centrali PGNiG dwukrotnie w 2018 r. odbyła się akcja krwiodawstwa, przy czym jesienią PGNiG uczestniczyło w Ogólnokrajowej Akcji

Zbiórki Krwi Energetyków „Kropelka Energii dla Niepodległej”;

- Akcja edukacyjna „Górnik w przedszkolu/szkole” – akcja wolontariatu, w której udział biorą pracownicy PGNiG – Oddział w Zielonej Górze oraz PGNiG – Oddział Geologii i Eksploatacji. Celem jest promocja zawodu górnika naftowego poprzez uporządkowaną prezentację w szkołach, przedszkolach przy okazji poznawania zawodów czy z okazji Barbórki. W 2018 roku ponad 160 górników-wolontariuszy odwiedziło łącznie 243 placówki (ponad 18 tysięcy dzieci).

Muzeum Gazownictwa

Muzeum Gazownictwa w Warszawie mieszczące się na terenie zespołu obiektów „Gazowni na Woli”, obecnej siedziby PGNiG, jest jednym z najlepiej zachowanych kompleksów architektury przemysłowej z przełomu XIX i XX wieku. W 2018 r. Muzeum odwiedziło blisko 4 tys. osób, w tym ponad 30 grup szkolnych w ramach lekcji muzealnych, 20 grup dzieci i młodzieży w ramach akcji Lato i Zima w Mieście oraz ponad 20 zorganizowanych grup dorosłych (m.in. słuchacze Uniwersytetu Trzeciego Wieku i grupy turystyczne). Muzeum uczestniczyło też w akcji Noc Muzeów, kiedy w ciągu jednego wieczoru przez jego zabytkowe mury przewinęło się ponad 900 osób.

Ponadto w 2018 r. rozpoczęto prace koncepcyjne nad modernizacją Muzeum w celu otwarcia go dla szerszego grona zwiedzających oraz przedstawienie eksponatów i tematyki związanej z „Gazownią na Woli” czy historią gazownictwa i PGNiG w sposób nowoczesny, zgodnie z najnowszymi trendami muzealnymi i wystawienniczymi.

RESPECT Index

W 2018 r. Spółka po raz 12 przeszła pozytywną weryfikację do indeksu spółek odpowiedzialnych społecznie. Od początku istnienia RESPECT Index, PGNiG jest w tej elitarnej grupie

podmiotów notowanych na Gieldzie Papierów Wartościowych w Warszawie.

Warunkiem koniecznym udziału w indeksie jest odpowiedzialne społecznie zachowanie wobec środowiska, społeczności i pracowników, które jest analizowane na podstawie ankiety weryfikowanej przez niezależnego audytora projektu.

Kapitał społeczny w liczbach

Ponad 75 tys. uczniów i ponad 500 studentów było w 2018 r. bezpośrednim odbiorcą lub beneficjentem działań społecznych Fundacji PGNiG im. Ignacego Łukasiewicza i innych podmiotów z Grupy PGNiG (w tym w szczególności spółek PGNiG, PGNiG OD, TERMIKA i Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.). Spółki Grupy PGNiG wraz z Fundacją PGNiG wsparły ponad 400 inicjatyw i wydarzeń w 2018 r. w stosunku do ponad 300 z 2017 r.

Sponsoring

Grupa PGNiG koncentruje się na trzech głównych obszarach sponsoringu - wspiera sport, kulturę oraz edukację. W tym roku istotny też był udział w obchodach 100-lecia Niepodległości Polski.

Sponsoring sportowy

Sponsoring sportowy stanowi ważną gałąź działań marketingowych podejmowanych przez PGNiG. Organizacja od wielu lat kompleksowo wspiera jedną dyscyplinę w sporcie profesjonalnym – piłkę ręczną, która opiera się na myśleniu strategicznym, wykorzystaniu potencjałów i dynamicznym działaniu, co świetnie oddaje charakter Spółki.

W 2018 roku PGNiG wspierało:

- Związek Piłki Ręcznej w Polsce – PGNiG jest sponsorem strategicznym polskiej piłki ręcznej od 2010 roku. Obecnie są wspierane seniorskie i juniorskie reprezentacje Polski kobiet i mężczyzn. Ponadto obchodzono 100-lecie polskiej piłki ręcznej;

- Superliga sp. z o.o. – spółka jest także sponsorem tytularnym rozgrywek ligi mężczyzn. PGNiG Superliga jest operatorem najwyższej klasy rozgrywkowej piłki ręcznej w Polsce;
- Kocham Ręczną na Orliku – cykl turniejów piłki ręcznej realizowanych w 16 województwach na obiektach sportowych, tzw. orlikach, przy wsparciu lokalnych animatorów sportu.

Obchody 100-lecia Niepodległości Polski

PGNiG zaangażowało się również w szereg inicjatyw patriotycznych, związanych z setną rocznicą odzyskania przez Polskę niepodległości oraz wydarzeń towarzyszących. W 2018 r. Grupa wprowadziła okolicznościowy logotyp eksponujący barwy narodowe Polski, obowiązujący do końca ubiegłego roku.

Wśród wydarzeń kulturalnych i patriotycznych Spółka wsparła m.in.:

- Koncert Narodowej Orkiestry Symfonicznej Polskiego Radia z okazji 100-lecia Odzyskania Niepodległości przez Rzeczpospolitą Polską w DR Koncerhuset w Kopenhadze;

- X-lecie członkostwa Polski w Międzynarodowej Agencji Energetycznej (IEA) – 100. rocznica Odzyskania Niepodległości przez Polskę – koncert odbył się w siedzibie OECD;
- Uroczyste przyjęcie z okazji 100-lecia Odzyskania Niepodległości przez Polskę w Waszyngtonie – ponad 800 gości wzięło udział w przyjęciu wydanym 13 listopada w siedzibie United States Institute of Peace z okazji setnej rocznicy odzyskania niepodległości;
- Koncert: Mistrzowie klasyki XVIII wieku w wykonaniu orkiestry Capella Cracoviensis – wraz z Instytutem Polskim w Moskwie, PGNiG wsparło organizację koncertu w Katedrze Katolickiej w Moskwie, będące zwieńczeniem obchodów 100. rocznicy odzyskania przez Polskę niepodległości a zarazem 30. rocznicy powstania Instytutu Polskiego w Moskwie;
- Noworoczny Koncert Kolęd – PGNiG włączył się w obchody 100-lecia Odzyskania Niepodległości Polski uczestnicząc w promocji koncertu kolęd, w wykonaniu Zespołu Artystycznego Wojska Polskiego pt. „Pokój światu, ludziom radość”.



Środowisko naturalne

Grupa Kapitałowa PGNiG podejmuje działania mające na celu minimalizację negatywnego wpływu na środowisko i podejmuje działania prośrodowiskowe w kluczowych obszarach związanych z jej aktywnością biznesową.

System zarządzania środowiskowego w Grupie PGNiG

Zarządzanie środowiskowe w PGNiG SA prowadzone jest w ramach zintegrowanego Systemu Zarządzania Jakością, Ochroną Środowiska, Bezpieczeństwem i Higieną Pracy – QHSE, wdrożonego wraz ze spójną dla całej Grupy Polityką QHSE w 2016 roku. W dokumencie tym Zarząd Spółki zadeklarował, iż wszelkie działania prowadzone będą z uwzględnieniem wymagań jakościowych dla naszych wyrobów i usług, budowania pozytywnych relacji z klientem, ograniczania wpływu organizacji na środowisko oraz zapobiegania urazom i chorobom zawodowym.

System Zarządzania QHSE został zbudowany w oparciu o wymagania międzynarodowych norm ISO: 9001:2015, 14001:2015 oraz OHSAS 18001:2007 przy uwzględnieniu dobrych praktyk HSE sektora poszukiwania, wydobywania i bezziornikowego magazynowania węglowodorów oraz przerobu i przesyłu gazu ziemnego.

Jednym z podstawowych wymogów ISO 14001 jest identyfikacja wszelkich emisji do środowiska, które nazwane są aspektami środowiskowymi.

Szczególnym rodzajem monitorowania objęte są emisje gazów cieplarnianych oraz emisja CO₂ z instalacji objętych wspólnym systemem handlu emisjami. Monitorowanie emisji zgodne jest z planami monitorowania zatwierdzanymi decyzjami udzielającymi zezwolenia na emisję CO₂.

Rekultywacja i badania na majątku nieprodukcyjnym

W 2018 r. zostało przeprowadzone postępowanie dotyczące aktualizacji oceny stanu powierzchni ziemi nieruchomości należących do majątku nieprodukcyjnego oraz rozpoczęto badania w 24 lokalizacjach.

Na nieruchomościach w Barlinku i Szprotawie zostały wykonane aktualizacje badań oraz ocena możliwości zastosowania metody biologicznej do procesów remediacji. Ze względu na rodzaj występujących gruntów oraz uwarunkowania hydrologiczne nie było możliwe efektywne zastosowanie wspomnianej metody. Zostały określone nowe możliwości prowadzenia procesu remediacji. Ponadto, prowadzono badania monitoringowe stanu środowiska gruntowo-wodnego zrehabilitowanego składowiska odpadów w Zabrze-Biskupicach.

Likwidacja odwiertów

W 2018 r. w Polsce odwiercono i zlikwidowano otwory w następujących lokalizacjach: Kotlin, Sośnina i Chmielnik. Były to otwory o charakterze poszukiwawczym. Ponadto zlikwidowano jeden odwiert badawczy w Goszczanowie. Likwidacja odwiertów następowała z uwagi na brak uzyskania przemysłowego przepływu węglowodorów lub z uwagi na badawczy charakter prowadzonych prac. W 2018 r. podjęto i zrealizowano także decyzję o likwidacji 96 odwiertów powstałych w poprzednich latach zlokalizowanych na terenie województw lubuskiego, wielkopolskiego i pomorskiego, małopolskiego i podkarpackiego.

Podziemne Magazyny Gazu

W ostatnich latach na terenie i w otoczeniu KPMG Mogilno oraz KPMG Kosakowo prowadzono monitoring środowiska. Celem

prowadzonego monitoringu było określenie ewentualnych zmian w środowisku naturalnym związanych ze zrzutem solanki do wód Zatoki Puckiej w przypadku KPMG Kosakowo oraz eksploatacją części lądowej inwestycji w przypadku KPMG Kosakowo i KPMG Mogilno. Wyniki monitoringu środowiska wskazują, że działalność polegająca na budowie i eksploatacji podziemnych magazynów gazu nie wpływa negatywnie na poszczególne komponenty środowiska naturalnego.

W 2018 r. Gas Storage Poland Sp. z o.o. przyjęło Politykę zintegrowanego systemu zarządzania jakością, środowiskiem oraz bezpieczeństwem i higieną pracy w GSP, w której zobowiązano się do realizacji działań opierających się o ideę zrównoważonego rozwoju i zasady społecznej odpowiedzialności biznesu, a także do ciągłego doskonalenia wdrożonego zintegrowanego systemu zarządzania jakością, środowiskiem oraz BHP, zgodnego z wymaganiami norm ISO 9001:2015, ISO 14001:2015 oraz OHSAS 18001:2017.

Wykorzystywane materiały i surowce

Zużycie gazu ziemnego, węgla kamiennego i brunatnego w Grupie PGNiG w latach 2016-2018

Zużycie surowców i paliw ogółem	2018		2017		2016	
	[mln m ³]	[mln Mg]	[mln m ³]	[mln Mg]	[mln m ³]	[mln Mg]
Gaz ziemny	323,4	-	376,5	-	152,8	-
w tym PGNiG	292,1	-	270,2	-	56,4	-
Węgiel kamienny	-	2,9	-	2,9	-	2,9
Węgiel brunatny	-	-	-	-	-	-

Surowce nieodnawialne są podstawowym źródłem przy wytwarzaniu energii elektrycznej i ciepłej w Grupie PGNiG. Węgiel kamienny jest używany do produkcji energii elektrycznej i ciepła głównie w elektrociepłowniach Grupy PGNiG TERMIKA, podczas gdy gaz ziemny zużywany jest w pozostałych spółkach do ogrzewania budynków, produkcji ciepła, energii (w tym także do produkcji energii elektrycznej w procesie ko- i trigeneracji) oraz procesów technologicz-

nych takich jak zasilanie pogrzewaczy ropy naftowej w procesie odsiarczania i odsalania, kotłów, silników tłoczni gazu, turbin gazowych, dopalania gazów odpadowych.

W 2018 r. odnotowano wzrost zużycia gazu w PGNiG, co jest spowodowane spalaniem podczas udostępniania złóż (flarowanie). Większość spółek próbuje ograniczać zużycie gazu ziemnego poprzez modernizacje swoich instalacji grzewczych.

Zużycie energii w Grupie PGNiG w latach 2016-2018

Zużycie energii		2018		2017		2016
		Grupa PGNiG	PGNiG	Grupa PGNiG	PGNiG	Grupa PGNiG
Wytworzonej we własnym zakresie z surowców nieodnawialnych	Energii elektrycznej [GWh]	837	1	894	74	838
	Ciepła [MJ]	3 974 234 394	3 494 348 115	4 890 062 269	4 478 730 220	3 961 884 022
	Pary [MJ]	4 652 289	285 289	43 096 683	37 480 683	38 745 305
	Chłodzenia [MJ]	2 180 298	-	2 193 088	-	2 220 960
Wytworzonej we własnym zakresie z surowców odnawialnych	Energii elektrycznej [GWh]	21,9	-	27,0	-	19,2
	Ciepła [MJ]	10 264 389	-	3,5	-	2,9
	Pary [MJ]	-	-	-	-	-
	Chłodzenia [MJ]	-	-	-	-	-
Zakupionej z sieci	Energii elektrycznej [GWh]	16 706	-	4,6	-	2,7

W 2018 r. w większości spółek Grupy PGNiG dominowało zużycie energii wytwarzanej we własnym zakresie na bazie surowców nieodnawialnych. Pozostałe bazują na umowach z firmami energetycznymi. Wielkość zużywanej energii koreluje z rozwojem Grupy Kapitałowej. W ramach Grupy PGNiG wdrażane są rozwiązania proekologiczne, takie jak siłownie ko- i trigeneracyjne, które posiada część spółek, oraz instalacje fotowoltaiczne. Norweska spółka PUN pobiera całość zużywanej energii z bezemisyjnych hydroelektrowni.

Redukcja zużycia energii oraz zmniejszenie zapotrzebowania na energię produktów i usług.

Grupa PGNiG w ramach przyjętego Systemu Zarządzania Energią dąży do redukcji zużycia energii oraz zmniejszenia zapotrzebowania na energię produktów i usług. Ważnym projektem realizowanym w 2018 r., związanym ze wzrostem efektywności energetycznej, była budowa Bloku gazowo-parowego dla Elektrociepłowni Żerań. Realizacja wybranych przedsięwzięć

służących poprawie efektywności w PGNiG skorelowana jest z procesem pozyskiwania świadectw efektywności energetycznej (tzw. „białych certyfikatów”). Przedmiotowe projekty dotyczą między innymi odzyskiwania energii w procesach przemysłowych (Odazotownia w Odolanowie), w tym poprzez instalację lub modernizację układów przetwarzania gazów odpadowych z procesów przemysłowych na energię elektryczną lub ciepło. Oszczędności uzyskane dzięki ich realizacji szacowane są na poziomie ponad 300 tys. MWh rocznie.

Działania spółek z Grupy PGNiG przekładają się także na ogólną poprawę efektywności energetycznej dzięki ograniczeniu zużycia energii przez osoby fizyczne, osoby prawne oraz jednostki organizacyjne nieposiadające osobowości prawnej, m.in. jako skutek poprawy świadomości w zakresie racjonalnego wykorzystania energii, dzięki realizowanym kampaniom edukacyjnym, a także przekazywanym informacjom za pośrednictwem Internetu np. <http://pgnig.pl/dla-domu/poradnik/jak-oszczedzac-energie>.

Ponadto w Grupie PGNiG podjęto prace nad wdrożeniem w spółkach systemów zarządzania energią.

Zużycie wody w Grupie PGNiG w podziale na źródło pochodzenia w latach 2016-2018

Wody (mln m ³)	2018		2017		2016
	Grupa PGNiG	PGNiG	Grupa PGNiG	PGNiG	Grupa PGNiG
powierzchniowe pobierane z ujęć własnych	158,3	-	156,2	-	159,5
podziemne pobierane z ujęć własnych	0,3	0,3	0,3	0,2	0,3
gromadzone z opadów	-	-	-	-	-
kupowane z sieci wodociągowej, ujęć wód powierzchniowych i podziemnych	2,0	0,1	1,6	0,1	1,7

Zużycie wody w danym roku uzależnione jest od ilości realizowanych prac poszukiwawczych, inwestycyjnych, a także potrzeb spółek związanych z energetyką. Aby nie pogorszyć jakościowego i ilościowego zasobu jednolitych części wód w obrębie prowadzonej dzia-

łalności, dokonujemy oceny wpływu na jednolite części wód powierzchniowych i podziemnych oraz podejmujemy działania związane z monitoringiem i ochroną wód. W 2018 r. nastąpił nieznaczny wzrost zużycia wody.



Bezpośrednia emisja CO₂ z instalacji Grupy PGNiG uczestniczących w EU ETS w latach 2017-2018

Nazwa instalacji EU ETS	numer KPRU	2018			2017		
		Przydział emisji [tys. Mg]	Emisja 2018 [tys. Mg]	Pozostało/ (Brakuje) [tys. Mg]	Przydział emisji [tys. Mg]	Emisja 2017 [tys. Mg]	Pozostało/ (Brakuje) [tys. Mg]
KPMG Mogilno	PL-0898-08	4,3	10,4	(6,1)	5,1	14,0	(8,9)
Odolanów I (kotłownia)	0562-05	15,3	28,2	(12,9)	18,1	30,9	(12,8)
Odolanów II (tłocznia)	0950-08	-	-	0,0	-	-	-
KRNiGZ Lubiatów OC	PL-1070-13	40,8	61,8	(21,0)	41,6	55,4	(13,85)
PMG Wierzchowice	PL-1072-13	0,0	54,7	(54,7)	-	42,6	(42,6)
KPMG Kosakowo	PL-1076-13	3,5	4,3	(0,8)	-	2,9	(2,9)
KRNiGZ Dębno OC	PL-0563-05	25,3	32,6	(7,3)	25,8	29,7	(3,9)
EC Pruszków	PL-0026-05	32,4	127,7	(95,3)	37,7	133,4	(95,7)
EC Siekierki	PL-0027-05	959,5	3 127,6	(2 168,1)	1 059,3	3 047,2	(1 987,9)
EC Żerań	PL-0028-05	703,5	2 224,9	(1 521,4)	782,8	2 339,0	(1 556,2)
EC Kawęczyn	PL-0124-05	31,4	94	(62,6)	37,1	95,7	(58,6)
Ciepłownia Wola	PL-0125-05	2,4	4,4	(2,0)	0,7	8,6	(7,9)
CM Racibórz	0297-05	13,1	47,4	(34,3)	17,5	50,0	(32,5)
CM Wodzisław Śląski	0298-05	8,5	33,95	(25,4)	11,7	34,7	(23,0)
CM Żory	0299-05	10,5	35,16	(24,6)	13,6	34,6	(21,0)
PTEP SA EC „Moszczenica”	0083-05	41,5	66,5	(25,0)	49,7	77,3	(27,6)
PTEP SA EC „Zofiówka”	0084-05	176,4	216,01	(39,6)	147,1	235,2	(88,1)
PTEP SA EC „Pniówek”	0085-05	26,7	80,02	(53,4)	30,5	77,4	(46,9)
PTEP SA EC „Suszec”	0086-05	11,2	35	(23,8)	12,4	34,7	(22,3)
Razem		2 106,2	6 284,7	(4 180,8)	2 290,7	6 343,3	(4 052,5)

W systemie EU ETS funkcjonuje obecnie 18 instalacji Grupy PGNiG. W 2018 r. wielkość emisji dwutlenku węgla wyniosła 6 284 707 Mg i uległa nieznacznemu (o 1 %) spadkowi w stosunku do lat ubiegłych. Z uwagi na tendencje do rokrocznego zmniejszania wysokości darmowych przydziałów uprawnień do emisji CO₂ istnieje konieczność ich dodatkowego zakupu.

Redukcja emisji gazów cieplarnianych

Grupa systematycznie ogranicza ilość zanieczyszczeń, które są generowane z transportu,

procesów spalania w źródłach ciepła, przeładunku paliw oraz procesów technologicznych (spalanie gazów na pochodniach, upusty gazu, emisje pochodzące z tłocznii i sprężarek). Metody obniżania emisji zanieczyszczeń do powietrza polegają m.in. na wykorzystaniu gazu jako paliwa o niskiej emisji zanieczyszczeń, monitoringu zużycia paliw, obniżaniu energochłonności procesów technologicznych oraz modernizacji lub wymianie źródeł ciepła wykorzystywanych na własne potrzeby.

Emisje tlenków azotu, tlenków siarki, inne znaczące emisje do powietrza

Działalność w zakresie poszukiwania i eksploatacji złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, dystrybucji gazu oraz prac modernizacyjno-remontowych i serwisowych Grupy PGNiG generuje zanieczyszczenia do powietrza takie jak gazy (SO₂, NO_x, CO, CO₂, CH₄), pyły, węglowodory, aldehydy, alkohole, kwasy, metale ciężkie, pierwiastki metaliczne i niemetaliczne. Zmniejszenie emisji metanu w roku 2018 r/r wynika z podejmowanych na bieżąco działań mających na celu identyfikację i eliminację możliwych źródeł wycieków gazu.

W 2018 r. emisje innych od CO i CO₂ związków emitowanych do powietrza mają w głównej mierze tendencje malejące, które są efektem stosowania nowocześniejszych technologii spalania węgla.

Realizacja projektu Geo-Metan

zakłada redukcję emisji CH₄ do atmosfery. Ideą projektu jest wydobycie metanu przed eksploatacją węgla kamiennego, co w efekcie końcowym ma wpłynąć na mniejszą emisję metanu podczas wydobycia węgla kamiennego. Dodatkowo metan może być skutecznie wykorzystywany przez PGNiG i stanowić jedno z niekonwencjonalnych źródeł gazu ziemnego.

Substancje zanieczyszczające emitowane do powietrza przez Grupę PGNiG w latach 2016-2018

Emisje gazów, pyłów i substancji (Mg)	2018		2017		2016
	Grupa PGNiG	PGNiG	Grupa PGNiG	PGNiG	Grupa PGNiG
CO ₂	6 557 509	377 573	6 577 924	338 122	6 411 274
CO ₂ spalanie biomasa	227 901	-	293 710	-	240 323
CH ₄	12 693	10 437	14 424	9 586	18 911
SO ₂	10 757	1 733	12 452	1 725	14 152
NO _x /NO ₂	6 339	445	6 377	355	6 782
CO	2 094	316	2 216	361	2 100
Razem pyły	672	4	786	2	1 099
Razem węglowodory	261	193	260	198	264
H ₂ S	0,2	0,2	-	-	-
Razem	6 818 226	390 701	6 908 149	350 349	6 694 905

Całkowita ilość ścieków wg jakości i docelowego miejsca przeznaczenia w latach 2016-2018

Ścieki	2018		2017		2016
	Grupa PGNiG	PGNiG	Grupa PGNiG	PGNiG	Grupa PGNiG
Bytowe [m ³]	361 021	268	348 342	262	276 655
Komunalne [m ³]	116 844	89 200	108 113	90 955	104 183
Przemysłowe [m ³]	6 448 565	10 879	6 652 290	15 248	6 311 583
Wody opadowe i roztopowe [m ³]	1 381 540	320 007	1 497 638	288 197	1 209 936
Inne [m ³]	151 742 533	-	149 839 142	-	154 527 215



Stosowane standardy, metodologie i założenia

Ścieki wytwarzane przez jednostki Grupy PGNiG są odprowadzane do sieci kanalizacyjnej, do wód powierzchniowych lub do ziemi, na podstawie pozyskanych pozwoleń wodno-prawnych. Ścieki bytowe i przemysłowe odprowadzane są do kanalizacji. Wody opadowe z terenu zakładów i dróg dojazdowych wprowadzane są do kanalizacji miejskiej, jak również do wód powierzchniowych i do ziemi. Duży udział w ilości wytwarzanych ścieków mają spółki Grupy Kapitałowej PGNiG TERMIKA, które wykorzystują wodę do celów chłodniczych.

Woda poddana recyklingowi i powtórnie wykorzystana

W PGNiG TERMIKA największy strumień wykorzystywanej wody stanowi woda stosowana do chłodzenia urządzeń produkcyjnych. W Elektrociepłowni Siekierki i Elektrociepłowni Żerań stosowany jest tzw. otwarty układ chłodzenia: pobierana woda po odebraniu ciepła, jest z powrotem odprowadzana do rzeki. Strumień odprowadzany do rzeki zwany wodami pochłodniczymi, klasyfikowany jest zgodnie z Ustawą Prawo wodne jako ścieki. Warto jednak zauważyć, że jedynym „zanieczyszczeniem” wód pochłodniczych jest dodany ładunek cieplny.

W Elektrociepłowni Siekierki woda do celów chłodzenia pobierana jest z Wisły i odprowadzana także do Wisły. W Elektrociepłowni Żerań wodę można pobierać z Wisły lub z Kanału Żerańskiego, a wody pochłodnicze odprowadzane są do Kanału Żerańskiego.

Ilość wody użytej do chłodzenia i ponownie odprowadzonej do zbiorników wodnych w 2018 r. w m³

Woda użyta do chłodzenia	2018
Elektrociepłownia Siekierki	132 467 701
Elektrociepłownia Żerań	19 238 912

Poza procesem chłodzenia, elektrociepłownie wykorzystują bezzwrotnie wodę do uzupełnienia sieci cieplnej oraz do uzupełnienia obiegu parowego. Nie jest to jednak, jak w przypadku chłodzenia, woda surowa. Woda do uzupełnienia zarówno obiegu ciepłowniczego jak i obiegu parowego musi osiągnąć odpowiednie parametry i jest w tym celu przygotowywana w stacjach przygotowywania wody. Powstałe w tym procesie ścieki są oczyszczane w zakładowych oczyszczalniach ścieków przemysłowych.

Natomiast Exalo Drilling SA wykorzystuje wodę pochodzącą z recyklingu w procesie tworzenia otworów wiertniczych. Woda jako surowiec używana jest do produkcji głównych produktów i usług spółki Exalo Drilling.



Płuczka,

czyli ciecz stosowana podczas tworzenia otworów wiertniczych. W trakcie wiercenia otworu płuczka oczyszcza jego dno i wynosi na powierzchnię tzw. zwiercinę, chłodzi też świder i oczyszcza go ze zwiercin. Po użyciu płuczka jest transportowana do specjalnych punktów i tam przetwarzana do ponownego użycia, ewentualnie utylizowana w przypadku, gdy recykling jest niemożliwy.

Potencjał odzyskiwania i ponownego wykorzystania wody w produkcji głównych produktów i usług spółki Exalo Drilling

Woda wykorzystana i odzyskana	2018
Szacowana ilość wody zużyta na projektach	12 903 m ³
Ilość wody odzyskanej w procesie technologicznym flokulacja lub ponowne użycie płuczki	2 415 m ³
Procentowy odzysk wody w stosunku rocznym	18,71 %
Średni procentowy odzysk na projekt w stosunku rocznym	7,1 %
Średni procentowy odzysk wody na projektach	od 5,3 % do 45,2 %

Wycieki

W 2018 r. zanotowano 18 wycieków do środowiska. Wśród nich jeden wyciek oleju napędowego z cysterny oraz dwa wycieki oleju hydraulicznego, o łącznej ilości 330 litrów. Kolejnych 15 wycieków związanych było z nieuszczelnością sieci.

Odpady wg rodzaju i metody utylizacji

W działalności związanej z eksploatacją ropy naftowej i gazu ziemnego nie da się uniknąć wytwarzania odpadów niebezpiecznych i innych niż niebezpieczne. Jednak dzięki wprowadzeniu nowych technologii, a także

zastosowaniu ekologicznych materiałów i wyrobów, ilość wytwarzanych odpadów można minimalizować. Prowadząc gospodarkę odpadami dąży się także do ich ponownego wykorzystania. W pierwszej kolejności następuje selektywna segregacja odpadów, a następnie odzysk pozwalający na uzyskanie gotowych surowców wtórnych. Odpady niebezpieczne, które muszą być poddane unieszkodliwieniu, są przekazywane do uprawnionych odbiorców celem ich utylizacji. PGNiG nie posiada uprawnień do ich transportu. Ilość wytworzonych odpadów w danym okresie jest uzależniona od prac poszukiwawczo-eksploatacyjnych oraz rodzajów prowadzonych inwestycji i prac modernizacyjnych w spółkach.

Odbiorcy odpadów są weryfikowani pod względem spełnienia wymogów prawnych w zakresie posiadanych uprawnień do dalszego gospodarowania odpadami, przy czym priorytetem jest racjonalne wykorzystanie zasobów naturalnych i zapewnienie zrównoważonej gospodarki odpadami.

W przypadku odpadów komunalnych, zgodnie z obowiązującymi przepisami, odpady odbierane są przez gminy, lub na podstawie umów zawartych z podmiotami posiadającym

wpis do rejestru działalności regulowanej, bądź też będącymi gminną jednostką organizacyjną.

W 2018 r. wszystkie spółki Grupy PGNiG raportowały spadek ilości wytwarzanych odpadów, głównie dzięki wprowadzeniu nowych technologii, a także stosowaniu ekologicznych materiałów i wyrobów. Spółki Grupy PGNiG wdrażają także programy podnoszenia świadomości w zakresie segregacji odpadów. Pozostałe odpady są oddawane do recyklingu wyspecjalizowanym firmom zewnętrznym.

Sposób zagospodarowania odpadów w Grupie PGNiG w latach 2016-2018

Odpady pozostałe z wyłączeniem odpadów komunalnych	Poddane odzyskowi		Unieszkodliwiane [Mg]	Składowane [Mg]	
	Recykling [Mg]	Inne procesy odzysku [Mg]			
2018					
Odpady niebezpieczne	Grupa PGNiG	417,8	809,3	757,5	8,8
	PGNiG	70,2	65,7	604,8	8,8
Inne niż niebezpieczne	Grupa PGNiG	516 823,3	2 951,9	3 194,2	177,3
	PGNiG	1 042,4	18,1	2 856,5	171,4
2017					
Odpady niebezpieczne	Grupa PGNiG	282,0	468,7	4 510,6	-
	PGNiG	39,6	402,5	3 020,8	-
Inne niż niebezpieczne	Grupa PGNiG	572 134,6	3 286,9	1 235,7	22,6
	PGNiG	1 139,7	2 961,0	937,4	-
2016					
Odpady niebezpieczne	Grupa PGNiG	1 646,2	690,9	584,1	49,0
	PGNiG	1 061,9	15,2	521,4	49,0
Inne niż niebezpieczne	Grupa PGNiG	565 664,6	5 615,1	1 905,4	389,7
	PGNiG	4 998,3	7,8	1 763,6	353,4



Sposób zagospodarowania odpadów wydobywczych w latach 2016-2018

Odpady wydobywcze	Składowane w obiektach unieszkodliwiania [Mg]	Odzyskiwane [Mg]	Unieszkodliwiane [Mg]	Wykorzystywane powtórnie [Mg]	Magazynowane [Mg]	Składowane w górotworze [Mg]
2018						
Odpady niebezpieczne	Grupa PGNiG	-	1 189,19	1 134,23	-	-
	PGNiG	-	1 189,19	499,32	-	-
Inne niż niebezpieczne	Grupa PGNiG	1 884,58	66 786,92	7 827,23	-	120,91
	PGNiG	-	54 575,68	7 796,03	-	120,91
2017						
Odpady niebezpieczne	Grupa PGNiG	-	1 314,1	77,2	-	-
	PGNiG	-	1 314,1	77,2	-	-
Inne niż niebezpieczne	Grupa PGNiG	-	92 131,3	9 527,6	-	53,6
	PGNiG	-	47 361,4	9 511,6	-	53,6
2016						
Odpady niebezpieczne	Grupa PGNiG	-	1 459,6	98,0	-	-
	PGNiG	-	1 459,6	-	-	-
Inne niż niebezpieczne	Grupa PGNiG	-	67 750,1	189,7	-	28 371,8
	PGNiG	-	58 710,9	-	-	28 371,8

Nakłady finansowe na inwestycje środowiskowe w Grupie PGNiG w latach 2016-2018

	2018	2017	2016
nakłady na inwestycje środowiskowe (w tym modernizacje i remonty) (w mln zł)	1 328,8	1 003,5	139,5
w tym PGNiG	1,5	3,9	3,5

Wysokość nakładów na inwestycje środowiskowe w Grupie PGNiG w 2018 r. wzrosła w stosunku do poprzedniego roku. W tym okresie modernizowano kotłownię oraz przeprowadzono termomodernizację budynków, co bezpośrednio wpływa na ochronę powietrza atmosferycznego. Ponożono też koszty związane z ochroną wód oraz gospodarką odpadami.

Spółki Grupy PGNiG TERMIKA zaplanowały nakłady na inwestycje środowiskowe w latach 2019-2021 w związku z wejściem w życie zaostrzonych wymogów środowiskowych wynikających z Konkluzji BAT w wysokości 1 445,6 mln zł. Większość nakładów stano-

wiąż plany budowy nowych jednostek wytwórczych (blok parowo – gazowy i dwie kotłownie szczytowe gazowe w EC Żerań oraz budowa nowych źródeł w EC Pruszków), które zastąpią źródła wyeksploatowane i niespełniające wymogów BAT. Planowane inwestycje dotyczące źródeł istniejących stanowią przede wszystkim budowę urządzeń ograniczających emisję zanieczyszczeń (odazotowanie, odsiarczenie oraz odpylanie) do poziomów wymaganych w BAT.

Strategia



Misja i wizja



Wyzwania



Zobacz również:
www.pgnig.pl/misja-i-strategia

Strategia Grupy Kapitałowej PGNiG na lata 2017–2022 z perspektywą do 2026 r. zakłada osiągnięcie celu nadrzędnego, jakim jest wzrost wartości Grupy PGNiG oraz zapewnienie stabilności finansowej. Osiągnięcie tego

celu wymaga budowy silnej pozycji konkurencyjnej Grupy PGNiG przy jednoczesnym zapewnieniu rozwoju rynku gazu w Polsce oraz dalszej gazyfikacji kraju.

Działalność Grupy PGNiG jest silnie związana z wpływającymi na nią czynnikami zewnętrznymi, które jednocześnie stanowią dla Grupy wyzwania, a są nimi m.in.:

w Chinach. Zwiększająca się podaż surowca wpłynęła natomiast na zmniejszenie się różnic w cenach LNG pomiędzy regionem północnego Atlantyku i rynkiem Dalekiego Wschodu. Ceny w Azji nadal jednak pozostają na relatywnie wyższym poziomie, odzwierciedlając dodatkowe koszty frachtu, które należałoby ponieść w przypadku skierowania ładunku LNG do Azji. Uczestnictwo PGNiG SA w globalnym rynku LNG umożliwi optymalizację długoterminowego portfela gazu, jak również pozwoli na uzupełnienie dostaw gazu do Polski w krótkim terminie w sytuacji wystąpienia dodatkowego popytu lub okazji cenowych (optymalizacja dostaw gazu z innych kierunków).

Misja

Jesteśmy zaufanym dostawcą energii dla domu i biznesu

Zaufany: nasi klienci polegają na wysokiej jakości i wiarygodności świadczonych usług

Dostawca energii: kompleksowo zaspokajamy potrzeby energetyczne klientów (gaz + prąd + ciepło + inne usługi)

Dom i biznes: dbamy i cenimy wszystkich naszych klientów – gospodarstwa domowe, firmy i instytucje

Wizja

Odpowiedzialnie i efektywnie dostarczamy innowacyjne rozwiązania energetyczne

Odpowiedzialnie: działamy przejrzysto w oparciu o zasadę odpowiedzialności społecznej

Dostawca energii: jesteśmy zoptymalizowani procesowo i kosztowo

Innowacyjne rozwiązania: jesteśmy liderem innowacyjności w branży energetycznej

Cel nadrzędny

Wzrost wartości Grupy PGNiG oraz zapewnienie stabilności finansowej

Wzrost wartości: naszą nadrzędną aspiracją jest kreowanie wartości dodanej dla naszych akcjonariuszy i klientów

Stabilność finansowa: dążymy do zapewnienia długoterminowej stabilności finansowej i wiarygodności kredytowej

1. Zmiany na światowych rynkach paliwowo-energetycznych, w tym spadek cen ropy naftowej, wahania cen gazu ziemnego oraz dynamiczny rozwój rynku LNG

W 2018 r. zmianom na krajowym rynku gazu towarzyszył wzrost cen gazu na rynkach europejskich. Ponadto od kilku lat słabnie korelacja rynkowych cen gazu i cen produktów ropopochodnych. Istotne implikacje dla Grupy PGNiG powodują spadki cen ropy naftowej w ostatnich miesiącach 2018 r., co z jednej strony obniży koszt pozyskania gazu w ramach kontraktów długoterminowych i zwiększy atrakcyjność importu. Z drugiej strony wpłynie również na niższą ekonomikę zagranicznych projektów upstream z większym udziałem ropy w strukturze zasobów, a w konsekwencji niższą wycenę zagranicznego segmentu Poszukiwanie i Wydobycie.

Ponadto w ostatnich latach następuje intensywny rozwój infrastruktury LNG na świecie, zarówno służącej zwiększeniu mocy eksportowych (terminale skraplające, w szczególności w Ameryce Północnej i Australii), jak i importowych. Wcześniejsze przewidywania co do istotnej nadpodaży LNG na rynku nie sprawdziły się w związku z silnym wzrostem popytu na LNG w krajach azjatyckich, głównie

2. Konieczność zmiany struktury portfela zakupu gazu z importu

Portfel pozyskania gazu Grupy PGNiG umożliwia pokrycie całego zapotrzebowania na gaz klientów Grupy PGNiG i składa się w dominującej części z długoterminowych kontraktów importowych (kontrakt jamalski i katarski). W 2018 r. kontynuowano strategię dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z importu, zwiększając udział dostaw z zachodu i południa (opartych o rynkowe ceny gazu w poszczególnych hubach gazowych) oraz LNG (dostawy spot oraz nowe kontrakty długoterminowe na dostawy LNG ze Stanów Zjednoczonych), zmniejszając udział dostaw z kierunku wschodniego w portfelu importowym.

Z uwagi na wygasający po 2022 r. kontrakt jamalski, Grupa PGNiG aktywnie poszukuje alternatywnych źródeł dostaw gazu ziemnego do Polski, w tym m.in. z kierunku północnego za pośrednictwem planowanego gazociągu Baltic Pipe. Celem Spółki jest także optymalne wykorzystanie terminala LNG w Świnoujściu, w związku z czym PGNiG w 2018 r. powiększył swój portfel LNG o nowe umowy z partnerami amerykańskimi na dostawy gazu do Polski po 2022 r.

3. Zmiany polityk i regulacji prawnych

Otoczenie regulacyjne, w którym działa Grupa PGNiG, podlega cyklicznym, istotnym zmianom, w szczególności w obszarach opodatkowania wydobycia węglowodorów, realizowania obliwa giełdowego oraz niepewności dotyczącej modelu wsparcia kogeneracji gazowej, co może wpłynąć na obniżenie przychodów poszczególnych segmentów działalności Grupy PGNiG.

Strategia Grupy PGNiG na lata 2017-2022

Z uwagi na zmiany w otoczeniu zewnętrznym i wewnętrznym Grupa PGNiG opracowała Strategię Grupy PGNiG na lata 2017-2022 z perspektywą do 2026 r., którą Rada Nadzorcza PGNiG przyjęła 13 marca 2017 r.

Wśród uwarunkowań zewnętrznych najistotniejszymi są zmiany w otoczeniu makroekonomicznym (m.in. spadek cen ropy i gazu ziemnego), istotne przyspieszenie rozwoju konkurencji na rynku gazu ziemnego w Polsce, potrzeba dywersyfikacji kierunków dostaw gazu z importu po 2022 r. oraz zmiana otoczenia regulacyjnego (stopniowe znoszenie taryf, brak przewidywalności wsparcia energetyki po 2018 r.). W wyniku przeprowadzonych analiz zaktualizowano kluczowe założenia makroekonomiczne, będące podstawą opracowania dalszych założeń strategicznych, w tym dotyczących cen gazu ziemnego, ropy naftowej i energii elektrycznej. Opracowano nowe cele strategiczne i wynikające z nich ambicje strategiczne Grupy do 2022 r.

Z punktu widzenia uwarunkowań wewnętrznych, istotną zmianą towarzyszącą przyjęciu Strategii jest wdrożenie w Grupie PGNiG metodyki zrównoważonego zarządzania strategicznego, tzw. Balanced Scorecard, pozwalające na zrównoważenie celów finansowych, operacyjnych i rozwojowych w oparciu o 4 kluczowe perspektywy: finanse, klienci, procesy oraz zasoby i rozwój. Efektem zastosowania

wanego podejścia jest zmiana sposobu definiowania podstawowych założeń strategicznych, który polega na wyznaczeniu celów i aspiracji na poziomie całej Grupy PGNiG, a następnie ich kaskadowaniu na kluczowe obszary działalności Grupy.

Priorytetem Grupy jest zrównoważony rozwój organizacji poprzez inwestowanie w obszary działalności, cechujące się relatywnie wysoką stopą zwrotu w stosunku do ryzyka inwestycyjnego (np. upstream) przy jednoczesnym zaangażowaniu w obszary regulowane, cechujące się znacznym bezpieczeństwem inwestycyjnym (dystrybucja gazu oraz elektroenergetyka i ciepłownictwo).

Grupa PGNiG stoi w obliczu ambitnego programu inwestycyjnego, który stanowić ma fundamenty dla długoterminowego i stabilnego wzrostu wartości.



Cele i aspiracje na lata 2017-2022

Aspiracje w kluczowych obszarach działalności

Strategia Grupy PGNiG określa 7 strategicznych obszarów działalności Grupy oraz definiuje dla nich cele i aspiracje na lata 2017-2022, które obejmują:



Poszukiwanie i Wydobycie
Wzrost bazy zasobów i poziomu wydobycia węglowodorów

zwiększenie bazy udokumentowanych zasobów o ok. 35%, zwiększenie poziomu wydobycia węglowodorów o ok. 41%, istotne obniżenie jednostkowych kosztów poszukiwań i rozpoznania złóż, a także utrzymanie jednostkowych kosztów zagospodarowania złóż i wydobycia węglowodorów;



Obrót hurtowy
Zdywersyfikowany i konkurencyjny portfel dostaw gazu ziemnego

budowa zdywersyfikowanego i konkurencyjnego portfela dostaw gazu ziemnego po 2022 r.;



Obrót detaliczny
Utrzymanie pozycji rynkowej i maksymalizacja marży

maksymalizacja marży w obrocie detalicznym przy utrzymaniu łącznego wolumenu sprzedaży gazu ziemnego na rynku detalicznym na poziomie ok. 67-69 TWh rocznie;



Magazynowanie
Zabezpieczenie dostępu do pojemności magazynowych

zabezpieczenie docelowych dostępnych pojemności magazynowych dostosowanych do popytu oraz poprawa efektywności obszaru magazynowania;



Dystrybucja
Przyspieszenie gazyfikacji kraju

budowa łącznie ponad 300 tys. nowych przyłączy gazowych oraz zwiększenie wolumenu dystrybucji gazu o ok. 16%;



Energetyka i ciepłownictwo
Wzrost wolumenu produkcji energii

zwiększenie wolumenu sprzedaży ciepła i energii elektrycznej o ok. 20%;



Centrum korporacyjne
Efektywny model operacyjny, rozwój B+R+I oraz CSR

zwiększenie zaangażowania oraz efektywności w realizacji projektów badawczo-rozwojowych oraz innowacyjnych (łącznie planowane wydatki na ten obszar przewidziano na poziomie ok. 680 mln zł), poprawę efektywności operacyjnej Grupy PGNiG oraz budowę wizerunku Grupy.



Cele i aspiracje Grupy PGNiG na lata 2017-2022 w perspektywach strategii

Perspektywa strategii	Cele strategiczne Grupy PGNiG	Aspiracje strategiczne 2017-2022
Finanse	Wzrost wartości Grupy PGNiG oraz zapewnienie stabilności finansowej	33,7 mld zł skumulowanego wyniku EBITDA
Klient	Rozwój działalności obrotu gazem i energią elektryczną	Skumulowany wolumen sprzedaży gazu ziemnego na rynku hurtowym w kraju i za granicą: 1000 TWh Skumulowany wolumen sprzedaży detalicznej gazu ziemnego i energii elektrycznej: 410 TWh
Procesy	Poprawa efektywności procesów przyłączania nowych odbiorców	Łącznie ponad 300 tys. nowych klientów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PSG
Zasoby i rozwój	Wzrost bazy zasobów węglowodorów Wzrost potencjału wydobywczego węglowodorów Zdywersyfikowany portfel dostaw gazu ziemnego	Wzrost bazy udokumentowanych zasobów węglowodorów o 35% Wzrost łącznego poziomu wydobycia węglowodorów o 41% Dywersyfikacja kierunków dostaw gazu



Więcej o EBITDA na str. 193 w słowniku pojęć

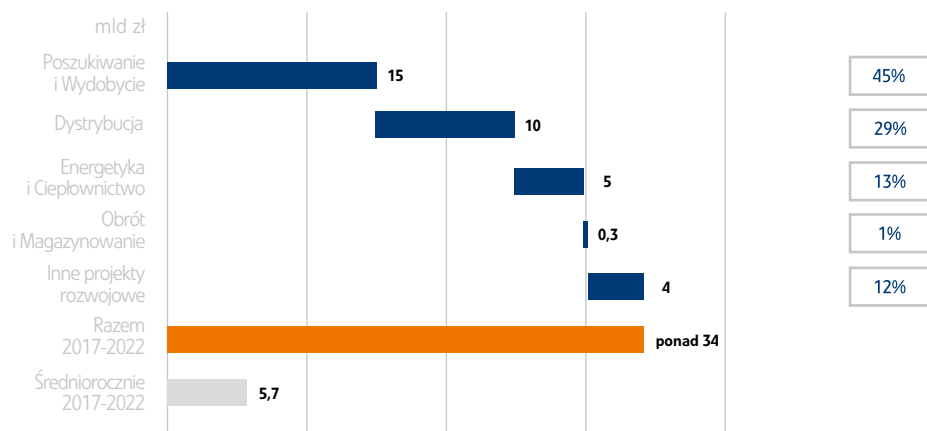
Inwestycje w latach 2017-2022

Założono, że na inwestycje zostanie przeznaczonych łącznie ponad 34 mld zł w latach 2017-2022. Średnioroczne nakłady inwestycyjne w latach 2017-2022 kształtować się będą na poziomie ok. 5,7 mld zł:

- blisko połowa nakładów inwestycyjnych (45%) dotyczyć będzie obszaru poszukiwania i wydobycia węglowodorów;
- prawie 30% nakładów zostanie przeznaczonych na rozwój działalności dystrybucyjnej;

- ok. 13% nakładów związanych będzie z obszarami elektroenergetyki i ciepłownictwa;
- dodatkowo ok. 12% nakładów zostanie przeznaczonych na inne, selektywnie wybierane projekty rozwojowe, cechujące się atrakcyjną stopą zwrotu m.in. w obszarach dystrybucji, obrotu, elektroenergetyki i ciepłownictwa.

Planowane nakłady inwestycyjne w latach 2017-2022 w podziale na segmenty działalności Grupy PGNiG



Program inwestycyjny umożliwi wygenerowanie skumulowanego wyniku EBITDA Grupy na poziomie ok. 33,7 mld zł w latach 2017-2022 i perspektywiczny wzrost wyniku EBITDA Grupy do średniorocznego poziomu ok. 9,2 mld zł w latach 2023-2026. Jednocześnie

poziom zadłużenia netto w relacji do wyniku EBITDA powinien pozostać w całym okresie objętym Strategią na poziomie poniżej 2,0 przy utrzymaniu dotychczasowej polityki dywidendowej, zakładającej wypłatę do 50% skonsolidowanego zysku netto Grupy.



Strategia Zrównoważonego Rozwoju Grupy PGNiG na lata 2017-2022



Działania z zakresu społecznej odpowiedzialności biznesu oraz zrównoważonego rozwoju podejmowane są w oparciu o Strategię zrównoważonego rozwoju Grupy PGNiG na lata 2017-2022 (Strategia CSR), która wspiera i uzupełnia cele biznesowe zdefiniowane w Strategii Grupy na lata 2017-2022.

Świadomość oddziaływania na otoczenie oraz odpowiedzialności za bezpieczeństwo energetyczne są fundamentami Strategii CSR, która korzysta na tym, że kwestie odpowiedzialności społecznej w Grupie są zakorzenione w jej systemie wartości. Poniżej prezentowane są priorytety Strategii CSR.

Bezpieczeństwo energetyczne kraju

Działalność biznesowa Grupy PGNiG wpływa bezpośrednio na bezpieczeństwo energetyczne kraju, co z perspektywy zrównoważonego rozwoju znajduje odzwierciedlenie w celu, jakim jest zapewnienie klientom dostępu do gazu ziemnego, energii elektrycznej i ciepła, w oparciu o zdywersyfikowane źródła i kierunki dostaw gazu ziemnego. Cel ten jest rozumiany jako ciągłe dążenie Grupy PGNiG do rozwoju wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej, a także magazynowania gazu i zapewnienia zdywersyfikowanych źródeł dostaw dla klientów. W tym kontekście, znaczenia nabierają kluczowe projekty biznesowe związane z poszukiwaniem i wydobyciem oraz

pozyskiwaniem gazu, dywersyfikacją źródeł i kierunków dostaw gazu ziemnego jak również bieżąca produkcja ciepła i energii elektrycznej realizowana przez spółki z Grupy.

Środowisko i jego ochrona

Działalność gospodarcza wykonywana przez spółki Grupy PGNiG wiąże się z oddziaływaniem na środowisko. Mając na uwadze współczesne wyzwania ochrony środowiska, związane z wyczerpywaniem się zasobów naturalnych oraz możliwym zanieczyszczeniem poszczególnych elementów środowiska, PGNiG podejmuje wysiłek w kierunku minimalizacji negatywnego wpływu. Wsparciem w realizacji tych zamierzeń jest opracowywanie standardów technicznych dla realizacji prac w oparciu o obowiązujące wymagania prawne, jak i dobre praktyki przemysłu, prewencja w ramach poszukiwań i wydobycia złóż, analiza ryzyk środowiskowych, monitoring wpływu działalności na środowisko. PGNiG stosuje także technologie redukujące wpływ negatywnego oddziaływania na środowisko oraz utrzymuje systemy zarządzania, w ramach których realizuje cele i zadania środowiskowe, dążąc do zwiększenia efektywności środowiskowej.

Wyzwaniem w tym obszarze jest również ścisła współpraca i kontrola przestrzegania stawianych wymagań środowiskowych wykonawcom prac, współpraca z organami

administracji państwowej, samorządami i lokalną społecznością. Dodatkowo trwają działania mające na celu podniesienie efektywności energetycznej, takie jak wdrożenie i utrzymanie systemu zarządzania energią.

Spolecność lokalna

Charakter, skala działalności i obecność infrastruktury służącej poszukiwaniu, wydobyciu, magazynowaniu oraz dystrybucji węglowodorów w życiu społeczności lokalnych powoduje, że Grupa PGNiG z dużym zaangażowaniem podchodzi do kwestii budowania partnerskich relacji z przedstawicielami społeczności lokalnej, administracją oraz dostawcami i wykonawcami na rzecz realizacji wspólnych celów. Grupa PGNiG kreuje możliwości współpracy oraz buduje zrozumienie dla wzajemnych relacji i współzależności z poszczególnymi grupami interesariuszy.

Satysfakcja klienta i rozwój oferty

Troska o klienta i jego satysfakcję jest jednym z głównych kierunków działań podejmowanych przez spółki z Grupy PGNiG. Utrzymanie dotychczasowych klientów oraz ich satysfakcja ze współpracy oraz pozyskanie nowych klientów jest możliwe poprzez realizację szeregu przedsięwzięć wiążących się z profesjonalną i przyjazną obsługą klienta oraz z dostosowaniem oferty do zróżnicowanych potrzeb. Planowane inicjatywy w ramach niniejszego kierunku strategicznego są związane również z budowaniem transparentnej i wiarygodnej marki.

Troska o bezpieczeństwo, stabilność i rozwój pracowników

Strategia CSR Grupy PGNiG wspiera wszystkie inicjatywy nastawione na pracowników, którzy są kluczowym fundamentem, stanowiącym o wartości firmy i skuteczności jej rozwoju.

Przyczyniają się one do budowania kultury zaangażowania pracowników w pracę i rozwój organizacji. Jednym z kluczowych działań w zakresie troski o pracowników są kwestie związane z bezpieczeństwem i higieną pracy, relacjami pracowniczymi, poprawą komunikacji wewnątrz Grupy czy wzmocnieniem kompetencji specjalistów i kadry menedżerskiej.

Innowacje dla rozwoju

Grupa PGNiG poszukuje nowych technologicznych rozwiązań oraz wspiera pracę i rozwój innowatorów. Inwestycje w innowacje i nowoczesne rozwiązania zwiększają efektywność działań, przyczyniają się do wzrostu potencjału biznesowego Grupy PGNiG oraz pomagają zminimalizować negatywny wpływ działalności Grupy na otoczenie. Impulsem wzrostu organizacji mogą stać się innowacje oparte na fundamencie stworzonym na bazie wiedzy, edukacji oraz działalności badawczo-rozwojowej. Wśród priorytetów Grupy PGNiG jest rozwój współpracy ze światem nauki, a także wsparcie i inicjowanie rozwoju start-upów oraz małych i średnich przedsiębiorstw.

System wartości jako podstawa działania

Jako odpowiedzialna organizacja PGNiG stawia sobie za cel utrzymywanie standardów etycznych oraz świadome posługiwanie się nimi w swojej działalności biznesowej. W 2018 r. System zarządzania programem etycznym został przeorganizowany, obecnie reguluje ten obszar Polityka Zgodności w Grupie PGNiG.

Osoby odpowiedzialne za etykę i compliance w spółkach z Grupy PGNiG są pierwszym punktem kontaktu dla pracowników w przypadkach wystąpienia: naruszenia norm etycznych, naruszenia przepisów prawa, zwyczajów przyjętych na rynku, norm branżowych oraz zasad dobrych praktyk rynkowych.

Na poziomie PGNiG za obszar etyki odpowiada Koordynator ds. etyki i compliance w PGNiG, który rozpatruje przekazane mu przez pracowników zgłoszenia o naruszeniu zasad etyki i podejmuje decyzję o samodzielnym rozpoznaniu zgłoszenia lub o jego przekazaniu według właściwości do Komitetu ds. etyki w Grupie PGNiG. Na poziomie Grupy działa Komitet ds. etyki w Grupie PGNiG oraz Pełnomocnik ds. etyki w Grupie PGNiG.

W spółce funkcjonuje Kodeks Etyki, który jest uzupełniany przez inne regulacje wewnętrzne, takie jak Polityka Zgodności w Grupie PGNiG, czy też Polityka Transparentności Menadżerów.

Na Kodeks Etyki PGNiG składa się „Deklaracja wartości” oraz „Kodeks standardów etycznych”. „Deklaracja wartości” to ogólne przedstawienie zasad moralnych, ideałów etycznych, które powinny wzmocnić proces kształtowania etycznego środowiska i wzajemnego zaufania w spółce PGNiG. „Kodeks standardów etycznych” przedstawia konkretne zasady postępowania pracowników PGNiG, wynikające z deklarowanych wartości i zgodne z najlepszą praktyką światową w branży.

Zgodnie z założeniami programu etycznego każdy pracownik PGNiG zobowiązany jest w pełni respektować przedstawione wartości i standardy etyczne w trakcie wykonywania swoich obowiązków służbowych. Kodeks Etyki PGNiG pozostawia poszczególnym spółkom należącym do Grupy PGNiG swobodę dalszego doskonalenia najlepszych praktyk i standardów etycznych w zgodzie ze specyfiką poszczególnych sektorów rynku, warunkami funkcjonowania w różnych krajach, a także z ich dotychczasowym doświadczeniem.

W Grupie PGNiG powołanych jest 11 osób do pełnienia funkcji koordynatora ds. etyki i compliance, których wspiera wspomniany Komitet ds. etyki oraz Pełnomocnik ds. etyki dla całej Grupy PGNiG.

Pełnomocnik ds. etyki w Grupie PGNiG wraz z Koordynatorem ds. etyki i compliance w PGNiG oraz Działem Compliance w PGNiG propagowali wiedzę na temat wewnętrznych regulacji z zakresu etyki w newsletterach i pismach oficjalnych, jak również poprzez artykuły w wewnętrznym periodyku kierowanym do pracowników.

W ramach Grupy PGNiG przeprowadzono szkolenia z regulacji etycznych dla koordynatorów z poszczególnych spółek. Ponadto koordynatorzy w poszczególnych podmiotach organizowali szkolenia dla pracowników, kierowników i dyrektorów. W całej Grupie PGNiG przeszkolono ponad tysiąc pracowników z zakresu etycznego z czego większość to kierownicy lub nowi pracownicy.

W PGNiG nie odnotowano oficjalnych zgłoszeń nadużyć etyki. Podobnie było w większości spółek Grupy posiadających swoich etyków. W Polskiej Spółce Gazownictwa Sp. z o.o., posiadającej najwięcej pracowników w Grupie PGNiG, zarejestrowano w 2018 r. 18 zgłoszeń. Sprawy zgodnie z obowiązującym w spółce Politykami i Kodeksem Etyki były rozpatrywane przez etyków bezpośrednio lub przez powoływane Komisje ds. etyki w zależności od tematu i zakresu zgłoszonych kwestii.

Kwestie praw człowieka a etyka

Do praw człowieka odnoszą się zapisy Kodeksów Etyki oraz obowiązujących w Grupie procedur przeciwdziałania dyskryminacji w zatrudnieniu czy mobbingowi, które bazują między innymi na zasadach Konstytucji Rzeczypospolitej Polskiej:

- równości wobec prawa oraz zakazie dyskryminacji (art. 32 Konstytucji RP);
- równości wobec prawa ze względu na płeć (art. 33);
- wolności wyznania i poglądów (art. 53-54);
- prawie do prywatności (art. 47);
- prawie do ochrony danych osobowych (art. 51).



Cele strategiczne

Obszar	Temat	Cel strategiczny
Rynek	Bezpieczeństwo energetyczne kraju	Zapewnienie klientom dostępu do gazu ziemnego, energii elektrycznej i ciepła, w oparciu o zdywersyfikowane źródła i kierunki dostaw gazu ziemnego.
Otoczenie	Ochrona środowiska	Efektywna dbałość o kwestie środowiskowe we wszystkich obszarach prowadzonej działalności. Poprawa efektywności energetycznej w całym łańcuchu wartości GK PGNiG.
	Kapitał społeczny	Zaangażowanie w rozwój kapitału społecznego oraz intelektualnego w Polsce poprzez otwarcie się na nowe inicjatywy oraz wspieranie projektów pro bono.
	Komunikacja społeczna i dialog przy inwestycjach	Prowadzenie dialogu ze społecznością lokalną zgodnie z najlepszymi standardami wypracowanymi w Grupie PGNiG.
Klient	Satysfakcja klienta	Zwiększenie satysfakcji klientów poprzez poprawę jakości obsługi oraz inwestycje w zaawansowane, cyfrowe rozwiązania i narzędzia komunikacyjne odpowiadające na potrzeby różnych grup klientów.
	Rozwój oferty	Dążenie do zwiększania dostępności produktów i usług m.in. poprzez rozwój infrastruktury na terenach niezgazyfikowanych oraz dostosowanie oferty do najwyższych standardów i potrzeb klientów.
Pracownicy	Solidny pracodawca	Promowanie i wdrażanie wysokich standardów zatrudnienia pracowników poprzez prowadzenie wzorcowej polityki personalnej oraz budowanie przyjaznego miejsca pracy.
	Rozwój pracowników	Rozwój mentoringu oraz prowadzenie proaktywnego działania w celu zapewnienia dostępności wykwalifikowanej kadry.
	Bezpieczeństwo i higiena pracy	Wdrożenie jednolitych standardów zarządzania w obszarze BHP w celu stałego podnoszenia poziomu bezpieczeństwa pracowników, osób przebywających na terenie PGNiG i społeczności lokalnej.
Innowacje	Innowacje dla rozwoju	Aktywne wspieranie rozwoju współpracy z jednostkami naukowo-badawczymi oraz start-upami czy MŚP w celu stałej poprawy efektywności funkcjonowania firmy.
Etyka	System wartości	Pogłębienie wiedzy naszych pracowników w zakresie wartości i zasad etycznych w środowisku pracy. Odpowiedzialne zarządzanie całym łańcuchem wartości w oparciu o transparentne zasady współpracy uwzględniające kryteria społeczne, środowiskowe i prawa człowieka.

Ryzyka w obszarze zrównoważonego rozwoju

Obszar	Ryzyko	Sposób zarządzania ryzykiem w Grupie PGNiG
Bezpieczeństwo energetyczne kraju	Opóźnienie prac poszukiwawczych i wydobywczych	<ul style="list-style-type: none"> Stąły monitoring statusów projektów Podjęcie przez Operatora koncesji niezbędnych działań zaradczych
	Zakłócenia w dostawach gazu	<ul style="list-style-type: none"> Stąły monitoring sytuacji Działania na rzecz realnej dywersyfikacji dostaw ze względu na źródło i kierunek
Środowisko	Negatywny wpływ na środowisko naturalne ze względu na działalność	<ul style="list-style-type: none"> Realizacja Polityki QHSE i systemów zarządzania środowiskowego Szkolenia pracowników w zakresie ochrony środowiska Wdrożenie systemu zarządzania energią
Spółeczeństwo	Ryzyko relacji z lokalnymi społecznościami	<ul style="list-style-type: none"> Bieżąca informacja i edukacja o realizowanych projektach Współpraca z organizacjami pozarządowymi Odpowiadanie na rzeczywiste problemy lokalnych społeczności (programy, projekty, wsparcie lokalnych inicjatyw) Współpraca z władzami samorządowymi Raportowanie do właściwych organów i instytucji odpowiedzialnych za zarządzanie środowiskiem naturalnym
Klient	Ryzyko relacji z klientami	<ul style="list-style-type: none"> Weryfikacja umów pod kątem zgodności z prawem Szkolenie pracowników z zakresu obsługi klienta Przestrzeganie Kodeksu etyki Regulaminy i regulacje określające zasady relacji z klientami Rozwój nowoczesnych kanałów komunikacji z klientami
Pracownicy	Odejścia z pracy osób o wysokich kwalifikacjach	<ul style="list-style-type: none"> Jasne zasady wynagradzania pracowników Stąłe szkolenia pracowników podnoszące ich kwalifikacje Cykliczna ocena pracowników przez przełożonych Ankiety pracownicze/badania opinii System benefitów i dodatków socjalnych dla pracowników
	Ryzyko BHP	<ul style="list-style-type: none"> Szkolenia BHP dla pracowników, w tym z pierwszej pomocy Przestrzeganie obowiązku wstępnych i okresowych badań lekarskich Przestrzeganie wewnętrznych procedur BHP zgodnych z zewnętrznymi regulacjami Przestrzeganie Polityki QHSE Ciągły monitoring proaktywny i reaktywny.
	Ryzyko dialogu społecznego – relacji ze związkami zawodowymi	<ul style="list-style-type: none"> Cykliczne spotkania kadry zarządzającej z przedstawicielami związków System zarządzania programem etycznym Zasady regulacji zobowiązań pracowniczych Umowy społeczne, zakładowe umowy zbiorowe
Etyka	Ryzyko nadużyć (mobbing, molestowanie)	<ul style="list-style-type: none"> Szkolenia dla pracowników i kadry menedżerskiej Polityka zgodności Kodeks etyki z wzorcami postaw Funkcjonowanie etyków w Grupie PGNiG, w tym Pełnomocnika ds. etyki Grupy PGNiG
	Ryzyko korupcji	<ul style="list-style-type: none"> Przestrzeganie zasad Kodeksu Etyki Realizowanie Polityki antykorupcyjnej i prezentowej Szkolenia pracowników z tego zakresu Stąły monitoring i analiza regulacji zewnętrznych, a następnie przygotowanie odpowiednich wewnętrznych
	Ryzyko nieprawidłowości w realizacji zakupów i zamówień publicznych	<ul style="list-style-type: none"> Szkolenia pracowników w obszarze zakupów oraz dotyczące odpowiedzialności uczestników postępowań Wewnętrzne regulacje, m.in. Polityka antykorupcyjna i prezentowa Nadzór dokumentacji zakupowej przez wykwalifikowanych pracowników
	Ryzyko relacji z dostawcami i partnerami biznesowymi	<ul style="list-style-type: none"> Przestrzeganie zasad Kodeksu Etyki i Polityki QHSE Zatrudnianie wykwalifikowanej kadry Zobowiązanie wykonawców i dostawców do przestrzegania wewnętrznych przepisów Grupy PGNiG

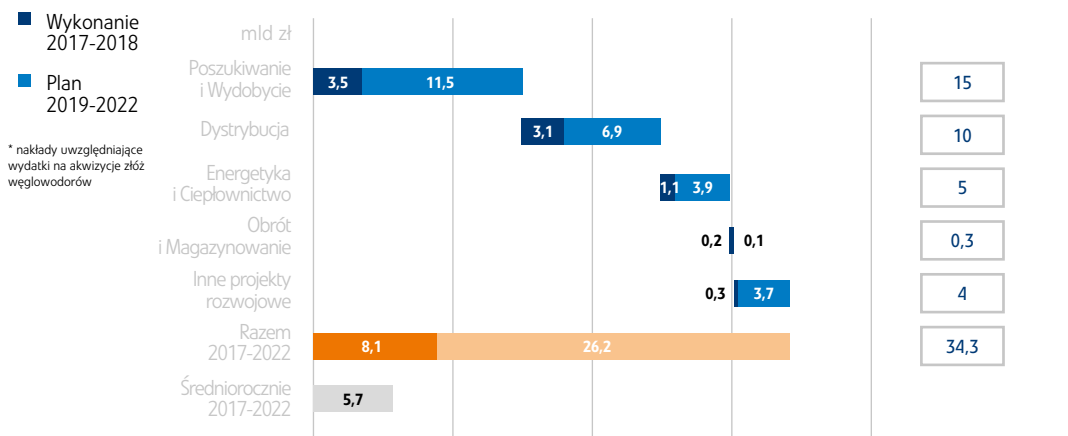
Realizacja strategii w 2018 r.



W okresie pierwszych dwóch lat obowiązywania Strategii Grupy PGNiG na lata 2017-2022 nakłady inwestycyjne poniesione przez Grupę

PGNiG na realizację jej założeń wyniosły łącznie 8,1 mln zł, co stanowi ok. 24% realizacji planu na lata 2017-2022.

Planowane nakłady inwestycyjne w latach 2017-2022 i realizacja planu w latach 2017-2018*



* nakłady uwzględniające wydatki na akwizycję złóż węglowodorów

Poszukiwanie i wydobywanie

Zwiększenie bazy udokumentowanych zasobów węglowodorów

W Polsce, w latach 2017-2022, zakładana jest intensyfikacja poszukiwań złóż węglowodorów, co umożliwi utrzymanie wysokiego poziomu nowych odkryć. W 2016 r. nastąpił przełom w efektywności prac poszuki-

wawczych, co zaowocowało istotnym przyrostem nowych odkryć zasobów węglowodorów (przyrost zasobów w 2016 r. o ok. 35 mln boe vs. przyrost zasobów w 2015 r. o ok. 16 mln boe). W latach 2017-2022 planowane jest utrzymanie rocznego przyrostu brutto odkrytych krajowych zasobów węglowodorów

(bez pomniejszenia o wydobycie) na poziomie zbliżonym do 2016 r. – w przedziale od ok. 27 mln do ok. 34 mln boe rocznie. Aspiracją Grupy PGNiG jest odwrócenie negatywnego trendu z okresu 2010-2015, kiedy łączna baza zasobów węglowodorów Grupy PGNiG zmniejszała się średniorocznie o ok. 2%.

Z uwagi na ograniczoną dynamikę nowych odkryć krajowych złóż węglowodorów, a także niewielkie perspektywy udokumentowania złóż niekonwencjonalnych w Polsce, poszukiwane są możliwości dalszego wzrostu bazy zasobów węglowodorów oraz rozwoju działalności produkcyjnej poza granicami kraju. Jednocześnie ważnym celem dla Grupy pozostaje realizacja projektów wydobywczych gwarantujących tzw. equity gas na szelfie norweskim, w celu bezpośredniego sprowadzania go do Polski.

Zwiększenie wolumenu rocznego wydobycia węglowodorów

Celem strategicznym obszaru jest zwiększenie wolumenu rocznego wydobycia węglowodorów z poziomu ok. 39 mln boe w 2017 r. do poziomu blisko 55 mln boe w 2022 r. (15,9 mln boe, CAGR 6%) poprzez utrzymanie wolumenu wydobycia węglowodorów w kraju na poziomie 30-33 mln boe rocznie i istotny wzrost produkcji węglowodorów za granicą – w Pakistanie i Norwegii – do poziomu ok. 22 mln boe rocznie. W tym celu prowadzone są następujące działania:

- w Polsce: intensyfikacja wydobycia z obecnie eksploatowanych złóż węglowodorów w oddziałach wydobywczych;
- za granicą:
 - udział w postępowaniach koncesyjnych w priorytetowych regionach/krajach;
 - realizacja projektów M&A w priorytetowych regionach/krajach;
 - realizacja programu przyspieszonego zagospodarowania złóż na posiadanych koncesjach.

Wzrost rentowności działalności poszukiwawczo-wydobywczej

Aspiracją strategiczną obszaru jest istotne obniżenie jednostkowych wydatków na poszukiwanie i rozpoznanie złóż węglowodorów w Polsce. Zakłada się koncentrację prac poszukiwawczych na projektach posiadających największy potencjał pozytywnego wyniku ekonomicznego. Dodatkowo, zakłada się skrócenie średniego czasu rozpoznania i zagospodarowania złóż.

Obrót i Magazynowanie

Obrót hurtowy: Dywersyfikacja kierunków dostaw gazu

Na pozycję Grupy PGNiG negatywnie wpływa historyczny kontrakt długoterminowy na dostawy gazu ziemnego do Polski – tzw. kontrakt jamalski. Mając na uwadze jego zbliżające się wygaśnięcie w 2022 r., Grupa dąży do osiągnięcia realnej dywersyfikacji portfela dostaw gazu. W tym zakresie kluczowymi działaniami Grupy są:

- wsparcie budowy Korytarza Norweskiego – celem strategicznym Grupy PGNiG jest budowa portfela pozyskania gazu z wykorzystaniem infrastruktury Korytarza Norweskiego, co pozwoli na jego sprowadzanie z nowych kierunków i kontraktację po cenie rynkowej, zapewniając większą elastyczność portfela importu gazu po 2022 r.;
- rozwój kompetencji w zakresie handlu i logistyki LNG na rynku globalnym – w ten sposób Grupa PGNiG wesprze elastyczność w zakresie struktury pozyskania gazu po 2022 r. dzięki możliwości bilansowania portfela importowego. W związku z powyższym, PGNiG zawarł długoterminowe umowy na dostawy gazu skroplonego do Polski, których realizacja rozpocznie się po 2022 r. W dalszej perspektywie kontynuowane będą działania związane z rozwojem kompetencji oraz wzmocnieniem obecności na światowym rynku LNG;

boe (ang. barrel of oil equivalent) – ekwiwalent baryłki ropy naftowej, 1 baryłka to ok. 0,136 tony.



- Zwiększenie bazy zasobów w kraju i za granicą – poprzez rozwój i utrzymanie wysokiego wydobycia gazu w Polsce oraz badanie nowych kierunków dostaw gazu w celu wzmocnienia pozycji konkurencyjnej Spółki po 2022 r.

Obrót hurtowy: Sprzedaż gazu ziemnego w obrocie hurtowym

Łączna sprzedaż gazu ziemnego PGNiG w 2018 r. wyniosła blisko 190 TWh. Aspiracją PGNiG jest dalszy wzrost wolumenu obrotu gazem ziemnym w Polsce oraz na rynkach zagranicznych. Mając na uwadze doświadczenie i kompetencje PGNiG Supply & Trading GmbH, celem strategicznym Grupy PGNiG pozostaje dalsza ekspansja na innych rynkach obrotu gazem i energią elektryczną w Europie Środkowo-Wschodniej. Grupa zamierza kontynuować działania zmierzające do wzmocnienia swojej obecności na rynku ukraińskim, należącym do najbardziej perspektywicznych rynków w regionie.

Obrót detaliczny: Utrzymanie pozycji rynkowej i podnoszenie efektywności operacyjnej w obrocie detalicznym

Nadrzędnymi celami strategicznymi spółki PGNiG Obrót Detaliczny w perspektywie Strategii Grupy PGNiG będzie poprawa efektywności sprzedaży gazu klientom detalicznym, przy jednoczesnym utrzymaniu łącznego wolumenu sprzedaży gazu ziemnego na rynku detalicznym na poziomie ok. 67-70 TWh/rok.

W 2018 r. PGNiG OD kontynuowało realizację wyznaczonych celów w zakresie utrzymania pozycji rynkowej i podnoszenia efektywności operacyjnej. Kluczowe pozostawało utrzymanie atrakcyjnego portfela produktów i usług, zarówno dla rynku dużych klientów biznesowych (B2B), jak i rynku masowego (B2C) oraz efektywna sprzedaż i obsługa klienta.

Magazynowanie: Wzrost dostępnych pojemności magazynowych

Działalność Grupy PGNiG w obszarze magazynowania koncentruje się na zabezpieczeniu pojemności magazynowych dostosowanych do popytu oraz wzroście efektywności funkcjonowania obszaru magazynowania. W związku z przyspieszeniem tempa liberalizacji rynku gazowego w Polsce zakłada się, że regulacje prawne dotyczące utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu zostaną zmienione począwszy od 2021 r. Jednocześnie z przeprowadzonych analiz wynika, że utrzyma się dynamiczny wzrost popytu na gaz, co w konsekwencji przełoży się na wzrost zainteresowania usługami magazynowymi wynikającymi z potrzeb handlowych oraz związanych z obowiązkowymi zapasami surowca. Kluczowym celem pozostaje skuteczne sfinalizowanie obecnie realizowanych projektów inwestycyjnych (PMG Kosakowo). Po rozbudowie całkowita pojemność magazynów gazu wysokometanowego w Polsce będzie wynosić ok. 3,1 mld m³.

Dystrybucja

Przyspieszenie przyłączeń nowych odbiorców

Strategia zakłada znaczne przyspieszenie rozwoju systemu dystrybucyjnego i przyłączeń nowych odbiorców. Jednym z kluczowych celów strategicznych obszaru dystrybucji jest zwiększenie tempa przyłączania nowych odbiorców do sieci dystrybucyjnej z poziomu ok. 47 tys. w 2017 r. do poziomu ok. 55 tys. nowych przyłączy rocznie w 2022 r. (+8 tys.; ok. 17%).

Pełne wykorzystanie potencjału rynku nie będzie możliwe bez optymalizacji procesów przyłączeniowych (skrócenie czasu wydawania decyzji w sprawie warunków przyłączenia, skrócenie czasu realizacji przyłączy), a także bez poprawy jakości obsługi klienta i wdrożenia zdalnych kanałów kontaktu.

Wzrost wolumenu dystrybucji gazu ziemnego

Efekt przyspieszenia procesów przyłączeniowych będzie zwiększenie przez Polską Spółkę Gazownictwa sp. z o.o. wolumenu dystrybuowanego gazu ziemnego z zakładanego na 2017 r. poziomu ok. 10,6 mld m³ do poziomu ok. 12,3 mld m³ w 2022 r. (wzrost o ok. 1,7 mld m³, tj. o 16%). Zwiększenie wolumenu dystrybucji gazu ziemnego będzie realizowane poprzez podłączenie nowych odbiorców do istniejącej sieci dystrybucyjnej, rozbudowywanie sieci dystrybucyjnej na terenach niezgazyfikowanych oraz dostarczenie gazu odbiorcom pozostającym bez dostępu do sieci przesyłowej i dystrybucyjnej gazu ziemnego z wykorzystaniem tzw. procesu pregazyfikacji.

W związku ze zwiększoną dostępnością LNG na polskim rynku, PSG planuje również budowę lokalnych sieci dystrybucyjnych niepodłączonych do krajowego systemu gazowego, lecz zasilanych gazem w postaci LNG (tzw. wyspowa sieć dystrybucyjna). Ponadto narastające zjawisko tzw. smogu w wielu miastach w Polsce oraz aktywizacja samorządów lokalnych w zakresie poprawy jakości powietrza,

m.in. poprzez wspieranie konwersji na źródła niskoemisyjne (w tym gazowe), również wpłynie na wzrost wolumenu dystrybucji gazu ziemnego.

Wytwarzanie

Wzrost wolumenu sprzedaży ciepła i energii elektrycznej

W segmencie Wytwarzanie Grupa PGNiG realizuje strategię ukierunkowaną na zwiększenie udziałów w rynku produkcji i dystrybucji ciepła.

W dniu 28 kwietnia 2016 r. PGNiG TERMIKA SA kupiła akcje spółek obecnej PGNiG TERMIKA EP. Dzięki tym przejęciom Grupa PGNiG otworzyła swoją działalność na perspektywiczne rynki ciepła Górnego Śląska. Poprzez PGNiG TERMIKA budowana jest grupa prężnie funkcjonujących spółek o dużym potencjale wzrostu, który pozytywnie przełoży się na wartość całej Grupy PGNiG.

Aspiracją strategiczną obszaru energetyki i ciepłownictwa jest zwiększenie rocznego wolumenu sprzedaży energii elektrycznej i ciepła z poziomu ok. 15 TWh w 2017 r. do poziomu ok. 18 TWh w 2022 r.

Realizacja strategicznych celów będzie możliwa przede wszystkim dzięki finalizacji strategicznych inwestycji modernizacyjnych i rozwojowych w istniejących zakładach wytwórczych PGNiG TERMIKA, w tym m.in. nowego bloku gazowo-parowego w EC Żerań. PGNiG TERMIKA zamierza także zintensyfikować działania w zakresie pozyskiwania podmiotów do akwizycji w obszarze dystrybucji ciepła oraz wytwarzania ciepła i energii elektrycznej oraz poprawić swoją efektywność operacyjną poprzez optymalizację procesów.

W ramach okresu funkcjonowania strategii PGNiG TERMIKA wspólnie z TAURON Wytwarzanie SA sfinalizuje również budowę bloku gazowo-parowego EC Stalowa Wola.

Grupa PGNiG dąży także do zwiększania produkcji energii elektrycznej i ciepła w PGNiG TERMIKA EP – m.in. na skutek uruchomienia nowego bloku w EC Zofiówka w listopadzie 2018 r. Aspiracją Grupy PGNiG jest dalszy rozwój PGNiG TERMIKA EP poprzez dalsze akwizycje lokalnych systemów ciepłowniczych, przede wszystkim na Górnym Śląsku.

Obecne uwarunkowania rynkowe i taryfowo-regulacyjne sprzyjają rozwojowi rynku ciepła w Polsce. Regulowany charakter działalności zapewnia stabilne stopy zwrotu. Wejście w życie w latach 2018-2019 nowych regulacji dotyczących rynku mocy oraz promowania wysokosprawnej kogeneracji, wspierają także rozwój nowych mocy elektrycznych ze szczególnym uwzględnieniem gazowych jednostek wysokosprawnej kogeneracji.

Pozostałe segmenty

Efektywny model operacyjny, rozwój B+R+I oraz CSR

Obszar ten będzie dążyć do budowania sprawnego modelu organizacji i zarządzania Grupą PGNiG, która jest grupą bardzo złożoną i kompleksową. Trzy podstawowe aspiracje tego obszaru to zwiększenie potencjału rozwojowego Grupy PGNiG w obszarze badań, rozwoju i innowacji, poprawa efektywności operacyjnej Grupy PGNiG oraz poprawa wizerunku Grupy PGNiG.



Rola PGNiG w zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego kraju

Wprowadzenie

Odpowiedzialny rozwój Grupy Kapitałowej PGNiG nierozdzielnie związany jest z podejmowaniem działań ukierunkowanych na zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego Polski.

Z punktu widzenia PGNiG SA, wśród wielu czynników wskazywanych przez Ministerstwo Energii, najistotniejsze w procesie zapewniania bezpieczeństwa energetycznego są:

- stopień dywersyfikacji źródeł i kierunków dostaw gazu ziemnego do kraju;
- poziom krajowego wydobycia gazu ziemnego;
- wielkość i dostępność pojemności magazynowych gazu ziemnego w kraju.

Szacuje się, że zapotrzebowanie na gaz ziemny w Polsce, w perspektywie do roku 2030 wzrośnie o ponad 30% względem zapotrzebowania w roku 2015. Wskazywany trend związany będzie szczególnie z rozwojem rynku paliw CNG i LNG, wykorzystywanych przez pojazdy oraz podążającym w ślad za tym rozwojem infrastruktury dystrybucyjnej i zaopatrzeniowej. Ponadto ważnym zjawiskiem wskazującym na przyszły wzrost zapotrzebowania na gaz jest powstawanie nowych bloków energetycznych, wykorzystujących gaz do wytwarzania prądu.

Dywersyfikacja źródeł i kierunków dostaw gazu ziemnego

Grupa PGNiG jest głównym importerem gazu ziemnego do Polski. Znaczna część tego surowca pochodzi z kierunku wschodniego, którego udział stopniowo maleje głównie za sprawą rosnącego wolumenu dostaw gazu skroplonego LNG m.in. z takich krajów jak: USA, Katar i Norwegia. Fundamentalnym elementem infrastruktury umożliwiającym dywersyfikację źródeł gazu, istotnym tak dla Polski, jak i całego regionu Europy Środkowo-Wschodniej jest Terminal LNG im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu. Obecnie istniejące zdolności regazyfikacyjne terminalu są w całości wykorzystywane przez Grupę PGNiG.

Obok terminalu LNG w Świnoujściu ważnymi elementami infrastruktury służącymi budowie zdolności dywersyfikacji źródeł dostaw gazu do Polski są administrowane przez spółkę GAZ-SYSTEM gazociągi transgraniczne zarówno istniejące jak i planowane oraz realizowana przez operatorów systemów przesyłowych Polski i Danii inwestycja w gazociąg Baltic Pipe.

Krajowe wydobycie gazu ziemnego

PGNiG posiada kilkadziesiąt koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie polskich złóż węgłowodorów oraz ponad 200 koncesji na wydobycie węgłowodorów, co sprawia, że Grupa PGNiG jest liderem działalności w zakresie eksploatacji złóż gazu ziemnego i ropy naftowej w Polsce.

Działalność poszukiwawcza i eksploatacyjna za granicą

Wieloletnie starania podejmowane przez Grupę wpływają na podniesienie zdolności dywersyfikacji kierunków dostaw surowców energetycznych do Polski. Możliwość wykorzystania zasobów zlokalizowanych poza granicami kraju jawi się jako ważny element służący dywersyfikacji kierunków dostaw, zwłaszcza w perspektywie budowy gazociągu Baltic Pipe, którego celem jest utworzenie nowego korytarza dostaw gazu na rynku europejskim ze złóż na Morzu Północnym.

Wielkość i dostępność pojemności magazynowych gazu ziemnego

Grupa PGNiG za pośrednictwem GSP pełni funkcję operatora systemu magazynowania. Grupa PGNiG dysponuje obecnie 7 podziemnymi

magazynami gazu ziemnego wysokometanowego współpracującymi z gazowym systemem przesyłowym oraz dwoma magazynami gazu zaazotanowanego. Grupa PGNiG w ramach „Programu rozwoju pojemności czynnej PMG” podejmuje także działania, których celem jest rozbudowa zdolności magazynowania gazu ziemnego. Zgodnie z założeniami Ministerstwa Energii docelowy wolumen zdolności PMG w roku 2030 ma wynieść około 4 mld m³.

Awaryjny sprzedawca gazu

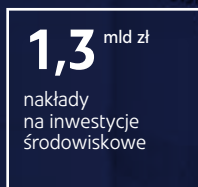
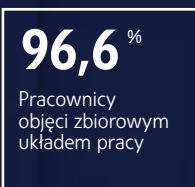
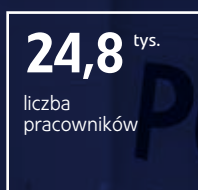
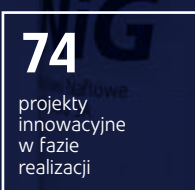
Zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Energii (Dz. U. z 2018 poz. 1814) w 2018 r. PGNiG Obrót Detaliczny stał się sprzedawcą awaryjnym dla odbiorców końcowych gazu, w szczególności przyłączonych do sieci PSG lub OGP GAZ-SYSTEM, wobec których dotychczasowy sprzedawca, z własnej winy, zaprzestał dostarczania tego paliwa. W przypadku zaistnienia takiej sytuacji, operator systemu dystrybucyjnego albo przesyłowego, działając w imieniu i na rzecz klienta, zawiera ze sprzedawcą awaryjnym stosowną umowę. Dzięki temu klienci mają zagwarantowane zachowanie ciągłości dostaw gazu. O fakcie zawarcia umowy odbiorca jest informowany przez PGNiG w terminie 30 dni.



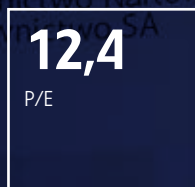
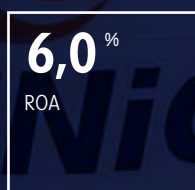
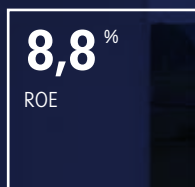
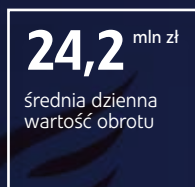
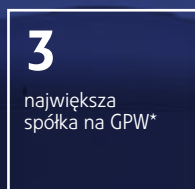
PGNiG w 2018 roku

Podsumowanie

GRUPA PGNIG

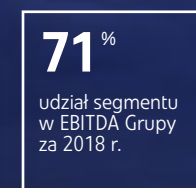
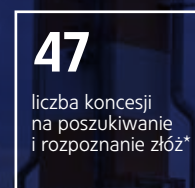
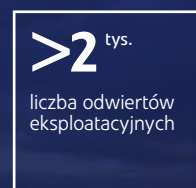
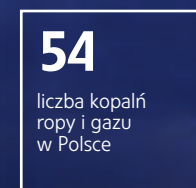
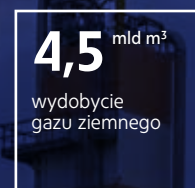
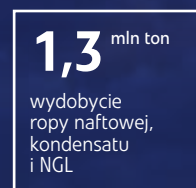


PGNIG NA GPW



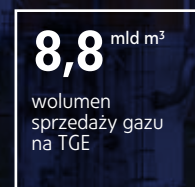
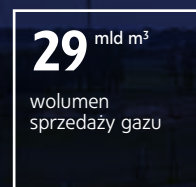
* pod względem kapitalizacji rynkowej wg stanu na dzień 28 grudnia 2018 r.

POSZUKIWANIE I WYDOBYCIE

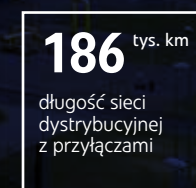
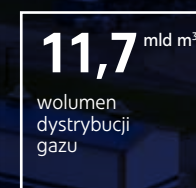


* koncesje krajowe

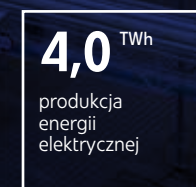
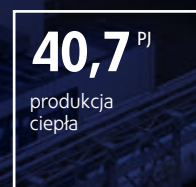
OBRÓT I MAGAZYNOWANIE



DYSTRYBUCCJA



WYTWARZANIE



Inwestycje w 2018 r.



Badania, rozwój i innowacje w 2018 r.



W 2018 r. nakłady inwestycyjne Grupy Kapitałowej PGNiG na rzeczowe aktywa trwałe oraz wartości niematerialne i prawne wyniosły ok. 4,9 mld zł i były o 53% wyższe od nakładów

poniesionych w 2017 r. Wysokość nakładów w poszczególnych segmentach działalności Grupy PGNiG przedstawia poniższa tabela.

Nakłady inwestycyjne* poniesione na rzeczowe aktywa trwałe Grupy PGNiG w 2018 r.

	2018	2017	Stopień wykonania planu 2018**
I. Poszukiwanie i Wydobywanie, w tym:	2 232	1 214	60%
1 Norwegia	1 149	275	78%
2 Pakistan	94	100	49%
3 Libia	9	4	144%
II. Obrót i Magazynowanie	108	60	67%
III. Dystrybucja	1 807	1 265	84%
IV. Wytwarzanie	605	526	57%
V. Pozostałe segmenty	143	145	78%
VI. Nakłady inwestycyjne łącznie (I-V)	4 895	3 210	69%

* w tym m.in. skapitalizowane koszty finansowania zewnętrznego

** na podstawie nakładów wykonanych oraz planowanych w latach 2017-2018, nieuwzględniających wydatków na akwizycję złóż węgłowodórów w Norwegii

Jednym z celów Strategii Grupy Kapitałowej PGNiG w obszarze Centrum Korporacyjnego jest rozwój działalności innowacyjnej poprzez efektywną realizację projektów badawczo-rozwojowych oraz innowacyjnych. W strukturach PGNiG SA zadania te znajdują się w kompetencji Departamentu Innowacji i Rozwoju Biznesu, nadzorującego działalność w obszarze innowacji (identyfikacja rozwiązań, rozwój, wdrożenia/komercjalizacja) oraz efektywności energetycznej oraz Departamentu Badań i Rozwoju zarządzającego projektami B+R i prawami własności intelektualnej oraz realizującego współpracę z jednostkami naukowo-badawczymi.

Badania i rozwój

W wyniku działań Departamentu Badań i Rozwoju uzyskano w PGNiG 99 ofert na projekty badawczo-rozwojowe o najwyższym stopniu dostosowania do potrzeb Grupy PGNiG. Głównymi źródłami ofert były uczelnie i instytuty, gdzie uzyskano 50 ofert B+R z 20 różnych podmiotów na łączną kwotę 99,6 mln zł oraz program NCBR – Wspólne Przedsięwzięcie INGA, gdzie uzyskano 34 oferty z 35 różnych podmiotów/konsorcjów, na łączną kwotę ok. 226 mln zł. W 2018 r. PGNiG zawarło 19 nowych umów na prace B+R na łączną kwotę 9,7 mln zł, z czego większość prac dotyczy segmentu Poszukiwanie i Wydobywanie. Z programu INGA pozytywnie zostało zakwalifikowanych do dofinansowania 7 projektów na łączną kwotę 65,4 mln zł (z dofinansowaniem NCBR


ok. 32,5 mln zł). Pozostałe spółki z Grupy PGNiG realizowały w 2018 r. 20 projektów badawczo-rozwojowych na łączną kwotę 4,1 mln zł.

W ramach identyfikacji obszarów o największym potencjalnym biznesowym dla Grupy PGNiG z punktu widzenia działań badawczo-rozwojowych przygotowano zaktualizowany zbiór obszarów rozwojowych w ramach projektu Foresight B+R 2018, który posłuży konstruowaniu przyszłej długoterminowej strategii Grupy PGNiG i bieżącym potrzebom obszaru B+R. Opracowano również „Model ochrony własności intelektualnej w obszarze B+R” dla zwiększenia bezpieczeństwa w zakresie obrotu własnością intelektualną i wzmocnienia źródeł przychodów opartych na obrocie taką własnością.

Uruchomiono cykl działań badawczo-rozwojowych związany z nowym potencjalnym obszarem biznesu tj. technologiami wodorowymi. Aktualnie przygotowany jest program działań B+R zaangażowania się Grupy PGNiG w ten obszar. W szczególności rozważane będą następujące zagadnienia: ogniwa paliwowe (energetyka rozproszona), magazynowanie wodoru w infrastrukturze podziemnych magazynów gazu i w sieci dystrybucyjnej, elektromobilność bazująca na wodorze, duża energetyka (turbiny gazowe wspomagane wodorem).

Do najbardziej istotnych projektów B+R realizowanych bądź zakończonych w 2018 r. należą:

- uruchomienie I konkursu i ustalenie listy rankingowej projektów w programie


NCBR - National Center for Research and Development - a Polish executive agency whose task is to support Polish scientific units and enterprises in developing their ability to create and use solutions based on the results of scientific research.



INGA realizowanym w formule Wspólnego Przedsięwzięcia z NCBR i GAZ-SYSTEM SA;

- uruchomienie projektu ELIZA z obszaru problematyki i technologii wodorowych. Projekt bazuje na możliwościach uzyskania wodoru z instalacji OZE (turbiny wiatrowej) przy użyciu procesu elektrolizy w instalacji położonej na terenie podziemnego magazynu gazu, a następnie zatłaczaniu uzyskanego wodoru do komory PMG, z której może być wyprowadzony do systemu gazowniczego;
- uruchomienie projektu Hel-3 związanego z technologią uzyskania izotopu helu-3 z ciekłego helu, ważnego materiału stosowanego w systemach bezpieczeństwa, diagnostyce medycznej i energetyce jądrowej;
- zakończenie fazy badawczo-rozwojowej projektów B+R+: „Turboekspander małej mocy” i „MiniDrill - Technologia wierceń małosrednicowych przy użyciu wody” oraz rozpoczęcie prac nad uruchomieniem kolejnych etapów realizacji tych projektów w celu komercjalizacji;
- uzyskanie certyfikatu dopuszczenia do stosowania ekogłównicy eksploatacyjnej o nowatorskiej konstrukcji korpusów odlewanych ze staliwa, w miejsce powszechnie stosowanych materiałów kutych, oraz wykorzystujące nowe technologie uszczelnień metal-metal;
- uruchomienie projektu „Early-startup” pozwalającego na współpracę ze start-upami bądź zespołami dysponującymi ofertami projektowymi o niskim poziomie rozwoju TRL (ang. Technology Readiness Level) z włączeniem do współpracy i inkubacji polskich instytucji naukowo-badawczych;
- uruchomienie projektu budowy pilotażowej stacji tankowania pojazdów wodorem jako jednego z projektów w ramach planowanego do uruchomienia programu rozwoju technologii wodorowych pn. HYDRA.

Ponadto w 2018 r. uruchomiono w ramach Grupy PGNiG program „Doktoratów wdrożeniowych” dla pracowników Grupy PGNiG. Jest to formuła współpracy partnerów naukowych i przemysłowych ukierunkowana na wsparcie rozwoju przedsiębiorstw w oparciu o dorobek naukowy, przy jednoczesnym rozwoju merytorycznym własnej kadry. Przeprowadzono również IV edycję konkursu Młodzi Innowacyjni dla PGNiG, przeznaczony dla studentów, doktorantów i młodych naukowców.

W ramach współpracy z organizacjami branżowymi, przystąpiono m.in. do Klastra Technologii Wodorowych i Czystych Technologii Węglowych, którego misją jest inicjowanie działań na rzecz zwiększenia znaczenia technologii wodorowych oraz czystych technologii węglowych. Dołączono również do organizacji GERG - Europejska Grupa Badawcza w Gazownictwie (fr. Groupe Européen de Recherches Gazières), której celem jest wspólna realizacja prac badawczo-rozwojowych związanych z nowymi, innowacyjnymi technologiami w przemyśle gazowniczym.

Innowacje i rozwój biznesu

W 2018 r. w Grupie PGNiG realizowano łącznie 132 projekty innowacyjne na kwotę ok. 349 mln zł, spośród których 58 zostało ukończonych lub wstrzymanych, a 74 pozostają w fazie realizacji: 63 projekty realizowane i finansowane przez spółki Grupy PGNiG oraz 11 projektów realizowanych i/lub finansowanych przez Departament Innowacji i Rozwoju Biznesu, tj.: Centrum Startupowe InnVento, SORGE, Fundusze Norweskie, VPP Prąd, KELVIN, Flara, Cyfrowe złożo, Microcoiled tubing 1/4", Trigonostoma, Automatyczny Wrzutnik Świec, Koncepcja opracowania i budowy mobilnej instalacji do próbkowania LNG. Do najważniejszych inicjatyw realizowanych w 2018 r. w ramach obszaru Innowacji należały projekty InnVento i Geo-Metan II.



Wybrane projekty innowacyjne realizowane w Grupie PGNiG w 2018 r.

Lp.	Nazwa projektu	Podmiot wykonawczy	Krótki opis projektu	Grupa docelowa
1	Inkubator InnVento	PGNiG	Inicjatywa skierowana do młodych przedsiębiorców i naukowców. Dedykowana innowacyjnym rozwiązaniom z sektora energetycznego. InnVento to przestrzeń biurowa wyposażona w najnowsze narzędzia sprzęt oraz dostęp do sieci mentorów i ekspertów Grupy PGNiG. Więcej informacji: innvento.pl . PGNiG zostało docenione za projekt i współpracę ze startupami w konkursie „Nagrody Gospodarki Polskiego Radia” otrzymując główną nagrodę w kategorii „Przełomowe Rozwiązanie”.	Startupy na wczesnym poziomie rozwoju
2	GEO METAN II	PGNiG – Oddział Geologii i Eksploatacji	Celem projektu jest przedeksploracyjne ujęcie metanu z pokładów węgla oraz zbadanie wpływu szczylnienia hydraulicznego na późniejszą eksploatację górnictwa. Jego realizacja przyczyni się do bezpiecznego wydobycia i wzmocnienia krajowego górnictwa węgla kamiennego, a także ograniczenia emisji metanu do atmosfery. W 2018 roku, na podstawie opracowanych kryteriów określono potencjalne lokalizacje wierceń, które będą wykonane w ramach projektu. Kolejnym etapem będzie przeprowadzenie odwiertów pionowych i horyzontalnych oraz wykonanie szczylnienia hydraulicznego oraz rozpoczęcie testów dopływu metanu. Projekt opisany jest również w dokumencie rządowym pn. „Program dla sektora górnictwa węgla kamiennego w Polsce”.	Ministerstwo Energii, Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, Narodowe Centrum Badań i Rozwoju, Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy, Instytut Badawczy, Jastrzębska Spółka Węglowa SA, Polska Grupa Górnicza Sp. z o.o., Tauron Polska Energia SA, Tauron Wydobycie SA, Wyższy Urząd Górniczy
3	Usługa tankowania z mobilnej instalacji L-CNG	PGNiG OD	Celem projektu jest zapewnienie krótkoterminowej usługi tankowania pojazdów w przypadku awarii lub remontu z mobilnej stacji tankowania CNG lub jako usługi przejściowej przy budowie nowej stacji CNG do czasu wybudowania stacji docelowej. Projekt ma kluczowe znaczenie na realizację umowy dostawy gazu CNG do autobusów MZA Warszawa w ramach wygranego przetargu na budowę stacji CNG wraz z dostawą 54,1 mln Nm³ paliwa CNG.	Odbiorcy paliwa CNG operatorzy komunikacji miejskiej oraz usług komunalnych
4	Usługa bunkrowania LNG	PGNiG OD	Celem projektu jest wdrożenie do oferty PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. nowatorskiej na polskim rynku usługi bunkrowania stałków skroplonym gazem ziemnym (LNG) w oparciu o technologię truck-to-ship (TTS). Końcowym produktem niniejszego Projektu będzie oferta, zapewniająca armatorom dostęp do alternatywnego paliwa żeglugowego jakim jest LNG. Oferta będzie początkowo zakładać bunkrowanie jedynie metodą truck-to-ship, jednakże produkty uzyskane w wyniku prac nad niniejszym Projektem pozwolą na dalsze rozwijanie usługi.	Armatorzy
5	Wyspowy system dostaw CNG	PGNiG OD	Zapewnienie usługi „wirtualnego gazociągu” (ang.: virtual pipeline) w oparciu o technologię CNG; usługa mogłaby być świadczona na obszarach, w pobliżu których PGNiG OD prowadzi stacje CNG zlokalizowane na gazociągach przesyłowych. Aktualnie projekt oczekuje na decyzję o jego wznowieniu.	Klienci PGNiG OD (biznesowi oraz korzystający z paliwa CNG)
6	Mobilna instalacja regazyfikacji LNG	PGNiG OD	Zapewnienie klientom nowej usługi tymczasowego (krótkoterminowego) zasilania gazem ziemnym istniejącej infrastruktury gazowej klienta. Projekt wykazał, że stacja spłania swoje funkcje. Regazyfikuje gaz w sposób automatyczny zgodnie z ustalonymi i zaplanowanymi parametrami.	Wszyscy obecni lub potencjalni klienci biznesowi PGNiG OD oraz PSC
7	Solutions 4 Tomorrow: autonomiczne drony	PGNiG OD	Celem przedsięwzięcia jest opracowanie narzędzia do skutecznego pomiaru stężenia zanieczyszczeń powietrza w obrębie miast do 100 000 mieszkańców. Efektem projektu ma być system pozwalający zbierać dane z powietrza, a następnie tworzyć, poprzez analizę, mapę zanieczyszczeń.	Jednostki samorządu terytorialnego
8	Uruchomienie alternatywnych źródeł zasilających pojazdów	PSC	Projekt zakłada wdrożenie modelu rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych nakreślonego kierunkowo w Ustawie z 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych (Dz. U. z 2018 r. poz. 317) (Ustawa EPA), oraz wspiera osiągnięcie celów polskiego rządu w zakresie rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych, wyznaczonych w Programie Rozwoju Elektromobilności w Polsce i Krajowych Ramach Polityki Rozwoju Infrastruktury Paliw Alternatywnych do 2025 roku.	PSC / Odbiorcy gazu
9	DSI/ACI (Dry Sorbent Injection/Activated Carbon Inection) – badanie pilotażowe instalacji suchego odsiarczania spaliny i usuwania związków tręci, fluorowodorów (HF, HCl)	PGNiG TERMIKA	Testy instalacji suchego wtrysku sody celem odsiarczania, wychwytu fluorowodorów i chlorowodorów oraz wtrysku węgla aktywnego celem wychwytu tręci. Projekt był przeprowadzony w ramach przygotowania zakładu Ciepłowni Kawęczyn do konkluzji BAT. Celem projektu było zbadanie w praktyce poprawności i skuteczności zgłoszonej innowacji. W 2018 r. podjęto decyzję o zabudowie technologii DSI/ACI na kotłach fluidalnych w zakładzie Ec Zerań. Prowadzone są dalsze analizy.	PGNiG TERMIKA / PGNiG TERMIKA EP
10	Program Akceleracji MIT Enterprise Forum Poland	PGNiG Centrala Spółki	Realizacja ścieżek akceleracji, tj. Energia, Zdrowie, Sektor surowcowy oraz Fin-tech. Program akceleratora opiera się na sprawdzonym wzorcu akceleracji, który został wzbogacony o indywidualne podejście twórców polskiej wersji programu. Program uzyskał dofinansowanie od PAPP w ramach programu ScaleUP, będącego częścią programu Start in Poland.	Startupy technologiczne
11	Młodzi Innowacyjni dla PGNiG	PGNiG	IV edycja konkursu przeznaczanego dla młodych naukowców na projekt badawczo-rozwojowy dla Grupy PGNiG. Zainicjowany w 2015 r. program cechuje się wysokim poziomem innowacyjności. Jego celem jest wyszukiwanie innowacyjnych projektów o charakterze badawczo-rozwojowym, z obszaru działalności Grupy PGNiG, w szczególności z obszarów poszukiwania i wydobycia węglowodorów, dystrybucji paliw gazowych, elektroenergetyki, nowych zastosowań gazu ziemnego, ochrony środowiska, obsługi odbiorców i użytkowników gazu, w tym kwestii bezpieczeństwa, oraz w zakresie popularyzacji marki PGNiG.	Grupa PGNiG, młodzi naukowcy, studenci i doktoranci
12	Roczna ocena oddziaływania PGNiG TERMIKA na jakość powietrza aglomeracji warszawskiej	PGNiG TERMIKA	Celem projektu jest pokazanie oddziaływania PGNiG TERMIKA na jakość powietrza w Warszawie.	PGNiG TERMIKA
13	Bank Inicjatyw	PGNiG TERMIKA	Głównym celem funkcjonowania Banku jest poszukiwanie i realizacja innowacyjnych pomysłów pracowniczych. W 2018 r. było zgłoszonych 75 pomysłów innowacyjnych z czego rekomendowano do wdrożenia 28.	PGNiG TERMIKA
14	Pomysł na Innowację	PSC	Pracownicy Polskiej Spółki Gazowniczej Sp. z o.o. zgłaszają pomysły innowacyjne, które następnie oceniane są przez ekspertów, a najlepsze są wdrażane w spółce. Kluczowym celem biznesowym projektu jest opracowanie i wdrożenie rozwiązania wspierającego budowę kultury korporacyjnej i klimatu sprzyjającego rozwojowi innowacyjności w ramach PSC, dzięki czemu zakładany jest wzrost poziomu innowacyjności rozwiązań technologicznych, a także procesowych i organizacyjnych stosowanych przez spółkę.	Pracownicy PSC

Rynek i otoczenie regulacyjne



Rynek gazu

Rynek gazu w Polsce

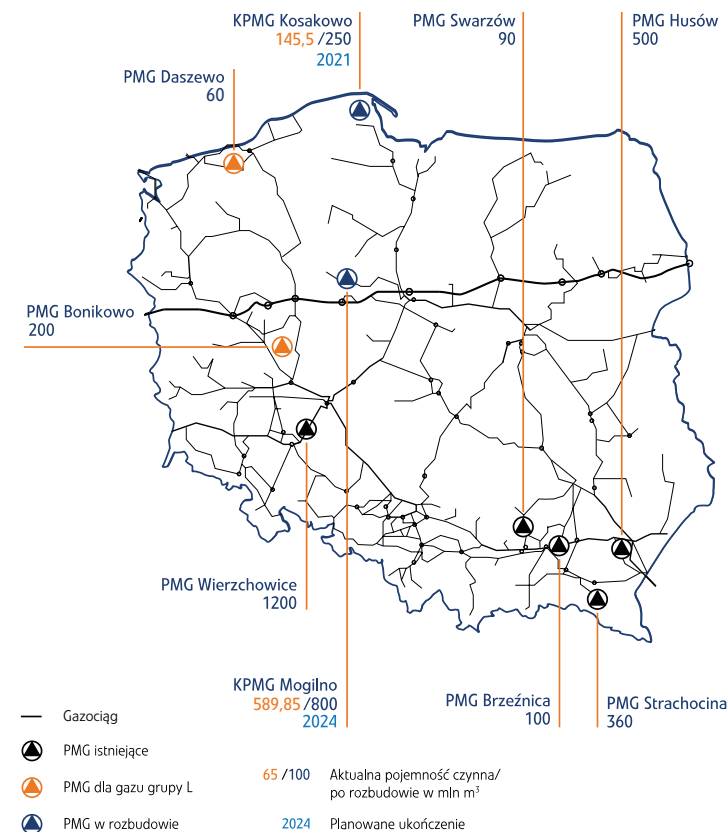
Grupa Kapitałowa PGNiG pełni kluczową rolę na polskim rynku gazu i odpowiada za utrzymanie bezpieczeństwa energetycznego kraju. W tym celu podejmuje niezbędne działania, które mają za zadanie zaspokoić systematycznie rosnące zapotrzebowanie na paliwo gazowe. Grupa PGNiG zapewnia dywersyfikację dostaw gazu poprzez wydobycie ze złóż krajowych oraz import. PGNiG SA jest największym importem i dostawcą gazu ziemnego w Polsce. Paliwo trafia do kraju przez

rozbudowaną sieć systemu przesyłowego, przy czym od 2016 r. system zasilają również dostawy LNG. Za pomocą sieci dystrybucyjnych gaz rozprowadzany jest do odbiorców końcowych. Krajowy system gazowy uzupełniają magazyny gazu, które służą do pokrywania sezonowych i dobowych niedoborów paliwa gazowego. Z perspektywy obrotu gazem kluczową rolę pełni Towarowa Giełda Energii, na której od 2013 r. PGNiG jest Animateorem Rynku Gazu.



System przesyłowy

System przesyłowy i zasięg sieci dystrybucyjnej w Polsce



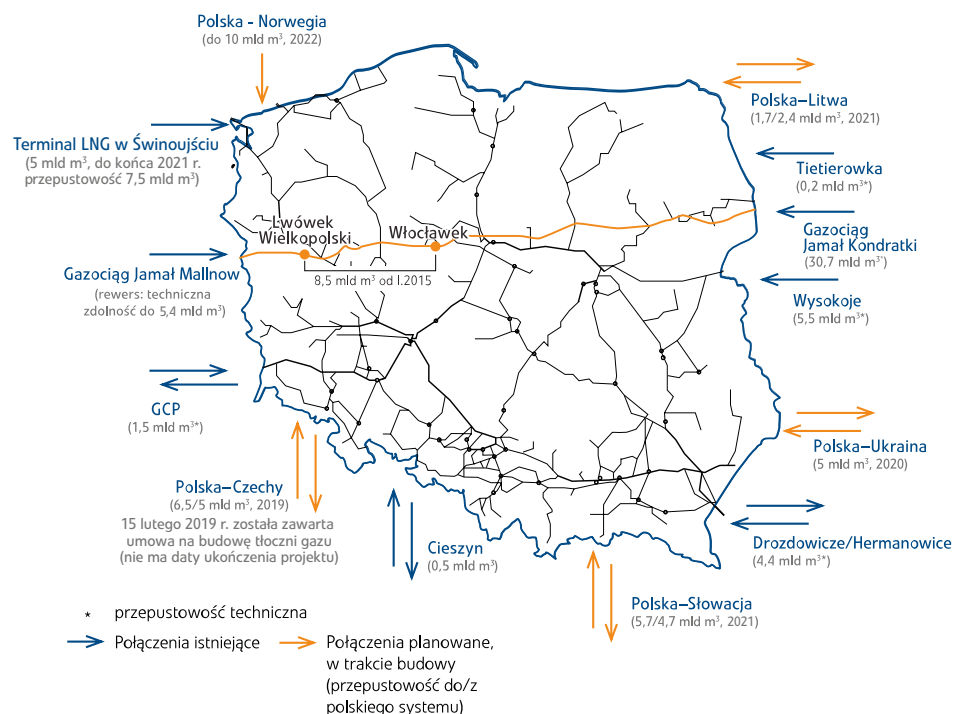
Zarządzaniem siecią przesyłową oraz transportem gazu ziemnego siecią przesyłową na terenie całego kraju w celu ich dostarczenia do sieci dystrybucyjnych oraz do odbiorców końcowych podłączonych do systemu przesyłowego zajmuje się państwowa spółka GAZ-SYSTEM. Obecny system przesyłowy składa się z dwóch współpracujących ze sobą systemów, czyli Systemu Gazociągów Tranzytowych (SGT) oraz Krajowego Systemu Przesyłowego (wysokometanowego E i zaazotanowego Lw). Na koniec 2018 r. łączna długość sieci przesyłowej w Polsce wynosiła ponad 10,7 tys. km. Wolumen przesłanego paliwa gazowego

za pośrednictwem sieci wyniósł w 2018 r. 17,2 mld m³ (po przeliczeniu wolumenu gazu zaazotanowanego na objętość gazu wysokometanowego).

W grudniu 2017 r. Walne Zgromadzenie GAZ-SYSTEM zatwierdziło **Krajowy Dziesięcioletni Plan Rozwoju (KDPR) na lata 2018-2027**. Realizacja planowanych zamierzeń infrastrukturalnych ukierunkowana jest przede wszystkim na zaspokojenie obecnego i przyszłego zapotrzebowania na gaz ziemny odbiorców krajowych przy zapewnieniu stabilnych dostaw tego surowca.

Zobacz również:
www.gaz-system.pl/strefa-klienta/do-pobrania/plan-rozwoju/

Aktualne oraz planowane transgraniczne punkty wejścia do systemu przesyłowego o znaczeniu strategicznym



Źródło: Gaz-System oraz European Network of Transmission System Operators for Gas (dalej: ENTSOG)

Przepływ gazu

W 2018 r. odnotowano spadek wolumenu importowanego paliwa gazowego do Polski, który wyniósł 162,8 TWh (spadek o około 4,2 TWh, czyli około 2,5%), przy czym dostawy z kierunku wschodniego spadły o 7%, a dostawy z UE o 18% w porównaniu z 2017 r. Większość importowanego surowca (około 61% w łącznym przepływie paliwa) dostarczono z kierunku wschodniego. Według danych ENTSOG, najwięcej gazu ziemnego przesłano przez punkt w Drozdowiczach, natomiast z kierunku zachodniego najwyższy przepływ odnotowano w punkcie Mallnow.

W 2018 r. kontynuowano dostawy gazu drogą morską do terminala LNG. Skutkowało to wzrostem wolumenu gazu zregazyfiko-

wanego w gazoporcie o 58% w porównaniu z 2017 r. Wolumen dotychczas dostarczany gazociągami lądowymi został w pewnym stopniu zastąpiony wolumenem pochodzącym z nowego kontraktu długoterminowego na dostawy LNG zawartego z firmą Qatargas oraz zwiększonych zakupów spotowych LNG.

Przepływy gazu na krajowych punktach wejścia/wyjścia

Punkt wejścia/wyjścia (w TWh)	2018	2017	Δ r/r
Dostawy z UE	34,82	42,53	-18%
w tym Lasów, Gubin (GCP)	4,33	6,08	-29%
w tym Cieszyn	3,89	1,26	+209%
w tym Mallnow	26,60	35,20	-24%
Dostawy ze wschodu	98,83	105,96	-7%
w tym Drozdowicz	42,51	49,72	-15%
w tym Tietierowka	0,87	0,88	-1%
w tym Kondratki	22,06	20,98	+5%
w tym Wysokoje	33,39	34,37	-3%
Regazyfikacja LNG	29,17	18,47	+58%
Eksport na Ukrainę (głównie Hermanowice)	7,26	13,78	-47%
Łączny przepływ	170,08	180,74	-6%

Źródło: ENTSOG

LNG w Polsce

Obecnie terminal LNG umożliwia odbiór do 5 mld m³ (po regazyfikacji) gazu ziemnego rocznie. W 2017 r. PGNiG zwiększyło rezerwację mocy z 65% do 100% zdolności regazyfikacji terminala LNG. Umowa w tym zakresie jest ważna do 1 stycznia 2035 r. Od 2018 r. spółka Polskie LNG SA realizuje projekt rozbudowy terminala LNG, który składa się z czterech elementów: dodatkowych instalacji regazyfikacyjnych, trzeciego zbiornika LNG, instalacji przeładunkowej LNG na kolej oraz budowy dodatkowego nabrzeża statkowego. Po planowanej rozbudowie moc terminala powinna w ciągu najbliższych lat zostać zwiększona do 7,5 mld m³/rok.

Do terminala mogą zawiązać zbiornikowce LNG o wymiarach nie większych niż zbiornikowce typu Q-Flex, których maksymalna pojemność (w zależności od konkretnego statku) wynosi od 210 do 218 tys. m³ LNG (około 130 mln m³ gazu wysokometanowego po regazyfikacji).

Finalny produkt regazyfikacji trafia do krajowego systemu przesyłowego za pomocą tłoczni gazu w Goleniowie. LNG jest również transportowane cysternami do zakładów lub stacji regazyfikacyjnych zlokalizowanych

na terenie całej Polski. Systematycznie rośnie wolumen paliwa, który trafia do odbiorców końcowych w postaci skroplonej (tzw. LNG małej skali). PGNiG traktuje dostawy LNG jako jeden ze środków zapewnienia bezpieczeństwa oraz dywersyfikacji źródeł dostaw gazu. W 2018 r. PGNiG odebrało w sumie 18 ładunków LNG w ramach kontraktów długoterminowych z Qatargas. Wolumen importu LNG z Kataru wyniósł 1,65 mln ton, czyli około 25,1 TWh lub 2,29 mld m³ gazu ziemnego po regazyfikacji. Ponadto w 2018 r. PGNiG zakupiło cztery dostawy spot o łącznym wolumenie 0,25 mln ton, tj. około 3,7 TWh lub 0,34 mld m³ gazu ziemnego po regazyfikacji. Źródłami dostaw spotowych były Norwegia i USA, a zrealizowano je we współpracy z biurem handlowym LNG w Londynie. W czerwcu 2018 r. PGNiG odebrało także ładunek LNG na podstawie kontraktu średnioterminowego z firmą Centrica.

Łącznie w całym 2018 r. PGNiG zaimportowało poprzez terminal LNG 23 ładunki LNG o wolumenie całkowitym 1,96 mln ton LNG, co odpowiada około 29,8 TWh lub 2,71 mld m³ gazu ziemnego po regazyfikacji.

System dystrybucyjny

W obszarze dystrybucyjnym działa jeden duży operator systemu dystrybucyjnego (Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.) i kilkudziesięciu mniejszych operatorów funkcjonujących lokalnie, których sieci przyłączone są do PSG lub GAZ-SYSTEM.

Magazynowanie gazu

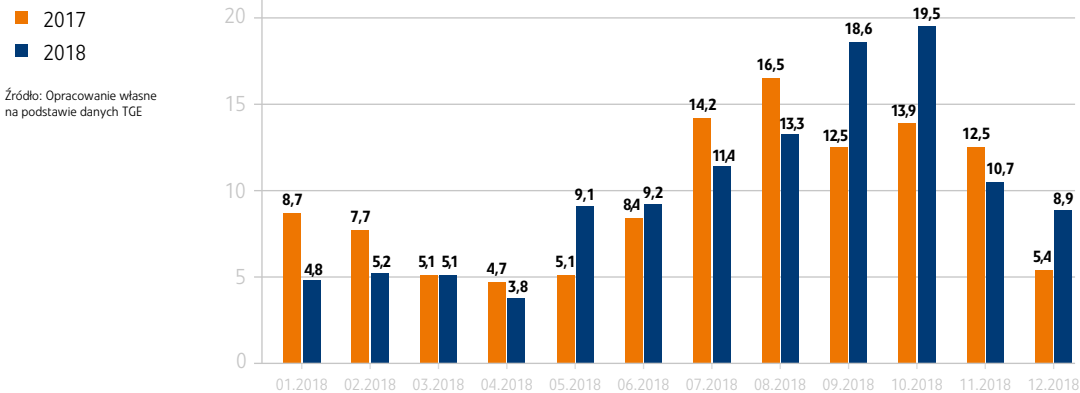
PGNiG jest właścicielem 9 podziemnych magazynów gazu w Polsce. Średni dobowy pobór gazu z polskich PMG w okresie wytlaczania wyniósł w 2018 r. 134 GWh, o 14% więcej niż w analogicznym okresie poprzedniego roku. Średnie zatłaczanie gazu do magazynów

w Polsce w sezonie letnim w 2018 r. wyniosło 119 GWh/dobę, o 12 GWh/dobę mniej niż w 2017 r.

Towarowa Giełda Energii

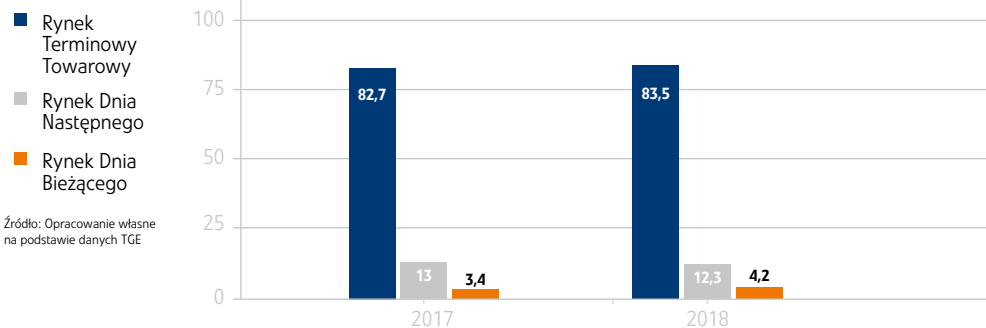
PGNiG jest liderem rynku gazu w obrocie giełdowym na TGE. Zgodnie z informacjami opublikowanymi przez giełdę, całkowity wolumen obrotu gazem w 2018 r. wyniósł 143,3 TWh, z czego 119,6 TWh stanowił obrót na rynku kontraktów terminowych (RTT). Oznacza to, że blisko 83% transakcji na gaz zawieranych na giełdzie w 2018 r. stanowiły kontrakty: roczne, sezonowe (lato, zima), kwartalne, miesięczne oraz tygodniowe.

Wolumen obrotu na kontraktach terminowych (RTT) na TGE w 2017 r. i 2018 r. w TWh



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE

Struktura kontraktów na TGE w 2017 r. i 2018 r.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE

W 2018 r. odnotowano wzrost wolumenu całkowitego obrotu na TGE o 3,4%. Największa liczba transakcji była zawierana na rynku terminowym, gdzie tak jak w 2017 r., udział wszystkich transakcji wyniósł ok. 83%. Liczba transakcji na RTT wzrosła o 4,3% i osiągnęła rekordową wartość blisko 120 mln kontraktów. Warto odnotowania jest, że wolumen obrotu na Rynku Dnia Następnego spadł o 8,6%, natomiast obroty na Rynku Dnia Bieżącego wzrosły o 28,5%.

W 2018 r. spotowa cena gazu w Polsce wyniosła średnio 103,17 PLN/MWh, o 29,2% więcej niż w 2017 r. Ceny gazu były silnie skorelowane z cenami gazu w Niemczech i szerzej, na rynkach europejskich. Średni spread pomiędzy spotowymi cenami na TGE oraz na GASPOOL spadł z poziomu 1,49 EUR/MWh w 2017 r. do 1,40 EUR/MWh w 2018 r., czyli o 5,9%.

GASPOOL -
hub gazowy
w Niemczech.

Cena gazu ziemnego spot na giełdzie TGE, TTF i NCG w 2018 r.



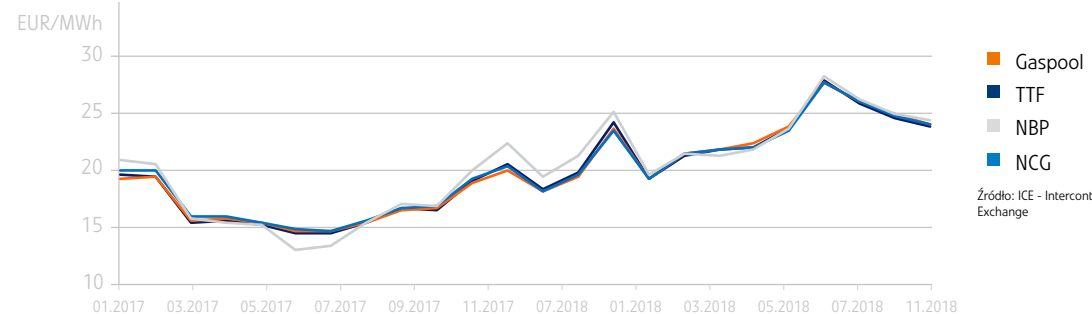
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE oraz EEX - European Energy Exchange

Cena gazu ziemnego w 2018 r.

Średnia cena gazu w Europie w 2018 r. była wyższa o 31% w porównaniu ze średnią ceną z 2017 r. i wzrosła do poziomu 23,16 EUR/MWh z 17,67 EUR/MWh w 2017 r. Największy wzrost

cen odnotowano w Niemczech (GASPOOL) oraz w Wielkiej Brytanii (NBP) – średnio 32%. Najniższy wzrost wystąpił w Polsce (29%).

Średnie miesięczne ceny spot gazu ziemnego na wybranych hubach europejskich w latach 2017-2018



Źródło: ICE - Intercontinental Exchange

W okresie zimowym temperatura powietrza w Europie często spadała poniżej sezonowej normy, co skutkowało zwiększonym zapotrzebowaniem na gaz do celów grzewczych. Temperatura w drugiej połowie lutego spadła nawet do 12°C poniżej średniej sezonowej. Zwiększone zapotrzebowanie było czynnikiem odpowiedzialnym za gwałtowny wzrost cen na przełomie lutego i marca. Wysokie ceny gazu utrzymywały się do początku kwietnia.

W II kwartale 2018 r. ceny gazu stabilnie rosły. Na początku czerwca holenderski minister gospodarki ogłosił, że wydobycie z Groningen, największego złoża gazowego w Europie, w 2020 r. ma zostać obniżone do średniego poziomu 12 mld m³ rocznie. Według wcześniejszych deklaracji cel ten miał zostać osiągnięty dopiero w 2022 r. Obecny poziom produkcji wynosi 19,4 mld m³ rocznie.

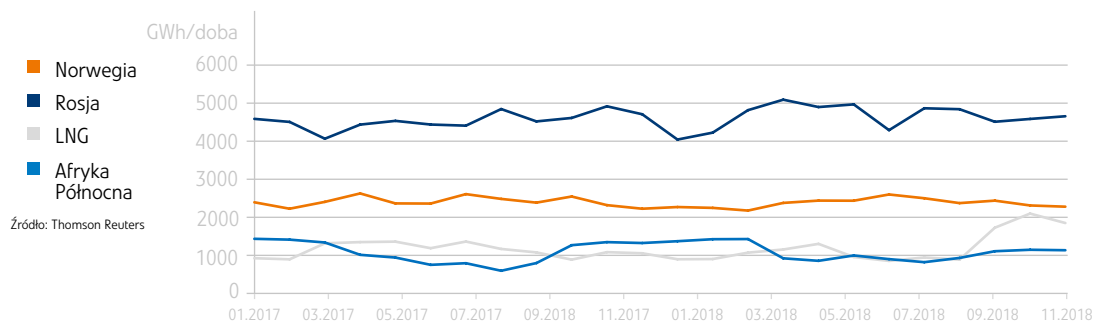
W III kwartale 2018 r. istotnym czynnikiem wpływającym na ceny gazu w Europie była niska podaż LNG. Zwiększone zapotrzebowanie na gaz w Azji i rosnące ceny surowca w tym rejonie świata sprawiły, że firmy eksportujące LNG decydowały się przekierować część dostaw z Europy do Azji. Ponadto, większość krajów Europy Zachodniej zakończyła sezon zimowy z bardzo niskim poziomem napełnienia magazynów. Na skutek tego tempo zatlaczania gazu w okresie letnim było znacznie wyższe niż przed rokiem, co zmniejszało dostępną podaż surowca na kontynencie.

W wyniku rosnących cen węgla oraz uprawnień do emisji dwutlenku węgla odnotowano zwiększone zużycie gazu w sektorze wytwórczym energii elektrycznej. We wrześniu średnia cena gazu na TTF wyniosła 27,65 EUR/MWh. W tym miesiącu doszło również do nieplanowanych zakłóceń w dostawach gazu z norweskich złóż Gullfaks i Asgard.

W IV kwartale zaobserwowano obniżkę cen gazu w Europie. Cena gazu podążała za spadającymi cenami pozostałych surowców energetycznych – ropy i węgla. Spór handlowy między Stanami Zjednoczonymi a Chinami dodatkowo negatywnie wpływał na rynki towarowe. Wysoki poziom napełnienia magazynów w Azji mocno ograniczył zapotrzebowanie na dostawy LNG, które w konsekwencji w dużej mierze zostały przekierowane do Europy.

Całkowity wolumen importowany gazociągami do Europy w 2018 r. wyniósł 3 463 TWh, z czego 49% dostaw (1 697 TWh) pochodziło z Rosji. Udział rosyjskiego importu utrzymywał się na poziomie z 2017 r. Drugim największym dostawcą gazu do Europy była Norwegia, która dostarczyła 876 TWh (80 mld m³), co odpowiadało za 25% dostaw. Udział importu paliwa gazowego ze złóż norweskich spadł o 1 p.p. Import z Afryki Północnej wyniósł 412 TWh (37,5 mld m³). Dostawy LNG do europejskich terminali były równe 462 TWh.

Główne kierunki importu gazu do Europy



Stan magazynów gazu

Na koniec 2018 r. poziom napełnienia magazynów w Polsce wyniósł około 70% i był o 8 p.p. niższy od poziomu odnotowanego na koniec poprzedniego roku. Na innych rynkach europejskich zaobserwowano zwiększenie stanu magazynów; największy wzrost napełnienia magazynów (o 23% r/r) zaobserwowano w Wielkiej Brytanii.

Postępy w realizacji projektów infrastrukturalnych na europejskim rynku gazu

Baltic Pipe

Projekt Baltic Pipe to strategiczny projekt infrastrukturalny mający na celu utworzenie nowego korytarza dostaw gazu na europejskim rynku. Ma on umożliwić przesyłanie gazu bezpośrednio ze złóż zlokalizowanych w Norwegii na rynki w Danii i w Polsce, a także do odbiorców w sąsiednich krajach. Przepustowość Baltic Pipe sięgnie do 10 mld m³ rocznie do Polski oraz do 3 mld m³ rocznie do Danii i Szwecji.

W styczniu 2018 r. PGNiG podpisało umowy przesyłowe z GAZ-SYSTEM oraz Energinet, a 30 listopada 2018 r. GAZ-SYSTEM i Energinet podjęły pozytywne decyzje inwestycyjne, od których realizacji zależy rozpoczęcie świadczenia usług przesyłowych gazu gazociągami Baltic Pipe. Obustronne podjęcie przez opera-

torów GAZ-SYSTEM i Energinet pozytywnych Decyzji Inwestycyjnych oznacza, że spółki te zobowiązały się do budowy gazociągu w ramach projektu Baltic Pipe.

Perspektywy rynku gazu

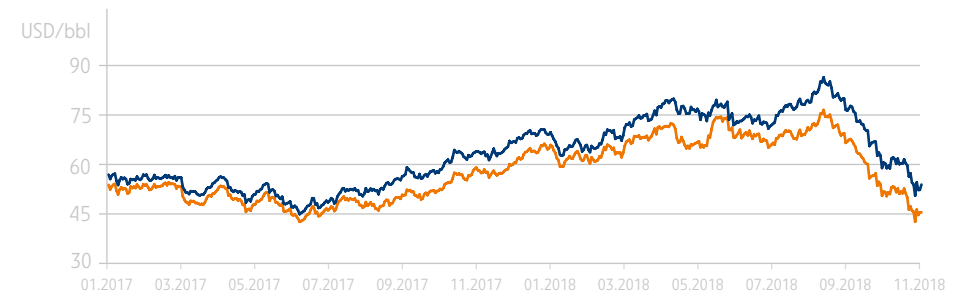
W ocenie analityków, cena gazu ziemnego w Europie będzie stopniowo spadać w ciągu najbliższych lat w wyniku nadpodaży LNG na globalnym rynku. Wpłyne na to przede wszystkim zwiększone wydobycie gazu łupkowego w Ameryce Północnej i Australii oraz otwarcie nowych instalacji skraplających gaz ziemny, które zwiększą konkurencyjność na rynku LNG. Zapotrzebowanie na LNG najmocniej wzrośnie w krajach azjatyckich, jednak wolniej niż w latach 2017–2018. Europa z rosnącym popytem pozostanie rynkiem bilansującym dla światowych dostaw LNG.

Rynek ropy naftowej

Cena ropy na początku 2018 r. utrzymywała tempo wzrostu z drugiej połowy 2017 r. Głównym czynnikiem wpływającym na utrzymanie stabilnego wzrostu cen było dotrzymanie ustaleń dotyczących obniżenia wielkości wydobycia surowca przez kraje zrzeszone w OPEC oraz kraje współpracujące, m.in. Rosję. Część producentów obniżyła nawet produkcję poniżej poziomów uzgodnionych w ramach porozumienia.

Cena ropy naftowej w 2018 r.

Cena ropy Brent oraz WTI w 2017 r. i 2018 r. (kontrakt month ahead)



WTI - (ang. West Texas Intermediate) - rodzaj ropy naftowej służący jako benchmark przy wycenie surowca.

WTI
Brent

bbl - jednostka wolumenu ropy naftowej, 1 baryłka to 42 galony amerykańskie lub 35 brytyjskich.

W I kwartale 2018 r. nastąpił krótkotrwały spadek cen ropy w wyniku dynamicznie rosnącej liczby odwiertów w Stanach Zjednoczonych. W marcu cena wróciła jednak do trendu wzrostowego na skutek, między innymi niepokojących doniesień z Libii, gdzie lokalne grupy partyzanckie wtargnęły na teren instalacji wydobywczych jednego z największych pól naftowych w kraju – Sharara.

W II kwartale cena surowca kontynuowała wzrosty przy obniżonej produkcji ropy w Wenezueli. Globalna niższa podaż ropy skłoniła producentów w Ameryce Północnej do zwiększenia produkcji. W maju produkcja w Stanach Zjednoczonych (10,73 mln bbl dziennie) zbliżyła się do wolumenu produkowanego przez światowego lidera, Rosję (11 mln bbl dziennie). Spowodowało to obniżkę cen ropy na przełomie maja i czerwca, szczególnie amerykańskiego indeksu WTI.

Trzeci kwartał na rynku ropy minął pod znakiem rosnącego ryzyka niewystarczającej podaży na globalnym rynku. Z drugiej strony,

chińsko-amerykańska wojna handlowa zwiększyła obawy inwestorów dotyczące spowolnienia gospodarczego i obniżenia światowego popytu na ropę naftową.

Na początku czwartego kwartału zanotowano najwyższe ceny ropy w całym 2018 r. Na początku października kontrakt Month Ahead ropy Brent był wart 86,29 USD/bbl. Następnie ceny zaczęły gwałtownie spadać w odpowiedzi na wyłączenie 8 państw z amerykańskich sankcji importu ropy z Iranu. Zagrożenie niedostatecznej podaży na globalnym rynku znacznie się oddaliło, co znalazło odzwierciedlenie w cenie surowca, która w listopadzie spadła o 24%. W grudniu podczas spotkania krajów OPEC i państw współpracujących z organizacją ustalono ograniczenie produkcji surowca w 2019 r. o 1,2 mln baryłek dziennie.

Popyt oraz podaż ropy na świecie

Kluczowe dane (mln bbl/d)	Popyt		Podaż	
	2018	2017	2018	2017
OECD	95,29	94,47	59,38	54,78
w tym USA	40,92	39,91	35,66	31,31
Non-OECD	104,85	102,65	140,80	140,63
w tym Chiny	27,75	26,73	9,58	9,57
w tym kraje byłego Związku Radzieckiego	-	-	29,13	28,64
w tym OPEC	-	-	78,21	78,57
Razem Świat	200,14	197,10	200,17	195,43

Źródło: EIA - U.S. Energy Information Administration

Średnie zapotrzebowanie na ropę naftową w 2018 r. wzrosło o 1,54% względem roku poprzedniego i wyniosło średnio 100,07 mln baryłek dziennie. Podaż ropy na świecie została zwiększona w 2018 r. o 2,43% względem roku poprzedniego. Produkcja najmocniej wzrosła w Stanach Zjedno-

czonych – o 13,9%, czyli ok. 2,18 mln baryłek dziennie. Najmocniejszy spadek produkcji (o 4,52%; 0,14 mln baryłek dziennie) zanotowano w obszarze Morza Północnego. Również kraje OPEC nieznacznie zmniejszyły swoją produkcję o 0,45%, do średniej wartości 39,11 mln bbl dziennie.

Perspektywy rynku ropy

Na początku stycznia 2019 r. amerykańska Administracja Informacji Energetycznej (EIA) obniżyła prognozę ceny ropy naftowej Brent w 2019 r. o około 0,8%, do 60,52 USD/bbl i podtrzymała swoją dotychczasową projekcję dla ropy WTI na poziomie 54,19 USD/bbl. EIA wyjaśnia, że obniżenie prognozy cen ropy naftowej Brent jest spowodowane planowanym rekordowym wydobyciem ropy w Stanach Zjednoczonych, które w 2019 r. ma wynieść średnio 12,07 mln baryłek dziennie.

W dłuższej perspektywie ceny ropy mogą wzrosnąć. Od 2020 r. mają wejść w życie najnowsze regulacje Międzynarodowej Organizacji Morskiej dotyczące ograniczeń dla paliw wykorzystywanych na statkach żeglugowych, także tych przewożących ropę naftową.

Ponadto, zdaniem analityków Międzynarodowej Agencji Energetycznej (IEA) ceny ropy naftowej w najbliższych latach mogą wzrosnąć w związku z rosnącym popytem. Głównym sektorem, w którym prognozuje się zwiększone zapotrzebowanie, jest produkcja tworzyw sztucznych i produktów petrochemicznych w krajach rozwijających się.

Otoczenie regulacyjne

Krajowe Otoczenie Regulacyjne

Ustawa – Prawo energetyczne

Ustawa – Prawo energetyczne, jest podstawowym aktem prawnym regulującym zasady funkcjonowania sektora energetycznego, w szczególności określa zasady kształtowania polityki energetycznej państwa, kwestie zaopatrzenia i użytkowania paliw, energii oraz ciepła, a także reguluje zasady prowadzenia działalności przez przedsiębiorstwa energetyczne. Ustawa wskazuje również organy właściwe w sprawach gospodarki paliwami i energią.

Spółki Grupy PGNiG według stanu na dzień 31 grudnia 2018 r. posiadały niżej wymienione koncesje udzielone przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki na podstawie ustawy – Prawo energetyczne:

- 4 koncesje na obrót paliwami gazowymi (PGNiG, PGNiG OD, PST, PST Europe Sales);
- 2 koncesje na obrót gazem ziemnym z zagranicą (PGNiG, PST);
- 4 koncesje na wytwarzanie energii elektrycznej (PGNiG, PGNiG TERMIKA, PGNiG TERMIKA EP, PSG Inwestycje sp. z o.o.);
- 4 koncesje na obrót energią elektryczną (PGNiG, PGNiG OD, PGNiG TERMIKA, PGNiG TERMIKA EP);
- 2 koncesje na wytwarzanie ciepła (PGNiG TERMIKA, PGNiG TERMIKA EP);
- 1 koncesję na obrót ciepłem (PGNiG TERMIKA EP);
- 2 koncesje na przesył ciepła (PGNiG TERMIKA, PGNiG TERMIKA EP);
- 2 koncesje na skraplanie gazu ziemnego i regazyfikację skroplonego gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego (PGNiG, PSG);
- 1 koncesję na magazynowanie paliwa gazowego w instalacjach magazynowych (GSP);
- 1 koncesję na dystrybucję paliw gazowych (PSG);
- 1 koncesję na dystrybucję energii elektrycznej (PGNiG TERMIKA EP).

EIA (ang. U.S. Energy Information Administration) - Amerykańska Federalna Agencja Informacji Energetycznej.

IEA (Międzynarodowa Agencja Energetyczna) - organizacja międzynarodowa z siedzibą w Paryżu, afiliowana przy OECD. Jej celem jest zapobieganie przerwom w dostawach ropy naftowej.

Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997r. - Prawo energetyczne (tekst jedn. Dz. U. z 2018 r., poz. 755 z późn. zm.).

W 2018 r. do ustawy – Prawo energetyczne został wprowadzony szereg zmian, o istotnym znaczeniu dla funkcjonowania rynku gazu ziemnego i energii elektrycznej w Polsce.



Ustawa o zapasach

Ustawa o zapasach, w obszarze rynku gazu ziemnego określa zasady tworzenia i utrzymania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, a także procedury kontroli prawidłowej realizacji obowiązków w niej określonych. Dodatkowo, ustawa określa zasady postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa energetycznego państwa.

Ustawa o efektywności energetycznej

Ustawa o efektywności energetycznej wprowadziła nowy system zobowiązujący do efektywności energetycznej, który wdraża do polskiego porządku prawnego postanowienia Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z dnia 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej, zmiany dyrektyw 2009/125/WE i 2010/30/UE oraz uchylecia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE. Zgodnie z nimi podmioty objęte ustawowym obowiązkiem zobowiązane są uzyskać w każdym roku oszczędność energii finalnej w wysokości 1,5%. Ustawa o efektywności wskazuje dwa zasadnicze sposoby realizacji tego obowiązku:

- realizacja przedsięwzięcia lub przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej u odbiorcy końcowego;
- uzyskanie i przedstawienie do umorzenia Prezesowi URE świadectwa efektywności energetycznej.

Dodatkowo, ustawa wprowadza możliwość realizacji obowiązku poprzez uiszczenie opłaty zastępczej. Co do zasady, nie może to być jednak więcej niż 30% obowiązku za 2016 r., 20% obowiązku za 2017 r. oraz 10% obowiązku za 2018 r. Ustawa o efektywności energetycznej przewiduje znaczny wzrost jednostkowej opłaty zastępczej oraz jej coroczną waloryzację. Dodatkowo, ustawa wprowadza obowiązek sporządzenia co 4 lata audytu energetycznego przedsiębiorstwa.


Ustawa o rynku mocy


Ustawa o rynku mocy określa organizację rynku mocy oraz zasady świadczenia usługi pozostawiania w gotowości do dostarczenia mocy elektrycznej do systemu elektroenergetycznego. Jej celem jest zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych poprzez ustanowienie dedykowanego systemu wsparcia. Dzięki wejściu w życie ustawy o rynku mocy zarówno PGNiG, jak i PGNiG TERMIKA SA będą uzyskiwać dodatkowe przychody.


W 2018 r. przepisy ustawy o rynku mocy zostały zmienione w związku z uchwaleniem ustawy o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji. Zmiany doprecyzowały wzajemne relacje pomiędzy systemami wsparcia.

Ustawa o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji

Ustawa o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji określa zasady udzielania wsparcia dla energii elektrycznej wytwarzanej w wysokosprawnej kogeneracji w jednostkach kogeneracji oraz wydawania gwarancji pochodzenia energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji. Mechanizm wsparcia energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (oparty na tzw. systemie świadectw pochodzenia) wygaśnie z końcem 2018 r. Od początku 2019 r. istnieje nowy mechanizm, który zapewni zarówno stymulowanie budowy nowych jednostek kogeneracji, jak i utrzymanie wytwarzania energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji w istniejących jednostkach, które bez wsparcia nie mogłyby funkcjonować z powodu luki finansowej w kosztach operacyjnych. Wsparcie będzie przysługiwało tylko jednostkom, dla których jednostkowy wskaźnik emisji dwutlenku węgla nie przekroczy 450 kg/MWh wytwarzanej energii (elektrycznej i ciepłej łącznie).

 Ustawa z dnia 16 lutego 2007 r. o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa państwa i zakłóceń na rynku naftowym (tekst jedn. Dz. U. z 2017 r. poz. 1210 z późn. zm.).

 Ustawa z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. z 2016 r., poz. 831).

 Ustawa z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (tekst jedn. Dz.U. 2018 poz. 9).

Ustawa z dnia 25 lipca 2014 r. o specjalnym podatku węglowodorowym (tekst jedn. Dz.U. z 2016 r., poz. 979).

ACER (ang. Agency for Cooperation of Energy Regulators) - Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki, której celem jest koordynowanie i wspieranie współpracy krajowych organów regulacyjnych.

Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 24 kwietnia 2017 r. w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy (Dz. U. z 2017 r., poz. 902).

Ustawa o specjalnym podatku węglowodorowym

Ustawa o specjalnym podatku węglowodorowym (SPW) reguluje zasady opodatkowania specjalnym podatkiem, którego podstawą opodatkowania jest nadwyżka uzyskanych w danym roku podatkowym przychodów z działalności wydobywczej węglowodorów nad poniesionymi w danym roku podatkowym wydatkami kwalifikowanymi.

Obowiązek zapłaty podatku powstanie od przychodów uzyskanych od dnia 1 stycznia 2020 r., przy czym obowiązki ewidencyjne w zakresie SPW oraz deklaracyjne względem właściwego organu podatkowego są wypełniane od 1 stycznia 2016 r.

W grudniu 2018 r. na stronach Rządowego Centrum Legislacji został opublikowany projekt ustawy o uchyleniu ustawy o SPW oraz zmianie niektórych innych ustaw, którego celem jest uchylenie SPW oraz przyspieszenie poboru podatku od wydobycia niektórych kopalin. Projektowane uchylenie SPW ma pozytywny charakter dla Grupy PGNiG, a przyspieszenie poboru podatku od wydobycia niektórych kopalin wiąże się ze wzrostem obciążeń podatkowych od 2019 r.

Ustawa – Prawo geologiczne i górnicze

Ustawa – Prawo geologiczne i górnicze określa m.in. zasady koncesjonowania działalności m.in. w zakresie poszukiwania i wydobywania kopalin, jak również określa warunki wykonywania prac geologicznych, wydobywania kopalin ze złóż, składowania odpadów w górotworze, w tym w podziemnych wyrobiskach górniczych, ochrony złóż kopalin, wód podziemnych i innych składników środowiska w związku z wykonywaniem prac geologicznych i wydobywaniem kopalin.

Od 2016 r. zgodnie ze znowelizowaną ustawą – Prawo geologiczne i górnicze przyznawana jest jedna koncesja na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż węglowodorów oraz wydobywanie węglowodorów ze złóż. Udzie-

lenie tzw. „łącznej” koncesji jest możliwe jedynie w postępowaniu przetargowym prowadzonym z urzędu. Należy wskazać, że w 2017 r. Minister Środowiska ogłosił 8 z 10 obszarów do postępowania przetargowego o udzielenie koncesji łącznej. Natomiast w 2018 r. ogłoszono 16 obszarów przetargowych w dwóch rundach przetargowych.

W czerwcu 2018 r. przyjęto nowelizację do Prawa geologicznego i górniczego, w której wprowadzono istotne zmiany w systemie koncesjonowania węglowodorów. Wprowadzono możliwość ubiegania się o koncesję na działalność poszukiwawczo-rozpoznawczą złóż węglowodorów w formule przetargowej na wniosek przedsiębiorcy „open door”, a nie jak do tej pory jedynie w obszarach wyznaczonych przez Państwo. Wprowadzono również możliwość kolejnego przekształcenia koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie węglowodorów w koncesję łączną z terminem do końca 2018 r. i zrezygnowano z zabezpieczenia z tytułu niewykonania lub ненаależytego wykonania warunków określonych w koncesji.

Polityka Surowcowa Państwa

W 2018 r. Minister Środowiska ogłosił projekt założeń do Polityki Surowcowej Państwa. Dokument ten stanowi podstawę do podjęcia dalszych prac nad Polityką Surowcową Państwa, kontynuowanych przez przedstawicieli wszystkich ministerstw, a także branżowych podmiotów gospodarczych, instytucji naukowych oraz środowisk społecznych. Efektem przyjęcia Polityki będzie szereg zmian legislacyjnych, które będą wpływały na zasady wykonywania koncesjonowanej działalności.

Rozporządzenie dywersyfikacyjne

Rozporządzenie dywersyfikacyjne określa maksymalny udział gazu importowanego z jednego kraju pochodzenia w stosunku do całkowitej wielkości gazu importowanego w danym roku. W latach 2017-2022 wynosi on 70%, zaś w latach 2023-2026 – 33%.

Rozporządzenie systemowe

Rozporządzenie systemowe doprecyzowuje określone w ustawie – Prawo energetyczne zasady funkcjonowania systemu gazowego. W szczególności formułuje zasady i warunki ubiegania się o przyłączenia do sieci, sposób prowadzenia obrotu paliwami gazowymi i możliwości świadczenia usług w systemie gazowym, w tym sposób załatwiania reklamacji, kwestie bilansowania oraz zarządzania ograniczeniami, a także określa zasady współpracy pomiędzy uczestnikami rynku.

Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 10 stycznia 2017 r. wprowadziło wyłączną możliwość przyłączenia do sieci przesyłowej gazowej o średnicy DN 1300 lub wyższej urządzeń i instalacji wykorzystywanych do prowadzenia działalności w zakresie przesyłania paliw gazowych oraz zwiększa graniczną wielkość mocy przyłączanych do sieci przesyłowej klientów z 5000 na 45 000 m³/h, co zwiększa sferę działania przedsiębiorstw dystrybucyjnych i stabilizuje rynek przesyłu i dystrybucji paliw gazowych.

Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 21 września 2018 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego wprowadziło instytucję sprzedawcy awaryjnego, którego zadaniem jest dostarczanie paliwa gazowego do odbiorcy końcowego w przypadku zaprzestania jego dostarczania przez dotychczasowego sprzedawcę z przyczyn leżących po stronie tego sprzedawcy.

Rozporządzenie taryfowe

Rozporządzenie taryfowe określa zasady kształtowania taryf dla paliw gazowych, w szczególności kalkulacji cen i stawek opłat, a także kwestie rozliczeń między uczestnikami rynku. Obecnie regulacji cen gazu ziemnego podlega sprzedaż dla odbiorców w gospodarstwach domowych.

W 2018 r. PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. posiadał taryfę na obrót paliwami gazowymi,

Gas Storage Poland obowiązywała taryfa dotycząca usług magazynowania paliwa gazowego a PSG taryfa dla usług dystrybucji paliwa gazowych i usług regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego.

W segmencie Wytwarzania swoje taryfy posiadały PGNiG TERMIKA – dla ciepła wytworzonego w źródłach wytwórczych oraz PGNiG TERMIKA EP – dla ciepła wytworzonego w źródłach wytwórczych oraz dla usług dystrybucyjnych energii elektrycznej.

Zagraniczne otoczenie regulacyjne

Trzeci Pakiet Energetyczny

W 2018 r. kompleksową regulacją dotyczącą europejskiego rynku energii (tj. rynku energii elektrycznej i gazu) pozostał tzw. Trzeci Pakiet Energetyczny. W skład tego Pakietu wchodzi 5 aktów prawnych przyjętych przez instytucje unijne w 2009 r.

Celem Pakietu jest zwiększenie konkurencji na europejskim rynku energii oraz stworzenie rynku wewnętrznego energii poprzez takie mechanizmy, jak: rozdzielanie własnościowe, organizację współpracy regulatorów oraz przedsiębiorców działających na rynku energetycznym (ACER, ENTSO-E oraz ENTSO-G) czy wprowadzenie kodeksów sieciowych.


Dyrektywa w sprawie promowania ekologicznie czystych i energooszczędnych pojazdów transportu drogowego

Dyrektywa w sprawie promowania ekologicznie czystych i energooszczędnych pojazdów transportu drogowego, zwana „dyrektywą w sprawie ekologicznie czystych pojazdów”, uzupełnia horyzontalne przepisy UE dotyczące udzielania zamówień publicznych. Dzięki wprowadzeniu obowiązku uwzględniania – przy udzielaniu zamówień publicznych na pojazdy transportu drogowego – czynnika energetycznego i oddziaływania na środowisko podczas cyklu użytkowania pojazdu ma ona stymulować rynek ekologicznie

Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 15 marca 2018 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi (Dz.U. z 2018 r., poz. 640)

ENTSO-G (ang. European Network of Transmission System Operators for Gas) - Europejska Sieć Operatorów Gazowych Systemów Przesyłowych, organizacja skupiająca europejskich operatorów gazowych systemów przesyłowych.

Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 2 lipca 2010 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego (Dz.U. z 2018 r., poz. 1058, z późn. zm.).

 Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 1938/2017 z dnia 25 października 2017 r. dotyczące środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie (UE) 994/2010

czystych i energooszczędnych pojazdów, przyczynić się do zmniejszenia emisji CO₂ i emisji zanieczyszczeń powietrza oraz zwiększyć efektywność energetyczną.

Rozporządzenie SoS

Rozporządzenie SoS ma na celu zapobieganie zakłóceniom w dostawach gazu ziemnego do państw członkowskich, a w razie ich wystąpienia – łagodzenie skutków.

W 2018 r. prowadzone były prace w zakresie dostosowania krajowego ustawodawstwa oraz procedur obowiązujących w ramach Grupy PGNiG do wymogów Rozporządzenia SoS.

Rozporządzenie NC TAR

Celem **Rozporządzenia Komisji (UE)** jest zmniejszenie rozbieżności pomiędzy modelami taryfowymi stosowanymi w poszczególnych państwach członkowskich. Prowadzenie przez Komisję Europejską działań legislacyjnych zmierzających do ujednoczenia struktur taryfowych na poziomie UE ma na celu ułatwienie obrotu o charakterze transgranicznym prowadzonego przez uczestników europejskiego rynku gazu.

Rozporządzenie NC CAM

Rozporządzenie NC CAM ma na celu utworzenie prawidłowo funkcjonujących systemów wzajemnie połączonych sieci przesyłowych, co ma skutkować dalszym rozwojem wewnętrznego rynku energii UE poprzez harmonizację mechanizmów zapewniających przejrzyste i niedyskryminacyjne zasady alokacji zdolności przesyłowych.

Przepisy Rozporządzenia NC CAM znajdują zastosowanie do połączeń międzysystemowych istniejących pomiędzy państwami członkowskimi. W celu zapewnienia równych i niedyskryminacyjnych zasad udostępniania zdolności przesyłowych na tych połączeniach, rozdział przepustowości jest realizowany w formie aukcji organizowanych przez operatorów

systemów przesyłowych, w ramach których oferowane są produkty śróddzienne, dobowe, miesięczne, kwartalne oraz roczne.

EU ETS

Europejski System Handlu Przydziałami emisji gazów cieplarnianych nakłada m.in. obowiązek rozliczania emisji CO₂ oraz reguluje kwestię przydziałów bezpłatnych uprawnień na ciepło i energię elektryczną. Instalacje emitujące gazy cieplarniane (m.in. CO₂) są zobowiązane na mocy dyrektywy ETS do rozliczania swoich emisji uprawnieniami do emisji CO₂ do 30 kwietnia każdego roku za rok miniony. Brak posiadania wymaganej liczby uprawnień do emisji skutkuje nałożeniem na prowadzącego instalację kary w wysokości 100 EUR/tCO₂ oraz konieczność zakupu brakujących uprawnień do ich umorzenia.

W 2018 r. trwały prace nad Funduszem Innowacji („FI”), którego celem jest wspieranie technologii OZE, magazynowania energii oraz wylapywania dwutlenku węgla z atmosfery. FI, zgodnie z przyjętą rewizją Dyrektywy EU ETS, miały zostać zasilony uprawnieniami do emisji funkcjonującymi w ramach EU ETS. Pod koniec IV kwartału 2018 r. Komisja Europejska przedstawiła projekt aktu delegowanego ustanawiającego ten FI.

Równocześnie trwały prace nad projektem listy sektorów narażonych na tzw. ucieczkę emisji. Włączenie sektora wydobywania gazu ziemnego na listę pozwoliłoby na uzyskanie dodatkowych uprawnień do emisji. Obecnie trwają konsultacje publiczne przeprowadzane przez Komisję Europejską, które zakończyć się mają pod koniec stycznia 2019 r.

Ryzyko regulacyjne

Zniesienie administracyjnej kontroli cen

●○○ ●○○ ↘

W związku z wyrokiem Trybunału Sprawiedliwości UE z dnia 10 września 2015 r. w sprawie taryfikacji cen paliw gazowych zachodzi

konieczność dokonania szybkich zmian w obowiązujących przepisach dotyczących administracyjnej kontroli cen. PGNiG stoi na stanowisku, że uwolnienie cen gazu jest kluczowym elementem liberalizacji rynku gazu. Jednocześnie Spółka zwraca uwagę, że proces ten musi być prowadzony w sposób gwarantujący ciągłość rozliczeń w umowach z odbiorcami. Możliwość niezapewnienia ciągłości rozliczeń stanowi ryzyko związane z prowadzeniem działalności gospodarczej.

Obowiązek dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy

●○○ ●○○ ↘

Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 24 kwietnia 2017 r. w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy określa poziomy maksymalnego udziału gazu importowanego z jednego kraju pochodzenia, w stosunku do całkowitej wielkości gazu importowanego w danym roku. W latach 2017-2022 poziom ten nie może być wyższy niż 70%.

Utrzymanie w mocy decyzji ws. zwolnienia gazociągu OPAL z zasad III Pakietu Energetycznego

●●● ●●● →

Na mocy dwóch decyzji, wydanych na podstawie art. 36 Dyrektywy 2009/73 z dnia 13 lipca 2009 r. dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylającej dyrektywę 2003/54/WE, Opal Gastransport GmbH będąca operatorem Gazociągu Opal korzysta ze zwolnienia z konieczności udostępnienia mocy przesyłowych podmiotom trzecim. Podmiotem korzystającym z tej infrastruktury jest Gazprom, któremu udostępniono przepustowość Gazociągu Opal w wysokości 50% (decyzja z 2009 r.) oraz de facto 100% (decyzja z 2016 r.). Dzięki ostatniemu zwolnieniu z zasady dostępu stron trzecich (TPA) Gazprom ma możliwości przesyłania około 55 mld m³ gazu ziemnego rocznie do Unii Europejskiej

z ominięciem tradycyjnych dróg dostaw (gazociąg Jamał oraz gazociąg Braterstwo).

Przyjęte przez Komisję Europejską i niemieckiego regulatora Bundesnetzagentur w 2016 r. rozstrzygnięcia w sprawie zwolnienia pozwalają rosyjskiemu podmiotowi dominującemu na realizację długoterminowej strategii, której celem jest uniemożliwienie rozwoju projektów dywersyfikacyjnych w regionie Europy Środkowo-Wschodniej i w konsekwencji pełne uzależnienie państw regionu od rosyjskiego gazu. Mając to na uwadze, PGNiG, PGNiG Supply & Trading GmbH (PST), Rząd RP oraz Naftohaz (ukraińska spółka obrotu gazem) złożyły skargi na decyzję Komisji Europejskiej do Sądu Unii Europejskiej

W dniu 14 grudnia 2017 r. stwierdzona została niedopuszczalność jednej ze skarg wniesionych przez PST z przyczyn formalnych. Analogiczne postanowienie zostało doręczone w dniu 21 marca 2018 r. w sprawie ze skargi PGNiG. Od postanowienia z dnia 14 grudnia 2017 r. w sprawie PST wniesione zostały dwa odwołania do Trybunału Sprawiedliwości UE. W sprawie PGNiG odwołanie zostało wniesione przez tę Spółkę w dniu 24 maja 2018 r. Należy podkreślić, że Sąd Unii Europejskiej nie podjął dotychczas merytorycznego rozstrzygnięcia w żadnym z prowadzonych postępowań.

Ograniczenie wsparcia dla projektów gazowych w ramach funduszy europejskich


●●● ●●● ↗

Obecnie trwają prace nad nowym tekstem **Rozporządzenia EFRR**. Przedstawiony przez Komisję Europejską projekt rozporządzenia przewidywał m.in. wyłączenie projektów związanych z m.in. z transportem gazu, przetwarzaniem oraz spalaniem paliw kopalnianych. Wyłączenie sektora gazu ziemnego, w szczególności w zakresie dystrybucji, stwarzałoby istotne ryzyko dla Grupy PGNiG, w szczególności w zakresie ambitnych planów gazyfikacji kraju.

Istotność ryzyka:
●○○ niskie
●●● średnie
●●● wysokie

Prawdopodobieństwo materializacji ryzyka:
●○○ niska
●●● średnia
●●● wysoka

Ryzyko w stosunku do 2017 r. :
↗ wzrosło
→ utrzymało się
↘ spadło

 Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1301/2013 z dnia 17 grudnia 2013 r. w sprawie Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego i przepisów szczególnych dotyczących celu „Inwestycje na rzecz wzrostu i zatrudnienia” oraz w sprawie uchylecia rozporządzenia (WE) nr 1080/2006.

Pakiet zimowy (elektroenergetyczny)

– Czysta energia dla Europejczyków

Niektóre postanowienia projektów aktów prawnych wchodzących w skład Pakietu „Czysta energia dla Europejczyków” tworzą istotne zagrożenia dla działalności Grupy PGNiG. Przede wszystkim wprowadzenie kryterium emisyjności (na obecnie proponowanym poziomie 550 g emisji CO₂ przy wytwarzaniu 1 kWh) dla uczestnictwa instalacji w rynku mocy może stanowić barierę regulacyjną dla uczestnictwa w tym rynku przez elektrociepłownie będące własnością Grupy PGNiG.

Inny rodzaj zagrożenia stanowi projekt wprowadzenia wiążących celów dla Państw Członkowskich w zakresie udziału energii z odnawialnych źródeł energii, dla efektywności energetycznej oraz poszczególnych trajektorii osiągnięcia tych celów.

Nowy europejski pakiet legislacyjny dla rynku gazu ziemnego



Nowa Komisja Europejska (wyłoniona po wyborach do Parlamentu Europejskiego w 2019 r.) prawdopodobnie rozpocznie prace legislacyjne nad nowymi europejskimi ramami regulacyjnymi dla rynku gazu ziemnego (tzw. Czwarty Pakiet). Na pierwszą połowę 2019 r. spodziewane jest przygotowanie kilku raportów przez zewnętrznych konsultantów, które mają pozwolić na zidentyfikowanie potencjalnego kierunku nowych ram regulacyjnych dla sektora gazu ziemnego.

Głównym ryzykiem w tym zakresie jest nieuwzględnienie specyfiki regionalnej sektora gazu ziemnego i przyjęcie niekorzystnych dla rozwoju tego sektora w Polsce regulacji europejskich.

Projekt nowelizacji Dyrektywy 2009/73



Ogłoszona w III kwartale 2017 r. propozycja zmiany Dyrektywy 2009/73 ma na celu potwierdzenie stosowalności dyrektywy rów-

nież do infrastruktury importowej do Unii Europejskiej, aż do granic jurysdykcji UE, rozumianych jako granica mórz terytorialnych i wyłącznych stref ekonomicznych Państw Członkowskich. Dyrektywa stanowi odpowiedź na postulaty części podmiotów działających na rynku wewnętrznym gazu, w tym PGNiG, zgodnie z którymi konieczne jest szczegółowe określenie granic stosowalności aktów europejskich. Obecne uregulowania prawne pozostawiają tę kwestię nieprecyzyjną, co zakłóca działanie rynku wewnętrznego gazu i negatywnie wpływa na integrację Państw Członkowskich.

Ryzyko braku zgodności

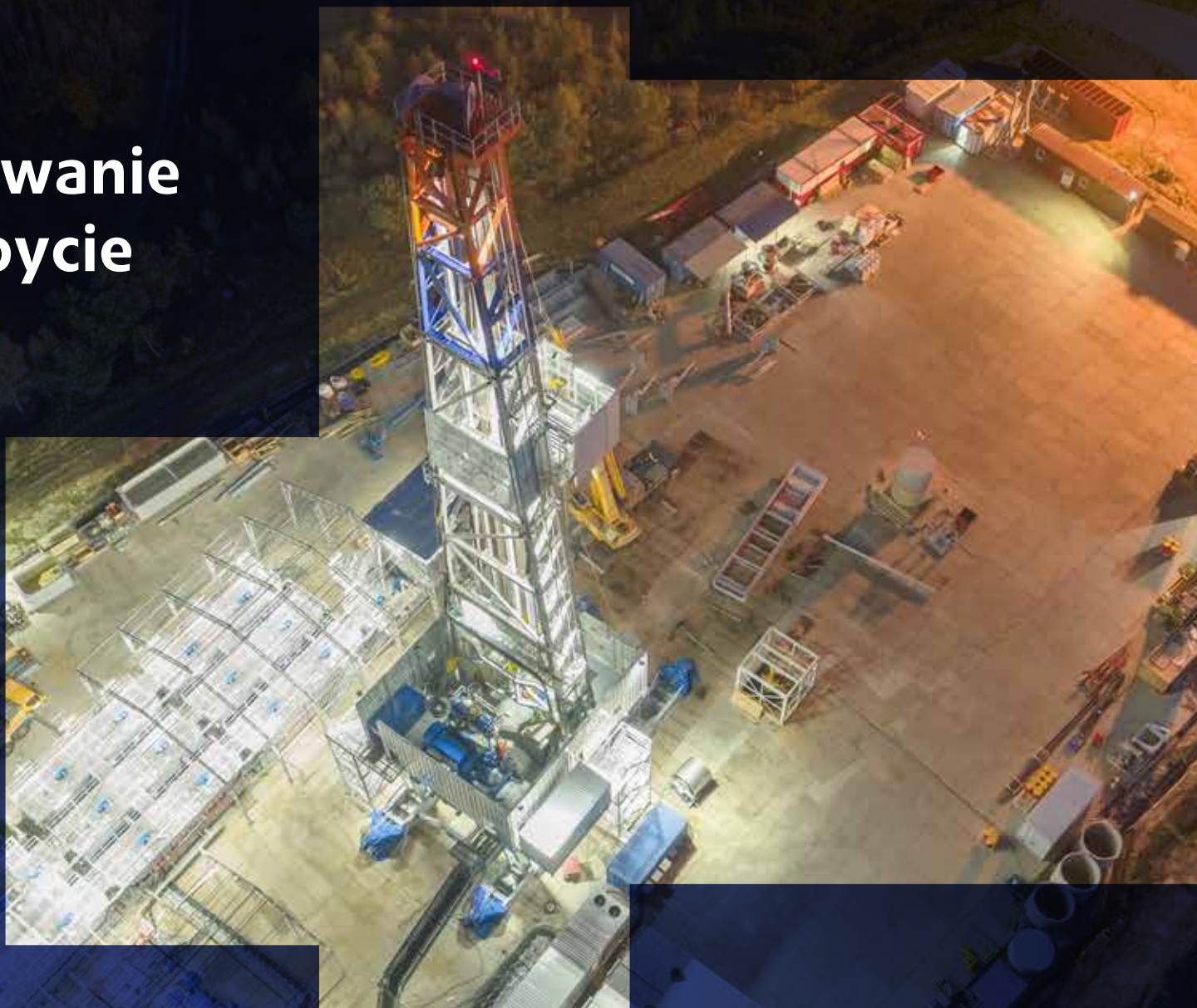


W PGNiG istnieje wyodrębniona funkcjonalnie oraz organizacyjnie funkcja Compliance. Model systemu zarządzania ryzykiem braku zgodności zakłada istnienie wyspecjalizowanych liderów merytorycznych w poszczególnych obszarach ryzyk braku zgodności (tzw. zarządzających obszarami ryzyka braku zgodności), na których spoczywa podstawowy ciężar wsparcia w przestrzeganiu standardów zgodności. Ryzyka braku zgodności (ryzyka naruszeń standardów zgodności) mogą powstać w licznych obszarach ryzyk braku zgodności i przejawiać się:

- bezpośrednio w wymiarze finansowym, jako kary, odszkodowania, zadośćuczynienia i inne należności, do których zapłaty Spółka może być zobowiązana;
- w odniesieniu do wizerunku Spółki, którego utrata może również mieć swoje reperkusje finansowe;
- w działalności operacyjnej Spółki oraz z punktu widzenia wartości dla interesariuszy, w tym akcjonariuszy.



Poszukiwanie i Wydobywanie



Poszukiwanie i Wydobywanie



PGNiG Upstream Norway AS - dawniej PGNiG Upstream International AS.

Zobacz również: www.norway.pgnig.pl

Zobacz również: www.exalo.pl

Zobacz również: www.geofizyka.pl

Opis segmentu

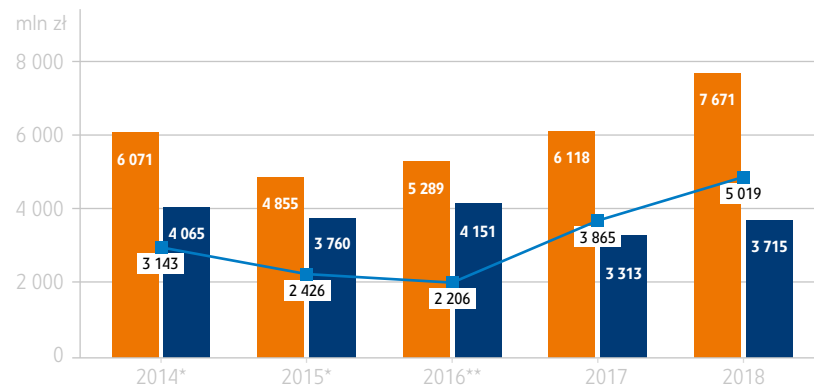
Podstawową działalnością segmentu jest pozyskanie węglowodorów ze złóż i przygotowanie produktów do sprzedaży. Segment obejmuje cały proces poszukiwania oraz wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej ze złóż, poczynając od przeprowadzenia analiz geologicznych, badań geofizycznych i wierceń, po zagospodarowanie i eksploatację złóż. Prace te segment prowadzi we własnym zakresie oraz

we współpracy z partnerami na podstawie umów o wspólnych operacjach. Segment wykorzystuje na swoje potrzeby pojemności PMG Bonikowo i PMG Daszewo.

Spółki segmentu: PGNiG SA, PGNiG Upstream Norway AS, PGNiG Upstream North Africa B.V., Exalo Drilling SA, GEOFIZYKA Toruń SA, GEOFIZYKA Kraków Sp. z o.o. w likwidacji.



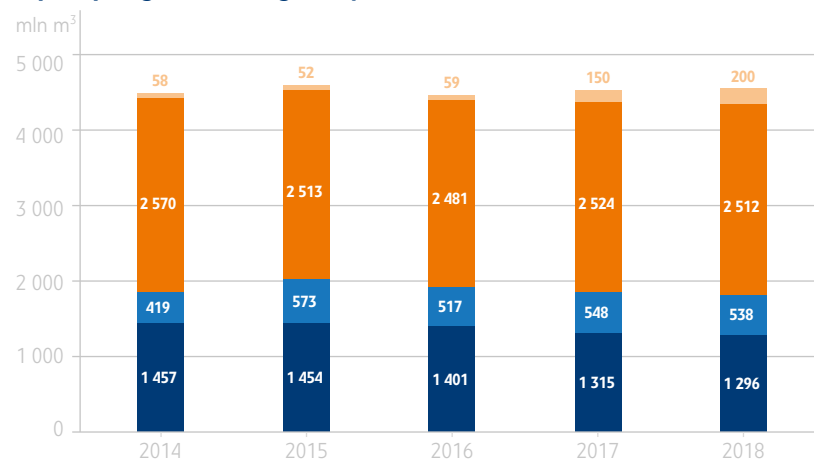
Segment w liczbach



■ Przychody segmentu ogółem
■ Koszty segmentu ogółem
— EBITDA

* dane nieprzekształcone, raportowane
** dane przekształcone według nowej segmentacji działalności Grupy PGNiG.

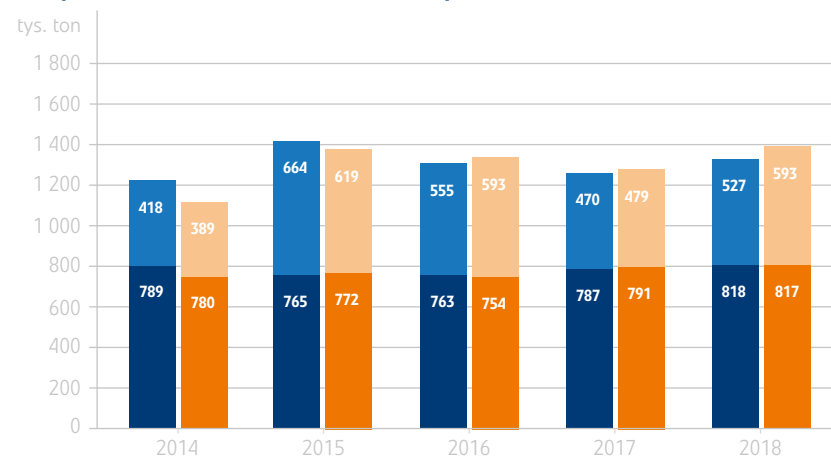
Wydobywanie gazu ziemnego Grupa PGNiG



Gaz zaazatowany (przeliczony na E)
■ Pakistan
■ Polska

Gaz wysokometanowy E
■ Norwegia
■ Polska

Ropa naftowa, kondensat i NGL w Grupie PGNiG



Sprzedaż ropy naftowej, kondensatu i NLG
■ Norwegia
■ Polska

Wydobywanie ropy naftowej, kondensatu i NLG
■ Norwegia
■ Polska

Przychody segmentu wzrosły o 1 553 mln zł, do poziomu 7 671 mln zł, co oznacza 25% wzrost w relacji do przychodów za 2017 r. Zysk z działalności operacyjnej segmentu Poszukiwanie i Wydobywanie na koniec 2018 r. wyniósł 3 956 mln zł i był o 1 154 mln zł wyższy niż w roku poprzednim. Dodając amortyzację, wynik EBITDA osiągnął poziom 5 019 mln zł – o 1 154 mln zł więcej rok do roku.

W porównaniu do 2017 r. w segmencie wydobywanie gazu zwiększyło się o 9 mln m³ w przeliczeniu na gaz wysokometanowy. Spadek produkcji w Polsce (o 31 mln m³) i Norwegii (o 10 mln m³) został zrekompensowany wyższym, w przeliczeniu na gaz wysokometanowy, wydobywaniem gazu zaazotanowanego w Pakistanie – o 50 mln m³. Sprzedaż ropy naftowej w całym 2018 r. była o 140 tys. ton wyższa niż w roku poprzednim – sprzedaż w kraju wzrosła o 26 tys. ton, a w Norwegii o 114 tys. ton, głównie w wyniku zwiększonej produkcji ze złóż Skarv i Gina Krog.

Koszty operacyjne segmentu wzrosły o 401 mln zł (12%) rok do roku, głównie w wyniku wyższych kosztów odwiertów negatywnych i spisanej sejsmiki (wzrost o 287 mln zł r/r), świadczeń pracowniczych (wzrost o 72 mln zł r/r) oraz usług przesyłowych (wzrost o 64 mln zł r/r).

Działalność krajowa

Koncesje krajowe

Na dzień 1 stycznia 2018 r. PGNiG posiadało 48 koncesji: 22 na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, 1 zawieszona (w związku z brakiem zakończenia procedury przekształcenia oraz wygaśnię-

ciem koncesji po złożeniu wniosków do organu koncesyjnego) oraz 25 łącznych (na poszukiwanie, rozpoznawanie oraz wydobywanie). Na dzień 31 grudnia 2018 r. PGNiG posiadało 47 koncesji: 20 na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego oraz 27 łącznych (z 1 koncesji zrezygnowano).

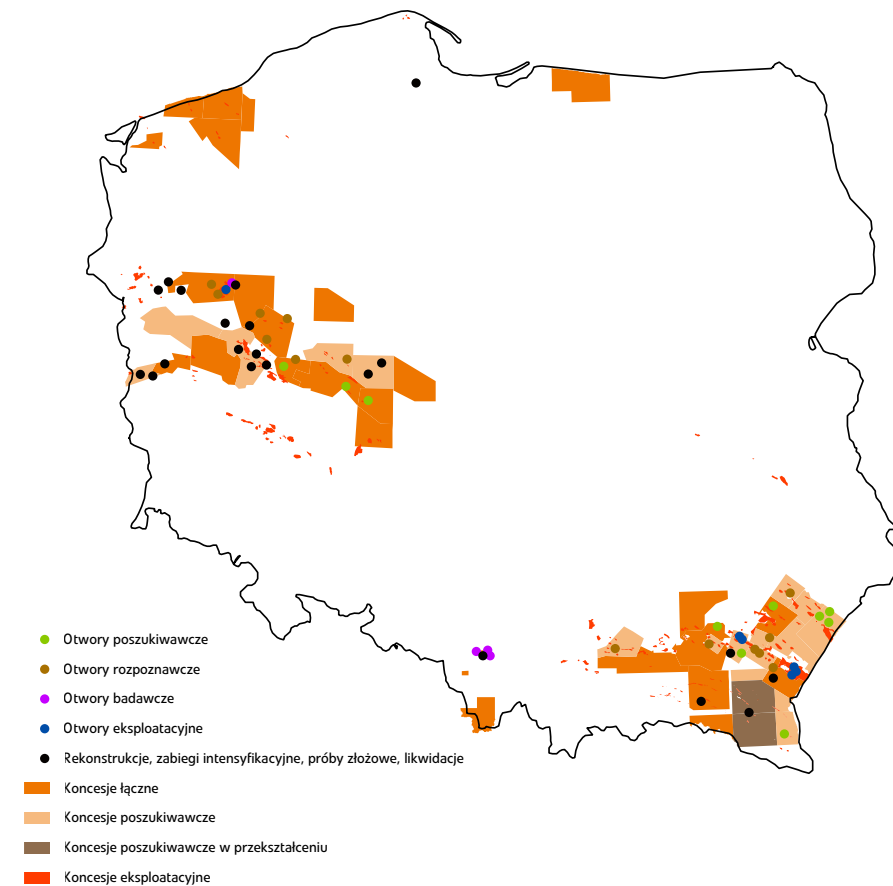
Na dzień 31 grudnia 2018 r. liczba posiadanych krajowych koncesji eksploatacyjnych wyniosła 203. W 2018 r. PGNiG przyznano 2 nowe koncesje eksploatacyjne (Zbąszyń oraz Dzików Stary), 34 zostały zmienione, a 12 wygaszono.

Prowadzone prace

W 2018 r. PGNiG zajmowało się poszukiwaniem i rozpoznawaniem złóż ropy naftowej i gazu ziemnego na terenie Karpat, Przedgórze Karpat, Monokliny Sudeckiej i Niżu Polskiego zarówno we własnym zakresie, jak i we współpracy z partnerami. Z 36 otworów wierconych w 2018 r. głębokość końcową osiągnęły 32 otwory, w tym: 4 badawcze, 9 poszukiwawczych, 13 rozpoznawczych oraz 6 eksploatacyjnych.

Na koniec 2018 r. wyniki złożowe uzyskano z 21 odwiertów (1 badawczy, 9 poszukiwawczych, 5 rozpoznawczych i 6 eksploatacyjnych). Wśród 21 odwiertów o znanych wynikach złożowych znalazło się: 17 odwiertów pozytywnych, 3 negatywne (wszystkie to odwierty poszukiwawcze, które nie uzyskały przemysłowego przypiły węgłowodorów i zostały zlikwidowane) oraz 1 badawczy (zlikwidowany, z uwagi na badawczy charakter prowadzonych prac nie podlega klasyfikacji złożowej).

Koncesje PGNiG i odwierty w 2018 r.



W 2018 r. wykonane były również rekonstrukcje, zabiegi intensyfikacyjne, testy złożowe oraz likwidacje otworów odwierconych we wcześniejszych latach.

PGNiG, z produkcją ropy w Polsce na poziomie ponad 800 tys. ton w 2018 r., należy do największych firm specjalizujących się w wydobywaniu tego surowca w kraju. W odniesieniu do gazu ziemnego PGNiG posiada około 90% udziału w łącznym wolumenie wydobycia w Polsce.

Liczba kopalni

Liczba kopalni	Sanok	Zielona Góra
Kopalnie gazu ziemnego	18	10
Kopalnie ropy naftowej	5	1
Kopalnie ropy naftowej i gazu ziemnego	13	7
Razem	36	18

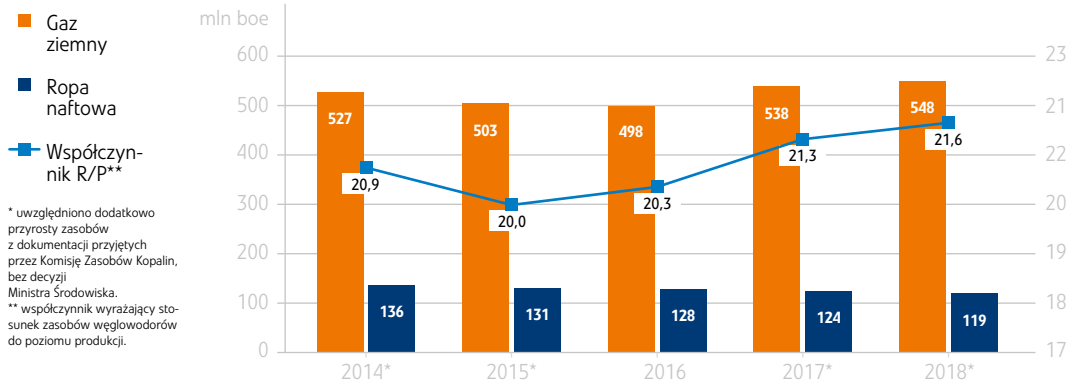
Segment Poszukiwanie i Wydobywanie na koniec 2018 r. zanotował zysk na działalności operacyjnej w wysokości 3 956 mln zł.

Współpraca z innymi podmiotami

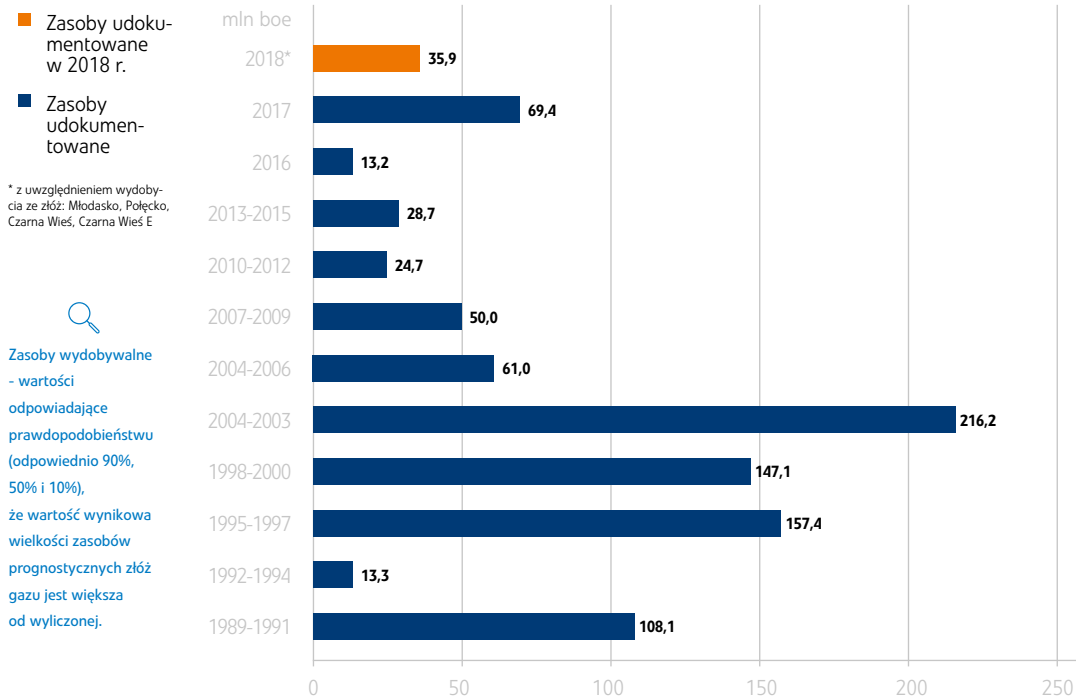
W 2018 r. PGNiG współpracowało na posiadanych obszarach koncesyjnych z innymi podmiotami, takimi jak: LOTOS Petrolbaltic SA

i ORLEN Upstream Sp. z o.o. Ponadto, we współpracy z innymi podmiotami, PGNiG prowadziło prace poszukiwawcze w Pakistanie i Norwegii.

Zasoby wydobywalne udokumentowane przez PGNiG w Polsce w latach 2014-2018



* uwzględniono dodatkowo przyrosty zasobów z dokumentacji przyjętych przez Komisję Zasobów Kopalni, bez decyzji Ministra Środowiska.
** współczynnik wyrażający stosunek zasobów węglowodorów do poziomu produkcji.



* z uwzględnieniem wydobycia ze złóż: Młodasko, Połęczko, Czarna Wieś, Czarna Wieś E

Zasoby wydobywalne - wartości odpowiadające prawdopodobieństwu (odpowiednio 90%, 50% i 10%), że wartość wynikowa wielkości zasobów prognostycznych złóż gazu jest większa od wyliczonej.

Sprzedż podstawowych produktów

Podstawowymi produktami sprzedawanymi przez segment jest ropa naftowa, gaz ziemny wysokometanowy i gaz ziemny zaazotowany. W wyniku oczyszczania ropy naftowej do parametrów handlowych uzyskiwane są produkty: kondensat ropny, siarka oraz mieszanina propan-butan. Część wydobywanego gazu zaazotowanego podlega dalszemu przetworzeniu na gaz wysokometanowy w odzotowniach w Odolanowie oraz Grodzisku Wielkopolskim. W wyniku kriogenicznego przetwarzania gazu zaazotowanego, oprócz gazu wysokometanowego, uzyskuje się takie produkty, jak: LNG, gazowy i ciekły hel oraz ciekły azot. Część gazu ziemnego wydobytego w Polsce sprzedawana jest bezpośrednio ze złóż do klientów spoza Grupy Kapitałowej PGNiG, jak również w ramach Grupy. Gaz ziemny wydobyty, a nie sprzedany w segmencie, przekazywany jest do sprzedaży do segmentu Obrót i Magazynowanie.

Kolejowe dostawy ropy naftowej (65% sprzedaży) były realizowane do Grupy LOTOS – Rafineria w Gdańsku oraz do spółki Orlen Południe Zakład Trzebinia (Grupa PKN Orlen). Transportem samochodowym (5% sprzedaży) dostarczano surowiec do Orlen Południe Zakład Jedlicze. W 2018 r. dostawy ropy były realizowane również transportem rurociągowym (30% sprzedaży) do firmy TOTSA TOTAL Oil Trading SA przy wykorzystaniu ropociągu PERN. Sprzedaż ropy naftowej jest oparta o rynkowe notowania cen tego surowca.

Prace sejsmiczne i wiertnicze oraz usługi serwisowe

W 2018 r. w ramach realizacji zadań Oddziału Geologii i Eksploatacji PGNiG wykonano 470,78 km sejsmiki 2D oraz 1049,60 km² sejsmiki 3D. Spółki należące do Grupy PGNiG świadczą usługi z zakresu prac sejsmicznych i serwisowych oraz wykonywania odwiertów zarówno wewnątrz Grupy, jak i na rzecz podmiotów zewnętrznych.

Podziemne magazyny gazu

W systemie gazowniczym PGNiG w ramach segmentu Poszukiwanie i Wydobywanie funkcjonują dwa magazyny gazu grupy L (PMG Daszewo i PMG Bonikowo), których głównymi zadaniami jest regulowanie pracy systemu gazu zaazotowanego oraz zagospodarowanie gazu z kopalń gazu zaazotowanego.

Poszukiwanie, rozpoznawanie oraz wydobywanie złóż metanu z pokładów węgla

W ramach realizacji II etapu (badawczo-demonstracyjnego) projektu poszukiwania, rozpoznawania oraz wydobywania złóż metanu z pokładów węgla Geo-Metan w 2018 r. określono szczegółowe kryteria wyboru lokalizacji wierzeń w ramach przedeksplatacyjnego odmetanowania pokładów węgla, zaadresowane do trzech spółek górniczych: Jastrzębskiej Spółki Węglowej SA (dalej: JSW), PGG i TAURON Wydobywanie SA. Partnerzy przekazali PGNiG listę kopalń spełniających kryteria, a podczas spotkań roboczych gromadzono informacje geologiczno-górnice, formalno-prawne oraz analizowano dane w celu wytypowania kopalń do dalszych prac w ramach projektu. Skutkiem tego był wybór 3 obiektów: Kopalni Węgla Kamiennego Budryk (JSW), Kopalni Węgla Kamiennego Ruda Ruch Bielszowice (PGG) oraz Zakładu Górniczego Brzeszcze (TAURON Wydobywanie). W 2018 r. rozpoczęto proces negocjacji porozumień.

Niezależnie od postępu w powyższych projektach zdecydowano o rozpoczęciu projektu robót geologicznych na obszarze koncesyjnym, który według obecnych założeń objąć ma niezagospodarowane złożo węgla kamiennego wraz z towarzyszącym gazem – Śmiłowice. Trwa ustalanie obszaru wnioskowanej koncesji.

W ramach prac wykonywanych w otworach Gilowice-1 i Gilowice 2H oraz na koncesji Międzyrzecze, w 2018 r. do otworu Gilowice-1 zainstalowano zestaw pomp w głębinach,

Sejsmika 2D - badania metodą refleksyjną w wyniku rejestracji fal sejsmicznych wzbudzonych punktowo i rejestrowanych wzdłuż wyznaczonej linii.

Sejsmika 3D - badania sejsmiczne, w wyniku rejestracji fal sejsmicznych wzbudzonych punktowo i ich odbierania na określonym obszarze.

a następnie rozpoczęto pompowanie odwiertu. Po uzyskaniu przez PGNiG koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż z pokładów węgla oraz wydobywanie metanu w obszarze Międzyrzecze w 2018 r., odwiercono otwory Gilowice-3K i Gilowice-4H (otwory intersekcyjne połączone). W otworze Gilowice-4H wykonano zabieg hydraulicznego szczelinowania i rozpoczęto prace związane z przygotowaniem otworu do instalacji zestawu pompowego. Na początek 2019 r. planowane jest rozpoczęcie pompowania w obu otworach (Gilowice-3K i Gilowice-4H). Na obszarze koncesji Międzyrzecze w 2018 r. zrealizowano również wiercenie otworu Międzyrzecze-4, który został czasowo zabezpieczony i oczekuje na dalsze prace.

Działalność zagraniczna

Norwegia

PGNiG UN posiada udziały w koncesjach poszukiwawczo-wydobywczych na Norweskim Szelfie Kontynentalnym, zlokalizowanych na Morzach Norweskim, Północnym i Barentsa. Wspólnie z partnerami zajmuje się wydobyciem węglowodorów ze złóż Skarv, Morvin, Vilje, Vale i Gina Krog oraz zagospodarowaniem złóż Ærfugl (wcześniej Snadd) i Skogul (wcześniej Storklakken). Dodatkowo PGNiG UN przygotowuje się do zagospodarowania nabytego w 2018 r. złoża Tommeliten Alpha oraz rozpatruje możliwość zagospodarowania złoża Fogelberg. Na pozostałych koncesjach spółka realizuje projekty poszukiwawcze.

Głównym aktywem PGNiG UN jest złożo Skarv, zagospodarowane przy pomocy pływającej jednostki produkcyjnej (FPSO). Od 2017 r. PGNiG UN prowadzi wydobycie ze złoża Gina Krog, które zostało zagospodarowane przy wykorzystaniu nowej platformy wydobywczej na Morzu Północnym. Pozostałe złoża (Morvin, Vilje i Vale) obejmują zespół odwiertów, które zostały podłączone do istniejącej infrastruktury wydobywczej.

W 2018 r. ze złóż Skarv, Morvin, Vilje, Vale i Gina Krog PGNiG UN wydobyło 527 tys. ton ropy naftowej wraz z innymi frakcjami (w przeliczeniu na tonę ekwiwalentu ropy naftowej) i 538 mln m³ gazu ziemnego. Wydobycie ze złóż było wyższe niż planowano, głównie ze względu na lepszą niż zakładano produkcję złóż Skarv, Morvin, Vilje i Gina Krog. Negatywny wpływ na poziom wydobycia miał przestój technologiczny na złożu Vale. W 2018 r., razem z partnerami, kontynuowano zagospodarowanie złoża Gina Krog. Główne prace obejmowały wiercenie kolejnych otworów eksploatacyjnych.

W 2018 r. PGNiG UN osiągnęło także istotny wzrost udokumentowanych zasobów w Norwegii, które wzrosły z 83 mln boe na początku roku do 142 mln boe na koniec 2018 r. Zmiana wynika głównie z nabycia udziałów w licencji PL044, w ramach której znajduje się złożo Tommeliten Alpha (umowa, podpisana w październiku 2018 r., objęła zakup 30% udziałów w koncesji PL044 od Equinor Energy AS, co jest równoznaczne z przejęciem 42,38% udziałów w złożu Tommeliten Alpha). Cena zakupu udziałów w koncesji wyniosła ok. 220 mln dolarów przy umownej dacie transakcji 1 stycznia 2018 r.

PGNiG UN w 2018 r. wraz z partnerami kontynuowało zagospodarowanie dwóch złóż: Ærfugl i Skogul. Rozpoczęcie wydobycia planowane jest na 2020 r. Inwestycja w złożo gazowe Ærfugl oznacza wypełnienie celów strategicznych poprzez istotne zwiększenie produkcji gazu ziemnego, który ma zostać przesyłany z Norwegii do Polski planowanym połączeniem gazociągowym przez Danię. Obie inwestycje zostaną sfinansowane ze środków pochodzących z działalności operacyjnej Grupy PGNiG w Norwegii.

W 2018 r. została rozstrzygnięta runda koncesyjna APA 2017 (Awards in Predefined Areas), w wyniku której PGNiG UN otrzymało udziały w 2 koncesjach poszukiwawczych.

Na początku 2019 r. została z kolei rozstrzygnięta runda koncesyjna APA 2018,

w wyniku której PGNiG UN otrzymało udziały w 3 nowych koncesjach poszukiwawczych:

- 40% udziałów jako operator w koncesji PL838B na Morzu Norweskim; pozostali udziałowcy to: Aker BP (30% udziałów) i DEA (30% udziałów);
- 50% udziałów jako operator w koncesji PL1017 na Morzu Norweskim; pozostałe udziały objął Equinor (50%);
- 35% udziałów jako partner w koncesji PL1009 na Morzu Norweskim; pozostałe udziały objęło ConocoPhillips (65%).


W przypadku koncesji PL1009 w ciągu 2 lat odwiercony zostanie odwiert poszukiwawczy. Koncesje PL838B oraz PL1009 są zlokalizowane w pobliżu złoża Skarv, co pozwoli PGNiG UN korzystać z własnych doświadczeń w poszukiwaniu ropy i gazu w tym obszarze. Koncesje, jakie PGNiG UN otrzymało w ramach ostatnich dwóch rund koncesyjnych APA, charakteryzują się potencjałem gazowym, co jest bezpośrednio związane z planami dotyczącymi importu gazu z Norwegii do Polski. Koncesje są zlokalizowane w pobliżu istniejącej infrastruktury

produkcyjnej i gazociągów, co zdecydowanie ułatwia i przyspiesza proces inwestycyjny.

PGNiG UN wspólnie z partnerami kontynuowało również prace na pozostałych koncesjach poszukiwawczych. Prowadzono m.in. ocenę perspektywiczności koncesji PL839, PL850 i operatorskiej PL887. Partnerzy koncesyjni obecni na koncesjach poszukiwawczych wykonują stosowne analizy geologiczne i geofizyczne, których celem jest dokładne oszacowanie potencjału objętych koncesjami obszarów. Po tym okresie podejmowane są decyzje o wierceniu otworów poszukiwawczych lub zwolnieniu koncesji bez wykonywania wierceń (drill or drop decision). W wyniku przeprowadzonych analiz geologiczno-ekonomicznych PGNiG UN i partnerzy podjęli decyzję o zwolnieniu w 2018 r. koncesji PL856.

PGNiG UN posiada zdywersyfikowany portfel koncesji wydobywczych i poszukiwawczych. Na dzień 31 grudnia 2018 r. PGNiG UN posiadało udziały w 21 koncesjach poszukiwawczo-wydobywczych, w tym w 2 operatorskich.



 FPSO (ang. Floating Production, Storage and Offloading Unit) - Pływający Punkt Produkcji, Przechowywania i Załadunku. Jednostka pływająca przeznaczona do wydobywania, przechowywania i przeładunku ropy naftowej ze złóż podmorskich.

 Zobacz również: <https://www.npd.no/en/facts/production-licences/licensing-rounds/>

Koncesja	Operator	Udział	Rodzaj	Planowane działania
PL029C (Gina Krog)	Equinor	29.63 % (8% w projekcie)	Poszukiwawcza/ Zagospodarowanie	Zagospodarowanie (Produkcja od 2017 r.), Poszukiwania
PL036D (Vilje)	Aker BP	24.243%	Produkcja	Produkcja
PL036 (Vale)	Spirit	24.243%	Poszukiwawcza/ Produkcja	Produkcja
PL249 (Vale)				
PL044	ConocoPhillips	30% w licencji (42,38% w Tommeliten Alpha)	Poszukiwawcza/ Zagospodarowanie	Poszukiwania/ Zagospodarowanie
PL134B (Morvin)	Equinor	6%	Produkcja	Produkcja
PL134C (Morvin)				
PL212 (Skarv)	AkerBP	15 % (11.9175% w projekcie)	Poszukiwawcza/ Zagospodarowanie/ Produkcja	Produkcja, zagospodarowanie złoże Ærfugl, poszukiwania, planowany odwiert w 2018 r.
PL212B (Skarv)				
PL262 (Skarv)				
PL212E (Snadd Outer)	AkerBP	15 %	Poszukiwawcza	Możliwe włączenie do Snadd
PL433	Spirit	20 %	Poszukiwawcza/ Rozpoznanie	Poszukiwania/ Rozpoznanie
PL460 (Skogul)	Aker BP	35 %	Poszukiwawcza/ Zagospodarowanie	Poszukiwania/ Zagospodarowanie
PL813 (Elli)	Equinor	8 %	Poszukiwawcza	Spodziewana decyzja DoD* Luty 2019
Op.PL838 (Shrek)	PGNiG	40 %	Poszukiwawcza	Wiercenie w 2019 r.
PL839 (Nise/Storkobbe)	AkerBP	11.9175 %	Poszukiwawcza	Interpretacja sejsmiki
PL850 (Ulv)	Edison	20 %	Poszukiwawcza	decyzja DoD* Luty 2019, planowany wniosek o przedłużenie licencji
PL887 (Novus East)	PGNiG	40 %	Poszukiwawcza	decyzja DoD* Luty 2019, planowany wniosek o przedłużenie licencji
PL891 (Slagugle)	ConocoPhillips	30 %	Poszukiwawcza	decyzja DoD* Luty 2019
PL939 (Egyptian Vulture)	Equinor	30 %	Poszukiwawcza	decyzja DoD* Marzec 2020
PL941 (Gronlieflet)	AkerBP	20 %	Poszukiwawcza	decyzja DoD* Marzec 2020

* Drill or Drop – decyzja o dalszym zaangażowaniu w projekt i odwierceniu otworów poszukiwawczych lub zrezygnowanie z koncesji.

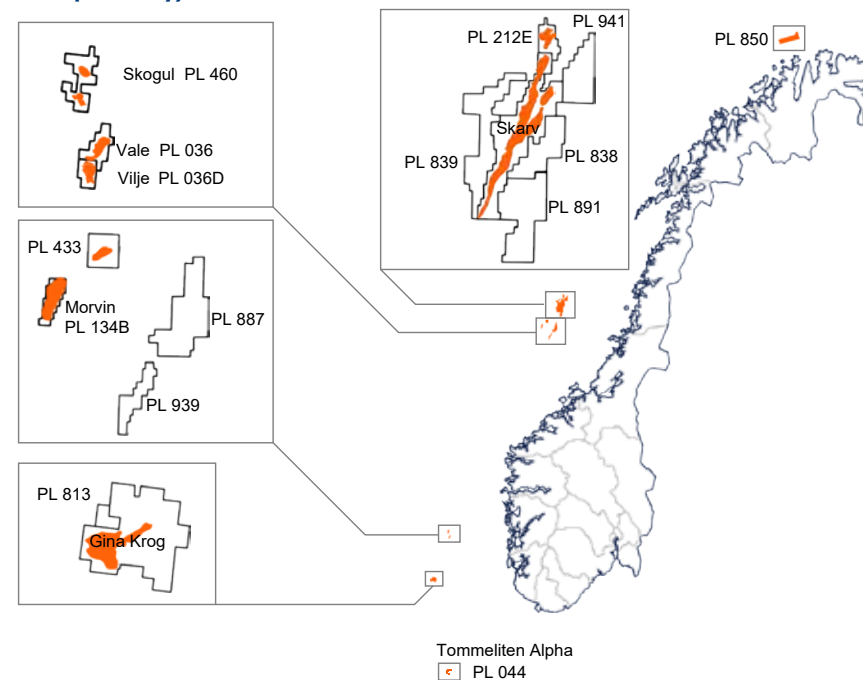
Złóża w fazie produkcji

Złoże Skarv rozpoczęło produkcję w grudniu 2012 r. Obecnie zagospodarowane jest 16 odwiertami podłączonymi do pięciu podmorskich płyt fundamentowych, przygotowanych do podłączenia kolejnych 7 odwiertów, co zapewnia dużą elastyczność do dalszych prac związanych z licencją Skarv. Skarv FPSO

ma założony długi okres użytkowania – platforma stanowi atrakcyjne centrum wydobywczo transportowe dla kolejnych odkryć w regionie.

Zasoby: 20,9 mln boe, w tym 12,4 mln boe gazu ziemnego i 8,5 mln boe ropy naftowej + NGL.

Złóża produkcyjne PGNiG UN



Złoże Gina Krog to złożo ropno-gazowe, na którym produkcja rozpoczęła się w czerwcu 2017 r. przy wykorzystaniu 5 odwiertów. Wiercenie kolejnych odwiertów będzie kontynuowane w 2019 r. i pozwoli na zwiększenie możliwości produkcyjnych. Równoczesna produkcja i prowadzenie wierceń pozwala na optymalizację finansowania projektu. Koncepcja zagospodarowania złoża zakłada budowę nowej platformy oraz wykorzystanie pływającej jednostki o pojemności 850 tys. bbl do magazynowania ropy naftowej. Następnie ropa transportowana jest tankowcami z pośrednim przeładunkiem na morzu. Surowy gaz przesyłany jest z kolei na platformę Sleipner. Po przeróbce gaz jest ekspediowany do gazociągu Gassled. Kondensat oraz NGL przesyłane są do instalacji Kårstø w Norwegii.

Zasoby: 14,8 mln boe, w tym 6,6 mln boe gazu ziemnego i 8,2 mln boe ropy naftowej + NGL.

Złoże Vilje jest usytuowane w centralnej części Morza Północnego. W sąsiedztwie złoża znajdują się instalacje Alvhheim oraz Heimdal. Złoże zagospodarowane jest metodą podmorską z 3 odwiertami połączonymi rurociągami z pływającą platformą Alvhheim FPSO.

Zasoby: ropy naftowej: 3,7 mln boe.

Złoże Vale jest złożem gazowo-kondensatowym, zlokalizowanym na obszarze Morza Północnego i zostało odkryte w 1991 r. Mimo przestojów, jakie miały miejsce w 2018 r., w najbliższych latach zakłada się zwiększony poziom produkcji ze złoża Vale w związku z ostatnimi inwestycjami dokonanymi w ramach platformy Heimdal.

Zasoby: 1,3 mln boe, w tym 0,7 mln boe gazu ziemnego i 0,6 mln boe ropy naftowej.

Złoże Morvin zlokalizowane na obszarze Morza Norweskiego zostało odkryte w 2001 r. Wydobywanie realizowane jest poprzez dwie płyty fun-

damentowe na dnie morza. Wspólny rurociąg łączy Morvin z platformą Åsgard B.

Zasoby: 1,2 mln boe, w tym 0,4 mln boe gazu ziemnego i 0,8 mln boe ropy naftowej + NGL.

Złóża w fazie zagospodarowania

Złóże Tommeliten Alpha jest złożem gazowo-kondensatowym, zlokalizowanym na Morzu Północnym w bezpośrednim sąsiedztwie złoża Ekofisk. Charakteryzuje się możliwością dalszego zwiększenia zasobów, a koncesja PL044 posiada znaczny potencjał do prowadzenia dalszych poszukiwań złóż. Według obecnego harmonogramu rozpoczęcie produkcji zakłada się na 2024 r.

Zasoby: Tommeliten Alpha: 54,1 mln boe, w tym 36,1 mln boe gazu ziemnego i 18 mln boe ropy naftowej + NGL.

Złóże Ærfugl jest złożem gazowo-kondensatowym, odkrytym w ramach obszaru licencyjnego Skarv. Zakłada się podłączenie 6 dodatkowych odwiertów do Skarv FPSO z wykorzystaniem obecnie istniejącej infrastruktury do dalszego przesyłu i uruchomienie produkcji z nowych instalacji w 2020 r.

Zasoby Ærfugl: 30,5 mln boe, w tym 21,4 mln boe gazu ziemnego i 9,1 mln boe ropy naftowej + NGL.

Złóże Skogul to złoża ropne zlokalizowane na obszarze Morza Północnego w pobliżu złoża Vilje. Plan zagospodarowania zakłada wykonanie 1 odwiertu podłączonego do instalacji podmorskiej na złożu Vilje, a następnie wykorzystanie istniejącej infrastruktury, w tym platformy Alvheim FPSO. Wiercenie odwiertu eksploatacyjnego i instalację urządzeń wydobywczych na złożu zaplanowano na 2019 r.

Zasoby: 3,2 mln boe, w tym 0,3 mln boe gazu ziemnego i 2,9 mln boe ropy naftowej.

Złóża w fazie poszukiwania / rozpoznania

Złóże Fogelberg jest złożem kondensatowo-gazowym na obszarze Morza Norweskiego,

zlokalizowanym na północny wschód od złoża Morvin. Wiercenie otworu rozpoznawczego prowadzone było za pomocą platformy pływakowej Island Innovator i miało na celu wykonanie otworu bocznego oraz testu produkcyjnego. Na koniec 2018 r. nadal trwały analizy wyniku odwiertu rozpoznawczego oraz możliwości zagospodarowania złoża. Wyniki z odwiertu rozpoznawczego pozwolą uściślić zasoby wydobywalne gazu ziemnego i kondensatu.

Zasoby Fogelberg (dane wstępne): 12,2 mln boe, w tym 8,8 mln boe gazu ziemnego i 3,4 mln boe ropy naftowej + NGL.

Sprzedż węglowodorów

Ropa naftowa sprzedawana jest bezpośrednio ze złóż spółkom Shell International Trading and Shipping Company Ltd (ze złóż Skarv, Vilje, Vale i Gina Krog) i TOTSA Total Oil Trading SA (ze złoża Morvin). Na wszystkich złożach, z wyjątkiem Vilje, wraz z ropą naftową wydobywany jest również gaz ziemny, który przesyłany jest gazociągami głównie do Niemiec, gdzie odbiera go spółka PGNiG Supply and Trading GmbH.

Pakistan

PGNiG prowadzi prace poszukiwawcze w Pakistanie na podstawie umowy na poszukiwanie i eksploatację węglowodorów na obszarze koncesji Kirthar z 18 maja 2005 r. pomiędzy PGNiG a rządem Pakistanu. Poszukiwania w obszarze bloku Kirthar prowadzone są wspólnie z Pakistan Petroleum Ltd. (PPL), zgodnie z podziałem udziałów i kosztów PGNiG (operator) – 70%, PPL – 30%. W toku dotychczasowych prac poszukiwawczych na terenie koncesji odkryto dwa złoża gazu ziemnego Rehman i Rizq.

Zasoby gazu ziemnego (zaazotowanego) przypadającego dla PGNiG: 6,96 mld m³ (35,7 mln boe) na złożu Rehman i 2,44 mld m³ (13,7 mln boe) na złożu Rizq.

Eksploatacja ze złóż Rehman i Rizq prowadzona jest za pomocą kopalni na złożu Rehman. Udział PGNiG w produkcji ze złóż Rehman i Rizq, prowadzonej 7 odwiertami w 2018 r., wyniósł 200 mln m³ w przeliczeniu na gaz wysokometanowy. W lutym 2018 r. podłączony został do eksploatacji odwiert Rizq-2, a w maju odwiert Rehman-4. W lutym 2018 r. PGNiG zakończyło także wiercenie odwiertu Rehman-4, a we wrześniu odwiertu Roshan-1. Obecnie kontynuowane jest wiercenie otworu Rehman-5 (rozpoczęte we wrześniu 2018 r.), a także prowadzone są prace przygotowawcze do wiercenia otworów Rehman-6 i Rizq-3.

Zjednoczone Emiraty Arabskie

W grudniu 2018 r. PGNiG wygrało przetarg na nabycie praw w zakresie poszukiwania, rozpoznawania i wydobywania węglowodorów na lądowym bloku nr 5 w emiracie Ras Al Khaimah. W ramach wygranej rundy Spółka objęła 90% udziałów w tym bloku. W styczniu 2019 r. PGNiG podpisało umowy z Ras Al Khaimah Petroleum Authority i RAK GAS LLC.

Libia

Wobec gwałtownego pogorszenia się sytuacji bezpieczeństwa w Libii, jakie miało miejsce z początkiem drugiej połowy 2014 r., PGNiG UNA zgłosiło do National Oil Corporation (NOC) Siłę Wyższą i rozpoczęła ograniczanie polowej działalności operacyjnej.

Iran

W 2018 r. PGNiG podjęło decyzję o zaniechaniu prowadzenia działań w Islamskiej Republice Iranu.

Usługi geologiczne i prace sejsmiczne

W 2018 r. należąca do Grupy PGNiG spółka GEOFIZYKA Toruń realizowała zadania:

- W zakresie akwizycji danych sejsmicznych w: Polsce, Chorwacji, Bułgarii, Mjanmarze, Egipcie, Tunezji, Kolumbii oraz na Ukrainie;
- W zakresie przetwarzania i interpretacji danych sejsmicznych w: Polsce, Francji, Indiach, Pakistanie oraz Kolumbii.

W przypadku EXALO rynkami zagranicznymi o największej aktywności w 2018 r. były: Pakistan, Kazachstan oraz Ukraina.

Inwestycje w 2018 r.

W 2018 r. nakłady inwestycyjne PGNiG w segmencie Poszukiwanie i Wydobywanie wyniosły 989 mln zł i były o 14% wyższe od nakładów poniesionych w 2017 r. Do najważniejszych zadań poszukiwawczych (pod kątem wielkości przeznaczonych środków) realizowanych w 2018 r. należało m.in.: odwiercenie otworu rozpoznawczego Pniewy 5KH (30,5 mln zł) oraz Krobielewko 8 (25,6 mln zł), a także wykonanie szczelinowania i prób złożowych na otworze Kramarzówka 2H (35 mln zł). Łączne nakłady przeznaczone przez PGNiG na działalność poszukiwawczą w kraju i za granicą wyniosły 764 mln zł.



6,96 mld m³

Zasoby gazu ziemnego na złożu Rehman



2,44 mld m³

Zasoby gazu ziemnego na złożu Rizq



200 mln m³

Wydobyte gazu ze złóż Rehman i Rizq w 2018 r.

Łączne nakłady inwestycyjne w segmencie Poszukiwanie i Wydobywanie wyniosły 2,2 mld zł

Nakłady inwestycyjne poniesione w Pakistanie w 2018 r. wyniosły 94 mln zł i były o 6% niższe niż w 2017 r. W 2018 r. nakłady inwestycyjne poniesione w Norwegii (bez uwzględnienia kwoty z tytułu akwizycji) wyniosły 302 mln zł. Kontynuowano wykonanie dodatkowych odwiertów produkcyjnych na złożu Gina Krog, co pozwala na optymalizację finansowania projektu. W 2018 r. norweskie Ministerstwo Ropy i Gazu zatwierdziło plany zagospodarowania złóż Ærfugl i Skogul – rozpoczęcie wydobycia planowane jest na 2020 r. Zgodnie z założeniami strategicznymi PGNiG UN sfinalizowało istotną akwizycję, nabywając od Equinor udziały w złożu Tommeliten Alpha, które obecnie znajduje się w fazie zagospodarowania.

Ryzyka

Odkrycia i szacowanie zasobów

●●● ●●○ → Polska
●○○ ●●● → Norwegia

Działalność poszukiwawcza obarczona jest przede wszystkim ryzykiem braku odkrycia złoża, tzw. ryzykiem poszukiwawczym. Oznacza to, iż nie w każdym zidentyfikowanym potencjalnym obiekcie złożowym istnieje nagromadzenie węglowodorów, spełniające kryteria definicji złoża. Istnienie nagromadzenia węglowodorów uzależnione jest od spełnienia szeregu warunków geologicznych. Ponadto, ilość i jakość nagromadzonych węglowodorów mogą być inne

od szacowanych. W sytuacji, gdy wyniki zakończonej sukcesem działalności poszukiwawczej w postaci udokumentowanych nowych zasobów nie zrównoważą wydobycia z obecnych złóż, udokumentowane zasoby wydobywalne w złożach Grupy PGNiG będą zmniejszać się wraz z ich postępującą eksploatacją.

Poszukiwanie niekonwencjonalnych złóż gazu

●○○ ●●● → Polska

Ryzykiem związanym z poszukiwaniem niekonwencjonalnych złóż gazu w Polsce jest brak potwierdzonych zasobów gazu zaciśniętego (tight gas) oraz zasobów w utworach niekonwencjonalnych miocenu. Poszukiwania gazu z formacji łupkowych zostały zakończone, a zdobyte doświadczenia pozwolą na minimalizację ryzyk związanych z poszukiwaniem złóż gazu zaciśniętego. W przypadku potwierdzenia występowania zasobów geologicznych tego rodzaju gazu istnieje ryzyko, że eksploatacja będzie nieopłacalna z powodu niewystarczającego poziomu wydobycia gazu oraz wysokich nakładów inwestycyjnych na wiercenia otworów i budowę kopalni.

Konkurencja

●○○ ●●● ↘ Polska

Zarówno w kraju, jak i za granicą istnieje ryzyko wystąpienia konkurencji ze strony innych firm w zakresie nabywania koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż, choć należy podkreślić, iż w przeciągu ostatniego roku ryzyko to znacząco zmalało na rynku krajowym. Niektórzy konkurenci PGNiG, zwłaszcza działający globalnie, posiadają silną pozycję rynkową oraz większe niż PGNiG zasoby finansowe. W rezultacie istnieje prawdopodobieństwo, że firmy te przystąpią do przetargów i będą w stanie nabyć koncesje o dobrych perspektywach poszukiwawczych, oferując lepsze warunki, niż pozwalają na to zasoby finansowe i ludzkie PGNiG. Przewaga ta jest szczególnie istotna na arenie międzynarodowej.



Opóźnienia prac

●●● ●●● ↘ Polska
●●● ●●● ↘ Norwegia

Uzyskanie koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, przy uwzględnieniu przepisów prawa krajowego, trwa od jednego do półtora roku. W działalności zagranicznej okres oczekiwania na ratyfikowanie kontraktu po wygraniu przetargu na koncesje może trwać nawet dwa lata. Przed rozpoczęciem prac terenowych Spółka jest zobowiązana m.in. do uzyskania podstaw formalno-prawnych na wejście w teren, spełnienia wymogów w dziedzinie ochrony środowiska i niekiedy ochrony stanowisk archeologicznych oraz przeprowadzania przetargów na wykonawcę prac, co powoduje, że do momentu podpisania umowy z wykonawcą upływa kolejnych kilka miesięcy. Niezwykle są również przypadki długiego oczekiwania na odprawy celne importowanego sprzętu. Powyższe czynniki stwarzają ryzyko opóźnień prac poszukiwawczych.

Przepisy w zakresie bezpieczeństwa, ochrony środowiska i zdrowia

●○○ ●●● ↘ Polska
●●● ●●● → Norwegia

Dostosowanie do regulacji ochrony środowiska w Polsce i za granicą może znacząco zwiększyć koszty działalności Grupy PGNiG. Aktualnie Grupa PGNiG ponosi znaczne nakłady kapitałowe i koszty w celu dostosowania swojej działalności do coraz bardziej skomplikowanych, wymagających regulacji odnoszących się do ochrony zdrowia i bezpieczeństwa oraz ochrony środowiska naturalnego. Działalność wydobywcza prowadzona na morzu obarczona jest istotnym ryzykiem zanieczyszczenia środowiska na skutek wycieku ropy do morza. Ryzyko jest na bieżąco monitorowane i operatorzy złóż wprowadzają szereg barier i rozwiązań technicznych, mających zminimalizować takie ryzyko.

Istotność ryzyka:

●○○ niskie
●●● średnie
●●● wysoka

Prawdopodobieństwo materializacji ryzyka:

●●● niska
●●● średnia
●●● wysoka

Ryzyko w stosunku do 2017 r.:

↗ wzrosło
→ utrzymało się
↘ spadło

Koszty prac poszukiwawczych

●●●●●● ↘ Polska

Na kapitałochłonność prac poszukiwawczych mają wpływ ceny nośników energii oraz materiałów. Koszty prac poszukiwawczych są szczególnie wrażliwe na poziom cen stali, które składają się na ceny rur okładzinowych i wydobyczych, stosowanych w pracach wiertniczych. Wzrost cen energii i materiałów powoduje wzrost kosztów prac poszukiwawczych. Istotny wpływ na rentowność zagranicznych projektów poszukiwawczych mają ceny produktów ropopochodnych oraz wahania kursów walutowych.

Nieprzewidziane zdarzenia i awarie

●●●●●● → Polska
●●●●●● → Norwegia

Eksploatowane przez Grupę PGNiG złoża węglowodorów znajdują się często na dużych głębokościach, co związane jest z występowaniem w nich bardzo wysokich ciśnień, dodatkowo wiele złóż w składzie chemicznym zawiera siarkowodór. Powyższe czynniki stanowią podwyższone ryzyko wystąpienia erupcji lub wycieku węglowodorów, co z kolei może powodować zagrożenie dla ludzi (pracowników i okolicznych mieszkańców) i środowiska naturalnego, a także urządzeń produkcyjnych.

Zmiany prawne

●●●●●● ↘ Polska
●●●●●● → Norwegia

W niektórych krajach następują częste i niespodziewane zmiany przepisów prawnych, które powodują utrudnienia w działalności poszukiwawczo-wydobywczej. Może to być szczególnie niebezpieczne w krajach, gdzie zmiany prawa podporządkowane są decyzjom autorytarnych rządów. W przypadku Norwegii jest to ryzyko o niskim poziomie prawdopodobieństwa ze względu na stabilny system prawny, regulujący działalność w przemyśle naftowym.

Sytuacja polityczno-gospodarcza

●●●●●● ↘ Grupa PGNiG

W państwach, w których Grupa PGNiG prowadzi działalność poszukiwawczo-wydobywczą, istnieje ryzyko konfliktów zbrojnych oraz ataków terrorystycznych, których efektem może być ograniczenie, zawieszenie lub zaprzestanie tej działalności.

W rejonach działalności Grupa PGNiG istnieje także ryzyko destabilizacji społecznej i politycznej. Zmiany ekip rządzących mogą doprowadzić do wstrzymywania wydawania zezwoleń przez administrację rządową odnośnie działalności naftowej. W krajach tych istnieje również ryzyko wybuchu konfliktów wewnętrznych i niepokojów społecznych spowodowane złą sytuacją socjalną i demograficzną ludności zamieszkującej te państwa. W przypadku wystąpienia tych czynników ryzyka działalność Spółki może być ograniczona, zawieszona lub wstrzymana.

Perspektywy rozwoju

Prognozowane wydobycie w Polsce w 2019 r. to 3,9 mld m³ gazu ziemnego (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy), natomiast ropy naftowej wraz z kondensatem – 0,8 mln ton. W 2019 r. na terenie Polski planowane jest zagospodarowanie i podłączenie 53 odwiertów, zagospodarowanie 7 złóż oraz prowadzenie prac modernizacyjnych oraz rozbudowa istniejących instalacji.

Wspólnie z Państwowym Instytutem Geologicznym – Państwowym Instytutem Badawczym PGNiG będzie kontynuować projekt badawczy wykorzystania technologii szczelinowania do pozyskania metanu z pokładów węgla kamiennego w Gilowicach. Dzięki tej technologii PGNiG będzie mogło zwiększyć w przyszłości swój krajowy potencjał wydobywczy.

Na Norweskim Szelfie Kontynentalnym PGNiG UN kontynuować będzie, jako partner, wydobycie węglowodorów ze złóż Skarv, Morvin, Vilje, Vale i Gina Krog

oraz zagospodarowanie złóż Skogul oraz Ærfugl. Spółka będzie również prowadzić działania zmierzające do zapewnienia stabilnych, przewidywalnych i długoterminowych dostaw gazu do Polski. Obejmują one zarówno analizy w zakresie budowy infrastruktury umożliwiającej fizyczne sprowadzenie norweskiego gazu do Polski, jak i potencjalne akwizycje złóż gazowych w Norwegii. Na początku 2019 r. liczba posiadanych koncesji ulegnie zwiększeniu do 24 w związku z rozstrzygnięciem ostatniej rundy koncesyjnej APA 2018.

Ponadto PGNiG UN planuje pozyskanie nowych obszarów koncesyjnych przez udział w corocznych rundach koncesyjnych APA oraz normalnych rundach koncesyjnych (Licence Round). Spółka nie wyklucza pozyskiwania nowych obszarów koncesyjnych w procesie odkupienia udziałów od innych firm naftowych w obszarach interesujących spółkę (Farm In) lub przez wymianę udziałów pomiędzy własnymi koncesjami a obszarami interesującymi spółkę (Farm Down). W przyszłości PGNiG UN nie wyklucza uczestnictwa jako partner w wierceniach prowadzonych w strefie arktycznej. Wynika to m.in. z faktu posiadania udziałów w koncesji PL 850 na Morzu Barentsa.

W Pakistanie na 2019 r. zaplanowano ukończenie wiercenia, testy i podłączenie do produkcji otworu eksploatacyjnego Rehman-5 oraz rozpoczęcie wiercenia otworów eksploatacyjnych Rehman-6 i Rizq-3, co będzie się wiązało z zaangażowaniem drugiego urządzenia wiertniczego. W 2019 r. PGNiG ma zamiar również rozpocząć wiercenia otworów Rehman-7 oraz Rizq-4. Równolegle do prac wiertniczych prowadzone będą prace związane z rozbudową mocy instalacji wydobywczych i podłączaniem kolejnych otworów do eksploatacji. W 2019 r. przewidziano do podłączenia odwierty Rizq-3, Rehman-5 oraz Rehman-6. W ramach kontynuacji prac poszukiwawczych Oddział w Pakistanie planuje także ukończenie rozpoczętych w 2018 r. zdjęć sejsmicznych 3D na obszarze potencjalnego złoża W1 oraz 2D na obszarze potencjalnego złoża W2.

W obszarze usług sejsmicznych planowane prace na 2019 r. obejmują m.in. akwizycje danych sejsmicznych 2D i 3D w kraju (głównie dla PGNiG) i za granicą, w tym: w Niemczech, Holandii, Bułgarii, Egipcie, Mozambiku oraz na Węgrzech i Ukrainie.



Obrót i Magazynowanie



Obrót i Magazynowanie



Podziemne magazyny gazu (PMG) - magazyny utworzone w dwóch rodzajach struktur geologicznych – w złożach soli (tzw. kawernowe podziemne magazyny gazu „KPMG”) oraz w częściowo wyeksploatowanych złożach gazu ziemnego lub ropy naftowej.

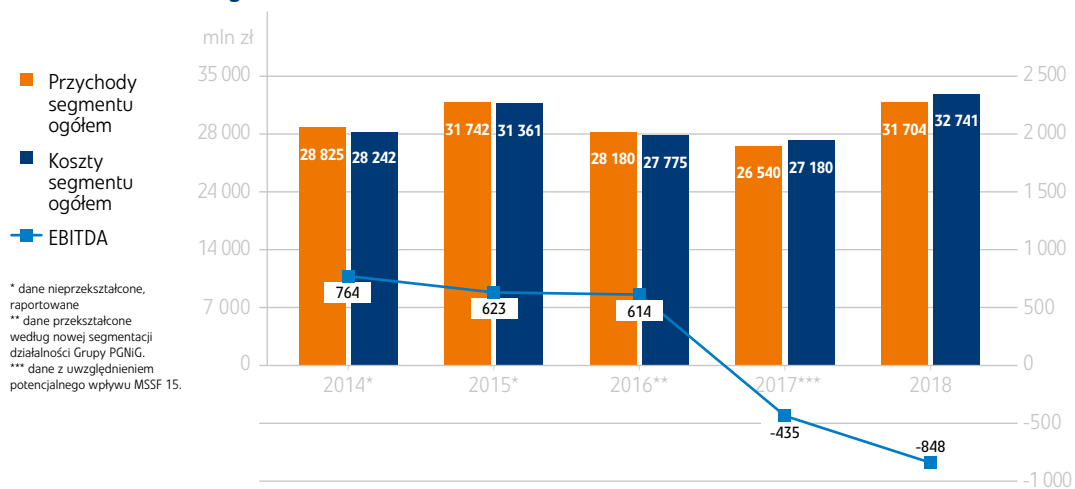
Opis segmentu

Podstawową działalność segmentu stanowi obrót gazem ziemnym. Segment sprzedaje w Polsce gaz wydobywany ze złóż krajowych i gaz importowany, a Grupa Kapitałowa PGNiG jest największym dostawcą gazu ziemnego na krajowym rynku. Sprzedaż hurtowa gazu na rynku krajowym realizowana jest za pośrednictwem PGNiG SA, natomiast sprzedaż detaliczna za pośrednictwem spółki PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. Poprzez spółki PGNiG Supplyand Trading GmbH (sprzedaż hurtowa) i PST Europe Sales GmbH (sprzedaż detaliczna), Grupa PGNiG rozwija swoją działalność

w Niemczech, Holandii i Austrii. Ponadto, segment prowadzi działalność handlową na rynkach energii elektrycznej, świadectw pochodzenia energii oraz uprawnień do emisji CO₂, a także ropy naftowej (od 2018 r. przez PST). Segment wykorzystuje siedem podziemnych magazynów gazu oraz świadczy usługę biletową w zakresie magazynowania gazu na rzecz klientów zewnętrznych. Rolę operatora systemu magazynowania gazu pełni spółka Gas Storage Poland Sp. z o.o.

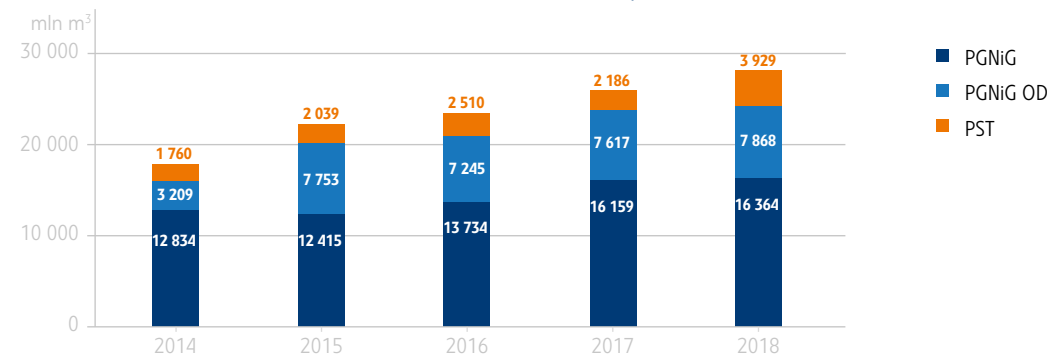
Spółki segmentu: PGNiG, PGNiG OD, PST, GSP.

Segment w liczbach



* dane nieprzekształcone, raportowane
 ** dane przekształcone według nowej segmentacji działalności Grupy PGNiG.
 *** dane z uwzględnieniem potencjalnego wpływu MSSF 15.

Sprzedaż gazu ziemnego w segmencie OiM, poza Grupą PGNiG



Strata operacyjna segmentu Obrót i Magazynowanie wyniosła w 2018 r. -1 037 mln zł, będąc wynikiem o 397 mln zł gorszym od wyniku osiągniętego w 2017 r. Na poziomie EBITDA wykazano stratę w wysokości -848 mln zł, co jest wynikiem niższym o 413 mln zł w porównaniu do 2017 r., gdy Grupa wypracowała wynik na poziomie -435 mln zł. Przychody segmentu ukształtowały się na poziomie 31 704 mln zł, o 5 165 mln zł (uwzględniając zmiany prezentacyjne w związku z MSSF 15) wyższym w stosunku do poprzedniego roku.

W 2018 r. nastąpił istotny wzrost kosztów operacyjnych segmentu (o 5 561 mln zł, czyli 20%), do poziomu 32 741 mln zł. Gorszy wynik segmentu jest efektem wpływu na koszt pozyskania gazu wyższych r/r o około 30% rynkowych cen węglowodorów. Stan zapasów gazu należących do PGNiG w podziemnych magazynach gazu wysokometanowego na koniec 2018 r. wyniósł ok. 2,3 mld m³ i był zbliżony do stanu na koniec roku poprzedniego.

Działalność w 2018 r.

Działalność handlowa w Polsce

W ramach segmentu Obrót i Magazynowanie Grupa PGNiG sprzedaje w Polsce gaz wydobywany ze złóż krajowych oraz gaz importowany, będąc największym dostawcą gazu ziemnego na rynku krajowym. Od 1 sierpnia 2014 r. w związku ze zmianą organizacyjną

Grupy PGNiG sprzedaż hurtowa została rozdzielona od detalicznej. Sprzedaż hurtowa pozostała w PGNiG, zaś sprzedaż detaliczna wraz z handlową obsługą klienta detalicznego została przeniesiona do nowej spółki – PGNiG OD.

Rynek Hurtowy – PGNiG

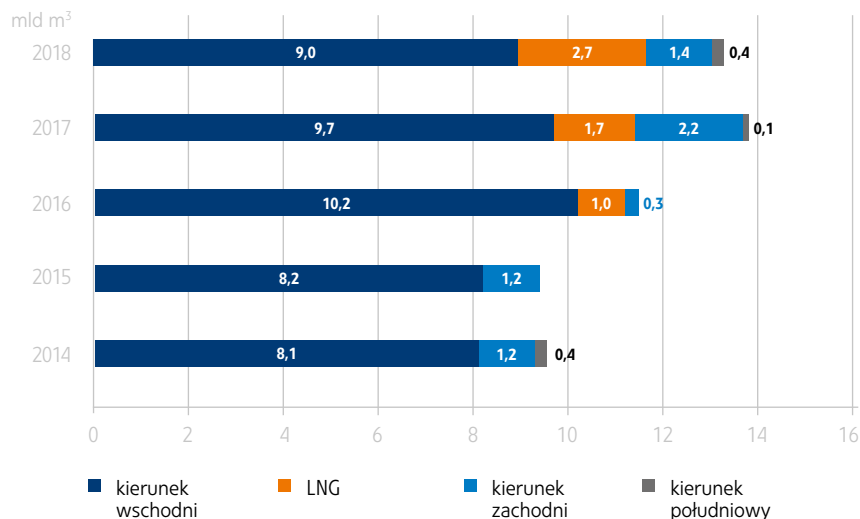
Import gazu

W 2018 r. PGNiG kupowało gaz ziemny głównie w ramach wymienionych poniżej umów i kontraktów długoterminowych:

- kontraktu kupna-sprzedaży gazu ziemnego do Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 25 września 1996 r. z OOO Gazprom Export, obowiązującego do 2022 r. (tzw. kontrakt jamalski);
- umowy Sprzedaży Skroplonego Gazu Ziemnego z dnia 29 czerwca 2009 r. z Qatar Liquefied Gas Company Limited (3), obowiązującej do 2034 r. (tzw. kontrakt katarski) oraz umowy dodatkowej do umowy długoterminowej z marca 2017 r. (obowiązuje od początku 2018 r. do czerwca 2034 r.).

Dostawy realizowane były również w ramach średnio- i krótkoterminowych umów na dostawy sieciowe oraz LNG (m.in. 5-letni kontrakt, który wszedł w życie w 2018 r., na dostawę 9 ładunków gazu skroplonego z Centrica LNG Company Limited).

Dostawy gazu ziemnego do Polski z zagranicy w latach 2014-2018



W 2018 r. zakup gazu z importu wyniósł 13,5 mld m³. Zmniejszył się wolumen zakupionego gazu z kierunku wschodniego – o 0,7 mld m³ gazu mniej względem 2017 r. Istotnie wzrosły dostawy LNG z poziomu 1,7 mld m³ w 2017 r. do poziomu 2,7 mld m³ w 2018 r.

PGNiG podjęło w 2018 r. dalsze kroki w celu dywersyfikacji kierunków pozyskiwania gazu oraz budowy portfela:

- 28 września 2018 r. zawarto dwie wiążące umowy długoterminowe na dostawy gazu skroplonego z Venture Global Calcasieu Pass, LLC oraz Venture Global Plaquemines LNG, LLC. Każda z umów zakłada zakup przez PGNiG po około 1 mln ton LNG (tj. około 1,35 mld m³ gazu ziemnego po regazyfikacji) rocznie przez 20 lat. Dostawy mogą być przedmiotem dalszego obrotu przez Spółkę na międzynarodowych rynkach i realizowane będą w for-

mule free-on-board, oznaczającej odbiór towaru przez kupującego w porcie załadunku;

- 8 listopada 2018 r. zawarto wiążącą umowę długoterminową na dostawy gazu skroplonego z Cheniere Marketing International, LLP. Umowa na zakup przez Spółkę i dostawy do terminala LNG w Świnoujściu została zawarta na okres 24 lat. Dostawy będą realizowane w formule delivery ex-ship. Obejmują zakup: w latach 2019-2022 około 0,73 mld m³ gazu po regazyfikacji łącznie w całym tym okresie, a w latach 2023-2042: około

39 mld m³ gazu po regazyfikacji łącznie w całym tym okresie;

- 19 grudnia 2018 r. zawarto wiążącą umowę długoterminową na dostawy gazu skroplonego z Port Arthur LNG, LLC, spółką zależną Sempra LNG & Midstream, LLC. Umowa zakłada zakup przez PGNiG około 2 mln ton LNG (tj. około 2,7 mld m³ gazu ziemnego po regazyfikacji) rocznie przez 20 lat. Dostawy mogą być przedmiotem dalszego obrotu przez PGNiG na międzynarodowych rynkach i realizowane będą w formule free-on-board z powstającej instalacji produkcyjnej Port Arthur w Jefferson County w Teksasie o planowanym terminie zakończenia budowy nie wcześniej niż w 2023 r.

Renegocjacja warunków cenowych w ramach kontraktu z OOO Gazprom Export

PGNiG kontynuowało rozpoczęte formalnie 1 listopada 2014 r. działania mające na celu zmianę warunków cenowych kontraktu jamalskiego. Trybunał Arbitrażowy 29 czerwca 2018 r. wydał wyrok częściowy w postępowaniu arbitrażowym z powództwa PGNiG przeciwko PAO Gazprom i OOO Gazprom Export. Na mocy wyroku częściowego Trybunał Arbitrażowy ad hoc:

- ustalił, że w listopadzie 2014 r. PGNiG złożyło ważny i skuteczny wniosek o renegocjacje ceny kontraktowej;

- ustalił, że spełniona została przesłanka opisana w kontrakcie jamalskim, uprawniająca PGNiG do żądania obniżenia ceny kontraktowej za gaz dostarczany przez Gazprom na podstawie kontraktu jamalskiego, potwierdzając tym samym, że co do zasady roszczenie PGNiG o ustalenie nowej, niższej ceny kontraktowej jest zasadne;
- ustalił, wbrew twierdzeniom Gazpromu, że ma prawo zmienić cenę kontraktową w granicach żądania pozwu, jednocześnie uznając, że pierwotne żądanie Spółki w zakresie nowej formuły cenowej jest zbyt daleko idące, przy czym jednocześnie Trybunał Arbitrażowy ad hoc orzekł, że kwestia ustalenia nowej ceny kontraktowej będzie rozstrzygnięta w dalszym etapie postępowania.

Zgodnie z zapisami kontraktu jamalskiego nowa cena kontraktowa ustalona przez Trybunał Arbitrażowy powinna obowiązywać z mocą wsteczną od 1 listopada 2014 r.

1 października 2018 r. Gazprom złożył w Sądzie Apelacyjnym w Sztokholmie skargę o uchylenie orzeczenia częściowego Trybunału Arbitrażowego z 29 czerwca 2018 r. Niezależnie od prowadzonego postępowania arbitrażowego PGNiG 1 listopada 2017 r. wystąpiło do PAO Gazprom/OOO Gazprom Export z kolejnym wnioskiem o renegocjacje warunków cenowych dostaw.



Dostawy gazu LNG

PGNiG odebrało w 2018 r. 23 ładunki LNG o łącznym wolumenie około 2 mln ton LNG, co odpowiada około 29,8 TWh lub około 2,71 mld m³ gazu ziemnego po regazyfikacji.

W następstwie zawarcia umowy dodatkowej z Qatar Liquefied Gas Company Limited, od 2018 r. możliwy do odebrania wolumen LNG w ramach umów długoterminowych z Qatargas wzrósł do 2 mln ton LNG na rok, co stanowi około 2,7 mld m³ gazu po regazyfikacji, a w latach 2018-2020 do 2,17 mln ton LNG rocznie, czyli około 2,9 mld m³ gazu sieciowego. W 2018 r. PGNiG odebrało 18 ładunków LNG w ramach kontraktów długoterminowych z Qatargas. Wolumen importu LNG z Kataru wyniósł 1,65 mln ton, czyli około 25,1 TWh lub około 2,28 mld m³ gazu ziemnego po regazyfikacji.

W czerwcu 2018 r. do terminalu w Świnoujściu dotarł Arctic Voyager, dostarczając blisko 140 tys. m³ LNG w ramach kontraktu realizowanego z Centrica LNG Company Limited. W kolejnych latach obowiązywania tego kontraktu (2019-2022) zostanie dostarczonych łącznie jeszcze 8 ładunków LNG.

Grupa PGNiG w dalszym ciągu realizuje zakupy spotowe LNG za pośrednictwem otwartego w lutym 2017 r. biura handlowego w Londynie. W 2018 r. miały miejsce 4 dostawy spot – każdy ze statków dostarczył około 140 tys. m³ LNG, co odpowiada ponad 80 mln m³ gazu po regazyfikacji.

Sprzedaż gazu przez PGNiG

Klienci nabywają od PGNiG paliwo gazowe po cenach rynkowych zgodnie z formułami oraz mechanizmami wynikającymi z zawartych umów. W 2018 r. głównymi odbiorcami gazu ziemnego w Polsce byli odbiorcy przemysłowi. W tej grupie do największych odbiorców gazu ziemnego w Polsce należą m.in.: Grupa Azoty SA, PKN Orlen SA, Grupa Lotos SA, Polska Grupa Energetyczna SA, Arcelor Mittal Poland SA oraz KGHM Polska Miedź SA.

W 2018 r. największy udział w wolumenie sprzedaży Grupy PGNiG miała giełda. Wolumen gazu sprzedanego przez PGNiG na TGE w 2018 r. wzrósł w porównaniu z 2017 r. o około 0,8 TWh. W celu zapewnienia realizacji obowiązku sprzedaży gazu ziemnego przez TGE w wysokości 55% gazu wprowadzanego do krajowego systemu przesyłowego (tzw. **obligo gazowe**) PGNiG realizuje politykę cenową w stosunku do wszystkich oferowanych na TGE instrumentów dotyczących gazu ziemnego, która ma na celu zaoferowanie gazu ziemnego innym uczestnikom rynku po cenach, dla których punktem odniesienia są ceny tego surowca na zliberalizowanych rynkach Europy Północno-Zachodniej w obrocie hurtowym, giełdowym i OTC.

Konkurencja

Na rynku polskim PGNiG konkuruje z szeregiem przedsiębiorstw zajmujących się handlem gazem ziemnym w segmencie odbiorców przemysłowych. Mając na uwadze wysoką aktywność firm konkurujących, PGNiG z sukcesem ofertował w 2018 r. klientów, zabezpieczając pozycję rynkową Spółki w zakresie sprzedaży gazu ziemnego. Sprzedaż gazu wysokometanowego sieciowego PGNiG na polskim rynku w 2018 r. wyniosła 172,5 TWh. Wzrost sprzedaży w 2018 r. wyniósł 3% w stosunku do 2017 r., w którym zanotowano sprzedaż na poziomie 167,4 TWh.

Eksport gazu

W 2018 r. PGNiG kontynuowało sprzedaż gazu ziemnego na rynek ukraiński. W październiku 2018 r. PGNiG wraz z ERU Trading podpisały umowę na dostawy gazu do ukraińskiego operatora sieci przesyłowych i magazynów Ukrtransgaz. Wolumen zakontraktowanych dostaw to ponad 200 mln m³ błękitnego paliwa, dostarczanego od października 2018 r. do 1 maja 2019 r. We wrześniu 2018 r. PGNiG podpisało również kolejną umowę z Ukrtransgaz na korzystanie z podziemnych magazynów gazu na Ukrainie.

Sprzedaż energii elektrycznej

PGNiG w zakresie działalności na rynku energii elektrycznej zajmuje się głównie obrotem hurtowym. Łączna sprzedaż energii elektrycznej do przedsiębiorstw obrotu i na giełdzie stanowiąca w 2018 r. ponad 85% całości sprzedaży energii elektrycznej. Całkowity wolumen obrotu w 2018 r. wyniósł ponad 6,8 TWh.

W 2018 r. PGNiG prowadziło obrót hurtowy energią elektryczną i produktami powiązаныmi na rynku polskim i niemieckim. W Polsce obrót realizowany był na TGE oraz na rynku pozagiełdowym w ramach transakcji OTC. Na rynku niemieckim Spółka uczestniczyła w handlu kontraktami spot na giełdzie European Power Exchange w ramach realizowania wymiany międzysystemowej. Ponadto, PGNiG realizowało usługi w ramach umowy bilansowania handlowego na rzecz PGNiG OD i PGNiG TERMIKA SA, a także spółek w Grupie PGNiG TERMIKA. PST prowadziła handel energią elektryczną na rynku niemieckim, w ramach transakcji giełdowych (EEX) oraz na rynku pozagiełdowym (OTC).

Rynek mocy

W wyniku aukcji zorganizowanych przez Polskie Sieci Energetyczne w 2018 r. (związane z wdrożeniem rynku mocy oraz tzw. obowiązkiem mocowym) PGNiG zawarło następujące umowy:

- elektrownia przy PMG Wierchowice, roczne umowy na dostawy w latach 2021-2023 (moc netto 17 MW);
- zespół jednostek wytwórczych Radoszyn-Lubiatów-Połęcko, roczne umowy na dostawy w latach 2021-2023 (moc netto 4,5 MW).

Rynek Detaliczny – PGNiG OD

PGNiG OD specjalizuje się w sprzedaży gazu ziemnego (wysokometanowego i zaazotowanego), energii elektrycznej, sprężonego gazu ziemnego (CNG) oraz skroplonego gazu ziemnego (LNG).

Zakup gazu

Zakup gazu ziemnego wysokometanowego realizowany jest z trzech podstawowych źródeł: (1) TGE, (2) na mocy umowy zawartej z PGNiG z dostawą do punktu wirtualnego w sieci przesyłowej GAZ-SYSTEM oraz (3) na mocy umowy zawartej z PGNiG z dostawą do punktu fizycznego Słubice. W przypadku gazu skroplonego LNG zakup gazu realizowany jest na podstawie umów bilateralnych.

W świetle zmian na rynku detalicznym paliwa gazowego, jak również wymagań rozporządzenia MIFID II dostosowano jej treść do bieżącej sytuacji rynkowej, w tym wydzielono portfele grupy odbiorców, dla których PGNiG OD nie przedstawia do zatwierdzania taryfy. Pozostały wolumen portfela odbiorców objęty programami sprzedażowymi podlega zabezpieczeniu zgodnie z poziomem realizacji programów sprzedażowych.

Towarowa Giełda Energii

Największy udział w wolumenie zakupu gazu wysokometanowego przez PGNiG OD przypada na transakcje przeprowadzane na TGE.

Sprzedaż gazu

Wśród klientów PGNiG OD znajdują się zarówno konsumenci, jak i klienci niebędący konsumentami. Klienci rozliczani w grupach taryfowych 1-4 kupują paliwo gazowe głównie do przygotowywania posiłków, ogrzewania wody oraz pomieszczeń i w procesach produkcyjnych. Do odbiorców segmentu biznesowego należą klienci, którzy pobierają paliwo gazowe zarówno na cele technologiczne, jak i cele grzewcze.

Sprzedaż LNG i CNG

Polityka kształtowania ceny zarówno w zakresie dostaw LNG, jak i gazu po regazyfikacji LNG

jest powiązana z cenami uzyskiwanymi w terminalu LNG w oparciu o indeksy notowań gazu ziemnego na TGE. Łącznie w 2018 r. PGNiG OD zrealizowało 361 dostaw gazu LNG o wolumenie ponad 6 tys. ton (surowiec trafił do wyspowych stacji regazyfikacji).

Dla rynku CNG kontynuowany był proces kształtowania rynkowego poziomu ceny CNG dla klientów strategicznych w oparciu o parytet do hurtowej ceny oleju napędowego lub w oparciu o indeksy notowań gazu ziemnego na TGE w powiązaniu z odbieranym wolumenem gazu. Całkowita ilość sprzedanego CNG w 2018 r. przez PGNiG OD wyniosła ok. 16 mln m³.

Konkurencja

Według danych URE w 2018 r. na zmianę dotychczasowego sprzedawcy paliwa gazowego zdecydowało się około 54 tys. odbiorców (w 2017 r. około 58 tys. odbiorców). Podmioty w segmencie odbiorców biznesowych i indywidualnych konkurują głównie ceną paliwa gazowego, łącząc w swojej ofercie sprzedaż gazu ziemnego i energii elektrycznej lub dołączając inne produkty (głównie usługi).

Do najbardziej aktywnych konkurentów PGNiG (działających bezpośrednio na rynku polskim) należą:

- w segmencie odbiorców biznesowych: PGE Polska Grupa Energetyczna SA, Fortum Holdings, Hermes Energy Group SA, HANDEN Sp. z o.o. oraz CEZ Trade Polska Sp. z o.o.;
- w segmencie odbiorców indywidualnych: Fortum Marketing and Sales Polska SA, ENERGA-OBRÓT SA, Hermes Energy Group SA, Grupa Tauron;
- na rynku LNG: Duon Dystrybucja Sp. z o.o., Novatek Polska Sp. z o.o., Krio-Gaz S.C., Barter Sp. z o.o., BEST Systemy Grzewcze Sp. z o.o., Blue Line Engineering SA, Blue Gaz Sp. z o.o., LNG Silesia Sp. z o.o., G.EN. GAZ ENERGIA Sp. z o.o., UNIMOT System Sp. z o.o., Gaspol SA.

Sprzedaż awaryjna paliwa gazowego

Zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Energii z dnia 21 września 2018 r. PGNiG OD zostało wyznaczone jako sprzedawca awaryjny dla odbiorców końcowych gazu. Odbiorcy przejęci przez PGNiG OD w ramach sprzedaży awaryjnej od dnia 12 września 2018 r. są rozliczani według stawek obowiązującej taryfy PGNiG OD (obowiązującej wśród konsumentów) oraz cennika „Gaz dla Biznesu” (niekonsumentci).

Sprzedaż energii elektrycznej

Wśród klientów PGNiG OD znajdują się zarówno konsumenci, jak i klienci niebędący konsumentami, którzy zawarli umowy kompleksowe dostarczania energii elektrycznej lub umowy sprzedaży energii elektrycznej. Według stanu na koniec 2018 r. obsługiwano w ramach Pakietu „PiG” (Prąd i Gaz) 91% konsumentów oraz 9% niekonsumentów.

Działalność handlowa za granicą

Grupa PGNiG rozwija swoją działalność w Niemczech, Holandii i Austrii w obszarach sprzedaży hurtowej i sprzedaży dla klientów końcowych, poprzez spółki PGNiG Supply and Trading GmbH (sprzedaż hurtowa) i PST (sprzedaż detaliczna).

Handel Hurtowy na giełdzie oraz w obrocie pozagiełdowym OTC

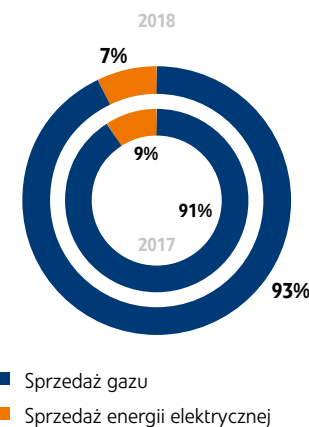
PST aktywnie uczestniczy w handlu na zorganizowanych rynkach (giełdach) oraz w obrocie pozagiełdowym (OTC), współpracując z ponad 100 kontrahentami na bazie kontraktów EFET oraz podobnych standaryzowanych kontraktach. PST działa w Niemczech i krajach sąsiednich: Austrii, Czechach, Holandii oraz na brytyjskim rynku gazu (NBP). Ponadto spółka PST osiągnęła gotowość operacyjną we Francji i w Polsce. Spółka rozpoczęła aktywną działalność handlową w Polsce od października 2018 r. PST jest także zarejestrowana jako spedytor w Danii, na Słowacji i od 2018 r. na Węgrzech.



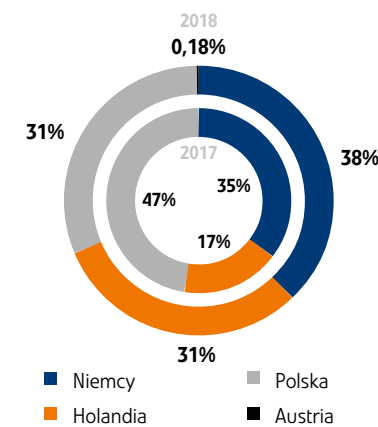
W 2018 r. PST rozpoczęła działalność handlową w zakresie nowych towarów – zaczęła handlować transakcjami terminowymi na ropę Brent na giełdzie ICE Futures Europe. Z kolei aby móc zabezpieczyć dostawy LNG, PST została zarejestrowana na nowej giełdzie – ICE Futures U.S. PST pełni rolę animatora rynku na giełdzie PEGAS na obszarze rynkowym hubu gazowego GASPOOL.

W 2018 r. PST i PST Europe Sales GmbH, w ramach transakcji giełdowych oraz pozagiełdowych, sprzedały łącznie 64,3 TWh gazu dostarczanego gazociągiem, 4,7 TWh LNG, 5,0 TWh energii elektrycznej oraz 0,5 TWh ropy naftowej.

Struktura sprzedaży PST wraz ze spółkami zależnymi według produktów (wolumenowo)



Struktura sprzedaży PST wraz ze spółkami zależnymi według krajów (wolumenowo)



PEGAS - (ang. Paneuropean Gas Exchange) - europejska giełda towarowa.

EFET - (ang. The European Federation of Energy Traders) - międzynarodowa organizacja zrzeszająca firmy handlujące energią.

Sprzedaż detaliczna

W 2015 r. PST wyodrębniła swoją działalność w zakresie sprzedaży i prowadzi sprzedaż za pośrednictwem swojego podmiotu zależnego PST ES zajmującego się sprzedażą detaliczną gazu i energii elektrycznej odbiorcom końcowym w Niemczech i Austrii. Docelowymi odbiorcami są małe i średnie przedsiębiorstwa (MŚP) oraz gospodarstwa domowe, których zużycie oparte jest na standardowych profilach obciążenia.

Na dzień 31 grudnia 2018 r. liczba odbiorców Grupy Kapitałowej PST wyniosła około 44 tys. (poziom zbliżony do stanu na dzień 31 grudnia 2017 r.). W 2018 r. PST podpisała łącznie około 20 tys. nowych umów, z czego około 43% zostało potwierdzonych na dostawy, które miały się rozpocząć w 2018 r. i w latach następnych.

Opis najważniejszych informacji dotyczących działalności handlowej

Do głównych umów PST obowiązujących w 2018 r. należy zaliczyć umowę o świadczenie usługi biletowej w zakresie utrzymania obowiązkowych zapasów magazynowych gazu na poziomie 576 GWh (z PGNiG) oraz umowy związanej z zarządzaniem zdolnościami austriackich magazynów gazu (robocza ilość gazu 17 GWh) przede wszystkim w celu optymalizacji zwiększonego zapotrzebowania odbiorców końcowych na gaz w sezonach zimowych. Na podstawie bieżących umów PST świadczy usługi dostaw gazu ziemnego dla PGNiG na granicy polsko-niemieckiej oraz polsko-czeskiej, zapewniając dywersyfikację źródeł gazu. Ponadto PST realizuje umowę z PGNiG Upstream Norway na zakup gazu pochodzącego ze złóż norweskich: Skarv – począwszy od 2013 r., Vale i Morvin – począwszy od 2015 r., oraz Gina Krog – od lipca 2017 r.

Magazynowanie

Segment Obrót i Magazynowanie wykorzystuje na swoje potrzeby pojemności czynne PMG

Wierzchowice, PMG Husów, KPMG Mogilno, PMG Strachocina, PMG Swarzędów, PMG Brzeźnica oraz KPMG Kosakowo. Część pojemności czynnej KPMG Mogilno, która została udostępniona na potrzeby GAZ-SYSTEM w rozumieniu ustawy – Prawo energetyczne, wyłączona jest z definicji instalacji magazynowej. Zarządzanie zdolnościami instalacji magazynowych prowadzone jest przez spółkę Gas Storage Poland Sp. z o.o., działającą w dwóch podstawowych obszarach:

- działalności regulowanej – obszar obejmujący świadczenie usług magazynowania paliwa gazowego w instalacjach magazynowych stanowiących własność PGNiG, a także obsługę eksploatacyjną KPMG Mogilno i KPMG Kosakowo;
- działalności nieregulowanej – obszar obejmujący świadczenie usług w zakresie projektowania, budowy i rozbudowy PMG.

KPMG Mogilno i Kosakowo są magazynami utworzonymi w kawernach solnych o szczytowym charakterze pracy, wykorzystywane są do niwelowania krótkookresowych zmian zapotrzebowania odbiorców na gaz ziemny. PMG Wierzchowice, Husów, Strachocina, Swarzędów oraz Brzeźnica są magazynami o sezonowym charakterze pracy. Wykorzystywane są do kompensacji nierównomierności zapotrzebowania na gaz ziemny w sezonie letnim i zimowym, jak również do realizacji zobowiązań wynikających z kontraktów importowych zawierających klauzulę take or pay oraz zapewnienia ciągłości i bezpieczeństwa dostaw gazu oraz wywiązania się z zawartych z odbiorcami umów sprzedaży.

GSP, pełniąc funkcję operatora systemu magazynowania, świadczy usługi magazynowania paliw gazowych (USUM) na rzecz użytkowników instalacji magazynowej.

GSP świadczy usługi magazynowania z wykorzystaniem Instalacji Magazynowej (IM) i Grup Instalacji Magazynowych (GIM):

- GIM Kawerna (obejmuje utworzone w kawernach solnych KPMG Mogilno

i KPMG Kosakowo);

- GIM Sanok (obejmuje utworzone w częściowo wyeksploatowanych złożach gazu ziemnego PMG Husów, PMG Strachocina, PMG Swarzędów i PMG Brzeźnica);
- IM Wierzchowice (obejmuje PMG Wierzchowice).

Łącznie, na dzień 31 grudnia 2018 r., GSP dysponowała długoterminowe zdolności magazynowe w ilości 32 174 pakietów, z czego 12 677 pakietów w usługach magazynowania na warunkach ciągłych oraz 19 497 pakietów w usługach magazynowania na warunkach przerywanych.

Usługa biletowa magazynowania – PGNiG

Na rok gazowy 2018/2019 PGNiG zawarło umowy na świadczenie usługi biletowej z 13 przedsiębiorstwami energetycznymi zobowiązanymi do utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, tj. o 2 umowy więcej r/r. Łączny wolumen zapasów gazu utrzymywanych przez PGNiG dla innych podmiotów to ponad 385 GWh (ponad 34 mln m³) gazu ziemnego. PGNiG utrzymuje zapasy gazu na zlecenie powyższych podmiotów w magazynach zarządzanych przez GSP, w których PGNiG uprzednio wynajęło stosowne pojemności magazynowe i zatłoczyło gaz.

Udostępnione pojemności magazynowe

Na dzień 31 grudnia 2018 r. GSP dysponowała łącznie 2 985,35 mln m³ pojemności czynnych podziemnych magazynów gazu wysokometanowego. W ramach tych pojemności udostępniła na zasadach dostępu stron trzecich (TPA) oraz na potrzeby operatora systemu przesyłowego GAZ-SYSTEM łącznie 2 942,85 mln m³ pojemności czynnych na zasadach umowy długoterminowej.

Inwestycje w 2018 r.

W 2018 r. w KPMG Kosakowo prowadzono dalsze prace związane z budową 5 komór

Klastra B wraz z niezbędną infrastrukturą techniczną i zagospodarowaniem terenu. W dniu 10 stycznia 2019 r. przekazano PGNiG wybudowane trzy komory magazynowe K-6, K-8 i K-9 na Klastrze B. W grudniu 2018 r. GSP wystąpiła do Prezesa URE z wnioskiem o dokonanie zmiany w koncesji poprzez zwiększenie wielkości pojemności czynnej KPMG Kosakowo o dodatkową czynną pojemność magazynową. Komory K-7 oraz K-10 mają zostać oddane do użytku we wrześniu 2021 r. Po zakończeniu inwestycji pojemność czynna KPMG Kosakowo wyniesie ok. 300 mln m³.

W zakresie realizacji kontraktu budowy KPMG Kosakowo opracowano wniosek na zmianę koncesji KPMG Kosakowo, który złożono do Ministerstwa Środowiska w 2017 r. celem uzyskania decyzji administracyjnej zmiany koncesji. Zmiana koncesji obejmuje budowę 10 komór magazynowych zgrupowanych po 5 na dwóch klastrach o symbolach C i D wraz z gazociągami i rurociągami technologicznymi (opisana procedura nie została zakończona w 2018 r.).

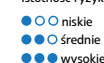
Ryzyka

Administracyjne ustalenie cen gazu ziemnego i liberalizacja rynku gazu w Polsce



Obrót gazem ziemnym prowadzony na giełdowym rynku gazu ziemnego zwolniony jest z obowiązku taryfowania. W związku z postępującym procesem liberalizacji rynku gazu w Polsce nastąpiło stopniowe uwolnienie cen gazu dla odbiorców. W pierwszej kolejności zwolnieni zostali odbiorcy hurtowi oraz odbiorcy biznesowi. W przypadku sprzedaży paliwa gazowego za pośrednictwem TGE lub bezpośrednio do odbiorców po cenach zbliżonych do notowań na TGE, istnieje ryzyko uzyskania przychodów ze sprzedaży gazu ziemnego niższych od kosztów jego nabycia. Spowodowane jest to nasilającą się tendencją odchodzenia rynkowych cen gazu od cen produktów ropopochodnych, które

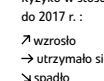
Istotność ryzyka:



Prawdopodobieństwo materializacji ryzyka:



Ryzyko w stosunku do 2017 r.:



nadal wpływają na kształtowanie się cen w długoterminowych kontraktach importowych. W związku z powyższym przychody obarczone są ryzykiem prognozowania. Nietrafność oszacowania wysokości kosztów (w szczególności kosztów zakupu paliwa gazowego) może skutkować ryzykiem nieprawidłowego skalkulowania poziomu cen sprzedaży i opłat, co może niekorzystnie wpłynąć na wyniki finansowe.

Kluczowym czynnikiem wpływającym na działalność regulowaną PGNiG OD jest uzależnienie przychodów spółki m.in. od taryf zatwierdzanych przez Prezesa URE. Poziom taryf decyduje o możliwości uzyskania przychodów pokrywających ponoszone koszty uzasadnione wraz ze zwrotem z zaangażowanego kapitału. W obecnych warunkach znacząca wielkość tych przychodów jest zależna od cen sprzedaży paliwa gazowego i podlega regulacji. Nietrafność oszacowania zapotrzebowania na gaz (przenosząca się na wielkość prognozowanych zakupów) oraz niemożliwe do dokładnego zaprognozowania zmiany cen gazu ziemnego nabywanego na TGE mogą niekorzystnie wpłynąć na wyniki finansowe PGNiG OD.

Zakłócenia w dostawach gazu z kierunku wschodniego



W 2018 r. nie wystąpiły zakłócenia w dostawach gazu ziemnego z kierunku wschodniego. Niemniej jednak, w związku z utrzymującą się niestabilną sytuacją na Ukrainie, istnieje ryzyko wystąpienia ograniczeń w dostawach gazu ziemnego.

Kontrakty na dostawę gazu na zasadach take-or-pay



PGNiG jest stroną kontraktów długoterminowych na dostawę paliwa gazowego do Polski posiadających tzw. klauzulę take or pay. Spółka dba o należyte wypełnienie zobowiązań z nich wynikających. Przy założeniu utrzy-

mania portfela klientów PGNiG na dotychczasowym poziomie realizacja tychże kontraktów w ilościach określonych w odpowiednich klauzulach take or pay oznaczać będzie optymalizację zakupów wolumenów gazu wynikających z zawartych kontraktów długoterminowych i wolumenów z dostaw gazu spotowego, w tym dostaw LNG. W przypadku utraty rynku przez PGNiG istnieje ryzyko konieczności szukania nowych możliwości zagospodarowania nadwyżek gazu w portfelu.

Konkurencja



Podmioty konkurencyjne intensyfikują działania w zakresie sprzedaży paliwa gazowego – konkurują ceną paliwa gazowego bądź łączą w swej ofercie sprzedaż gazu ziemnego i energii elektrycznej. Na uwagę zasługuje też rosnąca aktywność na rynku gazu ziemnego w Polsce największych spółek energetycznych w kraju.

W związku z utrzymującą się (na podstawie danych URE) tendencją liczby zmian sprzedawcy należy przyjąć, że liczba ta w kolejnych latach może się zwiększać.

Perspektywy rozwoju

Perspektywy rozwoju w Polsce

Strategia importowa

W perspektywie długoterminowej PGNiG kierować się będzie realizacją warunków wynikających z długoterminowych kontraktów w zakresie odbioru minimalnych ilości kontraktowych (kontrakt jamalski) oraz zakontraktowanych ilości LNG.

W przypadku wystąpienia nieprzewidzianego wzrostu zapotrzebowania na paliwo gazowe PGNiG będzie dokonywać zakupów gazu ziemnego w ramach umów krótkoterminowych na rynkach ościennych lub na rynku LNG, w zależności, który z rynków będzie korzystniejszy cenowo. Planowana rozbudowa

terminala LNG – na I etapie do 7,5 mld m³ gazu ziemnego rocznie, a następnie nawet do 10 mld m³ rocznie – umożliwi przywóz do Polski zwiększonych ilości gazu LNG.

W efekcie podjęcia decyzji inwestycyjnych przez operatorów przesyłowych Polski i Danii, a tym samym zgody na wspólną realizację projektu Baltic Pipe, PGNiG uzyska możliwość pozyskiwania kontraktów na dostawy gazu z Norweskiego Szelfu Kontynentalnego (ze złóż własnych oraz z importu).

Sprzedaż detaliczna

W 2019 r. PGNiG OD planuje dalszy rozwój oferty produktowej oraz wzrost satysfakcji klientów przez ciągłe poprawianie i usprawnianie obsługi klientów, budowanie nowych, a także rozwój istniejących kanałów dotarcia do klienta. Ponadto, z uwagi na rosnącą konkurencję, PGNiG OD planuje kontynuację działań mających na celu zabezpieczenie wolumenów sprzedaży gazu ziemnego przez oferowanie klientom specjalnych programów rabatowych, w tym ofert indywidualnych oraz oferty zakupu gazu ziemnego w ramach grup zakupowych. Główne cele rozwojowe PGNiG OD w zakresie sprzedaży gazu obejmują działania ukierunkowane na maksymalizację marży na ustabilizowanym portfelu wolumenowym, odpowiednie zarządzanie ryzykiem utraty klientów wysokomarżo-

wych oraz rozwój oferty i dostępności usług w obszarze CNG i LNG. Z punktu widzenia rozwoju portfolio produktowego PGNiG OD w 2019 r. szczególną rolę będą odgrywać wdrożenia produktów o istotnym potencjale biznesowym, w tym m.in. wdrożenie do sprzedaży ubezpieczeń oraz pakietów assistance dla klientów detalicznych. Analizowane są także inne usługi w ramach współpracy partnerskiej z podmiotami zewnętrznymi.

Z uwagi na złożoną sytuację na rynku detalicznej sprzedaży energii elektrycznej konieczna będzie modyfikacja konstrukcji oferowanych produktów, mająca na celu dostosowanie do nowych regulacji prawnych (w szczególności do Ustawy o zmianie ustawy o podatku akcyzowym oraz niektórych innych ustaw). Całkowita przebudowa oferty sprzedaży energii elektrycznej PGNiG OD będzie przygotowywana w 2019 r., a jej wdrożenie planowane jest na I kwartał 2020 r.

Rozwój kompetencji PST

W 2019 r. w ramach rozwoju kompetencji PST zostanie przeprowadzona migracja części klientów PGNiG. Na skutek tego PST będzie rozwijała swoją działalność także na terytorium Polski, oferując sprzedaż gazu ziemnego i energii elektrycznej klientom hurtowym i detalicznym.



Rozwój w segmencie CNG i LNG

Najważniejsze kierunki rozwoju Grupy PGNiG w segmencie CNG i LNG:

- „mała regazyfikacja LNG” dla przedsiębiorców – budowa stacji LNG dla klienta biznesowego (w modelu 1:1), przy wolumenie i profilu odbioru zapewniającym opłacalność ekonomiczną inwestycji;
 - bunkrowanie LNG – aktywna działalność na rynku bunkrowania statków paliwem LNG, w tym złożenie wniosku o dofinansowanie ze środków UE w ramach programu Connecting Europe Facility;
 - stacje CNG dla transportu komunalnego – selektywne podejście do klienta, utrzymanie obecnie funkcjonujących stacji, a także realizacja nowych inwestycji pod warunkiem ich opłacalności ekonomicznej.
- Ponadto PGNiG OD planuje działalność na rynku LNG i CNG w ramach rozwoju dostaw LNG do branży spożywczej, przygotowanie ofert i realizacji dostaw dla energetyki rozproszonej i ciepłownictwa oraz dostarczanie rozwiązań dla produkcji rolniczej.

Magazynowanie

PGNiG będzie dążyło do rozwoju usługi biletowej w zakresie magazynowania gazu. W zakresie budowy KPMG Kosakowo będą kontynuowane przez Gas Storage Poland prace związane z budową komór K-7 i K-10. Planowane jest również uruchomienie modernizacji i przebudowy układu pomiarowego stacji redukcyjno-pomiarowej gazu paliwowego w KPMG Mogilno.

Plan inwestycyjny GSP na lata 2019-2021 zakłada ponadto inwestycje odtworzeniowe oraz inwestycje rozwojowe (systemy informatyczne, urządzenia związane z systemami bezpieczeństwa).

Perspektywy rozwoju za granicą

PGNiG w 2019 r. będzie kontynuowało sprzedaż gazu na rynku ukraińskim przy współpracy z ukraińskim partnerem ERU Trading. Wpływ na rozwój działalności Spółki na terytorium Ukrainy ma również wynik rozmów międzyoperatorskich w zakresie rozbudowy połączeń przesyłowych między Polską a Ukrainą prowadzonych przez GAZ-SYSTEM i Ukrtransgaz.

PST w 2019 r. planuje dalszy rozwój działalności opartej na sprzedaży gazu i energii elektrycznej do klientów końcowych oraz w handlu hurtowym w krajach Europy Zachodniej. W ramach działalności handlowej, oprócz obrotu giełdowego i pozagiełdowego, PST zamierza rozwijać biznes oparty na współpracy z jednostkami miejskimi i gminnymi, a także spółkami handlowymi, oferując standardowe i strukturyzowane produkty handlowe i bilansujące. W związku z planowanym nabyciem części portfela klientów PGNiG spółka PST otworzyła oddział w Polsce i rozpocznie dostawy gazu dla klientów przemysłowych od 2019 r.

Grupa PGNiG będzie również kontynuowała działania związane z rozwojem kompetencji oraz wzmocnieniem swojej obecności na światowym rynku LNG. W wyniku działalności na rynku LNG, PST rozpoczęła działalność handlową w zakresie nowych towarów (ropa naftowa, olej napędowy) i z nowymi rynkami (Henry Hub), aby mieć możliwość zabezpieczenia potencjalnych transakcji LNG, jak również wygenerowania marży na transakcjach własnych.



Dystrybucja



Dystrybucja

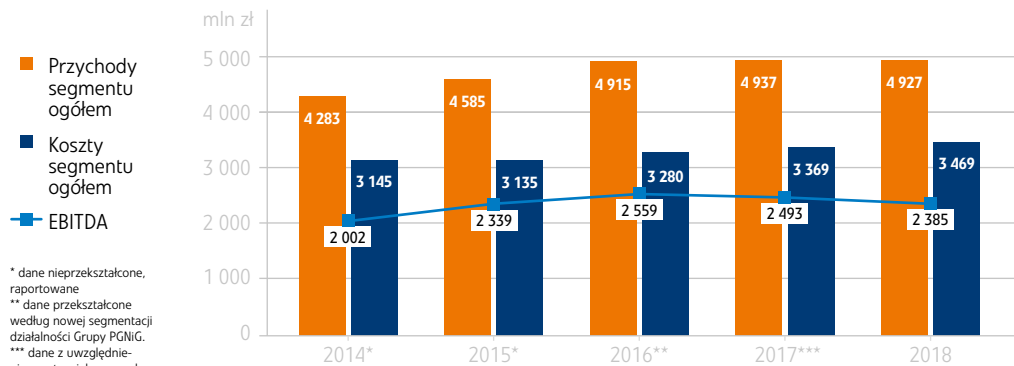
Zobacz również:
www.psgaz.pl

Opis segmentu

Podstawową działalność segmentu stanowi dostarczanie siecią dystrybucyjną gazu wysokometanowego i zaazotowanego, a także niewielkich ilości gazu koksowniczego do klientów detalicznych i korporacyjnych. Ponadto, segment prowadzi prace związane z rozbudową i modernizacją sieci gazowej oraz dokonuje przyłączeń nowych klientów. Dystrybucją

gazu ziemnego zajmuje się **Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.**, która jako operator systemu dystrybucyjnego prowadzi działalność gospodarczą na terenie wszystkich województw. Spółka ma dominujący udział w rynku, należy do niej większość krajowej sieci dystrybucyjnej oraz przyłączy.

Segment w liczbach



* dane nieprzekształcone, raportowane
** dane przekształcone według nowej segmentacji działalności Grupy PGNiG.
*** dane z uwzględnieniem potencjalnego wpływu MSSF 15.

Wolumen dystrybucji gazów (gaz wysokometanowy, zaazotowany, propan-butan, koksowniczy)

w jednostkach naturalnych [mln m ³]	2018	2017	2016	2015	2014
Razem wolumen dystrybucji gazów	11 747	11 645	10 858	9 823	9 586
- w tym gaz wysokometanowy	9 918	9 797	9 301	8 646	8 495
- w tym gaz zaazotowany	971	989	836	643	568
w tym poza Grupę PGNiG	3 101	3 110	3 081	1 793	804

Wynik operacyjny segmentu Dystrybucja w 2018 r. zmniejszył się o 7% wobec 2017 r. i osiągnął poziom 1 458 mln zł, natomiast powiększony o amortyzację (EBITDA) wyniósł 2 385 mln zł, czyli o 108 mln zł mniej niż rok wcześniej. Przychody ze sprzedaży w segmencie spadły o 10 mln zł, podczas gdy przychody z usługi dystrybucyjnej o 181 mln zł (uwzględniając zmiany prezentacyjne w związku z MSSF 15), czyli 4% r/r. Z drugiej strony, niższe o 72 mln zł r/r saldo przychodów i kosztów z tytułu bilansowania zwiększyło przychody segmentu.

Wolumen dystrybucji gazu wzrósł o 102 mln m³, czyli o 1% r/r. Koszty operacyjne segmentu w 2018 r. wzrosły o 100 mln zł, czyli 3% r/r, głównie za sprawą wyższych o 34% r/r pozostałych usług obcych oraz świadczeń pracowniczych (wzrost o 2% r/r).

Działalność w 2018 r.

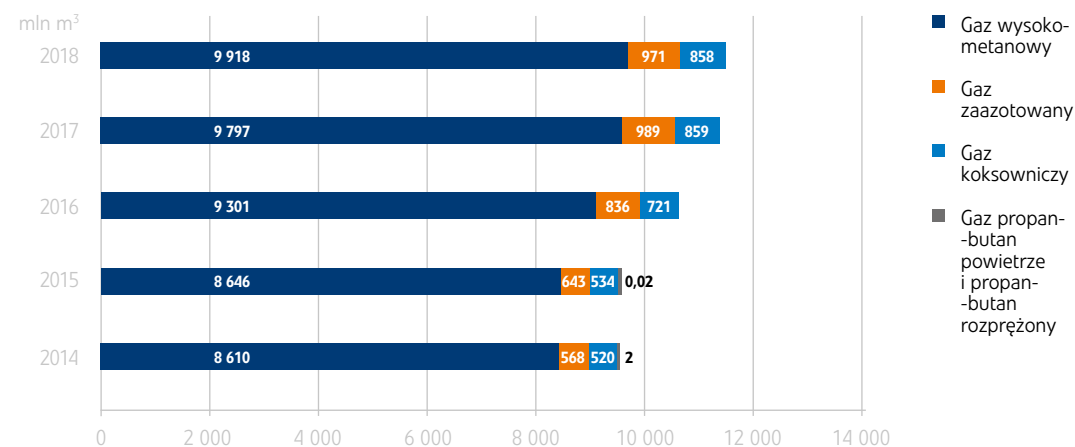
PSG jako operator systemu dystrybucyjnego zobowiązana jest zapewnić wszystkim odbior-

com oraz przedsiębiorstwom zajmującym się sprzedażą paliw gazowych, na zasadzie równoprawnego traktowania, świadczenie usług dystrybucji paliwa gazowego, co odbywa się na podstawie stosownych umów dystrybucyjnych. W 2018 r. PSG zawarła trzy umowy dystrybucyjne oraz dwie Międzyoperatorskie Umowy Dystrybucyjne, a w całym roku miało miejsce około 61 tys. zmian sprzedawcy.

PSG realizuje działania, które w 2018 r. zaowocowały zawarciem ponad 88,5 tys. umów przyłączeniowych, w wyniku których zostanie wybudowanych 97,6 tys. przyłączy do sieci gazowej. W 2018 r. PSG planowała budowę ponad 51 tys. sztuk nowych przyłączy. Do końca 2018 r. wydano prawie 179 tys. warunków przyłączeniowych (o 19% więcej niż w roku poprzednim) i wybudowano 60 750 sztuk przyłączy o łącznej długości 616,2 km.

W całym 2018 r. zgazyfikowano 31 nowych gmin, a stopień pokrycia geograficznego pod kątem liczby gazyfikowanych gmin wyniósł 60,94% (1 510 z 2 478).

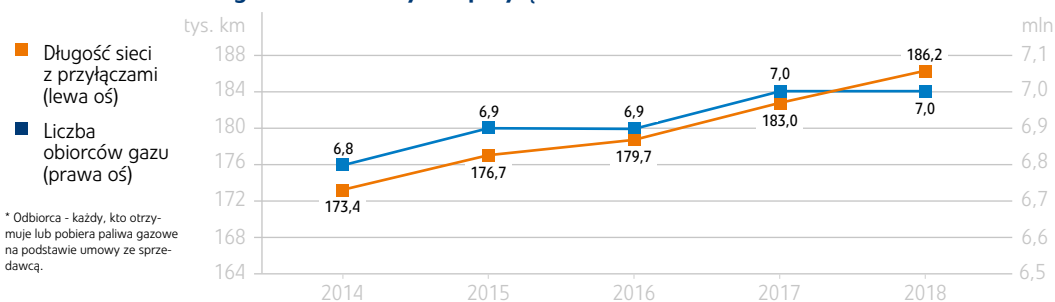
Ilość gazu przesyłanego systemem dystrybucyjnym



Na dzień 31 grudnia 2018 r. w PSG funkcjonuje wielooddziałowa struktura organizacyjna, która składa się z Oddziału Wsparcia w Warszawie, Oddziału Inwestycyjno-Remontowego w Krośnie oraz 17 Oddziałów Zakładów Gazowniczych. Oddziały PSG działają w granicach administracyjnych województw. Docełowo, w ramach oddziałów funkcjonować będą 172 gazownie i 59 placówek gazowniczych.

Istotnym zdarzeniem mającym wpływ na realizację obowiązków operatorskich PSG w 2018 r. było zawarcie umów kompleksowych dostarczania paliwa gazowego ze sprzedawcą awaryjnym w imieniu i na rzecz około 57 tys. odbiorców końcowych, w związku z zaprzestaniem dostarczania paliw gazowych przez Energetyczne Centrum SA oraz Energię dla firm SA do klientów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej.

Długość sieci własnych z przyłączami oraz liczba odbiorców



* Odbiorca - każdy, kto otrzymuje lub pobiera paliwa gazowe na podstawie umowy ze sprzedawcą.

PSG przeznaczyła w 2018 r. około 643 mln zł na rozbudowę sieci i przyłączanie nowych odbiorców, z czego około 95 mln zł na odkupy majątku.

gazowej, z czego ponad 201 mln zł na wymianę i legalizację gazomierzy oraz elementów układów pomiarowych.

W 2018 r. zrealizowano około 60 projektów biznesowych i inwestycyjnych, w tym szereg wspierających realizację **Strategii Grupy Kapitałowej PGNiG na lata 2017-2022** mających na celu m.in. wdrożenie rozwiązań technologiczno-organizacyjnych w obszarze obsługi klienta, odczytów oraz rozliczania usług dystrybucyjnych. Nowe rozwiązania poprawią efektywność obsługi procesów, umożliwią ich raportowanie i monitorowanie w sposób jednolity w skali całej spółki, a także ułatwią wdrażanie zmian w procesach biznesowych oraz poprawią przepływ informacji.

PSG jako dystrybutor ekologicznego paliwa podejmuje także szereg działań wspierających walkę ze smogiem i zanieczyszczeniem powietrza. W 2017 r. uruchomiono szereg

inicjatyw proekologicznych, które były realizowane w 2018 r. (często we współpracy z samorządami). Należą do nich m.in.:

- projekt „Aktywizacja nieczynnych przyłączy”, którego celem jest zaktywizowanie klientów posiadających nieczynne przyłącze gazowe, zwłaszcza na terenach o dużym stopniu niskich emisji;
- projekt edukacyjno-promocyjny „Przyłącz się, liczy się każdy oddech”, który ma uświadamiać zagrożenia dla zdrowia związane z zanieczyszczeniem powietrza oraz promować paliwo gazowe jako ekologiczną alternatywę dla paliw stałych;
- projekt „Proste przyłącze” mający na celu skrócenie procesu przyłączeniowego.

W 2018 r. PSG kontynuowała działania mające na celu pozyskiwanie dofinansowania w ramach perspektywy budżetowej Unii Europejskiej na lata 2014-2020. W ramach działania 7.1. – Rozwój inteligentnych systemów magazynowania, przesyłu i dystrybucji energii oś priorytetowa VII – Poprawa bezpieczeństwa energetycznego, PSG zawarła z Instytutem Nafty i Gazu – Państwowym Instytutem Badawczym umowy o dofinansowanie na realizację projektów inwestycyjnych. Planowany całkowity koszt realizacji 8 projektów, dla których zostały zawarte umowy o dofinansowanie w latach 2017-2018, to ponad 498 mln zł (przy kwocie dofinansowania ponad 220 mln zł). Łączna długość planowanych do wybudowania lub zmodernizowania gazociągów dystrybucyjnych w ramach przedmiotowych projektów wynosi 431 km.

W 2018 r. kontynuowane były działania związane z rozwojem obszaru badań i rozwoju, czego efektem ma być wzrost innowacyjności PSG. Współpracowano z jednostkami naukowo badawczymi funkcjonującymi w kraju w celu zidentyfikowania potencjalnych projektów innowacyjnych możliwych do zastosowania w PSG.

Ryzyka

Ryzyko ograniczenia rozwoju rynku w aspekcie zasilania sieci dystrybucyjnej

●●●●● →

Ograniczenia na punktach wejścia do systemu dystrybucyjnego wynikają z ograniczenia sieci zasilającej i niewystarczającej przepustowości stacji gazowych. W konsekwencji mogą mieć miejsca ograniczenia w przyłączeniu nowych odbiorców oraz realizacji nowych gazyfikacji. Dodatkowo może nastąpić utrata odbiorców końcowych na rzecz konkurencji bezpośredniej lub substytucyjnej.

Ryzyko konkurencji bezpośredniej

●●●●● ↘

Działalność firm zajmujących się budową lub/i eksploatacją sieci dystrybucyjnych oraz stacji regazyfikacji ogranicza możliwości rozwojowe Grupy PGNiG oraz zmniejsza rentowność wybudowanych sieci.

Ryzyko braku długoterminowej polityki regulacyjnej

●●●●● →

Ryzyko związane jest z brakiem akceptacji Urzędu Regulacji Energetyki dla zamrożenia poziomu taryfy. Materializacja ryzyka skutkować może obniżeniem stawek taryfowych oraz pojawieniem się trudności z zatwierdzeniem każdej kolejnej taryfy. Działaniem zabezpieczającym przed materializacją ryzyka jest wypracowanie modelu regulacyjno-ekonomicznego oraz porozumienie w tym obszarze z URE.

Roszczenia właścicieli nieruchomości

●●●●● →

Ryzyko związane jest z brakiem uregulowania trwałego tytułu prawnego do nieruchomości na etapie realizacji inwestycji oraz wzrostem świadomości prawnej właścicieli nieruchomości

Istotność ryzyka:
●●●●● niskie
●●●●● średnie
●●●●● wysokie

Prawdopodobieństwo materializacji ryzyka:
●●●●● niska
●●●●● średnia
●●●●● wysoka

Ryzyko w stosunku do 2017 r. :
↗ wzrosło
→ utrzymało się
↘ spadło



ści. Do konsekwencji materializacji ryzyka zaliczyć można wygórowane (nierynkowe) roszczenia właścicieli nieruchomości, eskalację postępowań sądowych, koszty sądowe, roszczenia o usunięcie lub przebudowę infrastruktury, roszczenia związane z bezumownym korzystaniem z nieruchomości oraz konieczność zawiązywania rezerwy na bezumowne korzystanie z nieruchomości.

Źródła zasilania systemu dystrybucyjnego



Ograniczenia w przepustowości sieci przesyłowej GAZ-SYSTEM skutkują istotnym opóźnieniem procesów rozbudowy infrastruktury dystrybucyjnej przez PSG. Ryzyko może wpływać na dynamikę przyłączeń nowych odbiorców do sieci PSG oraz wzrost wolumenu dystrybucji gazu.

Substytucja



Ryzyko substytucji związane jest z pojawieniem się niższych kosztów użytkowania paliw alternatywnych oraz brakiem dostępności i przepustowości sieci gazowej. W aspekcie alternatywnych paliw stałych, różnica odniesiona do kosztów użytkowania paliwa gazowego uległa znacznemu zmniejszeniu, co nie zawsze ma odzwierciedlenie w świadomości potencjalnych użytkowników.

Ograniczenie kwoty alokacji środków UE na finansowanie projektów z obszaru dystrybucji



Ryzyko to wynikać może z priorytetyzacji kierunków alokacji środków przyjętej przez instytucje rozdziału środków UE. Tym samym może to skutkować brakiem możliwości finansowania zgłoszonych projektów lub niską efektywnością inwestycji, które nie otrzymają dofinansowania.

Perspektywy rozwoju

Polska Spółka Gazownictwa zamierza realizować zadania związane z budową sieci gazowych, przyłączaniem nowych odbiorców, modernizacją sieci oraz inicjatywy stymulujące rozwój rynku gazu i gazowego systemu dystrybucyjnego m.in. poprzez:

- rozbudowywanie punktów wyjścia z sieci przesyłowej;
- rozwój dystrybucji gazu w PSG z wykorzystaniem technologii LNG – budowa stacji regazyfikacji LNG, które będą zarówno zasilaty docelową sieć wyspową, jak i stanowiły element pregazyfikacji (z uwzględnieniem projektów akwizycyjnych). W ramach „Programu przyspieszenia inwestycji w sieć gazową Polski realizowanego przez PSG w latach 2018-2022” spółka identyfikuje możliwość uruchomienia docelowo 77 stacji regazyfikacji LNG;

- identyfikację możliwości współpracy biogazowni rolniczych z siecią dystrybucyjną. PSG będzie kontynuowała realizację zadań w ramach „Programu przyspieszenia inwestycji w sieć gazową Polski w latach 2018-2022”. Działania obejmować będą 9 zadań związanych z likwidacją ograniczeń przesyłowych. Ponadto, planowana jest kontynuacja realizacji 44 zadań objętych programem inwestycji strategicznych oraz prowadzenie standardowych działań związanych z rozbudową sieci gazowej i przyłączaniem nowych odbiorców na terenie kraju oraz modernizowaniem istniejącej infrastruktury sieciowej.

Wytwarzanie



Wytwarzanie



Opis segmentu

Zobacz również:
www.termika.pgnig.pl

Wysokosprawna kogeneracja - równoczesne wytwarzanie energii cieplnej i energii elektrycznej przy osiągnięciu oszczędności energii pierwotnej powyżej 10%.

Podstawową działalnością segmentu jest wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej, dystrybucja ciepła oraz realizacja dużych przedsięwzięć elektroenergetycznych wykorzystujących gaz ziemny jako paliwo. Centrum kompetencyjnym Grupy Kapitałowej PGNiG w tym zakresie jest Grupa Kapitałowa PGNiG TERMIKA SA. Do Grupy PGNiG TERMIKA należą: PGNiG TERMIKA (wraz ze spółkami zależnymi), PGNiG TERMIKA EP (wraz ze spółkami zależnymi) oraz niepodlegająca konsolidacji finansowej PGNiG TERMIKA Energetyka Rozproszona Sp. z o.o.

PGNiG TERMIKA specjalizuje się w produkcji i sprzedaży ciepła, energii elektrycznej, świadczeniu usług systemowych oraz obsłudze przyznaných certyfikatów pochodzenia energii. Dysponuje 4,3 GW mocy cieplnej oraz 1 GW mocy elektrycznej osiągniętych w źródłach wytwórczych i zaspokaja większość potrzeb ciepłych rynku warszawskiego i niemal całe zapotrzebowanie na ciepło przez miejską sieć ciepłowniczą. Spółka

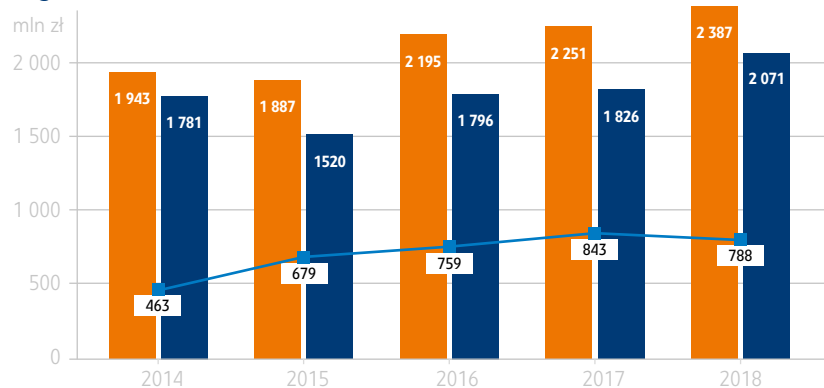
jest również wytwórcą i dostawcą ciepła oraz jednocześnie właścicielem źródła i sieci ciepłej na terenie Pruszkowa, Komorowa i Piastowa. PGNiG TERMIKA to jeden z największych w Polsce wytwórców energii elektrycznej i ciepła w **wysokosprawnej kogeneracji**.

PGNiG TERMIKA EP powstała w wyniku połączenia spółek Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej SA z siedzibą w Jastrzębiu-Zdroju oraz Spółki Energetycznej „Jastrzębie” SA, a jej podstawową działalnością jest produkcja i dystrybucja energii elektrycznej, sprężonego powietrza, chłodu, dystrybucja i wytwarzanie oraz obrót ciepłem. PGNiG TERMIKA EP jest centrum kompetencyjnym w zakresie energetyki przemysłowej oraz eksploatacji metanu wydobywanego przy dążeniu wyrobisk górniczych.

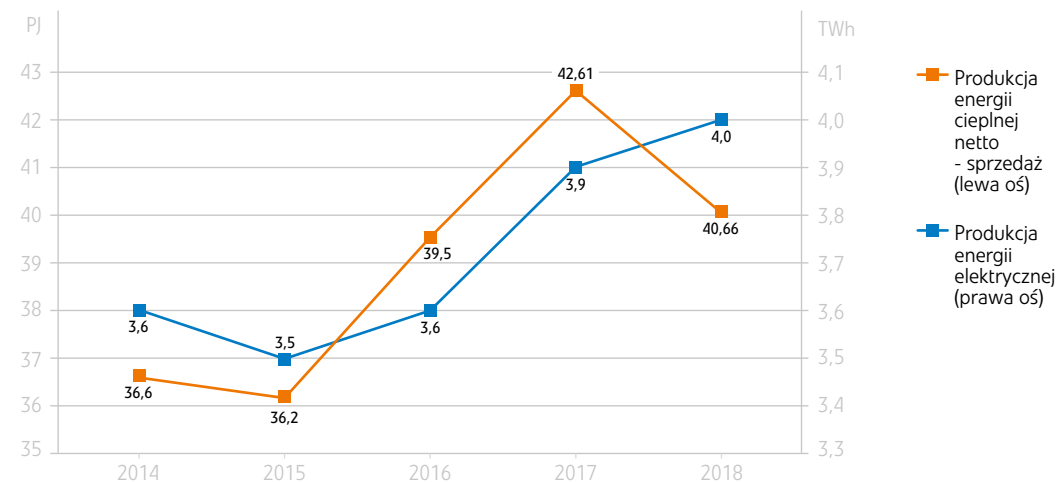
PGNiG TERMIKA EP obejmuje instalacje wytwórcze o łącznej mocy około 955 MWt i 181 MWe oraz około 302 km sieci ciepłowniczych.

Segment w liczbach

Przychody segmentu ogółem
Koszty segmentu ogółem
EBITDA



Wolumen sprzedaży ciepła i energii elektrycznej z produkcji



Moce osiągalne wg koncesji/zakładu produkcyjnego/oddziału

Jednostka wytwórcza	Ciepło [MW]	Energia elektryczna [MW]	Energia chłodnicza [MW]	Zdolności wytwórcze w sprężonym powietrzu [tys. m³/h]
PGNiG TERMIKA	4 346	1 015	-	-
EC Siekierki	2 068	620	-	-
EC Żerań*	1 300	386	-	-
EC Pruszków	164	9	-	-
C Kawęczyn	465	-	-	-
C Wola	349	-	-	-
PGNiG TERMIKA EP	954	181	17	337
Oddział Zofiówka**	405	113	-	117
Oddział Moszczenica	181	38	-	-
Oddział Pniówek	72	14	17	123
Oddział Suszec lokalizacja Suszec	38	11	-	97
Oddział Suszec lokalizacja Częstochowa	3	3	-	-
Oddział Wodzisław lokalizacja Wodzisław Śląski	55	2	-	-
Oddział Wodzisław lokalizacja Niewiadom	3	-	-	-
Oddział Racibórz lokalizacja Racibórz	87	-	-	-
Oddział Racibórz lokalizacja Kuźnia Raciborska	4	-	-	-
Oddział Żory lokalizacja Żory	87	-	-	-
Oddział Żory lokalizacja Leszczyny	15	-	-	-
Biuro Dystrybucji	4	-	-	-

* W EC Żerań trwałe odstawienie 2 kotłów wodnych WP120 (11,12) do likwidacji w związku z dostosowaniem zakładu do nowych wymagań emisyjnych.

** Z uwzględnieniem bloku CFB o mocy 70 MWe i 120 MWt, oddanego do eksploatacji w 2018 r.

Wynik operacyjny segmentu w 2018 r. wyniósł 316 mln zł i był niższy o 109 mln zł niż w 2017 r. Dodając amortyzację, na poziomie EBITDA osiągnięto wynik w wysokości 788 mln zł, o 55 mln zł i 7% niższy r/r. Przychody segmentu wyniosły 2 387 mln zł – o 136 mln zł więcej niż w 2017 r.

Wyniki segmentu były pod wpływem wyższych średnich temperatur w 2018 r. w porównaniu z 2017 r., co przełożyło się na spadek wolumenu sprzedaży ciepła o blisko 5% r/r. Jednocześnie segment wyprodukował 4,0 TWh energii elektrycznej, o 2% więcej niż przed rokiem, m.in. dzięki oddaniu do użytkowania EC Zofiówka w II półroczu. Koszty segmentu wzrosły r/r o 13%, do poziomu 2 071 mln zł, głównie za sprawą wyższych cen węgla (o 139 mln zł) oraz energii na cele handlowe (o 40 mln zł).

Działalność w 2018 r.

W 2018 r. PGNiG TERMIKA dostarczała ciepło do dwóch sieci miejskich: w Warszawie, będącej własnością Veolia Energia Warszawa SA, oraz własnej, położonej na terenie Komorowa, Pruszkowa, Piastowa i Michałowic. Siecią Veolia Energia Warszawa SA dostarczano również ciepło do własnych odbiorców końcowych, zasilanych w ramach zawartej umowy przesyłowej i rozliczanych wg osobnej grupy taryfowej (OKW) PGNiG TERMIKA.

Wyprodukowana moc cieplna w 2018 r. odpowiadała wymaganiom zawartym w uzgodnieniu rocznym z Veolia Energia Warszawa SA W lipcu 2018 r. została zawarta pomiędzy PGNiG TERMIKA i Veolia Energia Warszawa SA nowa „Wieloletnia umowa sprzedaży ciepła z obiektów wytwórczych PGNiG TERMIKA” z okresem obowiązywania od dnia 14 maja 2018 r. do dnia 31 sierpnia 2028 r. Sprzedaż i dostawa mocy cieplnej przez PGNiG TERMIKA będzie realizowana za pośrednictwem warszawskiej sieci ciepłowniczej (szacunkowe pokrycie sieci to ok. 70% ogólnego zapotrzebowania na ciepło w Warszawie).

W 2018 r. zgodnie z planem inwestycyjnym realizowano kontrakt na budowę bloku gazowo-parowego oraz kotłowni szczytowej w EC Żerań, a także uruchomiono programy inwestycyjne celem modernizacji EC Pruszków oraz C Kawęczyn.

Rynek mocy

W 2018 r. wprowadzono nową usługę – tzw. obowiązek mocy. Usługa polega na pozostawianiu przez jednostkę rynku mocy w gotowości do dostarczania mocy elektrycznej do systemu elektroenergetycznego oraz zobowiązaniu do dostawy określonej mocy do systemu w okresie zagrożenia. W wyniku trzech aukcji głównych zorganizowanych przez Polskie Sieci Energetyczne w 2018 r. PGNiG TERMIKA oraz PGNiG TERMIKA EP zawarły następujące umowy mocowe:

- blok gazowo-parowy EC Żerań 2: 17-letnia umowa na dostawy w latach 2021-2037 (moc netto 433 MW);
- blok nr 7 oraz nr 8 EC Siekierki: roczne umowy na dostawy w latach 2021-2023 (łącznie moc netto 140 MW);
- blok EC Moszczenica: roczna umowa na dostawy w latach 2021-2023 (moc netto 7 MW);
- blok EC Częstochowa-Wodzisław: roczna umowa na dostawy w latach 2021-2023 (moc netto 1,2 MW).

Ponadto EC Stalowa Wola (projekt budowy bloku gazowo-parowego realizowany przez PGNiG TERMIKA oraz Tauron Polska Energia SA) zawarła 7-letnią umowę na dostawy w latach 2021-2027 (moc netto 386 MW).

Inwestycje w 2018 r.

W celu sprostania zaostroszonym wymaganiom emisyjnym sukcesywnie modernizowane są jednostki wytwórcze. Nakłady inwestycyjne Grupy PGNiG TERMIKA w 2018 r. wyniosły 605 mln zł.

Do najważniejszych zadań inwestycyjnych realizowanych w 2018 r. należały:

- budowa bloku gazowo-parowego o mocy około 450 MW w EC Żerań (BGP Żerań) – w ramach projektu w 2018 r. realizowany był kontrakt na dostawę i montaż bloku. Zostały wykonane fundamenty pod główne obiekty, tj.: budynek elektryczny, główne konstrukcje dla kotła odzysknicowego oraz maszynowni turbiny gazowej. Zamontowano również korpus dolny turbiny gazowej, stojan generatora turbiny gazowej oraz suwnicę w budynku głównym. Obecnie trwa montaż modułów kotła odzysknicowego. Planowane wydatki inwestycyjne wynoszą około 1,6 mld zł;
- budowa bloku gazowo-parowego o mocy około 450 MW w Elektrociepłowni Stalowa Wola (ECSW) – w trakcie 2018 r. miało miejsce wykonywanie usługi EPCM, tj. Engineering, Procurement, Construction Management. W 2018 r. prowadzono także postępowania przetargowe i zawarto m.in.: umowy na usługi: wykonanie prac budowlanych w celu dokończenia budowy oraz finalizacji realizacji systemu sterowania bloku gazowo-parowego. W marcu 2018 r. podpisano umowę pożyczki z Bankiem BGK z udziałem PGNiG SA na dokończenie budowy bloku gazowo-parowego. Planowane wydatki inwestycyjne wynoszą około 1,4 mld zł;
- budowa bloku fluidalnego o mocy ok. 70 MWe w EC Zofiówka – w październiku 2018 r. PGNiG TERMIKA EP przystąpiła do eksploatacji bloku. Trwa faza zamykania projektu – spółka jest w trakcie zatwierdzenia dokumentacji powykonawczej oraz opracowywania raportu końcowego projektu. Dotychczas poniesione nakłady wyniosły 585 mln zł;
- budowa kotłowni szczytowej w EC Żerań. W II półroczu 2018 r. uzyskano pozwolenie na budowę, zakończono prace rozbiórkowe oraz przekładkowe mające na celu

uwolnienie przestrzeni na budowę;

- modernizacja EC Pruszków – w 2018 r. wykonano koncepcję dostosowania EC Pruszków do pracy po 2022 r. oraz wybrano docelowy wariant zadań przewidzianych do realizacji w latach 2019-2022, w skład którego wchodzi: budowa dwóch kotłów węglowych, kotłowni olejowej (ze zbiornikiem oleju lekkiego) oraz silników gazowych o łącznej mocy do 12 MWe;
- inwestycje związane z dostosowaniem urządzeń wytwórczych do BAT (Best Available Techniques) – celem inwestycji jest rozbudowa instalacji oczyszczania spalin w oddziałach PGNiG TERMIKA EP do zakresu i poziomu oczyszczania spalin wymaganego przez konkluzje BAT dla instalacji istniejących celem utrzymania wytwarzania i sprzedaży mediów energetycznych. Inwestycje będą realizowane w trzech lokalizacjach: Oddział Zofiówka, Oddział Żory, Oddział Racibórz.

Grupa PGNiG TERMIKA bierze aktywny udział w programach innowacyjnych: w 2018 r. oceniała projekty w ramach programu INGA realizowanego przez PGNiG, GAZ-SYSTEM oraz NCBR, a także analizowała możliwości zwiększenia udziału technologii odnawialnych źródeł energii we współpracy z firmą Honeywell. Spółki z Grupy PGNiG TERMIKA realizują ponadto liczne prace badawczo-rozwojowe z innymi spółkami z Grupy PGNiG.

Ryzyka

Cena uprawnień do emisji CO₂

●●●●●● ↗

Spółka dokonuje zakupów uprawnień do emisji CO₂ w ilościach stanowiących różnicę pomiędzy emisją a przydziałem bezpłatnych uprawnień do emisji. Funkcjonujące w PGNiG TERMIKA zasady zakupu uprawnień do emisji CO₂ umożliwiają równoważenie w pewnym zakresie wpływu kosztów ich zakupu na wynik finansowy przychodami ze sprzedaży energii

Istotność ryzyka:

●●●●●● niskie
●●●●●● średnie
●●●●●● wysokie

Prawdopodobieństwo materializacji ryzyka:

●●●●●● niska
●●●●●● średnia
●●●●●● wysoka

Ryzyko w stosunku do 2017 r.:

↗ wzrosło
→ utrzymało się
↘ spadło

elektrycznej na rynku hurtowym, której cena jest częściowo skorelowana z ceną uprawnień.

Ceny paliw



PGNiG TERMIKA używa do produkcji głównie węgla, a w dalszej kolejności biomasę. Obserwowany jest wzrost cen tych surowców, przy czym wzrost ten w ograniczonym zakresie wpłynął na koszty poniesione w 2018 r. z uwagi na zużywanie do produkcji paliw wcześniej zakontraktowanych. Powiązanie czasowe sprzedaży energii elektrycznej i certyfikatów pochodzenia energii z zakupem paliw umożliwia w pewnym stopniu ograniczenie negatywnego wpływu wzrostu cen paliw na wyniki finansowe.

Realizacja zakupu i dostawy węgla



Zakupy węgla dokonywane są głównie poprzez kontraktowanie z odpowiednim wyprzedzeniem, zapewniające utrzymywanie strategicznych zapasów węgla na poziomie przekraczającym zapas wymagany Rozporządzeniem Ministra Gospodarki. Dodatkowo zakupy usługi przewozu węgla są dokonywane zgodnie

z ustawą Prawo Zamówień Publicznych i z odpowiednim wyprzedzeniem. Pogorszenie realizacji zawartych kontraktów przez kontrahentów może powodować naruszenie obowiązku utrzymania zapasów.

Dostosowanie do wymagań BAT



Kolejnym etapem po dostosowaniu instalacji do wymagań wynikających bezpośrednio ze wskazanych w Dyrektywie w sprawie emisji przemysłowych (IED) standardów emisyjnych jest dostosowanie do tzw. granicznych wielkości emisyjnych wprowadzonych decyzją ustanawiającą Konkluzje BAT dla dużych obiektów energetycznego spalania. W celu wypełnienia powyższego obowiązku sformułowano założenia planu inwestycyjnego, gwarantujące spełnienie parametrów emisyjnych i technologicznych dokumentu Konkluzji BAT.

Perspektywy rozwoju

W grudniu 2018 r. uchwalona została Ustawa o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji. Wejście w życie przepisów wraz z pakietem rozporządzeń wyko-

nowczych umożliwi ubieganie się – przez planowane do budowy nowe jednostki opalane gazem ziemnym należące do Grupy Kapitałowej PGNiG TERMIKA – o udział w nowym systemie wsparcia, który zastąpi dotychczasowy, oparty o świadectwa pochodzenia i opisany w Ustawie – Prawo energetyczne. W wyniku wdrożenia systemu rynku mocy oraz przeprowadzonych aukcji zagwarantowane zostało uzyskanie dodatkowych przychodów, które będą osiągnane w latach 2021-2037.

Ponadto, w 2019 r. Grupa PGNiG TERMIKA będzie kontynuowała projekty związane z realizacją inwestycji w modernizację oraz budowę nowych bloków wytwórczych, m.in.:

- kontynuacja budowy bloku gazowo-parowego w EC Żerań – łączne planowane wydatki inwestycyjne wynoszą ok. 1,6 mld zł. Dotychczas poniesione nakłady wyniosły 196 mln zł. Planowany termin realizacji to 2020 r. Stan zaawansowania prac na koniec 2018 r. to 61%;
- budowa kotłowni szczytowej w EC Żerań – łączne planowane wydatki inwestycyjne wynoszą ok. 150 mln zł. Dotychczas poniesione nakłady wyniosły 11 mln zł.

Planowana gotowość rozpoczęcia ruchu próbnego to 2019 r.;

- kontynuacja budowy bloku gazowo-parowego w EC Stalowa Wola – łączne planowane wydatki inwestycyjne wynoszą ok. 1,4 mld zł. Dotychczas poniesione nakłady wyniosły 1,1 mld zł. Planowany termin realizacji to I kwartał 2020 r.

PGNiG TERMIKA SA w okręgu warszawskim będzie dążyć do poprawy rentowności aktywów i dywersyfikacji portfela paliwowego (węgiel / gaz / biomasa / RDF) oraz utrzymania pozycji wiodącego wytwórcy ciepła na rynku. Na terenie całego kraju skupiać się będzie na akwizycji systemów ciepłowniczych, rozwoju w obszarach: technologii gazowych w ciepłownictwie, energetyki przemysłowej i rozproszonej.

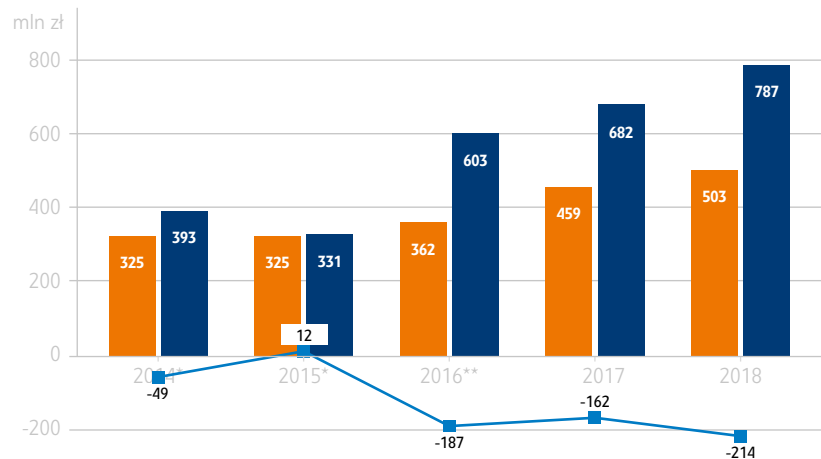


Pozostałe segmenty



Segment w liczbach

- Przychody segmentu ogółem
- Koszty segmentu ogółem
- EBITDA



* dane nieprzekształcone, raportowane
 ** dane przekształcone według nowej segmentacji działalności Grupy PGNiG.

Działalność w 2018 r.

Centrum korporacyjne

W ramach obszaru centrum korporacyjne, w kwietniu 2017 r. PGNiG SA przyjęła „Strategię zrównoważonego rozwoju Grupy Kapitałowej PGNiG na lata 2017-2022”. W 2018 r. Grupa PGNiG intensywnie angażowała się w realizację projektów badawczo-rozwojowych oraz innowacyjnych – w szczególności na usprawnieniu procesów oraz udoskonalaniu produktów i usług w ramach kluczowych obszarów działalności biznesowej. Uruchomiono m.in. mobilne stanowisko do odmierzania skroplonego gazu ziemnego SMOK, które ma szansę zrewolucjonizować rynek LNG małej skali w Polsce.

Oddział PGNiG – Centralne Laboratorium Pomiarowo-Badawcze (CLPB)

CLPB świadczy usługi w zakresie m.in. badania poprawności i wiarygodności pomiarów jakości i ilości gazu ziemnego, badania urządzeń i systemów pomiarowych oraz analiz technicznych, opinii i ekspertyz technicznych. W 2018 r. realizowano m.in. usługi z zakresu nadzoru nad systemem rozliczeń ładunków w terminalu LNG

w Świnoujściu, walidacji procesowych chromatografów gazowych na potrzeby rozliczeń gazów ziemnych, wzorcowanie układów pomiarowych na obiektach na gazociągu jamalskim i w terminalu LNG. Do największych klientów oddziału należą spółki i oddziały Grupy PGNiG, GAZ-SYSTEM i EuroPolGaz SA.

PGNiG Technologie

PGNiG Technologie zapewnia kompleksowe wykonywanie inwestycji w zakresie budowy kopalń ropy naftowej i gazu ziemnego oraz obiektów przesyłu gazu ziemnego. W 2018 r. świadczone usługi dla spółek Grupy PGNiG w zakresie zagospodarowania złóż i odwiertów oraz dostaw osprzętu powierzchniowego wyposażenia odwiertów.

PGNiG Serwis

Podstawową działalnością PGNiG Serwis jest świadczenie kompleksowych usług finansowo-księgowych, kadrowo-płacowych, teleinformatycznych, bezpośredniej ochrony fizycznej, obsługi recepcyjnej, usług wsparcia w zakresie zarządzania projektami, zarządzania nieruchomościami dla spółek z Grupy PGNiG. PGNiG



Serwis pełni funkcję Centrum Usług Wspólnych dla 15 spółek Grupy PGNiG.

Gazoprojekt

Gazoprojekt świadczy usługi konsultingowe i projektowe na wszystkich etapach procedur administracyjnych: formułowania założeń techniczno-ekonomicznych, opracowywania dokumentacji oraz realizacji zamierzenia inwestycyjnego. Wykonuje m.in.: studia i analizy przedprojektowe, opracowania tworzone na potrzeby wydania warunków technicznych, decyzji administracyjnych, jak i kwestii środowiskowych, dokumentację formalnoprawną, projektową, powykonawczą i przetargową, a także wizualizacje 3D. W 2018 r. utrzymał się wysoki popyt na prace projektowe wykonywane przez Gazoprojekt. Dotyczyły one przede wszystkim inwestycji infrastrukturalnych w obszarze przesyłu i wydobywania węgłowodorów.

Geovita

Geovita prowadzi działalność o profilu wycieczkowym, odnowy biologicznej, profilaktyki leczniczej, rehabilitacji leczniczej i konferen-

cyjno-szkoleniowym. Obiekty spółki Geovita położone są w: Dąbkach, Mrzeżynie, Dźwierzynie, Jadwisinie koło Serocka, Płotkach koło Piły, Gronowie koło Łagowa, Jugowicach, Łądku-Zdroju, Zakopanem, Wiśle, Złockiem koło Muszyny, Krynicy-Zdroju, Czarnej koło Ustrzyk Dolnych oraz Krakowie. Od 2017 r. wprowadzane są zmiany w działalności operacyjnej, mające na celu obniżenie jej kosztów operacyjnych oraz poprawienie efektywności wykorzystania posiadanych zasobów. W drugiej połowie 2018 r. podjęto dodatkowo działania, które mają na celu zwiększenie udziału Geovity w przetargach publicznych.

Polski Gaz Towarzystwo Ubezpieczeń Wzajemnych (Polski Gaz TUW)

W 2018 r. kontynuowano współpracę w zakresie umów ubezpieczenia, zarówno dla PGNiG, jak i spółek Grupy PGNiG. Towarzystwo ubezpiecza głównie spółki Grupy PGNiG na zasadzie wzajemności członkowskiej wewnątrz Towarzystwa, co pozwala na zwiększenie dopasowania usług ubezpieczeniowych do potrzeb ubezpieczających poprzez realny wkład, jaki mają oni w proces funkcjonowania



Więcej informacji na temat badań, rozwoju i innowacji – str. 81.

Towarzystwa oraz możliwość bezpośredniego zgłaszania potrzeb ubezpieczeniowych.

W 2018 r. odnowiono ochronę w zakresie programu ubezpieczenia działalności upstream dla PGNiG, złożono wniosek do Komisji Nadzoru Finansowego o rozszerzenie działalności Polski Gaz TUW o grupę ubezpieczeń dotyczących choroby, a także podwyższono kapitał zakładowy do 40 mln zł w celu utworzenia zależnego podmiotu będącego zakładem ubezpieczeń na życie.

Ponadto w 2018 r. miały miejsce dwie ważne zmiany w otoczeniu regulacyjnym Polski Gaz TUW, które istotnie wpłynęły na działalność zakładów ubezpieczeń: związane były one ze znacznym zwiększeniem obowiązków informacyjnych na skutek wejścia w życie ustawy o dystrybucji ubezpieczeń oraz zapisów **Rozporządzenia RODO**.

Perspektywy rozwoju

PGNiG Technologie

Zgodnie z założeniami na lata 2018-2020, PGNiG Technologie działać będzie przede wszystkim w kierunku świadczenia usług budowlano-montażowych oraz produkcji wyrobów gotowych w sektorze gazownictwa i górnictwa naftowego, głównie w ramach Grupy PGNiG. Planowane jest również zwiększenie efektywności pozyskiwania wysokobudżetowych zadań strategicznych związanych z budową lub modernizacją gazociągów, ropociągów i kopalń, a także zagospodarowaniem złóż i podziemnych magazynów gazu. PGNiG Technologie dąży także do pozyskania zamówień na rynkach zagranicznych (głównie w Norwegii i na Ukrainie) oraz w branży elektroenergetycznej.

PGNiG Serwis

Spółka dostrzega szanse w postępującym procesie optymalizacji i redukcji kosztów operacyjnych w Grupie PGNiG, czego skutkiem mogłoby być przejmowanie obowiązków

w zakresie działalności pomocniczej oraz świadczenie usług wsparcia dla kolejnych spółek z Grupy PGNiG. W 2019 r. PGNiG Serwis zamierza również rozszerzyć działalność w obszarze bezpośredniej ochrony fizycznej osób i mienia oraz IT.

Gazoprojekt

Gazoprojekt w 2019 r. będzie dążył do utrzymania świadczenia usług dla już pozyskanych klientów – nie tylko w ramach Grupy PGNiG, ale także innych czołowych firm na rynku gazu i ropy. W szczególności dotyczy to projektów związanych z przesyłem, magazynowaniem ropy i gazu oraz rozbudową instalacji chemicznych. Ponadto, Gazoprojekt planuje również m.in. rozbudować bazę kontaktów, co do celowo pozwoliłoby pozyskiwać tematy projektowe na rynkach zagranicznych.

Geovita

W najbliższym okresie spółka będzie kontynuować działania restrukturyzacyjne w obszarze optymalizacji kosztowej, poprawy efektywności kanałów sprzedaży i procesów operacyjnych.

CLPB

Celem CLPB jest utrzymanie pozycji wiodącego laboratorium badawczego i punktu legalizacyjnego w zakresie urządzeń i systemów pomiarowych stosowanych w przemyśle gazu ziemnego oraz laboratorium kontroli jakości gazów ziemnych w zakresie wszystkich rodzajów gazów ziemnych (L i E) i ich form (CNG, LNG) oraz biogazu. W najbliższych latach CLPB zamierza również rozszerzyć kompetencje w zakresie badań wodoru jako paliwa do pojazdów (brak tego typu laboratorium w Polsce przy powstającym rynku paliwa wodorowego) oraz analiz geologicznych (badania porozymetryczne i gazów rdzeniowych oraz analizy ciekłych kopalin węglowodorowych).



Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2016/679 z dnia 27 kwietnia 2016 r. w sprawie ochrony osób fizycznych w związku z przetwarzaniem danych osobowych i w sprawie swobodnego przepływu takich danych oraz uchylenia dyrektywy 95/46/WE (RODO).



Wyniki finansowe



Wyniki finansowe

Skonsolidowane sprawozdanie finansowe

W 2018 r. przychody Grupy Kapitałowej PGNiG wyniosły 41 234 mln zł, i były o 5 549 mln zł (16%) wyższe niż w roku poprzednim, w którym osiągnęły poziom (po zmianach prezentacyjnych w związku z MSSF 15) 35 685 mln zł. W tym samym ujęciu koszty operacyjne wyniosły 36 839 mln zł i były o 16% wyższe rok do roku. W efekcie skonsolidowany wynik na działalności operacyjnej (EBIT) w 2018 r. wyniósł 4 395 mln zł, będąc wyższym o 485 mln zł (12%) niż w 2017 r. Wynik ten powiększony o amortyzację (EBITDA) wyniósł

7 115 mln zł – o 536 mln zł (8%) więcej niż w roku poprzedzającym.

Głównymi czynnikami przyczyniającymi się do wzrostu zarówno przychodów, jak również kosztów operacyjnych, były rosnące ceny węglowodorów. Przy wyższych średnio o 0,6°C temperaturach w Polsce w ciągu 2018 r., Grupa sprzedała łącznie 29,0 mld m³ gazu (o 2,3 mld m³ więcej niż w 2017 r.). Sprzedaż ropy naftowej i kondensatu z produkcji także wzrosła rok do roku o 140 tys. ton, sięgając poziomu 1 410 tys. ton. Wyższe temperatury przełożyły się również na niższe o 5% wolumeny wyprodukowanego ciepła oraz nieznaczny, 1% wzrost wolumenu dystrybucji gazu.

Zmiany w EBITDA pomiędzy latami 2017-2018



Bilans Grupy PGNiG na dzień 31 grudnia 2018 r. wykazuje po stronie aktywów i pasywów sumę bilansową w wysokości 53 271 mln zł, która jest wyższa od wartości na koniec 2017 r. o 5 068 mln zł, czyli 10%.

Największą pozycję aktywów Grupy stanowią rzeczowe aktywa trwałe, których wartość

na dzień 31 grudnia 2018 r. wyniosła 34 236 mln zł i była o 1 784 mln zł (6% r/r) wyższa od stanu na dzień 31 grudnia 2017 r. Saldo odpisów aktualizujących te aktywa w stosunku do końca poprzedniego roku zmalało o 240 mln zł. Pozycja inwestycje w jednostkach wycenianych metodą praw własności, w stosunku do końca

poprzedniego roku, wzrosła o 205 mln (13% r/r), co jest wynikiem wyceny udziałów w spółkach: Polska Grupa Górnicza Sp. z o.o. oraz Polimex Mostostal S.A.

Aktywa obrotowe Grupy PGNiG na koniec 2018 r. wyniosły 14 373 mln i były o 2 534 mln (21%) wyższe niż na koniec 2017 r. Wpływ na wzrost aktywów obrotowych miał przede wszystkim wzrost środków pieniężnych i ich ekwiwalentów o 1 347 mln zł (52% r/r). Jednocześnie należy zauważyć wzrost poziomu zapasów, które na koniec 2018 r. wyniosły 3 364 mln zł, czyli o 616 (22% r/r) więcej niż na koniec 2017 r.

Podstawowym źródłem finansowania aktywów Grupy jest kapitał własny, którego wartość na koniec 2018 r. wyniosła 36 632 mln zł, co oznacza wzrost o 3 005 mln zł (9% r/r) w relacji do 2017 r. Na zmianę poziomu kapitałów własnych wpływ miał przede wszystkim osiągnięty w bieżącym okresie zysk netto, w wysokości 3 209 mln zł oraz brak wypłaty dywidendy za 2017 r.

Stan zobowiązań długoterminowych na koniec 2018 r. wyniósł 7 255 mln zł i był wyższy od poziomu z dnia 31 grudnia 2017 r. o 251 mln zł (4% r/r). Na dzień 31 grudnia 2018 r. Grupa posiadała zobowiązania krótkoterminowe na poziomie 9 384 mln zł, co oznacza wzrost o 1 812 mln zł (24% r/r) w relacji do końca 2017 r. Na wzrost zobowiązań wpłynął wzrost zobowiązań z tytułu zadłużenia krótkoterminowego (głównie z tytułu dłużnych papierów wartościowych) o 469 mln zł (23% r/r) oraz zobowiązania z tytułu dostaw i podatków (głównie z tytułu podatku dochodowego bieżącego) o 499 mln zł (15% r/r).

W związku ze wzrostem kapitałów własnych oraz wzrostem zobowiązań krótkoterminowych wskaźniki obciążenia zobowiązaniami ogółem oraz obciążenia kapitału własnego zobowiązaniami utrzymały się na stabilnym poziomie rok do roku: odpowiednio z 30,2% do 31,2%, i z 43,3% do 45,4%.

Wybrane dane finansowe Grupy PGNiG

mln zł	2018	2017*	Zmiana r/r
Przychody ze sprzedaży	41 234	35 685	5 549
Koszty operacyjne razem, w tym	(36 839)	(31 775)	(5 064)
Amortyzacja	(2 720)	(2 669)	(51)
Zysk z działalności operacyjnej (EBIT)	4 395	3 910	485
Zysk przed opodatkowaniem	4 502	3 922	580
Zysk netto	3 209	2 921	288
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	5 814	4 816	998
Przepływy pieniężne netto na działalności inwestycyjnej	(4 704)	(3 863)	(841)
Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	237	(4 204)	4 441
Zmiana stanu środków pieniężnych netto	1 347	(3 251)	4 598
	31.12.2018	31.12.2017	Zmiana r/r
Aktywa razem	53 271	48 203	5 068
Aktywa trwałe (długoterminowe)	38 898	36 364	2 534
Aktywa obrotowe (krótkoterminowe), w tym	14 373	11 839	2 534
Zapasy	3 364	2 748	616
Zobowiązania i kapitał własny razem	53 271	48 203	5 068
Kapitał własny razem	36 632	33 627	2 987
Zobowiązania długoterminowe razem	7 255	7 004	251
Zobowiązania krótkoterminowe razem	9 384	7 572	1 812
Zobowiązania razem	16 639	14 576	2 063

* dane przekształcone do porównywalności w związku z zastosowaniem nowego standardu sprawozdawczości finansowej MSSF 15 ze skutkiem od 1 stycznia 2018

Więcej o EBIT na str. 193 w słowniku pojęć.

* z uwzględnieniem rezerwy na świadczenia pochodzenia energii oraz efektywności energetycznej

Więcej o ROE na str. 193 w słowniku pojęć.

Więcej o ROA na str. 193 w słowniku pojęć.



Zobacz również:
www.pgnig.pl/
relacje-inwestorskie/
raporty-gieldowe/
okresowe/-/
raporty/2018

Skonsolidowany rachunek zysków i strat w latach 2017 - 2018

mln zł	2018	2017
Przychody ze sprzedaży gazu	29 628	28 613
Przychody ze sprzedaży pozostałe	11 606	7 244
Przychody ze sprzedaży	41 234	35 857
Koszt sprzedanego gazu	(24 941)	(20 127)
Zużycie innych surowców i materiałów	(2 519)	(2 586)
Świadczenia pracownicze	(2 871)	(2 696)
Usługi przesyłowe	(1 039)	(1 144)
Pozostałe usługi	(1 865)	(1 749)
Podatki i opłaty	(819)	(793)
Pozostałe przychody i koszty operacyjne	(722)	(342)
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	1 120	992
Odpisy rzeczowego majątku trwałego i wartości niematerialnych oraz ich odwrócenie	(463)	(833)
Zysk operacyjny bez uwzględnienia amortyzacji (EBITDA)	7 115	6 579
Amortyzacja	(2 720)	(2 669)
Zysk na działalności operacyjnej (EBIT)	4 395	3 910
Koszty finansowe netto	(4)	(16)
Wynik z inwestycji w jednostkach wycenianych metodą praw własności	111	28
Zysk przed opodatkowaniem	4 502	3 922
Podatek dochodowy	(1 293)	(1 001)
Zysk netto	3 209	2 921
Zysk netto przypadający:		
Akcjonariuszom jednostki dominującej	3 212	2 923
Udziałom niekontrolującym	(3)	(2)
Średnia ważona liczba akcji zwykłych (mln szt.)	5 778	5 778
Zysk na akcję podstawowy i rozwodniony (w PLN)	0,56	0,51

Rentowność

na dzień 31 grudnia 2018 r.

mln zł	2018	2017
EBIT zysk operacyjny (mln zł)	4 395	3 910
EBITDA zysk operacyjny + amortyzacja (mln zł)	7 115	6 579
EBITDA skorygowana zysk operacyjny + amortyzacja + odpisy z tytułu trwałej utraty wartości majątku trwałego (mln zł)	6 891	7 012
ROE zysk netto do stanu kapitałów własnych na koniec okresu	8,8%	8,7%
Rentowność sprzedaży netto zysk netto odniesiony do przychodów ze sprzedaży	7,8%	8,2%
ROA zysk netto w relacji do stanu aktywów na koniec okresu	6,0%	6,1%

Płynność

na dzień 31 grudnia 2018 r.

mln zł	2018	2017
Wskaźnik bieżącej płynności aktywa obrotowe do zobowiązań krótkoterminowych (bez zobowiązań z tytułu świadczeń pracowniczych, rezerw i przychodów przyszłych okresów)	1,8	1,8
Wskaźnik szybki płynności aktywa obrotowe minus zapasy do zobowiązań krótkoterminowych (bez zobowiązań z tytułu świadczeń pracowniczych, rezerw i przychodów przyszłych okresów)	1,3	1,4

Zadłużenie

na dzień 31 grudnia 2018 r.

	2018	2017
Wskaźnik obciążenia zobowiązaniami ogółem suma zobowiązań w relacji do sumy pasywów	31,2%	30,2%
Wskaźnik obciążenia kapitału własnego zobowiązaniami ogółem suma zobowiązań do kapitału własnego	45,4%	43,3%

Skonsolidowane sprawozdanie z całkowitych dochodów

w latach 2017 - 2018

mln zł	2018	2017
Zysk netto	3 209	2 921
Różnice kursowe z przeliczenia sprawozdań jednostek zagranicznych	(19)	(65)
Rachunkowość zabezpieczeń	285	(76)
Aktualizacja wyceny aktywów finansowych dostępnych do sprzedaży	-	(6)
Podatek odroczony	(15)	15
Udział w innych całkowitych dochodach w jednostkach wycenianych metodą praw własności	4	(4)
Pozostałe całkowite dochody podlegające przeklasyfikowaniu do wyniku	255	(136)
Straty aktuarialne dotyczące świadczeń pracowniczych	(33)	(23)
Podatek odroczony	6	4
Udział w innych całkowitych dochodach w jednostkach wycenianych metodą praw własności	1	1
Pozostałe całkowite dochody nie podlegające przeklasyfikowaniu do wyniku	(26)	(18)
Pozostałe całkowite dochody netto	229	(154)
Łączne całkowite dochody	3 438	2 767
Łączne całkowite dochody przypadające:		
Akcjonariuszom jednostki dominującej	3 441	2 769
Udziałom niekontrolującym	(3)	(2)

Skonsolidowane sprawozdanie z przepływów pieniężnych w latach 2017 - 2018

mln zł	2018	2017
Przepływy pieniężne z działalności operacyjnej		
Zysk netto	3 209	2 921
Amortyzacja	2 720	2 669
Podatek dochodowy bieżącego okresu	1 293	1 001
Wynik z działalności inwestycyjnej	(154)	452
Pozostałe korekty niepieniężne	432	304
Podatek dochodowy zapłacony	(1 060)	(755)
Zmiana stanu kapitału obrotowego	(626)	(1 776)
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	5 814	4 816
Przepływy pieniężne z działalności inwestycyjnej		
Wydatki na nabycie środków trwałych w budowie dotyczących poszukiwania i oceny zasobów mineralnych	(851)	(740)
Wydatki na pozostałe rzeczowe aktywa trwałe i wartości niematerialne	(3 683)	(2 422)
Wydatki na nabycie udziałów w jednostkach powiązanych	(90)	(347)
Pozostałe pozycje netto	(80)	(354)
Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(4 704)	(3 863)
Przepływy pieniężne z działalności finansowej		
Wpływy z tytułu zadłużenia	3 160	2 218
Wpływy z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	-	165
Wydatki z tytułu zadłużenia	(2 510)	(5 407)
Wypłacone dywidendy	(404)	(1 156)
Wydatki z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	-	(20)
Pozostałe pozycje netto	(9)	(4)
Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	237	(4 204)
Przepływy pieniężne netto	1 347	(3 251)
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na początek okresu	2 581	5 832
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na koniec okresu	3 928	2 581

Skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej na dzień 31 grudnia 2018 r.

mln zł	2018	2017
Aktywa		
Rzeczowe aktywa trwałe	34 236	32 452
Wartości niematerialne	1 173	1 115
Aktywa z tytułu podatku odroczonego	94	141
Inwestycje w jednostkach wycenianych metodą praw własności	1 806	1 601
Pochodne instrumenty finansowe	226	-

Pozostałe aktywa	1 363	1 055
Aktywa trwałe	38 898	36 364
Zapasy	3 364	2 748
Należności	5 742	5 781
Pochodne instrumenty finansowe	1 092	450
Pozostałe aktywa	204	216
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	3 925	2 578
Aktywa przeznaczone do sprzedaży	46	66
Aktywa obrotowe	14 373	11 839
Aktywa razem	53 271	48 203
Zobowiązania i kapitał własny		
Kapitał akcyjny i zapasowy ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej	7 518	7 518
Kapitał z tytułu stosowania rachunkowości zabezpieczeń	73	7
Skumulowane pozostałe całkowite dochody	(203)	(165)
Zysk zatrzymane	29 246	26 266
Kapitał własny akcjonariuszy jednostki dominującej	36 634	33 626
Kapitał własny udziałowców niekontrolujących	(2)	1
Kapitał własny razem	36 632	33 627
Zobowiązania z tytułu zadłużenia	1 178	951
Pochodne instrumenty finansowe	105	-
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	808	725
Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów	1 917	1 717
Pozostałe rezerwy	197	181
Dotacje	720	767
Zobowiązania z tytułu podatku odroczonego	2 066	2 019
Pozostałe zobowiązania	264	644
Zobowiązania długoterminowe	7 255	7 004
Zobowiązania z tytułu zadłużenia	2 524	2 055
Pochodne instrumenty finansowe	1 055	322
Zobowiązania z tytułu dostaw i podatków *	3 748	3 249
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	347	371
Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów	91	53
Pozostałe rezerwy	675	621
Pozostałe zobowiązania	944	901
Zobowiązania krótkoterminowe	9 384	7 572
Zobowiązania razem	16 639	14 576
Zobowiązania i kapitał własny razem	53 271	48 203

* W tym podatek dochodowy: 418 mln PLN (2017: 217 mln PLN)

Skonsolidowane sprawozdanie ze zmian w kapitale własnym
mln zł, na dzień 31 grudnia 2018 r.

	Kapitał własny akcjonariuszy jednostki dominującej										
	Kapitał akcyjny i zapasowy ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej, w tym:		Skumulowane pozostałe całkowite dochody z tytułu:					Zyski zatrzymane	Ogółem	Kapitał własny udziałowców niekontrolujących	Kapitał własny razem
	kapitał akcyjny	kapitał ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej	Kapitał z tytułu stosowania rachunkowości zabezpieczeń	różnic kursowych z przeliczenia jednostek zagranicznych	aktualizacji wyceny aktywów finansowych dostępnych do sprzedaży	zysków/(strat) aktuarialnych dotyczących świadczeń pracowniczych	udział w innych całkowitych dochodach w jednostkach wycenianych metodą praw własności				
Stan na 1 stycznia 2017	5 778	1 740	69	(28)	2	(45)	(2)	24 499	32 013	3	32 016
Zysk netto	-	-	-	-	-	-	-	2 923	2 923	(2)	2 921
Pozostałe całkowite dochody netto	-	-	(62)	(65)	(5)	(19)	(3)	-	(154)	-	(154)
Całkowite dochody razem	-	-	(62)	(65)	(5)	(19)	(3)	2 923	2 769	(2)	2 767
Dywidenda	-	-	-	-	-	-	-	(1 156)	(1 156)	-	(1 156)
Stan na 31 grudnia 2017	5 778	1 740	7	(93)	(3)	(64)	(5)	26 266	33 626	1	33 627
Stan na 1 stycznia 2018	5 778	1 740	7	(93)	(3)	(64)	(5)	26 266	33 626	1	33 627
Wpływ zastosowania zmian w MSSF 9	-	-	-	-	3	-	-	172	175	-	175
Zysk netto	-	-	-	-	-	-	-	3 212	3 212	(3)	3 209
Pozostałe całkowite dochody netto	-	-	270	(19)	-	(27)	5	-	229	-	229
Całkowite dochody razem	-	-	270	(19)	-	(27)	5	3 212	3 441	(3)	3 438
Zmiana w kapitałach odniesiona na zapasy	-	-	(204)	-	-	-	-	-	(204)	-	(204)
Dywidenda	-	-	-	-	-	-	-	(404)	(404)	-	(404)
Stan na 31 grudnia 2018	5 778	1 740	73	(112)	-	(91)	-	29 246	36 634	(2)	36 632

Segmenty

mln zł, za okres zakończony 31 grudnia 2018 r.

2018	Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	Sprzedaż między segmentami	Przychody razem	EBITDA	Amortyzacja	Zysk operacyjny	Odpisy rzeczowego majątku trwałego i wartości niematerialnych oraz ich odwrócenie	Wynik z inwestycji w jednostkach wycenianych metodą praw własności	Wydatki z tytułu nabycia rzeczowego majątku trwałego i WN	Rzeczowe aktywa trwałe	Zatrudnienie*
Poszukiwanie i wydobywanie	3 795	3 876	7 671	5 019	(1 063)	3 956	(484)	93	(2 216)	13 132	6 847
Obrót i magazynowanie	31 038	666	31 704	(848)	(189)	(1 037)	-	-	(54)	3 196	3 051
Dystrybucja	4 604	323	4 927	2 385	(927)	1 458	(2)	-	(1 713)	14 018	11 542
Wytwarzanie	1 617	770	2 387	788	(472)	316	16	-	(391)	3 588	1 813
Pozostałe segmenty	180	323	503	(214)	(70)	(284)	7	18	(142)	528	1 510
Suma	41 234	5 958	47 192	7 130	(2 721)	4 409	(463)	111	(4 516)	34 462	24 763
Uzgodnienie do danych skonsolidowanych	-	-	(5 958)	(15)	1	(14)	-	-	(18)	(226)	-
Razem	-	-	41 234	7 115	(2 720)	4 395	(463)	111	(4 534)	34 236	-

* Bez zatrudnienia w spółkach konsolidowanych metodą praw własności

Segmenty

mln zł, za okres zakończony 31 grudnia 2017 r.

2017**	Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	Sprzedaż między segmentami	Przychody razem	EBITDA	Amortyzacja	Zysk operacyjny	Odpisy rzeczowego majątku trwałego i wartości niematerialnych oraz ich odwrócenie	Wynik z inwestycji w jednostkach wycenianych metodą praw własności	Wydatki z tytułu nabycia rzeczowego majątku trwałego i WN	Rzeczowe aktywa trwałe	Zatrudnienie*
Poszukiwanie i wydobywanie	3 092	3 026	6 118	3 865	(1 060)	2 805	(479)	18	(1 142)	12 244	6 998
Obrót i magazynowanie	26 045	495	26 540	(434)	(205)	(640)	(364)	-	(89)	3 337	2 961
Dystrybucja	4 753	184	4 937	2 493	(925)	1 568	3	-	(1 190)	13 142	11 114
Wytwarzanie	1 655	596	2 251	843	(418)	425	3	-	(603)	3 485	1 785
Pozostałe segmenty	141	318	459	(162)	(61)	(223)	4	10	(93)	440	1 836
Suma	35 685	4 619	40 305	6 605	(2 669)	3 935	(833)	28	(3 117)	32 648	24 694
Uzgodnienie do danych skonsolidowanych	-	-	(4 619)	(26)	-	(25)	-	-	(45)	(196)	-
Razem	-	-	35 685	6 579	(2 669)	3 910	(833)	28	(3 162)	32 452	-

* Bez zatrudnienia w spółkach konsolidowanych metodą praw własności

** dane przekształcone do porównywalności w związku z zastosowaniem nowego standardu sprawozdawczości finansowej MSSF 15 ze skutkiem od 1 stycznia 2018

Przewidywana sytuacja finansowa



Na sytuację finansową Grupy PGNiG w przyszłych okresach będą w istotnym stopniu oddziaływać zmiany cen węglowodorów na rynkach surowców oraz zmiany kursów walut. Powyższe czynniki będą szczególnie istotne dla wyników generowanych przez Grupę PGNiG w segmentach Poszukiwanie i Wydobycie oraz Obrót i Magazynowanie.

Zmiana notowań cen węglowodorów przekłada się na przychody ze sprzedaży realizowane przez podmioty Grupy PGNiG zajmujące się wydobywaniem oraz ma wpływ na poziom popytu na usługi sejsmiczne i poszukiwawcze świadczone przez spółki Grupy PGNiG. Wzrost cen gazu i ropy naftowej wpływa pozytywnie na wyniki w segmencie Poszukiwanie i Wydobycie. Długoterminowe prognozy cen węglowodorów mają znaczący wpływ na prognozowane przepływy pieniężne z majątku produkcyjnego i w konsekwencji na konieczność aktualizacji wartości aktywów trwałych.

Z uwagi na powiązanie cen ropy naftowej z ceną gazu w ramach kontraktu jamalskiego i kontraktu katarskiego, cena ropy naftowej ma przeciwnie do obserwowanego w segmencie Poszukiwanie i Wydobycie oddziaływanie na wyniki segmentu Obrót i Magazynowanie. Wzrost cen ropy naftowej przekłada się na wzrost kosztów zakupu gazu ziemnego przez PGNiG SA. Zależność ta może ulec zmianie za sprawą wyroku Trybunału Arbitrażowego w Sztokholmie w kwestii

dotyczącej stosowanej w kontrakcie jamalskim formuły cenowej.

Na wyniki realizowane przez Grupę PGNiG istotny wpływ będzie miała także sytuacja na krajowym rynku walutowym. Umocnienie się złotego względem walut obcych (głównie względem dolara amerykańskiego) będzie oddziaływać pozytywnie na wyniki segmentu Obrót i Magazynowanie, obniżając koszt importu gazu ziemnego przez PGNiG, przy czym należy zaznaczyć, iż w wyniku prowadzonej przez spółki Grupy PGNiG polityki zabezpieczeń, wpływ zmian kursów walutowych na wyniki jest optymalizowany.

Na sytuację finansową Grupy PGNiG wpłynie także stanowisko Prezesa URE odnośnie poziomu taryf sprzedaży i dystrybucji paliw gazowych oraz sprzedaży ciepła. Dodatkowo, postępująca liberalizacja rynku gazu w Polsce będzie w dalszym ciągu wywoływać presję na wyniki realizowane przez spółki Grupy PGNiG świadczące usługi sprzedaży gazu działające w segmencie Obrót i Magazynowanie. Efektem konkurencyjnej walki o klienta są m.in. programy rabatowe kierowane do klientów oraz zmiany warunków cenowych na rynkowe. Powyższe czynniki mogą wpłynąć na obniżenie rentowności segmentu Obrót i Magazynowanie poprzez zmniejszenie uzyskiwanych marż na sprzedaży.

Należy jednak dodać, iż spółki Grupy PGNiG realizują inicjatywy poprawiające efektywność ich funkcjonowania. Podjęte inicjatywy

dotyczą m.in. optymalizacji kosztów działalności, co w pozytywny sposób przełoży się na wyniki realizowane przez Grupę PGNiG.

W przypadku segmentu Wytwarzanie ważnym z punktu widzenia działalności Grupy PGNiG będzie kształt programów wsparcia wytwarzania energii elektrycznej w wysoko-sprawnej kogeneracji oraz ze źródeł odnawialnych. Zmiany rynkowe cen uprawnień do emisji CO₂ będą w coraz większym stopniu wpływać na sytuację finansową Grupy PGNiG w tym segmencie. Istotnym elementem kształtującym wyniki segmentu Wytwarzanie będzie

poziom cen paliw produkcyjnych wykorzystywanych na potrzeby produkcji ciepła i energii elektrycznej.

W kolejnych kwartałach Grupa PGNiG zamierza utrzymać wysoki poziom nakładów finansowych na działalność inwestycyjną, w tym głównie na realizację projektów w zakresie utrzymania zdolności wydobywczych, działalności związanej z poszukiwaniem i rozpoznawaniem złóż ropy naftowej i gazu ziemnego oraz budowy sektora elektroenergetycznego.

Planowane nakłady inwestycyjne* na rzeczowe aktywa trwałe Grupy PGNiG w 2019 r.

w mln zł		2019**
I.	Poszukiwanie i Wydobycie, w tym:	2 579
1	Norwegia	662
2	Pakistan	244
3	Libia	1
II.	Obrót i Magazynowanie	221
III.	Dystrybucja	1 994
IV.	Wytwarzanie	1 859
V.	Pozostałe segmenty	195
VI.	Nakłady inwestycyjne łącznie (I-V)	6 626
w tym PGNiG		1 972

* w tym m.in. skapitalizowane koszty finansowania zewnętrznego

** planowane nakłady nie uwzględniają wydatków na potencjalne akwizycje

Powyższe wartości nie obejmują potencjalnych wydatków na akwizycje złóż węglowodorów lub akwizycje w sektorze elektroenergetycznym. Grupa PGNiG dokonując analiz zamierzeń inwestycyjnych na 2019 r. i lata następne bierze pod uwagę możliwości finansowe w tym zakresie. W analizie uwzględnione są dostępne źródła finansowania zewnętrznego oraz środki własne z uwzględnieniem przepływów generowanych w ramach bieżącej działalności.

Tym samym można stwierdzić, że Grupa PGNiG posiada wystarczające środki finansowe na realizację planowanych zamierzeń inwestycyjnych.

Zasady zarządzania



Piotr Woźniak

Prezes Zarządu PGNiG



Piotr Woźniak jest absolwentem Geologii Uniwersytetu Warszawskiego. W latach 1990-1991 był doradcą Ministra Rolnictwa i Ministra Przemysłu, a w latach 1992-1996 pełnił funkcję radcy handlowego w Ambasadzie RP w Kanadzie. Doradca Premiera ds. infrastruktury (1998-2000). W latach 1999-2002 piastował różne funkcje w Polskim Górnictwie Naftowym i Gazownictwie SA: członka Rady Nadzorczej, a od czerwca 2000 roku Wiceprezesa Zarządu. Radny Warszawy w kadencji 2002-2006. W latach 2005-2007 na stanowisku Ministra Gospodarki.

Od grudnia 2011 do grudnia 2013 r. Wiceminister w Ministerstwie Środowiska, Główny Geolog Kraju. Wykładowca Uczelni Łązarskiego oraz Szkoły Głównej Handlowej w Warszawie, członek Konwentu Akademii Pedagogiki Specjalnej im. Marii Grzegorzewskiej w Warszawie. Od 2009 r. Przewodniczący, od marca 2014 do końca 2015 r. Wiceprzewodniczący a od 2016 r. do września 2017 r. członek Rady Administracyjnej Agencji ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER).

19 grudnia 2016 r. ponownie powołany na stanowisko Prezesa Zarządu PGNiG SA na 3-letnią kadencję rozpoczynającą się 31 grudnia 2016 r.

Prezes Zarządu:

- kieruje pracami Zarządu oraz koordynuje pracę Członków Zarządu we wszystkich obszarach działalności Grupy Kapitałowej PGNiG;
- sprawuje nadzór i koordynuje funkcjonowanie Spółki m.in. w zakresie:
 - kontroli i audytu wewnętrznego;
 - strategii personalnych, systemów wynagradzania i czasu pracy, polityki zatrudnienia i płac;
 - ochrony informacji niejawnych, ochrony danych osobowych, realizacji zadań obronnych oraz ochrony obiektów;

- sprawowania nadzoru właścicielskiego w ramach Grupy PGNiG i kreowania optymalnego kształtu Grupy PGNiG;
- polityki, założeń i programów poszukiwania i wydobywania węgla w kraju i poza jego granicami, prowadzenia całości spraw koncesyjnych związanych z poszukiwaniem i rozpoznaniem oraz eksploatacją złóż węgla, składowaniem odpadów w górotworze i bezbiornikowym magazynowaniem substancji;
- wypracowywania założeń i przepisów technicznych, norm i standardów obowiązujących w obszarze górnictwa naftowego, funkcjonowania i bezpieczeństwa systemów wydobywczych, podziemnych magazynów gazu, standaryzacji i nadzoru nad jednolitymi systemami jakości;
- procesów akwizycyjnych w obszarze upstreamu zagranicznego;
- planowania, rozwoju i funkcjonowania systemów informatycznych i rozwoju w obszarze IT;
- kompleksowej obsługi prawnej zabezpieczającej prawne interesy PGNiG, jednolitego stosowania prawa powszechnego, wydawania zarządzeń i pism okólnych obowiązujących w Spółce;
- działalności Oddziału Geologii i Eksploatacji, Oddziałów PGNiG w Odolanowie, Sanoku, Zielonej Górze, Oddziału Ratownicza Stacja Górnictwa Otworowego w Krakowie, oraz Oddziałów Zagranicznych – funkcjonowania przedstawicielstwa Spółki w Moskwie.

Robert Perkowski

Wiceprezes Zarządu ds. Operacyjnych



Robert Perkowski jest ekonomistą, samorządowcem, doktorem nauk ekonomicznych. Jest absolwentem studiów podyplomowych "analityka zarządzania" Instytutu Organizacji i Zarządzania w Przemśle "ORGMAZ", w którym ukończył Międzynarodowe Studia Doktoranckie. Przewód doktorski został otwarty i przeprowadzony w Instytucie Nauk Ekonomicznych Polskiej Akademii Nauk. W Prywatnej Wyższej Szkole Businessu i Administracji, w Warszawie, ukończył dzienne studia magisterskie na dwóch specjalizacjach: marketing i kierowanie oraz finanse i bankowość. Jest autorem kilkunastu artykułów naukowych.

Doświadczenie zawodowe zdobywał od 2001 roku odbywając staż w departamencie finansowym firmy "Dacon Corp. LTD" przy Queen's University w Kanadzie. Następnie w 2002 roku rozpoczął pracę w resorcie sprawiedliwości, gdzie zajmował się m.in. opracowywaniem projektów planów finansowych w zakresie plac Służby Więziennej.

W okresie 2006-2018 pełnił funkcję Burmistrza Miasta Ząbki. Jednocześnie pełnił funkcję prezesa jednej z korporacji samorządowych "Związek Samorządów Polskich", gdzie świadczył usługi szkoleniowe oraz uzyskał mandat radnego gminnego i powiatowego.

18 marca 2019 r. powołany na stanowisko Wiceprezesa Zarządu ds. Operacyjnych na 3-letnią kadencję rozpoczynając się 31 grudnia 2016 r.

Zastąpił na tym stanowisku Radosława Bartosika, który funkcję Wiceprezesa Zarządu ds. Operacyjnych pełnił od dnia 31 grudnia 2016 r. do dnia 16 stycznia 2019 r.

Wiceprezes Zarządu ds. Operacyjnych sprawuje nadzór i koordynuje funkcjonowanie Spółki w zakresie:

- programu Społecznej Odpowiedzialności Biznesu /CSR;
- strategii zakupów w ramach Spółki i Grupy PGNiG;
- administrowania majątkiem Spółki z wyłączeniem majątku sieciowego, majątku górniczego i podziemnych magazynów gazu;
- zagospodarowania majątku nieprodukcyjnego, w tym nieruchomości Spółki;
- kreowania i realizacji polityki sponsoringowej i wizerunku marki Spółki w Polsce i za granicą;
- współpracy z operatorami systemów przesyłowych i dystrybucyjnych.

Łukasz Kroplewski

Wiceprezes Zarządu ds. Rozwoju



Prawnik, mediator, absolwent studiów menedżerskich Executive MBA. Członek Grupy Ekspertów ds. Metanu z Kopalń Europejskiej Komisji Gospodarczej Narodów Zjednoczonych (The UNECE Group of Experts on Coal Mine Methane). Wiceprzewodniczący Grupy Ekspertów ds. Gazu Europejskiej Komisji Gospodarczej Narodów Zjednoczonych (The UNECE Group of Experts on Gas). Prezes Izby Gospodarczej Gazownictwa. Przewodniczący Prezydium Międzynarodowego Centrum Doskonałości w zakresie metanu z kopalń węgla (ICE-CMM, International Centre of Excellence on Coal Mine Methane). Członek Rady Naukowej Instytutu Lotnictwa kadencji 2017-2021. Radca Krajowej Izby Gospodarczej.

19 grudnia 2016 r. ponownie powołany na stanowisko Wiceprezesa Zarządu ds. Rozwoju na 3-letnią kadencję rozpoczynając się 31 grudnia 2016 r.

Wiceprezes Zarządu ds. Rozwoju sprawuje nadzór i koordynuje funkcjonowanie m.in. w zakresie:

- przedsięwzięć innowacyjnych i rozwojowych realizowanych z udziałem PGNiG;
- rozpoznawania i monitorowania możliwości pozyskania funduszy unijnych na finansowanie działalności;
- nadzoru nad działalnością normalizacyjną w Spółce;
- wypracowywania założeń i przepisów technicznych, norm i standardów obowiązujących w obszarze gazownictwa;
- działalności Oddziału Centralne Laboratorium Pomiarowo-Badawcze oraz funkcjonowania zagranicznych przedstawicielstw Spółki w Kijowie i Wysokoje.

Michał Pietrzyk

Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych



Michał Pietrzyk jest absolwentem kierunku Finanse i Bankowość Uniwersytetu Ekonomicznego w Krakowie oraz studiów podyplomowych w zakresie prawa dla menedżerów na Akademii Leona Koźmińskiego. Doświadczenie zawodowe zdobywał od 1995 r. w sektorze bankowym. Od 2003 r. związany z Grupą PGNiG, początkowo na stanowisku Kierownika Działu Skarbu PGNiG, a w latach 2006-2016 – Zastępcy Dyrektora Departamentu Ekonomicznego. W lutym 2016 r. objął stanowisko Dyrektora Departamentu Ekonomicznego PGNiG.

19 grudnia 2016 r. powołany na stanowisko Wiceprezesa Zarządu ds. Finansowych na 3-letnią kadencję rozpoczynającą się 31 grudnia 2016 r.

Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych sprawuje nadzór i koordynuje funkcjonowanie Spółki m.in. w zakresie:

- realizacji celów strategicznych Spółki w aspekcie ekonomicznym i finansowym;
- przygotowania i realizacji Planu Działalności Gospodarczej Spółki;
- analiz i ocen ekonomiczno-finansowych projektów rozwojowych i inwestycyjnych, planowania i kontroli polityki inwestycyjnej w zakresie finansowym, monitorowania wykorzystania środków finansowych kierowanych na realizację planów eksploatacyjnych, inwestycyjnych i remontowych;
- funkcjonowania wewnętrznych rozliczeń i operacji finansowych PGNiG;
- przepływów pieniężnych w Grupie PGNiG, budżetowania i kontroli kosztów i przychodów Spółki, polityki kredytowej, podatkowej i zobowiązań podatkowych Spółki;
- zarządzania ryzykiem finansowym, analizy ekonomiczno-finansowej nowych przedsięwzięć kapitałowych;
- funkcjonowania i rozwoju rachunkowości;
- ustalania zasad i nadzorowania sporządzania sprawozdań finansowych;
- relacji inwestorskich.

Maciej Woźniak

Wiceprezes Zarządu ds. Handlowych



Maciej Woźniak jest absolwentem Uniwersytetu Ekonomicznego w Krakowie (tytuł magistra ekonomii) i Krajowej Szkoły Administracji Publicznej oraz Studiów Podyplomowych w zakresie Wyceny Nieruchomości na Politechnice Warszawskiej. Jest członkiem Korpusu Służby Cywilnej RP. W 2011 r. uczestniczył w International Visitor Leadership Program organizowanym przez Departament Stanu USA.

W latach 2003-2008 pracował w Ministerstwie Finansów i Ministerstwie Gospodarki. W tym ostatnim kierował Departamentem Ropy i Gazu. Był odpowiedzialny m.in. za wdrożenie ustawy o zapasach obowiązkowych ropy, paliw i gazu ziemnego oraz za uzyskanie przez Polskę członkostwa w Międzynarodowej Agencji Energii (International Energy Agency) przy OECD w Paryżu. Później wielokrotnie reprezentował Polskę na posiedzeniach Rady Zarządzającej MAE. Nadzorował również wdrożenie

do polskiego porządku prawnego II pakietu liberalizacyjnego UE dla rynku gazu i koordynację polskiego stanowiska na forum UE w trakcie prac nad III pakietem liberalizacyjnym.

W latach 2008-2010 był głównym doradcą Prezesa Rady Ministrów ds. Bezpieczeństwa Energetycznego oraz Sekretarzem międzyresortowego Zespołu ds. Polityki Bezpieczeństwa Energetycznego przy Prezesie Rady Ministrów. Reprezentował Polskę w Grupie Wysokiego Szczebla ds. Energii Państw Grupy Wyszehradzkiej oraz w Grupie ds. Planu Połączeń Między Bałtyckimi Rynkami Energetycznymi przy Komisji Europejskiej. Nadzorował także przygotowania do budowy Terminala LNG w Świnoujściu. Brał udział w zespole negocjacyjnym polsko-rosyjskiej umowy międzyrządowej na dostawy gazu – zrezygnował z funkcji doradcy Premiera po podpisaniu tej umowy w listopadzie 2010 r. W latach 2011-2013 był doradcą Ministra Środowiska i Głównego Geologa Kraju odpowiedzialnym za reformę prawa geologicznego i górniczego. Pełnił funkcję członka rad nadzorczych Operatora Logistycznego Paliw Płynnych, Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa oraz przewodniczącego rady nadzorczej Wojewódzkiego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w Warszawie.

19 grudnia 2016 r. ponownie powołany na stanowisko Wiceprezesa Zarządu ds. Handlowych na 3-letnią kadencję rozpoczynającą się 31 grudnia 2016 r.

Wiceprezes Zarządu ds. Handlowych sprawuje nadzór i koordynuje funkcjonowanie Spółki m.in. w zakresie:

- kreowania polityki regulacyjnej we współpracy z organami administracji publicznej, organami UE oraz organizacjami branżowymi;
- planowania i realizacji polityki handlowej Spółki, w szczególności w zakresie sprzedaży gazu ziemnego i energii elektrycznej, polityki sprzedaży gazu, energii elektrycznej i innych produktów;
- kreowania rozwoju rynku gazu ziemnego, polityki importowej gazu ziemnego, w tym w zakresie dywersyfikacji dostaw;
- nawiązywania i utrzymywania stałych kontaktów z firmami zagranicznymi, organizacjami międzynarodowymi oraz administracją obcych państw w zakresie stosunków handlowych, monitorowania i analizowania rynków zagranicznych;
- współpracy z GAZ-SYSTEM, Polskie LNG, Urzędem Morskim w Szczecinie i Zarządem Portów Morskich Szczecin i Świnoujście w zakresie importu skroplonego gazu ziemnego do Polski;
- transportu gazu w zakresie planowania, realizacji i rozliczeń umów o świadczenie usług przesyłania i dystrybucji gazu ziemnego dla potrzeb PGNiG;
- przygotowania okresowych bilansów paliw gazowych, okresowych rozliczeń realizacji dostaw paliw gazowych, służby informacyjnej, w tym przyjmowania informacji o zdarzeniach i sytuacjach kryzysowych we wszystkich obszarach działalności Spółki;

- polityki taryfowej Spółki, współpracy z URE w zakresie opracowywania projektów taryf i cen na produkty oraz usługi PGNiG oraz uzyskania przez Spółkę koncesji;
- polityki informacyjnej Spółki oraz komunikacji korporacyjnej;
- działalności Oddziału Obrotu Hurto-owego oraz funkcjonowania zagranicznego przedstawicielstwa Spółki w Brukseli.

Magdalena Zegarska

Wiceprezes Zarządu



Magdalena Zegarska jest absolwentką Prywatnej Wyższej Szkoły Ochrony Środowiska w Radomiu. Ponadto ukończyła studia Master of Business Administration dla firm sektora naftowego i gazowniczego oraz posiada absolutorium uzyskane w Wyższej Szkole Zarządzania i Marketingu Stowarzyszenia Inicjatyw Gospodarczych w Warszawie o kierunku zarządzanie dużym przedsiębiorstwem. Ukończyła liczne kursy i szkolenia z psychologii zarządzania zespołami pracowniczymi, kurs na członków Rad Nadzorczych i zdała egzamin państwowy przed Komisją Skarbu Państwa. W latach 2011-2014 pełniła funkcję Sekretarza Rady Pracowników II kadencji oraz w latach 2010-2014 Sekretarza Zakładowej Komisji Koordynacyjnej NSZZ „Solidarność” w PGNiG. W latach 2014-2017 pełniła funkcję członka Rady Nadzorczej PGNiG, Sekretarza Rady Nadzorczej oraz Wiceprzewodniczącego Komitetu Audytu. Pracę w PGNiG rozpoczęła w 1998 r. w Mazowieckiej

Spółce Gazownictwa, następnie pracowała w Mazowieckim Oddziale Handlowym. Od 2013 r. zajmowała różne stanowiska w Centrali Spółki w Departamencie Handlu Detalicznego, Departamencie Infrastruktury, a następnie w Departamencie Majątku i Administracji, gdzie pełniła obowiązki zastępcy Dyrektora Departamentu Majątku i Administracji. Od stycznia 2016 r. pełni funkcję Pełnomocnika Zarządu PGNiG ds. Systemu Zarządzania Jakością, Bezpieczeństwem Pracy, Ochroną Zdrowia i Środowiska. W okresie od kwietnia 2016 r. do marca 2017 r. zajmowała stanowisko Zastępcy Dyrektora Departamentu ds. QHSE, z powierzonymi zadaniami kierowania pracami Departamentu.

Otrzymała odznaczenia honorowe: zasłużona dla Górnictwa Naftowego i Gazownictwa oraz Mazowieckiego Oddziału Handlowego. Posiada tytuł Dyrektora Górniczego III stopnia oraz Dyrektora Górniczego II stopnia.

6 marca 2017 r. została powołana na stanowisko Wiceprezesa Zarządu.

Wiceprezes Zarządu wybrany przez pracowników Spółki sprawuje nadzór i koordynuje funkcjonowanie Spółki m.in. w zakresie:

- zapewnienia warunków bezpieczeństwa i higieny pracy oraz ochrony przeciwpożarowej;
- współpracy ze związkami zawodowymi, Radą Pracowników i innymi organizacjami pracowniczymi w zakresie dotyczącym Spółki i Grupy PGNiG;
- przeprowadzenia procesu wydania akcji uprawnionym pracownikom Spółki.

Rada Nadzorcza

Bartłomiej Nowak

Przewodniczący Rady Nadzorczej

Pan Bartłomiej Nowak jest absolwentem kierunku Zarządzania Akademii Leona Koźmińskiego w Warszawie oraz Wydziału Prawa i Administracji Uniwersytetu Warszawskiego. Od 2009 r. posiada stopień naukowy Doctor of Laws – European University Institute, a od 2013 r. – stopień doktora habilitowanego nadany przez Instytutu Nauk Prawnych Polskiej Akademii Nauk. Bartłomiej Nowak specjalizuje się m.in. w prawie energetycznym, gospodarczym i konkurencji oraz prawie Unii Europejskiej. W latach 2007-2009 pracował na rzecz Dyrekcji Generalnej Komisji Europejskiej ds. Transportu i Energii oraz jako doradca Prezesa URE. W latach 2010-2014 pełnił funkcję doradcy w Kancelarii Domański Zakrzewski Palinka sp.k. oraz Członka Rady Nadzorczej PTE WARTA SA. Od 2009 r. związany z Akademią Leona Koźmińskiego w Warszawie na stanowiskach: Adiunkta, a później Profesora Nadzwyczajnego w Kolegium Prawa, oraz Prorektora ds. Studiów Ekonomiczno-Społecznych. Członek Rady Naukowej Narodowego Centrum Badań Jądrowych.

Bartłomiej Nowak oświadczył, że spełnia kryterium niezależności zarówno w zakresie wynikającym z art. 129 Ustawy z dnia 11 maja 2017 r. o biegłych rewidentach, firmach

audytorskich oraz nadzorze publicznym, jak i Zaleceń Komisji Europejskiej 2005/162/WE z dnia 15 lutego 2005 r.

Bartłomiej Nowak pełni funkcję Przewodniczącego Rady Nadzorczej od 27 lipca 2016 r.

Piotr Sprzączak

Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej

Piotr Sprzączak jest absolwentem Uniwersytetu Marii Curie-Skłodowskiej w Lublinie oraz Krajowej Szkoły Administracji Publicznej w Warszawie. Doświadczenie zawodowe zdobywa od 2011 r., pracując w Departamencie Ropy i Gazu na rzecz Ministerstwa Gospodarki i następnie Ministerstwa Energii. Aktualnie pełni funkcję Naczelnika Wydziału Infrastruktury w Ministerstwie Energii. W ramach obowiązków służbowych zajmuje się m.in. negocjacjami aktów prawnych UE, m.in. rewizją dyrektywy gazowej, rozporządzeniem dotyczącym środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego, czy kształtowania otoczenia regulacyjnego w ramach tzw. pakietu „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków”. Koordynuje działania wynikające ze współpracy międzynarodowej, członkostwa Polski w Unii Europejskiej oraz międzynarodowych organizacjach i porozumieniach energetycznych. W latach 2011-2014 zajmował się opracowaniem i aktualizacją Oceny ryzyka

związanego z bezpieczeństwem dostaw gazu ziemnego, Planu działań zapobiegawczych oraz Planu na wypadek sytuacji nadzwyczajnej.

Piotr Sprzączak pełni funkcję Wiceprzewodniczącego Rady Nadzorczej od 29 czerwca 2017 r.

Sławomir Borowiec

Sekretarz Rady Nadzorczej

Sławomir Borowiec w 1992 r. ukończył Akademię Górniczo-Hutniczą w Krakowie, Wydział Wiertniczo-Naftowy. W tym samym roku rozpoczął pracę w Zielonogórskim Zakładzie Górnictwa Nafty i Gazu. W 2001 r. ukończył Państwową Szkołę Zawodową w Gorzowie Wielkopolskim, Instytut Zarządzania i Finansów w zakresie Zarządzania i Marketingu, a w 2004 r. ukończył kierunek Rachunkowość o specjalności Rachunkowość Jednostek Gospodarczych na Politechnice Koszalińskiej. Obecnie zatrudniony na stanowisku Kierownika Ośrodka Kopalń. Posiada uprawnienia Kierownika Ruchu Zakładu Górniczego. W 2002 r. zdał egzamin na członków Rad Nadzorczych, a w 2010 r. otrzymał Stopień Górniczy: Dyrektor Górniczy II Stopnia.

Sławomir Borowiec pełni funkcję Sekretarza Rady Nadzorczej od 6 marca 2017 r.

Piotr Broda

Członek Rady Nadzorczej

Piotr Broda jest absolwentem Wydziału Handlu Zagranicznego Szkoły Głównej Handlowej oraz studiów Executive MBA na Uniwersytecie w Minnesocie. Doświadczenie zdobywał w czołowych instytucjach finansowych, rozpoczynając karierę zawodową w 1991 r. w Bank Austria Creditanstalt SA Warszawa. Pełnił m.in. funkcje Zastępcy Dyrektora Wydziału Skarbu (w latach 1995-1998), a następnie Dyrektora Wydziału Skarbu i Przewodniczącego Komitetu Zarządzania Akty-

wami i Pasywami (w latach 1998-2000). W listopadzie 2000 r. został Managerem Zespołu Inwestycji w Allianz SA, a w 2002 r. objął stanowisko Zastępcy Dyrektora Biura Inwestycji Finansowych PZU SA Pracę na rzecz Grupy PZU kontynuował jako Dyrektor Biura Instrumentów Dłużnych i Pochodnych oraz Wiceprezes Zarządu PZU Asset Management SA w latach 2008-2011, a także jako Wiceprezes Zarządu PZU TFI SA (w latach 2009-2013). Przez ponad 4 lata (2013-2017) był Członkiem Zarządu TFI BGK SA. Od lipca 2018 Dyrektor Finansowy ElectroMobility Poland SA. Posiada wieloletnie doświadczenie jako Członek Rad Nadzorczych – funkcję tę pełnił w latach 2002-2004 w PZU Asset Management SA oraz PZU NFI Management SA, a następnie w latach 2005-2006 w Lentex SA oraz w latach 2006-2007 w Jago SA. Jest autorem publikacji o tematyce finansowej w ramach współpracy eksperckiej z Instytutem Sobieskiego.

Piotr Broda oświadczył, że spełnia kryterium niezależności zarówno w zakresie wynikającym z art. 129 Ustawy z dnia 11 maja 2017 r. o biegłych rewidentach, firmach audytorskich oraz nadzorze publicznym, jak i Zaleceń Komisji Europejskiej 2005/162/WE z dnia 15 lutego 2005 r.

Andrzej Gonet

Członek Rady Nadzorczej

Andrzej Gonet ukończył z wyróżnieniem studia na Wydziale Wiertniczo-Naftowym Akademii Górniczo-Hutniczej w 1975 r., a następnie podjął pracę na tym wydziale, gdzie w 1980 r. obronił z wyróżnieniem pracę doktorską. W 1989 r. uzyskał stopień doktora habilitowanego nauk technicznych. W 1998 r. otrzymał tytuł profesora nauk technicznych i jest zatrudniony na stanowisku profesora zwyczajnego w AGH. Ukończył kilka studiów podyplomowych na AGH, UJ i PAN oraz kurs dla kandydatów na członków rad nad-

zorczych w spółkach z udziałem Skarbu Państwa. Był członkiem Rady Nadzorczej w ZUN Sp. z o. o. w Krośnie w okresie 2000-2002 r. i PNiG Sp. z o. o. w Krakowie (w latach 2011-2013). Jest autorem i współautorem ponad 300 prac publikowanych, 260 niepublikowanych prac naukowo-badawczych, 29 zatwierdzonych i zgłoszonych patentów oraz 8 licencji. Posiada certyfikat biegłego Wojewody Małopolskiego z zakresu oceny oddziaływania na środowisko, rzeczoznawcy SITPiG oraz krajowe i zagraniczne doświadczenie zawodowe. Wielokrotny konsultant i recenzent prac naukowych i projektów naukowo-badawczych. Członek Sekcji Wiertnictwa i Górnictwa Otworowego Komitetu Górnictwa PAN. Podczas wieloletniej pracy zawodowej pełnił różne funkcje, m.in. kierownika Zakładu Wiertnictwa, zastępcy dyrektora Instytutu Wiertniczo-Naftowego, przez 2 kadencje – prodziekana i dziekana Wydziału Wiertnictwa, Nafty i Gazu AGH, którą to funkcję pełnił 3 kadencję. Ponadto był współorganizatorem Państwowej Wyższej Szkoły Zawodowej w Krośnie, gdzie pełnił funkcję prorektora i rektora.

Mieczysław Kawecki

Członek Rady Nadzorczej

Mieczysław Kawecki jest absolwentem Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie, magistrem inżynierem o specjalności eksploatacja otworowa. Ukończył studia podyplomowe w zakresie podziemnego magazynowania gazu oraz kierunek ochrony środowiska w gospodarce na AGH w Krakowie. Posiada uprawnienia kierownika ruchu zakładu górniczego oraz I stopień Dyrektora Górniczego. Pracę zawodową rozpoczął w 1976 r. w Sanockim Zakładzie Górnictwa Nafty i Gazu na kopalni ropy naftowej Wańkowa. W 1984 r. został kierownikiem nowo powstałej kopalni ropy naftowej i gazu ziemnego Lublin, a w 1986 r. objął funkcję kierownika na kopalni ropy naftowej Wielo-

pole. W latach 1991-2017 pracował na stanowisku kierownika PMG Strachocina. Od 2017 r. na stanowisku kierownika Działu Podziemnego Magazynowania Gazu w Oddziale PGNiG w Sanoku. Prezes Zarządu Stowarzyszenia Naukowo-Technicznego – SITPNiG Oddział w Sanoku. W latach 1990 – 1992 był członkiem Rady Pracowniczej w Sanockim Zakładzie Górnictwa Nafty i Gazu oraz delegatem na Ogólne Zebranie Delegatów PGNiG Warszawa. Od 1994 r. do momentu przekształcenia w spółkę był członkiem Rady Pracowniczej PGNiG Warszawa w VI i VII kadencji. Do 1998 r. członek grupy konsultacyjnej przy PGNiG. W latach 2003-2005 Przewodniczący Związku Zawodowego „KADRA” w Oddziale w Sanoku i członek Związkowej Komisji Koordynacyjnej. Członek a następnie sekretarz Rady Nadzorczej PGNiG w latach 2005-2014.

Stanisław Sieradzki

Członek Rady Nadzorczej

Stanisław Sieradzki jest absolwentem geologii stratygraficzno-poszukiwawczej Uniwersytetu Wrocławskiego. Ukończył studia podyplomowe na Akademii Górniczo-Hutniczej w zakresie inżynierii złożowej. Od 1986 r. nieprzerwanie pracuje w PGNiG, najpierw na stanowisku samodzielnego geologa, później specjalisty geologa w Dziale Geologii Ruchowej, następnie Kierownika Działu Rozpoznawania i Dokumentowania Złóż w Oddziale PGNiG w Sanoku. Z chwilą powstania Oddziału Geologii i Eksploatacji powołany na funkcję Kierownika Ośrodka Projektowego w Sanoku. Obecnie zajmuje stanowisko Zastępcy Kierownika Działu Projektowego w Jaśle, biuro w Sanoku. W swojej dotychczasowej pracy zajmował się głównie pracami poszukiwawczymi za ropą naftową i gazem ziemnym. Uzyskał między innymi: uprawnienia Ministra Środowiska do wykonywania, dozoru i kierowania pracami geologicznymi w kategorii I w zakre-

sie poszukiwania i rozpoznawania złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, kwalifikacje osoby wyższego dozoru ruchu w specjalności geologicznej oraz uprawnienia geologa górniczego w zakładach górniczych wydobywających kopaliny otworami wiertniczymi, nadane przez Prezesa Wyższego Urzędu Górniczego. Ponadto posiada uprawnienia audytora wewnętrznego systemu zarządzania.

Grzegorz Tchorek

Członek Rady Nadzorczej

Grzegorz Tchorek jest absolwentem Wydziału Zarządzania Uniwersytetu Warszawskiego. W 2007 r. obronił pracę doktorską i rozpoczął pracę jako adiunkt na Wydziale Zarządzania Uniwersytetu Warszawskiego oraz w Narodowym Banku Polskim jako doradca (od 2009 r.). Jako ekspert zajmuje się obecnie oceną konkurencyjności gospodarek i przedsiębiorstw, globalnymi łańcuchami dostaw oraz rozwojem niskoemisyjności w Polsce. Realizuje projekty badawcze związane z elektromobilnością, gazomobilnością, mobilnością współdzieloną i technologiami wodorowymi.

Grzegorz Tchorek oświadczył, że spełnia kryterium niezależności zarówno w zakresie wynikającym z art. 129 Ustawy z dnia 11 maja 2017 r. o biegłych rewidentach, firmach audytorskich oraz nadzorze publicznym, jak i Zaleceń Komisji Europejskiej 2005/162/WE z dnia 15 lutego 2005 r.

W 2018 r. nie nastąpiły zmiany w składzie Rady Nadzorczej PGNiG.



Polityka zgodności



Formalną podstawę wprowadzenia funkcji Compliance stanowi Program Zgodności w PGNiG SA. Pośród różnorodnych występujących w praktyce gospodarczej rozwiązań, w Spółce przyjęto koncepcję, zgodnie z którą:

- Compliance stanowi szczególny element zarządzania ryzykiem w PGNiG, czego najlepszym wyrazem jest przyjęcie, że funkcja compliance realizowana jest w ramach Systemu Zarządzania Ryzykiem Braku Zgodności;
- zarząd powołuje Pełnomocnika ds. zgodności, któremu powierza rolę koordynacyjno-informacyjną;
- z uwagi na szerokie spektrum działalności Spółki dla poszczególnych obszarów ryzyka braku zgodności określono tzw. Zarządzających Obszarami Ryzyka Braku Zgodności (liderów merytorycznych);
- ostatecznie odpowiedzialność za zarządzanie ryzykiem braku zgodności i wykonywanie obowiązków wynikających z Programu Zgodności spoczywa na właścicielu ryzyka (stosownie do przypadku, we współpracy z właściwym zarządzającym obszarem ryzyka braku zgodności).

Z Programu Zgodności wynikają pewne obowiązki cykliczne, przede wszystkim okresowe raportowanie standardów zgodności, ryzyk braku zgodności (oraz ich oceny pod względem istotności / skutku i prawdopodobieństwa wystąpienia), a także reakcji na ryzyko (sposobu zarządzania danym

ryzykiem i kosztu reakcji na ryzyko), oraz obowiązki stałe, polegające w szczególności na monitorowaniu zmian standardów zgodności i raportowaniu istotnych ryzyk.

Każdy pracownik, współpracownik, a także interesariusz zewnętrzny ma możliwość dokonania zgłoszenia podejrzenia nieprawidłowości/nadużycia w ramach ustanowionej w Programie zgodności tzw. linii zgodności.

Podstawą skutecznego systemu zarządzania ryzykiem compliance i systemu zapobiegania oraz wykrywania nadużyć w tym obszarze jest etyka, dlatego w celu ujednoczenia i skonsolidowania standardów etycznych obowiązujących w Grupie PGNiG, zostały połączone i usystematyzowane funkcje etyki i compliance w ramach wszystkich spółek z Grupy.

W 2018 r. wdrożono w całej Grupie Politykę zgodności. Regulacja ta określa:

- zasady i standardy postępowania obowiązujące w Grupie PGNiG oraz zachowania i wartości etyczne oczekiwane od pracowników;
- kompetencje właściwych organów odpowiedzialnych za zarządzanie etyką i compliance w Grupie PGNiG;
- sposób koordynacji i wymiany informacji w zakresie naruszenia przepisów prawa, zwyczajów przyjętych na rynku, norm branżowych, zasad dobrych praktyk rynkowych i norm etycznych w Grupie PGNiG;
- obowiązki spółek z Grupy PGNiG w zakresie zabezpieczenia ryzyk z obszarów etyki i compliance.

Prawo konkurencji

W Spółce obowiązuje procedura zarządzania ryzykiem antymonopolowym i regulacyjnym, do której stosowania zobowiązany jest każdy pracownik. Naruszenia prawa konkurencji grożą sankcjami dla Spółki, a w pewnych przypadkach mogą również wiązać się z odpowiedzialnością osób kierujących przedsiębiorstwem (zwłaszcza wchodzenie w kartele i zawieranie innych porozumień antykonkurencyjnych, niewykonywanie decyzji organu antymonopolowego, brak wymaganych zgłoszeń zamiaru koncentracji, tj. fuzji lub przejęcia).

Regulacje sektorowe – rozporządzenie REMIT

Rozporządzenie REMIT weszło w życie 28 grudnia 2011 r. Wiąże ono w całości i jest stosowane bezpośrednio we wszystkich państwach członkowskich, tj. nie wymaga implementacji do systemów prawnych państw członkowskich i obowiązuje nie tylko państwa członkowskie, lecz wszystkie podmioty, do których jest skierowane. Rozporządzenie REMIT nakłada

obowiązek podawania informacji wewnętrznych do wiadomości publicznej. Dodatkowo obowiązki, które weszły w życie po przyjęciu przez KE tzw. aktów wykonawczych, to obowiązek zarejestrowania się jako uczestnik rynku w rejestrze prowadzonym przez krajowego regulatora, obowiązek przekazywania informacji o zawartych transakcjach i składanych zleceniach (raportowania transakcji) oraz obowiązek przekazywania danych fundamentalnych.


Regulacje rynków finansowych

PGNiG jako emitent akcji, spółka notowana na giełdzie, zobowiązane jest do wykonywania obowiązków ustawowych dotyczących informowania akcjonariuszy o ważnych zdarzeniach na bazie krajowych aktów prawnych, do których należą m.in.: Kodeks spółek handlowych, Ustawa o ofercie publicznej, Ustawa o obrocie instrumentami finansowymi, Ustawa o rachunkowości, Rozporządzenie w sprawie informacji bieżących i okresowych oraz europejskich aktów prawnych: [Market Abuse Regulation i Transparency Directive](#).



W Spółce oraz w Grupie PGNiG

obowiązuje procedura dotycząca wykonywania obowiązków informacyjnych spółki publicznej, do której stosowania zobowiązany jest każdy pracownik.

 Rozporządzenie REMIT - Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady nr 1227/2011 z 25 października 2011 r. w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii (REMIT) nałożone na uczestników hurtowych rynków energii elektrycznej i gazu ziemnego.

 Rozporządzenie MAR - Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 596/2014 z dnia 16 kwietnia 2014 r. w sprawie nadużyć na rynku.

Stosowany zbiór zasad Ładu Korporacyjnego

Grupa Kapitałowa PGNiG. przywiązuje dużą wagę do właściwego wypełniania zasad ładu korporacyjnego. W sposób uczciwy, równy i rzetelny traktuje się wszystkich akcjonariuszy, dokładając wszelkich starań, by zbudować jak najlepsze relacje pomiędzy inwestorami a organami Spółki.

Walne Zgromadzenie

Walne Zgromadzenie jest najwyższym organem PGNiG SA, realizującym uprawnienia akcjonariuszy. Poprzez Walne Zgromadzenie akcjonariusze wypełniają swoje prawa korporacyjne, między innymi rozpatrując i zatwierdzając sprawozdania Zarządu, podejmując decyzje dotyczące wielkości, sposobu oraz terminu wypłaty dywidendy z zysku. Gremium to udziela członkom innych organów PGNiG absolutorium z wykonania obowiązków, powołuje członków Rady Nadzorczej, a także podejmuje decyzje dotyczące majątku Spółki.

Rada Nadzorcza

Rada Nadzorcza sprawuje stały nadzór nad działalnością PGNiG we wszystkich dziedzinach jego działalności oraz opiniuje wszelkie sprawy przedkładane przez Zarząd do rozpatrzenia Walnemu Zgromadzeniu zgodnie z zasadami określonymi w **Regulaminie Rady Nadzorczej**. Rada Nadzorcza Spółki składa się z 5 do 9 członków powoływanych na trzyletnią

wspólną kadencję przez Walne Zgromadzenie, przy czym jeden z członków Rady Nadzorczej powinien spełniać określone w Statucie kryteria niezależności. Skarb Państwa jest uprawniony do powoływania i odwoływania jednego członka Rady Nadzorczej, jak długo pozostaje on akcjonariuszem Spółki. Dodatkowo w Radzie Nadzorczej liczącej do sześciu członków, dwóch z nich – a gdy Rada liczy od siedmiu do dziewięciu członków, trzech z nich – jest powoływanych przez pracowników PGNiG.

Zarząd

Zarząd jest organem wykonawczym, kierującym działalnością PGNiG i reprezentującym go we wszystkich czynnościach sądowych i pozasądowych. Do kompetencji Zarządu należą wszelkie sprawy związane z prowadzeniem spraw Spółki niezastrzeżone przepisami prawa lub **Statutu** dla Walnego Zgromadzenia lub Rady Nadzorczej. Zarząd składa się z 2 do 7 osób, przy czym liczbę członków Zarządu określa Rada Nadzorcza. Członków Zarządu powołuje się na okres wspólnej kadencji, która trwa 3 lata. Zarząd działa na podstawie przepisów prawa, ze szczególnym uwzględnieniem przepisów Kodeksu spółek handlowych oraz postanowień Statutu i **Regulaminu Zarządu**.

Komitet Audytu

Komitet Audytu działa w ramach Rady Nadzorczej jako stały komitet, służący pomocą Radzie Nadzorczej w zakresie jego zadań. Komitet Audytu składa się z co najmniej 3 członków Rady Nadzorczej, w tym przynajmniej jednego członka niezależnego od Spółki i podmiotów pozostających w istotnym powiązaniu z PGNiG, powoływanego przez Walne Zgromadzenie zgodnie ze Statutem PGNiG. Osoba ta musi posiadać wiedzę i umiejętności w zakresie rachunkowości lub badania sprawozdań finansowych. Członkowie Komitetu Audytu są powoływani przez Radę Nadzorczą.

Zasady powoływania i odwoływania osób zarządzających

Zgodnie ze Statutem, członków Zarządu lub cały Zarząd powołuje i odwołuje Rada Nadzorcza. Powołanie na członka Zarządu następuje po przeprowadzeniu postępowania kwalifikacyjnego wg uregulowań zawartych w Statucie oraz w oparciu o wymogi dla kandydatów określone w art. 22 ustawy z dnia 16 grudnia 2016 r. o zasadach zarządzania mieniem państwowym (Dz.U. z 2016 r. poz. 2259 z późn. zm.). Taki tryb wyboru nie dotyczy członka Zarządu wybieranego przez pracowników.

Do czasu, gdy Skarb Państwa jest akcjonariuszem Emitenta, a Emitent zatrudnia średniorocznie powyżej 500 pracowników, Rada Nadzorcza powołuje w skład Zarządu jedną osobę wybraną przez pracowników, na okres kadencji Zarządu. Za kandydata na członka Zarządu wybranego przez pracowników uznaje się osobę, która w wyborach uzyskała nie mniej niż 50% plus 1 ważnie oddanych głosów, a wynik głosowania jest wiążący dla Rady Nadzorczej pod warunkiem udziału w nim co najmniej 50% wszystkich pracowników Emitenta.

Członków Zarządu powołuje się na okres wspólnej kadencji, która trwa trzy lata. Członek Zarządu może złożyć rezygnację z pełnionej

funkcji Emitentowi, reprezentowanemu przez innego członka Zarządu lub prokurenta, oraz przekazać do wiadomości Przewodniczącemu Rady Nadzorczej i ministrowi właściwemu do spraw energii. Rezygnacja wymaga zachowania formy pisemnej pod rygorem bezskuteczności wobec Emitenta.

W przypadku członka Zarządu wybranego przez pracowników, jego odwołanie może nastąpić także na pisemny wniosek co najmniej 15% ogółu pracowników Emitenta. Głosowanie zarządza Rada Nadzorcza, a jego wynik jest wiążący dla Rady Nadzorczej, o ile w głosowaniu brało udział co najmniej 50% wszystkich pracowników Emitenta i uzyskano większość niezbędną dla wyboru członka Zarządu.

Informacje dla akcjonariuszy w związku z Walnymi Zgromadzeniami

Akcjonariusz lub akcjonariusze reprezentujący co najmniej 5% kapitału zakładowego mogą żądać umieszczenia określonych spraw w porządku obrad tego Zgromadzenia. Żądanie takie winno być przesłane do Spółki na piśmie bądź w postaci elektronicznej na skrzynkę e-mail: wz@pgnig.pl, w języku polskim oraz powinno zawierać uzasadnienie lub projekt uchwały dotyczącej proponowanego punktu porządku obrad. Żądanie powinno być zgłoszone Zarządowi nie później niż na 21 dni przed wyznaczonym terminem Walnego Zgromadzenia. Akcjonariusz lub akcjonariusze powinni udokumentować swe uprawnienie do wykonywania tego prawa, przedstawiając odpowiednie dokumenty w formie pisemnej.

Akcjonariusz lub akcjonariusze Spółki reprezentujący co najmniej 5% kapitału zakładowego mogą przed terminem Walnego Zgromadzenia zgłaszać Spółce na piśmie lub drogą elektroniczną na skrzynkę e-mail: wz@pgnig.pl projekty uchwał dotyczące spraw wprowadzonych do porządku obrad Walnego

Zobacz również:
www.pgnig.pl/pgnig/lad-korporacyjny/walne-zgromadzenie

Zobacz również:
www.pgnig.pl/pgnig/lad-korporacyjny/statut

Zobacz również:
www.pgnig.pl/pgnig/lad-korporacyjny/rada-nadzorcza/regulamin

Zobacz również:
www.pgnig.pl/pgnig/lad-korporacyjny/zarząd/regulamin

Zobacz również:
www.pgnig.pl/pgnig/lad-korporacyjny/komitet-audytu

Zgromadzenia lub spraw, które mają zostać wprowadzone do porządku obrad. Projekty uchwał powinny być sporządzone w języku polskim w programie Word. Akcjonariusze powinni udokumentować swe uprawnienie do wykonywania tego prawa, przedstawiając odpowiednie dokumenty w formie pisemnej.

Każdy akcjonariusz może podczas obrad Walnego Zgromadzenia zgłaszać projekty uchwał dotyczące spraw wprowadzonych do porządku obrad. Projekty te winny być przedstawione w języku polskim.

Akcjonariusze mogą uczestniczyć w Walnym Zgromadzeniu osobiście lub przez pełnomocników. Zgodnie z art. 4121 § 2 ksh, pełnomocnictwo do uczestniczenia w Walnym Zgromadzeniu spółki publicznej i wykonywania prawa głosu wymaga udzielenia na piśmie. Pełnomocnictwo powinno być udzielone na piśmie lub w postaci elektronicznej. Pełnomocnictwo winno być sporządzone w języku polskim i może być przesłane do Spółki przed Walnym Zgromadzeniem w wersji elektronicznej w formacie PDF (skan) na adres e-mail: wz@pgnig.pl. Akcjonariusze i pełnomocnicy powinni posiadać przy sobie dowód tożsamości.

W związku z tym, iż Spółka nie przewiduje możliwości uczestnictwa w Walnym Zgromadzeniu przy wykorzystaniu środków komunikacji elektronicznej (w tym wypowiedzenia się w trakcie Walnego Zgromadzenia przy wykorzystaniu środków komunikacji elektronicznej), wykonywania prawa głosu drogą korespondencyjną lub przy wykorzystaniu środków komunikacji elektronicznej, formularze do głosowania przez pełnomocników nie będą publikowane.

Przedstawiciele osób prawnych powinni dysponować oryginałem lub poświadczoną przez notariusza kopią odpisu z właściwego rejestru (z ostatnich 3 miesięcy), a jeżeli ich prawo do reprezentowania nie wynika z rejestru, to powinni dysponować pisemnym pełnomocnictwem (w oryginale lub kopii poświadczoną przez notariusza) oraz aktualnym

na dzień wydania pełnomocnictwa oryginałem lub poświadczoną przez notariusza kopią odpisu z właściwego rejestru.

Prawo uczestnictwa w WZ mają tylko osoby będące akcjonariuszami w dniu rejestracji uczestnictwa w Walnym Zgromadzeniu, tj. na 16 dni przed datą Walnego Zgromadzenia.

Osoba uprawniona do uczestnictwa w Walnym Zgromadzeniu może uzyskać pełny tekst dokumentacji, która ma być przedstawiona Walnemu Zgromadzeniu oraz projekty uchwał lub uwagi Zarządu bądź Rady Nadzorczej w siedzibie Spółki. Osoba taka może również uzyskać odpisy sprawozdania Zarządu z działalności Spółki i sprawozdania finansowego wraz z odpisem sprawozdania Rady Nadzorczej Spółki oraz opinii biegłego rewidenta, najpóźniej na 15 dni przed dniem Walnego Zgromadzenia, natomiast odpisy wniosków w pozostałych sprawach objętych porządkiem obrad będą wydawane w terminie tygodnia przed Walnym Zgromadzeniem.

Lista akcjonariuszy uprawnionych do uczestnictwa w Walnym Zgromadzeniu, zgodnie z art. 407 § 1 Kodeksu spółek handlowych zostaje wyłożona w siedzibie Spółki w Warszawie przy ulicy Marcina Kasprzaka 25 przez 3 dni powszednie przed dniem Zgromadzenia.

Dobre praktyki

„Dobre Praktyki Spółek Notowanych na Giełdzie Papierów Wartościowych 2016” są wynikiem pracy ekspertów wchodzących w skład Komitetu Konsultacyjnego GPW ds. ładu korporacyjnego, reprezentujących interesy różnych grup uczestników rynku kapitałowego. Zasadom i regulacjom z nimi związanym podlegają emitenci akcji dopuszczonych do obrotu na rynku regulowanym GPW.

PGNiG jako spółka giełdowa podlega zasadom Dobrych Praktyk, w zakresie których corocznie prezentuje obecnym oraz przyszłym akcjonariuszom Oświadczenie o przestrzega-

niu zasad ładu korporacyjnego. Treść oświadczenia o przestrzeganiu poszczególnych zasad ładu korporacyjnego przez PGNiG w 2016 r. dostępna jest na korporacyjnej stronie internetowej Spółki w zakładce [ład korporacyjny/ Dobre praktyki](#).

Zarządzanie ryzykiem

W ramach wdrożonego i certyfikowanego Systemu Zarządzania QHSE w PGNiG zgodnego z normami: ISO 9001:2015, ISO 14001:2015 i OHSAS 18001:2007, zidentyfikowano wszystkie procesy biznesowe oraz zidentyfikowano i oceniono ryzyka, które mogą wpłynąć na efektywność procesu lub zakłócić osiągnięcie wyznaczonego celu procesu. Określono również szanse, które można wykorzystać w celu zwiększenia skuteczności procesów. Ryzyka i szanse dla procesów PGNiG zostały zidentyfikowane i ocenione zgodnie z procedurą Zarządzanie ryzykiem procesowym. Metodyka oceny ryzyka oparta jest na normie PN-ISO 31000. Zasady określone w procedurze dotyczą sposobu identyfikacji, analizy i ewaluacji ryzyka/szansy, postępowania z ryzykiem/szansą, monitorowania i kontroli ryzyka/szansy oraz oceny podjętych działań. Ocenę ryzyka dla procesów przeprowadza się na bieżąco i nie rzadziej niż raz w roku.

Ryzyko jest analizowane poprzez ustalenie miejsca wystąpienia zdarzenia, przyczyny, skutków i prawdopodobieństwa jego wystąpienia przy uwzględnieniu aktualnych zabezpieczeń zmniejszających potencjalne skutki lub prawdopodobieństwo wystąpienia danego zdarzenia. Dla ryzyka nieakceptowalnego planowane są działania zmierzające do zmniejszenia ryzyka do poziomu akceptowalnego. W uzasadnionych przypadkach – akceptuje się jego wysoki poziom. Za przeprowadzenie oceny ryzyka w zarządzanym przez siebie procesie oraz realizację działań podejmowanych w odniesieniu do wysokich ryzyk i szans odpowiada Właściciel procesu.

W 2018 r. zidentyfikowano ok. 680 ryzyk procesowych, w takich kategoriach jak: prawne, techniczne, technologiczne, organizacyjne, personalne. Dla ok. 7% – poziom ryzyka został określony jako wysoki. Dla 80% ryzyk o wysokim poziomie zostały określone działania w celu obniżenia poziomu ryzyka, pozostałe ryzyka wysokie, ze względu na wyczerpane możliwości ich ograniczenia, zostały zaakceptowane i są na bieżąco monitorowane, aby nie dopuścić do ich zmaterializowania.

W procesach zidentyfikowano również kilkadziesiąt szans, dla których zostały zaplanowane działania a ich realizacja może wpłynąć na poprawę ich efektywności.

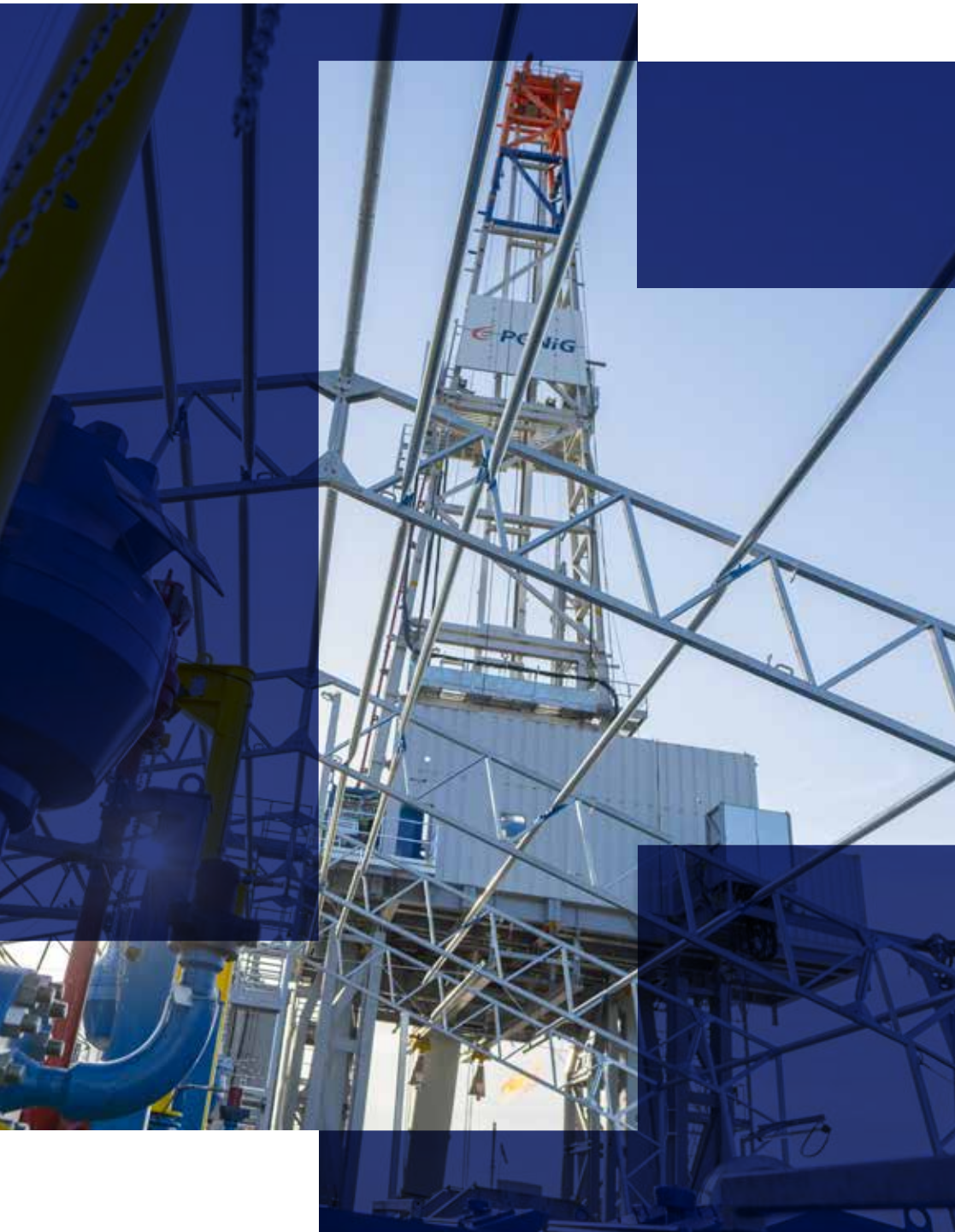


Zobacz również:
www.pgnig.pl/pgnig/lad-korporacyjny/dobre-praktyki



Zobacz również:
www.gpw.pl/dobre-praktyki





Przeliczniki i słownik pojęć



Przeliczniki	1 mld m ³ gazu ziemnego	1 mln t ropy naftowej	1 mln t LNG	1 PJ	1 mln boe	1 TWh
1 mld m ³ gazu ziemnego	1	0,90	0,73	38	6,45	10,972
1 mln t ropy naftowej	1,113	1	0,81	42,7	7,5 – 7,8*	11,65
1 mln t LNG	1,38	1,23	1	55	8,68	14,34
1 PJ	0,026	0,023	0,019	1	0,17	0,28
1 mln boe	0,16	0,128 – 0,133*	0,12	6,04	1	1,70
1 TWh	0,091	0,086	0,07	3,6	0,59	1

* stosowany przelicznik różny dla ropy naftowej wydobywanej w Polsce i Norwegii

Słownik wybranych pojęć finansowych i giełdowych

EBITDA (ang. earnings before interest, taxes, depreciation and amortization) – zysk przed odsetkami, opodatkowaniem i amortyzacją.

EBIT (ang. earnings before interest and taxes) – zysk przed odsetkami i opodatkowaniem, inaczej zysk operacyjny.

ROE (ang. return on equity) – wskaźnik rentowności kapitału własnego, liczony jako iloraz zysku netto w relacji do stanu kapitałów własnych.

ROA (ang. return on assets) – wskaźnik rentowności aktywów ogółem, liczony jako iloraz zysku netto w relacji do stanu aktywów ogółem.

P/E (Cena/Zysk, ang. price/earnings ratio) – wskaźnik wartości rynkowej, liczony jako iloraz rynkowej ceny akcji w relacji do zysku netto przypadającej na jedną akcję.

P/BV (Cena/Wartość Księgowa, ang. price/book value ratio) – wskaźnik wartości rynkowej, liczony jako iloraz rynkowej ceny akcji w relacji do księgowej ceny akcji.

EV/EBITDA (Wartość Przedsiębiorstwa/EBITDA, ang. Enterprises Value/ EBITDA) – wskaźnik wartości rynkowej, liczony jako iloraz sumy wartości kapitalizacji giełdowej przedsiębiorstwa oraz zadłużenia netto w relacji do zysku operacyjnego i amortyzacji.

Dywidenda na akcję (Dywidenda/Cena Akcji, ang. dividend per share) – wskaźnik wartości rynkowej, liczony jako iloraz dywidendy wypłaconej za wskazany rok obrotowy w relacji do liczby wymiarytowanych akcji ogółem.

Kontakt

Centrala Spółki

ul. M. Kasprzaka 25, 01-224 Warszawa
Tel.: 22 106 45 55
Internet: pgnig.pl

Departament Public Relations

E-mail: media@pgnig.pl

Departament Marketingu

Tel.: 22 106 45 92

Dział Relacji Inwestorskich

Tel.: 22 106 43 22,
Tel.: 22 106 48 46,
Tel.: 22 106 47 97
E-mail: ri@pgnig.pl
Internet: ri.pgnig.pl

PGNiG SA Oddział Obrotu Hurtowego w Warszawie

ul. M. Kasprzaka 25, 01-224 Warszawa
Tel.: 22 106 44 25
E-mail: sekretariat.ooh@pgnig.pl

PGNiG SA Oddział Geologii i Eksploatacji w Warszawie

ul. M. Kasprzaka 25, 01-224 Warszawa
Tel.: 22 106 43 65
Internet: ogie.pgnig.pl

PGNiG SA Oddział Centralne Laboratorium Pomiarowo-Badawcze w Warszawie

ul. M. Kasprzaka 25, 01-224 Warszawa
Tel.: 22 691 87 53,
Tel.: 22 691 87 18
E-mail: clpb@pgnig.pl
Internet: clpb.pgnig.pl

PGNiG SA Oddział w Sanoku

ul. Sienkiewicza 12, 38-500 Sanok
Tel.: 13 465 21 00
E-mail: sanok@pgnig.pl
Internet: sanok.pgnig.pl

PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze

ul. Boh. Westerplatte 15, 65-034 Zielona Góra
Tel.: 68 329 14 00
E-mail: zielonagora@pgnig.pl
Internet: zielonagora.pgnig.pl

PGNiG SA Oddział w Odolanowie

ul. Krotoszyńska 148, 63-430 Odolanów
Tel.: 62 736 44 41
E-mail: odolanow@pgnig.pl
Internet: odolanow.pgnig.pl

PGNiG SA Oddział Ratownicza Stacja Górnicza Otworowego w Krakowie

ul. Sołtysowska 25A, 31-589 Kraków
Tel.: 12 644 51 54,
Tel.: 12 695 188 498
E-mail: rsgo@pgnig.pl
Internet: rsgo.pgnig.pl

PGNiG SA Oddział KPMG Mogilno

w Pałędziu Dolnym
88-314 Pałędzie Dolne
Tel.: 22 860 05 75

PGNiG SA Oddział Operatorski w Pakistanie

House No 2, Street 40, Sektor F.6/1
Islamabad 44000, Pakistan
Tel.: +92 51 265 45 91
Faks: +92 51 265 45 94

Przedstawicielstwa PGNiG SA

Przedstawicielstwo PGNiG SA w Brukseli

Rond Point Schuman 6
1040 Brussels, Belgia
Tel.: +32 2 2347980
Faks: +32 2 2347912
E-mail: brussels@pgnig.pl

Przedstawicielstwo PGNiG SA w Moskwie

ul. Wawilowa dom 79, korpus 1, biuro nr 5
ул. Вавилова д. 79, кор. 1, офис № 5
117335 Moskwa/Moskwa, Rosja/Rosija
Tel.: +7 (495) 775 38 56
Faks: +7 (495) 775 38 57
E-mail: moscow@pgnig.pl

Przedstawicielstwo PGNiG SA w Kijowie

ul. Sz. Rustaweli 31b, m. 16
вул. Ш. Руставелі 31 – б, кв. № 16
01 333 Kijów/m. Київ, Ukraina/Ukraina
Tel./Faks: +380 44 284 34 01
E-mail: kiev@pgnig.pl

Przedstawicielstwo PGNiG SA

w Republice Białorusi

225081 obwód brzeski,
rejon kamieniecki,
wieś Makarowa, Białoruś
Stacja Pomiaru Gazu „Wysokoje”
Tel./Faks: +375 163 171 368

Biuro handlowe PGNiG Supply & Trading w Londynie

48 Dover St., Mayfair, London W1S
E-mail: info@pst-energie.com

