



Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.

Skonsolidowany raport roczny Grupy Kapitałowej PGNiG

za okres od 01.01.2018 roku do 31.12.2018 roku

**SKONSOLIDOWANY RAPORT ROCZNY GRUPY KAPITAŁOWEJ PGNiG
ZA OKRES ZAKOŃCZONY 31 GRUDNIA 2018 ROKU ZAWIERA:**

1. LIST PREZESA ZARZĄDU.
2. WYBRANE DANE FINANSOWE.
3. SPRAWOZDANIE Z BADANIA SKONSOLIDOWANEGO SPRAWOZDANIA FINANSOWEGO GRUPY KAPITAŁOWEJ PGNIG ZA ROK ZAKOŃCZONY 31 GRUDNIA 2018 ROKU.
4. SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE FINANSOWE GRUPY KAPITAŁOWEJ PGNIG ZA ROK ZAKOŃCZONY 31 GRUDNIA 2018 ROKU.
5. SPRAWOZDANIE ZARZĄDU Z DZIAŁALNOŚCI PGNIG S.A. I GRUPY KAPITAŁOWEJ PGNIG ZA ROK 2018.
6. OŚWIADCZENIE ZARZĄDU W SPRAWIE RZETELNOŚCI SPORZĄDZENIA SKONSOLIDOWANEGO SPRAWOZDANIA FINANSOWEGO GRUPY KAPITAŁOWEJ PGNIG ZA ROK ZAKOŃCZONY 31 GRUDNIA 2018 ROKU.
7. OŚWIADCZENIE RADY NADZORCZEJ PGNIG W SPRAWIE PODMIOTU UPRAWNIONEGO DO BADANIA SKONSOLIDOWANEGO SPRAWOZDANIA FINANSOWEGO GRUPY KAPITAŁOWEJ PGNIG ZA ROK ZAKOŃCZONY 31 GRUDNIA 2018 ROKU.
8. OŚWIADCZENIE RADY NADZORCZEJ PGNIG W SPRAWIE FUNKCJONOWANIA KOMITETU AUDYTU RADY NADZORCZEJ.
9. OCENA RADY NADZORCZEJ DO JEDNOSTKOWEGO SPRAWOZDANIA FINANSOWEGO, SKONSOLIDOWANEGO SPRAWOZDANIA FINANSOWEGO I SPRAWOZDANIA Z DZIAŁALNOŚCI EMITENTA



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 Gieldzie Papierów Wartościowych w Warszawie.

Utrzymujące 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 Obrotu. 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 zrekompensować 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 sprowadzanego 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 użytkowania 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 wyłożoną pracę w 2018 roku.

Z wyrazami szacunku

Piotr Woźniak

Prezes Zarządu PGNiG S.A

Wybrane dane finansowe Grupy Kapitałowej PGNiG

Dane dotyczące skonsolidowanego sprawozdania finansowego	w mln PLN		w mln EUR	
	2018	2017	2018	2017
Przychody ze sprzedaży	41 234	35 857	9 664	8 447
Zysk operacyjny bez uwzględnienia amortyzacji (EBITDA)	7 115	6 579	1 667	1 550
Zysk na działalności operacyjnej (EBIT)	4 395	3 910	1 030	921
Zysk przed opodatkowaniem	4 502	3 922	1 055	924
Zysk netto akcjonariuszy jednostki dominującej	3 212	2 923	753	689
Zysk netto	3 209	2 921	752	688
Łączne całkowite dochody przypadające akcjonariuszom jednostki dominującej	3 441	2 769	806	652
Łączne całkowite dochody	3 438	2 767	806	652
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	5 814	4 816	1 363	1 135
Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(4 704)	(3 863)	(1 102)	(910)
Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	237	(4 204)	56	(990)
Przepływy pieniężne netto	1 347	(3 251)	316	(766)
Zysk na akcję podstawowy i rozwodniony (w PLN)	0,56	0,51	0,13	0,12
	2018	2017	2018	2017
Aktywa razem	53 271	48 203	12 389	11 557
Zobowiązania razem	16 639	14 576	3 870	3 495
Zobowiązania długoterminowe razem	7 255	7 004	1 687	1 679
Zobowiązania krótkoterminowe razem	9 384	7 572	2 183	1 816
Kapitał własny razem	36 632	33 627	8 519	8 062
Kapitał podstawowy (akcyjny)	5 778	5 778	1 344	1 385
Średnia ważona liczba akcji zwykłych (mln szt.)	5 778	5 778	5 778	5 778
Wartość księgowa i rozwodniona wartość księgowa na jedną akcję (odpowiednio w PLN i w EUR)	6,34	5,82	1,47	1,40
Zadeklarowana lub wypłacona dywidenda na jedną akcję (odpowiednio w PLN i w EUR)	0,07	0,20	0,02	0,05

Zasady sporządzania skonsolidowanego sprawozdania finansowego

Pozycje rachunku zysków i strat, sprawozdania z całkowitych dochodów oraz sprawozdania z przepływów pieniężnych zostały przeliczone według kursu EUR/PLN, stanowiącego średnią arytmetyczną średnich kursów ustalonych przez Narodowy Bank Polski (NBP) na ostatni dzień każdego miesiąca danego okresu obrotowego.

Pozycje sprawozdania z sytuacji finansowej zostały przeliczone według średniego kursu EUR/PLN obowiązującego na koniec danego okresu obrotowego, ustalonego przez NBP.

Średnie kursy wymiany złotego w stosunku do EURO ustalone przez NBP	2018	2017
Średni kurs w okresie	4,2669	4,2447
Kurs na koniec okresu	4,3000	4,1709

SPRAWOZDANIE NIEZALEŻNEGO BIEGŁEGO REWIDENTA Z BADANIA

Dla Walnego Zgromadzenia Akcjonariuszy i Rady Nadzorczej Spółki Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.

Sprawozdanie z badania rocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego

Opinia

Przeprowadziliśmy badanie rocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy Kapitałowej PGNiG („Grupa”), w której jednostką dominującą jest Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. („Jednostka dominująca”), które zawiera skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej na dzień 31 grudnia 2018 r. oraz skonsolidowany rachunek zysków i strat i skonsolidowane sprawozdanie z całkowitych dochodów, skonsolidowane sprawozdanie ze zmian w kapitale własnym, skonsolidowane sprawozdanie z przepływów pieniężnych za rok zakończony w tym dniu oraz informację dodatkową zawierającą opis przyjętych zasad rachunkowości i inne informacje objaśniające („skonsolidowane sprawozdanie finansowe”).

Naszym zdaniem skonsolidowane sprawozdanie finansowe:

- przedstawia rzetelny i jasny obraz sytuacji majątkowej i finansowej Grupy na dzień 31 grudnia 2018 r. oraz jej wyniku finansowego i przepływów pieniężnych za rok obrotowy zakończony w tym dniu, zgodnie z mającymi zastosowanie Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej zatwierdzonymi przez Unię Europejską oraz przyjętymi zasadami (polityką) rachunkowości;
- jest zgodne co do formy i treści z obowiązującymi Grupę przepisami prawa oraz statutem Jednostki dominującej.

Niniejsza opinia jest spójna ze sprawozdaniem dodatkowym dla Komitetu Audytu które wydaliśmy dnia 13 marca 2019 roku.

Podstawa opinii

Nasze badanie przeprowadziliśmy zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Badania w wersji przyjętej jako Krajowe Standardy Badania przez Krajową Radę Biegłych Rewidentów („KSB”) oraz stosownie do ustawy z dn. 11 maja 2017 r. o biegłych rewidentach, firmach audytorskich i nadzorze publicznym („Ustawa o biegłych rewidentach” – Dz. U. z 2017 r. poz. 1089 z późniejszymi zmianami) oraz Rozporządzenia UE nr 537/2014 z dnia 16 kwietnia 2014 r. w sprawie szczegółowych wymogów dotyczących ustawowych badań sprawozdań finansowych jednostek interesu publicznego („Rozporządzenie UE” – Dz. U. UE L158). Nasza odpowiedzialność zgodnie z tymi standardami została dalej opisana w sekcji naszego sprawozdania *Odpowiedzialność biegłego rewidenta za badanie skonsolidowanego sprawozdania finansowego*.

Jesteśmy niezależni od spółek Grupy zgodnie z Kodeksem etyki zawodowych księgowych Międzynarodowej Federacji Księgowych („Kodeks IFAC”) przyjętym uchwałą Krajowej Rady Biegłych Rewidentów oraz z innymi wymogami etycznymi, które mają zastosowanie do badania sprawozdań finansowych w Polsce. Wypełniliśmy nasze inne obowiązki etyczne zgodnie z tymi wymogami

i Kodeksem IFAC. W trakcie przeprowadzania badania kluczowy biegły rewident oraz firma audytorska pozostali niezależni od spółek Grupy zgodnie z wymogami niezależności określonymi w Ustawie o biegłych rewidentach oraz w Rozporządzeniu UE.

Uważamy, że dowody badania, które uzyskaliśmy są wystarczające i odpowiednie, aby stanowić podstawę dla naszej opinii.

Kluczowe sprawy badania

Kluczowe sprawy badania są to sprawy, które według naszego zawodowego osądu były najbardziej znaczące podczas badania skonsolidowanego sprawozdania finansowego za bieżący rok obrotowy. Obejmują one najbardziej znaczące ocenione rodzaje ryzyka istotnego zniekształcenia, w tym ocenione rodzaje ryzyka istotnego zniekształcenia spowodowanego oszustwem. Do spraw tych odnieśliśmy się w kontekście naszego badania skonsolidowanego sprawozdania finansowego jako całości oraz przy formułowaniu naszej opinii oraz podsumowaliśmy naszą reakcję na te rodzaje ryzyka, a w przypadkach, w których uznaliśmy za stosowne przedstawiliśmy najważniejsze spostrzeżenia związane z tymi rodzajami ryzyka. Nie wyrażamy osobnej opinii na temat tych spraw.

Kluczowa sprawa badania	Jak nasze badanie odniosło się do tej sprawy
<i>Utrata wartości udziałów i akcji w wspólnych przedsięwzięciach</i>	
<p>Jak przedstawiono w Nocie 2.4 skonsolidowanego sprawozdania finansowego na dzień 31 grudnia 2018 roku Grupa Kapitałowa posiada udziały w wspólnych przedsięwzięciach i jednostkach stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności o łącznej wartości netto 1.806 mln zł. Zgodnie z polityką grupa ujmuje początkowo udziały i akcje w jednostkach wycenianych metodą praw własności w cenie nabycia, uwzględniając udział Grupy w zmianach aktywów netto, jakie wystąpiły od dnia objęcia współkontroli do dnia bilansowego, pomniejszonej o ewentualne odpisy z tytułu utraty wartości.</p>	<p>Procedury szczegółowe zostały poprzedzone zrozumieniem i analizą zaprojektowania i wdrożenia kluczowych kontroli wewnętrznych w zakresie monitorowania przesłanek utraty wartości, jak również procesu szacowania odpisów z tytułu utraty wartości.</p>
<p>Zarząd spółki dominującej regularnie przeprowadza analizę przesłanek utraty wartości i w przypadku ich wystąpienia wykonuje odpowiednie testy na utratę wartości.</p>	<p>Nasze procedury badania obejmowały w szczególności:</p> <ul style="list-style-type: none">- identyfikację kluczowych przesłanek do utraty wartości udziałów,- rozmowy z Zarządem oraz kluczowymi pracownikami dotyczące predykcji finansowych i planów biznesowych istotnych jednostek powiązanych i stowarzyszonych,- krytyczną ocenę przyjętych przez Zarząd założeń zastosowanych do modelu wyceny (w tym przy wykorzystaniu wewnętrznych specjalistów Deloitte w zakresie modelowania i wyceny), <p>a w szczególności:</p>
<p>Testy na utratę wartości udziałów oparte są o założenia i szacunki Zarządu co do przyszłych przepływów pieniężnych, stopy dyskonta, a także uwzględniają plany strategiczne i finansowe na kolejne lata. Prognozy te obarczone są znaczącym ryzykiem zmienności w związku z trudnymi do przewidzenia warunkami rynkowymi.</p>	<ul style="list-style-type: none">- prognoz finansowych,- stopy dyskonta,- stopy wzrostu,- wartości rezydualnej, <p>- krytyczną ocenę modelu i poprawność jego kalkulacji,</p>

Kluczowa sprawa badania

Jak nasze badanie odniosło się do tej sprawy

Zagadnienie utraty wartości inwestycji w jednostkach wycenianych metodą praw własności było przedmiotem naszej szczególnej uwagi, ze względu na istotność powyższych inwestycji jak również konieczność przyjęcia istotnych założeń i przeprowadzenia złożonych szacunków.

- uzgodnienie ujęcia odpisów wynikających z modelu do ksiąg i sprawozdania finansowego,
- ocenę kompletności i poprawności ujawnień w sprawozdaniu finansowym w zakresie analizy utraty wartości udziałów i akcji.

Utrata wartości rzeczowych aktywów trwałych

W nocie 6.1 skonsolidowanego sprawozdania finansowego na dzień 31 grudnia 2018 roku Grupa Kapitałowa przedstawiła informacje dotyczące utraty wartości aktywów niefinansowych. Wartość odpisów z tytułu utraty wartości aktywów niefinansowych na koniec okresu sprawozdawczego wyniosła 3.798 mln zł.

Zgodnie z MSR36 Spółka jest zobowiązana ocenić zaistnienie przesłanek będących podstawą do przeprowadzenia testów na utratę wartości rzeczowych aktywów trwałych. Testom na utratę wartości poddawane są aktywa, zgrupowane w ośrodki wypracowujące przepływy pieniężne.

Rzeczowy majątek trwały stanowi 64% aktywów Grupy Kapitałowej. Biorąc pod uwagę istotność wartościową a także konieczność przeprowadzania testów obarczonych dużą dozą założeń i szacunków uznaliśmy, iż utrata wartości rzeczowych aktywów trwałych jest kluczowym zagadnieniem audytu.

Nasze procedury obejmowały w szczególności:

- zrozumienie i ocenę procesu grupowania aktywów w odpowiednie ośrodki wypracowujące przepływy pieniężne zgodnie ze standardami sprawozdawczości finansowej,
- krytyczną ocenę modelu wyceny na bazie przyszłych przepływów pieniężnych,
- ocenę metodyki i założeń przyjętych przez Zarząd do zastosowanego modelu,
- uzgodnienie danych wsadowych do modelu do dokumentów źródłowych,
- matematyczną weryfikację poprawności kalkulacji oraz uzgodnienie ujęcia odpisów z niego wynikających do ksiąg i sprawozdania finansowego,
- ocenę kompletności i poprawności ujawnień w sprawozdaniu finansowym.

Odpowiedzialność Zarządu i Rady Nadzorczej Jednostki dominującej za skonsolidowane sprawozdanie finansowe

Zarząd Jednostki dominującej jest odpowiedzialny za sporządzenie skonsolidowanego sprawozdania finansowego, które przedstawia rzetelny i jasny obraz sytuacji majątkowej i finansowej i wyniku finansowego Grupy zgodnie z mającymi zastosowanie Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej zatwierdzonymi przez Unię Europejską, przyjętymi zasadami (polityką) rachunkowości oraz obowiązującymi Grupę przepisami prawa i statutem Jednostki dominującej, a także za kontrolę wewnętrzną, którą Zarząd Jednostki dominującej uznaje za niezbędną, aby umożliwić sporządzenie skonsolidowanego sprawozdania finansowego niezawierającego istotnego zniekształcenia spowodowanego oszustwem lub błędem.

Sporządzając skonsolidowane sprawozdanie finansowe Zarząd Jednostki dominującej jest odpowiedzialny za ocenę zdolności Grupy do kontynuowania działalności, ujawnienie, jeżeli ma to zastosowanie, spraw związanych z kontynuacją działalności oraz za przyjęcie zasady kontynuacji działalności jako podstawy rachunkowości, z wyjątkiem sytuacji kiedy Zarząd Jednostki dominującej albo zamierza dokonać likwidacji Grupy, albo zaniechać prowadzenia działalności, albo nie ma żadnej realnej alternatywy dla likwidacji lub zaniechania działalności.

Zarząd Jednostki dominującej oraz członkowie Rady Nadzorczej Jednostki dominującej są zobowiązani do zapewnienia, aby skonsolidowane sprawozdanie finansowe spełniało wymagania przewidziane w ustawie z dnia 29 września 1994 r. o rachunkowości („Ustawa o rachunkowości” – Dz. U. z 2019 r., poz. 351). Członkowie Rady Nadzorczej Jednostki dominującej są odpowiedzialni za nadzorowanie procesu sprawozdawczości finansowej.

Odpowiedzialność biegłego rewidenta za badanie skonsolidowanego sprawozdania finansowego

Naszymi celami są uzyskanie racjonalnej pewności, czy skonsolidowane sprawozdanie finansowe jako całość nie zawiera istotnego zniekształcenia spowodowanego oszustwem lub błędem oraz wydanie sprawozdania z badania zawierającego naszą opinię. Racjonalna pewność jest wysokim poziomem pewności, ale nie gwarantuje, że badanie przeprowadzone zgodnie z KSB zawsze wykryje istniejące istotne zniekształcenie. Zniekształcenia mogą powstawać na skutek oszustwa lub błędu i są uważane za istotne, jeżeli można racjonalnie oczekiwać, że pojedynczo lub łącznie mogłyby wpłynąć na decyzje gospodarcze użytkowników podjęte na podstawie tego skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

Zakres badania nie obejmuje zapewnienia co do przyszłej rentowności Grupy ani efektywności lub skuteczności prowadzenia jej spraw przez Zarząd Jednostki dominującej obecnie lub w przyszłości.

Podczas badania zgodnego z KSB stosujemy zawodowy osąd i zachowujemy zawodowy sceptycyzm, a także:

- identyfikujemy i oceniamy ryzyka istotnego zniekształcenia skonsolidowanego sprawozdania finansowego spowodowanego oszustwem lub błędem, projektujemy i przeprowadzamy procedury badania odpowiadające tym ryzykom i uzyskujemy dowody badania, które są wystarczające i odpowiednie, aby stanowić podstawę dla naszej opinii. Ryzyko niewykrycia istotnego zniekształcenia wynikającego z oszustwa jest większe niż tego wynikającego z błędu, ponieważ oszustwo może dotyczyć zmywu, fałszerstwa, celowych pominięć, wprowadzenia w błąd lub obejścia kontroli wewnętrznej;
- uzyskujemy zrozumienie kontroli wewnętrznej stosowanej dla badania w celu zaprojektowania procedur badania, które są odpowiednie w danych okolicznościach, ale nie w celu wyrażenia opinii na temat skuteczności kontroli wewnętrznej Grupy;
- oceniamy odpowiedniość zastosowanych zasad (polityki) rachunkowości oraz zasadność szacunków księgowych oraz powiązanych ujawnień dokonanych przez Zarząd Jednostki dominującej;
- wyciągamy wniosek na temat odpowiedniości zastosowania przez Zarząd Jednostki dominującej zasady kontynuacji działalności jako podstawy rachunkowości oraz, na podstawie uzyskanych dowodów badania, czy istnieje istotna niepewność związana ze zdarzeniami lub warunkami, która może poddawać w znaczącą wątpliwość zdolność Grupy do kontynuacji działalności. Jeżeli dochodzimy do wniosku, że istnieje istotna niepewność, wymagane jest od nas zwrócenie uwagi w naszym sprawozdaniu biegłego rewidenta na powiązane ujawnienia w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym lub, jeżeli takie ujawnienia są nieadekwatne, modyfikujemy naszą opinię. Nasze wnioski są oparte na dowodach badania uzyskanych do dnia sporządzenia naszego sprawozdania biegłego rewidenta, jednakże przyszłe zdarzenia lub warunki mogą

spowodować, że Grupa zaprzestanie kontynuacji działalności;

- oceniamy ogólną prezentację, strukturę i zawartość skonsolidowanego sprawozdania finansowego, w tym ujawnienia oraz czy skonsolidowane sprawozdanie finansowe przedstawia będące ich podstawą transakcje i zdarzenia w sposób zapewniający rzetelną prezentację;
- uzyskujemy wystarczające odpowiednie dowody badania odnośnie informacji finansowych jednostek lub działalności gospodarczych wewnątrz Grupy w celu wyrażenia opinii na temat skonsolidowanego sprawozdania finansowego. Jesteśmy odpowiedzialni za kierowanie, nadzór i przeprowadzenie badania Grupy i pozostajemy wyłącznie odpowiedzialni za naszą opinię z badania.

Przekazujemy Radzie Nadzorczej Jednostki dominującej informacje o, między innymi, planowanym zakresie i czasie przeprowadzenia badania oraz znaczących ustaleniach badania, w tym wszelkich znaczących słabościach kontroli wewnętrznej, które zidentyfikujemy podczas badania.

Składamy Radzie Nadzorczej Jednostki dominującej oświadczenie, że przestrzegaliśmy stosownych wymogów etycznych dotyczących niezależności oraz, że będziemy informować ją o wszystkich powiązaniach i innych sprawach, które mogłyby być racjonalnie uznane za stanowiące zagrożenie dla naszej niezależności, a tam gdzie ma to zastosowanie, informujemy o zastosowanych zabezpieczeniach.

Spośród spraw przekazywanych Radzie Nadzorczej Jednostki dominującej ustaliliśmy te sprawy, które były najbardziej znaczące podczas badania skonsolidowanego sprawozdania finansowego za bieżący rok obrotowy i dlatego uznaliśmy je za kluczowe sprawy badania. Opisujemy te sprawy w naszym sprawozdaniu biegłego rewidenta, chyba że przepisy prawa lub regulacje zabraniają publicznego ich ujawnienia lub gdy, w wyjątkowych okolicznościach, ustalimy, że kwestia nie powinna być przedstawiona w naszym sprawozdaniu, ponieważ można byłoby racjonalnie oczekiwać, że negatywne konsekwencje przeważąby korzyści takiej informacji dla interesu publicznego.

Inne informacje, w tym sprawozdanie z działalności

Na inne informacje składa się sprawozdanie z działalności PGNiG S.A. oraz Grupy Kapitałowej za rok obrotowy zakończony 31 grudnia 2018 r. („Sprawozdanie z działalności”) wraz z oświadczeniem o stosowaniu ładu korporacyjnego i oświadczeniem na temat informacji niefinansowych, o którym mowa w art. 49b ust. 1 Ustawy o rachunkowości, które są wyodrębnionymi częściami tego Sprawozdania (razem „Inne informacje”).

Odpowiedzialność Zarządu i Rady Nadzorczej

Zarząd Jednostki dominującej jest odpowiedzialny za sporządzenie Innych informacji zgodnie z przepisami prawa.

Zarząd Jednostki dominującej oraz członkowie Rady Nadzorczej Jednostki dominującej są zobowiązani do zapewnienia, aby Sprawozdanie z działalności wraz z wyodrębnionymi częściami spełniało wymagania przewidziane w Ustawie o rachunkowości.

Odpowiedzialność biegłego rewidenta

Nasza opinia z badania skonsolidowanego sprawozdania finansowego nie obejmuje Innych informacji. W związku z badaniem skonsolidowanego sprawozdania finansowego naszym obowiązkiem jest zapoznanie się z Innymi informacjami, i czyniąc to, rozpatrzenie, czy Inne informacje nie są istotnie niespójne ze skonsolidowanym sprawozdaniem finansowym lub naszą wiedzą uzyskaną podczas badania, lub w inny sposób wydają się istotnie zniekształcone. Jeśli na podstawie wykonanej pracy, stwierdzimy istotne zniekształcenia w Innych informacjach, jesteśmy zobowiązani poinformować o tym w naszym sprawozdaniu z badania. Naszym obowiązkiem zgodnie

z wymogami ustawy o biegłych rewidentach jest również wydanie opinii, czy Sprawozdanie z działalności zostało sporządzone zgodnie z przepisami oraz czy jest zgodne z informacjami zawartymi w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym. Ponadto jesteśmy zobowiązani do poinformowania, czy Grupa sporządziła oświadczenie na temat informacji niefinansowych oraz wydania opinii, czy Grupa w oświadczeniu o stosowaniu ładu korporacyjnego zawarła wymagane informacje.

Opinia o Sprawozdaniu z działalności

Na podstawie wykonanej w trakcie badania pracy, naszym zdaniem, Sprawozdanie z działalności:

- zostało sporządzone zgodnie z art. 49 Ustawy o rachunkowości oraz paragrafem 71 Rozporządzenia Ministra Finansów z dnia 29 marca 2018 r. w sprawie informacji bieżących i okresowych przekazywanych przez emitentów papierów wartościowych oraz warunków uznawania za równoważne informacji wymaganych przepisami prawa państwa niebędącego państwem członkowskim („Rozporządzenie o informacjach bieżących” – Dz. U. z 2018 r., poz. 757),
- jest zgodne z informacjami zawartymi w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym.

Ponadto, w świetle wiedzy o Grupie i jej otoczeniu uzyskanej podczas naszego badania oświadczamy, że nie stwierdziliśmy w Sprawozdaniu z działalności istotnych zniekształceń.

Opinia o oświadczeniu o stosowaniu ładu korporacyjnego

Naszym zdaniem w oświadczeniu o stosowaniu ładu korporacyjnego Grupa zawarła informacje określone w paragrafie 70 ust. 6 pkt 5 Rozporządzenia o informacjach bieżących. Ponadto, naszym zdaniem, informacje wskazane w paragrafie 70 ust. 6 pkt 5 lit. c-f, h oraz i tego Rozporządzenia zawarte w oświadczeniu o stosowaniu ładu korporacyjnego są zgodne z mającymi zastosowanie przepisami oraz informacjami zawartymi w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym.

Informacja na temat informacji niefinansowych

Zgodnie z wymogami Ustawy o biegłych rewidentach potwierdzamy, że Grupa sporządziła oświadczenie na temat informacji niefinansowych, o którym mowa w art. 49b ust. 1 Ustawy o rachunkowości jako wyodrębnioną część Sprawozdania z działalności.

Nie wykonaliśmy żadnych prac atestacyjnych dotyczących oświadczenia na temat informacji niefinansowych i nie wyrażamy jakiegokolwiek zapewnienia na jego temat.

Sprawozdanie na temat innych wymogów prawa i regulacji

Oświadczenie na temat świadczonych usług niebędących badaniem sprawozdań finansowych

Zgodnie z naszą najlepszą wiedzą i przekonaniem oświadczamy, że usługi niebędące badaniem sprawozdań finansowych, które świadczyliśmy na rzecz Jednostki dominującej i jej spółek zależnych są zgodne z prawem i przepisami obowiązującymi w Polsce oraz że nie świadczyliśmy usług niebędących badaniem, które są zakazane na mocy art. 5 ust. 1 Rozporządzenia UE oraz art. 136 Ustawy o biegłych rewidentach. Usługi niebędące badaniem sprawozdań finansowych, które świadczyliśmy na rzecz Jednostki dominującej i jej spółek zależnych w badanym okresie zostały wymienione w nocie 11.4 Sprawozdania z działalności.

Wybór firmy audytorskiej

Zostaliśmy wybrani do badania skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy uchwałą Jednostki dominującej 30/VII/2016 Rady Nadzorczej Spółki PGNiG S.A. z dnia 10 lutego 2016 roku. Skonsolidowane sprawozdania finansowe Grupy badamy nieprzerwanie począwszy od roku obrotowego zakończonego dnia 31 grudnia 2016 roku, to jest przez 3 kolejne lata obrotowe.

Kluczowym biegłym rewidentem odpowiedzialnym za badanie, którego rezultatem jest niniejsze sprawozdanie niezależnego biegłego rewidenta, jest Piotr Sokołowski.

Działający w imieniu Deloitte Audyt Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością Sp. k. z siedzibą w Warszawie, wpisanej na listę firm audytorskich pod numerem 73, w imieniu której kluczowy biegły rewident zbadał skonsolidowane sprawozdanie finansowe:

Piotr Sokołowski
nr w rejestrze 9752

Warszawa, 13 marca 2019 roku

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.

Skonsolidowane sprawozdanie finansowe Grupy Kapitałowej PGNiG za 2018 rok

sporządzone zgodnie z Międzynarodowymi
Standardami Sprawozdawczości Finansowej
zatwierdzonymi przez Unię Europejską



SPIS TREŚCI

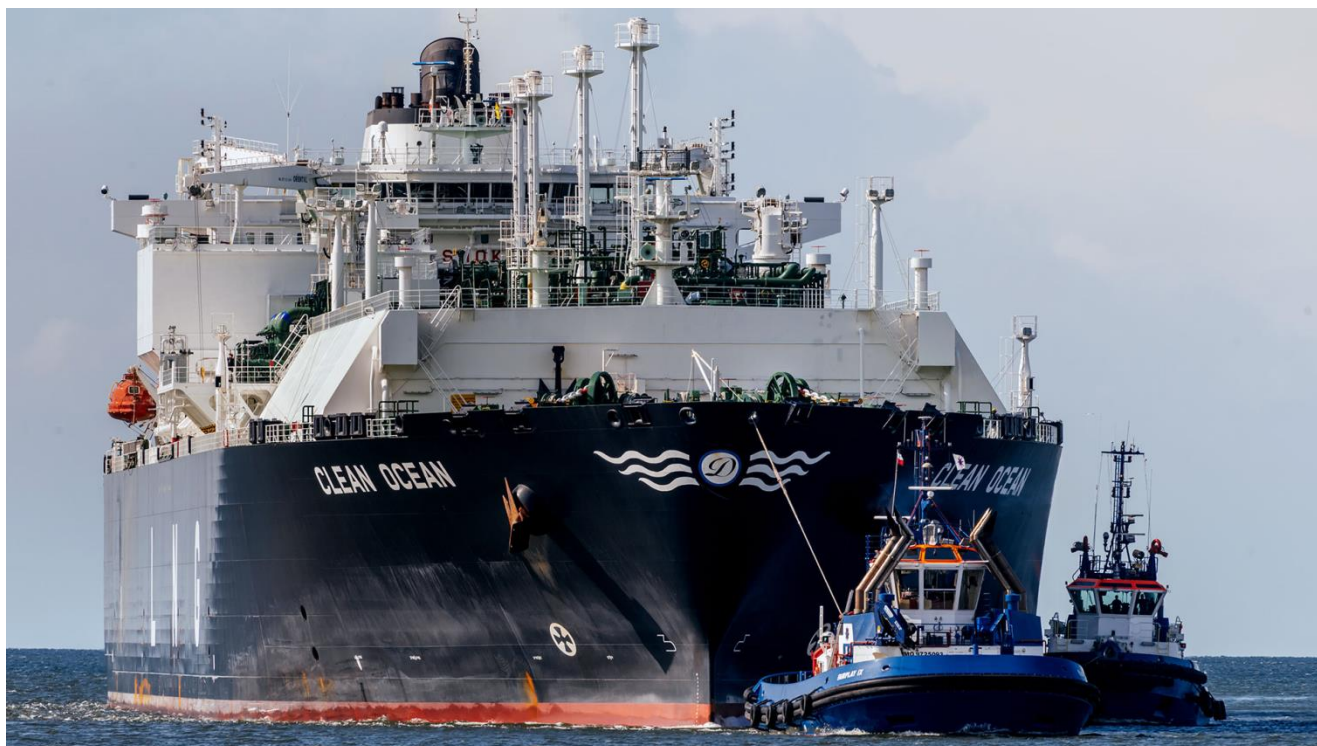
Sprawozdania podstawowe	3
1. Informacje ogólne.....	7
1.1. PODSTAWOWE INFORMACJE O GRUPIE KAPITAŁOWEJ PGNiG I PODSTAWA SPORZĄDZENIA SPRAWOZDANIA.....	7
1.2. WPŁYW NOWYCH STANDARDÓW NA SPRAWOZDANIE GRUPY KAPITAŁOWEJ	9
2. Opis Grupy Kapitałowej i segmenty sprawozdawcze	18
2.1. GŁÓWNE INFORMACJE O GRUPIE I SEGMENTACH SPRAWOZDAWCZYCH	18
2.2. DANE LICZBOWE DOTYCZĄCE SEGMENTÓW SPRAWOZDAWCZYCH.	20
2.3. INFORMACJE O TRANSAKcjACH Z PODMIOTAMI POWIĄZANYMI.....	22
2.4. INWESTYCJE W JEDNOSTKACH WYCENIANYCH METODĄ PRAW WŁASNOŚCI.	24
3. Noty objaśniające do rachunku zysków i strat	27
3.1. PRZYCHODY ZE SPRZEDAŻY	27
3.2. KOSZTY OPERACYJNE	30
3.3. POZOSTAŁE PRZYCHODY I KOSZTY OPERACYJNE.....	31
3.4. KOSZTY FINANSOWE NETTO	31
3.5. DYWIDENDY WYPŁACONE I ZAPROPONOWANE DO WYPŁATY	32
4. Noty objaśniające dotyczące opodatkowania.....	33
4.1. PODATEK DOCHODOWY	33
5. Noty objaśniające do sprawozdania z przepływów pieniężnych oraz informacje dotyczące zadłużenia	36
5.1. UZGODNIENIE ZADŁUŻENIA	36
5.2. ZOBOWIĄZANIA Z TYTUŁU ZADŁUŻENIA.....	37
5.3. KAPITAŁ WŁASNY I POLITYKA ZARZĄDZANIA KAPITAŁEM.....	39
5.4. ŚRODKI PIENIĘŻNE I ICH EKWIWALENTY	39
5.5. POZOSTAŁE WYJAŚNIENIA DOTYCZĄCE SKONSOLIDOWANEGO SPRAWOZDANIA Z PRZEPŁYWÓW PIENIĘŻNYCH	40
6. Noty objaśniające do sprawozdania z sytuacji finansowej.....	42
6.1. AKTYWA TRWAŁE RZECZOWE I NIEMATERIALNE	42
6.2. KAPITAŁ OBROTOWY.....	52
6.3. REZERWY I ZOBOWIĄZANIA	58
7. Noty dotyczące instrumentów finansowych i zarządzania ryzykiem finansowym	63
7.1. INSTRUMENTY FINANSOWE	63
7.2. POCHODNE INSTRUMENTY FINANSOWE	67
7.3. ZASADY ZARZĄDZANIA RYZYKIEM FINANSOWYM	72
8. Noty pozostałe.....	81
8.1. KAPITAŁ AKCYJNY I ZAPASOWY ZE SPRZEDAŻY AKCJI POWYŻEJ ICH WARTOŚCI NOMINALNEJ	81
8.2. ZYSK NA AKCJĘ	81
8.3. AKTYWA PRZEZNACZONE DO SPRZEDAŻY	81
8.4. POZOSTAŁE AKTYWA.....	82
8.5. AKTYWA I ZOBOWIĄZANIA WARUNKOWE	83
8.6. WSPÓLNE DZIAŁANIA.....	84
8.7. ZMIANY W STRUKTURZE GRUPY W OKRESIE SPRAWOZDAWCZYM	86
8.8. INNE ISTOTNE INFORMACJE	86
8.9. ZDARZENIA PO DNIU BILANSOWYM.....	87

Sprawozdania podstawowe

Skonsolidowany rachunek zysków i strat	2018	2017	
Przychody ze sprzedaży gazu	29 628	28 613	Nota 3.1.
Przychody ze sprzedaży pozostałe	11 606	7 244	Nota 3.1.
Przychody ze sprzedaży	41 234	35 857	
Koszt sprzedanego gazu	(24 941)	(20 127)	Nota 3.2.
Zużycie innych surowców i materiałów	(2 519)	(2 586)	Nota 3.2.
Świadczenia pracownicze	(2 871)	(2 696)	Nota 3.2.
Usługi przesyłowe	(1 039)	(1 144)	
Pozostałe usługi	(1 865)	(1 749)	Nota 3.2.
Podatki i opłaty	(819)	(793)	
Pozostałe przychody i koszty operacyjne	(722)	(342)	Nota 3.3.
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	1 120	992	
Odpisy rzeczowego majątku trwałego i wartości niematerialnych oraz ich odwrócenie	(463)	(833)	Nota 3.2.
Zysk operacyjny bez uwzględnienia amortyzacji (EBITDA)	7 115	6 579	Nota 2.2.
Amortyzacja	(2 720)	(2 669)	Nota 2.2.
Zysk na działalności operacyjnej (EBIT)	4 395	3 910	Nota 2.2.
Koszty finansowe netto	(4)	(16)	Nota 3.4.
Wynik z inwestycji w jednostkach wycenianych metodą praw własności	111	28	Nota 2.4.
Zysk przed opodatkowaniem	4 502	3 922	
Podatek dochodowy	(1 293)	(1 001)	Nota 4.1.
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	

Skonsolidowane sprawozdanie z całkowitych dochodów	2018	2017	
Zysk netto	3 209	2 921	
Różnice kursowe z przeliczenia sprawozdań jednostek zagranicznych	(19)	(65)	
Rachunkowość zabezpieczeń	285	(76)	Nota 7.1.3
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	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	Nota 5.5.2.
Podatek dochodowy zapłacony	(1 060)	(755)	
Zmiana stanu kapitału obrotowego	(626)	(1 776)	Nota 5.5.
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)	Nota 2.2.
Wydatki na pozostałe rzeczowe aktywa trwałe i wartości niematerialne	(3 683)	(2 422)	Nota 2.2.
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	Nota 5.1.
Wpływy z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	-	165	
Wydatki z tytułu zadłużenia	(2 510)	(5 407)	Nota 5.1.
Wypłacone dywidendy	(404)	(1 156)	Nota 3.5.
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	Nota 5.5.3.



Skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej	2018	2017	
AKTYWA			
Rzeczowe aktywa trwale	34 236	32 452	Nota 6.1.1.
Wartości niematerialne	1 173	1 115	Nota 6.1.2.
Aktywa z tytułu podatku odroczonego	94	141	Nota 4.1.2.
Inwestycje w jednostkach wycenianych metodą praw własności	1 806	1 601	Nota 2.4.
Pochodne instrumenty finansowe	226	-	
Pozostałe aktywa	1 363	1 055	Nota 8.4.
Aktywa trwałe	38 898	36 364	
Zapasy	3 364	2 748	Nota 6.2.1.
Należności	5 742	5 781	Nota 6.2.2.
Pochodne instrumenty finansowe	1 092	450	Nota 7.2.
Pozostałe aktywa	204	216	Nota 8.4.
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	3 925	2 578	Nota 5.4.
Aktywa przeznaczone do sprzedaży	46	66	Nota 8.3.
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)	
Zyski 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	Nota 5.1.
Pochodne instrumenty finansowe	105	-	
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	808	725	Nota 6.3.1.
Rezerwa na koszty likwidacji odwertów	1 917	1 717	Nota 6.1.1.1.
Pozostałe rezerwy	197	181	Nota 6.3.2.
Dotacje	720	767	Nota 6.3.3.
Zobowiązania z tytułu podatku odroczonego	2 066	2 019	Nota 4.1.2.
Pozostałe zobowiązania	264	644	Nota 6.3.4.
Zobowiązania długoterminowe	7 255	7 004	
Zobowiązania z tytułu zadłużenia	2 524	2 055	Nota 5.1.
Pochodne instrumenty finansowe	1 055	322	Nota 7.2.
Zobowiązania z tytułu dostaw i podatków *	3 748	3 249	Nota 6.2.3.
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	347	371	Nota 6.3.1.
Rezerwa na koszty likwidacji odwertów	91	53	Nota 6.1.1.1.
Pozostałe rezerwy	675	621	Nota 6.3.2.
Pozostałe zobowiązania	944	901	Nota 6.3.4.
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

	Kapitał własny akcjonariuszy jednostki dominującej											
	Kapitał akcyjny i zapasowy ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej, w tym:		Kapitał z tytułu stosowania rachunkowości zabezpieczeń	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		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	

1. Informacje ogólne

1.1. Podstawowe informacje o Grupie Kapitałowej PGNiG i podstawa sporządzenia sprawozdania

1.1.1. Podstawowe informacje o Grupie

Nazwa	Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo Spółka Akcyjna
Siedziba	ul. Marcina Kasprzaka 25, 01-224 Warszawa
Rejestracja	Sąd Rejonowy dla m. st. Warszawy Wydział XVI Gospodarczy
KRS	0000059492
REGON	012216736
NIP	525-000-80-28
Przedmiot działalności	Podstawowym przedmiotem działalności Spółki jest poszukiwanie i eksploatacja złóż gazu ziemnego oraz ropy naftowej, import, magazynowanie oraz sprzedaż paliw gazowych i płynnych, a także obrót energią elektryczną.

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo Spółka Akcyjna jest spółką dominującą (PGNiG, Spółka, Jednostka Dominująca) w Grupie Kapitałowej PGNiG (GK PGNiG, Grupa Kapitałowa, Grupa). Akcje PGNiG S.A. notowane są na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie S.A. (GPW).

Na dzień przekazania skonsolidowanego sprawozdania finansowego za 2018 rok, jedynym akcjonariuszem posiadającym co najmniej 5% ogólnej liczby głosów na Walnym Zgromadzeniu PGNiG S.A. był Skarb Państwa, reprezentowany przez Ministra Energii.

Grupa Kapitałowa PGNiG pełni kluczową rolę w polskim sektorze gazowym. Jako lider odpowiada za utrzymanie bezpieczeństwa energetycznego kraju, zapewniając dywersyfikację dostaw gazu poprzez wydobycie ze złóż krajowych oraz import ze źródeł zewnętrznych. Zasadniczy obszar działalności PGNiG stanowi poszukiwanie i wydobycie gazu ziemnego oraz ropy naftowej, a także, poprzez kluczowe spółki: import, magazynowanie, sprzedaż, dystrybucja paliw gazowych i płynnych oraz produkcja ciepła i energii elektrycznej.

GK PGNiG posiada wiodącą pozycję we wszystkich obszarach swojej działalności. W Polsce, Grupa Kapitałowa jest największym importerem paliwa gazowego (z Rosji i Niemiec), głównym producentem gazu ziemnego ze złóż krajowych, a także znaczącym producentem ciepła i energii elektrycznej w kraju. Wydobycie gazu ziemnego i ropy naftowej jest jednym z kluczowych czynników zapewniających Grupie konkurencyjną pozycję na rynku gazu w Polsce.

Szczegółowe informacje dotyczące segmentów działalności oraz jednostek objętych konsolidacją można znaleźć w [nocie 2](#).

1.1.2. Podstawa sporządzenia sprawozdania

Skonsolidowane sprawozdanie finansowe Grupy Kapitałowej PGNiG zostało sporządzone zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej (MSSF) zatwierdzonymi do stosowania w Unii Europejskiej (UE).

Zasady sporządzania skonsolidowanego sprawozdania finansowego

Skonsolidowane sprawozdanie finansowe obejmuje dane Jednostki Dominującej, spółek zależnych oraz wspólnych ustaleń umownych (wspólnych przedsięwzięć i wspólnych działań).

Sprawozdania finansowe jednostek objętych konsolidacją oraz wyceną metodą praw własności sporządzone zostały za ten sam okres sprawozdawczy.

Skonsolidowane sprawozdanie finansowe zostało sporządzone w oparciu o jednolite zasady rachunkowości, stosowane przez jednostki objęte konsolidacją oraz wyceną metodą praw własności. W przypadkach, gdy jest to konieczne, w sprawozdaniach jednostkowych dokonuje się korekt dostosowujących zasady rachunkowości stosowane przez jednostkę do zasad stosowanych przez Grupę Kapitałową.

Wspólne ustalenia umowne ujmowane są zgodnie z zasadami przedstawionymi w [notach 2.4](#) oraz [8.6](#).

Jednostki zależne są konsolidowane metodą pełną od dnia przejęcia, będącego dniem objęcia kontroli nad spółką, do dnia utraty tej kontroli. Kontrola występuje wówczas, gdy jednostka dominująca, z tytułu swojego zaangażowania w tę jednostkę, podlega ekspozycji na zmienne zwroty lub ma do nich prawa oraz możliwość wywierania wpływu na wysokość tych zwrotów poprzez sprawowanie władzy nad jednostką.

Objęcie kontroli nad jednostką stanowiącą przedsięwzięcie rozlicza się metodą nabycia. Na dzień przejęcia, możliwe do zidentyfikowania nabyte aktywa i przejęte zobowiązania jednostki przejmowanej stanowiącej przedsięwzięcie w rozumieniu MSSF 3 są wyceniane według ich wartości godziwej. Nadwyżka kosztu przejęcia (przekazana zapłata wyceniana do wartości godziwej, kwota wszelkich niekontrolujących udziałów w jednostce przejmowanej wycenionych zgodnie z MSSF 3 oraz w przypadku połączenia jednostek realizowanego etapami wartość godziwa na dzień przejęcia uprzednio posiadanego udziału) nad kwotą netto ustalonej na dzień przejęcia wartości godziwej możliwych do zidentyfikowania nabytych aktywów i przejętych zobowiązań jest ujmowana jako wartość firmy. W przypadku, gdy koszt przejęcia jest niższy od kwoty netto ustalonej na dzień przejęcia wartości godziwej możliwych do zidentyfikowania nabytych aktywów i przejętych zobowiązań, różnica ta ujmowana jest jako zysk w rachunku zysków i strat na dzień przejęcia (zysk z okazynego nabycia). Koszty transakcyjne ujmowane są w rachunku zysków i strat w momencie poniesienia. Udziały niekontrolujące wycenia się na moment przejęcia według proporcjonalnego udziału w aktywach netto jednostki zależnej lub według wartości godziwej. W przypadku utraty kontroli nad jednostką zależną w danym okresie sprawozdawczym, w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym ujmowane są wyniki za tę część roku objętego sprawozdaniem, w którym to okresie jednostka dominująca posiadała taką kontrolę.

Niniejsze skonsolidowane sprawozdanie finansowe zostało sporządzone przy założeniu kontynuowania działalności gospodarczej przez jednostki Grupy w dającej się przewidzieć przyszłości, z wyjątkiem dwóch spółek zależnych Geofizyki Kraków S.A. w likwidacji oraz PGNiG Finance AB i likwidation, objętych procesem likwidacji. Na dzień zatwierdzenia niniejszego sprawozdania finansowego nie stwierdzono istnienia okoliczności wskazujących na zagrożenie kontynuowania działalności przez Grupę.

Skonsolidowane sprawozdanie finansowe zostało sporządzone zgodnie z zasadą kosztu historycznego, z wyjątkiem aktywów i zobowiązań finansowych wycenianych w wartości godziwej opisanych w [nocie 7](#).

Walutą funkcjonalną spółki PGNiG S.A. i walutą prezentacji niniejszego skonsolidowanego sprawozdania finansowego jest złoty (PLN).

Zasady rachunkowości

Pozycje wyrażone w walucie obcej

Transakcje wyrażone w walutach obcych są początkowo ujmowane według kursu waluty funkcjonalnej, obowiązującego na dzień zawarcia transakcji.

Na koniec okresu sprawozdawczego:

- Pozycje pieniężne wyrażone w walutach obcych są przeliczane po kursie waluty funkcjonalnej (ogłoszonym przez NBP), obowiązującym na koniec okresu sprawozdawczego.
- Pozycje niepieniężne wyceniane według historycznej ceny nabycia lub kosztu wytworzenia wyrażonego w walucie obcej są przeliczane po kursie wymiany z dnia transakcji.

Różnice kursowe powstające z tytułu rozliczania pozycji pieniężnych lub z tytułu przeliczania pozycji pieniężnych po kursach innych niż te, po których zostały one przeliczone w momencie ich początkowego ujęcia, ujmuje się w wyniku finansowym. Różnice kursowe stanowiące część zysku/straty z wyceny instrumentu zabezpieczającego w rachunkowości zabezpieczeń ujmuje się w pozostałych całkowitych dochodach.

Dane finansowe jednostek i oddziałów znajdujących się poza granicami kraju, objętych skonsolidowanym sprawozdaniem finansowym, wymagają przeliczenia na walutę prezentacji Grupy, tj. PLN. W tym celu dane wyrażone w walucie obcej, wynikające ze sprawozdań z sytuacji finansowej, przeliczone są po średnim kursie obowiązującym na koniec okresu sprawozdawczego (ogłoszonym dla danej waluty przez NBP), natomiast z rachunku zysków i strat – po kursie stanowiącym średnią arytmetyczną średnich kursów (ogłaszanych dla danej waluty przez NBP) na każdy dzień kończący miesiąc roku obrotowego.

Różnice kursowe powstałe z przeliczenia aktywów i zobowiązań jednostek zagranicznych ujmowane są w pozostałych całkowitych dochodach i kumulowane w oddzielnej pozycji kapitału własnego. W momencie zbycia podmiotu zagranicznego, zakumulowane różnice kursowe ujęte w kapitale własnym, dotyczące danego podmiotu zagranicznego, ujmowane są w rachunku zysków i strat jako wynik na zbyciu.

W celu zabezpieczenia się przed ryzykiem zmian kursów walutowych, Grupa wykorzystuje walutowe transakcje pochodne (zasady rachunkowości stosowane przez Grupę w odniesieniu do pochodnych instrumentów finansowych zostały przedstawione w [nocie 7.2](#)).

Datą publikacji niniejszego sprawozdania finansowego jest 14 marca 2019 roku.

1.2. Wpływ nowych standardów na sprawozdanie Grupy Kapitałowej

1.2.1. Zastosowane nowe i zmienione standardy i interpretacje

Na niniejsze skonsolidowane sprawozdanie finansowe miały wpływ następujące nowe i zmienione standardy oraz interpretacje, które weszły w życie od 1 stycznia 2018 roku:

Standard	Opis	Wpływ wdrożenia
MSSF 9 „Instrumenty finansowe”	<p>Standard wprowadził następujące kategorie klasyfikacji aktywów finansowych:</p> <ul style="list-style-type: none"> wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy, wyceniane w wartości godziwej przez pozostałe całkowite dochody, wyceniane według zamortyzowanego kosztu. <p>Klasyfikacja jest dokonywana na moment początkowego ujęcia i uzależniona jest od przyjętego przez jednostkę modelu zarządzania instrumentami finansowymi oraz charakterystyki umownych przepływów pieniężnych z tych instrumentów.</p> <p>W przypadku wyceny instrumentów kapitałowych w wartości godziwej przez wynik finansowy lub przez całkowite dochody, wybór będzie dokonywany indywidualnie dla każdego instrumentu. Na dzień 31 grudnia 2018 roku Spółka nie rozpoznała instrumentów kapitałowych wycenianych przez pozostałe całkowite dochody.</p> <p>MSSF 9 wprowadził również nowy model w zakresie ustalania odpisów aktualizujących – model oczekiwanych strat kredytowych.</p> <p>Większość wymogów MSR 39 w zakresie klasyfikacji i wyceny zobowiązań finansowych została przeniesiona do MSSF 9 w niezmienionym kształcie. Kluczową zmianą jest nałożony na jednostki wymóg prezentowania w innych całkowitych dochodach skutków zmian własnego ryzyka kredytowego z tytułu zobowiązań finansowych wyznaczonych do wyceny w wartości godziwej przez wynik finansowy.</p> <p>W zakresie rachunkowości zabezpieczeń zmiany miały na celu ściślej dopasować rachunkowość zabezpieczeń do zarządzania ryzykiem.</p>	Wpływ zmian MSSF 9 na skonsolidowane sprawozdanie finansowe został zaprezentowany w nocie 1.2.1.1.
MSSF 15 „Przychody z umów z klientami”	<p>Nowy standard MSSF 15 dotyczy wszystkich umów z klientami. Fundamentalną zasadą standardu jest ujmowanie przychodów w momencie transferu towarów lub usług na rzecz klienta, w wysokości ceny transakcyjnej. Wszelkie towary lub usługi sprzedawane w pakietach, które da się wyodrębnić w ramach pakietu, należy ujmować oddzielnie, ponadto wszelkie upusty i rabaty dotyczące ceny transakcyjnej należy co do zasady alokować do poszczególnych elementów pakietu. W przypadku, gdy wysokość przychodu jest zmienna, zgodnie z nowym standardem kwoty zmienne są zaliczane do przychodów, o ile istnieje duże prawdopodobieństwo, że w przyszłości nie nastąpi odwrócenie ujęcia przychodu w wyniku przeszacowania wartości. Ponadto, zgodnie z MSSF 15 koszty poniesione w celu pozyskania i zabezpieczenia kontraktu z klientem należy aktywować i rozliczać w czasie przez okres konsumowania korzyści z tego kontraktu.</p>	Wpływ zmian MSSF 15 na skonsolidowane sprawozdanie finansowe został zaprezentowany w nocie 1.2.1.1.

Pozostałe zmiany standardów nie wskazane powyżej nie miały zastosowania lub były nieistotne dla skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy.

1.2.1.1. Wpływ zastosowania nowych standardów

Grupa zastosowała wymogi nowych standardów MSSF 9 i MSSF 15 z wykorzystaniem zmodyfikowanego podejścia retrospektywnego ze skutkiem od 1 stycznia 2018 roku (bez przekształcenia okresu porównawczego).

Poniżej przedstawiono zmiany prezentacji danych na Skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej wynikające z wdrożenia MSSF 9 oraz MSSF 15.

	Stan na 31 grudnia 2017 przed zmianą	Wpływ MSSF 9 na Skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej	Wpływ MSSF 15 na Skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej	Stan na 01 stycznia 2018 po zmianie
AKTYWA				
Aktywa trwałe	36 364	(16)	(49)	36 299
w tym:				
Aktywa z tytułu podatku odroczonego	141	5	(49)	97
Pozostałe aktywa	1 055	-21	-	1 034
Aktywa obrotowe	11 839	(68)	-	11 771
w tym:				
Należności	5 781	-68	-	5 713
AKTYWA RAZEM	48 203	(84)	(49)	48 070
ZOBOWIĄZANIA I KAPITAŁ WŁASNY				
KAPITAŁ WŁASNY RAZEM	33 627	(113)	288	33 802
w tym:				
Skumulowane pozostałe całkowite dochody	-165	3	-	-162
Zyski zatrzymane	26 266	-116	288	26 438
Zobowiązania długoterminowe	7 004	3	(323)	6 684
w tym:				
Pozostałe zobowiązania	644	3	-323	324
Zobowiązania krótkoterminowe	7 572	26	(14)	7 584
w tym:				
Pozostałe rezerwy	621	18	-	639
Pozostałe zobowiązania	901	8	-14	895
ZOBOWIĄZANIA RAZEM	14 576	29	(337)	14 268
ZOBOWIĄZANIA I KAPITAŁ WŁASNY RAZEM	48 203	(84)	(49)	48 070



Zastosowanie MSSF 9 – Instrumenty finansowe

Na dzień pierwszego zastosowania zmiany związane z zastosowaniem nowego standardu MSSF 9 – Instrumenty finansowe dotyczą zmian w zasadach klasyfikacji i wyceny aktywów finansowych oraz wprowadzenia nowego modelu wyznaczania oczekiwanych strat kredytowych.

Standard wprowadził następujące kategorie aktywów finansowych:

- wyceniane według zamortyzowanego kosztu,
- wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy,
- wyceniane w wartości godziwej przez pozostałe dochody całkowite.

Klasyfikacja dokonywana jest na moment początkowego ujęcia i uzależniona jest od przyjętego przez jednostkę modelu zarządzania instrumentami finansowymi oraz charakterystyki umownych przepływów pieniężnych z tych instrumentów.

MSSF 9 wprowadza nowy model w zakresie ustalania odpisów aktualizujących – model oczekiwanych strat kredytowych.

W sytuacji gdy wartość pieniądza w czasie jest zmodyfikowana, spółki Grupy przeprowadzają analizę jakościową lub ilościową, tzw. benchmark test. Jeżeli benchmark test wskazuje, iż w odniesieniu do instrumentu modelowego nie zidentyfikowano istotnych różnic (tj. różnicy w każdym z przepływów oraz we wszystkich przepływach łącznie większej niż 10%) – instrument w dalszym ciągu wyceniany jest metodą kosztu zamortyzowanego.

Obowiązujące zasady rachunkowości stosowane przez Grupę w odniesieniu do instrumentów finansowych zostały przedstawione w [nocie 7](#).

Poniżej przedstawiony został wpływ wdrożenia MSSF 9 na zmianę klasyfikacji i wyceny aktywów finansowych Grupy na dzień 1 stycznia 2018 roku.

1 stycznia 2018		Klasyfikacja zgodnie z MSR39	Nowa klasyfikacja zgodnie z MSSF9	Wartość bilansowa zgodnie z MSR39	Nowa wartość bilansowa zgodnie z MSSF9
Aktywa finansowe	Pozycja szczegółowa				
	Udzielone pożyczki	pożyczki i należności	wyceniane według zamortyzowanego o kosztu	215	215
	Udzielone pożyczki	Pożyczki i należności	wyceniane do wartości godziwej przez rachunek zysków i strat	28	7
Pozostałe aktywa (długoterminowe)	Środki pieniężne o długoterminowym ograniczeniu możliwością dysponowania	Pożyczki i należności	wyceniane według zamortyzowanego o kosztu	180	180
	Należności finansowe (przekazane kaucje, gwarancje i inne)	Pożyczki i należności	wyceniane według zamortyzowanego o kosztu	99	99
Należności		Pożyczki i należności	wyceniane według zamortyzowanego o kosztu	5 781	5 713
	Instrumenty pochodne, dla których stosowana jest rachunkowość zabezpieczeń	Instrumenty finansowe zabezpieczające	Instrumenty finansowe zabezpieczające	25	25
Instrumenty pochodne	Instrumenty pochodne, dla których nie jest stosowana rachunkowość zabezpieczeń	wyceniane do wartości godziwej przez rachunek zysków i strat	wyceniane do wartości godziwej przez rachunek zysków i strat	425	425
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty		pożyczki i należności	wyceniane według zamortyzowanego o kosztu	2 578	2 578
Razem aktywa finansowe				9 331	9 242

Uzgodnienie pozycji sprawozdania z sytuacji finansowej pomiędzy MSR39 a MSSF9 na dzień 1 stycznia 2018 roku:

Aktywa finansowe		Wartość bilansowa zgodnie z MSR39 na 31 grudnia 2017	Reklasyfikacje	Zmiana wyceny	Wartość bilansowa zgodnie z MSSF9 na 1 stycznia 2018	Wpływ zmiany zasad rachunkowości na niepodzielony wynik finansowy na 1 stycznia 2018
	wyceniane według zamortyzowanego kosztu	243	(28)		215	
Udzielone pożyczki						
	wyceniane do wartości godziwej przez rachunek zysków i strat		28	(21)	7	(21)
Należności	wyceniane według zamortyzowanego kosztu	5 781		(68)	5 713	(68)
Razem zmiana aktywów finansowych		-	-	(89)		(89)

Jednostka Dominująca na podstawie oceny modelu biznesowego oraz testu charakterystyk przepływów pieniężnych (testu SPPI), zidentyfikowała pożyczki zawarte pomiędzy PGNiG S.A. a Elektrociepłownią Stalowa Wola S.A., które nie spełniają kryteriów MSSF 9 w zakresie przepływów tylko kapitału i odsetek. W związku z powyższym dokonano zmiany klasyfikacji tych aktywów z pozycji „Pożyczki i należności” do kategorii „Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej przez rachunek zysków i strat”. Na dzień 31 grudnia 2017 roku wartość bilansowa pożyczek niespełniających testu SPPI wynosiła 28 milionów złotych. Przeprowadzona na dzień 1 stycznia 2018 roku wycena do wartości godziwej zgodnie z MSSF 9 spowodowała korektę wartości pożyczek o 21 milionów złotych do wartości bilansowej w kwocie 7 milionów złotych.

Zastosowanie MSSF 15 - Przychody z tytułu umów z klientami

MSSF 15 dotyczy umów skutkujących osiągnięciem przychodów. Fundamentalną zasadą nowego standardu jest ujmowanie przychodów w momencie transferu towarów lub usług na rzecz klienta, w wysokości ceny transakcyjnej. Wszelkie towary lub usługi sprzedawane w pakietach bądź w sprzedaży łączonej, które da się wyodrębnić w ramach umowy, należy ujmować oddzielnie. Ponadto wszelkie upusty i rabaty dotyczące ceny transakcyjnej należy co do zasady alokować do poszczególnych elementów pakietu.

W przypadku, gdy wysokość przychodu jest zmienna, zgodnie z nowym standardem kwoty zmienne są zaliczane do przychodów, o ile istnieje duże prawdopodobieństwo, że w przyszłości nie nastąpi odwrócenie ujęcia przychodu w wyniku przeszacowania wartości. Ponadto, zgodnie z MSSF 15 koszty poniesione w celu pozyskania i zabezpieczenia kontraktu z klientem należy aktywować i rozliczać w czasie przez okres konsumowania korzyści z tego kontraktu.

Grupa określiła swoją rolę jako agent (pośrednik) w zakresie usług przesyłu gazu i dystrybucji energii elektrycznej.

Grupa nie ponosi głównej odpowiedzialności za realizację usług przesyłowych i dystrybucyjnych, nie ma wpływu na główne cechy świadczonych usług oraz nie może swobodnie ustalać ich ceny co prowadzi do wniosku, że pośredniczy w ich sprzedaży. Kwoty przychodów ze sprzedaży do klientów prezentowane są w wartości netto tj. po pomniejszeniu o przypadające im koszty zakupu od operatorów systemu przesyłowego i dystrybucyjnego.

W zakresie prezentacji przychodów z usług dystrybucyjnych świadczonych przez PSG, nastąpiła zmiana prezentacji i reklasyfikacja części przychodów odpowiadającej refakturowanym na klienta kosztom usług dystrybucji gazu z przychodów ze sprzedaży gazu do przychodów ze sprzedaży usług dystrybucji. Grupa prezentuje przychody ze sprzedaży usług dystrybucji gazu w kwocie odpowiadającej łącznej sprzedaży usług do klientów, niezależnie od faktycznych stron umów o świadczenie usług dystrybucji zawieranych pomiędzy operatorem systemu a dostawcą paliwa gazowego.

Na dzień pierwszego zastosowania, Grupa zidentyfikowała i ujęła korekty z tytułu wdrożenia MSSF 15, dotyczące przychodów z tytułu opłat przyłączeniowych rozliczanych dotychczas w czasie (dla zadań zakończonych do 30 czerwca 2009 r.) w odniesieniu do pozycji zysków zatrzymanych.

Obowiązujące zasady rachunkowości stosowane przez Grupę w odniesieniu do przychodów zostały przedstawione w **nocie 3**.

Wpływ zastosowania MSSF 15 na skonsolidowane sprawozdanie finansowe Grupy za bieżący okres prezentują poniższe tabele.

Przedstawione dane prezentują zmiany w zakresie prezentacji przychodów ze sprzedaży usług dystrybucji i przesyłu, przenoszonych na klienta w wartości netto tj. po pomniejszeniu o przypadające im koszty zakupu tych usług od operatorów systemów przesyłowego i dystrybucyjnego.

W związku z zastosowaniem zmodyfikowanej metody retrospektywnej, nie dokonano analogicznego przekształcenia danych porównawczych za 2017 rok.

Skonsolidowany rachunek zysków i strat	Okres zakończony 31 grudnia 2018 zgodnie z MSR 18 i MSR 11	Wpływ przejścia z MSR 18 i MSR 11 na MSSF 15	Okres zakończony 31 grudnia 2018 zgodnie z MSSF 15
Przychody ze sprzedaży	41 422	(188)	41 234
w tym:			
Przychody ze sprzedaży gazu	33 415	(3 787)	29 628
Przychody ze sprzedaży pozostałe	8 007	3 599	11 606
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(34 307)	188	(34 119)
w tym:			
Usługi przesyłowe	(1 195)	156	(1 039)
Pozostałe usługi	(1 897)	32	(1 865)
Zysk operacyjny bez uwzględnienia amortyzacji (EBITDA)	7 115	-	7 115
Zysk na działalności operacyjnej (EBIT)	4 395	-	4 395
Zysk przed opodatkowaniem	4 502	-	4 502
Zysk netto	3 209	-	3 209



Poniższa tabela przedstawia wpływ wdrożenia MSSF 15 na skonsolidowane sprawozdanie finansowe GK w odniesieniu na poszczególne segmenty działalności.

2018	Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	Sprzedaż między segmentami	Przychody razem	EBITDA	Amortyzacja	Zysk operacyjny	Odpisy z tytułu utraty wartości rzeczowego majątku trwałego i wartości niematerialnych oraz ich odwrócenie	Wydatki z tytułu nabycia rzeczowego majątku trwałego i WN	Rzeczowe aktywa trwałe	Zatrudnienie
Obrót i magazynowanie zgodnie z MSR 18 i MSR 11	34 851	666	35 517	(848)	(189)	(1 037)	-	(54)	3 196	3 051
Wpływ przejścia z MSR 18 i MSR 11 na MSSF 15	(3 813)	-	(3 813)	-	-	-	-	-	-	-
Obrót i magazynowanie zgodnie z MSSF 15	31 038	666	31 704	(848)	(189)	(1 037)	-	(54)	3 196	3 051
Dystrybucja zgodnie z MSR 18 i MSR 11	979	3 948	4 927	2 385	(927)	1 458	(2)	(1 713)	14 018	11 542
Wpływ przejścia z MSR 18 i MSR 11 na MSSF 15	3 625	(3 625)	-	-	-	-	-	-	-	-
Dystrybucja zgodnie z MSSF 15	4 604	323	4 927	2 385	(927)	1 458	(2)	(1 713)	14 018	11 542
Uzgodnienie do danych skonsolidowanych zgodnie z MSR 18 i MSR 11			(9 583)	(15)	1	(14)	-	(18)	(226)	-
Wpływ przejścia z MSR 18 i MSR 11 na MSSF 15			3 625	-	-	-	-	-	-	-
Uzgodnienie do danych skonsolidowanych zgodnie z MSSF 15			(5 958)	(15)	1	(14)	-	(18)	(226)	-

1.2.2. Opublikowane standardy i interpretacje, które jeszcze nie obowiązują i nie zostały wcześniej zastosowane przez Grupę

W niniejszym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym Grupa nie zdecydowała o wcześniejszym zastosowaniu następujących opublikowanych standardów, interpretacji lub poprawek do istniejących standardów dotyczących działalności Grupy przed ich datą wejścia w życie:

Standard	Opis	Szacowany wpływ wdrożenia
<p>MSSF 16 „Leasing”</p> <p>Data obowiązywania Od 1 stycznia 2019 roku</p>	<p>Nowy standard ustanawia zasady ujęcia, wyceny, prezentacji oraz ujawnień dotyczących leasingu. Wszystkie transakcje leasingu skutkują uzyskaniem przez leasingobiorcę prawa do użytkowania aktywa oraz zobowiązania z tytułu obowiązku zapłaty. Tym samym MSSF 16 znosi klasyfikację leasingu operacyjnego i leasingu finansowego zgodnie z MSR 17 i wprowadza jeden model dla ujęcia księgowego leasingu przez leasingobiorcę.</p> <p>Leasingobiorca będzie zobowiązany ująć:</p> <ul style="list-style-type: none"> • aktywa i zobowiązania dla wszystkich transakcji leasingu zawartych na okres powyżej 12 miesięcy, z wyjątkiem sytuacji, gdy dane aktywo jest niskiej wartości; • amortyzację leasingowanego aktywa odrębnie od odsetek od zobowiązania leasingowego w rachunku zysków i strat. <p>MSSF 16 w znaczącej części powtarza regulacje z MSR 17 dotyczące ujęcia księgowego leasingu przez leasingodawcę. W konsekwencji, leasingodawca kontynuuje klasyfikację w podziale na leasing operacyjny i leasing finansowy oraz odpowiednio różnicuje ujęcie księgowe.</p>	<p>W 2018 roku Grupa przeprowadzała analizy wpływu MSSF 16 na sprawozdanie finansowe.</p> <p>W wyniku prac w zakresie analizy umów, zidentyfikowane zostały w szczególności następujące grupy umów, zawierające leasing:</p> <ul style="list-style-type: none"> • umowy dotyczące najmu/dzierżawy działek/gruntów wykorzystywanych na potrzeby eksploatacji urządzeń/installacji posadowionych na tych działkach, eksploatacji złóż gazu ziemnego, itp.; • umowy dotyczące najmu/dzierżawy powierzchni biurowych, powierzchni magazynowych i miejsc parkingowych, które wykorzystywane są do prowadzenia działalności operacyjnej przez Grupę; • prawa wieczystego użytkowania gruntu – nabyte odpłatnie od stron trzecich lub otrzymane nieodpłatnie; • umowy dotyczące wynajmu środków transportu; • umowy dotyczące wykorzystywania infrastruktury IT – urządzenia ISDN, routery, linie światłowodowe wykorzystywane dla usług dostępu do internetu, realizacji połączeń telekomunikacyjnych, usług transmisji danych; • umowy dotyczące najmu urządzeń, instalacji, drobnego wyposażenia. <p>Grupa stosuje MSSF 16 od 1 stycznia 2019 roku, retrospektywnie z łącznym efektem pierwszego zastosowania ujętym jako korekta bilansu otwarcia zysków zatrzymanych w dniu jego pierwszego zastosowania.</p> <p>Oszacowany wpływ MSSF 16 na skonsolidowane sprawozdanie finansowe został przedstawiony w nocie 1.2.3.</p>

Pozostałe opublikowane, lecz jeszcze nieobowiązujące standardy i interpretacje są nieistotne lub nie dotyczą działalności Grupy.

1.2.3. Wpływ nowych standardów i interpretacji na sprawozdanie finansowe Grupy

W związku z wejściem w życie MSSF 16 w dniu 1 stycznia 2019 roku, w 2018 roku spółki Grupy dokonały identyfikacji posiadanych umów leasingowych oraz przeprowadziły analizy wpływu nowego standardu.

Począwszy od 2019 roku, spółki Grupy będą ujmowały składniki aktywów z tytułu prawa do użytkowania, w przypadku leasingów wcześniej sklasyfikowanych jako leasingi operacyjne zgodnie z MSR 17, w kwocie równej wartości bieżącej zobowiązania z tytułu leasingu skorygowanej o kwoty wszelkich przedpłat lub naliczonych opłat leasingowych odnoszących się do tego leasingu, ujętych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej bezpośrednio sprzed dnia pierwszego zastosowania. Wartość zobowiązania z tytułu leasingu została wyceniona w wartości bieżących opłat leasingowych pozostałych do zapłaty w dacie rozpoczęcia stosowania MSSF 16 zdyskontowanych, poprzez zastosowanie krańcowej stopy procentowej leasingobiorcy w dniu pierwszego zastosowania. Krańcowa stopa rozumiana jest jako stopa procentowa na dzień rozpoczęcia leasingu, przy jakiej leasingobiorca (spółki) musiałaby pożyczyć środki niezbędne do zakupu danego składnika aktywów na podobny okres i przy podobnych zabezpieczeniach.

W przypadku leasingów, które wcześniej sklasyfikowano jako leasingi finansowe zgodnie z MSR 17, spółki będą ujmować jako składniki aktywów z tytułu prawa do użytkowania oraz zobowiązanie z tytułu leasingu w wartości bilansowej składnika aktywów objętego leasingiem i zobowiązania z tytułu leasingu bezpośrednio sprzed dnia wyceny zgodnie z MSR 17. Spółki zgodnie z regulacjami MSSF 16 nie wprowadzą zmian do istniejących i ujętych umów leasingów operacyjnych i finansowych, w których występowała jako leasingodawca na dzień 1 stycznia 2019 roku.

Spółki skorzystają z następujących zwolnień i nie zastosują wymogów MSSF 16 w zakresie wyceny zobowiązania z tytułu leasingu oraz prawa do użytkowania składników aktywów w odniesieniu do:

- leasingów aktywów niematerialnych;
- leasingów krótkoterminowych (poniżej 12 miesięcy);
- leasingów, w odniesieniu do których bazowy składnik aktywów ma niską wartość i które nie są przedmiotem dalszego sub-leasingu.

Spółki Grupy w odniesieniu do leasingów wcześniej sklasyfikowanych jako leasingi operacyjne zgodnie z MSR 17 stosują na dzień 1 stycznia 2019 roku praktyczne rozwiązania przewidziane w MSSF 16:

- pojedynczą stopę dyskontową dla portfela leasingów o podobnych cechach, takich jak charakter składnika aktywów (nieruchomości/ środki transportu, urządzenia) oraz okres leasingu;
- własną ocenę w odniesieniu, czy leasingi rodzą obciążenia zgodnie z MSR 37 „Rezerwy, zobowiązania warunkowe i aktywa warunkowe” bezpośrednio przed dniem pierwszego zastosowania, traktując tę ocenę jako alternatywę wobec oceny utraty wartości. Przy wyborze tego rozwiązania praktycznego, leasingobiorca koryguje składnik aktywów z tytułu prawa do użytkowania w dniu pierwszego zastosowania o kwotę rezerwy z tytułu leasingów rodzących obciążenia ujętej w sprawozdaniu z sytuacji finansowej bezpośrednio sprzed dnia pierwszego zastosowania;
- nie stosują wymogów w zakresie ujęcia leasingów, do umów, których okres leasingu kończy się w ciągu 12 miesięcy od dnia pierwszego zastosowania, tj. 1 stycznia 2019 roku traktując je jako leasingi krótkoterminowe i ujmować będzie opłaty leasingowe jako koszty, metodą liniową, w trakcie pozostałego okresu leasingu;
- wyłącza początkowe koszty bezpośrednio z wyceny składnika aktywów z tytułu prawa do użytkowania składników aktywów w dniu pierwszego zastosowania;
- wykorzystają wiedzę zdobytą po fakcie, w przypadku określenia okresu leasingu, dla umów które przewidywały okres przedłużenia leasingu lub opcję wypowiedzenia leasingu.

Wymogi standardu MSSF 16, wpłyną również na zmiany ewidencji dotyczącej nieruchomości gruntowych oraz prawa wieczystego użytkowania gruntów. Od 1 stycznia 2019 roku na dzień początkowego ujęcia, Grupa ujmować będzie prawa do użytkowania prawa wieczystego użytkowania nabytego nieodpłatnie w wysokości wartości bieżącej opłat leasingowych pozostających do zapłaty w dacie rozpoczęcia stosowania MSSF 16. Natomiast na dzień początkowego ujęcia prawa do wieczystego użytkowania nabytego odpłatnie zostaną ujęte w wartości bieżącej opłat leasingowych pozostających do zapłaty w dacie rozpoczęcia stosowania MSSF 16 powiększonych o:

- nadwyżkę pierwszej opłaty nad opłatą roczną z tytułu prawa wieczystego użytkowania gruntów w przypadku zawarcia umowy ze Skarbem Państwa lub jednostką samorządu terytorialnego;
- cenę nabycia prawa wieczystego użytkowania gruntów w przypadku zawarcia umowy z innym podmiotem niż Skarb Państwa lub jednostka samorządu terytorialnego.

Szacowany wpływ zmian na skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej przedstawiony został w poniższej tabeli.

Skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej	Stan na 31 grudnia 2018 przed zmianą	Szacowany wpływ MSSF 16 na Skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej	Stan na 31 grudnia 2018 po zmianie
AKTYWA			
Aktywa trwałe	38 898	1 226	40 124
w tym:			
Rzeczowe aktywa trwałe	34 236	1 878	36 114
Wartości niematerialne	1 173	(656)	517
Aktywa z tytułu podatku odroczonego	94	-	94
Pozostałe aktywa	1 363	4	1 367
Aktywa obrotowe	14 373	1	14 374
w tym:			
Aktywa przeznaczone do sprzedaży	46	1	47
AKTYWA RAZEM	53 271	1 227	54 498
ZOBOWIĄZANIA I KAPITAŁ WŁASNY			
KAPITAŁ WŁASNY RAZEM	36 632	101	36 733
w tym:			
Zyski zatrzymane	29 246	80	29 326
Pozostałe całkowite dochody	(203)	21	(182)
Zobowiązania długoterminowe	7 255	1 117	8 372
w tym:			
Zobowiązania z tytułu zadłużenia	1 178	1 115	2 293
Pozostałe rezerwy	197	(17)	180
Zobowiązania z tytułu podatku odroczonego	2 066	19	2 085
Zobowiązania krótkoterminowe	9 384	9	9 393
w tym:			
Zobowiązania z tytułu zadłużenia	2 524	11	2 535
Pozostałe rezerwy	675	(2)	673
ZOBOWIĄZANIA RAZEM	16 639	1 126	17 765
ZOBOWIĄZANIA I KAPITAŁ WŁASNY RAZEM	53 271	1 227	54 498

W wyniku zastosowania MSSF 16, w zakresie skonsolidowanego sprawozdania z całkowitych dochodów, w 2019 roku Grupa oczekuje wzrostu amortyzacji, wzrostu kosztów odsetkowych oraz spadku pozostałych kosztów. W zakresie sprawozdania z przepływów pieniężnych oczekiwany jest spadek przepływów z działalności finansowej i wzrost przepływów z działalności operacyjnej.

Ponadto w wyniku wzrostu zobowiązań z tytułu zadłużenia, podwyższeniu ulegnie wskaźnik dług netto/EBITDA, który jest kluczowym kowenaniem obowiązującym w istniejących w PGNiG S.A. programach finansowania.

2. Opis Grupy Kapitałowej i segmenty sprawozdawcze

2.1. Główne informacje o Grupie i segmentach sprawozdawczych.

Skonsolidowane sprawozdanie zawiera dane Jednostki Dominującej oraz:

- 16 jednostek zależnych od PGNiG,
- 8 jednostek pośrednio zależnych od PGNiG.

PGNiG S.A. posiada 100% udziałów w konsolidowanych spółkach zależnych, poza jednostką PGNiG GAZOPROJEKT S.A., w której PGNiG posiada 75% udziałów.

W przypadku podmiotu Polski Gaz Towarzystwo Ubezpieczeń Wzajemnych, PGNiG jest jedynym Członkiem Kapitałowym i posiada 100% udziałów w kapitale zakładowym, pozostali Członkowie Towarzystwa posiadają udziały w kapitale rezerwowym.

Aktywa i zobowiązania spółek z udziałami niedającymi kontroli nie stanowią istotnych kwot.






W ramach Grupy Kapitałowej identyfikuje się 5 segmentów sprawozdawczych.

Poniżej przedstawiono podział jednostek Grupy Kapitałowej PGNiG, konsolidowanych metodą pełną, na poszczególne segmenty sprawozdawcze. Więcej informacji na temat struktury Grupy Kapitałowej znaleźć można w Sprawozdaniu Zarządu z działalności PGNiG S.A. i Grupy Kapitałowej PGNiG.



Rysunek 1 **Struktura Grupy wg. segmentów operacyjnych**

Segmenty sprawozdawcze zostały ustalone w oparciu o rodzaj działalności prowadzonej przez jednostki Grupy. Poszczególne segmenty operacyjne zostały zagregowane do segmentów sprawozdawczych na podstawie kryteriów agregacji wskazanych w tabeli poniżej. Głównym decydentem operacyjnym (CODM) jest Zarząd Jednostki Dominującej.

Segment	Opis segmentu	Segmenty operacyjne i kryteria agregacji
Poszukiwanie i wydobywanie 	<p>Podstawową działalnością segmentu jest pozyskanie węglowodorów ze złóż i przygotowanie produktów do sprzedaży. Segment obejmuje proces poszukiwania i wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej ze złóż, poczynając od przeprowadzenia analiz geologicznych, badań geofizycznych i wierceń, po zagospodarowanie i eksploatację złóż. Segment sprzedaje gaz ziemny podmiotom spoza GK PGNiG, jak również do innych segmentów GK PGNiG. Ponadto prowadzi sprzedaż ropy naftowej i innych produktów w kraju i za granicą.</p>	<p>Segmenty operacyjne wchodzące w skład tego segmentu sprawozdawczego to PGNiG S.A. (w części zajmującej się poszukiwaniem i wydobyciem węglowodorów) oraz poszczególne spółki Grupy Kapitałowej wskazane na Rysunku 1. Główne przesłanki stanowiące podstawę do dokonania agregacji segmentów operacyjnych do segmentu sprawozdawczego to: podobieństwo produktów i usług, natury procesu produkcji, rodzaju klientów oraz podobieństwo ekonomiczne (ekspozycja na jednolite ryzyko rynkowe, znajdująca odzwierciedlenie w skorelowanych wynikach (marżach) uzyskiwanych przez poszczególne segmenty operacyjne wchodzące w skład segmentu sprawozdawczego).</p>
Obrót i magazynowanie 	<p>Segment prowadzi sprzedaż gazu ziemnego importowanego, wydobywanego ze złóż oraz zakupionego na giełdach gazu, wykorzystuje podziemne magazyny gazu na potrzeby handlowe (magazyny gazu zlokalizowane w Mogilnie, Wierzchowicach, Kosakowie, Husowie, Brzeźnicy, Strachocinie i w Swarzowie) oraz prowadzi działalność w obszarze obrotu energią elektryczną.</p>	<p>Segmenty operacyjne wchodzące w skład tego segmentu sprawozdawczego to PGNiG S.A. (w części zajmującej się obrotem paliwem gazowym i energią elektryczną) oraz poszczególne spółki Grupy Kapitałowej wskazane na Rysunku 1. Segment wykorzystuje siedem podziemnych magazynów gazu w celu zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego Polski oraz budowy portfela gazu odpowiadającego zapotrzebowaniu, które podlega wahaniom sezonowym. Główne przesłanki stanowiące podstawę do dokonania agregacji segmentów operacyjnych do segmentu sprawozdawczego to: podobieństwo produktów i usług, podobieństwo w zakresie rodzaju klientów odbierających produkty/usługi oraz podobna charakterystyka ekonomiczna.</p>
Dystrybucja 	<p>Podstawową działalność segmentu stanowi dystrybucja gazu ziemnego siecią dystrybucyjną do odbiorców indywidualnych, przemysłowych i hurtowych oraz eksploatacja, remonty i rozbudowa sieci dystrybucyjnej.</p>	<p>Segment operacyjny pokrywa się z segmentem sprawozdawczym Dystrybucja, w jego skład wchodzi Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. oraz spółki od niej zależne, wskazane na Rysunku 1.</p>
Wytwarzanie 	<p>Segment obejmuje swym zakresem działalność polegającą na wytwarzaniu oraz sprzedaży energii elektrycznej i ciepła.</p>	<p>Segmenty operacyjne wchodzące w skład tego segmentu sprawozdawczego to spółka PGNiG TERMIKA S.A. oraz jej spółka zależna PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Główne przesłanki stanowiące podstawę do dokonania agregacji segmentów operacyjnych do segmentu sprawozdawczego to podobieństwo produktów i usług, podobieństwo w zakresie rodzaju klientów odbierających produkty/usługi oraz podobna charakterystyka ekonomiczna.</p>
Pozostałe segmenty 	<p>Segment obejmuje działalności niekwalifikujące się do wymienionych wcześniej segmentów, tj. PGNiG S.A. w części odpowiadającej centrum korporacyjnemu, projektowanie i realizacja obiektów budowlanych oraz maszyn i urządzeń dla sektora górniczego oraz paliwowo-energetycznego, a także świadczenie usług z zakresu branży hotelarskiej i ubezpieczeniowej.</p>	<p>Segmentami operacyjnym w tym segmencie sprawozdawczym jest PGNiG S.A. (w części zajmującej się obsługą korporacyjną innych segmentów sprawozdawczych) oraz jednostki Grupy Kapitałowej nie kwalifikujące się do wymienionych wcześniej segmentów sprawozdawczych, przedstawione na Rysunku 1.</p>

2.2. Dane liczbowe dotyczące segmentów sprawozdawczych.

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

2017

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	30 000	495	30 495	(435)	(205)	(640)	(364)	-	(89)	3 337	2 961
Dystrybucja	969	3 968	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	35 857	8 403	44 260	6 604	(2 669)	3 935	(833)	28	(3 117)	32 648	24 694
Uzgodnienie do danych skonsolidowanych			(8 403)	(25)	-	(25)	-	-	(45)	(196)	
Razem			35 857	6 579	(2 669)	3 910	(833)	28	(3 162)	32 452	

*Bez zatrudnienia w spółkach konsolidowanych metodą praw własności

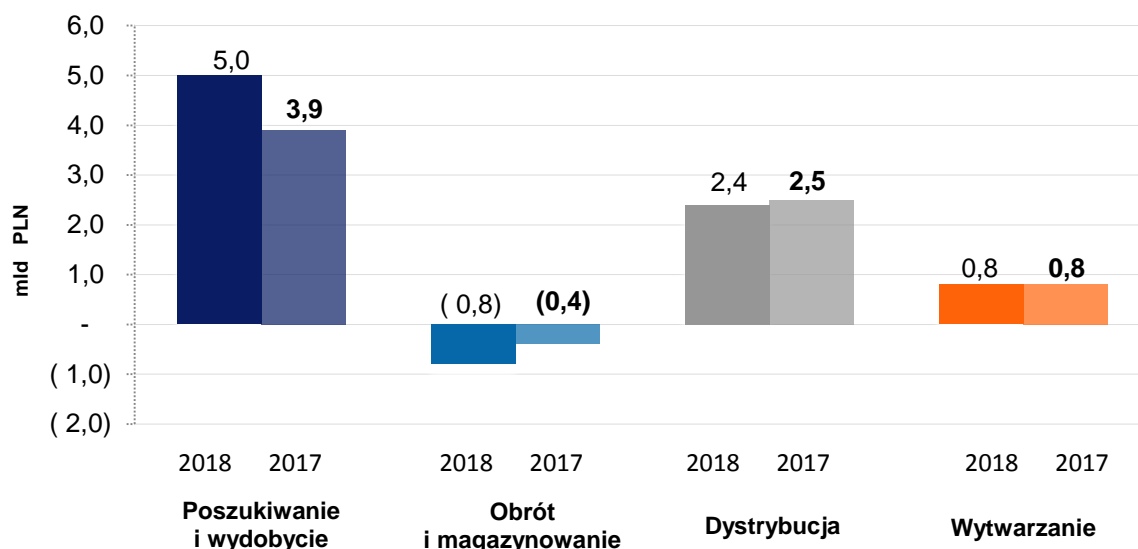
Dane na temat segmentów sporządzane są zgodnie z zasadami rachunkowości stosowanymi w niniejszym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym.

Zarząd analizuje wyniki segmentów korzystając z podstawowych mierników wyników, tj.: zysk netto segmentu, a także kluczowych wskaźników efektywności takich jak EBITDA, który nie stanowi miernika wystandaryzowanego.

Definicja wskaźnika EBITDA oraz sposób jego kalkulacji, stosowany przez Grupę, został przedstawiony poniżej.

Definicja przyjęta przez Grupę:

EBITDA - Zysk przed opodatkowaniem z wyłączeniem kosztów finansowych netto, udziału w wynikach inwestycji w jednostkach wycenianych metodą praw własności, oraz amortyzacji.



Wykres 1 *Struktura EBITDA w podziale na segmenty (w mld PLN)*

Więcej informacji na temat działalności poszczególnych segmentów zaprezentowano w Sprawozdaniu Zarządu z działalności PGNiG S.A. i Grupy Kapitałowej PGNiG.

2.3. Informacje o transakcjach z podmiotami powiązаныmi.

Jednostkami powiązаныmi dla Grupy są: jednostki współzależne od Grupy, jej jednostki stowarzyszone, spółki zależne niekonsolidowane ze względu na nieistotność, spółki z udziałem Skarbu Państwa (zależne, współzależne i stowarzyszone) oraz kluczowy personel zarządzający Grupy (tj. Zarząd i Rada Nadzorcza Jednostki Dominującej i jej jednostek zależnych). Podmiotem kontrolującym Grupę jest Skarb Państwa.

2.3.1. Transakcje z jednostkami, których udziałowcem/akcjonariuszem jest PGNiG lub jednostka zależna

	2018			2017		
	Wspólne przedsięwzięcia	Pozostałe podmioty powiązane	Razem	Wspólne przedsięwzięcia	Pozostałe podmioty powiązane	Razem
Obroty i przychody/koszty za okres						
Sprzedaż produktów i usług	56	10	66	66	7	73
Przychody z tytułu odsetek od pożyczek	4	4	8	19	4	23
Razem	60	14	74	85	11	96
Zakup usług, towarów i materiałów	(21)	(11)	(32)	(23)	(7)	(30)
Zakup środków trwałych w budowie	(29)	(4)	(33)	-	(12)	(12)
Inne transakcje zakupu	(441)	(16)	(457)	(205)	(3)	(208)
Razem	(491)	(31)	(522)	(228)	(22)	(250)
Saldo na koniec okresu						
Należności z tytułu dostaw i usług	9	1	10	38	1	39
W tym, kwota odpisów z tytułu utraty wartości	-	-	-	-	-	-
Udzielone pożyczki	550	26	576	572	1	573
W tym, kwota odpisów z tytułu utraty wartości	(9)	(55)	(64)	-	(50)	(50)
Należności pozostałe	-	1	1	-	-	-
W tym, kwota odpisów z tytułu utraty wartości	-	-	-	-	-	-
Razem	559	28	587	610	2	612
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	71	6	77	43	6	49
Otrzymane pożyczki	-	-	-	-	-	-
Zobowiązania pozostałe	-	-	-	-	-	-
Razem	71	6	77	43	6	49

W 2018 roku Jednostka Dominująca ani spółki od niej zależne nie zawarły żadnych istotnych transakcji z podmiotami powiązаныmi na innych warunkach niż warunki rynkowe.

2.3.2. Transakcje z jednostkami, których udziałowcem/akcjonariuszem jest Skarb Państwa

Główne transakcje prowadzone z jednostkami, których udziałowcem/akcjonariuszem jest Skarb Państwa (posiadający kontrolę, współkontrolę lub znaczący wpływ nad tymi jednostkami) dotyczą bieżącej działalności Grupy, czyli obrotu gazem ziemnym, sprzedaży ropy naftowej oraz energii elektrycznej.

	2018	2017
Przychody	8 270	6 227
Koszty	(1 705)	(730)
Należności	1 188	1 405
Zobowiązania	116	249

Dane powyżej dotyczą następujących spółek: Polski Koncern Naftowy ORLEN S.A., Grupa LOTOS S.A., Grupa Azoty Zakłady Azotowe PUŁAWY S.A., Grupa Azoty Zakłady Chemiczne POLICE S.A., ORLEN Południe S.A., PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A., Grupa Azoty Zakłady Azotowe Kędzierzyn S.A., Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A., KGHM Polska Miedź S.A., Zakłady Azotowe w Tarnowie - Mościcach S.A., Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A., Energa Obrót S.A., ORLEN Upstream Sp. z o.o.

2.3.3. Informacje o świadczeniach dla kluczowego personelu Grupy Kapitałowej

	2018			2017		
	Zarząd	Rada Nadzorcza	Razem	Zarząd*	Rada Nadzorcza	Razem
Jednostki dominującej	6,1	0,7	6,8	8,6	0,7	9,3
Krótkoterminowe świadczenia pracownicze	6,0	0,7	6,7	8,0	0,7	8,7
Świadczenia po okresie zatrudnienia	-	-	-	-	-	-
Pozostałe świadczenia długoterminowe	-	-	-	-	-	-
Świadczenia z tytułu rozwiązania stosunku pracy	0,1	-	0,1	0,6	-	0,6
Płatności w formie akcji	-	-	-	-	-	-
Jednostek zależnych	22,4	4,0	26,4	22,2	5,3	27,5
Krótkoterminowe świadczenia pracownicze	20,6	4,0	24,6	20,7	5,3	26,0
Świadczenia po okresie zatrudnienia	0,4	-	0,4	0,6	-	0,6
Pozostałe świadczenia długoterminowe	0,4	-	0,4	0,4	-	0,4
Świadczenia z tytułu rozwiązania stosunku pracy	1,0	-	1,0	0,5	-	0,5
Płatności w formie akcji	-	-	-	-	-	-
Razem	28,5	4,7	33,2	30,8	6,0	36,8

*Dane skorygowane do wartości kosztów ujętych w danym roku z poprzednio prezentowanych według terminów zapłaty.

Więcej informacji na temat wynagrodzeń kluczowego personelu kierowniczego oraz polityki wynagrodzeń w GK PGNiG zaprezentowano w Sprawozdaniu Zarządu z działalności PGNiG S.A. i Grupy Kapitałowej PGNiG.

2.3.4. Pożyczki udzielone osobom zarządzającym oraz osobom nadzorującym w spółkach Grupy Kapitałowej

Zarówno w 2018 roku, a także w 2017 roku osoby zarządzające i nadzorujące jednostki GK PGNiG nie otrzymały pożyczek.



2.4. Inwestycje w jednostkach wycenianych metodą praw własności.

Zasady rachunkowości

Wspólne ustalenia umowne

Wspólne ustalenie umowne obejmują:

- wspólne działania (opisane w **nocie 8.6**),
- wspólne przedsięwzięcia.

Grupa jako wspólnik **wspólnego przedsięwzięcia** w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym ujmuje swój udział we wspólnym przedsięwzięciu jako inwestycję i wycenia tę inwestycję przy użyciu metody praw własności.

Zgodnie z metodą praw własności, inwestycje ujmuje się początkowo według ceny nabycia, a następnie uwzględnia się udział Grupy w zmianach aktywów netto, jakie wystąpiły od dnia objęcia współkontroli do dnia bilansowego, pomniejszonych o utratę wartości. Straty jednostek współzależnych przekraczające wartość udziału Grupy nie są rozpoznawane. Niezrealizowane zyski i straty wynikające z transakcji pomiędzy Grupą a jednostką współzależną podlegają włączeniu konsolidacyjnym zgodnie z udziałem Grupy w kapitałach jednostki współzależnej.

Istotne szacunki

Utrata wartości inwestycji we wspólnym przedsięwzięciu SGT EUROPOL GAZ S.A.

Jednostka Dominująca przeprowadza na koniec każdego okresu sprawozdawczego analizę pod kątem utraty wartości inwestycji w SGT EUROPOL GAZ S.A. (jednostka współzależna wyceniana metodą praw własności), ustalając wartość użytkową metodą zdyskontowanych przepływów pieniężnych. Wycena została sporządzona zgodnie z postanowieniami Protokołu Międzyrządowego z dnia 29 października 2010 roku, które zawierają oczekiwany wynik netto spółki.

Wartość spółki ustalona przy zastosowaniu metody zdyskontowanych przepływów pieniężnych na ten sam dzień kształtuje się na poziomie 840 mln zł.

Do wyliczeń przyjęto, że wynik SGT EUROPOL GAZ S.A. (EUROPOL GAZ) w latach 2011 – 2021 będzie wynosił 21 mln zł rocznie. Zdyskontowane przepływy obejmują wszystkie przepływy gotówkowe generowane przez EUROPOL GAZ, w tym również przepływy związane z obsługą oprocentowanych obcych źródeł finansowania (koszty odsetkowe oraz spłatę kapitału kredytów i pożyczek) oraz inne znane emitentowi ryzyka. Przepływy pieniężne zdyskontowano stopą 7,05% w ujęciu realnym.

W związku z tym, że na koniec 2018 roku, wynik wyceny metodą praw własności udziałów w spółce EUROPOL GAZ przez Jednostkę Dominującą wyniósł 889 mln zł, w bieżącym okresie sprawozdawczym utworzono odpis z tego tytułu o kwotę 49 mln zł, zrównujący wycenę metodą praw własności do wyceny wynikającej z zastosowania wyceny metodą zdyskontowanych przepływów pieniężnych.

Wynik przeprowadzonego testu na utratę wartości charakteryzuje się wrażliwością na przyjęte założenia dotyczące przyszłych przepływów pieniężnych (uzależnionych od realizacji przez spółkę postanowień Protokołu Międzyrządowego w zakresie osiąganego wyniku netto w kolejnych latach) oraz stopy dyskontowej. Zmiany założeń wynikające z aktualizacji prognoz finansowych spółki oraz zmiany stopy dyskontowej wynikające z uwarunkowań zewnętrznych, jak i z działalności samego podmiotu, mogą istotnie wpłynąć na wartość spółki w przyszłości.

2.4.1. Istotne ograniczenia co do możliwości transferu środków do Grupy z tytułu udziałów we wspólnych przedsięwzięciach

Polska Grupa Górnicza S.A.

Obowiązująca spółkę Polska Grupa Górnicza S.A. (PGG) umowa programu emisji obligacji zezwala na dokonywanie wypłat z tytułu dywidendy tylko wtedy, gdy spełnione są łącznie następujące warunki:

- za okres, za który ma być wypłacona dywidenda, nastąpi wcześniejszy wykup części obligacji z poszczególnych transz;
- nie ma naruszenia założonych wskaźników: dług netto/EBITDA pomniejszonego o odtworzeniowe nakłady inwestycyjne (za ostatni kwartał), DSCR (stosunek środków pieniężnych dostępnych do obsługi zadłużenia do wymagalnego zadłużenia – za ostatni roczny okres) i wskaźnika przyszłych wpływów (za ostatni kwartał);
- płatność nie spowoduje naruszenia prognozowanych wskaźników do dnia wykupu obligacji;
- dywidenda zostanie wypłacona wspólnikom oraz obligatariuszom obligacji partycypacyjnych w proporcji wskazanej w warunkach emisji obligacji partycypacyjnych.

Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A. (ECSW)

Budowa bloku w ECSW finansowana jest przez Sponsorów inwestycji (PGNiG oraz Tauron PE). Obecnie projekt budowy ECSW jest w trakcie realizacji. W dniu 8 marca 2018 spółka Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A. podpisała umowę pożyczki z Bankiem Gospodarstwa Krajowego oraz PGNiG, w kwocie po 450 mln zł z każdym, z przeznaczeniem na refinansowanie długu oraz na pokrycie dalszych wydatków inwestycyjnych. W ramach powyższego spłacono Sponsorom po 299,1 mln zł, natomiast data ostatecznej spłaty pożyczki przypada na 14 czerwca 2030 roku.

Na dzień 31 grudnia 2018 roku saldo wykorzystania pożyczki wynosiło 654,4 mln zł.

SGT EUROPOL GAZ S.A.

W bieżącym okresie sprawozdawczym w spółce SGT EUROPOL GAZ nie istniały ograniczenia co do wypłaty dywidendy lub spłaty pożyczek lub zaliczek wypłaconych przez jednostkę.

Poniżej przedstawiono informacje finansowe dotyczące jednostek wycenianych metodą praw własności.

	2018				2017			
	Wspólne przedsięwzięcie				Wspólne przedsięwzięcie			
	SGT EUROPOL GAZ S.A.	Polska Grupa Górnicza Sp. z o.o.	Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A.	GK Polimex-Mostostal S.A.	SGT EUROPOL GAZ S.A.	Polska Grupa Górnicza Sp. z o.o.	Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A.	GK Polimex-Mostostal S.A.
Stan na początek okresu	840	674	-	87	840	389	-	-
Nabycie udziałów	-	90	-	-	-	266	-	81
Zmiany ujęte w wyniku z inwestycji w jednostkach wycenianych metodą praw własności, w tym:								
Udział w wyniku finansowym	47	101	(21)	19	(33)	19	(3)	10
Eliminacja zysków niezrealizowanych pomiędzy Grupą a wspólnym przedsięwzięciem	2	(8)	-	(1)	(2)	(1)	-	-
Odwrocenie ujemnej wartości udziałów wycenianych metodą praw własności	-	-	21	-	-	-	3	-
Odpis z tytułu utraty wartości	(49)	-	-	-	35	-	-	-
Zmiany ujęte w innych całkowitych dochodach z inwestycji w jednostkach wycenianych metodą praw własności.	-	1	-	3	-	1	-	(4)
Stan na koniec okresu	840	858	-	108	840	674	-	87



Poniżej przedstawiono informacje dotyczące istotnych jednostek wycenionych metodą praw własności.

	2018			2017		
	SGT EUROPOL GAZ S.A. ¹	Polska Grupa Górnicza Sp. z o.o. ²	GK Polimex-Mostostal S.A. ^{3,4}	SGT EUROPOL GAZ S.A. ¹	Polska Grupa Górnicza Sp. z o.o. ²	GK Polimex-Mostostal S.A. ³
Udział Grupy PGNiG w kapitale spółki	51,18%	20,43%	16,48%	51,18%	19,63%	16,48%
Podstawowa działalność	Przesył gazu	Wydobycie węgla	Budownictwo	Przesył gazu	Wydobycie węgla	Budownictwo
Podstawowe dane finansowe						
Aktywa trwałe	1 697	9 528	801	1 964	9 074	926
Aktywa obrotowe	2 223	2 759	1 223	1 973	1 876	1 586
w tym: środki pieniężne i ich ekwiwalenty	2 012	583	396	1 752	788	563
Zobowiązania długoterminowe	13	4 435	535	19	4 167	714
w tym: długoterminowe zobowiązania finansowe	-	2 316	388	1	2 280	400
Zobowiązania krótkoterminowe	89	3 679	828	184	3 409	954
w tym: krótkoterminowe zobowiązania finansowe	1	175	22	123	151	25
Aktywa netto	3 818	4 173	661	3 734	3 374	844
Przychody ze sprzedaży	896	9 371	1 519	899	8 236	2 069
Amortyzacja	312	1 892	24	287	1 717	26
Dochody z tytułu odsetek	37	35	5	27	19	9
Koszty odsetek	3	100	26	11	98	24
Podatek dochodowy	22	(131)	16	(22)	(67)	(18)
Zysk/(Strata) netto	85	493	(1)	(72)	86	39
Pozostałe całkowite dochody	-	6	1	-	4	20
Wartość inwestycji						
Udział w aktywach netto	1 954	852	109	1 911	662	139
Dostosowanie do zasad rachunkowości Grupy	(43)	-	(17)	(47)	-	(69)
Eliminacja zysków niezrealizowanych pomiędzy Grupą a wspólnym przedsięwzięciem	(182)	(7)	(1)	(184)	1	-
Wartość firmy	6	13	17	6	11	17
Odpis wartości firmy	(6)	-	-	(6)	-	-
Odpis z tytułu utraty wartości	(889)	-	-	(840)	-	-
Wartość inwestycji w skonsolidowanym sprawozdaniu z sytuacji finansowej	840	858	108	840	674	87

¹ Uchwały Walnego Zgromadzenia podejmowane są większością 3/4 (trzech czwartych) głosów obecnych na Walnym Zgromadzeniu. Uchwały mogą być podejmowane, jeśli w Walnym Zgromadzeniu uczestniczą wszyscy akcjonariusze-założyciele, z których każdy posiada nie mniej niż 30% akcji.

² Udział pośredni PGNiG S.A. przez spółkę PGNiG TERMIKA S.A., która ma prawo do powołania jednego członka Rady Nadzorczej oraz możliwość blokowania istotnych decyzji.

³ Udział pośredni PGNiG S.A. przez spółkę PGNiG Technologie S.A., która zgodnie z porozumieniem dotyczącym inwestycji w Polimex zakłada m.in. uzgadnianie, w drodze głosowania, wspólnego stanowiska przy podejmowaniu kluczowych decyzji będących w gestii Zgromadzenia Wspólników i Rady Nadzorczej Polimexu, w tym ustalanie składu osobowego Zarządu Polimexu.

⁴ Dane finansowe dla GK Polimex-Mostostal S.A. za 11 miesięcy 2018 roku.

3. Noty objaśniające do rachunku zysków i strat

3.1. Przychody ze sprzedaży

Zasady rachunkowości

Przychody z umów z klientami

Grupa generuje przychody przede wszystkim z obrotu gazem ziemnym wysokometanowym i zaazotowanym, produkcji i sprzedaży energii elektrycznej i ciepła oraz sprzedaży wydobytej ropy naftowej.

Przedmiotem działania Grupy jest również świadczenie usług, takich jak: dystrybucja paliw gazowych, magazynowanie paliw gazowych, usługi geofizyczne – geologiczne, usługi przyłączeniowe, wiertnicze, serwisowe, wynajem nieruchomości i inne.

Spółki Grupy osiągają ponadto przychody z umów o usługi budowlane.

Grupa ujmuje przychody zgodnie z modelem pięciu kroków:

1. Identyfikacja umowy;
2. Identyfikacja poszczególnych zobowiązań do wykonania świadczenia;
3. Ustalenie ceny transakcyjnej (wynagrodzenia);
4. Przypisanie ceny transakcyjnej do poszczególnych zobowiązań do wykonania świadczenia;
5. Ujęcie przychodu w momencie realizacji zobowiązania wynikającego z umowy.

Zgodnie z MSSF 15, gdy w proces dostarczania towarów lub usług klientowi zaangażowany jest inny podmiot to należy ustalić charakter związku z klientem: zleceniodawca vs. agent (pośrednik). Podstawową przesłanką w identyfikacji zobowiązań do wykonania świadczenia jest ocena roli jaką pełni spółka Grupy w wykonywaniu zobowiązań. Rola określana jako zleceniodawca vs. agent jest oceniana na podstawie analizy np. tego, kto kontroluje przyrządzone dobra lub usługi przed ich ostatecznym przekazaniem do klienta. Spółki Grupy oceniły swoją pozycję jako zleceniodawcy vs. agent w odniesieniu do poszczególnych dóbr lub usług pod względem sprawowania nad nimi kontroli przed ich przekazaniem do klienta.

Spółki Grupy które zidentyfikowały dobra lub usługi, dla których pełnią rolę pośrednika (agenta), prezentują przychody w kwocie wynagrodzenia netto, do którego będzie uprawniona w zamian za zapewnienie dostarczenia dóbr lub usług przez inny podmiot.

Grupa jako podmiot nie mający wpływu na główne cechy świadczonych usług i ich cenę pełni rolę pośrednika (agenta) w zakresie usług przesyłu gazu i dystrybucji energii elektrycznej. Spółki Grupy, zawierając umowy kompleksowe z klientami nie ponoszą głównej odpowiedzialności za realizację usług przesyłowych i dystrybucyjnych tym samym nie mają wpływu na główne cechy świadczonych usług oraz nie mogą swobodnie ustalać ich ceny, co oznacza, że pośredniczą w ich sprzedaży. Zobowiązanie do wykonania usług przesyłowych i dystrybucyjnych realizowane jest w tym samym momencie czasowym, w którym następuje dostawa gazu lub energii elektrycznej.

Grupa ujmuje przychód w momencie, gdy spełnia ona zobowiązanie do wykonania świadczenia poprzez przekazanie przyrzeczonych dóbr lub usług klientowi (czyli w momencie objęcia kontroli przez klienta nad tym towarem lub usługą).

Grupa ujmuje jako przychód kwotę równą cenie transakcyjnej (z wyłączeniem szacowanych wartości zmiennego wynagrodzenia, które podlegają ograniczeniom), która została przypisana do danego zobowiązania do wykonania świadczenia.

Cena transakcyjna to zawarta w umowie kwota wynagrodzenia, której oczekuje jednostka w zamian za przekazanie przyrzeczonych towarów lub usług klientowi. Cena transakcyjna jest korygowana o skutki zmiany wartości pieniądza w czasie, jeżeli umowa zawiera znaczący komponent finansowania, a także w przypadku wszelkich wynagrodzeń płatnych na rzecz klienta. Jeżeli wynagrodzenie jest zmienne, Grupa szacuje kwotę wynagrodzenia, do której będzie uprawniona w zamian za przyrządzone towary lub usługi. Szacowana kwota zmiennego wynagrodzenia będzie zawarta w cenie transakcyjnej tylko w takim zakresie, w jakim jest wysoce prawdopodobne, że nie nastąpi wyksięgowanie znaczącej kwoty łącznych przychodów w momencie, gdy zniknie niepewność związana ze zmiennym wynagrodzeniem.

Zgodnie z MSSF 15 kwoty należne klientom z tytułu zwrotu wynagrodzenia są prezentowane jako zobowiązanie z tytułu umów.

Istotne szacunki

Szacowanie sprzedaży gazu

W celu prawidłowego zaliczenia przychodów ze sprzedaży gazu do właściwego okresu sprawozdawczego, na koniec okresu sprawozdawczego dokonywane są szacunki ilości i wartości gazu dostarczonego, a niezafakturowanego do odbiorców indywidualnych.

Wartość gazu dostarczonego do odbiorców indywidualnych, a niezafakturowanego szacuje się w oparciu o dotychczasową charakterystykę odbioru w porównywalnych okresach sprawozdawczych. Wartość sprzedaży szacowanej gazu określana jest jako iloczyn ilości przypisanych do poszczególnych grup taryfowych oraz stawek określonych w obowiązującej taryfie. Istnieje ryzyko, że ostateczne rzeczywiste wielkości sprzedaży paliwa gazowego mogą się różnić od wartości szacowanych. Może to skutkować uznaniem wyniku finansowego za dany okres wartością części szacowanej sprzedaży, która nie zostanie zrealizowana.

Ponadto w związku ze stosowaniem rabatów cenowych ujmuje się zobowiązanie z tytułu zwrotu należnego wynagrodzenia z tytułu rabatów. Kwota rabatu, wykazywana jest w sprawozdaniu z całkowitych dochodów jako obniżenie przychodu ze sprzedaży gazu.

Na koniec 2018 roku przychody ze sprzedaży gazu zostały powiększone o kwotę szacunków w wysokości 103 mln zł w stosunku do wartości zafakturowanych, natomiast w przychodach ze sprzedaży gazu za 2017 rok ujęto kwotę szacunków w wysokości 25 mln zł jako korektę zmniejszającą wartość przychodów zafakturowanych.

Termin przekazania dóbr, co do zasady, następuje w określonym momencie czasu.

Przychody ze sprzedaży ropy naftowej

W przypadku sprzedaży ropy naftowej wydobywanej na norweskim szelfie kontynentalnym, gdzie Grupa posiada współdziałania w poszczególnych licencjach z innymi udziałowcami, przychód ze sprzedaży ropy naftowej rozpoznawany jest na podstawie wydobytych i sprzedanych klientom wolumenów produktu. Wolumen sprzedanej dla klientów ropy naftowej może się jednak różnić od wolumenów produktu, która w danym okresie przypada na Grupę jako udziałowca w danej licencji. Jeżeli wolumen produkcji przekracza wolumen sprzedaży, w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym rozpoznaje się aktywo (underlift), natomiast gdy wolumen sprzedanej ropy przekracza w danym okresie sprawozdawczym wolumen produkcji przypadającej na Grupę, w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym rozpoznaje się zobowiązanie (overlift).

W 2017 roku wartość sprzedanej ropy naftowej była niższa niż udział Grupy w produkcji, więc w skonsolidowanym sprawozdaniu z sytuacji finansowej za 2017 rok ujęto z tego tytułu aktywo w pozycji „Należności” w wysokości 67 mln zł. W 2018 roku nastąpiła sytuacja odwrotna i wolumen sprzedanej ropy przekroczył udział Grupy w produkcji. W związku z powyższym w skonsolidowanym sprawozdaniu z sytuacji finansowej za 2018 rok ujęto z tego tytułu pasywo w pozycji *Pozostałe zobowiązania* w wysokości 39 mln zł.

Przychody ze sprzedaży usług

W przypadku świadczenia usług, które spełniane są w miarę upływu czasu, przychody z tego tytułu ujmowane są na podstawie stopnia zaawansowania realizacji umowy na dzień bilansowy, jeżeli wynik transakcji dotyczącej świadczenia tej usługi można oszacować w wiarygodny sposób.

Do pomiaru stopnia zaawansowania realizacji umowy Grupa stosuje metodę opartą na nakładach, gdzie podstawą są poniesione koszty. Stopień zaawansowania wyznaczany jest jako proporcja kosztów poniesionych do całości szacowanych kosztów kontraktu (narastająco).

W sytuacji, gdy taki sposób nie odzwierciedla faktycznego stopnia zaawansowania wykonania usługi, stopień zaawansowania jest wyznaczany przez pomiar wykonanych prac lub poprzez porównanie fizycznie wykonanych prac z pracami wynikającymi z umowy.

W przypadku, gdy wyniku transakcji dotyczącej świadczenia usług nie można oszacować w wiarygodny sposób, przychody z transakcji ujmuje się tylko do wysokości poniesionych kosztów, które jednostka spodziewa się odzyskać.

	2018			2017		
	Sprzedaż w Polsce	Sprzedaż poza Polską*	Razem	Sprzedaż w Polsce	Sprzedaż poza Polską*	Razem
Przychody ze sprzedaży gazu, w tym:	25 575	4 053	29 628	26 026	2 587	28 613
Gaz wysokometanowy	24 413	3 925	28 338	24 452	2 485	26 937
Gaz zaazotowany	1 340	128	1 468	1 401	102	1 503
Gaz LNG	91	-	91	74	-	74
Gaz CNG	35	-	35	33	-	33
Gaz propan butan	74	-	74	66	-	66
Korekta sprzedaży gazu z tytułu transakcji zabezpieczających	(378)	-	(378)	-	-	-
Przychody ze sprzedaży pozostałe, w tym:	9 022	2 584	11 606	4 974	2 270	7 244
Ropa naftowa łącznie z gazoliną	1 086	1 340	2 426	854	919	1 773
Gaz NGL	-	128	128	-	90	90
Sprzedaż ciepła	1 323	-	1 323	1 372	-	1 372
Sprzedaż energii elektrycznej	1 211	754	1 965	1 161	863	2 024
Przychody ze sprzedaży usług:						
- wiertniczo-serwisowych	46	114	160	34	125	159
- geofizyczno-geologicznych	70	32	102	28	171	199
- budowlano-montażowych	146	-	146	99	-	99
- dystrybucji	4 467	-	4 467	852	-	852
- opłaty przyłączeniowej	171	-	171	147	-	147
- pozostałych	274	136	410	242	27	269
Inne	228	80	308	185	75	260
Razem przychody	34 597	6 637	41 234	31 000	4 857	35 857

*Według kraju kontrahenta

Sprzedaż realizowana jest zarówno do kontrahentów indywidualnych jak i biznesowych. Grupa nie posiada zewnętrznych, pojedynczych klientów, od których przychody z tytułu sprzedaży stanowiłyby 10% lub więcej łącznych przychodów Grupy. Spółki Grupy nie zidentyfikowały istotnego komponentu finansowania w ramach zawartych kontraktów, jak również nie poniosły dodatkowych istotnych kosztów doprowadzenia do zawarcia umów. Grupa sprzedaje produkty i usługi za granicą głównie do klientów w Niemczech (34% sprzedaży poza Polską), Holandii (29%) oraz Wielkiej Brytanii (15%).

Aktywa trwale generujące przychody

	2018	2017
Wartość aktywów trwałych innych niż instrumenty finansowe znajdujących się w Polsce	30 844	29 756
Wartość aktywów trwałych innych niż instrumenty finansowe znajdujących się poza Polską*	4 718	3 967
Razem	35 562	33 723
Udział % aktywów poza Polską w aktywach ogółem	13,27%	11,76%
* W tym PGNiG Upstream Norway AS (PUN)	4 083	3 305

Przychody ze sprzedaży w podziale na segmenty

2018	Poszukiwanie i wydobywanie	Obrót i magazynowanie	Dystrybucja	Wytwarzanie	Pozostałe segmenty	Wyłączenia	Razem
Przychody ze sprzedaży gazu, w tym:	4 648	29 221	-	-	-	(4 241)	29 628
Gaz wysokometanowy	3 106	28 611	-	-	-	(3 379)	28 338
Gaz zaazotowany	1 429	892	-	-	-	(854)	1 468
Gaz LNG	38	60	-	-	-	(7)	91
Gaz CNG	-	36	-	-	-	-	35
Gaz propan butan	74	-	-	-	-	-	74
Korekta sprzedaży gazu z tytułu transakcji zabezpieczających	-	(378)	-	-	-	-	(378)
Przychody ze sprzedaży pozostałe, w tym:	3 023	2 483	4 927	2 387	503	(1 717)	11 606
Ropa naftowa łącznie z gazoliną	2 426	-	-	-	-	-	2 426
Gaz NGL	128	-	-	-	-	-	128
Sprzedaż ciepła	-	-	1	1 322	-	-	1 323
Sprzedaż energii elektrycznej	-	2 010	-	802	-	(847)	1 965
Przychody ze sprzedaży usług:							
- wiertniczo-serwisowych	172	-	-	-	-	(12)	160
- geofizyczno-geologicznych	103	-	-	-	-	(1)	102
- budowlano-montażowych	59	-	-	-	140	(52)	146
- dystrybucji	-	-	4 414	74	-	(21)	4 467
- opłaty przyłączeniowej	-	-	171	-	-	-	171
- pozostałych	31	269	33	33	339	(294)	410
Inne	105	204	308	157	24	(491)	308
Przychody ogółem:	7 671	31 704	4 927	2 387	503	(5 959)	41 234

2017	Poszukiwanie i wydobywanie	Obrót i magazynowanie	Dystrybucja	Wytwarzanie	Pozostałe segmenty	Wyłączenia	Razem
Przychody ze sprzedaży gazu, w tym:	3 706	28 246	-	-	-	(3 339)	28 613
Gaz wysokometanowy	2 422	27 181	-	-	-	(2 666)	26 937
Gaz zaazotowany	1 182	986	-	-	-	(666)	1 503
Gaz LNG	36	46	-	-	-	(8)	74
Gaz CNG	-	33	-	-	-	-	33
Gaz propan butan	66	-	-	-	-	-	66
Korekta sprzedaży gazu z tytułu transakcji zabezpieczających	-	-	-	-	-	-	
Przychody ze sprzedaży pozostałe, w tym:	2 411	2 249	4 937	2 251	459	(5 063)	7 244
Ropa naftowa łącznie z gazoliną	1 773	-	-	-	-	-	1 773
Gaz NGL	90	-	-	-	-	-	90
Sprzedaż ciepła	-	-	1	1 371	-	-	1 372
Sprzedaż energii elektrycznej	-	2 011	-	644	-	(631)	2 024
Przychody ze sprzedaży usług:							
- wiertniczo-serwisowych	169	-	-	-	-	(10)	159
- geofizyczno-geologicznych	199	-	-	-	-	-	199
- budowlano-montażowych	40	-	-	-	128	(69)	99
- dystrybucji	-	-	4 595	64	-	(3 807)	852
- opłaty przyłączeniowej	-	-	147	-	-	-	147
- pozostałych	43	135	33	30	299	(271)	269
Inne	97	103	160	143	32	(274)	260
Przychody ogółem:	6 118	30 495	4 937	2 251	459	(8 402)	35 857

3.2. Koszty operacyjne

Zasady rachunkowości

Koszt sprzedanego gazu

W pozycji tej ujmowany jest koszt związany z zakupem gazu na giełdach gazu oraz od kontrahentów. Koszt zakupu gazu ujmowany jest wraz z uzasadnioną częścią kosztów opłat systemowych i transakcyjnych, kosztów wydobycia ze źródeł krajowych, kosztów odazotowania i kosztów regazyfikacji. Szczegóły dotyczące wyceny tych pozycji opisano w **nocie 6.2.1.**

Zużycie surowców i materiałów

W tej pozycji ujmowane są koszty związane ze zużyciem na cele działalności podstawowej, w szczególności paliwa do produkcji energii i ciepła. Istotną pozycję w tej grupie kosztów stanowią również koszty energii elektrycznej przeznaczonej na cele handlowe.

Świadczenia pracownicze

Koszty z tytułu świadczeń pracowniczych obejmują w szczególności wynagrodzenia, składki na ubezpieczenia społeczne oraz koszty przyszłych świadczeń. Szczegóły dotyczące świadczeń pracowniczych opisano w **nocie 6.3.1.**

Usługi przesyłowe i dystrybucyjne

Usługi przesyłowe i dystrybucyjne związane są z ponoszeniem przez Grupę kosztów z tytułu świadczenia usług na jej rzecz, z wyłączeniem kosztów dotyczących umów kompleksowych, w których Grupa występuje w roli pośrednika (opisanych w nocie 3.1). Operatorzy systemu przesyłowego i dystrybucyjnego obciążają Grupę kosztami za usługi przesyłu polegające na transporcie paliwa gazowego poprzez sieć gazociągów, kosztami przesyłu ciepła oraz kosztami dystrybucji energii elektrycznej.

Pozostałe usługi

Do pozostałych usług Grupa zalicza koszty z tytułu usług obcych wykonywanych na rzecz działalności podstawowej spółek z Grupy innych niż usługi przesyłowe. Są to w szczególności:

- Usługi regazyfikacji, polegające na przywróceniu gazu z postaci skroplonej ponownie do postaci gazowej, poprzez ogrzanie skroplonego surowca;
- Usługi remontowe i budowlane oraz związane z remontami maszyn i urządzeń produkcyjnych, w szczególności urządzeń związanych z produkcją ciepła;
- Usługi eksploatacji zasobów mineralnych, związane z prowadzoną działalnością wydobycia węglowodorów;
- Usługi wynajmu (głównie wynajem nieruchomości).

Podatki i opłaty

Pozycja obejmuje w szczególności koszty ponoszone przez Grupę z tytułu podatków od nieruchomości, opłat za wieczyste użytkowanie gruntów oraz z tytułu eksploatacji złóż gazu i ropy.

Odpisy z tytułu utraty wartości rzeczowych aktywów trwałych i wartości niematerialnych oraz ich odwrócenie

Szczegóły dotyczące utraty wartości aktywów niefinansowych opisano w **nocie 6.1.3**

Amortyzacja

W pozycji tej Grupa ujmuje koszty naliczonych odpisów amortyzacyjnych rzeczowych aktywów trwałych i wartości niematerialnych, naliczanych zgodnie z przyjętymi stawkami amortyzacyjnymi (szczegóły opisano odpowiednio w **notach 6.1.1.** i **6.1.2.**).

Koszty operacyjne

	2018	2017
Koszt sprzedanego gazu	(24 941)	(20 127)
Paliwo gazowe	(24 957)	(20 115)
Koszt transakcji zabezpieczających ceny gazu	16	(12)
Zużycie innych surowców i materiałów	(2 519)	(2 586)
Paliwa do produkcji energii i ciepła	(875)	(741)
Energia elektryczna na cele handlowe	(1 151)	(1 328)
Zużycie pozostałych surowców i materiałów	(493)	(517)
Świadczenia pracownicze	(2 871)	(2 696)
Wynagrodzenia	(2 178)	(2 018)
Składki na ubezpieczenie społeczne	(468)	(436)
Koszty długoterminowych świadczeń pracowniczych	(27)	(46)
Pozostałe świadczenia pracownicze	(198)	(196)
Usługi przesyłowe	(1 039)	(1 144)
Pozostałe usługi	(1 865)	(1 749)
Usługi regazyfikacji	(366)	(352)
Usługi remontowe i budowlane	(271)	(217)
Usługi eksploatacji zasobów mineralnych	(244)	(191)
Usługi wynajmu	(117)	(102)
Pozostałe usługi	(867)	(887)
Podatki i opłaty	(819)	(793)
Odpisy na rzeczowy majątek trwały i wartości niematerialne oraz ich odwrócenie	(463)	(833)
Koszt spisanych aktywów dotyczących poszukiwania i oceny zasobów mineralnych	(687)	(400)
Odpisy rzeczowych aktywów trwałych	222	(430)
Odpisy wartości niematerialnych	2	(3)
Amortyzacja	(2 720)	(2 669)
Razem	(37 237)	(32 597)

3.3. Pozostałe przychody i koszty operacyjne

	2018	2017
Przychody z tyt. odszkodowań, kar, grzywnien	40	60
Zysk z okazijnego nabycia	-	-
Różnice kursowe dotyczące działalności operacyjnej	16	(122)
Wycena i realizacja pochodnych instrumentów finansowych	45	137
Zmiana stanu odpisów na zapasy	(11)	(68)
Zmiana stanu odpisów na należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	(127)	(1)
Zmiana stanu pozostałych odpisów aktualizujących	(1)	-
Zmiana stanu rezerwy na koszty likwidacji odwiertów	(20)	(9)
Zmiana stanu rezerwy na świadectwa pochodzenia energii oraz efektywności energetycznej	(80)	(147)
Zmiana stanu pozostałych rezerw	(57)	(91)
Zmiana wartości nadwyżki/niedoboru produkcji węglowodorów w stosunku do umowy	(109)	65
Inne przychody i koszty operacyjne	(418)	(166)
Razem pozostałe przychody i koszty operacyjne	(722)	(342)

3.4. Koszty finansowe netto

	2018	2017
Odsetki od zadłużenia (w tym, prowizje od zaciągniętego długu)	(45)	(81)
Różnice kursowe	30	46
Wycena i realizacja pochodnych instrumentów finansowych nieobjętych rachunkowością zabezpieczeń	(13)	(44)
Wycena aktywów finansowych do wartości godziwej	20	-
Pozostałe koszty finansowe netto	4	63
Razem koszty finansowe netto	(4)	(16)

3.5. Dywidendy wypłacone i zaproponowane do wypłaty

	2018*	2017
Dywidendy zadeklarowane i wypłacone w okresie		
Wypłacona dywidenda na jedną akcję (w złotych)	0,07	0,20
Liczba akcji (szt.)	5 778	5 778
Wartość wypłaconej dywidendy	404	1 156
dywidenda dla akcjonariuszy jednostki dominującej	404	1 156
dywidenda dla akcjonariuszy mniejszościowych	-	-

* zaliczka na poczet przewidywanej dywidendy z zysku za 2018 rok.



4. Noty objaśniające dotyczące opodatkowania

4.1. Podatek dochodowy

Zasady rachunkowości

Na obowiązkowe obciążenia wyniku finansowego składają się: bieżący podatek dochodowy od osób prawnych (CIT) oraz podatek odroczony. Podatek odroczony jest obliczany przy zastosowaniu metody bilansowej, od różnic przejściowych pomiędzy wartością księgową aktywów i zobowiązań a ich wartością podatkową, z wyjątkiem różnic przejściowych wynikających z początkowego ujęcia składnika aktywów lub zobowiązań w transakcji innej niż połączenia przedsięwzięć, które w momencie powstania nie wpłynęły ani na wynik finansowy ani na wynik podatkowy.

Podatek odroczony jest wyliczany przy zastosowaniu stawek podatkowych, które według przewidywań będą obowiązywać w momencie, gdy wartości księgowe aktywów i zobowiązań zostaną zrealizowane.

Aktywo z tytułu podatku odroczonego jest rozpoznawane do wysokości, w jakiej jest prawdopodobne, że będzie można pomniejszyć przyszłe zyski podatkowe o istniejące ujemne różnice przejściowe, straty podatkowe oraz ulgi podatkowe (więcej informacji dotyczących ulgi podatkowej można znaleźć w [nocie 4.1.1](#)).

Zobowiązania z tytułu odroczonego podatku dochodowego są ustalane od dodatnich różnic przejściowych związanych z inwestycją w jednostkach zależnych, wspólnych przedsięwzięciach i stowarzyszonych, z wyjątkiem sytuacji gdy spółka Grupy kontroluje terminy odwracania się różnic przejściowych i jest prawdopodobne, że w dającej się przewidzieć przyszłości różnice przejściowe nie odwrócą się.

Aktywa z tytułu podatku dochodowego oraz zobowiązania z tytułu podatku dochodowego są kompensowane wtedy, gdy Grupa:

- posiada możliwy do wyegzekwowania tytuł prawny do przeprowadzania kompensat aktywów z tytułu odroczonego podatku dochodowego ze zobowiązaniami z tytułu odroczonego podatku dochodowego oraz
- aktywa z tytułu odroczonego podatku dochodowego i zobowiązania z tytułu odroczonego podatku dochodowego dotyczą podatku dochodowego nałożonego przez tę samą władzę podatkową na tego samego podatnika.

Bieżący i odroczony podatek ujmowany jest w rachunku zysków i strat, z wyjątkiem podatków wynikających z transakcji lub zdarzeń, które są ujmowane w innych całkowitych dochodach lub bezpośrednio w kapitale własnym (podatek odroczony jest wówczas ujmowany w pozostałych całkowitych dochodach lub bezpośrednio w kapitałach własnych).

Grupa podatkowa

PGNiG S.A. jest spółką reprezentującą Podatkową Grupę Kapitałową (PGK) PGNiG, która na podstawie umowy z dnia 19 września 2016 roku została powołana na okres od 1 stycznia 2017 roku do 31 grudnia 2020 roku.

W skład PGK wchodzi następujące spółki: PGNiG S.A., PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o., Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o., PGNiG TERMIKA S.A., Gas Storage Poland Sp. z o.o., PGNiG SPV 5 Sp. z o.o., PGNiG SPV 6 Sp. z o.o., PGNiG SPV 7 Sp. z o.o., GEOFIZYKA Toruń S.A., PGNiG Technologie S.A. oraz PGNiG Serwis Sp. z o.o.

Na podstawie przepisów podatkowych, spółki wchodzące w skład PGK utraciły odrębną podmiotowość dla celów podatku CIT, a podmiotowość tę uzyskała PGK jako całość, co umożliwiła kalkulację podatku dochodowego łącznie dla spółek tworzących PGK. Odrębność podmiotowa PGK istnieje wyłącznie na gruncie podatku dochodowego od osób prawnych (PDOP). Nie należy jej utożsamiać z odrębną podmiotowością prawną. Nie przenosi się ona również na grunt innych podatków, w szczególności każda ze spółek tworzących PGK jest nadal odrębnym podatnikiem podatku VAT, podatku od czynności cywilnoprawnych, a także płatnikiem podatku dochodowego od osób fizycznych. Pozostałe podmioty Grupy Kapitałowej są oddzielnymi podatnikami PDOP.

Utworzenie PGK przynosi dla podmiotów w nim uczestniczących określone korzyści, do których zalicza się m.in.:

- możliwość bieżącego wykorzystywania strat generowanych przez spółki wchodzące w skład PGK,
- rozliczenie podatku PDOP wyłącznie przez jeden podmiot.

4.1.1. Podatek dochodowy wykazany w rachunku zysków i strat

Uzgodnienie efektywnej stawki podatku	2018	2017
Zysk przed opodatkowaniem	4 502	3 922
Podatek według obowiązującej stawki podatkowej obowiązującej w Polsce (19%)	(855)	(745)
Różnice w stawkach podatkowych spółek Grupy (34%-78% dla Norwegii, 33% dla Niemiec, 9-35 % dla pozostałych)	(384)	(237)
Ujemne różnice przejściowe, od których nie ujęto podatku odroczonego	(54)	(19)
Podatek dochodowy wykazywany w rachunku zysków i strat	(1 293)	(1 001)
W tym:		
Bieżący podatek dochodowy	(1 253)	(804)
Odroczony podatek dochodowy	(40)	(197)
Efektywna stopa podatkowa	29%	26%

Nota 4.1.2.

W przypadku PGNiG Upstream Norway AS (PUN), stopa podatkowa wynosi 78% podstawy opodatkowania. Działalność PUN na norweskim szelfie kontynentalnym w 2018 roku podlegała opodatkowaniu w ramach dwóch równoległych systemów podatkowych:

- system podatku dochodowego (stawka podatku 23%; 24% w 2017 roku);
- system podatku naftowego (dodatkowa stawka podatku 55%; 54% w 2017 roku).

Tak wysoka stopa podatkowa w Norwegii związana jest z szeregiem ulg inwestycyjnych i dodatkowych odliczeń, takich jak:

- możliwość zastosowania wysokich stawek amortyzacji (roczna stawka amortyzacji wynosi 16,67%) i rozpoczęcia okresu amortyzacji natychmiast po poniesieniu nakładów inwestycyjnych. W roku, w którym poniesiono nakłady, spółce przysługuje prawo do pełnej rocznej amortyzacji, niezależnie od daty poniesienia wydatku;
- możliwość zastosowania w ramach reżimu podatku naftowego ulgi inwestycyjnej w wysokości 5,3% rocznie przez okres czterech lat. Ulga dotyczy nakładów inwestycyjnych na norweskim szelfie kontynentalnym (z wyjątkiem kosztów poszukiwań) i wynosi 21,2% wydatków, które podlegają amortyzacji (5% przez 4 lata). Ulga ta jest odejmowana wyłącznie od podstawy opodatkowania podatkiem naftowym (stawka 55%; 54% w 2017 roku) i nie dotyczy podatku dochodowego. Jeżeli wartość ulgi przekracza wysokość dochodu w danym roku, może być ona realizowana w kolejnych latach;
- możliwość odjęcia od przychodów całości wydatków na poszukiwania złoża. W sytuacji, gdy spółka nie uzyskuje dochodu, od którego może odliczyć koszty poszukiwań, przysługuje jej prawo do zwrotu 78% kosztów poszukiwań. Zwrot ma formę pieniężną i jest realizowany do końca kolejnego roku po roku objętym zeznaniem podatkowym;
- możliwość odliczenia kosztów finansowych w obu systemach podatkowych.

Norweski system podatkowy zezwala na rozliczanie strat bez ograniczeń czasowych, a dodatkowo przewiduje oprocentowanie dla strat przenoszonych na następne lata. Stopa oprocentowania takich strat jest kalkulowana jako stopa wolna od ryzyka, po uwzględnieniu podatku dochodowego (23%; 24% w 2017 roku). Straty podatkowe poniesione przez PUN we wcześniejszych latach (do roku 2012), powiększone o oprocentowanie, obniżały wysokość podatku bieżącego. W związku z powyższym w okresie 2013-2017 spółka nie płaciła w Norwegii podatku dochodowego i rozliczała podatkową stratę z lat ubiegłych. W związku z pełnym rozliczeniem tej straty, spółka rozpoczęła płatność podatku dochodowego w Norwegii od sierpnia 2018 roku.

Rozrachunki z tytułu podatku bieżącego	2018	2017
Stan na początek okresu (należności i zobowiązania netto)	(179)	(142)
Podatek dochodowy ujęty w wyniku netto bieżącego okresu	(1 253)	(804)
Podatek zapłacony w okresie	1 060	755
Pozostałe zmiany	2	12
Stan na koniec okresu (należności i zobowiązania netto)	(370)	(179)
w tym:		
- stan należności	48	38
- stan zobowiązań	(418)	(217)

4.1.2. Odroczony podatek dochodowy

	UZNIANIE/(OBCIĄŻENIE)						UZNIANIE/(OBCIĄŻENIE)					
	1 stycznia 2017	Wynik finansowy	Pozostałe całkowite dochody	Różnice kursowe z przeliczenia	Pozostałe zmiany	31 grudnia 2017	Wpływ zastosowania zmian w MSSF 9	Wynik finansowy	Pozostałe całkowite dochody	Różnice kursowe z przeliczenia	Pozostałe zmiany	31 grudnia 2018
Aktywa z tytułu podatku odroczonego												
Zobowiązania z tyt. świadczeń pracowniczych	132	-	2	-	-	134	-	9	5	-	1	149
Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów	137	14	-	-	-	151	-	26	-	-	-	177
Pozostałe rezerwy	107	19	2	3	(1)	130	-	(75)	1	(1)	(1)	54
Ulgi inwestycyjne (Norwegia)	242	(187)	-	(19)	-	36	-	(38)	-	2	-	-
Wycena instrumentów pochodnych	138	(5)	-	(7)	-	126	-	80	-	4	-	210
Utrata wartości aktywów rzeczowych aktywów trwałych	240	(49)	-	-	-	191	-	(81)	-	-	-	110
Strata podatkowa	113	(74)	-	(7)	-	32	-	36	-	-	-	68
Pozostałe	172	27	1	-	1	201	(44)	5	-	-	-	162
Razem	1 281	(255)	5	(30)	-	1 001	(44)	(38)	6	5	-	930
Zobowiązania z tytułu podatku odroczonego												
Różnica pomiędzy wartością podatkową i rachunkową aktywów trwałych	1 954	(91)	-	(31)	-	1 832	-	82	-	10	-	1 924
Wycena pochodnych instrumentów finansowych	190	(14)	(14)	(7)	-	155	-	56	15	4	-	230
Pozostałe	969	47	-	(123)	(1)	892	-	(136)	-	17	(25)	748
Razem	3 113	(58)	(14)	(161)	(1)	2 879	-	2	15	31	(25)	2 902
Kompensata aktywów i zobowiązań	(1 181)					(860)						(836)
Stan po kompensacie												
Aktywa	100	(255)				141		(38)				94
Zobowiązania	1 932	(58)				2 019		2				2 066
Wpływ netto zmian w okresie		(197)	19	131	1		(44)	(40)	(9)	(26)	25	

5. Noty objaśniające do sprawozdania z przepływów pieniężnych oraz informacje dotyczące zadłużenia

5.1. Uzgodnienie zadłużenia

Zasady rachunkowości

Poprzez **zadłużenie netto** Grupa rozumie sumę posiadanych kredytów bankowych (zarówno krótko jak i długoterminowych), dłużnych papierów wartościowych oraz zobowiązań z tytułu leasingu oraz pożyczek, pomniejszoną o środki pieniężne i ich ekwiwalenty oraz środki pieniężne prezentowane jako aktywa długoterminowe. Jako wskaźnik zadłużenia, Grupa prezentuje stosunek zadłużenia netto do EBITDA.

Zadłużenie netto	2018	2017	
Kredyty bankowe	1 166	945	
Dłużne papiery wartościowe	-	-	
Pozostałe	12	6	
Razem zobowiązania z tytułu zadłużenia długoterminowego	1 178	951	
Kredyty bankowe	219	140	
Dłużne papiery wartościowe	2 298	1 898	
Pozostałe	7	17	
Razem zobowiązania z tytułu zadłużenia krótkoterminowego	2 524	2 055	
Razem zadłużenie	3 702	3 006	
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	3 925	2 578	Nota 5.4.
Zadłużenie netto	(223)	428	
EBITDA	7 115	6 579	Nota 2.2.
Zadłużenie netto / EBITDA	(0,03)	0,07	

Zmiany zadłużenia	Kredyty bankowe	Dłużne papiery wartościowe	Pozostałe	Razem
Stan na 1 stycznia 2017	1 323	4 984	45	6 352
Wpływy z tytułu zaciągniętego zadłużenia	333	1 897	-	2 230
otrzymane finansowanie	322	1 896	-	2 218
koszty transakcyjne	11	1	-	12
Naliczenie odsetek	52	33	(3)	82
Płatności z tytułu zadłużenia	(502)	(4 891)	(14)	(5 407)
spląty kapitału	(440)	(4 782)	(18)	(5 240)
odsetki zapłacone	(52)	(109)	4	(157)
provizje zapłacone	(10)	-	-	(10)
Różnice kursowe od zadłużenia w walutach obcych	(121)	(125)	(8)	(254)
Leasing finansowy	-	-	3	3
Zmiany w Grupie	-	-	-	-
Stan na 31 grudnia 2017	1 085	1 898	23	3 006
Wpływy z tytułu zaciągniętego zadłużenia	874	2 295	-	3 169
otrzymane finansowanie	865	2 295	-	3 160
koszty transakcyjne	9	-	-	9
Naliczenie odsetek	27	1	1	29
Płatności z tytułu zadłużenia	(597)	(1 896)	(17)	(2 510)
spląty kapitału	(562)	(1 896)	(16)	(2 474)
odsetki zapłacone	(25)	-	(1)	(26)
provizje zapłacone	(10)	-	-	(10)
Różnice kursowe od zadłużenia w walutach obcych	(4)	-	(1)	(5)
Leasing finansowy	-	-	13	13
Zmiany w Grupie	-	-	-	-
Stan na 31 grudnia 2018	1 385	2 298	19	3 702

5.2. Zobowiązania z tytułu zadłużenia

Zasady rachunkowości

Zobowiązania z tytułu zadłużenia posiadane przez Grupę składają się z trzech głównych kategorii: kredytów bankowych, dłużnych papierów wartościowych oraz pozostałych (głównie zobowiązania z tytułu leasingu finansowego oraz pożyczki). Wszystkie grupy zobowiązań w momencie początkowego ujęcia wycenia się w wartości godziwej, pomniejszonej o koszty transakcyjne. Na dzień bilansowy te składniki zobowiązań z tytułu zadłużenia wyceniane są według zamortyzowanego kosztu z zastosowaniem efektywnej stopy procentowej.

2018	W walucie funkcjonalnej PLN	W walucie obcej	
		EUR	USD
Kredyty bankowe	214	356	815
Dłużne papiery wartościowe	2 298	-	-
Pozostałe	16	-	3
Razem, w tym:	2 528	356	818
Zmiennoprocentowe	219	356	818
Stałoprocentowe	2 309	-	-

2017	W walucie funkcjonalnej PLN	W walucie obcej	
		EUR	USD
Kredyty bankowe	274	539	272
Dłużne papiery wartościowe	1 898	-	-
Pozostałe	7	-	16
Razem, w tym:	2 179	539	288
Zmiennoprocentowe	277	539	288
Stałoprocentowe	1 902	-	-

Podstawą naliczania oprocentowania zadłużenia zmiennoprocentowego denominowanego w PLN jest WIBOR 1M, WIBOR 3M lub WIBOR 6M; zadłużenia w USD LIBOR 1M i LIBOR 3M; zadłużenia w EUR: EONIA, EURIBOR 1M oraz EURIBOR 3M. Oprocentowanie stałe dotyczy wyłącznie dłużnych papierów wartościowych denominowanych w PLN.

Z posiadanym przez Grupę zadłużeniem związane jest ryzyko zmiany stopy procentowej, ryzyko walutowe oraz ryzyko płynności. Dalsze informacje na temat tych ryzyk zostały przedstawione w [nocie 7.3](#).



Grupa w bieżącym okresie posiadała programy emisji dłużnych papierów wartościowych:

Data zawarcia umowy emisji	Termin obowiązywania umowy	Przedmiot umowy	Banki będące stroną emisji na dzień bilansowy	Limit emisji	wykorzystany limit (%) na 31 grudnia 2018	Zadłużenie z tytułu emisji (mld PLN)	
						2018	2017
Spółka uprawniona do emisji: PGNiG S.A							
10 czerwca 2010 r.	31 lipca 2020 r.	Program emisji obligacji dyskontowych lub kuponowych z terminem zapadalności od 1 do 12 miesięcy	Bank Pekao S.A., ING Bank Śląski S.A., PKO BP S.A., Bank Handlowy w Warszawie S.A., Societe Generale S.A., BNP Paribas S.A. Oddział w Polsce, mBank S.A. oraz Bank Zachodni WBK S.A.	7 mld PLN	32,9%	2,3	1,9
2 października 2014 r.	30 września 2024 r.	Program emisji obligacji z terminem wykupu równym co najmniej 12 miesięcy ¹	Bank Gospodarstwa Krajowego	1 mld PLN	-	-	-
21 grudnia 2017 r.	21 grudnia 2022 r.	Program emisji obligacji	Bank Pekao S.A., ING Bank Śląski S.A., Bank Handlowy w Warszawie S.A., BGŻ BNP Paribas S.A.	5 mld PLN	-	-	-

W bieżącym okresie oraz w okresie porównawczym Grupa terminowo spłacała zobowiązania z tytułu zaciągniętego zadłużenia. W okresie sprawozdawczym oraz do dnia zatwierdzania sprawozdania finansowego do publikacji nie wystąpiły również żadne przypadki naruszeń istotnych postanowień umowy kredytu, dłużnych papierów wartościowych lub pożyczki, które mogłyby skutkować przyspieszeniem terminu wymagalności zobowiązań.

5.2.1. Wartość przyznaných i niewykorzystanych źródeł finansowania

	2018			2017		
	Przyznany limit	Wykorzystanie	Niewykorzystane	Przyznany limit	Wykorzystanie	Niewykorzystane
Linie kredytowe	1 524	(1 180)	344	1 598	(820)	778
Dłużne papiery wartościowe	13 000	(2 300)	10 700	13 000	(1 900)	11 100
Razem	14 524	(3 480)	11 044	14 598	(2 720)	11 878

5.3. Kapitał własny i polityka zarządzania kapitałem

Zasady rachunkowości

Kapitał akcyjny wykazywany jest według wartości nominalnej, w wysokości zgodnej ze statutem Jednostki Dominującej oraz wpisem do rejestru sądowego.

Kapitał zapasowy ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej tworzony jest z nadwyżki ceny emisyjnej akcji powyżej ich wartości nominalnej (agio), a pozostałej po pokryciu kosztów tej emisji.

Na **skumulowane pozostałe całkowite dochody** składają się różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych, odnoszone na kapitał skutki stosowania rachunkowości zabezpieczeń przepływów pieniężnych, zyski i straty aktuarialne dotyczące świadczeń pracowniczych oraz wycena aktywów finansowych dostępnych do sprzedaży.

Zyski zatrzymane stanowią sumę zysku roku bieżącego oraz zakumulowanych zysków z lat poprzednich, które nie zostały wypłacone w formie dywidendy, ale zostały przekazane na powiększenie kapitału zapasowego lub są niepodzielone.

Największym akcjonariuszem PGNiG S.A. jest Skarb Państwa, który posiadając na dzień 31 grudnia 2018 roku 71,88% akcji Spółki jest podmiotem kontrolującym Grupę. Szczegóły dotyczące struktury akcjonariatu przedstawiono w Sprawozdaniu Zarządu z działalności PGNiG S.A. i Grupy Kapitałowej PGNiG.

Na koniec 2018 roku na kapitał akcyjny Spółki składało się 5 778 314 857 akcji o wartości nominalnej 1 zł na jedną akcję.

Nie nastąpiły żadne zmiany w kapitale akcyjnym w stosunku do poprzedniego okresu sprawozdawczego.

W dniu 29 października 2018 roku Zarząd PGNiG S.A. podjął decyzję o wypłacie akcjonariuszom zaliczki w kwocie 404 mln zł na poczet przewidywanej dywidendy z zysku Spółki za 2018 rok, tj. 0,07 zł na akcję. Zgodnie z Art. 349 Kodeksu spółek handlowych, zaliczka na poczet przewidywanej dywidendy nie przekroczyła połowy zysku finansowego wykazanego w sprawozdaniu finansowym za okres zakończony 30 czerwca 2018 roku, powiększonego o kapitały rezerwowe i pomniejszonego o niepokryte straty.

Dzień ustalenia prawa akcjonariuszy do zaliczki uchwalono na 26 listopada 2018 roku a wypłaty zaliczki na 3 grudnia 2018 roku.

Decyzję o podziale zysku Spółki za 2017 rok podjęło Zwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG S.A. w dniu 20 lipca 2018 roku. Kwotę 867 milionów złotych przeznaczono na kapitał rezerwowy z przeznaczeniem na rozbudowę i modernizację krajowej sieci dystrybucyjnej gazu, a kwotę 1 167 milionów złotych przeznaczono na zwiększenie kapitału zapasowego Spółki.

Szczegółowe informacje na temat polityki dywidendowej przedstawiono w Sprawozdaniu Zarządu z działalności PGNiG S.A. i Grupy Kapitałowej PGNiG.

Głównym celem zarządzania kapitałem Grupy jest zapewnienie zdolności do kontynuowania działalności z uwzględnieniem realizacji planowanych inwestycji, przy jednoczesnym zwiększaniu wartości Grupy dla akcjonariuszy. Ponadto Grupa Kapitałowa PGNiG monitoruje zdolność do pokrycia swoich zobowiązań, stosując wskaźnik relacji długu netto do EBITDA.

5.4. Środki pieniężne i ich ekwiwalenty

Zasady rachunkowości

Środki pieniężne i ich ekwiwalenty obejmują środki pieniężne w banku i w kasie oraz krótkoterminowe aktywa finansowe o dużej płynności, o pierwotnym okresie zapadalności nieprzekraczającym trzech miesięcy, łatwo wymienne na określone kwoty środków pieniężnych oraz narażone na nieznaczne ryzyko zmiany wartości.

Wartości te w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych pomniejszone są o niespłacone kredyty w rachunkach bieżących.

	2018	2017
Środki pieniężne w kasie	-	1
Środki pieniężne na rachunku bankowym	922	1 066
Lokaty bankowe	2 355	907
Inne środki pieniężne	648	604
Razem	3 925	2 578
w tym środki pieniężne o ograniczonej możliwości dysponowania	792	845

W ramach kategorii inne środki pieniężne Grupa wyróżnia posiadane bony (handlowe, skarbowe, NBP), certyfikaty depozytowe, środki pieniężne w drodze oraz czeki i weksle obce o terminie zapadalności poniżej 3 miesięcy.

Ze środkami pieniężnymi i ich ekwiwalentami wiąże się ryzyko kredytowe, ryzyko kursowe oraz stopy procentowej. Szczegółowe informacje na temat tych ryzyk przedstawiono w **nocie 7.3**.

Wg agencji ratingowej	2018	2017
Banki o ratingu A+ wg agencji Fitch	165	-
Banki o ratingu A wg agencji Fitch	-	38
Banki o ratingu A- wg agencji Fitch	45	802
Banki o ratingu A2 wg agencji Moody's	956	-
Banki o ratingu A3 wg agencji Moody's	-	7
Banki o ratingu AA- wg agencji Fitch	-	-
Banki o ratingu B+ wg agencji Fitch	-	23
Banki o ratingu BB wg agencji Fitch	-	2
Banki o ratingu BB- wg agencji Fitch	39	-
Banki o ratingu BBB+ wg agencji Fitch	1 115	-
Banki o ratingu BBB wg agencji Fitch	35	35
Lokaty pieniężne w bankach razem	2 355	907

5.5. Pozostałe wyjaśnienia dotyczące skonsolidowanego sprawozdania z przepływów pieniężnych

5.5.1. Uzgodnienie zmian kapitału obrotowego do sprawozdania z przepływów pieniężnych

2018	Różnica wynikająca ze sprawozdania z sytuacji finansowej	Zmiana stanu rozrachunków z tytułu podatku bieżącego	Przeptywy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	Przeptywy pieniężne netto z działalności finansowej	Transakcje bezgotówkowe	Przeptywy pieniężne netto z działalności operacyjnej (zmiana stanu kapitału obrotowego)
Zapasy	(616)	-	-	-	-	(616)
Należności	39	10	20	-	(404)	(335)
Pozostałe aktywa	12	-	(4)	(5)	42	45
Zobowiązania z tytułu dostaw i podatków	499	(201)	(91)	-	(21)	186
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	(24)	-	-	-	83	59
Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów	38	-	(232)	-	201	7
Pozostałe rezerwy	54	-	-	-	(1)	53
Pozostałe zobowiązania	43	-	11	-	(79)	(25)
Kapitał obrotowy razem	45	(191)	(296)	(5)	(179)	(626)
2017	Różnica wynikająca ze sprawozdania z sytuacji finansowej	Zmiana stanu rozrachunków z tytułu podatku bieżącego	Przeptywy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	Przeptywy pieniężne netto z działalności finansowej	Transakcje bezgotówkowe	Przeptywy pieniężne netto z działalności operacyjnej (zmiana stanu kapitału obrotowego)
Zapasy	(238)	-	-	-	-	(238)
Należności	(1 493)	-	190	-	(93)	(1 396)
Pozostałe aktywa	(87)	-	181	(6)	(159)	(71)
Zobowiązania z tytułu dostaw i podatków	70	(38)	(64)	-	47	15
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	37	-	-	-	24	61
Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów	33	-	(186)	-	76	(77)
Pozostałe rezerwy	61	-	-	-	(17)	44
Pozostałe zobowiązania	(7)	-	14	-	(121)	(114)
Kapitał obrotowy razem	(1 624)	(38)	135	(6)	(243)	(1 776)

5.5.2. Pozostałe korekty niepieniężne do sprawozdania z przepływów pieniężnych

	2018	2017
Odsetki i dywidendy netto	16	27
Wynik na różnicach kursowych netto	(17)	(13)
Wynik z inwestycji w jednostkach wycenianych metodą praw własności	(111)	(28)
Pochodne instrumenty finansowe	67	(40)
Spisane nakłady inwestycyjne na niefinansowe aktywa trwałe	698	399
Nabycie uprawnień do emisji CO ₂	(158)	(96)
Pozostałe pozycje netto	(63)	55
Pozostałe korekty niepieniężne	432	304



5.5.3. Uzgodnienie stanu środków pieniężnych w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych ze sprawozdaniem z sytuacji finansowej

	2018	2017
1) Środki pieniężne w sprawozdaniu z sytuacji finansowej na początek okresu	2 578	5 829
a) Saldo różnic kursowych netto od środków pieniężnych na początek okresu	(3)	(3)
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych na początek okresu (1-a)	2 581	5 832
2) Środki pieniężne w sprawozdaniu z sytuacji finansowej na koniec okresu	3 925	2 578
b) Saldo różnic kursowych netto od środków pieniężnych na koniec okresu	(3)	(3)
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych na koniec okresu (2-b)	3 928	2 581
I. Zmiana stanu środków pieniężnych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej (2-1)	1 347	(3 251)
II. Zmiana stanu różnic kursowych netto od środków pieniężnych (b-a)	-	-
Zmiana stanu środków pieniężnych w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych (I. - II.)	1 347	(3 251)

6. Noty objaśniające do sprawozdania z sytuacji finansowej

6.1. Aktywa trwałe rzeczowe i niematerialne

6.1.1. Rzeczowe aktywa trwałe i związane z nimi rezerwy

Zasady rachunkowości

Rzeczowe aktywa trwałe

Najistotniejsze pozycje rzeczowych aktywów trwałych stanowią budynki i budowle oraz urządzenia techniczne i maszyny związane przede wszystkim z poszukiwaniem i wydobywaniem gazu ziemnego i ropy naftowej oraz obrotem, magazynowaniem i dystrybucją gazu. Poza tym Grupa posiada również środki transportu oraz grunty. W ramach środków trwałych w budowie Grupa wykazuje głównie aktywowane koszty prac związanych z poszukiwaniem i rozpoznawaniem złóż gazu ziemnego i ropy naftowej do momentu rozpoczęcia eksploatacji lub odpisania (szczegółowa polityka rachunkowości przedstawiona została w akapicie Nakłady na prace poszukiwawcze i rozpoznawcze).

Do rzeczowych aktywów trwałych Grupa zalicza również istotne części zamienne oraz awaryjne wyposażenie, jeżeli Grupa oczekuje, że będą one wykorzystywane przez czas dłuższy niż jeden rok i możliwe jest ich przypisanie do poszczególnych pozycji rzeczowych aktywów trwałych.

Pozycje rzeczowych aktywów trwałych wycenia się według ceny nabycia lub kosztu wytworzenia pomniejszonego o umorzenie oraz odpisy aktualizujące z tytułu utraty wartości (odpisy z tytułu utraty wartości ujmują się zgodnie z polityką przedstawioną w [nocie 6.1.3.](#)).

Wartość początkowa wytworzonych gazociągów lub magazynów gazu (kategoria Budynki i budowle) obejmuje również wartość gazu, która służy do ich pierwszego napełnienia. Ilość gazu niezbędna do pierwszego napełnienia gazociągu lub komory magazynowej odpowiada ilości niezbędnej do wytworzenia minimalnego ciśnienia pracy gazociągu lub magazynu.

Do ceny nabycia lub kosztu wytworzenia pozycji rzeczowych aktywów trwałych zalicza się koszty finansowania zewnętrznego.

Koszty bieżącego utrzymania rzeczowych aktywów trwałych, remontów i konserwacji ujmowane są w wyniku finansowym w momencie poniesienia. W przypadku rozszczelnienia gazociągu, koszty jego ponownego napełnienia lub uzupełnienia utraconego paliwa są ujmowane bezpośrednio w rachunku zysków i strat w okresie, w którym zostały poniesione.

Metody i okresy amortyzacji są następujące:

Kategoria	Metoda amortyzacji	Przyjęte okresy użytkowania	Średni pozostały okres użytkowania na dzień bilansowy
Budynki i budowle	Liniowa	1 - 50 lat	32
Urządzenia techniczne i maszyny	Liniowa	1 - 50 lat	17
Środki transportu	Liniowa	2 - 35 lat	12
Pozostałe rzeczowe aktywa trwałe	Liniowa	1 - 35 lat	14
Zasoby na norweskim szelfie kontynentalnym	Według jednostki produkcji*	powyżej 10 lat	powyżej 10 lat
Grunty		kategoria nie podlega amortyzacji	
Środki trwałe w budowie		kategoria nie podlega amortyzacji	

*Wielkości wyprodukowanych i sprzedanych produktów są silnie skorelowane, a kontrakty regulujące sprzedaż węglowodorów z norweskiego szelfu kontynentalnego nie pozwalają na znaczne rozbieżności pomiędzy ilością wyprodukowanych a sprzedanych produktów, stąd zastosowana metoda amortyzacji.

Nakłady na prace poszukiwawcze i rozpoznawcze

Koszty związane z poszukiwaniem i rozpoznawaniem złóż gazu ziemnego i ropy naftowej obejmują prace geologiczne wykonywane w celu odkrycia i udokumentowania złoża i rozliczane są przy zastosowaniu metody sukcesu geologicznego.

Prace polegające na rozpoznaniu złóż gazu ziemnego i/lub ropy naftowej (kopaliny) mogą zostać podjęte po uzyskaniu przez Grupę:

- koncesji na rozpoznanie złóż kopaliny,
- koncesji na poszukiwanie i rozpoznanie złóż kopaliny,
- podpisaniu umowy o ustanowieniu użytkowania górniczego.

Kosztem koncesji na rozpoznanie gazu ziemnego i/lub ropy naftowej oraz kosztem przedłużenia takiej koncesji jest opłata za działalność określoną w koncesji. Koszty koncesji na rozpoznanie złóż gazu ziemnego i/lub ropy naftowej Grupa ujmuje jako wartości niematerialne.

Wydatki z tytułu badań sejsmicznych są kapitalizowane w wartości aktywów z tytułu poszukiwania i oceny zasobów mineralnych.

Nakłady na poszczególne odwierty początkowo podlegają aktywowaniu w pozycji Środki trwałe w budowie dotyczące poszukiwania i oceny zasobów mineralnych. Gdy prace poszukiwawcze zakończą się stwierdzeniem sukcesu, czyli odkryciem złoża o zasobach dostępnych do eksploatacji, Grupa przeprowadza analizę rejonów i obiektów pod względem ekonomicznej opłacalności eksploatacji.

W przypadku, gdy w efekcie rozpoznania złoża podjęto decyzję o jego eksploatacji, w momencie jej rozpoczęcia, Grupa przeklasyfikuje środki trwałe w budowie dotyczące poszukiwania i oceny zasobów mineralnych do rzeczowych aktywów trwałych.

Gdy prace poszukiwawcze zakończą się efektem negatywnym lub po ich zakończeniu, w efekcie analizy rejonów i obiektów pod względem ekonomicznej opłacalności eksploatacji, jednostka Grupy nie wystąpiła o przyznanie koncesji na rozpoznanie złóż gazu ziemnego i/lub ropy naftowej, aktywowane nakłady na wykonane odwierty przeprowadzone w ramach prac poszukiwawczych są odpisywane w całości w koszty w rachunek zysków i strat, w okresie, w którym podjęto decyzję o zakończeniu prac poszukiwawczych. W ciężar rachunku zysków i strat odpisywane są również skapitalizowane wydatki na badania sejsmiczne powiązane z danym obiektem.

Grupa tworzy rezerwy na koszty likwidacji odwiertów poszukiwawczych, eksploatacyjnych i magazynowych (nota 6.1.1.1.). Wartość zdyskontowanej rezerwy zwiększa wartość początkową kosztów odwiertów ujętych w ramach aktywów z tytułu poszukiwania i oceny zasobów mineralnych oraz rzeczowych aktywów trwałych i w przypadku rzeczowych aktywów trwałych jest amortyzowana w okresie ich ekonomicznego użytkowania.

Istotne szacunki

Okresy użytkowania rzeczowych aktywów trwałych

Okresy użytkowania rzeczowych aktywów trwałych oparto na ocenie służb technicznych, odpowiedzialnych za ich eksploatację. Szacunkom takim towarzyszy niepewność co do przyszłych warunków prowadzenia działalności gospodarczej, zmian technologicznych i konkurencji na rynku, które skutkować mogą inną oceną ekonomicznej przydatności składników i pozostałego okresu ich użyteczności, co w rezultacie może istotnie wpłynąć na wartość rzeczowych aktywów trwałych oraz koszty amortyzacji w przyszłości.

Grupa corocznie dokonuje weryfikacji okresów użytkowania składników rzeczowych aktywów trwałych. W wyniku ostatniej weryfikacji, czyli na dzień 31 grudnia 2018 roku wartość amortyzacji zmniejszyła się o ok. 106 mln zł.

	2018			2017		
	Wartość brutto	Umorzenie i odpis z tytułu utraty wartości	Wartość netto	Wartość brutto	Umorzenie i odpis z tytułu utraty wartości	Wartość netto
Grunty	117	(11)	106	112	(11)	101
Budynki i budowle	35 382	(16 342)	19 040	33 513	(15 211)	18 302
Urządzenia techniczne i maszyny	18 171	(9 614)	8 557	17 223	(8 611)	8 612
Środki transportu i pozostałe	3 153	(1 944)	1 209	2 959	(1 832)	1 127
Razem środki trwałe	56 823	(27 911)	28 912	53 807	(25 665)	28 142
Środki trwałe w budowie dotyczące poszukiwania i oceny zasobów mineralnych	3 185	(1 177)	2 008	3 693	(1 539)	2 154
Środki trwałe w budowie pozostałe	3 363	(47)	3 316	2 208	(52)	2 156
Razem rzeczowe aktywa trwałe	63 371	(29 135)	34 236	59 708	(27 256)	32 452

Grupa posiada zobowiązania pozabilansowe z tytułu podpisanych umów na nabycie rzeczowych aktywów trwałych, które nie zostały jeszcze ujęte w sprawozdaniu z sytuacji finansowej.

	2018	2017
Zobowiązania wynikające z podpisanych umów nabycia rzeczowych aktywów trwałych	7 112	4 861
Część zrealizowana na dzień bilansowy	(2 431)	(1 792)
Zobowiązania wynikające z umów, do realizacji po dniu bilansowym	4 681	3 069

	Grunty	Budynki i budowle	Urządzenia techniczne i maszyny	Środki transportu i pozostałe	Razem środki trwałe	Środki trwałe w budowie		Razem rzeczowe aktywa trwałe
						Dotyczące poszukiwania i oceny zasobów mineralnych	Pozostałe	
Wartość brutto na 1 stycznia 2017	93	32 351	16 188	2 817	51 449	3 761	3 099	58 309
Umorzenie skumulowane	-	(12 581)	(7 186)	(1 635)	(21 402)	-	-	(21 402)
Odpisy z tytułu utraty wartości	(13)	(1 636)	(401)	(43)	(2 093)	(1 609)	(56)	(3 758)
Wartość netto na 1 stycznia 2017	80	18 134	8 601	1 139	27 954	2 152	3 043	33 149
Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych	-	-	(408)	-	(408)	(73)	(85)	(566)
Nabycie	-	-	-	-	-	695	2 348	3 043
Zbycie	(1)	(4)	(3)	(3)	(11)	-	(4)	(15)
Rezerwa na koszty likwidacji odwertów	-	145	-	-	145	46	(7)	184
Przeniesienie ze środków trwałych w budowie	20	1 295	1 812	238	3 365	(348)	(3 187)	(170)
Przeniesienie pomiędzy grupami oraz pomiędzy pozycjami sprawozdania z sytuacji finansowej	-	(34)	35	(5)	(4)	(3)	(9)	(16)
Amortyzacja	-	(1 110)	(1 105)	(236)	(2 451)	-	-	(2 451)
Odpis z tytułu utraty wartości	2	(55)	(305)	4	(354)	70	4	(280)
Zmiany w Grupie	-	-	-	-	-	-	-	-
Aktywowane odsetki	-	-	-	-	-	13	34	47
Likwidacja	-	(62)	(15)	(3)	(80)	-	-	(80)
Odpisanie środków trwałych w budowie bez efektów gospodarczych	-	-	-	-	-	(398)	(2)	(400)
Pozostałe zmiany	-	(7)	-	(7)	(14)	-	21	7
Wartość brutto na 31 grudnia 2017	112	33 513	17 223	2 959	53 807	3 693	2 208	59 708
Umorzenie skumulowane	-	(13 520)	(7 905)	(1 793)	(23 218)	-	-	(23 218)
Odpisy z tytułu utraty wartości	(11)	(1 691)	(706)	(39)	(2 447)	(1 539)	(52)	(4 038)
Wartość netto na 31 grudnia 2017	101	18 302	8 612	1 127	28 142	2 154	2 156	32 452
Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych	-	-	72	-	72	25	(23)	74
Nabycie	-	-	-	-	-	821	3 812	4 633
Zbycie	-	(5)	(1)	(2)	(8)	-	(17)	(25)
Rezerwa na koszty likwidacji odwertów	-	189	-	-	189	46	2	237
Przeniesienie ze środków trwałych w budowie	9	1 831	1 000	324	3 164	(729)	(2 653)	(218)
Przeniesienie pomiędzy grupami oraz pomiędzy pozycjami sprawozdania z sytuacji finansowej	(2)	(4)	(4)	2	(8)	5	(5)	(8)
Amortyzacja	-	(1 113)	(1 078)	(239)	(2 430)	-	-	(2 430)
Odpis z tytułu utraty wartości	-	(84)	(41)	(2)	(127)	362	5	240
Zmiany w Grupie	-	-	-	-	-	-	-	-
Aktywowane odsetki	-	-	-	-	-	5	13	18
Likwidacja	-	(32)	(13)	(5)	(50)	-	-	(50)
Odpisanie środków trwałych w budowie bez efektów gospodarczych	-	-	-	-	-	(687)	(11)	(698)
Pozostałe zmiany	(2)	(44)	10	4	(32)	6	37	11
Wartość brutto na 31 grudnia 2018	117	35 382	18 171	3 153	56 823	3 185	3 363	63 371
Umorzenie skumulowane	-	(14 567)	(8 867)	(1 903)	(25 337)	-	-	(25 337)
Odpisy z tytułu utraty wartości	(11)	(1 775)	(747)	(41)	(2 574)	(1 177)	(47)	(3 798)
Wartość netto na 31 grudnia 2018	106	19 040	8 557	1 209	28 912	2 008	3 316	34 236

Nota
6.1.1.1.

Nota
6.1.1.1.

6.1.1.1. Rezerwy związane z rzeczowymi aktywami trwałymi (w tym rezerwa na koszty likwidacji odwiertów)

Zasady rachunkowości

Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów oraz Fundusz Likwidacji Zakładu Górniczego (FLZG)

Grupa tworzy rezerwę na przyszłe koszty likwidacji odwiertów oraz Fundusz Likwidacji Zakładu Górniczego (FLZG).

Rezerwę na koszty likwidacji odwiertów tworzy się, gdy na Grupie ciąży obowiązek likwidacji wykonanych odwiertów po zakończeniu eksploatacji. W przypadku, gdy rezerwy dotyczą kosztów likwidacji odwiertów stanowiących rzeczowe aktywa trwałe (nakłady na poszukiwanie i ocenę zasobów mineralnych), wartość zdyskontowanej rezerwy większa wartość tych rzeczowych aktywów trwałych i po przejściu do fazy eksploatacji amortyzowana jest w okresie przewidywanego, ekonomicznego użytkowania odwiertów (zasady rachunkowości w [nocie 6.1.1](#)). Późniejsze korekty wysokości rezerwy, będące skutkiem zmian szacunków, są również ujmowane jako korekta wartości tego składnika rzeczowych aktywów trwałych. Korekty wysokości rezerwy wynikające ze zmiany dyskonta ujmowane są w rachunku zysków i strat. Wartość rezerwy na przyszłe koszty likwidacji odwiertów kopalnianych i magazynowych korygowana jest o wartość FLZG.

FLZG tworzony jest na mocy ustawy Prawo Geologiczne i Górnicze, która nakłada na Grupę obowiązek likwidacji zakładów górniczych po zakończeniu użytkowania. Odpisy na Fundusz Likwidacji Zakładu Górniczego ujmowane są w korespondencji z pozostałymi kosztami operacyjnymi. Środki FLZG są gromadzone na wyodrębnionym rachunku bankowym i mogą być wykorzystane wyłącznie w celu pokrycia kosztów likwidacji zakładu górniczego lub jego oznaczonej części, a w szczególności kosztów:

- likwidacji i zabezpieczenia otworów eksploatacyjnych, magazynowych, zrzutowych, obserwacyjnych i piezometrycznych,
- likwidacji zbędnych obiektów oraz demontażu maszyn i urządzeń,
- rekultywacji gruntów i zagospodarowania terenów po działalności górniczej,
- utrzymania obiektów przeznaczonych do likwidacji w kolejności zapewniającej bezpieczeństwo ruchu zakładu górniczego.

Środki funduszu stanowią środki pieniężne o ograniczonej możliwości dysponowania wg MSR 7 i prezentowane są w grupie aktywów długoterminowych z uwagi na ich wieloletni charakter.

Istotne szacunki

Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów

Wartość rezerwy oparta jest na szacunkach przyszłych kosztów likwidacji aktywów i rekultywacji gruntów, na które znaczący wpływ ma przyjęta stopa dyskonta oraz szacunek okresu wystąpienia przyszłych wpływów pieniężnych.

Rezerwa na przyszłe koszty likwidacji odwiertów wyliczona jest w oparciu o koszt stanowiący średni koszt likwidacji odwiertów w poszczególnych zakładach wydobywczych w ciągu ostatnich trzech pełnych lat poprzedzających okres sprawozdawczy, skorygowany o prognozowany wskaźnik wzrostu cen towarów i usług konsumpcyjnych oraz zmianę wartości pieniądza w czasie. Uwzględnienie trzyletniego horyzontu czasowego wiąże się ze zróżnicowaniem ilości likwidowanych odwiertów i ich kosztu likwidacji w poszczególnych latach.

Fundusz Likwidacji Zakładu Górniczego (FLZG)

Odpisy na Fundusz Likwidacji Zakładu Górniczego dokonywane są w wysokości 3% wartości rocznych odpisów amortyzacyjnych od rzeczowych aktywów trwałych zakładu górniczego (ustalonych zgodnie z przepisami o podatku dochodowym od osób prawnych).

Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów	2018	2017	
Stan na początek okresu sprawozdawczego	1 770	1 661	
Utworzenie ujęte w koszcie wytworzenia rzeczowych aktywów trwałych	237	184	Nota 6.1.1.
Utworzenie ujęte w rachunku zysków i strat	55	73	Nota 3.3.
Pozostałe zwiększenia - FLZG	2	2	
Wykorzystanie	(28)	(34)	
Rozwiązanie ujęte w rachunku zysków i strat	(35)	(64)	Nota 3.3.
Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych	7	(50)	
Przeniesienie do innych rezerw	-	(2)	
Zmiany w Grupie	-	-	
Stan na koniec okresu sprawozdawczego	2 008	1 770	
-długoterminowe	1 917	1 717	
-krótkoterminowe	91	53	

W 2018 roku do wyliczenia rezerwy na koszt likwidacji odwiertów i infrastruktury towarzyszącej na terenie Polski zastosowano stopę dyskonta w wysokości 0,2%, która jest wypadkową stopy zwrotu z aktywów w wysokości 2,7% oraz stopy inflacji na poziomie ciągłego celu inflacyjnego realizowanego przez NBP w wysokości 2,5% (na koniec 2017 roku stopa dyskonta przyjęta była na poziomie 0,8% jako wypadkowa stóp odpowiednio 3,3% i 2,5%).

6.1.2. Wartości niematerialne

Zasady rachunkowości

Wartości niematerialne

Grupa posiada w szczególności następujące główne pozycje wartości niematerialnych:

- prawo wieczystego użytkowania gruntów,
- programy komputerowe,
- uprawnienia do emisji CO₂,
- koncesje wynikające z prawa geologicznego i górniczego, prawo do użytkowania górniczego, informację geologiczną (Koncesje).

Prawo wieczystego użytkowania gruntów

Grupa korzysta z prawa wieczystego użytkowania gruntu nabytego odpłatnie na rynku oraz otrzymanego od Skarbu Państwa lub jednostki samorządu terytorialnego.

Prawa wieczystego użytkowania gruntu nabyte odpłatnie (od innych podmiotów) prezentowane są jako wartości niematerialne i amortyzowane przez okres ich użytkowania. Okres użytkowania prawa wieczystego użytkowania gruntu nabytego odpłatnie od podmiotu innego niż Skarb Państwa lub jednostki samorządu terytorialnego jest równy okresowi od dnia nabycia tego prawa do ostatniego dnia okresu użytkowania wieczystego, określonego w umowie o oddanie nieruchomości gruntowej w użytkowanie wieczyste. Okres użyteczności dla odpłatnie nabytego prawa wieczystego użytkowania wynosi od 40 do 99 lat.

Na 31 grudnia 2018 roku, pozostały okres użytkowania posiadanych przez Grupę praw wieczystego użytkowania wynosił średnio 51 lat.

W przypadku praw otrzymanych na podstawie umowy o oddanie nieruchomości gruntowej w użytkowanie wieczyste, zawartej ze Skarbem Państwa lub jednostką samorządu terytorialnego, Grupa wykazuje w ramach wartości niematerialnych nadwyżkę pierwszej opłaty nad opłatą roczną. Okres użytkowania nadwyżki pierwszej opłaty nad opłatą roczną za prawo wieczystego użytkowania gruntów jest równy okresowi użytkowania wieczystego, określonego w umowie o oddanie nieruchomości gruntowej w użytkowanie wieczyste.

Prawa wieczystego użytkowania gruntu otrzymane nieodpłatnie w drodze decyzji administracyjnej, wydanej na podstawie ustawy z dnia 20 września 1990 roku o zmianie ustawy o gospodarce gruntami i wyłączeniu nieruchomości, ujmowane są wyłącznie w ewidencji pozabilansowej.

Uprawnienia do emisji CO₂

Grupa posiada przydział praw do emisji CO₂ na poszczególne instalacje zgodnie z ustawą o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych.

Prawa do emisji Grupa dzieli na:

- nabyte w celu umorzenia – ujmowane są w księgach rachunkowych jako wartości niematerialne i wyceniane według zasad podanych poniżej,
- nabyte w celu odsprzedaży – ujmowane są w księgach rachunkowych jako zapas ([nota 6.2.1.](#)) i wyceniane w momencie początkowego ujęcia w cenie nabycia, a na koniec okresu sprawozdawczego w cenie nabycia lub możliwej do uzyskania cenie sprzedaży netto, w zależności od tego, która z kwot jest niższa,
- nieodpłatnie otrzymane w ramach Krajowego Planu Rozdziału Uprawnień – są ujmowane w wartości nominalnej tzn. wartości zerowej i ewidencjonowane pozabilansowo.

Koncesje oraz prawo do użytkowania górniczego i informacji geologicznej

W działalności poszukiwawczej i wydobywczej Grupa wykorzystuje koncesje na poszukiwanie i rozpoznawanie oraz wydobywanie gazu ziemnego i/lub ropy naftowej, udzielone na podstawie prawa geologicznego i górniczego. Ponadto korzysta również z prawa do informacji geologicznej oraz użytkowania górniczego.

Wartość koncesji na poszukiwanie i wydobywanie gazu ziemnego i/lub ropy naftowej oraz wynagrodzenie dla Skarbu Państwa za ustanowienie użytkowania górniczego Grupa ujmuje jako nakłady podlegające kapitalizacji.

Wycena

Składnik wartości niematerialnych w momencie początkowego ujęcia wycenia się w cenie nabycia lub koszcie wytworzenia. W przypadku ustanowionego użytkowania górniczego, wartość początkową stanowi wynagrodzenie dla Skarbu Państwa za ustanowienie użytkowania górniczego.

Po początkowym ujęciu składniki wartości niematerialnych wykazuje się w cenie nabycia lub koszcie wytworzenia pomniejszonym o umorzenie i łączną kwotę odpisów aktualizujących z tytułu utraty wartości (zasady rachunkowości dot. utraty wartości przedstawione zostały w [nocie 6.1.3.](#)).

Amortyzacja wartości niematerialnych odbywa się metodą liniową według stawek odzwierciedlających przewidywany okres ich użytkowania. Nabyte prawa do emisji CO₂ amortyzowane są zależnie od wielkości emisji.

Istotne szacunki

Okresy ekonomicznej użyteczności wartości niematerialnych

Okresy ekonomicznej użyteczności wartości niematerialnych oparto na ocenie służb technicznych, odpowiedzialnych za ich eksploatację. Szacunkom takim towarzyszy niepewność co do przyszłych warunków prowadzenia działalności gospodarczej, zmian technologicznych i konkurencji na rynku, które skutkować mogą inną oceną ekonomicznej przydatności składników i pozostałego okresu ich użyteczności, co w rezultacie może istotnie wpłynąć na wartość wartości niematerialnych oraz koszty amortyzacji w przyszłości.

Szacunki okresu i metody amortyzacji weryfikowane są na koniec roku obrotowego. Jeśli oczekiwany okres użytkowania składnika aktywów różni się znacząco od poprzednich szacunków, dokonuje się zmiany okresu amortyzacji. Powyższe operacje Grupa ujmuje jako zmiany wartości szacunkowych i odnosi w rachunek zysków i strat w okresie, w którym ma miejsce zmiana szacunków.

W wyniku przeprowadzonej weryfikacji na dzień 31 grudnia 2018 roku roczne koszty amortyzacji zwiększyły się o ok. 3 mln zł.

	Prawo wieczystego użytkowania gruntów	Uprawnienia do emisji CO ₂	Programy komputerowe	Koncesje	Inne wartości niematerialne	Razem
Wartość brutto na 1 stycznia 2017	676	538	529	203	460	2 406
Umorzenie skumulowane	(10)	(439)	(384)	(96)	(310)	(1 239)
Odpisy z tytułu utraty wartości	(29)	-	(4)	(53)	(2)	(88)
Wartość netto na 1 stycznia 2017	637	99	141	54	148	1 079
Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych	-	-	-	(6)	-	(6)
Przeniesienie ze środków trwałych w budowie	3	4	16	21	126	170
Przeniesienie pomiędzy grupami oraz pomiędzy pozycjami sprawozdania z sytuacji finansowej	-	-	(2)	-	2	-
Nabycie	-	96	-	-	-	96
Zbycie	-	-	-	-	-	-
Amortyzacja	(3)	(95)	(57)	(13)	(47)	(215)
Odpis z tytułu utraty wartości	(1)	-	-	5	-	4
Zmiany w Grupie	-	-	-	-	-	-
Likwidacja	-	-	-	(6)	-	(6)
Pozostałe zmiany	(4)	-	-	(1)	(2)	(7)
Wartość brutto na 31 grudnia 2017	675	636	526	170	575	2 582
Umorzenie skumulowane	(13)	(532)	(424)	(68)	(346)	(1 383)
Odpisy z tytułu utraty wartości	(30)	-	(4)	(48)	(2)	(84)
Wartość netto na 31 grudnia 2017	632	104	98	54	227	1 115
Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych	-	-	-	2	-	2
Przeniesienie ze środków trwałych w budowie	27	20	46	99	26	218
Przeniesienie pomiędzy grupami oraz pomiędzy pozycjami sprawozdania z sytuacji finansowej	(23)	-	-	-	-	(23)
Nabycie	-	158	-	-	-	158
Zbycie	(1)	-	-	-	-	(1)
Amortyzacja	(3)	(158)	(47)	(26)	(51)	(285)
Odpis z tytułu utraty wartości	9	-	-	(9)	-	-
Zmiany w Grupie	-	-	-	-	-	-
Likwidacja	-	-	-	(1)	-	(1)
Pozostałe zmiany	(11)	-	-	-	1	(10)
Wartość brutto na 31 grudnia 2018	663	808	545	257	587	2 860
Umorzenie skumulowane	(12)	(684)	(444)	(81)	(382)	(1 603)
Odpisy z tytułu utraty wartości	(21)	-	(4)	(57)	(2)	(84)
Wartość netto na 31 grudnia 2018	630	124	97	119	203	1 173

6.1.3. Utrata wartości aktywów niefinansowych

Istotne szacunki

Utrata wartości aktywów niefinansowych

Test na utratę wartości rzeczowych aktywów trwałych i wartości niematerialnych przeprowadza się, gdy wystąpią przesłanki wskazujące na utratę wartości. Test na utratę wartości przeprowadza się poprzez porównanie wartości bilansowej aktywa (lub ośrodka wypracowującego środki pieniężne, jeżeli aktywo nie generuje samodzielnie wpływów pieniężnych) z wartością odzyskiwalną tj. wyższą spośród wartości godziwej pomniejszonej o koszty sprzedaży lub wartości użytkowej.

Jeżeli wartość odzyskiwalna jest niższa od wartości księgowej składnika aktywów (lub ośrodka wypracowującego środki pieniężne), wartość księgowa obniżana jest do wartości odzyskiwalnej danego składnika aktywów (lub ośrodka wypracowującego środki pieniężne). Odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości ujmowany jest jako koszt w okresie, w którym wystąpiła utrata wartości, o której mowa powyżej.

Kwoty odpisów dotyczących rzeczowych aktywów trwałych dokonanych w 2018 roku zostały przedstawione w poniższej tabeli:

	2018			2017		
	Działalność wydobywcza	Działalność obrotu i magazynowania	Pozostałe	Działalność wydobywcza	Działalność obrotu i magazynowania	Pozostałe
Grunty	(3)	-	(8)	(4)	-	(7)
Budynki i budowle	(1 561)	(47)	(167)	(1 452)	(47)	(192)
urządzenia techniczne i maszyny	(360)	(316)	(71)	(318)	(316)	(72)
Środki transportu i pozostałe	(36)	(1)	(4)	(34)	(1)	(4)
Środki trwale w budowie:						
dotyczące poszukiwania i oceny zasobów mineralnych	(1 177)	-	-	(1 539)	-	-
pozostałe	(1)	-	(46)	(1)	-	(51)
Razem	(3 138)	(364)	(296)	(3 348)	(364)	(326)

W roku obrotowym przeprowadzono test na utratę wartości podstawowych aktywów operacyjnych Grupy stanowiących: majątek wydobywczy służący eksploatacji gazu ziemnego i ropy naftowej, magazyny paliwa gazowego, blok energetyczny, majątek dzierżawiony i wynajmowany (w tym: stacje CNG, majątek przesyłowy, pozostałe nieruchomości), stacje regazyfikacji LNG oraz majątek będący środkami trwałymi w budowie (odwierty w budowie). Poniżej przedstawiono podstawowe informacje na temat przeprowadzonego testu dla obszarów, w których dokonano najistotniejszych wartościowo odpisów.



Opis Ośrodka Wypracowującego Środki pieniężne: *W przypadku składników aktywów zaliczanych do aktywów jednostek produkcyjnych ropy i gazu testy na utratę wartości przeprowadzone zostały dla poszczególnych CGU, którym są określone jednostki produkcyjne w Polsce i Pakistanie*

	2018		2017	
	rozwiązanie odpisu	zawiązanie odpisu	rozwiązanie odpisu	zawiązanie odpisu
Opis Ośrodka Wypracowującego Środki Pieniężne	CGU - 159 jednostek produkcyjnych		CGU - 160 jednostek produkcyjnych	
Przesłanki utraty / zwiększenia wartości	* Zmiana prognoz cenowych * Aktualizacja prognozy produkcji na podstawie testów na odwiertach, jak również uwzględniająca nowe włączenia odwiertów * Spadek kosztów opłaty przesyłowej	* Wzrost stopy dyskonta w 2018 roku * Aktualizacja prognozy produkcji uwzględniająca pogorszenie warunków złożowych na określonych jednostkach produkcyjnych	* Spadek stopy dyskonta w 2017 roku * Aktualizacja prognozy produkcji na podstawie testów na odwiertach jak również uwzględniająca nowe włączenia odwiertów	* Zmiana prognoz cenowych - spadek cen ropy * Aktualizacja prognozy produkcji uwzględniająca pogorszenie warunków złożowych na określonych jednostkach produkcyjnych * Wzrost kosztów opłaty przesyłowej
Wartość Użytkowa	21 718		21 827	
Stopa Dyskonta nominalna pre-tax	Kraj: 10,70% - 12,81% Pakistan: 19,52% - 25,35%		Polska: 11,52% - 12,02% Pakistan: 20,75% - 22,79%	
Kwota ujętego odpisu z tytułu utraty wartości	137	298	231	323

Opis Ośrodka Wypracowującego Środki pieniężne: *Testy na utratę wartości przeprowadzone zostały dla poszczególnych CGU, którym są określone odwierty w Polsce*

	2018		2017	
	rozwiązanie odpisu	zawiązanie odpisu	rozwiązanie odpisu	zawiązanie odpisu
Opis Ośrodka Wypracowującego Środki Pieniężne	CGU - 76 odwierty		CGU - 124 odwierty	
Przesłanki utraty / zwiększenia wartości	* Aktualizacja prognozy produkcji oraz obniżenie planowanych nakładów * Zmiana prognoz cenowych - wzrost cen ropy w okresach eksploatacji	* Rezygnacja z realizacji odwiertów w wyniku niezadawalających rezultatów prac geologicznych * Aktualizacja prognoz produkcji na podstawie testów na odwiertach * Wzrost stopy dyskonta WACC w 2018 roku * Wzrost kosztów opłaty eksploatacyjnej	* Spadek stopy dyskonta w 2017 roku * Aktualizacja prognozy produkcji oraz obniżenie planowanych nakładów	* Zmiana prognoz cenowych - spadek cen ropy * Rezygnacja z realizacji odwiertów w wyniku niezadawalających rezultatów prac geologicznych * Aktualizacja prognoz produkcji na podstawie testów na odwiertach * Wzrost kosztów opłaty przesyłowej
Wartość Użytkowa	2 030		3 708	
Stopa Dyskonta nominalna pre-tax	Kraj: 11,75%- 13,86%		Kraj: 12,50% - 13,00%	
Kwota ujętego odpisu z tytułu utraty wartości	51	226	39	95

Opis Ośrodka Wypracowującego Środki pieniężne: Stacje regazyfikacji gazu skroplonego LNG w miejscowościach Elk i Olecko - Oddział Centrala testy na utratę wartości przeprowadzone zostały dla poszczególnych CGU

	2018		2017	
	rozwiązanie odpisu	zawiązanie odpisu	rozwiązanie odpisu	zawiązanie odpisu
Opis Ośrodka Wypracowującego Środki Pieniężne	CGU - 2 jednostki		CGU - 2 jednostki	
Przesłanki utraty / zwiększenia wartości	*Suma zdyskontowanych środków pieniężnych oraz wartości rezydualnej przewyższa wartość netto środków trwałych		*Suma zdyskontowanych środków pieniężnych oraz wartości rezydualnej przewyższa wartość netto środków trwałych	
Wartość Użytkowa [PLN]	20		13	
Stopa Dyskonta nominalna pre-tax	5,48% - 5,60%		5,86% - 6,12%	
Kwota ujętego odpisu z tytułu utraty wartości (PLN)	-	-	-	-

Opis Ośrodka Wypracowującego Środki pieniężne: Majątek dzierżawiony, wynajmowany (majątek przesyłowy, stacje CNG, majątek nieaportowy) - Oddział Centrala

	2018		2017	
	rozwiązanie odpisu	zawiązanie odpisu	rozwiązanie odpisu	zawiązanie odpisu
Opis Ośrodka Wypracowującego Środki Pieniężne	CGU – 173 jednostki		CGU – 212 jednostek	
Przesłanki utraty / zwiększenia wartości	*Wzrost przychodów z wynajmu określonych nieruchomości *Spadek kosztów przewidywanych remontów oraz kosztów utrzymania nieruchomości	*Znaczny spadek przychodów oraz wzrost kosztów utrzymania nieruchomości	*Wzrost przychodów z wynajmu określonych nieruchomości *Spadek kosztów przewidywanych remontów oraz kosztów utrzymania nieruchomości	*Spadek przychodów na określonych nieruchomościach *Wzrost kosztów utrzymania nieruchomości oraz planowane remonty *Rozwiązanie odpisu (BC) na majątku nieużywanym, aktywa przeznaczone do wynajmu, zawiązanie odpisu z tytułu przeprowadzonego testu metodą DCF
Wartość Użytkowa (PLN)	67		245	
Stopa Dyskonta nominalna pre-tax	8,03% - 9,31%		8,46% - 8,73%	
Kwota ujętego odpisu z tytułu utraty wartości (PLN)	1	9	15	9

Opis Ośrodka Wypracowującego Środki pieniężne: Test na utratę wartości przeprowadzony został dla CGU, którym jest blok energetyczny Wierzchowice

	2018		2017	
	rozwiązanie odpisu	zawiązanie odpisu	rozwiązanie odpisu	zawiązanie odpisu
Opis Ośrodka Wypracowującego Środki Pieniężne	CGU – 1		CGU – 1	
Przesłanki utraty / zwiększenia wartości	-	-	-	* zmiana modelu biznesowego bloku energetycznego w Wierzchowicach, który zaczął pracować w większej mierze na potrzeby handlowe niż na zaspokojenie potrzeb własnych podziemnego magazynu gazu tj. zbliżonym trybem pracy do elektrowni szczytowej. * W prowadzonej analizie bloku energetycznego nie uwzględniono potencjalnych efektów finansowych związanych z wprowadzanymi regulacjami dot. rynku mocy.
Wartość Użytkowa (PLN)	-		-	
Stopa Dyskonta nominalna pre-tax	5,85 - 6,20%		5,88%	
Kwota ujętego odpisu z tytułu utraty wartości (PLN)	-	-	-	364

Tabela zbiorcza (łącznie wszystkie ośrodki wypracowujące środki pieniężne)

	2018		2017	
	rozwiązanie odpisu	zawiązanie odpisu	rozwiązanie odpisu	zawiązanie odpisu
Wartość użytkowa majątku testowanego na utratę wartości	23 836		25 793	
Kwota ujętego odpisu z tytułu utraty wartości (PLN)	189	532	285	791

6.2. Kapitał obrotowy

6.2.1. Zapasy

Zasady rachunkowości

Najistotniejsze **pozycje zapasów** w Grupie stanowią:

- paliwo gazowe oraz paliwa do produkcji energii i ciepła,
- świadectwa pochodzenia energii uzyskane w związku z wytworzeniem energii elektrycznej oraz zakupione w celu przedstawienia ich do umorzenia,
- świadectwa efektywności energetycznej,
- części zamienne niekwalifikujące się do pozycji rzeczowych aktywów trwałych (**nota 6.1.1.**) służące lub mogące służyć różnym obiektom.

Wartość zapasów ustala się początkowo w cenie nabycia lub koszcie wytworzenia. Na dzień bilansowy wyceny dokonuje się według ceny nabycia lub kosztu wytworzenia lub też według wartości netto możliwej do uzyskania, w zależności od tego, która z kwot jest niższa.

Zapas paliwa gazowego wyceniany jest dla wszystkich magazynów łącznie według średniej ważonej ceny pozyskania paliwa gazowego. Rozchód paliwa gazowego do sprzedaży i na cele zużycia własnego w Podziemnych Magazynach Gazu (PMG) oraz różnice bilansowe, wycenia się według średniej ważonej ceny pozyskania, na którą składają się w szczególności: koszt nabycia paliwa gazowego ze wszystkich źródeł wraz z uzasadnioną częścią kosztów opłat systemowych i transakcyjnych, rzeczywisty koszt wydobycia ze źródeł krajowych, koszt odazotowania oraz koszt regazyfikacji.

Rozchód części zamiennych wycenia się metodą średniej ważonej. Części zamienne ujmowane są w rachunku zysków i strat w momencie ich wykorzystania.

Spółki Grupy mają obowiązek uzyskać i przedstawić do umorzenia świadectwa pochodzenia energii elektrycznej i świadectwa efektywności energetycznej, odpowiadające sprzedaży energii elektrycznej do końcowych odbiorców. Przyznane prawa majątkowe w związku z wytworzeniem energii elektrycznej oraz świadectwa efektywności energetycznej ujmowane są jako zapas w wartości rynkowej (w korespondencji z pozycją przychody ze sprzedaży) w momencie uprawdopodobnienia faktu ich otrzymania. Zakupione świadectwa pochodzenia energii i świadectwa efektywności energetycznej ujmowane są w cenie nabycia. Rozchód świadectw wycenia się metodą średniej ważonej. Rozliczenie świadectw pochodzenia energii elektrycznej i świadectw efektywności energetycznej odbywa się w momencie ich umorzenia w korespondencji z utworzoną rezerwą (**nota 6.3.2.**).

Istotne szacunki

Odпис aktualizujący wartość zapasów

W przypadku, gdy cena nabycia lub koszt wytworzenia zapasów nie są możliwe do odzyskania, Grupa dokonuje odpisów aktualizujących ich wartość do wartości netto możliwej do uzyskania.

Wyjątek stanowi kategoria części zamiennych, których wartość nie jest odpisywana do wartości netto możliwej do uzyskania, jeżeli planuje się ich wykorzystanie.

Odpisów aktualizujących wartość świadectw pochodzenia energii i świadectw efektywności energetycznej dokonuje się na podstawie porównania wartości bilansowej do wartości możliwej do uzyskania, pochodzącej z aktywnego rynku.

W przypadku zapasów nie wykazujących zużycia odpisy wartości ustalane są w wyniku doraźnej oceny ich przydatności, według poniższych założeń:

Materiały zakupione i nie wykazujące ruchu w okresie:	Stawka odpisu aktualizującego
1 – 5 lat	W większości przypadków stosowany jest odpis w wysokości 20%; w przypadkach, w których uwzględniana jest indywidualna ocena przydatności i możliwości wykorzystania grupy asortymentowej materiałów oraz struktury czasowej ich zalegania, stosowane są również odpisy w wysokości 5% i 10%
5 – 10 lat	Stosowany jest odpis w wysokości 20-100%
Powyżej 10 lat	Stosowany jest odpis w wysokości 100% w przypadku materiałów cechujących się brakiem przydatności i przeznaczeniem do zbycia lub złomowania.



Zapasy	2018			2017		
	Wartość początkowa	Odpis aktualizujący	Wartość netto	Wartość początkowa	Odpis aktualizujący	Wartość netto
Materiały, w tym:	3 282	(149)	3 133	2 715	(125)	2 590
paliwo gazowe	2 532	(71)	2 461	2 086	(50)	2 036
paliwa do produkcji energii i ciepła	284	-	284	173	-	173
ropa naftowa	15	-	15	13	-	13
części zamienne	-	-	-	71	(20)	51
pozostałe materiały	451	(78)	373	372	(55)	317
Świadcstwa pochodzenia energii	216	(50)	166	213	(30)	183
Prawa do emisji CO ₂	57	-	57	-	-	-
Części zamienne	-	-	-	-	-	-
Pozostałe zapasy	9	(1)	8	11	(36)	(25)
Razem	3 564	(200)	3 364	2 939	(191)	2 748

Zmiany odpisu aktualizującego	2018	2017
Odpis aktualizujący na początek okresu	(191)	(128)
Ujęte w rachunku zysków i strat, w tym:		
Utworzenie ujęte w rachunku zysków i strat	(136)	(127)
Rozwiązanie ujęte w rachunku zysków i strat	125	59
Wykorzystanie	2	1
Różnice kursowe z przeliczenia	-	4
Pozostałe zmiany	-	-
Zmiany w Grupie	-	-
Odpis aktualizujący na koniec okresu	(200)	(191)

6.2.2. Należności

Zasady rachunkowości

Pozycja należności obejmuje głównie krótkoterminowe należności z tytułu dostaw i usług (głównie ze sprzedaży paliwa gazowego) oraz podatków, ceł i ubezpieczeń społecznych.

Krótkoterminowe należności z tytułu dostaw i usług ujmują się początkowo w ich cenie transakcyjnej, jeśli nie zawierają istotnego komponentu finansowania.

Po początkowym ujęciu, w przypadku spełnienia testu przepływu kapitału i odsetek oraz w sytuacji gdy model biznesowy zakłada jedynie utrzymywanie w celu pozyskiwania przepływów pieniężnych, krótkoterminowe należności z tytułu dostaw i usług ujmują się w kategorii wycenianych według zamortyzowanego kosztu, z uwzględnieniem odpisu aktualizującego.

Należności z tytułu podatków, ceł i ubezpieczeń społecznych ustala się w kwocie należnej spółkom Grupy zgodnie z obowiązującymi i mającymi zastosowanie przepisami.

Istotne szacunki

Utrata wartości aktywów finansowych

Kwota odpisu aktualizującego należności stanowi różnicę pomiędzy wartością księgową składnika aktywów, a wartością bieżącą oszacowanych przyszłych zdyskontowanych przepływów pieniężnych z zastosowaniem pierwotnej efektywnej stopy procentowej dla tego składnika aktywów.

Grupa monitoruje zmiany poziomu ryzyka kredytowego związanego z danym składnikiem aktywów finansowych oraz klasyfikuje aktywa finansowe do jednej z trzech klas wyznaczania odpisów z tytułu przyszłej oczekiwanej straty:

- **Klasa 1** - Ekspozycje bez utraty wartości, dla których ryzyko utraty wartości w horyzoncie życia nie jest istotnie wyższe w stosunku do ryzyka danej ekspozycji na datę udzielenia. Oczekiwana strata kredytowa dla ekspozycji w tej klasie liczona jest w horyzoncie 12 miesięcznym lub krótszym – w zależności od daty zapadalności ekspozycji. Aktywa finansowe klasyfikowane do tej klasy charakteryzują się niskim poziomem ryzyka, posiadają wysoki poziom wiarygodności kredytowej potwierdzony przez zewnętrzną instytucję ratingową.
- **Klasa 2** - Ekspozycje bez utraty wartości gdzie ryzyko utraty wartości w horyzoncie życia jest istotnie wyższe w stosunku do ryzyka danej ekspozycji na datę udzielenia oraz niebędące w stanie utraty wartości. Dla tej klasy prawdopodobieństwo wystąpienia zdarzenia niewypłacalności kalkulowane jest w horyzoncie życia aktywa.
- **Klasa 3** - Ekspozycje z utratą wartości, która powstała w trakcie kiedy aktywo było w posiadaniu Grupy. Dla tej klasy prawdopodobieństwo wystąpienia zdarzenia niewypłacalności kalkulowane jest w horyzoncie życia aktywa. Dla aktywów z utratą wartości odsetki naliczane są za pomocą efektywnej stopy procentowej w odniesieniu do wartości aktywa netto (pomniejszonej o odpis z tytułu utraty wartości). Skutkuje to ujęciem odsetek netto (pomniejszonych o odpis z tytułu utraty wartości) w rachunku zysków i strat.

W zależności od rodzaju aktywa finansowego stosowana jest jedna z dwóch metod tworzenia odpisów aktualizujących.

Według **metody statystycznej** (macierzowej, grupowej) odpisy aktualizujące aktywa finansowe są tworzone dla dużej liczby stosunkowo niewielkich kwotowo aktywów finansowych o charakterze krótkoterminowym (tzw. portfel homogeniczny). Podstawą tworzenia odpisów jest analiza danych historycznych o spłacie należności przeterminowanych w poszczególnych przedziałach wiekowania oraz wykorzystanie metody macierzy migracji. Na bazie analizy ustalane są wskaźniki spłacalności stanowiące podstawę ustalenia odpisów aktualizujących należności w każdym przedziale wiekowania.

Według **metody indywidualnej** Grupa szacuje oczekiwany poziom strat kredytowych dla tych pozycji, które nie mogły zostać zaklasyfikowane do portfela homogenicznego takich jak:

- należności leasingowe,
- nabyte emisje papierów dłużnych,
- istotne należności handlowe (wszystkie należności kontrahentów, których suma należności jest powyżej przyjętej przez Spółkę kwoty granicznej określonej na bazie danych historycznych na datę bilansową sprawozdania finansowego),
- należności handlowe z oryginalnym terminem zapadalności powyżej roku,
- należności z tytułu sprzedaży udziałów i akcji,
- należności z tytułu dopłat do kapitału.

Grupa identyfikuje również instrumenty z rozpoznaną utratą wartości, które:

- posiadają opóźnienie płatnicze powyżej 90 dni,
- toczą się wobec nich postępowania upadłościowe / układowe,
- wobec takich należności toczy się spór prawny względem wielkości / zasadności roszczenia będącego podstawą danej należności.

Oczekiwana utrata wartości dla takich ekspozycji jest liczona w horyzoncie do przewidywanej daty zakończenia okresu windykacji

Wartość odpisu zaliczana jest odpowiednio do pozostałych kosztów operacyjnych lub kosztów finansowych – zależnie od rodzaju pozycji, której dotyczy odpis aktualizujący.

Należności	2018			2017		
	Wartość brutto	Odpis aktualizujący	Wartość netto	Wartość brutto	Odpis aktualizujący	Wartość netto
Należności z tytułu dostaw i usług (głównie ze sprzedaży paliwa gazowego)	5 331	(467)	4 864	5 065	(322)	4 743
Należności z tytułu podatku od towarów i usług	572	-	572	359	(1)	358
Należności z tytułu podatku dochodowego od osób prawnych	48	-	48	39	(1)	38
Należności z tytułu innych podatków, ceł i ubezpieczeń społecznych	17	(3)	14	71	(5)	66
Należności z tytułu udzielonych pożyczek	69	(55)	14	380	(49)	331
Pozostałe należności	615	(385)	230	626	(381)	245
Razem, w tym:	6 652	(910)	5 742	6 540	(759)	5 781

Grupa narażona jest na ryzyko kredytowe oraz ryzyko walutowe wynikające z należności z tytułu dostaw i usług. Zarządzanie ryzykiem kredytowym (w tym ocenę jakości kredytowej należności i koncentrację ryzyka kredytowego) przedstawiono w [nocie 7.3.1](#). Informacje na temat ryzyka walutowego związanego z należnościami zaprezentowano w [nocie 7.3.2.2](#).

Zmiana odpisów na należności z tytułu dostaw i usług w bieżącym okresie

	Należności z tytułu dostaw i usług objęte analizą grupową		Należności z tytułu dostaw i usług objęte analizą indywidualną		Wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy	
	Oczekiwana strata w okresie całego życia	Z rozpoznaną utratą wartości	12-miesięczna oczekiwana strata	Oczekiwana strata w okresie całego życia		Z rozpoznaną utratą wartości
Stan na 1 stycznia 2018	6	221	8	-	85	2
Wpływ zastosowania zmian w MSSF 9	6	-	2	-	(5)	-
Zwiększenia ujęte w rachunku zysków i strat	47	16	6	-	309	-
Zmniejszenia ujęte w rachunku zysków i strat	(45)	(15)	(10)	-	(161)	-
Wykorzystanie	-	(28)	-	-	-	-
Przeniesienia	(9)	9	-	-	-	-
Pozostałe zmiany	-	21	-	-	2	-
Stan na 31 grudnia 2018	5	224	6	-	230	2

Zmiana w poziomie utraty wartości należności z tytułu dostaw i usług

	Należności z tytułu dostaw i usług objęte analizą grupową		Należności z tytułu dostaw i usług objęte analizą indywidualną		Wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy	
	Oczekiwana strata w okresie całego życia	Z rozpoznaną utratą wartości	12-miesięczna oczekiwana strata	Oczekiwana strata w okresie całego życia		Z rozpoznaną utratą wartości
Utrata wartości na dzień 1 stycznia 2018	6	221	8	-	85	2
Wpływ zastosowania zmian w MSSF 9	6	-	2	-	(5)	-
Transfer do grupy z 12-miesięczną oczekiwaną stratą	-	-	-	-	-	-
Transfer do grupy z oczekiwaną stratą w okresie całego życia	-	9	-	-	-	-
Transfer do grupy z rozpoznaną utratą wartości	(9)	-	-	-	-	-
Wykorzystanie odpisów	-	(28)	-	-	-	-
Splacone aktywa finansowe	(45)	(15)	(10)	-	(161)	-
Nowo rozpoznane aktywa finansowe	47	16	6	-	309	-
Zmiany w wyniku modyfikacji parametrów ryzyka	-	-	-	-	-	-
Wpływ zmian kursów walutowych oraz pozostałe	-	21	-	-	2	-
Utrata wartości na dzień 31 grudnia 2018	5	224	6	-	230	2

Zmiany wartości bilansowej brutto należności z tytułu dostaw i usług

	Należności z tytułu dostaw i usług objęte analizą grupową		Należności z tytułu dostaw i usług objęte analizą indywidualną		Wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy	
	Oczekiwana strata w okresie całego życia	Z rozpoznaną utratą wartości	12-miesięczna oczekiwana strata	Oczekiwana strata w okresie całego życia		Z rozpoznaną utratą wartości
Wartość bilansowa brutto na dzień 1 stycznia 2018	2 520	447	1 537	240	316	5
Transfer do grupy z 12-miesięczną oczekiwaną stratą	-	-	-	-	-	-
Transfer do grupy z oczekiwaną stratą w okresie całego życia	126	(126)	-	-	-	-
Transfer do grupy z rozpoznaną utratą wartości	(17)	17	-	-	-	-
Splacone aktywa finansowe	(18 589)	(125)	(22 039)	(211)	(1 023)	(4)
Nowo rozpoznane aktywa finansowe	19 003	181	21 831	203	1 174	-
Spisanie w ciężar odpisów	-	(33)	-	-	-	-
Zmiany w wyniku modyfikacji parametrów ryzyka	-	-	7	-	-	-
Pozostały wpływ	(144)	8	3	(14)	38	-
Wartość bilansowa brutto na dzień 31 grudnia 2018	2 899	369	1 339	218	505	1

Zmiana odpisów na pozostałe aktywa finansowe w bieżącym okresie

	Pozostałe aktywa finansowe objęte analizą grupową		Pozostałe aktywa finansowe objęte analizą indywidualną		
	Oczekiwana strata w okresie całego życia	Z rozpoznaną utratą wartości	12-miesięczna oczekiwana strata	Oczekiwana strata w okresie całego życia	
Stan na 1 stycznia 2018	13	285	1	-	93
Zwiększenia ujęte w rachunku zysków i strat	7	3	-	-	76
Zmniejszenia ujęte w rachunku zysków i strat	(5)	(5)	-	-	(93)
Wykorzystanie	-	(2)	-	-	-
Przeniesienia	(16)	16	-	-	-
Pozostałe zmiany	22	(9)	1	-	-
Stan na 31 grudnia 2018	21	288	2	-	76

Zmiana w poziomie utraty wartości pozostałych aktywów finansowych

	Pozostałe aktywa finansowe objęte analizą grupową		Pozostałe aktywa finansowe objęte analizą indywidualną		
	Oczekiwana strata w okresie całego życia	Z rozpoznaną utratą wartości	12-miesięczna oczekiwana strata	Oczekiwana strata w okresie całego życia	
Utrata wartości na dzień 1 stycznia 2018	13	285	1	-	93
Transfer do grupy z 12-miesięczną oczekiwaną stratą	-	-	-	-	-
Transfer do grupy z oczekiwaną stratą w okresie całego życia	-	16	-	-	-
Transfer do grupy z rozpoznaną utratą wartości	(16)	-	-	-	-
Wykorzystanie odpisów	-	(2)	-	-	-
Splacone aktywa finansowe	(5)	(5)	-	-	(93)
Nowo rozpoznane aktywa finansowe	7	3	-	-	76
Zmiany w wyniku modyfikacji parametrów ryzyka	-	-	-	-	-
Wpływ zmian kursów walutowych oraz pozostałe	22	(9)	1	-	-
Utrata wartości na dzień 31 grudnia 2018	21	288	2	-	76

Zmiany wartości bilansowej brutto pozostałych aktywów finansowych

	Pozostałe aktywa finansowe objęte analizą grupową		Pozostałe aktywa finansowe objęte analizą indywidualną		Wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy	Wyceniane w wartości godziwej przez pozostałe całkowite dochody	
	Oczekiwana strata w okresie całego życia	Z rozpoznaną utratą wartości	12-miesięczna oczekiwana strata	Oczekiwana strata w okresie całego życia			Z rozpoznaną utratą wartości
Wartość bilansowa brutto na dzień 1 stycznia 2018	192	346	100	1	88	12	22
Transfer do grupy z 12-miesięczną oczekiwaną stratą	-	-	-	-	-	-	-
Transfer do grupy z oczekiwaną stratą w okresie całego życia	-	70	-	-	-	-	-
Transfer do grupy z rozpoznaną utratą wartości	(70)	-	-	-	-	-	-
Splacone aktywa finansowe	(286)	(124)	(101)	-	(37)	(6)	-
Nowo rozpoznane aktywa finansowe	388	9	36	-	13	24	18
Spisanie w ciężar odpisów	-	(2)	-	-	-	-	-
Zmiany w wyniku modyfikacji parametrów ryzyka	-	-	-	-	-	-	-
Pozostały wpływ	9	(1)	33	-	20	-	-
Wartość bilansowa brutto na dzień 31 grudnia 2018	233	298	68	1	84	30	40

6.2.3. Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz podatków

Zasady rachunkowości

Krótkoterminowe zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz z tytułu zakupu środków trwałych i wartości niematerialnych ujmuje się początkowo w wartości godziwej, która odpowiada wartości nominalnej i wycenia na dzień bilansowy według zamortyzowanego kosztu.

Zobowiązania z tyt. podatków, ceł i ubezpieczeń społecznych ustala się w kwocie wymagającej zapłaty spółkom Grupy zgodnie z obowiązującymi i mającymi zastosowanie przepisami.

Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz podatków	2018	2017
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	1 411	1 326
Zobowiązania z tytułu zakupu środków trwałych i wartości niematerialnych	560	439
Zobowiązania z tytułu podatku od towarów i usług	985	940
Zobowiązania z tytułu innych podatków, ceł i ubezpieczeń społecznych	374	327
Zobowiązania z tytułu podatku dochodowego bieżącego	418	217
Razem	3 748	3 249

Grupa narażona jest na ryzyko walutowe oraz ryzyko płynności związane ze zobowiązaniami z tytułu dostaw i usług oraz zakupu środków trwałych i wartości niematerialnych. Ryzyka te opisano odpowiednio w **notach: 7.3.2.2.** oraz **7.3.3.**

6.3. Rezerwy i zobowiązania

6.3.1. Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych

Zasady rachunkowości

Krótkoterminowe świadczenia pracownicze

Krótkoterminowe świadczenia pracownicze to świadczenia (inne niż świadczenia z tytułu rozwiązania stosunku pracy), które podlegają w całości rozliczeniu przed upływem dwunastu miesięcy od końca rocznego okresu sprawozdawczego, w którym pracownicy wykonywali związaną z nimi pracę. Krótkoterminowe świadczenia pracownicze nie wymagają stosowania założeń aktuarialnych. Grupa ujmuje przewidywaną, niezdykontowaną wartość krótkoterminowych świadczeń, które zostaną wypłacone. Wydatki dotyczące świadczeń wypłacanych w okresie zatrudnienia są odnoszone w rachunek wyników bieżącego okresu sprawozdawczego.

Do zobowiązań z tytułu krótkoterminowych świadczeń pracowniczych wypłacanych przez Grupę należą:

- wynagrodzenia oraz składki na ubezpieczenia społeczne,
- krótkoterminowe płatne nieobecności,
- wypłaty z zysku i premie przypadające do wypłaty w ciągu 12 miesięcy od zakończenia okresu, w którym pracownicy nabyli te prawa,
- świadczenia niepieniężne dla aktualnie zatrudnionych pracowników.

Krótkoterminowe świadczenia pracownicze, w tym płatności z tytułu programu określonych składek, ujmowane są w okresie, w którym jednostka Grupy otrzymała przedmiotowe świadczenie ze strony pracownika, a w przypadku wypłat z zysku i premii, gdy spełnione zostały następujące warunki:

- na jednostce Grupy ciąży obecny prawny lub zwyczajowo oczekiwany obowiązek do dokonania takich wypłat w wyniku zdarzeń przeszłych oraz
- można dokonać wiarygodnej wyceny tego zobowiązania.

Grupa ujmuje przewidywane koszty krótkoterminowych świadczeń pracowniczych w formie płatnych nieobecności w przypadku kumulowanych płatnych nieobecności (czyli takich, do których uprawnienia przechodzą na przyszłe okresy i można je wykorzystać w przyszłości), jeśli w bieżącym okresie nie zostały w pełni wykorzystane.

Długoterminowe świadczenia pracownicze

Długoterminowe świadczenia pracownicze to wszystkie świadczenia, których okres realizacji przypada w terminie dłuższym niż 12 miesięcy od dnia bilansowego. Grupa klasyfikuje je jako:

- świadczenia po okresie zatrudnienia,
- inne długoterminowe świadczenia pracownicze.

Do świadczeń po okresie zatrudnienia klasyfikowane są między innymi świadczenia z tytułu rozwiązania stosunku pracy, odprawy emerytalne oraz świadczenia z Zakładowego Funduszu Świadczeń Socjalnych.

Rezerwa na długoterminowe świadczenia pracownicze wyceniana jest z wykorzystaniem metody prognozowanych uprawnień jednostkowych z wyceny aktuarialnej przeprowadzanej na koniec okresu sprawozdawczego.

Zyski i straty aktuarialne dotyczące określonych świadczeń po okresie zatrudnienia są prezentowane w innych całkowitych dochodach. Natomiast zyski i straty dotyczące pozostałych świadczeń wypłacanych w okresie zatrudnienia są odnoszone w rachunek zysków i strat bieżącego okresu sprawozdawczego.

Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	2018		2017	
	Długoterminowe	Krótkoterminowe	Długoterminowe	Krótkoterminowe
Zobowiązania z tytułu nagród jubileuszowych	518	48	474	45
Zobowiązania z tytułu odpraw emerytalnych	221	4	190	3
Zobowiązania z tytułu wynagrodzeń	-	70	-	68
Zobowiązania z tytułu niewykorzystanych urlopów	-	57	-	62
Świadczenia pracownicze z tytułu rozwiązania stosunku pracy	-	15	-	11
Pozostałe zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	69	153	61	182
Razem	808	347	725	371

Zmiany zobowiązań z tytułu odpraw emerytalnych i nagród jubileuszowych przedstawiały się następująco:

	Nagrody jubileuszowe		Odprawy emerytalne	
	2018	2017	2018	2017
Wartość zobowiązania na początek okresu	519	518	193	182
Koszty odsetek	16	17	6	6
Koszty bieżącego zatrudnienia	32	25	9	8
Koszty przeszłego zatrudnienia	-	-	-	-
Wyplacone świadczenia	(59)	(50)	(9)	(12)
Aktuarialny zysk/(strata) - zmiany w założeniach finansowych	32	21	18	11
Aktuarialny zysk/(strata) - zmiany w założeniach demograficznych	32	(12)	7	(2)
Zysk/(Strata) z tytułu ograniczeń i rozliczeń	(6)	-	1	-
Różnice kursowe z przeliczenia	-	-	-	-
Zmiany w Grupie	-	-	-	-
Reklasyfikacja do zobowiązań dotyczących grup aktywów przeznaczonych do sprzedaży	-	-	-	-
Wartość zobowiązania na koniec okresu	566	519	225	193

W bieżącym okresie stopa techniczna przyjęta do obliczenia zdyskontowanej wartości przyszłych wypłat należnych z tytułu odpraw emerytalnych ustalona została na poziomie -0,1%, jako wypadkowa stopy zwrotu z długoletnich obligacji skarbowych w wysokości 2,8% rocznie i planowanej rocznej inflacji wynagrodzeń w wysokości 2,9% (na koniec 2017 roku stopa ta przyjęta była na poziomie 0,6% jako wypadkowa stóp odpowiednio 3,3% i 2,7%).

6.3.1.1. Informacje na temat procesu racjonalizacji zatrudnienia w Grupie Kapitałowej

Jednostki GK PGNiG realizują programy dotyczące racjonalizacji zatrudnienia, mające na celu zwiększenie efektywności kosztowej i organizacyjnej Grupy, zgodnie z przyjętą w marcu 2017 roku Strategią GK PGNiG PGNiG na lata 2017 - 2022 z perspektywą do 2026 roku.

Najistotniejsze działania związane z racjonalizacją zatrudnienia, realizowane w 2018 roku przez spółki Grupy, zostały przedstawione poniżej:

Jednostka	Proces restrukturyzacji/racjonalizacji zatrudnienia
PGNiG S.A.	W ramach działań zmierzających do poprawy efektywności kosztowej Zarząd PGNiG SA w październiku 2018 roku przyjął do realizacji koncepcję centralizacji usług kadrowo-płacowych. Procesem optymalizacji obszaru kadrowo-płacowego objęte zostały następujące spółki: PGNiG SA, PSG oraz PGNiG Obrót Detaliczny. Celem opracowanej koncepcji jest zmniejszenie ilości lokalizacji, w których realizowane są procesy kadrowo-płacowe, optymalizacja poziomu zatrudnienia oraz poprawa efektywności obsługi kadrowo-płacowej.
PSG Sp. z o.o.	W 2018 roku został zrealizowany projekt pn. <i>Technologie Krosno</i> , w ramach którego Polska Spółka Gazownictwa dokonała przejęcia wydzielonej części przedsiębiorstwa PGNiG Technologie S.A. Projekt zakładał uruchomienie nowego oddziału pn. Oddział Inwestycyjno-Remontowy w Krośnie, w którym zatrudniono przejętych z PGNiG Technologie S.A., w trybie Art. 23' Kodeksu Pracy, 278 pracowników.
PSG Sp. z o.o.	W 2018 roku w celu przeciwdziałania negatywnym skutkom demograficznym kontynuowano działania mające na celu zmianę struktury wiekowej kadry PSG sp. z o.o., w szczególności poprzez kontynuację programu zachęt finansowych dla osób posiadających uprawnienia emerytalne. Zarząd Spółki w dniu 9 sierpnia 2018 roku podjął decyzję o wypłacie dodatkowych odpraw związanych z rozwiązaniem umowy o pracę w związku z przejściem na emeryturę. Zgodnie z tą decyzją, Pracodawca zobowiązał się wypłacić dodatkowe świadczenia osobom, które do końca 2018 roku rozwiążą stosunek pracy w związku z przejściem na emeryturę, według ustalonych zasad. Celem uruchomienia programu zachęt dla emerytów, było umożliwienie Spółce pozyskanie młodych, doświadczonych pracowników w miejsce osób, które osiągnęły już uprawnienia emerytalne. W 2018 roku z programu zachęt finansowych skorzystało 105 pracowników i rozwiązało stosunek pracy w związku z przejściem na emeryturę.
PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A.	PGNiG Temika Energetyka Przemysłowa kontynuowała rozpoczęty w roku ubiegłym proces optymalizacji zatrudnienia. W okresie od 15 marca do 31 października 2018 roku uruchomiony został Program Dobrowolnych Odejść (PDO) dla pracowników spółki. Wartość wypłaconych rekompensat dla uczestników PDO wyniosła 830 122,75 zł. W sumie z programu skorzystało 23 pracowników, z czego 17 pracowników odeszło w 2018 roku, kolejnych 6 odejście w 2019 roku. Ponadto w spółce funkcjonował uruchomiony w roku poprzednim program zachęt emerytalnych pn. <i>Urlop Terminowy do Emerytury</i> .

6.3.2. Pozostałe rezerwy

Zasady rachunkowości

Istotne szacunki

Rezerwa na świadectwa pochodzenia energii oraz świadectwa efektywności energetycznej

W przypadku braku na dzień bilansowy wystarczającej ilości świadectw wymaganych do wypełnienia obowiązków zgodnie z Ustawą Prawo energetyczne i Ustawą o efektywności energetycznej, Grupa tworzy rezerwę na umorzenie świadectw pochodzenia energii i świadectw efektywności energetycznej lub uiszczenie opłat zastępczych, w zależności od tego, która z kwot jest niższa.

Dla celów wyceny rezerwy uwzględnia się wartość bilansową posiadanych świadectw oraz aktualną cenę rynkową świadectw na Towarowej Giełdzie Energii, które dodatkowo należałoby nabyć, aby pokryć obowiązek wynikający z wielkości sprzedaży energii elektrycznej do końcowych odbiorców.

Rezerwa jest rozliczana z zarejestrowanymi certyfikatami ujętymi jako zapas (patrz [nota 6.2.1.](#)), w momencie zarejestrowania umorzenia w Rejestrze Świadectw Pochodzenia prowadzonym przez Towarową Giełdę Energii S.A. (TGE).

Rezerwa na świadectwa efektywności energetycznej tworzona jest na koniec okresu sprawozdawczego w oparciu o ilość zużytej energii elektrycznej (z wyłączeniem energii zużytej z produkcji własnej) oraz ilość sprzedaży do odbiorców końcowych (z uwzględnieniem wyłączeń wynikających z Ustawy o efektywności energetycznej) paliwa gazowego (w jednostkach energii), energii elektrycznej i ciepła oraz w oparciu o wskaźniki procentowe wynikające z przepisów prawa i cenę świadectw na Towarowej Giełdzie Energii z ostatniego dnia notowań w okresie sprawozdawczym, oraz średniej ceny pozyskania całego portfela PMEF (Prawa Majątkowe Efektywności Energetycznej).

Rezerwa na zobowiązania dotyczące prac poszukiwawczych za granicą

W 2013 roku Jednostka Dominująca utworzyła rezerwę na zobowiązania dotyczące prac poszukiwawczych, prowadzonych przez spółkę PGNiG Upstream North Africa B.V. (spółka zależna od PGNiG).

W związku z brakiem prowadzenia przez jednostkę działalności operacyjnej w wyniku wystąpienia czynników ryzyka tzw. Siły Wyższej panującej w Libii, Spółka utrzymuje rezerwę na pokrycie zobowiązań koncesyjnych wobec Rządu Libijskiego wynikającą z zawartych umów koncesyjnych.

Wartość rezerwy oparta jest na podstawie niezrealizowanych zobowiązań, wynikających z podpisanych umów koncesyjnych.

Rezerwy związane z ochroną środowiska

Grupa ujmuje rezerwę na koszty rozpoznania i rekultywacji zanieczyszczeń środowiska gruntowo-wodnego, wymaganej przez obowiązujące przepisy prawa. Tworzona rezerwa odzwierciedla potencjalne koszty przewidziane do poniesienia, szacowane i weryfikowane okresowo według cen bieżących.

Wartość rezerwy oparta jest na szacunkach przyszłych kosztów rekultywacji zanieczyszczeń, na które znaczący wpływ ma przyjęta stopa dyskonta oraz szacunek okresu wystąpienia przyszłych przepływów pieniężnych.

Rezerwa na roszczenia z tytułu bezumownego korzystania z gruntów

W ramach prowadzonej działalności gospodarczej spółki Grupy instalują urządzenia techniczne na nieruchomościach gruntowych, stanowiących własność podmiotów trzecich, często osób fizycznych. W momencie instalacji infrastruktury, gdy istnieje taka możliwość, zawierane są umowy ustanawiające standardowe służebności gruntowe oraz umowy służebności przesyłu.

Grupa tworzy rezerwę w odniesieniu do zgłoszonych roszczeń z tytułu bezumownego korzystania z gruntów, o potwierdzonej zasadności (tytuł prawny do gruntu) oraz w przypadku których, w ciągu ostatnich 3 lat, prowadzona była korespondencja ze zgłaszającym roszczenie.

Grupa szacuje kwotę rezerwy z tytułu bezumownego korzystania z gruntów w oparciu o operat szacunkowy wykonany przez rzeczoznawcę, bądź samodzielnie, biorąc pod uwagę powierzchnię strefy kontrolowanej w metrach kwadratowych, wysokość czynszu dzierżawnego za rok za metr kwadratowy podobnego gruntu w danej gminie oraz okres bezumownego korzystania z gruntu (nie więcej niż 10 lat).

W przypadku, gdy uzyskanie wiarygodnych danych wymaganych do zastosowania metody opisanej powyżej nie jest możliwe, Grupa analizuje indywidualnie zgłoszone roszczenia. Z uwagi na fakt, że wartości przyjęte do ww. kalkulacji wynikają z wielu zmiennych, ostateczne kwoty odszkodowań z tytułu bezumownego korzystania z gruntów, jakie Grupa będzie musiała zapłacić, mogą odbiegać od rozpoznanych rezerw z tego tytułu.

	Rezerwa na świadczenia pochodzenia energii oraz efektywności energetycznej	Rezerwa na zobowiązania dot. prac poszukiwawczych za granicą	Rezerwy związane z ochroną środowiska	Rezerwa na karę UOKiK*	Rezerwa na roszczenia z tytułu bezumownego korzystania z gruntów	Pozostałe rezerwy	Razem	
Stan na 1 stycznia 2017	143	194	117	10	36	258	758	
Zwiększenia ujęte w rachunku zysków i strat	160	-	24	-	7	148	339	Nota 3.3.
Zmniejszenia ujęte w rachunku zysków i strat	(13)	-	(17)	-	(12)	(59)	(101)	Nota 3.3.
Wykorzystanie	(133)	-	-	-	-	(28)	(161)	
Zmiany w Grupie	-	-	-	-	-	-	-	
Pozostałe zmiany	(2)	(31)	-	-	-	-	(33)	
Stan na 31 grudnia 2017	155	163	124	10	31	319	802	
część długoterminowa	-	4	63	-	20	94	181	
część krótkoterminowa	155	159	61	10	11	225	621	
Stan na 1 stycznia 2018	155	163	124	10	31	319	802	
Wpływ zastosowania zmian w MSSF 9	-	-	-	-	-	18	18	
Zwiększenia ujęte w rachunku zysków i strat	134	-	5	-	4	178	321	Nota 3.3.**
Zmniejszenia ujęte w rachunku zysków i strat	(54)	-	(14)	-	(12)	(107)	(187)	Nota 3.3.
Wykorzystanie	(114)	-	-	(10)	-	(3)	(127)	
Zmiany w Grupie	-	-	-	-	-	-	-	
Pozostałe zmiany	30	12	-	-	-	3	45	
Stan na 31 grudnia 2018	151	175	115	-	23	408	872	
część długoterminowa	-	4	76	-	15	102	197	
część krótkoterminowa	151	171	39	-	8	306	675	

*Więcej informacji znajduje się w Sprawozdaniu Zarządu z działalności PGNiG S.A. i Grupy Kapitałowej PGNiG.

**Wartość dotycząca pozostałych rezerw (dotycząca rezerw na gwarancje finansowe) w kwocie 3 mln PLN została ujęta w notce 3.4 w pozycji pozostałe koszty finansowe netto.



6.3.3. Dotacje

Zasady rachunkowości

Dotacje

Grupa otrzymuje dotacje do aktywów, których udzieleniu towarzyszy podstawowy warunek mówiący o tym, że Grupa powinna zakupić, wytworzyć lub w inny sposób pozyskać aktywa trwałe.

Dotacje do aktywów są ujmowane w sprawozdaniu z sytuacji finansowej w pozycji Dotacje (część długoterminowa) oraz Pozostałe zobowiązania (część krótkoterminowa), a następnie systematycznie, drogą równych odpisów rocznych, odnoszone są w rachunek zysków i strat przez przewidywany okres użytkowania tych aktywów.

Dotacje	2018	2017
Dotacje do aktywów, z tego:	761	807
Budowa KPMG Kosakowo	71	80
Rozbudowa PMG Wierzchowice	399	421
Rozbudowa PMG Strachocina	53	55
Rozbudowa PMG Husów	27	29
Budowa systemów dystrybucji gazu ziemnego na terenach niezgazyfikowanych i modernizacja istniejących sieci dystrybucji	149	158
Pozostałe	62	64
Dotacje do przychodu	-	-
Razem	761	807
W tym długoterminowe	720	767

Dotacje do aktywów

Spółki Grupy prowadzą projekty dofinansowane ze środków Unii Europejskiej.

Największe projekty prowadzone są przez Jednostkę Dominującą oraz Polską Spółkę Gazownictwa Sp. z o.o.

W 2018 roku PGNiG S.A. nie otrzymała dofinansowania, natomiast Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. realizowała umowy o dofinansowanie dla 8 projektów inwestycyjnych, zawarte w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko na lata 2014-2020. W związku z tym, w bieżącym okresie otrzymała dotację z Instytutu Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy w kwocie 1,8 mln zł.

W 2017 roku PGNiG S.A. otrzymała z budżetu Gminy i Miasta Pyzdry dofinansowanie w formie pomocy de minimis do budowy zewnętrznych sieci gazu pn. Budowa stacji gazowej Pyzdry w wysokości 0,2 mln zł. Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o., w okresie porównawczym otrzymała dofinansowanie w kwocie 22 mln zł. Środki te pochodziły z Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego (EFRR) w ramach programu związanego z budową systemów dystrybucji gazu ziemnego na terenach niezgazyfikowanych i modernizacją istniejących sieci dystrybucji.

6.3.4. Pozostałe zobowiązania

Zasady rachunkowości

Pozostałe zobowiązania

Spółka zależna w Grupie (Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.) jako operator systemów dystrybucyjnych do 2017 roku zaliczała do przychodów przyszłych okresów między innymi opłatę przyłączeniową (wynikającą ze zrealizowania usługi do 30 czerwca 2009 roku).

W związku z zastosowaniem MSSF 15, saldo opłaty przyłączeniowej zostało rozliczone na dzień 01.01.2018 roku w odniesieniu do pozycji *Zyski zatrzymane* (nota 1.2.1.1)

Pozostałe zobowiązania	2018		2017	
	Długoterminowe	Krótkoterminowe	Długoterminowe	Krótkoterminowe
Opłaty przyłączeniowe otrzymane w środkach pieniężnych	-	-	318	20
Niezamortyzowana wartość przyłączy gazowych przekazanych przez odbiorców	146	42	186	46
Zaliczki na dostawy	-	173	-	210
Rozliczenia międzyokresowe bierne	-	142	-	120
Zobowiązania z tytułu koncesji, praw do informacji geologicznej i użytkowania górniczego	46	-	76	-
Pozostałe przychody przyszłych okresów	3	197	4	148
Pozostałe	69	390	60	357
Razem	264	944	644	901

7. Noty dotyczące instrumentów finansowych i zarządzania ryzykiem finansowym

7.1. Instrumenty finansowe

Zasady rachunkowości

Grupa posiada następujące kategorie instrumentów finansowych:

- wyceniane metodą zamortyzowanego kosztu, liczonego przy wykorzystaniu efektywnej stopy procentowej,
- wyceniane do wartości godziwej przez pozostałe całkowite dochody,
- wyceniane do wartości godziwej przez wynik finansowy,
- instrumenty pochodne zabezpieczające.

W przypadku wyceny instrumentów kapitałowych w wartości godziwej przez wynik finansowy lub przez całkowite dochody, wybór dokonuje się indywidualnie dla każdego instrumentu.

Klasyfikacja aktywów finansowych dokonywana jest w Grupie na podstawie:

- modelu biznesowego jednostki w zakresie zarządzania aktywami finansowymi. Model biznesowy dotyczy sposobu, w jaki jednostka zarządza aktywami finansowymi, aby wygenerować przepływy pieniężne. Model biznesowy może zakładać utrzymywanie aktywów w celu uzyskiwania przepływów pieniężnych wynikających z umowy (model „utrzymywanie”), celem może być zarówno uzyskiwanie przepływów pieniężnych jak i sprzedaż aktywów finansowych (model „utrzymywanie i sprzedaż”) lub Grupa może zarządzać aktywami finansowymi w celu realizowania przepływów pieniężnych poprzez sprzedaż aktywów (model „sprzedaż”).
- oceny charakterystyki wynikających z umowy przepływów pieniężnych. Jednostki Grupy, na moment początkowy ujęcia aktywa finansowego w księgach, ustalają czy wynikające z umowy przepływy pieniężne są jedynie spłatą kwoty głównej i odsetek od kwoty głównej pozostałej do spłaty, a zatem czy są zgodne z podstawową umową pożyczkową. Odsetki mogą obejmować zapłatę za wartość pieniądza w czasie, ryzyko kredytowe, inne podstawowe ryzyka związane z udzielaniem kredytów oraz koszty i marżę zysku.

W momencie początkowego ujęcia nowego składnika aktywów finansowych spółki Grupy oceniają model biznesowy oraz przeprowadzają test SPPI biorąc pod uwagę nowe warunki zmodyfikowanego aktywa finansowego.

Klasyfikacja aktywów i zobowiązań finansowych do poszczególnych kategorii:

Aktywa finansowe wyceniane według zamortyzowanego kosztu, pod warunkiem spełnienia testu przepływów pieniężnych (testu SPPI):

- udzielone pożyczki,
- należności z tytułu dostaw i usług (nota 6.2.2.),
- instrumenty dłużne,
- lokaty terminowe,
- środki pieniężne i ich ekwiwalenty (nota 5.4.).

Aktywa finansowe wyceniane do wartości godziwej przez pozostałe całkowite dochody:

- inwestycje w instrumenty kapitałowe (z wyjątkiem udziałów i akcji spółek zależnych, współkontrolowanych i stowarzyszonych), dla których Grupa wybrała wycenę przez pozostałe dochody całkowite,
- inwestycje w instrumenty dłużne.

Aktywa finansowe wyceniane do wartości godziwej przez wynik finansowy:

- inwestycje w notowane akcje,
- pożyczki udzielone i inne dłużne instrumenty finansowe, które nie spełniają testu SPPI,
- jednostki funduszy inwestycyjnych,
- inwestycje w instrumenty kapitałowe (z wyjątkiem udziałów i akcji spółek zależnych, współkontrolowanych i stowarzyszonych), dla których nie wybrano wyceny w wartości godziwej przez pozostałe całkowite dochody,
- inne pozycje (w tym bezzwrotne dopłaty do kapitału w spółce wnoszącej dopłatę, ujemne jako inwestycja w spółkę zależną).

Zobowiązania finansowe wyceniane według zamortyzowanego kosztu:

- zobowiązania z tytułu dostaw i usług (nota 6.2.3.),
- zobowiązania z tytułu zadłużenia (nota 5.2.).

Aktywa i zobowiązania finansowe wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy

Do aktywów i zobowiązań finansowych wycenianych w wartości godziwej przez wynik finansowy Grupa klasyfikuje pochodne instrumenty finansowe nie wyznaczone na instrumenty zabezpieczające w rachunkowości zabezpieczeń. Zasady rachunkowości przedstawiono w [nocie 7.2.](#)

Instrumenty pochodne zabezpieczające

Kategoria ta obejmuje instrumenty pochodne, w odniesieniu do których Grupa stosuje rachunkowość zabezpieczeń. Opis stosowanych zasad dotyczących rachunkowości zabezpieczeń znajduje się w [nocie 7.2.](#)

Modyfikacja przepływów pieniężnych wynikających z umowy

W przypadku zidentyfikowania wystąpienia w zawartych umowach przepływów pieniężnych podlegających renegotjacji lub jakiegokolwiek innej modyfikacji, w Grupie dokonuje:

- renegotjacji lub modyfikacji umownych przepływów pieniężnych, która nie prowadzi do zaprzestania ujmowania pierwotnego aktywa finansowego - modyfikacja nieistotna, lub
- renegotjacji lub modyfikacji umownych przepływów pieniężnych, która prowadzi do zaprzestania ujmowania i wyłączenia z bilansu aktywa finansowego - modyfikacja istotna.

Do najistotniejszych kryteriów stosowanych w Grupie dla istotnej modyfikacji przepływów pieniężnych aktywa finansowego należą:

1. Kryterium ilościowe - przekroczenie progu istotności 10% różnicy pomiędzy wyceną bilansową po zmianie harmonogramu oraz wyceną przed uwzględnieniem zmiany.
2. Kryteria jakościowe:
 - zmiana stopy zmiennej na stałą i na odwrót;
 - głęboka restrukturyzacja pożyczki w sytuacji gdy pożyczkobiorca ma problemy finansowe obejmująca m.in. podział pożyczki, zmianę terminów spłaty, zmianę profilu wypłaty, zwiększająca poziom przepływów;
 - istotna zmiana warunków skutkująca zmianą w zakresie spełnienia testu SPPI;

W dacie, w której następuje zmiana, poprzedni instrument finansowy jest usuwany z bilansu oraz jest ujmowany nowy instrument - wg wartości godziwej.

Różnica pomiędzy wartością bilansową pierwotnego składnika aktywów finansowych określona na dzień modyfikacji, a wartością godziwą zmodyfikowanego składnika aktywów odnoszona jest do wyniku finansowego.

W momencie początkowego ujęcia nowego składnika aktywów finansowych Grupa ocenia model biznesowy oraz przeprowadza test SPPI biorąc pod uwagę nowe warunki zmodyfikowanego aktywa finansowego. Jeżeli zmodyfikowany składnik aktywów finansowych po początkowym ujęciu wyceniany jest według zamortyzowanego kosztu, wówczas do wyceny Spółka stosuje nowo ustaloną efektywną stopę procentową.



7.1.1. Główne pozycje bilansowe aktywów finansowych w podziale na kategorie

Pozycja bilansowa	Pozycja szczegółowa w nocie	Noty	2018 Klasyfikacja zgodnie z MSSF 9				2017 Klasyfikacja zgodnie z MSR 39			
			Aktywa finansowe wyceniane według zamortyzowanego kosztu	Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy	Instrumenty finansowe w rachunkowości zabezpieczeń	Razem	Pożyczki i należności wyceniane według zamortyzowanego kosztu	Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy	Instrumenty finansowe w rachunkowości zabezpieczeń	Razem
Należności	Należności z tytułu dostaw i usług	Nota 6.2.2.	4 864	-	-	4 864	4 743	-	-	4 743
	Należności z tytułu udzielonych pożyczek		14	-	-	14	330	-	-	330
Inne aktywa finansowe - udzielone pożyczki		Nota 8.4	562	-	-	562	243	-	-	243
Pochodne instrumenty finansowe		Nota 7.2.	-	928	390	1 318	-	425	25	450
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty		Nota 5.4.	3 925	-	-	3 925	2 578	-	-	2 578
Razem			9 365	928	390	10 683	7 894	425	25	8 344

7.1.2. Główne pozycje bilansowe zobowiązań finansowych w podziale na kategorie

Pozycja bilansowa	Pozycja szczegółowa w nocie	Noty	2018 Klasyfikacja zgodnie z MSSF 9				2017 Klasyfikacja zgodnie z MSR 39			
			Zobowiązania finansowe wyceniane wg zamortyzowanego kosztu	Zobowiązania finansowe wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy	Instrumenty finansowe w rachunkowości zabezpieczeń	Razem	Zobowiązania finansowe wyceniane wg zamortyzowanego kosztu	Zobowiązania finansowe wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy	Instrumenty finansowe w rachunkowości zabezpieczeń	Razem
Zobowiązania z tytułu zadłużenia	Kredyty bankowe	Nota 5.2.	1 385	-	-	1 385	1 085	-	-	1 085
	Dłużne papiery wartościowe	Nota 5.2.	2 298	-	-	2 298	1 898	-	-	1 898
Zobowiązania z tytułu dostaw i podatków	Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	Nota 6.2.3.	1 411	-	-	1 411	1 326	-	-	1 326
Pochodne instrumenty finansowe		Nota 7.2.	-	802	358	1 160	-	297	25	322
Razem			5 094	802	358	6 254	4 309	297	25	4 631

7.1.3.Przychody i koszty dotyczące aktywów i zobowiązań finansowych

Pozycja rachunku zysków i strat oraz sprawozdania z całkowitych dochodów	Pozycja szczegółowa w notcie / dodatkowe objaśnienia	Noty	2018 (zgodnie z MSSF 9)			2017 (zgodnie z MSR 39)		
			Aktywa i zobowiązania finansowe wyceniane wg zamortyzowanego kosztu	Pochodne instrumenty finansowe nieobjęte rachunkowością zabezpieczeń	Pochodne instrumenty finansowe w rachunkowości zabezpieczeń przepływów pieniężnych	Pożyczki, należności i zobowiązania wyceniane wg zamortyzowanego kosztu	Pochodne instrumenty finansowe nieobjęte rachunkowością zabezpieczeń	Pochodne instrumenty finansowe w rachunkowości zabezpieczeń przepływów pieniężnych
Wpływ na rachunek zysków i strat								
	Odsetki od zadłużenia	<i>Nota 3.4.</i>	(41)	-	-	(70)	-	-
	Różnice kursowe	<i>Nota 3.4.</i>	11	-	-	36	-	-
Koszty finansowe netto	Wycena i realizacja pochodnych instrumentów finansowych nieobjętych rachunkowością zabezpieczeń	<i>Nota 3.4.</i>	-	(13)	-	-	(44)	-
	Różnice kursowe	<i>Nota 3.3.</i>	16	-	-	(122)	-	-
	Odpis z tytułu utraty wartości	<i>Nota 3.3.</i>	(129)	-	-	(1)	-	-
Pozostałe przychody i koszty operacyjne	Wycena i realizacja pochodnych instrumentów finansowych nieobjętych rachunkowością zabezpieczeń	<i>Nota 3.3.</i>	-	45	-	-	137	-
	Reklasyfikacja z pozostałych całkowitych dochodów	<i>Nota 3.3.</i>	-	-	-	-	-	-
Przychody ze sprzedaży gazu	Reklasyfikacja z pozostałych całkowitych dochodów	<i>Nota 3.1.</i>	-	-	(378)	-	-	-
Zużycie surowców i materiałów	Reklasyfikacja z pozostałych całkowitych dochodów	<i>Nota 3.2.</i>	-	-	16	-	-	(12)
			(143)	32	(362)	(157)	93	(12)
Wpływ na pozostałe całkowite dochody								
	Zyski/straty z wyceny instrumentów pochodnych w rachunkowości zabezpieczeń przepływów pieniężnych [część skuteczna]				(77)			(88)
	Reklasyfikacja wyceny do rachunku zysków i strat w związku z realizacją (rachunkowość zabezpieczeń przepływów pieniężnych)				362			12
					285			(76)
Wpływ na całkowite dochody			(143)	32	(77)	(157)	93	(88)
Zmiana w kapitałach odniesiona na zapasy					(204)			

7.2. Pochodne instrumenty finansowe

Zasady rachunkowości

Pochodne instrumenty finansowe nieobjęte rachunkowością zabezpieczeń

Pochodne instrumenty finansowe, które nie stanowią instrumentu zabezpieczającego w rachunkowości zabezpieczeń, klasyfikuje się do aktywów/zobowiązań finansowych wycenianych w wartości godziwej przez wynik finansowy. Instrumenty te stanowią zabezpieczenie w sensie ekonomicznym.

Do instrumentów pochodnych zaklasyfikowanych do wycenianych w wartości godziwej zalicza się również te instrumenty pochodne, w stosunku do których unieważniono powiązanie zabezpieczające.

Instrumenty pochodne ujmuje się początkowo w wartości godziwej i wycenia na każdy dzień bilansowy w wartości godziwej z ujęciem skutków wyceny w rachunku zysków i strat w pozycji koszty finansowe netto (m.in. wyceny instrumentów zabezpieczających działalność finansową, np. zaciągnięte zobowiązania dłużne) oraz pozostałe przychody i koszty operacyjne (transakcje zabezpieczające nie objęte rachunkowością zabezpieczeń, m.in. kontrakty forward).

Rachunkowość zabezpieczeń

Grupa stosuje rachunkowość zabezpieczeń w celu zabezpieczenia przed ryzykiem zmian cen zakupu gazu oraz kursu walutowego (EUR/PLN i USD/PLN) związanego z przyszłymi zakupami/sprzedażą gazu. Ryzyko zmiany cen gazu wynika z wysoce prawdopodobnych prognozowanych przyszłych transakcji zakupu gazu przez Grupę. W odniesieniu do tych transakcji stosowana jest rachunkowość zabezpieczeń przepływów pieniężnych.

Instrumentami zabezpieczającymi są instrumenty pochodne.

Zyski i straty wynikające ze zmiany wartości godziwej instrumentu zabezpieczającego przepływy pieniężne ujmowane są w odrębnej pozycji kapitałów własnych (Kapitał z tytułu stosowania rachunkowości zabezpieczeń), w takiej części, w jakiej dany instrument stanowi skuteczne zabezpieczenie związanej z nim pozycji zabezpieczanej. Część nieskuteczną odnosi się w rachunek zysków i strat. Wynik skuteczny zabezpieczenia odniesiony przez okres jego trwania na kapitał jest przenoszony z kapitału do początkowego kosztu wartości zapasów lub wpływa na wynik ze sprzedaży gazu.

Grupa zaprzestaje klasyfikowania instrumentów jako zabezpieczające, jeżeli instrument pochodny wygaśnie, zostanie sprzedany, rozwiązany lub zrealizowany albo jeśli zabezpieczenie przestaje spełniać kryteria rachunkowości zabezpieczeń oraz zaprzestano oczekiwać realizacji planowanej transakcji.

Grupa zawiera transakcje dotyczące następujących instrumentów pochodnych:

Instrumenty pochodne objęte rachunkowością zabezpieczeń

Opis oraz cel wykorzystania instrumentu przez Grupę

Kontrakty forward walutowe	Forward to transakcja na sprzedaż bądź zakup waluty za z góry określoną cenę wykonania z datą realizacji większą niż dwa dni robocze od daty, w której ustalone są warunki transakcji forward. Grupa korzysta z kontraktów walutowych forward w celu zabezpieczenia przed wahaniami kursów walutowych w USD i EUR w kontraktach na przyszłe zakupy/sprzedaż gazu. Kontrakt forward rozliczany do średniej/swap walutowy ma rozliczenie nierzeczywiste wynikające z różnicy pomiędzy ceną wykonania a uśrednioną ceną z danego miesiąca.
Swap towarowy	Instrument dotyczący transakcji, w której strony zobowiązują się do wymiany płatności w ustalonym dniu. Płatności te naliczane są w oparciu o ustalone ilości określonego towaru i jego cenę. W ramach transakcji jedna ze stron zobowiązuje się płacić stałą cenę, natomiast druga cenę zmienną. Nie dochodzi jednakże do fizycznej wymiany towarów będących przedmiotem transakcji. Spółki z Grupy wykorzystują instrument jako zabezpieczenie przed zmiennością ceny zakupu gazu.

Instrumenty pochodne nieobjęte rachunkowością zabezpieczeń

Opis oraz cel wykorzystania instrumentu przez Grupę

CCIRS	Cross Currency Interest Rate Swap - to instrument, w którym dla danej umówionej kwoty bazowej następuje zamiana przepływów dotyczących stopy procentowej i waluty po stałym ustalonym kursie wymiany. Instrumenty te zamieniają zmienne oprocentowanie wyrażone w NOK na zmienne oprocentowanie wyrażone w PLN lub stałe oprocentowanie wyrażone w EUR na zmienne oprocentowanie wyrażone w PLN.
Kontrakty forward walutowe	Opis oraz cel instrumentu został podany w poprzedniej tabeli.

Kontrakty futures na energię elektryczną¹ Futures to wystandaryzowana transakcja umożliwiająca sprzedaż bądź zakup towaru na rynku regulowanym za z góry określoną cenę wykonania z datą realizacji większą niż dwa dni robocze od daty, w której ustalane są warunki transakcji futures. Spółki z Grupy wykorzystują instrument w celu ekonomicznego zabezpieczenia przed zmianami cen przyszłych zakupów energii elektrycznej oraz gazu.

Kontrakty futures na CO₂ Futures to wystandaryzowana transakcja umożliwiająca sprzedaż bądź zakup uprawnień do emisji CO₂ na rynku regulowanym za z góry określoną cenę wykonania z datą realizacji większą niż dwa dni robocze od daty, w której ustalane są warunki transakcji futures. Spółki z Grupy wykorzystują instrument w celu ekonomicznego zabezpieczenia przed zmianami cen przyszłych zakupów uprawnień do emisji CO₂.

Kontrakty forward na energię elektryczną oraz gaz Forward to transakcja umożliwiająca sprzedaż bądź zakup towaru za z góry określoną cenę wykonania z datą realizacji większą niż dwa dni robocze od daty, w której ustalane są warunki transakcji forward. Spółki z Grupy wykorzystują instrument w celu ekonomicznego zabezpieczenia przed zmianami cen przyszłych zakupów energii elektrycznej oraz gazu.²

1. EE- futures Phelix na energię elektryczną zawierany na giełdzie EEX

2. Forwardy na energię elektryczną oraz gaz zawierane na Towarowej Giełdzie Energii S.A.

	2018		2017	
	Aktywa	Zobowiązania	Aktywa	Zobowiązania
Instrumenty pochodne, dla których stosowana jest rachunkowość zabezpieczeń	390	358	25	25
Instrumenty pochodne, dla których nie jest stosowana rachunkowość zabezpieczeń	928	802	425	297
Razem	1 318	1 160	450	322

Instrumenty pochodne zabezpieczające w rachunkowości zabezpieczeń

Typ instrumentu pochodnego	2018				2017				
	Wartość bazowa instrumentu	Okres wystąpienia przepływów pieniężnych i ich wpływu na wynik finansowy	Cena lub przedział ceny realizacji instrumentu	Średnia ważona cena wykonania	Wartość godziwa instrumentów podlegających rachunkowości zabezpieczeń przepływów pieniężnych	Wartość bazowa instrumentu	Okres wystąpienia przepływów pieniężnych i ich wpływu na wynik finansowy	Wartość godziwa instrumentów podlegających rachunkowości zabezpieczeń przepływów pieniężnych	
Pochodne instrumenty zabezpieczające ryzyko walutowe w kontraktach na zakup gazu									
Forward									
USD	901 USD	do 3 lat	3,3427-3,7545	3,49	216	70 USD	1 - 3 m-cy	(8)	
USD	77 USD	1-3 m-cy	3,7652-3,7865	3,77	(1)				
EUR	1 354 EUR	do 3 lat	4,3-4,501	4,40	50	-	-	-	
EUR	438 EUR	do 3 lat	4,3162-4,4926	4,37	(18)	-	-	-	
					247			(8)	
Pochodne instrumenty zabezpieczające ceny zakupu gazu									
Opcje call TTF	-	-	-	-	-	2 MWh	1-12 m-cy	13	
Swap TTF MA	-	-	-	-	-	1 MWh	1-12 m-cy	12	
Swap TTF DA	9 MWh	do 3 lat	20,715-28,31	23,00	67	-	-	-	
Swap TTF MA	2 MWh	1-3 m-cy	24,775	24,78	(9)	-	-	-	
Swap TTF DA	3 MWh	do 3 lat	20,715-27,05	24,49	(54)	-	-	(1)	
Swap BRENT	-	-	-	-	-	-	-	-	
Swap GASPOOL DA	6 MWh	do 3 lat	20,95-21,98	21,44	57	-	-	-	
Swap GASPOOL DA	0 MWh	do 3 lat	15,97-21,98	17,27	(276)	-	-	-	
					(215)			24	
Pochodne instrumenty dotyczące ryzyka stopy procentowej									
IRS	-	-	-	-	-	1500 PLN	1 - 3 lata	(16)	
					32			-	
					W tym: Aktywa	390		W tym: Aktywa	25
					Zobowiązania	358		Zobowiązania	25

Typ instrumentu zabezpieczającego	Wartość nominalna	Wartość bilansowa		Nazwa pozycji w bilansie, która zawiera instrument zabezpieczający	Zmiana wartości godziwej instrumentu zabezpieczającego stosowanego jako podstawa ujęcia nieefektywności zabezpieczenia w danym okresie	Zyski lub straty z tytułu zabezpieczenia dla okresu sprawozdawczego, które zostały ujęte w innych całkowitych dochodach	Kwota nieefektywności zabezpieczenia ujęta w rachunku zysków i strat	Pozycja zestawienia całkowitych dochodów (rachunku zysków i strat), w której ujęto kwotę nieefektywności	Kwota przeklasyfikowana z rezerwy z tytułu zabezpieczenia przepływów pieniężnych do wyniku finansowego jako korekta z tytułu przeklasyfikowania	Pozycja w sprawozdaniu z całkowitych dochodów (rachunku zysków i strat), która zawiera korektę z tytułu przeklasyfikowania
		Aktywa	Zobowiązania							
ZABEZPIECZENIA PRZEPLÝWÓW PIENIĘŻNYCH RYZYKO WALUTOWE										
Forwardy na kupno waluty (USD)	3 678	216	1	Pochodne instrumenty finansowe	215	418	-	Przychody / koszty operacyjne	-	-
Forwardy rozliczane do średniej na sprzedaż waluty (EUR)	7 707	50	18	Pochodne instrumenty finansowe	27	30	-	Przychody / koszty operacyjne	(3)	Przychody ze sprzedaży gazu
RYZYKO CEN TOWARÓW										
Kontrakty basis swap na indeksy cen gazu	208	34	9	Pochodne instrumenty finansowe	25	(193)	-	Przychody / koszty operacyjne	217	Przychody ze sprzedaży gazu
Kontrakty swap na indeksy cen gazu	3 081	90	330	Pochodne instrumenty finansowe	(189)	(359)	(10)	Przychody / koszty operacyjne	164	Przychody ze sprzedaży gazu
Kontrakty swap na indeksy cen produktów ropopochodnych	-	-	-	Pochodne instrumenty finansowe	-	28	-	Przychody / koszty operacyjne	-	-
Razem	14 674	390	358	-	78	(76)	(10)	-	378	-

Wpływ zabezpieczenia przepływów pieniężnych przedstawia poniższa tabela.

Pozycje zabezpieczane	Zmiana wartości pozycji zabezpieczanej stosowanej jako podstawa ujęcia nieefektywności zabezpieczenia w danym okresie	Saldo rezerwy z tytułu zabezpieczenia przepływów pieniężnych dla kontynuowanych zabezpieczeń	Saldo pozostające w rezerwie z tytułu zabezpieczenia przepływów pieniężnych z tytułu wszelkich powiązań zabezpieczających, dla których nie stosuje się już rachunkowości zabezpieczeń
RYZYKO WALUTOWE			
Zabezpieczenie gazu (USD)	215	215	-
Zabezpieczenie gazu (EUR)	(27)	32	(5)
RYZYKO CEN TOWARÓW			
Kontrakty na gaz indeksowane do miesięcznych indeksów cen gazu	(25)	25	1
Kontrakty na gaz indeksowane do dziennych indeksów cen gazu	179	(182)	2
Kontrakty na gaz indeksowane do miesięcznych indeksów cen produktów ropopochodnych	-	-	-
Razem	342	90	(2)

Zmiany stanu rezerwy z tytułu zabezpieczenia przepływów pieniężnych przedstawia poniższa tabela.

	2018	2017
Stan na początek okresu	8	84
RYZYKO WALUTOWE		
Zyski lub straty wynikające z zabezpieczenia, ujęte w pozostałych całkowitych dochodach w ciągu okresu sprawozdawczego	448	(29)
Część straty przeniesiona do rachunku zysków i strat w związku z brakiem oczekiwania wystąpienia pozycji zabezpieczanej	-	-
Kwota przeklasyfikowana z rezerwy z tytułu zabezpieczenia przepływów pieniężnych do rachunku zysków i strat jako korekta z tytułu przeklasyfikowania	(3)	6
Kwota przeniesiona z rezerwy z tytułu zabezpieczenia przepływów pieniężnych i ujęta jako korekta wartości bilansowej zapasów	(194)	-
Kwota przeklasyfikowana z rezerwy z tytułu zabezpieczenia przepływów pieniężnych do rachunku zysków i strat jako korekta z tytułu przeklasyfikowania dla tych powiązań dla których rachunkowość zabezpieczeń nie jest już stosowana	-	-
RYZYKO CEN TOWARÓW		
Zyski lub straty wynikające z zabezpieczenia, ujęte w pozostałych całkowitych dochodach w ciągu okresu sprawozdawczego	(524)	(59)
Część straty przeniesiona do rachunku zysków i strat w związku z brakiem oczekiwania wystąpienia pozycji zabezpieczanej	(1)	-
Kwota przeklasyfikowana z rezerwy z tytułu zabezpieczenia przepływów pieniężnych do rachunku zysków i strat jako korekta z tytułu przeklasyfikowania	381	6
Kwota przeniesiona z rezerwy z tytułu zabezpieczenia przepływów pieniężnych i ujęta jako korekta wartości bilansowej zapasów	(11)	-
Kwota przeklasyfikowana z rezerwy z tytułu zabezpieczenia przepływów pieniężnych do rachunku zysków i strat jako korekta z tytułu przeklasyfikowania dla tych powiązań dla których rachunkowość zabezpieczeń nie jest już stosowana	(16)	-
Stan na koniec okresu	88	8

Instrumenty pochodne nieobjęte rachunkowością zabezpieczeń

Typ instrumentu pochodnego	2018		2017	
	Wartość bazowa instrumentu (w mln)	Wartość godziwa instrumentów niepodlegających rachunkowości zabezpieczeń	Wartość bazowa instrumentu (w mln)	Wartość godziwa instrumentów niepodlegających rachunkowości zabezpieczeń
Pochodne instrumenty dotyczące ryzyka stopy procentowej oraz ryzyka kursowego				
CCIRS				
NOK	2 318 NOK	94	2 318 NOK	114
Forward				
EUR	573 EUR	16	98 EUR	(12)
EUR	97 EUR	(8)	-	-
EUR	336 EUR	(15)	-	-
		87		102
Pochodne instrumenty ekonomicznie zabezpieczające ceny zakupu energii elektrycznej				
Forward				
Energia Elektryczna TGE	-	12	476 MWh	36
Energia Elektryczna TGE	8 MWh	(7)	882 MWh	(34)
Energia Elektryczna OTC	1 MWh	75	1 MWh	40
Energia Elektryczna OTC	2 MWh	(97)	2 MWh	(64)
Futures				
Energia Elektryczna EEX AG	5 MWh	203	2 MWh	71
Energia Elektryczna EPEX SPOT	-	-	-	-
Energia Elektryczna EEX AG	5 MWh	(180)	2 MWh	(47)
		6		2
Pochodne instrumenty zabezpieczające ceny zakupu gazu				
Forward				
Gaz TGE	-	-	3 MWh	-
Gaz OTC	30 MWh	305	15 MWh	94
Gaz OTC	33 MWh	(342)	17 MWh	(113)
Futures				
Gaz EEX AG	-	-	0,02 MWh	-
Gaz EEX AG	-	-	0,02 MWh	-
Gaz ICE ENDEX B.V.	7 MWh	85	2 MWh	16
Gaz ICE ENDEX B.V.	5 MWh	(63)	2 MWh	(9)
Gaz POWERNEXT SA	6 MWh	74	4 MWh	28
Gaz POWERNEXT SA	6 MWh	(59)	3 MWh	(17)
Swap TTF MA	1 MWh	2	-	-
Swap TTF DA	5 MWh	37	-	-
Swap TTF MA	1 MWh	(11)	-	-
Swap TTF DA	2 MWh	(7)	-	-
		21		(1)
Pochodne instrumenty zabezpieczające ceny ropy naftowej				
Futures				
Ropa naftowa ICE Futures Europe	-	11	-	-
Ropa naftowa ICE Futures Europe	-	(11)	-	-
		-		-
Pochodne instrumenty zabezpieczające ceny zakupu praw do emisji CO₂				
Forward	2 EUR	-	7 EUR	-
Forward	16 EUR	-	-	-
Forward	-	-	12 t	(1)
Futures	1 t	-	11 t	1
		-		-
Pochodne instrumenty zabezpieczające ceny zakupu praw majątkowych do świadectw pochodzenia dla energii - OZE				
Forward	-	-	0,86 MWh	1
Forward	-	-	-	-
		-		1
Pochodne instrumenty zabezpieczające ceny zakupu akcji				
Opcje	9 mln szt akcji	12	9 mln szt akcji	24
	Razem	126	Razem	128
	W tym:		W tym:	
	Aktywa	928	Aktywa	425
	Zobowiązania	802	Zobowiązania	297

Wycena aktywów oraz zobowiązań z tytułu pochodnych instrumentów finansowych klasyfikowana jest do poziomu 2 w hierarchii wartości godziwej (tj. wycena przy zastosowaniu obserwowalnych danych wejściowych innych niż ceny notowane).

Instrument	Metoda wyceny	Główne dane w modelu wyceny
Opcje walutowe call	Model Garmana-Kohlhagena	Dane rynkowe dotyczące: stóp procentowych, kursów walutowych, basis spread'ów cen towarów i zmienności towarowej (volatility)
Towarowe opcje azjatyckie call i put	Model Espen Levy'ego	
Kontrakty forward, forwardy rozliczane do średniej, swapy towarowe oraz transakcje CCIRS i IRS	Metoda dyskontowa	

7.3. Zasady zarządzania ryzykiem finansowym

Grupa prowadząc swoją działalność gospodarczą narażona jest w szczególności na następujące rodzaje ryzyka finansowego:

- Ryzyko kredytowe ([nota 7.3.1.](#))
- Ryzyko rynkowe, w tym:
 - Ryzyko cen towarów ([nota 7.3.2.1.](#))
 - Ryzyko walutowe ([nota 7.3.2.2.](#))
 - Ryzyko stopy procentowej ([nota 7.3.2.3.](#))
- Ryzyko płynności ([nota 7.3.3.](#))

W celu efektywnego zarządzania ryzykiem finansowym, w Jednostce Dominującej realizowana jest Polityka zarządzania ryzykiem finansowym w PGNiG S.A. (Polityka), określająca podział kompetencji i zadań pomiędzy poszczególne jednostki organizacyjne Spółki w procesie zarządzania i kontroli ryzyka finansowego. Za przestrzeganie Polityki oraz jej okresową aktualizację odpowiada Komitet Ryzyka, który przedstawia propozycje zasad oraz na bieżąco ocenia, czy Polityka dotycząca ryzyka jest realizowana, jak również wprowadza niezbędne jej modyfikacje.

7.3.1. Ryzyko kredytowe

Przez **ryzyko kredytowe** Grupa rozumie w szczególności możliwość nieterminowego lub całkowitego braku wywiązania się kontrahenta spółki ze zobowiązań, bądź możliwość nieodzyskania ulokowanych środków pieniężnych.

Grupa Kapitałowa PGNiG posiada ekspozycję na ryzyko kredytowe głównie z tytułu niżej zaprezentowanych pozycji.

Maksymalna ekspozycja na ryzyko, odpowiadająca wartości bilansowej pozycji	2018	2017
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty (środki pieniężne w banku oraz lokaty bankowe)	3 925	2 578
Środki pieniężne o długoterminowym ograniczeniu możliwością dysponowania	207	180
Należności z tyt. dostaw i usług	4 864	4 743
Udzielone pożyczki	576	573
Razem	9 572	8 074

Grupa stosuje zasadę zawierania transakcji dotyczących instrumentów finansowych z wieloma podmiotami charakteryzującymi się wysoką zdolnością kredytową. Przy wyborze partnerów finansowych, Grupa kieruje się przede wszystkim ich standingiem finansowym, zweryfikowanym przez agencje ratingowe, a także udziałem w rynku oraz posiadaną reputacją.

Ekspozycja na ryzyko kredytowe poszczególnych pozycji wskazanych powyżej wynika z wartości bilansowej tych pozycji.

7.3.1.1. Ryzyko kredytowe związane ze środkami pieniężnymi i lokatami bankowymi

Grupa dąży do minimalizacji ekspozycji kredytowej, w szczególności poprzez dywersyfikację podmiotów (głównie banków), z którymi zawierane są transakcje lokacyjne.

Na dzień bilansowy nie występuje koncentracja ryzyka kredytowego. Udział procentowy trzech banków, w których ulokowano najwięcej środków pieniężnych wynosi na koniec 2018 roku: 39%, 38%, 6% całego salda środków pieniężnych (w roku 2017 odpowiednio: 36%, 22%, 19%).

Ponadto Jednostka Dominująca podpisała ze wszystkimi bankami, w których lokuje środki finansowe, Umowy Ramowe szczegółowo regulujące warunki zawierania i rozliczania wszelkich transakcji finansowych.

Grupa ocenia ryzyko kredytowe w opisywanym obszarze poprzez ciągłą weryfikację kondycji finansowej banków, odzwierciedlającej się w zmianach ratingu finansowego przyznawanego przez zewnętrzne agencje ratingowe.

Grupa lokuje swoje środki w zdywersyfikowany portfel lokat w bankach o uznanej renomie, zgodnie z poniższą strukturą, uwzględniającą również zawarte z daną instytucją finansową transakcje dotyczące instrumentów pochodnych (w pozycji aktywa).

	Raiting wg agencji Fitch	2018		2017	
		Lokaty bankowe	Instrumenty pochodne (aktywa)	Lokaty bankowe	Instrumenty pochodne (aktywa)
Bank\Instytucja Finansowa	A+	7%	7%	0%	0%
Bank\Instytucja Finansowa	A	0%	9%	4%	4%
Bank\Instytucja Finansowa	A-	2%	2%	88%	19%
Bank\Instytucja Finansowa	A2	0%	0%	0%	7%
Bank\Instytucja Finansowa	A2 (Raiting wg agencji 'Moody's)	41%	11%	0%	0%
Bank\Instytucja Finansowa	A3 (Raiting wg agencji 'Moody's)	0%	0%	1%	0%
Bank\Instytucja Finansowa	Baa1 (Raiting wg agencji 'Moody's)	0%	6%	0%	0%
Bank\Instytucja Finansowa	BBB+	47%	3%	0%	0%
Bank\Instytucja Finansowa	BBB	1%	0%	4%	0%
Giełdy	-	0%	28%	0%	26%
Rynek OTC	-	0%	30%	0%	38%
Bank\Instytucja Finansowa, pozostałe	-	2%	4%	3%	6%
Razem		100%	100%	100%	100%

7.3.1.2. Ryzyko kredytowe związane z należnościami

Istotne wartościowo ryzyko kredytowe dotyczy należności z tytułu dostaw i usług (tj. ze sprzedaży gazu ziemnego, gazu LNG, ropy naftowej, a także energii elektrycznej) oraz pozostałych należności (należności ze sprzedaży uprawnień do emisji dwutlenku węgla oraz praw majątkowych do świadectw pochodzenia energii elektrycznej).

Część transakcji dotyczących sprzedaży gazu zawieranych jest na Towarowej Giełdzie Energii (TGE). Transakcje zawierane na TGE nie powodują powstania ekspozycji na ryzyko kredytowe, ponieważ system gwarantowania rozliczeń za pośrednictwem Izby Rozliczeniowej Giełd Towarowych (IRGiT) zapewnia bezpieczeństwo rozliczeń każdemu Członkowi Izby w razie niewypłacalności poszczególnych uczestników rynku. Salda z tytułu rozliczenia transakcji zawieranych za pośrednictwem TGE na dzień bilansowy nie są istotne.

W celu zminimalizowania ryzyka niespłacalności wierzytelności z tytułu sprzedaży poza TGE wprowadzane są jednolite zasady zawierania umów kompleksowych sprzedaży, mające na celu zabezpieczenie należności handlowych z tego tytułu.

Zgodnie z obowiązującymi w Grupie procedurami, każdy kontrahent instytucjonalny, poddawany jest regularnej ocenie pod kątem zdolności do wywiązywania się z bieżących i przyszłych umownych zobowiązań. Dokonana ocena stanowi bazę do ustalenia indywidualnego limitu kredytowego lub określenia warunków umowy, w tym sposobu rozliczeń i ewentualnej konieczności ustanowienia zabezpieczenia należności. Grupa ogranicza ponadto ryzyko kredytowe związane z należnościami poprzez bieżący monitoring kondycji finansowej kontrahentów, przeprowadzając czynności windykacyjne zgodnie z obowiązującymi w Grupie procedurami.

W przypadku kontrahentów indywidualnych służby windykacyjne na bieżąco monitorują stan należności przeterminowanych od pierwszego dnia powstania należności. W ramach realizowanego wewnątrznie procesu przedsądowego stosowane są standardowe sekwencje czynności windykacyjnych, m.in.: powiadomienie o istniejących zaległościach (sms/email, rozmowa telefoniczna), wezwanie do zapłaty, zawiadomienie oraz wstrzymanie dostaw paliwa gazowego na podstawie art. 6b ust 1 pkt. 2) Ustawy Prawo energetyczne. W ostateczności Spółka wypowiada umowy z powodu braku zapłaty. W dalszej kolejności sprawy kierowane są na drogę postępowania sądowego i egzekucyjnego. Wierzytelności nieodzyskane w ramach przewidzianych procedurami działań windykacyjnych kierowane są do sprzedaży.

W Grupie nie występuje koncentracja ryzyka kredytowego. Na dzień 31 grudnia 2018 roku saldo należności z tyt. dostaw i usług od największych trzech odbiorców stanowiło odpowiednio 6,3%, 5,0%, 3,7% salda należności z tytułu dostaw i usług (31 grudnia 2017 r.: 10,4%, 2,1%, 1,5%).

7.3.1.3. Ryzyko kredytowe związane z zawartymi transakcjami dotyczącymi pochodnych instrumentów finansowych

Pochodne transakcje finansowe są zawierane z bankami o uznanej renomie i wysokim standingu finansowym. Ponadto ze współpracującymi bankami zawarte są Umowy Ramowe lub umowy ISDA regulujące szczegółowe zasady współpracy i określające kwoty progowe na maksymalną ekspozycję z tytułu wartości godziwej zawartych instrumentów pochodnych. W związku z powyższym, Grupa nie przewiduje poniesienia istotnych strat z tytułu ryzyka kredytowego związanego z zawartymi transakcjami zabezpieczającymi.

Ocena jakości kredytowej banków na podstawie ratingów kredytowych została zaprezentowana w tabeli w **nocie 7.3.1.1**.

Na dzień 31 grudnia 2018 roku udział procentowy banków, z którymi zawarto najwięcej (wartościowo) transakcji dotyczących instrumentów pochodnych, których wycena jest pozytywna wynosi: 38%, 15% oraz 10% (2017 r.: 61%, 23% oraz 5%).

7.3.2. Ryzyko rynkowe

Przez **ryzyko rynkowe** Grupa rozumie możliwość niekorzystnego wpływu zmiany warunków na rynkach finansowych i towarowych na wartość ekonomiczną lub wynik finansowy Grupy.

Zgodnie z przyjętą polityką, celami procesu zarządzania ryzykiem rynkowym w Grupie są:

- ograniczenie zmienności przepływów pieniężnych związanych z działalnością Grupy do akceptowalnych poziomów w krótkim i średnim horyzoncie czasowym;
- budowanie wartości firmy w długim okresie czasu.

Biorąc pod uwagę potencjalną skalę wpływu na wyniki finansowe, Grupa wyodrębnia następujące czynniki ryzyka rynkowego:

	Ryzyko rynkowe	Podejście do zarządzania ryzykiem
Wpływ na wyniki finansowe	Ceny gazu i produktów ropopochodnych	Ryzyko zarządzane jest poprzez zakup instrumentów pochodnych zabezpieczających ceny gazu.
	Kurs EUR/PLN, USD/PLN oraz NOK/PLN	[jw.] Ryzyko wynika głównie z zobowiązań z tytułu dostaw i usług oraz wyemitowanych instrumentów dłużnych. Ryzyko jest zabezpieczane ekonomicznie poprzez dokonywanie zakupów w tej samej walucie.
	Stopy procentowe	Ryzyko jest zabezpieczane poprzez zawieranie pochodnych instrumentów zabezpieczających.
	Ceny pozostałych towarów	Ryzyko uznane za nieistotne.

7.3.2.1. Ryzyko cen towarów

Przez **ryzyko cen towarów** Grupa rozumie możliwość niekorzystnego wpływu zmiany cen towarów na wynik finansowy Grupy.

Ryzyko cen towarów w Grupie związane jest głównie z kontraktami na zakup paliwa gazowego oraz kontraktami sprzedaży paliwa gazowego, wynikającymi z codziennego ofertowania i sprzedaży na TGE. Czynnikiem ryzyka jest zmienność cen gazu i produktów ropopochodnych na światowych giełdach paliwowych. W niektórych kontraktach formuła wyliczenia ceny zakupu paliwa gazowego ogranicza zmienność poprzez zastosowanie średnioważonych cen z poprzednich miesięcy.

Ryzyko cen towarów jest także związane z obrotem energią elektryczną, prawami majątkowymi wynikającymi ze świadectw pochodzenia energii oraz uprawnieniami do emisji dwutlenku węgla. Handel energią elektryczną odbywa się na giełdowych rynkach regulowanych w Polsce i za granicą. Grupa zawiera także transakcje poza rynkiem regulowanym w oparciu o umowy ramowe. Zarządzanie ekspozycją na ryzyko cen towarów odbywa się poprzez wdrożenie mechanizmów identyfikacji, kalkulacji i monitorowania wysokości ekspozycji, wycenę otwartej pozycji, pomiar wartości narażonej na ryzyko oraz wdrożenie systemu limitów na ryzyko rynkowe.

Grupa stosuje rachunkowość zabezpieczeń przepływów pieniężnych w odniesieniu do przyszłych, wysoce prawdopodobnych przepływów pieniężnych wynikających z zakupu/sprzedaży gazu i produktów ropopochodnych. W odniesieniu do prognozowanych zakupów i sprzedaży po cenach wynikających z przyszłych indeksów TGE, Spółka zabezpiecza niejawni komponent ryzyka stanowiący wielkość indeksu TTF DA. W przypadku kontraktów opartych o formuły cenowe uwzględniające ceny ropy BRENT i innych produktów ropopochodnych, Spółka zabezpiecza komponent ryzyka stanowiący cenę ropy BRENT.

Na podstawie przeprowadzonych analiz historycznych za okres 2 ostatnich lat (co wynika z faktu, że Spółka zabezpiecza ryzyko towarowe w horyzoncie 2 lat), Spółka oceniła, że historycznie zmiana indeksu TTF odpowiadała średnio za około 120% zmienności ceny zakupu/sprzedaży gazu po cenie bieżącej na TGE. Spółka sprawdziła też że występuje ujemne skorelowanie indeksu TTF i kursu walutowego.

Szczegóły dotyczące rachunkowości zabezpieczeń przedstawiono w **nocie 7.2**.

W odniesieniu do cen energii elektrycznej, praw do emisji CO₂ i świadectw pochodzenia Grupa stosuje instrumenty pochodne stanowiące ekonomiczne zabezpieczenie, lecz nie stosuje rachunkowości zabezpieczeń. Dalsze informacje na temat instrumentów pochodnych nie objętych rachunkowością zabezpieczeń przedstawiono w **nocie 7.2**.

W poniższych tabelach została zaprezentowana analiza wrażliwości dla istotnych towarowych transakcji na surowcach energetycznych (tj. TTF) na zmiany cen dla 2018 i 2017 roku.

2018	Wartość bilansowa	TTF,EE - zmiana ceny o:			
		+25%		-25%	
		Zysk/(strata)	Inne całkowite dochody	Zysk/(strata)	Inne całkowite dochody
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych dla towarowych transakcji na surowcach energetycznych	928	10	2	152	500
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych dla towarowych transakcji na surowcach energetycznych	1 116	(164)	(601)	(10)	-
Wpływ zmian cen TTF, EE*		(154)	(599)	142	500

*TTF, EE - objaśnienia skrótów podano w rozdziale 7.2.

2017	Wartość bilansowa	TTF,EE - zmiana ceny o:			
		+20%		-20%	
		Zysk/(strata)	Inne całkowite dochody	Zysk/(strata)	Inne całkowite dochody
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych dla towarowych transakcji na surowcach energetycznych	312	45	-	10	-
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych dla towarowych transakcji na surowcach energetycznych	286	(10)	-	(28)	-
Wpływ zmian cen TTF, EE*		35	-	(18)	-

*TTF, EE - objaśnienia skrótów podano w rozdziale 7.2.

7.3.2.2. Ryzyko walutowe

Przez **ryzyko walutowe** Grupa rozumie możliwość niekorzystnego wpływu zmiany kursów walutowych na wynik finansowy Grupy.

W ramach realizacji strategii zarządzania ryzykiem polegającej w szczególności na zarządzaniu ryzykiem otwartej pozycji netto w kontraktach dotyczących zakupu i sprzedaży gazu oraz produktów ropopochodnych, Grupa zabezpiecza ryzyko walutowe wynikające z obrotu gazem i produktami ropopochodnymi w kontraktach rozliczanych w walucie obcej poprzez zawieranie odpowiednich walutowych instrumentów pochodnych.

Grupa narażona jest głównie na ryzyko zmiany kursów EUR/PLN, USD/PLN oraz NOK/PLN. Ryzyko walutowe występuje przede wszystkim w Jednostce Dominującej. Kluczowe źródła ekspozycji na ryzyko walutowe to:

- Zobowiązania z tytułu dostaw i usług (głównie zobowiązania za dostawy zakupionego przez Grupę gazu ([nota 6.2.3.](#)),
- Instrumenty pochodne typu CCIRS zabezpieczające pożyczkę udzieloną spółce PGNiG Upstream Norway AS w NOK (pożyczka eliminowana w sprawozdaniu skonsolidowanym) ([nota 7.2.](#)),
- Środki pieniężne i ich ekwiwalenty ([nota 5.4.](#))

Głównym celem działań Grupy w zakresie zabezpieczania ryzyka walutowego jest ograniczenie zmienności przychodów netto związanych z obrotem gazem i produktami ropopochodnymi (zakupy, sprzedaż) wynikających z płatności dokonywanych w EUR lub USD oraz z płatności dokonywanych w PLN, ale wynikających z ekonomicznej indeksacji cen towarów do EUR.

Jednostka dominująca stosuje rachunkowość zabezpieczeń przepływów pieniężnych w odniesieniu do przyszłych, wysoce prawdopodobnych walutowych kosztów zakupu gazu i produktów ropopochodnych w kontraktach rozliczanych w EUR lub USD oraz ekonomicznie indeksowanych do EUR. Spółka wyznacza jako pozycję zabezpieczaną komponent ryzyka stanowiący kurs EUR/PLN w tych kontraktach zakupu i/lub sprzedaży gazu, dla których cena nie jest ustalona w żadnej z walut, ale powoduje powstanie ekspozycji m.in. na kurs EUR/PLN. Szczegóły dotyczące zawartych transakcji zabezpieczających przedstawiono w [nocie 7.2.](#)

Na podstawie przeprowadzonych analiz Spółka potwierdziła, że zmiany kursu walutowego mają istotny wpływ na kształtowanie się cen gazu na rynku polskim. W związku z powszechną wiedzą, iż ceny gazu w Polsce są silnie powiązane z cenami gazu w Niemczech oraz na podstawie przeprowadzonych analiz, pomimo iż komponent walutowy nie jest wprost określony w cenie gazu na rynku polskim, Spółka uznaje komponent taki za możliwy do wyodrębnienia i wiarygodnej wyceny.

W oparciu o analizy historyczne za okres 2 ostatnich lat (co wynika z faktu, że Spółka zabezpiecza ryzyko walutowe w horyzoncie 2 lat), Spółka oceniła, że historycznie zmiana kursu walutowego odpowiadała średnio za około 20% zmienności ceny zakupu/sprzedaży gazu po cenie bieżącej (tj. innych, niż wynikających z kontraktów kupna/sprzedaży gazu po cenie ustalonej w momencie zawarcia kontraktu / zmiany warunków).

W odniesieniu do ryzyka walutowego wynikającego ze zobowiązań handlowych z tytułu płatności/należności w obcych walutach (głównie USD i EUR), w 2018 roku Grupa stosowała zabezpieczenie poprzez wykorzystanie instrumentów pochodnych typu: forward oraz forward rozliczany do średniej/swap walutowy. Szczegółowe informacje na temat zawartych instrumentów pochodnych (tj. instrumentów pochodnych w rachunkowości zabezpieczeń oraz stanowiących zabezpieczenie ekonomiczne poza rachunkowością zabezpieczeń) przedstawione zostały w [nocie 7.2.](#)

Poniższa tabela prezentuje ekspozycję Grupy na ryzyko walutowe wynikające z istotnych pozycji wyrażonych w walutach obcych oraz analizę wrażliwości Grupy na ryzyko zmiany kursu walut obcych, która w ocenie Grupy byłaby rozsądnie możliwa na dzień bilansowy (stan na 31 grudnia 2018 roku).

2018	Wartość bilansowa	Wartość narażona na ryzyko walutowe	EUR/PLN				USD/PLN				NOK/PLN				
			zmiana kursu +10%		zmiana kursu -10%		zmiana kursu +10%		zmiana kursu -10%		zmiana kursu +10%		zmiana kursu -10%		
			Zysk/ (strata)	Inne całkowite dochody	Zysk/ (strata)	Inne całkowite dochody	Zysk/ (strata)	Inne całkowite dochody	Zysk/ (strata)	Inne całkowite dochody	Zysk/ (strata)	Inne całkowite dochody	Zysk/ (strata)	Inne całkowite dochody	
Aktywa finansowe															
Należności z tytułu dostaw i usług	4 864	990	51	-	(51)	-	23	-	(23)	-	3	-	(3)	-	Nota 6.2.2.
Pochodne instrumenty finansowe (aktywa)	1 318	377	-	-	47	285	-	293	-	-	-	-	-	-	Nota 7.2.
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	3 925	971	22	-	(22)	-	53	-	(53)	-	2	-	(2)	-	Nota 5.4.
Zobowiązania finansowe															
Zobowiązanie z tytułu zadłużenia	3 702	1 174	(29)	-	29	-	(66)	-	66	-	-	-	-	-	Nota 5.2.
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	1 411	1 014	(57)	-	57	-	(20)	-	20	-	(3)	-	3	-	Nota 6.2.3.
Pochodne instrumenty finansowe (zobowiązania)	1 160	43	(47)	(285)	-	-	-	-	-	(293)	-	-	-	-	Nota 7.2.
Wpływ zmian kursów			(60)	(285)	60	285	(10)	293	10	(293)	2	-	(2)	-	

2017	Wartość bilansowa	Wartość narażona na ryzyko walutowe	EUR/PLN				USD/PLN				NOK/PLN				
			zmiana kursu +10%		zmiana kursu -10%		zmiana kursu +10%		zmiana kursu -10%		zmiana kursu +10%		zmiana kursu -10%		
			Zysk/ (strata)	Inne całkowite dochody	Zysk/ (strata)	Inne całkowite dochody	Zysk/ (strata)	Inne całkowite dochody	Zysk/ (strata)	Inne całkowite dochody	Zysk/ (strata)	Inne całkowite dochody	Zysk/ (strata)	Inne całkowite dochody	
Aktywa finansowe															
Należności z tytułu dostaw i usług	4 743	1 164	66	-	(66)	-	21	-	(21)	-	2	-	(2)	-	Nota 6.2.2.
Pochodne instrumenty finansowe (aktywa)	450	114	2	-	-	-	-	20	-	-	-	-	86	-	Nota 7.2.
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	2 578	246	15	-	(15)	-	3	-	(3)	-	-	-	-	-	Nota 5.4.
Zobowiązania finansowe															
Zobowiązanie z tytułu zadłużenia	3 006	827	(44)	-	44	-	(23)	-	23	-	-	-	-	-	Nota 5.2.
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	1 326	904	(29)	-	29	-	(40)	-	40	-	(2)	-	2	-	Nota 6.2.3.
Pochodne instrumenty finansowe (zobowiązania)	322	20	-	-	(2)	-	-	-	-	(20)	(86)	-	-	-	Nota 7.2.
Wpływ zmian kursów			10	-	(10)	-	(39)	20	39	(20)	(86)	-	86	-	

7.3.2.3. Ryzyko stopy procentowej

Przez **ryzyko stopy procentowej** Grupa rozumie możliwość niekorzystnego wpływu zmiany stóp procentowych na wynik finansowy Grupy.

Głównym źródłem ryzyka stopy procentowej w Grupie są:

- środki pieniężne i ich ekwiwalenty (lokaty bankowe) (**nota 5.4.**),
- zobowiązania z tytułu zadłużenia (**nota 5.2.**),
- pochodne instrumenty finansowe na stopę procentową - CCIRS, IRS poza rachunkowością zabezpieczeń (**nota 7.2.**).

Grupa monitoruje ryzyko rynkowe (walutowe i stopy procentowej) poprzez analizę wrażliwości i miarę wartości narażonej na ryzyko VaR. VaR (value at risk) czyli wartość zagrożona oznacza, że maksymalna strata z tytułu zmiany wartości rynkowej (godzimej) z określonym prawdopodobieństwem (np. 99%) nie będzie większa niż ta wartość w okresie kolejnych n dni roboczych. VaR szacowany jest metodą wariancji – kowariancji.

Pozycje oprocentowane według stopy zmiennej narażają Grupę na ryzyko zmiany przepływów pieniężnych z danej pozycji w wyniku zmiany stóp procentowych, poprzez wpływ na wysokość przychodów lub kosztów odsetkowych ujmowanych w wyniku finansowym. Pozycje oprocentowane według stałej stopy narażają Grupę na ryzyko wartości godzimej danej pozycji, jednakże ze względu na fakt, że pozycje te (z wyjątkiem instrumentów pochodnych) są wyceniane według zamortyzowanego kosztu, zmiana wartości godzimej nie wpływa na wycenę tych pozycji wycenianych wg zamortyzowanego kosztu oraz na wynik finansowy.

Główne pozycje narażone na ryzyko stóp procentowych oraz analizę wrażliwości na ryzyko zmiany stóp procentowych w odniesieniu do pozycji oprocentowanych według stopy zmiennej, która w ocenie Grupy byłaby rozsądnie możliwa na dzień bilansowy przedstawiono w poniższej tabeli.

	2018				2017				
	Wartość bilansowa	Saldo oprocentowane wg stopy zmiennej	Zmiana oprocentowania o +30 pb	Zmiana oprocentowania o -30 pb	Wartość bilansowa	Saldo oprocentowane wg stopy zmiennej	Zmiana oprocentowania o +30 pb	Zmiana oprocentowania o -30 pb	
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	3 925	2 355	7	(7)	2 578	907	3	(3)	<i>Nota 5.4.</i>
Instrumenty pochodne CIRS poza rachunkowością zabezpieczeń - aktywa	94	1 003	(106)	106	102	983	-	-	<i>Nota 7.2.</i>
Zobowiązania z tytułu zadłużenia	3 702	1 393	(4)	4	3 006	1 104	(3)	3	<i>Nota 5.2.</i>
Instrumenty pochodne CIRS poza rachunkowością zabezpieczeń - zobowiązania	-	-	-	-	-	-	-	-	<i>Nota 7.2.</i>
Instrumenty pochodne IRS w rachunkowości zabezpieczeń - zobowiązania	-	-	-	-	16	1 500	5	(5)	<i>Nota 7.2.</i>
Wpływ po uwzględnieniu rachunkowości zabezpieczeń			(103)	103			5	(5)	

7.3.3. Ryzyko płynności

Przez **ryzyko płynności** Grupa rozumie możliwość utraty płynności wpływającej na brak możliwości sfinansowania potrzeb kapitałowych lub możliwość wystąpienia strukturalnej nadpłynności niekorzystnie wpływającej na rentowność prowadzonej przez Grupę działalności.

Głównym zadaniem Grupy w procesie zarządzania ryzykiem płynności jest bieżąca kontrola i planowanie poziomu płynności. Poziom płynności jest kontrolowany poprzez przygotowywanie prognozy przepływów pieniężnych obejmującej okres co najmniej 12 miesięcy i aktualizowanej co miesiąc. Realizacja planowanych przepływów jest cyklicznie weryfikowana i obejmuje m.in. analizę niezrealizowanych przepływów pieniężnych, ich przyczyny i skutki.

Zagrożenia związanego z ryzykiem płynności nie należy wyłącznie utożsamiać z ryzykiem utraty płynności przez Grupę. Równie istotnym zagrożeniem może być strukturalna nadpłynność, która niekorzystnie wpływa na rentowność prowadzonej przez Grupę działalności. Grupa na bieżąco kontroluje i planuje poziom swojej płynności finansowej. Na dzień 31 grudnia 2018 roku nie występowało zadłużenie w rachunkach bieżących Grupy.

W celu zwiększenia bezpieczeństwa płynności Grupa uruchomiła kilka programów emisji obligacji. Szczegóły na temat wyemitowanych obligacji przedstawiono w **nocie 5.2**.

Ponadto, spółki Grupy Kapitałowej posiadają umowy na linie kredytowe, których limity przedstawiono w **nocie 5.2.1**.

W Jednostce Dominującej ryzyko płynności jest znacząco ograniczone przez stosowanie *Procedury zarządzania płynnością* w PGNiG S.A.. Procedura zapewnia prawidłowe zarządzanie płynnością finansową, poprzez:

- Realizację płatności,
- Prognozowanie przepływów pieniężnych,
- Optymalne zarządzanie wolnymi środkami pieniężnymi,
- Pozyskanie i restrukturyzację finansowania działalności bieżącej i przedsięwzięć inwestycyjnych,
- Zabezpieczenie ryzyka chwilowej utraty płynności wskutek niespodziewanych zakłóceń oraz obsługę zawartych umów kredytowych.

Wycena ryzyka płynności oparta jest o bieżącą i szczegółową kontrolę przepływów pieniężnych, uwzględniającą prawdopodobieństwo terminu realizacji danych przepływów oraz planowaną pozycję gotówkową netto.

Analiza wymagalności zobowiązań finansowych w wartościach umownych niezdyktowanych przedstawiona została w poniższych tabelach.

2018	Umowne terminy wymagalności od końca okresu sprawozdawczego					Razem	Wartość bilansowa
	do 3 m-cy	3-12 m-cy	1-3 lata	3 - 5 lat	powyżej 5 lat		
Zobowiązania z tyt. zadłużenia							
Kredyty bankowe	9	210	645	429	93	1 386	1 385
Dłużne papiery wartościowe	2 300	-	-	-	-	2 300	2 298
Pozostałe	4	3	8	4	-	19	19
Zobowiązania z tytułu dostaw	2 455	46	63	12	39	2 615	2 615
Zobowiązania z tytułu instrumentów pochodnych							
IRS w rachunkowości zabezpieczeń							
- wpływy	-	-	-	-	-	-	-
- wypływy	-	-	-	-	-	-	-
Forward							
- wpływy	2 340	3 110	1 132	-	-	6 582	-
- wypływy	(2 299)	(3 245)	(1 124)	-	-	(6 668)	488
Pozostałe instrumenty pochodne							
- wpływy	91	317	129	-	-	537	-
- wypływy	(103)	(423)	(145)	-	-	(671)	670
Zobowiązania finansowe – wpływy	7 170	3 927	1 985	445	132	13 659	-
Zobowiązania finansowe z uwzględnieniem wpływów z instrumentów pochodnych	4 739	500	724	445	132	6 540	7 475

2017	Umowne terminy wymagalności od końca okresu sprawozdawczego					Razem	Wartość bilansowa
	do 3 m-cy	3-12 m-cy	1-3 lata	3 - 5 lat	powyżej 5 lat		
Zobowiązania z tyt. zadłużenia							
Kredyty bankowe	4	136	311	474	160	1 085	1 085
Dłużne papiery wartościowe	1 900	-	-	-	-	1 900	1 898
Pozostałe	4	12	6	1	-	23	23
Zobowiązania z tytułu dostaw	2 190	49	64	35	38	2 376	2 376
Zobowiązania z tytułu instrumentów pochodnych							
IRS w rachunkowości zabezpieczeń							
- wpływy	15	16	-	-	-	31	-
- wypływy	(15)	(15)	-	-	-	(30)	16
Forward							
- wpływy	857	573	853	1	-	2 284	-
- wypływy	(120)	(514)	(809)	-	-	(1 443)	232
Pozostałe instrumenty pochodne							
- wpływy	5	9	1	-	-	15	-
- wypływy	(1)	-	(5)	-	-	(6)	74
Zobowiązania finansowe – wpływy	4 234	726	1 195	510	198	6 863	-
Zobowiązania finansowe z uwzględnieniem wpływów z instrumentów pochodnych	3 357	128	341	509	198	4 533	5 704



8. Noty pozostałe

8.1. Kapitał akcyjny i zapasowy ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej

2018	Liczba akcji	Całkowita wartość nominalna akcji	Udział w kapitale akcyjnym/ udział w liczbie głosów
Akcjonariusz			
Skarb Państwa	4 153 706 157	4 153 706 157	71,88%
Akcje własne	-	-	0,00%
Pozostali akcjonariusze	1 624 608 700	1 624 608 700	28,12%
Razem	5 778 314 857	5 778 314 857	100,00%

2017	Liczba akcji	Całkowita wartość nominalna akcji	Udział w kapitale akcyjnym/ udział w liczbie głosów
Akcjonariusz			
Skarb Państwa	4 153 706 157	4 153 706 157	71,88%
Akcje własne	-	-	0,00%
Pozostali akcjonariusze	1 624 608 700	1 624 608 700	28,12%
Razem	5 778 314 857	5 778 314 857	100,00%

8.2. Zysk na akcję

Zasady rachunkowości

Podstawowy zysk przypadający na jedną akcję oblicza się poprzez podzielenie zysku/(straty) netto za okres sprawozdawczy, przypisanego zwykłym akcjonariuszom Jednostki Dominującej, przez średnią ważoną liczbę akcji zwykłych w danym okresie sprawozdawczym.

Rozwodniony zysk na jedną akcję oblicza się poprzez podzielenie zysku/(straty) netto za okres sprawozdawczy, przypisanego zwykłym akcjonariuszom (po potrąceniu odsetek od umarzalnych akcji uprzywilejowanych zamiennych na akcje zwykłe), przez średnią ważoną liczbę akcji zwykłych w danym okresie sprawozdawczym (skorygowaną o wpływ opcji rozwadniających oraz rozwadniających umarzalnych akcji uprzywilejowanych zamiennych na akcje zwykłe).

Rozwodniony zysk na jedną akcję jest równy podstawowemu zyskowi na jedną akcję, ponieważ w Grupie nie występują instrumenty rozwadniające.

Wartość zysku na akcję oraz średnia ważona liczba akcji zwykłych została przedstawiona w Skonsolidowanym rachunku zysków i strat.

8.3. Aktywa przeznaczone do sprzedaży

Zasady rachunkowości

Grupa klasyfikuje składnik aktywów trwałych (lub grupę aktywów przeznaczonych do zbycia) jako przeznaczony do sprzedaży, jeśli jego wartość bilansowa zostanie odzyskana przede wszystkim w drodze transakcji sprzedaży, a nie poprzez jego dalsze wykorzystanie. Aktywa trwale przeznaczone do sprzedaży wyceniane są w kwocie niższej spośród dwóch wartości: wartości księgowej netto i wartości godziwej pomniejszonej o koszty związane ze sprzedażą. Jeśli wartość godziwa jest niższa od wartości księgowej netto, różnicę ujmuje się jako odpis aktualizujący w rachunku zysków i strat.

Składnik aktywów (grupa) przeznaczony do sprzedaży	Warunki zbycia i jego oczekiwany termin	Wartość bilansowa	
		2018	2017
Udziały w przeznaczonych do sprzedaży spółkach	Zgodnie z wyceną sporządzoną przez rzeczoznawcę oraz ustalone w ramach negocjacji (termin zbycia 2018 rok)	-	3
Nieruchomość (budynek biurowy) w Krakowie, ul. Lubicz 25	Sprzedany w 2018 roku	-	40
Pozostałe aktywa trwale przeznaczone do sprzedaży	Przetarg (oczekiwany termin zbycia 2018 - 2020 rok)	46	23
Razem		46	66

8.4. Pozostałe aktywa

Zasady rachunkowości

Udzielone pożyczki wycenia się początkowo według wartości godziwej, a na każdy dzień bilansowy według zamortyzowanego kosztu z zastosowaniem metody efektywnej stopy procentowej.

Środki pieniężne o długoterminowym ograniczeniu możliwością dysponowania to środki Funduszu Likwidacji Zakładu Górniczego (FLZG), które Jednostka Dominująca gromadzi na wyodrębnionym rachunku bankowym, dokonując wpłat na fundusz począwszy od dnia rozpoczęcia działalności, do rozpoczęcia likwidacji zakładu górniczego. Środki funduszu pochodzącego z odpisów zwiększa się o wpływy pochodzące z oprocentowania aktywów funduszu. Z uwagi na ograniczenia formalno-prawne związane z możliwością wykorzystania tych środków tylko na określony cel realizowany w okresie wieloletnim, środki FLZG prezentowane są w sprawozdaniu z sytuacji finansowej Grupy w części aktywów trwałych jako *Pozostałe aktywa*. O sumę niewykorzystanych odpisów na FLZG korygowana jest wartość rezerwy na przyszłe koszty likwidacji odwiertów kopalnianych i magazynowych (**nota 6.1.1.1**)

Oplata przyłączeniowa jest ewidencjonowana jako rozliczenia międzyokresowe czynne. Wartość poniesionej opłaty rozliczana jest w średnim okresie ekonomicznej użyteczności aktywów, których ta opłata dotyczy.

Udziały i akcje nienotowane na giełdzie wyceniane są według kosztu (pomniejszonego o ewentualny odpis z tytułu utraty wartości), ponieważ wiarygodne ustalenie wartości godziwej nie jest możliwe.

Kwoty należne od klientów z tytułu kontraktów długoterminowych stanowią nadwyżkę kwot zarachowanych przychodów (ustalonych przy zastosowaniu metody zaawansowania procentowego) nad kwotą zafakturowaną.

Pozostałe aktywa trwałe i obrotowe obejmują głównie koszty rozliczane w czasie.

	2018	2017
Pozostałe aktywa trwałe	1 363	1 055
Udzielone pożyczki	562	242
Środki pieniężne o długoterminowym ograniczeniu możliwością dysponowania	207	180
Oplata przyłączeniowa	125	128
Udziały i akcje nienotowane na giełdzie	30	26
Nieruchomości inwestycyjne	153	157
Zaliczki na środki trwałe w budowie pozostałe, niedot.poszukiwania	182	186
Należności finansowe (przekazane kaucje,gwarancje i inne)	67	99
Pozostałe aktywa trwałe	37	37
Pozostałe aktywa obrotowe	204	216
Kwoty należne od klientów z tytułu kontraktów długoterminowych	17	19
Pozostałe aktywa obrotowe	187	197

Zmiany wartości bilansowej brutto pożyczek udzielonych

	Pożyczki udzielone		
	12-miesięczna oczekiwana strata	Oczekiwana strata w okresie całego życia	Z rozpoznaną utratą wartości
Wartość bilansowa brutto na dzień 1 stycznia 2018	551	-	50
Transfer do grupy z 12-miesięczną oczekiwaną stratą	-	-	-
Transfer do grupy z oczekiwaną stratą w okresie całego życia	-	-	-
Transfer do grupy z rozpoznaną utratą wartości	-	-	-
Splacone aktywa finansowe	-300	-	(3)
Nowo rozpoznane aktywa finansowe	371	25	-
Spisanie w ciężar odpisów	-	-	-
Zmiany w wyniku modyfikacji parametrów ryzyka	-	-	-
Pozostały wpływ	(62)	-	8
Wartość bilansowa brutto na dzień 31 grudnia 2018	560	25	55

Zmiana odpisów z tytułu utraty wartości bilansowej brutto udzielonych pożyczek w bieżącym okresie

	Pożyczki udzielone		
	12-miesięczna oczekiwana strata	Oczekiwana strata w okresie całego życia	Z rozpoznaną utrata wartości
Stan na 1 stycznia 2018	54	-	49
Zwiększenia ujęte w rachunku zysków i strat	88	-	4
Zmniejszenia ujęte w rachunku zysków i strat	(123)	-	(3)
Wykorzystanie	-	-	-
Przeniesienia	-	-	-
Pozostałe zmiany	(10)	-	5
Stan na 31 grudnia 2018	9	-	55

Zmiana w poziomie utraty wartości pożyczek udzielonych

	Pożyczki udzielone		
	12-miesięczna oczekiwana strata	Oczekiwana strata w okresie całego życia	Z rozpoznaną utrata wartości
Utrata wartości na dzień 1 stycznia 2018	54	-	49
Transfer do grupy z 12-miesięczną oczekiwaną stratą	-	-	-
Transfer do grupy z oczekiwaną stratą w okresie całego życia	-	-	-
Transfer do grupy z rozpoznaną utratą wartości	-	-	-
Wykorzystanie odpisów	-	-	-
Splacone aktywa finansowe	(123)	-	(3)
Nowo rozpoznane aktywa finansowe	88	-	4
Zmiany w wyniku modyfikacji parametrów ryzyka	-	-	-
Wpływ zmian kursów walutowych oraz pozostałe	(10)	-	5
Utrata wartości na dzień 31 grudnia 2018	9	-	55

8.5. Aktywa i zobowiązania warunkowe

Tytuł aktywa warunkowego	2018	2017
Szacunek kwoty		
Otrzymane poręczenia i gwarancje	-	-
Otrzymane weksle	1	3
Przyznane dofinansowanie	218	172
Pozostałe aktywa warunkowe	14	15
Razem	233	190

Wzrost wartości aktywów warunkowych w bieżącym okresie wynika głównie z uzyskania dofinansowania przez Polską Spółkę Gazownictwa Sp. z o.o. do projektów związanych z budową nowych gazociągów w celu rozwoju gazyfikacji.

Tytuł zobowiązania warunkowego	2018	2017
Szacunek kwoty		
Gwarancje i poręczenia	3 504	3 537
Wystawione weksle	784	702
Pozostałe	8	11
Razem	4 296	4 250

Zmniejszenie wartości zobowiązań warunkowych z tytułu udzielonych poręczeń i gwarancji w bieżącym okresie wynika przede wszystkim z wygaśnięcia gwarancji, będących zabezpieczeniem dostaw gazu.

8.6. Wspólne działania

Zasady rachunkowości

W związku z udziałami we **wspólnych działaniach** Grupa jako współnik wspólnego działania ujmuje w swoim sprawozdaniu finansowym:

- swoje aktywa, w tym udział w aktywach posiadanych wspólnie,
- swoje zobowiązania, w tym udział w zobowiązaniach zaciągniętych wspólnie,
- przychody ze sprzedaży swojego udziału produkcji w wynikach wspólnego działania,
- swoją część przychodów ze sprzedaży produkcji w ramach wspólnego działania,
- swoje koszty, w tym udział we wspólnie poniesionych kosztach.

W związku z tym, że aktywa, zobowiązania, przychody i koszty związane ze wspólnym działaniem są wykazane w jednostkowym sprawozdaniu finansowym współnika, nie dokonuje się korekt oraz nie stosuje się innych procedur konsolidacyjnych w odniesieniu do tych pozycji podczas sporządzania skonsolidowanego sprawozdania finansowego przez współnika wspólnego działania.



Rysunek 2 Kraje, w których Grupa prowadzi wspólne działania

Wspólne działania prowadzone są przez Grupę głównie na terenie Polski, a także na obszarze Norwegii oraz Pakistanu. W szczególności polegają na poszukiwaniu i wydobyciu gazu ziemnego oraz ropy naftowej, z wyjątkiem działań prowadzonych w południowo-wschodniej Polsce, mających charakter początkowej fazy poszukiwań niekonwencjonalnych złóż gazu.

Istotne szacunki

Na dzień kończący okres sprawozdawczy Grupa posiadała wspólne przedsięwzięcia w rozumieniu MSSF 11 w ramach inwestycji realizowanych w Norwegii na licencji PL460, na której sprawowała współkontrolę.

Na dzień 31 grudnia 2018 roku Grupa posiadała ponadto udziały w innych licencjach na Norweskim Szelfie Kontynentalnym, które obejmują między innymi złoża Skarv, Gina Krog, Morvin, Vilje, Vale oraz Tommeliten Alpha. Biorąc pod uwagę kryteria MSSF 11, działalność Grupy na wymienionych wyżej złożach nie stanowi wspólnych ustaleń umownych w rozumieniu tego standardu i Grupa nie sprawuje współkontroli nad tą działalnością, ze względu na fakt, iż istnieje więcej niż jedna kombinacja stron, które wspólnie mogą porozumieć się w celu podjęcia istotnych decyzji. Z tego względu dla celów prawidłowego rozliczenia i ujmowania operacji związanych z działalnością na tych złożach, Grupa stosuje zapisy innych, odpowiednich MSSF, uwzględniając swój udział w złożach, co sprawia, że nie ma istotnych różnic w metodzie księgowego ujmowania i rozpoznawania związanych z tą działalnością operacji w porównaniu do sposobu rozpoznawania operacji prowadzonych wspólnie z udziałowcami licencji PL460, która spełnia definicję wspólnych działań w rozumieniu MSSF 11.

Więcej informacji na temat wspólnych działań znajduje się w Sprawozdaniu Zarządu z działalności PGNiG S.A. i Grupy Kapitałowej PGNiG.

Szczegółowy wykaz wspólnych działań, w które zaangażowana jest Grupa przedstawiono w tabelach poniżej.

2018

Nazwa wspólnego ustalenia umownego	Kraj prowadzenia wspólnego działania	Udziały we wspólnym działaniu	Charakter wspólnych działań
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym „Sieraków”	Polska	PGNiG S.A. 51%; Orlen Upstream Sp. z o.o. 49%	Poszukiwanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym „Płotki”	Polska	PGNiG S.A. 51%; FX Energy (Grupa ORLEN) 49%	Poszukiwanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym Górowo Iławieckie	Polska	PGNiG S.A. 51%; LOTOS Petrobaltic S.A. 49%	Poszukiwanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym "Poznań"	Polska	PGNiG S.A. 51%; FX Energy (Grupa ORLEN) 49%	Poszukiwanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym „Bieszczady”	Polska	PGNiG S.A. 51%; ORLEN Upstream sp. z o.o. 49%	Poszukiwanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym „Warszawa-Południe”	Polska	FX Energy (Grupa ORLEN) 81,82%; PGNiG S.A. 18,18%	Poszukiwanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesji Kirthar	Pakistan	PGNiG S.A. 70%; Pakistan Petroleum Ltd. 30%	Poszukiwanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym PL460	Norwegia	PGNiG UI 35%, AkerBP 65%	Poszukiwanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz ropy naftowej

2017

Nazwa wspólnego ustalenia umownego	Kraj prowadzenia wspólnego działania	Udziały we wspólnym działaniu	Charakter wspólnych działań
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym „Sieraków”	Polska	PGNiG S.A. 51%; Orlen Upstream Sp. z o.o. 49%	Poszukiwanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym „Płotki”	Polska	PGNiG S.A. 51%; FX Energy (Grupa ORLEN) 49%	Poszukiwanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym "PTZ Zaniemyśl"	Polska	PGNiG S.A. 51%; FX Energy 24,5%; Cal Energy 24,5%	Poszukiwanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym „Kamień Pomorski”	Polska	PGNiG S.A. 51%; LOTOS Petrobaltic S.A. 49%	Poszukiwanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym Górowo Iławieckie	Polska	PGNiG S.A. 51%; LOTOS Petrobaltic S.A. 49%	Poszukiwanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym "Poznań"	Polska	PGNiG S.A. 51%; FX Energy (Grupa ORLEN) 49%	Poszukiwanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym „Bieszczady”	Polska	PGNiG S.A. 51%; ORLEN Upstream sp. z o.o. 49%	Poszukiwanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym „Warszawa-Południe”	Polska	PGNiG S.A. 49%; FX Energy (Grupa ORLEN) 51%	Poszukiwanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesji Kirthar	Pakistan	PGNiG S.A. 70%; Pakistan Petroleum Ltd. 30%	Poszukiwanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym PL460	Norwegia	PGNiG UI 35%, AkerBP 65%	Poszukiwanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz ropy naftowej
Wspólne działanie na obszarze koncesyjnym PL856	Norwegia	PGNiG UI 25%, Capricorn 75%	Poszukiwanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz ropy naftowej

8.7. Zmiany w strukturze Grupy w okresie sprawozdawczym

Data	Spółka	Zdarzenie
15 stycznia 2018	PGNiG Finance AB i likwidation	Została zarejestrowana uchwała likwidacyjna PGNiG Finance AB z siedzibą w Sztokholmie. Od 15 stycznia 2018 roku firma spółki to PGNiG Finance AB i likwidation.
16 marca 2018	CIFL Sp. z o.o.	Nastąpiła rejestracja w KRS zmiany firmy Gas Assets Management Sp. z o.o. na CIFL Sp. z o.o. W dniu 21 grudnia 2018 roku Zgromadzenie Wspólników CIFL Sp. z o.o. podjęło uchwałę w sprawie rozwiązania spółki. Uchwała weszła w życie z dniem 1 stycznia 2019 roku.

8.8. Inne istotne informacje

8.8.1. Wynagrodzenie podmiotu uprawnionego do badania sprawozdań finansowych

	2018	2017
Badanie rocznych jednostkowych sprawozdań finansowych i rocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy Kapitałowej	1,76	1,97
Inne usługi poświadczające, w tym za przegląd sprawozdań finansowych	0,52	0,29
Pozostałe usługi	0,30	0,20
Razem	2,58	2,46

Podmiotem uprawnionym do badania i przeglądu sprawozdań finansowych Jednostki Dominującej i części spółek zależnych oraz skonsolidowanych sprawozdań Grupy Kapitałowej PGNiG była firma Deloitte Polska Sp. z o.o. Sp.k.

Umowa została zawarta w dniu 5 maja 2016 roku i obejmuje lata 2016 – 2018.

Deloitte Polska Sp. z o.o. Sp.k. świadczyła ponadto usługi przeglądu i inne dozwolone usługi dla spółek z Grupy Kapitałowej.



8.9. Zdarzenia po dniu bilansowym

Data	Spółka	Zdarzenie
16 stycznia 2019 roku	PGNiG S.A.	Rada Nadzorcza PGNiG podjęła uchwałę w sprawie odwołania pana Radosława Bartosika z funkcji Wiceprezesa Zarządu PGNiG ds. Operacyjnych.
25 stycznia 2019 roku	Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.	<p>Decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (Prezes URE) z dnia 25 stycznia 2019 roku zatwierdzona została nowa Taryfa Nr 7 w zakresie dystrybucji paliw gazowych i usług regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego Polskiej Spółki Gazownictwa sp. z o.o. (Taryfa Dystrybucyjna).</p> <p>Uśrednione obniżenie cen i stawek opłat sieciowych stosowanych do rozliczeń z odbiorcami w Taryfie Dystrybucyjnej w stosunku do dotychczasowej taryfy Polskiej Spółki Gazownictwa sp. z o.o. dla wszystkich grup taryfowych, z wyjątkiem gazu koksowniczego, wynosi 5%.</p> <p>Taryfa Dystrybucyjna obowiązywać będzie od 15 lutego do 31 grudnia 2019 roku.</p> <p>Szczegóły dotyczące zatwierdzonej Taryfy Dystrybucyjnej dostępne są na stronie internetowej www.ure.gov.pl i opublikowane w Biuletynie Branżowym URE – Paliwa gazowe.</p>
25 stycznia 2019 roku	PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o.	<p>Decyzją Prezesa URE z dnia 25 stycznia 2019 roku zatwierdzona została nowa Taryfa Nr 7 w zakresie obrotu paliwami gazowymi PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. (Taryfa Detaliczna).</p> <p>Podwyżka ceny za paliwo gazowe w nowej Taryfie Detalicznej w stosunku do dotychczasowej taryfy PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. dla wszystkich grup taryfowych wynosi 2,5%. Stawki opłat abonamentowych zostały skorygowane w grupach taryfowych 2.2 i 3.6, odpowiednio o -1,3% oraz o 0,3%, natomiast w pozostałych grupach taryfowych pozostały bez zmian. Ponadto w Taryfie Detalicznej zostały wprowadzone nowe grupy taryfowe dedykowane dla odbiorców paliwa gazowego korzystających z przedpłatowego układu pomiarowego. Taryfa Detaliczna dotyczy jedynie odbiorców paliw gazowych w gospodarstwie domowym.</p> <p>Taryfa Detaliczna obowiązywać będzie od 15 lutego do 31 grudnia 2019 roku.</p> <p>Szczegóły dotyczące zatwierdzonych taryf dostępne są na stronie internetowej www.ure.gov.pl i opublikowane w Biuletynie Branżowym URE – Paliwa gazowe.</p>
11 marca 2019 roku	PGNiG S.A. PGNiG TERMIKA	W dniu 11 marca 2019 roku Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów przekazał zawiadomienie w sprawie wszczęcia postępowania antymonopolowego, którego stronami są Veolia Energia Warszawa S.A., Veolia Energia Polska S.A., PGNiG TERMIKA oraz PGNiG, w sprawie naruszenia zakazów - do których miało dojść w związku z podejrzeniem zawarcia porozumienia w 2014 roku - określonych w art. 6 ust 1 pkt 1,3 i 7 ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów, a także art. 101 ust. 1 lit a) i c) Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej w zakresie uzgadniania cen energii cieplnej, podziału rynku energii cieplnej i uzgadniania warunków składanych ofert w postępowaniach o udzielenie zamówienia na sprzedaż i dostawę energii cieplnej.

Zarząd PGNiG S.A.:

Prezes Zarządu	Piotr Woźniak	<i>Podpisano kwalifikowanym podpisem elektronicznym</i>
Wiceprezes Zarządu	Łukasz Kroplewski	<i>Podpisano kwalifikowanym podpisem elektronicznym</i>
Wiceprezes Zarządu	Michał Pietrzyk	<i>Podpisano kwalifikowanym podpisem elektronicznym</i>
Wiceprezes Zarządu	Maciej Woźniak	<i>Podpisano kwalifikowanym podpisem elektronicznym</i>
Wiceprezes Zarządu	Magdalena Zegarska	<i>Podpisano kwalifikowanym podpisem elektronicznym</i>
Osoba odpowiedzialna za sporządzenie Skonsolidowanego sprawozdania finansowego	Aleksandra Sobieska-Moroz	<i>Podpisano kwalifikowanym podpisem elektronicznym</i>

Warszawa, 13 marca 2019 roku



Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.

Sprawozdanie Zarządu z działalności PGNiG S.A. i Grupy Kapitałowej PGNiG

za rok 2018

Definicje

Ilekczo w niniejszym Sprawozdaniu Zarządu z działalności PGNiG i Grupy Kapitałowej PGNiG za rok 2018 występują poniższe frazy i w treści sprawozdania nie jest wskazane inaczej, następujące skróty i wyrażenia należy interpretować odpowiednio:

Nazwy własne spółek i oddziałów „**PGNiG**”, „**Spółka**” lub „**Emitent**” – PGNiG S.A. jako podmiot dominujący grupy kapitałowej; „**GK PGNiG**”, „**Grupa PGNiG**” – Grupa Kapitałowa PGNiG, w skład której wchodzi PGNiG S.A. jako podmiot dominujący oraz spółki zależne; „**CLPB**” – Oddział Centralne Laboratorium Pomiarowo-Badawcze PGNiG S.A.; „**ECSW**” – Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A.; „**EXALO**” – EXALO Drilling S.A.; „**Gazoprojekt**” – PGNiG Gazoprojekt S.A.; „**GEOFIZYKA Kraków**” – GEOFIZYKA Kraków Sp. z o.o. w likwidacji; „**GEOFIZYKA Toruń**” – GEOFIZYKA Toruń Sp. z o.o.; „**Geovita**” – Geovita S.A.; „**GSP**” – Gas Storage Poland Sp. z o.o.; „**PGG**” – Polska Grupa Górnicza Sp. z o.o.; „**PGNiG OD**” – PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o.; „**PGNiG Technologie**” – PGNiG Technologie Sp. z o.o.; „**PGNiG TERMIKA**” – PGNiG TERMIKA S.A.; „**PGNiG TERMIKA EP**” – PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa SA; „**PGNiG UN**” – PGNiG Upstream Norway AS; „**PGNiG UNA**” – PGNiG UPSTREAM NORTH AFRICA B.V.; „**Polski Gaz TUW**” – Polski Gaz Towarzystwo Ubezpieczeń Wzajemnych; „**PSG**” – Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.; „**PST**” – PGNiG Supply & Trading GmbH; „**PST ES**” – PST Europe Sales GmbH.

Nazwy instytucji, podmiotów rynku kapitałowego i rynków energii: „**EEX**” – European Energy Exchange (giełda energii w Niemczech); „**GASPOOL**” – GASPOOL Balancing Services GmbH (hub w Niemczech); „**GAZ-SYSTEM**” – Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A.; „**GPW**” – Giełda Papierów Wartościowych S.A. w Warszawie; „**KRS**” – Krajowy Rejestr Sądowy; „**NCG**” – NetConnect Germany GmbH & Co. KG (hub w Niemczech); „**NBP**” – National Balancing Point (hub w Wielkiej Brytanii); „**Terminal LNG**” - terminal LNG im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu; „**TGE**” – Towarowa Giełda Energii S.A.; „**TTF**” – Title Transfer Facility; „**URE**” – Urząd Regulacji Energetyki.

W zakresie stosowanych jednostek: „**bbl**” – 1 baryłka ropy naftowej; „**boe**” – ekwiwalent baryłki ropy naftowej; „**LNG**” – skroplony gaz ziemny (*ang. liquefied natural gas*); „**Mg**” – 1 megagram równy tonie, jednostka stosowana do określenia ilości odpadów; „**MWt**” – 1 megawat energii cieplnej, „**MWe**” – 1 megawat energii elektrycznej, „**NGL**” – gaz składający się z cięższych niż metan molekuł: etanu, propanu, butanu, izobutanu itp. (*ang. natural gas liquids*); „**PJ**” – 1 petadżul; „**TWh**” – 1 terawatogodzina.

W zakresie wskaźników ekonomicznych i finansowych: „**EBIT**” – zysk operacyjny (*ang. earnings before deducting interest and taxes*); „**EBITDA**” – zysk operacyjny przed potrąceniem odsetek od zaciągniętych zobowiązań oprocentowanych, podatków, amortyzacji (*ang. earnings before interest, taxes, depreciation and amortization*); „**EV**” – wartość przedsiębiorstwa (*ang. enterprise value*); „**P/BV**” – wskaźnik cena rynkowa/wartość księgową (*ang. price/book value*); „**P/E**” – wskaźnik Cena/Zysk (*ang. price to earnings*); „**ROA**” – wskaźnik rentowności aktywów; „**ROE**” – wskaźnik rentowności kapitału własnego.

Inne stosowane skróty: „**C**” – ciepłownia; „**EC**” – elektrociepłownia; „**GIM**” – Grupa Instalacji Magazynowych; „**IM**” – instalacje magazynowe; „**KPMG**” – kawernowy podziemny magazyn gazu; „**NWZ**” – Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie; „**NZW**” – Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników; „**PMG**” – podziemny magazyn gazu; „**WZ**” – Walne Zgromadzenie; „**ZW**” – Zgromadzenie Wspólników.

W zakresie stosowanych oznaczeń walut: kwoty wyrażone polskich złotych oznaczone są skrótem „**zł**” lub „**PLN**”; kwoty wyrażone euro oznaczone są skrótem „**euro**” lub „**EUR**”; kwoty wyrażone dolarach amerykańskich oznaczone są skrótem „**dolar**” lub „**USD**”; kwoty wyrażone w koronie norweskiej oznaczone są skrótem „**NOK**”; kwoty wyrażone w koronie szwedzkiej oznaczone są skrótem „**SEK**”; kwoty wyrażone w hrywnie ukraińskiej oznaczone są skrótem „**UAH**”; kwoty wyrażone w riale omańskim oznaczone są skrótem „**OMR**”.

Przeliczniki

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	0,23	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

SPIS TREŚCI

1.	Grupa Kapitałowa PGNiG w 2018 r.	4
1.1.	Kluczowe wskaźniki finansowe i operacyjne	4
1.2.	Kalendarz wydarzeń	5
1.3.	Zdarzenia po zakończeniu okresu sprawozdawczego	5
2.	Model biznesowy Grupy Kapitałowej PGNiG	6
2.1.	Przedmiot działalności – model biznesowy	6
2.2.	Spółki Grupy Kapitałowej PGNiG	7
3.	Strategia Grupy Kapitałowej PGNiG	8
3.1.	Misja i wizja	8
3.2.	Główne wyzwania	8
3.3.	Strategia GK PGNiG na lata 2017–2022 z perspektywą do 2026 r.	9
3.4.	Inwestycje w 2018 r.	10
3.5.	Badania, rozwój i innowacje	11
4.	Otoczenie regulacyjne i rynkowe	14
4.1.	Otoczenie regulacyjne	14
4.2.	Rynek gazu w Polsce	21
5.	Działalność operacyjna w 2018 r.	25
5.1.	Segment Poszukiwanie i Wydobywanie	25
5.2.	Segment Obrót i Magazynowanie	36
5.3.	Segment Dystrybucja	48
5.4.	Segment Wytwarzanie	51
5.5.	Pozostałe segmenty	55
6.	Informacje uzupełniające dotyczące Grupy Kapitałowej PGNiG	58
6.1.	Organizacja Grupy Kapitałowej PGNiG	58
6.2.	Pozostałe powiązania organizacyjne lub kapitałowe	59
6.3.	Postępowania sądowe	60
7.	Sytuacja finansowa Grupy Kapitałowej PGNiG w 2018 r.	63
7.1.	Ceny paliw i kursy walut	63
7.2.	Wyniki finansowe	67
7.3.	Przewidywana sytuacja finansowa	74
7.4.	Kredyty i pożyczki	75
7.5.	Programy emisji papierów wartościowych	75
7.6.	Należności i zobowiązania warunkowe	75
8.	Ryzyko	76
8.1.	Ryzyko operacyjne	76
8.2.	Ryzyka regulacyjne	79
8.3.	Ryzyko braku zgodności	81
8.4.	Ryzyka finansowe	82
9.	Akcjonariat i PGNiG na GPW	83
9.1.	Struktura akcjonariatu	83
9.2.	Kurs akcji PGNiG	84
9.3.	Wskaźniki giełdowe	86
9.4.	Dywidenda	86
10.	Ład korporacyjny	87
10.1.	Zarząd	87
10.2.	Rada Nadzorcza	89
10.3.	Polityka wynagrodzeń i wynagrodzenia osób zarządzających	91
10.4.	Oświadczenie o stosowaniu zasad ładu korporacyjnego	93
11.	Oświadczenie GK PGNiG na temat informacji niefinansowych	112
11.1.	Informacje podstawowe – model biznesowy	112
11.2.	Strategia zrównoważonego rozwoju Grupy Kapitałowej PGNiG na lata 2017-2022	113
11.3.	Kluczowe obszary strategii CSR	113
11.4.	Opis polityk	134
11.5.	Ryzyka kluczowych obszarów strategicznych zrównoważonego rozwoju GK PGNiG z perspektywy społecznej	138
12.	Oświadczenie Zarządu PGNiG i zatwierdzenie sprawozdania	139

1. Grupa Kapitałowa PGNiG w 2018 r.

1.1. Kluczowe wskaźniki finansowe i operacyjne

41,2 mld zł przychody ze sprzedaży	7,1 mld zł EBITDA	4,4 mld zł EBIT	3,2 mld zł zysk netto	53,3 mld zł suma bilansowa
3. największa spółka na GPW*	39,9 mld zł kapitalizacja rynkowa	24,8 tys. liczba pracowników	8,8% ROE	6,0% ROA
5,6 EV/EBITDA	12,6 P/E	1,1 P/BV	24,2 mln zł średnia dzienna wartość obrotów	



1,3 mln ton

wydobycie ropy naftowej,
kondensatu i NGL

4,5 mld m³

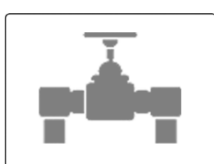
wydobycie gazu ziemnego

858 mln boe

zasoby gazu i ropy naftowej

209

liczba koncesji
wydobywczych



7 mln

liczba klientów

186 tys. km

długość sieci
dystrybucyjnej

1 510

liczba zgazyfikowanych gmin

11,7 mld m³

wolumen dystrybucji gazu



29 mld m³

wolumen sprzedaży
gazu

3,0 mld m³

pojemności magazynów

8,8 mld m³

wolumen sprzedaży
gazu na TGE

13,5 mld m³

wolumen importu gazu



40,7 PJ

produkcja ciepła

1,0 GW

moc elektryczna

5,3 GW

moc ciepła

4,0 TWh

produkcja energii
elektrycznej

*pod względem kapitalizacji rynkowej wg stanu na dzień 31 grudnia 2018 r.

1.2. Kalendarz wydarzeń

Styczeń 2018

- 19.01 – Zawarcie z GAZ-SYSTEM umowy o świadczenie usług przesyłu gazu w okresie od 1 października 2022 r. do 30 września 2037 r. w ramach procedury Open Season 2017 projektu *Baltic Pipe*, dotyczącej przesyłu gazu z Norwegii do Polski przez Danię. > [Więcej informacji – pkt 7.1.2.](#)
- 25.01 – Decyzja Prezesa URE o obniżeniu o 7,37% cen i stawek opłat sieciowych w Taryfie Dystrybucyjnej PSG. > [Więcej informacji – pkt 4.1.1.](#)
- 29.01 – Zawarcie z duńskim operatorem systemu przesyłowego Energinet umowy o świadczenie usług przesyłu gazu w okresie od 1 października 2022 r. do 30 września 2037 r. w ramach procedury Open Season 2017 projektu *Baltic Pipe*. > [Więcej informacji – pkt 7.1.2.](#)

Marzec 2018

- 02.03 – Podpisanie z Naftogaz kontraktu na dostawy ponad 60 mln m³ gazu do końca marca 2018 r. w związku ze wstrzymaniem dostaw gazu przez Gazprom na Ukrainę.
- 08.03 – Zawarcie umowy udzielenia ECSW pożyczki przez PGNiG oraz Bank Gospodarstwa Krajowego S.A. po 450 mln zł. > [Więcej informacji – pkt 7.1.2.](#)
- 14.03 – Decyzja Prezesa URE o podwyższeniu o 1% ceny za paliwo gazowe w Taryfie Detalicznej PGNiG OD. > [Więcej informacji – pkt 4.1.1.](#)
- 19.03 – Podpisanie z Mari Petroleum Company Limited porozumienia o partnerstwie strategicznym w obszarze upstream na rynku pakistańskim i poza jego granicami. > [Więcej informacji – pkt 5.1.4.](#)

Kwiecień 2018

- 19.04 – Podpisanie przez PGNiG OD oraz LOTOS Asphalt Sp.żo.o. umowy dotyczącej wspólnego oferowania usług bunkrowania statków paliwem LNG. > [Więcej informacji – pkt 5.2.3.](#)

Maj 2018

- 09.05 – Zatwierdzenie przez Norweskie Ministerstwo Ropy i Energii dokumentacji geologicznej i planów zagospodarowania złóż Ærfugl i Skogul. > [Więcej informacji – pkt 5.1.4.](#)

Czerwiec 2018

- 26.06 – Podpisanie porozumień z firmami Port Arthur LNG, LLC i Venture Global LNG, Inc. określającego podstawowe warunki umowy długoterminowej na dostawy gazu skroplonego LNG. > [Więcej informacji – pkt 5.2.3.](#)
- 30.06 – Wydanie przez Trybunał Arbitrażowy wyroku częściowego *ad hoc* w postępowaniu arbitrażowym z powództwa PGNiG przeciwko PAO Gazprom i OOO Gazprom Export w sprawie ceny za gaz w kontrakcie jamalskim. > [Więcej informacji – pkt 5.2.3.](#)

Lipiec 2018

- 20.07 – Decyzja ZWZ PGNiG w sprawie podziału zysku netto za rok obrotowy 2017. > [Więcej informacji – pkt 9.4.](#)
- 26.07 – Decyzja Prezesa URE o podwyższeniu o 5,9% ceny za paliwo gazowe w Taryfie Detalicznej PGNiG OD. > [Więcej informacji – pkt 4.1.1.](#)

Wrzesień 2018

- 24.09 – Włączenie PGNiG do indeksu FTSE Russell. > [Więcej informacji – pkt 9.2.](#)
- 25.09 – Wniosek Zarządu PGNiG do NWZ dot. zmiany Statutu umożliwiającej wypłatę zaliczki na poczet dywidendy z zysku netto za 2018 r.

Październik 2018

- 02.10 – Złożenie przez PAO Gazprom i OOO Gazprom Export skargi o uchylenie wyroku częściowego Trybunału Arbitrażowego. > [Więcej informacji – pkt 5.2.3.](#)
- 16.10 – Ogłoszenie zawarcia umów długoterminowych na dostawy LNG ze spółkami Venture Global Calcasieu Pass, LLC oraz Venture Global Plaquemines LNG, LLC. > [Więcej informacji – pkt 5.2.3.](#)
- 18.10 – Zawarcie umowy zakupu przez PGNiG UN udziałów w złożu Tommeliten Alpha od Equinor Energy AS. > [Więcej informacji – pkt 5.1.4.](#)
- 29.10 – Decyzja Zarządu PGNiG o wypłacie zaliczki na poczet dywidendy z zysku netto za 2018 r. w wysokości 405 mln zł tj. 0,07 zł na akcję.

Listopad 2018

- 08.11 – Zawarcie umowy długoterminowej na dostawy LNG z Cheniere Marketing International, LLP. > [Więcej informacji – pkt 5.2.3.](#)

Grudzień 2018

- 06.12 – Nabycie praw do poszukiwania, rozpoznawania i wydobywania węgłowodorów w emiracie Ras Al Khaimah w Zjednoczonych Emiratach Arabskich. > [Więcej informacji – pkt 5.1.4.](#)
- 19.12 – Zawarcie umowy długoterminowej na dostawy LNG ze spółką Port Arthur LNG, LLC. > [Więcej informacji – pkt 5.2.3.](#)
- 24.12 – Włączenie PGNiG do indeksu Stoxx Europe 600 publikowanego przez Deutsche Boerse Group. > [Więcej informacji – pkt 9.2.](#)

1.3. Zdarzenia po zakończeniu okresu sprawozdawczego

Styczeń 2019

- 25.01 – Decyzja Prezesa URE o obniżeniu o 5% cen i stawek opłat sieciowych w Taryfie Dystrybucyjnej PSG.
- 25.01 – Decyzja Prezesa URE o podwyższeniu o 2,5% ceny za paliwo gazowe w Taryfie Detalicznej PGNiG OD.

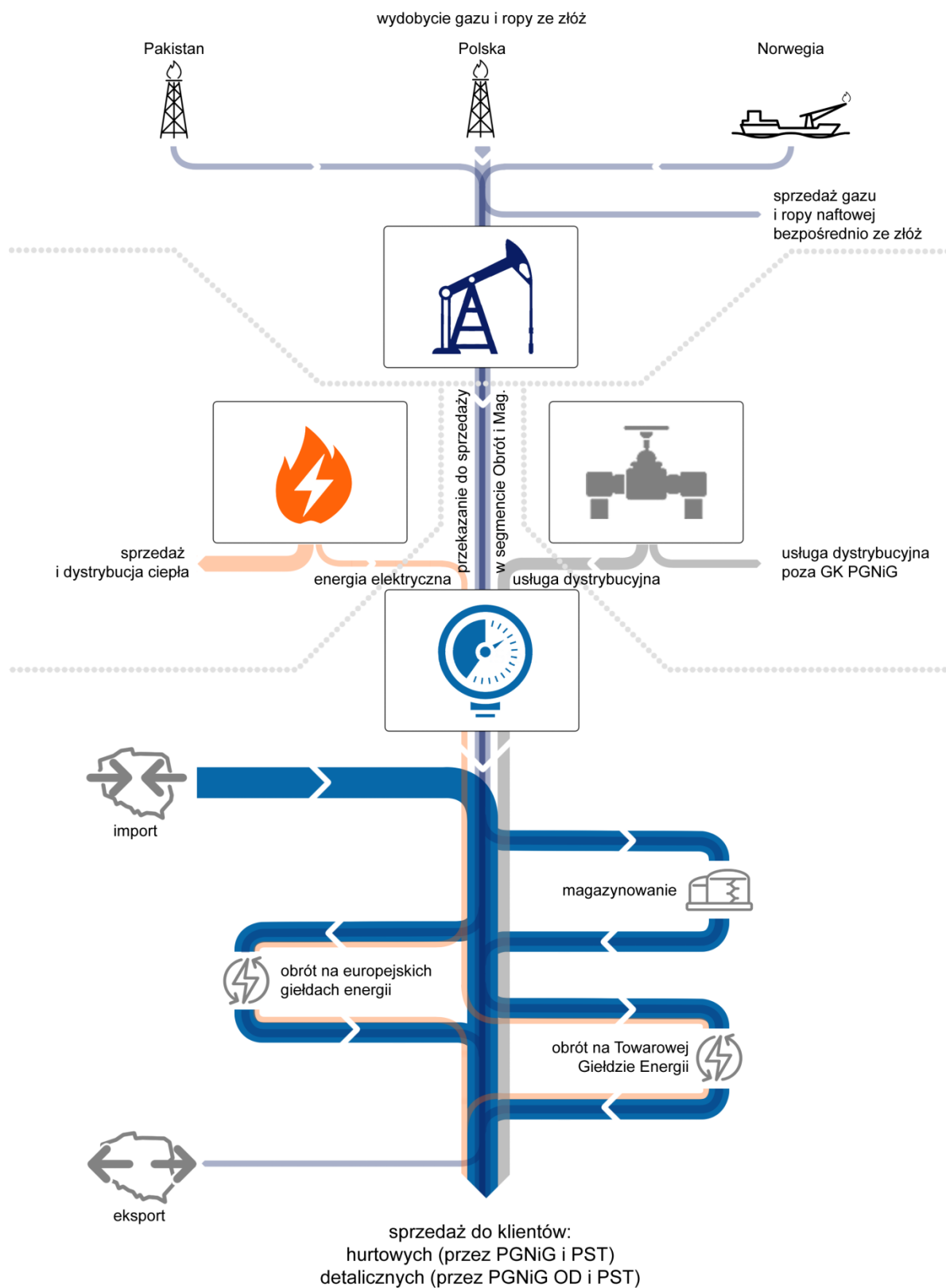
Marzec 2019

- 11.03 - Wpłynięcie zawiadomienia o wszczęciu postępowania antymonopolowego przez Prezesa UOKiK przeciwko PGNiG TERMIKA i PGNiG. > [Więcej informacji – pkt 6.3.2.](#)

2. Model biznesowy Grupy Kapitałowej PGNiG

2.1. Przedmiot działalności – model biznesowy

✓ Rys. 1 Model biznesowy GK PGNiG



2.2. Spółki Grupy Kapitałowej PGNiG

Na dzień 31 grudnia 2018 r. konsolidowane metodą pełną były spółki: PGNiG jako podmiot dominujący oraz 24 jednostki zależne.

✓ Rys. 2 Wykaz jednostek GK PGNiG podlegających konsolidacji metodą pełną



Nazwa jednostki – jednostka pośrednio zależna od PGNiG
 [nazwa kraju] - Kraj rejestracji jednostki (inny niż Polska)
 * Główne miejsce prowadzenia działalności (inne niż kraj rejestracji)

3. Strategia Grupy Kapitałowej PGNiG

3.1. Misja i wizja

Strategia GK 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 GK PGNiG przy jednoczesnym zapewnieniu rozwoju rynku gazu w Polsce oraz dalszej gazyfikacji kraju.

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 zasady odpowiedzialności społecznej

Efektywnie: jesteśmy zoptymalizowani procesowo i kosztowo

Innowacyjne rozwiązania: jesteśmy liderem innowacyjności w branży energetycznej

Cel nadrzędny

Wzrost wartości Grupy Kapitałowej 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

3.2. Główne wyzwania

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

- **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 GK 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 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 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).

- **konieczność zmiany struktury portfela zakupu gazu z importu;**

Portfel pozyskania gazu GK PGNiG umożliwi pokrycie całego zapotrzebowania na gaz klientów GK 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), zmniejszając udział dostaw z kierunku wschodniego w portfelu importowym.

Z uwagi na wygasający po 2022 r. kontrakt jamalski, GK 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 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.

- zmiany polityk i regulacji prawnych;

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

3.3. Strategia GK PGNiG na lata 2017–2022 z perspektywą do 2026 r.

Z uwagi na zmiany w otoczeniu zewnętrznym i wewnętrznym GK PGNiG opracowała Strategię GK 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 GK 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 zastosowanego podejścia jest zmiana sposobu definiowania podstawowych założeń strategicznych, który polega na wyznaczeniu celów i aspiracji na poziomie całej GK 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).

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

3.3.1. Cele i aspiracje na lata 2017-2022

✓ Rys. 3 Aspiracje w kluczowych obszarach działalności



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

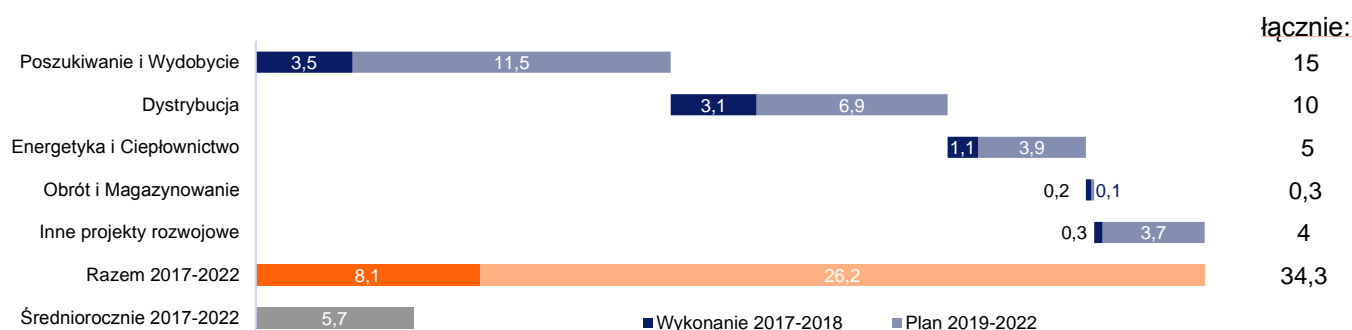
1. **obszar poszukiwanie i wydobycie** – zwiększenie bazy udokumentowanych zasobów o ok. 35%, zwiększenie poziomu wydobycia węglowodorów o ok. 41%, istotne obniżenie jednostkowych kosztów poszukiwań i rozpoznania złóż, a także utrzymanie jednostkowych kosztów zagospodarowania złóż i wydobycia węglowodorów;
2. **obszar obrotu hurtowego** – budowa zdywersyfikowanego i konkurencyjnego portfela dostaw gazu ziemnego po 2022 r.;
3. **obszar obrotu detalicznego** – maksymalizacja marży w obrocie detalicznym, przy utrzymaniu łącznego wolumenu sprzedaży gazu ziemnego na rynku detalicznym na poziomie ok. 67-69 TWh rocznie;
4. **obszar magazynowania** – zabezpieczenie docelowych dostępnych pojemności magazynowych dostosowanych do popytu oraz poprawa efektywności obszaru magazynowania;
5. **obszar dystrybucji** – budowa łącznie ponad 300 tys. nowych przyłączy gazowych oraz zwiększenie wolumenu dystrybucji gazu o ok. 16%;
6. **obszar energetyki i ciepłownictwa** – zwiększenie wolumenu sprzedaży ciepła i energii elektrycznej o ok. 20%;
7. **obszar centrum korporacyjnego** – 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 GK PGNiG oraz budowę wizerunku Grupy.

3.3.2. 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 związane 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 i realizacja planu w latach 2017-2018*



* nakłady uwzględniające wydatki na akwizycje złóż węglowodorów

Nakłady inwestycyjne w okresie 2017-2018 wyniosły łącznie 8,1 mln zł, co stanowi ok. 24% realizacji planu na lata 2017-2022.

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.

3.4. Inwestycje w 2018 r.

W 2018 r. nakłady inwestycyjne GK 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 PGNiG i GK PGNiG przedstawiają poniższe tabele.

Nakłady inwestycyjne¹ poniesione na rzeczowe aktywa trwałe PGNiG w 2018 r.

	2018	2017	Stopień wykonania planu 2018
I. Poszukiwanie i Wydobycie, w tym:	989	867	66%
1 Poszukiwanie	764	475	71%
w tym nakłady na odwierty negatywne	99	60	
2 Wydobycie	225	392	54%
II. Obrót i Magazynowanie	87	47	105%
1 Obrót	0	3	-
2 Magazyny segmentu Obrót i Magazynowanie	87	43	106%
III. Pozostałe segmenty	138	134	81%
IV. Nakłady inwestycyjne łącznie (I+II+III)	1 213	1 047	69%

1) w tym m.in. skapitalizowane koszty finansowania zewnętrznego

Nakłady inwestycyjne¹ poniesione na rzeczowe aktywa trwałe GK PGNiG w 2018 r.

	2018	2017	Stopień wykonania planu 2018 ²
I. Poszukiwanie i Wydobycie, 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%

1) w tym m.in. skapitalizowane koszty finansowania zewnętrznego

2) na podstawie nakładów wykonanych oraz planowanych w latach 2017-2018 nieuwzględniających wydatków na akwizycje złóż węglowodorów w Norwegii

Kluczowe projekty i wydatki inwestycyjne w segmencie:

Poszukiwanie i Wydobycie > Więcej informacji – pkt 5.1.5
Obrót i Magazynowanie > Więcej informacji – pkt 5.2.6

Dystrybucja > Więcej informacji – pkt 5.3.4
Wytwarzanie > Więcej informacji – pkt 5.4.4

3.5. Badania, rozwój i innowacje

Jednym z celów Strategii GK PGNiG w obszarze Centrum Korporacyjnego jest rozwój działalności innowacyjnej poprzez efektywną realizację projektów badawczo-rozwojowych oraz innowacyjnych. W strukturach PGNiG 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.

3.5.1. 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 GK 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 GK PGNiG realizowały w 2018 r. 20 projektów badawczo-rozwojowych na łączną kwotę 4,1 mln zł.

W ramach identyfikacji obszarów o największym potencjalnie biznesowym dla GK 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 GK 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 GK 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 INGA realizowanym w formule Wspólnego Przedsięwzięcia z NCBR i GAZ-SYSTEM;
- 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+I: „Turboekspander małej mocy” i „MiniDrill - Technologia wierceń małośrednicowych przy użyciu wody” oraz rozpoczęcie prac nad uruchomieniem kolejnych etapów realizacji tych projektów w celu komercjalizacji;
- uzyskanie certyfikatu dopuszczenia do stosowania ekogłowicy eksploatacyjnej o nowatorskiej konstrukcji korpusów odlewanych ze staliwa, w miejsce powszechnie stosowanych materiałów kutech, oraz wykorzystujące nowe technologie uszczelnień metal-metal;
- uruchomienie projektu „Early-startup” pozwalającego na współpracę ze *startupami* 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 GK PGNiG program „Doktoratów wdrożeniowych” dla pracowników GK 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.

3.5.2. Innowacje i rozwój biznesu

W 2018 r. w GK 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 GK 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 ¼", 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.

Centrum Startupowe InnVento

W 2018 r. aktywność InnVento koncentrowała się wokół trzech filarów:

1. budowanie / rozwój sieci współpracy z wyspecjalizowanymi partnerami w zakresie poszukiwania startupów
Obok rozwoju współpracy z akceleratorem MIT Enterprise Forum Poland, podjęto również współpracę z Agencją Rozwoju Przemysłu i Fundacją im. Lesława Pagi. Podpisano list intencyjny z akceleratorem Fundacją Startup Hub Poland i przystąpiono do konkursu „Poland Prize” organizowanego przez Polską Agencję Rozwoju Przedsiębiorczości w ramach Programu Operacyjnego Inteligentny Rozwój. Wspólne przedsięwzięcie będzie rozwijane w 2019 r. We współpracy z kluczowymi partnerami rozwijana jest formuła otwartych innowacji w oparciu o rozwiązania proponowane przez startupy (krajowe i zagraniczne). W 2018 r. przeanalizowano ponad 400 zgłoszeń przedsięwzięć innowacyjnych (zgłoszonych bezpośrednio do InnVento lub za pośrednictwem partnerów), z których kilkanaście zostało skierowanych do akceleracji, a następnie testowych wdrożeń.
2. wsparcie wyselekcjonowanych startupów oraz ich opiekunów biznesowych w GK PGNiG w pilotażowych wdrożeniach
W 2018 r. kontynuowano współpracę z 15 startupami przy zaangażowaniu kilku spółek z GK PGNiG. Taka skala pilotażowych wdrożeń była prowadzona po raz pierwszy. Przykładowo w PGNiG OD rozpoczęto projekt pilotażowego wdrożenia rozwiązania IC Pen oferowanego przez startup IC Solution wyłonionego podczas Warsztatów Innowacyjnych Pomysłów. Jest to system digitalizacji dokumentów z możliwością obiegu elektronicznego, optymalizujący procesy obsługi dokumentów poprzez eliminację skanowania i automatyzację procesowania dokumentów w systemach IT. Ponadto kontynuowano pilotażowe wdrożenia startupów:
 - Elastic Cloud Solutions – platforma komunikacyjna, usprawniająca komunikację wewnętrzną, zarządzanie wiedzą i zwiększająca produktywność;
 - 1000 realities – symulator stacji pomiarowo-redukcyjnej, wykorzystujący wirtualną rzeczywistość do szkoleń pracowników.

W okresie sprawozdawczym kontynuowano wdrożenia rozwiązań *startupowych* uczestniczących w akceleracji MIT Enterprise Forum Poland w ramach programu ScaleUp organizowanego przez Polską Agencję Rozwoju Przedsiębiorczości, w ramach rządowego programu Start In Poland. *Startupy* kontynuujące wdrożenia w Ścieżce Energia, której PGNiG było Partnerem, to m.in.:

- SEP Innovation – rozwiązanie oparte na technologii Bluetooth, służące pomiarom poboru energii elektrycznej lub gazu dla indywidualnego klienta. Na produkt składa się *beacon* (czujnik) i środowisko analityczne dostępne poprzez aplikację mobilną;
- BZB UAS – bezzałogowy system latający wykorzystywany do celów inwentaryzacyjno-kontrolnych nad obszarami, na których PGNiG zamierza prowadzić prace badawcze, poszukiwawcze lub wydobywcze, w celu rozpoznania aktualnej struktury i sytuacji terenowej;
- DIMTT – system do śledzenia czasu pracy pracowników i zarządzania inwentarzem mechanicznym;
- Lerta – platforma pozwalająca na efektywniejsze zarządzanie dużą liczbą rozproszonych jednostek wytwórczych, poprawiająca zbilansowanie sieci, automatyzująca komunikację z operatorami lub partnerami oraz wspierająca pozyskiwanie klientów;
- TalkToBot – wirtualny doradca klienta z funkcją czatu, usprawniający obsługę klientów i redukujący obciążenie kanałów komunikacyjnych;
- Vortex Oil – urządzenie zwiększające efektywność wydobywania ropy naftowej i zużycia wody dzięki metodzie wodnej ekstrakcji. Technologia oparta na nowatorskim sposobie tworzenia strumienia wirowego w rurach wpompowujących wodę.

Po zakończeniu tego programu, PGNiG zdecydowało się na dalszą współpracę z akceleratorem MIT Enterprise Forum Poland, będąc Partnerem Ścieżki Energia podczas kolejnej rundy. Spośród 250 zgłoszeń wyłoniono do fazy pilotażowego wdrożenia 4 startupy:

- PROA Technology – *boty software-owe*, wspierające procesy biznesowe poprzez automatyczne wykonywanie zadań w interakcji z systemami informatycznymi, dokumentami czy bazami danych. Pilotaż obejmuje automatyzację procesów w PGNiG OD w obszarze płatności wychodzących, przy wykorzystaniu robotów pracujących pod interfejsem graficznym;
- Lesss – system inteligentnego sterowania oświetleniem zewnętrznym w oparciu o kamery HD z zaawansowaną analizą obrazu, umożliwiającą klasyfikację obiektów oraz sterowanie wydajnością oświetlenia w zależności od natężenia ruchu;
- Innomesh – pilotaż usługi wypożyczania powerbanków w BOKach znajdujących się w galeriach handlowych;
- Solutions 4 tomorrow – system pozwalający na bezpieczne lądowanie dronów na ruchomych powierzchniach i wymianę baterii bez względu na warunki pogodowe. W ramach pilotażu zaplanowano przetestowanie usługi badania jakości powietrza na rzecz gmin, w których zjawisko smogu występuje w dużym nasileniu.

W 2018 r. w InnVento wykształcił się model akceleracji korporacyjnej, obejmujący m.in. wypracowane i sprawdzone mechanizmy działania, ustalone role i zadania poszczególnych uczestników, zasady współpracy z partnerami wewnętrznymi i zewnętrznymi, ale także cykliczną aktualizację potrzeb i wyzwań rozwojowych GK PGNiG.

3. promocja oferty Centrum InnVento oraz marki PGNiG połączona z aktywnym poszukiwaniem innowacyjnych startupów
InnVento aktywnie uczestniczyło w 14 międzynarodowych wydarzeniach skupiających środowiska *startupowe*, technologiczne i energetyczne oraz aktywnie poszukiwało innowacyjnych rozwiązań dla GK PGNiG również w środowisku akademickim, angażując się w wydarzenia branżowe.

W 2018 r. w Centrum Startupowym InnVento dwukrotnie zorganizowano *Pitch Day* przed kapitułą ekspertów z GK PGNiG. Przeprowadzono około 40 indywidualnych spotkań pomiędzy specjalistami PGNiG i *startupami* chcącymi nawiązać współpracę i zorganizowano 18 spotkań informacyjno-warsztatowych o tematyce innowacyjności (w spotkaniach wzięło udział ponad 600 osób). PGNiG zostało docenione za projekt „InnVento” i współpracę ze startupami w konkursie „Nagrody Gospodarcze Polskiego Radia” otrzymując główną nagrodę w kategorii „Przełomowe Rozwiązanie”.

Geo-Metan II

Wieloletni projekt polegający na przedeksplatacyjnym ujęciu metanu z pokładów węgla. Jego realizacja przyczyni się do bezpiecznego wydobycia i wzmocnienia krajowego górnictwa węgla kamiennego, a także ograniczenia emisji metanu do atmosfery. W 2018 r., na podstawie opracowanych kryteriów, określono potencjalne lokalizacje przyszłych wierceń. W 2019 r. planowane jest zawarcie ze spółkami węglowymi umów o współpracy dot. wierceń pionowych i horyzontalnych oraz wykonania szczelinowania hydraulicznego i rozpoczęcia testów dopływu metanu. Projekt jest elementem rządowego „Programu dla sektora górnictwa węgla kamiennego w Polsce”.

3.5.3. Perspektywy obszaru B+R+i

B+R

W 2019 r. i latach następnych obszar badań i rozwoju będzie profilowany na efekty komercjalizacyjne i uzyskiwanie bezpośrednich korzyści biznesowych. Równolegle, stale będą analizowane nowe obszary biznesu, które mogą przynieść Grupie zwiększenie konkurencyjności i pozycji rynkowej. Działania te zaplanowane są w dwóch horyzontach czasowych:

Horyzont krótkoterminowy do 2020 r., w którym planowane i podejmowane będą następujące działania:

- umocnienie pozycji GK PGNiG w obszarze technologii wodorowych poprzez m.in.: przygotowanie mapy drogowej rozwoju technologii wodorowych dla GK PGNiG do 2030 r., współpracę z jednym z czołowych koncernów motoryzacyjnych, zakończenie trwających i uruchomienie kolejnych projektów z tego obszaru i utworzenie (na bazie CLPB) pierwszego w Polsce akredytowanego laboratorium analitycznego z kompetencjami m.in. do analiz wodoru;
- wdrożenie „Modelu ochrony własności intelektualnej w obszarze B+R” w całej GK PGNiG;
- przekazanie do komercjalizacji projektów badawczo-rozwojowych: MiniDrill, EkoGłowica, Turboekspander oraz innych, które będą kończone w latach 2019-2020;
- uruchomienie II konkursu INGA w IV kwartale 2019 r.;
- realizację projektu „Patent”, którego celem jest pozyskanie rozwiązań technologicznych i badawczo-rozwojowych, które mogą być zastosowane w praktyce eksploatacyjnej GK PGNiG.

Horyzont średnioterminowy do 2022 r. gdzie planowane jest m.in.:

- wykonanie strategii GK 2017-2022 w obszarze badań i rozwoju;
- rozwój i ekspansja na rynku technologii wodorowych, w tym jako nowego źródła dochodów (magazynowanie energii P2G, magazynowanie wodoru);
- komercjalizacja projektów B+R w tym produktów i technologii wytworzonych na bazie projektów INGA;
- zwiększanie aktywności w obszarze patentowym;
- zaproponowanie nowych, biznesowo atrakcyjnych obszarów biznesu dla GK mogących się znaleźć w przyszłej strategii oraz wybór technologii/projektów o skali przełomowej dla GK PGNiG i rozpoczęcie realizacji w oparciu o konsorcja międzynarodowe.

Innowacje

W ramach GK PGNiG w kolejnych latach podejmowane będą działania związane z aktywnym pozyskiwaniem i realizacją projektów innowacyjnych oraz sprawnym wdrożeniem wybranych rozwiązań, co ostatecznie ma przyczynić się do zwiększenia wyników finansowych oraz umocnienia pozycji PGNiG jako lidera na rynku gazu w Polsce. Planowane są również działania rozwijające kulturę innowacji w organizacji, zwiększające świadomość pracowników i kadry zarządzającej w zakresie rozwoju działalności innowacyjnej oraz działania na rzecz utrzymania sieci współpracy z wyspecjalizowanymi podmiotami zajmującymi się współpracą ze *startupami* i innowacyjnymi firmami.

Wzmacnianie relacji ze środowiskiem *startupowym* nastąpi m.in. poprzez otwarcie na współpracę z zagranicznymi przedsiębiorstwami oraz rozwój zróżnicowanych modeli współpracy, jak również inwestycje kapitałowe. Przewiduje się, że w 2019 r. pojawią się pierwsze wyniki prac B+R w GK PGNiG wymagające przygotowania i przeprowadzenia procesu komercjalizacji rozwiązań.

4. Otoczenie regulacyjne i rynkowe

4.1. Otoczenie regulacyjne

4.1.1. Krajowe otoczenie regulacyjne

Ustawa – Prawo energetyczne

Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (tj. Dz. U. z 2018 r., poz. 755 z późn. zm.), dalej: 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 GK PGNiG według stanu na dzień 31 grudnia 2018 r. posiadały niżej wymienione koncesje udzielone przez Prezesa URE 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).

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 z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. z 2018 r., poz. 9) wprowadziła nowe zasady ustalania oraz wysokości opłat koncesyjnych oraz doprecyzowała definicję odbiorcy końcowego;
- ustawa z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych (Dz. U. z 2018 r., poz. 317) wprowadziła preferencyjne rozwiązania w zakresie przyłączeń do sieci elektroenergetycznej oraz zapewniła promocję wykorzystania paliw alternatywnych w drodze rozwiązań taryfowych;
- ustawa z dnia 1 marca 2018 r. o zmianie ustawy o obrocie instrumentami finansowymi oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2018 r., poz. 685) dostosowała przepisy dotyczące obliżu do nowej formy funkcjonowania rynku terminowego w Polsce;
- ustawa z dnia 6 czerwca 2018 r. o zmianie ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2018 r., poz. 1346) wprowadziła Fundusz Niskoemisyjnego Transportu;
- ustawa z dnia 9 listopada 2018 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2018 r., poz. 2348) wprowadziła instytucję sprzedawcy rezerwowego, uregulowała kwestie związane z wyznaczeniem sprzedawcy z urzędu, a także wprowadziła obowiązek publicznej sprzedaży całej wytworzonej energii elektrycznej.

Poza negatywnym, przewidywanym wzrostem opłat koncesyjnych, powyższe zmiany mają pozytywny charakter dla GK PGNiG.

Ustawa o zapasach

Ustawa z dnia 16 lutego 2007 r. o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym (tj. Dz. U. z 2017 r. poz. 1210 z późn. zm), dalej: ustawa o zapasach, w obszarze rynku gazu ziemnego określa zasady tworzenia i utrzymywania 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.

W 2018 r. nie zostały wprowadzone zasadnicze zmiany w ustawie. Jej przepisy zostały jedynie dostosowane do zmian systemowych związanych z uchwaleniem ustawy z dnia 8 marca 2018 r. – Prawo przedsiębiorców (Dz. U., poz. 646) oraz ustawy z dnia 8 marca 2018 r. Przepisy wprowadzające ustawę – Prawo przedsiębiorców oraz inne ustawy dotyczące działalności gospodarczej (Dz. U., poz. 650).

Wszystkie wprowadzone zmiany mają neutralny charakter dla GK PGNiG.

Ustawa o efektywności energetycznej

Ustawa z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. z 2016 r., poz. 831), dalej: 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 (Dz. U. UE L 315 z dnia 14 listopada 2012 r.). 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.

W 2018 r. nie zostały wprowadzone zasadnicze zmiany w ustawie. Jej przepisy zostały jedynie dostosowane do zmian systemowych związanych z uchwaleniem ustawy z dnia 8 marca 2018 r. – Prawo przedsiębiorców (Dz. U., poz. 646) oraz ustawy z dnia 8 marca 2018 r. Przepisy wprowadzające ustawę – Prawo przedsiębiorców oraz inne ustawy dotyczące działalności gospodarczej (Dz. U., poz. 650). Zmiany mają neutralny charakter dla GK PGNiG.

Ustawa o rynku mocy

Ustawa z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. 2018, poz. 8), dalej: ustawa o rynku mocy, określa organizację rynku mocy oraz zasady świadczenia usługi pozostawania w gotowości do dostarczania 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 będą uzyskiwać dodatkowe przychody.

W 2018 r. przepisy ustawy o rynku mocy zostały zmienione w związku z uchwaleniem ustawy z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz. U. z 2019, poz. 42). Zmiany doprecyzowały wzajemne relacje pomiędzy systemami wsparcia.

Ustawa o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji

Ustawa z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz. U. z 2019, poz. 42) określa zasady udzielania wsparcia dla energii elektrycznej wytwarzanej w wysokosprawnej kogeneracji w jednostkach kogeneracji oraz wydawania gwarancji pochodzenia energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (oparty na tzw. systemie świadectw pochodzenia) wygasł z końcem 2018 r. Od początku 2019 r. będzie 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) i będzie udzielane w następujących kategoriach:

- istniejących i zmodernizowanych jednostkach kogeneracji (o mocy zainstalowanej elektrycznej 1 – 50 MW) oraz małych jednostkach kogeneracji (o mocy zainstalowanej elektrycznej do 1 MW) – w ramach wniosku o wypłatę premii gwarantowanej;
- nowych i znacznie zmodernizowanych jednostkach kogeneracji (o mocy zainstalowanej elektrycznej 1 – 50 MW) – w ramach aukcji;
- nowych i znacznie zmodernizowanych jednostkach kogeneracji (o mocy zainstalowanej elektrycznej powyżej 50 MW) – w ramach naboru;
- istniejących i zmodernizowanych jednostkach kogeneracji (o mocy zainstalowanej elektrycznej powyżej 50 MW) – w ramach wniosku o wypłatę premii gwarantowanej indywidualnej.

Nowa ustawa o promowaniu wysokosprawnej kogeneracji, daje szansę na uzyskanie dodatkowego wsparcia przez jednostki kogeneracyjne istniejące i planowane do budowy przez GK PGNiG TERMIKA. W przypadku jednostek istniejących, dla których brak jest możliwości uwzględniania zwrotu z wykorzystywanego majątku wytwórczego, istnieje jednak bardzo poważne ryzyko stwierdzenia braku warunków ekonomicznych dla przyznania wsparcia.

Ustawa o specjalnym podatku węglowodorowym

Ustawa z dnia 25 lipca 2014 r. o specjalnym podatku węglowodorowym (tj. Dz. U. z 2016 r., poz. 979), dalej: 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 pierwszym roku podatkowym od 1 stycznia 2016 r. podatnicy SPW mogą do wydatków kwalifikowanych zaliczyć wydatki poniesione w okresie 4 lat kalendarzowych poprzedzających 1 stycznia 2016 r., a także – w określonym zakresie – wartość środków trwałych związanych z działalnością wydobywczą węglowodorów nabytych lub wytworzonych w okresie wcześniejszym oraz wartości środków trwałych w budowie w wysokości określonej na dzień 1 stycznia 2012 r.

W 2018 r. nie zostały wprowadzone zasadnicze zmiany w ustawie o specjalnym podatku węglowodorowym. Jej przepisy zostały jedynie dostosowane do zmiany definicji instrumentu finansowego związanej z uchwaleniem ustawy z dnia 1 marca 2018 r. o zmianie ustawy o obrocie instrumentami finansowymi oraz niektórych innych ustaw (Dz. U., poz. 685). Zmiany mają neutralny charakter dla GK PGNiG.

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 GK PGNiG, a przyspieszenie poboru podatku od wydobycia niektórych kopalin wiąże się ze wzrostem obciążeń podatkowych od 2019 r.

Ustawa Prawo geologiczne i górnictwo

Ustawa Prawo geologiczne i górnictwo z dnia 9 czerwca 2011 r. 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. lat zgodnie ze znowelizowaną ustawą - Prawo geologiczne i górnictwo przyznawana jest jedna koncesja na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż węglowodorów oraz wydobywanie węglowodorów ze złóż. Udzielenie 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 górnictwa, 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 nienależytego 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.

W 2018 r. prowadzone były szeroko zakrojone konsultacje dotyczące obszarów: zapotrzebowania gospodarki krajowej na surowce mineralne; pozyskiwania surowców ze złóż kopalin i ciepła ziemi; pozyskiwanie surowców z odpadów i ich zamienniki oraz rekultywacja i remediacja; pozyskiwanie deficytowych surowców mineralnych drogą importu i współpraca międzynarodowa; uwarunkowania prawne Polityki Surowcowej Państwa; upowszechnianie wiedzy o geologii, górnictwie i surowcach mineralnych; ramy instytucjonalne wypracowania i wdrażania Polityki Surowcowej Państwa; ryzyko planowanie inwestycji i bezpieczeństwo; usprawnienie systemu podatków i danin. W 2018 r. przystąpiono do opracowywania programów wykonawczych dla poszczególnych zagadnień.

Rozporządzenie dywersyfikacyjne

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

Przyjęte w rozporządzeniu dywersyfikacyjnym progi mają pozytywny charakter dla PGNiG S.A., ponieważ umożliwiają realizację długoterminowych kontraktów importowych zawartych pod auspicjami Rzeczypospolitej Polskiej.

Rozporządzenie systemowe

Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 2 lipca 2010 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego (tj. Dz. U. z 2018 r., poz. 1058, z późn. zm.), dalej: 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. zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego (Dz. U., poz. 150) 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 5 000 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 (Dz. U., poz. 1814) 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 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), dalej: 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 OD stosowało następujące taryfy w zakresie obrotu paliwami gazowymi:

- Taryfa PGNiG OD w zakresie obrotu paliwami gazowymi nr 6 – w okresie od 1 stycznia do 31 marca 2018 r. W stosunku do poprzedniej taryfy ceny gazu i stawki opłat abonamentowych nie uległy zmianie;
- Zmiana Taryfy PGNiG OD w zakresie obrotu paliwami gazowymi nr 6 – w okresie od 1 kwietnia do 9 sierpnia 2018 r. W stosunku do poprzedniej taryfy ceny paliwa gazowego wzrosły o 1%;
- Zmiana nr 2 Taryfy PGNiG OD w zakresie obrotu paliwami gazowymi nr 6 – w okresie od 10 sierpnia 2018 r. do 14 lutego 2019 r. W stosunku do poprzedniej taryfy ceny paliwa gazowego wzrosły o 5,9%.

Decyzją z dnia 25 stycznia 2019 r. Prezes URE zatwierdził Taryfę PGNiG OD w zakresie obrotu paliwami gazowymi Nr 7 na okres do dnia 31 grudnia 2019 r. Podwyżka ceny za paliwo gazowe w nowej taryfie w stosunku do poprzedniej taryfy PGNiG OD dla wszystkich grup taryfowych wyniosła 2,5%. Stawki opłat abonamentowych zostały skorygowane w grupach taryfowych 2.2 i 3.6, odpowiednio o -1,3% oraz o 0,3%, natomiast w pozostałych grupach taryfowych pozostały bez zmian. Ponadto w taryfie detalicznej zostały wprowadzone nowe grupy taryfowe dedykowane dla odbiorców paliwa gazowego korzystających z przedpłatowego układu pomiarowego. Taryfa została wprowadzona do stosowania od dnia 15 lutego 2019 r.

W 2018 r. GSP prowadziła rozliczenia ze zleceniodawcami usług magazynowania („ZUM”) w oparciu o następujące taryfy:

- Taryfa w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego Nr 1/2017 - w okresie od 1 stycznia do dnia 26 maja 2018 r., zatwierdzonej decyzją Prezesa URE z dnia 18 kwietnia 2017 r.;
- Taryfa w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego Nr 1/2018 w okresie od dnia 27 maja 2018 r. do dnia 10 sierpnia 2018 r., zatwierdzonej decyzją Prezesa URE z dnia 13 kwietnia 2018 r. W stosunku do poprzedniej taryfy średnie stawki za świadczenie usługi magazynowania w stosunku do Taryfy 1/2017 obniżono o 0,25%;
- Zmiana Taryfy w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego Nr 1/2018 w okresie od dnia 11 sierpnia 2018 r., zatwierdzonej decyzją Prezesa URE z dnia 26 lipca 2018 r. W stosunku do poprzedniej taryfy średnie stawki za świadczenie usługi magazynowania w stosunku do Taryfy 1/2018 podwyższono o 0,4%.

W 2018 r. PSG obowiązywały następujące taryfy:

- Taryfa Nr 3 dla usług dystrybucji paliw gazowych i usług regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego zatwierdzona decyzją z dnia 17 grudnia 2014 r. - w okresie od 1 stycznia do dnia 28 lutego 2018 r.;
- Taryfa Nr 6 dla usług dystrybucji paliw gazowych i usług regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego na okres do 31 grudnia 2018 r. Taryfa obowiązuje od dnia 1 marca 2018 r. i skutkuje obniżeniem średniej stawki za usługę dystrybucji o 7,37% w stosunku do wcześniej obowiązującej;
- Zmiana Taryfy Nr 6 dostosowującej zapisy tekstu taryfy do rozporządzenia taryfowego z dnia 15 marca 2018 r. Zmiana taryfy została wprowadzona do obowiązywania z dniem 1 października 2018 r. i nie spowodowała zmiany stawek opłat za świadczone usługi dystrybucji i regazyfikacji.

Decyzją z dnia 25 stycznia 2019 r. Prezes URE zatwierdził nową Taryfę Nr 7 w zakresie dystrybucji paliw gazowych i usług regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego PSG. Uśrednione obniżenie cen i stawek opłat sieciowych stosowanych do rozliczeń z odbiorcami w Taryfie Dystrybucyjnej w stosunku do poprzedniej taryfy PSG dla wszystkich grup taryfowych, z wyjątkiem gazu koksowniczego, wynosi 5%. Taryfa została wprowadzona do stosowania od dnia 15 lutego 2019 r.

W 2018 r. PGNiG TERMIKA obowiązywała taryfa dla ciepła wytworzonego w źródłach wytwórczych PGNiG TERMIKA, tj. EC Żerań, EC Siekierki, EC Pruszków, C Wola i C Kawęczyn oraz przesyłu i dystrybucji ciepła sieciami ciepłowniczymi w rejonie Pruszkowa (zasilana z własnego źródła ciepła EC Pruszków) oraz w rejonach: Annopol, Chełmżyńska, Jana Kazimierza, Marsa Park oraz Marynarska:

- od 1 stycznia do 31 sierpnia 2018 r. – taryfa zatwierdzona decyzją Prezesa URE z dnia 25 stycznia 2017 r.;
- od 1 września do 31 grudnia 2018 r. – taryfa zatwierdzona decyzją Prezesa URE z dnia 27 lipca 2018 r., skutkująca wzrostem średnich cen stosowanych przez PGNiG TERMIKA SA o 0,58%.

W PGNiG TERMIKA EP obowiązywały m.in. taryfy:

- od 1 stycznia do 30 marca 2018 r. - taryfa dla ciepła wytworzonego w źródłach wytwórczych PGNiG TERMIKA EP zatwierdzona decyzją Prezesa URE z dnia 10 października 2016 r. (osobno dla Spółki Energetycznej „Jastrzębie” SA oraz Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej SA);
- od 1 kwietnia do 31 grudnia 2018 r. taryfa połączonej spółki dla ciepła wytworzonego w źródłach wytwórczych PGNiG TERMIKA EP oraz dla usług dystrybucyjnych. Zmiany w poszczególnych taryfach spowodowały średni wzrost stawek na wytwarzaniu o 0,89 % oraz na dystrybucji o 1,18 % w stosunku do wcześniejszych taryf. Taryfa obowiązuje do 31 marca 2019 r.;
- od dnia 1 listopada 2017 r. do dnia 31 października 2018 r. - taryfa dla usług dystrybucyjnych energii elektrycznej PGNiG TERMIKA EP zatwierdzona decyzją Prezesa URE z dnia 17 października 2017 r.; W dniu 2 października 2018 r. został złożony wniosek o zatwierdzenie taryfy dla dystrybucji energii elektrycznej.

Ustawa z dnia 30 listopada 2016 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U., poz. 1986) znosi sekwencyjnie administracyjny tryb regulowania cen gazu ziemnego. Przyjęty harmonogram wprowadza zwolnienie z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzania dla odbiorców w gospodarstwach domowych od dnia 1 stycznia 2024 r.

4.1.2. Europejskie otoczenie regulacyjne

Trzeci Pakiet Energetyczny

W 2018 r., kompleksową regulacją dot. 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., tj.:

- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72 (WE) z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE;
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73 (WE) z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE;
- Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) Nr 714/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1228/2003;
- Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) Nr 715/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowej gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1775/2005;
- Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) Nr 713/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. ustanawiające Agencję ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER).

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

W dniu 30 listopada 2016 r. ogłoszony został pakiet projektów aktów prawnych zmieniających akty wchodzące w skład Trzeciego Pakietu. Ogłoszony przez Komisję Europejską Pakiet „Czysta energia dla Europejczyków” ma na celu elektryfikację europejskiej gospodarki oraz realizację zobowiązań Unii Europejskiej zaciągniętych w ramach Porozumień paryskich z 2015 r. oraz realizację celów polityki energetyczno-klimatycznej. Zmiany dotyczą przede wszystkim rynku energii elektrycznej, jednakże zmianie ulega

również Rozporządzenie ustanawiające ACER oraz wprowadzane jest nowe Rozporządzenie w sprawie zarządzania Unią Energetyczną, które mogą mieć znaczące implikacje dla rynku gazu i działalności PGNiG.

Do końca 2017 r. prace w Parlamencie Europejskim polegały na przygotowaniu sprawozdań odpowiednich komisji PE (komisje wiodące: ITRE oraz ENVI) w sprawie projektu Komisji Europejskiej. Równocześnie, Rada Unii Europejskiej osiągnęła porozumienie i przyjęła tzw. podejście ogólne (*general approach*) wobec Rozporządzenia w sprawie zarządzania Unią Energetyczną, które w istotnej mierze uwzględniały postulaty spółki. Ponadto Komisja Europejska ogłosiła propozycję zmiany dyrektywy gazowej (Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73 (WE) z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE), tak by wymogi dyrektywy gazowej objęły również kluczową infrastrukturę importową do Unii Europejskiej.

W 2018 r. prowadzone były prace nad wnioskiem legislacyjnym Komisji Europejskiej w sprawie rewizji Dyrektywy Gazowej mającej na celu objęcie gazociągów importowych Unii Europejskiej reżimem Trzeciego Pakietu Energetycznego. W ramach Komisji Transportu, Badań Naukowych i Energii (ITRE) Parlamentu Europejskiego przyjęto raport będący stanowiskiem Komisji w sprawie projektu legislacyjnego. W sprawie projektu swoje stanowiska przyjął również Europejski Komitet Regionów oraz Europejski Komitet Ekonomiczno-Społeczny. W II połowie 2018 r., prezydencja austriacka zaproponowała nowe brzmienie przepisów dyrektywy (REV3), istotnie odbiegające od wcześniejszych propozycji. Do końca 2018 r. nie odnotowano istotnych postępów w pracy nad tekstem rewizji dyrektywy gazowej w Radzie UE. Prace przyspieszyły w 2019 r. co skutkowało osiągnięciem w lutym 2019 r. porozumienia między instytucjami. Porozumienie wymaga jeszcze ostatecznej akceptacji ze strony Rady UE oraz Parlamentu Europejskiego.

W 2018 r. w dalszym ciągu prowadzone były negocjacje pomiędzy instytucjami w sprawie ostatecznego kształtu Pakietu „Czysta Energia dla Europejczyków”. Osiągnięto porozumienia w sprawie wszystkich aktów prawnych wchodzących w skład Pakietu. Najdłużej trwały negocjacje w sprawie Dyrektywy oraz Rozporządzenia elektroenergetycznego, gdzie sporną pozostawała kwestia związana z regulacjami dot. rynków mocy. Porozumienie międzyinstytucjonalne zostało zawarte na początku grudnia i objęło swoim zakresem instalacje węglowe, w zależności od momentu pierwszej dostawy energii, do roku 2025 lub 2030.

W 2018 r. prowadzone były również prace nad aktami prawnymi stanowiącymi warunki wydatkowania funduszy europejskich w perspektywie finansowej 2021-2027. Szczególnie istotnymi instrumentami finansowymi z perspektywy działalności GK PGNiG były instrument „Łącząc Europę” oraz Europejski Fundusz Rozwoju Regionalnego (EFRR).

Środki pochodzące z EFRR mają na celu wsparcie projektów wspierających rozwój gospodarczy i społeczny Unii Europejskiej. Zarówno w poprzedniej jak i bieżącej perspektywie finansowej, środki z EFRR stanowiły istotne wsparcie finansowe m.in. dla projektów rozwoju sieci dystrybucyjnej oraz magazynów gazu ziemnego. W propozycji przedstawionej przez Komisję Europejską, istotne ryzyko stanowił przepis, który wyłączał wszelkie projekty związane m.in. z transportem czy spalaniem paliw kopalnianych z możliwości ubiegania się o wsparcie z EFRR. Obecnie prowadzone są prace na poziomie komisji Parlamentu Europejskiego oraz w Radzie Unii Europejskiej.

Rozporządzenie ustanawiające Instrument „Łącząc Europę”, w zakresie gazu ziemnego, ma za zadanie wspieranie projektów infrastrukturalnych, które wchodzi w skład tzw. korytarzy dostaw pozwalających na dywersyfikację dostaw gazu ziemnego do Unii Europejskiej. Środki pochodzące z Instrumentu „Łącząc Europę” wspierają m.in. takie projekty jak *Baltic Pipe* oraz rozbudowę polskiego Terminala LNG.

Dyrektywa w sprawie promowania ekologicznie czystych i energooszczędnych pojazdów transportu drogowego

Dyrektywa 2009/33/WE 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 czystych i energooszczędnych pojazdów, przyczynić się do zmniejszenia emisji CO₂ i emisji zanieczyszczeń powietrza oraz zwiększyć efektywność energetyczną.

Posiedzenie plenarne Parlamentu Europejskiego przyjęło w 2018 r. sprawozdanie w sprawie projektu legislacyjnego Komisji Europejskiej. W lutym 2019 r. Parlament Europejski oraz Rada Unii Europejskiej osiągnęły wstępne porozumienie w sprawie ostatecznego kształtu dyrektywy. Porozumienie wymaga jeszcze ostatecznej akceptacji ze strony Rady UE oraz Parlamentu Europejskiego.

Jednocześnie w instytucjach europejskich trwają prace legislacyjne nad dwoma innymi aktami prawnymi z zakresu transportu – rozporządzenia ws. norm emisyjnych dla nowych pojazdów ciężkich (HDV) oraz norm emisyjnych dla nowych pojazdów lekkich (LDV). W sprawie Rozporządzenia HDV, w lutym 2019 r. Rada UE oraz Parlament osiągnęły wstępne porozumienie dotyczące ostatecznego brzmienia rozporządzenia. Porozumienie wymaga jeszcze ostatecznej akceptacji ze strony Rady UE oraz Parlamentu Europejskiego.

W sprawie rozporządzenia LDV, zakończone zostały negocjacje międzyinstytucjonalne dot. ostatecznego brzmienia rozporządzenia. W styczniu 2019 r. Komitet Stałych Przedstawicieli Rządów Państw Członkowskich (COREPER) zatwierdził porozumienie z Parlamentem. Porozumienie zostało również zatwierdzone przez Komisję Ochrony Środowiska Naturalnego, Zdrowia Publicznego i

Bezpieczeństwa Żywności (ENVI). Porozumienie wymaga jeszcze ostatecznej akceptacji ze strony Rady UE oraz Parlamentu Europejskiego.

Rozporządzenie SoS

W dniu 1 listopada 2017 r. weszło w życie 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 (dalej: Rozporządzenie SoS), które ma na celu zapobieganie zakłóceniom w dostawach gazu ziemnego do państw członkowskich, a w razie wystąpienia – łagodzenie ich skutków.

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

Rozporządzenie NC TAR

Celem Rozporządzenia Komisji (UE) 2017/460 z dnia 16 marca 2017 r. jest zmniejszanie 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 ułatwienia obrotu o charakterze transgranicznym prowadzonego przez uczestników europejskiego rynku gazu.

Rozporządzenie NC CAM

Rozporządzenie Komisji Europejskiej nr 459/2017 z dnia 16 marca 2017 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący mechanizmów alokacji zdolności w systemach przesyłowych gazu i uchylające rozporządzenie (UE) nr 984/2013, dalej: 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.

W I półroczu 2018 r. ACER prowadził również konsultacje w sprawie wyboru jednej platformy aukcyjnej dla punktu połączenia międzysystemowego pomiędzy Polską a Niemcami. Na podstawie otrzymanych od uczestników rynku informacji podjęta została decyzja w sprawie wyboru jednej z platformy aukcyjnej. Sprawa została przekazana do rozpatrzenia przez ACER, ponieważ na wcześniejszym etapie rozmów operatorzy systemów przesyłowych, a następnie urzędy regulacyjne, nie doszły w tym względzie do porozumienia. Agencja podjęła decyzję w październiku 2018 r., wybierając polską platformę jako właściwą dla punktu Mallnow oraz PWP. Platforma PRISMA odwołała się od przedmiotowej decyzji ACER.

EU ETS

Europejski System Handlu Przydziałami emisji gazów cieplarnianych, dalej: EU ETS, 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.

Na podstawie dyrektywy EU ETS, instalacje przemysłowe, do których zalicza się ciepłownie i elektrociepłownie, mają prawo do ubiegania się o przydział bezpłatnych uprawnień do emisji. W przypadku instalacji elektroenergetycznych tylko 8 krajów członkowskich, spełniających kryteria określone w dyrektywie EU ETS, mogło wystąpić o przydział bezpłatnych uprawnień do emisji.

Uprawnienia do emisji na ciepło przyznawane są na podstawie produkcji historycznej. Instalacje wytwarzające energię elektryczną mogą otrzymać bezpłatne uprawnienia w zamian za realizację inwestycji przyczyniających się do redukcji emisji CO₂. GK PGNiG zgłosiła do Krajowego Planu Inwestycyjnego 10 inwestycji i w zamian za ich realizację może uzyskać przydziały bezpłatnych uprawnień do emisji.

W 2018 r. trwały prace nad Funduszem Innowacji („FI”), którego celem jest wspieranie technologii OZE, magazynowania energii oraz wyłapywania dwutlenku węgla z atmosfery. FI, zgodnie z przyjętą rewizją Dyrektywy EU ETS, miałby 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.

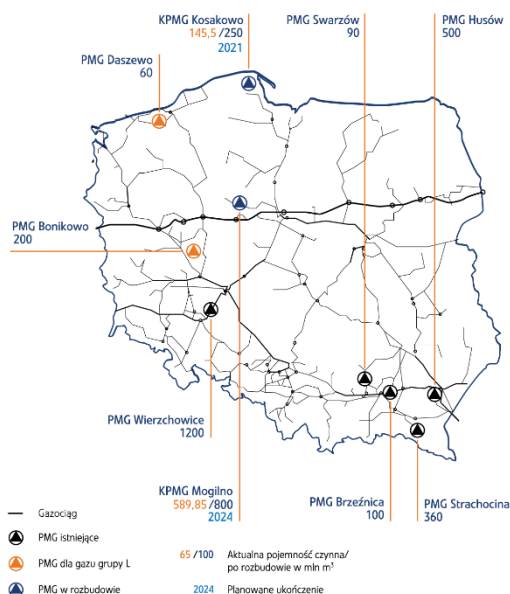
Równocześnie trwały prace nad projektem listy sektorów narażonych na tzw. ucieczkę emisji. Włączenie sektora wydobycia gazu ziemnego na listę pozwoliłoby na uzyskanie dodatkowych uprawnień do emisji. Obecnie trwają konsultacje publiczne przeprowadzane przez Komisję Europejską, które zakończyć się mają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

4.2. Rynek gazu w Polsce

GK 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. GK PGNiG zapewnia dywersyfikację dostaw gazu poprzez wydobycie ze złóż krajowych oraz import. PGNiG jest największym importerem 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 TGE, na której od 2013 r. PGNiG jest Animatorem Rynku Gazu.

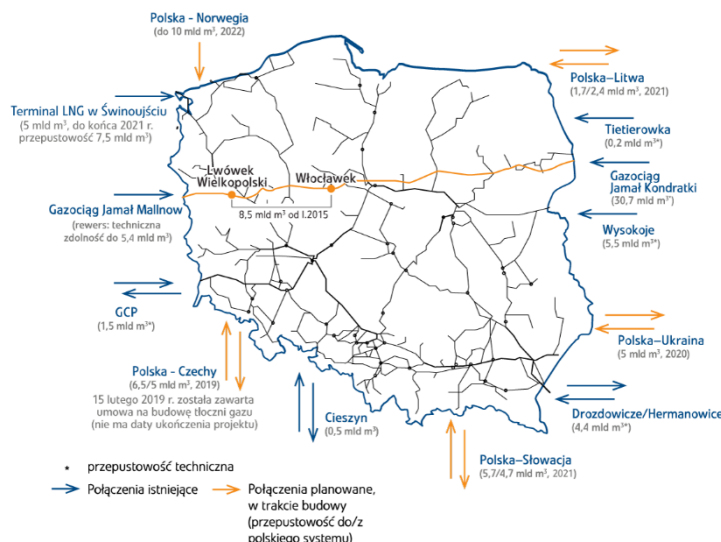
System przesyłowy

✓ Rys. 4 System przesyłowy i zasięg sieci dystrybucyjnej w Polsce



Zarządzaniem siecią przesyłową oraz transportem gazu ziemnego siecią przesyłową na terenie całego kraju, w celu jego dostarczenia do sieci dystrybucyjnych oraz do odbiorców końcowych podłączonych bezpośrednio 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 zaazotowanego Lw). Na koniec 2018 r. łączna długość sieci przesyłowej w Polsce wynosiła ponad 10 743 km. Wolumen przesłanego paliwa gazowego za pośrednictwem sieci wyniósł w 2018 r. 17,2 mld m³ (po przeliczeniu wolumenu gazu zaazotowanego na objętość gazu wysokometanowego).

✓ Rys. 5 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 ok. 2,5%), przy czym dostawy z kierunku wschodniego spadły o 7%, a dostawy z UE o 18% w porównaniu do 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 zregazyfikowanego w gazoporcie o 58% w porównaniu do 2017 r. Wolumen dotychczas dostarczany gazociągami lądowymi został w pewnym stopniu zastąpiony wolumenem pochodzącym z nowego kontraktu długoterminowego na dostawy LNG zawartym 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 Drozdowicze	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 od 1 stycznia 2018 r. do 1 stycznia 2035 r. Od 2018 r. spółka Polskie LNG realizuje projekt rozbudowy terminala LNG, który składa się z czterech elementów: dodatkowych instalacji regazyfikacyjnych, trzeciego zbiornika LNG, instalacji przeladunkowej 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 systemami 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).

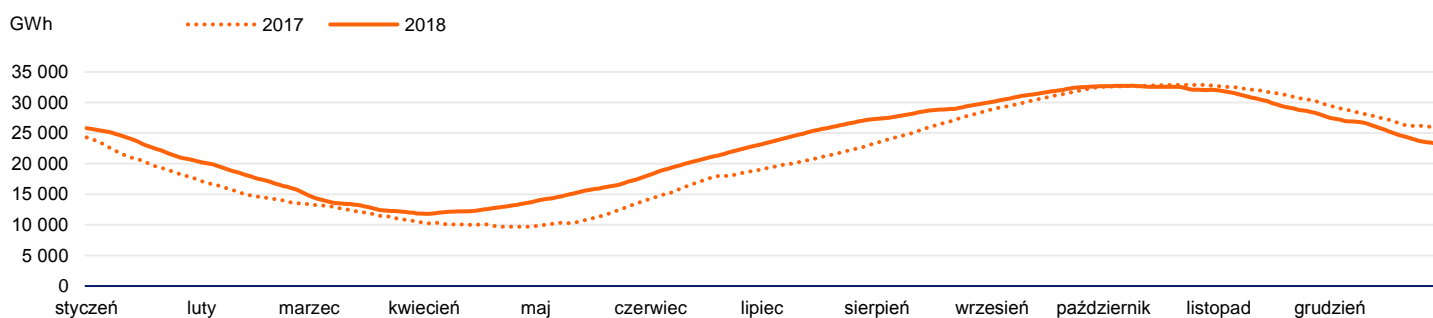
W 2018 r. PGNiG odebrało w sumie 18 ładunków LNG w ramach kontraktów długoterminowych z Qatargas. Wolumen importu LNG z Kataru wyniósł 1,65 mln ton, czyli ok. 25,1 TWh lub 2,29 mld m³ gazu ziemnego po regazyfikacji. Ponadto w 2018 r. PGNiG zakupiło cztery dostawy *spot*, które zostały dostarczone do Świnoujścia w maju, listopadzie i grudniu (dwie dostawy), o łącznym wolumenie 0,25 mln ton, tj. ok. 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.

Magazynowanie gazu

Średni dobowy pobór gazu z polskich PMG w okresie wyłaczania wyniósł w 2018 r. 134 GWh, o 14% więcej niż w analogicznym okresie poprzedniego roku. Średnie załadowanie gazu do magazynów w Polsce w sezonie letnim w 2018 r. wyniosło 119 GWh/dobę, o 12 GWh/dobę mniej niż w 2017 r.

✓ Stan napełnienia magazynów w Polsce w latach 2017-2018



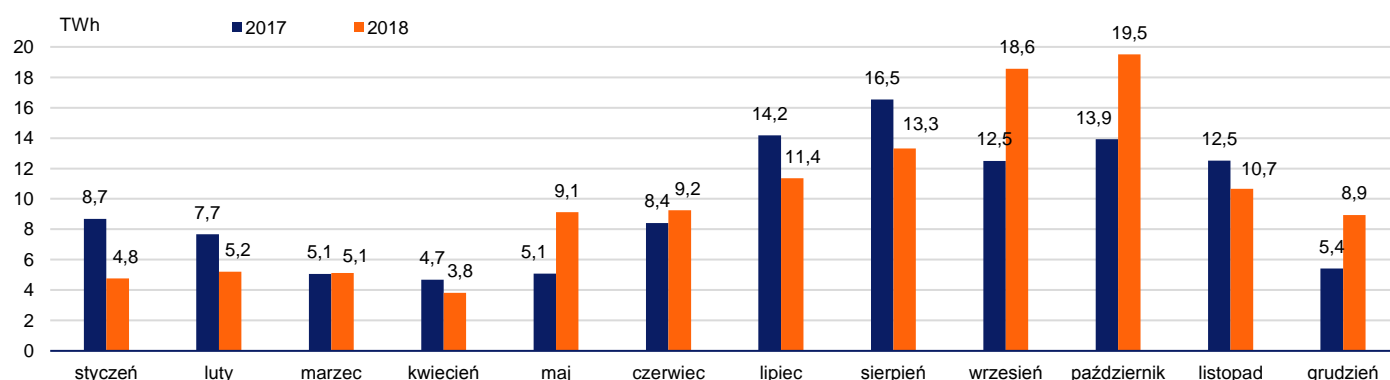
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z Gas Infrastructure Europe, Gas Storage Europe.

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.

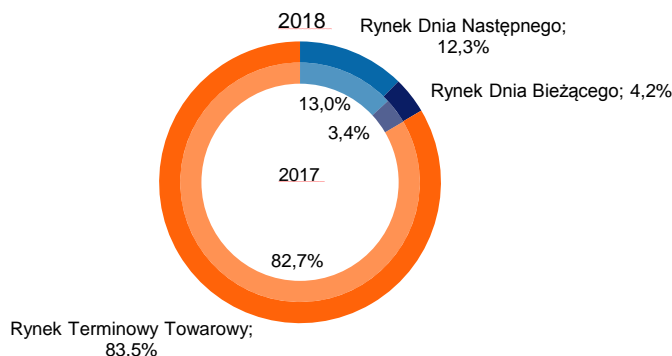
W 2018 r. odnotowano wzrost wolumenu całkowitego obrotu na TGE o 3,4%. Największa liczba transakcji była zawierana na rynku terminowym, gdzie tak jak w 2017 r., udział wszystkich transakcji wyniósł ok. 83%. Liczba transakcji na RTT wzrosła o 4,3% i osiągnęła rekordową wartość blisko 120 mln kontraktów.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

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



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE.

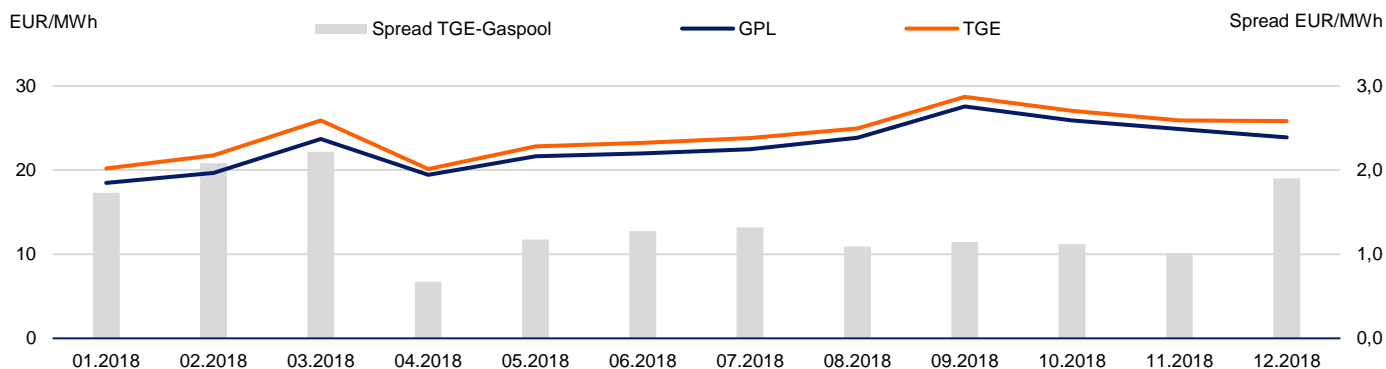
✓ Struktura kontraktów na TGE w 2017 r. i 2018 r.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE.

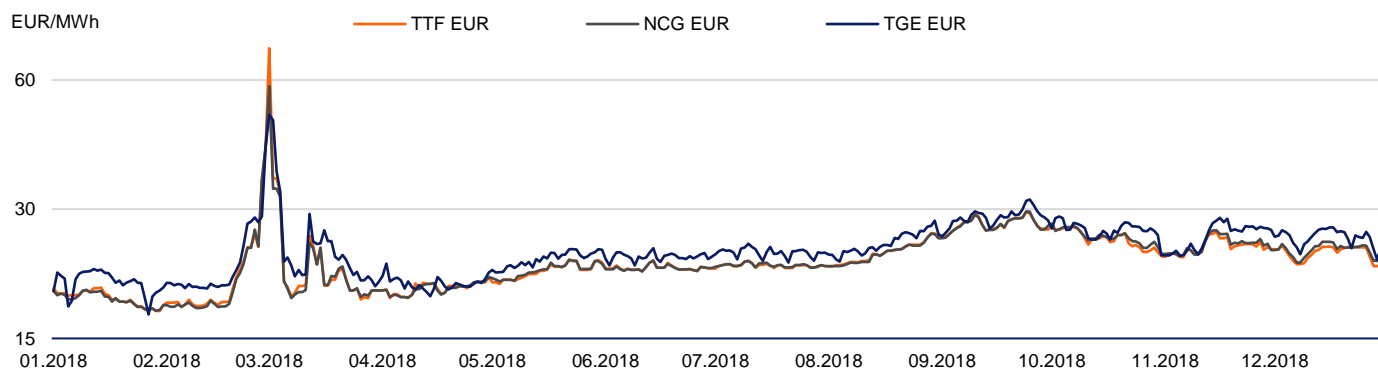
W 2018 r. *spotowa* cena gazu w Polsce wyniosła średnio 103,17 PLN/MWh, o 29,22% więcej niż w 2017 r. Ceny gazu były silnie skorelowane z cenami gazu w Niemczech i szerzej, na rynkach europejskich. Średni *spread* pomiędzy *spotowymi* cenami na TGE oraz na GASPOOL spadł z poziomu 1,49 EUR/MWh w 2017 r. do 1,40 EUR/MWh w 2018 r., czyli o 5,9%.

✓ Średnie miesięczne ceny spot gazu ziemnego w Polsce i w Niemczech



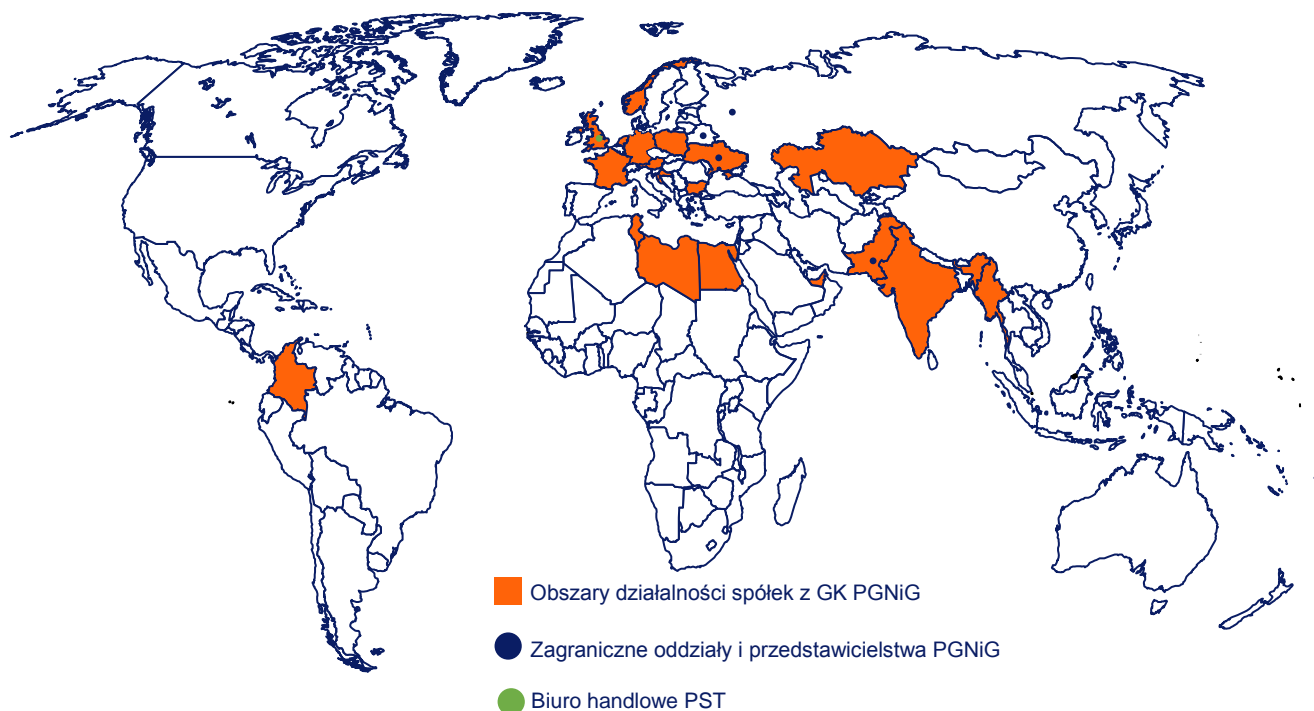
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE oraz EEX.

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



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE oraz EEX.

5. Działalność operacyjna w 2018 r.



Sprzedaż gazu ziemnego ogółem poza GK PGNiG mln m ³	2018		2017		2016	2015	2014
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG
Gaz wysokometanowy (E)	27 466	16 159	25 291	15 977	22 895	21 653	17 322
Gaz zaazotowany (Ls/Lw przeliczony na E)	1 578	1 088	1 496	1 007	1 371	1 295	1 252
RAZEM (przeliczony na E)	29 044	17 247	26 787	16 984	24 266	22 948	18 574

5.1. Segment Poszukiwanie i Wydobywanie

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.

5.1.1. Segment w liczbach

Wybrane dane finansowe segmentu	2018		2017		2016 ²⁾	2015 ¹⁾	2014 ¹⁾
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG
Przychody ze sprzedaży ogółem	7 671	5 743	6 118	4 572	5 289	4 855	6 071
Przychody ze sprzedaży poza GK PGNiG, w tym:	3 794	2 459	3 092	2 009	2 776	3 148	4 346
- gazu wysokometanowego i zaazotowanego	681	679	602	600	517	553	573
- ropy naftowej, kondensatu i NGL	2 554	1 543	1 862	1 184	1 606	1 945	2 654
- usługi geofizyczne, geologiczne i wiertnicze	262	-	358	-	429	382	761
Przychody między segmentami	3 877	3 284	3 026	2 563	2 513	1 707	1 725
EBITDA	5 019	3 862	3 865	2 937	2 206	2 426	3 143
EBITDA skorygowana o odpisy z tytułu trwałej utraty wartości majątku trwałego	4 816	3 609	3 944	3 012	2 977	2 980	3 812

1) dane nieprzekształcone, raportowane

2) dane przekształcone według nowej segmentacji działalności GK PGNiG

Wydobywanie gazu ziemnego GK PGNiG mln m ³	2018		2017		2016	2015	2014
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG
Gaz wysokometanowy (E)	1 834	1 296	1 863	1 315	1 918	2 027	1 876
w Polsce	1 296	1 296	1 315	1 315	1 401	1 454	1 457
Oddział PGNiG w Zielonej Górze	-	-	-	-	-	-	-
Oddział PGNiG w Sanoku	1 296	1 296	1 315	1 315	1 401	1 454	1 457
w Norwegii	538	-	548	-	517	573	419
Gaz zaazotowany (Ls/Lw przeliczony na E)	2 712	2 712	2 674	2 674	2 540	2 564	2 628
w Polsce	2 512	2 512	2 524	2 524	2 481	2 513	2 570
Oddział PGNiG w Zielonej Górze	2 458	2 458	2 468	2 468	2 422	2 441	2 490
Oddział PGNiG w Sanoku	54	54	56	56	59	72	80
w Pakistanie - Oddział PGNiG w Pakistanie	200	200	150	150	59	52	58
RAZEM (przeliczony na E)	4 546	4 008	4 537	3 989	4 458	4 591	4 504

Sprzedaż gazu ziemnego z segmentu poza GK PGNiG mln m ³	2018		2017		2016	2015	2014
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG
Gaz wysokometanowy (E)	26	26	31	31	77	54	33
w Polsce	26	26	31	31	53	52	33
w Norwegii	-	-	-	-	24	1	-
Gaz zaazotowany (Ls/Lw przeliczony na E)	857	857	795	795	703	684	738
w Polsce	658	658	646	646	645	633	682
w Pakistanie	199	199	149	149	58	51	56
RAZEM (przeliczony na E)	883	883	825	825	780	738	771

Ropa naftowa* w GK PGNiG tys. ton	2018		2017		2016	2015	2014
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG
Wydobycie ropy naftowej*	1 345	818	1 257	787	1 318	1 428	1 207
w Polsce	818	818	787	787	763	765	789
Oddział PGNiG w Zielonej Górze	780	780	747	747	719	719	742
Oddział PGNiG w Sanoku	38	38	40	40	44	46	47
w Norwegii	527	-	470	-	555	664	418
Sprzedaż ropy naftowej*	1 410	817	1 270	791	1 347	1 391	1 169
z wydobycia w Polsce	817	817	791	791	754	772	780
z wydobycia w Norwegii	593	-	479	-	593	619	389

*razem z kondensatem i NGL

5.1.2. Strategia w segmencie

Zwiększenie bazy udokumentowanych zasobów węglowodorów

Jednym z kluczowych celów w ramach obszaru poszukiwań i wydobycia jest zwiększenie bazy udokumentowanych zasobów węglowodorów o 35% w Polsce i za granicą. Aspiracją GK PGNiG jest odwrócenie negatywnego trendu z okresu 2010-2015, kiedy łączna baza zasobów węglowodorów GK PGNiG zmniejszała się średniorocznie o ok. 2%.

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 poszukiwawczych, 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 do ok. 34 mln boe rocznie.

Dla osiągnięcia zamierzonego celu realizowane są działania polegające w szczególności na:

- weryfikacji posiadanych koncesji pod kątem oceny efektywności kontynuacji prac i zbycia koncesji nieperspektywicznych;
- weryfikacji planów poszukiwań krajowych pod kątem maksymalizacji prawdopodobieństwa odkrycia i udokumentowania nowych złóż węglowodorów;
- weryfikacji planów inwestycyjnych w zakresie zagospodarowania złóż węglowodorów m.in. pod kątem skrócenia terminów realizacji projektów inwestycyjnych;
- zmianie podejścia do przygotowywania koncepcji zagospodarowania złóż oraz prowadzenia prac przygotowawczych (np. pozyskanie wstępnych/warunkowych zgód właścicieli działek) na okres przed rozpoczęciem wierceń poszukiwawczych;
- standaryzacji i dostosowaniu wymagań technicznych dotyczących budowy infrastruktury naziemnej do rzeczywistych potrzeb technologicznych i eksploatacyjnych.

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.

Realizacja Strategii GK PGNiG w obszarze poszukiwań i wydobycia przyniesie wzrost wyniku EBITDA w perspektywie 2022 r., a także optymalizację kosztów operacyjnych spółek serwisowych i rozwój działalności serwisowej na rzecz podmiotów spoza GK PGNiG, optymalizację zagranicznego portfela aktywów *upstream* oraz intensyfikację zagranicznych projektów poszukiwawczych (Norwegia i Pakistan) i wykorzystywanie innowacyjnych technologii w procesach biznesowych (m.in. w zarządzaniu eksploatacją kopalń).

5.1.3. Działalność w Polsce

Koncesje krajowe

Na dzień 1 stycznia 2018 r. PGNiG posiadało 48 koncesji: 22 na poszukiwanie i rozpoznanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, 1 zawieszona (w związku z brakiem zakończenia procedury przekształcenia oraz wygaśnięciem koncesji po złożeniu wniosków do organu koncesyjnego) oraz 25 łącznych (na poszukiwanie, rozpoznanie oraz wydobywanie). Na dzień 31 grudnia 2018 r. PGNiG posiadało 47 koncesji: 20 na poszukiwanie i rozpoznanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego oraz 27 łącznych (z 1 koncesji zrezygnowano).

W 2018 r. zakończono 24 postępowania w zakresie przedłużania, zmiany lub przekształcenia koncesji. Według stanu na dzień 31 grudnia 2018 r. w Ministerstwie Środowiska na przekształcenie oczekuje łącznie 6 obszarów koncesyjnych oraz 1 wniosek o zmianę koncesji. Zakończono również 32 postępowania w zakresie zatwierdzenia dodatków do projektów robót geologicznych. Procedowane są 2 dodatki do projektów geologicznych oraz 1 projekt badawczy.

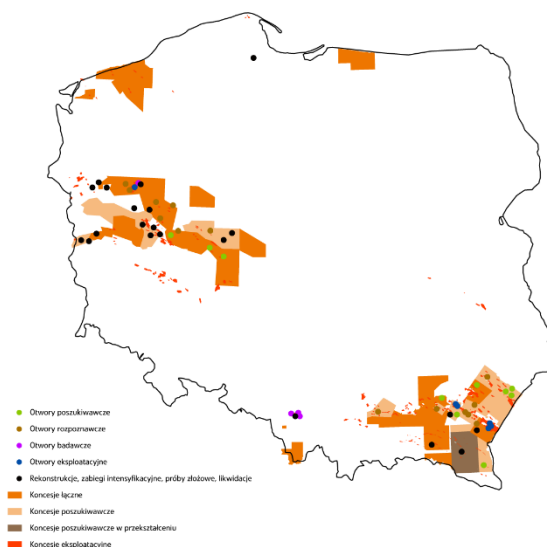
Na dzień 31 grudnia 2018 r. liczba posiadanych krajowych koncesji eksploatacyjnych wyniosła 203. W 2018 r. PGNiG przyznano 2 nowe koncesje eksploatacyjne (Zbąszyń oraz Dzików Stary), 34 zostały zmienione, a 12 wygaszono.

Prowadzone prace

W 2018 r. PGNiG zajmowało się poszukiwaniem i rozpoznananiem złóż ropy naftowej i gazu ziemnego na terenie Karpat, Przedgórze Karpat, Monoklinie Sudeckiej i Niżu Polskim 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 odwerty poszukiwawcze, które nie uzyskały przemysłowego przyływu węglowodorów i zostały zlikwidowane) oraz 1 badawczy (zlikwidowany, z uwagi na badawczy charakter prowadzonych prac nie podlega klasyfikacji złożowej).

✓ Rys. 6 Koncesje PGNiG i odwerty w 2018 r.



W 2018 r. wykonane były również rekonstrukcje, zabiegi intensyfikacyjne, testy złożowe oraz likwidacje otworów odwierconych we wcześniejszych latach – dotyczyło to: 6 otworów badawczych (1 odwiert znajduje się w procesie pompowania, a 5 otworów zostało zlikwidowanych), 18 poszukiwawczych (17 otworów zlikwidowanych, 1 znajduje się w trakcie próbnej eksploatacji) oraz 2

rozpoznawczych (w jednym otworze zakończony został I etap prób złożowych i oczekuje się na dalsze prace, drugi został zlikwidowany).

Do nowych odwiertów podłączonych do eksploatacji w Oddziale Sanok w 2018 r. należy: 6 odwiertów na złożu Husów-Albigowa-Krasne: (Siedlecza-8, Siedlecza-9, Siedlecza-10K, Siedlecza-11K, Siedlecza-12K, Siedlecza-13K), 1 odwiert na złożu Przeworsk (Przeworsk-23), 1 odwiert na złożu Zagorzyce (Sędziszów-37), 1 odwiert na złożu Pruchnik-Pantalowice (Pantalowice-7K), 1 odwiert na złożu Kowale (Kowale-3) oraz 2 odwierty na złożu Przemyśl – pole Wapowce (Przemyśl-283K, Przemyśl-66a – w ramach testu długotrwałego).

Do nowych odwiertów podłączonych do eksploatacji w Oddziale Zielona Góra w 2018 r. należą: 4 odwierty na złożu Paproć P1 (Paproć-61, Paproć-62, Paproć-64, Paproć-65), 3 odwierty na złożu BMB (Mostno-21H/K, Barnówko-21K, Barnówko-22K) oraz 3 odwierty na złożu Lubiatów (Sowia Góra-11K, Lubiatów-13K, Lubiatów-11H).

Z kolei do nowych złóż podłączonych do eksploatacji w Oddziale Zielona Góra w 2018 r. należą: złożo Czarna Wieś (odwierty: Czarna Wieś-4 i Czarna Wieś-5), a także Dargosław (odwiert Dargosław-1).

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

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

Wydobycie gazu ziemnego w Polsce

Wydobycie gazu ziemnego w Polsce mln m ³	2018		2017		2016		2015		2014	
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG
Gaz wysokometanowy (E)	1 296	1 296	1 315	1 315	1 400	1 400	1 454	1 454	1 457	1 457
Oddział PGNiG w Zielonej Górze	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Oddział PGNiG w Sanoku	1 296	1 296	1 315	1 315	1 400	1 400	1 454	1 454	1 457	1 457
Gaz zaazotowany (Ls/Lw przeliczony na E)	2 512	2 512	2 524	2 524	2 481	2 481	2 513	2 513	2 570	2 570
Oddział PGNiG w Zielonej Górze	2 458	2 458	2 467	2 467	2 422	2 422	2 441	2 441	2 490	2 490
Oddział PGNiG w Sanoku	54	54	56	56	59	59	72	72	80	80
Razem (przeliczony na E)	3 808	3 808	3 839	3 839	3 881	3 881	3 967	3 967	4 027	4 027

Wydobycie ropy naftowej w Polsce (wraz z frakcjami)

Wydobycie ropy naftowej* w Polsce tys. ton	2018		2017		2016		2015		2014	
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG
Oddział PGNiG w Zielonej Górze	780	780	747	747	719	719	719	719	742	742
Oddział PGNiG w Sanoku	38	38	40	40	44	44	46	46	47	47
Razem	818	818	787	787	763	763	765	765	789	789

*razem z kondensatem i NGL

Wydobycie pozostałych produktów

tys. ton	2018		2017		2016		2015		2014	
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG
Gaz propan-butan	39	39	38	38	37	37	35	35	32	32
LNG	21	21	22	22	26	26	25	25	30	30
mln m³										
Hel	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3

Współpraca z innymi podmiotami

W 2018 r. PGNiG współpracowało na posiadanych obszarach koncesyjnych z innymi podmiotami takimi jak: LOTOS Petrobaltic S.A. i ORLEN Upstream Sp. z o.o. Ponadto, we współpracy z innymi podmiotami, PGNiG prowadziło prace poszukiwawcze w Pakistanie i Norwegii.

Współpraca w Polsce

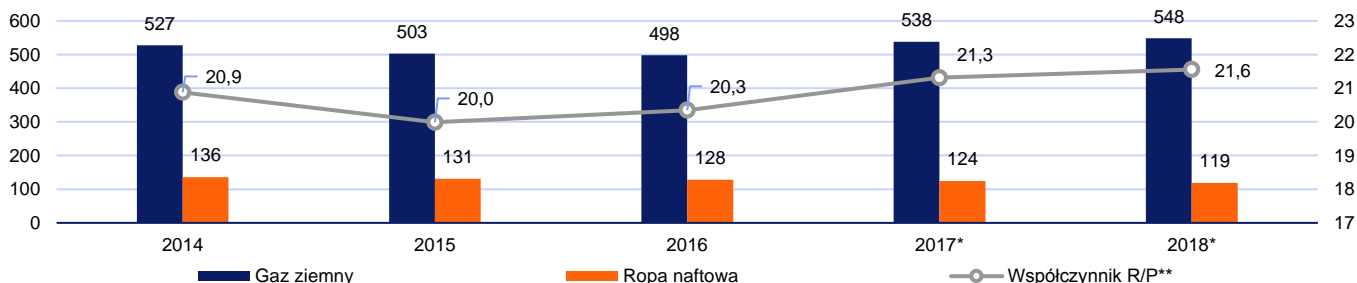
Na koncesjach PGNiG kontynuowane były prace na obszarach:

- „Płotki” na podstawie umowy o wspólnych operacjach z dnia 12 maja 2000 r.; udziały wynoszą: PGNiG (operator) – 51%, FX Energy Poland Sp. z o.o. – 49%. Zakończono wiercenie otworu Chwałęcina-1K, w którym uzyskano komercyjny przyływ gazu ziemnego. Zakończono także prace sejsmiczne Radliniec 3D i Mechlin 3D oraz rozpoczęto realizację zdjęcia sejsmicznego Rusocin 3D, a także przetwarzanie i interpretację archiwalnych danych sejsmicznych 3D w rejonie Boguszyń-Młodzikowo;
- „Płotki” – „PTZ” tzw. Poszerzony Teren Zaniemyśla na podstawie umowy operacyjnej użytkowników górniczych z dnia 26 października 2005 r.; udziały wynoszą: PGNiG S.A. (operator) – 51%, FX Energy Poland Sp. z o.o. – 24,5%, „Calenergy Resources Poland” Sp. z o.o. – 24,5%. Obecnie PGNiG oczekuje na decyzję Ministerstwa Środowiska wygaszającą koncesję (umowa w likwidacji);

- „Poznań” na podstawie umowy o wspólnych operacjach z dnia 1 czerwca 2004 r.; udziały wynoszą: PGNiG (operator) – 51%, FX Energy Poland Sp. z o.o. – 49%. Zakończono budowę kopalni Miłosław E i rozpoczęto zagospodarowanie otworu Miłosław-5K/H (kopalnia Miłosław). Ponadto: zakończono wiercenie otworu poszukiwawczego Kotlin-3, który zlikwidowano z uwagi na negatywny wynik, rozpoczęto wiercenie otworu rozpoznawczego Miłosław-6H na złożu gazu Miłosław E, który z uwagi na awarię wiertniczą zlikwidowano w sposób umożliwiający kontynuowanie prac ratunkowych i odwiercenie otworu bocznego, a także rozpoczęto wiercenie otworu rozpoznawczego Komorze-3H na złożu gazu Komorze, który z uwagi na komplikacje techniczne zlikwidowano. Zakończono również prace sejsmiczne Sośnica 3D;
- „Bieszczady” na podstawie umowy o wspólnych operacjach z dnia 1 czerwca 2007 r.; udziały wynosiły: PGNiG (operator) – 51%, Eurogas Polska Sp. z o.o. – 24% i Energia Bieszczady Sp. z o.o. – 25%. W dniu 20 lipca 2015 r. ORLEN Upstream sp. z o.o. objęła 49% udziałów w blokach koncesyjnych numer: 437, 438, 456, 457, 458 oraz we fragmentach bloków 417 i 436 należących do Eurogas Polska Sp. z o.o. i Energia Bieszczady Sp. z o.o. i tym samym została stroną umowy o wspólnych operacjach. Zakończono prace likwidacyjne w otworze poszukiwawczym Niebieszczany-1 oraz wykonano (w tym dokończono) prace sejsmiczne 2D Barycz-Paszowa, 3D Wańkowa-Bandrów oraz Leszczowate 2D. Pod koniec 2018 r. rozpoczęto wiercenie otworu Czarna Dolna-1 (planowana głębokość 4000 m). Podjęto decyzję o rezygnacji z koncesji na bloku 456 z powodu nieprzychylnego stanowiska regionalnej dyrekcji ochrony środowiska dotyczącego realizacji prac poszukiwawczych na obszarze NATURA 2000;
- „Sieraków” na podstawie umowy o wspólnych operacjach z dnia 22 czerwca 2009 r.; udziały wynoszą: PGNiG (operator) – 51%, ORLEN Upstream Sp. z o.o. – 49%. Kontynuowano prace analityczne i formalno-prawne dotyczące zagospodarowania złoża oraz zlikwidowano otwór Sieraków-4;
- „Kamień Pomorski” na podstawie umowy z dnia 14 sierpnia 2013 r.; udziały wynoszą: PGNiG (operator) – 51%, LOTOS Petrobaltic S.A. – 49%. W maju 2018 r. LOTOS Petrobaltic S.A. wypowiedział umowę o wspólnych operacjach, która wygasła z końcem czerwca 2018 r.;
- „Górowo Iławieckie” na podstawie umowy o wspólnych operacjach z dnia 31 grudnia 2014 r.; udziały wynoszą: PGNiG (operator) – 51%, LOTOS Petrobaltic S.A. – 49%. Wykonano prace sejsmiczne Miłaki 3D (od grudnia 2018 r. trwa interpretacja danych sejsmicznych);
- Prace na koncesjach FX Energy Poland Sp. z o.o. prowadzone były na obszarze „Warszawa-Południe” (blok 255) na podstawie umowy o wspólnych operacjach z dnia 26 maja 2011 r. Udziały FX Energy Poland Sp. z o.o. (operator) wynoszą 51%, a PGNiG – 49%. W październiku 2017 r. PGNiG wypowiedziało Umowę o Wspólnych Operacjach. Do całkowitego zakończenia współpracy na tym obszarze pozostaje likwidacja infrastruktury na złożu, co planowane jest w 2019 r.

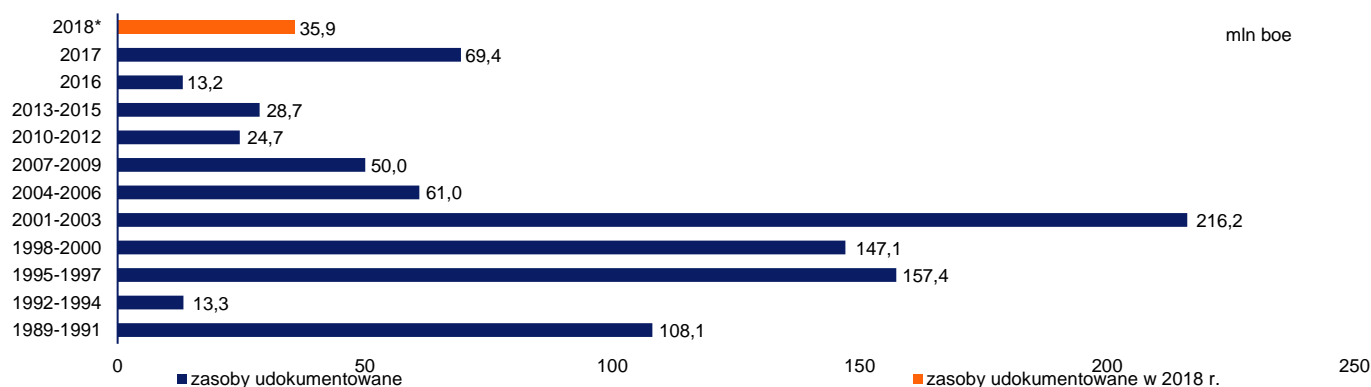
Współpraca za granicą > Więcej informacji – pkt 5.1.4

✓ 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

Sprzedaż 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 ropy, siarka oraz mieszanina propan-butan. Część wydobywanego gazu zaazotowanego podlega dalszemu przetworzeniu na gaz wysokometanowy w odazotowaniach 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 GK PGNiG (tabela poniżej), jak również w ramach Grupy. Gaz ziemny wydobyty, a nie sprzedany w segmencie, przekazywany jest do sprzedaży do segmentu Obrót i Magazynowanie.

Sprzedaż gazu ziemnego w Polsce z segmentu poza GK PGNiG mln m ³	2018		2017		2016		2015		2014	
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG
Gaz wysokometanowy (E)	26	26	30	30	53	53	52	52	33	33
Gaz zaazotowany (Ls/Lw przeliczony na E)	658	658	646	646	644	644	633	633	682	682
Razem (przeliczony na E)	684	684	676	676	697	697	685	685	715	715

W obszarze handlu ropą naftową wydobywaną w Polsce w 2018 r. PGNiG kontynuuje swoją dotychczasową politykę sprzedażową współpracując z największymi podmiotami sektora paliwowego w Polsce i za granicą.

Ropa naftowa* w Polsce w GK PGNiG tys. ton	2018		2017		2016		2015		2014	
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG
Oddział PGNiG w Zielonej Górze	780	780	747	747	719	719	719	719	742	742
Oddział PGNiG w Sanoku	38	38	40	40	44	44	46	46	47	47
Wydobycie ropy naftowej*	818	818	787	787	763	763	765	765	789	789
Sprzedaż ropy naftowej* z wydobycia w Polsce	817	817	791	791	753	753	772	772	780	780

* razem z kondensatem

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 TOTS TOTAL Oil Trading S.A. 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 GK PGNiG świadczą usługi z zakresu prac sejsmicznych i serwisowych oraz wykonywania odwiertów zarówno wewnątrz Grupy, jak i na rzecz podmiotów zewnętrznych.

Podstawową działalnością EXALO jest świadczenie usług wiertniczych związanych z poszukiwaniem i udostępnianiem złóż ropy naftowej i gazu ziemnego oraz usług serwisowych obejmujących wiercenia otworów, ich opróbowanie oraz eksploatację. Do najważniejszych kontraktów realizowanych w 2018 r. przez EXALO należały m.in.:

- na rzecz spółek z GK PGNiG: obsługa zakupionego urządzenia wiertniczego klasy 2000 KM, świadczenie usług serwisowych w zakresie robót górniczych (Polska) oraz wykonanie odwiertów na rzecz PGNiG w Pakistanie;
- na rzecz podmiotów zewnętrznych: wykonanie odwiertów na rzecz klientów w Pakistanie i Kazachstanie oraz zapewnienie serwisu cementacyjnego na Ukrainie.

Podstawową działalnością spółki GEOFIZYKA Toruń są usługi z zakresu geofizyki poszukiwawczej (akwizycja, przetwarzanie i kompleksowa interpretacja danych sejsmicznych) oraz geofizyki wiertniczej (pomiary geofizyczne w otworach i ich interpretacja). Do najważniejszych projektów z zakresu akwizycji danych sejsmicznych realizowanych w 2018 r. przez spółkę GEOFIZYKA Toruń należały m.in.:

- w Polsce: 2D Leszczowate, 2D Wolin, 3D Kramarzówka, 3D Topoliny Biecz, 3D Chelmno, 3D Żarnowiec, Lubiatów i Kopalino oraz 3D TTZ-South;
- za granicą: 2D w Chorwacji, 3D w Mjanmarze, 3D w Egipcie oraz 3D w Kolumbii.

Podziemne magazyny gazu

W systemie gazowniczym PGNiG w ramach segmentu Poszukiwanie i Wydobycie 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.

Podziemne Magazyny Gazu (PMG)	Pojemność czynna	Maksymalna moc odbioru	Maksymalna moc zatlaczania
	mln m ³	mln m ³ /dobę	mln m ³ /dobę
Bonikowo	200	2,4	1,7
Daszewo	60	0,4	0,2

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 wierceń w ramach przedeksplatacyjnego odmetanowania pokładów węgla zaadresowane do trzech spółek górniczych: Jastrzębskiej Spółki Węglowej S.A. (dalej: JSW), PGG i Tauron Wydobycie S.A. 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 Wydobycie). W 2018 r. rozpoczęto proces negocjacji porozumień:

- z JSW – w październiku 2018 r. przygotowano projekt robót geologicznych, który zakłada wiercenie podwójnego systemu otworów badawczych w zakładach: Budryk-1, Budryk-2H i Budryk-3H pod odmetanowanie pokładów węgla w obrębie KWK Budryk;
- z PGG – realizowany jest projekt robót geologicznych obejmujący wiercenie pojedynczego systemu otworów badawczych Bielszowice-1/1K i Bielszowice-2H. Na chwilę obecną finalizacja projektu uzależniona jest od finalnego porozumienia z PGG oraz podpisania umów z właścicielami gruntów;
- z Tauron Wydobycie S.A. – trwają negocjacje warunków umowy, prace zakładają wykonanie podwójnego systemu otworów Brzeszcze-1, Brzeszcze-2H i Brzeszcze-3H.

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 wglębnych, 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 intersekcyjnie połączone). W otworze Gilowice-4H w 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.

5.1.4. Działalność zagraniczna

Wydobycie gazu ziemnego za granicą mln m ³	2018		2017		2016		2015		2014	
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG
Gaz wysokometanowy (E)	538	-	548	-	517	-	573	-	419	-
w Norwegii	538	-	548	-	517	-	573	-	419	-
Gaz zaazotowany (Ls/Lw przeliczony na E)	200	200	150	150	59	52	58			
Oddział PGNiG w Pakistanie	200	200	150	150	59	52	58			
Razem (przeliczony na E)	738	738	698	698	576	625	477			

Sprzedaż poza GK PGNiG mln m ³	2018		2017		2016		2015		2014	
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG
Gaz wysokometanowy (E)	-	-	-	-	24	1	-	-	-	-
w Norwegii	-	-	-	-	24	1	-	-	-	-
Gaz zaazotowany (Ls/Lw przeliczony na E)	199	199	149	149	56	51	56			
Oddział PGNiG w Pakistanie	199	199	149	149	56	51	56			
RAZEM (przeliczony na E)	199	199	149	149	80	52	56			

Ropa naftowa * tys. ton	2018		2017		2016		2015		2014	
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG
Wydobycie w Norwegii	527	-	470	-	555	664	418			
Sprzedaż w Norwegii	593	-	479	-	593	619	389			

* razem z NGL

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 wydobywaniem węglowodorów ze złóż Skarv, Morvin, Vilje, Vale i Gina Krog oraz zagospodarowaniem złóż Ærflugl (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 wydobywanie 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. Wydobywanie 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 przejściem 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 GK PGNiG w Norwegii.

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

- 30% udziałów jako partner w koncesji PL939 na Morzu Norweskim; koncesja ta jest położona w okolicy złoża Åsgard; operatorem koncesji jest Equinor (70% udziałów);
- 20% udziałów jako partner w koncesji PL941 na Morzu Norweskim; koncesja jest położona w okolicy złoża Skarv; operatorem na tej koncesji został AkerBP (50% udziałów), a drugim partnerem spółka Wellesley Petroleum (30% udziałów).

Na początku 2019 r. została z kolei rozstrzygnięta runda koncesyjna APA 2018, w wyniku której PGNiG UN otrzymał 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%).

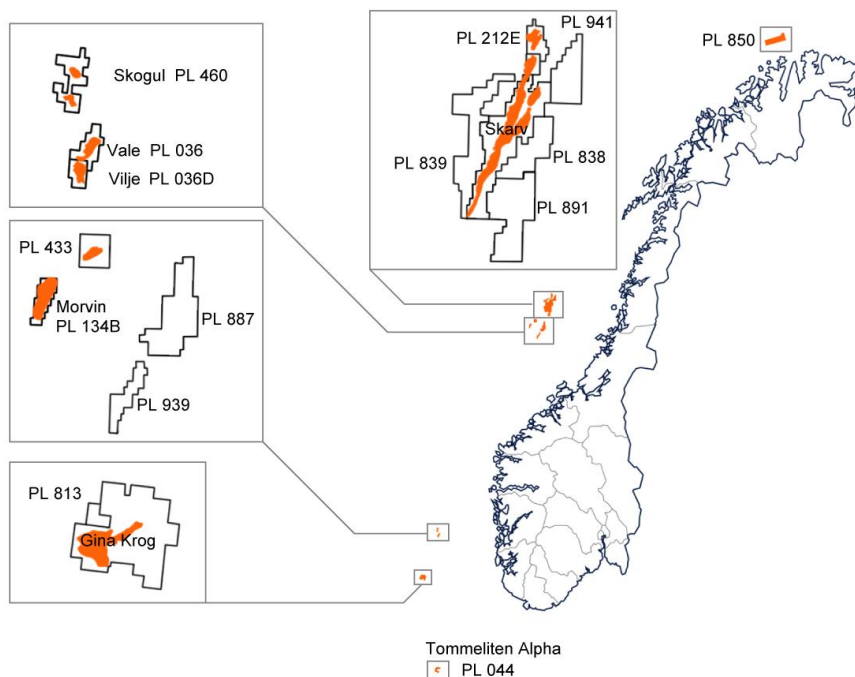
W przypadku koncesji PL1009 w ciągu 2 lat odwiercony zostanie odwiert poszukiwawczy. Koncesje PL838B oraz PL1009 są zlokalizowane w pobliżu złoża Skarv, co pozwoli PGNiG UN korzystać z własnych doświadczeń w poszukiwaniu ropy i gazu w tym obszarze. Koncesje, jakie PGNiG UN otrzymało w ramach ostatnich 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.

W 2018 r. PGNiG UN kontynuowało działania w kierunku umożliwienia importu norweskiego gazu do Polski. W tym celu kontynuowano rozmowy z operatorami systemów przesyłowych w Polsce, Danii i w Norwegii mające doprowadzić do powstania nowego połączenia infrastrukturalnego między Norwegią a Polską (Korytarz Norweski). PGNiG UN brało aktywny udział w procesach konsultacji uruchomionych przez operatorów i złożyła szereg propozycji dotyczących rozwiązań prawno-regulacyjnych dotyczących tego połączenia. > [Więcej informacji na temat projektu Baltic Pipe – pkt 7.1.2](#)

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

✓ Rys. 7 Złóża produkcyjne PGNiG UN



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)		15 %		
PL212B (Skarv)	AkerBP	(11.9175 w projekcie)	Poszukiwawcza/ Zagospodarowanie/ Produkcja	Produkcja, zagospodarowanie złoża /Erfugl, poszukiwania, planowany odwiert w 2018 r.
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 (Ulvi)	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 (Gronlifiolet)	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 wydobywczco 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

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 Alvheim oraz Heimdal. Złoże zagospodarowane jest metodą podmorską z 3 odwiertami połączonymi rurociągami z pływającą platformą Alvheim 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 fundamentowe 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

Złoże 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 zakładane jest w 2024 r.

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

Złoże 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

Złoże Skogul to złożo 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

Złoże Fogelberg jest złożem kondensatowo-gazowym na obszarze Morza Norweskiego, zlokalizowanym na północny wschód od złoża Morvin. Wiercenie otworu rozpoznawczego prowadzone było za pomocą platformy pływającej 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

Sprzedaż 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 S.A. (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 PST.

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 zgłosiła do National Oil Corporation (NOC) Siłę Wyższą i rozpoczęła ograniczanie polowej działalności operacyjnej.

W 2018 r. PGNiG UNA prowadziła uzgodnione z NOC działania zmierzające do ograniczenia wpływu siły wyższej. W ramach realizowanych działań wykonano m.in.: analizę danych sejsmicznych formacji ordowik, zweryfikowano perspektywiczność geologiczną oraz możliwości utylizacji węglowodorów z licencji LC113. Dodatkowo zabezpieczano aktywa zgromadzone w Libii – dotyczy to zarówno biura, wyposażenia wglębnego znajdującego się w magazynie, jak i magazynu rdzeni pochodzących z dwóch pozytywnych odwiertów A1 i B1 wykonanych w latach 2013-2014.

Iran

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

Usługi geologiczne i prace sejsmiczne

W 2018 r. należąca do GK 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 zakresie geofizyki wiertniczej i pomiarów parametrów wiertniczo-gazowych rynkiem na terytorium Polski.

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

5.1.5. Kluczowe projekty i wydatki inwestycyjne

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. było m.in.:

- odwiercenie otworu rozpoznawczego Pniewy 5KH – 30,5 mln zł;
- odwiercenie otworu rozpoznawczego Krobielewko 8 – 25,6 mln zł;
- wykonanie szczelinowania i prób złożowych na otworze Kramarzówka 2H – 35 mln zł.

Łączne nakłady przewidziane przez PGNiG na działalność poszukiwawczą w kraju i zagranicą wyniosły 764 mln zł.

Najważniejszymi zadaniami inwestycyjnymi (pod kątem wielkości przeznaczonych środków) w 2018 r. były m.in.:

- zagospodarowanie i podłączenie do eksploatacji – na złożu Husów-Albigowa-Krasne element złożowy Siedlecza – 6 odwiertów wykonanych w latach poprzednich: Siedlecza-8, Siedlecza-9, Siedlecza-10K, Siedlecza-11K, Siedlecza-12K, Siedlecza-13K;
- zagospodarowanie odwiertów Sowią Góra – 11K, Lubiatów 11H, 13K poprzez wykonanie niezbędnej infrastruktury służącej do podłączenia odwiertów do istniejącej instalacji na kopalni Lubiatów.

Łączne nakłady przewidziane przez PGNiG na działalność wydobywczą w kraju i zagranicą wyniosły 225 mln 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 Ærflugl i Skogul – rozpoczęcie wydobywania 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.

5.1.6. Perspektywy rozwoju

Prognozowane wydobywanie 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. w Oddziale Sanok planowane są prace związane m. in. z:

- zagospodarowaniem odwiertów: Przeworsk (-24,-25), Gilowice 1, Przemyśl (-287K, -289K, -290, -299K, -308K, -354K, -355K, -356K, -357K, -303K, -304K, -350K, -351K, -352K, -353K), Gnojnica (-2K, -3K), Kraczkowa-3, Palikówka (-10K, -13K), Sędziszów (-38, -39), Rogoźnica (-3K, -4K, -5K), Wielgoszówka-1K, Nowe Sioło-1, Mielniki-1, Czarna Dolna-1, Korzeniówek-1, Królewska Góra-1, Przeworsk (-26, -27, -28, -29);

- zagospodarowaniem i podłączeniem odwiertów: Przemysł (-283, -286, -288K, -302K, -305), Brzyska Wola-2 i Dąbrowica Duża (-3, -6).

Z kolei w 2019 r. w Oddziale Zielona Góra planowane są prace związane m.in. z:

- zagospodarowaniem złóż: Miłostaw (odwiert Miłostaw-5K/H), Kamień Mały, Gryżyna, Różańsko, Sieraków, Babimost i Zbąszyń;
- zagospodarowaniem odwiertów: Pniewy-5H, Wielichowo-8, Koźminiec-1, Grotów (-4k, -10, -12k), Dzieduszyce-11K.

Poza tym oba oddziały wydobywcze PGNiG będą realizowały inne projekty mające głównie na celu utrzymanie lub zwiększenie wydobycia węglowodorów – należą do nich m.in. prace z zakresu zabudowy sprężarek gazu, rozbudowy kopalni ropy naftowej i gazu ziemnego, przebudowy tłoczni czy modernizacji układu rurociągów i gazociągów przesyłowych.

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. Metan w pokładach węgla może być ważnym elementem bezpieczeństwa energetycznego kraju w oparciu o eksploatację własnych zasobów węglowodorowych, jednocześnie odmetanowanie kopalń wpłynie również na poprawę bezpieczeństwa pracy górników oraz pozwoli ograniczyć emisję metanu, agresywnego gazu cieplarnianego, do atmosfery.

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 Ærflugl. 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 zagranicą, w tym: w Niemczech, Holandii, Bułgarii, Egipcie, Mozambiku oraz na Węgrzech i Ukrainie.

5.2. Segment Obrót i Magazynowanie

Podstawową działalność segmentu stanowi obrót gazem ziemnym. Segment sprzedaje w Polsce gaz wydobywany ze złóż krajowych i gaz importowany, a GK PGNiG jest największym dostawcą gazu ziemnego na krajowym rynku. Poprzez spółki PGNiG Supply and Trading GmbH (sprzedaż hurtowa) i PST Europe Sales GmbH (sprzedaż detaliczna), GK 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.

5.2.1. Segment w liczbach

Wybrane dane finansowe segmentu	2018		2017 ³⁾		2017	2016 ²⁾	2015 ¹⁾	2014 ¹⁾
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG
Przychody ze sprzedaży ogółem	31 704	19 790	26 540	16 968	30 495	28 180	31 742	28 825
Przychody ze sprzedaży poza GK PGNiG, w tym:	31 038	19 736	26 045	16 928	30 000	27 733	31 274	28 367
- gazu wysokometanowego i zaazotowanego	29 094	17 053	23 869	14 507	27 813	25 615	29 413	26 555
Przychody ze sprzedaży między segmentami	666	54	495	40	495	454	468	458
EBITDA	(848)	(967)	(435)	(890)	(435)	614	623	764
EBITDA skorygowana o odpisy z tytułu trwałej utraty wartości majątku trwałego	(848)	(967)	(70)	(525)	(70)	626	627	822

1) dane nieprzekształcone, raportowane

2) dane przekształcone według nowej segmentacji działalności GK PGNiG

3) dane z uwzględnieniem potencjalnego wpływu MSSF 15.

Sprzedaż gazu ziemnego w segmencie OiM, poza GK PGNiG (w tym eksport gazu z Polski) mln m ³	2018		2017		2016	2015	2014
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG
Gaz wysokometanowy (E)	27 440	16 132	25 261	15 947	22 818	21 596	17 289
Gaz zaazotowany (Ls/Lw przeliczony na E)	721	232	701	212	671	611	514
RAZEM (przeliczony na E)	28 161	16 364	25 962	16 159	23 489	22 207	17 803
w tym:							
PGNiG	16 364	16 364	16 159	16 159	13 734	12 415	12 834
PGNiG OD	7 868	-	7 617	-	7 245	7 753	3 209
PST	3 929	-	2 186	-	2 510	2 039	1 760

5.2.2. Strategia w segmencie

Obrót hurtowy: Dywersyfikacja kierunków dostaw gazu

Na pozycję GK 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 GK 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. > [Więcej informacji na temat projektu Baltic Pipe – pkt 7.1.2](#)
- Rozwój kompetencji w zakresie handlu i logistyki LNG na rynku globalnym – w ten sposób GK 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.
- 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 PST, celem strategicznym GK 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 OD w perspektywie Strategii GK PGNiG będzie poprawa efektywności sprzedaży gazu do klientów detalicznych, 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.

W 2018 r. kontynuowano przedsięwzięcia modernizacyjne w sieci biur obsługi klienta mające na celu podniesienie jakości obsługi klienta oraz transformację dotychczasowych punktów w nowoczesną sieć sprzedaży. Uruchomiono projekt wdrożenia systemu do zarządzania procesami i stworzono architekturę procesów oraz standard zarządzania procesami w PGNiG OD. W marcu 2018 r. uruchomiona została pierwsza aplikacja mobilna (mBOK) dla klientów, umożliwiająca dostęp do danych rozliczeniowych, płatności oraz kontakt z zespołami obsługi. Na koniec 2018 r. z aplikacji mobilnej skorzystało ponad 200 tys. użytkowników. Rozwijane były także narzędzia zwiększające efektywność procesów ofertowania i kontraktacji klientów biznesowych (w zakresie paliwa gazowego i energii elektrycznej).

W zakresie systemów informatycznych w 2018 r. w PGNiG OD opracowano założenia, przygotowano dokumentację przetargową i uruchomiono postępowanie na centralny system bilingowy.

Magazynowanie: Wzrost dostępnych pojemności magazynowych

Działalność GK 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.

5.2.3. Działalność handlowa w Polsce

Segment sprzedaje w Polsce gaz wydobywany ze złóż krajowych i gaz importowany, a GK PGNiG jest największym dostawcą gazu ziemnego na rynku krajowym. W dniu 1 sierpnia 2014 r. nastąpiła zmiana organizacyjna GK PGNiG, polegająca na rozdzieleniu sprzedaży hurtowej gazu, która pozostała w PGNiG, od detalicznej i jednoczesnym przeniesieniu handlowej obsługi klienta detalicznego do nowej spółki PGNiG OD.

Sprzedaż gazu ziemnego w segmencie OiM, poza GK PGNiG (w tym eksport gazu z Polski) mln m ³	2018		2017		2016		2015		2014	
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG
Gaz wysokometanowy (E)	23 511	16 132	23 075	15 947	20 435	19 557	15 543			
Gaz zaazotowany (Ls/Lw przeliczony na E)	721	232	701	212	671	611	514			
RAZEM (przeliczony na E)	24 232	16 364	23 776	16 159	21 106	20 168	16 057			
w tym:										
PGNiG	16 364	16 364	16 159	16 159	13 734	12 415	12 834			
PGNiG OD	7 868	-	7 617	-	7 245	7 481	3 209			
PST	-	-	-	-	127	272	14			

Struktura odbiorców gazu ziemnego spółek GK PGNiG w segmencie OiM mln m ³	2018		2017	
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG
Odbiorcy domowi	4 107	-	4 065	-
Handel, usługi, hurt	1 859	351	1 774	480
Zakłady azotowe	2 325	2 319	1 981	1 981
Elektrownie i ciepłownie	1 836	1 661	900	725
Rafinerie i petrochemia	2 111	2 105	2 795	2 787
Pozostali odbiorcy przemysłowi	2 741	991	3 018	1 035
Giełda	8 802	8 486	8 515	8 423
Eksport z Polski	451	451	728	728
Razem sprzedaż w segmencie OiM poza GK PGNiG	24 232	16 364	23 776	16 159

Rynek Hurtowy – PGNiG SA

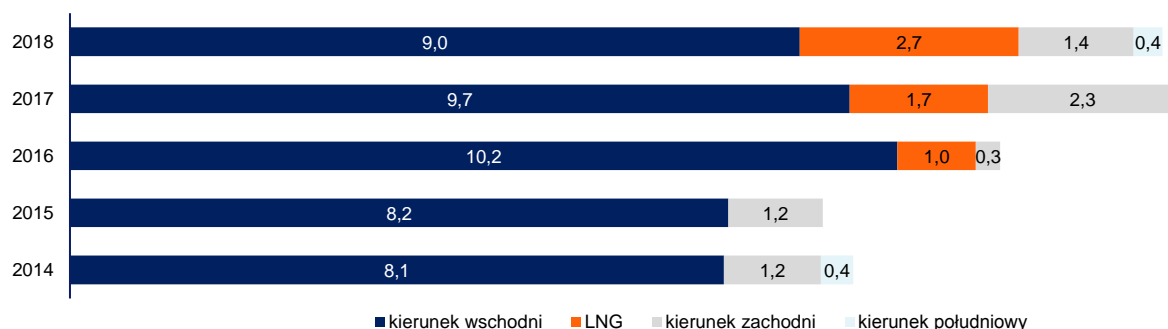
Import gazu

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 mld m³



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

- w dniu 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 formule *free-on-board*, oznaczającej odbiór towaru przez kupującego na porcie załadunku. Dostawy od Venture Global Calcasieu Pass, LLC oraz Venture Global Plaquemines LNG, LLC będą realizowane za pośrednictwem powstających instalacji produkcyjnych w Luizjanie, tj.

odpowiednio: Calcasieu Pass LNG w Calcasieu Parish o planowanym terminie zakończenia budowy nie wcześniej niż w 2022 r. oraz Plaquemines LNG w Plaquemines Parish o planowanym terminie zakończenia budowy nie wcześniej niż w 2023 r.;

- w dniu 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 została zawarta na okres 24 lat. Dostawy będą realizowane w formule *delivery ex-ship*. Obejmują zakup: w latach 2019-2022: ok. 0,73 mld m³ gazu po regazyfikacji łącznie w całym okresie, a w latach 2023-2042: ok. 39 mld m³ gazu po regazyfikacji łącznie w całym okresie;
- w dniu 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.

PGNiG aktywnie wspiera działania mające na celu budowę połączenia dającego Polsce bezpośredni dostęp do gazu ze złóż na Morzu Północnym. W styczniu 2018 r. została zawarta umowa na świadczenie usług przesyłu gazu w okresie od 1 października 2022 r. do 30 września 2037 r., w ramach procedury Open Season 2017 projektu *Baltic Pipe* dotyczącej przesyłu gazu z Norwegii do Polski przez Danię. Zawarcie umów przesyłowych z operatorami systemów przesyłowych, tj. GAZ-SYSTEM oraz Energinet o łącznej wartości 8,1 mld zł było ostatnim etapem Open Season 2017. > [Więcej informacji na temat projektu *Baltic Pipe* – pkt 7.1.2](#)

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. W dniu 29 czerwca 2018 r. Trybunał Arbitrażowy wydał wyrok częściowy w postępowaniu arbitrażowym z powództwa PGNiG przeciwko PAO Gazprom i OOO Gazprom Export. Na mocy wyroku częściowego Trybunał Arbitrażowy *ad hoc*:

- ustalili, że w listopadzie 2014 r. PGNiG złożyło ważny i skuteczny wniosek o renegocjację ceny kontraktowej;
- ustalili, 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;
- ustalili, 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 dnia 1 listopada 2014 r.

W dniu 1 października 2018 r. Gazprom złożył w Sądzie Apelacyjnym w Sztokholmie skargę o uchylenie orzeczenia częściowego Trybunału Arbitrażowego z dnia 29 czerwca 2018 r. W ocenie Spółki nie istnieją podstawy do żądania uchylenia wyroku częściowego. W dniu 20 grudnia 2018 r. została przedstawiona stosowna odpowiedź PGNiG w tej sprawie.

Niezależnie od prowadzonego postępowania arbitrażowego, PGNiG w dniu 1 listopada 2017 r. wystąpiło do PAO Gazprom/OOO Gazprom Export z kolejnym wnioskiem o renegocjację warunków cenowych dostaw. Strona rosyjska z dniem 7 grudnia 2017 r. przedłożyła do PGNiG swój wniosek w tej kwestii. W ocenie Spółki wniosek PAO Gazprom/OOO Gazprom Export o renegocjację nie był zasadny oraz nie spełniał wymogów formalnych określonych w kontrakcie jamalskim, w rezultacie był bezskuteczny. Do chwili obecnej strony nie osiągnęły porozumienia w sprawie warunków dostaw.

Dostawy gazu LNG

PGNiG odebrało w 2018 r. 23 ładunki LNG o łącznym wolumenie ok. 2 mln m³ LNG, co odpowiada około 29,8 TWh 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 ok. 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 ok. 25,1 TWh 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 kontraktu (2019-2022) zostanie dostarczonych łącznie jeszcze 8 ładunków gazu LNG.

GK 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 ok. 140 tys. m³ LNG, co odpowiada ponad 80 mln m³ gazu po regazyfikacji):

- w maju 2018 r. zrealizowano umowę z Endensa – gaz LNG z Norwegii został dostarczony przez statek *Arctic Princess*;
- w listopadzie 2018 r. zrealizowano umowę z Equinor – gaz LNG z Norwegii został dostarczony przez statek *Arctic Discoverer*;

- w grudniu 2018 r. zrealizowano umowę z Centrica – gaz LNG z USA został dostarczony przez statek *Hoegh Gallant*;
- w grudniu 2018 r. zrealizowano umowę z Equinor – gaz LNG z Norwegii został dostarczony przez statek *Arctic Voyager*.

Sprzedaż gazu przez PGNiG

Klienci nabywają od PGNiG paliwo gazowe po cenach rynkowych, zgodnie z formułami oraz mechanizmami wynikającymi z zawartych umów. Oferowane formuły cenowe odnoszą się do indeksów giełdowych. PGNiG oferuje również możliwość rozliczenia dostarczanego gazu po cenie stałej, określonej na podstawie zapisów kontraktu. W Spółce stosowane jest indywidualne podejście do klientów, co znajduje przełożenie na wyceny, sporządzane przy zastosowaniu obiektywnej metody, zapewniającej równoprawne traktowanie klientów.

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 S.A. wraz z jednostkami zależnymi, PKN Orlen S.A. wraz z jednostkami zależnymi, Grupa Lotos S.A., Polska Grupa Energetyczna S.A., Arcelor Mittal Poland S.A. oraz KGHM Polska Miedź S.A.

Realizując cel strategiczny dotyczący zwiększenia wolumenu sprzedaży gazu, PGNiG zawarło 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.

W 2018 r. PGNiG rozwijało swoją działalność na rynku LNG małej skali (sprzedaż gazu za pomocą transportu cysternami skroplonego gazu do zakładów lub stacji regazyfikacyjnych zlokalizowanych na terenie całej Polski). W 2018 r. w Terminalu LNG załadowano 1794 cystern LNG, podczas gdy w 2017 r. było to 1523 ładunków. W sumie od 2016 r., kiedy uruchomiono terminal, PGNiG załadowało w nim 4 000 cystern. Łącznie w 2018 r. PGNiG wprowadziło na rynek 52,7 tys. ton LNG, z czego 31,5 tys. ton pochodziła z Terminala LNG, a 21,2 tys. ton z Odolanowa i Grodziska (zakłady PGNiG). Według szacunków PGNiG cały krajowy rynek LNG w 2018 r. to ok. 76 tys. ton, co oznacza, że PGNiG ma w nim prawie 70% udziału.

Eksport – PGNiG

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 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 podpisał kolejną umowę z Ukrtransgaz na korzystanie z podziemnych magazynów gazu na Ukrainie. Spółka posiada również umowę z Ukrtransgaz na przesył gazu na terytorium Ukrainy, która umożliwi PGNiG korzystanie z ukraińskich sieci przesyłowych. Prowadzone rozmowy międzyoperatorskie między GAZ-SYSTEM i Ukrtransgaz w zakresie rozbudowy połączeń przesyłowych między Polską a Ukrainą, pozwolą zwiększyć możliwości przesyłu w kierunku Ukrainy, a tym samym umożliwić dalszy rozwój sprzedaży na rynku ukraińskim.

Sprzedaż gazu na TGE – PGNiG

W 2018 r. największy udział w wolumenie sprzedaży GK PGNiG miała giełda. Wolumen gazu sprzedanego przez PGNiG na TGE w 2018 r. wzrósł w porównaniu do 2017 r. o około 0,8 TWh. W celu zapewnienia realizacji obowiązku sprzedaży gazu ziemnego przez TGE w wielkości 55% gazu wprowadzanego do krajowego systemu przesyłowego (obligo gazowe) PGNiG realizuje politykę cenową w stosunku do wszystkich oferowanych na TGE instrumentów dotyczących gazu ziemnego, zarówno terminowych, jak i na rynku dnia następnego, 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. Od dłuższego czasu konkurencja intensyfikuje działania w zakresie pozyskania nowych klientów. 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.

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 stanowiła w 2018 r. ponad 85% całości sprzedaży energii elektrycznej. Całkowity wolumen obrotu w 2018 r. wyniósł ponad 6,8 TWh.

Sprzedaż PGNiG

	GWh	%
Odbiorcy końcowi	0,1	-
Przedsiębiorstwa obrotu	1 951,4	28,6
Rynek bilansujący	712,5	10,4
Giełda	3 851,0	56,5
Wytwórcy	305,2	4,5
RAZEM	6 820,2	100,0

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, a także spółek w GK 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. obowiązkami mocowym) PGNiG zawarła następujące umowy:

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

> Więcej informacji na temat rynku mocy – pkt 5.4.3

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 Stubice. W przypadku gazu skroplonego LNG, zakup gazu realizowany jest na podstawie umów bilateralnych: umowa ramowa sprzedaży skroplonego gazu ziemnego (LNG) na warunkach FCA zawarta z PGNiG; umowa sprzedaży gazu LNG zawarta z PGNiG. Zakup gazu zaazotowanego z grup Lw i Ls, pochodzącego z wydobycia krajowego, realizowany jest na mocy umowy zawartej z PGNiG.

Największy udział w globalnym wolumenie zakupu gazu wysokometanowego przypada na transakcje przeprowadzane na TGE.

Sposób kontraktacji paliwa gazowego w PGNiG OD jest regulowany przez Politykę Kontraktacji, która określa zasady kontraktacji dla poszczególnych portfeli, podział odpowiedzialności oraz sposób raportowania działań obrotowych na rynku hurtowym. 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 zatwierdzenia taryfy. Pozostały wolumen portfela odbiorców objęty programami sprzedażowymi podlega zabezpieczeniu zgodnie z poziomem realizacji programów sprzedażowych. Taki sposób zabezpieczenia mityguje ryzyko niedostosowania kosztów pozyskania paliwa gazowego do bieżących cen na rynku hurtowym.

W zakresie umów bilateralnych na zakup paliwa gazowego z dostawą na punkt fizyczny i wirtualny PGNiG OD korzysta z umów zawartych z PGNiG, które przewidują możliwość odejścia od stałej ceny nabywanego gazu z zastosowaniem formuł cenowych odnoszących cenę finalną do cen instrumentów wprowadzonych do obrotu na TGE.

Sprzedaż gazu

Podstawowymi produktami sprzedawanymi przez PGNiG OD jest gaz ziemny wysokometanowy oraz gaz ziemny zaazotowany. Wśród klientów PGNiG OD znajdują się zarówno konsumenci, jak i klienci niebędący konsumentami.

Odbiorców kwalifikuje się do grup taryfowych stosownie do:

- miejsca odbioru paliwa gazowego – według operatora, z sieci którego następuje pobór;
- rodzaju pobieranego paliwa gazowego – gaz wysokometanowy, gaz zaazotowany, gaz propan - butan - powietrze lub gaz propan - butan – rozprężony;
- rocznej ilości pobieranego paliwa gazowego – dla odbiorców pobierających paliwa gazowe w ilościach do 110 kWh/h.

Klienci rozliczani w grupach taryfowych 1-4 kupują paliwo gazowe przeznaczone głównie do przygotowywania posiłków, ogrzewania wody oraz pomieszczeń i w procesach produkcyjnych.

W segmencie klientów indywidualnych w 2018 r. PGNiG OD pozyskała łącznie ok. 145 tys. nowych odbiorców gazu ziemnego z grup taryfowych 1-4 (zarówno gazu ziemnego wysokometanowego, jak i gazu ziemnego zaazotowanego). Ok. 54 tys. osób to byli klienci Energetycznego Centrum S.A. oraz Energii dla Firm S.A. (przejęci w ramach realizacji procesu sprzedaży awaryjnej).

Do odbiorców segmentu biznesowego należą klienci, którzy pobierają paliwo gazowe zarówno na cele technologiczne, jak i cele grzewcze.

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 zasilania silników okrętowych.

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

Konkurencja

Według danych URE w 2018 r. na zmianę dotychczasowego sprzedawcy paliwa gazowego zdecydowało się ok. 44 tys. odbiorców (w 2017 r. ok. 58 tys. odbiorców). Do najbardziej aktywnych konkurentów PGNiG (działających bezpośrednio na rynku polskim) należą:

- w segmencie odbiorców biznesowych: PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., Fortum Holdings, Hermes Energy Group S.A., HANDEN Sp. z o.o. oraz CEZ Trade Polska Sp. z o.o.;
- w segmencie odbiorców indywidualnych: Fortum Marketing and Sales Polska S.A., ENERGA-OBRÓT S.A, Hermes Energy Group S.A., 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 S.A., 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.

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).

Aktywność konkurencji oraz rosnąca świadomość klientów utrzymywały w 2018 r. presję rynkową wobec PGNiG OD, w kontekście ceny paliwa gazowego oraz indywidualnego negocjowania warunków kontraktów przez dużych klientów biznesowych. Z drugiej strony, w obszarze produktowym oraz obszarze zarządzania sprzedażą podejmowane były działania związane z maksymalizacją marży na zawieranych kontraktach. W 2018 kontynuowany był trend pozyskiwania nowych kontraktów oraz odzyskiwania klientów utraconych w przeszłości (*win-back*). Osiągnięto także wysoką skuteczność w przetargach opartych na Prawie Zamówień Publicznych. Wysoka jakość ofertowania oraz atrakcyjne portfolio produktowe zaowocowało wzrostem portfela zamówień klientów biznesowych oraz wzrostem poziomu zabezpieczenia w taryfach BW5-BW7. Po raz kolejny udało się także zwiększyć wolumen sprzedaży gazu do rynku biznesowego.

Polityka handlowa – segment *business-to-customer* (B2C)

PGNiG OD aktywnie monitoruje rynek detaliczny i rozwija ofertę sprzedaży gazu ziemnego, uwzględniając oczekiwania w obszarze konkurencyjnych warunków zakupu gazu, elastyczności i bezpieczeństwa realizacji dostaw. Spółka w 2018 r. uruchomiła szereg akcji promocyjnych, które przyczyniły się do wzrostu zainteresowania ofertą oraz wartości dodanej dla klienta, m.in.:

- „Promocja automatyczna” – przeprowadzono ją w okresie od stycznia do końca marca 2018 r. dla klientów nie będących konsumentami. Na skutek detaryfikacji, 1 stycznia 2018 r. wszedł w życie Cennik „Gaz dla Biznesu”. Jako działanie mitygujące aktywność konkurencji – dla grup taryfowych BW1-BW4 – wprowadzona została promocja automatyczna, która czasowo (I kwartał 2018 r.) obniżała cenę sprzedaży, bez konieczności podpisywania jakichkolwiek dokumentów przez klientów;
- „Stale Niska Cena II i III edycja” – oferta zabezpieczająca przed wahaniami cen gazu. W przypadku obu edycji klient otrzymywał możliwość zakupu paliwa gazowego w specjalnej cenie obowiązującej, w zależności od wariantów, przez kolejne 12 lub 24 miesiące;
- „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 (wraz z edycją dla górników strajkujących w Kopalni „Wujek”) – pomoc finansowa w regulowaniu należności za paliwo gazowe dostarczone klientom PGNiG OD mającym status Powstańca Warszawskiego oraz obrońcy Kopalni „Wujek”.

Polityka handlowa – segment *business-to-business* (B2B)

W 2018 r. na rynku B2B PGNiG OD kontynuował strategię mającą na celu przyrost portfela paliwa gazowego oraz efektywniejsze zarządzanie marżą. PGNiG OD jest sprzedawcą mającym najszersze 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.: Stale Niska Cena, Elastyczna Cena, Stale oszczędności dla biznesu, Biznes Online oraz Pewna Cena. Większym klientom PGNiG dawał 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

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. Oferowane ceny gotowego produktu są powiązane z zamawianym wolumenem i odległością od Terminala LNG. Łącznie w 2018 r. PGNiG OD zrealizowano 361 dostaw gazu LNG o wolumenie ponad 6 tys. ton (surowiec trafił do wyspowych stacji regazyfikacji).

W kwietniu 2018 r. PGNiG OD podpisało umowę z LOTOS Asphalt Sp. z o.o., dzięki czemu spółki będą oferowały usługę bunkrowania statków paliwem LNG pochodzącym z Terminala LNG. W ramach ponad rocznej współpracy między PGNiG OD i LOTOS Asphalt Sp. z o.o. na terenie Stoczni Remontowej SA w Gdańsku dokonano ponad 30 bunkrowań paliwem LNG. Z kolei w czerwcu 2018 r. PGNiG OD i Gas-Trading S.A. (spółka zależna z GK PGNiG) podpisały z Zarządem Morskiego Portu Gdynia S.A. porozumienie o wykorzystaniu paliwa LNG. Zakłada ono m. in. budowę barki przystosowanej do bunkrowania gazem LNG innych statków. Projekt będzie realizowany w ramach programu Narodowego Centrum Badań i Rozwoju – INNOSHIP.

Sprzedaż CNG

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.

W czerwcu 2018 r. PGNiG OD zawarło umowę z Miejskimi Zakładami Autobusowymi Sp. z o.o. w Warszawie na zakup gazu CNG w ilości ok. 54 mln Nm³ do autobusów zasilanych CNG przez okres 10 lat wraz z infrastrukturą umożliwiającą tankowanie pojazdów oraz podpisało umowę z Gminą Miasta Tarnowa, Miejskim Przedsiębiorstwem Komunikacyjnym sp. z o.o., na dostawy CNG – paliwo zasilać będzie pojazdy samochodowe do celów komunalnych.

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. We wrześniu 2018 r., w związku z zaprzestaniem dostarczania paliw gazowych przez spółki Energetyczne Centrum S.A. oraz Energia dla Firm S.A., PGNiG OD zapewnił ich klientom nieprzerwaną sprzedaż paliwa gazowego. Odbiorcy przejęci przez PGNiG OD w ramach sprzedaży awaryjnej od dnia 12 września 2018 r. są rozliczani według stawek obowiązującej taryfy PGNiG OD (obowiązującego wśród konsumentów) oraz cennika „Gaz dla Biznesu” (niekonsumentami).

Sprzedaż energii elektrycznej

Wśród klientów PGNiG OD znajdują się zarówno konsumenci, jak i klienci nie będący 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% nie konsumentów. W 2018 r. został wprowadzony element kontraktacji energii elektrycznej dla klientów biznesowych, co przyczyniło się do zawarcia 1 252 umów z 4 515 odbiorcami na łączny wolumen ok. 329 GWh.

Według danych URE w 2018 r. na zmianę dotychczasowego sprzedawcy energii elektrycznej zdecydowało się ok. 71 tys. odbiorców, w tym około 58 tys. to gospodarstwa domowe (grupy taryfowe G). Dla porównania w całym 2017 r. w Polsce ok. 99 tys. odbiorców zmieniło dotychczasowego sprzedawcę energii elektrycznej, w tym ponad 84 tys. odbiorców rozliczanych było w grupach taryfowych G (gospodarstwa domowe).

5.2.4. Działalność handlowa za granicą

GK 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 Europe Sales GmbH (sprzedaż detaliczna).

Sprzedaż gazu ziemnego poza Polską, poza GK PGNiG (z wyłączeniem eksportu gazu z Polski) mln m ³	2018		2017		2016		2015		2014	
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG
Gaz wysokometanowy (E)	3 929	-	2 186	-	2 384	-	2 039	-	1 745	-
Gaz zaazotowany (Ls/Lw przeliczony na E)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
RAZEM (przeliczony na E), w tym:	3 929	-	2 186	-	2 384	-	2 039	-	1 745	-
PST	3 929	-	2 186	-	2 384	-	2 039	-	1 745	-

Struktura odbiorców

mln m ³	2018		2017	
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG
Odbiorcy domowi	38	-	48	-
Pozostali odbiorcy przemysłowi	32	-	35	-
Handel, usługi, hurt	2 388	-	1 303	-
Giełda	1 471	-	800	-
Razem sprzedaż poza GK PGNiG	3 929	-	2 186	-

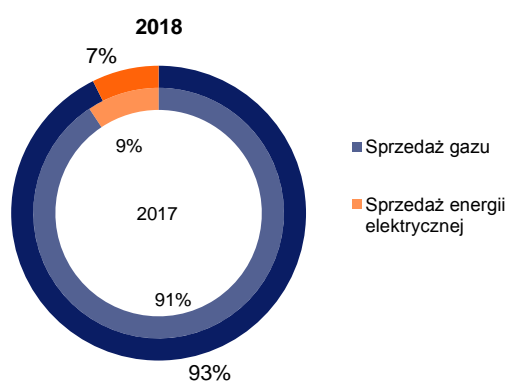
(Trading) Handel Hurtowy na giełdzie oraz w obrocie pozagiełdowym OTC

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. Rynek francuski jest interesujący ze względu na odbiór dostaw LNG i handel transgraniczny. PST jest także zarejestrowana jako spedytor w Danii, na Słowacji i od 2018 r. na Węgrzech. W przypadku pojawienia się możliwości biznesowych w regionie (tj. dostaw przez Słowację na Ukrainę) zamierza się wykorzystać te rynki jako rynki tranzytowe.

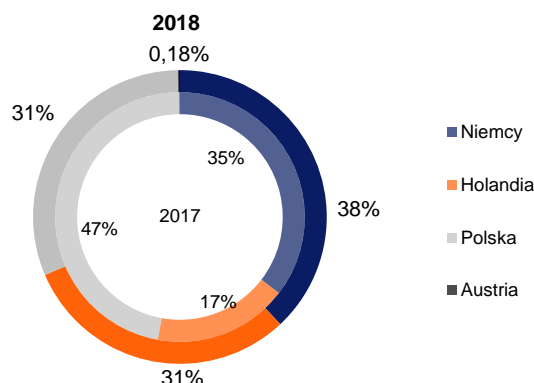
W 2018 r. PST rozpoczęła działalność handlową w zakresie nowych towarów – zaczęła handlować transakcjami terminowymi na ropę Brent na giełdzie ICE Futures Europe. Z kolei aby móc zabezpieczyć dostawy LNG, PST została zarejestrowana na nowej giełdzie – ICE Futures U.S. PST pełni rolę animatora rynku na 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. Polska była największym rynkiem sprzedaży gazu, gdzie dostarczono 36% wolumenu. Udział sprzedaży paliwa gazowego na rynkach niemieckim i holenderskim wyniósł odpowiednio 35% i 29%. Sprzedaż energii elektrycznej w 2018 r. odbywała się wyłącznie na terenie Niemiec.

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



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



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

PST ES rozwija wyłączne kanały sprzedaży w celu dalszej poprawy jakości i zrównoważonego rozwoju portfela oraz wdraża nowe produkty i alternatywne kanały sprzedaży. Przykładem tej strategii jest współpraca z American Express, z którym opracowano produkty na wyłączność dla jej członków, dające możliwość płacenia rachunków za energię kartą kredytową. Innym przykładem jest uruchomienie pod koniec 2018 r. nowej marki PST „Polska Energia”, która jest skierowana do Polonii mieszkającej w Niemczech.

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, gwarantując bezpieczeństwo oraz ciągłość dostaw gazu lub usługę odbioru gazu z portfela PGNiG w celu sprzedaży na rynku niemieckim. Ponadto PST realizuje umowę z PGNiG UN 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.

5.2.5. Magazynowanie

Segment Obrót i Magazynowanie wykorzystuje na swoje potrzeby pojemności czynne PMG Wierzchowice, PMG Husów, KPMG Mogilno, PMG Strachocina, PMG Swarzędz, 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 GSP, 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.

GSP świadczy usługi magazynowania zgodnie z zawartą Umową powierzającą w oparciu o podziemne magazyny gazu wysokometanowego, których właścicielem jest PGNiG.

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, Swarzów 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 na rzecz użytkowników instalacji magazynowej w ramach ustandaryzowanych procedur, na zasadzie niedyskryminacji i równoprawnego traktowania zleceniodawców usługi magazynowania, z uwzględnieniem optymalnego i wydajnego wykorzystania instalacji magazynowych. Świadczenie usług magazynowania odbywa się na podstawie umowy o świadczenie usług magazynowania (USUM).

Dla zapewnienia przestrzegania zasad równoprawnego traktowania zamawiających usługi magazynowania, USUM zawierane są w oparciu o opracowany przez GSP Regulamin Świadczenia Usług Magazynowania oraz Taryfę w zakresie magazynowania paliwa gazowego. 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 Swarzów i PMG Brzeźnica);
- IM Wierzchowice (obejmuje PMG Wierzchowice).

Usługa	Warunki usługi magazynowania	Obiekt	Ilość pakietów / pakietów elastycznych
Długoterminowa	na warunkach ciągłych	IM Wierzchowice	3 863
		GIM Kawerna	6 235
		GIM Sanok	2 579
Krótkoterminowa	na warunkach przerywanych	IM Wierzchowice	9 188
		GIM Kawerna	1 368
		GIM Sanok	8 941
Razem	na warunkach przerywanych	GIM Kawerna	32 174

Łącznie, na dzień 31 grudnia 2018 r., GSP rozdysponowała 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

PGNiG oferuje usługę biletową, która umożliwia importującym gaz ziemny do Polski lub dokonującym obrotu z zagranicą wywiązanie się z ustawowego obowiązku utrzymywania zapasu obowiązkowego. Usługa biletowa pozwala na efektywne wykorzystanie pojemności magazynowych przez uczestników rynku gazu ziemnego, a spółki importujące gaz ziemny do Polski nie muszą samodzielnie gromadzić i utrzymywać obowiązkowych zapasów gazu w magazynach.

Do dnia 30 września 2018 r. obowiązywały umowy o świadczenie usługi biletowej zawarte na rok gazowy 2017/2018 z 11 podmiotami. Na rok gazowy 2018/2019 PGNiG zawarło umowy na świadczenie usługi biletowej z 13 przedsiębiorstwami energetycznymi zobowiązanymi do utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego. 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 TPA oraz na potrzeby operatora systemu przesyłowego GAZ-SYSTEM łącznie 2 942,85 mln m³ pojemności czynnych na zasadach umowy długoterminowej. Na warunkach umowy krótkoterminowej udostępniono wolumen 37,19 mln m³. Pojemność czynna w GIM Kawerna w wolumenie 5,23 mln m³ wykorzystywana jest na pokrycie zużycia własnego KPMG Mogilno i KPMG Kosakowo.

Pojemności czynne i udostępnione pojemności czynne instalacji magazynowych

	Pojemności czynne instalacji magazynowych (mln m ³)		Udostępnione pojemności czynne instalacji magazynowych (mln m ³)		Udostępnione pojemności czynne instalacji magazynowych (GWh)	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017
GIM Kawerna	735	735	730	730	13 166	13 166
IM Wierzchowice	1 200	1 200	1 200	1 200	8 011	8 011
GIM Sanok	1 050	1 050	1 050	1 050	11 520	11 520
Razem	2 985	2 985	2 980	2 980	32 697	32 697

* Przeliczenie dla paliwa gazowego o ciepłe spalania 39,5 MJ/m³.

5.2.6. Kluczowe projekty i wydatki inwestycyjne

W 2018 r. w KPMG Kosakowo prowadzono dalsze prace związane z budową 5 komór Kłastry 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 Kłastrze B. W grudniu 2018 r. GSP wystąpiło 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 kłastrach o symbolach C i D wraz z gazociągami i rurociągami technologicznymi (opisana procedura nie została zakończona w 2018 r.).

5.2.7. Perspektywy rozwoju

Perspektywy rozwoju w Polsce

Strategia importowa

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

- Punktu Wejścia Morze Północne (Energinet) z planowaną przepustowością techniczną ok. 10,7 mld m³/rok w przypadku przesyłu gazu z Norweskiego Szelfu Kontynentalnego w kierunku duńskiego systemu przesyłowego;
- Dwukierunkowego Punktu Połączenia Międzysystemowego *Baltic Pipe* > [Więcej informacji na temat projektu Baltic Pipe – pkt 7.1.2](#)

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 – zarówno na warunkach *delivery ex-ship* (Qatargas – obecnie, Cheniere – od 2019 r.), jak i *free-on-board* (Venture Global LNG, Inc., Port Arthur LNG, LLC – w perspektywie od 2023 r.), z uwzględnieniem tego, że kontrakty *free-on-board* dają PGNiG możliwość elastycznej sprzedaży LNG na rynkach zagranicznych.

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. Strategia importowa PGNiG koresponduje z realizowaną przez PGNiG strategią rozwoju działalności na międzynarodowym rynku LNG poprzez zawieranie transakcji *spot* na dostawy do Terminalu LNG, a także prowadzenie obrotu LNG na rynku światowym.

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.

Sprzedaż detaliczna

W 2018 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 obejmują działania w zakresie:

- sprzedaży gazu – maksymalizacja marży na ustabilizowanym portfelu wolumenowym, odpowiednie zarządzanie ryzykiem utraty klientów wysokomarżowych oraz rozwój oferty i dostępności usług w obszarze CNG i LNG;
- sprzedaży energii elektrycznej – utrzymanie atrakcyjności oferty w celu utrzymania długookresowej relacji z klientem (wysokie zainteresowanie ofertami terminowymi);

- oferty uzupełniającej – w tym m.in.: rozwiązania wspierające fidelizację (takie, jak usługi dodane w zakresie ubezpieczeń), rozwój oferty we współpracy z partnerami zewnętrznymi (oferującymi rozwiązania komplementarne względem działalności podstawowej PGNiG OD), rozwój oferty produktów i usług w obszarze efektywności energetycznej.

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 GK 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 dążył do rozwoju usługi biletowej w zakresie magazynowania gazu. W zakresie budowy KPMG Kosakowo będą kontynuowane przez GSP 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

Rozwój PGNiG uzależniony jest w silnym stopniu od skutecznej dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego do Polski – przesył gazu ze złóż na Morzu Północnym ma być możliwy dzięki realizacji projektów *Baltic Pipe* i Bramy Północnej. PGNiG w 2019 r. będzie również 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 najbliższych latach kontynuowana będzie akwizycja klientów poprzez tradycyjne kanały sprzedaży (telesprzedaż i *door-to-door*), we współpracy z obecnymi i nowymi partnerami. Stabilna akwizycja będzie oparta nie tylko na współpracy z obecnymi partnerami handlowymi, ale również na nawiązaniu współpracy z nowymi podmiotami. Ponadto, rozwijane są nowoczesne kanały dotarcia do klientów w celu poprawy jakości portfela odbiorców detalicznych. 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.

GK 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.

5.3. Segment Dystrybucja

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 PSG, 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.

5.3.1. Segment w liczbach

Wybrane dane finansowe segmentu	2018 GK PGNiG	2017 ¹⁾ GK PGNiG	2017 GK PGNiG	2016 GK PGNiG	2015 GK PGNiG	2014 GK PGNiG
Przychody ze sprzedaży ogółem, w tym	4 927	4 937	4 937	4 915	4 585	4 283
- usługa dystrybucji poza GK PGNiG	4 604	4 753	788	729	363	67
- usługa dystrybucji do GK PGNiG	323	185	3 807	3 657	3 748	3 868
EBITDA	2 385	2 493	2 493	2 559	2 339	2 002
EBITDA skorygowana o odpisy z tytułu trwałej utraty wartości majątku trwałego	2 386	2 490	2 490	2 563	2 341	1 994

1) 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 GK PGNiG	3 101	3 110	3 081	1 793	804

W całym 2018 r. zgazyfikowano 31 nowych gmin, a stopień pokrycia geograficznego pod kątem liczby gazyfikowanych gmin wyniósł 60,94%. (1 510 z 2478).

5.3.2. Strategia w segmencie

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

Efektom przyspieszenia procesów przyłączeniowych będzie zwiększenie przez PSG 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 podłączanie 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. wyspowe sieci dystrybucyjne). 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.

Realizacja strategii spółki PSG na lata 2016-2022

Strategia Spółki PSG zakłada dostarczenie łącznie 79 mld m³ gazu w latach 2016-2022. W styczniu 2018 r. Prezes URE uzgodnił projekt Planu Rozwoju PSG na lata 2018-2022. Aktualizacja przewiduje, że w najbliższych dwóch latach 2,86 mld zł zostanie przeznaczony na nakłady inwestycyjne. Uzgodniony plan jest częścią strategii PSG, zgodnie z którą spółka chce w latach 2016-2022 przeznaczyć na inwestycje 11,3 mld złotych. Zgodnie z zapisami Ustawy Prawo energetyczne operator systemu dystrybucyjnego gazu zobowiązany jest sporządzać plan rozwoju w zakresie zapotrzebowania na paliwa gazowe na okres nie krótszy niż 5 lat i aktualizować go co dwa lata.

W 2018 r. PSG planowała budowę ponad 51 tys. nowych przyłączy, co zostało zrealizowane już w listopadzie. Strategia PSG zakłada gazyfikację 74 nowych gmin i budowę 350,6 tys. nowych przyłączy do 2022 r. W ciągu ostatnich 3 lat zostało wybudowanych ponad 171 tys. nowych przyłączy, co oznacza, że strategia w tym zakresie została zrealizowana w ok. 50%. PSG dokonuje tzw. gazyfikacji wyspowej, w ramach której LNG jest wykorzystywane do „pregazyfikacji” nowych obszarów pozwalając na uruchomienie dostaw

gazu przed wybudowaniem gazociągu doprowadzającego. W 2018 r. zostało przyjętych do eksploatacji 18 stacji LNG. Z końcem 2018 r. PSG świadczyły usługę dystrybucyjną z wykorzystaniem 10 stacji regazyfikacji LNG, a liczba odbiorców na obszarach wyspowych na koniec 2018 r. wzrosła o 757 odbiorców i wynosiła ponad 20 tys.

W październiku 2018 r. został ogłoszony „Program przyspieszenia inwestycji w sieć gazową Polski”, który zakłada, że do 2022 r. na terenie zgazyfikowanych gmin zamieszkiwać będzie ok. 90% Polaków. Dzięki programowi w latach 2018-2022 liczba gmin z dostępem do sieci gazowej wzrośnie o dodatkowe 300: powstanie 4 817 km sieci gazowych i 77 stacji LNG. Dodatkowe środki finansowe w wysokości 867 mln zł – zatwierdzone przez ZWZ PGNiG w 2018 r. – zostaną przeznaczone m.in. na budowę nowych sieci na terenie niezgazyfikowanych gmin, przyłączenia nowych odbiorców oraz zwiększanie przepustowości infrastruktury.

W ramach likwidacji ograniczeń systemowych planowana jest także realizacja dziewięciu dużych inwestycji w sieć gazową wysokiego ciśnienia, które wraz z realizowanymi przez GAZ-SYSTEM inwestycjami strategicznymi umożliwią zwiększenie dostaw gazu m.in. w rejonie północno-wschodniej części Polski, w okolicy Łodzi, Radomia czy Warszawy.

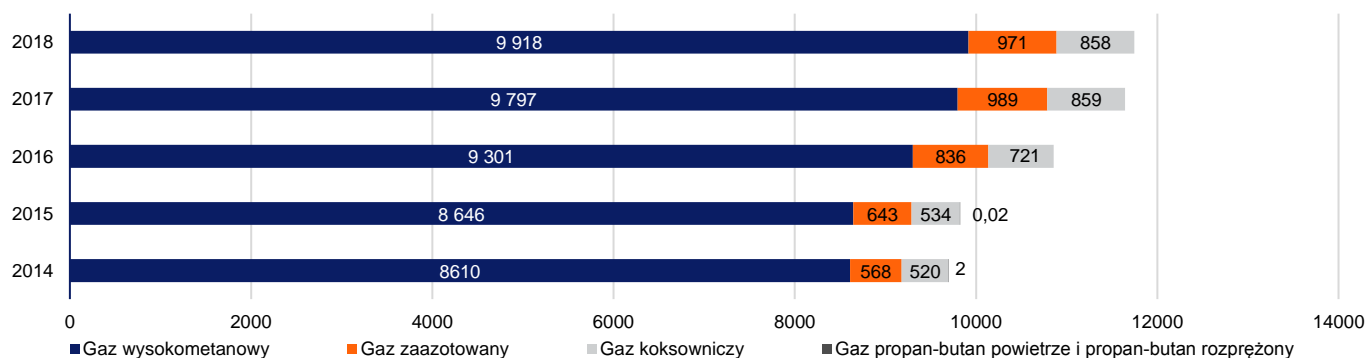
W ramach wsparcia działań inwestycyjnych PSG, od 1 kwietnia 2018 r. rozpoczął działalność Oddział Inwestycyjno-Remontowy w Krośnie, powołany do realizacji zadań inwestycyjnych i remontowych w strukturach PSG. W latach 2018-2020 planowana jest realizacja programu inwestycyjnego w zakresie rozbudowy i modernizacji sieci o średniej rocznej wartości ok. 1,5 mld zł.

5.3.3. Działalność w 2018 r.

PSG jako operator systemu dystrybucyjnego zobowiązany jest zapewnić wszystkim odbiorcom 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.

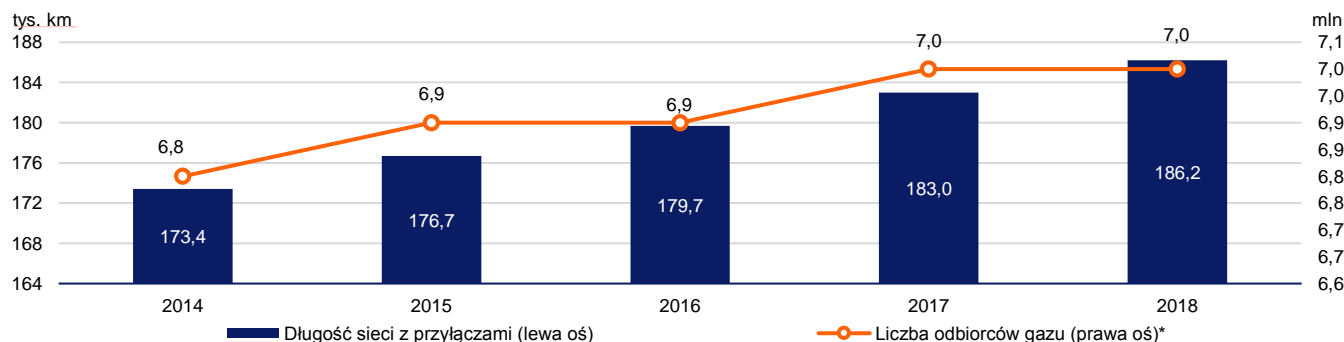
PSG realizuje działania, które w 2018 r. zaowocowały zawarciem ponad 88,5 tys. umów przyłączeniowych, w wyniku których zostanie wybudowanych 97,6 tys. przyłączy do sieci gazowej. W 2018 r. PSG planowała budowę ponad 51 tys. sztuk nowych przyłączy. Do końca 2018 r. wydano prawie 179 tys. warunków przyłączeniowych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

✓ Ilość gazu przesyłanego systemem dystrybucyjnym w mln m³



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. Docelowo, w ramach oddziałów funkcjonować będą 172 Gazownie i 59 Placówek Gazowniczych.

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



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

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 ok. 57 tys. odbiorców końcowych, w związku z

zaprzestaniem dostarczania paliw gazowych przez Energetyczne Centrum S.A. oraz Energię dla firm S.A. do klientów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej.

5.3.4. Kluczowe projekty i wydatki inwestycyjne

PSG przeznaczyła w 2018 r. ok. 643 mln zł na rozbudowę sieci i przyłączanie nowych odbiorców, z czego ok. 95 mln zł na odkupy majątku. Aby zapewnić poprawę i utrzymanie stanu technicznego gazociągów oraz zagwarantować bezpieczeństwo eksploatacji, PSG stale inwestuje w modernizację swojego majątku sieciowego. W 2018 r. przeznaczyła ok. 553 mln zł na przebudowę i modernizację sieci gazowej, z czego ponad 201 mln zł na wymianę i legalizację gazomierzy oraz elementów układów pomiarowych.

W 2018 r. sukcesywnie zawierano umowy na roboty budowlane oraz nadzór inwestorski – łączna ich kwota wyniosła ponad 103 mln zł (wszczęto także w tym zakresie kolejne postępowania przetargowe o łącznej wartości szacunkowej ok. 36 mln zł).

W 2018 r. zrealizowano ok. 60 projektów biznesowych i inwestycyjnych, w tym szereg wspierających realizację Strategii GK 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. Projekty PSG, o których mowa wchodzi w skład programu „Wdrożenie Systemu Obsługi Klienta CIS” i zalicza się do nich:

- wdrożenie Portalu Obsługi Klienta (e-bok);
- wdrożenie systemu klasy *Customer Information System* (CIS);
- wdrożenie Systemu Obsługi Klienta – Stos Gdański;
- stworzenie Ogólnopolskiego Contact Center w Jarosławiu;
- rozbudowę i integrację formatu wymiany danych Edifact.

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. Zakończono realizację projektu „Pomysł na Innowacje”, którego celem było wypracowanie rozwiązania dotyczącego pozyskania innowacyjnych rozwiązań wspierających działalność podstawową PSG oraz wzrost zaangażowania pracowników w rozwój firmy. Efektem było zgłoszenie przez pracowników 35 pomysłów, z czego 10 zostało nagrodzonych i 2 wyróżnione.

PSG aktywnie uczestniczyło także w ramach realizacji projektu INGA – eksperci spółki wytypowali 14 obszarów tematycznych, w ramach których PSG poszukuje innowacyjnych rozwiązań, a także dokonywali oceny projektów pod kątem użyteczności biznesowej. Ostatecznie do realizacji wybrano projekt pt.: „Opracowanie autonomicznego systemu analitycznego typu GC/DMS do ciągłej i zdalnej analizy transportowanego paliwa gazowego oraz jego domieszek dla potrzeb usprawnienia zarządzania inteligentną siecią gazową (*smart grid*)”. Jednym z najważniejszych działań w obszarze badawczo-rozwojowym w 2018 r. było uruchomienie projektu, którego głównym celem jest opracowanie podstawowych założeń modelu wdrożenia telemetryzacji odbiorców 1 i 2 grupy taryfowej.

5.3.5. Perspektywy rozwoju

PSG 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 zasilają docelową sieć wyspową, jak i stanowiły element regazyfikacji (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.

Kategoria zadań inwestycyjnych	Nakłady w 2019 r. (w mln zł)
Rozbudowa sieci i przyłączy	882
Modernizacja sieci	722
Inne	390
Razem	1 994

5.4. Segment Wytwarzanie

Podstawową działalnością segmentu jest wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej, dystrybucja ciepła oraz realizacja dużych przedsięwzięć elektroenergetycznych wykorzystujących gaz ziemny jako paliwo. Centrum kompetencyjnym GK PGNiG w tym zakresie jest Grupa Kapitałowa PGNiG TERMIKA. Do Grupy Kapitałowej PGNiG TERMIKA (dalej: Grupa 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 osiąganych w źródłach wytwórczych i zaspokaja większość potrzeb cieplnych 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 S.A. z siedzibą w Jastrzębiu Zdroju oraz Spółki Energetycznej „Jastrzębie” S.A., 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 drażeniu wyrobisk górniczych.

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

5.4.1. Segment w liczbach

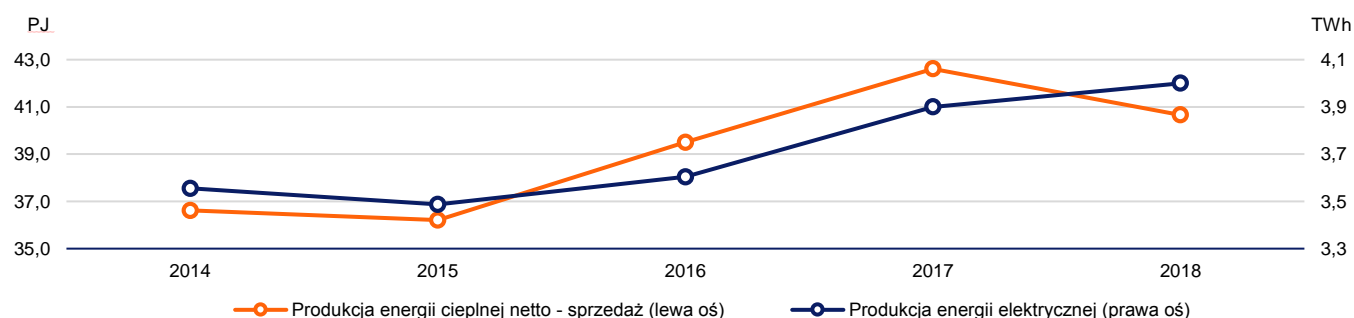
Wybrane dane finansowe segmentu	2018 GK PGNiG	2017 GK PGNiG	2016 GK PGNiG	2015 GK PGNiG	2014 GK PGNiG
Przychody ze sprzedaży ogółem	2 387	2 251	2 195	1 887	1 943
Przychody ze sprzedaży poza GK PGNiG, w tym:	1 617	1 655	1 472	1 215	1 149
- ciepło	1 323	1 372	1 262	1 126	1 079
- energia elektryczna	31	50	36	8	7
Przychody ze sprzedaży między segmentami	770	596	723	672	794
EBITDA	788	843	759	679	463
EBITDA skorygowana o odpisy z tytułu trwałej utraty wartości majątku trwałego	772	840	775	710	463

Wolumen sprzedaży ciepła i energii elektrycznej

w TJ	2018	2017	2016	2015	2014
Razem wolumen sprzedaży ciepła z produkcji	40 659	42 608	39 527	36 209	36 617
PGNiG TERMIKA	38 290	40 034	38 780	36 209	36 617
PGNiG TERMIKA EP*	2 369	2 574	747	-	-
w GWh					
Razem wolumen sprzedaży energii elektrycznej z produkcji	3 974	3 882	3 604	3 487	3 555
PGNiG TERMIKA	3 535	3 593	3 466	3 487	3 555
PGNiG TERMIKA EP*	439	289	138	-	-

* Dane za 2016 r. dotyczą wolumenów sprzedaży wytworzonych przez PEC i SEJ. Od 2017 r. dane dotyczą PGNiG TERMIKA EP (w skład której wchodzi PEC i SEJ).

✓ 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.m ³ /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	-	-	-
Biurowo 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.

5.4.2. Strategia w segmencie

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

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.

PGNiG TERMIKA

Realizacja strategicznych celów segmentu Wytwarzanie będzie możliwe 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 sfinalizuje również budowę bloku gazowo-parowego EC Stalowa Wola – projekt ten realizowany jest wspólnie z TAURON Wytwarzanie S.A. (oba podmioty obejmują 50 proc. akcji w ramach inwestycji).

Aspiracje PGNiG TERMIKA do 2022 r.:

- osiągnięcie 1 mld zł EBITDA w 2022 r.;
- realizacja planu inwestycyjnego zapewniającego dostosowanie majątku wytwórczego do obecnych i przyszłych wymagań środowiskowych;
- wiodące miejsce w Polsce wśród przedsiębiorstw ciepłowniczych pod względem posiadanej infrastruktury sieciowej;
- bycie moderatorem zmian regulacyjnych i rynkowych w sektorze;
- osiągnięcie benchmarków rynkowych efektywności organizacji w Polsce;
- doskonalenie efektywnych mechanizmów zarządzania GK PGNiG TERMIKA.

PGNiG TERMIKA EP

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.

5.4.3. Działalność w 2018 r.

W 2018 r. PGNiG TERMIKA dostarczała ciepło do dwóch sieci miejskich: w Warszawie, będącej własnością Veolia Energia Warszawa S.A. oraz własnej, położonej na terenie Pruszkowa, Piastowa i Michałowic. Siecią Veolia Energia Warszawa S.A. dostarczano również ciepło do własnych odbiorców końcowych, zasilanych w ramach zawartej z 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 S.A. W lipcu 2018 r. została zawarta pomiędzy PGNiG TERMIKA i Veolia Energia Warszawa S.A. nowa „Wieloletnia umowa

sprzedaży ciepła z obiektów wytwórczych PGNiG TERMIKA SA” z okresem obowiązywania od dnia 14 maja 2018 r. do dnia 31 sierpnia 2028 r. Sprzedaż i dostawa mocy ciepłej 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. W EC Pruszków trwa realizacja I etapu działań polegających na modernizacji istniejących kotłów wodnych nr 12 i 13 oraz modernizacji układu nawęglania. Zakończone zostały także prace koncepcyjne dotyczące modernizacji pozostałej części EC Pruszków: zakładają one budowę trzech silników gazowych o łącznej mocy do 12 MWe i 12 MWt, dwóch kotłów węglowych WR-12 o łącznej mocy 25 MWt oraz kotłowni olejowej szczytowo-rezerwowej o mocy 45 MW.

W zakresie prac dostosowawczych na terenie C Kawęczyn do wymagań konkluzji *Best Available Techniques* (BAT) podjęto decyzję o realizacji projektu inwestycyjnego w zakresie konwersji jednego kotła WP-200 na paliwo gazowo-olejowe, zabudowy nowej kotłowni gazowo-olejowej o mocy 190 MWt oraz budowy gospodarki olejowej.

Na końcowym etapie uzyskiwania decyzji środowiskowej znajduje się projekt budowy jednostki wielopaliwowej w EC Siekierki. Jednostka wielopaliwowa została wpisana do projektu „Planu gospodarki odpadami dla województwa mazowieckiego 2024 r.”, który w grudniu 2018 r. został pozytywnie zaopiniowany przez Ministerstwo Środowiska.

Dla zapewnienia stabilności otoczenia regulacyjnego w obszarze energetyki i ciepłownictwa PGNiG TERMIKA brała aktywny udział w pracach organizacji branżowych na rzecz wdrożenia rynku mocy oraz zapewnienia wsparcia dla kogeneracji. W 2018 r. na mocy Ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy 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 zawarła następujące umowy mocowe:

- blok gazowo-parowy EC Żerań 2: 17-letnia umowa na dostawy latach 2021-2037 (moc netto 433 MW);
- blok nr 7 oraz nr 8 EC Siekierki: roczne umowy na dostawy latach 2021-2023 (łączna moc netto 140 MW);
- blok EC Moszczenica: roczna umowa na dostawy latach 2021-2023 (moc netto 7 MW);
- blok EC Częstochowa-Wodzisław: roczna umowa na dostawy 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 S.A.) zawarła 7 letnią umowę na dostawy w latach 2021-2027 (moc netto 386 MW).

GK PGNiG TERMIKA aktywnie poszukuje na rynku potencjalnych celów akwizycyjnych w obszarze systemów ciepłowniczych. Obecna łączna długość sieci ciepłowniczej w ramach segmentu Wytwarzania wynosi 383,3 km. Liczba odbiorców PGNiG TERMIKA (w tym odbiorców OKW) wynosi 571, natomiast PGNiG TERMIKA EP: ok. 2,7 tys.

PGNiG TERMIKA EP zakończyła w 2018 r. proces integracji przejętych w 2016 r. aktywów ciepłowniczych (PEC oraz SEJ), które w wyniku przeprowadzonego połączenia funkcjonują obecnie jako jeden podmiot gospodarczy. W ten sposób poprawiono efektywność zarządzania przedsiębiorstwem, jakość nadzoru biznesowego oraz umożliwiono wykorzystanie synergii pomiędzy wszystkimi podmiotami.

5.4.4. Kluczowe projekty i wydatki inwestycyjne

W celu sprostania zaostrzonym wymaganiom emisyjnym, sukcesywnie modernizowane są jednostki wytwórcze. Nakłady inwestycyjne Grupy Kapitałowej PGNiG TERMIKA w 2018 r. wyniosły 605 mln zł.

Do najważniejszych zadań inwestycyjnych realizowanych w 2018 r. należały:

- budowa bloku gazowo-parowego o mocy ok. 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, kontynuowane są również prace: budowlane w maszynowni turbiny parowej, montażowe konstrukcji stalowej w budynkach turbiny gazowej i parowej, fundamentowe pod stanowisko transformatora blokowego turbiny gazowej i transformatora potrzeb własnych. Na skutek wprowadzonych w życie konkluzji BAT, PGNiG TERMIKA została zobligowana do zabudowy instalacji katalitycznego odazotowania spalin (SCR) dla nowo powstającego bloku. Spółka jako najkorzystniejsze rozwiązanie uznała ujęcie instalacji w zakresie przedmiotu kontraktu, co pozwoli na spełnienie obowiązujących wymogów legislacyjnych w najkrótszym możliwym czasie, eliminując konieczność ewentualnych przesunięć w uruchomieniu bloku. Planowane wydatki inwestycyjne wynoszą ok. 1,6 mld zł;
- budowa bloku gazowo-parowego o mocy ok. 450 MW w Elektrociepłowni Stalowa Wola (ECSW) – w trakcie 2018 r. miało miejsce wykonywanie usługi EPCM. 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. Ponadto zawarto aneksy do umowy na budowę rurociągu wody chłodzącej. W marcu 2018 r. podpisano umowę pożyczki z Bankiem BGK z udziałem PGNiG na dokończenie budowy bloku gazowo-parowego. Planowane wydatki inwestycyjne wynoszą ok. 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. Ponadto, prowadzone były zadania inwestycyjne mające na celu przebudowę infrastruktury nawęglania oraz dwóch kotłów wodnych wraz z budową instalacji ochrony środowiska;
- inwestycje związane z dostosowaniem urządzeń wytwórczych do BAT – celem inwestycji jest rozbudowa instalacji oczyszczania spalin w oddziałach PGNiG TERMIKA EP do zakresu i poziomu oczyszczania spalin wymaganego przez konkluzję BAT dla instalacji istniejących celem utrzymania wytwarzania i sprzedaży mediów energetycznych. Inwestycje będą realizowane w trzech lokalizacjach: Oddział Zofiówka, Oddział Żory, Oddział Racibórz;
- projekty dofinansowane ze środków unijnych – kontynuowanie projektu pn.: „Budowa i przebudowa sieci ciepłowniczych w ramach efektywnej dystrybucji ciepła na terenie miasta Jastrzębie-Zdrój” współfinansowanego ze środków Unii Europejskiej w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2014-2020;
- inwestycje związane z zaopatrzeniem w ciepło miasta Rybnik – celem projektu jest budowa infrastruktury pozwalającej na zapewnienie dostaw ciepłej wody na potrzeby ogrzewania miasta począwszy od sezonu grzewczego 2022/23;
- modernizacja kotła w technologii ścian szczelnych w Oddziale 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 OZE we współpracy z firmą Honeywell. Spółki z Grupy PGNiG TERMIKA realizują ponadto liczne prace badawczo-rozwojowe z innymi spółkami z GK PGNiG. Do najważniejszych projektów w dziedzinie badań i rozwoju realizowanych w 2018 r. należą m.in.:

- projekt zdalnego odczytu liczników w technologii Sigfox we współpracy z PSG – w 2018 r. rozszerzono projekt o 5 dodatkowych modułów w Warszawie, wykonano montaż stacji nadawczo-odbiorczej w EC Siekierki oraz dokonano przygotowań do montażu w styczniu 2019 r. kolejnej stacji nadawczo-odbiorczej w C Kawęczyn;
- projekt zdalnego odczytu liczników w technologii LoRa we współpracy z PSG – zostały przeprowadzone 3-krotne testy zasięgu sieci w 60 przykładowych lokalizacjach;
- testy instalacji suchego wtrysku sody oraz wtrysku węgla aktywnego dla wychwytu rtęci – projekt był przeprowadzony w ramach przygotowania C Kawęczyn do konkluzji BAT. W 2018 r. podjęto decyzję o zabudowie technologii na kotłach fluidalnych w EC Żerań;
- instalacja chłodzenia powietrza dolotowego - w 2018 r. opracowano założenia do budowy instalacji, który miałaby zwiększyć moc bloku gazowo-parowego budowanego w EC Żerań;
- analiza możliwości współpracy z Instytutem Energetyki m.in. przy projektach dotyczących optymalizacji pracy kotła fluidalnego w EC Żerań czy kotła opalanego biomasą w EC Siekierki;
- bank Inicjatyw PGNiG TERMIKA – w 2018 r. zostało zgłoszonych 76 nowych pomysłów, z czego zespoły eksperckie zarekomendowały 28 do wdrożenia. Ostatecznie wdrożono 8 rozwiązań innowacyjnych, w tym jedno z wyliczonym rocznym efektem wymiernym na kwotę ponad 750 tys. zł.

Opis wyników zaangażowania kapitałowego w Polską Grupę Górniczą Sp. z o.o.

W 2018 r. PGG kontynuowała zapoczątkowane w 2016 r. procesy związane z restrukturyzacją oraz optymalizacją operacyjną przede wszystkim w zakresie: zmian organizacyjnych, przekazywania do Spółki Restrukturyzacji Kopalń S.A. nieefektywnych ekonomicznie składników majątku i optymalizacji strony przychodowej.

W dniu 31 stycznia 2018 r. NWZ PGG udzieliło zgody na podwyższenie kapitału zakładowego poprzez emisję nowych akcji w ramach trzeciego dokapitalizowania w wysokości 300 mln zł (z czego udział PGNiG TERMIKA będącej jednym z inwestorów wyniósł 90 mln PLN). Na dzień 31 grudnia 2018 r. – po trzecim dokapitalizowaniu wynikającym z umowy inwestycyjnej z dnia 31 marca 2017 r. – udział PGNiG TERMIKA w kapitale zakładowym PGG wyniósł 20,43%.

PGNiG TERMIKA realizuje swoje funkcje nadzoru właścicielskiego bezpośrednio za pośrednictwem członka rady nadzorczej. Założenia, w oparciu o które podjęto decyzję o inwestycji, zakładają uzyskanie w perspektywie długoterminowej istotnego wzrostu rentowności sprzedaży węgla, głównie poprzez optymalizację kosztów jego produkcji. PGG realizuje obecnie zaakceptowany przez inwestorów biznes plan oraz plan techniczno-ekonomiczny, określający planowane działania z zakresu poprawy wydajności oraz restrukturyzacji przedsiębiorstwa. > [Więcej informacji – Skonsolidowane sprawozdanie finansowe GK PGNiG nota 2.4.](#)

5.4.5. Perspektywy rozwoju

W grudniu 2018 r. uchwalona została Ustawa o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji. Wejście w życie przepisów wraz z pakietem rozporządzeń wykonawczych umożliwi ubieganie się – przez planowane do budowy nowe jednostki opalane gazem ziemnym należące do GK 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 osiągnięte 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 IV kwartał 2019 r.

PGNiG TERMIKA 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.

PGNiG TERMIKA EP podejmować będzie działania mające na celu przede wszystkim utrzymanie pozycji znaczącego wytwórcy i głównego dostawcy ciepła w regionie. Spółka dążyć będzie również m.in. do umocnienia pozycji krajowego lidera gospodarczego wykorzystania metanu w układach kogeneracyjnych.

5.5. Pozostałe segmenty

5.5.1. Segment w liczbach

Wybrane dane finansowe segmentu	2018		2017		2016 ²⁾	2015 ¹⁾	2014 ¹⁾
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG
Przychody ze sprzedaży	503	149	459	124	362	325	424
EBITDA	(214)	(258)	(162)	(188)	(187)	(49)	(44)

1) dane nieprzekształcone, raportowane

2) dane przekształcone według nowej segmentacji działalności GK PGNiG

5.5.2. Strategia w segmencie

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

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

5.5.3. Działalność w 2018 r.

Centrum korporacyjne

W ramach obszaru centrum korporacyjne, w zakresie wzmocnienia wizerunku Grupy, w kwietniu 2017 r. PGNiG przyjęło „Strategię zrównoważonego rozwoju GK PGNiG na lata 2017-2022”.

W 2018 r. GK PGNiG intensywnie angażowała się w realizację projektów badawczo-rozwojowych oraz innowacyjnych – w okresie sprawozdawczym koncentrowano się 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. > [Więcej informacji na temat badań i rozwoju – pkt 3.5.](#)

Działalność wybranych departamentów PGNiG (w ramach zadań realizowanych przez centrum korporacyjne) w 2018 r. uwzględniała m.in.:

- Realizację projektu związanego z wdrożeniem w GK PGNiG zapisów Rozporządzenia 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 (RODO) – jednostka odpowiedzialna: Departament Bezpieczeństwa PGNiG.
- Aktualizację strategii IT w GK PGNiG mającej na celu stworzenie strategicznego modelu, który zapewni zgodność oraz synchronizację działań IT ze strategią biznesową Grupy (projekt będzie realizowany także w 2019 r.) – jednostka odpowiedzialna: Departament Informatyki PGNiG.
- Zakończenie – we współpracy z INiG-PIB – I etapu realizacji pracy badawczej pt. „Ocena możliwości zmniejszenia wielkości emisji zanieczyszczeń do powietrza w PGNiG SA” polegający na analizie procesów technologicznych istotnych z punktu widzenia inwentaryzacji emisji zanieczyszczeń gazowych i stałych do powietrza w PGNiG – jednostka odpowiedzialna: Departament BHP i Świadczeń Socjalnych.

Spółki zależne i oddziały Grupy Kapitałowej PGNiG

PGNiG Technologie

PGNiG Technologie zapewnia kompleksowe wykonywanie inwestycji w zakresie budowy kopalń ropy naftowej i gazu ziemnego oraz obiektów przesyłu gazu ziemnego, a także produkcję i przeprowadzanie remontów urządzeń wiertniczych i eksploatacyjnych, zbiorników ciśnieniowych i magazynowych oraz konstrukcji stalowych. W 2018 r. świadczono usługi dla spółek GK PGNiG w zakresie: zagospodarowania złóż i odwiertów oraz dostaw osprzętu powierzchniowego wyposażenia odwiertów (głównie na rzecz PGNiG, w mniejszym zakresie podmiotów zewnętrznych, takich jak: Lotos Petrobaltic S.A., Orlen Upstream Sp. z o.o oraz MHWirth AS).

W związku z programem dużych zadań inwestycyjnych w zakresie rozbudowy infrastruktury przesyłu gazu w Polsce realizowanym przez GAZ-SYSTEM oraz zwiększonym poziomem inwestycji PSG w rozwój krajowej sieci dystrybucyjnej, PGNiG Technologie zwiększyło również swoją aktywność w zakresie usług budowy, montażu oraz dostawy wyrobów gotowych związanych z budową, rozbudową, pracami remontowymi sieci gazowych oraz obiektów infrastruktury gazowej.

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 Kapitałowej PGNiG. PGNiG Serwis pełni funkcję Centrum Usług Wspólnych dla 15 spółek GK 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 formalno-prawną, 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 (gazociągi, tłocznie, rurociągi paliwowe) i wydobywania węglowodorów na rzecz m.in.: PGNiG, PSG, PERN S.A. czy GAZ-SYSTEM.

Geovita

Geovita prowadzi działalność o profilu wypoczynkowym, odnowy biologicznej, profilaktyki leczniczej, rehabilitacji leczniczej i konferencyjno-szkoleniowym. Obiekty spółki Geovita położone są w: Dąbkach, Mrzeżynie, Dźwirzynie, 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)

Polski Gaz TUW oferuje ochronę ubezpieczeniową spółkom z GK PGNiG, obejmującą m.in.: ubezpieczenia mienia, komunikacyjne, OC oraz gwarancje ubezpieczeniowe i ochronę prawną. Polski Gaz TUW ubezpiecza również podmioty spoza GK PGNiG, w szczególności z sektora energetycznego.

W 2018 r. kontynuowano współpracę w zakresie umów ubezpieczenia, zarówno dla PGNiG, jak i spółek GK PGNiG. Towarzystwo ubezpiecza głównie spółki GK 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 Towarzystwa oraz możliwość bezpośredniego zgłaszania potrzeb ubezpieczeniowych.

W 2018 r. odnowiono ochronę w zakresie programu ubezpieczenia działalności *upstream* dla PGNiG, złożono wnioski do KNF 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.

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 w Świnoujściu, walidacji procesowych chromatografów gazowych na potrzeby rozliczeń gazów ziemnych, wzorcowanie układów pomiarowych na obiektach na gazociągu jamalskim i w Terminalu LNG oraz legalizacja układów pomiarowych do cieczy kriogenicznych na cysternach i wykonywanie pomiarów ilości LNG podczas

rozładunku cystem z LNG na stacjach regazyfikacji LNG (wykorzystanie stanowisk i instalacji typu SMOK). Do największych klientów oddziału należą spółki i oddziały GK PGNiG, GAZ-SYSTEM, EuroPolGaz S.A.

5.5.4. Perspektywy rozwoju

PGNiG Technologie

PGNiG Technologie jest w trakcie reorganizacji dotychczasowego modelu działalności, który ma zostać dostosowany do aktualnych możliwości oraz potrzeb rynkowych. Zgodnie z założeniami na lata 2018-2020, działać będzie przede wszystkim w kierunku świadczenia usług budowlano-montażowych oraz produkcji wyrobów gotowych w sektorze gazownictwa i górnictwa naftowego, głównie w ramach GK PGNiG. Dysponując wysoko wykwalifikowaną kadrą i specjalistycznym sprzętem spawalniczym, PGNiG Technologie zamierza dodatkowo zdobywać zlecenia z zakresu spawania na obiektach liniowych.

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 GK PGNiG, czego skutkiem mogłoby być przejmowanie obowiązków w zakresie działalności pomocniczej oraz świadczenie usług wsparcia dla kolejnych spółek z GK 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 GK 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 docelowo 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 punku 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 kopalni węglowodorowych).

6. Informacje uzupełniające dotyczące Grupy Kapitałowej PGNiG

6.1. Organizacja Grupy Kapitałowej PGNiG

Według stanu na dzień 31 grudnia 2018 r. w skład GK PGNiG wchodziły: PGNiG jako podmiot dominujący, 33 spółki o profilu produkcyjnym, handlowym i usługowym oraz towarzystwo ubezpieczeń wzajemnych, w tym: 20 podmiotów bezpośrednio zależnych od PGNiG i 14 podmiotów pośrednio zależnych od PGNiG.

Wykaz spółek GK PGNiG według stanu na dzień 31 grudnia 2018 r. został przedstawiony w poniższym zestawieniu.

Wykaz spółek GK PGNiG wg stanu na dzień 31 grudnia 2018 r.

Lp.	Firma spółki	Kapitał zakładowy [w PLN o ile nie podano inaczej]	Udział kapitałowy PGNiG [w PLN o ile nie podano inaczej]	% kapitału PGNiG (bezpośrednio)	% kapitału GK PGNiG (bezpośrednio i pośrednio)
<i>Spółki zależne - I stopnia</i>					
1	PGNiG GAZOPROJEKT S.A.	4 000 000	3 000 000	75%	75%
2	EXALO Drilling S.A.	981 500 000	981 500 000	100%	100%
3	GEOFIZYKA Kraków S.A. w likwidacji	64 400 000	64 400 000	100%	100%
4	GEOFIZYKA Toruń S.A.	75 240 000	75 240 000	100%	100%
5	Geovita S.A.	102 176 575	102 176 575	100%	100%
6	Gas Storage Poland Sp. z o.o.	15 290 000	15 290 000	100%	100%
7	PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o.	600 050 000	600 050 000	100%	100%
8	PGNiG Serwis Sp. z o.o.	9 995 000	9 995 000	100%	100%
9	PGNiG Technologie S.A.	272 727 240	272 227 240	100%	100%
10	PGNiG TERMIKA SA	1 740 324 950	1 740 324 950	100%	100%
11	Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	10 488 917 050	10 488 917 050	100%	100%
12	PGNiG Finance AB i likwidation	500 000 SEK	500 000 SEK	100%	100%
13	PGNiG Supply & Trading GmbH	10 000 000 EUR	10 000 000 EUR	100%	100%
14	PGNiG Upstream Norway AS	1 100 000 000 NOK	1 100 000 000 NOK	100%	100%
15	PGNiG Upstream North Africa B.V.	20 000 EUR	20 000 EUR	100%	100%
16	GAS - TRADING S.A.	2 975 000	1 291 350	43,41%	79,58% ²⁾
17	PGNiG SPV 5 Sp. z o.o.	250 000	250 000	100%	100%
18	PGNiG SPV 6 Sp. z o.o.	51 381 000	51 381 000	100%	100%
19	PGNiG SPV 7 Sp. z o.o.	250 000	250 000	100%	100%
20	Polski Gaz Towarzystwo Ubezpieczeń Wzajemnych	20 000 000	20 000 000	100%	100%
<i>Spółki zależne - II stopnia</i>					
21	PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A.	370 836 300	370 836 300	-	100% ⁹⁾
22	GAZ Sp. z o.o.	300 000	300 000	-	100% ³⁾
23	PSG Inwestycje Sp. z o.o.	81 131 000	81 131 000	-	100% ³⁾
24	Oil Tech International F.Z.E.	20 000 USD	20 000 USD	-	100% ⁴⁾
25	EXALO DRILLING UKRAINE LLC	20 000 EUR	20 000 EUR	-	100% ⁴⁾
26	PST Europe Sales GmbH	1 000 000 EUR	1 000 000 EUR	-	100% ⁵⁾
27	Ośrodek Badawczo - Rozwojowy Górnictwa Surowców Chemicznych CHEMKOP Sp. z o.o.	3 000 000	2 565 350	-	85,51% ⁶⁾
28	CIFL Sp. z o.o.	1 360 000	1 360 000	-	100% ⁷⁾
29	Gas-Trading Podkarpacie Sp. z o.o.	6 670 627	5 257 524	-	78,82% ⁸⁾
30	PGNiG Serwis Doradztwo Ubezpieczeniowe sp. z o.o.	5 000	5 000	-	100% ¹⁾
31	PGNiG TERMIKA Energetyka Rozproszona sp. z o.o.	13 550 000	13 550 000	-	100% ⁹⁾
32	Zakład Gospodarki Mieszkaniowej Sp. z o.o.	1 806 500	1 806 500	-	100% ⁴⁾
<i>Spółki zależne - III stopnia</i>					
33	XOOL GmbH	500 000 EUR	500 000 EUR	-	100% ¹⁰⁾
34	"SEJ-Serwis" Sp. z o.o.	200 000	200 000	-	100% ¹¹⁾

1) Udział pośredni PGNiG S.A. przez spółkę PGNiG Serwis sp. z o.o.

2) Udział bezpośredni PGNiG S.A. w spółce wynosi 43,41%, udział pośredni poprzez spółkę PGNiG SPV 6 Sp. z o.o. wynosi 36,17%.

3) Udział pośredni PGNiG S.A. przez spółkę Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.

4) Udział pośredni PGNiG S.A. przez spółkę EXALO Drilling S.A.

5) Udział pośredni PGNiG S.A. przez spółkę PGNiG Supply & Trading GmbH.

6) Udział pośredni PGNiG S.A. poprzez spółkę Gas Storage Poland Sp. z o.o.

7) Udział pośredni PGNiG S.A. w spółce wynosi 100%; 99,98% przez spółkę PGNiG SPV 6 Sp. z o.o. oraz 0,02% przez spółkę PGNiG SPV 5 Sp. z o.o. Rozwiązana z dniem 1 stycznia 2019 r.

8) Udział pośredni PGNiG S.A. przez spółkę GAS TRADING S.A.

9) Udział pośredni PGNiG S.A. przez spółkę PGNiG TERMIKA S.A.

10) Udział pośredni PGNiG S.A. przez spółkę PGNiG Supply & Trading GmbH oraz przez spółkę PST Europe Sales GmbH

11) Udział pośredni PGNiG S.A. przez spółkę PGNiG TERMIKA S.A. oraz przez spółkę PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. (100%)

W 2018 r. zaszły następujące zmiany w strukturze GK PGNiG:

- W dniu 15 stycznia 2018 r. nastąpiła rejestracja uchwały likwidacyjnej PGNiG Finance AB z siedzibą w Sztokholmie - w jej wyniku firmą spółki jest PGNiG Finance AB i likwidation.
- W dniu 16 marca 2018 r. nastąpiła rejestracja w KRS zmiany firmy Gas Assets Management Sp. z o.o. na CIFL Sp. z o.o.
- W dniu 25 maja 2018 r. NWZ spółki Geovita podwyższyło kapitał zakładowy z kwoty 86.139.000 zł do kwoty 102.176.575 zł, tj. o kwotę 16.037.575 zł w drodze emisji 16.037.575 akcji imiennych zwykłych (nieuprzywilejowanych) serii „B” o wartości nominalnej 1 zł każda. Podwyższenie kapitału zakładowego zostało pokryte wkładem niepieniężnym, w postaci obiektów turystyczno-hotelowych. Oświadczenie o objęciu nowo utworzonych akcji w podwyższonym kapitale zakładowym nastąpiło w dniu 22 czerwca 2018 r. Przedmiotowe podwyższenie kapitału zakładowego Geovita zostało zarejestrowane w KRS w dniu 7 listopada 2018 r.
- W dniu 22 czerwca 2018 r. NZW PSG podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki o kwotę 34.710.500 zł, tj. z kwoty 10.454.206.550 zł do kwoty 10.488.917.050 zł poprzez utworzenie 694.210 nowych udziałów o wartości nominalnej 50 zł każdy. Nowoutworzone udziały zostały objęte przez PGNiG i pokryte wkładem niepieniężnym w postaci udziału wynoszącego 1/2 nieruchomości w Warszawie przy ul. Kruczej 6/14 o łącznej wartości rynkowej 34.710.521,50 zł, przy czym nadwyżka wartości wnoszonego wkładu niepieniężnego ponad wartość nominalną obejmowanych udziałów,

wyrażająca się kwotą 21,50 zł została przeniesiona na kapitał zapasowy PSG. Podwyższenie kapitału zostało zarejestrowane w KRS w dniu 2 października 2018 r.

- W dniu 9 sierpnia 2018 r. odbyło się NZW PGNiG OD, na którym podwyższono kapitał zakładowy z kwoty 600.050.000 zł do kwoty 625.307.815 zł, tj. o kwotę 25.257.815 zł, poprzez utworzenie 459.233 nowych, równych i niepodzielnych udziałów o wartości nominalnej 55 zł każdy. Nowoutworzone udziały zostały objęte przez PGNiG i pokryte wkładem niepieniężnym (majątek CNG) o łącznej wartości 25.257.842 zł netto, przy czym nadwyżka wartości wnoszonych wkładów niepieniężnych ponad wartość nominalną obejmowanych udziałów, wyrażająca się kwotą 27 zł netto, zostaje przeniesiona na kapitał zapasowy. Oświadczenie o objęciu udziałów zostało złożone tego samego dnia tj. 9 sierpnia 2018 r. Podwyższenie kapitału zakładowego zostało zarejestrowane w KRS w dniu 7 stycznia 2019 r.
- W dniu 19 listopada 2018 r. NZW Polski Gaz TUW podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego o sumę 20 mln zł, tj. do kwoty 40 mln zł poprzez utworzenie miliona nowych udziałów kapitałowych o wartości nominalnej 20 zł każdy. Do dnia Sprawozdania podwyższenie kapitału nie zostało zarejestrowane w KRS.
- W dniu 21 grudnia 2018 r. NWZ spółki Geovita postanowiło podwyższyć kapitał zakładowy z kwoty 102.176.575 zł do kwoty 113.407.782 zł, tj. o kwotę 11.231.207 zł. Podwyższenie kapitału nastąpiło w drodze emisji 11.231.207 akcji imiennych zwykłych (nieuprzywilejowanych) serii „C” o wartości nominalnej 1 zł każda. Podwyższenie kapitału zakładowego zostało pokryte wkładem niepieniężnym w postaci składników majątku wchodzących w skład kompleksu hotelowo - wypoczynkowego „Perła Bieszczadów”. Oświadczenie o objęciu nowo utworzonych akcji 11.231.207 akcji serii „C” w podwyższonym kapitale zakładowym Geovita nastąpiło w dniu 21 grudnia 2018 r. Do dnia Sprawozdania przedmiotowe podwyższenie kapitału zakładowego nie zostało jeszcze zarejestrowane w KRS.
- W dniu 21 grudnia 2018 r. ZW CIFL sp. z o.o. podjęło uchwałę w sprawie rozwiązania spółki z dniem 1 stycznia 2019 r.

6.2. Pozostałe powiązania organizacyjne lub kapitałowe

Wykaz spółek powiązanych z GK PGNiG według stanu na dzień 31 grudnia 2018 r. został przedstawiony w poniższym zestawieniu.

Wykaz spółek GK PGNiG wg stanu na dzień 31 grudnia 2018 r.

Lp.	Firma spółki	Kapitał zakładowy	Udział kapitałowy PGNiG	% kapitału PGNiG (bezpośrednio)	% kapitału GK PGNiG (bezpośrednio i pośrednio)
<i>Spółki współzależne i stowarzyszone - I stopnia</i>					
1	Sahara Petroleum Technology Llc w likwidacji	150 000 OMR	73 500 OMR	49,00%	49,00%
2	SGT EUROPOL GAZ S.A.	80 000 000	38 400 000	48,00%	51,18% ¹⁾
3	PFK GASKON S.A.	13 061 325	6 000 000	45,94%	45,94%
4	ZWUG "INTERGAZ" Sp. z o.o.	4 700 000	1 800 000	38,30%	38,30%
5	"Dewon" ZSA	11 146 800 UAH	4 055 205,84 UAH	36,38%	36,38%
<i>Spółki współzależne i stowarzyszone - II stopnia</i>					
6	Zakład Separacji Popiołów Siekierki Sp. z o.o.	10 000 000	7 000 000	-	70% ²⁾
7	Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A.	28 200 000	14 100 000	-	50% ²⁾
8	Polska Grupa Górnicza S.A.	3 616 718 200	710 000 000	-	20,43% ²⁾
9	Polimex-Mostostal S.A.	473 237 604	78 000 048	-	16,48% ³⁾

1) Udział bezpośredni PGNiG S.A. w spółce wynosi 48,00%, udział pośredni poprzez spółkę GAS-TRADING S.A. wynosi 3,18%.

2) Udział pośredni PGNiG S.A. przez spółkę PGNiG TERMIKA S.A.

3) Udział pośredni PGNiG S.A. przez spółkę PGNiG Technologie S.A.

W 2018 r. zaszyły następujące zmiany w pozostałych powiązaniach kapitałowych GK PGNiG:

- W dniu 31 stycznia 2018 r. odbyło się NZW spółki PGG, na którym podjęto uchwałę o podwyższeniu kapitału zakładowego o kwotę 300 mln zł, tj. z kwoty 3.616.718.200 zł do kwoty 3.916.718.200 zł, poprzez emisję 3 mln nowych akcji serii B o wartości nominalnej 100 zł każda. PGNiG TERMIKA objęła w podwyższonym kapitale zakładowym PGG 900 tys. akcji imiennych serii o wartości nominalnej 100 zł każda i łącznej wartości nominalnej 90 mln zł, pokrywając je wkładem pieniężnym w wysokości 90 mln zł. Po powyższym podwyższeniu PGNiG TERMIKA posiada 8 mln akcji PGG o wartości nominalnej 100 zł każda i łącznej wartości nominalnej 800 mln zł, co odpowiada udziałowi 20,43% w kapitale zakładowym i głosach na WZ PGG. Podwyższenie kapitału zakładowego zostało zarejestrowane w KRS w dniu 6 kwietnia 2018 r.

Inwestycje poza grupą jednostek powiązanych

W 2018 r. GK PGNiG nie dokonywała istotnych inwestycji kapitałowych poza grupą jednostek powiązanych. Łączna nominalna wartość zaangażowania kapitałowego PGNiG poza grupą jednostek powiązanych na koniec 2018 r. wyniosła 21,3 mln zł. Łączna nominalna wartość zaangażowania kapitałowego GK PGNiG (PGNiG oraz spółek GK PGNiG) poza grupą jednostek powiązanych na koniec 2018 r. wyniosła 51,5 mln zł.

Podstawowe zasady zarządzania w Grupie Kapitałowej PGNiG oraz zmiany w 2018 r.

W związku z wejściem w życie przepisów prawa regulujących model wykonywania uprawnień właścicielskich Skarbu Państwa, w 2017 r. w spółkach GK PGNiG wprowadzane były nowe standardy w zakresie doboru członków organów spółek, zasady ustalania wynagrodzeń organów spółek, a także zmiany w treści statutów lub umów spółek uwzględniające wytyczne polityki właścicielskiej nad spółkami z udziałem Skarbu Państwa.

Ponadto, zasady ustalania i poziom wynagrodzeń członków zarządu i rady nadzorczej w spółkach GK PGNiG w 2017 r. dostosowano do przepisów ustawy z dnia 9 czerwca 2016 r. o zasadach kształtowania wynagrodzeń osób kierujących niektórymi spółkami. W większości spółek zależnych wynagrodzenia dostosowano do ogólnej zasady określonej powyższą ustawą. W niektórych spółkach

zależnych, przy akceptacji Rady Nadzorczej PGNiG, wynagrodzenia zostały określone w inny sposób. W 2018 r. w ramach nadzoru właścicielskiego nadal stosowano przyjęte w 2017 r. założenia i zasady.

6.3. Postępowania sądowe

6.3.1. Prowadzone postępowania sądowe

Postępowania w związku z obowiązkiem publicznej sprzedaży gazu ziemnego

Ustawa z dnia 26 lipca 2013 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2013 r., poz. 984) nałożyła na przedsiębiorstwa energetyczne spełniające określone wymagania obowiązek publicznej sprzedaży nie mniej niż 55% gazu ziemnego wysokometanowego wprowadzonego w danym roku do sieci przesyłowej: i) w punktach wejścia do krajowego systemu przesyłowego na połączeniach z systemami przesyłowymi innych państw, lub ii) siecią gazociągów kopalnianych, lub iii) terminalami skroplonego gazu ziemnego.

Zgodnie z przepisami przejściowymi obowiązek ten dla okresu od dnia wejścia w życie nowelizacji do dnia 31 grudnia 2013 r. wynosił 30%; w okresie od dnia 1 stycznia 2014 r. do dnia 31 grudnia 2014 r. wynosił 40% oraz po dniu 1 stycznia 2015 r. wynosi 55%.

W dniu 13 stycznia 2015 r. Prezes URE wszczął postępowanie w sprawie wymierzenia kary pieniężnej PGNiG za brak realizacji obliża giełdowego w 2013 r. PGNiG wniosła zażalenie do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów na jedno z rozstrzygnięć incydentalnych Prezesa URE, które zapadło w postępowaniu. W dniu 15 kwietnia 2016 r. Sąd Okręgowy w Warszawie – Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów oddalił zażalenie PGNiG. W dniu 25 maja 2016 r. Prezes URE podjął z urzędu postępowanie w sprawie wymierzenia PGNiG kary pieniężnej w związku z niewykonaniem obliża giełdowego w 2013 r. W dniu 17 czerwca 2016 r. Spółka złożyła (na podstawie art. 56 ust. 6a ustawy Prawo energetyczne) wniosek o odstąpienie od wymierzenia kary. Do dnia Sprawozdania Prezes URE nie zakończył postępowania.

W dniu 28 października 2015 r. Prezes URE wszczął postępowanie w sprawie wymierzenia kary pieniężnej PGNiG za brak realizacji obliża giełdowego w 2014 r. W dniu 20 kwietnia 2016 r. PGNiG po zapoznaniu się z materiałem dowodowym, złożyła (na podstawie art. 56 ust. 6a ustawy Prawo energetyczne) wniosek o odstąpienie od wymierzenia kary. Decyzją z dnia 9 maja 2016 r. Prezes URE wymierzył karę w wysokości 15 mln zł za niewykonanie obliża giełdowego w 2014 r. W dniu 27 maja 2016 r. Spółka złożyła odwołanie od decyzji Prezesa URE, zaskarżając ją w całości wraz z wnioskiem o przedstawienie Trybunałowi Konstytucyjnemu pytania prawnego dotyczącego zgodności art. 49b ust. 1 ustawy Prawo energetyczne oraz art. 25 ustawy z dnia 26 lipca 2013 o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw z Konstytucją. W dniu 27 grudnia 2016 r. Prezes URE wniósł odpowiedź na odwołanie, wnosząc o jego oddalenie. Dnia 27 stycznia 2017 r. PGNiG wniosło pismo zawierające ustosunkowanie się do odpowiedzi, w tym uzupełnienie uzasadnienia wniosku o przedstawienie Trybunałowi Konstytucyjnemu pytania prawnego. W dniu 10 października 2018 r. Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów uwzględnił odwołanie PGNiG i zmniejszył administracyjną karę pieniężną z 15 mln zł na 5 mln zł, a także zniósł koszty pierwszej instancji pomiędzy stronami. W dniu 11 grudnia 2018 r. Spółka zaskarżyła ten wyrok apelacją.

6.3.2. Postępowania przed Prezesem UOKiK

Postępowanie antymonopolowe rozpoczęte w dniu 28 grudnia 2010 r.

W dniu 28 grudnia 2010 r. Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów (UOKiK) wszczął z urzędu postępowanie antymonopolowe w sprawie nadużywania przez PGNiG pozycji dominującej na krajowym rynku hurtowej sprzedaży gazu ziemnego, polegającej na ograniczaniu zbytu ze szkodą dla kontrahentów lub konsumentów oraz przeciwdziałaniu ukształtowania się warunków niezbędnych do powstania bądź rozwoju konkurencji poprzez odmowę sprzedaży paliwa gazowego na zasadach umowy kompleksowej na rzecz przedsiębiorcy zamierzającego dokonywać dalszej odsprzedaży gazu ziemnego, tj. NowyGaz Sp. z o.o. w Warszawie. Prezes UOKiK decyzją z dnia 5 lipca 2012 r. uznał powyższe działania PGNiG za praktykę ograniczającą konkurencję, stwierdził zaniechanie przez PGNiG stosowania tych praktyk z dniem 30 listopada 2010 r. i nałożył na PGNiG karę pieniężną w wysokości 60 mln zł. W dniu 24 lipca 2012 r. PGNiG odwołało się od decyzji Prezesa UOKiK do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Sąd Okręgowy w Warszawie wyrokiem z dnia 12 maja 2014 r. oddalił odwołanie PGNiG. W dniu 4 czerwca 2014 r. PGNiG złożyło apelację do Sądu Apelacyjnego w Warszawie. Wyrokiem z 29 maja 2015 r. Sąd Apelacyjny zmienił decyzję Prezesa UOKiK w punkcie odnoszącym się do wysokości kary obniżając ją do kwoty 5,5 mln zł. Orzeczenie w tej sprawie jest prawomocne. PGNiG w dniu 12 czerwca 2015 r. uścił karę orzeczoną wyrokiem Sądu Apelacyjnego w Warszawie. Zarówno PGNiG jak i Prezes UOKiK wnieśli skargę kasacyjną od wyroku Sądu Apelacyjnego w Warszawie do Sądu Najwyższego. Skarga kasacyjna PGNiG zmierza do zakwestionowania stwierdzenia naruszenia prawa konkurencji, podczas gdy skarga kasacyjna Prezesa UOKiK zmierza do zakwestionowania decyzji Sądu Apelacyjnego o obniżeniu kary nałożonej na PGNiG.

Wyrokiem z dnia 10 stycznia 2017 r. (sygn. akt III SK 61/15) Sąd Najwyższy uchylił wyrok Sądu Apelacyjnego w Warszawie skargi kasacyjnej PGNiG i przekazał Sądowi Apelacyjnemu sprawę do ponownego rozpoznania i orzeczenia o kosztach postępowania kasacyjnego, jednocześnie oddalił skargę kasacyjną Prezesa UOKiK i zasądził od Prezesa UOKiK na rzecz PGNiG zwrot kosztów postępowania kasacyjnego.

Wyrokiem z dnia 8 czerwca 2017 r. Sąd Apelacyjny w Warszawie uchylił wyrok Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów z dnia 12 maja 2014 r. oraz przekazał sprawę do ponownego rozpoznania temu sądowi. Obecnie w sprawie toczy się postępowanie przed Sądem Ochrony Konkurencji i Konsumentów.

Postępowanie antymonopolowe rozpoczęte w dniu 3 kwietnia 2013 r.

W dniu 3 kwietnia 2013 r. Prezes UOKiK wszczął postępowanie antymonopolowe w sprawie nadużywania przez PGNiG pozycji dominującej na krajowym rynku hurtowej i detalicznej sprzedaży paliwa gazowego, polegającej na przeciwdziałaniu ukształtowaniu się warunków niezbędnych do powstania bądź rozwoju konkurencji przez: ograniczanie odbiorcom biznesowym możliwości zmniejszania zamawianych ilości paliwa gazowego i mocy umownej; ograniczanie odbiorcom biznesowym możliwości odsprzedaży paliwa gazowego; wymaganie określenia w umowie przez odbiorców biznesowych maksymalnej ilości kupowanego paliwa gazowego przeznaczonego przez nich do dalszej odsprzedaży; nieprzyznanie odbiorcom hurtowym prawa do częściowej zmiany sprzedawcy.

W trakcie postępowania PGNiG złożyło do Prezesa UOKiK wnioski o wydanie decyzji zobowiązującej, w którym dobrowolnie zobowiązało się do zmiany niektórych postanowień w umowach z odbiorcami niebędącymi gospodarstwami domowymi. Prezes UOKiK decyzją nr DOK-8/2013 z dnia 31 grudnia 2013 r. odstąpił od nałożenia na PGNiG kary finansowej i zobowiązał Spółkę do realizacji złożonego zobowiązania. PGNiG, w terminach przewidzianych decyzją zobowiązującą Prezesa UOKiK, wykonało obowiązki przewidziane przedmiotową decyzją.

W dniu 1 sierpnia 2014 r. PGNiG OD przejęła dotychczasową działalność PGNiG w obszarze obrotu detalicznego gazem, przejmując tym samym wszelkie prawa i obowiązki wynikające z decyzji wydanych przez Prezesa UOKiK na podstawie Ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów w zakresie umów, których stał się stroną. PGNiG OD jest w trakcie wykonywania zobowiązania, w części przypadającej na jej zakres działania, wynikającego z decyzji Prezesa UOKiK z dnia 31 grudnia 2013 r.

W dniu 17 października 2014 r. Prezes UOKiK wszczął postępowanie administracyjne w sprawie nałożenia na PGNiG oraz PGNiG OD kary pieniężnej, o której mowa w art. 107 ustawy z dnia 16 lutego 2007 r. o ochronie konkurencji i konsumentów (Dz. U. nr 50, poz. 331 ze zm.), w związku z podejrzeniem pozostawania w zwłoce w wykonaniu decyzji Prezesa UOKiK z dnia 31 grudnia 2013 r. w zakresie dotyczącym możliwości zmniejszania przez odbiorców biznesowych zamawianych na kolejne lata ilości paliwa gazowego oraz mocy umownych. W odpowiedzi na wezwanie PGNiG oraz PGNiG OD przedstawiły uzasadnienie podjętych działań oraz stanowisko, że działania te stanowią prawidłowe wykonanie ww. decyzji. W dniu 24 września 2015 r. Prezes UOKiK wydał decyzję nr DOK-3/2015 o nałożeniu na PGNiG kary pieniężnej w wysokości 10,4 mln zł za zwłokę w wykonaniu przedmiotowej decyzji. Jednocześnie Prezes UOKiK podjął decyzję w sprawie umorzenia postępowania wobec PGNiG OD. Według Prezesa UOKiK PGNiG OD wykonała ciężące na niej zobowiązania, wynikające z decyzji z dnia 31 grudnia 2013 r.

W dniu 2 listopada 2015 r. PGNiG złożyło odwołanie od decyzji Prezesa UOKiK do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Pierwsza rozprawa w sprawie została wyznaczona na dzień 14 marca 2017 r. Wyrokiem z dnia 21 marca 2017 r. Sąd Okręgowy w Warszawie – Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów oddalił odwołanie Spółki od decyzji Prezesa UOKiK (wniesione w dniu 2 listopada 2015 r.) i zasądził od Spółki zwrot kosztów postępowania na rzecz Prezesa UOKiK w wysokości 360 zł. Wyrok Sądu Okręgowego nie jest prawomocny. W dniu 18 kwietnia 2017 r. Spółka wniosła apelację, w której zaskarżyła wyrok w całości. W dniu 29 maja 2018 r. Sąd Apelacyjny oddalił apelację PGNiG S.A. i zasądził od niej 270 zł kosztów tytułem zwrotu kosztów postępowania za drugą instancję. Wyrok Sądu Apelacyjnego jest prawomocny. PGNiG uiszczyło karę oraz zwróciło Prezesowi UOKiK koszty postępowania.

W dniu 20 lipca 2018 r. Sąd Apelacyjny doręczył PGNiG odpis wyroku wraz z uzasadnieniem, tym samym otworzył się dla Spółki termin na wniesienie skargi kasacyjnej. W dniu 20 września 2018 r. PGNiG złożyło skargę kasacyjną. Pismem z dnia 10 października 2018 r. Prezes UOKiK ustosunkował się do skargi kasacyjnej. Dotychczas w sprawie ze skargi kasacyjnej nie zapadło rozstrzygnięcie.

Postępowanie antymonopolowe rozpoczęte w dniu 11 marca 2019 r.

W dniu 11 marca 2019 r. Prezes UOKiK przekazał zawiadomienie w sprawie wszczęcia postępowania antymonopolowego, którego stronami są Veolia Energia Warszawa S.A., Veolia Energia Polska S.A., PGNiG TERMIKA oraz PGNiG, w sprawie naruszenia zakazów - do których miało dojść w związku z podejrzeniem zawarcia porozumienia w 2014 r. - określonych w art. 6 ust 1 pkt 1,3 i 7 ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów, a także art. 101 ust. 1 lit a) i c) Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej w zakresie uzgadniania cen energii ciepłej, podziału rynku energii ciepłej i uzgadniania warunków składanych ofert w postępowaniach o udzielenie zamówienia na sprzedaż i dostawę energii ciepłej.

6.3.3. Renegocjacja warunków cenowych w ramach Kontraktu z OOO Gazprom Export

W 2018 r. PGNiG kontynuowało rozpoczęte formalnie 1 listopada 2014 r. działania na rzecz zmiany warunków cenowych kontraktu jamalskiego. Wobec braku uzyskania porozumienia z dostawcą w przewidzianym kontraktem okresie, w dniu 13 maja 2015 r. PGNiG rozpoczęło przewidzianą w kontrakcie procedurę rozstrzygnięcia sporów poprzez postępowanie arbitrażowe. Przedmiotem sporu jest zmiana warunków cenowych kontraktu na dostawy gazu do Polski. W ramach prowadzonego postępowania arbitrażowego, w dniu 1 lutego 2016 r. PGNiG złożyło do Trybunału Arbitrażowego pozew przeciwko PAO Gazprom i OOO Gazprom Export. Przewiduje się, że zakończenie postępowania arbitrażowego może nastąpić w pierwszej połowie 2019 r. Przekazanie sporu do rozstrzygnięcia przez Trybunał Arbitrażowy nie wyklucza możliwości prowadzenia rozmów na poziomie handlowym i osiągnięcia wcześniejszego porozumienia polubownego z dostawcą. Ponadto, w dniu 1 listopada 2017 r. PGNiG rozpoczęło kolejny proces renegocjacji cen gazu z PAO Gazprom i OOO Gazprom Export. W dniu 30 czerwca 2018 r. Trybunał Arbitrażowy w Sztokholmie orzekł w wyroku częściowym, że spełniona została przesłanka kontraktowa uprawniająca Spółkę do żądania zmiany ceny za gaz dostarczany do Polski w ramach kontraktu jamalskiego. > [Więcej informacji – pkt 5.2.3](#)

6.3.4. Postępowanie w sprawie gazociągu OPAL

W sprawie gazociągu OPAL prowadzone są postępowania:

- przed Trybunałem Sprawiedliwości UE, przed którym wniesione zostały dwa odwołania od postanowienia Sądu UE w sprawie niedopuszczalności skargi PST (w dniu 13 lutego 2018 r. wniosło PST, a w dniu 5 marca 2018 r. wniosła Rzeczpospolita Polska) oraz jedno odwołanie od postanowienia Sądu UE w sprawie niedopuszczalności skargi PGNiG, wniesione przez tą spółkę w dniu 24 maja 2018 r.;
- Przed Wyższym Sądem Krajowym w Duesseldorfie (Oberlandesgericht Duesseldorf), przed którym skargę oraz wniosek o wydanie zarządzenia tymczasowego (zastosowanie środka tymczasowego) wniosły w dniu 15 grudnia 2016 r., a następnie rozszerzyły w dniu 20 stycznia 2017 r., PGNiG oraz PST.

Skarga oraz wniosek o zastosowanie środka tymczasowego do Sądu Unii Europejskiej skierowane są przeciwko decyzji Komisji Europejskiej z dnia 28 października 2016 r., w drodze której Komisja zezwoliła na dokonanie zmian w zasadach zwolnienia gazociągu OPAL spod regulacji wspólnego rynku gazu (zwł. zasady dostępu stron trzecich (TPA)), zgodnie z treścią krajowego aktu stosowania prawa przedstawionego przez niemieckiego regulatora – Federalną Agencję Sieciową (Bundesnetzagentur), z zastrzeżeniem modyfikacji wskazanych w decyzji Komisji. Skargę oraz wniosek o zastosowanie środka tymczasowego złożyła spółka PST. Postanowieniem z dnia 23 grudnia 2016 r. Prezes Sądu Unii Europejskiej wstrzymał wykonanie zaskarżonej decyzji Komisji Europejskiej, tymczasowo uwzględniając żądanie udzielenia tymczasowej ochrony prawnej zgłoszone przez PST. W sprawie nastąpiła wymiana pism procesowych. Dalsze rozstrzygnięcia w sprawie nie zapadły. W dniu 13 marca 2017 r. PST uzupełniła skargę oraz wniosek o zastosowanie środka tymczasowego z uwagi na fakt, że decyzja Komisji Europejskiej została opublikowana dopiero w dniu 3 stycznia 2017 r., a skarga i wniosek pochodziły z dnia 4 grudnia 2016 r. W dniu 29 maja 2017 r. złożono stanowisko PST w sprawie zarzutu niedopuszczalności skargi, podniesione przez Komisję Europejską.

Skargę skierowaną przeciwko ww. decyzji Komisji wraz z wnioskiem o zastosowanie środka tymczasowego złożono także w dniu 1 marca 2017 r. PGNiG. W dniu 21 sierpnia 2017 r. złożono odpowiedź PGNiG na podniesiony przez Komisję Europejską zarzut niedopuszczalności skargi. W dniu 6 lipca 2017 r. złożono wniosek o dopuszczenie PGNiG jako interwenienta po stronie ukraińskiej spółki Naftogaz w sprawie skierowanej przeciwko decyzji Komisji Europejskiej. W dniu 9 marca 2018 r., Sąd UE wydał postanowienie w sprawie stwierdzenia niedopuszczalności skargi Naftogaz. W dniu 5 lipca 2017 r. Prezes Sądu Unii Europejskiej przeprowadził posiedzenia dotyczące środka tymczasowego w sprawach wszczętych przez PST i PGNiG. W dniu 21 lipca 2017 r. Prezes Sądu Unii Europejskiej wydał postanowienia w sprawie uchylenia środka tymczasowego w sprawie PST oraz oddalenia wniosku o środek tymczasowy w obu sprawach.

W dniach 14 grudnia 2017 r. i 15 marca 2018 r. Sąd Unii Europejskiej odrzucił skargę odpowiednio: PST i PGNiG, z uwagi na ich niedopuszczalność, orzekając jednocześnie o obowiązku zwrotu kosztów postępowania poniesionych przez Komisję Europejską. Były to rozstrzygnięcia formalne, nieoparte o analizę zasadności poszczególnych zarzutów podniesionych w skardze przeciwko decyzji Komisji Europejskiej. Od postanowienia z dnia 14 grudnia 2017 r. w sprawie PST, wniesione zostały dwa odwołania do Trybunału Sprawiedliwości UE. Odwołanie PST zostało wniesione w dniu 13 lutego 2018 r., a Rzeczpospolita zaskarżyła postanowienie w dniu 5 marca 2018 r. Odwołanie w sprawie PGNiG zostało wniesione przez spółkę w dniu 24 maja 2018 r.

Skarga oraz wniosek o wydanie zarządzenia tymczasowego (zastosowanie środka tymczasowego) do Wyższego Sądu Krajowego w Duesseldorfie (Oberlandesgericht Duesseldorf) skierowane są w pierwszym rzędzie przeciwko ugodzie administracyjnej zawartej pomiędzy niemieckim regulatorem, OPAL Gastransport GmbH & Co. KG, OAO Gazprom, OOO Gazprom Export, określającej zmienione warunki zwolnienia gazociągu OPAL spod regulacji wspólnego rynku gazu (zwł. zasady dostępu stron trzecich (TPA)). W dniu 30 grudnia 2016 r. Wyższy Sąd Krajowy w Duesseldorfie (Oberlandesgericht Duesseldorf) wydał tymczasowe rozstrzygnięcie, w którym zobowiązał niemieckiego regulatora do zawieszenia skutków spornej ugody administracyjnej w ten sposób, że zakazał on spółce OPAL Gastransport GmbH & Co. KG przeprowadzania dalszych aukcji przepustowości dziennych, tygodniowych, miesięcznych i rocznych na gazociągu OPAL. W ślad za postanowieniem Sądu, tego samego dnia niemiecki regulator wydał natychmiast wykonalną decyzję, w której zakazał spółce OPAL Gastransport GmbH & Co. KG przeprowadzania tego rodzaju aukcji.

W dniu 20 stycznia 2017 r. PGNiG i PST rozszerzyły wcześniejszą skargę poprzez wniesienie skargi na decyzję niemieckiego regulatora – Federalnej Agencji Sieciowej (Bundesnetzagentur) z dnia 20 grudnia 2016 r., na podstawie której niemiecki regulator odmówił wszczęcia formalnego postępowania administracyjnego w sprawie zmiany zasad zwolnienia spod regulacji wspólnego rynku gazu (zwł. zasady dostępu stron trzecich (TPA)) oraz przyłączenia do takiego postępowania wnioskujących o to spółek PGNiG i PST. W swoim piśmie procesowym spółki rozszerzyły również wcześniejszą argumentację. W dniu 31 marca 2017 r. złożono do Wyższego Sądu Krajowego uzasadnienie skargi wywiedzionej przeciwko ugodzie administracyjnej, zawierające pogłębiony wywód prawny, konieczny na potrzeby ewentualnych dalszych środków prawnych.

Dalsze rozstrzygnięcia w sprawie nie zapadły, postanowienie Sądu z 30 grudnia 2016 r. pozostaje w mocy. Po wymianie pism procesowych, postanowieniem z dnia 27 lipca 2017 r. Wyższy Sąd Krajowy w Duesseldorfie uchylił swoje postanowienie z dnia 30 grudnia 2016 r., znosząc w ten sposób udzieloną wcześniej tymczasową ochronę prawną. Po dalszej wymianie pism procesowych, na przeprowadzonej w dniu 11 października 2017 r. rozprawie Sąd ogłosił postanowienie o oddaleniu wniosku o wydanie zarządzenia tymczasowego. Postanowienie o oddaleniu wniosku wraz z uzasadnieniem doręczono w dniu 23 października 2017 r. W dniu 4 czerwca 2018 r. spółki wniosły pismo procesowe. Dalszych rozpraw w sprawie nie wyznaczono.

6.3.5. Inne postępowania

W 2018 r. trwało postępowanie ws. pozwu wniesionego przez jednego z akcjonariuszy o stwierdzenie nieważności / uchylenie uchwały nr 1/IX/2017 NWZA PGNiG z dnia 13 września 2017 r. PGNiG ani spółki od niej zależne nie prowadziły innych istotnych postępowań toczących się przed sądem, organem właściwym dla postępowania arbitrażowego lub organem administracji publicznej, w sprawie zobowiązań lub wiarygodności.

7. Sytuacja finansowa Grupy Kapitałowej PGNiG w 2018 r.

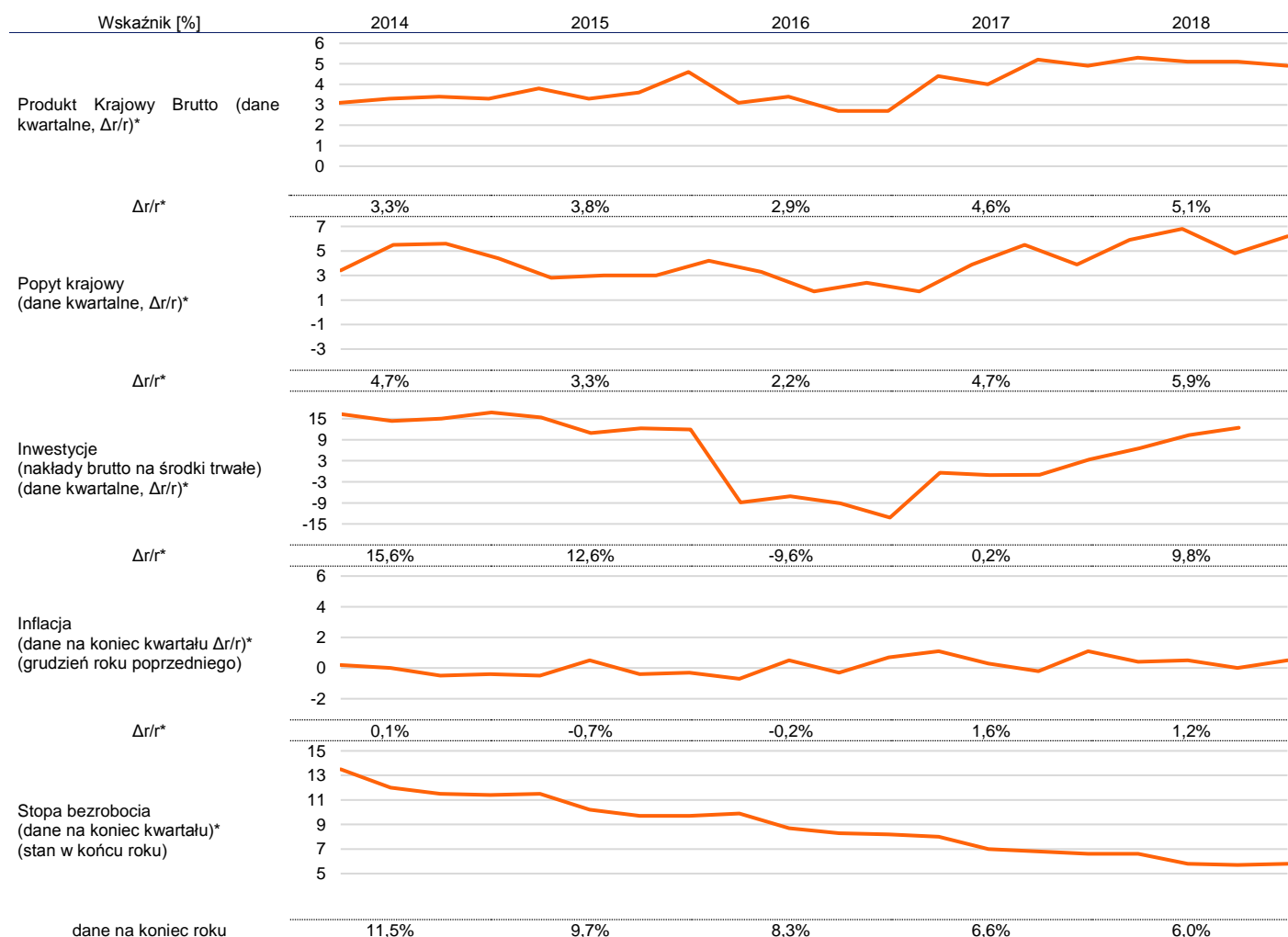
7.1. Ceny paliw i kursy walut

7.1.1. Otoczenie makroekonomiczne

Według prognoz Komisji Europejskiej, wzrost PKB w 2018 r. w Unii Europejskiej powinien wynieść 2,1%, o 0,4 p.p. mniej w relacji do roku poprzedniego. Komisja Europejska przewiduje również niższą dynamikę wzrostu PKB w latach 2019-2020 - poniżej 2%. Utrzymanie stóp procentowych na poziomie 0%, spadające bezrobocie i wewnątrz programy finansowania we wspólnocie, to elementy o pozytywnym wpływie na tempo rozwoju unijnej gospodarki. Z drugiej strony obserwowane są: spadek globalnej aktywności handlowej, spowolnienie w tworzeniu nowych miejsc pracy i wzrastająca niepewność inwestycyjna.

Polska gospodarka w 2018 r., mierzona PKB, rozwijała się w tempie 5,1% r/r, co jest wynikiem o 0,5 p.p. lepszym niż w roku poprzednim, aczkolwiek dynamika wzrostu na koniec 2017 r. była większa i wynosiła 1,6 p.p. Na wzrost aktywności gospodarczej w Polsce wpływał wzrost wydatków inwestycyjnych, których poziom jest najwyższy od 2015 r. i wyniósł na koniec III kwartału 2018 r. 12,4%. Warto odnotować fakt, że poziom popytu krajowego nieprzerwanie rośnie od 2016 r. i średnia z trzech pierwszych kwartałów 2018 r. kształtowała się na poziomie 5,9% - najwyższym od wielu lat. Według GUS stopa bezrobocia na koniec IV kwartału wyniosła 5,8%, a w całym 2018 r. unormowała się na poziomie 6% (spadek o 0,6 p.p. r/r), co jest najniższą wartością od ponad 25 lat. Poziom wzrostu cen w 2018 r. wyhamował i na koniec roku osiągnął poziom 1,2%, co jest wynikiem niższym niż w 2017 r. o 0,4 p.p.

✓ Wybrane wskaźniki makroekonomiczne w latach 2014-2018

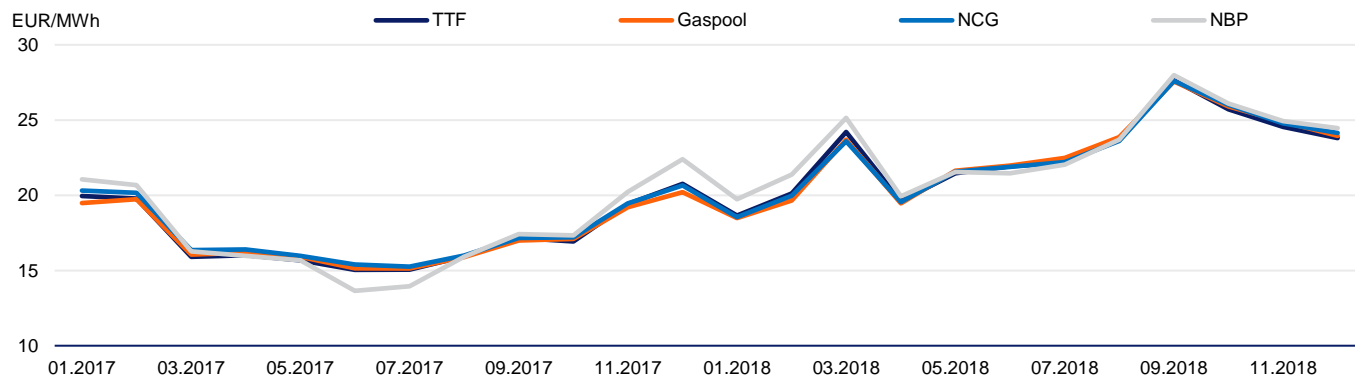


źródło: GUS – Główny Urząd Statystyczny

7.1.2. Tendencje na rynku gazu ziemnego

Średnia cena gazu w Europie w 2018 r. była wyższa o 31% w porównaniu do średniej ceny z 2017 r. (na podstawie cen odnotowanych na hubach TTF, GASPOOL, NCG oraz NBP, a także na TGE) – nastąpił wzrost do poziomu 23,16 EUR/MWh z 17,67 EUR/MWh w 2017 r. Największe wzrosty 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.



źródło: ICE

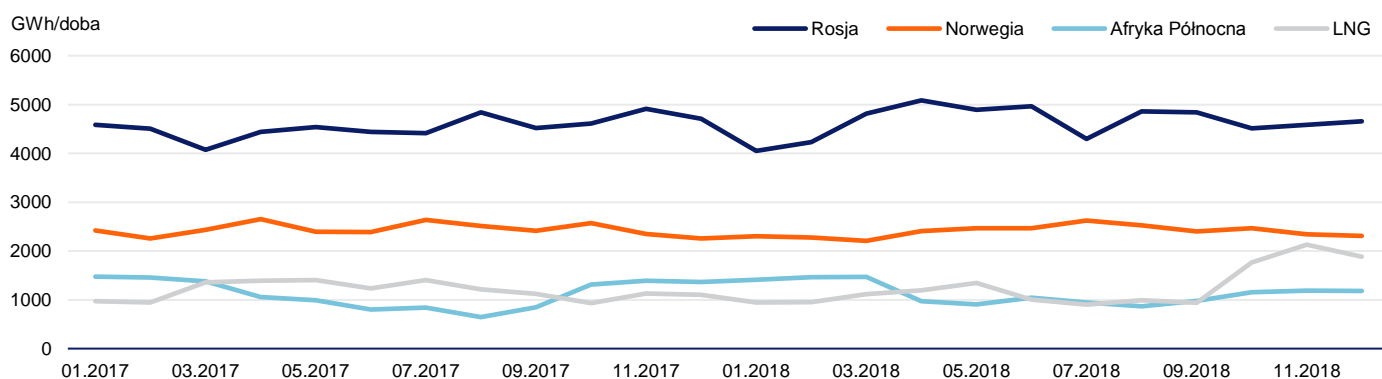
W okresie zimowym temperatura powietrza w Europie często spadała poniżej sezonowej normy, co skutkowało zwiększonym zapotrzebowaniem na gaz do celów grzewczych. Temperatura w drugiej połowie lutego spadła nawet do 12°C poniżej średniej sezonowej. Zwiększone zapotrzebowanie było czynnikiem odpowiedzialnym 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. Wg 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 przekierowywać część dostaw z Europy do Azji. Ponadto, większość krajów Europy Zachodniej zakończyło sezon zimowy z bardzo niskim poziomem napełnienia magazynów. Na skutek tego, tempo zatłaczania gazu w okresie letnim było znacznie wyższe niż przed rokiem, co zmniejszyło 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.

✓ Główne kierunki importu gazu do Europy



źródło: Thomson Reuters

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.

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.

✓ Poziom zatłoczenia magazynów w wybranych krajach

Kraj	Napełnienie magazynów na koniec 2017 r.	Napełnienie magazynów na koniec 2018 r.	Zmiana p.p
Austria	63%	63%	0%
Belgia	42%	50%	8%
Bułgaria	68%	66%	-2%
Czechy	73%	71%	-2%
Niemcy	66%	75%	9%
Dania	82%	86%	4%
Hiszpania	70%	71%	1%
Francja	52%	71%	19%
Węgry	56%	50%	-6%
Włochy	74%	75%	1%
Holandia	65%	81%	16%
Polska	78%	70%	-8%
Portugalia	54%	63%	9%
Słowacja	66%	54%	-12%
Ukraina	47%	45%	-2%
Wlk. Brytania	77%	100%	23%
Rumunia	50%	43%	-7%
Chorwacja	75%	64%	-11%
Europa	65%	70%	5%

źródło: Aggregated Gas Storage Inventory, Gas Infrastructure Europe (AGSI GIE)

Realizowane projekty infrastrukturalne na europejskim rynku gazu

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. *Baltic Pipe* został uwzględniony w trzeciej liście projektów (projekt znalazł się również na pierwszej i drugiej liście opublikowanej odpowiednio w 2013 r. i 2015 r.) będących przedmiotem wspólnego zainteresowania (PCI), opracowanej przez Komisję Europejską. 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 gazociągiem *Baltic Pipe*.

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

7.1.3. Tendencje na rynku 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 z producentów obniżyła nawet produkcję poniżej poziomów uzgodnionych w ramach porozumienia.

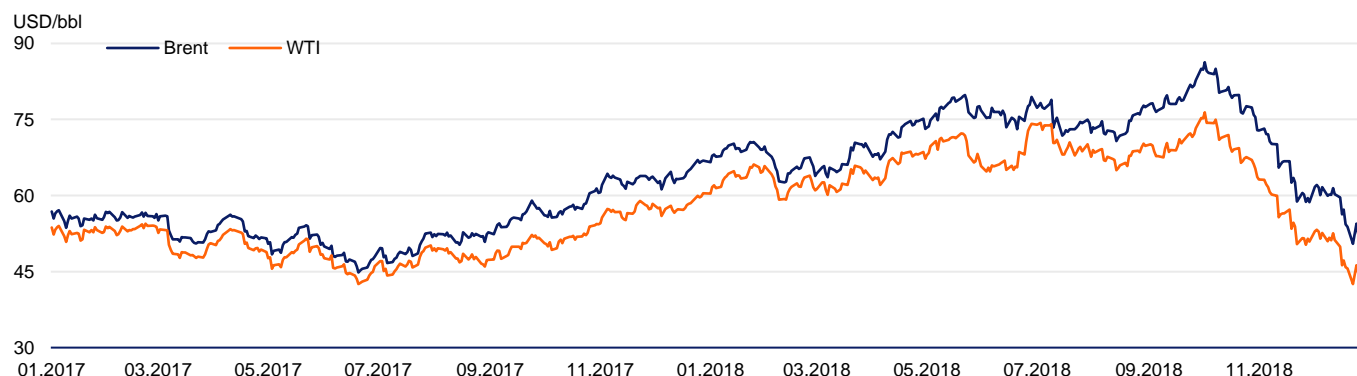
W I kwartale 2018 r. nastąpił krótkotrwały spadek cen ropy w wyniku dynamicznie rosnącej liczby odwiertów w Stanach Zjednoczonych. W marcu cena wróciła jednak do trendu wzrostowego na skutek niepokojących doniesień z Libii, gdzie lokalne grupy partyzanckie wtargnęły na teren instalacji wydobywczych jednego 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, Rosji (11 mln bbl dziennie). Spowodowało to obniżkę cen ropy na przełomie maja i czerwca, szczególnie amerykańskiego indeksu WTI. *Spread* cenowy na kontrakcie *Month Ahead* wyniósł 9 dolarów na baryłce na korzyść ropy Brent w odniesieniu do indeksu amerykańskiego. Pod koniec kwartału na szczycie OPEC uchwalono zwiększenie produkcji ropy o 1 mln baryłek dziennie.

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 warty 86,29 USD/bbl. Następnie ceny zaczęły gwałtownie spadać w odpowiedzi na wyłączenie 8 państw z amerykańskich sankcji importu ropy z Iranu. Do tej grupy należały: Chiny, Grecja, Tajwan, Turcja, Włochy, Indie, Japonia i Korea Południowa. 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.

✓ Cena ropy Brent i WTI, kontrakt Month Ahead



źródło: ICE, NYMEX

Średnie zapotrzebowanie na ropę naftową w 2018 r. wzrosło o 1,54% względem roku poprzedniego i wyniosło średnio 100,07 mln baryłek dziennie. Zapotrzebowanie na ropę w grupie największych światowych konsumentów spoza OECD wzrosło najsilniej w Chinach, o 3,82%. Pozostałe kraje azjatyckie również zanotowały wzrost zapotrzebowania, średnio o 3,37%. Podaż ropy na świecie została zwiększona w 2018 r. o 2,43% względem roku poprzedniego. Produkcja najmocniej wzrosła w Stanach Zjednoczonych – o 13,9%, czyli ok. 2,18 mln baryłek dziennie. Wydobycie zostało także zwiększone przez Kanadę - o 5,09% (0,25 mln baryłek dziennie). Kraje dawnego Związku Radzieckiego zwiększyły produkcję surowca o 0,24 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.

✓ Globalny popyt na rynku ropy

mln bbl/d	Popyt	2017		2018	
		I półrocze	II półrocze	I półrocze	II półrocze
OECD		46,81	47,66	47,25	48,04
w tym USA		19,80	20,11	20,28	20,64
Non-OECD		51,04	51,61	52,10	52,75
w tym Chiny		13,38	13,35	13,91	13,84
Razem Świat		97,84	99,26	99,36	100,78

źródło: EIA

✓ Globalna podaż na rynku ropy

mln bbl/d	Podaż	2017		2018	
		I półrocze	II półrocze	I półrocze	II półrocze
OECD		27,02	27,76	28,91	30,47
w tym USA		15,24	16,07	17,08	18,58
Non-OECD		69,96	70,67	70,05	70,75
w tym Chiny		4,82	4,75	4,79	4,79
w tym kraje byłego FSU		14,37	14,27	14,41	14,72
w tym OPEC		39,01	39,56	39,10	39,11
Razem Świat		96,99	98,44	98,96	101,21

źródło: EIA

✓ Bilans popytu i podaży na rynku ropy

mln bbl/d	Nadwyżka / Niedobór	-0,85	-0,83	-0,40	0,44
-----------	---------------------	-------	-------	-------	------

źródło: EIA

7.1.4. Perspektywy rynku ropy naftowej i gazu ziemnego

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. W przypadku amerykańskiej ropy WTI EIA podtrzymała swoją dotychczasową projekcję 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. Paliwa stosowane w takich statkach mają cechować się niższym dopuszczalnym udziałem siarki i innych zanieczyszczeń, co będzie wymagało użycia odpowiednich układów oczyszczania paliwa. To może spowodować zwiększenie kosztów transportu ropy naftowej, co wpłynie na cenę surowca.

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 m.in. w Chinach i Indiach. Do 2030 r. zapotrzebowanie na ropę do produkcji tego typu produktów ma wzrosnąć o 3 mln baryłek dziennie, będzie to około 30% całkowitego wzrostu popytu do 2030 r.

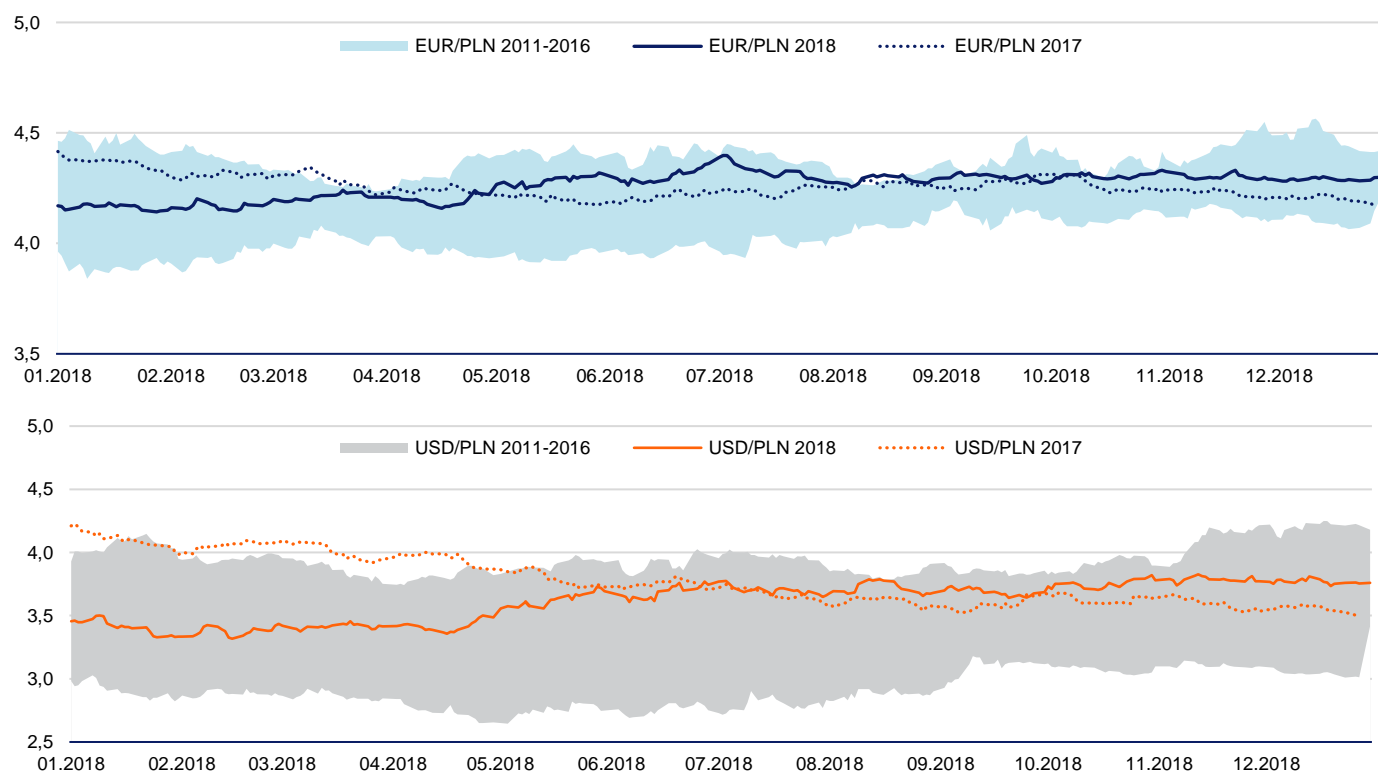
W ocenie analityków, cena gazu ziemnego w Europie będzie stopniowo spadać w ciągu najbliższych lat w wyniku nadpodaży LNG na globalnym rynku. Wpłyne na to przede wszystkim zwiększone wydobycie gazu łupkowego w Ameryce Północnej i Australii oraz otwarcie nowych instalacji skraplających gaz ziemny, które 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.

7.1.5. Kursy walut EUR/PLN, USD/PLN

Polski złoty przez pierwsze dwa kwartały 2018 r. utrzymywał mocną pozycję względem euro oraz dolara. Pod koniec czerwca nastąpiło zdecydowane osłabienie złotego, które utrzymało się do końca roku. Ostatniego dnia roku kurs USD/PLN wyniósł 3,76 zł a EUR/PLN zamknął rok na poziomie 4,30 zł. Rosnąca inflacja i bardzo dobra sytuacja na rynku pracy skutkowałą przyspieszeniem gospodarczym w USA, co wywołało czerwcową decyzję FED o podniesieniu stóp procentowych w Stanach Zjednoczonych o 0,25 pkt, do 2%. Decyzja ta bardzo umocniła amerykańską walutę. Również w czerwcu, na konferencji Europejskiego Banku Centralnego ogłoszono plan wygaszania programu luzowania ilościowego, aczkolwiek wyrażono chęć zachowania stóp procentowych w strefie euro na obecnym poziomie 0%.

Kurs EUR/USD zakończył 2018 r. na poziomie 1,15 USD, w dolnej części rocznego przedziału. Niestabilna sytuacja we Włoszech, trwający proces wyjścia Wielkiej Brytanii z UE czy osłabienie niemieckiej gospodarki, to tylko niektóre z czynników, które wpłynęły na osłabienie europejskiej waluty względem dolara i złotego do dolara.

▼ Kursy walut USD/PLN i EUR/PLN



7.2. Wyniki finansowe

Syntetyczne dane w zakresie sytuacji finansowej PGNiG i GK PGNiG w 2018 r. zostały ujęte w zaprezentowanych poniżej zestawieniach.

7.2.1. Wybrane dane finansowe PGNiG

Wybrane dane finansowe PGNiG (w mln zł)

	2018	2017	Zmiana r/r
Przychody ze sprzedaży:	22 344	19 061	3 283
Koszty operacyjne razem, w tym	(20 505)	(17 967)	(2 538)
Amortyzacja	(798)	(766)	(32)
Zysk z działalności operacyjnej	1 839	1 094	745
Zysk przed opodatkowaniem	3 677	2 290	1 387
Zysk netto	3 289	2 034	1 255
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	2 658	862	1 796
Przepływy pieniężne netto na działalności inwestycyjnej	644	(88)	732
Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	(138)	(4 017)	3 879
Zmiana stanu środków pieniężnych netto	3 164	(3 243)	6 407

	2018	2017	Zmiana r/r
Aktywa razem	36 993	33 447	3 546
Aktywa trwałe (długoterminowe)	25 742	24 234	1 508
Aktywa obrotowe (krótkoterminowe), w tym	11 251	9 213	2 038
Zapasy	2 691	2 231	460
Zobowiązania i kapitał własny razem	36 993	33 447	3 527
Kapitał własny razem	28 833	26 033	2 800
Zobowiązania długoterminowe razem	2 551	2 288	263
Zobowiązania krótkoterminowe razem	5 609	5 126	483
Zobowiązania razem	8 160	7 414	746

Rentowność

	2018 r.	2017 r.
EBIT		
zysk operacyjny	1 839	1 094
EBITDA		
zysk operacyjny + amortyzacja	2 637	1 860
ROE		
zysk netto do stanu kapitałów własnych na koniec okresu	11,4%	7,8%
Rentowność sprzedaży netto		
zysk netto odniesiony do przychodów ze sprzedaży	14,7%	10,7%
ROA		
zysk netto w relacji do stanu aktywów na koniec okresu	8,9%	6,1%

Płynność

	31 grudnia 2018 r.	31 grudnia 2017 r.
Wskaźnik bieżącej płynności		
aktywa obrotowe do zobowiązań krótkoterminowych (bez zobowiązań z tytułu świadczeń pracowniczych, rezerw i przychodów przyszłych okresów)	2,2	2,0
Wskaźnik szybki płynności		
aktywa obrotowe minus zapasy do zobowiązań krótkoterminowych (bez zobowiązań z tytułu świadczeń pracowniczych, rezerw i przychodów przyszłych okresów)	1,7	1,5

Zadłużenie

	31 grudnia 2018 r.	31 grudnia 2017 r.
Wskaźnik obciążenia zobowiązaniami ogółem		
suma zobowiązań w relacji do sumy pasywów	22,1%	22,2%
Wskaźnik obciążenia kapitału własnego zobowiązaniami ogółem		
suma zobowiązań do kapitału własnego	28,3%	28,5%

Omówienie wyników finansowych PGNiG

W 2018 r. spółka PGNiG odnotowała zysk z działalności operacyjnej (EBIT) na poziomie 1 839 mln zł, a więc wyższym o 745 mln zł niż w roku ubiegłym. Zmiany w EBIT pomiędzy wynikami za lata 2018 i 2017 zostały zaprezentowane na poniższym wykresie.

✓ Zmiany w EBIT pomiędzy latami 2017-2018



* z uwzględnieniem rezerwy na świadectwa pochodzenia energii oraz efektywności energetycznej

Na wzrost zysku z działalności operacyjnej (EBIT) o 745 mln zł w stosunku do 2017 r. wpływ miała przede wszystkim:

- wzrost marży na sprzedaży ropy naftowej w wyniku wyższych średnich cen sprzedaży tego surowca; różnica średnich notowań giełdowych ropy naftowej Brent pomiędzy 2017 r. i analogicznym okresem 2018 r. wyniosła +29%;
- wyższa marża na sprzedaży usług;
- nieznaczny wzrost marży na sprzedaży pozostałych produktów, w tym: energii elektrycznej, helu, LPG;
- niższy poziom odpisów aktualizujących, w szczególności dotyczących środków trwałych oraz środków trwałych w budowie.

Powyższy wzrost został częściowo zredukowany przez niższą marżę na sprzedaży gazu wysokometanowego i zawiązanie wyższych rezerw operacyjnych w 2018 r.

Wynik na działalności finansowej w relacji do 2017 r. wzrósł o 642 mln zł na co wpływ miały wyższe o 529 mln zł przychody z tytułu dywidend od spółek zależnych.

Sytuacja finansowa Spółki odzwierciedlona została w podstawowych wskaźnikach charakteryzujących efektywność działalności gospodarczej. Wskaźniki rentowności kapitałów własnych (ROE), aktywów ogółem (ROA) i sprzedaży netto wzrosły odpowiednio z 7,8% do 11,4%, z 6,1% do 8,9% i z 10,7% do 14,7%.

7.2.2. Wybrane dane finansowe GK PGNiG

Zmiana prezentacji danych finansowych Grupy Kapitałowej PGNiG

W 2018 r. GK PGNiG zastosowała wymogi nowych standardów MSSF 9 i MSSF 15 z wykorzystaniem zmodyfikowanego podejścia retrospektywnego ze skutkiem od 1 stycznia 2018 r. (bez przekształcenia okresu porównawczego).

- MSSF 15 – Przychody z tytułu umów z klientami:
 - spółki Grupy które zidentyfikowały dobra lub usługi, dla których pełnią rolę pośrednika (agenta) zmieniły sposób prezentacji przychodów i kosztów. Przychody prezentowane są w kwocie wynagrodzenia netto;
 - Grupa jako podmiot nie mający wpływu na główne cechy świadczonych usług i ich cenę pełni rolę pośrednika (agenta) w zakresie usług przesyłu gazu i dystrybucji energii elektrycznej. Przychody ze sprzedaży usługi dystrybucji gazu prezentowane są w pełnej kwocie świadczonych usług na rzecz klientów spoza Grupy PGNiG.
 - wpływ zmiany na segment:
 - obróć i magazynowanie – pełni rolę pośrednika (agenta) w zakresie usług dystrybucji gazu, przesyłu gazu i dystrybucji energii elektrycznej, dlatego przychody i koszty zostały zaprezentowane w kwocie netto;
 - dystrybucja – zmiana prezentacji polega na wykazaniu przychodów ze sprzedaży usług dystrybucyjnych świadczonych na rzecz klientów spoza GK PGNiG jako sprzedaż zewnętrzną.
- MSSF 9 – Instrumenty finansowe:
 - zmiana w zasadach klasyfikacji i wyceny aktywów finansowych;
 - wprowadzenie nowego modelu wyznaczania oczekiwanych strat kredytowych oraz;
 - zmiana wymogów w zakresie rachunkowości zabezpieczeń.

Prezentacja wpływu MSSF 15 na skonsolidowany rachunek zysków i strat (w mln zł)

	2017 przed zmianą	wpływ	2017 po zmianie
2017			
Przychody ze sprzedaży, w tym:	35 857	(172)	35 685
Przychody ze sprzedaży gaz	28 613	(3 944)	24 669
Przychody ze sprzedaży pozostałe	7 244	3 772	11 016
Koszty operacyjne (bez amortyzacji), w tym:	(29 278)	172	(29 106)
Usługi przesyłowe	(1 144)	153	(991)
Pozostałe usługi	(1 749)	19	(1 730)
2018			
Przychody ze sprzedaży, w tym:	41 422	(188)	41 234
Przychody ze sprzedaży gaz	33 415	(3 787)	29 628
Przychody ze sprzedaży pozostałe	8 007	3 599	11 606
Koszty operacyjne (bez amortyzacji), w tym:	(34 307)	188	(34 119)
Usługi przesyłowe	(1 195)	156	(1 039)
Pozostałe usługi	(1 897)	32	(1 865)

Prezentacja wpływu MSSF 15 na segmenty (w mln zł)

Bez uwzględnienia zmiany prezentacji MSSF 15	2017	2018
Obrót i Magazynowanie		
Przychody ze sprzedaży	30 495	35 517
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(30 930)	(36 365)
Dystrybucja		
Przychody ze sprzedaży	4 937	4 927
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	969	979
Sprzedaż między segmentami	3 968	3 948
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(2 444)	(2 542)
Wpływ MSSF 15		
Obrót i Magazynowanie		
Przychody ze sprzedaży	(3 955)	(3 813)
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	3 995	3 813
Dystrybucja		
Przychody ze sprzedaży	0	0
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	3 783	3 625
Sprzedaż między segmentami	(3 783)	(3 625)
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	0	0

Nowy sposób prezentacji MSSF 15

	2017	2018
Obrót i Magazynowanie		
Przychody ze sprzedaży	26 540	31 704
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(26 975)	(32 552)
Dystrybucja		
Przychody ze sprzedaży	4 937	4 927
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	4 753	4 604
Sprzedaż między segmentami	185	323
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(2 444)	(2 542)

Nowy sposób prezentacji MSSF 15 w podziale na segmenty (w mln zł)

2018 r.	Przychody	Koszty operacyjne	EBITDA	Amortyzacja	EBIT
Poszukiwanie i Wydobywanie	7 671	3 715	5 019	(1 063)	3 956
Obrót i Magazynowanie	31 704	32 741	(848)	(189)	(1 037)
Dystrybucja	4 927	3 469	2 385	(927)	1 458
Wytwarzanie	2 387	2 071	788	(472)	316
Pozostałe segmenty	503	787	(214)	(70)	(284)
Eliminacje	(5 958)	(5 944)	(15)	1	(14)
Razem	41 234	36 839	7 115	(2 720)	4 395

2017 r.	Przychody	Koszty operacyjne	EBITDA	Amortyzacja	EBIT
Poszukiwanie i Wydobywanie	6 118	3 313	3 865	(1 060)	2 805
Obrót i Magazynowanie	26 540	27 180	(435)	(205)	(640)
Dystrybucja	4 937	3 369	2 493	(925)	1 568
Wytwarzanie	2 251	1 826	843	(418)	425
Pozostałe segmenty	459	682	(162)	(61)	(223)
Eliminacje	(4 620)	(4 595)	(25)	-	(25)
Razem	35 685	31 775	6 579	(2 669)	3 910

Wybrane dane finansowe GK PGNiG z uwzględnieniem wpływu MSSF 15 (w 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

	2018	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

Rentowność

	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

	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

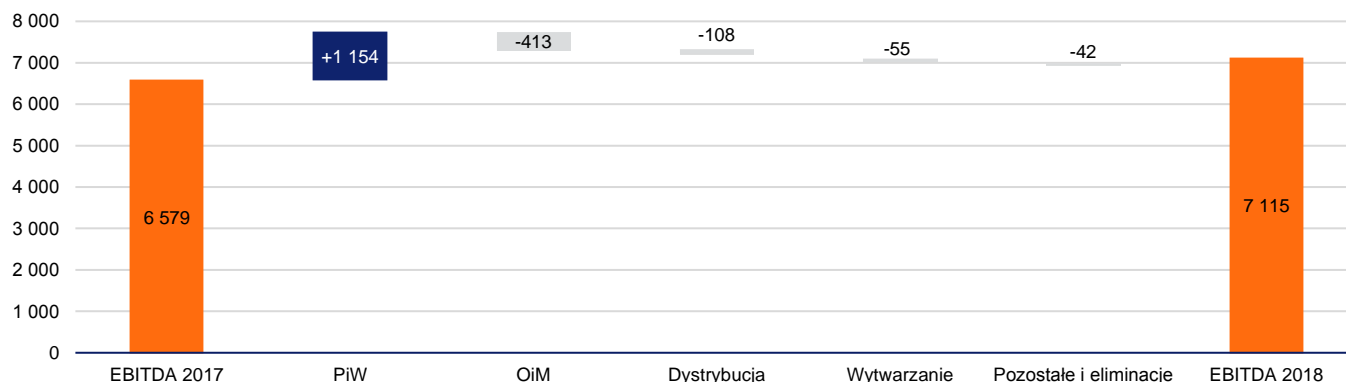
	2018	2017
Wskaźnik obciążenia zobowiązaniami ogółem suma zobowiązań w relacji do sumy pasywów	31,2%	30,2%
Wskaźnik obciążenia kapitału własnego zobowiązaniami ogółem suma zobowiązań do kapitału własnego	45,4%	43,3%

Omówienie wyników finansowych GK PGNiG

W 2018 r. przychody GK 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



Poszukiwanie i Wydobywanie (PiW)

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 zaazotowanego w Pakistanie – o 50 mln m³. Sprzedaż gazu bezpośrednio ze złóż wzrosła w stosunku do 2017 r. o 59 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).

Obrót i Magazynowanie (OiM)

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 ml zł. Gorszy wynik segmentu jest efektem wpływu na koszt pozyskania gazu wyższych r/r o ok 30% rynkowych cen węglowodorów. Stan zapasów gazu należącego do PGNiG w podziemnych magazynach gazu wysokometanowego na koniec 2018 r. wynosił ok. 2,3 mld m³ i był zbliżony do stanu na koniec roku poprzedniego.

Dystrybucja

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 zwiększyły 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).

Wytwarzanie

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).

Wahania wyników finansowych

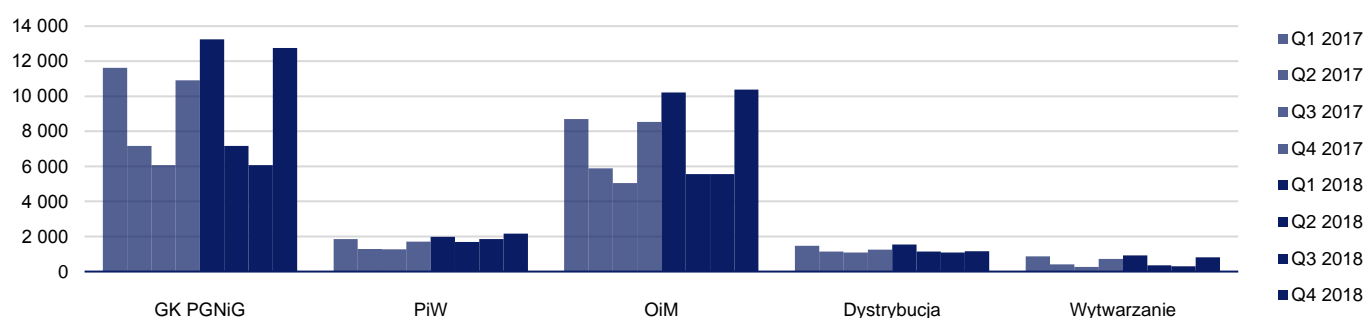
Obrót, dystrybucja i magazynowanie paliw gazowych, jak również wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej w kogeneracji, stanowiące oprócz poszukiwań i wydobycia węglowodorów, podstawowy przedmiot działalności GK PGNiG, w dużym stopniu podlegają wahaniom sezonowym.

W przypadku sprzedaży gazu ziemnego i ciepła, przychody w miesiącach zimowych (I i IV kwartał roku) znacznie przewyższają wartości osiągane w miesiącach letnich (II i III kwartał roku). Sezonowość jest przede wszystkim skutkiem zmiennych warunków klimatycznych w Polsce, a zakres wahań wyznaczają wartości temperatur – niskie zimą i wyższe latem. Sezonowość tej części przychodów w znacznie większym stopniu dotyczy odbiorców indywidualnych, kupujących powyższe produkty na cele grzewcze, aniżeli odbiorców z sektora produkcyjnego.

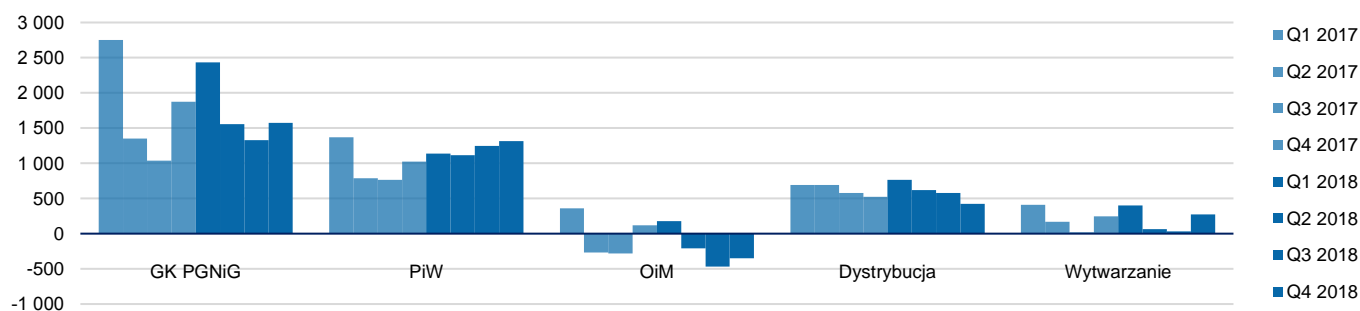
Z uwagi na konieczność zapewnienia nieprzerwanych dostaw w okresie szczytowego zapotrzebowania odbiorców na gaz ziemny oraz ze względu na utrzymanie bezpieczeństwa dostaw gazu, konieczne jest zapełnienie podziemnych magazynów gazu w okresie letnim oraz zwiększenie zamówień na moce w systemie przesyłowym oraz dystrybucyjnym w okresie zimowym.

Wyniki segmentów podlegają również znaczącym wahaniom spowodowanym zmianami cen produktów. Ponadto, wyniki segmentu Poszukiwanie i Wydobycie odzwierciedlają zmienność profili produkcji ze złóż węglowodorów.

Wahania przychodów ze sprzedaży GK PGNiG w latach 2017-2018



Wahania EBITDA GK PGNiG (skorygowanej o odpisy z tytułu trwałej utraty wartości majątku trwałego) w latach 2017-2018



mln zł	2018				
	GK PGNiG	Poszukiwanie i wydobywanie	Obrót i magazynowanie	Dystrybucja	Wytwarzanie
EBITDA I kw	2 674	1 380	179	763	401
Skor. EBITDA I kw.	2 433	1 139	179	763	401
EBITDA II kw	1 627	1 187	-209	622	65
Skor. EBITDA II kw.	1 555	1 116	-209	620	65
EBITDA III kw	1 468	1 376	-469	579	34
Skor. EBITDA III kw.	1 329	1 245	-469	579	34
EBITDA IV kw	1 347	1 076	-349	422	288
Skor. EBITDA IV kw.	1 574	1 315	-349	424	272

mln zł	2017				
	GK PGNiG	Poszukiwanie i wydobywanie	Obrót i magazynowanie	Dystrybucja	Wytwarzanie
EBITDA I kw	2 769	1 376	358	692	409
Skor. EBITDA I kw.	2 750	1 371	358	692	409
EBITDA II kw	1 408	863	(268)	692	170
Skor. EBITDA II kw.	1 352	785	(268)	693	170
EBITDA III kw	1 079	798	(280)	581	22
Skor. EBITDA III kw.	1 039	765	(280)	580	17
EBITDA IV kw	1 323	828	(244)	529	241
Skor. EBITDA IV kw.	1 872	1 023	120	525	244

Sprawozdanie z sytuacji finansowej

Bilans 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%.

Aktywa

Największą pozycję aktywów GK PGNiG 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 GK PGNiG na koniec 2018 r. wynosiły 14 373 mln i były o 2 534 mln (21% r/r) 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.

Kapitał własny i zobowiązania

Podstawowym źródłem finansowania aktywów GK PGNiG jest kapitał własny, którego wartość na koniec 2018 r. wynosiła 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. GK PGNiG 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%.

Wskaźnik bieżącej płynności osiągnął wartość 1,8, natomiast wskaźnik szybki płynności wyniósł w bieżącym okresie 1,3 w stosunku do poziomu 1,4 z końca poprzedniego roku.

Istotne transakcje zawarte z podmiotami powiązanymi na innych warunkach niż rynkowe

W 2018 r. PGNiG oraz spółki od niej zależne nie zawierały żadnych istotnych transakcji z podmiotami powiązanymi na innych warunkach niż rynkowe.

7.2.3. Wybrane dane finansowe kluczowych spółek zależnych

PGNiG UN (mln NOK)			PGNiG OD (mln zł)		
	2018	2017		2018	2017
Przychody ze sprzedaży	3 569	2 463	Przychody ze sprzedaży	9 097	11 934
EBITDA	2 247	1 779	EBITDA	76	432
EBIT	1 343	872	EBIT	67	425
Zysk/strata netto	157	21	Zysk/strata netto	54	346
Aktywa ogółem	10 145	8 394	Aktywa ogółem	3 183	2 549
Kapitał własny	751	594	Kapitał własny	809	1 056

GK PST (mln EUR)			PSG (mln zł)		
	2018	2017		2018	2017
Przychody ze sprzedaży	1 531	1 077	Przychody ze sprzedaży	4 927	4 937
EBITDA	0	(1)	EBITDA	2 346	2 469
EBIT	0	(2)	EBIT	1 412	1 535
Zysk/strata netto	(1)	(2)	Zysk/strata netto	1 121	1 250
Aktywa ogółem	418	199	Aktywa ogółem	15 190	14 834
Kapitał własny	6	7	Kapitał własny	12 123	11 937

GK PGNiG TERMIKA (mln zł)		
	2018	2017
Przychody ze sprzedaży	2 016	1 925
EBITDA	687	744
EBIT	286	381
Zysk/strata netto	208	228
Aktywa ogółem	5 949	5 718
Kapitał własny	3 415	3 418

7.3. Przewidywana sytuacja finansowa

Na sytuację finansową GK 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 GK PGNiG w segmentach Poszukiwanie i Wydobywanie oraz Obrót i Magazynowanie.

Zmiana notowań cen węglowodorów przekłada się na przychody ze sprzedaży realizowane przez podmioty GK PGNiG zajmujące się wydobywaniem oraz ma wpływ na poziom popytu na usługi sejsmiczne i poszukiwawcze świadczone przez spółki GK PGNiG. Wzrost cen gazu i ropy naftowej wpływa pozytywnie na wyniki w segmencie Poszukiwanie i Wydobywanie. 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 przeciwne do obserwowanego w segmencie Poszukiwanie i Wydobywanie oddziaływanie na wyniki segmentu Obrót i Magazynowanie. Wzrost cen ropy naftowej przekłada się na wzrost kosztów zakupu gazu ziemnego przez PGNiG. 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 GK 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 GK PGNiG polityki zabezpieczeń, wpływ zmian kursów walutowych na wyniki jest optymalizowany.

Na sytuację finansową GK 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 GK 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 GK 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 GK PGNiG.

W przypadku segmentu Wytwarzanie ważnym z punktu widzenia działalności GK PGNiG będzie kształt programów wsparcia wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji oraz ze źródeł odnawialnych. Zmiany rynkowe cen uprawnień do emisji CO₂ będą w coraz większym stopniu wpływać na sytuację finansową GK 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 GK 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 inwestycyjne¹⁾ na rzeczowe aktywa trwałe GK PGNiG w 2019 r.

		w mln zł	2019 ²⁾
I.	Poszukiwanie i Wydobywanie, 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

1) w tym m.in. skapitalizowane koszty finansowania zewnętrznego

2) planowane nakłady nie uwzględniają wydatków na potencjalne akwizycje

Powyższe wartości nie obejmują potencjalnych wydatków na akwizycje złóż węglowodorów lub akwizycje w sektorze elektroenergetycznym.

GK 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 GK PGNiG posiada wystarczające środki finansowe na realizację planowanych zamierzeń inwestycyjnych.

7.4. Kredyty i pożyczki

Umowy kredytów i pożyczki w 2018 r.

W 2018 r. GK PGNiG nie zawarła istotnych umów kredytowych, nie wypowiedziała istotnych umów kredytowych oraz nie udzieliła istotnych pożyczek. Szczegółowe informacje na temat pożyczek udzielonych przez PGNiG spółkom zależnym i innym spółkom powiązanym zaprezentowane zostały w [nocie 7.4 Sprawozdania jednostkowego](#).

Najistotniejsze umowy kredytów GK PGNiG na 31 grudnia 2018 r.

Bank	Wartość zaciągniętego kredytu w mln	Waluta	Wysokość oprocentowania	Rodzaj	Termin wymagalności
Konsorcjum 8 banków	340	USD	LIBOR USD 3M/EURIBOR 3M*+1,55%	obrotowy/ inwestycyjny	13.08.2022 r.
Bank Gospodarstwa Krajowego	271	PLN	WIBOR 1M+0,99%	długoterminowy	27.08.2027 r.
Deutsche Bank	35	EUR	Średnia miesięczna stopa EONIA+0,85%	w rachunku bieżącym, krótkoterminowy	na wezwanie
PKO Bank Polski	20	EUR	EURIBOR 1M+0,95%	w rachunku bieżącym, krótkoterminowy	31.03.2019 r.

* kredyt wielowalutowy, może być zaciągany w USD i w EUR

7.5. Programy emisji papierów wartościowych

W 2018 r. GK PGNiG mogła emitować obligacje w ramach następujących programów:

- programu emisji obligacji z 10 czerwca 2010 r.,
- programu emisji obligacji z 2 października 2014 r.,
- programu emisji obligacji z 21 grudnia 2017 r.

Szczegółowe informacje dot. terminów obowiązywania, stopnia wykorzystania programów oraz zadłużenia z tytułu emisji znajdują się w [nocie 5.2 Sprawozdania skonsolidowanego](#).

Środki z emisji obligacji GK PGNiG przeznaczyła na zaspokojenie bieżących potrzeb finansowych związanych z realizacją strategii GK PGNiG. Środki były przeznaczone także m.in. na poszukiwanie złóż gazu ziemnego i ropy naftowej, zagospodarowanie złóż, budowę i rozbudowę podziemnych magazynów gazu i sieci dystrybucyjnej, w tym nowych przyłączy oraz na projekty energetyczne.

W 2018 r. PGNiG kontynuowało program emisji krótkoterminowych obligacji dyskontowych skierowanych do spółek GK PGNiG na podstawie umowy z 1 grudnia 2010 r. (zmienionej aneksami w 2011 i 2014 r.). Aneksem z 7 sierpnia 2015 r. zwiększono kwotę programu z 3 mld zł do 5 mld zł. Dla PGNiG limit emitowanych obligacji pozostał w wysokości 1 mld zł, a pozostała kwota programu przeznaczona została dla spółek GK PGNiG. Program ten umożliwia przepływ środków pieniężnych pomiędzy spółkami i usprawnia proces zarządzania płynnością w ramach GK PGNiG.

Na 31 grudnia 2018 r. nie wystąpiło zadłużenie PGNiG z tytułu emisji obligacji w ramach GK PGNiG.

7.6. Należności i zobowiązania warunkowe

Na dzień 31 grudnia 2018 r. najistotniejszą pozycją pozabilansową GK PGNiG stanowiły zobowiązania warunkowe, których łączna wartość ujawniona w skonsolidowanym sprawozdaniu wynosiła 4,30 mld zł (na dzień 31 grudnia 2017 r. wynosiły 4,25 mld zł).

8. Ryzyko

Legenda: Poziom istotności ryzyka: niski ●○○ ; średni ●●○ ; wysoki ●●●
 Prawdopodobieństwo materializacji ryzyka: niskie ○○○ ; średnie ●○○ ; wysokie ●●●
 Zmiana poziomu ryzyka względem poprzedniego roku: wzrost ↗ ; spadek ↘ ; bez zmian →

8.1. Ryzyko operacyjne

8.1.1. Ryzyka segmentu Poszukiwanie i Wydobywanie

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 GK PGNiG będą zmniejszać się wraz z ich postępującą eksploatacją.

Wielkości zasobów i prognozy wydobycia są obarczone błędami wynikającymi z niedoskonałości sprzętu oraz technologii, które wpływają na jakość uzyskiwanych informacji geologiczno-złożowych. Niezależnie od stosowanych metod, dane w zakresie ilości i jakości ekonomicznie opłacalnych do eksploatacji zasobów gazu ziemnego i ropy naftowej mają zawsze charakter szacunkowy. Rzeczywista produkcja, przychody i koszty w odniesieniu do złóż mogą różnić się w poważnym stopniu od dokonanych szacunków. Powyższe ryzyko ma szczególne znaczenie z tego względu, że w cyklu produkcji ze złoża okres od rozpoczęcia poszukiwania do udostępnienia złoża do eksploatacji trwa 6-8 lat, a wydobycie z tego złoża zamyka się w okresie 10-40 lat. Określone w trakcie dokumentowania parametry złóż są weryfikowane podczas eksploatacji. Każda ujemna korekta wielkości zasobów czy wielkości wydobycia może prowadzić do zmniejszenia przychodów, a przez to wpłynąć negatywnie na wyniki ekonomiczne GK PGNiG.

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. Ponadto, istotnym czynnikiem jest utrudniony dostęp do obszarów występowania niekonwencjonalnych złóż gazu, ze względu na przepisy prawa w zakresie ochrony środowiska oraz możliwości uzyskania zgód właścicieli gruntów na wejście w teren.

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. Nierzadkie są również przypadki długiego oczekiwania na odprawy celne importowanego sprzętu. Powyższe czynniki stwarzają ryzyko opóźnień prac poszukiwawczych. Przeszkody w aspekcie formalno-prawnym, niezależne od PGNiG, są związane m.in. z:

- brakiem lub zmianą uchwalonych miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego (MPZP) przez jednostki samorządu terytorialnego;
- problemami z wprowadzeniem inwestycji do MPZP;
- uzyskiwaniem decyzji administracyjnych (w tym środowiskowych) lub innych formalno-prawnych (pozwolenie na budowę);
- zmianami aktualnej koncepcji projektu inwestycyjnego;
- trudnościami z uzyskiwaniem zgód właścicieli gruntów na wejście w teren.

Są to czynniki istotnie opóźniające działania inwestycyjne i wejście w teren z pracami budowlanymi. Ponadto, obowiązek stosowania przez PGNiG ustawy Prawo zamówień publicznych często wpływa na wydłużenie procedury przetargowej. Odwołania lub skargi oferentów skutkują długotrwałym postępowaniem sądowym, co w konsekwencji powoduje opóźnienie realizacji całego projektu inwestycyjnego. Przedłużający się proces inwestycyjny zwiększa ryzyko związane z szacowaniem nakładów na prace inwestycyjne.

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 GK PGNiG. Aktualnie GK 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.

Ustawa z dnia 18 maja 2005 r. o zmianie ustawy Prawo ochrony środowiska oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. Nr 113, poz. 954 z dnia 27 czerwca 2005 r.) spowodowała zaostrzenie przepisów ograniczających realizację przedsięwzięcia mogącego mieć wpływ na obszar Natura 2000 oraz zwiększyła wymagania w dziedzinie ochrony środowiska naturalnego w zakresie wchodzenia na tereny występowania chronionych gatunków roślin oraz siedlisk chronionych zwierząt. Również w krajach, gdzie GK PGNiG prowadzi działalność poszukiwawczą, widoczna jest tendencja do zaostrzania przepisów związanych z ochroną środowiska.

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 przekładają się na ceny rur okładzinowych i wydobywczych, 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. W celu obniżenia kosztów prac wiertniczych, w 2011 r. PGNiG wprowadziła system *daily rate* przy wyborze i rozliczaniu wykonawców tych prac.

Nieprzewidziane zdarzenia i awarie ●●● ●○○ → Polska ●●● ●○○ → Norwegia

Ekspluatowane przez GK 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 siarkowodor. 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.

W Norwegii PGNiG UN na bieżąco ewidencjonuje wszelkie ryzyka związane z prowadzoną działalnością wydobywczą. Każde ryzyko podlega okresowej (raz na kwartał) ocenie przez interdyscyplinarny zespół specjalistów. Do każdego ryzyka przypisany jest zestaw działań prewencyjnych których celem jest organicznie prawdopodobieństwa oraz zminimalizowanie efektów potencjalnych awarii.

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 ●○○ ●○○ ↘ GK PGNiG

W państwach, w których GK 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 GK 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.

W niektórych krajach działalność firm poszukiwawczych utrudnia brak odpowiedniej infrastruktury, co stwarza potencjalne problemy z dostarczaniem sprzętu, ludzi i materiałów w rejon działalności poszukiwawczej. Mogą również wystąpić problemy z transportem zaopatrzenia oraz trudności z zapewnieniem odpowiednich standardów opieki medycznej. Występowanie powyższych czynników ryzyka może wpłynąć na ograniczenie lub zawieszenie działalności poszukiwawczej.

8.1.2. Ryzyka segmentu Obrót i Magazynowanie

Administracyjne ustalanie 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 nadal wpływają na kształtowanie się cen w długoterminowych kontraktach importowych. W związku z powyższym przychody obciążone 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 utrzymania 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.

8.1.3. Ryzyka segmentu Dystrybucja

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 GK PGNiG oraz zmniejsza rentowność wybudowanych sieci.

Ryzyko braku długoterminowej polityki regulacyjnej ●●● ●●○ →

Ryzyko związane jest z brakiem akceptacji URE 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-ekonometrycznego 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. Do konsekwencji materializacji ryzyka zaliczyć można wygórowane (nierynkowe) roszczenia właścicieli nieruchomości, eskalację postępowań sądowych, koszty sądowe, roszczenia o usunięcie lub przebudowę infrastruktury, roszczenia związane 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. Ryzyko może wynikać z braku możliwości korzystania z szerokiego katalogu narzędzi marketingowych ze względu na charakter prowadzonej działalności (rozdzielenie działalności dystrybucyjnej od handlowej), a także z kierunków rozwoju polityki energetycznej państwa i notowaniami paliw na giełdach. Może to w konsekwencji skutkować ograniczeniami w realizacji programów gazyfikacji nowych obszarów oraz mniejszym wzrostem przychodów i wolumenu, a także spadkiem efektywności wybudowanych sieci.

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.

8.1.4. Ryzyka segmentu Wytwarzanie

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 elektrycznej na rynku hurtowym, której cena jest częściowo skorelowana z ceną uprawnień.

Ceny paliw ●●● ●●●● ↗

PGNiG TERMIKA zużywa do produkcji głównie węgiel, 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. Powiązywanie czasowe sprzedaży energii elektrycznej i certyfikatów pochodzenia energii z zakupem paliw umożliwia w pewnym stopniu ograniczanie 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. Termin dostosowania upływa z dniem 17 sierpnia 2021 r. lub w przypadku jednostek objętych derogacjami określonymi w IED – po zakończeniu ich trwania. W celu wypełnienia powyższego obowiązku sformułowano założenia planu inwestycyjnego, gwarantujące spełnienie parametrów emisyjnych i technologicznych dokumentu Konkluzji BAT. Przygotowywano założenia i argumentację na potrzeby przygotowania wniosków o wydanie pozwoleń zintegrowanych. Prowadzone jest bieżące monitorowanie procesu wdrożenia postanowień Konkluzji BAT oraz wyjaśnianie wątpliwości interpretacyjnych.

8.2. Ryzyka regulacyjne

Zniesienie administracyjnej kontroli cen ●●○ ●●○● ↘

W związku z wyrokiem Trybunału Sprawiedliwości UE z dnia 10 września 2015 r. w sprawie taryfikacji cen paliw gazowych zachodził 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. Spodziewając się ustawowej detaryfikacji PGNiG podjęło szereg działań dostosowawczych do nowych warunków regulacyjnych, które obejmują:

- przygotowanie nowych wzorów umów ramowych oraz kontraktów indywidualnych, a także oferty produktowej i cenowej dostosowanej do aktualnych potrzeb zgłaszanych przez odbiorców,
- zawarcie z większością kluczowych odbiorców przemysłowych kontraktów przewidujących mechanizm kształtowania ceny po detaryfikacji.

W 2017 r. zakończono proces dostosowywania umów do ich funkcjonowania po zniesieniu administracyjnej kontroli cen.

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 Gastransporth 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 możliwość przesyłania ok 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, PST, Rząd RP oraz Naftohaz (ukraińska spółka obrotu gazem) złożyły skargi na decyzję Komisji Europejskiej do Sądu Unii Europejskiej, jednocześnie wnosząc o zastosowanie środka tymczasowego w postaci wstrzymania decyzji. PGNiG i PST zaskarżyły pochodne rozstrzygnięcie niemieckiego regulatora przed niemieckim sądem w Dusseldorfie. Prezes Sądu Unii Europejskiej postanowieniem z dnia 23 grudnia 2015 r. (oraz sąd niemiecki postanowieniem z dnia 30 grudnia 2016 r.) wprowadził środek tymczasowy wyłączający możliwość pełnego wykorzystywania gazociągu Opal przez Gazprom. Niniejszy środek był utrzymywany przez około siedem miesięcy. Postanowienie uchylające ten środek zostało wydane przez Prezesa Sądu Unii Europejskiej w dniu 21 lipca 2017 r.

W konsekwencji, również sąd niemiecki uchylił środek tymczasowy w dniu 27 lipca 2017 r. Umożliwiło to wznowienie dodatkowych aukcji na gazociągu OPAL i pełne wykorzystanie gazociągu Nord Stream 1 kosztem przesyłu przez Ukrainę. W dniu 14 grudnia 2017 r. stwierdzona została niedopuszczalność jednej ze skarg wniesionej przez PST z przyczyn formalnych, tj. z uwagi na brak legitymacji. Analogiczne postanowienie zostało doręczone w dniu 21 marca 2018 r. w sprawie ze skargi PGNiG S.A. Od postanowienia z dnia 14 grudnia 2017 r. w sprawie PST, wniesione zostały dwa odwołania do Trybunału Sprawiedliwości UE. Odwołanie PST zostało wniesione w dniu 13 lutego 2018 r., a Rzeczypospolita zaskarżyła postanowienie w dniu 5 marca 2018 r. 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. Postępowanie przed sądem niemieckim również nie zostało zakończone.

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 GK PGNiG, w szczególności w zakresie ambitnych planów gazyfikacji kraju.

W celu mitygacji ww. ryzyka, PGNiG przedstawił swoje stanowisko zarówno w ramach konsultacji publicznych prowadzonych przez Komisję Europejską, jak i również posłom na Parlament Europejski. Zgodnie z przedstawionym stanowiskiem spółki, projekty gazowe nie powinny zostać wyłączone z możliwości ubiegania się o wsparcie w ramach EFRR jako, że pozwalają one na istotne ograniczenie emisyjności gospodarki przy istotnych korzyściach ekonomicznych dla społeczeństwa oraz dla przemysłu. Spółka wskazywała również na potencjał w zakresie wykorzystania infrastruktury gazowej dla celów wsparcia instalacji OZE, magazynowania energii jak i przesyłania np. wodoru.

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 GK PGNiG. Przede wszystkim, wprowadzenie kryterium emisyjności (na obecnie proponowanym poziomie 550g emisji CO₂ przy wytwarzaniu 1kWh) dla uczestnictwa instalacji w rynku mocy może stanowić barierę regulacyjną dla uczestnictwa w tym rynku przez elektrociepłownie będące własności GK 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 (w tym celów w poszczególnych sektorach). Przyjęcie proponowanych przez Komisję Europejską wiążących celów krajowych oraz trajektorii może stanowić ryzyko dla rozwoju działalności Grupy.

W celu mitygacji opisanych ryzyk, PGNiG podejmuje szereg działań mających na celu zapewnienie poparcia dla postulatów zgłaszanych przez spółkę. W tym zakresie, PGNiG regularnie monitoruje proces legislacyjny zarówno w ramach Rady Unii Europejskiej jak i Parlamentu Europejskiego, oraz zapewnia merytoryczne wsparcie dla uczestników tego postępowania. Jednocześnie, spółka poszukuje kompromisów oraz wspólnego stanowiska w ramach organizacji IOGP. Podejmowane działania obecnie przyniosły już wymierne korzyści, m.in. poprzez brak poparcia przez IOGP postulatu emisyjności przy projektowaniu rynków mocy.

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.

PGNiG przedstawiło swoje stanowisko oraz ogólne postulaty w sprawie nowych regulacji na forum europejskim zarówno poprzez organizację IOGP, instytucjom europejskim oraz w trakcie konferencji branżowych. Spółka monitoruje działania instytucji europejskich oraz oczekuje publikacji ww. raporty konsultantów.

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 również 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.

PGNiG od momentu publikacji propozycji Komisji Europejskiej wspiera szybkie przyjęcie proponowanej poprawki do dyrektywy. Dyrektywa pozytywnie wpłynie na rynek wewnętrzny energii, ujednolicając reżim prawny i wprowadzając jednakowe transparentne i konkurencyjne reguły dla wszystkich gazociągów w UE. PGNiG będzie podejmował kroki mające na celu doprecyzowanie niektórych postanowień projektu, tak by zapewnić jak największą jego efektywność.

Mając jednak na uwadze złożoność procesu legislacyjnego w Unii Europejskiej, istnieją określone ryzyka, które mogą ograniczyć skuteczność dyrektywy. Koniecznym do odnotowania jest również ryzyko polityczne, związane ze sceptycznym nastawieniem niektórych Państw Członkowskich do projektowanej zmiany. Istnieje ryzyko, że niektóre z nich będą podejmować działania, w celu ograniczenia efektywności dyrektywy, poprzez kreowanie jedynie pozornych obowiązków dla właścicieli infrastruktury importowej do Unii Europejskiej.

Na obecnym etapie prac ciężko jest przesądzać o możliwym terminie przyjęcia propozycji legislacyjnej. Należy jednak odnotować rozbieżność zdań pomiędzy poszczególnymi Państwami Członkowskimi w tak istotnych kwestiach jak zasadność przyjmowania tejsze regulacji, jej zakres terytorialny stosowania, czy rola Komisji Europejskiej w procesie zapewniają skuteczności dyrektywy względem infrastruktury importowej. Zważywszy na umiarkowany postęp prac w Radzie Unii Europejskiej w 2018 r., należy ocenić prawdopodobieństwo nieprzyjęcia aktu prawnego w trakcie trwania obecnej kadencji jako wysokie, co w konsekwencji oznaczałoby, utracenie spodziewanych z tym aktem prawnym korzyści.

8.3. 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 (iv) z punktu widzenia wartości dla interesariuszy, w tym akcjonariuszy.

W ramach przeciwdziałania korupcji, w Spółce obowiązuje Polityka antykorupcyjna i prezentowa GK PGNiG, przyjęta przez Zarząd PGNiG dnia 25 lipca 2017 r. i wprowadzona do stosowania Zarządzeniem Prezesa Zarządu PGNiG S.A. dnia 25 lipca 2017 r. W 2018 r. doszło również do przyjęcia „Polityki Zgodności dla GK PGNiG”, której skutkiem było zintegrowanie obszarów etyki i Compliance w ramach Działu Compliance. Przyjęto również Politykę Transparentności Menadżerów, której podstawowym zadaniem jest eliminowanie ryzyka konfliktu interesów oraz występowania nieprzejrzystości w procesach decyzyjnych w ramach GK.

8.4. Ryzyka finansowe

PGNiG i GK PGNiG prowadząc swoją działalność gospodarczą narażone są na ryzyko finansowe, a w szczególności na następujące rodzaje tego ryzyka:

- ryzyko kredytowe > [Więcej informacji – Skonsolidowane sprawozdanie finansowe GK PGNiG nota 7.3.1,](#)
- ryzyko rynkowe > [Więcej informacji – Skonsolidowane sprawozdanie finansowe GK PGNiG nota 7.3.2,](#)
- ryzyko płynności > [Więcej informacji – Skonsolidowane sprawozdanie finansowe GK PGNiG nota 7.3.3.](#)

Ocena zarządzania zasobami finansowymi

GK PGNiG aktywnie zarządza zasobami finansowymi optymalizując zarówno strukturę zadłużenia, jak i koszty finansowania. Spółki GK PGNiG dostosowują formę finansowania w zależności od celu na jaki przeznaczone jest dane finansowanie (działalność operacyjna, inwestycyjna) oraz okresu na jaki finansowanie ma zostać udzielone. Wśród dostępnych dla spółek GK PGNiG form finansowania należy wymienić programy emisji obligacji, kredyty bankowe, leasing finansowy oraz pożyczki wewnątrzgrupowe udzielane przez PGNiG.

Ważnym elementem podnoszącym efektywność zarządzania zasobami finansowymi jest system zarządzania płynnością finansową, w ramach którego możliwe jest wzajemne bilansowanie sald wskazanych rachunków bankowych PGNiG i spółek zależnych, tzw. *cash pooling*. Dzięki systemowi *cash pooling* w obrębie jednej grupy kapitałowej środki pieniężne podmiotów posiadających nadpłynność są wykorzystywane do finansowania działalności podmiotów wykazujących niedobór środków pieniężnych. Dzięki systemowi *cash pooling* podnosi się nie tylko efektywność wykorzystania środków pieniężnych w ramach GK PGNiG, ale także obniża się istotnie koszty odsetek ponoszonych przez spółki finansujące niedobory środków pieniężnych w ramach tego systemu. Spółki te nie wykorzystują innych zewnętrznych źródeł finansowania swojej działalności, które z reguły są droższe niż finansowanie w ramach *cash pooling*.

Oceniając efektywność zarządzania zasobami finansowymi należy wskazać na optymalny poziom dywersyfikacji portfela instytucji finansowych. Należy także zauważyć, iż różnorodność dostępnych źródeł finansowania oraz narzędzi zarządzania płynnością w ramach GK PGNiG powoduje, iż nie występują problemy z wywiązywaniem się spółek GK PGNiG z zaciągniętych zobowiązań finansowych.

9. Akcjonariat i PGNiG na GPW

9.1. Struktura akcjonariatu

Na dzień 31 grudnia 2018 r. kapitał zakładowy PGNiG 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.

W związku ze zbyciem na zasadach ogólnych w dniu 26 czerwca 2008 r. przez Ministra Skarbu Państwa jednej akcji PGNiG, uprawnieni pracownicy zyskali prawo do nieodpłatnego nabycia ogółem nie więcej niż 750 000 000 akcji Spółki. Zawieranie umów nieodpłatnego zbycia akcji rozpoczęło się 6 kwietnia 2009 r., a prawo do nieodpłatnego nabycia akcji PGNiG przez uprawnionych pracowników wygasło 1 października 2010 r. Na dzień 31 grudnia 2017 r. blisko 60 tys. uprawnionych pracowników objęło 728 294 tys. akcji. Akcje nieodpłatnie nabyte przez uprawnionych pracowników mogły być przedmiotem obrotu od 1 lipca 2010 r., natomiast akcje nieodpłatnie nabyte przez członków Zarządu Spółki – od 1 lipca 2011 r.

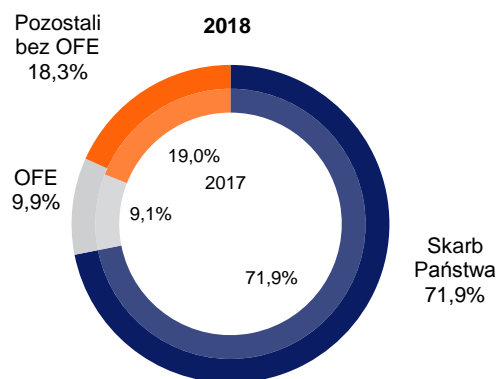
Struktura akcjonariatu na koniec 2018 r.

Akcyonariusze	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 ¹⁾	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%

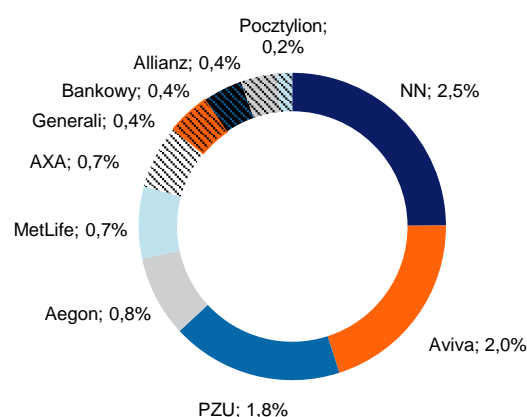
1) Dane w oparciu o zestawienia rocznej struktury aktywów Otwartych Funduszy Emerytalnych na dzień 29 grudnia 2018 r.

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 do 2017 r. liczba akcji posiadanych przez OFE wzrosła o 0,8 p.p. Biorąc po uwagę kurs zamknięcia na ostatniej sesji giełdowej w 2018 r., wartość akcji posiadanych przez OFE wzrosła o 637 mln zł w porównaniu do 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.

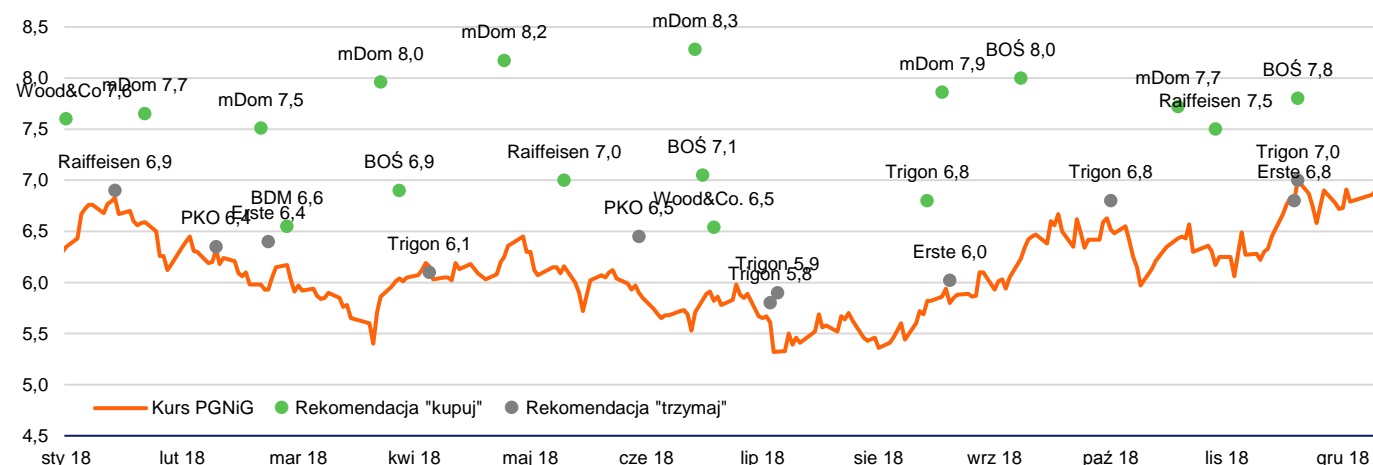
Najwięcej akcji PGNiG posiadały fundusze zarządzające największym portfelem przyszłych emerytur, m.in. Nationale-Nederlanden (NN), Aviva oraz PZU Złota Jesień. Od momentu debiutu giełdowego udział OFE w akcjonariacie PGNiG wzrósł o 6,3 p.p. (z poziomu 3,5% kapitału, wycenionego na 711 mln zł). Fundusze 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 do 21,7 mln zł w 2017 r.

Rekomendacje analityków

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

W porównaniu do 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, przy średniej cenie zamknięcia w ciągu roku na poziomie 6,12.

✓ Zestawienie rekomendacji analitycznych w 2018 r.



Źródło: opracowanie własne

Akcje PGNiG oraz akcje i udziały w jednostkach powiązanych z PGNiG w posiadaniu osób zarządzających i nadzorujących

Imię i nazwisko	Funkcja	Liczba akcji/głosów wynikających z akcji na dzień 31.12.2017 r.	Wartość nominalna akcji w zł	Liczba akcji/głosów wynikających z akcji na dzień 31.12.2018 r.	Wartość nominalna akcji w zł
Mieczysław Kawecki	Członek Rady Nadzorczej	9 500	9 500	9 500	9 500
Stanisław Sieradzki	Członek Rady Nadzorczej	17 225	17 225	17 225	17 225

Na dzień sporządzenia sprawozdania PGNiG nie posiada informacji o umowach, w wyniku których w przyszłości mogą nastąpić istotne zmiany w proporcjach posiadanych akcji przez dotychczasowych akcjonariuszy.

9.2. Kurs akcji PGNiG

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

Notowania indeksów Giełdy Papierów Wartościowych S.A. 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	54 027 pkt	54 027 pkt	67 529 pkt	3,89%
WIG20	2 461 pkt	2 083 pkt	2 083 pkt	2 630 pkt	5,36%
WIG30	2 825 pkt	3 017 pkt	3 017 pkt	2 375 pkt	5,07%
WIG-Poland	65 184 pkt	55 056 pkt	55 056 pkt	69 047 pkt	3,98%
RESPECT Index	3 078 pkt	2 550 pkt	2 550 pkt	3 270 pkt	8,07%
WIGdiv	1 214 pkt	1 011 pkt	1 011 pkt	1 281 pkt	10,78%
WIG-Paliwa	7 140 pkt	5 814 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 do głównych indeksów 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.) 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 notując 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

krótkotwały, 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*.

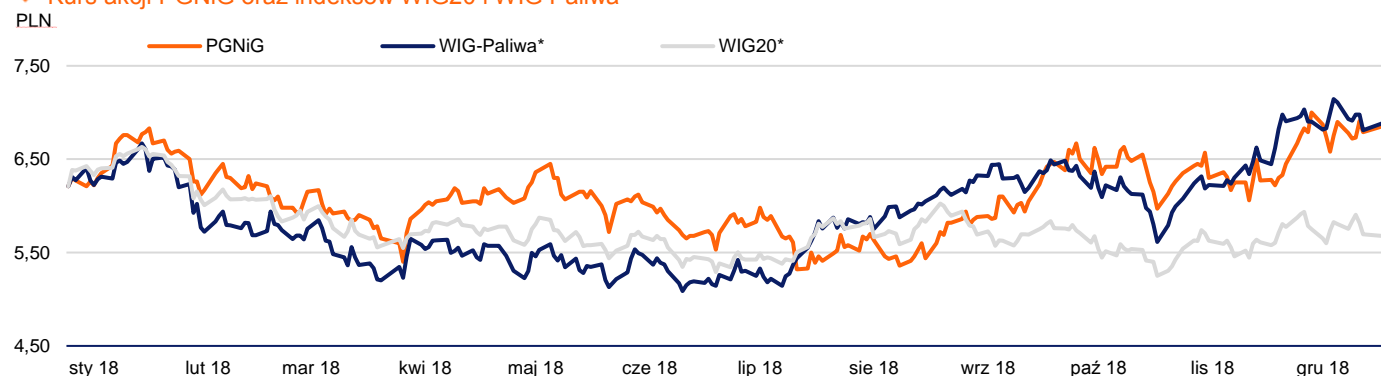
W II kwartale akcje PGNiG zachowywały się nieznacznie lepiej od indeksu WIG20. Stopa zwrotu z akcji Spółki była w tym okresie dodatnia i wyniosła +1%. Indeks WIG20 zakończył kwartał ujemną stopą zwrotu na poziomie -3%. W dniu 28 maja Zarząd PGNiG zarekomendował ZWZ wypłatę dywidendy w wysokości 0,15 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 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 WIG 20 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 niewypłaceniu 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 o podwyższeniu ceny za paliwo gazowe w Taryfie Detalicznej oraz złożenie w dniu 25 września przez Zarządu 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 III 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 węglowodorów w emiracie Ras Al Khaimah 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 do ceny 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 WIG-30 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%.

9.3. Wskaźniki giełdowe

Kluczowe dane	Jednostka miary	2018	2017	2016	2015	Zmiana % 2017/2018
Zysk netto przypisany akcjonariuszom Jednostki Dominującej	w mln zł	3 209	2 923	2 351	2 134	9,20%
Zysk na jedną akcję ¹	zł	0,55	0,51	0,40	0,36	7,84%
Kurs akcji na zamknięciu ostatniej sesji w roku	zł	6,91	6,29	5,63	5,14	9,86%
Średni kurs akcji w roku	zł	6,12	6,33	5,16	5,94	-3,32%
Liczba wyemitowanych akcji	mln szt.	5 778	5 778	5 778	5 900	0,00%
Kapitalizacja na koniec roku	w mln zł	39 928	36 346	32 532	30 326	9,86%
Średni dzienny wolumen obrotu	mln szt.	3,9	3,5	4,9	4,7	11,43%
Średnia dzienna wartość obrotu	w mln zł	24,2	21,7	25,5	27,9	11,52%
Wielkość dywidendy ³	w mln zł	-	1 156	1 062	1 180	-
Wskaźniki giełdowe²						
Wskaźnik P/E według uśrednionej ceny akcji	-	11,13	12,41	12,90	16,50	
Wskaźnik P/E na koniec roku	-	12,56	12,33	14,08	14,28	
Wskaźnik P/BV na koniec roku	-	1,09	1,08	1,02	0,99	
Wskaźnik EV/EBITDA	-	5,58	5,59	5,53	5,02	
Wskaźnik dywidendy na akcję ³	zł	-	0,2	0,18	0,2	

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 księgową 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

9.4. Dywidenda

Strategia GK PGNiG na lata 2017-2022 zakłada wypłatę do 50% skonsolidowanego zysku netto w postaci dywidendy, przy czym Zarząd PGNiG, rekomendując wypłatę dywidendy, każdorazowo bierze pod uwagę bieżącą sytuację finansową GK PGNiG i jej plany inwestycyjne.

W dniu 28 maja 2018 r. Zarząd PGNiG podjął decyzję o rekomendowaniu ZWZ PGNiG przeznaczenia kwoty 866.747.228,55 zł z zysku netto za 2017 r. na wypłatę dywidendy – 0,15 zł na jedną akcję. W dniu 20 lipca 2018 r. ZWZ podjęło uchwałę nr 28/2018, według projektu zgłoszonego przez akcjonariusza, w sprawie podziału zysku finansowego netto za 2017 r., w wyniku której dokonano podziału zysku finansowego netto Spółki PGNiG S.A. za 2017 r. w kwocie 2.034.103.359,30 złotych poprzez przeznaczenie kwoty 866.747.228,55 złotych na kapitał rezerwy z przeznaczeniem na rozbudowę i modernizację krajowej sieci dystrybucyjnej gazu oraz kwoty 1.167.356.130,75 złotych na zwiększenie kapitału zapasowego Spółki. W związku z podjęciem przez ZWZ ww. uchwały, Zarząd Giełdy Papierów Wartościowych zdecydował o przeprowadzeniu po sesji 24 lipca 2018 r. korekty nadzwyczajnej listy uczestników indeksu WIGdiv i wykreśleniu akcji spółki PGNiG z listy uczestników tego indeksu.

W dniu 22 października 2018 r. NWZ podjęło uchwałę nr 3/2018 o zmianie treści statutu w zakresie uprawnienia Zarządu Spółki, po zatwierdzeniu przez Radę Nadzorczą, do wypłaty akcjonariuszom zaliczki na poczet przewidywanej dywidendy na koniec roku obrotowego. W dniu 29 października 2018 r. Zarząd PGNiG podjął decyzję o wypłacie akcjonariuszom, z dniem 3 grudnia 2018 r., zaliczki w kwocie 404.482.039,99 zł na poczet przewidywanej dywidendy z zysku Spółki za 2018 r.

Dywidenda z zysku netto za lata 2012-2018

	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.

10. Ład korporacyjny

10.1. Zarząd

Piotr Woźniak - Prezes Zarządu PGNiG

Pan 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: członek 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 Łazarskiego oraz Szkoły Głównej Handlowej w Warszawie, członek Konwentu Akademii Pedagogiki Specjalnej im. Marii Grzegorzewskiej w Warszawie. Od 2009 r. Przewodniczący, a od marca 2014 do końca 2015 r. Wiceprzewodniczący Rady Administracyjnej Agencji ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER), do września 2017 r. pozostawał jako członek Rady.

Prezes Zarządu:

- kieruje pracami Zarządu oraz koordynuje pracę Członków Zarządu we wszystkich obszarach działalności GK 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 GK PGNiG i kreowania optymalnego kształtu GK PGNiG,
 - polityki, założeń i programów poszukiwania i wydobywania węglowodorów w kraju i poza jego granicami, prowadzenia całości spraw koncesyjnych związanych z poszukiwaniem i rozpoznawaniem oraz eksploatacją złóż węglowodorów, składowaniem odpadów w górotworze i bezzbiornikowym 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.

Radosław Bartosik - Wiceprezes Zarządu ds. Operacyjnych

Pan Radosław Bartosik ukończył studia na Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie, Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu. Jest absolwentem studiów podyplomowych, m.in. w dziedzinie zarządzania przedsiębiorstwem, marketingu oraz z obszaru rynku energii elektrycznej, ciepła i gazu. Ukończył również program studiów menedżerskich MBA oraz złożył egzamin dla kandydatów do rad nadzorczych w spółkach Skarbu Państwa. Posiada uprawnienia dozoru ruchu o specjalności górniczej. Radosław Bartosik, wliczając czteroletnią przerwę, jest związany z Grupą Kapitałową PGNiG od 1997 r. Pracę zawodową rozpoczął w Oddziale PGNiG S.A. w Zielonej Górze, gdzie przez kolejne lata zdobywał doświadczenie i rozwijał swoją karierę zaczynając od pracy na kopalniach ropy naftowej i gazu ziemnego, poprzez pełnienie funkcji Specjalisty Marketingu, a następnie kierownika Działu Umów i Przetargów. W 2006 r. został Dyrektorem Ekonomiczno-Handlowym. Trzy lata później rozpoczął pracę w Warszawie jako Zastępca Dyrektora Oddziału w PGNiG S.A., Oddział Operator Systemu Magazynowania (obecnie GSP, jednostka zależna PGNiG). Pełnił również funkcję Głównego Specjalisty ds. Środków Unijnych w Centrali PGNiG. Do końca 2016 r. zatrudniony w PSG Oddział w Warszawie na stanowisku Zastępcy Dyrektora ds. Ekonomicznych.

W dniu 16 stycznia 2019 r. Rada Nadzorcza podjęła uchwałę w sprawie odwołania Pana Radosława Bartosika z funkcji Wiceprezesa Zarządu PGNiG ds. Operacyjnych.

Wiceprezes Zarządu ds. Operacyjnych sprawuje nadzór i koordynuje funkcjonowanie Spółki w zakresie:

- programu Społecznej Odpowiedzialności Biznesu (CSR)
- strategii zakupów w ramach Spółki i GK 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.

Wiceprezes Zarządu ds. Rozwoju sprawuje nadzór i koordynuje funkcjonowanie m.in. w zakresie:

- o przedsięwzięć innowacyjnych i rozwojowych realizowanych z udziałem PGNiG,
- o rozpoznawania i monitorowania możliwości pozyskania funduszy unijnych na finansowanie działalności,
- o nadzoru nad działalnością normalizacyjną w Spółce,
- o wypracowywania założeń i przepisów technicznych, norm i standardów obowiązujących w obszarze gazownictwa,
- o działalności Oddziału Centralne Laboratorium Pomiarowo-Badawcze oraz funkcjonowania zagranicznych przedstawicielstw Spółki w Kijowie i Wysokoje.

Michał Pietrzyk - Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych

Pan 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 GK 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.

Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych sprawuje nadzór i koordynuje funkcjonowanie Spółki m.in. w zakresie:

- o realizacji celów strategicznych Spółki w aspekcie ekonomicznym i finansowym,
- o przygotowania i realizacji Planu Działalności Gospodarczej Spółki,
- o 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,
- o funkcjonowania wewnętrznych rozliczeń i operacji finansowych PGNiG,
- o przepływów pieniężnych w GK PGNiG, budżetowania i kontroli kosztów i przychodów Spółki, polityki kredytowej, podatkowej i zobowiązań podatkowych Spółki,
- o zarządzania ryzykiem finansowym, analizy ekonomiczno-finansowej nowych przedsięwzięć kapitałowych,
- o funkcjonowania i rozwoju rachunkowości,
- o ustalania zasad i nadzorowania sporządzania sprawozdań finansowych,
- o relacji inwestorskich.

Maciej Woźniak - Wiceprezes Zarządu ds. Handlowych

Pan 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 takcie 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.

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 Hurtowego oraz funkcjonowania zagranicznego przedstawicielstwa Spółki w Brukseli.

Magdalena Zegarska - Wiceprezes Zarządu

Pani 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.

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 GK PGNiG,
- przeprowadzenia procesu wydania akcji uprawnionym pracownikom Spółki.

10.2. 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.

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.

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.

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 S.A. Warszawa. Pełnił m.in. funkcje Zastępcy Dyrektora Wydziału Skarbu (w latach 1995-1998), a następnie Dyrektora Wydziału Skarbu i Przewodniczącego Komitetu Zarządzania Aktywami i Pasywami (w latach 1998-2000). W listopadzie 2000 r. został Managerem Zespołu Inwestycji w Allianz S.A., a w 2002 r. objął stanowisko Zastępcy Dyrektora Biura Inwestycji Finansowych PZU S.A. Pracę na rzecz Grupy PZU kontynuował jako Dyrektor Biura Instrumentów Dłużnych i Pochodnych oraz Wiceprezes Zarządu PZU Asset Management S.A. w latach 2008-2011, a także jako Wiceprezes Zarządu PZU TFI S.A. (w latach 2009-2013). Przez ponad 4 lata (2013-2017) był Członkiem Zarządu TFI BGK S.A. Od lipca 2018 Dyrektor Finansowy ElectroMobility Poland S.A. Posiada wieloletnie doświadczenie jako Członek Rad Nadzorczych - funkcję tę pełnił w latach 2002-2004 w PZU Asset Management S.A. oraz PZU NFI Management S.A., a następnie w latach 2005-2006 w Lentex S.A. oraz w latach 2006-2007 w Jago S.A. 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 nadzorczych 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. Wielokrotnie 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 Wielopole. 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 podplomowe 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 zakresie 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.

10.3. Polityka wynagrodzeń i wynagrodzenia osób zarządzających

Polityka wynagradzania w PGNiG

Podstawową regulację wewnętrzną w zakresie polityki wynagradzania stanowi Zakładowy Układ Zbiorowy Pracy (ZUZP) zawarty z zakładowymi organizacjami związków zawodowych w dniu 15 lipca 2009 roku. 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, każdorazowo negocjowana ze strona społeczną.

System motywacyjny

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

- MBO (Zarządzanie przez Cele) - obejmuje stanowiska kadry menedżerskiej, na których realizowane są kluczowe cele dla PGNiG SA. Wysokość premii MBO zależna jest 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 SA);
- Uznaniowa nagroda projektowa - obejmuje pracowników zaangażowanych w realizację zadań projektowych, wysokość nagrody zależna jest od stopnia i jakości wykonania konkretnych zadań.

Dodatkowym elementem systemu motywacyjnego jest wdrożony w 2015 r. 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.

Świadczenia na rzecz pracowników

PGNiG oferuje swoim pracownikom pracowniczy program emerytalny (PPE) w rozumieniu ustawy z dnia 20 kwietnia 2004 roku o pracowniczych programach emerytalnych (Dz. U. Nr 116, poz. 1207). W programie uczestniczyć może każdy pracownik, który pozostaje nieprzerwanie w zatrudnieniu co najmniej 3 miesiące.

Polityka wynagradzania członków organów spółek zależnych

W spółkach zależnych GK PGNiG zasady ustalania i poziom wynagrodzeń członków zarządu i rady nadzorczej dostosowano w 2017 r. do przepisów ustawy z dnia 9 czerwca 2016 r. o zasadach kształtowania wynagrodzeń osób kierujących niektórymi spółkami. W większości spółek zależnych wynagrodzenia dostosowano do ogólnej zasady określonej powyższą ustawą. W niektórych spółkach zależnych, przy akceptacji Rady Nadzorczej PGNiG, wynagrodzenia zostały określone w inny sposób, niż ogólna zasada wskazana w ww. ustawie, co jest dopuszczalne zgodnie z zapisami tejże ustawy.

Polityka wynagradzania członków organów zarządczych i nadzorczych PGNiG

W dniu 9 września 2016 r. Walne Zgromadzenie Spółki podjęło uchwałę nr 9/VIII/2016 w sprawie ustalenia zasad kształtowania wynagrodzeń Rady Nadzorczej Spółki. Zgodnie z w/w uchwałą, miesięczne wynagrodzenie członków Rady Nadzorczej ustalone zostało jako iloczyn przeciętnego miesięcznego wynagrodzenia w sektorze przedsiębiorstw bez wypłat nagród z zysku w czwartym kwartale roku poprzedniego, ogłoszone przez Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego oraz mnożnika:

- dla przewodniczącego rady nadzorczej – 1,7;
- dla wiceprzewodniczącego rady nadzorczej i sekretarza rady nadzorczej – 1,6;
- dla pozostałych członków rady nadzorczej – 1,5.

W dniu 24 listopada 2016 r. Walne Zgromadzenie Spółki podjęło uchwałę nr 9/XI/2016 w sprawie zasad kształtowania wynagrodzeń członków Zarządu PGNiG. Zgodnie z podjętą uchwałą wynagrodzenie całkowite Członka Zarządu Spółki składa się z części stałej, stanowiącej wynagrodzenie miesięczne podstawowe (Wynagrodzenie Stałe) oraz części zmiennej, stanowiącej wynagrodzenie uzupełniające za rok obrotowy Spółki (Wynagrodzenie Zmienne).

Do określenia wysokości kwoty miesięcznego Wynagrodzenia Stałego Członków Zarządu Walne Zgromadzenie upoważniło Radę Nadzorczą, z zastrzeżeniem że:

- a) Wynagrodzenie Stałe Prezesa Zarządu zostanie ustalone w przedziale kwotowym mieszczącym się od 7 do 15 – krotności przeciętnego wynagrodzenia w sektorze przedsiębiorstw bez wypłat nagród z zysku w IV kwartale roku poprzedniego, ogłoszonego przez Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego;
- b) Wynagrodzenie Stałe Członków Zarządu zostanie ustalone w przedziale kwotowym mieszczącym się od 7 do 15 – krotności przeciętnego wynagrodzenia w sektorze przedsiębiorstw bez wypłat nagród z zysku w IV kwartale roku poprzedniego, ogłoszonego przez Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego.

Wynagrodzenie Zmienne zostało przez Walne Zgromadzenie uzależnione od poziomu realizacji Celów Zarządczych, z zastrzeżeniem, że nie może przekroczyć 100% Wynagrodzenia Stałego. Ogólny katalog Celów Zarządczych przedstawia się następująco:

- wypracowanie skonsolidowanego wyniku EBITDA w Grupie Kapitałowej;
- liczba pozyskanych nowych klientów;
- realizacja strategii Grupy Kapitałowej;
- terminowa realizacja projektów inwestycyjnych;
- coroczne odtworzenie krajowych zasobów gazu ziemnego i ropy naftowej.

Uszczegółowienia Celów Zarządczych dokonuje Rada Nadzorcza. Rada określa przy tym wagę poszczególnych celów oraz obiektywne i mierzalne kryteria ich realizacji i rozliczania. Dodatkowo, Członek Zarządu nie może pobierać wynagrodzenia z tytułu pełnienia funkcji członka organu w podmiotach zależnych od Spółki w ramach grupy kapitałowej w rozumieniu art. 4 pkt 14 ustawy z dnia 16 lutego 2007 r. o ochronie konkurencji i konsumentów.

W razie rozwiązania albo wypowiedzenia przez Spółkę Umowy, z zastrzeżeniem, że przyczyną wypowiedzenia nie będzie istotne naruszenie postanowień umowy, Członkowi Zarządu może być przyznana odprawa:

- a) w wysokości nie wyższej niż 1 (jeden) – krotność części stałej wynagrodzenia, pod warunkiem pełnienia przez niego funkcji przez okres od 6 (sześciu) miesięcy do 12 (dwunastu) miesięcy przed rozwiązaniem tej umowy;
- b) w wysokości nie wyższej niż 3 (trzy) – krotność części stałej wynagrodzenia, pod warunkiem pełnienia przez niego funkcji powyżej 12 (dwunastu) miesięcy przed rozwiązaniem tej umowy.

Odprawa nie przysługuje Członkowi Zarządu w przypadku wypowiedzenia, rozwiązania lub zmiany umowy wskutek zmiany funkcji pełnionej przez Zarządzającego w składzie Zarządu, wypowiedzenia, rozwiązania lub zmiany umowy wskutek powołania Zarządzającego na kolejną kadencję Zarządu, objęcia funkcji członka zarządu w spółce w ramach Grupy Kapitałowej lub rezygnacji z pełnienia funkcji.

Informacje o wynagrodzeniach wypłaconych osobom wchodzącym w skład organów zarządzających i nadzorujących PGNiG

Imię i nazwisko	Okres od 1 stycznia 2018 do 31 grudnia 2018 r.		Razem wynagrodzenie w 2018 r.
	Łączna kwota wynagrodzeń, świadczeń dodatkowych oraz nagród w 2018 r. wypłaconych i należnych z tytułu pełnienia funkcji w PGNiG (w tysiącach złotych)	Łączna kwota wynagrodzeń z tytułu pełnienia funkcji w jednostkach podporządkowanych w 2018 r.	
Razem Zarząd w tym:	6 072	428	6 500
Piotr Woźniak - Prezes Zarządu	955	154 ¹⁾	1 109
Radosław Bartosik - Wiceprezes Zarządu	894	137 ¹⁾	1 031
Łukasz Kroplewski - Wiceprezes Zarządu	896	-	896
Michał Pietrzyk - Wiceprezes Zarządu	891	137 ¹⁾	1 028
Maciej Woźniak - Wiceprezes Zarządu	887	-	887
Magdalena Zegarska - Wiceprezes Zarządu	887	-	887
Violetta Jasińska-Jaśkowiak – Prokurent	576	-	576
Osoby nie pełniące już swoich funkcji na 31 grudnia 2018 r.:			
Waldemar Wójcik ²⁾	86	-	86
Razem Rada Nadzorcza w tym:	662	-	662
Sławomir Borowiec	86	-	86
Piotr Broda	79	-	79
Andrzej Gonet	81	-	81
Mieczysław Kawecki	80	-	80
Bartłomiej Nowak	91	-	91
Stanisław Sieradzki	80	-	80
Piotr Sprzączak	85	-	85
Grzegorz Tchorek	81	-	81
Razem	6 734	428	7 162

1) Wynagrodzenie otrzymane z tytułu pełnienia funkcji w Radzie Nadzorczej „EUROPOL GAZ” S.A. będą w całości przekazywane na rachunek bankowy organizacji pożytku publicznego, wpisanej na listę zatwierdzoną przez Radę Nadzorczą PGNiG.

2) Pełnił funkcję Członka Zarządu do dnia 6 marca 2017 r.

Imię i nazwisko	Okres od 1 stycznia 2017 do 31 grudnia 2017 r.		Razem wynagrodzenie w 2017 r.
	Łączna kwota wynagrodzeń, świadczeń dodatkowych oraz nagród w 2017 r. wypłaconych i należnych z tytułu pełnienia funkcji w PGNiG* (w tysiącach złotych)	Łączna kwota wynagrodzeń z tytułu pełnienia funkcji w jednostkach podporządkowanych w 2017r.	
Razem Zarząd w tym:	8 649	1 591	10 240
Piotr Woźniak - Prezes Zarządu	1 422	375	1 797
Radosław Bartosik - Wiceprezes Zarządu	895	224	1 119
Łukasz Kroplewski - Wiceprezes Zarządu	1 242	241	1 483
Michał Pietrzyk - Wiceprezes Zarządu	909	238	1 147
Maciej Woźniak - Wiceprezes Zarządu	1 243	276	1 519
Magdalena Zegarska - Wiceprezes Zarządu ¹⁾	729	113	842
Violetta Jasińska-Jaśkowiak – Prokurent	554	77	631
Osoby zarządzające w 2017 r., ale nie pełniące swoich funkcji na 31 grudnia 2017 r.:			
Waldemar Wójcik - Wiceprezes Zarządu ²⁾	1 141	47	1 188
Osoby zarządzające i prokurenci w 2016 r., ale nie pełniące już swoich funkcji na 31 grudnia 2016 r.:			
Janusz Kowalski	512	-	512
Bogusław Marzec	2	-	2
Razem Rada Nadzorcza w tym:	676	-	676
Wojciech Bieńkowski ³⁾	42	-	42
Sławomir Borowiec	86	-	86
Mateusz Boznański ³⁾	39	-	39
Piotr Broda ⁴⁾	41	-	41
Andrzej Gonet	81	-	81
Mieczysław Kawecki ⁴⁾	41	-	41
Bartłomiej Nowak	92	-	92
Stanisław Sieradzki ⁴⁾	41	-	41
Piotr Sprzączak	83	-	83
Grzegorz Tchorek ⁴⁾	41	-	41
Ryszard Wąsowicz ⁵⁾	34	-	34
Anna Wellisz ³⁾	39	-	39
Magdalena Zegarska ¹⁾	16	-	16
Razem	9 325	1 591	10 916

* W przypadku członków zarządu, świadczących usługi zarządzania w oparciu o kontrakt menadżerski, łączna kwota wynagrodzeń, świadczeń dodatkowych oraz nagród w 2017 r. wypłaconych i należnych z tytułu pełnienia funkcji w Zarządzie PGNiG S.A. obejmuje podatek VAT; nie dotyczy to osób pełniących funkcje Prokurenta.

1) Magdalena Zegarska pełni funkcję Członka Zarządu od dnia 6 marca 2017 r. W okresie od 1 stycznia do 5 marca 2017 r. pełniła funkcję Członka Rady Nadzorczej.

2) Waldemar Wójcik pełnił funkcję Członka Zarządu do dnia 6 marca 2017 r.

3) Osoby pełniące funkcję Członków Rady Nadzorczej do dnia 28 czerwca 2017 r.

4) Osoby pełniące funkcję Członków Rady Nadzorczej od dnia 28 czerwca 2017 r.

5) Ryszard Wąsowicz pełnił funkcję Członka Rady Nadzorczej do dnia 30 maja 2017 r.

10.4. Oświadczenie o stosowaniu zasad ładu korporacyjnego

Zarząd PGNiG (dalej: „Emitent” lub „Spółka”) przedstawia na podstawie § 70 ust. 6 pkt 5 Rozporządzenia Ministra Finansów z dnia 29 marca 2018 r. w sprawie informacji bieżących i okresowych przekazywanych przez emitentów papierów wartościowych oraz warunków uznawania za równoważne informacji wymaganych przepisami państwa niebędącego państwem członkowskim (dalej: „Rozporządzenie”) oświadczenie o stosowaniu ładu korporacyjnego.

Emitent dąży do zapewnienia jak największej transparentności swoich działań, należytej jakości komunikacji z inwestorami oraz ochrony praw akcjonariuszy.

1. Wskazanie zbioru zasad ładu korporacyjnego, któremu podlega Emitent oraz miejsca, gdzie tekst zbioru zasad jest publicznie dostępny

W 2018 r. Emitent stosował się do zbioru zasad ładu korporacyjnego zawartego w dokumencie "Dobre Praktyki Spółek Notowanych na Giełdzie Papierów Wartościowych 2016" (dalej „Dobre Praktyki”), przyjętych Uchwałą Nr 26/1413/2015 z dnia 13 października 2015 r. przez Radę Giełdy. Tekst wskazanego zbioru zasad wraz ze zmianami jest publicznie dostępny na oficjalnej stronie portalu Giełdy Papierów Wartościowych w Warszawie S.A. w części poświęconej tematyce ładu korporacyjnego pod adresem www.gpw.pl/dobre-praktyki oraz na stronie internetowej Emitenta pod adresem: www.pgnig.pl/pgnig/lad-korporacyjny/dobre-praktyki.

Przyjęty zbiór Dobrych Praktyk jest wynikiem pracy ekspertów reprezentujących różne grupy uczestników rynku kapitałowego, wchodzących w skład Komitetu konsultacyjnego GPW ds. ładu korporacyjnego. Wszystkie zmiany w Dobrych Praktykach zostały przeprowadzone w sposób zapewniający kontynuację zagadnień ujętych w poprzedniej wersji zbioru. Dla przejrzystości dokumentu oraz zaakcentowania najistotniejszych zagadnień, dokonano nowego podziału tematycznego zbioru. Przyjęto także nową systematykę dokumentu zgodną z zaleceniem Komisji Europejskiej.

2. Wskazanie postanowień zbioru zasad ładu korporacyjnego, o którym mowa w punkcie 1, od stosowania których Emitent odstąpił oraz wyjaśnienie przyczyn tego odstąpienia

W 2018 r. Emitent nie stosował dwóch, wskazanych poniżej zasad i dwóch rekomendacji Dobrych Praktyk:

1. Polityka informacyjna i komunikacja z inwestorami – I.Z.1.15;
2. Zarząd i Rada Nadzorcza – II.Z.7;
3. Walne zgromadzenie i relacje z akcjonariuszami – IV.R.2;
4. Wynagrodzenia – VI.R.4.

Poniżej Emitent przedstawia wyjaśnienie przyczyn odstąpienia od stosowania powyższych zasad i rekomendacji.

2.1. Polityka informacyjna i komunikacja z inwestorami – I.Z.1.15

„Spółka prowadzi korporacyjną stronę internetową i zamieszcza na niej, w czytelnej formie i wyodrębnionym miejscu, oprócz informacji wymaganych przepisami prawa informację zawierającą opis stosowanej przez spółkę polityki różnorodności w odniesieniu do władz spółki oraz jej kluczowych menedżerów; opis powinien uwzględniać takie elementy polityki różnorodności, jak płeć, kierunek wykształcenia, wiek, doświadczenie zawodowe, a także wskazywać cele stosowanej polityki różnorodności i sposób jej realizacji w danym okresie sprawozdawczym; jeżeli spółka nie opracowała i nie realizuje polityki różnorodności, zamieszcza na swojej stronie internetowej wyjaśnienie takiej decyzji.”

O doborze osób do organów Spółki decyduje właściciel korzystając w tym zakresie z przygotowanych przez Ministerstwo Energii "Standardów nadzoru właścicielskiego w spółkach z udziałem Skarbu Państwa, w których prawa z akcji lub udziałów wykonuje Minister Energii" oraz „Zasady i trybu doboru kandydatów do rad nadzorczych spółek handlowych z udziałem Skarbu Państwa, wobec których Minister Energii wykonuje uprawnienia wynikające z akcji i udziałów należących do Skarbu Państwa” - Zarządzenie Ministra Energii z dnia 4 sierpnia 2016 r.

Spółka nie znajduje uzasadnienia dla konieczności opracowania polityki różnorodności w stosunku do kluczowych menedżerów.

2.3. Zarząd i Rada Nadzorcza – II.Z.7

„W zakresie zadań i funkcjonowania komitetów działających w radzie nadzorczej zastosowanie mają postanowienia Załącznika I do Zalecenia Komisji Europejskiej, o którym mowa w zasadzie II.Z.4. W przypadku gdy funkcję komitetu audytu pełni rada nadzorcza, powyższe zasady stosuje się odpowiednio”

W ramach Rady Nadzorczej Emitenta działa Komitet Audytu jako stały komitet, służący pomocą Radzie Nadzorczej w zakresie jego zadań.

Zgodnie z Dobrymi Praktykami Spółek Notowanych na Giełdzie Papierów Wartościowych, w zakresie zadań i funkcjonowania komitetów działających w ramach Rady Nadzorczej Emitenta, Emitent powinien stosować zasady określone w Załączniku I do Zalecenia Komisji Europejskiej z dnia 15 lutego 2005 r. dotyczącym roli dyrektorów niewykonawczych lub będących członkami rady nadzorczej spółek giełdowych i komisji rady (nadzorczej). Wskazane zasady, w przypadku Komitetu Audytu nakierowane są przede wszystkim na zapewnienie właściwego wykonywania przez Komitet Audytu powierzonych mu funkcji.

Emitent wdrożył wszelkie wymogi gwarantujące udział Komitetu Audytu w nadzorze nad działalnością Emitenta, nie wdrożył jednak wszystkich szczegółowych wymogów dotyczących funkcjonowania omawianego komitetu. Zasady niewdrożone przez Emitenta to :

1. zasada wyrażona w pkt 4.3.2 ww. załącznika, zgodnie z którą kierownictwo powinno informować Komitet Audytu o metodach stosowanych przy rozliczaniu znaczących, nietypowych transakcji, kiedy istnieje kilka sposobów ich ujęcia księgowego;
2. zasada wyrażona w pkt 4.3.8 ww. załącznika, zgodnie z którą Komitet Audytu powinien wykonywać przegląd procesu wypełniania przez Emitenta wymogów istniejących przepisów odnośnie do możliwości zgłaszania przez pracowników istotnych nieprawidłowości w działalności Emitenta, w formie skarg albo anonimowych doniesień, normalnie kierowanych do niezależnego dyrektora, oraz powinien zapewnić mechanizm proporcjonalnego i niezależnego badania takich spraw w celu podjęcia ewentualnych środków zaradczych.

Na obecnym etapie funkcjonowania Komitetu Audytu, Emitent nie widzi potrzeby wprowadzania bardzo szczegółowych regulacji precyzujących funkcjonowanie tego komitetu.

Emitent podejmie stosowne działania w przyszłości, jeżeli znajdą one swoje uzasadnienie w praktyce funkcjonowania Komitetu Audytu.

2.5. Walne zgromadzenie i relacje z akcjonariuszami – IV.R.2

„Jeżeli jest to uzasadnione z uwagi na strukturę akcjonariatu lub zgłaszane spółce oczekiwania akcjonariuszy, o ile spółka jest w stanie zapewnić infrastrukturę techniczną niezbędną dla sprawnego przeprowadzenia walnego zgromadzenia przy wykorzystaniu środków komunikacji elektronicznej, powinna umożliwić akcjonariuszom udział w walnym zgromadzeniu przy wykorzystaniu takich środków, w szczególności poprzez:

1. transmisję obrad walnego zgromadzenia w czasie rzeczywistym;
2. dwustronną komunikację w czasie rzeczywistym, w ramach której akcjonariusze mogą wypowiadać się w toku obrad walnego zgromadzenia, przebywając w miejscu innym niż miejsce obrad walnego zgromadzenia;
3. wykonywanie, osobiście lub przez pełnomocnika, prawa głosu w toku walnego zgromadzenia.”

Spółka postanowiła odstąpić od stosowania rekomendacji, ponieważ obecne brzmienie Statutu Spółki nie przewiduje udziału akcjonariuszy w walnym zgromadzeniu przy wykorzystaniu środków komunikacji elektronicznej. Zgodnie z przepisami Kodeksu spółek handlowych, wprowadzenie w życie rekomendacji wymaga zmiany Statutu Spółki w tym zakresie.

Spółka nie wyklucza wprowadzenia odpowiednich zapisów w Statucie Spółki w przyszłości.

2.6. Wynagrodzenia – VI.R.4

„Poziom wynagrodzenia członków zarządu i rady nadzorczej oraz kluczowych menedżerów powinien być wystarczający dla pozyskania, utrzymania i motywacji osób o kompetencjach niezbędnych dla właściwego kierowania spółką i sprawowania nad nią nadzoru. Wynagrodzenie powinno być adekwatne do powierzonego poszczególnym osobom zakresu zadań i uwzględniać pełnienie dodatkowych funkcji, jak np. praca w komitetach rady nadzorczej.”

Emitent stosuje rekomendację VI.R.4 w zakresie dotyczącym kształtowania wynagrodzenia kluczowych menedżerów. Emitent nie ma możliwości zastosowania tej rekomendacji w przypadku członków Rady Nadzorczej oraz Zarządu, których wynagrodzenia ustalane są na podstawie obowiązującego prawa powszechnego tj. ustawy z dnia 9 czerwca 2016 r. o zasadach kształtowania wynagrodzeń osób kierujących niektórymi spółkami (tj. Dz.U. z 2017 r. poz. 2190).

3. Opis głównych cech stosowanych w przedsiębiorstwie Emitenta systemów kontroli wewnętrznej i zarządzania ryzykiem w odniesieniu do procesu sporządzania sprawozdań finansowych i skonsolidowanych sprawozdań finansowych

System kontroli wewnętrznej Emitenta realizowany jest poprzez:

1. stosowanie jednolitych dla GK zasad rachunkowości w zakresie wyceny, ujęcia i ujawnień zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej oraz stosowanie jednolitych wzorców jednostkowych i skonsolidowanych sprawozdań finansowych;
2. stosowanie wewnętrznych mechanizmów kontrolnych, w tym: rozdział obowiązków, kilkustopniowa autoryzacja danych, weryfikacja poprawności otrzymanych danych, niezależne sprawdzenia itp.;
3. stosowanie wewnętrznych procedur operacyjnych, wprowadzonych do stosowania na mocy Zarządzeń Prezesa Zarządu;
4. zdefiniowanie kompetencji w zakresie wykonywania zadań z zakresu rachunkowości, sprawozdawczości finansowej oraz rozliczeń podatkowych w Spółce w księdze zadań i regulaminach zatwierdzanych przez Zarząd i Radę Nadzorczą;
5. zdefiniowanie zasad przeprowadzania kontroli przestrzegania obiegu dokumentów finansowo-księgowych oraz weryfikacji w zakresie merytorycznym, formalnym i rachunkowym;
6. prowadzenie ewidencji zdarzeń gospodarczych w zintegrowanym systemie finansowo-księgowym, którego konfiguracja odpowiada obowiązującym w Spółce zasadom rachunkowości oraz zawiera instrukcje i mechanizmy kontrolne zapewniające spójność i integralność danych, w tym: kontrole spójności danych, kontrole sprzętowe, kontrole operacyjne i kontrole uprawnień;
7. funkcjonowanie systemu informatycznego wspierającego proces konsolidacji, umożliwiającego usprawnienie procesu konsolidacji finansowej i zarządczej oraz skrócenie czasu sporządzania skonsolidowanych sprawozdań;
8. stosowanie jednolitych zasad i procedur konsolidacji danych finansowych, poprzez ujednoczone raporty, automatyczne walidacje spójności oraz kompletności raportowanych przez spółki danych oraz dwustopniowy proces zatwierdzania i akceptacji danych w systemie do konsolidacji;
9. sformalizowany proces sporządzania sprawozdania finansowego (zadania z określonym terminem wykonania i przyporządkowania odpowiedzialności za ich realizację);
10. wieloetapowy proces opiniowania oraz autoryzacji sprawozdań uwzględniający również udział Rady Nadzorczej;
11. działania podejmowane przez Departament Audytu i Kontroli oraz Departament Bezpieczeństwa Grupy Kapitałowej PGNiG zmierzające do bieżącej estymacji ryzyka sprawozdawczego;
12. niezależną ocenę rzetelności i prawidłowości sprawozdania finansowego dokonywaną przez niezależnego audytora zewnętrznego w formie przeglądów sprawozdań;
13. sukcesywny wzrost formalnych uregulowań i procedur w Grupie Kapitałowej, mający na celu standaryzację procesów sprawozdawczych i ciągłe ich doskonalenie.

Istotną rolę w procesie kontrolnym w zakresie rachunkowości i sprawozdawczości finansowej pełni zintegrowany system finansowo-księgowy. Nie tylko umożliwia on kontrolę prawidłowości zaewidencjonowanych operacji, ale także pozwala na identyfikację osób wprowadzających i akceptujących poszczególne transakcje. Dostęp do danych finansowych jest ograniczony przez system uprawnień. Uprawnienia dostępu do systemu są nadawane w zakresie zależnym od przypisanej roli i zakresu odpowiedzialności danej osoby i podlegają ścisłej kontroli.

Wprowadzono dodatkowy szczebel kontrolny sprawozdania finansowego GK poprzez rozdział funkcji sporządzania sprawozdania finansowego Emitenta oraz skonsolidowanego sprawozdania finansowego GK pomiędzy dwa Departamenty w Centrali Spółki, które podobnie jak sprawozdania innych konsolidowanych spółek jest wprowadzane do zintegrowanego systemu informatycznego. Kontrola prawidłowości danych w procesie konsolidacji prowadzona jest w sposób automatyczny, poprzez zaimplementowane walidacje i uzupełniana o logiczne procedury weryfikacji prowadzone przez wyspecjalizowanych pracowników GK.

Zasady Rachunkowości dla Grupy Kapitałowej PGNiG zawierają postanowienia, których celem jest zapewnienie zgodności rachunkowości Emitenta oraz sporządzanych sprawozdań finansowych z obowiązującymi regulacjami, w tym w szczególności Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej. W celu zapewnienia zgodności Zasad Rachunkowości z nowelizowanymi przepisami są one okresowo aktualizowane. Ostatnia aktualizacja Zasad Rachunkowości miała miejsce w 2018 r.

Ograniczenie ryzyka sporządzania sprawozdania finansowego jest także realizowane poprzez poddawanie sprawozdań kwartalnej weryfikacji przez niezależnego biegłego rewidenta. Stosowane przez Emitenta procedury wyboru biegłego rewidenta zapewniają jego niezależność przy realizacji powierzonych zadań (wyboru dokonuje Rada Nadzorcza po rekomendacji Komitetu Audytu) i wysoki standard usług.

Audytora przeprowadza badanie sprawozdania rocznego, natomiast sprawozdania za I kwartał, półrocze i III kwartał są poddawane przeglądowi. Wyniki przeglądów i badań są przedstawiane przez audytora Zarządowi i Komitetowi Audytu Rady Nadzorczej.

W prowadzonej działalności Emitent zarządza ogólnym bezpieczeństwem finansowym wykorzystując wyspecjalizowane systemy do zarządzania m.in. płynnością, ryzykiem finansowym oraz tworzeniem i kontrolą budżetów.

Proces raportowania finansowego podlega ponadto bieżącej weryfikacji przez audyt wewnętrzny, który w toku audytów poszczególnych procesów lub projektów uwzględnia badanie wiarygodności i kompletności ewidencji księgowej związanej z konkretnymi procesami lub jednostkowymi wydarzeniami, jak również badanie prawidłowości obiegu dokumentów księgowych. Wnioski i oceny formułowane w toku audytów operacyjnych dotyczące powiązanego z nimi obszaru rachunkowości pozwalają postawić tezę, że dotychczas nie stwierdzono istnienia potrzeby tworzenia szczególnego mechanizmu dedykowanego wyłącznie do weryfikowania procesu sporządzania sprawozdań finansowych. W szczególności brak jest podstaw do uznania, że brak takiego mechanizmu stwarza jakiegokolwiek zagrożenie dla działalności Emitenta. Nie istnieją również przesłanki pozwalające na uznanie, że sytuacja powyższa może ulec w najbliższym czasie istotnej zmianie. Corocznie dokonywane przeglądy systemu kontroli wewnętrznej i zarządzania ryzykiem - na poziomie Spółki wykazują, że rekomendacje służące udoskonaleniu systemu w obszarze sprawozdawczości finansowej są wdrażane.

Jako czynniki zmniejszające ryzyka związane z procesem raportowania finansowego, należy wskazać, przede wszystkim, bieżący proces doskonalenia poszczególnych modułów zintegrowanego systemu zarządzania, jak też doskonalenia umiejętności praktycznych i merytorycznych pracowników obsługujących ten system.

4. Wskazanie akcjonariuszy posiadających bezpośrednio lub pośrednio znaczne pakiety akcji wraz ze wskazaniem liczby posiadanych przez te podmioty akcji, ich procentowego udziału w kapitale zakładowym, liczby głosów z nich wynikających i ich procentowego udziału w ogólnej liczbie głosów na Walnym Zgromadzeniu

Akcje Emitenta notowane są na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie S.A. Kapitał zakładowy Emitenta dzieli się na 5 778 314 857 akcji zwykłych na okaziciela o wartości nominalnej 1,00 zł każda.

W 2018 r. jedynym akcjonariuszem posiadającym znaczny pakiet akcji Emitenta (reprezentujący ponad 5% udziału w kapitale zakładowym) był Skarb Państwa, reprezentowany przez Ministra Energii (ul. Krucza 36/Wspólna 6, 00-522 Warszawa).

Struktura akcjonariatu Emitenta na dzień 31 grudnia 2018 r.

	Liczba akcji	Udział w kapitale zakładowym Emitenta	Liczba głosów na Walnym Zgromadzeniu Emitenta	Udział w ogólnej liczbie głosów na Walnym Zgromadzeniu Emitenta
Skarb Państwa	4 153 706 157	71,88 %	4 153 706 157	71,88 %
Pozostali	1 624 608 700	28,12 %	1 624 608 700	28,12 %
Razem	5 778 314 857	100,00 %	5 778 314 857	100,00 %

Na dzień 31 grudnia 2018 r. 59 256 pracownikom spośród 61 516 uprawnionych przekazano 728 293 842 akcji Emitenta, reprezentujących 12,60 % kapitału zakładowego i ogólnej liczby głosów na Walnym Zgromadzeniu Emitenta.

5. Wskazanie posiadaczy wszelkich papierów wartościowych, które dają specjalne uprawnienia kontrolne, wraz z opisem tych uprawnień

Zgodnie ze Statutem tak długo, jak Skarb Państwa pozostaje akcjonariuszem Emitenta, Skarb Państwa reprezentowany przez ministra właściwego do spraw energii jest uprawniony do powoływania i odwoływania jednego członka Rady Nadzorczej.

Dodatkowo na podstawie Statutu Skarb Państwa (jako akcjonariusz) wyraża, w formie pisemnej, zgodę: (i) na zmianę istotnych postanowień obowiązujących umów handlowych dotyczących importu gazu ziemnego do Polski oraz na zawarcie nowych takich umów handlowych, jak również (ii) na realizację strategicznych przedsięwzięć inwestycyjnych lub udział Spółki w przedsięwzięciach inwestycyjnych mogących trwale lub przejściowo pogorszyć efektywność ekonomiczną działalności Spółki, ale koniecznych dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego Polski.

Skarb Państwa jest uprawniony do żądania zwołania Walnego Zgromadzenia oraz do żądania umieszczenia poszczególnych spraw w porządku obrad niezależnie od udziału w kapitale zakładowym Emitenta.

Skarbowi Państwa – jako akcjonariuszowi – przysługują także inne uprawnienia wynikające z odrębnych przepisów.

6. Wskazanie wszelkich ograniczeń odnośnie wykonywania prawa głosu, takich jak ograniczenie wykonywania prawa głosu przez posiadaczy określonej części lub liczby głosów, ograniczenia czasowe dotyczące wykonywania prawa głosu lub zapisy, zgodnie z którymi, przy współpracy spółki, prawa kapitałowe związane z papierami wartościowymi są oddzielone od posiadania papierów wartościowych

Statut PGNiG ogranicza prawo głosowania akcjonariuszy w ten sposób, że żaden z nich (z wyjątkiem opisanym poniżej) nie może wykonywać na Walnym Zgromadzeniu więcej niż 10% ogólnej liczby głosów istniejących w Spółce w dniu odbywania Walnego Zgromadzenia, z zastrzeżeniem, że dla potrzeb ustalania obowiązków nabywców znacznych pakietów akcji, takie ograniczenie prawa głosowania uważane będzie za nieistniejące.

Ograniczenie prawa głosowania, nie dotyczy akcjonariuszy, którzy w dniu powzięcia uchwały Walnego Zgromadzenia wprowadzającej ograniczenie, są uprawnieni z akcji reprezentujących więcej niż 10% ogólnej liczby głosów istniejących w Spółce, oraz akcjonariuszy działających z akcjonariuszami reprezentującymi więcej niż 10% ogólnej liczby głosów, na podstawie zawartych porozumień dotyczących wspólnego wykonywania prawa głosu z akcji.

Dla potrzeby ograniczenia prawa do głosowania, głosy należące do akcjonariuszy, między którymi istnieje stosunek dominacji lub zależności, kumuluje się; w przypadku, gdy skumulowana liczba głosów przekracza 10% ogółu głosów w Spółce, podlega ona redukcji.

7. Wskazanie wszelkich ograniczeń dotyczących przenoszenia prawa własności papierów wartościowych Emitenta

Zgodnie z art. 13 pkt 14 ustawy z dnia 16 grudnia 2016 r. o zasadach zarządzania mieniem państwowym (Dz.U. z 2016 r. poz. 2259 z późn. zm.) nie mogą być zbyte akcje Emitenta należące do Skarbu Państwa.

8. Opis zasad dotyczących powoływania i odwoływania osób zarządzających oraz ich uprawnień, w szczególności prawo do podjęcia decyzji o emisji lub wykupie akcji

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.

Uprawnienia Zarządu zostały opisane w punkcie 11.1.2. niniejszego Oświadczenia.

Zgodnie ze Statutem decyzję o emisji akcji lub skupie akcji (nabyciu akcji własnych) podejmuje Walne Zgromadzenie Emitenta.

9. Opis zasad zmiany Statutu Emitenta

Zgodnie z Kodeksem spółek handlowych oraz Statutem Emitenta zmiana Statutu wymaga uchwały Walnego Zgromadzenia podjętej odpowiednią większością głosów oraz wpisu do rejestru przedsiębiorców. Zmianę Statutu Zarząd zgłasza do sądu rejestrowego. Zgłoszenie zmiany Statutu nie może nastąpić po upływie trzech miesięcy od dnia powzięcia uchwały przez Walne Zgromadzenie w sprawie zmiany Statutu.

Jednolity tekst Statutu Emitenta przygotowywany jest przez Zarząd, a następnie przyjmowany przez Radę Nadzorczą.

W dniu 21 lutego 2019 r. zakończono postępowanie rejestrowe zmian w Statucie Emitenta przyjętych przez Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie w dniu 23 stycznia 2019 r.

10. Sposób działania Walnego Zgromadzenia i jego zasadnicze uprawnienia oraz opis praw akcjonariuszy i sposobu ich wykonywania, w szczególności zasady wynikające z regulaminu Walnego Zgromadzenia

10.1. Opis sposobu działania Walnego Zgromadzenia

Walne Zgromadzenie działa według zasad określonych w Kodeksie spółek handlowych, Statucie oraz w Regulaminie Walnego Zgromadzenia. Regulamin Walnego Zgromadzenia określa w szczególności zasady prowadzenia obrad i podejmowania uchwał. Regulamin Walnego Zgromadzenia jest dostępny na stronie internetowej Emitenta (www.pgnig.pl). W dniu 23 stycznia 2019 r. Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie Akcjonariuszy podjęło uchwałę w sprawie zmiany treści Regulaminu Walnego Zgromadzenia.

Walne Zgromadzenie może być zwyczajne lub nadzwyczajne, odbywa się w siedzibie Emitenta. Walne Zgromadzenie może podejmować uchwały jedynie w sprawach objętych szczegółowym porządkiem obrad, chyba że cały kapitał zakładowy jest reprezentowany na Walnym Zgromadzeniu, a nikt z obecnych nie zgłosił sprzeciwu dotyczącego powzięcia uchwały nieobjętej porządkiem obrad. Porządek obrad proponuje Zarząd albo podmiot zwołujący Walne Zgromadzenie.

Zgodnie z postanowieniami Kodeksu spółek handlowych akcjonariusz lub akcjonariusze, przedstawiający co najmniej 5% kapitału zakładowego mogą żądać umieszczenia poszczególnych spraw w porządku obrad najbliższego Walnego Zgromadzenia. Postanowienia Statutu Spółki przewidują ponadto, że uprawnienie to przysługuje również akcjonariuszowi – Skarbowi Państwa – niezależnie od udziału w kapitale zakładowym. Walne Zgromadzenie zwołuje Zarząd działając:

1. z własnej inicjatywy;
2. na żądanie akcjonariusza lub akcjonariuszy, przedstawiających co najmniej 5% kapitału zakładowego, złożone na piśmie lub w postaci elektronicznej;
3. na żądanie akcjonariusza – Skarbu Państwa – niezależnie od udziału w kapitale zakładowym, złożone na piśmie lub w postaci elektronicznej;
4. na żądanie członka Rady Nadzorczej powołanego zgodnie z § 36 ust. 1 Statutu, (członek niezależny), złożone na piśmie lub w postaci elektronicznej;
5. na pisemne żądanie Rady Nadzorczej.

Jeżeli Walne Zgromadzenie nie zostało przez Zarząd zwołane w terminie 2 tygodni od daty zgłoszenia żądania, sąd rejestrowy może upoważnić akcjonariusza lub akcjonariuszy do zwołania nadzwyczajnego walnego zgromadzenia.

Akcjonariusze przedstawiający co najmniej 50% kapitału zakładowego lub co najmniej 50% ogółu głosów w spółce mogą zwołać Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie.

Rada Nadzorcza może zwołać Zwyczajne Walne Zgromadzenie, jeżeli Zarząd nie zwoła go w terminie określonym w Kodeksie spółek handlowych lub w Statucie, oraz Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie, jeżeli zwołanie go uzna za stosowne.

Walne Zgromadzenie zwołuje się poprzez ogłoszenie dokonywane na stronie internetowej oraz w sposób określony dla przekazywania informacji bieżących zgodnie z przepisami o ofercie publicznej i warunkach wprowadzania instrumentów finansowych do zorganizowanego systemu obrotu oraz o spółkach publicznych.

Ogłoszenie powinno być dokonane co najmniej na 26 dni przed terminem Walnego Zgromadzenia.

Zwyczajne Walne Zgromadzenie zwołuje Zarząd, jeden raz w roku, nie później niż w terminie 6 miesięcy po upływie roku obrotowego.

Głosowanie na Walnym Zgromadzeniu jest jawne. Tajne głosowanie zarządza się przy wyborach organów Emitenta albo likwidatora Emitenta oraz nad wnioskiem o odwołanie członków organów Emitenta lub likwidatorów, o pociągnięcie ich do odpowiedzialności, jak również w sprawach osobowych. Poza tym głosowanie tajne zarządza się na żądanie choćby jednego z akcjonariuszy obecnych lub reprezentowanych na Walnym Zgromadzeniu.

Walne Zgromadzenie podejmuje uchwały bez względu na liczbę reprezentowanych na nim akcji, o ile przepisy Kodeksu spółek handlowych lub Statutu nie stanowią inaczej.

Akcjonariusz ma prawo zgłoszenia sprzeciwu wobec uchwały Walnego Zgromadzenia oraz, zgodnie z Regulaminem Walnego Zgromadzenia, powinien mieć zapewnioną możliwość zwięzłego uzasadnienia sprzeciwu. Każdy akcjonariusz może podczas obrad Walnego Zgromadzenia zgłaszać projekty uchwał dotyczące spraw wprowadzonych do porządku obrad.

Obrady Walnego Zgromadzenia otwiera Przewodniczący Rady Nadzorczej lub Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej, a w przypadku ich nieobecności Prezes Zarządu albo osoba wyznaczona przez Zarząd. Osoba otwierająca obrady Walnego Zgromadzenia powinna doprowadzić do niezwłocznego wyboru Przewodniczącego Walnego Zgromadzenia, powstrzymując się od jakichkolwiek rozstrzygnięć merytorycznych lub formalnych. Wyboru Przewodniczącego dokonuje się w głosowaniu tajnym. Przewodniczący Walnego Zgromadzenia zapewnia sprawny przebieg obrad oraz poszanowanie praw i interesów wszystkich akcjonariuszy. Przewodniczący nie powinien bez ważnych powodów składać rezygnacji z pełnionej funkcji, nie może też bez uzasadnionych powodów opóźniać podpisania protokołu Walnego Zgromadzenia.

W Walnym Zgromadzeniu mają prawo uczestniczyć oprócz akcjonariuszy:

1. członkowie Zarządu i Rady Nadzorczej, a także kandydaci do Rady Nadzorczej (jeżeli przedmiotem obrad Walnego Zgromadzenia ma być powołanie członka lub członków Rady Nadzorczej); w przypadku kandydatów do Rady Nadzorczej Walne Zgromadzenie może ograniczyć ich prawo głosu do spraw bezpośrednio związanych z kandydowaniem do Rady Nadzorczej;
2. goście zaproszeni przez organ zwołujący Walne Zgromadzenie i eksperci, w tym biegli rewidenci oraz służby prawne Spółki, wprowadzeni w celu przedstawienia opinii oraz wyjaśnień w sprawach objętych porządkiem obrad - z tym zastrzeżeniem, że ich prawo głosu może być ograniczone przez Walne Zgromadzenie tylko do tych punktów porządku obrad, w związku z którymi zostali zaproszeni;
3. notariusze sporządzający protokół z Walnego Zgromadzenia.

Przewodniczący Walnego Zgromadzenia może zarządzać krótkie przerwy (techniczne) w obradach, które nie stanowią odroczenia obrad, pod warunkiem, że nie ma to na celu utrudnienia akcjonariuszom wykonywania ich praw.

10.2. Opis zasadniczych uprawnień Walnego Zgromadzenia

Walne Zgromadzenie jest organem stanowiącym Emitenta. Walne Zgromadzenie podejmuje uchwały w sprawie:

1. rozpatrzenia i zatwierdzenia sprawozdania finansowego za ubiegły rok obrotowy oraz sprawozdania Zarządu z działalności Emitenta;
2. udzielenia absolutorium członkom organów Emitenta z wykonania obowiązków;
3. podziału zysku lub pokrycia straty;
4. ustalenia dnia dywidendy lub rozłożenia wypłaty dywidendy na raty;
5. powołania i odwołania członków Rady Nadzorczej;
6. rozpatrzenia i zatwierdzenia skonsolidowanego sprawozdania grupy kapitałowej oraz sprawozdania z działalności grupy kapitałowej za ubiegły rok obrotowy;
7. zawieszania członków Zarządu w czynnościach oraz ich odwoływania;
8. zbycia i wydzierżawienia przedsiębiorstwa Emitenta lub jego zorganizowanej części oraz ustanowienia na nich ograniczonego prawa rzeczowego;
9. rozporządzenia składnikami aktywów trwałych w rozumieniu ustawy z dnia 29 września 1994 r. o rachunkowości, zaliczonymi do wartości niematerialnych i prawnych, rzeczowych aktywów trwałych lub inwestycji długoterminowych, w tym wniesienie jako wkładu do spółki lub spółdzielni, jeżeli wartość rynkowa tych składników przekracza 100.000.000 złotych lub 5% sumy aktywów w rozumieniu ustawy z dnia 29 września 1994 r. o rachunkowości, ustalonych na podstawie ostatniego zatwierdzonego sprawozdania finansowego, a także oddanie tych składników do korzystania innemu podmiotowi, na okres dłuższy niż 180 dni w roku kalendarzowym, na podstawie czynności prawnej, jeżeli wartość rynkowa przedmiotu czynności prawnej przekracza 100.000.000 złotych lub 5% sumy aktywów, przy czym, oddanie do korzystania w przypadku:
 - a) umów najmu, dzierżawy i innych umów o oddanie składnika majątkowego do odpłatnego korzystania innym podmiotom - przez wartość rynkową przedmiotu czynności prawnej rozumie się wartość świadczeń za:
 - rok - jeżeli oddanie składnika majątkowego nastąpiło na podstawie umów zawieranych na czas nieoznaczony,
 - cały czas obowiązywania umowy - w przypadku umów zawieranych na czas oznaczony,
 - b) umów użyczenia i innych nieodpłatnych umów o oddanie składnika majątkowego do korzystania innym podmiotom - przez wartość rynkową przedmiotu czynności prawnej rozumie się równowartość świadczeń, jakie przysługiwałyby w razie zawarcia umowy najmu lub dzierżawy, za:
 - rok - jeżeli oddanie składnika majątkowego nastąpi na podstawie umowy zawieranej na czas nieoznaczony,
 - cały czas obowiązywania umowy - w przypadku umów zawartych na czas oznaczony;
10. nabycia składników aktywów trwałych w rozumieniu ustawy z dnia 29 września 1994 r. o rachunkowości, o wartości przekraczającej 100.000.000 złotych lub 5% sumy aktywów w rozumieniu ustawy z dnia 29 września 1994 r. o rachunkowości, ustalonych na podstawie ostatniego zatwierdzonego sprawozdania finansowego,
11. objęcia albo nabycia akcji/udziałów innej spółki o wartości przekraczającej 20.000.000 złotych lub 10% sumy aktywów w rozumieniu ustawy z dnia 29 września 1994 r. o rachunkowości, ustalonych na podstawie ostatniego zatwierdzonego sprawozdania finansowego z uwzględnieniem postanowień § 56 ust.6,
12. zbycia akcji/udziałów innej spółki o wartości przekraczającej 10.000.000 złotych lub 10% sumy aktywów w rozumieniu ustawy z dnia 29 września 1994 r. o rachunkowości, ustalonych na podstawie ostatniego zatwierdzonego sprawozdania finansowego z uwzględnieniem postanowień § 56 ust.6
13. zawarcia przez Emitenta umowy kredytu, pożyczki, poręczenia lub innej podobnej umowy z członkiem Zarządu, Rady Nadzorczej, prokurentem, likwidatorem albo na rzecz którejkolwiek z tych osób;
14. podwyższenia i obniżenia kapitału zakładowego Emitenta;
15. emisji obligacji zamiennych lub z prawem pierwszeństwa i emisji warrantów subskrypcyjnych;
16. nabycia akcji własnych, które mają być zaoferowane do nabycia pracownikom lub osobom, które były zatrudnione przez Emitenta lub spółkę z nim powiązaną przez okres co najmniej trzech lat;
17. przymusowego wykupu akcji;
18. tworzenia, użycia i likwidacji kapitałów rezerwowych;
19. użycia kapitału zapasowego;
20. postanowień dotyczących roszczeń o naprawienie szkody wyrządzonej przy zawiązaniu Emitenta lub sprawowaniu zarządu albo nadzoru;

21. połączenia, przekształcenia oraz podziału Emitenta;
22. przeniesienia siedziby Emitenta za granicę;
23. uprzywilejowania akcji;
24. utworzenia spółki europejskiej, przekształcenia w taką spółkę lub przystąpienia do niej;
25. zmiany Statutu i zmiany przedmiotu działalności Emitenta;
26. rozwiązania i likwidacji Emitenta;
27. ustalanie zasad i wysokości wynagrodzenia członków Rady Nadzorczej oraz ustalanie zasad wynagradzania członków Zarządu;
28. objęcia, nabycia albo zbycia udziałów lub akcji podmiotów wchodzących w skład Grupy Kapitałowej PGNiG, które na podstawie powszechnie obowiązujących przepisów pełnią funkcję operatora systemu dystrybucyjnego lub operatora systemu magazynowania, z określeniem warunków i trybu zbywania;

10.3. Opis praw akcjonariuszy w ramach Walnego Zgromadzenia i sposobu ich wykonywania

Akcjonariusze mają prawo do uczestniczenia w Walnych Zgromadzeniach oraz wykonywania prawa głosu z posiadanych akcji.

Do udziału w Walnym Zgromadzeniu uprawniony jest każdy akcjonariusz Emitenta. Jedna akcja uprawnia do wykonania jednego głosu na Walnym Zgromadzeniu.

Prawo uczestniczenia w Walnym Zgromadzeniu Spółki mają osoby będące akcjonariuszami Emitenta na 16 dni przed datą Walnego Zgromadzenia (dzień rejestracji uczestnictwa w Walnym Zgromadzeniu). Dzień rejestracji uczestnictwa w Walnym Zgromadzeniu jest jednolity dla uprawnionych z akcji na okaziciela i akcji imiennych.

Uprawnieni z akcji imiennych i świadectw tymczasowych oraz zastawnicy i użytkownicy, którym przysługuje prawo głosu, mają prawo uczestniczenia w Walnym Zgromadzeniu, jeżeli są wpisani do księgi akcyjnej w dniu rejestracji uczestnictwa w Walnym Zgromadzeniu.

Akcje na okaziciela mające postać dokumentu dają prawo uczestniczenia w Walnym Zgromadzeniu, jeżeli dokumenty akcji zostaną złożone w Spółce nie później niż w dniu rejestracji uczestnictwa w Walnym Zgromadzeniu i nie będą odebrane przed zakończeniem tego dnia. Zamiast akcji może być złożone zaświadczenie wydane na dowód złożenia akcji u notariusza, w banku lub firmie inwestycyjnej mających siedzibę lub oddział na terytorium Unii Europejskiej lub państwa będącego stroną umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym, wskazanych w ogłoszeniu o zwołaniu Walnego Zgromadzenia. W zaświadczeniu wskazuje się numery dokumentów akcji i stwierdza, że dokumenty akcji nie będą wydane przed upływem dnia rejestracji uczestnictwa w Walnym Zgromadzeniu.

Listę uprawnionych z akcji na okaziciela do uczestnictwa w Walnym Zgromadzeniu ustala się na podstawie akcji złożonych w spółce oraz wykazu sporządzonego przez Krajowy Depozyt Papierów Wartościowych S.A. zgodnie z przepisami Ustawy o obrocie instrumentami finansowymi.

Akcjonariusze mogą uczestniczyć w Walnym Zgromadzeniu oraz wykonywać prawo głosu osobiście, przez przedstawicieli lub pełnomocników. Pełnomocnictwo powinno być udzielone na piśmie lub formie elektronicznej. Domniemywa się, że dokument pisemny lub elektroniczny potwierdzający prawo reprezentowania akcjonariusza na Walnym Zgromadzeniu jest zgodny z prawem i nie wymaga dodatkowych potwierdzeń, chyba że jego autentyczność lub ważność prima facie budzi wątpliwości Zarządu lub Przewodniczącego Walnego Zgromadzenia.

Akcjonariusz lub akcjonariusze przedstawiający co najmniej 5% kapitału zakładowego Emitenta oraz akcjonariusz – Skarb Państwa, niezależnie od udziału w kapitale zakładowym Emitenta, mają prawo żądania zwołania Walnego Zgromadzenia pod warunkiem złożenia stosownego żądania na piśmie lub w postaci elektronicznej. W przypadku niezwołania przez Zarząd Walnego Zgromadzenia na wniosek akcjonariusza lub akcjonariuszy w terminie dwóch tygodni od dnia jego złożenia sąd rejestrowy może, po wezwaniu Zarządu do złożenia oświadczenia, upoważnić akcjonariusza lub akcjonariuszy do zwołania Walnego Zgromadzenia. Dodatkowo akcjonariusze przedstawiający co najmniej 5% kapitału zakładowego Emitenta mogą żądać umieszczenia poszczególnych spraw w porządku obrad najbliższego Walnego Zgromadzenia. Uprawnienie to przysługuje również akcjonariuszowi - Skarbowi Państwa niezależnie od udziału w kapitale zakładowym Emitenta. Żądanie takie winno być przesłane do Emitenta na piśmie bądź w postaci elektronicznej 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 reprezentujący co najmniej 5% kapitału zakładowego mogą przed terminem Walnego Zgromadzenia zgłaszać Spółce na piśmie lub drogą elektroniczną projekty uchwał dotyczące spraw wprowadzonych do porządku obrad Walnego Zgromadzenia lub spraw, które mają zostać wprowadzone do porządku obrad. Usunięcie sprawy zamieszczonej w porządku obrad Walnego Zgromadzenia bądź zaniechanie rozpatrywania sprawy umieszczonej w porządku obrad na wniosek akcjonariusza lub akcjonariuszy wymaga uchwały Walnego Zgromadzenia podjętej większością 3/4 głosów oraz dodatkowo zgody wszystkich obecnych na Walnym Zgromadzeniu akcjonariuszy, którzy zgłosili taki wniosek.

Statut Spółki nie przewiduje możliwości uczestnictwa w Walnym Zgromadzeniu przy wykorzystaniu środków komunikacji elektronicznej (w tym wypowiedania się w trakcie Walnego Zgromadzenia przy wykorzystaniu środków komunikacji elektronicznej), wykonywania prawa głosu drogą korespondencyjną lub przy wykorzystaniu środków komunikacji elektronicznej.

Na wniosek akcjonariuszy przedstawiających co najmniej 20% kapitału zakładowego, wybór Rady Nadzorczej dokonywany jest w drodze głosowania oddzielnymi grupami. Akcjonariusze reprezentujący na Walnym Zgromadzeniu tę część akcji, która przypada z podziału ogólnej liczby reprezentowanych akcji przez liczbę członków Rady Nadzorczej, mogą utworzyć oddzielną grupę celem

wyboru jednego członka Rady Nadzorczej, nie biorą jednak udziału w wyborze pozostałych członków. Akcjonariusz, który bierze udział w tworzeniu danej grupy może głosować ze swoich akcji wyłącznie w ramach tej grupy, co oznacza, że nie może dzielić pakietu posiadanych akcji. Liczba członków Rady Nadzorczej, którzy mogą być wybrani w danej grupie wynika z ilorazu liczby akcji reprezentowanych przez tę grupę i minimalnej liczby akcji potrzebnej dla utworzenia grupy. Mandaty w Radzie Nadzorczej nieobsadzone przez odpowiednią grupę akcjonariuszy, obsadza się w drodze głosowania, w którym uczestniczą wszyscy akcjonariusze, których głosy nie zostały oddane przy wyborze członków Rady Nadzorczej, wybieranych w drodze głosowania oddzielnymi grupami.

Podczas obrad Walnego Zgromadzenia Zarząd jest obowiązany do udzielenia akcjonariuszowi na jego żądanie informacji dotyczących Emitenta, jeżeli jest to uzasadnione dla oceny sprawy objętej porządkiem obrad. Zarząd odmawia udzielenia informacji, jeżeli mogłoby to wyrządzić szkodę Emitentowi albo spółce z nim powiązanej, albo spółce lub spółdzielni zależnej, w szczególności przez ujawnienie tajemnic technicznych, handlowych lub organizacyjnych przedsiębiorstwa.

Członek zarządu może odmówić udzielenia informacji, jeżeli udzielenie informacji mogłoby stanowić podstawę jego odpowiedzialności karnej, cywilnoprawnej bądź administracyjnej.

W uzasadnionych przypadkach Zarząd może udzielić informacji na piśmie nie później niż w terminie 2 tygodni od dnia zgłoszenia żądania podczas Walnego Zgromadzenia.

Odpowiedź uznaje się za udzieloną, jeżeli odpowiednie informacje są dostępne na stronie internetowej Emitenta, w miejscu wydzielonym na zadawanie pytań przez akcjonariuszy i udzielanie im odpowiedzi.

Zarząd może udzielić akcjonariuszowi informacji dotyczących Emitenta poza Walnym Zgromadzeniem. Informacje takie wraz z podaniem daty ich przekazania i osoby, której udzielono informacji, powinny zostać ujawnione przez Zarząd na piśmie w materiałach przedkładanych najbliższemu Walnemu Zgromadzeniu. Materiały mogą nie obejmować informacji podanych do wiadomości publicznej, w tym w trybie raportu bieżącego na podstawie § 38 ust 1 pkt 12 Rozporządzenia oraz udzielonych podczas Walnego Zgromadzenia.

Akcjonariusz może żądać przesłania mu listy akcjonariuszy, nieodpłatnie pocztą elektroniczną, a także przeglądać księgę protokołów oraz żądać wydania poświadczonych przez Zarząd odpisów uchwał Walnego Zgromadzenia.

Akcjonariusz może żądać wydania odpisów wniosków w sprawach objętych porządkiem obrad, w terminie tygodnia przed Walnym Zgromadzeniem. Odpis sprawozdania Zarządu z działalności spółki i sprawozdania finansowego wraz z odpisem sprawozdania Rady Nadzorczej oraz opinii biegłego rewidenta wydawane są akcjonariuszom na żądanie, najpóźniej na 15 dni przed zwyczajnym Walnym Zgromadzeniem.

Podczas obrad Walnego Zgromadzenia akcjonariusz biorący udział w Walnym Zgromadzeniu może zgłaszać wnioski porządkowe, w tym wniosek o zmianę kolejności rozpatrywania spraw zamieszczonych w porządku obrad lub o zarządzanie przerwy w obradach Walnego Zgromadzenia. Każdy akcjonariusz ma również prawo złożenia wniosku o zarządzanie tajnego głosowania.

Emitent prowadzi własną stronę internetową i zamieszcza na niej od dnia zwołania Walnego Zgromadzenia:

1. ogłoszenie o zwołaniu Walnego Zgromadzenia;
2. informację o ogólnej liczbie akcji spółki i liczbie głosów z tych akcji w dniu ogłoszenia, a jeżeli akcje są różnych rodzajów - także o podziale akcji na poszczególne rodzaje i liczbie głosów z akcji poszczególnych rodzajów;
3. dokumentację, która ma być przedstawiona Walnemu Zgromadzeniu;
4. projekty uchwał lub, jeżeli nie przewiduje się podejmowania uchwał, uwagi Zarządu lub Rady Nadzorczej PGNiG, dotyczące spraw wprowadzonych do porządku obrad lub spraw, które mają zostać wprowadzone do porządku obrad przed terminem Walnego Zgromadzenia.

11. Opis działania organów zarządzających, nadzorujących lub administrujących emitenta oraz ich komitetów

11.1. Opis działania organów zarządzających – Zarząd

11.1.1. Skład osobowy Zarządu

Skład Zarządu PGNiG w 2018 r.:

1. Piotr Woźniak - Prezes Zarządu
2. Maciej Woźniak - Wiceprezes Zarządu ds. Handlowych
3. Łukasz Kroplewski - Wiceprezes Zarządu ds. Rozwoju
4. Michał Pietrzyk - Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych
5. Radosław Bartosik - Wiceprezes Zarządu ds. Operacyjnych
6. Magdalena Zegarska - Wiceprezes Zarządu.

W 2018 r. nie zaszły zmiany w składzie Zarządu Spółki.

W dniu 16 stycznia 2019 r. Rada Nadzorcza odwołała Pana Radosława Bartosika z Zarządu PGNiG.

11.1.2. Zasady działania Zarządu Emitenta

Tryb działania Zarządu określa Regulamin uchwalony przez Zarząd i zatwierdzony przez Radę Nadzorczą.

Regulamin Zarządu jest dostępny na stronie internetowej Emitenta pod adresem: www.pgnig.pl/lad-korporacyjny/zarzad/regulamin.

Zarząd składa się z 2 do 7 osób, przy czym liczbę członków Zarządu określa Rada Nadzorczą, jako organ uprawniony do powoływania członków Zarządu lub całego Zarządu. Członków Zarządu powołuje się na okres wspólnej kadencji, która trwa 3 lata. Do czasu, gdy Skarb Państwa jest akcjonariuszem Emitenta, a Emitent zatrudnia średniorocznie powyżej 500 pracowników, Rada Nadzorczą powołuje w skład Zarządu jedną osobę wybraną przez pracowników Emitenta na okres kadencji Zarządu.

Zarząd prowadzi sprawy Emitenta i reprezentuje go we wszystkich czynnościach sądowych i pozasądowych. Do kompetencji Zarządu należą wszelkie sprawy związane z prowadzeniem spraw Emitenta niezastrzeżone przepisami prawa lub Statutu dla Walnego Zgromadzenia lub Rady Nadzorczej. Pracami Zarządu kieruje Prezes Zarządu.

Zarząd obowiązany jest w szczególności do:

1. opracowywania planów działalności gospodarczej, w tym planów inwestycyjnych, oraz Strategii Spółki i Grupy Kapitałowej PGNiG oraz strategicznych planów wieloletnich i przedkładania ich Radzie Nadzorczej do zatwierdzenia;
2. przedkładania ministrowi właściwemu do spraw energii, na każde jego żądanie, szczegółowych informacji na temat zadań wykonywanych dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju;
3. przedkładania ministrowi właściwemu do spraw energii, w terminie 2 miesięcy po zakończeniu Walnego Zgromadzenia lub Zgromadzenia Wspólników zatwierdzającego sprawozdania finansowe i sprawozdania z działalności spółek zależnych oraz powiązanych, roczne informacje, wraz z oceną ich skutków dla bezpieczeństwa energetycznego kraju, dotyczące:

a) realizacji strategicznych przedsięwzięć inwestycyjnych lub udziału w przedsięwzięciach inwestycyjnych trwale lub przejściowo pogarszających efektywność ekonomicznej działalności tych spółek, ale koniecznych dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego Polski,

b) nawiązania stosunku zobowiązaniowego z osobą zagraniczną przez operatora lub właściciela systemu dystrybucyjnego lub gazociągu międzysystemowego, dotyczącego lub związanego z przygotowaniem, analizą, budową, rozbudową lub rozporządzeniem siecią przesyłową, siecią dystrybucyjną, gazociągami międzysystemowymi albo gazociągami bezpośrednim w rozumieniu prawa energetycznego, o ile stosunek zobowiązaniowy dotyczy infrastruktury o wartości aktualnej lub szacunkowej dla nowej, w tym projektowanej, infrastruktury przekraczającej równowartość 500 000 euro w złotych,

c) nawiązania stosunku zobowiązaniowego z osobą zagraniczną przez operatora lub właściciela instalacji magazynowej, dotyczącego lub związanego z przygotowaniem, analizą budową, rozbudową lub rozporządzeniem instalacją magazynową w rozumieniu prawa energetycznego, o ile stosunek zobowiązaniowy dotyczy infrastruktury o wartości aktualnej lub szacunkowej dla nowej, w tym projektowanej, infrastruktury przekraczającej równowartość 500 000 euro w złotych,

d) nawiązania stosunku zobowiązaniowego z osobą zagraniczną przez właściciela jednostki wytwórczej lub kogeneracyjnej, dotyczącego lub związanego z przygotowaniem, analizą, budową, rozbudową lub rozporządzeniem jednostką wytwórczą albo jednostką kogeneracyjną w rozumieniu prawa energetycznego, o ile stosunek zobowiązaniowy dotyczy infrastruktury o wartości aktualnej lub szacunkowej dla nowej, w tym projektowanej, infrastruktury przekraczającej równowartość 500 000 euro w złotych,

e) nawiązania stosunku zobowiązaniowego z osobą zagraniczną, dotyczącego lub związanego z poszukiwaniem, rozpoznawaniem lub wydobywaniem węglowodorów, w rozumieniu prawa geologicznego i górnictwa, o wartości przekraczającej równowartość 5 000 000 euro w złotych,

- przy czym punkty a) - e) powyżej nie dotyczą informacji o: umowach kredytu, usługach związanych z utrzymaniem w stanie niepogorszonym, w tym remontów, oraz usług i prac geofizycznych, wiertniczych, serwisowych, a także usług lub dostaw związanych z wykonaniem powyższych umów lub czynności.

- punkt e) nie obejmuje dodatkowo informacji dotyczących działalności zagranicznego podmiotu zależnego związanych z zawieraniem umów zwykłego zarządu dotyczących funkcjonowania struktury organizacyjnej spółki, w tym umów o pracę, eksploatacji majątku o wartości zobowiązań nieprzekraczających 5 000 000 euro i kosztów bieżącego zarządu.

4. przedkładania ministrowi właściwemu do spraw energii, w terminie 21 dni po zakończeniu Walnego Zgromadzenia lub Zgromadzenia Wspólników spółek powiązanych oraz zależnych, którego przedmiotem, było:

a) strategiczne przedsięwzięcie inwestycyjne lub udział w przedsięwzięciach inwestycyjnych trwale lub przejściowo pogarszających efektywność ekonomicznej działalności tych spółek, ale koniecznych dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego Polski,

b) nawiązanie stosunku zobowiązaniowego z osobą zagraniczną przez operatora lub właściciela systemu dystrybucyjnego lub gazociągu międzysystemowego, dotyczącego lub związanego z przygotowaniem, analizą, budową, rozbudową lub rozporządzeniem siecią przesyłową, siecią dystrybucyjną, gazociągami międzysystemowymi albo gazociągami bezpośrednim w rozumieniu prawa energetycznego, o ile stosunek zobowiązaniowy dotyczy infrastruktury o wartości

aktualnej lub szacunkowej dla nowej, w tym projektowanej, infrastruktury przekraczającej równowartość 500 000 euro w złotych,

c) nawiązanie stosunku zobowiązaniowego z osobą zagraniczną przez operatora lub właściciela instalacji magazynowej, dotyczącego lub związanego z przygotowaniem, analizą, budową, rozbudową lub rozporządzeniem instalacją magazynową w rozumieniu prawa energetycznego, o ile stosunek zobowiązaniowy dotyczy infrastruktury o wartości aktualnej lub szacunkowej dla nowej, w tym projektowanej, infrastruktury przekraczającej równowartość 500 000 euro w złotych,

d) nawiązanie stosunku zobowiązaniowego z osobą zagraniczną przez właściciela jednostki wytwórczej lub kogeneracyjnej dotyczącego lub związanego z projektowaniem, analizą, budową, rozbudową lub rozporządzeniem jednostką wytwórczą albo jednostką kogeneracyjną w rozumieniu prawa energetycznego, o ile stosunek zobowiązaniowy dotyczy infrastruktury o wartości aktualnej lub szacunkowej dla nowej, w tym projektowanej, infrastruktury przekraczającej równowartość 500.000 euro w złotych,

e) nawiązanie stosunku zobowiązaniowego z osobą zagraniczną, dotyczącego lub związanego z poszukiwaniem lub rozpoznawaniem złóż węglowodorów, lub wydobywaniem węglowodorów w rozumieniu prawa geologicznego i górniczego, o wartości przekraczającej równowartość 5 000 000 euro w złotych,

f) zatwierdzenie rocznych planów finansowych, szczegółową informację dotyczącą decyzji podjętych przez Walne Zgromadzenie lub Zgromadzenie Wspólników w przedmiocie określonym w pkt a - f wraz z oceną jej skutków dla bezpieczeństwa energetycznego kraju,

- powyższe, nie dotyczy informacji o umowach kredytu, usługach związanych z utrzymaniem w stanie niepogorszonym, w tym remontów, oraz usług i prac geofizycznych, wiertniczych, serwisowych, a także usług lub dostaw związanych z wykonaniem powyższych umów lub czynności.

Punkt e) nie obejmuje dodatkowo informacji dotyczących działalności zagranicznego podmiotu zależnego związanych z zawieraniem umów zwykłego zarządu dotyczących funkcjonowania struktury organizacyjnej spółki, w tym umów o pracę, eksploatacji majątku o wartości zobowiązań nieprzekraczających 5.000.000 euro i kosztów bieżącego zarządu.

5. sporządzania i przekazywania ministrowi właściwemu do spraw energii, w terminie do końca miesiąca, w którym nastąpiła publikacja raportu okresowego na Gieldzie Papierów Wartościowych, analizę ekonomiczno-finansową Spółki oraz spółek zależnych pełniących funkcję operatora systemu dystrybucyjnego lub operatora systemu magazynowania w formie określonej przez ministra właściwego do spraw energii.
6. przedkładania Walnemu Zgromadzeniu sprawozdania o wydatkach reprezentacyjnych, a także wydatkach na usługi prawne, usługi marketingowe, usługi w zakresie stosunków międzyludzkich (public relations) i komunikacji społecznej oraz usługi doradztwa związanego z zarządzaniem, wraz z opinią Rady Nadzorczej.

Zarząd zobowiązany jest do przedkładania Radzie Nadzorczej do oceny sprawozdań finansowych za ubiegły rok obrotowy wraz z opinią i raportem biegłego rewidenta z badania tego sprawozdania, sprawozdania Zarządu z działalności Emitenta za ubiegły rok obrotowy oraz propozycji podziału zysku lub pokrycia straty za ubiegły rok obrotowy – bez wezwania, w terminie umożliwiającym Radzie Nadzorczej dokonanie oceny tych dokumentów przed ich przedstawieniem Walnemu Zgromadzeniu.

Do składania oświadczeń w imieniu Emitenta wymagane jest współdziałanie dwóch członków Zarządu lub jednego członka Zarządu łącznie z prokurentem. Uchwały Zarządu wymagają wszystkie sprawy przekraczające zakres zwykłych czynności Emitenta.

Zarząd podejmuje uchwały w szczególności w następujących sprawach:

1. przyjęcie regulaminu Zarządu;
2. przyjęcie regulaminu organizacyjnego przedsiębiorstwa Emitenta;
3. tworzenie i likwidacja oddziałów;
4. powołanie prokurenta;
5. podział kompetencji pomiędzy członków Zarządu, z zastrzeżeniem, iż uchwała Zarządu w tej sprawie wymaga zatwierdzenia przez Radę Nadzorczą;
6. z zakresu wykonywania praw udziałowych w spółkach z udziałem Emitenta;
7. zaciąganie i udzielanie pożyczek oraz zaciąganie kredytów, z zastrzeżeniem przypadków gdy Statut wymaga zgody lub opinii Rady Nadzorczej;
8. przyjęcie planów działalności gospodarczej, w tym planów inwestycyjnych z zastrzeżeniem zatwierdzenia tych planów przez Radę Nadzorczą;
9. przyjęcie Strategii Spółki i Grupy Kapitałowej PGNiG oraz strategicznych planów wieloletnich z zastrzeżeniem zatwierdzenia tych planów przez Radę Nadzorczą;
10. zaciąganie zobowiązań warunkowych, w tym udzielanie przez Emitenta gwarancji, poręczeń oraz wystawianie weksli, z zastrzeżeniem przypadków gdy Statut wymaga zgody lub opinii Rady Nadzorczej;
11. zbycie i nabycie składników aktywów trwałych, w tym nieruchomości, użytkownika wieczystego lub udziałów w nieruchomości, o wartości równej lub przekraczającej równowartość 200.000 złotych, z zastrzeżeniem przypadków gdy Statut wymaga zgody Rady Nadzorczej lub uchwały Walnego Zgromadzenia;
12. sprawy, o których rozpatrzenie Zarząd zwraca się do Rady Nadzorczej lub Walnego Zgromadzenia;
13. przyjęcie szczegółowych informacji na temat zadań wykonywanych dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju, które przedkładane są ministrowi właściwemu do spraw energii na każde żądanie;

14. zawiązanie innej spółki, objęcie, nabycie albo zbycie udziałów lub akcji w innej spółce, z określeniem warunków i trybu ich zbywania, z zastrzeżeniem, że na zawiązanie spółki, której kapitał zakładowy przekracza równowartość w złotych polskich 2.000.000 euro, a także na objęcie, nabycie albo zbycie udziałów lub akcji innej spółki o wartości przekraczającej równowartość w złotych polskich 2.000.000 euro potrzeba jest zgody Rady Nadzorczej (bądź opinii w przypadku gdy potrzebna jest zgoda Walnego Zgromadzenia), oraz z zastrzeżeniem, że zgody Walnego Zgromadzenia wymaga objęcie, nabycie albo zbycie udziałów lub akcji podmiotów wchodzących w skład Grupy Kapitałowej PGNiG, które na podstawie powszechnie obowiązujących przepisów pełnią funkcje operatora systemu dystrybucyjnego lub operatora systemu magazynowania z określeniem warunków i trybu zbywania;
15. decyzja o wypłacie akcjonariuszom zaliczki na poczet przewidywanej dywidendy na koniec roku obrotowego;
16. dokonywanie darowizn, zwalnianie z długu, oraz zawieranie innych umów niezwiązanych z przedmiotem działalności gospodarczej określonym w Statucie;
17. zawieranie transakcji i umów kupna-sprzedaży lub innych umów rozporządzających, składania oświadczeń woli i zaciągania zobowiązań dotyczących: paliw gazowych (w tym dotyczących gazu LNG i regazyfikacji gazu LNG), ropy naftowej, gazoliny i innych pochodnych z przetwarzania ropy naftowej i gazu ziemnego, energii elektrycznej, ciepła, uprawnień do emisji gazów cieplarnianych lub innych substancji, praw majątkowych do świadectw pochodzenia energii elektrycznej, węgla kamiennego i brunatnego, biomasy, regulacyjnych usług systemowych, innych praw pochodnych opartych na paliwach gazowych lub energii elektrycznej, innych instrumentów finansowych i towarów, udostępniania zdolności przesyłowych dla energii elektrycznej, bilansowania i świadczenia usług dyspozytorskich lub udostępniania zdolności przesyłowych dla paliw gazowych o wartości przekraczającej 20% kapitału zakładowego Emitenta, z tym, że zawarcie umów tego rodzaju o wartości przekraczającej równowartość w złotych 100.000.000 euro, wymaga zaopiniowania przez Radę Nadzorczą, z zastrzeżeniem przypadków gdy Statut wymaga zgody Rady Nadzorczej;
18. dokonywanie innych czynności prawnych niż wymienione powyżej, których wartość przekracza równowartość kwoty 400.000 euro w złotych polskich.

W sprawach niewymagających uchwały Zarządu każdy z członków Zarządu wykonuje powierzone mu funkcje samodzielnie i jest obowiązany do informowania na posiedzeniach Zarządu o podejmowanych istotnych decyzjach i wynikach nadzoru sprawowanego w szczególności nad działalnością merytorycznych komórek organizacyjnych Emitenta w zakresie, jaki wynika z podziału kompetencji pomiędzy członkami Zarządu.

Posiedzenia Zarządu odbywają się stosownie do zaistniałych potrzeb. Każdy z członków Zarządu może złożyć wniosek do Prezesa Zarządu lub osoby go zastępującej w sprawie zwołania posiedzenia w sprawach wymagających niezwłocznej decyzji Zarządu lub dla poinformowania o ważnych sprawach dotyczących Emitenta. Również Przewodniczący Rady Nadzorczej ma prawo wnosić o zwołanie posiedzenia Zarządu przedstawiając Prezesowi Zarządu na piśmie porządek obrad tego posiedzenia. Przewodniczący Rady Nadzorczej ma dodatkowo prawo wnosić do Prezesa Zarządu żądanie umieszczenia poszczególnych spraw w porządku posiedzenia Zarządu.

Zgodnie ze Statutem PGNiG, w uzasadnionych przypadkach dopuszcza się możliwość głosowania w trybie pisemnym lub przy wykorzystaniu środków bezpośredniego porozumiewania się na odległość, przy czym protokół z takiego głosowania przyjmowany jest na najbliższym posiedzeniu Zarządu.

Zasady i wysokość wynagrodzenia członków Zarządu ustala Rada Nadzorcza, chyba że znajdujące zastosowanie przepisy prawa bezwzględnie obowiązującego stanowią inaczej.

11.1.3. Informacje o odbytych posiedzeniach Zarządu i podjętych uchwałach

W 2018 r. Zarząd Spółki odbył 48 posiedzeń Zarządu i podjął 665 uchwał. 13 uchwał zostało podjętych w trybie pisemnym lub przy wykorzystaniu środków bezpośredniego porozumiewania się na odległość, przewidzianym w § 21 ust. 6 Statutu PGNiG S.A. oraz § 4 ust. 10 Regulaminu Zarządu PGNiG S.A. W 13 posiedzeniach Zarządu ogłoszono przerwę w obradach.

11.2. Opis działania organów nadzorujących – Rada Nadzorcza

11.2.1. Skład osobowy Rady Nadzorczej

Skład Rady Nadzorczej PGNiG w 2018 r.:

- | | |
|------------------------|---------------------------------------|
| 1. Bartłomiej Nowak | - Przewodniczący Rady Nadzorczej; |
| 2. Piotr Sprzączak | - Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej; |
| 3. Sławomir Borowiec | - Sekretarz Rady Nadzorczej; |
| 4. Piotr Broda | - Członek Rady Nadzorczej; |
| 5. Andrzej Gonet | - Członek Rady Nadzorczej; |
| 6. Mieczysław Kawecki | - Członek Rady Nadzorczej; |
| 7. Stanisław Sieradzki | - Członek Rady Nadzorczej; |
| 8. Grzegorz Tchorek | - Członek Rady Nadzorczej. |

W 2018 r. nie zaszły zmiany w składzie Rady Nadzorczej Spółki.

11.2.2. Zasady działania Rady Nadzorczej

Rada Nadzorcza działa zgodnie z zasadami określonymi w Kodeksie spółek handlowych, Statucie oraz w Regulaminie Rady Nadzorczej. Regulamin Rady Nadzorczej został przyjęty uchwałą Rady Nadzorczej i jest dostępny na stronie internetowej Emitenta pod adresem: <http://pgnig.pl/lad-korporacyjny/rada-nadzorcza/regulamin>.

Rada Nadzorcza Emitenta składa się z 5 do 9 członków powoływanych przez Walne Zgromadzenie, przy czym jeden z członków Rady Nadzorczej powinien spełniać określone w Statucie kryteria niezależności. Przez okres, w którym Skarb Państwa pozostaje akcjonariuszem Spółki, Skarb Państwa reprezentowany przez ministra właściwego do spraw energii jest uprawniony do powoływania i odwoływania jednego członka Rady Nadzorczej. W Radzie Nadzorczej liczącej do sześciu członków dwóch członków powoływanych jest spośród osób wybranych przez pracowników Spółki oraz pracowników wszystkich jej jednostek zależnych. W Radzie Nadzorczej liczącej od siedmiu do dziewięciu członków trzech członków powoływanych jest spośród osób wybranych przez pracowników Spółki oraz pracowników wszystkich jej jednostek zależnych.

Członków Rady Nadzorczej powołuje się na wspólną kadencję, która trwa 3 lata.

Rada Nadzorcza sprawuje stały nadzór nad działalnością Emitenta we wszystkich dziedzinach jego działalności oraz opiniuje wszelkie sprawy przedkładane przez Zarząd do rozpatrzenia Walnemu Zgromadzeniu. W szczególności do kompetencji Rady Nadzorczej należy:

1. ocena sprawozdania Zarządu z działalności Emitenta oraz sprawozdania finansowego za ubiegły rok obrotowy w zakresie ich zgodności z księgami, dokumentami, jak i ze stanem faktycznym;
2. ocena wniosków Zarządu co do podziału zysku lub pokrycia straty;
3. składanie Walnemu Zgromadzeniu pisemnego sprawozdania z wyników czynności, o których mowa w pkt 1 i 2;
4. ocena skonsolidowanego sprawozdania finansowego zarówno co do zgodności z księgami i dokumentami, jak i ze stanem faktycznym, ocena skonsolidowanego sprawozdania Zarządu z działalności grupy kapitałowej oraz składanie Walnemu Zgromadzeniu sprawozdania z wyników tych czynności;
5. wybór biegłego rewidenta do przeprowadzenia badania sprawozdania finansowego;
6. zatwierdzanie planów działalności gospodarczej, w tym planów inwestycyjnych;
7. zatwierdzanie Strategii Spółki i Grupy Kapitałowej PGNiG oraz strategicznych planów wieloletnich;
8. uchwalanie regulaminu szczegółowo określającego tryb działania Rady Nadzorczej;
9. przyjmowanie jednolitego tekstu Statutu, przygotowanego przez Zarząd Emitenta;
10. zatwierdzanie regulaminu Zarządu;
11. zatwierdzanie regulaminu organizacyjnego przedsiębiorstwa Emitenta;
12. zatwierdzanie uchwały Zarządu w sprawie podziału kompetencji pomiędzy członków Zarządu;
13. opiniowanie wszelkich spraw przedkładanych przez Zarząd do rozpatrzenia Walnemu Zgromadzeniu;
14. opiniowanie przedkładanych przez Zarząd ministrowi właściwemu do spraw energii szczegółowych informacji na temat zadań wykonywanych dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju;
15. opiniowanie wniosków o wyrażenie przez akcjonariusza – Skarb Państwa reprezentowanego przez ministra właściwego do spraw energii zgody na zmianę istotnych postanowień obowiązujących umów handlowych dotyczących importu gazu ziemnego do Polski, na zawarcie nowych takich umów handlowych, a także na realizację strategicznych przedsięwzięć inwestycyjnych lub udział Emitenta w przedsięwzięciach inwestycyjnych mogących trwale lub przejściowo pogorszyć efektywność ekonomiczną działalności Emitenta, ale koniecznych dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego Polski;
16. udzielanie Zarządowi zgody na:

a) nabycie składników aktywów trwałych, w tym nieruchomości, użytkowania wieczystego lub udziałów w nieruchomości o wartości od 2.000.000 zł, z wyłączeniem przypadków, w których wymagana jest zgoda Walnego Zgromadzenia, oraz za wyjątkiem transakcji wynikających z zatwierdzonych przez Radę Nadzorczą planów działalności gospodarczej, w tym planów inwestycyjnych;

b) rozporządzenie składnikami aktywów trwałych w rozumieniu ustawy z dnia 29 września 1994 r. o rachunkowości, zaliczonymi do wartości niematerialnych i prawnych, rzeczowych aktywów trwałych lub inwestycji długoterminowych, w tym wniesienie jako wkładu do spółki lub spółdzielni, jeżeli wartość rynkowa tych składników przekracza 20.000.000 złotych i nie przekracza 100.000.000 złotych, a także oddanie tych składników do korzystania innemu podmiotowi, na okres dłuższy niż 180 dni w roku kalendarzowym, na podstawie czynności prawnej, jeżeli wartość rynkowa przedmiotu czynności prawnej przekracza 20.000.000 złotych i nie przekracza 100.000.000 złotych, przy czym oddanie do korzystania w przypadku:

i) umów najmu, dzierżawy i innych umów o oddanie składnika majątkowego do odpłatnego korzystania innym podmiotom - przez wartość rynkową przedmiotu czynności prawnej rozumie się wartość świadczeń za:

- rok - jeżeli oddanie składnika majątkowego nastąpiło na podstawie umów zawieranych na czas nieoznaczony,

- cały czas obowiązywania umowy - w przypadku umów zawieranych na czas oznaczony,

ii) umów użyczenia i innych nieodpłatnych umów o oddanie składnika majątkowego do korzystania innym podmiotom - przez wartość rynkową przedmiotu czynności prawnej rozumie się równowartość świadczeń, jakie przysługiwałyby w razie zawarcia umowy najmu lub dzierżawy, za:

- rok- jeżeli oddanie składnika majątkowego nastąpi na podstawie umowy zawieranej na czas nieoznaczony,

- cały czas obowiązywania umowy - w przypadku umów zawartych na czas oznaczony;

c) zaciąganie innych zobowiązań o wartości przekraczającej 20% kapitału zakładowego Spółki, przy czym zgoda nie jest wymagana w przypadku zobowiązań wynikających z zatwierdzonych przez Radę Nadzorczą planów, o których mowa w pkt. 6 lub z umów o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub zmian umów obrotu paliwami gazowymi w zakresie w jakim dotyczą terminy ich obowiązywania,

d) zawarcie umowy:

- 1) darowizny lub innej umowy o podobnym skutku o wartości przekraczającej 20 000 złotych lub 0,1% sumy aktywów w rozumieniu ustawy z dnia 29 września 1994 r. o rachunkowości, ustalonych na podstawie ostatniego zatwierdzonego sprawozdania finansowego,
- 2) zwolnienia z długu lub innej umowy o podobnym skutku o wartości przekraczającej 50 000 złotych lub 0,1% sumy aktywów w rozumieniu ustawy z dnia 29 września 1994 r. o rachunkowości, ustalonych na podstawie ostatniego zatwierdzonego sprawozdania finansowego,
- 3) umowy o usługi prawne, usługi marketingowe, usługi w zakresie stosunków międzyludzkich (public relations) i komunikacji społecznej oraz usługi doradztwa związanego z zarządzaniem, jeżeli wysokość wynagrodzenia przewidzianego łącznie za świadczone usługi przekracza 500 000 zł netto, w stosunku rocznym,
- 4) umowy o usługi prawne, usługi marketingowe, usługi w zakresie stosunków międzyludzkich (public relations) i komunikacji społecznej oraz usługi doradztwa związanego z zarządzaniem, w których maksymalna wysokość wynagrodzenia nie jest przewidziana,
- 5) zmiany umowy o usługi prawne, usługi marketingowe, usługi w zakresie stosunków międzyludzkich (public relations) i komunikacji społecznej oraz usługi doradztwa związanego z zarządzaniem podwyższającej wynagrodzenie powyżej kwoty, o której mowa w pkt 3);

e) nawiązanie stosunku zobowiązaniowego z osobą zagraniczną dotyczącego lub związanego z przygotowaniem, analizą, budową, rozbudową lub rozporządzeniem siecią przesyłową, siecią dystrybucyjną, gazociągiem międzysystemowym albo gazociągiem bezpośrednim w rozumieniu prawa energetycznego, o ile stosunek zobowiązaniowy dotyczy infrastruktury o wartości aktualnej lub szacunkowej dla nowej, w tym projektowanej, infrastruktury przekraczającej równowartość 500.000 euro w złotych,

f) nawiązanie stosunku zobowiązaniowego z osobą zagraniczną, dotyczącego lub związanego z przygotowaniem, analizą budową, rozbudową lub rozporządzeniem instalacją magazynową w rozumieniu prawa energetycznego, o ile stosunek zobowiązaniowy dotyczy infrastruktury o wartości aktualnej lub szacunkowej dla nowej, w tym projektowanej, infrastruktury przekraczającej równowartość 500 000 euro w złotych,

g) nawiązanie stosunku zobowiązaniowego z osobą zagraniczną dotyczącego lub związanego z przygotowaniem, analizą, budową, rozbudową lub rozporządzeniem jednostką wytwórczą albo jednostką kogeneracyjną w rozumieniu prawa energetycznego, o ile stosunek zobowiązaniowy dotyczy infrastruktury o wartości aktualnej lub szacunkowej dla nowej, w tym projektowanej, infrastruktury przekraczającej równowartość 500 000 euro w złotych,

h) nawiązanie stosunku zobowiązaniowego z osobą zagraniczną, dotyczącego lub związanego z poszukiwaniem lub rozpoznawaniem złóż węglowodorów, lub wydobywaniem węglowodorów w rozumieniu prawa geologicznego i górniczego, o wartości przekraczającej 5 000 000 euro w złotych,

- przy czym punkty e) - h) powyżej nie dotyczą umów kredytu, usług związanych z utrzymaniem w stanie niepogorszonym, w tym remontów, oraz usług i prac geofizycznych, wiertniczych, serwisowych, a także usług lub dostaw związanych z wykonaniem powyższych umów lub czynności,
- punkt h) nie obejmuje dodatkowo działalności zagranicznego podmiotu zależnego związanych z zawieraniem umów zwykłego zarządu dotyczących funkcjonowania struktury organizacyjnej spółki, w tym umów o pracę, eksploatacji majątku o wartości zobowiązań nieprzekraczających 5 000 000 euro i kosztów bieżącego zarządu.

17. powoływanie i odwoływanie członków Zarządu;

18. ustalanie zasad i wysokości wynagrodzenia członków Zarządu, chyba że znajdujące zastosowanie przepisy prawa bezwzględnie obowiązującego stanowią inaczej;

19. zawieszanie w czynnościach członków Zarządu, z ważnych powodów, bezwzględną większością głosów;

20. delegowanie członków Rady Nadzorczej do czasowego wykonywania czynności członków Zarządu, którzy nie mogą sprawować swoich czynności;

21. przeprowadzanie postępowania kwalifikacyjnego, o którym mowa w art. 18 ustawy o zasadach zarządzania mieniem państwowym;

22. udzielanie zgody na tworzenie i likwidację oddziałów Emitenta za granicą;

23. udzielanie zgody członkom Zarządu na zajmowanie stanowisk w organach innych spółek w przypadkach, w których zgoda na zajmowanie takich stanowisk jest wymagana w przepisach prawa;

24. udzielanie zgody na zawiązanie przez Spółkę innej spółki, której kapitał zakładowy przekracza równowartość w złotych polskich 2 000 000 euro, a także na objęcie, nabycie albo zbycie udziałów lub akcji innej spółki o wartości przekraczającej równowartość w złotych polskich 2 000 000 euro, z określeniem warunków i trybu ich zbywania; w przypadku, gdy na wymienione czynności wymagana jest zgoda Walnego Zgromadzenia, Rada Nadzorcza jedynie opiniuje wniosek;

25. monitorowanie stanu zadłużenia Emitenta;

26. opiniowanie rekomendacji Zarządu dotyczącej wskazania przedstawicieli Emitenta do zarządu i rady nadzorczej lub odwołania ze składu zarządu i rady nadzorczej spółki pod firmą: System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ S.A. i przedstawienie jej do akceptacji akcjonariuszowi - Skarbowi Państwa reprezentowanemu przez ministra właściwego do spraw energii;
27. opiniowanie sposobu wykonywania prawa głosu przez reprezentanta Emitenta na walnym zgromadzeniu spółki pod firmą: System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ S.A.;
28. zatwierdzanie sposobu wykonywania prawa głosu przez reprezentanta Emitenta na zgromadzeniach wspólników operatorów systemu dystrybucyjnego w sprawach zatwierdzenia rocznych planów finansowych tych spółek;
29. zatwierdzanie sposobu wykonywania prawa głosu przez reprezentanta Emitenta na zgromadzeniach wspólników operatorów systemu dystrybucyjnego w sprawach zatwierdzenia wieloletnich strategicznych planów działalności tych spółek;
30. zatwierdzanie sposobu wykonywania prawa głosu przez reprezentanta Emitenta na zgromadzeniach wspólników operatorów systemu dystrybucyjnego w sprawach:
- a) zmiany statutu lub umowy Spółki;
 - b) podwyższenia lub obniżenia kapitału zakładowego;
 - c) połączenia, przekształcenia lub podziału Spółki;
 - d) zbycia akcji lub udziałów Spółki;
 - e) zbycia i wydzierżawienia przedsiębiorstwa spółki lub jego zorganizowanej części oraz ustanowienia na nich ograniczonego prawa rzeczowego;
 - f) rozwiązania i likwidacji Spółki;
 - g) nawiązanie stosunku zobowiązaniowego z osobą zagraniczną dotyczącego lub związanego z przygotowaniem, analizą, budowa, rozbudową lub rozporządzeniem siecią dystrybucyjną, gazociągiem międzysystemowym albo gazociągiem bezpośrednim w rozumieniu prawa energetycznego, o ile stosunek zobowiązaniowy dotyczy infrastruktury o wartości aktualnej lub szacunkowej dla nowej, w tym projektowanej, infrastruktury przekraczającej równowartość 500.000 euro w złotych, z wyłączeniem umów kredytu, usług związanych z utrzymaniem w stanie niepogorszonym, w tym remontów, oraz usług i prac serwisowych, a także usług lub dostaw związanych z wykonaniem powyższych umów lub czynności.
31. zatwierdzanie sposobu wykonywania prawa głosu przez reprezentanta Emitenta na zgromadzeniach wspólników operatorów systemu magazynowania, w sprawach:
- a) zmiany statutu lub umowy Spółki;
 - b) podwyższenia lub obniżenia kapitału zakładowego;
 - c) połączenia, przekształcenia lub podziału Spółki;
 - d) zbycia akcji lub udziałów Spółki;
 - e) zbycia i wydzierżawienia przedsiębiorstwa spółki lub jego zorganizowanej części oraz ustanowienia na nich ograniczonego prawa rzeczowego;
 - f) rozwiązania i likwidacji Spółki;
 - g) nawiązania stosunku zobowiązaniowego z osobą zagraniczną, dotyczącego lub związanego z przygotowaniem, analizą, budową, rozbudową lub rozporządzeniem jednostką magazynową w rozumieniu prawa energetycznego, o ile stosunek zobowiązaniowy dotyczy infrastruktury o wartości aktualnej lub szacunkowej dla nowej, w tym projektowanej, infrastruktury przekraczającej równowartość 500 000 euro w złotych, z wyłączeniem umów kredytu, usług związanych z utrzymaniem w stanie niepogorszonym, w tym remontów, oraz usług i prac serwisowych, a także usług lub dostaw związanych z wykonaniem powyższych umów lub czynności;
32. zatwierdzanie sposobu wykonywania prawa głosu przez reprezentanta PGNiG na Walnym Zgromadzeniu lub na Zgromadzeniu Wspólników spółek, w których Spółka posiada przynajmniej 50% akcji lub udziałów, albo które są właścicielami sieci przesyłowej, sieci dystrybucyjnej, gazociągu międzysystemowego lub bezpośredniego, instalacji magazynowej, jednostki wytwórczej lub kogeneracyjnej (o ile właściciel jednostki wytwórczej lub kogeneracyjnej prowadzi działalność w zakresie obrotu energią) w rozumieniu prawa energetycznego, z zastrzeżeniem pkt 30 i 31, w sprawach:
- a) zmiany statutu lub umowy spółki,
 - b) podwyższenia lub obniżenia kapitału zakładowego,
 - c) połączenia, przekształcenia lub podziału spółki,
 - d) zbycia akcji lub udziałów spółki,

- e) zbycia i wydzierżawienia przedsiębiorstwa spółki lub jego zorganizowanej części oraz ustanowienia na nich ograniczonego prawa rzeczowego,
- f) rozwiązania i likwidacji spółki,
- g) zastawiania lub innego rodzaju obciążania akcji lub udziałów spółki,
- h) zobowiązania do dopłat,
- i) emisji obligacji,
- j) nawiązania stosunku zobowiązaniowego z osobą zagraniczną dotyczącego lub związanego z przygotowaniem, analizą, budową, rozbudową lub rozporządzeniem siecią przesyłową, siecią dystrybucyjną, gazociągiem międzysystemowym albo gazociągiem bezpośrednim w rozumieniu prawa energetycznego, o ile stosunek zobowiązaniowy dotyczy infrastruktury o wartości aktualnej lub szacunkowej dla nowej, w tym projektowanej, infrastruktury przekraczającej równowartość 500 000 euro w złotych,
- k) nawiązania stosunku zobowiązaniowego z osobą zagraniczną, dotyczącego lub związanego z projektowaniem, analizą, budową, rozbudową lub rozporządzeniem instalacją magazynową w rozumieniu Prawa energetycznego, o ile stosunek zobowiązaniowy dotyczy infrastruktury o wartości aktualnej lub szacunkowej dla nowej, w tym projektowanej, infrastruktury przekraczającej równowartość 500 000 euro w złotych,
- l) nawiązanie stosunku zobowiązaniowego z osobą zagraniczną, dotyczącego lub związanego z projektowaniem, analizą, budową, rozbudową lub rozporządzeniem jednostką wytwórczą albo jednostką kogeneracyjną w rozumieniu prawa energetycznego, o ile stosunek zobowiązaniowy dotyczy infrastruktury o wartości aktualnej lub szacunkowej dla nowej, w tym projektowanej, infrastruktury przekraczającej równowartość 500 000 euro w złotych,
- m) nawiązania stosunku zobowiązaniowego z osobą zagraniczną, dotyczącego lub związanego z poszukiwaniem lub rozpoznawaniem złóż węglowodorów, lub wydobywaniem węglowodorów w rozumieniu prawa geologicznego i górniczego, o wartości przekraczającej równowartość 5 000 000 euro w złotych,

- przy czym punkty j-m powyżej nie dotyczą umów kredytu, usług związanych z utrzymaniem w stanie niepogorszonym, w tym remontów, oraz usług i prac geofizycznych, wiertniczych, serwisowych, a także usług lub dostaw związanych z wykonaniem powyższych umów lub czynności.
- punkt m nie obejmuje dodatkowo działalności zagranicznego podmiotu zależnego związanych z zawieraniem umów zwykłego zarządu dotyczących funkcjonowania struktury organizacyjnej spółki, w tym umów o pracę, eksploatacji majątku o wartości zobowiązań nieprzekraczających 5 000 000 euro i kosztów bieżącego zarządu.

33. opiniowanie wniosków Zarządu dotyczących zaciągania zobowiązań przekraczających równowartość w złotych 100.000.000 euro.
34. opiniowanie sprawozdań o wydatkach reprezentacyjnych, a także wydatkach na usługi prawne, usługi marketingowe, usługi w zakresie stosunków międzyludzkich (public relations) i komunikacji społecznej oraz usługi doradztwa związanego z zarządzaniem, sporządzonych przez Zarząd

Posiedzenia Rady Nadzorczej zwoływane są przez Przewodniczącego lub Wiceprzewodniczącego Rady Nadzorczej w każdym przypadku, gdy wymaga tego interes Emitenta, nie rzadziej jednak niż raz na 2 miesiące. Posiedzenia Rady Nadzorczej zwoływane są również na żądanie członka Rady Nadzorczej lub na wniosek Zarządu. Rada Nadzorcza wyraża swoje stanowisko wyłącznie w formie uchwały. Rada Nadzorcza podejmuje uchwały, jeżeli na posiedzeniu jest obecnych co najmniej 50% jej członków, a wszyscy jej członkowie zostali zaproszeni. Uchwały Rady Nadzorczej mogą być podejmowane wyłącznie w sprawach objętych porządkiem posiedzenia, przy czym jeżeli na posiedzeniu obecni są wszyscy członkowie i nikt nie zgłosił sprzeciwu możliwa jest zmiana porządku posiedzenia. Rada Nadzorcza podejmuje uchwały w głosowaniu jawnym bezwzględną większością głosów. Na wniosek członka Rady Nadzorczej lub w sprawach osobowych zarządza się głosowanie tajne. Na posiedzenia Rady Nadzorczej mogą być zapraszani członkowie Zarządu. Uchwała Rady Nadzorczej w sprawie wyboru biegłego rewidenta wymaga dla swej ważności głosowania za jej przyjęciem przez członka Rady Nadzorczej spełniającego kryteria niezależności określone w Statucie Emitenta. Z zastrzeżeniem wyjątków wskazanych w Regulaminie Rady Nadzorczej, Rada Nadzorcza może podejmować uchwały w trybie pisemnym lub przy wykorzystaniu środków bezpośredniego porozumiewania na odległość. Podjęcie uchwały w tym trybie wymaga uzasadnienia oraz uprzedniego przedstawienia projektu uchwały wszystkim członkom Rady Nadzorczej.

Przewodniczący Rady Nadzorczej ma prawo wnosić o zwołanie posiedzenia Zarządu przedstawiając Prezesowi Zarządu na piśmie przedmiot obrad tego posiedzenia. Przewodniczący Rady Nadzorczej ma prawo wnosić do Prezesa Zarządu o umieszczenie poszczególnych spraw w porządku posiedzenia Zarządu. Zarząd zobowiązany jest do przedkładania Radzie Nadzorczej do oceny sprawozdań finansowych za ubiegły rok obrotowy wraz z opinią i raportem biegłego rewidenta z badania tego sprawozdania, sprawozdanie Zarządu z działalności Emitenta za ubiegły rok obrotowy oraz propozycję podziału zysku lub pokrycia straty za ubiegły rok obrotowy – bez wezwania, w terminie umożliwiającym Radzie Nadzorczej dokonanie oceny tych dokumentów przed ich przedstawieniem Walnemu Zgromadzeniu.

Rada Nadzorcza lub jej członkowie oddelegowani do samodzielnego pełnienia określonych czynności nadzorczych mają prawo kontrolować pełny zakres działalności Emitenta, a w szczególności badać wszystkie dokumenty Emitenta, żądać od Zarządu i pracowników Emitenta sprawozdań i wyjaśnień lub dokonywać rewizji stanu majątku Emitenta.

Rada Nadzorcza może powoływać komitety stałe lub doraźne, tworzone w miarę potrzeb, działające jako kolegialne organy doradcze i opiniodawcze Rady. Rada Nadzorcza ma ponadto prawo do zasięgnięcia opinii radców prawnych oraz powoływania odpowiednich ekspertów w celu zasięgnięcia opinii w sprawach należących do jej kompetencji.

Wynagrodzenie członków Rady Nadzorczej ustalane jest przez Walne Zgromadzenie zgodnie z przepisami ustawy z dnia 9 czerwca 2016 r. o zasadach kształtowania wynagrodzeń osób kierujących niektórymi spółkami (tj. Dz.U. z 2017 r. poz. 2190).

Rada Nadzorcza może z ważnych powodów delegować poszczególnych członków do samodzielnego pełnienia określonych czynności nadzorczych na czas oznaczony. Delegowany członek Rady Nadzorczej obowiązany jest do złożenia Radzie Nadzorczej pisemnego sprawozdania z dokonywanych czynności.

11.3. Komitety

W 2018 r. w Spółce działał jeden komitet – Komitet Audytu. W skład Komitetu Audytu wchodzi co najmniej 3 członków Rady Nadzorczej, w tym przynajmniej jeden członek posiadający wiedzę i umiejętności w zakresie rachunkowości lub badania sprawozdań finansowych.

Wszyscy członkowie Komitetu Audytu złożyli oświadczenia o spełnianiu 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. Dwóch członków Komitetu Audytu posiada wiedzę i umiejętności w zakresie rachunkowości lub badania sprawozdań finansowych:

Pan Grzegorz Tchorek - Przewodniczący Komitetu Audytu jest magistrem zarządzania i marketingu, w zakresie zarządzania gospodarczego, absolwentem Wydział Zarządzania Uniwersytetu Warszawskiego oraz doktorem nauk ekonomicznych w zakresie nauk o zarządzaniu Wydziału Zarządzania Uniwersytetu Warszawskiego.

Pan Piotr Broda - Zastępca Przewodniczącego Komitetu Audytu, jest Absolwentem Szkoły Głównej Handlowej w Warszawie, magistrem nauk ekonomicznych w zakresie handlu zagranicznego o specjalizacji rynki finansowe.

Pan Bartłomiej Nowak – Członek Komitetu Audytu, posiada wiedzę i umiejętności z zakresu branży, w której działa Emitent, będąc doktorem hab. nauk prawnych Polskiej Akademii Nauk (Instytut Nauk Prawnych), w dyscyplinie prawo gospodarcze oraz doktorem nauk prawnych EUI FLORENCE i pełnił funkcje Doradcy Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w latach 2007-2009 i pracował na rzecz Dyrekcji Generalnej Komisji Europejskiej ds. Transportu i Energii w latach 2007-2008.

Komitet Audytu Rady Nadzorczej odbył w okresie 2018 r. 7 posiedzeń i podjął 14 uchwał. W tym okresie Komitet Audytu podjął 1 uchwałę przy wykorzystaniu środków porozumiewania się na odległość. Na 1 posiedzeniu Komitet Audytu odbył spotkanie z biegłym rewidentem, w tym dokonał przeglądu i oceny systemu sprawozdawczości finansowej.

Skład Komitetu Audytu Rady Nadzorczej PGNiG w 2018 r.:

- | | |
|---------------------|--|
| 1. Grzegorz Tchorek | - Przewodniczący Komitetu Audytu; |
| 2. Piotr Broda | - Zastępca Przewodniczącego Komitetu Audytu; |
| 3. Bartłomiej Nowak | - Członek Komitetu Audytu. |

W 2018 r. nie zaszły zmiany w składzie Komitetu Audytu Rady Nadzorczej Spółki.

11.3.1. Zasady działania Komitetu Audytu

Komitet Audytu działa w ramach Rady Nadzorczej jako stały komitet, służący pomocą Radzie Nadzorczej w zakresie jego zadań.

Zgodnie z Regulaminem Komitetu Audytu Rady Nadzorczej, Komitet Audytu składa się z co najmniej 3 członków Rady Nadzorczej, w tym przynajmniej jeden członek posiadający wiedzę i umiejętności w zakresie rachunkowości lub badania sprawozdań finansowych.

Większość członków Komitetu Audytu, w tym Przewodniczący jest niezależna od Spółki tj. spełniają kryteria niezależności, o których mowa w art. 129 ust. 3 Ustawy z dnia 11 maja 2017 r. o biegłych rewidentach, firmach audytorskich oraz nadzorze publicznym.

Członkowie Komitetu Audytu posiadają wiedzę i umiejętności z zakresu branży, w której działa Spółka. Warunek ten uznaje się za spełniony, jeżeli przynajmniej jeden członek Komitetu Audytu posiada wiedzę i umiejętności z zakresu tej branży lub poszczególni członkowie w określonych zakresach posiadają wiedzę i umiejętności z zakresu tej branży.

Członkowie Komitetu Audytu powoływani są przez Radę Nadzorczą spośród jej członków, przy zachowaniu zasady rotacji, by nie przykładać szczególnego znaczenia do obecności poszczególnych osób.

Posiedzenia Komitetu Audytu odbywają się w miarę potrzeb, nie rzadziej niż raz na pół roku i zwoływane są przez Przewodniczącego Komitetu.

Przewodniczący Komitetu może zapraszać na posiedzenia Komitetu pozostałych członków Rady Nadzorczej, członków Zarządu i pracowników Emitenta oraz inne osoby, których udział w posiedzeniach Komitetu uznaje za ważny z punktu widzenia realizacji zadań Komitetu. Komitet podejmuje uchwały, jeżeli na posiedzeniu Komitetu jest obecna co najmniej połowa jego członków, a wszyscy jego członkowie zostali właściwie zaproszeni. Komitet może podejmować uchwały w trybie pisemnym lub przy wykorzystaniu środków

porozumiewania się na odległość. Uchwały Komitetu są podejmowane zwykłą większością oddanych głosów. W przypadku równej liczby głosów „za” oraz „przeciw”, decyduje głos Przewodniczącego Komitetu.

Co sześć miesięcy Komitet Audytu składa Radzie Nadzorczej sprawozdania ze swojej działalności, które są udostępniane akcjonariuszom Emitenta na najbliższym Walnym Zgromadzeniu.

Do zadań Komitetu Audytu należą w szczególności zadania wymienione w art. 130 Ustawy z dnia 11 maja 2017 r. o biegłych rewidentach, firmach audytorskich oraz nadzorze publicznym, m.in.:

- a) monitorowanie:
 - procesu sprawozdawczości finansowej,
 - skuteczności systemów kontroli wewnętrznej i systemów zarządzania ryzykiem oraz audytu wewnętrznego, w tym w zakresie sprawozdawczości finansowej,
 - wykonywania czynności rewizji finansowej, w szczególności przeprowadzania przez firmę audytorską badania, z uwzględnieniem wszelkich wniosków i ustaleń Komisji Nadzoru Audytowego wynikających z kontroli przeprowadzonej w firmie audytorskiej;
- b) kontrolowanie i monitorowanie niezależności biegłego rewidenta i firmy audytorskiej, w kontekście przestrzegania limitów na wynagrodzenie za świadczenie na rzecz badanej Spółki dozwolonych usług innych niż badanie sprawozdań finansowych;
- c) informowanie Rady Nadzorczej lub innego organu nadzorczego lub kontrolnego Spółki o wynikach badania oraz wyjaśnianie, w jaki sposób badanie to przyczyniło się do rzetelności sprawozdawczości finansowej w Spółce a także jaka była rola Komitetu Audytu w procesie badania;
- d) dokonywanie oceny niezależności biegłego rewidenta oraz wyrażanie zgody na świadczenie przez niego dozwolonych usług niebędących badaniem w Spółce;
- e) opracowywanie polityki wyboru firmy audytorskiej do przeprowadzania badania;
- f) opracowywanie polityki świadczenia przez firmę audytorską przeprowadzającą badanie, przez podmioty powiązane z tą firmą audytorską oraz przez członka sieci firmy audytorskiej dozwolonych usług niebędących badaniem;
- g) określanie procedury wyboru firmy audytorskiej przez Spółkę;
- h) przedstawianie Radzie Nadzorczej lub innemu organowi nadzorcemu lub kontrolnemu, lub organowi, o którym mowa w art. 66 ust. 4 ustawy z dnia 29 września 1994 r. o rachunkowości, rekomendacji, o której mowa w art. 16 ust. 2 rozporządzenia nr 537/2014, zgodnie z politykami, o których mowa w pkt e i f;
Rekomendacja dotycząca wyboru audytora zawiera wskazanie firmy audytorskiej, oświadczenie, że rekomendacja jest wolna od wpływów stron trzecich; stwierdzenie, że badana jednostka zainteresowania publicznego nie zawarła umów zawierających klauzule, o których mowa w art. 66 ust. 5a ustawy z dnia 29 września 1994 r. o rachunkowości.
- i) przedkładanie zaleceń mających na celu zapewnienie rzetelności procesu sprawozdawczości finansowej w Spółce.

11.4. Zasady współpracy z firmą audytorską

W wyniku wyboru dokonanego przez Radę Nadzorczą PGNiG z dnia 10 lutego 2016 r. podmiotem uprawnionym do badania i przeglądu sprawozdań finansowych PGNiG oraz części spółek zależnych oraz skonsolidowanych sprawozdań GK PGNiG była firma Deloitte Polska Sp. z o.o. Sp.k. Umowa została zawarta w dniu 5 maja 2016 r. i obejmuje lata 2016 – 2018. W okresie 2018 r. firma audytorska świadczyła następujące, dozwolone usługi nieaudytowe na rzecz PGNiG:

1. Przegląd kwartalnego jednostkowego oraz skonsolidowanego sprawozdania finansowego za okresy zakończone 31 marca 2018 r. oraz 30 września 2018 r.
2. Przegląd półrocznego jednostkowego oraz skonsolidowanego sprawozdania finansowego za okres zakończony 30 czerwca 2018 r.
3. Przeprowadzenie weryfikacji uzgodnionych procedur, na potrzeby banków finansujących PGNiG, dotyczących wskaźników finansowych wynikających z zawartych przez PGNiG umów kredytowych oraz umów objęcia obligacji i warunków ich emisji - za okresy dwunastomiesięczne zakończone 31 grudnia 2017 r. oraz 30 czerwca 2018.
4. Badanie skróconego jednostkowego sprawozdania finansowego za I półrocze 2018 r.
5. Usługa atestacyjna na badanie weryfikacji poprawności informacji przedstawionych w ankiecie przeprowadzanej przez Deloitte Advisory Sp. z o.o. w ramach umowy z GPW. Umowa dotyczyła kwalifikacji spółek do RESPECT Index.

Wszystkie w.w. usługi były przedmiotem oceny niezależności firmy audytorskiej i wyrażenia zgody na ich świadczenie przez podmioty należące do sieci firmy audytorskiej GK PGNiG przez Komitet Audytu Rady Nadzorczej. Wynagrodzenie firmy audytorskiej zostało zaprezentowane w Skonsolidowanym Sprawozdaniu Finansowym w pkt. 8.8.1. - Wynagrodzenie podmiotu uprawnionego do badania sprawozdań finansowych.

W dniu 20 grudnia 2018 r. Komitet Audytu przedstawił Radzie Nadzorczej PGNiG rekomendację dotyczącą wyboru firmy audytorskiej dla PGNiG i wybranych spółek GK PGNiG do przeprowadzenia badania na lata 2019-2020, która spełniała warunki określone w art. 130 ust. 2 pkt. Ustawy o biegłych rewidentach, tj.:

1. Komitet Audytu wskazał firmę audytorską, której proponuje powierzyć badanie ustawowe;
2. Komitet Audytu oświadczył, że Rekomendacja jest wolna od wpływów stron trzecich;
3. Komitet Audytu stwierdził, że PGNiG nie zawarło umów uwzględniających klauzule, o których mowa w art. 66 ust. 5a ustawy z dnia 29 września 1994 r. o rachunkowości;

Ponadto Komitet Audytu oświadczył, że rekomendacja jest sporządzona w następstwie procedury wyboru firmy audytorskiej, przeprowadzonej przez PGNiG zgodnie z postanowieniami ustawy z dnia 29 stycznia 2004r. Prawo Zamówień Publicznych (Dz.U.

tj. z 2018 r. poz. 1986), i procedura ta spełnia kryteria wskazane w art. 130 ust. 3 ustawy z dnia 11 maja 2017r. o biegłych rewidentach, firmach audytorskich oraz nadzorze publicznym (Dz. U. 2017 poz.1089)

Celem polityki wyboru firmy audytorskiej do przeprowadzania badania oraz polityki świadczenia przez firmę audytorską i przez spółki jej sieci dozwolonych usług niebędących badaniem jest wzmocnienie niezależności, obiektywizmu, odpowiedzialności, przejrzystości i wiarygodność firmy audytorskiej przeprowadzającej ustawowe badania sprawozdania finansowego emitenta. Wdrożone polityki mają również za zadanie wprowadzić dodatkowy mechanizm zabezpieczający firmę audytorską pod kątem takich zagrożeń jak kontrola własnej działalności (konflikt interesów), interes własny, występowanie w czyimś interesie, zażyłość lub nadmierne zaufanie do podmiotu zlecającego badanie. Wzmocnienie niezależności firmy audytorskiej leży w interesie PGNiG, gdyż ogranicza ryzyko wystąpienia nieważności badania sprawozdań finansowych poprzez zrealizowanie się którejkolwiek z przesłanek wymienionych w art. 66 ust. 6. Ustawy o rachunkowości.

11. Oświadczenie GK PGNiG na temat informacji niefinansowych

Niniejsze skonsolidowane oświadczenie na temat informacji niefinansowych zostało sporządzone zgodnie z wymogami art. 49b i 55 ustawy o rachunkowości, która zobowiązuje jednostki zainteresowania publicznego do ujawniania danych pozafinansowych.

Oświadczenie uwzględnia wybrane wskaźniki standardu raportowania *Global Reporting Initiative* (GRI) w wersji GRI Standards oraz wskaźniki własne Grupy Kapitałowej PGNiG.

11.1. Informacje podstawowe – model biznesowy

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA (PGNiG) jest liderem rynku gazu ziemnego w Polsce i jedną z największych spółek notowanych na GPW. PGNiG zajmuje się poszukiwaniami i wydobywaniem gazu ziemnego oraz ropy naftowej, a także, poprzez kluczowe spółki, importem, magazynowaniem, sprzedażą, dystrybucją paliw gazowych i płynnych, jak również produkcją oraz dystrybucją ciepła i energii elektrycznej.

Grupa Kapitałowa PGNiG (GK PGNiG, Grupa) pełni kluczową rolę na polskim rynku gazu i jako lider odpowiada za utrzymanie bezpieczeństwa energetycznego kraju. Dlatego podejmuje niezbędne działania, które mają zaspokoić systematycznie rosnące zapotrzebowanie na paliwo gazowe. Grupa PGNiG zapewnia dywersyfikację dostaw poprzez wydobywanie złóż krajowych oraz import ze źródeł zewnętrznych. W Polsce PGNiG jest największym importerem i dostawcą gazu ziemnego. Paliwo trafia do kraju przez rozbudowaną sieć systemu przesyłowego oraz Terminal LNG im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu. Gaz rozprowadzany jest do odbiorców końcowych głównie za pomocą sieci dystrybucyjnych. Krajowy system gazowy uzupełniają magazyny gazu, które służą do pokrywania sezonowych i dobowych niedoborów paliwa gazowego.

PGNiG posiada oddziały i zagraniczne przedstawicielstwa firmy w Pakistanie, Wielkiej Brytanii, Rosji, Belgii, na Białorusi i Ukrainie oraz udziały w ok. 30 spółkach, w tym w podmiotach świadczących specjalistyczne usługi geofizyczne i wiertniczo – serwisowe, wysoko cenione na rynkach międzynarodowych.

PGNiG jest również jedynym właścicielem spółki PGNiG Upstream Norway (PUN), która prowadzi działalność w zakresie poszukiwania i eksploatacji złóż na Norweskim Szelfie Kontynentalnym i Morzu Norweskim oraz PGNiG Supply & Trading zajmującej się handlem gazem za granicą do odbiorców hurtowych. Co więcej, PST prowadzi działalność handlową na światowym rynku LNG poprzez oddział w Londynie.

Oświadczenie zawiera dane PGNiG jako jednostki dominującej oraz 24 spółek zależnych a szczegółowo model biznesowy GK PGNiG, skład Grupy Kapitałowej oraz opis segmentów działalności zaprezentowano w następujących częściach niniejszego Sprawozdania Zarządu z działalności PGNiG i Grupy Kapitałowej PGNiG.

Model biznesowy > [Więcej informacji – pkt 2.1. Sprawozdania Zarządu z działalności PGNiG i GK PGNiG za rok 2018](#)

Grupa Kapitałowa PGNiG > [Więcej informacji – pkt 2.2. i pkt. 6 Sprawozdania Zarządu z działalności PGNiG i GK PGNiG za rok 2018](#)

11.1.1. Opis segmentów działalności

Poszukiwanie i Wydobywanie

Podstawową działalnością segmentu jest pozyskanie węglowodorów ze złóż i przygotowanie produktów do sprzedaży. Segment obejmuje cały proces poszukiwania oraz wydobywania gazu ziemnego i ropy naftowej, poczynając od przeprowadzenia analiz geologicznych, badań geofizycznych i wierceń, po zagospodarowanie i eksploatację złóż. Prace prowadzone są we własnym zakresie oraz we współpracy z partnerami na podstawie umów o wspólnych operacjach, w Polsce i na rynkach zagranicznych. W wyniku kriogenicznego przetwarzania gazu zaazotowanego Spółka, oprócz gazu wysokometanowego, pozyskuje takie produkty jak skroplony gaz ziemny LNG, gazowy i ciekły hel oraz ciekły azot. Natomiast podczas oczyszczania ropy naftowej uzyskuje się kondensat ropny, siarkę oraz mieszaninę propan-butan. W segmencie wykorzystywane są pojemności dwóch podziemnych magazynów gazu PMG Daszewo i PMG Bonikowo.

W skład segmentu wchodzi m.in.: PGNiG, PGNiG Upstream Norway AS, PGNiG Upstream North Africa B.V., Geofizyka Toruń Sp. z o.o., EXALO Drilling S.A.

Obrót i Magazynowanie

Podstawową działalność segmentu stanowi obrót gazem ziemnym w Polsce i na rynkach zagranicznych. Segment specjalizuje się w sprzedaży gazu wydobywanego ze złóż krajowych lub importowanego. GK PGNiG jest największym dostawcą gazu ziemnego na rynku krajowym. Grupa dynamicznie rozwija swoją działalność na rynkach zagranicznych w obszarach sprzedaży hurtowej i sprzedaży dla klientów końcowych, poprzez ekspansję spółek zależnych. Ponadto segment prowadzi działalność handlową na rynkach energii elektrycznej, świadectw pochodzenia energii oraz uprawnień do emisji CO₂. PGNiG jest liderem rynku gazu ziemnego w obrocie giełdowym na Towarowej Giełdzie Energii. W segmencie wykorzystuje się siedem podziemnych magazynów gazu, które zlokalizowane są w Brzeźnicy, Husowie, Mogilnie, Strachocinie, Swarzowie, Wierzchowicach i Kosakowie.

W skład segmentu wchodzi: PGNiG, PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. (PGNiG OD), PGNiG Sales and Trading GmbH, PST Europe Sales GmbH, Gas Storage Poland.

Dystrybucja

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 spółka zależna - Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. (PSG), która ma dominujący udział na rynku. PSG jako Operator Systemu Dystrybucyjnego prowadzi działalność gospodarczą na terenie wszystkich województw w Polsce.

Wytwarzanie

Segment obejmuje swym zakresem działalność polegającą na wytwarzaniu energii elektrycznej, ciepła, chłodu, sprężonego powietrza oraz dystrybucji ciepła. W segmencie realizuje się duże przedsięwzięcia elektroenergetyczne wykorzystujące gaz ziemny jako paliwo. Centrum kompetencyjnym GK PGNiG w dziedzinach wytwarzania ciepła i energii elektrycznej oraz realizacji projektów z zakresu elektroenergetyki i ciepłownictwa jest PGNiG TERMIKA.

W skład segmentu wchodzi: PGNiG Termika S.A. i PGNiG Termika Energetyka Przemysłowa S.A.

Segmenty działalności > Więcej informacji – pkt. 5. Sprawozdania Zarządu z działalności PGNiG i GK PGNiG za rok 2018

11.2. Strategia zrównoważonego rozwoju Grupy Kapitałowej PGNiG na lata 2017-2022

Działania z zakresu społecznej odpowiedzialności biznesu oraz zrównoważonego rozwoju podejmowane są w oparciu o Strategię zrównoważonego rozwoju Grupy Kapitałowej PGNiG na lata 2017-2022 (Strategia CSR), która wspiera i uzupełnia cele biznesowe zdefiniowane w Strategii Grupy Kapitałowej na lata 2017-2022, uwzględniając przy tym kluczowe obszary tj. społeczeństwo, środowisko i gospodarkę, a także kierunek rozwoju zarysowany w misji i wizji GK PGNiG.

Misja PGNiG wskazuje na odpowiedzialność za zapewnianie bezpieczeństwa energetycznego Polski oraz odnosi się do skupienia uwagi na kliencie i jego potrzebach, rozróżniając przy tym specyfikę klienta indywidualnego i biznesowego.

Świadomość oddziaływania na otoczenie oraz odpowiedzialności za bezpieczeństwo energetyczne leżą u fundamentu działań Grupy. Uwzględniając kwestie bezpieczeństwa energetycznego i innowacje, firmy z GK PGNiG wychodzą naprzeciw oczekiwaniom swoich interesariuszy, zobowiązują się do spełniania najwyższych standardów w zakresie kultury organizacyjnej, relacji z pracownikami i klientami, prospołecznej postawy, a także działań uwzględniających potrzebę ochrony środowiska.

Obecnie w ramach Strategii CSR realizowanych jest wiele projektów i działań. Wśród nich należy wskazać na program edukacyjny „Być jak Ignacy”, program historyczno-edukacyjny „Rozgrzewamy Polskie Serca”, sponsoring tytułarny Superligi oraz stałe wsparcie rodzimych innowacji w ramach projektów InnVento i innych działań podejmowanych przez Grupę. Nie mniej istotna jest w PGNiG Akademia Młodych, w ramach której prowadzone są programy stażowe: GeoTalent i Złóża Kariery.

11.3. Kluczowe obszary strategii CSR

11.3.1. Bezpieczeństwo energetyczne kraju

Działalność biznesowa GK 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 zdwersyfikowane 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 zdwersyfikowanych źródeł dostaw dla klientów. W tym kontekście, znaczenia nabierają kluczowe projekty biznesowe związane z poszukiwaniem i wydobyciem oraz pozyskiwaniem gazu, jak również bieżąca produkcja ciepła i energii elektrycznej realizowana przez spółki z Grupy.

GK PGNiG stale dąży do zwiększania zasobów oraz wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej oraz zapewnienia nieprzerwanych dostaw surowców do swoich klientów. W tym celu realizowana jest polityka dywersyfikacji kierunków importu gazu ziemnego do Polski oraz program prac poszukiwawczo-wydobywczych.

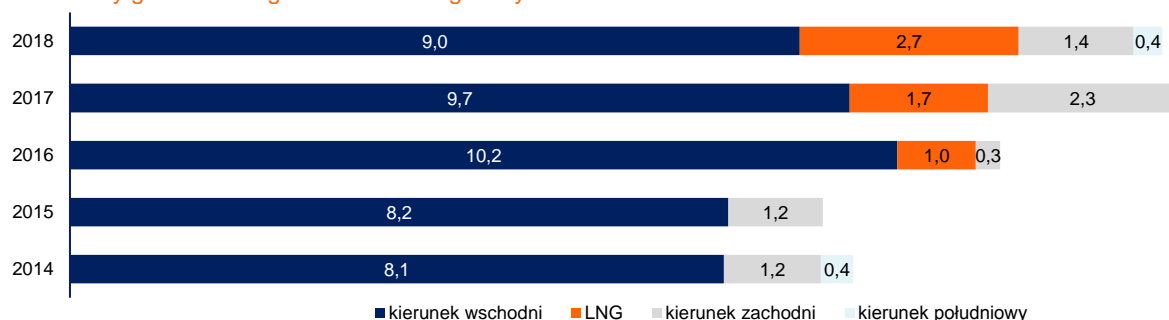
Portfel pozyskanego gazu ziemnego

W 2018 r. PGNiG kupowało gaz ziemny głównie w ramach:

- 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, 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.).

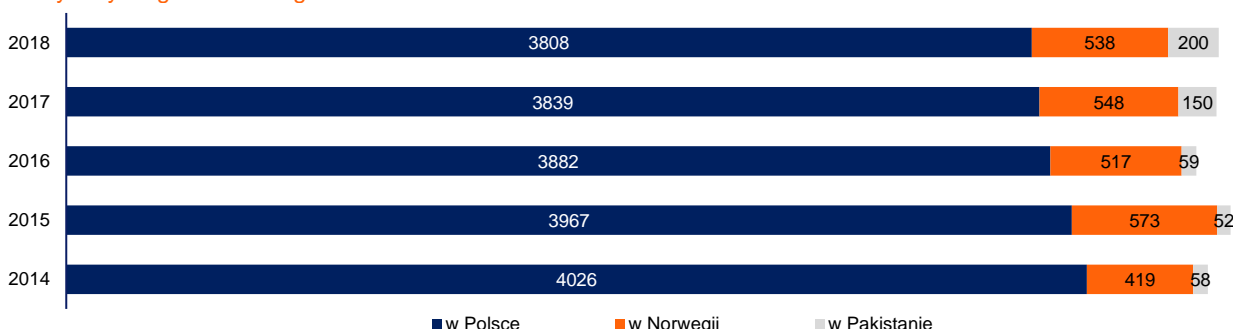
Dostawy realizowane były również w ramach średnio- i krótkoterminowych umów na dostawy sieciowe oraz LNG (m.in. 5-letni kontrakt na dostawę 9 ładunków gazu skroplonego z Centrica LNG Company Limited).

✓ Dostawy gazu ziemnego do Polski z zagranicy w latach 2014-2018 w mld m³



W 2018 r. zakupy gazu z importu wyniosły 13,5 mld m³. Zmniejszyły się zakupy gazu z kierunku wschodniego – zakupiono ponad 0,7 mld m³ gazu mniej z tego kierunku 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.

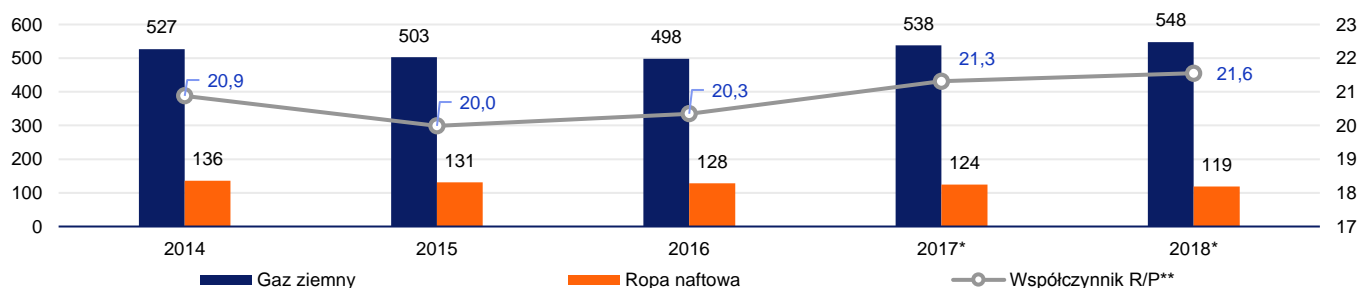
✓ Wydobycie gazu ziemnego GK PGNiG w mln m³



Wolumen oraz rodzaj szacowanych rezerw

Polska

✓ Zasoby wydobywalne udokumentowane przez PGNiG w Polsce w latach 2014-2018 w mln boe



* uwzględniono dodatkowo przyrosty zasobów z dokumentacji przyjętych przez Komisję Zasobów Kopalni, bez decyzji Ministra Środowiska.

** współczynnik wyrażający stosunek zasobów węglowodorów do poziomu produkcji.

Norwegia

W 2018 r. PGNiG UN osiągnęło 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.

Pakistan

Zasoby gazu ziemnego (zaazotowanego) przypadającego dla PGNiG: 35,7 mln boe na złożo Rehman oraz 13,7 mln boe na złożo Rizq.

11.3.2. Ochrona środowiska

GK PGNiG podejmuje działania mające na celu minimalizację negatywnego wpływu na środowisko. Wsparciem w realizacji tych zadań jest opracowywanie standardów technicznych dla realizacji prac w oparciu o obowiązujące wymagania prawne, dobre praktyki przemysłu naftowego i gazowego, prewencję w ramach poszukiwań i wydobycia złóż, analizę ryzyk środowiskowych oraz monitoring wpływu działalności na środowisko. Stosowane są technologie redukujące negatywne oddziaływanie na środowisko oraz systemy zarządzania, w ramach których realizowane są cele i zadania wpływające na poprawę efektywności środowiskowej.

Spółki GK PGNiG dążą do minimalizowania negatywnych skutków prowadzonej działalności i podejmują działania prośrodowiskowe w kluczowych obszarach związanych z ich aktywnością biznesową. Zdecydowane zaangażowanie i determinacja kadry menadżerskiej oraz odpowiednie przygotowanie personelu ma przełożenie na doskonalenie efektów działalności środowiskowej GK PGNiG, jej wyrobów i usług, w duchu zgodności z wymaganiami międzynarodowych standardów.

Wpływ likwidacji odwiertów i kopanek

Odwierty i otwory wiertnicze przeznaczone do likwidacji są zamykane zgodnie z przepisami Prawa Geologicznego i Górniczego oraz stosownych aktów wykonawczych do niego. Zlikwidowane otwory są trwale oznaczone w terenie, zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 25 kwietnia 2014 r. w sprawie szczegółowych wymagań dotyczących prowadzenia ruchu zakładów górniczych wydobywających kopaliny otworami wiertniczymi oraz Rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 12 czerwca 2002 r. w sprawie ratownictwa górniczego, jak również zgodnie z „Wytocznymi Kierownika Ruchu Zakładu Górniczego dotyczącymi zabezpieczenia, likwidacji czasowej i likwidacji otworów wiertniczych i odwiertów” obowiązującymi w zakładzie górniczym.

Ochrona środowiska w działalności wiertniczej

Zagadnienia ochrony środowiska realizowane na potrzeby prowadzenia wierceń zarówno na strukturach konwencjonalnych jak i niekonwencjonalnych węglowodorów, realizowane są w oparciu o obowiązujące przepisy prawa polskiego i unijnego, jak również wypracowane wewnętrzne dokumenty opisujące dobre praktyki.

Rekultywacja i badania na majątku nieprodukcyjnym

Rozporządzenie Ministra Środowiska w sprawie sposobu prowadzenia oceny zanieczyszczenia powierzchni ziemi spowodowało konieczność nowego podejścia do prowadzenia remediacji środowiska gruntowo-wodnego na majątku nieprodukcyjnym, gdzie przeszła działalność produkcji gazu miejskiego z węgla kamiennego spowodowała przekształcenia i lokalne zanieczyszczenie środowiska. W ramach planu prac remediacyjnych w pierwszej kolejności wymagane jest wykonanie aktualnych badań stanu środowiska oraz zaplanowanie tańszych i skuteczniejszych metod jego oczyszczenia.

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 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 KPMG Mogilno kontynuowano monitoring środowiska lądowego, który obejmuje monitoring wód powierzchniowych i podziemnych, gruntu oraz szczelności magazynu, w czym istotnie pomocne są otwory i instalowane w nich sondy stałego monitoringu w rejonie komór magazynowych

W przypadku KPMG Kosakowo prowadzono monitoring środowiska w części lądowej i morskiej. Monitoring w części lądowej uwzględnia: monitoring wód podziemnych i powierzchniowych, gruntu, osiadań powierzchni terenu oraz szczelności magazynu. Ważnym dokumentem pozwalającym na realizowanie monitoringu jest koncepcja sieci reperów dla monitoringu osiadań powierzchni terenu w rejonie KPMG Kosakowo. Monitoring w części morskiej obejmuje z kolei szereg badań i pomiarów biologicznych, hydrologicznych oraz parametrów technicznych pracy instalacji zrzutowej.

W 2018 r. GSP przyjęło *Politykę zintegrowanego systemu zarządzania jakością, środowiskiem oraz bezpieczeństwem i higieną pracy w GSP Sp. z o.o.*, w której zobowiązano się do realizacji działań opierając 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.

Projekt Geo-Metan

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. Część badawczo-demonstracyjna jest przewidziana na 10 lat.

Wykorzystywane materiały i surowce (GRI 301-1)

Zużycie gazu ziemnego, węgla kamiennego i brunatnego w GK 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 GK PGNiG. Węgiel kamienny jest używany do produkcji energii elektrycznej i ciepła głównie w elektrociepłowniach GK 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 technologicznych 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 modernizację swoich instalacji grzewczych.

Zużycie energii w GK PGNiG w latach 2016-2018 (GRI 302-1)

Zużycie energii		2018		2017		2016
		GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK 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 GK 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 GK 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.

Zużycie wody w GK PGNiG w podziale na źródło pochodzenia w latach 2016- 2018 (GRI 303-1)

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

Wpływ na bioróżnorodność (GRI 304-2)

W 2018 r. GK PGNiG realizowała przedsięwzięcia, które znajdowały się w pobliżu obszarów chronionych i cennych przyrodniczo. Wszelkie prace wykonywane były zgodnie z uzyskanymi decyzjami i zezwoleniami. Dodatkowo w obszarach o skrajnie wrażliwych siedliskach wykonywano inwentaryzację przyrodniczą. W pojedynczych przypadkach pozyskiwano decyzje derogacyjne.

Bezpośrednia emisja CO₂ z instalacji GK PGNiG uczestniczących w EU ETS w latach 2017-2018 (GRI 305-1)

Nazwa instalacji EU ETS	numer KPRU	2018			2017		
		Przydział emisji [tys. Mg]	Emisja 2017 [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 (łoczni)	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	3127,6	(2168,1)	1 059,3	3 047,2	(1 987,9)
EC Żerań	PL-0028-05	703,5	2224,9	(1521,4)	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 S.A. EC „Moszczenica”	0083-05	41,5	66,5	(25,0)	49,7	77,3	(27,6)
PTEP S.A. EC „Zofiówka”	0084-05	176,4	216,01	(39,6)	147,1	235,2	(88,1)
PTEP S.A. EC „Pniówek”	0085-05	26,7	80,02	(53,4)	30,5	77,4	(46,9)
PTEP S.A. EC „Suszec”	0086-05	11,2	35	(23,8)	12,4	34,7	(22,3)
Razem		2106,2	6287,1	(4180,8)	2 290,7	6 343,3	(4 052,5)

W systemie EU ETS funkcjonuje obecnie 18 instalacji GK 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 (GRI 305-1)

GK PGNiG kładzie duży nacisk na problem redukcji emisji gazów i pyłów do atmosfery. 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 łoczni 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 (GRI 305-7)

Działalność w zakresie poszukiwania i eksploatacji złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, dystrybucji gazu oraz prac modernizacyjno-remontowych i serwisowych GK 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.

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.

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

Emisje gazów, pyłów i substancji (Mg)	2018		2017		2016
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK 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 (GRI 306-1):

Ścieki	2018		2017		2016
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK 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

Ścieki wytwarzane przez jednostki GK 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 GK PGNiG TERMIKA, które wykorzystują wodę do celów chłodniczych. Z drugiej strony polityka oszczędnego gospodarowania wodami jest realizowana podczas wierceń, a tam gdzie to możliwe ścieki są wykorzystywane powtórnie do sporządzania płuczek.

Gospodarka odpadami (GRI 306-2)

W działalności związanej z eksploatacją ropy naftowej i gazu ziemnego wytwarzane są odpady niebezpieczne i inne niż niebezpieczne. W 2018 r. wszystkie Spółki GK 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 GK 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	GK PGNiG	417,8	809,3	757,5	8,8
	PGNiG	70,2	65,7	604,8	8,8
Inne niż niebezpieczne	GK PGNiG	516823,3	2951,9	3194,2	177,3
	PGNiG	1042,4	18,1	2856,5	171,4
2017					
Odpady niebezpieczne	GK PGNiG	282,0	468,7	4510,6	-
	PGNiG	39,6	402,5	3020,8	-
Inne niż niebezpieczne	GK PGNiG	572134,6	3286,9	1235,7	22,6
	PGNiG	1139,7	2961,0	937,4	-
2016					
Odpady niebezpieczne	GK PGNiG	1646,2	690,9	584,1	49,0
	PGNiG	1061,9	15,2	521,4	49,0
Inne niż niebezpieczne	GK PGNiG	565664,6	5615,1	1905,4	389,7
	PGNiG	4998,3	7,8	1763,6	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	GK PGNiG	-	1 189,19	1 134,23	-	-
	PGNiG	-	1 189,19	499,32	-	-
Inne niż niebezpieczne	GK PGNiG	1 884,58	66 786,92	7 827,23	-	120,91
	PGNiG	-	54 575,68	7 796,03	-	120,91
2017						
Odpady niebezpieczne	GK PGNiG	-	1 314,1	77,2	-	-
	PGNiG	-	1 314,1	77,2	-	-
Inne niż niebezpieczne	GK PGNiG	-	92 131,3	9 527,6	-	53,6
	PGNiG	-	47 361,4	9 511,6	-	53,6
2016						
Odpady niebezpieczne	GK PGNiG	-	1 459,6	98,0	-	-
	PGNiG	-	1 459,6	-	-	-
Inne niż niebezpieczne	GK PGNiG	-	67 750,1	189,7	-	28 371,8
	PGNiG	-	58 710,9	-	-	28 371,8

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

	2018	2017	2016
nakłady na inwestycje środowiskowe (w tym modernizacje i remonty) (w mln zł)	1328,8	1003,5	139,5
w tym PGNiG	1,5	3,9	3,5

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

Spółki GK PGNiG TERMIKA zaplanowały nakłady na inwestycje środowiskowe w latach 2019-2021 w związku z wejściem w życie zastrzonych wymogów środowiskowych wynikających z Konkluzji BAT w wysokości 1445,6 mln zł. Większość nakładów stanowią 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, odsiarczanie oraz odpylanie) do poziomów wymaganych w BAT.

Znaczną część środków wydatkowano na szkolenia z zakresu ochrony środowiska oraz kampanie prośrodowiskowe. Ponożono też koszty certyfikacji, oprogramowania środowiskowego oraz obowiązkowych pomiarów środowiska. Przeprowadzono kilkanaście spotkań świadomościowych dla pracowników w zakresie zrównoważonego transportu, segregacji odpadów oraz minimalizacji potencjalnego negatywnego wpływu branży na środowisko.

System zarządzania środowiskowego w GK PGNiG

Podstawą funkcjonowania systemu zarządzania środowiskowego wg normy PN-EN ISO 14 001 jest identyfikacja aspektów środowiskowych organizacji. Uporządkowanie tego obszaru jest jedną z kluczowych kwestii umożliwiających przeprowadzenie analiz w ramach GK PGNiG i wytypowania obszarów szczególnego zainteresowania w zakresie ochrony środowiska dla górnictwa naftowego i gazownictwa.

Innym ważnym aspektem środowiskowym jest emisja zanieczyszczeń do atmosfery. Emisje pyłu i gazów, takich jak tlenki azotu, siarki i węgla, są istotne w szczególności dla PGNiG TERMIKA, która wytwarza energię elektryczną i ciepło, spalając w tym celu węgiel kamienny, gaz ziemny i biomasę. Emisja do atmosfery gazu ziemnego, w tym z zawartością związków siarki, może wystąpić w przypadku sytuacji awaryjnych, takich jak m.in. rozszczelnienie głowicy, rurociągów, wydmuchy.

Większości procesów technologicznych towarzyszy także emisja hałasu do otoczenia, a w przypadku Geofizyki Toruń również wibracje.

Kolejnym zidentyfikowanym aspektem środowiskowym jest zanieczyszczenie gruntów i wód podziemnych. Jego przyczynę mogą stanowić zanieczyszczenia pochodzące z przeszłej działalności oraz wycieki substancji ropopochodnych lub substancji niebezpiecznych podczas prac wiertniczych i innych procesów technologicznych, w trakcie eksploatacji maszyn i urządzeń lub awarii, rozszczelnienia zbiorników magazynujących czy rurociągów.

11.3.3. Kapitał społeczny i działalność społeczna

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

Grupa wpływa również na lokalne społeczności poprzez swoją działalność dobroczynną i charytatywną realizowaną głównie przez Fundację PGNiG im. Ignacego Łukasiewicza. Zakres działalności Fundacji PGNiG obejmuje wspieranie przedsięwzięć 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 ojczyzny, budowanie tożsamości narodowej oraz czczenie pamięci o polskich bohaterach.

Działalność Fundacji opiera się na współpracy z partnerami programowymi i realizacji projektów własnych, co pozwala na jej efektywne wykorzystanie i dotarcie do najbardziej potrzebujących 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 oraz innych wybitnych polskich naukowców. Filarem programu jest strona internetowa, na której znajdują się interaktywne komiks oraz filmy edukacyjne z eksperymentami naukowymi.

Program „Być jak Ignacy” dociera do pasjonatów nauki i jej historii. Tworzone materiały mają przystępną formę, umożliwiają zdobycie wiedzy oraz pozwalają poznać inspirujące historie przodków, jednocześnie budując atmosferę sprzyjającą nauce przez zabawę.

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. Projekt podsumowany został w czerwcu 2018 r. podczas uroczystej gali, gdzie

zaprezentowano zwycięskie szkoły. Program „Być jak Ignacy” realizowany jest pod honorowym patronatem Ministra Edukacji Narodowej i objęty patronatem medialnym Polskiego Radia.

„Rozgrzewamy Polskie Serca”

W ramach programu realizowane są projekty edukacyjne i filmowe, a także inicjatywy dotyczące wsparcia weteranów oraz działania w szeroko pojętej sferze kultury. Fundacja wspiera pamięć o „Żołnierzach Niezlomnych”, bohaterach antykomunistycznego podziemia. W marcu 2018 r., z inicjatywy Fundacji, odbyła się pierwsza pielgrzymka Żołnierzy Niezlomnych na Jasną Górę. W czasie uroczystości Pan Piotr Woźniak, Prezes Zarządu PGNiG odsłonił pamiątkową tablicę poświęconą Żołnierzom Wyklętym.

W ramach programu realizowany jest projekt we współpracy ze spółką PGNiG Obrót Detaliczny 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”, który polega na prostowaniu zapisów w książkach i wydawnictwach 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 GK 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. Scenariusze lekcji zostały stworzone w oparciu o podstawę programową we współpracy z metodykiem. Poprzez tę akcję Spółka prowadzi autorską kampanię edukacyjną, która polega na wspieraniu społeczności lokalnych i organizacji pozarządowych w projektach służących poprawie jakości powietrza

Projekt był poświęcony edukacji na temat zanieczyszczeń powietrza, ze szczególnym uwzględnieniem „niskiej emisji”. Program skupiał się na komunikacji skierowanej do rodzin przez budowanie zdrowych nawyków u przyszłych pokoleń.

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. Powstała w 2017 roku pasieka edukacyjna liczy obecnie 24 ule.

Przekazano dotacje na działania statutowe Fundacji Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. Ignacego Łukasiewicza w Bóbrce. PGNiG jest jednym z głównych fundatorów Muzeum, wspierając 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 z myślą o najzdolniejszych uczniach klas III i IV kształcących się w szkołach średnich. W 2018 r. Fundacja PGNiG S.A. 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 GK PGNiG. Obecnie Fundacja ma pod swoją opieką 13 stypendystów.

Pozostała działalność społeczna PGNiG

Do najważniejszych projektów wynikających z działań służących 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”. Ponadto akcje krwiodawstwa, w których uczestniczyli pracownicy organizowały także Oddziały PGNiG w Zielonej Górze i Sanoku wraz ze spółkami z całej Grupy;
- 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”, obecnie 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 grup zorganizowanych 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.

Respect Index

W 2018 r. PGNiG po raz 12 przeszedł pozytywną weryfikację do indeksu spółek odpowiedzialnych społecznie. Od początku istnienia RESPECT Index, PGNiG jest w tej elitarniej grupie podmiotów notowanych na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie.

Do indeksu trafiają firmy, które przechodzą trzypięciową weryfikację prowadzoną przez GPW i Stowarzyszenie Emitentów Giełdowych. Warunkiem koniecznym udziału w indeksie jest odpowiedzialne społecznie zachowanie wobec środowiska, społeczności i pracowników, które jest analizowane na podstawie ankiety weryfikowanej przez audytora projektu – firmę Deloitte.

Wyniki notowań indeksu RESPECT pokazują, że spółki go tworzące charakteryzują się wyższą stopą zwrotu, niż przeciętna rynkowa wyrażona indeksem WIG. Od listopada 2009 r. do grudnia 2018 r., w ciągu dziewięciu lat istnienia indeksu, zwiększył on swoją wartość o 70 proc. W tym czasie indeks szerokiego rynku WIG wzrósł o 47 proc., a WIG20 spadł o 4 proc.

Sponsoring

PGNiG od wielu lat prowadzi działalność sponsoringową, która przyczynia się do rozwoju kapitału społecznego. GK 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.

Poziom krajowych i międzynarodowych rozgrywek, zaangażowanie zawodników i wyjątkowa atmosfera na trybunach przekładają się na wzrost zainteresowania Polaków piłką ręczną. Stwarza to doskonałą okazję do dalszego brandingu PGNiG, jako marki nowoczesnej i dynamicznej. 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. Pod nazwą PGNiG Superliga odbywają się profesjonalne rozgrywki 16 klubów, które rywalizują o tytuł Mistrza Polski. Podczas tych rozgrywek realizowane są także wydarzenia z zakresu odpowiedzialności społecznej biznesu skierowane do kibiców i społeczności lokalnej: Mecz Różowej Wstążki (7.03.2018) – promujący profilaktyczne badania kobiet; Mecz Dawcy Szpiku (13.10.2018 r.) – działanie realizowane z Fundacją DKMS; Movember – wsparcie akcji zachęcającej do regularnych badań USG dla mężczyzn;
- Kocham Ręczną na Orliku – cykl turniejów piłki ręcznej realizowanych w 16 województwach na obiektach sportowych, tzw. orlikach, przy wsparciu lokalnych animatorów sportu. Projekt jest odpowiedzią na potrzebę aktywizacji ruchowej dzieci, i próbą odciążenia ich od komputerów oraz „zaszczepienia” pasji sportowej. Projekt jest wspierany przez Ministerstwo Sportu i Turystyki.

Obchody 100-lecia Niepodległości Polski

PGNiG angażowało się również w szereg inicjatyw patriotycznych, związanych z setną rocznicą odzyskania przez Polskę niepodległości. W 2018 r. Grupa wprowadziła okolicznościowy logotyp podkreślający polskie barwy narodowe, obowiązujący do końca roku.

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

- Koncert z okazji 100-lecia Odzyskania Niepodległości przez Rzeczpospolitą Polską - projekt zaplanowany został z myślą o obchodach 100-lecia Odzyskania Niepodległości RP w Królestwie Danii;
- X-lecie członkostwa Polski w IEA; 100 rocznica Odzyskania Niepodległości przez Polskę – w październiku 2018 roku, w Ambasadzie Polskiej w Paryżu obchodzono 10. rocznicę przyjęcia Polski do Międzynarodowej Agencji Energetycznej, poprzez udział w której Polska uzyskała głos w tym obecnie jedynym globalnym forum energetycznym. Drugim aspektem

współpracy była promocja Polski z okazji 100. rocznicy odzyskania niepodległości w trakcie koncertu muzyki klasycznej i patriotycznej, przybliżającej losy Rzeczypospolitej pierwszych lat po uzyskaniu niepodległości. 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 – 18.12.2018 roku 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 Niepodległości Polski uczestnicząc w promocji koncertu kolęd, w wykonaniu Zespołu Artystycznego Wojska Polskiego pt. „Pokój światu, ludziom radość”.

Pozostała działalność sponsoringowa

- Teatr Telewizji - objęcie mecenatem Teatru Telewizji to przykład współpracy z Telewizją Polską S.A., stanowi ona istotne przedsięwzięcie, którego celem jest nie tylko wsparcie rodzimej sztuki;
- „Gintrowski – a jednak coś po nas zostanie”, III edycja, koncert – hold dla Przemysława Gintrowskiego;
- XXII Międzynarodowy Festiwal Muzyki Gospel – Camp Meeting Gniew 2018.

Edukacja

- Prenumerata „wSieci Historii” - PGNiG jako partner wspiera prenumeratę miesięcznika „wSieci Historii”, czyli 12 kolejnych numerów czasopisma dystrybuowanych do 3000 bibliotek szkolnych w całej Polsce. W ten sposób Spółka podjęła działania na rzecz kształtowania pamięci historycznej i tożsamości młodego pokolenia Polaków;
- Festiwale nauki to imprezy organizowane niezależnie w wielu miastach Polski, przy współpracy m.in. z lokalnymi uczelniami wyższymi. Spółka odpowiedzialnie traktuje współpracę ze środowiskami lokalnymi, zwłaszcza na obszarze jej działalności, ale nie tylko. Dokłada tym samym szczególnych starań, aby wsparcie tego rodzaju inicjatyw w obszarze nauki i edukacji odbywało się z korzyścią dla popularyzacji nauki w Polsce.

Kapitał społeczny w liczbach

Ponad 75 tys. uczniów i ponad 500 studentów było w 2018 r. bezpośrednim odbiorcą czy beneficjentem działań społecznych Fundacji PGNiG S.A. im. Ignacego Łukasiewicza i innych podmiotów z GK PGNiG (w tym w szczególności spółek PGNiG, PGNiG OD, Termika i PSG).

Spółki GK PGNiG wraz z Fundacją PGNiG wsparły ponad 400 inicjatyw i wydarzeń w 2018 r. w stosunku do ponad 300 z 2017 r.

11.3.4. Rozwój oferty

Troska o klienta i jego satysfakcję jest jednym z głównych kierunków działań podejmowanych przez spółki z GK 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. Budowanie trwałych relacji z klientami jest także jednym z zobowiązań Polityki QHSE GK PGNiG i wymogiem sytemu zarządzania jakością.

Liczba nowych klientów korzystających z energii elektrycznej, CNG, LNG w 2018 r.

Spółka	Liczba nowych klientów - energia elektryczna (w tys.)	Liczba nowych klientów CNG	Liczba nowych klientów LNG
PGNiG OD	54,9	33	7
PSG	-	-	756
PST	8,6	-	-

Wolumen sprzedaży energii elektrycznej (w MWh) do odbiorców końcowych

Spółka	Wolumen sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych (2018)	Wolumen sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych (2017)	Zmiana r/r w procentach
PGNiG OD	486 311,17 MWh	397 903,24 MWh	122,22%
PST	166 352,42 MWh	160 731,83 MWh	103,50%

Informacje dot. dystrybucji gazu w 2018 r.

Spółka	Stopień gazyfikacji kraju	Liczba nowych przyłączy	Wolumen dystrybucji gazu ziemnego	Przyrost aktywnych przyłączy do odbiorców końcowych
PSG	60,9 %	60 750	124,70 TWh	96 820

Wolumen sprzedaży gazu na nowych przyłączach w 2018 r.

Spółka	Wolumen sprzedaży gazu na nowych przyłączach
PSG	0,995 TWh

Zmiana wolumenu dystrybucji gazu (%) w Polsce wg danych PSG

Rok	Wolumen dystrybucji gazu
2017	123,44 TWh
2018	124,70 TWh
Zmiana procentowa:	1,02 %

Liczba stacji CNG/LNG

Spółka	Liczba stacji CNG		Liczba stacji LNG	
	2018	2017	2018	2017
PGNiG OD	20	20	-	-
PSG	-	-	25	7

Satysfakcja i świadomość klienta

Spółki obsługujące klientów detalicznych w GK 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 prowadzone są akcje „Świadomy klient”. Adresowana jest ona do osób korzystających z gazu ziemnego i energii elektrycznej, jest także odpowiedzią na sygnały o działaniach niektórych sprzedawców noszących znamiona nieuczciwej konkurencji. 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. Komunikacja z odbiorcami odbywa się za pośrednictwem strony: gazpewnieibeezpiecznie.pl. Zamieszczono na niej m.in.: wideoblog z krótkimi filmami o zasadach bezpiecznego użytkowania urządzeń gazowych, ciekawostki, fakty i mity o gazie ziemnym oraz wywiady z ekspertami z dziedziny gazownictwa. Maskotka - Piesek Rurek - w specjalnych animacjach oraz lekcjach realizowanych na terenie całej Polski, przekazuje najmłodszym wiedzę na temat bezpiecznego korzystania z gazu. Patronat nad kampanią objęli: Ministerstwo Energii, Ministerstwo Środowiska oraz Ministerstwo Edukacji Narodowej.

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 (osoba głuchoniema rozmawia z tłumaczem poprzez wideo połączenie). Celem MIGAM jest ułatwienie funkcjonowania osób głuchoniemych na rynku konsumenckim dzięki zastosowaniu nowych technologii w komunikacji.

Stworzona przez PGNiG OD oferta sprzedażowa „Dofinansowanie do wymiany pieca” wspiera zaangażowanie całej GK PGNiG w ważny społecznie problem poprawy jakości powietrza w Polsce (walka ze smogiem). Oferta skierowana jest do klientów, którzy zdecydowali się na wymianę pieca na paliwo stałe, na nowy ekologiczny kocioł gazowy. PGNiG przyznawało dofinansowanie do zakupu nowego kotła w wysokości 1 000 zł, a dla posiadaczy Karty Dużej Rodziny do 3 000 zł.

11.3.5. Pracownicy

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

Dążeniem GK PGNiG jest zbudowanie efektywnej organizacji, bazującej na unikalnych kompetencjach i kwalifikacjach swoich pracowników. Jej integralną częścią jest spójna kultura organizacyjna oparta na zasadach etyki biznesowej oraz wartościach korporacyjnych. Strategia CSR przyczynia się do budowania kultury zaangażowania pracowników w pracę i rozwój organizacji. Jednym z kluczowych działań w zakresie troski o pracowników są kwestie związane z zarządzaniem międzypokoleniowym, relacjami pracowniczymi, poprawą komunikacji wewnątrz GK PGNiG czy wzmocnieniem kompetencji kadry menedżerskiej.

GK 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.

Zatrudnienie GK PGNiG i PGNiG według segmentów

	2018		2017		2016*	2015	2014
	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG	GK PGNiG
Poszukiwanie i Wydobywanie	6 847	3 735	6 998	3 738	7 720	8 903	10 221
Obrót i Magazynowanie	3 051	312	2 961	304	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	622	1 836	662	1 315	1 305	1 605
RAZEM	24 763	4 669	24 694	4 704	25 271	25 419	28 996

* Dane za 2016 r. po zmianach w związku z reklasyfikacją działalności GK 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 GK PGNiG wynosiło 24 763 osób i było wyższe o 69 osób (0,3 %) w relacji do stanu z 31 grudnia 2017 r.

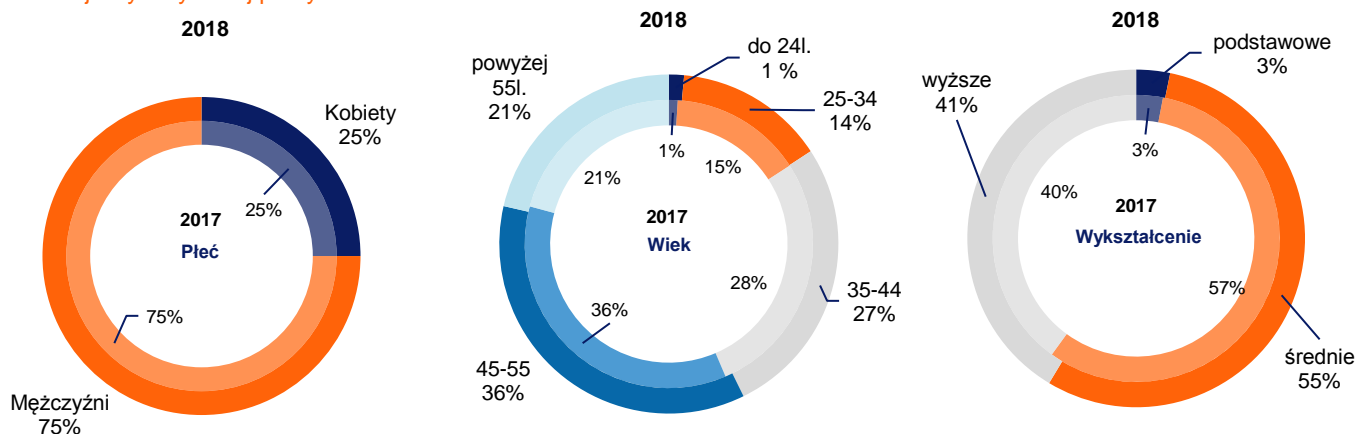
W segmencie Poszukiwanie i Wydobywanie odnotowano spadek zatrudnienia. W relacji do stanu z 31 grudnia 2017 r. poziom zatrudnienia zmniejszył się o 151 pracowników (2%). Wynikało to przede wszystkim ze spadku zatrudnienia w Geofizyce Toruń o 109 osób (11%) spowodowanego charakterem działalności, w tym pracami terenowymi, które wymagają czasowego zatrudniania pracowników w zależności od bieżącej działalności operacyjnej.

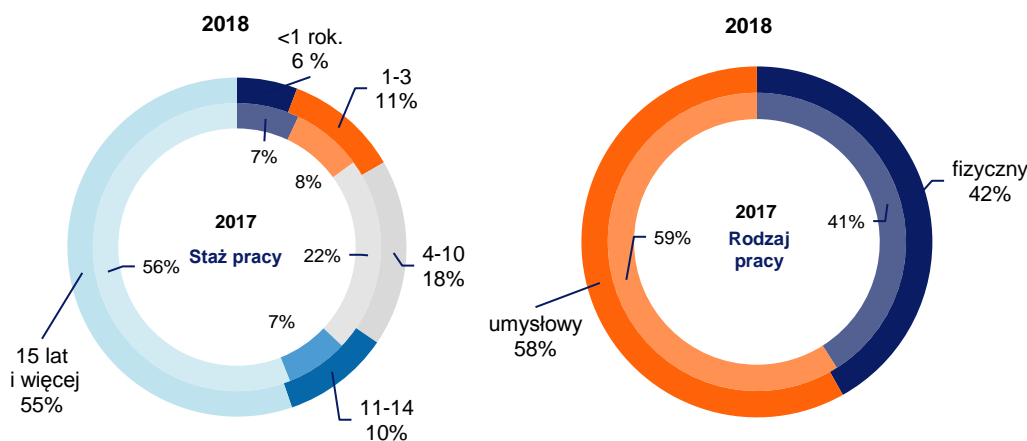
W relacji do stanu z 31 grudnia 2017 r. zatrudnienie w segmencie Dystrybucja wzrosło o 428 osób (4%). Zwiększenie stanu zatrudnienia jest spowodowane przejęciem wydzielonej części przedsiębiorstwa PGNiG Technologie przez PSG. W ramach tego procesu PSG uruchomiła nowy Oddział Inwestycyjno-Remontowy w 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 przeprowadzonego w 2018 roku projektu pn. „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 pn. „Nowa archiwizacja” do PGNiG Serwis przeszło 11 pracowników.
- restrukturyzację zatrudnienia w spółce Geovita, w efekcie czego zwolniono 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 OD w segmencie Obrót i magazynowanie.

✓ Struktura zatrudnienia w GK PGNiG (zatrudnienie w osobach na koniec 2018 r.) w podziale na płeć, wiek, wykształcenie, staż i rodzaje wykonywanej pracy





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

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

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

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

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

Wiek	Liczba zatrudnionych pracowników		Liczba zwolnionych 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 latach 2017-2018. w GK PGNiG

Jednostki organizacyjne	Nowo zatrudnieni w 2018 r. w proc. wszystkich pracowników	Nowo zatrudnieni w 2017 r. w proc. wszystkich pracowników	Odejścia z pracy w 2018 r. w proc. wszystkich pracowników	Odejścia z pracy w 2017 r. w proc. wszystkich pracowników
PGNiG	3,90%	4,02%	4,41%	3,21%
GK PGNiG	8,05%	6,91%	7,29%	6,13%

Urlopy rodzicielskie

Pracownicy GK PGNiG korzystający z urlopów związanych z rodzicielstwem (macierzyński / tacierzyński i rodzicielski) w latach 2017-2018.

Jednostki organizacyjne	Ogółem (stosunek do wszystkich pracowników)		Kobiety (stosunek do wszystkich pracowników na urlopie rodzicielskim)		Mężczyźni (stosunek do wszystkich pracowników na urlopie rodzicielskim)	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017
PGNiG	1,84%	3,13%	95,35%	97,28%	4,65%	2,72%
GK PGNiG	2,39%	3,30%	71,40%	72,30%	28,60%	27,70%

Wskaźnik powrotów do pracy po urlopie związanym z rodzicielstwem w GK 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 regulację 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, każdorazowo negocjowana ze strony społeczną.

System motywacyjny

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

- MBO (Zarządzanie przez Cele) - obejmuje stanowiska kadry menedżerskiej, na których realizowane są kluczowe cele dla PGNiG. Wysokość premii MBO zależna jest 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 S.A.);
- 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.

Rozwój pracownika - zarządzanie potencjałem pracowników – szkolenia i programy rozwojowe

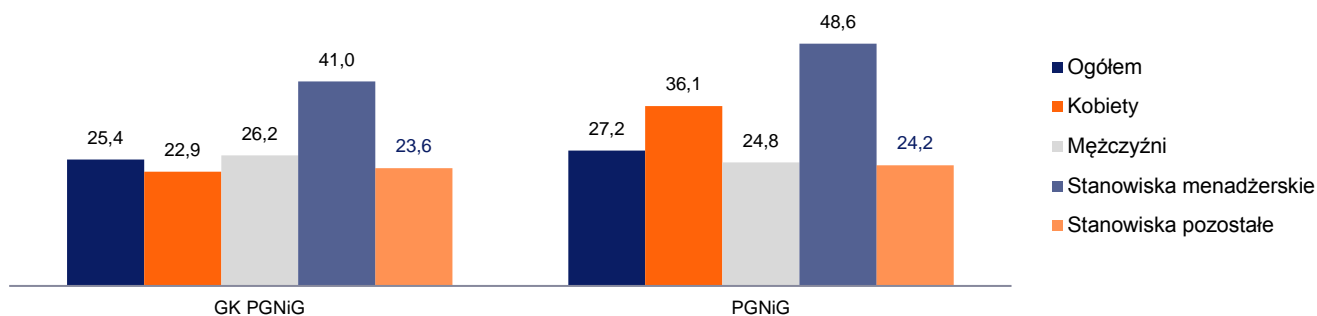
Ze względu na szerokie spektrum działalności spółek zależnych, podmioty Grupy PGNiG mają dużą swobodę w ustalaniu zakresu i rodzaju szkoleń pracowniczych. Kluczową rolę w procesie rozwoju kompetencji kadr odgrywa system zarządzania szkoleniami. Pracownicy mają możliwość podwyższania swoich kwalifikacji 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
GK PGNiG	25 h	24 h

✓ Średnia liczba godzin szkoleniowych przypadająca na pracowników w danych kategoriach:



Praktyki studenckie i programy stażowe

PGNiG uczestniczy w szeregu inicjatyw i konkursów stażowych, w ramach których wylania się kandydatów, którym Spółka umożliwiała 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 Ambadorski, Program Praktyk Letnich. W 2018 roku płatne praktyki w PGNiG S.A. 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. objętym 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 z nich 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 GK 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
GK PGNiG	279	502	225	258
PGNiG	36	217	7	109

PGNiG Polskie Innowacje

Projekt skierowany do studentów polskich uczelni. Projekt ma na celu promocję spółki jako przedsiębiorstwa innowacyjnego, wspierającego nowe rozwiązania dla branży. Podczas cyklicznych spotkań, studenci mają okazję bliżej poznać działalność spółki i porozmawiać z ekspertami na temat innowacyjnych rozwiązań w branży wydobywczej i gazowniczej. Więcej informacji: www.facebook.com/PGNiGPolskieInnowacje/.

Ocena pracy

W oparciu o wdrożony System Oceny Pracy i MBO pracownicy PGNiG podlegają ocenie raz lub dwa razy w roku. Elementem oceny, na który położony został szczególny nacisk, są indywidualne cele wyznaczane pracownikom, powiązane z celami strategicznymi spółki. Proces umożliwia każdemu pracownikowi rozmowę o potrzebach i wyzwaniach jego stanowiska pracy, a także jest dla pracownika źródłem informacji zarówno na temat osiągnięć, jak i kwestii dotyczących własnego rozwoju.

Odsetek osób objętych procesem oceny pracy:

Jednostki organizacyjne	Pracownicy objęci procesem oceny pracy w %	
	2018 r.	2017 r.
GK PGNiG	82 %	80,5 %
PGNiG	100 %	100 %

Rekrutacje

PGNiG 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 GK PGNiG, co pozwala w pełni wykorzystać potencjał własnych pracowników.

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.

Pracownicy objęci zbiorowym układem pracy

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

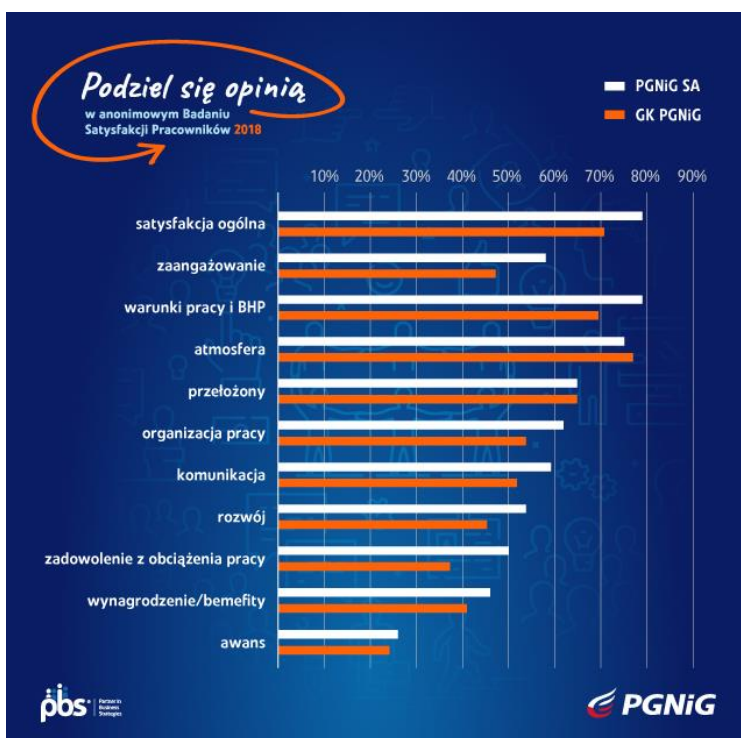
W 2018 r. w PGNiG nie było zwolnień grupowych oraz nie odnotowano sporów zbiorowych.

Badanie satysfakcji i zaangażowania pracowników

W 2018 r. przeprowadzono badanie satysfakcji i zaangażowania pracowników w 10 największych spółkach GK PGNiG, czyli w PGNiG, PGNiG OD, PGNiG Termika, PGNiG Termika Energetyka Przemysłowa, Exalo, PGNiG Technologie, Geofizyka, GSP, PSG, PGNiG Serwis. Głównym celem badania było poznanie opinii pracowników w zakresie najważniejszych zagadnień dotyczących środowiska pracy, mających wpływ na ich lojalność i zadowolenie, takich jak:

- ludzie (przełożeni, współpracownicy);
- praca (organizacja pracy, atmosfera, obciążenie pracą);
- możliwości rozwoju (szkolenia, awans, docenianie, wynagrodzenia);
- komunikacja;
- warunki BHP.

W badaniu wzięło udział 40% pracowników powyższych spółek, frekwencja w PGNiG wyniosła 54% i była o 7% wyższa niż w pilotażowym badaniu z 2017 r. Główne wskaźniki badawcze, tj. satysfakcji ogólnej oraz zaangażowania czyli lojalności pracowniczej, wyniosły 71% i 48% (w PGNiG odpowiednio 79% i 58%).



11.3.6. Bezpieczeństwo i higiena pracy

Spółki GK PGNiG zarządzają obszarami: jakości, ochrony środowiska oraz bezpieczeństwa i higieny pracy w oparciu o Politykę QHSE (Zarządzanie Jakością, Bezpieczeństwo Pracy, Ochrona Zdrowia i Środowiska) GK 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 i bezpieczeństwem pracy. Jest również zobowiązaniem do działań proaktywnych zapobiegających urazom i schorzeniom zawodowym pracowników oraz zanieczyszczeniom i szkodom w środowisku.

GK 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.

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

Liczba wypadków przy pracy w GK PGNiG

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

Łączna liczba wypadków w GK PGNiG w 2018 r.

Jednostka organizacyjna	Ogólna ilość wypadków	Ilość osób poszkodowanych w wypadkach	w tym poszkodowani:		Ilość wypadków zbiorowych z ogólnej ilości wypadków			Rodzaj obrażeń		Liczba dni niezdolności do pracy	Wskaźniki	
			w wypadkach przy pracy	w wypadkach traktowanych na równi z wypadkami przy pracy	ilość wypadków	ilość osób	śmierć	ciężkie uszkodzenia ciała	lekkie uszkodzenia ciała		częstotliwości na 1000 zatrudnionych	ciężkości 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
PSG	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 OD	2	2	2	0	0	0	0	0	2	84	0,8	42,0
GSP	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
RAZEM GK PGNiG	197	209	203	6	7	19	1	1	207	11 337	8,4	58

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

Jednostka organizacyjna	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	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GK 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

Zestawienie stwierdzonych chorób zawodowych dla GK PGNiG w 2018 r.

Jednostki organizacyjne	Ogółem ilość chorób	Wydane orzeczenia PIS o chorobach			
		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	-	-	-	-	-
GK 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	8288	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	-
GK PGNiG	1 902	13 888	1 533	415	17 738	291

11.3.7. Innowacje dla rozwoju

GK 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 GK PGNiG oraz pomagają zminimalizować negatywny wpływ działalności Grupy na otoczenie. Impulsem wzrostu organizacji mogą stać się innowacje oparte na fundamencie tworzonym 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.

Na koniec 2018 r. Departament Innowacji i Rozwoju Biznesu nadzorował lub monitorował 132 projekty w tym 74 w fazie realizacji (63 w GK PGNiG i 11 bezpośrednio realizowanych lub finansowanych przez PGNiG):

- 11 projektów realizowanych i/ lub finansowanych przez Departament Innowacji i Rozwoju Biznesu PGNiG: Centrum Startupowe InnVento, SORGE, Fundusze Norweskie, VPP Prąd, KELVIN, Flara, Cyfrowe złoże, Microcoiled tubing ¼", Trigonostoma, Automatyczny Wrzutnik Świec, Koncepcja opracowania i budowy mobilnej instalacji do próbkowania LNG;
- 63 projekty realizowane i finansowane przez spółki Grupy PGNiG (m.in. Chemkop 2 projekty, Exalo 13 projektów, Gas Storage Poland 12 projektów, Gas Trading 1 projekt, Geofizyka Toruń 3 projekty, PGNiG OD 11 projektów, PGNiG Technologie 1 projekt, PGNiG Termika 9 projektów, PSG 11 projektów).

W 2018 r. zakończonych zostało 58 projektów (53 w GK PGNiG i 5 w PGNiG). Poniżej przedstawione szczegóły wybranych projektów innowacyjnych realizowanych w GK PGNiG:

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 najnowocześniejszy sprzęt oraz dostęp do sieci mentorów i ekspertów GK PGNiG. Więcej informacji: invento.pl/ . PGNiG zostało docenione za projekt i współpracę ze start-upami w konkursie „Nagrody Gospodarcze 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 przedekspluatacyjne ujęcie metanu z pokładów węgla oraz zbadanie wpływu szczelinowania hydraulicznego na późniejszą eksploatację górnictwem. 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 szczelinowania 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, 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 usługa przejściowa 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 Nm ³ paliwa CNG.	Odbiorcy paliwa CNG operatorzy komunikacji miejskiej oraz usług komunalnych
4.	Usługa bunkrowania LNG	PGNiG OD	Celem projektu jest wdrożenie do oferty PGNiG OD nowatorskiej na polskim rynku usługi bunkrowania statków 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.	Wyspawy 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 spełnia swoje funkcje. Regazyfikuje gaz w sposób automatyczny zgodnie z ustalonymi i zaplanowanymi parametrami.	Wszyscy obecni lub potencjalni klienci biznesowi PGNiG OD oraz PSG
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 zasilania pojazdów na stacjach paliwowych	PSG	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, wytyczonych w Programie Rozwoju Elektromobilności w Polsce i Krajowych Ramach Polityki Rozwoju Infrastruktury Paliw Alternatywnych do 2025 roku.	PSG/ Odbiorcy gazu
9.	DSI/ACI (Dry Sorbent Injection/Activated Carbon Inection) - badanie pilotażowe instalacji suchego odsiarczania spalin i usuwania związków rtęci, fluorowodorów (Hg, HF, HCl)	PGNiG TERMIKA	Testy instalacji suchego wtłusku sody celem odsiarczania, wychwytu fluorowodorów i chlorowodorów oraz wtłusku węgla aktywnego celem wychwytu rtęci. 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 Żerań. Prowadzone są dalsze analizy.	PGNiG TERMIKA / PGNiG TERMIKA ENERGETYKA PRZEMYSŁOWA
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 PARP 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 GK PGNiG. Zainicjowany w 2015 r. program cechuje się wysokim poziomem innowacyjności. Jego celem jest wyszukanie innowacyjnych projektów o charakterze badawczo-rozwojowym, z obszaru działalności Grupy Kapitałowej 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.	GK 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 Innowacje	PSG	Pracownicy PSG 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 PSG, dzięki czemu zakładany jest wzrost poziomu innowacyjności rozwiązań technologicznych, a także procesowych i organizacyjnych stosowanych przez spółkę.	Pracownicy PSG

11.3.8. 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 GK PGNiG.

Osoby odpowiedzialne za etykę i compliance w spółkach z GK 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. W razie jakichkolwiek wątpliwości z zakresu etyki pracownicy mogą kierować do tych osób zapytania, a one udzielają stosownych wyjaśnień.

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 GK PGNiG. Na poziomie Grupy Kapitałowej działa Komitet ds. etyki w GK PGNiG oraz Pełnomocnik ds. etyki w GK PGNiG.

W spółce funkcjonuje Kodeks Etyki, który jest uzupełniany przez inne regulacje wewnętrzne, takie jak Polityka Zgodności w GK PGNiG, czy też ostatnio przyjęta Polityka Transparentności Menadżerów, które określają wartości oraz pożądane zachowania pracowników i menadżerów.

Na Kodeks etyki PGNiG składa się „Deklaracja wartości” oraz „Kodeks standardów etycznych”. „Deklaracja wartości” to ogólne przedstawienie zasad moralnych, ideałów etycznych, które powinny wzmacniać 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 GK 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 GK 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 GK PGNiG.

Pełnomocnik ds. Etyki w GK 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 GK PGNiG przeprowadzono szkolenia z regulacji etycznych dla koordynatorów z poszczególnych spółek. Ponadto koordynatorzy w poszczególnych podmiotach organizowali szkolenia dla pracowników, kierowników i dyrektorów z zagadnień etycznych, m.in. odbyło się szkolenie o poniższej tematyce:

- Motywowanie pracowników, udzielanie konstruktywnej informacji zwrotnej pracownikom, budowanie wzajemnego zaufania;
- Zagadnienia dot. polityki antykorupcyjnej i prezentowej;
- Przeciwdziałanie mobbingowi i dyskryminacji w miejscu pracy;
- Prezentacja kodeksu etyki dla nowych pracowników.

W całej GK 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 PSG, posiadającej najwięcej pracowników w GK 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 zakaz dyskryminacji (art. 32 Konstytucji RP);
- równość wobec prawa ze względu na płeć (art. 33);
- wolność wyznania i poglądów (art. 53-54);
- prawo do prywatności (art. 47);
- prawo do ochrony danych osobowych (art. 51).

11.4. Opis polityk

11.4.1. Polityka zgodności

Działając w interesie akcjonariuszy, klientów, pracowników i współpracowników PGNiG dokłada wszelkich starań, by być wiarygodnym i przejrzystym partnerem, realizującym rozwój i wzrost wartości firmy w zgodzie z zasadami zrównoważonego rozwoju. Etyka jest podstawą skutecznego systemu zarządzania ryzykiem compliance i systemu zapobiegania oraz wykrywania nadużyć w tym obszarze, dlatego w celu ujednoczenia i skonsolidowania standardów etycznych obowiązujących w GK PGNiG, zostały połączone i usystematyzowane funkcje etyki i compliance w ramach wszystkich Spółek z Grupy, które będą sprawowane przez osoby odpowiedzialne w tych spółkach za obszar compliance lub inne wyznaczone do tego osoby. W spółkach z Grupy, w których dotychczas tematyka etyki i compliance nie była zaadresowana, dokonano zmian strukturalnych - powołano osoby odpowiedzialne za zapewnienie zgodności i przestrzeganie etyki, dbające o przestrzeganie standardów oraz ich bieżące monitorowanie.

W 2018 r. wdrożono w całej Grupie Politykę zgodności. Regulacja ta określa:

- zasady i standardy postępowania obowiązujące w GK PGNiG oraz zachowania i wartości etyczne oczekiwane od pracowników;
- kompetencje właściwych organów odpowiedzialnych za zarządzanie etyką i compliance w GK 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 GK PGNiG;
- obowiązki spółek z GK PGNiG w zakresie zabezpieczenia ryzyk z obszarów etyki i compliance.

Polityka zgodności przewiduje wyłączenia podmiotowo-przedmiotowe dla PSG sp. z o.o. oraz GSP sp. z o.o. w ramach poszanowania nakazów i zakazów dotyczących niezależności Operatora Systemu Dystrybucyjnego oraz niezależności Operatora Systemu Magazynowego wynikających z przepisów ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne („Prawo energetyczne”) oraz programu zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników infrastruktury. Wyłączenie podmiotowo-przedmiotowe ze względu na rozmiary prowadzonej działalności gospodarczej zostaje rozciągnięte również na PGNiG OD i PGNiG Termika, które to spółki wraz ze spółkami operatorskimi uznawane są w Porozumieniu holdingowym za spółki kluczowe. Ma to na celu stworzenie odpowiednich ram dla etyki i compliance w kontekście obowiązku zapewnienia integralności i przejrzystości hurtowych rynków energii.

Postawa organizacji w zakresie zarządzania ryzykiem braku zgodności ukierunkowana jest jednocześnie na budowanie relacji wewnątrz organizacji jak również z jej otoczeniem w sposób, który wyraża przywiązanie do poszanowania szeroko rozumianych praw człowieka.

System Zarządzania Ryzykiem Braku Zgodności określony w Programie Zgodności w PGNiG został wdrożony w 2015 r. Jego wdrożenie ograniczyło ryzyko działalności, wzmocniło konkurencyjność i pozycję Spółki na rynku poprzez stosowanie zasad przejrzystej współpracy, jak również ułatwienie kontaktów z innymi podmiotami. Zapewnienie zgodności działań całej organizacji ze standardami prawnymi, zarówno krajowymi jak i międzynarodowymi jest nieodzownym elementem nowoczesnego biznesu.

Przyjęte w PGNiG podejście do zarządzania ryzykiem braku zgodności zakłada funkcjonowanie rozwiązań organizacyjnych i procesowych, które ukierunkowane są zarówno na bieżące identyfikowanie przepisów prawa i innych regulacji, dokonywanie oceny poziomu ryzyka braku zgodności, definiowanie i stosowanie rozwiązań służących zapewnianiu zgodności z ww. wymogami, podejmowanie działań, których celem jest identyfikowanie przypadków niezgodności, jak również skierowane na okresowe raportowanie wewnątrz organizacji.

Spółka definiuje ryzyko braku zgodności jako potencjalne sankcje prawne, powstanie strat finansowych bądź utraty reputacji lub wiarygodności wskutek niezastosowania się PGNiG, pracowników PGNiG lub podmiotów działających w jej imieniu do przepisów prawa, regulacji wewnętrznych oraz przyjętych przez PGNiG standardów postępowania, w tym norm etycznych.

Z Programu Zgodności wynikają 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.

11.4.2. Polityka antykorupcyjna

Jedną z nadrzędnych zasad polityki całej GK PGNiG jest działanie w sposób uczciwy i etyczny. PGNiG i spółki z GK PGNiG mają reputację podmiotów uczciwych zarówno w zakresie swoich praktyk zarządczych, jak i w stosunkach z kontrahentami i klientami.

Spółki z GK PGNiG wymagają od swoich pracowników przestrzegania zasad etyki, uczciwości i prawości we wszystkich podejmowanych działaniach, w tym w transakcjach gospodarczych oraz w ramach stosunków z każdą osobą lub organizacją.

Polityka antykorupcyjna GK PGNiG przewiduje bezwzględny obowiązek przestrzegania w prowadzonej działalności obowiązujących przepisów antykorupcyjnych, z uwzględnieniem regulacji ponadnarodowych oraz regulacji antykorupcyjnych wprowadzonych we

wszystkich krajach, w których GK PGNiG prowadzi działalność, z uwzględnieniem (tam gdzie ma to zastosowanie) Amerykańskiej Ustawy o Zagranicznych Praktykach Korupcyjnych (FCPA).

Każdy Pracownik, niezależnie od zajmowanego stanowiska, ma obowiązek działania zgodnie z prawem lokalnym, krajowym i międzynarodowym, z uwzględnieniem regulacji antykorupcyjnych, zawartych również w obowiązującym w Grupie Kodeksie Etyki.

Celem Polityki antykorupcyjnej i prezentowej GK PGNiG jest w szczególności określenie obowiązków PGNiG oraz pozostałych spółek GK PGNiG, a także ich pracowników i współpracowników w zakresie przestrzegania zasad zapobiegania zjawiskom korupcyjnym oraz przedstawienie informacji i wytycznych dla pracowników i współpracowników w zakresie identyfikacji przejawów korupcji oraz postępowania w takich wypadkach.

11.4.3. Polityka transparentności menadżerów

Polityka transparentności menadżerów została wprowadzona 1 października 2018 r. przez Zarząd PGNiG do wdrożenia w całej GK PGNiG. Dokument ten ma na celu wprowadzenie zasad podwyższonej kultury korporacyjnej, które mają zapewnić transparentność funkcjonowania spółek z GK PGNiG, w szczególności w zakresie ich relacji umownych z innymi podmiotami oraz wyeliminować zachowania korupcyjne. Celem wprowadzenia dokumentu w spółkach jest również podwyższenie poziomu świadomości prawnej oraz zapewnienie możliwie najwyższych standardów obsługi klientów GK PGNiG.

Podczas pracy w podmiotach GK PGNiG mogą pojawiać się również sytuacje skutkujące powstaniem potencjalnych lub rzeczywistych konfliktów interesów. Polityka ta implementuje najwyższe standardy, wartości i zasady postępowania wspólne dla spółek z GK PGNiG w zakresie przeciwdziałania konfliktowi interesów menadżerów (członków organów oraz osób z wyższej kadry kierowniczej spółek) celem zabezpieczenia należytego interesu spółek.

Z uwzględnieniem niezbędnych zmian, w ramach poszanowania nakazów i zakazów dotyczących niezależności Operatora Systemu Dystrybucyjnego oraz niezależności Operatora Systemu Magazynowania Polityka została przyjęta w całości przez poszczególne spółki. Trwa proces wdrażania Polityki we wszystkich spółkach i podmiotach GK PGNiG.

Polityka reguluje następujące zagadnienia:

- pojęcie konfliktu interesów;
- zasady przeciwdziałania konfliktowi interesów;
- środki przeciwdziałania konfliktowi interesów;
- obowiązki informacyjne względem spółki;
- zasady postępowania wobec osób najbliższych;
- sankcje za naruszenie postanowień Polityki.

11.4.4. Polityka QHSE (Quality Health Safety Environment) i funkcjonowanie Systemu zarządzania jakością, środowiskowego, bezpieczeństwem i higieną pracy w GK PGNiG

Polityka QHSE w GK PGNiG, która określa cele i kierunki działania oraz stanowi zapewnienie dotrzymania najwyższych standardów jakości, bezpieczeństwa i higieny pracy oraz ochrony środowiska w odniesieniu do spełnienia wymagań i oczekiwań interesariuszy.

Polityka podlega okresowej ocenie pod kątem jej użyteczności i aktualności. Polityka QHSE realizowana jest w PGNiG poprzez System Zarządzania QHSE zgodny z wymaganiami norm: ISO 9001:2015, 14001:2015 i OHSAS 18001:2007 oraz dobrych praktyk HSE.

Cele Polityki QHSE to:

- identyfikacja, nadzorowanie oraz zapewnienie skuteczności procesów QHSE;
- budowanie trwałych relacji z Klientami PGNiG;
- identyfikacja i przestrzeganie aktów prawnych i innych wymagań;
- wdrażanie norm i standardów wynikających z dobrych praktyk, promowanie bezpiecznych rozwiązań;
- identyfikowanie zagrożeń, w tym zdarzeń potencjalnie wypadkowych, w celu zapobiegania wypadkom przy pracy, chorobom zawodowym, incydentom oraz awariom;
- identyfikowanie i ograniczanie wpływu na środowisko;
- budowanie kompetentnego, świadomego i zaangażowanego zespołu pracowniczego.

Większość Spółek z GK PGNiG realizuje działania związane z jakością, ochroną środowiska oraz bezpieczeństwem i higieną pracy, w oparciu o tę Politykę QHSE.

Jednostki organizacyjne	Nazwa systemu (ZSZ, SZŚ, SZJ, SZBHP, EMAS etc.)	Certyfikowany (Tak/Nie)	Data		Nazwa jednostki certyfikującej
			certyfikacji	recertyfikacji	
PGNiG	SZJ – ISO: 9001:2015 SZŚ – ISO:14001:2015	TAK	20.07.2018	19.07.2021	BSI
	SZBHP – BS OHSAS:18001:2007			11.03.2021	
PGNiG - Centralne Laboratorium Pomiarowo – Badawcze*	SZ zgodny z PN-EN ISO/ IEC 17025:2005+Ap 1:2007, PN -EN ISO/IEC 17065:2013	TAK			PCA
	SZJ – ISO: 9001:2015 SZŚ – ISO:14001:2015	TAK	20.06.2018	26.01.2020	TÜV SÜD
Exalo Drilling	SZBHP – BS OHSAS:18001:2007		13.03.2017		
GEOFIZYKA Toruń	ZSZ QHSE	TAK	18.03.2011 18.03.2017	17.03.2020	LRQA
PGNiG OD		NIE			
PGNiG Technologie	ZSZ	TAK	2013	2018	UDT
PGNiG TERMIKA	SZ BHP	TAK	22.10.2007	23.09.2016	PCBC
	SZŚ	TAK	05.12.2007	23.09.2016	
PSG	ZSZ – ISO: 14001:2015	TAK	02.01.2017	01.01.2020	TÜV NORD
GSP	SZJ – ISO: 9001:2015 SZŚ – ISO:14001:2015	TAK	03.09.2018	02.09.2021	DQS
	SZBHP – BS OHSAS:18001:2007				

* Z uwagi na to, że planowany termin certyfikacji Systemu Zarządzania QHSE przypada na czerwiec 2018 r., niektóre Oddziały, które utrzymywały swoje odrębne systemy zarządzania wcześniej, chcąc zachować ciągłość certyfikatu, przystąpiły do audytu nadzoru/ recertyfikacyjnego indywidualnie. CLPB posiada wdrożony i udokumentowany system zarządzania jakością, potwierdzony przez Polskie Centrum Akredytacji na zgodność z normą międzynarodową i europejską PN-EN ISO/IEC 17025: 2005.

Sposób dostosowania prowadzonych działań do Polityki QHSE w GK PGNiG.

Polityka QHSE w GK PGNiG w zakresie jakości była realizowana w spółkach poprzez następujące działania:

- zapewnienie jakości, ciągłości i terminowości dostaw gazu ziemnego, ropy naftowej i innych produktów oraz usługi magazynowania gazu kontrahentom PGNiG,
- identyfikację, nadzorowanie i monitorowanie procesów,
- uwzględnianie opinii Pracowników, Klientów i innych Interesariuszy w doskonaleniu procesów,
- podnoszenie kwalifikacji i świadomości Pracowników,
- identyfikację i wypełnianie wymagań prawnych i innych,
- wyznaczanie i realizację celów doskonalących związanych min. ze stosowaniem nowoczesnych technologii,
- realizację audytów i podejmowanie działań naprawczych,
- zarządzanie ryzykami i szansami występującymi w procesach biznesowych,
- wdrażanie programów wspierających pracowników (mentoring nowo zatrudnionych, szkolenia wewnętrzne w ramach Akademii trenerów).

Polityka QHSE w GK PGNiG w zakresie ochrony środowiska była realizowana poprzez następujące działania:

- identyfikację, nadzorowanie i monitorowanie aspektów środowiskowych;
- identyfikację i wypełnianie wymagań prawnych i innych;
- wyznaczanie i realizację celów doskonalących, minimalizujących oddziaływanie na otoczenie i sąsiedztwo, tak aby zachowana była równowaga między rozwojem biznesu a ochroną środowiska naturalnego;
- stosowanie przyjaznych dla środowiska technologii;
- monitorowanie wpływu działalności Spółek na środowisko;
- efektywne wykorzystanie paliw i zasobów naturalnych;
- podejmowanie działań remediacyjnych i rekultywacyjnych;
- nadzorowanie działań Wykonawców;
- stałe podnoszenie kwalifikacji i budowanie świadomości pracowników w obszarze ochrony środowiska.

Polityka QHSE w GK PGNiG w zakresie bezpieczeństwa i higieny pracy była realizowana poprzez następujące działania:

- identyfikację zagrożeń oraz ocenę ryzyka zawodowego i miejscowego;
- identyfikację i wypełnianie wymagań prawnych i innych;
- wyznaczanie celów doskonalących;
- podejmowanie działań naprawczych;
- stosowanie nowoczesnych zabezpieczeń i rozwiązań w procesach technologicznych zapobiegających wypadkom, awariom i chorobom zawodowym;
- budowanie wspólnych relacji z Wykonawcami świadczącymi usługi na rzecz Spółek;
- identyfikację i zgłaszanie zdarzeń potencjalnie wypadkowych;
- promowanie i wdrażanie programów poprawiających bezpieczeństwo i kształtujących świadomość bezpiecznych zachowań.

Dobre praktyki w zakresie popularyzacji i doskonalenia systemu zarządzania:

- organizacja konkursów wiedzy z zakresu BHP, ppoż i pierwszej pomocy dla pracowników;
- organizacja narady służb ochrony środowiska i BHP dla GK PGNiG;
- organizacja i udział w konferencjach technicznych i seminariach poświęconych ochronie środowiska i bezpieczeństwu pracy;
- publikacje materiałów informacyjnych w zakresie systemów zarządzania, w tym m.in. ulotki dla gości wizytujących obiekty, informacje w prasie branżowej i newsletterach.

11.4.5. Ład korporacyjny

Grupa 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.

PGNiG jako spółka giełdowa podlega zasadom Dobrych Praktyk, w zakresie których corocznie prezentuje obecnym oraz przyszłym akcjonariuszom Oświadczenie o przestrzeganiu zasad ładu korporacyjnego. Treść oświadczenia o przestrzeganiu poszczególnych zasad ładu korporacyjnego przez PGNiG w 2018 r. dostępna jest na korporacyjnej stronie internetowej Spółki w zakładce Ład korporacyjny/Dobre praktyki.

> Więcej informacji: [punkt 10.4 Sprawozdania Zarządu z działalności PGNiG i GK PGNiG za rok 2018](#)

11.5. Ryzyka kluczowych obszarów strategicznych zrównoważonego rozwoju GK PGNiG z perspektywy społecznej

Obszar	Ryzyko	Sposób zarządzania ryzykiem w GK PGNiG
BEZPIECZEŃSTWO ENERGETYCZNE KRAJU	Opóźnienie prac poszukiwawczych i wydobywczych	<ul style="list-style-type: none"> Staly monitoring statusów projektów Podejmowanie przez Operatora koncesji niezbędnych działań zaradczych
	Zakłócenia w dostawach gazu	<ul style="list-style-type: none"> Staly 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 Raportowanie do właściwych organów i instytucji odpowiedzialnych za zarządzanie środowiskiem naturalnym Bieżąca informacja i edukacja o realizowanych projektach
SPOŁECZEŃSTWO	Ryzyko relacji z lokalnymi społecznościami	<ul style="list-style-type: none"> Współpraca z organizacjami pozarządowymi Odpowiadania na rzeczywiste problemy lokalnych społeczności (programy, projekty, wsparcie lokalnych inicjatyw) Współpraca z władzami samorządowymi
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
	Odejścia z pracy osób o wysokich kwalifikacjach	<ul style="list-style-type: none"> Jasne zasady wynagradzania pracowników Stale szkolenia pracowników podnoszące ich kwalifikacje Cykliczna ocena pracowników przez przełożonych Ankiety pracownicze / badania opinii System benefitów i dodatków socjalnych dla pracowników
PRACOWNICY	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 menadżerskiej Polityka zgodności Kodeks etyki z wzorcami postaw Funkcjonowanie etyków w GK PGNiG, w tym Pełnomocnika ds. etyki GK PGNiG
	Ryzyko korupcji	<ul style="list-style-type: none"> Przestrzeganie zasad Kodeksu etyki Realizowanie Polityki antykorupcyjnej i prezentowej Szkolenia pracowników z tego zakresu Staly 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 GK PGNiG

12. Oświadczenie Zarządu PGNiG i zatwierdzenie sprawozdania

Zarząd PGNiG oświadcza, że wedle jego najlepszej wiedzy, niniejsze Sprawozdanie Zarządu z działalności PGNiG S.A. i Grupy Kapitałowej PGNiG zawiera prawdziwy obraz sytuacji Spółki i Grupy, w tym opis podstawowych zagrożeń i ryzyka.

Zarząd PGNiG S.A.:

Prezes Zarządu	Piotr Woźniak	<i>Podpisano kwalifikowanym podpisem elektronicznym</i>
Wiceprezes Zarządu	Łukasz Kroplewski	<i>Podpisano kwalifikowanym podpisem elektronicznym</i>
Wiceprezes Zarządu	Michał Pietrzyk	<i>Podpisano kwalifikowanym podpisem elektronicznym</i>
Wiceprezes Zarządu	Maciej Woźniak	<i>Podpisano kwalifikowanym podpisem elektronicznym</i>
Wiceprezes Zarządu	Magdalena Zegarska	<i>Podpisano kwalifikowanym podpisem elektronicznym</i>

Warszawa, dnia 13 marca 2019 r.

Oświadczenie Zarządu w sprawie rzetelności sporządzenia rocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego GK PGNiG za 2018 rok

Oświadczamy, że wedle naszej najlepszej wiedzy, roczne Skonsolidowane sprawozdanie finansowe Grupy Kapitałowej PGNiG sporządzone na dzień 31 grudnia 2018 roku i dane porównywalne sporządzone zostały zgodnie z obowiązującymi zasadami rachunkowości oraz odzwierciedlają w sposób prawdziwy, rzetelny i jasny sytuację majątkową i finansową grupy kapitałowej emitenta oraz jej wynik finansowy.

Zarząd PGNiG S.A.:

Prezes Zarządu	Piotr Woźniak	<i>Podpisano kwalifikowanym podpisem elektronicznym</i>
Wiceprezes Zarządu	Łukasz Kroplewski	<i>Podpisano kwalifikowanym podpisem elektronicznym</i>
Wiceprezes Zarządu	Michał Pietrzyk	<i>Podpisano kwalifikowanym podpisem elektronicznym</i>
Wiceprezes Zarządu	Maciej Woźniak	<i>Podpisano kwalifikowanym podpisem elektronicznym</i>
Wiceprezes Zarządu	Magdalena Zegarska	<i>Podpisano kwalifikowanym podpisem elektronicznym</i>

Warszawa, 13 marca 2019 roku

Oświadczenie Rady Nadzorczej PGNiG S.A. w sprawie podmiotu uprawnionego do badania rocznego Jednostkowego sprawozdania finansowego PGNiG S.A. oraz Skonsolidowanego sprawozdania finansowego GK PGNiG za 2018 rok

Rada Nadzorcza PGNiG S.A., działając w związku z § 70 ust. 1 pkt 7 oraz § 71 ust. 1 pkt 7 Rozporządzenia Ministra Finansów z dnia 29 marca 2018 r. w sprawie informacji bieżących i okresowych przekazywanych przez emitentów papierów wartościowych oraz warunków uznawania za równoważne informacji wymaganych przepisami prawa państwa niebędącego państwem członkowskim (Dz.U. 2018 poz. 757) oświadcza, że:

- a) Deloitte Polska Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością Sp. k., podmiot uprawniony do badania sprawozdań finansowych, dokonujący badania rocznego Jednostkowego sprawozdania finansowego PGNiG S.A. oraz Skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy Kapitałowej PGNiG sporządzonych na dzień 31 grudnia 2018 roku, został wybrany zgodnie z przepisami prawa;
- b) firma audytorska oraz członkowie zespołu wykonującego badanie spełniali warunki do sporządzenia bezstronnego i niezależnego sprawozdania z badania rocznego Jednostkowego sprawozdania finansowego PGNiG S.A. oraz Skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy Kapitałowej PGNiG zgodnie z obowiązującymi przepisami, standardami wykonywania zawodu i zasadami etyki zawodowej;
- c) emitent przestrzega obowiązujących przepisów związanych z rotacją firmy audytorskiej i kluczowego biegłego rewidenta oraz obowiązkowymi okresami karencji,
- d) emitent posiada politykę w zakresie wyboru firmy audytorskiej oraz politykę w zakresie świadczenia na rzecz emitenta przez firmę audytorską, podmiot powiązany z firmą audytorską lub członka jego sieci dodatkowych usług niebędących badaniem, w tym usług warunkowo zwolnionych z zakazu świadczenia przez firmę audytorską.

Rada Nadzorcza PGNiG S.A.:

Przewodniczący Rady Nadzorczej	Bartłomiej Nowak	_____
Zastępca Przewodniczącego Rady Nadzorczej	Piotr Sprzączak	_____
Sekretarz Rady Nadzorczej	Sławomir Borowiec	_____
Członek Rady Nadzorczej	Andrzej Gonet	_____
Członek Rady Nadzorczej	Grzegorz Tchorek	_____
Członek Rady Nadzorczej	Piotr Broda	_____
Członek Rady Nadzorczej	Mieczysław Kawecki	_____
Członek Rady Nadzorczej	Stanisław Sieradzki	_____

Warszawa, 13 marca 2019 roku

Oświadczenie Rady Nadzorczej PGNiG S.A. w sprawie Komitetu Audytu Rady Nadzorczej PGNiG S.A. za rok 2018

Rada Nadzorcza PGNiG S.A., działając na podstawie § 70 ust. 1 pkt 8 oraz § 71 ust. 1 pkt 8 Rozporządzenia Ministra Finansów z dnia 29 marca 2018 r. w sprawie informacji bieżących i okresowych przekazywanych przez emitentów papierów wartościowych oraz warunków uznawania za równoważne informacji wymaganych przepisami prawa państwa niebędącego państwem członkowskim (Dz.U. 2018 poz. 757), oświadcza, że:

- a) są przestrzegane przepisy dotyczące powołania, składu i funkcjonowania komitetu audytu, w tym dotyczące spełnienia przez jego członków kryteriów niezależności oraz wymagań odnośnie do posiadania wiedzy i umiejętności z zakresu branży, w której działa emitent, oraz w zakresie rachunkowości lub badania sprawozdań finansowych,
- b) komitet audytu, wykonywał zadania komitetu audytu przewidziane w obowiązujących przepisach.

Rada Nadzorcza PGNiG S.A.:

Przewodniczący Rady Nadzorczej	Bartłomiej Nowak	_____
Zastępca Przewodniczącego Rady Nadzorczej	Piotr Sprzączak	_____
Sekretarz Rady Nadzorczej	Sławomir Borowiec	_____
Członek Rady Nadzorczej	Andrzej Gonet	_____
Członek Rady Nadzorczej	Grzegorz Tchorek	_____
Członek Rady Nadzorczej	Piotr Broda	_____
Członek Rady Nadzorczej	Mieczysław Kawecki	_____
Członek Rady Nadzorczej	Stanisław Sieradzki	_____

Warszawa, 13 marca 2019 roku

Oświadczenie Rady Nadzorczej PGNiG S.A. w sprawie oceny Jednostkowego sprawozdania finansowego PGNiG S.A., Skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy Kapitałowej PGNiG i Sprawozdania Zarządu z działalności PGNiG S.A. i Grupy Kapitałowej PGNiG za rok 2018.

Rada Nadzorcza PGNiG S.A., działając zgodnie z wymogiem § 70 ust. 1 pkt 14 oraz § 71 ust. 1 pkt 12 Rozporządzenia Ministra Finansów z dnia 29 marca 2018 r. w sprawie informacji bieżących i okresowych przekazywanych przez emitentów papierów wartościowych oraz warunków uznawania za równoważne informacji wymaganych przepisami prawa państwa niebędącego państwem członkowskim (Dz.U. 2018 poz. 757), art. 382 par 3 Kodeksu Spółek Handlowych oraz par. 33 ust. 1 pkt 1 i 4 Statutu PGNiG S.A., dokonała oceny przedłożonego przez Zarząd PGNiG S.A.:

- a) Jednostkowego sprawozdania finansowego PGNiG S.A. za rok 2018,
- b) Skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy Kapitałowej PGNiG za rok 2018 oraz
- c) Sprawozdania Zarządu z działalności PGNiG S.A. i Grupy Kapitałowej PGNiG za rok 2018.

W wyniku przeprowadzonej oceny, Rada Nadzorcza stwierdziła, że zawarte w powyższych sprawozdaniach informacje przedstawiają rzetelnie i jasno wszystkie informacje niezbędne i istotne dla oceny sytuacji majątkowej i finansowej Spółki oraz Grupy Kapitałowej na dzień 31 grudnia 2018 roku, jak też są zgodne z księgami, dokumentami oraz ze stanem faktycznym.

Rada Nadzorcza dokonała pozytywnej oceny Jednostkowego sprawozdania finansowego PGNiG S.A. za rok obrotowy 2018, Skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy Kapitałowej PGNiG za rok obrotowy 2018 oraz Sprawozdania Zarządu z działalności PGNiG S.A. i Grupy Kapitałowej PGNiG za rok 2018 na podstawie:

- treści w/w sprawozdań, przedłożonych przez Zarząd Spółki,
- sprawozdań niezależnego biegłego rewidenta, tj. Deloitte Polska Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością Sp. k. z badania Jednostkowego sprawozdania finansowego PGNiG S.A. oraz Skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy Kapitałowej PGNiG za rok 2018,
- sprawozdania dodatkowego dla Komitetu Audytu sporządzonego na podstawie art. 11 Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 537/2014 z dnia 16 kwietnia 2014 r. w sprawie szczegółowych wymogów dotyczących ustawowych badań sprawozdań finansowych jednostek interesu publicznego, uchylające decyzję komisji 2005/909/we oraz stosownie do przepisów Ustawy z dnia 11 maja 2017 r. o biegłych rewidentach, firmach audytorskich oraz nadzorze publicznym,
- spotkań z przedstawicielami ww. firmy audytorskiej, w tym z kluczowym biegłym rewidentem,
- informacji Komitetu Audytu Rady Nadzorczej o przebiegu, wynikach i znaczeniu badania dla rzetelności sprawozdawczości finansowej w Spółce oraz roli Komitetu w procesie badania sprawozdania finansowego,
- wyników innych czynności sprawdzających wykonanych w wybranych obszarach finansowych i operacyjnych.

Rada Nadzorcza PGNiG S.A.:

Przewodniczący Rady Nadzorczej

Bartłomiej Nowak

Zastępca

Przewodniczącego Rady Nadzorczej

Piotr Sprzączak

Sekretarz Rady Nadzorczej

Sławomir Borowiec

Członek Rady Nadzorczej

Andrzej Gonet

Członek Rady Nadzorczej

Grzegorz Tchorek

Członek Rady Nadzorczej

Piotr Broda

Członek Rady Nadzorczej

Mieczysław Kawecki

Członek Rady Nadzorczej

Stanisław Sieradzki

Warszawa, 13 marca 2019 roku